

# DIPLOMARBEIT

# Analyse dezentraler netzorientierter Laderegelnungen von Elektrofahrzeugen

ANALYSIS OF DECENTRALIZED GRID-BASED CHARGING CONTROLS FOR  
ELECTRIC VEHICLES

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines  
Diplom-Ingenieurs unter der Leitung von

Univ.Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik

und Betreuung durch

Dipl.-Ing. Dr. Andreas Schuster

E370 - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe  
Gußhausstraße 25-29, A-1040 Wien

eingereicht an der Technischen Universität Wien  
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Martin Meyer, BSc

0726985

Lannerstraße 7  
3830 Waidhofen an der Thaya



# VORWORT

Diese Arbeit stellt gemeinsam mit der Diplomprüfung den Abschluss meines Studiums dar. Auf meinem persönlichkeitsbildenden Ausbildungsweg musste ich mich des Öfteren über eine Richtung entscheiden. Mein breitgefächertes Interesse konzentrierte sich vor allem auf zukunftsrelevante Themen, deren Entwicklung wir selbst in der Hand haben. Fasziniert von den Vorzügen umwelt- und ressourcenschonender Technologien und deren positive Auswirkungen auf unser Ökosystem, ergab sich für diese Arbeit nur ein solches, zukunftsorientiertes Thema.

Ich bedanke mich bei Herrn Univ.Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik für die Möglichkeit der Umsetzung einer Arbeit, welche mein Interessensgebiet weitgehendst abdeckt.

Einen ganz besonderen Dank möchte ich meinem Betreuer, Herrn Dipl.-Ing. Dr. Andreas Schuster aussprechen, der mich immer gut beratend unterstützt hat, dessen Input zur Konkretisierung des Themas maßgebend beigetragen hat und dessen Betreuung sogar über seine Universitätslaufbahn hinaus angehalten hat. Ein weiteres Dankeschön gilt Herrn Dipl.-Ing. Markus Litzlbauer, der mir vor allem bei Fragen bezüglich Fahrzeugladungen und Akkumanagement hilfreiche Auskünfte gab. Wichtig für eine rasche und nervensparende Umsetzung waren sämtliche Unterlagen, Programmteile und Arbeiten, welche mir vom Institut zur Verfügung gestellt wurden. Vielen Dank für diese hilfreichen Vorarbeiten!

Freundin, Familie und Freunde brachten während der oftmals stressigen Studienzeit den notwendigen Ausgleich – herzlichen Dank dafür! Mein größtes Dankeschön gilt natürlich meinen Eltern, ohne deren finanzielle und mentale Unterstützung meine Ausbildung wohl kaum möglich gewesen wäre.



# KURZFASSUNG

Aktuelle Umweltprobleme, Ressourcenknappheit und ineffiziente Technologien geben Anlass zum Umdenken. Vor allem unser Verständnis von Mobilität und deren Bereitstellung sollte neu überdacht werden. Möchte man zukünftig den Großteil der Fahrzeuge elektrisch betreiben, so müssen frühestmöglich netzschonende Ladestrategien entwickelt werden, welche zudem kostengünstig implementiert werden können.

Diese Arbeit verfolgt den Ansatz, die Abstellzeiten von Fahrzeugen bestmöglich für Ladevorgänge auszunutzen. Durch leistungsbegrenzende Eingriffe werden Fahrzeugladungen zeitlich ausgedehnt. Diese Manipulationen finden so statt, dass die Ladeleistungen bei aktuell hoher Netzauslastung minimiert werden. Um Kommunikationssysteme zu vermeiden, finden die Ladestationen die Information über den lokalen Netzzustand in der Knotenspannung.

Anhand einer fiktiven Modellsiedlung wurden zahlreiche Simulationen durchgeführt. Dieses Netz weist einen hohen Grad an regenerativer Energieerzeugung durch Photovoltaik und elektrischer Mobilität auf.

Es wurde ein Simulationsmodell entwickelt, mit dem verschiedenste Lastgänge und Fahrzeugprofile untersucht werden können. Im ersten Schritt wurden die Netzzustände aufgrund von Variationen aus Haushaltslasten, Photovoltaikeinspeisungen und ungesteuerten Fahrzeugladungen analysiert. Durch die Implementierung eines dezentralen, kennlinienbasierten Regelverfahrens kann das Ausmaß von Ladeeingriffen durch Parametervariationen gesteuert und optimiert werden. Unter anderem fanden Analysen mit äquivalenten Reglern an allen Gebäuden sowie Auswertungen mit an die örtliche Lage angepassten Ladeeingriffen statt. Kapazitive Blindleistung bei niedrigen Effektivwerten der Knotenspannungen soll eine zusätzliche Anhebung und somit Verbesserung der Spannungsverhältnisse liefern.

Abschließend erfolgte die Bewertung der verschiedenen Ladestrategien anhand von Knotenspannungsniveaus über vierwöchige Zeiträume, welche zusammenfassend das hohe Potential des in dieser Arbeit vorgestellten Regelverfahrens aufzeigt. Bei optimal eingestellten Regelparametern ergibt sich eine bestmögliche Netzverbesserung, ohne Abstriche der Mobilität in Kauf nehmen zu müssen. Durch die dezentrale Laderegeln werden nicht nur Schwankungen der Spannungs-Effektivwerte begrenzt. Zusätzlich werden vor allem beim Einsatz von dreiphasigen Ladesystemen die dreiphasigen Knotenspannungen in ihrem Zeitverlauf geglättet und „symmetrisiert“.



# ABSTRACT

Environmental problems, scarcity of resources and inefficient technologies require a reassessment of our understanding of mobility and its deployment. Gridfriendly charging strategies need to be developed as early as possible, if most of the vehicles should be powered by electricity in the future. Furthermore, these systems have to be cost-efficient in their implementation.

This work follows the approach to take advantage of the standstills of vehicles in the best way possible for charging processes. Charging loads are extended in time by power limiting operations. Therefore, the charging loads will be minimized at high grid utilization. In order to avoid communication systems, the charging stations will find the information about the local grid condition in the node voltage.

Various simulations were performed on a fictitious model settlement. This grid has a high level of regenerative energy supply of photovoltaik systems and electrical mobility.

With the developed simulation model, a variety of load curves and vehicle charging profiles can be simulated. In the first step, the grid situation was analyzed on the basis of variations of household loads, photovoltaic supplies and uncontrolled vehicle chargings. By implementing a decentralized, curve-based control method, the amount of power limitation operations can be controlled and optimized by parameter variations. Evaluations with equivalent charging controls on all buildings were conducted. In a further step, the parameters were adapted to the local node voltage situation of the buildings. Capacitive reactive power at low values of the node voltages should additionally increase and improve the voltage levels.

Finally, the assessment of the different charging strategies, based on node voltage levels over four-week periods, was performed. This valuation collectively demonstrates the high potential of the control method proposed in this work. The grid conditions can be improved best without limiting the mobility, if the control parameters are set optimally. The decentralized charging controls are not only limiting fluctuations of the rms voltage values. Especially with the use of three-phase charging systems, the three-phase node voltages are smoothed and “symmetrized” in addition.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>XI</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Modellbeschreibung der Netzabbildung</b>	<b>4</b>
2.1 Netzdefinition . . . . .	4
2.2 Haushaltsdaten . . . . .	8
2.3 Photovoltaikdaten . . . . .	9
2.3.1 PV-Einspeisealgorithmus . . . . .	11
2.4 Mobilitätsdaten . . . . .	13
<b>3 Das Simulationsmodell</b>	<b>16</b>
<b>4 Auswirkungen von Belastungen auf das Netz</b>	<b>20</b>
4.1 Auswirkungen der Haushaltslasten . . . . .	20
4.1.1 Ergänzungen zum Kabelmodell . . . . .	22
4.2 Auswirkungen durch unsymmetrische Belastungen . . . . .	24
4.3 Auswirkungen der Photovoltaikanlagen . . . . .	25
4.4 Auswirkungen der Elektrofahrzeuge durch IU-Ladealgorithmen . . . . .	28
4.5 Vergleich der Spannungsniveaus durch vorliegende Belastungen . . . . .	32
<b>5 Gesteuerte Ladevorgänge</b>	<b>36</b>
<b>6 Dezentrale Laderegulung</b>	<b>39</b>
6.1 Das Kennlinienmodell . . . . .	39
6.1.1 Wirkungsweise . . . . .	41
6.2 Mobilitätsverletzungen . . . . .	44
6.3 Regelung mit gleichen Regelparametern . . . . .	45
6.3.1 Ladeverhalten eines Fahrzeuges am einphasigen Netzanschluss . . . . .	46
6.3.2 Ladeverhalten einer dreiphasigen Ladung . . . . .	50
6.4 Regelung mit angepassten Regelparametern . . . . .	53

6.4.1	Festlegung der Regelparameter . . . . .	54
6.4.2	Akkuzustände und Ladeverhalten . . . . .	56
6.4.3	Netzauswirkungen . . . . .	59
6.4.4	Weitere Variationen der Parameter . . . . .	62
6.5	Freie Wahl der Ladeleitung bei einphasigen Stationen . . . . .	63
6.6	Anhebung der Netzspannung durch kapazitive Blindleistung . . . . .	64
6.7	Vergleich der Spannungsschwankungen durch dezentrale Regelverfahren . . .	66
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>71</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>75</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>77</b>
	<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>80</b>
<b>A</b>	<b>Netzmodell</b>	<b>82</b>
A.1	Implementierung in SINCAL . . . . .	82
A.2	Gebäudezuordnung . . . . .	83
<b>B</b>	<b>Ergänzungen Simulationsmodell</b>	<b>85</b>
B.1	Simulationsjahr . . . . .	85
B.2	MATLAB-Strukturen . . . . .	86
B.3	Angepasste Regelparameter . . . . .	89

# Abkürzungsverzeichnis

<b>AC</b>	<u>Alternating C</u> urrent
<b>aDSM</b>	<u>Aktives D</u> emand- <u>S</u> ide- <u>M</u> anagement
<b>allg.</b>	<u>allgemein</u> (e)
<b>Anz.</b>	<u>Anzahl</u>
<b>avg</b>	<u>Average</u>
<b>Batt</b>	<u>Batterie</u>
<b>bzw.</b>	<u>beziehungsweise</u>
<b>C-Rate</b>	<u>Capacity R</u> ate
<b>DC</b>	<u>Direct C</u> urrent
<b>EV</b>	<u>Electric V</u> ehicle
<b>FZ</b>	<u>Fahrzeug</u> (e)
<b>Geb.</b>	<u>Gebäude</u>
<b>ges.</b>	<u>gesamt</u>
<b>HH</b>	<u>Haushalt</u> (e)
<b>ID</b>	<u>Identität</u>
<b>KL</b>	<u>Kennlinie</u>
<b>konst.</b>	<u>konstant</u>
<b>L1</b>	<u>Außenleiter 1</u>
<b>L2</b>	<u>Außenleiter 2</u>
<b>L3</b>	<u>Außenleiter 3</u>
<b>landw.</b>	<u>landwirtschaftliche</u>
<b>max</b>	<u>Maximum</u>
<b>min</b>	<u>Minimum</u>

<b>Mod</b>	<u>Mod</u> us
<b>Nr.</b>	<u>N</u> ummer
<b>Opt.</b>	<u>O</u> ptimiert
<b>Pers.</b>	<u>P</u> ersonen
<b>Proz.</b>	<u>P</u> rozentual
<b>PV</b>	<u>P</u> hoto <u>v</u> oltaik
<b>Regelp.</b>	<u>R</u> eg <u>e</u> lparameter
<b>SOC</b>	<u>S</u> tate <u>O</u> f <u>C</u> harge
<b>Steuerf.</b>	<u>S</u> teuerfaktor(en)
<b>ungest.</b>	<u>u</u> ngesteuert
<b>z.B.</b>	<u>z</u> um <u>B</u> eispiel
<b>zul.</b>	<u>z</u> ulässig

# 1 Einleitung

Nachhaltige Energienutzung und „Smarte Systeme“ – Begriffe dieser Art sind derzeit in aller Munde. Die heutige Vorstellung von Lebensqualität führt zu stetig steigendem Energieverbrauch. Durch die Bereitstellung der hierfür benötigten Energie im konventionellen Sinne kommt es zu Emissionen in untragbarem Maße. Die Ressourcenknappheit einiger fossiler Energieträger trägt des Weiteren erheblich zur Energiewende bei. Der Trend geht eindeutig in Richtung umweltschonende und intelligente Konzepte. Elektromobilität ist hier – gerade in der Kombination mit Energie aus erneuerbaren Quellen – ein vielversprechender Ansatz für eine vernünftige Umsetzung dieser zukunftsorientierten Vorstellungen. Als sinnvoll erscheint die Elektrifizierung von Fahrzeugen vor allem, wenn man bedenkt, dass laut einer Studie von Statistik Austria [15] in Österreich im Jahr 2012 rund 33% der Gesamtenergie, bezogen auf den energetischen Endverbrauch, für den Verkehrssektor<sup>1</sup> bereitgestellt werden musste. Die Weiterentwicklung von Lithium-Ionen Akkus soll auch das Energiespeicherproblem langfristig lösen können.

Um eine erfolgreiche Durchdringung von Elektrofahrzeugen auf dem Verkehrsmarkt zu fördern, ist es notwendig, dass Probleme, welche sich unweigerlich mit der Zunahme von Elektrofahrzeugen ergeben, früh genug erkannt und bekämpft werden. Deswegen wird in dieser Arbeit von einer modernen und zukunftsorientierten Modellsiedlung mit einem hohen Anteil an Elektromobilität sowie von regenerativer Energieerzeugung ausgegangen. Durch die hohe Anzahl von Ladevorgängen, die durch einen großen elektrisch betriebenen Fuhrpark entstehen, sind die Belastungen des Netzes erheblich. Nach derzeitigem Stand der Netzinfrastruktur würden Spannungsbandverletzungen und wahrscheinlich Stromüberlastungen resultieren. Die elektrische Versorgung könnte somit nicht mehr normgerecht zur Verfügung gestellt werden. Ein Ausbau des Netzes ist mit enormen Kosten verbunden. Diese würden vermutlich größtenteils auf den Endverbraucher umgewälzt werden, was wiederum die Attraktivität der Elektromobilität negativ beeinflussen würde.

Durchschnittlich sind Fahrzeuge längere Zeit abgestellt, als in Betrieb. [6] Es stünde somit

---

<sup>1</sup> „Verkehr ist die Summe aus Transport und landwirtschaftlicher „Off-Road“ Traktion.“ [15]

genügend Zeit zur Verfügung, um die Ladevorgänge so ablaufen zu lassen, dass bei einem Energieerzeugungsüberschuss mit mehr Leistung geladen, und bei Energieknappheit die Ladeleistung reduziert wird. Es erscheint jedoch unsinnig, das Versorgungsnetz auszubauen, damit große, in Bezug auf den Tag kurze Lasten durch Ladevorgänge normgerecht gedeckt werden können, wenn das Ladeprofil zeitlich verschiebbar oder ausdehnbar ist. Die Ladestationen brauchen somit Informationen des Netzzustandes, um die Ladeleistung dementsprechend regulieren zu können. Jede Form von Kommunikation – sei es nun der Informationsaustausch mit anderen Ladestationen oder mit dem Netzbetreiber – kostet Geld. Daher liegt die Bestrebung nahe, dass die Ladestationen dezentral und selbstständig die Belastungssituation des Netzes am jeweilig angeschlossenen Netzknoten interpretieren können sollten. Die einzigen Parameter, welche die Einheiten messtechnisch erfassen können, sind die Netzspannung und die Netzfrequenz. Der Netzstrom in der Versorgungsleitung ist nicht abgreifbar. Da die Spannung stärkeren lokalen Schwankungen unterliegt als die Frequenz, wird in diesem Werk ausschließlich mit dieser auf den Belastungszustand geschlossen. Eine Untersuchung auf etwaige Stromüberlastungen findet nicht statt.

Natürlich ist die Hauptanforderung an ein Konzept dieser Art jene, dass Elektromobilität in befriedigendem Maße zur Verfügung gestellt werden kann. Die gewünschten Wege müssen also mit einer sehr hohen Wahrscheinlichkeit bestritten werden können. Hierfür ist es notwendig, den Ladestationen genügend Zeit für Ladevorgänge zur Verfügung zu stellen. Sinnvollerweise müssen die Fahrzeuge solange sie abgestellt sind, immer an einer Steckdose angeschlossen sein.

In dem verwendeten Netzmodell handelt es sich um eine reine Wohnsiedlung. [4] In die hauseigenen Ladestationen für Elektrofahrzeuge wird ein kennlinienbasiertes Ladeleistungsmanagement implementiert. Das gesamte Simulationsmodell der vorliegenden Arbeit wurde mit den Programmen MATLAB<sup>1</sup> und SINICAL<sup>2</sup> aufgebaut. Die beiden Programme kommunizieren im Zuge der Analysen ständig miteinander. Mittels MATLAB werden für jeweils eine Simulations-Zeiteinheit die Lastprofile analytisch berechnet und manipuliert, damit sie in weiterer Folge der Netzsimulationssoftware für eine Lastflussberechnung übergeben werden können. Die aus der SINICAL-Simulation resultierenden Knotenspannungen werden im Anschluss MATLAB zurückgeführt und können als Eingangsgröße für die weitere Vorgehensweise der Ladeleistungssetzung herangezogen werden.

---

<sup>1</sup> MATLAB von MathWorks ist eine höhere Programmiersprache und interaktive Umgebung für numerische Berechnungen und Visualisierungen. MATLAB eignet sich besonders für Entwicklungsprozesse von Algorithmen und Modellen, sowie zur Analyse von Daten. [10]

<sup>2</sup> PSS SINICAL von der Firma Siemens ist eine Netzplanungs- und Simulationssoftware. Diese verfügt über standardisierte Schnittstellen für Datenimport und -export, sowie zur externen Ansteuerung. [13]

Ziel dieser Arbeit ist eine wissenschaftliche Abschätzung des Potentials einer solchen dezentralen, netzorientierten Ladeleistungsbeeinflussung. Es werden ungesteuertes Laden, Konzepte von gesteuertem Laden und dezentrale netzorientierte Laderegelverfahren in verschiedensten Variationen miteinander verglichen.

Die Basis der dezentralen Laderegelung bildet eine reine Wirkleistungsregelung in Abhängigkeit der Spannung. Weitere Knotenspannungs-Verbesserungsmaßnahmen, wie eine zusätzliche  $Q(U)$ -Regelung, werden ebenso angeschnitten.

## 2 Modellbeschreibung der Netzabbildung

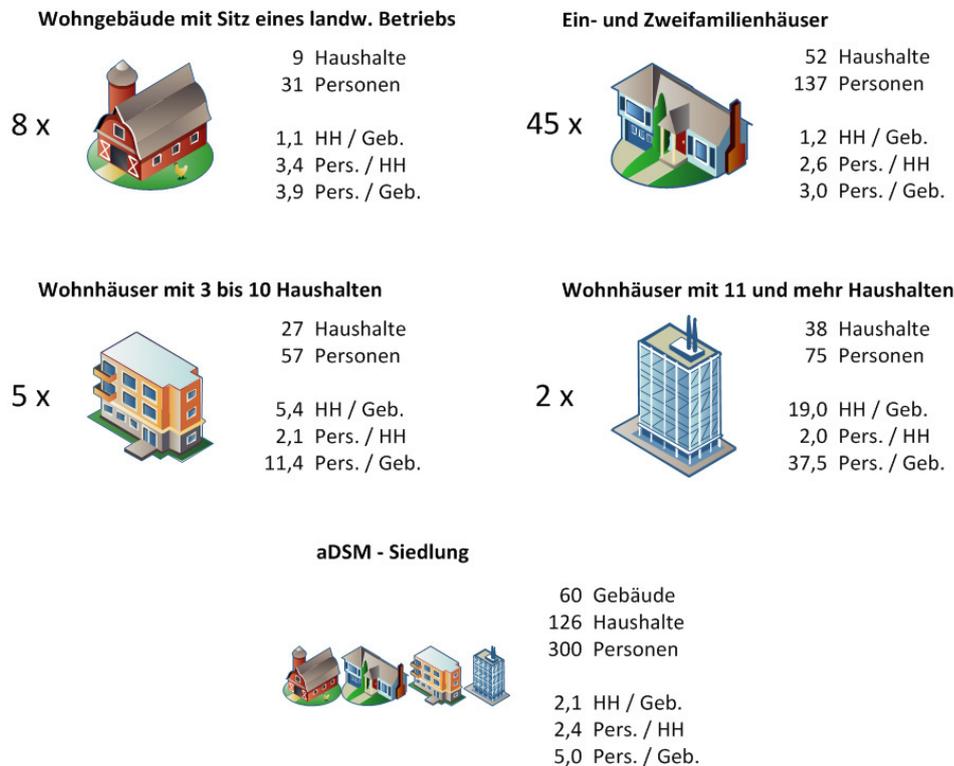
Im ersten Schritt bei der Erstellung des Simulationsmodells müssen alle Rahmenbedingungen des elektrischen Netzes festgelegt werden. Diese werden in den folgenden Unterkapiteln beschrieben.

Dieser Arbeit wurden sämtliche Daten des sogenannten aDSM-Projektes (Aktives Demand-Side-Management) zur Verfügung gestellt, welches sich die Erreichung eines „möglichst flexiblen elektrischen Lastganges“[4] zum Ziel gesetzt hat. Hierfür wurde ein synthetisches Modellnetz, das ein räumlich ausgedehntes Niederspannungsnetz darstellt, definiert. Der Vorteil einer fiktiven Modellsiedlung ist der, dass „unterschiedliche Netzsituationen in einem einzigen Betrachtungsgebiet abgebildet werden können“[4]. Somit ist es möglich, österreichische Netzsituationen möglichst realistisch und detailgetreu auf ein „kleines“ Simulationsnetz zu übertragen. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass die Ergebnisse aus den Simulationen leichter verallgemeinert werden können, da keine regionalen, gesellschaftlichen und anderen Einschränkungen getroffen werden mussten. Des Weiteren widmete man sich dem Potential der Elektromobilität in diesem Netz sowie den regenerativen Energieerzeugungspotentialen. [4]

### 2.1 Netzdefinition

Grundlage für die Zusammensetzung der verwendeten Modellsiedlung waren Datenerhebungen der Statistik Austria mit dem Titel „Gebäude- und Wohnungszählung 2011“. [14] Diese liefern Informationen über österreichische Wohnverhältnisse, unterteilt in Gebäudekategorien und Haushaltsgrößen. Die Größe des aDSM-Beispielnetzes wurde in der Arbeit [4] definiert. Es wurde eine Einwohnerzahl von 300 als sinnvoll angenommen. Verknüpft mit den Daten der Statistik Austria umfasst das Beispielnetz schlussendlich 60 Gebäude, welche in [4] wiederum in 4 Gebäudekategorien unterteilt wurden. Die Gebäudeaufteilung inklusive der unterschiedlichen Haushaltsgrößen mit Personenanzahlen ist in Abbildung 2.1 zusammengefasst.

## Österreich abgebildet auf eine Siedlung mit 300 Personen



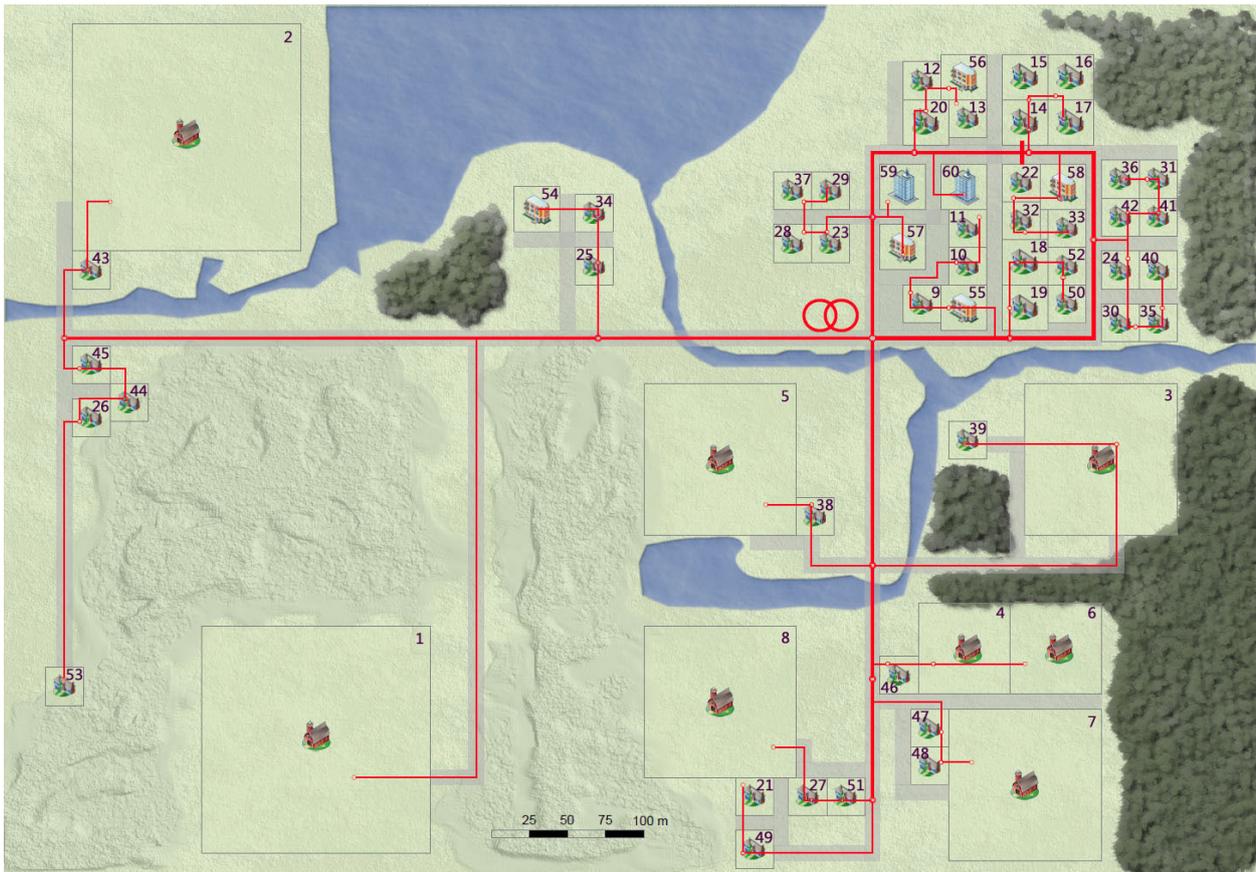
**Abbildung 2.1:** Zusammenstellung der aDSM-Siedlung [4]

Auch die Vernetzung dieser 60 Gebäude muss möglichst genau die österreichischen Installationsstandards widerspiegeln. Durch Festlegen der Netzstrukturen sowie der Kabellängen, -typen, und -querschnitte konnte schlussendlich eine maßstabsgetreue Landkarte angefertigt werden, „wie Österreich heruntergebrochen auf eine Siedlung mit 300 Einwohnern aussehen könnte“ (siehe Abbildung 2.2). [4]

Anzumerken ist, dass es sich lediglich um eine Abbildung von Wohnverhältnissen handelt. Die Siedlung ist am Niederspannungsnetz angeschlossen. Verbraucher am Mittel- und Hochspannungsnetz, wie zum Beispiel Firmen und Fabriken, wurden somit bei der Modellbildung nicht mitberücksichtigt. [4]

Die Verteilung der elektrischen Energie im Netz erfolgt durch zwei unterschiedliche Netztopologien – das Ringnetz (Abbildung 2.2 oben rechts) und das Strahlennetz. [4]

Strahlennetze sind dadurch gekennzeichnet, dass die Versorgungsleitungen strahlenförmig von der Einspeisung (vom Transformator) weg verlaufen. Diese werden vor allem bei niedrigen räumlichen Lastdichten, also vorwiegend in ländlichen Strukturen, eingesetzt. [5] Vorteil



**Abbildung 2.2:** Maßstabsgetreuer Plan der aDSM-Modellsiedlung aus [4], erweitert um Gebäude-nummern

dieser Netzstruktur ist vor allem die Einfachheit der Struktur selbst in ihrer Planung und Übersichtlichkeit. Nachteilig ist das sinkende Spannungsniveau bei steigender Entfernung vom Transformator. Des Weiteren können im Falle eines Fehlers keine einzelnen Netzsegmente weggeschaltet werden. Es kommt somit zu einem Netzausfall des gesamten Stranges. [12]

Ringnetze weisen eine höhere Versorgungssicherheit auf. Jeder Ring enthält mindestens eine Trennstelle. Wird der Ring „offen“ betrieben (das bedeutet, dass eine Trennstelle offen ist), so kann im Falle eines Kurzschlusses ein Halbring bis zu dieser Trennstelle vom Netz genommen werden. Durch zusätzliche entsprechende Einrichtungen kann außerdem ein Leitungssegment, in dem sich der Fehler befindet, weggeschaltet werden. Alle Verbraucher, welche nicht an der fehlerhaften Leitung angeschlossen sind, können dadurch weiter mit Energie versorgt werden. Typischerweise sind solche Netztopologien in Gegenden mit höheren Lastdichten anzufinden. Wird die Ringleitung permanent geschlossen betrieben, so kommt es zu einer Verbesserung der Spannungshaltung. Die Wartung gestaltet sich jedoch aufwendiger. Wird der Ring offen betrieben, verhält sich die Netzstruktur wie ein Strahlennetz. [5], [12]

In allen hier folgenden Untersuchungen wird der städtische Teil des aDSM-Netzes in einer offenen Ringleitung betrieben. Die vollständige Implementierung des Netzes erfolgte ursprünglich in der Netzsimulationssoftware NEPLAN (siehe [4]). Für die analytischen Lastmanipulationen fiel die Wahl aufgrund der hohen Geschwindigkeit bei Matrizenberechnungen auf das Mathematikprogramm MATLAB. In diesem wird für jeden Simulationszeitschritt die aktuelle dreiphasige Wirk- und Blindleistung für alle 60 Gebäude bestimmt, welche schlussendlich für jeden Simulationszeitpunkt einer Netzsimulationssoftware übergeben werden muss. Durch die Festlegung der Zeitbasis von einer Minute beträgt die Anzahl der Zeititerationen für die Auswertung von beispielsweise 4 Wochen:

$$Iter = 28Tage \cdot 60min \cdot 24h = 40.320 \quad (2.1)$$

Die dreiphasigen Lasten müssen also 40.320 Mal für alle 60 Gebäude der Netzsoftware übergeben und eine Netzanalyse gestartet werden. Nach jeder Lastflussrechnung folgt das Auslesen der dreiphasigen Knotenspannung für alle 60 Gebäude durch MATLAB. Dies bedarf eines hohen Grades an Kommunikation der beiden Programme einerseits sowie einer hohen Anzahl an auszuführenden Netzanalysen, was bei der Auswahl im Hinblick auf die Simulationsdauer mitberücksichtigt werden musste. Für diese Anforderungen schien die Netzsimulationssoftware SINCAL besser geeignet zu sein, als NEPLAN. Das aDSM-Netz musste somit im ersten Schritt in SINCAL übertragen werden. Dessen Implementierung ist dem Anhang A.1 zu entnehmen.

Tabelle 2.1 stellt eine Übersicht einiger wichtiger Netzkennzahlen dar. Neben der Scheinleistung und der bezogenen Kurzschlussspannung des Transformators finden sich die minimale und maximale Entfernung vom Verteiltrafo in Bezug auf die Kabellänge. Der Energietransport findet über drei unterschiedliche Querschnitte statt. Die eingesetzten Aluminiumkabel mit deren „verbauter“ Länge sind ebenfalls in Tabelle 2.1 angeführt.

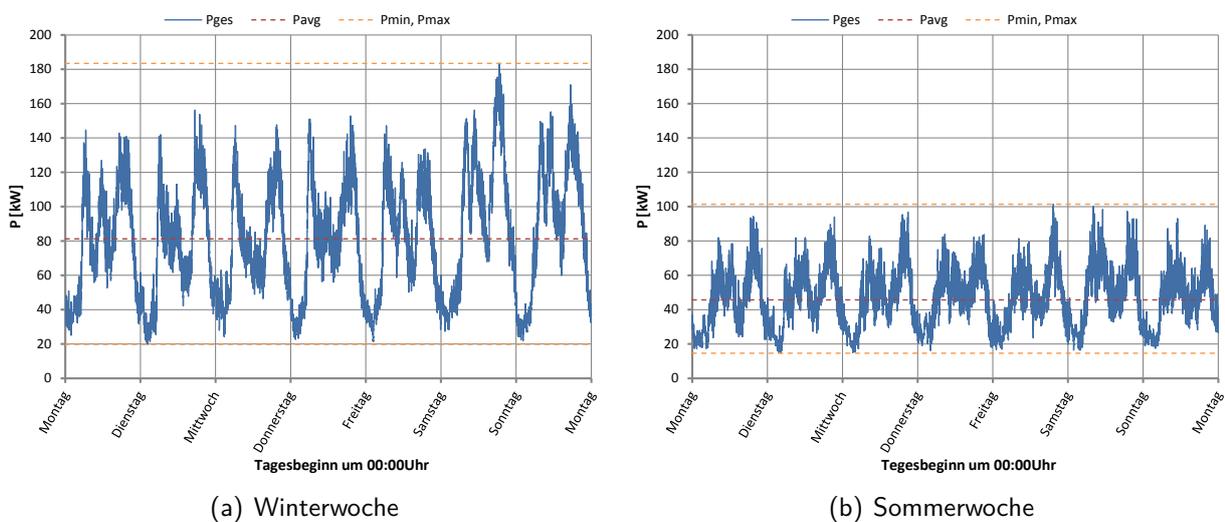
Scheinleistung Transformator	$S_N = 0,63MVA$
bezogene Kurzschlussspannung Transformator	$u_k = 4,0\%$
minimale elektrische Entfernung	$l_{min} = 100m$
maximale elektrische Entfernung	$l_{max} = 840m$
Kabellänge $2 \times 150mm^2$	$l_{2 \times 150} = 0,17km$
Kabellänge $150mm^2$	$l_{150} = 1,28km$
Kabellänge $50mm^2$	$l_{50} = 2,95km$

**Tabelle 2.1:** Übersicht wichtiger Netzkennzahlen

## 2.2 Haushaltsdaten

Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit den allgemeinen Haushaltslasten. Es handelt sich auch hier nicht um konkrete Messwerte. In der Arbeit [4] wurde versucht, mittels Informationen von Wohn- und Beschäftigungsverhältnissen, Unterscheidungen verschiedener Haushaltskategorien, Bestimmung mittlerer Geräteausstattungen sowie Annahme von Effizienzklassen, die allgemeinen Lastprofile für die 126 Haushalte des aDSM-Netzes zu erstellen. Die genaue Vorgehensweise hierbei ist für diese Arbeit nicht von Bedeutung und kann im oben angegebenen Werk nachgelesen werden. Die Aufteilung der Lasten auf Haushalte ist beim Modell der dezentralen Laderegulierung nicht von Belangen. Wichtig sind lediglich die Summenlasten an den Netzanschlüssen. Aus diesem Grund wurden die zu einem Gebäude gehörenden Haushalts-Lastprofile zusammengefasst. Das Resultat sind 60 Gebäude-Lastprofile. Die Grundlastendatenbank aus [4] beinhaltet die allgemeinen Lastprofile im Minutenintervall für ein Jahr, also 365 Tage. Für spätere Auswertungen ist es wichtig, dass es sich beim ersten Eintrag um den Montag, 00:00 Uhr der 1. Kalenderwoche eines Jahres handelt. Bei den Haushaltslasten ist der Wochentag und die Jahreszeit von Bedeutung. Da bei den Profilen keine Information über eine Aufteilung auf die Phasen  $L1$ ,  $L2$  und  $L3$  hinterlegt ist, wurden diese als symmetrisch angenommen. Bei den soeben beschriebenen Leistungen handelt es sich um Wirkleistungen. Für folgende Untersuchungen wurde ein  $\cos(\varphi)$  von 0,98 als sinnvoll angenommen und festgelegt.

In Abbildung 2.3 sind die Summenlasten aller Haushalte und Gebäude von einer Winter- und einer Sommerwoche dargestellt. Zusätzlich findet sich in jedem Teilbild der jeweilige Minimal-, Maximal- und Durchschnittswert.



**Abbildung 2.3:** Summenprofile der Haushaltslasten

## 2.3 Photovoltaikdaten

Im aDSM-Beispielnetz aus [4] besitzt jedes Gebäude eine Photovoltaikanlage. Die installierten Leistungen der verschiedenen Gebäude wurden in der gleichen Arbeit ermittelt. Die Wahl erfolgte hierbei so, dass die österreichischen Potentiale an regenerativer Erzeugung möglichst ausgeschöpft werden können. Da es sich bei aDSM um eine Wohnsiedlung handelt, welche am Niederspannungsnetz angeschlossen ist, scheiden Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen auf Freiflächen als regenerative Energiequellen aus. Diese sind typischerweise an höheren Spannungsebenen zu finden. Die installierten PV-Leistungen je Gebäudetyp sind zusammen mit der gesamten im Netz installierten Leistung der Tabelle 2.2 zu entnehmen. Zu beachten ist, dass in Bezug auf die aDSM-Siedlungszusammenstellung (siehe Abbildung 2.1) die landwirtschaftlichen Betriebe in zwei Gruppen aufgeteilt wurden. Große landwirtschaftliche Betriebe haben eine größere Dachfläche zur Verfügung, was sich in einer jeweils knapp 4 Mal so hohen installierten Leistung widerspiegelt. [4]

	landw. Betriebe		Ein- und Zweifamilienhäuser	Wohnhäuser		$P_{ges.}$
	groß	klein		3-10 HH	>11 HH	
Anz. Geb.	2	6	45	5	2	813,5kW
P installiert	43,4kW	11,5kW	11,5kW	16,5kW	27,7kW	

**Tabelle 2.2:** Übersicht der installierten PV-Leistungen je Gebäude [4]

Für das Simulationsmodell in Kapitel 3 benötigt man ein Jahresprofil der Photovoltaik-Einspeiseleistung im Minutenintervall.

Grundlage der PV-Einspeiseprofile sind die Messdaten einer Forschungsanlage in Zwentendorf. An diesem Standort wurde eine gesamte Modulleistung von 214kWp installiert. Die installierte AC-Leistung der Wechselrichter beträgt 190kW. Die Anlage lässt sich folgendermaßen unterteilen: Es gibt 14 an den Freiflächen aufgestellte Module, die nach Süden ausgerichtet sind. An den Freiflächen befinden sich außerdem zwei Tracker, welche sich stets nach der Sonne ausrichten. An den Reaktorfassaden und am Dach des Reaktors befinden sich ebenfalls Module. Diese besitzen unterschiedliche Sonnenausrichtungen. Alle Module bestehen aus mehreren parallel geschalteten Strings, von welchen jeder String aus bis zu 14 in Serie geschalteten Panelen besteht. [1]

Für die aDSM-Siedlung wurde angenommen, dass alle Photovoltaikanlagen optimal – also Richtung Süden – ausgerichtet sind. Somit sind für diese Arbeit nur die Jahresprofile der fest installierten Freiflächen sowie die Anlage am Dach des Reaktors von Interesse. Eine

Übersicht dieser Module ist der Tabelle 2.3 zu entnehmen.

	Modulleistung	DC-Leistung	AC-Leistung
Freifläche 01	9,24kW	8,52kW	8kW
Freifläche 02	8,19kW	8,52kW	8kW
Freifläche 03	8,19kW	8,52kW	8kW
Freifläche 04	11,05kW	10,59kW	10kW
Freifläche 05	11,2kW	10,59kW	10kW
Freifläche 06	10,545kW	10,59kW	10kW
Freifläche 07	10,4kW	10,59kW	10kW
Freifläche 08	8,4kW	8,52kW	8kW
Freifläche 09	14,3kW	12,77kW	12kW
Freifläche 10	14,04kW	12,77kW	12kW
Freifläche 11	10,925kW	10,59kW	10kW
Freifläche 12	9,45kW	8,52kW	8kW
Freifläche 13	9,24kW	8,52kW	8kW
Freifläche 14	8,95kW	8,52kW	8kW
Reaktor 03 - Dach	10,57kW	8,52kW	8kW

**Tabelle 2.3:** Übersicht relevanter Modul- und Wechselrichterleistungen der Photovoltaik-Forschungsanlage Zwentendorf [1]

Die AC-Leistungen dieser 15 Module wurden im Zeitraum vom 1.4.2011 bis 31.3.2012 gemessen. Durch händische Nachbearbeitungen (Verschiebung der Monate) wurden aus diesen Messdaten die Jahresprofile, beginnend mit 1. Jänner, 00:00 Uhr und endend mit 31. Dezember, 23:59 Uhr, im Minutenintervall erstellt. Diese 15 Profile wurden zufällig den 60 Gebäuden des aDSM-Netzes zugeordnet und auf die jeweilige installierte Gebäudeleistung über die Beziehung

$$P_{Gebäude}(i) = \frac{P_{Profil}(i)}{Modulleistung} \cdot P_{Geb.installiert} \quad (2.2)$$

umskaliert. Der Index  $i$  stellt hier den Zeitindex dar. Die Normierung erfolgte über die installierten Modulleistungen nach Tabelle 2.2 und nicht über die AC-Wechselrichterleistungen. Es ist in der Praxis durchaus üblich, Wechselrichter mit einer geringeren Leistung als der Spitzenleistung der PV-Module zu wählen. Grund hierfür ist, dass die Sonnenstunden für den oberen Ausnutzungsbereich sehr gering sind, womit sich die Mehrkosten für einen leistungsstärkeren Wechselrichter nicht rechnen würden. Durch die Normierung über die installierten

Modulleistungen wird dies, gemeinsam mit den Wirkungsgraden der Wechselrichter, mitberücksichtigt.

### 2.3.1 PV-Einspeisealgorithmus

Die PV-Einspeiseprofile aus Kapitel 2.3 beinhalten keine Informationen über eine jeweilige Verteilung der Leistungen auf die Leiter des Niederspannungsnetzes. Viele dreiphasige Wechselrichter auf dem Markt speisen nicht immer zwingend symmetrisch ins Netz ein. Ist beispielsweise die aktuelle PV-Leistung geringer als die maximal erlaubte Leistung für einphasige Einspeisung, so erfolgt die tatsächliche Energiebereitstellung oftmals einphasig, damit nicht alle drei Leistungszweige des Wechselrichters in Betrieb sein müssen. Umschaltverluste und die sich dadurch ergebende thermische Beanspruchung von Leistungsventilen beeinflussen stark deren Lebensdauer (vergleiche z.B. [16]). Durch den Trick der abwechselnden ein- oder zweiphasigen Einspeisung bei geringer Einstrahlleistung kann also die Lebensdauer von Wechselrichtern erhöht werden. Solange es keine Gesetze gibt, welche eine permanente dreiphasige Einspeisung erzwingen, kann nicht von symmetrischen Einspeisungen ausgegangen werden.

Des Weiteren wurden, wie in Kapitel 2.2 beschrieben, die Haushaltslasten symmetrisch angenommen, was nicht der Realität entspricht. Für die spätere Untersuchung der Laderegelungen ist es von Vorteil, unsymmetrische Spannungsebenen anzufinden, damit regelungstechnische Eingriffe besser dargestellt und analysiert werden können.

Für die Aufteilung der Einspeiseleistungen auf die Phasen  $L1$ ,  $L2$  und  $L3$  wurden folgende Regeln definiert:

- Bei einer Einspeiseleistung kleiner als  $3kW$  wird einphasig eingespeist.
- Liegt die Einspeiseleistung zwischen  $3kW$  und  $6kW$  erfolgt die Einspeisung zweiphasig.
- Bei einer Leistung über  $6kW$  sind alle drei Phasen aktiv.
- Sind aktuell mehrere Phasen zur Einspeisung aktiv, wird die Leistung auf diese gleich aufgeteilt.
- Es wird jeden Tag zu Mitternacht festgelegt, welche Leitung bei einphasigem Einspeisen aktiv sein soll, und welche sich bei zweiphasiger Leistungsaufbringung hinzu schaltet. Jene Phase des Wechselrichters, welche bis zu diesem Zeitpunkt am wenigsten häufig in Betrieb war, wird als primäre Einspeiseleitung definiert. Die Leitung mit der

höchsten Betriebsdauer wird bei Leistungen über  $6\text{kW}$  und die verbleibende Phase bei Einspeisungen über  $3\text{kW}$  aktiv. Eine Phase ist in Betrieb, sobald die Leistung über diese größer Null ist. Die Neuvergabe der Einspeiseleitungen hat den Sinn, dass alle Brückenzweige des Wechselrichters in gleichem Ausmaß altern.

Ein Skript mit diesem Schema wurde in MATLAB implementiert, womit die zuvor zufällig vergebenen, umskalierten symmetrischen Einspeiseprofile der 60 Gebäude abgeändert wurden.

Zur grafischen Veranschaulichung ist der Einspeisealgorithmus mit einem trapezförmig angenommenen Tagesleistungsverlauf in Abbildung 2.4 dargestellt. Die Phase mit höchster Priorität ist in diesem Beispiel  $L1$ , die mit geringster  $L3$ . Steigt die Einspeiseleistung über  $3\text{kW}$  an, wird die Leitung mit zweithöchster Priorität hinzu geschaltet und gleichzeitig die Leistung auf beide Phasen gleich aufgeteilt. Bei Überschreitung der  $6\text{kW}$ -Grenze wird auf allen drei Leitern symmetrisch eingespeist. Analoges gilt bei anschließenden Unterschreitungen dieser Grenzwerte.

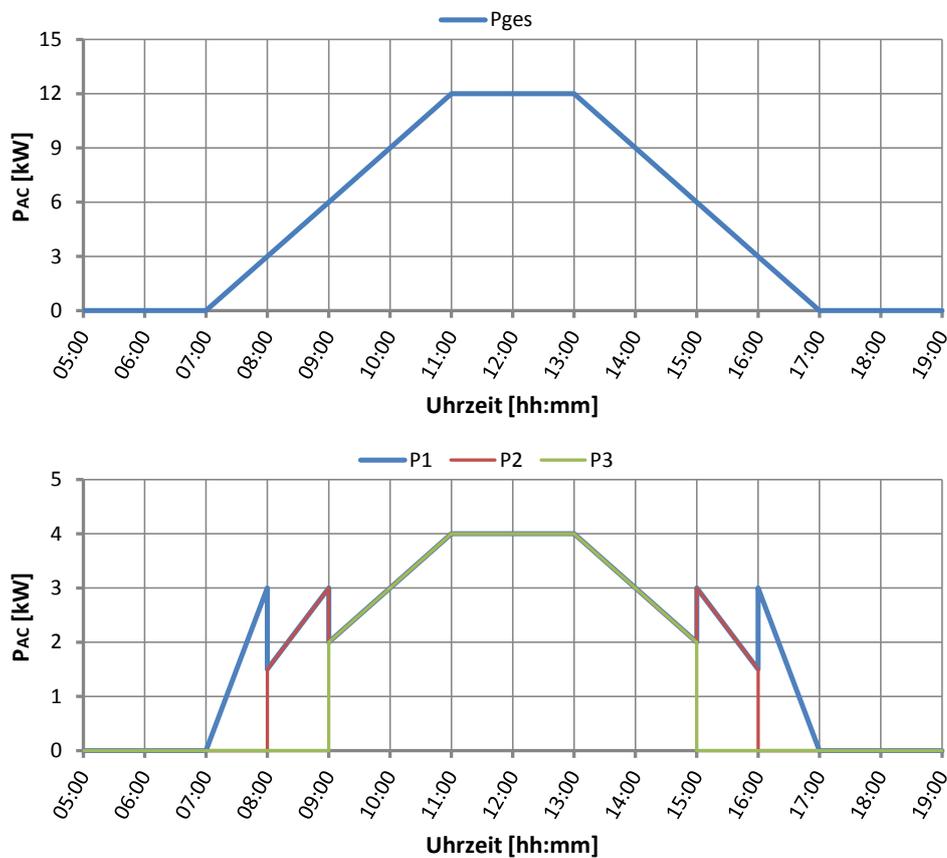


Abbildung 2.4: Photovoltaik-Einspeisealgorithmus

Abschließend ist hier noch anzumerken, dass das Modell der PV-Einspeisung so aufgebaut wurde, als hätte jedes Gebäude nur einen Wechselrichter. Beim Großteil der Bauten wäre dies durchaus vorstellbar. Die Rede ist hier von den Ein- und Zweifamilienhäusern sowie den kleinen landwirtschaftlichen Betrieben mit einer installierten Leistung von  $11,54\text{kW}$  (vergleiche Tabelle 2.2). Für die Anlagen der Wohnhäuser und die der großen landwirtschaftlichen Betriebe werden in der Realität mehrere Wechselrichter zur Energiewandlung notwendig sein. Diese werden auch unterschiedliche Einspeiseprofile – sprich unterschiedliche Leistungen und deren Verteilung auf die drei Phasen – aufweisen. Beim Einspeisealgorithmus wurde das nicht mitberücksichtigt.

## 2.4 Mobilitätsdaten

Im Rahmen des Projektes aDSM wurden für die Modellsiedlung Fahrzeugprofile erstellt. [4] Grundlage dafür lieferte hauptsächlich die Mobilitätsdatenerhebung „Mobilität in Deutschland 2008“ [6]. Die Fahrzeugprofile wurden für die hier vorliegende Arbeit übernommen. Sie können nach verschiedenen Szenarien den Gebäuden zugeordnet werden. Im Szenario 2050 von [4] wurde eine Durchdringungsrate an elektrisch betriebenen Fahrzeugen von 98,6% festgelegt, was einer Anzahl von 216 Autos entspricht. Von diesem elektrischen Mobilitätsgrad wird auch bei allen folgenden Untersuchungen ausgegangen.

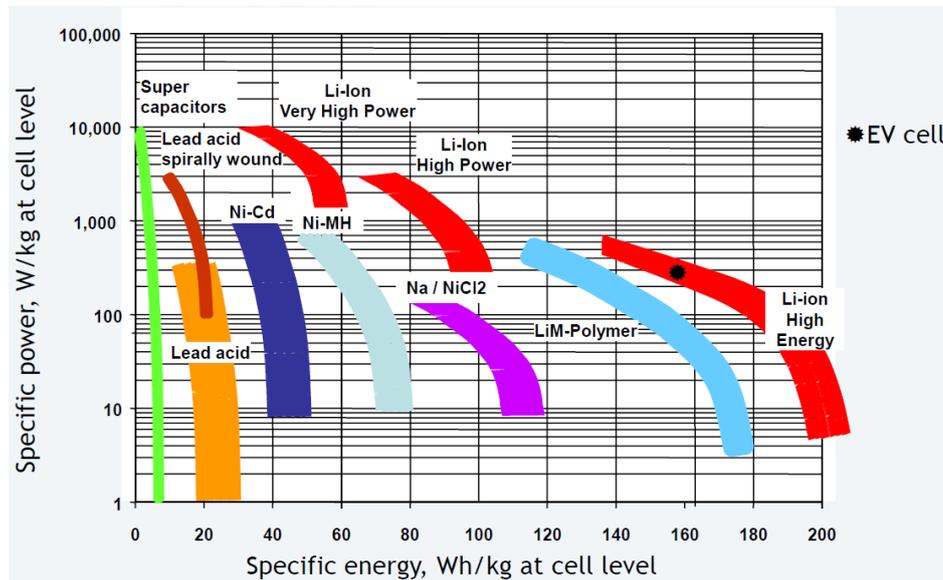
Unterschiede gibt es bei den Verwendungsmustern der Fahrzeuge. Es muss differenziert werden, zu welchen Zwecken diese hauptsächlich Verwendung finden. Während in städtischen Bereichen die meisten Wege kurz ausfallen werden, sind der Großteil der Fahrten in ländlichen Gegenden sicherlich Langstreckenfahrten. Einen weiteren Unterschied macht es, ob mit dem Fahrzeug der tägliche Weg zum Arbeitsplatz bestritten wird oder nicht. Letzteres trifft beispielsweise für Pensionisten oder Personen zu, welche ausschließlich öffentliche Verkehrsmittel nutzen, um zur Arbeit zu gelangen.

Zur Unterscheidung der Verwendungszwecke stehen vom Projekt aDSM sechs verschiedene Datenpools mit jeweils 25 Fahrzeugen<sup>1</sup> pro Fahrzeugtyp zur Verfügung. Die Pools beschreiben die verschiedenen Gebrauchsmuster der Fahrzeuge. Grob unterschieden wird hier, wie bereits erwähnt, nach Stadt- und Landgrößen sowie Abstellzeiten am Arbeitsplatz. Die detaillierte Differenzierung der Gebrauchsmuster kann in [4] nachgelesen werden.

---

<sup>1</sup> Mit der Ausnahme von Pool 4 für hybridbetriebene Fahrzeuge. Dieses Datenpool beinhaltet 31 Fahrzeugprofile.

Von essenzieller Bedeutung für das vorliegende Werk sind, neben der Größe des elektrischen Fuhrparks, die für Lade- und Entladevorgänge charakteristischen Parameter. Die Fahrzeuge unterteilen sich in rein elektrisch betriebene Fahrzeuge mit Akkukapazitäten von 16, 24 und 48kWh sowie Plug-In-Hybrid Fahrzeuge mit Akkugrößen von 16kWh. Bei allen Energiespeichern handelt es sich um Lithium-Ionen-Akkus. Diese weisen derzeit die größtmöglichen Kapazitäten auf. Zur Veranschaulichung sind in Abbildung 2.5 verschiedene Energiespeicher in Bezug auf erzielbare Energie- und Leistungsdichten gegenübergestellt. Der für Elektrofahrzeuge relevante Bereich der Lithium-Ionen-Akkus ist mit einer schwarzen Sonne markiert. Dies ist der Bereich, in dem Speicherinhalt und entnehmbare Leistung in einem guten und brauchbaren Verhältnis stehen.



**Abbildung 2.5:** Spezifische Leistungs- und Energiedichten unterschiedlicher Energiespeicher [2]

In Tabelle 2.4 sind die wichtigsten Fahrzeugdaten zusammengefasst. Hybridfahrzeuge können nach Unterschreitung der unteren Grenze des erlaubten Ladezustandes mit Benzin weiter fahren. Bei rein elektrisch betriebenen Fahrzeugen hingegen wird bei folgenden Simulationen eine Unterschreitung des unteren Grenzwertes durch Betrieb des Autos als Mobilitätsfehler gewertet.

Eine genaue Verteilung der Verwendungspools der Fahrzeuge auf die 60 Gebäude ist der Tabelle A.1 aus dem Anhang zu entnehmen. Die Zuordnung der einzelnen Fahrzeugprofile der unterschiedlichen Pools auf die Gebäude passierte zufällig. Auch die Vergabe der Ladestationen von rein elektrisch betriebenen Fahrzeugen erfolgte, sofern diese nicht bereits aus der Anzahl der jeweiligen Infrastrukturen vorgegeben war, nach einem Zufallsmuster. In Tabelle A.1 sind zusätzlich die installierten PV-Leistungen der jeweiligen Gebäude abzulesen.

	rein elektrisch betriebene Fahrzeuge	Hybridfahrzeuge
Akkugröße	16kWh (111 FZ) 24kWh (30 FZ) 48kWh (67 FZ)	16kWh (8 FZ)
maximale Ladeleistung	1-phasig: 3,7kW (104 FZ) 3-phasig: 11kW (104 FZ)	1-phasig: 3,7kW (8 FZ)
erlaubter Ladezustand	10% bis 90% SOC	20% bis 80% SOC
Mobilitätsverletzung	SOC < 10%	—
Wirkungsgrad Ladesystem	90%	
durchschnittlicher Verbrauch	20kWh/100km	

**Tabelle 2.4:** Übersicht relevanter Fahrzeugparameter

## 3 Das Simulationsmodell

Durch das im Zuge dieser Arbeit entwickelte Simulationsmodell ist es möglich, das Verhalten des Modellnetzes aufgrund von Laständerungen zu untersuchen. Im Speziellen werden durch Vorgabe der dreiphasigen Wirk- und Blindleistungen aller Netzknotenpunkte die dadurch verursachten statischen Knotenspannungen ermittelt. Die jeweiligen Wirkleistungskomponenten, welche zur Ladung der Elektrofahrzeuge benötigt werden, können auf verschiedenste Arten eingestellt werden.

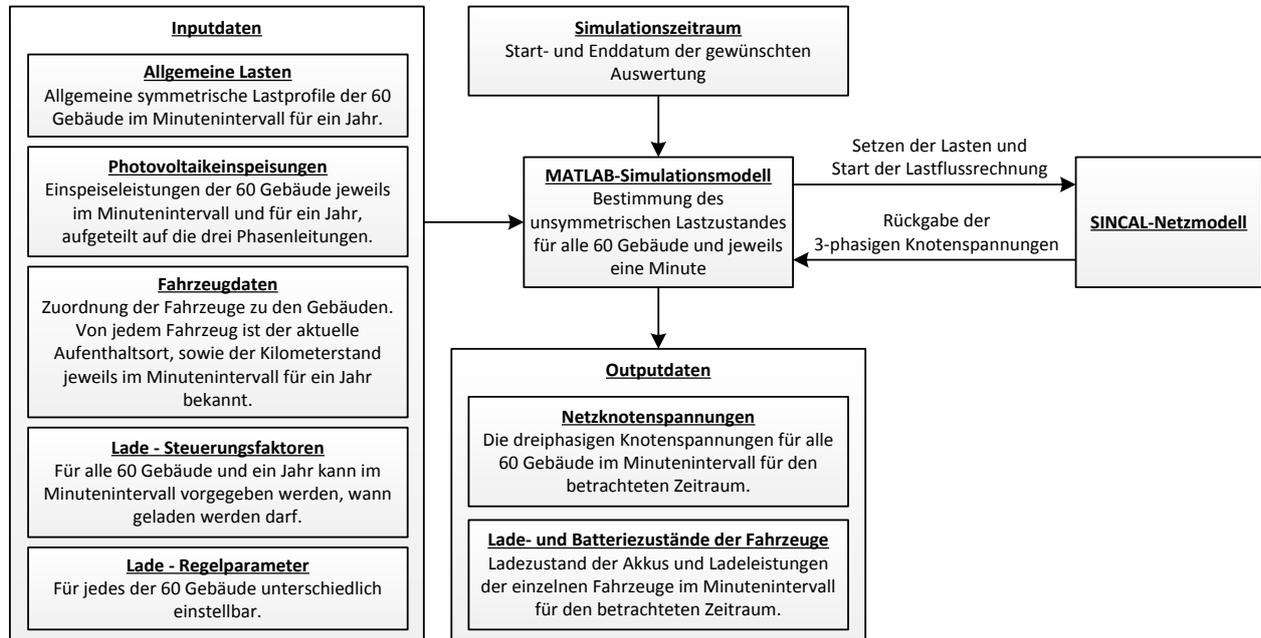
Das Modell benötigt die nach Kapitel 2 definierten Last- und Einspeiseprofile sowie die Datenprofile der Fahrzeuge als Simulationsbasis. Außerdem können Steuerungsparameter definiert werden. Durch diese ist es möglich, Zeitfenster vorzugeben, in welchen die Fahrzeuge geladen werden dürfen bzw. in welchen nicht geladen werden darf. Für die Analyse der dezentralen Laderegelung in Kapitel 6 müssen vordefinierte Regelparameter in die Simulation einfließen. Diese Parameter können für jeden Netzknotenpunkt separat vergeben werden. Näheres dazu findet sich im zugehörigen Kapitel.

Abbildung 3.1 gibt eine Übersicht des Simulationsmodells. Aus den Fahrzeugdaten, Ladezeitfenstern (Steuerungsfaktoren)<sup>1</sup> und optional möglichen Regelparametern werden die Lasten, welche für die Ladungen der Fahrzeuge notwendig sind, für jeweils eine Minute berechnet. Diese Ladelasten werden am jeweiligen Netzknoten zusammengefasst und mit der allgemeinen Haushaltslast und der Photovoltaikeinspeisung des gleichen Zeitschrittes ergänzt. Letztlich liegen die dreiphasigen Lasten für einen Zeitschritt (eine Minute) und für alle 60 Gebäude vor. Diese werden der Netzsimulationssoftware SINICAL übergeben, welche eine unsymmetrische Lastflussrechnung startet. Die sich aufgrund dieser Belastungszustände einstellenden dreiphasigen Knotenspannungs-Effektivwerte werden dem MATLAB-Simulationsmodell zurückgegeben und für Auswertungen abgespeichert. Bei aktiver Regelung werden diese außerdem zur Berechnung der Ladeleistungen für den nächsten Zeitschritt herangezogen. Die Batterieladezustände und aufgewendeten Ladeleistungen

---

<sup>1</sup> Die Angabe von Steuerfaktoren ist zwingend notwendig. Sollen Ladevorgänge immer stattfinden können, besteht jedes Element der Steuermatrix aus 1.

werden stets mitprotokolliert. Aus diesen Parametern können schlussendlich Aussagen über die Mobilität sowie über Verbesserungen des Lademodells getroffen werden.



**Abbildung 3.1:** Übersicht des Simulationsmodells und dessen Input- und Outputdaten

Es ist nicht notwendig, stets das gesamte Jahr zu simulieren. Hierfür kann zu Beginn der Analyse ein Simulationszeitraum festgelegt werden. Wie in Kapitel 2 beschrieben, wurden die Photovoltaikdatensätze so aufbereitet, dass sie mit 1.1. um 00:00 Uhr beginnen. Alle weiteren Wertereihen beinhalten wochentagsabhängige Gebrauchsmuster. Es wurde somit darauf geachtet, dass es sich bei diesen beim ersten Eintrag um einen Montag handelt (Montag, 1. Kalenderwoche, 00:00 Uhr). Für das vorliegende Modell wurde zur besseren Veranschaulichung ein Simulationsjahr festgelegt. Es handelt sich hierbei um ein Jahr, von dem der 1. Jänner auf einen Montag fällt und welches 365 Tage umfasst. Der erste Eintrag aller Datensätze repräsentiert also immer den Montag, 1.1. um 00:00 Uhr. Ein zugehöriger Kalender findet sich im Anhang B.1.

Das Modell wurde so aufgebaut, dass nicht zwingend alle Teillasten in die Simulation mit einfließen.<sup>1</sup> Je nachdem, was ausgewertet werden soll, sind somit nicht notwendigerweise alle Eingaben erforderlich. Es ist also beispielsweise auch möglich, die Auswirkungen ausschließlich durch Haushaltslasten zu analysieren. Hierfür erfolgt natürlich keine Fahrzeug- und Mobilitätsbewertung. Die sich ergebenden Knotenspannungen wären in diesem Fall der

<sup>1</sup> Mit Ausnahme der allgemeinen Grundlasten (Haushaltslasten). Diese fließen immer in die Analysen mit ein. Sie können jedoch abgeändert werden.

einziges Output.

Alle möglichen Auswertungen und ihre zugehörigen Modi-Bezeichnungen sind in Abbildung 3.2 zusammengefasst. In dieser sind auch die notwendigen Input-Daten ersichtlich. Die allgemeinen Lasten und Photovoltaikeinspeisungen wurden zu „HH“ zusammengefasst, um die Anzahl der Eingabedateien zu verkleinern. „EV“ enthält alle fahrzeugrelevanten Inputdaten. Bei den strichliert dargestellten Modi 7 und 8 können einphasige Ladesysteme vor Beginn der Ladung die Ladephase wählen. Näheres dazu findet sich in Kapitel 6.5.

In Abbildung 3.3 ist das Ablaufdiagramm des Simulationsmodells dargestellt. Je nach Auswertungsmodus werden verschiedenste Teillasten entweder mitberücksichtigt oder nicht mitberücksichtigt, bzw. die Ladelasten auf unterschiedliche Arten berechnet. Bei aktiver Regelung wird die maximale Ladeleistung durch das Regelmodell aus Kapitel 6 begrenzt.

Die MATLAB-Strukturen der wichtigsten Input- und Outputparameter sind im Anhang B.2 angeführt. Diesen ist auch die Abbildung der Input-Datensätze auf das Simulationsjahr zu entnehmen.

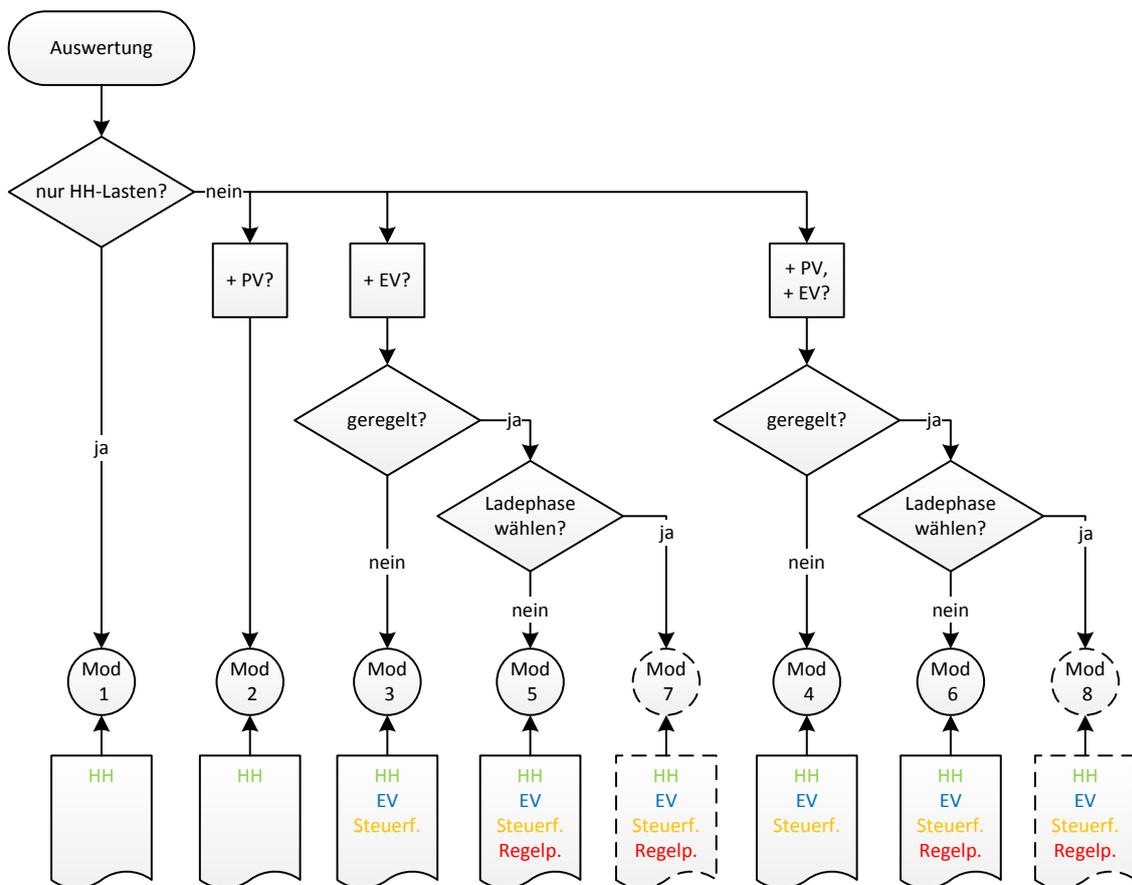


Abbildung 3.2: Gegenüberstellung der verschiedenen Auswertungsmodi

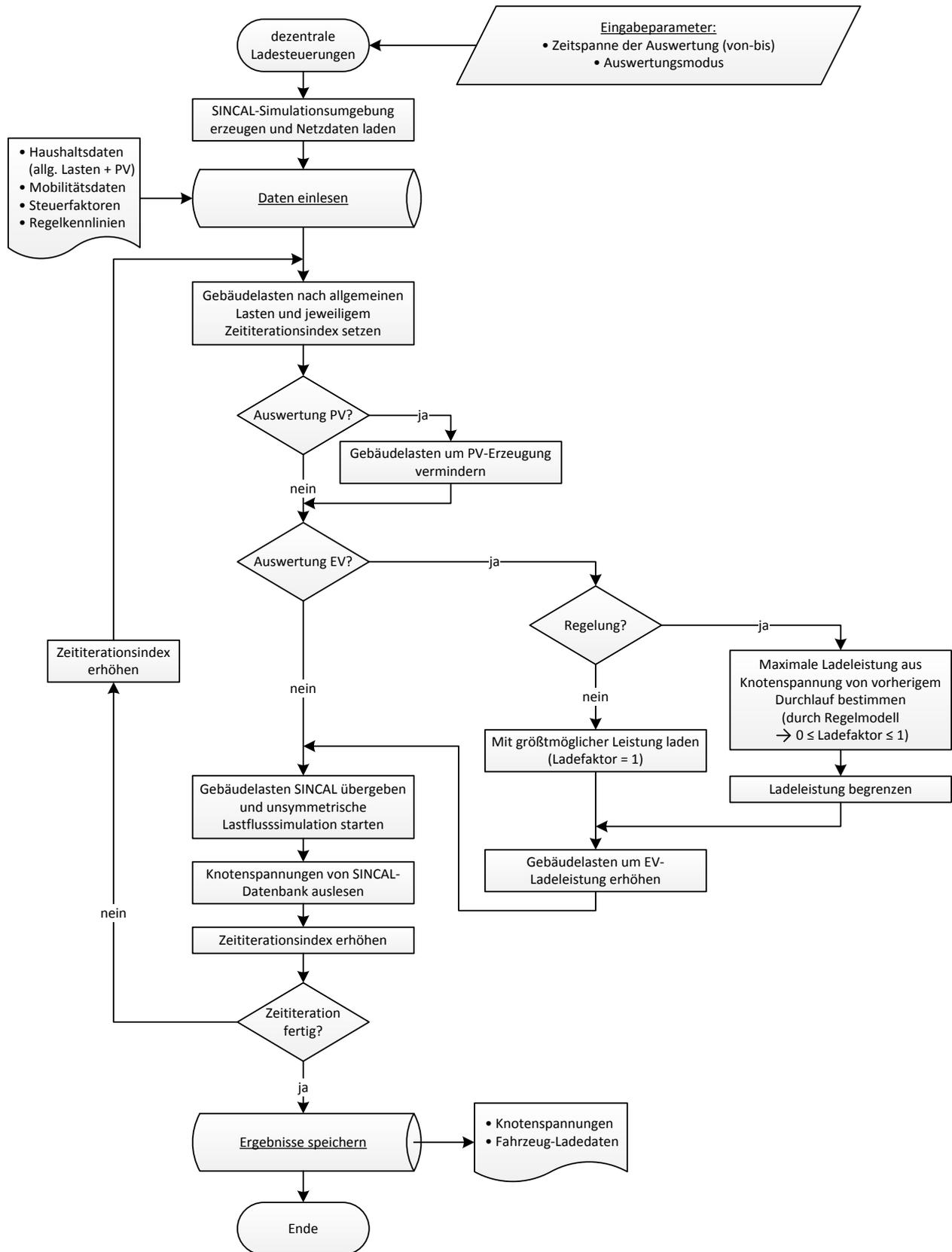


Abbildung 3.3: Flussdiagramm des Simulationsmodells

# 4 Auswirkungen von Belastungen auf das Netz

Der lokale Belastungszustand des Netzes spiegelt sich an den jeweiligen Knotenspannungen wider. Somit erfährt ein belasteter Netzknoten einen Spannungseinbruch an den belasteten Phasen. Ein solcher Einbruch ist auch an den umliegenden Hausanschlüssen bemerkbar. Generell gilt: je näher sich ein Netzknoten an einem Trafo befindet<sup>1</sup>, desto geringer sind die Auswirkungen von Belastungen auf die dreiphasige Netzspannung.

## 4.1 Auswirkungen der Haushaltslasten

In diesem Kapitel werden ausschließlich die Grundlasten (Haushaltslasten) aus Kapitel 2.2 dem Simulationsmodell zugeführt und deren Auswirkungen auf die Netzknoten analysiert. Aufgrund dieser ergeben sich typische Spannungsverläufe, wie sie in Abbildung 4.1 dargestellt sind.

Auf der vertikalen Achse ist jeweils die normierte Netzknotenspannung aufgetragen. Die Normierung erfolgte über folgende Beziehung:

$$u_{normiert} = \frac{U}{230V} \quad (4.1)$$

Der Wert 1 spiegelt die normgerechte Netzspannung von 230V wieder. 0,9 und 1,1 normiert repräsentieren die untere sowie die obere Spannungsbandgrenze. In dieser Arbeit wird von einer Spannungsbandverletzung gesprochen, sobald diese Grenzwerte unter- bzw. überschritten werden.<sup>2</sup> Ohne Lasten beträgt das Spannungs-Grundniveau am Transformator sowie an

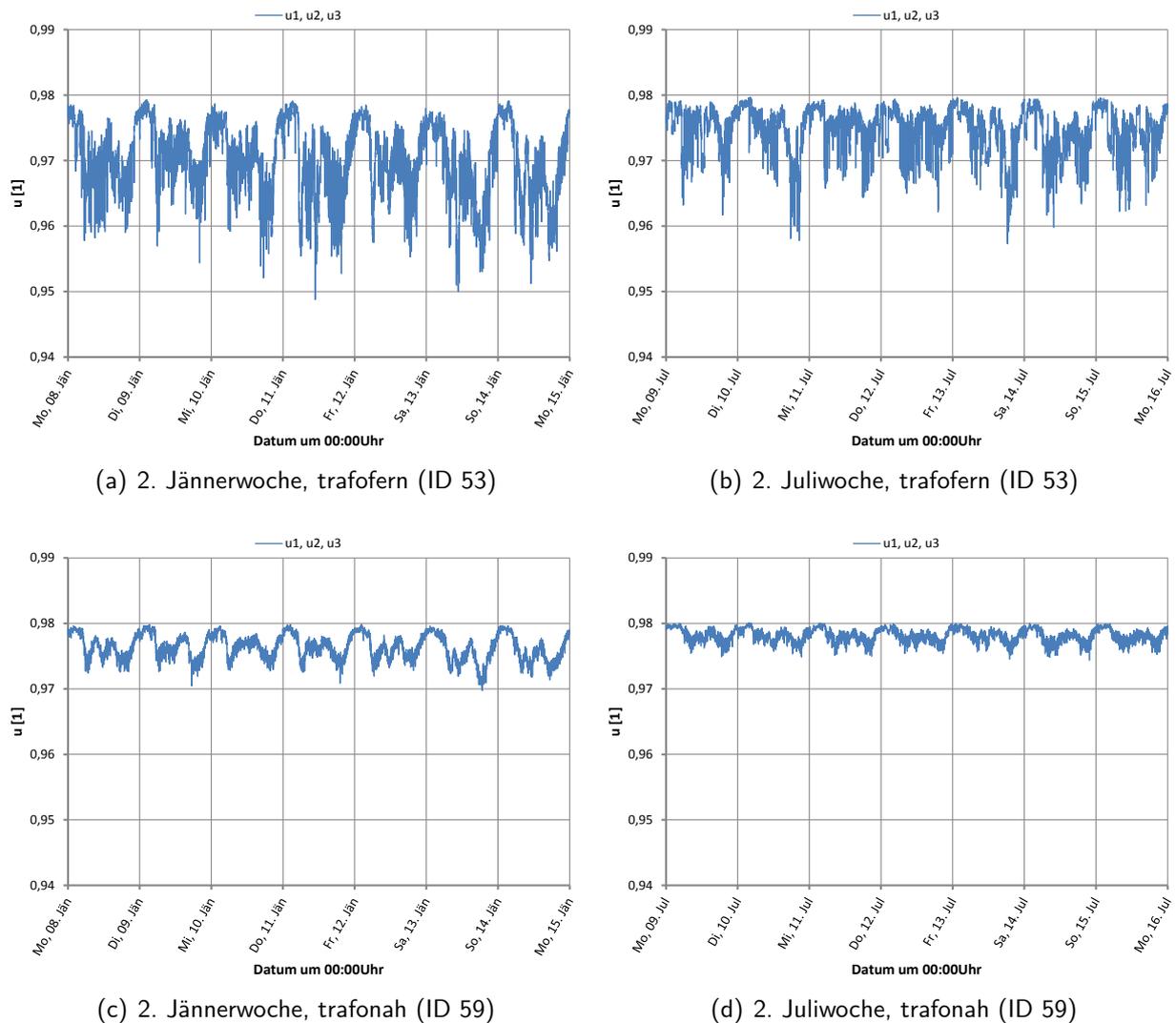
---

<sup>1</sup> In Bezug auf die Kabellänge, bei gleichen bzw. ähnlichen Kabeltypen.

<sup>2</sup> Im Gegensatz zur Norm EN 50160. Laut dieser liegt eine Verletzung durch „langsame Spannungsänderungen“ erst dann vor, wenn mindestens 5% der Effektiv-Spannungsmittelwerte aus 10 Minuten einer Woche die  $\pm 10\%$  Grenze der Nennspannung (230V) über- bzw. unterschreiten. [7]

jedem Netzknotenpunkt 0,9808 normiert.

Die horizontale Achse repräsentiert das Datum aus dem Simulationsjahr (vergleiche Anhang B.1). Die Daten in den Abbildungen beziehen sich immer – sofern keine explizite Uhrzeit angegeben ist – auf den Tagesbeginn zu Mitternacht (00:00 Uhr).



**Abbildung 4.1:** Spannungsverläufe durch Haushaltslasten (Modus 1)

Da es in diesem Szenario, abgesehen von den symmetrischen Grundlasten, keine weiteren Lasten gibt, sind auch die dreiphasigen Spannungsverläufe symmetrisch und liegen in Abbildung 4.1 jeweils übereinander. In den Teilbildern (a) und (b) sind die Spannungsverläufe der zweiten Jänner- und Juliwoche des trafofernen Netzknotens mit der ID 53<sup>1</sup> dargestellt. Die

<sup>1</sup> Jeder Netzknoten und das an diesem Knoten angeschlossene Gebäude besitzen die gleiche ID.

unteren Teilbilder (c) und (d) zeigen die Spannungsverläufe des trafonahen Knotens 59 über die gleichen Zeiträume. Zur besseren Vorstellung der örtlichen Lage dieser beiden Gebäude sei an dieser Stelle auf Abbildung 2.2 verwiesen.

Bei den betrachteten Liegenschaften handelt es sich sozusagen um „Extreme“ der örtlichen Lage im Simulationsmodell. Dies äußert sich unter anderem durch die stark unterschiedlichen Spannungsschwankungsbreiten der beiden Netzknoten. Natürlich ist das Spannungsniveau auch vom Grad der Belastung abhängig. Insgesamt werden die Knotenspannungen von folgenden Größen beeinflusst:

- verwendete Kabeltypen
- Grad der Belastung am betrachteten Knotenpunkt selbst sowie Grad der Belastung des restlichen Netzes
- örtliche Lage (Kabellänge)

Das Grundniveau liegt im gesamten Netz knapp unter Nennspannung. Über das ganze Jahr gesehen liegt es bis auf vereinzelte Ausreißer im Bereich zwischen 0,98 und 0,95. Im Winter erfährt die Netzspannung aufgrund stärkerer Belastungen (elektrisches Heizen, vermehrter Gebrauch von Leuchtmittel, etc.) unter Tags größere Spannungseinbrüche als im Sommer.

Es ist anzumerken, dass am trafonahen Netzknoten mit der ID 59 ein Wohngebäude angeschlossen ist, in dem 48 Personen leben (vergleiche z.B. Anhang A, Tabelle A.1). Beim trafofernen Knotenpunkt 53 handelt es sich um ein Einfamilienhaus (5 Personen). Obwohl also fast 10 Mal so viele Menschen am trafonahen Netzknoten leben, was einen wesentlich höheren Energieverbrauch mit sich zieht, unterliegen die Spannungsschwankungen hier einem viel niedrigeren Wert als jene bei dem trafofernen Netzknoten.

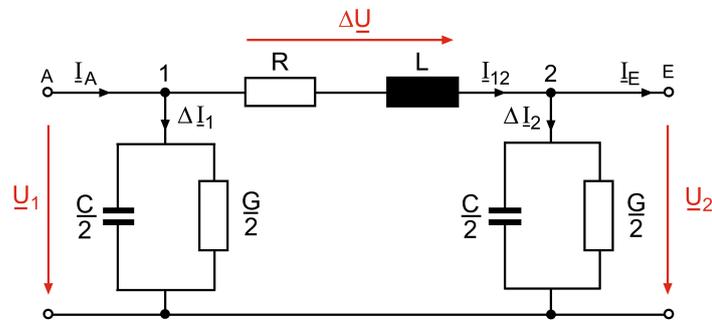
### 4.1.1 Ergänzungen zum Kabelmodell

Elektrisch kurze Leitungen lassen sich durch eine  $\pi$ -Ersatzschaltung mit realen, konzentrierten Leitungsparametern laut Abbildung 4.2 darstellen. [12]

Eine Leitung gilt als elektrisch kurz, wenn im eingeschwungenen Zustand die Leitungslänge groß gegenüber der Wellenlänge

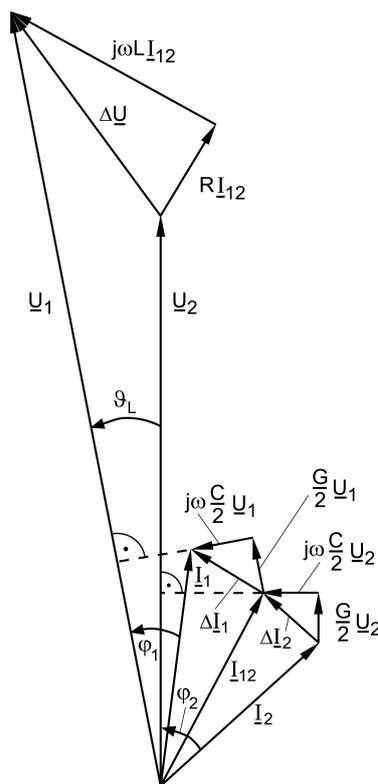
$$\lambda = \frac{c_0}{f \cdot \sqrt{\varepsilon_r \mu_r}} = \frac{3 \cdot 10^8 \text{ m/s}}{50 \text{ Hz} \cdot \sqrt{\varepsilon_r \mu_r}} \quad (4.2)$$

ist. Für ein Kabel mit einer elektrischen Permittivität von  $\epsilon_r = 4$  und einer magnetischen Permeabilität von  $\mu_r = 1$ , ergibt sich die Wellenlänge zu  $\lambda = 3000\text{km}$ . [12] Im Gegensatz dazu beträgt die maximale Kabellänge im Modellnetz  $450\text{m}$  (Vergleiche Abbildung A.1).



**Abbildung 4.2:** „ $\pi$ -Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung“ [12]

Abbildung 4.3 zeigt das Zeigerdiagramm einer kurzen Leitung mit ohmsch-induktiver Belastung. [12]



**Abbildung 4.3:** „Zeigerdiagramm einer elektrisch kurzen Leitung mit ohmsch-induktivem Belastungsstrom“ [12]

Die Abhängigkeit der Knotenspannung von der Kabellänge ist in Abbildung 4.5 (a) für unterschiedliche Sekundärlasten und unterschiedliche Kabelquerschnitte dargestellt. Es

handelt sich hier um die gleichen Kabeltypen, welche auch im aDSM-Netz verwendet wurden. Für die Grafik wurde am aDSM-Trafo eine Leitung mit einer Last am Ende angeschlossen und die Kabellänge variiert. Es befinden sich keine weiteren Lasten im Netz. Die SINCAL-Implementierung ist in Abbildung 4.4 ersichtlich.

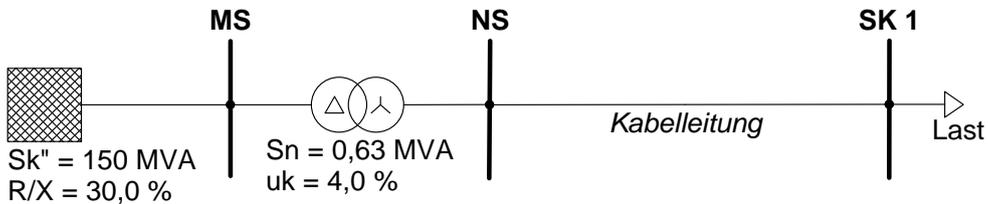
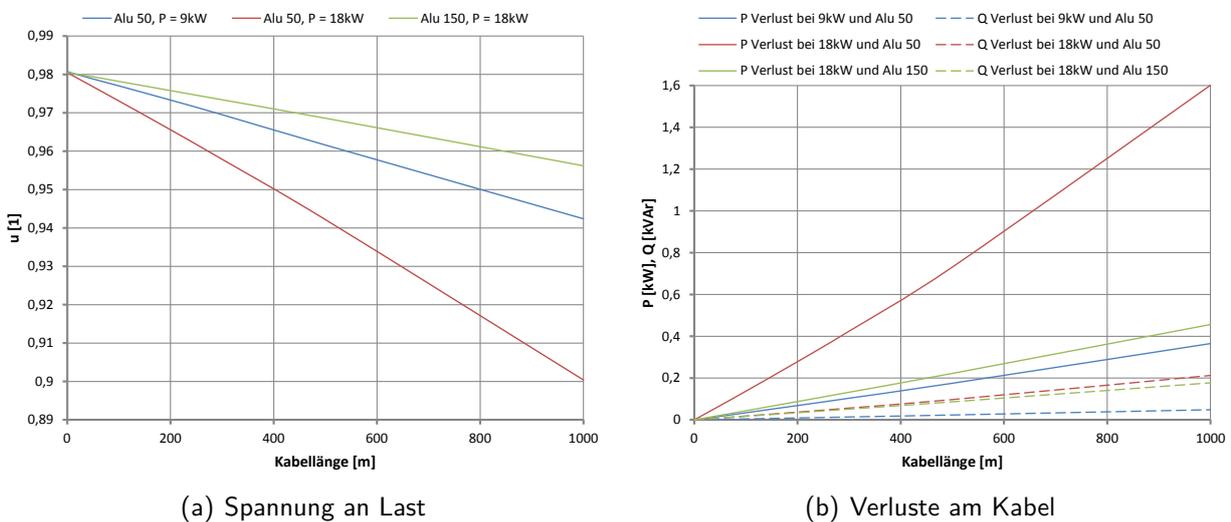


Abbildung 4.4: Implementierung von aDSM in SINCAL



(a) Spannung an Last

(b) Verluste am Kabel

Abbildung 4.5: Knotenspannung und Verluste am Übertragungskabel in Abhängigkeit der Leitungslänge

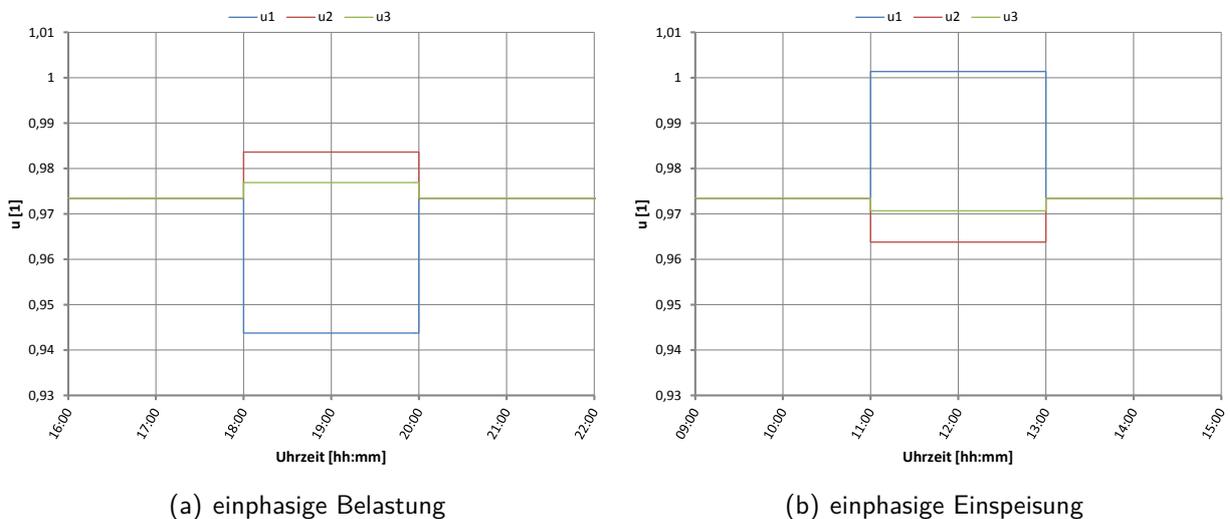
In Teilbild (b) von 4.5 sind die Kabel-Verlustleistungen dargestellt. Die Last ist reine Wirkleistung. Aufgrund der Kabelparameter kommt es zu Wirk- und Blindleistungsverlusten. Durch die Verwendung der Kabelleitung mit  $150\text{mm}^2$  Querschnittsfläche können die Verluste minimiert werden und es folgt ein geringerer Spannungsabfall an der Leitung. Die Reaktanzen der  $50\text{mm}^2$ -Leitung sind etwa 3 Mal so groß wie die des  $150\text{mm}^2$ -Kabels.

## 4.2 Auswirkungen durch unsymmetrische Belastungen

Unsymmetrische Belastungen rufen unterschiedliche Spannungsniveaus der Phasen  $L1$ ,  $L2$  und  $L3$  hervor. Um dies aufzuzeigen, wurden für die Aufnahme von Abbildung 4.6 folgende

Annahmen getroffen:

- Die Lasten der 60 Gebäude wurden auf deren jeweiligen Jahresdurchschnitt der Haushaltslasten eingestellt. Die allgemeinen Lasten weisen nach wie vor einen Wirkfaktor von  $\cos(\varphi) = 0,98$  auf.
- Der Netzknoten 44 erfährt zwei reine Wirkleistungs-Lastsprünge von  $P = \pm 5kW$ . Im linken Teilbild von Abbildung 4.6 handelt es sich um eine Belastung, wie sie bei den Ladevorgängen der Fahrzeuge auftreten kann. Rechts ist die Verringerung der Last dargestellt, was mit Photovoltaikeinspeisung gleichkommt.



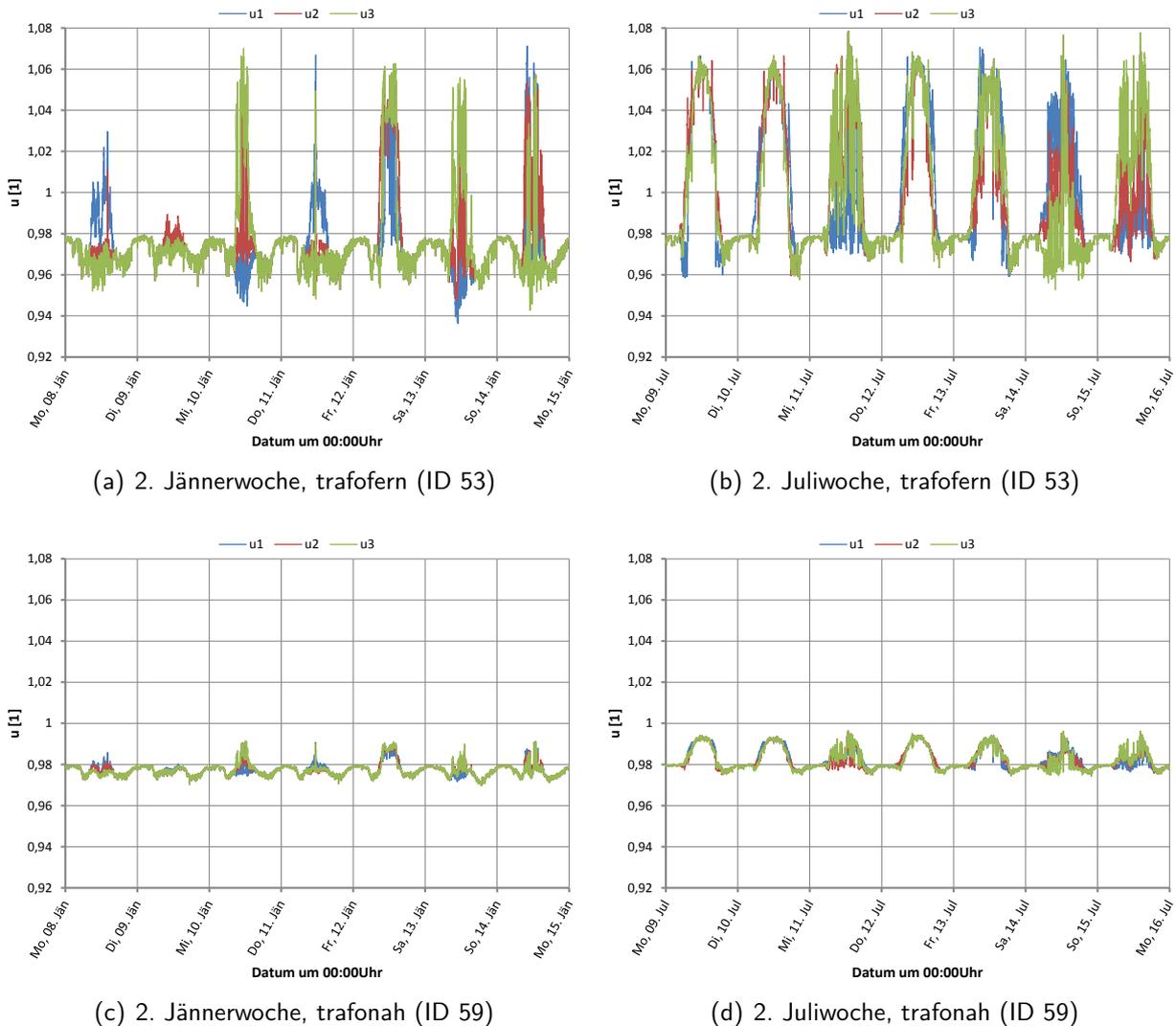
**Abbildung 4.6:** Spannungsverläufe durch unsymmetrische Lasten

Es ist zu erkennen, dass es durch die einphasige Belastung (Teilbild (a)) neben dem Spannungseinbruch an der belasteten Phase zu einem unsymmetrischen Spannungsanhub der beiden anderen Phasen kommt. Grund hierfür sind die im aDSM-Netzmodell eingestellten Resistenzen und Impedanzen der Kabelleitungen und des Transformators. Analoges gilt für die einphasige Einspeisung (Teilbild(b)).

### 4.3 Auswirkungen der Photovoltaikanlagen

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen aus der Kombination von Haushaltslasten und Photovoltaik-Einspeiseleistungen untersucht. Die Simulation wird dahingehend erweitert, dass alle Gebäude mit den in Kapitel 2.3 zugeordneten Photovoltaikanlagen und dem beschriebenen Wechselrichter-Einspeisemuster ausgestattet werden. Betrachtet werden auch

hier das traferne Einfamilienhaus mit der ID 53 sowie das trafonahe Wohngebäude 59. In Abbildung 4.7 sind wieder die sich ergebenden Spannungsverläufe für eine Winter- und eine Sommerwoche dargestellt.



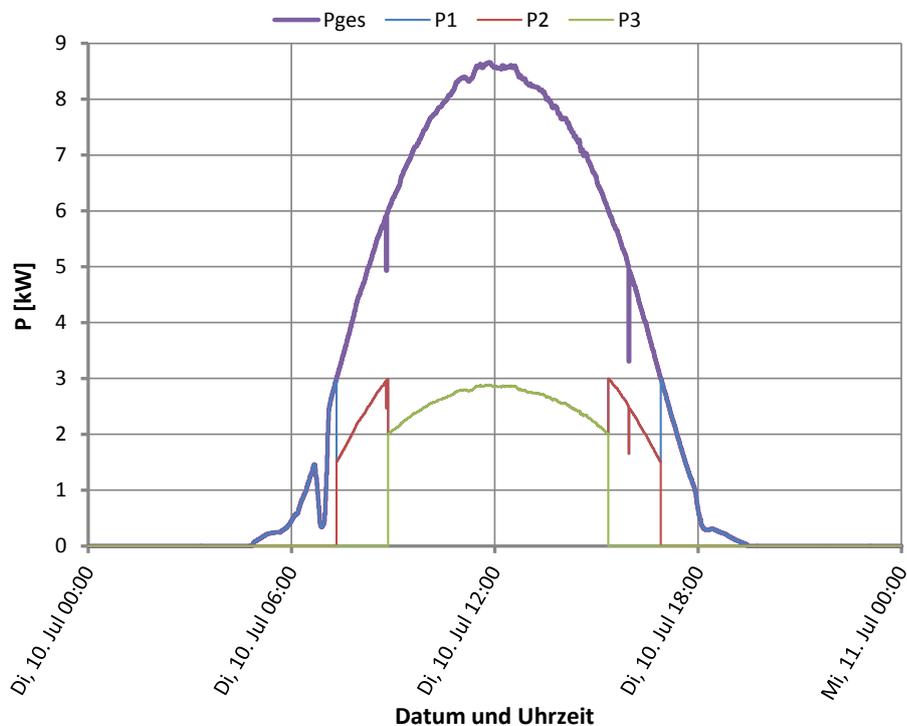
**Abbildung 4.7:** Spannungsverläufe durch Haushaltslasten und Photovoltaikeinspeisung (Modus 2)

Analog zur Leistungsentnahme, durch die es zu Spannungseinbrüchen kommt, folgen durch Leistungseinspeisung Spannungsanstiege.

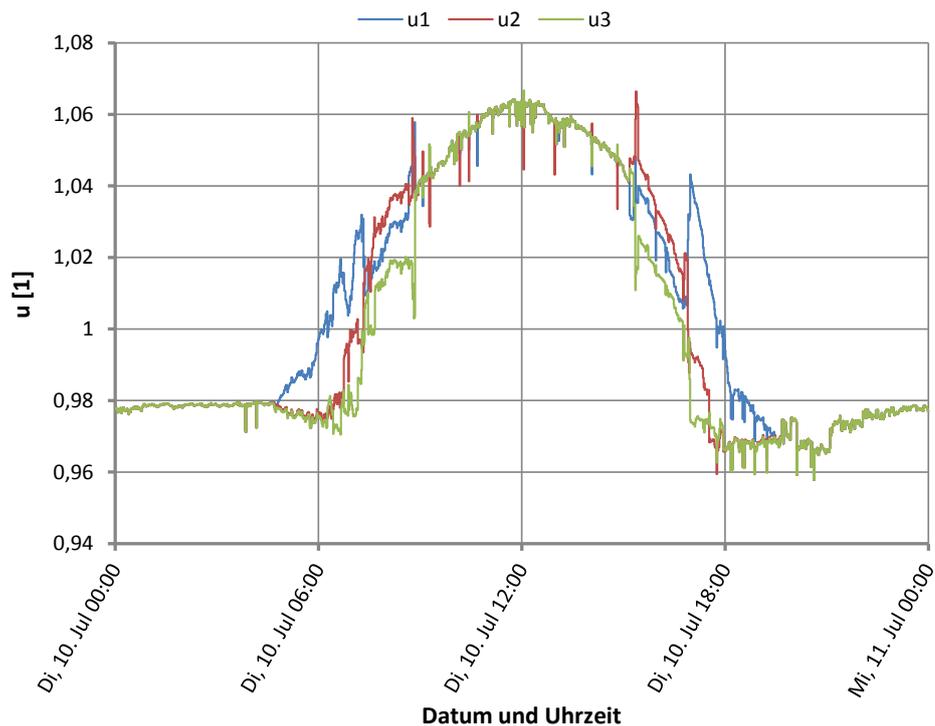
Anzumerken ist auch hier, dass die Auswirkungen der Netzeinspeisungen beim trafonahe Gebäude wesentlich geringer sind als beim ländlichen Einfamilienhaus, obwohl die installierte Photovoltaikleistung am Wohngebäude knapp 2,5 Mal so groß ist. Am Netzknoten 53 beträgt die installierte Leistung  $11,5kW$ . Am Knotenpunkt 59 sind es  $27,7kW$ . (vergleiche Tabelle 2.2 bzw. Tabelle A.1)

Die Netzknoten erfahren im Sommer und im Winter Spannungsanstiege annähernd gleicher Höhe. Aufgrund einer höheren Anzahl an Sonnenstunden folgt im Sommer eine weitaus größere PV-Auslastung. In der betrachteten Juliwoche beispielsweise gab es vier Tage mit annähernd konstant schönem Wetter, was sich an den Knotenspannungsverläufen in den Abbildungen 4.1 (b) und (d) widerspiegelt (Montag, Dienstag, Donnerstag und Freitag). Für den Rest dieser Woche herrschte wechselhaftes Wetter.

Zur besseren Veranschaulichung ist der trafoferne dreiphasige Spannungsverlauf eines einzelnen Schönwettertages in Abbildung 4.9 dargestellt. Konkret handelt es sich um den Dienstag, 10. Juli des Simulationsjahres am Gebäude Nr. 53. Die Unsymmetrie entsteht durch die Photovoltaikeinspeisungen. Die symmetrische Komponente bildet die allgemeine Grundlast. In Abbildung 4.8 ist das Einspeiseprofil des betrachteten Zeitraumes am Knotenpunkt dargestellt. Abzulesen ist hier der zeitliche Verlauf der gesamten Einspeiseleistung sowie die Verteilung dieser auf die drei Phasenleiter  $L1$ ,  $L2$  und  $L3$  nach Kapitel 2.3.1. Die primäre Phase – sprich die Leitung, an welcher immer eingespeist wird – ist für diesen Tag die Leitung  $L1$ . In den Mittagsstunden sind im dreiphasigen Spannungsverlauf trotz optimaler symmetrischer Einspeisebedingungen am betrachteten Netzknotenpunkt geringe Asymmetrien bemerkbar. Der Grund hierfür ist die Auswirkung durch umliegende Netzanschlüsse. Da auch an diesen gute Sonnenbedingungen herrschen, hält sich die Asymmetrie in Grenzen.



**Abbildung 4.8:** Einspeiseleistung vom 10. Juli am Gebäude 53



**Abbildung 4.9:** Dreiphasiger Spannungsverlauf vom 10.Juli am Knotenpunkt 53, aufgrund von all-gemeinen Lasten und PV-Einspeisung

## 4.4 Auswirkungen der Elektrofahrzeuge durch IU-Ladealgorithmen

Ein laut [11] für Lithium-Ionen-Akkus typischer Ladevorgang besteht aus zwei Teilvorgängen. Bis zu einem gewissen Ladezustand werden die Zellen mit konstantem Strom geladen. Der Ladeumschaltzeitpunkt, bei welchem die maximale Spannung der Zellen erreicht wird, ist von der Stromgröße der Konstantladephase abhängig. Da die maximale Zellenspannung nicht überschritten werden darf, wird ab dieser Grenze mit konstanter Spannung weiter geladen. Daher kommt auch die Namensgebung des Ladealgorithmus (Strom  $I$ , Spannung  $U$ ). [11]

In der Konstantstromphase ändert sich die Zellenspannung nur geringfügig in Bezug zur Stromgröße. Aus diesem Grund ist im hier verwendeten Batteriemodell, welches aus der Arbeit [9] übernommen wurde, in der ersten Phase auch die Ladeleistung konstant. Diese beträgt je nach verwendeter Infrastruktur  $3,7kW$  bzw.  $11kW$  (siehe Kapitel 2.4).

In der zweiten Ladephase – der Konstantspannungsphase – erfährt der Ladeleistungsverlauf durch die Verringerung des Stromes einen exponentiellen Rückgang. Die Leistungsaufnahme

des Batteriemodells von [9] folgt hier der in [11] beschriebenen Gesetzmäßigkeit

$$P = P_{konst} + e^{\frac{s-SOC}{kt}}. \quad (4.3)$$

Als  $s$  wird der Ladeumschaltzeitpunkt bezeichnet. Dieser ist, wie bereits erwähnt, abhängig von der Ladeleistung in der Konstantstromphase. Der Ladeabschaltstrom  $kl$  kann aus den Batterie- und Ladekenngrößen errechnet werden [9]:

$$kl = \frac{1 - s}{\ln\left(\frac{P_{konst}}{P_{LS}}\right)} \quad (4.4)$$

mit der Ladeabschaltleistung<sup>1</sup>

$$P_{LS} = \frac{U_{LS}}{U_N} \cdot I_{LS} \cdot E_{Batt} \quad (4.5)$$

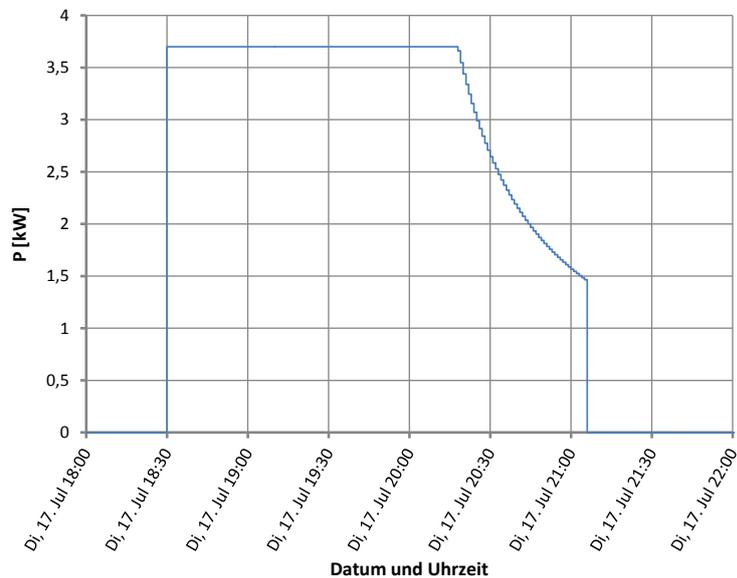
In Tabelle 4.1 sind die wichtigsten Kenngrößen für die im Simulationsmodell verwendeten Akkus der Fahrzeuge und Ladestationen zusammengefasst. Der Ladeumschaltzeitpunkt  $s$  sowie der Ladeschlussstrom  $I_{LS}$  wurden am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (TU-Wien) empirisch ermittelt und für diese Arbeit übernommen. Der Ladeumschaltzeitpunkt  $s$  liegt bei einer einphasigen Ladung bei ca. 80%. Vergleicht man das mit der Übersicht der Fahrzeugparameter aus Tabelle 2.4, so stellt man fest, dass bei Hybridfahrzeugen die Ladung unmittelbar nach Beginn der zweiten Ladephase abgebrochen wird. Hybridfahrzeuge werden somit quasi ausschließlich mit Konstantstrom geladen. Die Ladeschlusskenngrößen beziehen sich auf 100% SOC. Im Modell werden die Akkus je nach Fahrzeugtyp bis 80% oder 90% geladen, weshalb die Schlusswerte nie erreicht werden.

Ladeleistung	3,7kW			11kW		
Akkukapazität	16kWh	24kWh	48kWh	16kWh	24kWh	48kWh
Ladeumschaltzeitpunkt $s$	79,85%			74,35%		
Ladeabschaltleistung $P_{LS}$	0,58kW	0,87kW	1,74kW	1,37kW	2,06kW	4,12kW
Ladeschlussstrom $I_{LS}$	0,031 C-Rate			0,074 C-Rate		
Ladeschlussspannung $U_{LS}$	4,2V					
Nennspannung $U_N$	3,6V					

**Tabelle 4.1:** IU-Ladeparameter und Kenngrößen der verwendeten Akkus

<sup>1</sup>  $I_{LS}$  muss in C-Rate eingesetzt werden.

In Abbildung 4.10 ist ein aus der Simulation entnommener Ladeleistungsverlauf bei IU-Ladung eines rein elektrisch betriebenen Fahrzeuges mit einer Akkukapazität von  $16kWh$  und einer Ladeanschlussleistung von  $3,7kW$  dargestellt.



**Abbildung 4.10:** Leistungsverlauf eines ungesteuerten Ladevorganges (Fahrzeug Nr. 2 von Gebäude 59)

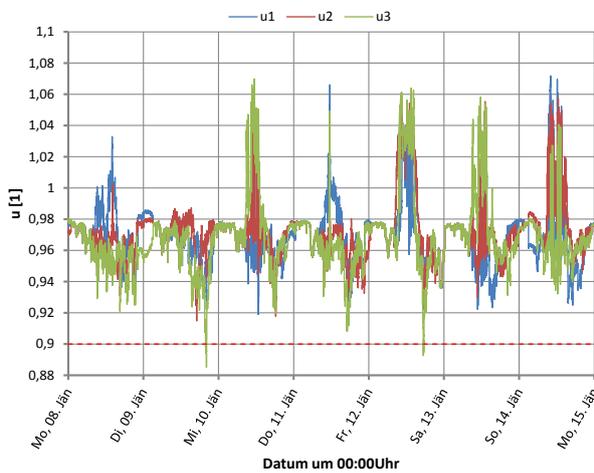
Bei der Untersuchung der Auswirkungen von IU-Ladezyklen (in der weiteren Arbeit auch als ungesteuertes bzw. unregelmäßiges Laden bezeichnet) auf die Netzknotenspannungen wurden folgende Rahmenbedingungen definiert:

- Die Akkus aller Fahrzeuge sind zu Beginn einer jeden Simulation vollständig geladen. Dies entspricht laut Tabelle 2.4:
  - Ladezustand rein elektrisch betriebener Fahrzeuge: 90% SOC
  - Ladezustand der Hybridfahrzeuge: 80% SOC
- Ein Ladevorgang beginnt, sobald das Fahrzeug zu Hause ankommt.

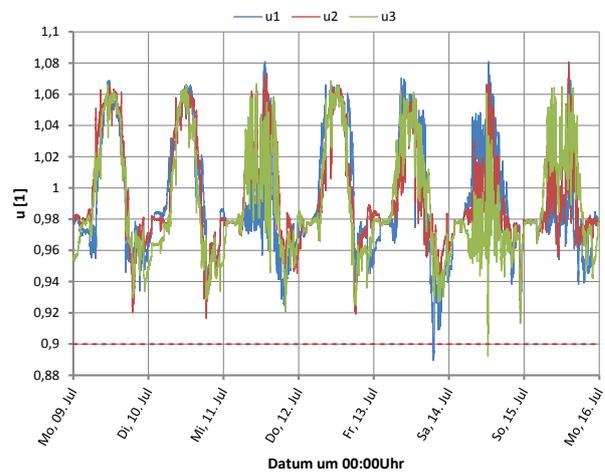
In den Kapiteln 4.1 und 4.3 wurden jeweils die ersten vier Jänner- und Juliwochen simuliert. Als Simulationszeitraum wurden also für jede Auswertung 28 Tage gewählt. Die Darstellung der zeitlichen Spannungsverläufe beschränkte sich jedoch aufgrund der Übersichtlichkeit auf sieben Tage. Die ausschließliche Simulation der gewählten Sommer- und Winterwoche hätte zu den gleichen Verläufen geführt. Die verwendeten Lastprofile sind schließlich fest vorgegeben. Im Gegensatz dazu beeinflusst die Anfangsbedingung der Elektrofahrzeuge – alle Fahrzeuge sind zu Beginn einer jeden Simulation voll geladen – vor allem die Ergebnisse

der ersten Tage der Analyse. Die Fahrprofile der Elektrofahrzeuge sind zwar ebenso fest vorgegeben, durch die vollen Akkus zu Beginn der Auswertungen sind jedoch erst verspätet Ladevorgänge notwendig. Das ist auch der Grund, warum hier, sowie zur besseren Vergleichbarkeit bereits in den vorigen Kapiteln, die Darstellung der jeweils zweiten Simulationswoche gewählt wurde (siehe Beschriftungen der horizontalen Achsen).

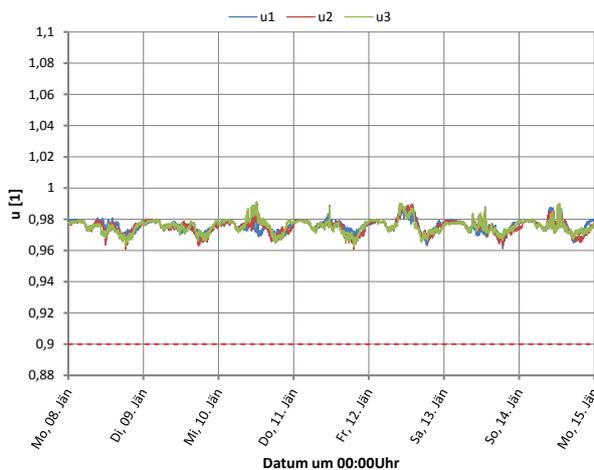
In Abbildung 4.11 sind nun die sich ergebenden Spannungsverläufe bei Hinzunahme der Fahrzeugladungen nach beschriebenem Algorithmus, wieder für den trafofernen und trafo nahen Netzknoten 53 und 59, dargestellt. Im Modell sind also zusätzlich die in Kapitel 2.4 beschriebenen 216 Elektrofahrzeuge vorhanden. Die Auswertung erfolgte im Modus 4 des Simulationsmodells (Abbildung 3.2).



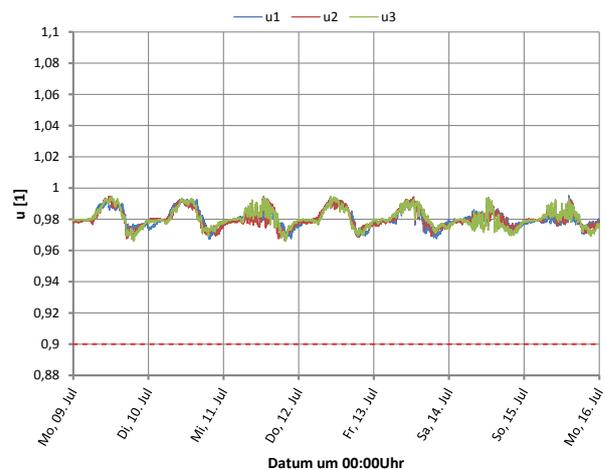
(a) 2. Jännerwoche, trafofernen (ID 53)



(b) 2. Juliwoche, trafofernen (ID 53)



(c) 2. Jännerwoche, trafo nah (ID 59)



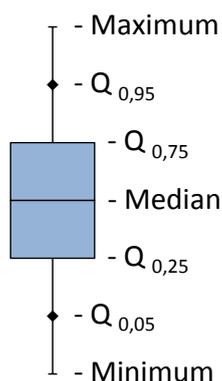
(d) 2. Juliwoche, trafo nah (ID 59)

**Abbildung 4.11:** Spannungsverläufe durch Haushaltslasten, Photovoltaikeinspeisungen und ungesteuerte Ladevorgänge (Modus 4)

Durch die Ladevorgänge kommt es – vor allem bei trafoferneren Gebäuden – zu großen Spannungseinbrüchen. Wie in Abbildung 4.11 (a) und (b) zu erkennen ist, ergeben sich in den Abend- und Nachtstunden vom 9. Jänner, 12. Jänner und 13. Juli sowie in den Mittagsstunden vom 14. Juli bereits Spannungsbandverletzungen. Die untere Spannungsbandgrenze ist rot strichliert dargestellt. Des Weiteren ist zu erkennen, dass der Großteil der Ladevorgänge abends beginnt. Das ist nicht weiter verwunderlich, da die meisten Fahrzeuge einer Wohnsiedlung unter Tags nicht in der Garage abgestellt sind, beziehungsweise selten unter Tags zu Hause ankommen. Vermehrt wird dies eher abends, nach der Arbeit, nach Erledigungen oder nach Besuchsfahrten der Fall sein.

## 4.5 Vergleich der Spannungsniveaus durch vorliegende Belastungen

Interessant ist die statistische Lage der Knotenspannungen über einen bestimmten Zeitraum. Um diese darzustellen, werden Boxplots verwendet. Über die Schwankungsbreiten ist es möglich, Aussagen über die Netzspannungsqualität zu treffen. In Abbildung 4.12 sind die hierfür verwendeten Kenngrößen dieser Darstellungsmethode eingetragen. Der Median gibt das jeweilige Mittel der Spannungswertegruppen an. Neben dem Minimum und Maximum sind außerdem verschiedene Quantile abzulesen. Analog zum Median liegen beispielsweise unter dem Quantil  $Q_{0,25}$  25% der Spannungsmesswerte.



**Abbildung 4.12:** Auswertung der statistischen Lage durch Boxplots

Entsprechend der Kapitel 4.1, 4.3 und 4.4 sind in Abbildung 4.13 (a) bis (f) Boxplots der Spannungsniveaus der einzelnen Phasen sowie der Gesamtspannungen für Jänner des Simulationsjahres dargestellt. Als ein Monat werden immer die zugehörigen ersten vier Kalenderwochen bezeichnet. Der Grund dafür ist der, dass monatsunabhängig der Beginn der

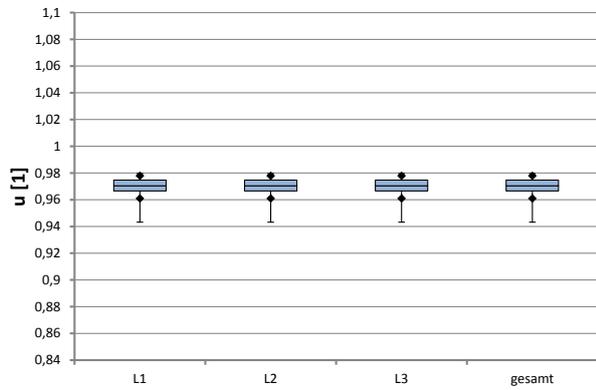
Simulationen an einen Montag fällt und die Wertegruppen den gleichen Umfang besitzen. Dies ist hilfreich für jegliche Vergleiche. Analog dazu finden sich in Abbildung 4.14 die Spannungsniveaus der vier Sommerwochen (Juli).

Die Boxplots der einzelnen Phasen stimmen bei der Analyse der Auswirkungen von Haushaltslasten wegen der Symmetrie miteinander überein. Es können analoge Aussagen über die Abhängigkeit der örtlichen Lage wie in den Kapiteln 4.1, 4.3 und 4.4 getroffen werden.

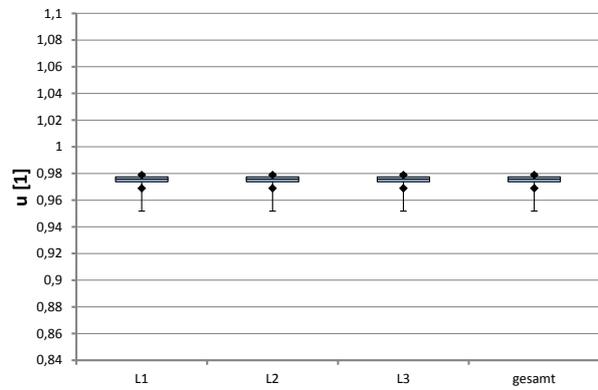
Am trafo nahen Netzknoten 59 fällt auf, dass die Spannungsniveaus der einzelnen Phasen aus der Analyse von Haushaltslasten und Photovoltaikeinspeisungen (Abbildung 4.14, Auswertungsmodus 2) in beiden Monaten nahezu gleichen Schwankungen unterliegen. Verantwortlich hierfür ist vor allem die tägliche Neuvergabe der Prioritäten von den Einspeiseleitungen. Die Basis für diese Verteilung ist die Einspeisezeit und nicht die Einspeiseleistung. Die größeren Unterschiede der Spannungsbandbreiten im Winter am trafo ferneren Netzknoten bei selbiger Analyse (Abbildung 4.13 (c)) sind auf die Kombination der stark unterschiedlichen Einspeiseprofile und die großen Auswirkungen von Belastungen auf die Knotenspannung zurückzuführen. Die höhere Konstanz der Sonnenstunden über das Sommermonat Juli verbessert am Knotenpunkt 53 diese Situation.

Dem Gebäude 53 sind drei Fahrzeuge zugeordnet. Alle werden mit einer dreiphasigen Infrastruktur geladen (vergleiche Anhang A.1). Die Ladungen erfolgen somit symmetrisch. Wie in Abbildung 4.13 (e) und (f) zu erkennen ist, treten die Spannungseinbrüche an den drei Phasen nicht im gleichen Ausmaß auf. Dies beruht unter anderem auf der Tatsache der unsymmetrischen Photovoltaikeinspeisung. In Abbildung 4.11 ist zu erkennen, dass die Phasenspannungen nie symmetrisch sind, auch nicht bei fehlender Photovoltaikeinspeisung. Der Grund hierfür ist die Rückwirkung der angrenzenden Netzknoten. Im Jänner kommt es am trafo ferneren Netzknoten zu Spannungsbandverletzungen an allen drei Leitungen, im Sommermonat an den Phasen  $L1$  und  $L3$ . Insgesamt befinden sich in diesen Szenarien die Spannungen für jeweils knapp über 2 Stunden auf einem Einzelleiter außerhalb des erlaubten Bandes.

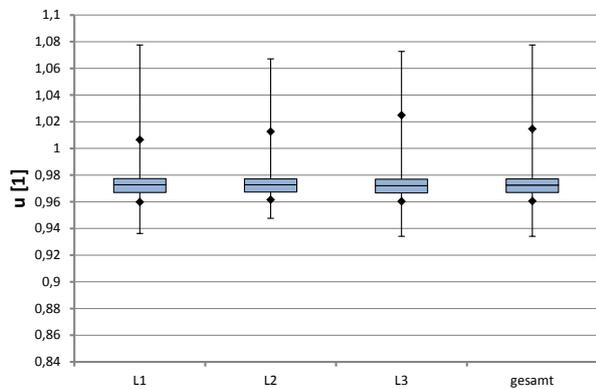
Letztlich ist von Interesse wie sich das Netz als Gesamtes an einem Knotenpunkt verhält. Aus diesem Grund wird zukünftig auf die Darstellung der einzelnen Phasenniveaus verzichtet.



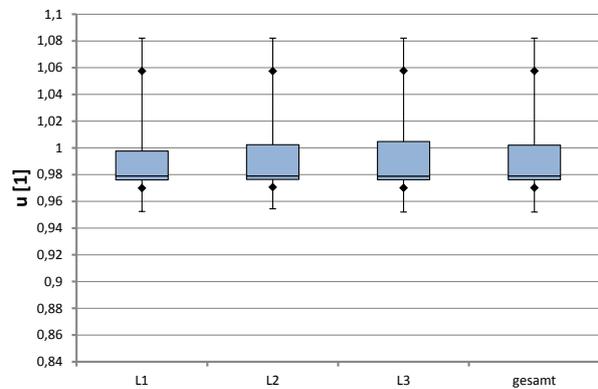
(a) Jänner HH (Modus 1)



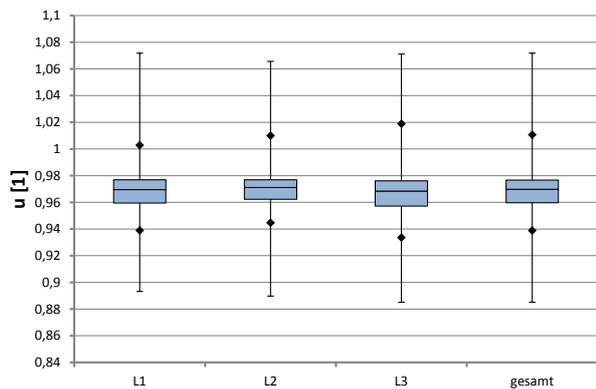
(b) Juli HH (Modus 1)



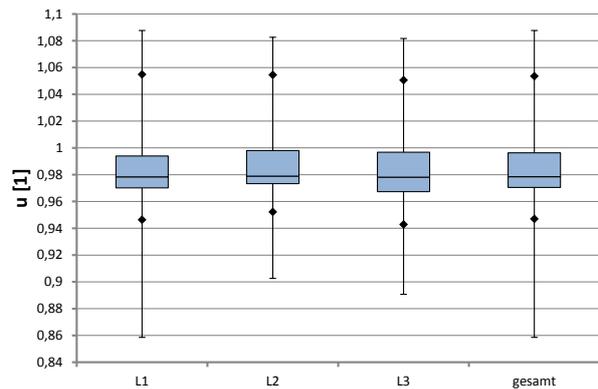
(c) Jänner HH+PV (Modus 2)



(d) Juli HH+PV (Modus 2)

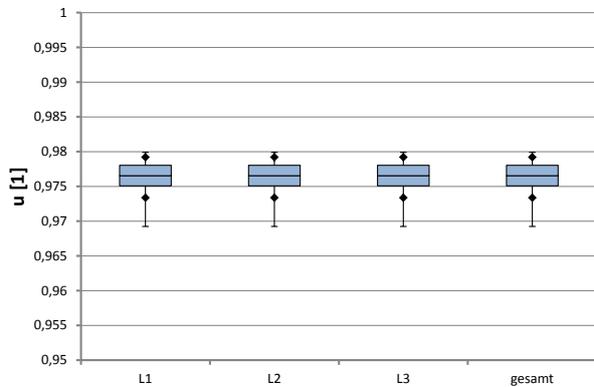


(e) Jänner HH+PV+EVungesteuert (Modus 4)

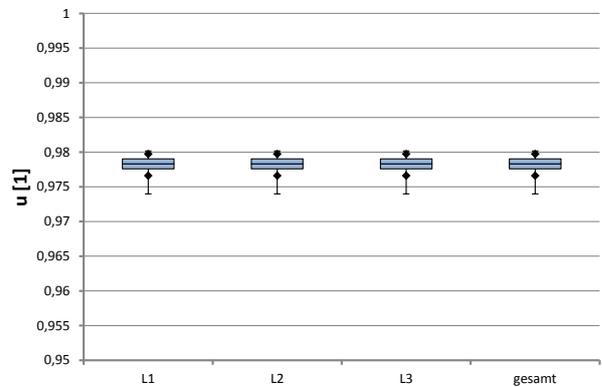


(f) Juli HH+PV+EVungesteuert (Modus 4)

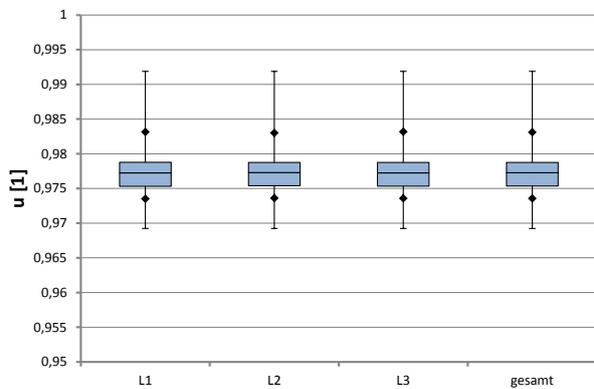
**Abbildung 4.13:** Boxplots der Leiterspannungswerte am trafofernen Gebäude 53 für Jänner und Juli, hervorgerufen durch Grundlast, Grundlast und Photovoltaikeinspeisung, sowie der Kombination aus Haushaltslasten, Leistungseinspeisungen und ungesteuerten Ladevorgängen der Fahrzeuge



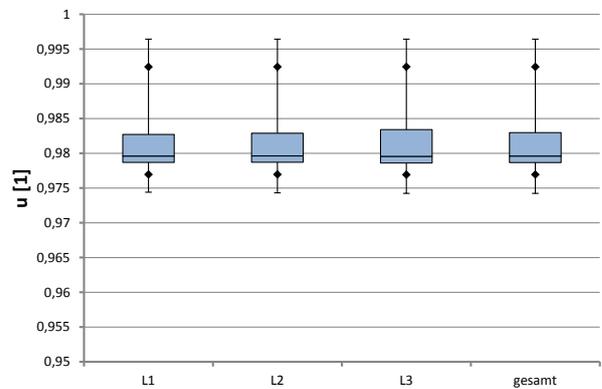
(a) Jänner HH (Modus 1)



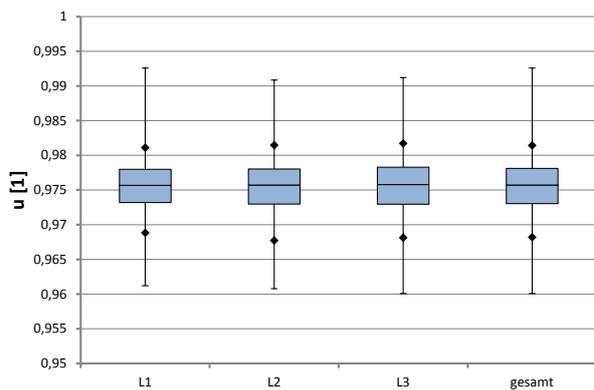
(b) Juli HH (Modus 1)



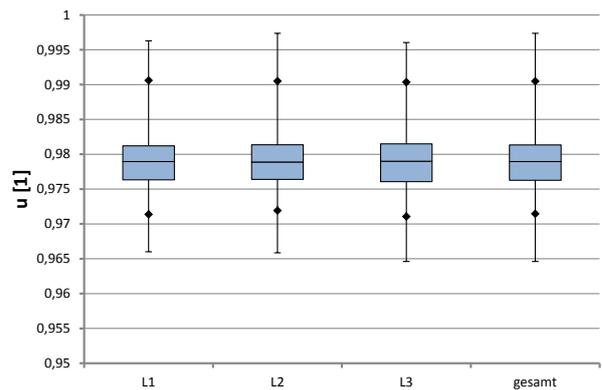
(c) Jänner HH+PV (Modus 2)



(d) Juli HH+PV (Modus 2)



(e) Jänner HH+PV+EVungesteuert (Modus 4)



(f) Juli HH+PV+EVungesteuert (Modus 4)

**Abbildung 4.14:** Boxplots der Leiterspannungswerte am trafo-nahen Gebäude 59 für Jänner und Juli, verursacht durch unterschiedliche Lastgänge aus Grundlast, Photovoltaikeinspeisung und unregelmäßige Ladevorgänge

## 5 Gesteuerte Ladevorgänge

In Arbeit [8] wurden zwei klassisch zeitliche Ladesteuerkonzepte, bezeichnet als verbrauchsorientierte- und die erzeugungsorientierte Steuerung, bereits ausführlich untersucht. Bei diesen werden Ladezeitfenster vorgegeben. Bei der verbrauchsorientierten Steuerung wird dieses Fenster so gewählt, dass immer dann geladen werden darf, wenn die Grundlasten am niedrigsten sind. Das ist im Allgemeinen in den Nachtstunden der Fall. Bei der erzeugungsorientierten Steuerung wird das Zeitfenster so gelegt, dass Akkuladungen immer dann stattfinden, wenn Energieerzeugung durch Photovoltaikanlagen auftritt bzw. auftreten kann. Es handelt sich bei beiden Konzepten um eine zeitliche Verschiebung der Fahrzeugladungen. Um die durch fixe Zeitfenster auftretende hohe Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge zu vermeiden, darf im Standardszenario von [8] im täglichen Ladezeitfenster jede Stunde nur ein Fahrzeug zugeschaltet werden. Zu Beginn des Zeitfensters beginnen somit nicht alle Ladevorgänge gleichzeitig, sondern einer nach dem anderen. Das hat zur Folge, dass später gereihten Fahrzeugen ein kürzeres Zeitfenster für den Ladevorgang zur Verfügung steht. Genau genommen liegt durch die Prioritätensetzung keine reine Steuerung mehr vor, da den Fahrzeugen mitgeteilt werden muss, wann sie zu laden beginnen dürfen. Dieses Konzept ist nur auf eine Siedlung mit einer beschränkten elektrischen Fuhrparkgröße anwendbar. [8]

Die Analysen erfolgten in [8] mit einem anderen Netzmodell und anderen Rahmenbedingungen. Um vergleichbare Aussagen über die Erfüllung der Mobilität in dem hier verwendeten Modell treffen zu können, wurden die Steuermechanismen der verbrauchs- und erzeugungsorientierten Steuerung stark vereinfacht nachgebildet. Wie in Kapitel 3 beschrieben, können Steuerungsfaktoren für jeden der 60 Netzknoten definiert werden. Bei der Nachbildung wurden gleiche Ladezeitfenster für alle Netzknoten verwendet. Es findet außerdem keine dynamische Vergabe des Startzeitpunktes der Ladevorgänge statt. Alle Akkuladungen folgen somit den ungesteuerten Ladeprofilen wie bisher, sofern die Fahrzeuge im Ladezeitfenster zu Hause ankommen. Es ist jedoch möglich, dass Ladevorgänge wegen dem Ende des Zeitfensters frühzeitig abgebrochen werden. Treffen Fahrzeuge außerhalb des Ladefensters zu Hause ein, so starten deren Ladevorgänge erst zu Beginn des Zeitfensters. Die Bedingung hierfür ist, dass die Fahrzeuge nicht bereits wieder in Verwendung sind. Die hohe Gleichzeitigkeit hat fatale Folgen für das Verteilnetz. Es ergeben sich mit Sicherheit Spannungsbandverletzungen

gen und Stromüberlastungen. Die Ladezeitfenster wurden aus [8] übernommen (Tabelle 5.1).

	Beginn	Ende
verbrauchsorientierte Steuerung	22:00 Uhr	06:00 Uhr
erzeugungsorientierte Steuerung	08:00 Uhr	18:00 Uhr

**Tabelle 5.1:** Ladezeitfenster für eine verbrauchs- und erzeugungsorientierte Steuerung in Anlehnung an [8]

In Tabelle 5.2 findet sich nun eine Übersicht der aus den Simulationsergebnissen zusammengefassten Mobilitätsbeeinträchtigungen. Abzulesen sind hier die gesamten Weglängen, welche nicht bestritten werden konnten, da Fahrzeuge wegen einer Unterschreitung des minimalen SOC liegen geblieben sind. Des Weiteren ist die Anzahl der betroffenen Fahrzeuge sowie die Menge der nicht absolvierten Ausfahrten vermerkt. Die genaue Definition eines Mobilitätsfehlers sowie die weitere Vorgehensweise bei Eintritt eines solchen, ist dem Folgekapitel (Kapitel 6.2) zu entnehmen. Eine Ausfahrt beginnt jedenfalls, wenn ein Fahrzeug sein zu Hause verlässt und endet, wenn es dort wieder ankommt.

		Fahrzeuge		Ausfahrten		Strecke	
		Anz.	Proz.	Anz.	Proz.	Absolut	Proz.
verbrauchsorientiert	Jänner	4	1,9%	4	0,052%	44,02km	0,027%
	Juli	18	8,3%	20	0,258%	220,49km	0,136%
erzeugungsorientiert	Jänner	32	14,8%	68	0,890%	2066,1km	1,267%
	Juli	54	25,0%	129	1,663%	3844,9km	2,375%

**Tabelle 5.2:** Mobilitätsverletzungen bei Ladesteuerungen mit Zeitfenstern

Aus den Ergebnissen ist eine Erkenntnis ersichtlich, welche bereits in [8] festgestellt wurde: Die Implementierung einer erzeugungsorientierten Ladestrategie in Wohnsiedlungen ist aufgrund des Gebrauchsverhaltens von Fahrzeugen nicht zielführend. Im Juli beispielsweise sind 25% aller Fahrzeuge betroffen und können mindestens einmal ihre Fahrt nicht ordnungsgemäß beenden. Durch verbrauchsorientierte Zeitfenster können etwas bessere Ergebnisse erzielt werden. Letztendlich wären jedoch zusätzliche Maßnahmen zur Unterdrückung der hohen Gleichzeitigkeit erforderlich, um Spannungsbandverletzungen und Stromüberlastungen entgegenzuwirken. Diese würden die Mobilität weiter negativ beeinflussen. Aus diesem Grund wird der Gedanke eines solchen Steuerungskonzeptes hier nicht weitergeführt.

Bei der verbrauchsorientierten Steuerung, durch welche bessere Mobilitätsergebnisse erzielt werden können, kommt es vermehrt zu Spannungsbandverletzungen. In Tabelle 5.3 sind die Zeiten abzulesen, bei welchen mindestens an einer Phase eine Unterschreitung der unteren Grenze an zumindest einem Netzknotenpunkt auftritt. Zusätzlich sind die geringste Spannung im Netz, zusammen mit dem Knotenpunkt, an welchem diese aufgetreten ist, angeführt.

		Spannungsband- verletzungen	geringste Knotenspannung $u_{normiert}$ [1]	Gebäude ID
verbrauchs- orientiert	Jänner	38h 31min	0,671	53
	Juli	36h 41min	0,694	53
erzeugungs- orientiert	Jänner	24h 5min	0,773	53
	Juli	7h 25min	0,834	1

**Tabelle 5.3:** Spannungsbandverletzungen bei Ladesteuerungen mit Zeitfenstern

Für detaillierte Informationen und Analysen bezüglich Ladesteuerungen sei abschließend nochmals ausdrücklich auf die Arbeit [8] verwiesen.

# 6 Dezentrale Laderegung

Um die Mobilität sicherzustellen und gleichzeitig das Niederspannungsnetz nicht zu überlasten, muss ein Ansatz gefunden werden, bei dem sich die Ladeleistungen auf den aktuell herrschenden Netzzustand einstellen.

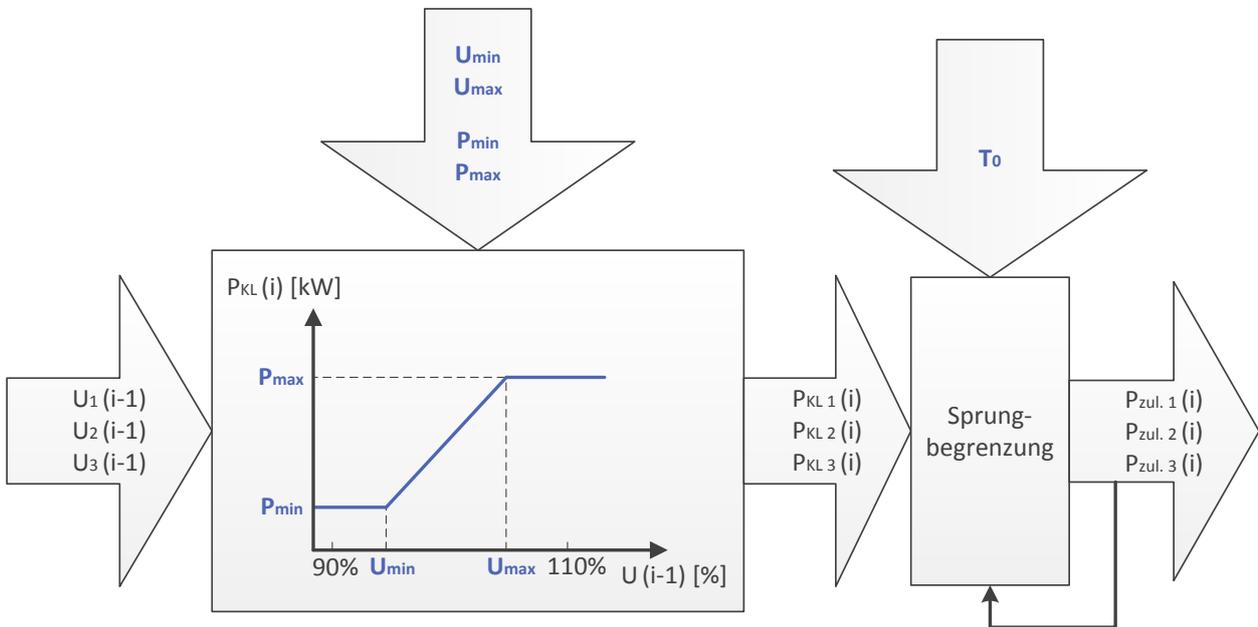
Denkbar wäre, dass durch Messeinrichtungen vom Netzbetreiber an markanten Punkten im Niederspannungsnetz der Zustand des Netzes bestimmt wird. Diese Messeinrichtungen müssten mit den einzelnen Ladestationen kommunizieren und ihnen mitteilen, wann und mit wie viel Leistung sie laden dürfen. Ein Ansatz dieser Art beinhaltet einen enormen Kommunikationsaufwand, was höchstwahrscheinlich mit laufenden Unkosten für den Endverbraucher – dem Fahrzeughalter – verbunden wäre.

Eine der Zielsetzungen dieser Arbeit ist es, Zusatzkosten dieser Art zu unterbinden. Die Ladestationen sollten selbstständig den lokal herrschenden Netzzustand feststellen und dadurch ihre momentan maximale Ladeleistung bestimmen können. Wie einleitend beschrieben, wird im hier entworfenen Modellansatz durch die Niveaus der Knotenspannungen auf den lokalen Belastungszustand des Netzes geschlossen. Es liegt also auf der Hand, die Ladeeinheiten mit einem je nach Infrastruktur ein- oder dreiphasigen Spannungsmesssystem auszustatten. Ein Regelalgorithmus verwendet folglich diese ein- bzw. dreiphasige Spannung als Eingangsgröße, um für jeden Zeitpunkt die aus dem Netz maximal entnehmbare Ladeleistung festzulegen, wodurch die Spannungsqualität in einem gewünschten, definierten Bereich gehalten werden kann.

## 6.1 Das Kennlinienmodell

Die Entscheidungsfindung über die maximal zulässige Ladeleistung eines Zeitschrittes an den Netzknoten erfolgt über ein Kennlinienverfahren. Das zugehörige Modell ist in Abbildung 6.1 dargestellt. Jedem Knotenpunkt werden eine untere und eine obere Spannungsgrenze zugewiesen. Unterhalb der unteren Grenze ist die aktuell zulässige Ladeleistung gleich

einem minimal eingestellten Wert (zum Beispiel  $0kW$ ). Oberhalb der oberen Schranke darf beispielsweise mit voller Leistung geladen werden ( $3,7kW$  pro Phase). Zwischen den Grenzwerten wird die maximal zulässige Ladeleistung linear interpoliert.



**Abbildung 6.1:** Kennlinienmodell für dreiphasige Bestimmung der Ladeleistung

Einphasige Ladesysteme werden üblicherweise auch nur an einer Phase des Hausanschlusses installiert. Deshalb agieren solche Systeme unabhängig von den Spannungsniveaus der beiden anderen Leitungen. Bei dreiphasigen Ladestationen wird das Kennlinienmodell an jeder Phase hinterlegt. Je nach Spannungszuständen tragen die einzelnen Teilleiter dadurch unterschiedlich zur Gesamtleistung bei. Durch das unsymmetrische Laden können Asymmetrien, verursacht durch andere Lasten oder Einspeisungen, zumindest teilweise ausgeglichen werden.

Die Zeitbasis der Simulation beträgt eine Minute. Zur Ermittlung der aktuellen maximalen Ladeleistung nach der Kennlinie  $P_{KL}(i)$  wird die zugehörige Netzspannung des vorherigen Zeitschrittes  $U(i-1)$  herangezogen. Die lineare Interpolation zwischen den Grenzwerten erfolgt über die Beziehung

$$P_{KL}(i) = (P_{max} - P_{min}) \cdot \frac{U(i-1) - U_{min}}{U_{max} - U_{min}} + P_{min}. \quad (6.1)$$

Die Fahrzeuge beginnen schlagartig mit dem Ladevorgang, sobald sie zu Hause ankommen. Durch diesen großen Lastsprung kommt es im ungedämpften Kennlinienmodell ebenso zu einem Sprung des Arbeitspunktes, was ohne Dämpfungsglied wiederum zu einem Einschwingen

des Betriebspunktes führen würde. Die Rückwirkungen der schwingenden Knotenspannungen auf die umliegenden Netzknoten führen schlussendlich zu Schwingungen im gesamten Netz.

Aus diesem Grund wird die Ausgangsgröße der Kennlinie einem Begrenzungsglied zugeführt. Die Zeitkonstante, durch welche der Grad der Dämpfung charakterisiert ist, kann für jeden Netzknoten durch den Parameter  $T_0$  festgelegt werden. Die Dämpfungsfunktion folgt der Beziehung

$$P_{zul.}(i) = P_{zul.}(i-1) + [P_{KL}(i) - P_{zul.}(i-1)] \cdot (1 - e^{-\frac{1min}{T_0}}). \quad (6.2)$$

### 6.1.1 Wirkungsweise

Zur Veranschaulichung des leistungsbegrenzenden Regeleingriffes wurde am Netzknoten 44 ein einphasiger Ladevorgang mit folgenden vereinfachten Randbedingungen des Simulationsmodells aufgenommen:

- Die allgemeinen Lasten der 60 Gebäude sind zeitlich konstant. Deren Betrag ist der jeweilige Jahresdurchschnitt der Haushaltslasten. Diese Lasten weisen nach wie vor einen Wirkfaktor von  $\cos(\varphi) = 0,98$  auf. Die Wirkleistung der allgemeinen Last des folgend betrachteten Netzknotens Nr. 44 beträgt  $687,9W$ .
- Die Photovoltaikanlagen sind inaktiv. Sie tragen deshalb nicht zum Lastprofil bei.
- Um Rückwirkungen anderer Ladevorgänge zu vermeiden, ist ausschließlich am Netzknoten 44 ein Elektrofahrzeug vorhanden. Die Ladeleistung ist reine Wirkleistung ( $\cos(\varphi) = 1$ ). Dem Fahrzeug ist ein einphasiges Ladesystem an der Phase  $L3$  zugeordnet. Geladen werden muss ein  $16kWh$ -Akku.

In Abbildung 6.2 (a) ist der Ladeleistungsverlauf eines ungesteuerten Ladevorganges im Vergleich mit dem zugehörigen geregelten Vorgang dargestellt. Die für Letzteren eingestellten Regelparameter sind in Tabelle 6.1 angeführt.<sup>1</sup> Abbildung 6.2 (b) zeigt den Verlauf der Spannungen am betrachteten Netzknotenpunkt, verursacht durch die konstanten Haushaltslasten und der Fahrzeugladung.

<sup>1</sup> Die maximale Ladeleistung bei einphasiger Ladung ist  $3,7kW$ . Bei dreiphasiger Ladung beträgt die im Modell hinterlegte Gesamtladeleistung  $11kW$ , womit die mögliche Ladeleistung je Phase hier exakt  $\frac{11kW}{3} = 3,6\bar{6}kW$  beträgt.

normierte untere Spannungsgrenze $u_{min}$	0,92
normierte obere Spannungsgrenze $u_{max}$	0,98
minimale Ladeleistung je Phase $P_{min}$	0kW
maximale Ladeleistung je Phase $P_{max}$	3,7kW
Zeitkonstante $T_0$	4min

Tabelle 6.1: Regelparameter

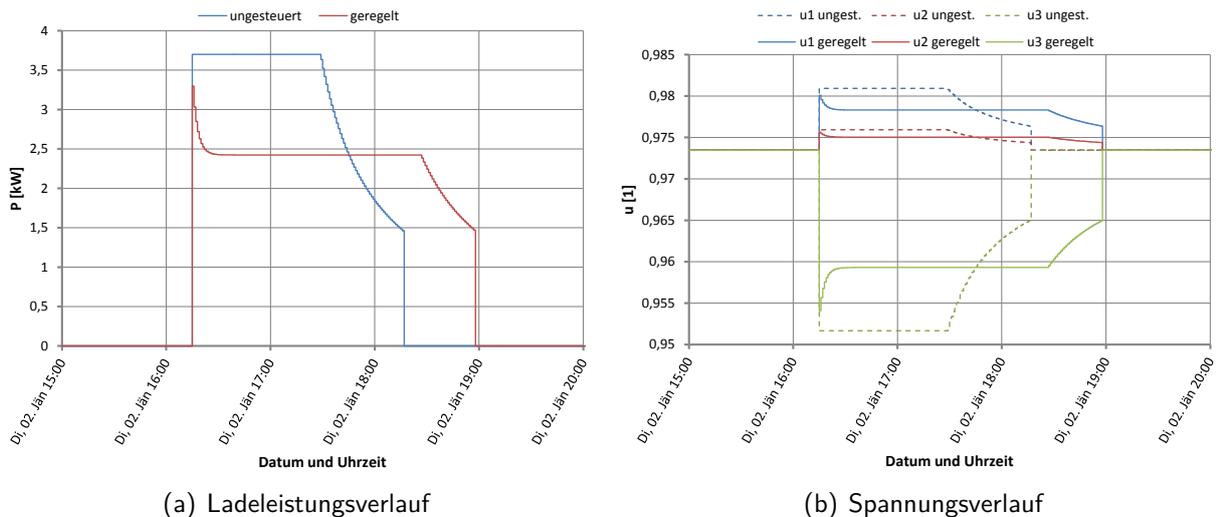


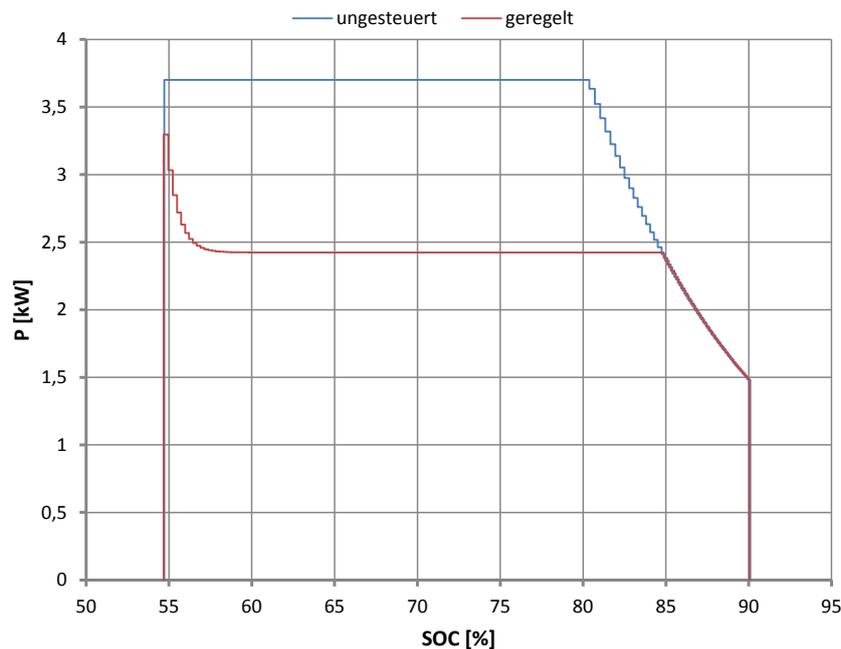
Abbildung 6.2: Auswirkungen des einphasigen Laderegeleingriffes

Zu Beginn des ungesteuerten Ladevorganges wird die Ladeleitung ( $L3$ ) in der Konstantladephase mit  $3,7kW$  belastet. Wie bereits in Kapitel 4.2 beschrieben, kommt es durch eine unsymmetrische Belastung neben dem Spannungsabfall an der Lastphase zu einem ungleichen Spannungsanstieg der beiden anderen Phasen.

Beim geregelten Ladevorgang ist am Anfang der gedämpfte Einlaufvorgang des Kennlinien-Arbeitspunktes erkennbar. In der Simulation ist die Zeitbasis für die Laderegelung und jene der Leistungsaufschaltung die gleiche – nämlich eine Minute. Das bedeutet, dass der Ladevorgang sprunghaft innerhalb eines Zeitschrittes passiert. Da der Ladeleistungsregler die aktuelle Ladeleistung aufgrund der Spannung des vorherigen Zeitschrittes findet, hinkt die Regelung der Leistungselektronik sozusagen immer um eine Minute nach. Das macht sich durch eine zu hohe Ladeleistung zu Beginn eines jeden Ladevorganges bemerkbar. Um das Überschwingen der Ladeleistung zu verhindern, dürfte der volle Betrag nicht sprunghaft aufgeschaltet werden. Die Abtastrate des Ladeleistungsreglers müsste somit höher sein, als die Ladeanstiegszeitkonstante der Leistungselektronik. Bei realen Systemen kann diese Bedingung im Normalfall erfüllt werden.

Die Leistungsbegrenzung wirkt sich also nicht nur auf den Spannungsverlauf der Ladephase aus. Es folgt eine zusätzliche Verbesserung des unsymmetrischen Zustandes durch den geringeren Anstieg der beiden anderen Phasenspannungen. Die dreiphasige Knotenspannung erfährt somit eine Art „Symmetrisierung“.

Der zweite Teil des IU-Ladevorganges – der Teil der Ladung, bei welchem die Spannung der Zellen konstant gehalten wird – setzt bei Verwendung der Regelung wesentlich später ein, als bei den ca. 80% SOC des ungesteuerten Ladevorganges. Es wird im hier entworfenen Modell so lange mit quasi konstanter Leistung geladen, bis der zu einem bestimmten Ladezustand durch das ungesteuerte Modell ermittelte Ladeleistungswert kleiner ist, als die vom Regelmodell bestimmte maximale Ladeleistung. Ab diesem Punkt folgt der geregelte Ladeleistungsverlauf dem ungesteuerten. Zur besseren Veranschaulichung ist in Abbildung 6.3 die geregelte und ungesteuerte Ladeleistung über dem SOC aufgetragen. Kommt es im exponentiell abfallenden Leistungsteil zu einer massiven Verschlechterung der Netzspannungen (z.B. durch weitere Ladevorgänge), kann es sein, dass die Ladebegrenzung erneut einsetzt.



**Abbildung 6.3:** Vergleich der Ladeleistungen eines geregelten und ungesteuerten Ladevorganges über den Ladezustand des Akkus mit vereinfachten Bedingungen

Anzumerken ist, dass der Begriff „Konstantleistungsphase“ im Zusammenhang mit der Leistungsregelung nicht mehr angebracht ist, da sich der Wert der Ladeleistungsbegrenzung wegen der vorliegenden Knotenspannung ständig ändern kann.

Damit der Energieinhalt eines Akkus der gleiche ist, wie bei dem ungesteuerten Vorgang, muss bei Regeleingriffen der gesamte Ladevorgang länger dauern. Beim geregelten Ladevorgang nach dem hier vorgestellten Konzept kommt es somit zu einer zeitlichen Ausdehnung. Wird das Fahrzeug vor Ende der Ladung von der Steckdose genommen, kann es natürlich passieren, dass der Ladeinhalt des Akkus wesentlich geringer ist, als hätte die Ladung ungesteuert stattgefunden. In der Folge kann das zu Mobilitätsbeeinträchtigungen führen. Ziel ist es, die Parameter so einzustellen, dass die Mobilität erfüllt bleibt und zusätzlich die Netzqualität bestmögliche Zustände annimmt.

Der Ladezustand des Fahrzeuges aus dem hier gezeigten Beispiel ist vor Beginn der Ladung 54%. Der ungesteuerte Ladevorgang dauert insgesamt 2 Stunden und 2 Minuten, der geregelte um 41 Minuten länger. Zum Vergleich: Das Fahrzeug ist insgesamt knapp 16 1/2 Stunden abgestellt, also 8 Mal länger, als der ungesteuerte Ladevorgang an Zeit benötigt. Dies spiegelt das hohe Potential dieses Lösungsansatzes wieder.

## 6.2 Mobilitätsverletzungen

Bei der Vergabe der Fahrzeuge im aDSM-Netz wurde in Arbeit [4] darauf geachtet, dass durch ungesteuertes Laden alle Wege bewältigt werden können. Durch geregelte und gesteuerte Vorgänge ist es nun möglich, dass Fahrzeuge in Summe nicht genügend nachgeladen werden können, was zu einer Unterschreitung der unteren Schwelle des Ladezustandes (SOC) führt. Dieser Fall wird als Mobilitätsfehler ausgewertet. Es gelten dabei folgende Rahmenbedingungen:

- Würde es zu einer Unterschreitung der unteren Grenze des SOC, kommen, wird jede Minute, in der dies der Fall ist, mitprotokolliert. Der Ladezustand wird in diesen Zeiträumen am unteren Grenzwert gehalten.
- Der Kilometerstand wird weiter gezählt.
- Neben der Anzahl an Kilometern, welche nicht absolviert werden können, ist vor allem die Zahl der nicht absolvierten Ausfahrten von Interesse. Das sind jene Fahrten, bei denen für mindestens eine Zeiteinheit – sprich eine Minute – eine Ladezustandsverletzung auftritt. Jede Ausfahrt beginnt, wenn sich das Fahrzeug von zu Hause wegbewegt und endet, wenn es wieder daheim ankommt. Eine Ausfahrt kann somit mehrere Wege beinhalten (zum Beispiel zu Hause – Arbeitsplatz – Einkaufen – zu Hause). Der Grund für die Wahl der Auswertung von nicht absolvierten Ausfahrten und nicht von Wegen

ist der, dass in der Wohnsiedlung keine alternativen Lademöglichkeiten vorhanden sind. Es kann nur zu Hause geladen werden.

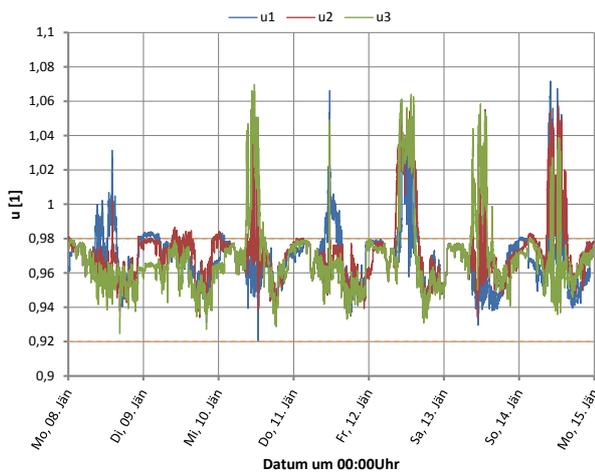
### 6.3 Regelung mit gleichen Regelparametern

Im ersten Schritt werden für jeden Netzknotenpunkt identische Regelparameter, jene aus Tabelle 6.1, eingestellt. Im vollständigen Netzmodell erfolgen die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge nach dem Regelkonzept aus Kapitel 6.1.

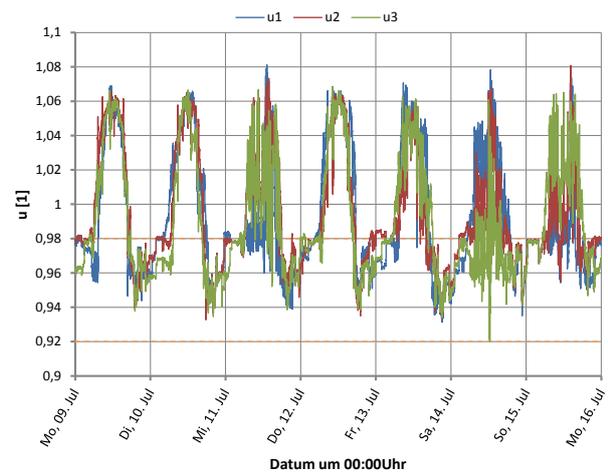
Abbildung 6.4 zeigt die sich ergebenden Spannungsverläufe bei aktiven Regelungen des trafofernen Knotenpunktes 53 und des trafo nahen Wohngebäudes 59, wieder jeweils für eine Winter- und eine Sommerwoche. Auch hier wurden ganze Monate (4 Wochen) simuliert. Zusätzlich sind orange strichliert die untere und obere Regelgrenze eingezeichnet. Vergleicht man diese Graphen mit den zeitlichen Verläufen aus Abbildung 4.11, so erkennt man eine doch deutliche Verbesserung der Netzqualität am trafofernen Netzknoten. Am trafo nahen Wohngebäude sind mit freiem Auge keine wesentlichen Verbesserungen erkennbar. Die Erklärung liegt in der Wahl der Regelgrenzwerte. Im Falle des trafofernen Hauses wird das Regelband wesentlich weitläufiger ausgenutzt. Die Ladeleistungsregler des Wohngebäudes 59 befinden sich stets im oberen Leistungsbereich. Die Minimierung der Ladeleistung in Bezug auf die maximale Leistung – die der unregulierten Ladung – fällt also eher gering aus. Hinzu kommt, dass sich Auswirkungen von Leistungsminimierungen nicht so stark an der Netzspannung widerspiegeln, wie das bei einem trafofernen Netzknoten der Fall ist.

Die Netzqualität erfährt im Ganzen eine doch deutliche Verbesserung. Durch das einfache Konzept jedoch, nämlich dass alle Ladestationen mit den gleichen, fest eingestellten Regelparametern ausgestattet werden, sind Fahrzeughalter an trafoferner örtlicher Lage benachteiligt. Die Ladevorgänge benötigen hier aufgrund des stärkeren leistungsbegrenzenden Eingriffes schlicht und einfach mehr Zeit. Es treten jedoch genau an diesen Knotenpunkten die größten Schwankungen der Netzspannung auf. Die Hauptaufgabe der dezentralen Laderegulation ist hier, aufgrund der Grenzwerte, die Vermeidung von Spannungsbandverletzungen durch Fahrzeugladungen.

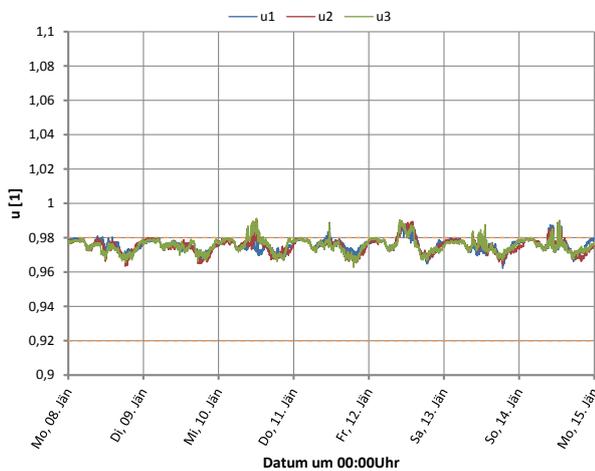
Anzumerken ist des Weiteren, dass es über den insgesamt achtwöchigen Simulationszeitraum zu keinen Mobilitätsverletzungen gekommen ist.



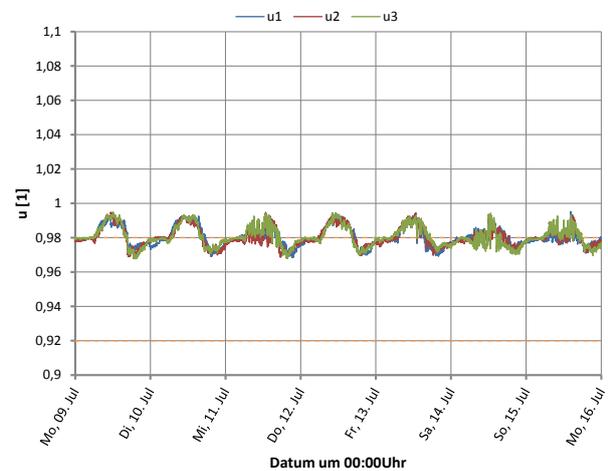
(a) 2. Jännerwoche, trafofern (ID 53)



(b) 2. Juliwoche, trafofern (ID 53)



(c) 2. Jännerwoche, trafonah (ID 59)



(d) 2. Juliwoche, trafonah (ID 59)

**Abbildung 6.4:** Spannungsverläufe durch Haushaltslasten, Photovoltaikeinspeisung und geregelte Ladevorgänge mit gleichen Parametern für jeden Netzknoten (erstellt im Auswertungsmodus 6)

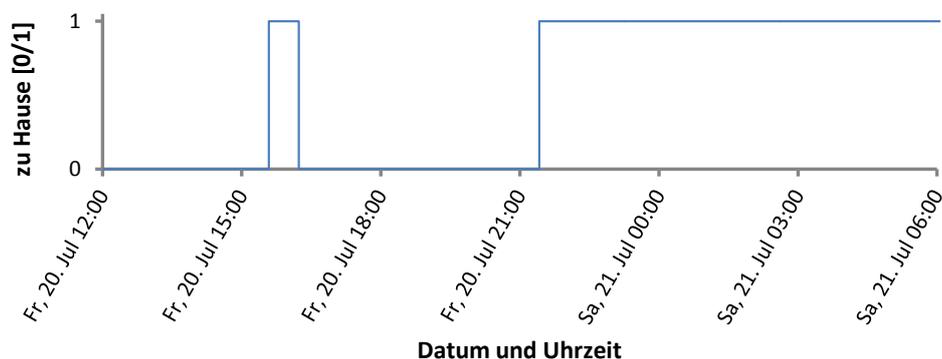
### 6.3.1 Ladeverhalten eines Fahrzeuges am einphasigen Netzanschluss

In Kapitel 6.1.1 wurde bereits beschrieben, durch welche Parameter der geregelte Ladeleistungsverlauf beeinflusst wird und welche Auswirkungen der Begrenzungseingriff auf die Netzknotenspannung hat. In diesem Kapitel soll nun gezeigt werden, wie sich der leistungsbegrenzende Eingriff im Simulationsmodell bei einem bestimmten Fahrzeug mit einer einphasigen Ladeinfrastruktur auswirkt und welche Folgen das für die Mobilität hat. Das gewählte Fahrzeug ist dem Netzanschluss Nr. 44 zugeordnet. Es ist mit einem  $16kWh$ -Akku ausgestattet. Das Ladesystem ist an der Phase  $L3$  angeschlossen. Bei dem Wert 1 in Abbildung 6.5 befindet sich das Fahrzeug zu Hause und ist somit an der Steckdose angeschlossen. In

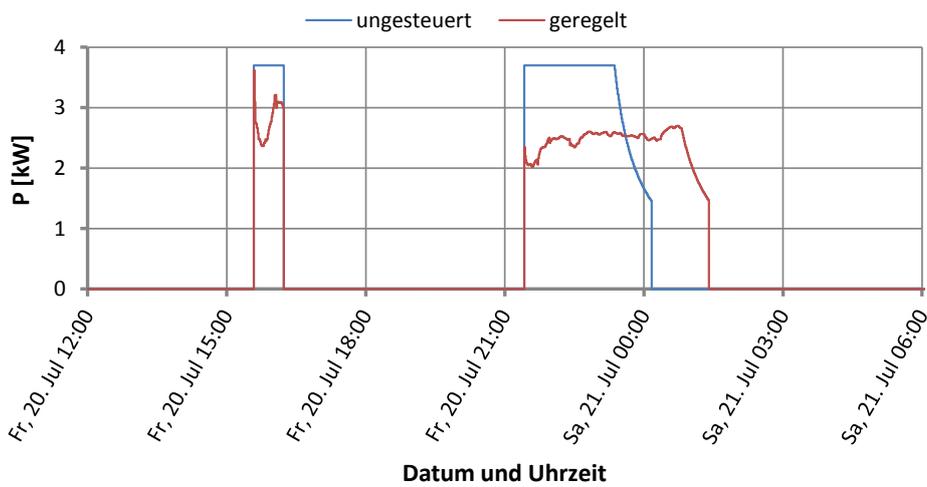
diesen Zeitfenstern kann geladen werden. In den Abbildungen 6.6 und 6.7 sind die zugehörigen Ladeleistungs- und Ladezustandskurven abzulesen. Zusätzlich sind die Verläufe aus der Simulation der ungesteuerten Ladevorgänge dargestellt. Immer dann, wenn der SOC abfällt, befindet sich das Auto in Fahrt. Zu Beginn dieser Darstellung ist die Batterie in beiden Fällen (ungesteuert und geregelt) identisch geladen. Der SOC beträgt hier 72,2%. Bei dem ersten Ladevorgang ist das Fahrzeug zu kurz abgestellt, um vollständig geladen werden können. Im unregulierten Fall kommt es zu keiner zweiten Ladephase, es wird ausschließlich mit konstanter Leistung geladen. Durch den leistungsbegrenzenden Eingriff der Regelung kann nicht die gleiche Energiemenge in die Akkus transportiert werden, wie bei der ungesteuerten Ladung. Es folgt eine Differenz von 3,4% des Ladezustandes, welche erhalten bleibt, bis die nächste Ladung beginnt. Nun steht genügend Stehdauer zur Verfügung, um das Fahrzeug auch geregelt vollständig laden zu können. Vergleicht man diese Ladeleistungskurven mit jenen aus Kapitel 6.1.1, bei denen konstante Grundlasten angenommen wurden, ergibt sich hier ein ständiges Nachregeln der Ladeleistung durch sich ändernde Netzspannungsverhältnisse.

In Abbildung 6.8 ist die Ladeleistung über die jeweiligen Ladezustände der beiden Ladevorgänge dargestellt.

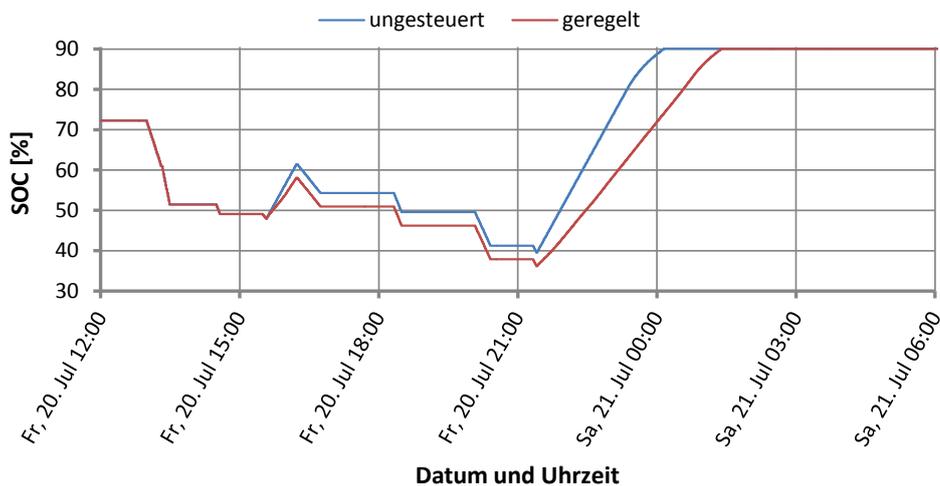
Die dreiphasige Netzspannung am Knotenpunkt für den betrachteten Zeitbereich (geregelt und ungesteuert) ist in Abbildung 6.9 dargestellt. Es ist zu beachten, dass nicht nur das betrachtete Fahrzeug Auswirkungen auf die Verläufe hat, sondern alle sich im Netz befindlichen Verbraucher und Einspeiser das ihre dazu beitragen. Es wurden natürlich auch alle weiteren Fahrzeuge nach dem jeweiligen Prinzip geladen – je nach Auswertung entweder alle ungesteuert oder alle geregelt.



**Abbildung 6.5:** Standzeit „zu Hause“ eines rein elektrisch betriebenen Fahrzeuges mit einem 16kWh-Akku

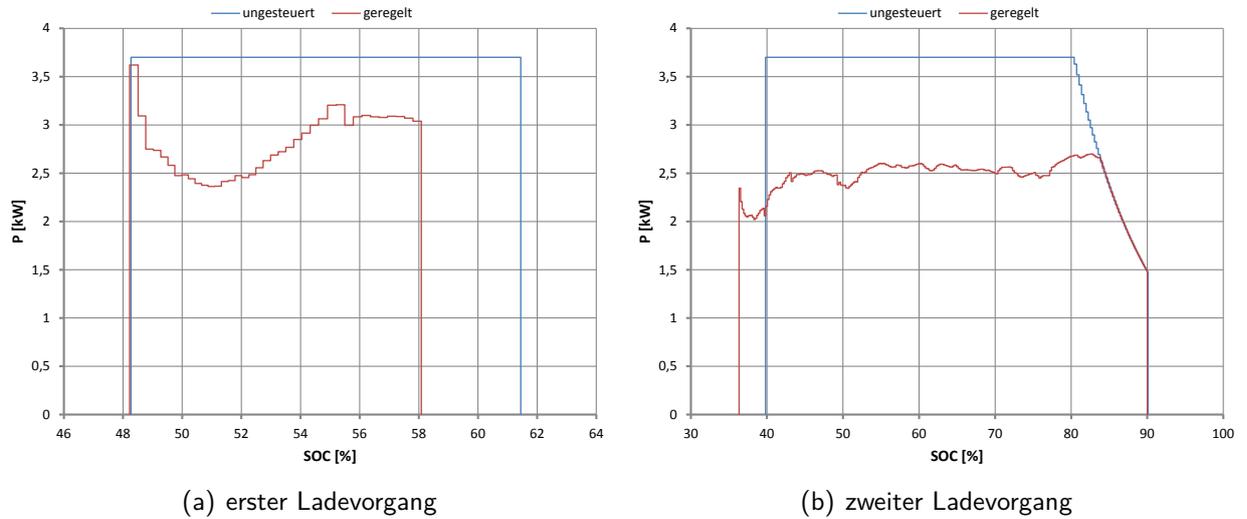


**Abbildung 6.6:** Einphasiger ungesteuerter und geregelter Ladeleistungsverlauf eines rein elektrisch betriebenen Fahrzeuges mit einem  $16kWh$ -Akku (Ladeleistung an  $L3$ )

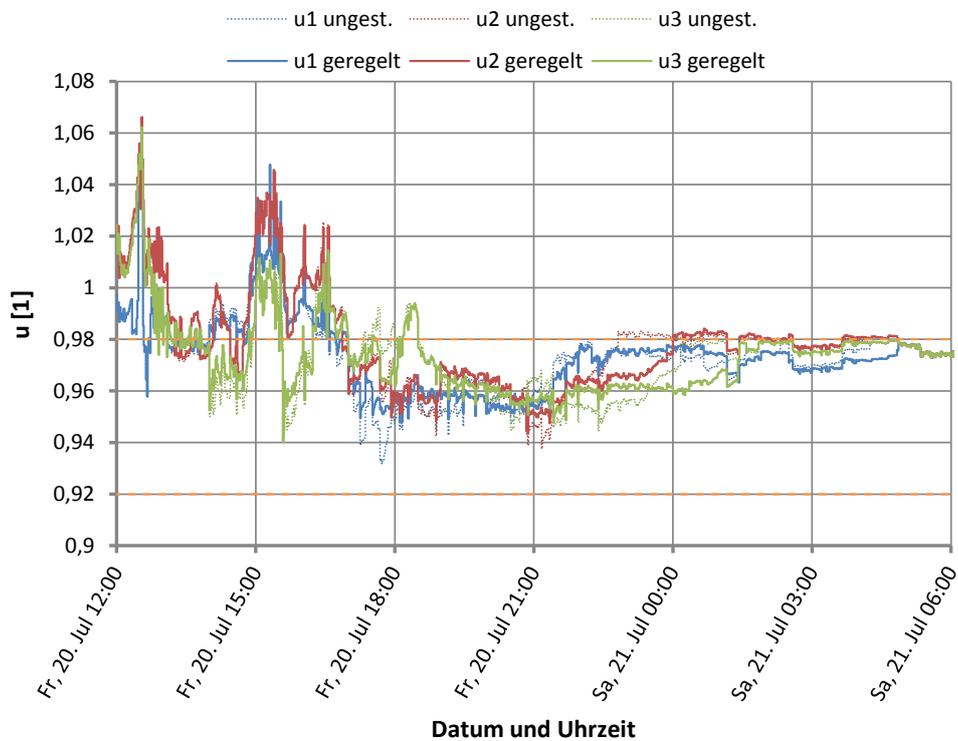


**Abbildung 6.7:** Vergleich des Ladezustandes bei ungesteuerten und geregelten einphasigen Ladevorgängen eines rein elektrisch betriebenen Fahrzeuges mit einem  $16kWh$ -Akku

Bei Hybridfahrzeugen laufen die ungesteuerten und geregelten Ladevorgänge äquivalent zu dem hier beschriebenen Beispiel ab. Sie besitzen ebenfalls einen Akku mit einer Speicherkapazität von  $16kWh$ . Ein Unterschied besteht lediglich darin, dass die Ladung bereits unmittelbar nach Beginn der Konstantspannungsphase endet und somit keinen exponentiell abfallenden Ladeleistungsast aufweist. Bei den rein elektrisch betriebenen Fahrzeugen mit größeren Akku-Speicherkapazitäten ist nur die Form der zweiten Ladephase abweichend.



**Abbildung 6.8:** SOC über Ladeleistung zweier ungesteuerter sowie geregelter einphasiger Ladevorgänge von einem rein elektrisch betriebenen Fahrzeug mit einem  $16kWh$ -Akku



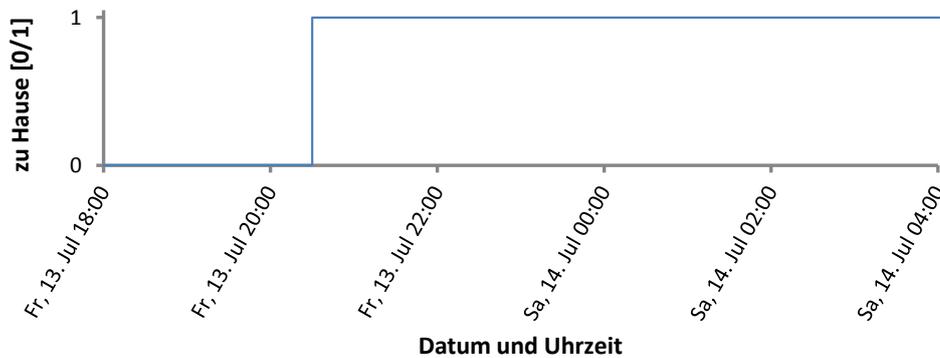
**Abbildung 6.9:** Netzspannungen am Knotenpunkt 44 bei geregelten und ungesteuerten Ladevorgängen

### 6.3.2 Ladeverhalten einer dreiphasigen Ladung

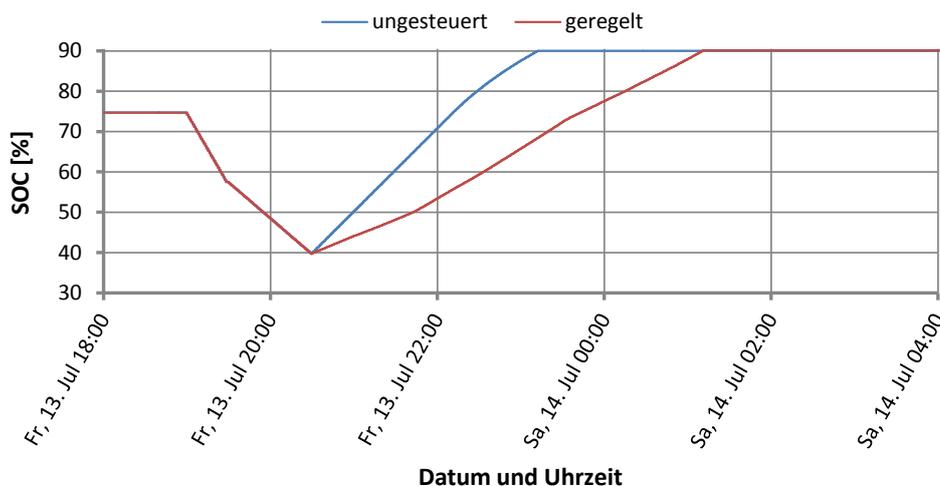
Bei der dreiphasigen Ladung beträgt die gesamte mögliche Ladeleistung  $11kW$ . Die Systematik des Regelmodells aus Kapitel 6.1 wird auf alle drei Leitungen angewandt.

Es wird mit Absicht eine unsymmetrische Ladung zugelassen. Durch das Entnehmen höherer Ladeleistungen aus dem Netz auf weniger belasteten Phasen wird bei einem Ladevorgang das Netz zusätzlich stabilisiert und „symmetrisiert“.

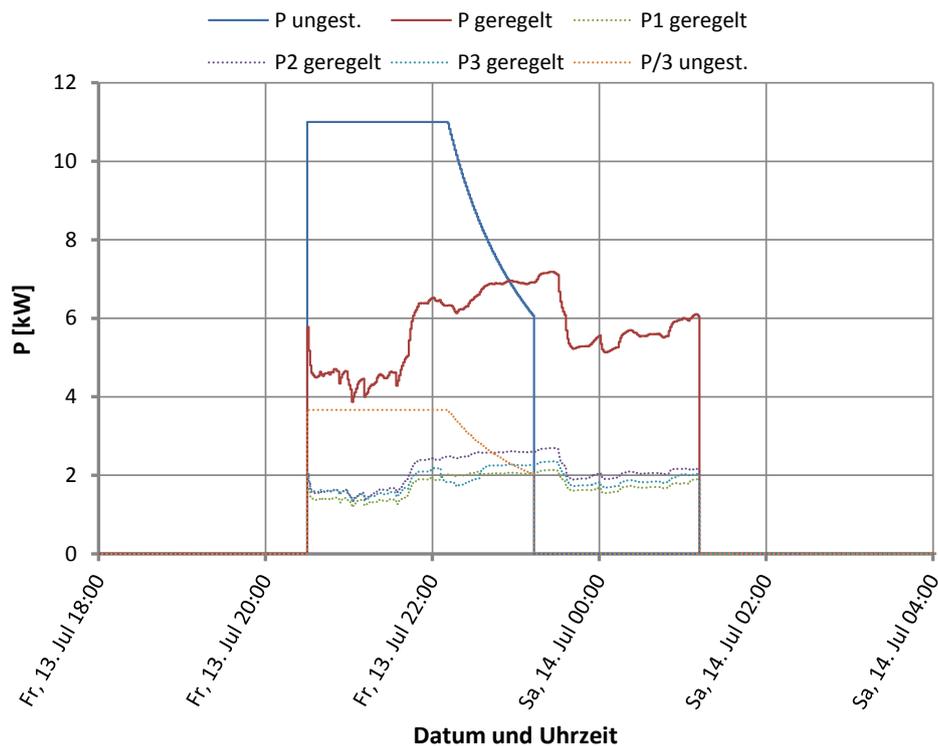
In den Abbildungen 6.10 bis 6.13 ist ein Beispiel eines solchen Ladevorganges im Vergleich mit ungesteuertem Laden dargestellt. Ausgewählt wurde hierfür ein Fahrzeug mit einer Akkukapazität von  $48kWh$ , welches dem Gebäude mit der ID 53 zugeordnet ist.



**Abbildung 6.10:** Standzeit am Ladesystem eines rein elektrisch betriebenen Fahrzeuges mit einem  $48kWh$ -Akku



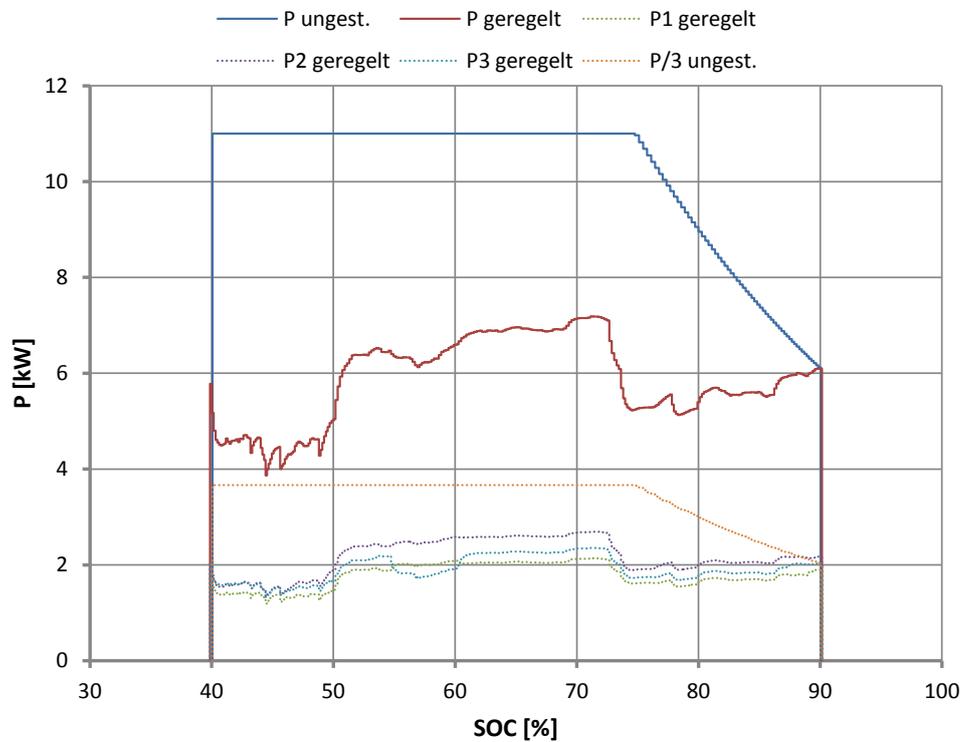
**Abbildung 6.11:** Ladezustand SOC bei ungesteuertem sowie geregeltm Laden von einem rein elektrisch betriebenen Fahrzeug ( $46kWh$ -Akku, 3-phasig)



**Abbildung 6.12:** Dreiphasiger ungesteuerter und geregelter Ladeleistungsverlauf eines rein elektrisch betriebenen Fahrzeuges mit einem  $48kWh$ -Akku

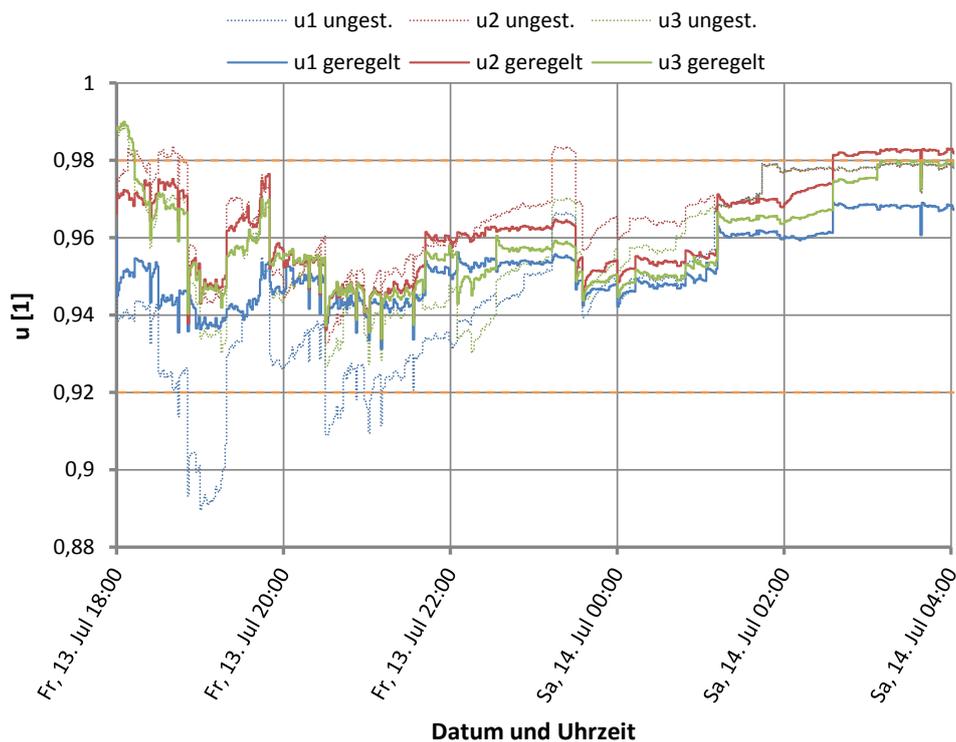
Die Ladeleistungsbegrenzung ist bei einem Ladevorgang an jeder Ladephase so lange nach dem ursprünglichen Konzept in Kraft, bis die Summenladeleistung der drei Phasen die zu einem bestimmten SOC gehörige maximale Ladeleistung erreicht (Schnittpunkt mit dem ungesteuerten Ladeleistungsverlauf). Dies kann zwischen 74,4% und 90% des SOC auftreten. Ist die vom Regler bestimmte Ladeleistung aller drei Phasen größer als  $\frac{1}{3}$  der erlaubten Leistung, so werden – analog zur einphasigen geregelten Ladung – die Leistungen aller drei Phasen symmetrisch auf die erlaubte Leistung reduziert. Die Ladeleistungen der drei Phasen folgen in diesem Fall den Leistungen der ungesteuerten Ladung. Für den Fall, dass eine durch die Kennlinie ermittelte Phasenladeleistung geringer ist als ein Drittel der vom Batteriemangement vorgegebenen gewünschten Ladeleistung, bleibt die Leistungsentnahme unsymmetrisch. Die Differenz der „zu niedrigen Ladeleistung“ auf  $\frac{P_{erlaubt}}{3}$  übernimmt eine der übrigen Leitungen. Reicht deren maximal zulässige Leistung ebenfalls nicht aus, beteiligen sich beide Phasen an der Leistungsbereitstellung. Sind zwei durch die Kennlinie ermittelte Phasenladeleistungen geringer als ein Drittel der geforderten, so muss analog dazu die dritte Phase die Differenzleistung zusätzlich aufbringen. Dadurch wird verhindert, dass die Ladeleistungen einzelner Phasen größer werden, als vom Regelkennlinienmodell vorgegeben. Dieser Eingriff findet im hier angeführten Beispiel in den letzten Minuten der geregelten Ladung statt und ist deswegen in den Abbildungen 6.12

und 6.13 kaum zu erkennen. Er wird in späteren Kapiteln bei stärkeren Regeleinriffen und Leistungsbegrenzungen intensiver und häufiger auftreten.



**Abbildung 6.13:** SOC über Ladeleistung eines ungesteuerten sowie geregelten dreiphasigen Ladevorganges von einem rein elektrisch betriebenen Fahrzeug mit einem  $48kWh$ -Akku

Für die Dauer des Ladevorganges ist in Abbildung 6.14 die positive Verbesserung der Spannungsniveaus am Netzknotenpunkt 53 deutlich erkennbar. Dem Gebäude sind insgesamt drei Fahrzeuge zugeordnet. Alle werden mit einer  $11kW$ -Infrastruktur geladen. Vor allem durch die dreiphasigen Regulierungseingriffe gelingt es, die Phasenspannungen deutlich einander anzunähern, sowie nicht-harmonische Spannungssprünge, vor allem durch Rückwirkungen anderer Ladevorgänge im Netz verursacht, zu dämpfen. Des Weiteren sind die Effektivwerte der Phasenspannungen über die Zeit wesentlich konstanter.



**Abbildung 6.14:** Netzspannungen am Knotenpunkt 53 bei geregelten und ungesteuerten Ladevorgängen

## 6.4 Regelung mit angepassten Regelparametern

Die Überlegungen der dezentralen Regelung basieren auf der Hoffnung, dass die Fahrzeuge zumindest so lange abgestellt und am Ladesystem angeschlossen sind, um alle Folgefahrten trotz verminderter Leistungszufuhr absolvieren zu können. Die Ergebnisse aus Kapitel 6.3 bestätigen diesen Grundgedanken. Fest vorgegebene Regelgrenzen und -parameter haben jedoch den Nachteil, dass sie auf die Netzknoten mit den stärksten Spannungsschwankungen abgestimmt werden müssen. Neben der Unfairness der Ladebedingungen in Abhängigkeit der örtlichen Lage, ist bei trafo nahen Stationen durch den marginalen Eingriff und den folgenden geringen Auswirkungen auf das Netz die Sinnhaftigkeit einer Implementierung fraglich.

Es erscheint sinnvoll, den Netzknotenpunkten unterschiedliche Regelparameter zuzuweisen. In diesem Kapitel wird versucht, Einstellungen zu finden, durch welche Unfairness und die Ineffektivität einzelner Ladesysteme weitgehendst beseitigt werden. Es sollen im Netz schlussendlich für alle gleiche oder zumindest ähnliche Ladebedingungen herrschen. Bei der Auslegung der Regler wird versucht, die leistungsbegrenzende Wirkung an ihre Grenzen zu treiben. Dies äußert sich schließlich durch Mobilitätsverletzungen.

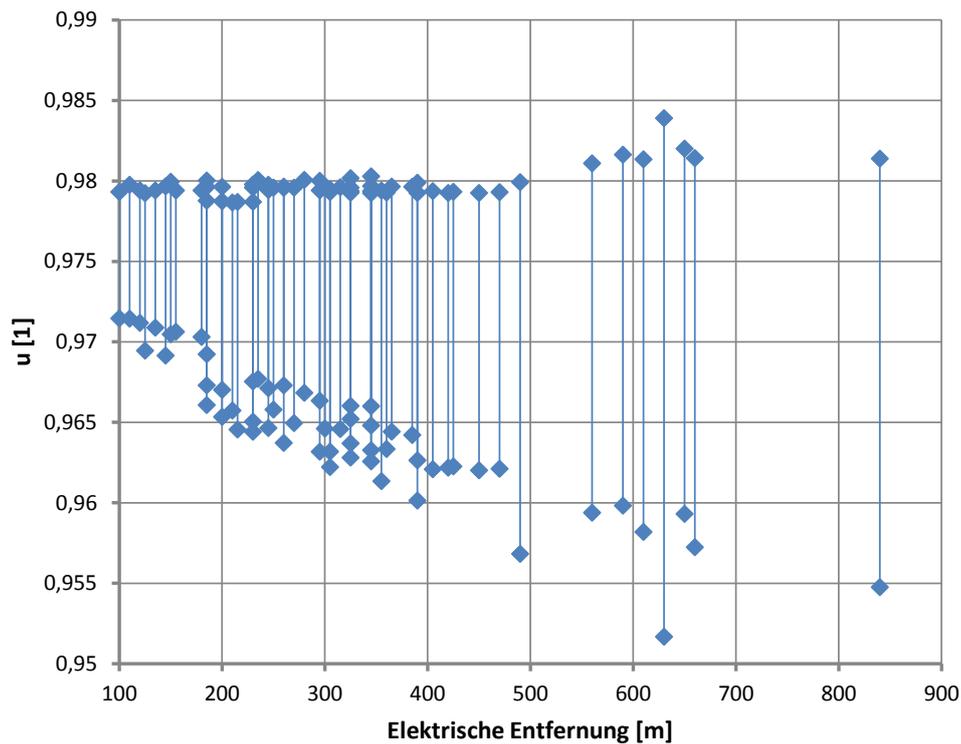
### 6.4.1 Festlegung der Regelparameter

In Kapitel 4 wurde untersucht, wie sich die Netzspannung aufgrund von vorliegenden Belastungs- und Gebrauchsprofilen verhält. Es fand außerdem eine Erfassung der statistischen Lage von Knotenspannungsniveaus statt. Idealerweise sollen die Kennliniengrenzwerte nun so eingestellt werden, dass Photovoltaikeinspeisung bestmöglich genutzt werden kann und unnötige Spannungssenkungen durch zu hohe Ladeleistungen vermieden werden.

Es scheint sinnvoll, die obere Regelkennliniengrenze, ab welcher mit voller Leistung geladen werden darf, für jeden Netzanschluss möglichst so einzustellen, dass ein System die volle Ladeleistung zulässt, sobald Leistungseinspeisung aus Sonnenenergie vorhanden ist. Natürlich muss diese Information im dezentralen Modell aus der jeweiligen Netzknotenspannung gefolgert werden und darf nicht von der PV-Anlage selbst stammen. Dadurch fällt zusätzlich die lokale Beschränkung weg, dass nur die Leistungslieferung der hauseigenen Photovoltaikanlage positive Auswirkungen auf die Zeit jener Fahrzeugladungen hat, welche an besagtem Gebäude stattfinden. Durch die Einflüsse umliegender Netzeinspeisungen kann es zu Spannungsanhebungen an Gebäuden kommen, deren PV-Anlage außer Betrieb ist, bzw. an Gebäuden, die erst gar keine installiert haben.

Die jahreszeitabhängigen Unterschiede der Grundlasten und Verwendungsmuster von Fahrzeugen gestalten es allerdings schwierig, eine solche optimale Grenze zu finden, die das ganze Jahr über gleich gute Ergebnisse liefert. Ähnliches gilt für die untere Regelgrenze. Durch diese erfolgt im Prinzip die Begrenzung des Spannungsbandes nach unten hin, zumindest was die Auswirkungen der Ladezyklen betrifft. Für jahreszeitunabhängige Parameter muss somit eine Mittelung stattfinden. Verwendet wurden hierfür die Knotenspannungen bei allgemeinen Lasten, Photovoltaikeinspeisungen und ungesteuerten Ladevorgängen. Die Spannungswerte der analysierten Winter- und Sommermonate wurden für jedes Gebäude zusammengefasst. Durch diverse Versuche wurde schlussendlich das daraus folgende Quantil  $Q_{0,75}$  als obere, und  $Q_{0,10}$  als untere Regelgrenze festgelegt.

In Abbildung 6.15 sind die Grenzwertepaare für jeden der 60 Netzknotenpunkte in Bezug zur elektrischen Entfernung dargestellt. In aDSM werden  $50\text{mm}^2$ -,  $150\text{mm}^2$ - und zwei parallele  $150\text{mm}^2$  Kabel zur Energieversorgung eingesetzt. [4] Bei der Länge der Versorgungsleitungen wird in Abbildung 6.15 nicht unterschieden, durch welche Kombinationen dieser Leitungstypen der Energietransport stattfindet.



**Abbildung 6.15:** Optimierte Spannungsgrenzwertepaare für die Regelkennlinien der 60 Netzknoten, dargestellt in Bezug zur elektrischen Entfernung

Die Schwankungen der Grenzwerte ähnlichen Abstandes zum Transformator beruhen natürlich auf dem unterschiedlichen Last- und Ladeverhalten, den Unterschieden in der installierten Einspeiseleistung und den Kombinationen der verwendeten Leitungen zum Gebäude. Die größte Differenz zwischen dem oberen und unteren Grenzwert gibt es bei der Landwirtschaft 7 (ID 1). Die Liegenschaft befindet sich in einer elektrischen Entfernung von  $630m$ . Der Grund für großen Spannungsschwankungen an diesem Netzknoten liegt vor allem in der Zusammensetzung der Versorgungsleitungen zu dem Grundstück. Unter anderem kommen hier  $450m$  des  $50mm^2$ -Kabels zum Einsatz. An diesem Kabeltyp kommt es zu höheren Spannungsabfällen als auf Leitungen größeren Querschnitts. Die  $50mm^2$ -Teilstücke zum Netzknoten 53, welcher am weitesten vom Transformator entfernt ist, weisen insgesamt eine Länge von  $310m$  auf (Vergleiche mit der SINICAL-Implementierung aus Abbildung A.1).

Je schmaler das Regelband an einem bestimmten Netzknoten gewählt wird, desto größer muss die Dämpfungszeitkonstante  $T_0$  aus Formel 6.2 sein, um ein Umschwingen des Arbeitspunktes in gleichem Maße zu reduzieren bzw. gar zu vermeiden. Da jedoch die Auswirkungen von Laständerungen auf die Netzspannungen je nach örtlicher Lage unterschiedlich sind, kann eine allgemeine Beziehung zwischen Regelbandbreite und Dämpfungskonstante nicht so einfach definiert werden. Die Festlegung der Grenzwerte für die Regulierungskennlinie erfolgte auf Basis der Auswirkungen durch Haushaltslasten, Photovoltaikeinspeisungen und ungesteuer-

ten Ladevorgängen für jeden Knotenpunkt auf gleiche Art und Weise. Die Auswirkungen von Laständerungen in Bezug auf die jeweiligen Netzknoten sollten daher annähernd gleich sein. Daraus folgt, dass die Dämpfungszeitkonstante  $T_0$  für jeden Netzknotenpunkt gleich eingestellt werden kann. Gewählt wurde für folgende Untersuchungen  $T_0 = 6min$ .

Die Grenzwerte für die 60 Gebäude in Form von Zahlen sind dem Anhang B.3 beigelegt (Tabelle B.9).

### 6.4.2 Akkuzustände und Ladeverhalten

Bei der Simulation des Monats Juli können insgesamt zwei Ausfahrten nicht erfolgreich absolviert werden. Ein Elektrofahrzeug, welches dem Mehrfamiliengebäude Nr. 60 zugeordnet ist, hat beim entladen 2 Mal die 10% Grenze des SOC erreicht, bevor es wieder zu Hause angekommen ist. Es handelt sich um ein Vehikel mit einem  $48kWh$ -Akku und einer einphasigen Ladeinfrastruktur. Für die Analyse dieses Fehlers ist in Abbildung 6.16 der Verlauf des Ladezustandes vom Energiespeicher für den kritischen Zeitraum dargestellt. Im Vergleich dazu ist der SOC-Verlauf des ungesteuerten Ladeszenarios aus Kapitel 4.4 eingetragen.

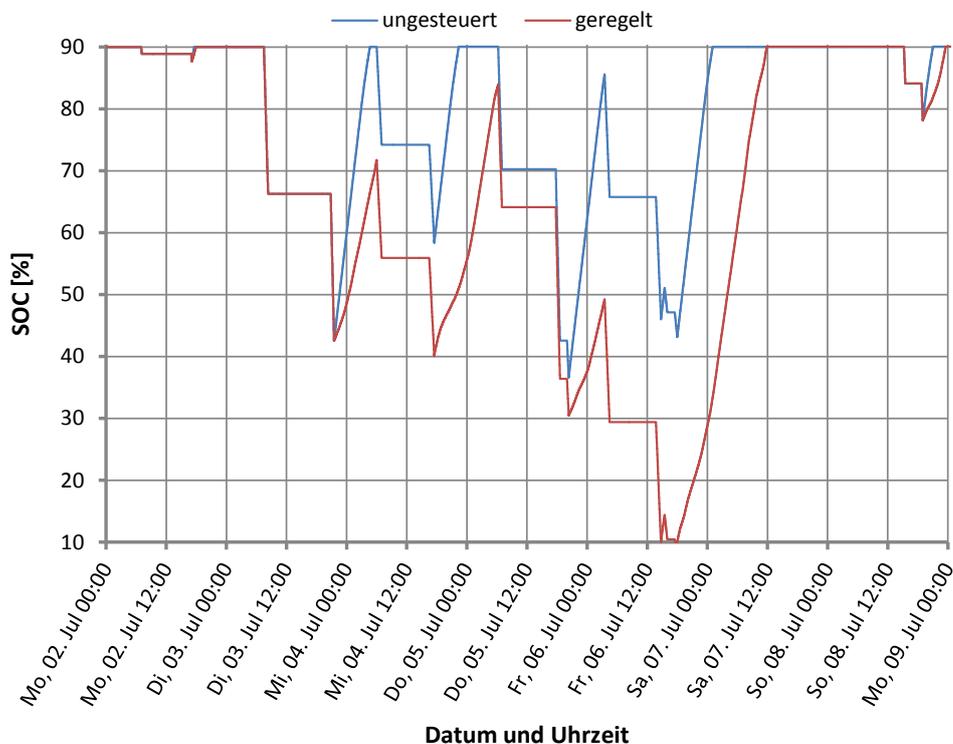
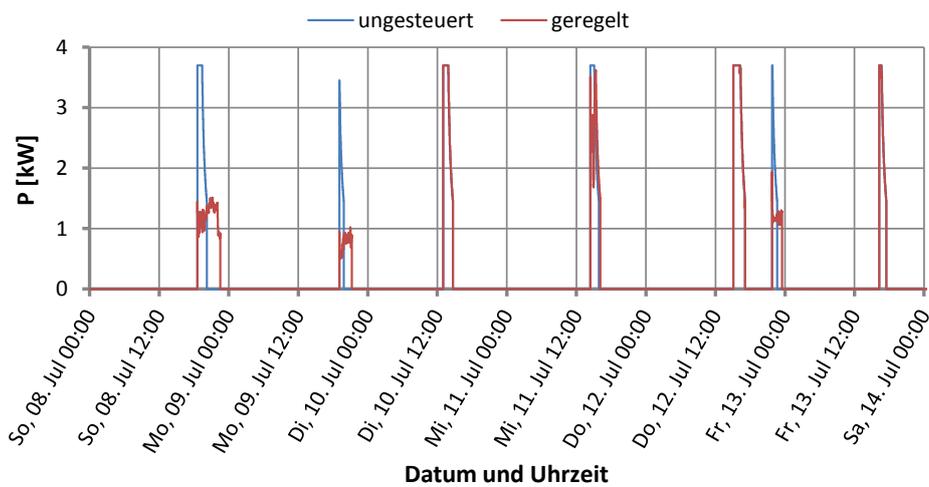


Abbildung 6.16: Ladezustandsverlauf bei Mobilitätsverletzung

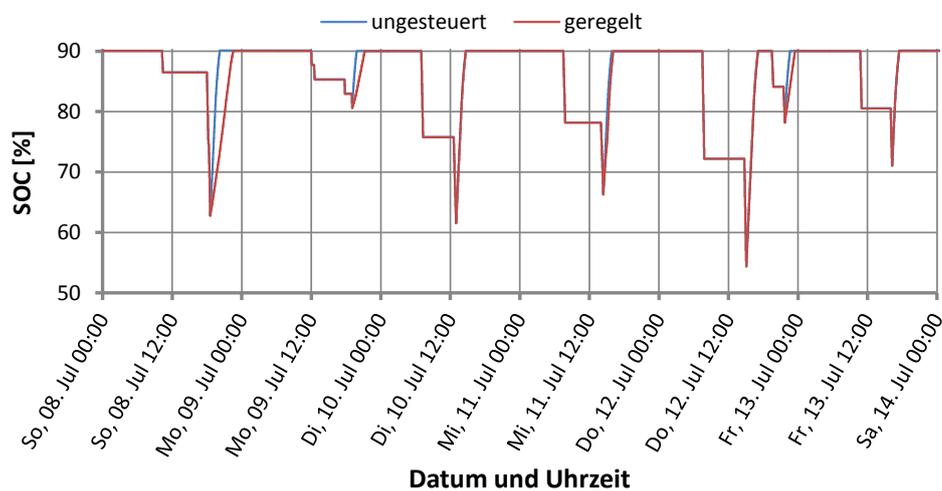
Wie zu erkennen ist, kommt es quasi zu einer „schleichenden Entladung“. Die Akkus werden in den Stehzeiten zwischen Dienstag, 3. Juli, 21:30 Uhr und Freitag, 6. Juli, 18:00 Uhr nicht genügend nachgeladen, womit bei einer Heimfahrt, beginnend am 6. Juli um 13:45 Uhr, der Weg mit nur 29,4% Akkuladung angetreten werden muss, was knapp nicht ausreicht. Die Dauer der ersten Mobilitätsverletzung beträgt lediglich zwei Minuten. Nach einer kurzen Ladephase wird bereits die nächste Ausfahrt in Angriff genommen, welche kurz nach Antritt des Heimweges endet. Nach den fehlerhaften Ausfahrten steht mehr als genügend Zeit zur Verfügung, um das Fahrzeug für seinen nächsten Gebrauch wieder vollständig laden zu können. Der Ladevorgang von 10% auf 90% SOC dauert hier wegen des relativ starken Regeleingriffes und der großen Akkukapazität in Verbindung mit einem einphasigen Ladesystem 17 Stunden und 52 Minuten. Es ist zu beachten, dass es sich bei dem dargestellten Zeitraum um den Anfang des Simulationszeitraumes handelt. Der volle Akkuzustand am Montag, 2. Juli um 00:00 Uhr hat sich also nicht durch vorherige Fahrzeugladungen ergeben, sondern wurde angenommen. Bis zum Beginn der Ausfahrt am 3. Juli um 07:30 Uhr ist das Fahrzeug jedoch zweimal über einen längeren Zeitraum zu Hause abgestellt, weshalb nicht damit zu rechnen ist, dass es zu einer geringeren Anfangsladung durch die zusätzliche Simulation vorheriger Wochen kommen würde.

In der Abbildung 6.17 (a) sind 7 aufeinanderfolgende Ladevorgänge des gleichen Fahrzeuges, wie in Kapitel 6.3.1 dargestellt (Fahrzeug Nr. 2 von Gebäude 44). Abbildung 6.17 (b) zeigt den zugehörigen SOC-Verlauf.

Der erste, zweite und sechste Ladevorgang ist stark reguliert, wobei die Ladevorgänge 3, 5 und 7 nahezu dem unregulierten Verlauf folgen. Bei letzteren dreien ist genügend Photovoltaikleistung vorhanden. Sie finden jeweils in den Nachmittags- und Abendstunden statt. Die stark geregelten Vorgänge dauern hier 2 bis 3 Mal so lange, wie die zugehörigen unregulierten Ladungen. Im SOC-Verlauf ist im Gegensatz zu jenem aus Abbildung 6.16 zu erkennen, dass die Ladeeingriffe keinerlei Nachteile bringen.



(a) Ladeleistungsverläufe (einphasiges Ladesystem an Phase L3)



(b) Ladezustandsverlauf

**Abbildung 6.17:** Aufeinanderfolgende einphasige Ladevorgänge eines Fahrzeuges mit einem  $16kWh$ -Akku (Gebäude 44) bei angepassten Regelparametern

Die Mobilitätseinschränkung im Juli, in Bezug auf alle getätigten Ausfahrten, beträgt

$$F_{Juli} = \frac{Ausfahrten_{ges.}}{Ausfahrten_{Fehler}} = \frac{7757}{2} = 0,026\%. \quad (6.3)$$

Im Simulationsmonat Jänner finden drei Ausfahrten kein erfolgreiches Ende. Die Anzahl aller Ausfahrten beziffert sich hier zu 7639, was eine Mobilitätseinschränkung von 0,039% ergibt.

In Tabelle 6.2 sind die wichtigsten Daten der fehlerhaften Ausfahrten beider Simulationsmonate zusammengefasst. Den Fahrzeugen eines Gebäudes sind fortlaufende Nummern

zugewiesen. Die Fahrzeugnummern beziehen sich also auf die jeweilige Gebäude-ID. Das Problem ist schnell erkannt: Den einzelnen Fahrzeugen wurde je nach Verwendungsprofil – vor allem in Abhängigkeit der Weglänge – in der Arbeit [4] die passende Akkugröße zugeordnet. Alle Fahrzeuge, bei denen es zu Fehlern in der Mobilität gekommen ist, besitzen einen 48kWh-Energiespeicher in Verbindung mit einer einphasigen Ladeinfrastruktur. Zur Erinnerung: Die Zuordnung der Ladesysteme erfolgte in der vorliegenden Arbeit – unter Einhaltung bestimmter Vorgaben – weitaus zufällig. Beim ungesteuerten Laden ist es im Modell nicht von Belangen, welche Ladeinfrastruktur welchem Fahrzeug zugeordnet wird. Alle Fahrzeuge können auch dann ihre Mobilität erfüllen, wenn sie einphasig geladen werden. Bei der Ladeleistungsminimierung durch Regelung ergeben sich jedoch bevorzugt Engpässe bei großem Speichervolumen in Kombination mit leistungsschwachen Ladesystemen. Außerdem kommt es sowohl in ländlichen Gebieten als auch in der Stadt zu Ladeengpässen. Durch die höhere Photovoltaikeinspeisung im Sommermonat finden vermehrt Ladevorgänge mit voller bzw. annähernd voller Leistung statt. Es ist deshalb auch nicht weiter verwunderlich, dass die Mobilität im Jänner etwas eingeschränkter ist.

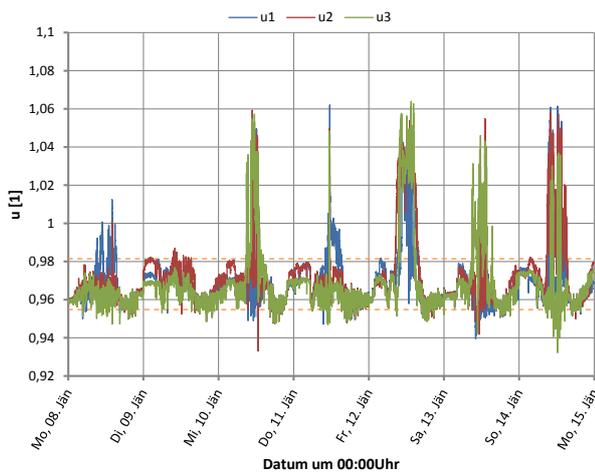
Geb.-ID	Stadt / Land	FZ-Nr.	Akku	Ladesystem	Monat	fehlerhaft		
						Ausfahrten	min	km
15	Land	3	48kWh	L3	Jänner	1	14	13,3
11	Stadt	1	48kWh	L2	Jänner	1	48	19
40	Land	1	48kWh	L3	Jänner	1	4	3,2
60	Stadt	13	48kWh	L2	Juli	2	29	10,1

**Tabelle 6.2:** Zusammenfassung der fehlerhaften Ausfahrten für beide Simulationsmonate bei optimierten Regelparametern

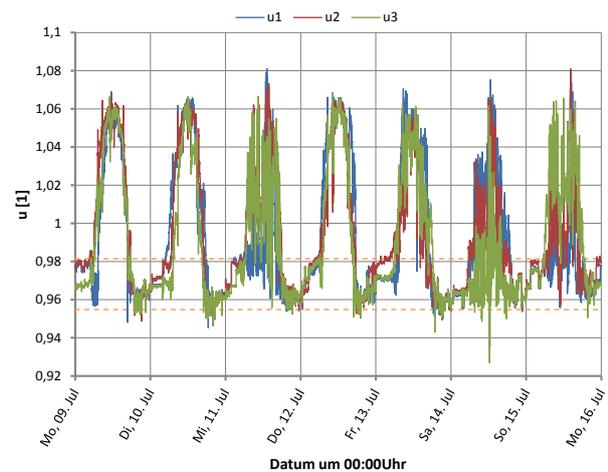
Durch kleine Variationen der Regelgrenzwerte  $u_{min}$  und  $u_{max}$  können die fünf Mobilitätsfehler beseitigt werden. Wie am Anfang dieses Kapitels beschrieben, erfolgte die Wahl der Parameter beabsichtigt so, dass die Grenzen aufgezeigt werden können.

### 6.4.3 Netzauswirkungen

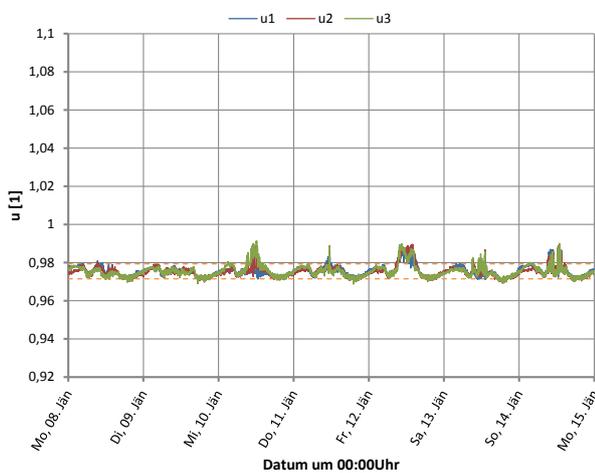
Durch auf die Knotenpunkte abgestimmte Kennlinienparameter ergeben sich charakteristische Spannungsverläufe einer Winter- und Sommerwoche, wie sie in Abbildung 6.18 dargestellt sind. Es handelt sich bei der Darstellung wieder um die Gebäudeanschlüsse 53 und 59. Die jeweiligen Regelgrenzwerte sind orange strichliert eingetragen.



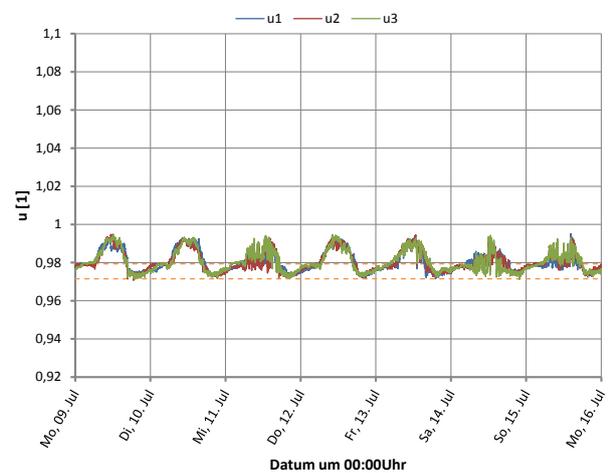
(a) Jännerwoche trafofern (ID 53)



(b) Juliwoche trafofern (ID 53)



(c) Jännerwoche trafonah (ID 59)



(d) Juliwoche trafonah (ID 59)

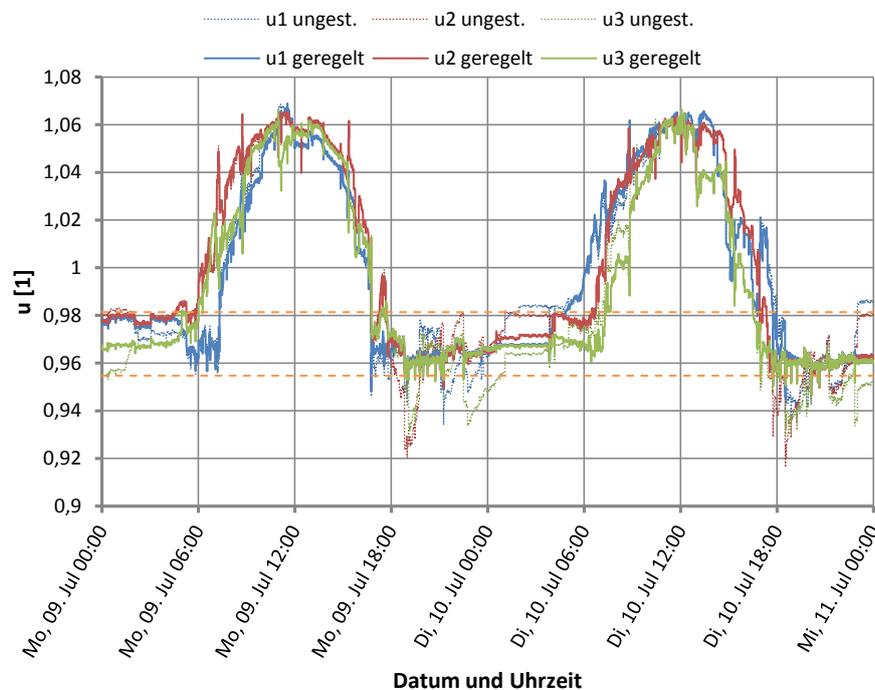
**Abbildung 6.18:** Spannungsverläufe der zweiten Jänner- und Juliwoche am trafofernen Netzknoten 53 sowie am trafonahen Anschluss 59 bei Regelung mit angepassten Parametern (erstellt im Auswertungsmodus 6)

Mit Hilfe der unteren Grenze des Regelbandes soll verhindert werden, dass die Knotenspannung diesen Wert durch Ladevorgänge unterschreitet. Vergleicht man die Spannungsverläufe mit jenen, welche sich durch allgemeine Lasten und Photovoltaikeinspeisung ergeben (Abbildung 4.7), so stellt man fest, dass dieser Grenzwert bereits ohne Ladevorgänge erreicht und sogar unterschritten wird. Die zusätzlichen, kurzfristigen Spannungseinbrüche beruhen auf der Trägheit des Laderegelalgorithmus, wie in Kapitel 6.1.1 beschrieben, zu ungünstigen Zeitpunkten. Dieser Aspekt soll weiter nicht stören, da er durch die Implementierung des Reglers an einem dynamischeren System eliminiert werden kann. In allen vier dargestellten Spannungsverläufen kommt es zu einer Unterschreitung dieser Grenze, woraus ebenfalls folgt, dass die Ladeeingriffe an allen Netzknoten in ähnlichem Ausmaß stattfinden. Das Regelband

wird hier im Vergleich zu den geregelten Spannungsverläufen mit gleichen Parametern, wobei die Hauptaufgabe in der Verhinderung von Spannungsbandverletzungen liegt, vollständig ausgenutzt. Im Sommer ist die Ausnutzung aufgrund von vermehrter PV-Einstrahlung geringer. Des Weiteren ist eine Verbesserung der Spannungsqualität in allen vier Teilbildern erkennbar.

Der direkte Vergleich eines dreiphasigen Spannungsverlaufes durch unregelte Ladevorgänge und dezentral geregelte Vorgänge mit angepassten Regelparametern in Abbildung 6.19 zeigt folgende Aspekte auf:

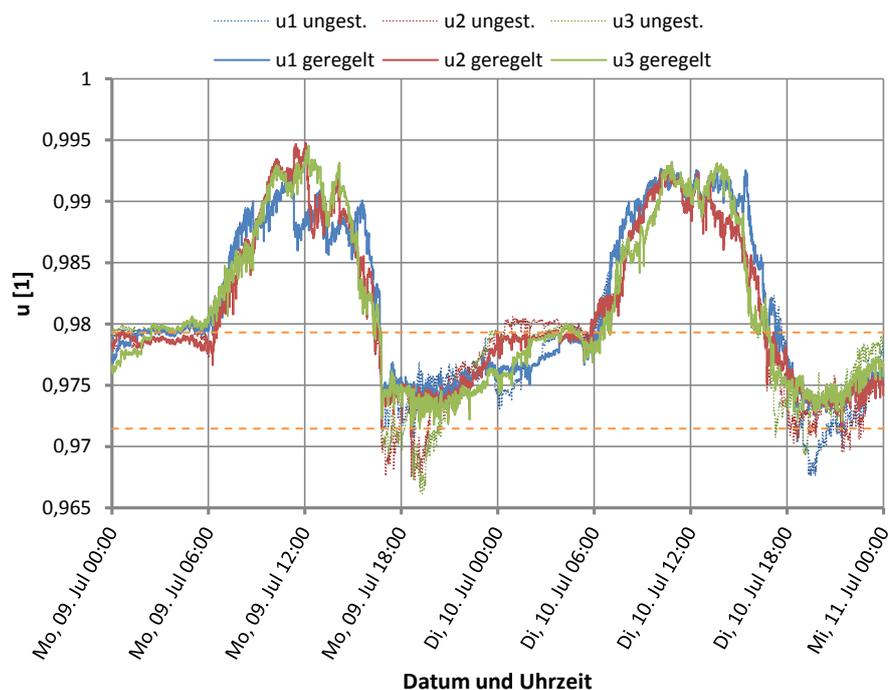
- In den Nachtstunden befinden sich die geregelten Phasenspannungen unterhalb der oberen Regelgrenze. Die starke Unsymmetrie in diesem Zeitraum wird weitgehendst eliminiert, weil sowohl einphasige- als auch dreiphasige Ladestationen leistungsbegrenzend reagieren.
- Die Ladevorgänge reichen bei eingeschalteter Regelung teilweise in den Tag hinein. Durch einphasige Ladungen kann es somit zu schlechteren Symmetriebedingungen kommen. Dies kann sinnvoll durch Regemaßnahmen der PV-Wechselrichter oder durch dreiphasige Ladesysteme verhindert werden. Eine Rücknahme der einphasigen Ladeleistung bei genügend regenerativer Leistungseinspeisung ist gewiss nicht zielführend.



**Abbildung 6.19:** Direkter Vergleich von Spannungsverläufen, verursacht durch ungesteuerte und dezentral geregelte Ladevorgänge am Netzknoten 53

Um die Photovoltaikeinspeisung besser für Ladevorgänge zu nutzen, müsste die obere Regalgrenze weiter hinunter geschoben werden. Dadurch werden im Prinzip Ladungen, welche abends beginnen, zeitlich weiter ausgedehnt. Diese Ausdehnung soll vermehrt die Nutzung der Sonnenenergie gewähren. Da es jedoch bereits zu Mobilitätsverletzungen in beiden Monaten gekommen ist, würden hiermit weitere Einschränkungen der Mobilität folgen. Auch das zeigt auf, dass in dieser Modellsiedlung das Photovoltaikpotential niemals zur Gänze für Fahrzeugladungen genutzt werden kann.

In Abbildung 6.19 handelt es sich um die Betrachtung des trafofernen Netzknotenpunktes 53. Zwecks guter Anschaulichkeit wurden zwei Schönwettertage gewählt. Äquivalente Aussagen können auch durch die Analyse des trafofernen Gebäudes 59 getroffen werden (Abbildung 6.20). Die beiden gleichen Tage sind hier ebenfalls vergrößert dargestellt. Die traфонаhe Wirksamkeit der Regelung sowie die Verbesserung der Knotenspannungen ist hier gut zu erkennen.



**Abbildung 6.20:** Direkter Vergleich von Spannungsverläufen, verursacht durch ungesteuerte und dezentral geregelte Ladevorgänge am trafo-nahen Netzknoten 59

#### 6.4.4 Weitere Variationen der Parameter

Wie aus der Bewertung der Spannungsniveaus aus Kapitel 4.5 hervorgeht, ist das Netzverhalten, hervorgerufen durch allgemeine Lasten (Abbildungen 4.13 und 4.14 (a)+(b)) sowie

durch die zusätzliche Netzeinspeisung (Abbildungen 4.13 und 4.14 (c)+(d)), stark jahreszeitabhängig. Die Regeleingriffe sollten deshalb in der Winterzeit bei einem etwas niedrigerem Spannungsniveau stattfinden als im Sommer.

Dies unterstreicht auch das Ergebnis aus einer Simulation mit folgenden Rahmenbedingungen: Die untere Regelgrenze wurde von  $Q_{0,10}$  auf  $Q_{0,15}$ , ermittelt aus den zusammengefassten Spannungswerten von der Jänner- und Juli-Simulation für ungesteuerte Ladevorgänge, angehoben. Für die obere Regelgrenze wurde das Quantil  $Q_{0,75}$  beibehalten. Wegen der Verschmälerung des Regelbandes wurde die Dämpfungskonstante auf  $T_0 = 8min$  angehoben. Eine Tabelle mit den neuen Grenzwerten ist dem Anhang B.3 beigelegt (Tabelle B.10).

Die Anzahl der nicht absolvierten Ausfahrten im Juli ist gleich geblieben. Das betroffene Fahrzeug ist beide Male lediglich etwas früher liegen geblieben. Die Netzqualität kann also weiter verbessert werden, ohne das Mobilitätsverhalten weiter einzuschränken. Im Jänner hingegen erhöht sich die Anzahl der fehlerhaften Ausfahrten auf 38, was einer gesamten Weglänge von  $683km$  entspricht. In Bezug auf alle Ausfahrten, welche im Jänner stattfinden, beträgt die Mobilitätseinschränkung ca.  $0,5\%$ .

Soll also die dezentrale Laderegulation immer bestmöglich agieren, so dürfen keine konstanten, jahreszeitunabhängigen Regelparameter verwendet werden. Am sinnvollsten wäre mit hoher Wahrscheinlichkeit die Implementierung von Beobachtern, welche die Grenzwerte ständig anpassen. Dies bedarf auch keiner eigenen Hardware, da Spannungsmesssysteme und Mikrocomputer ohnehin bereits vorhanden sein müssen. Spielt man diesen Gedanken weiter, so können intelligente Systeme integriert werden, welche durch Mittracken der Netzspannungen, Ladeinformation der Fahrzeuge, etc. die dezentrale Laderegulation dynamisch optimieren können. Auf diese Weise kann auch eine Unabhängigkeit gegenüber Netzinfrastruktur- und starken Verbrauchsmusteränderungen erreicht werden.

## 6.5 Freie Wahl der Ladeleitung bei einphasigen Stationen

Die Entwicklung der Auswertungsmodi 7 und 8 des Simulationsmodells basierte auf folgendem Grundgedanken: Bei einphasigen Ladestationen wäre es für das Netz am günstigsten, wenn die Ladeleitung stets jene wäre, die aktuell die geringste Belastung erfährt. Ein ständiges Wechseln der Ladephase ist jedoch durch den Spannungseinbruch an ihr nicht sinnvoll bzw. möglich. Angedacht war hier, dass einphasige Ladesysteme mit einem dreiphasigen Netzanschluss ausgestattet werden, die Leistungselektronik jedoch nur einmal vorhanden ist. Vor Beginn eines Ladevorganges kann, zum Beispiel durch Schütze, die Ladeelektronik

auf die Phase mit dem aktuell höchsten Spannungsniveau geschaltet werden. Diese Variante wäre bei konkreter Realisierung wahrscheinlich kostengünstiger als eine dreiphasige Ladestation, kann jedoch nach wie vor nur ein Drittel der Leistung liefern. Unter Last dürfen die Schütze nicht geschaltet werden. Dies ist ein weiterer Grund, weshalb ein stetiges Wechseln der Phase während des Ladevorganges nicht möglich ist.

Bei der Auswertung mit den optimierten Parametern aus Kapitel 6.4.1 können nur geringe Veränderungen festgestellt werden. Im Juli kommt es zu einer Erhöhung der Mobilität um  $4,8km$ . Ohne Wahl der Ladeleitungen können  $10,1km$  nicht bestritten werden (vergleiche Tabelle 6.2). Im Jänner hingegen kommt es zu einer Verschlechterung der Mobilität in Bezug auf nicht gefahrene Kilometer. Die Zahl erhöht sich von  $35,5km$  auf  $58,8km$ . Die Belastungszustände ändern sich im Allgemeinen so häufig, dass vor Beginn einer Ladung nicht festgelegt werden kann, welche Leitung sich wirklich am besten eignen würde. Gerade durch diverse Regeleingriffe wandern die drei Spannungsniveaus sehr nahe zusammen. In Kombination mit den verlängerten Ladezeiten ist es schließlich möglich, dass die Simulation schlechtere Ergebnisse liefert als bei den fest vergebenen Ladeleitungen laut Tabelle A.2.

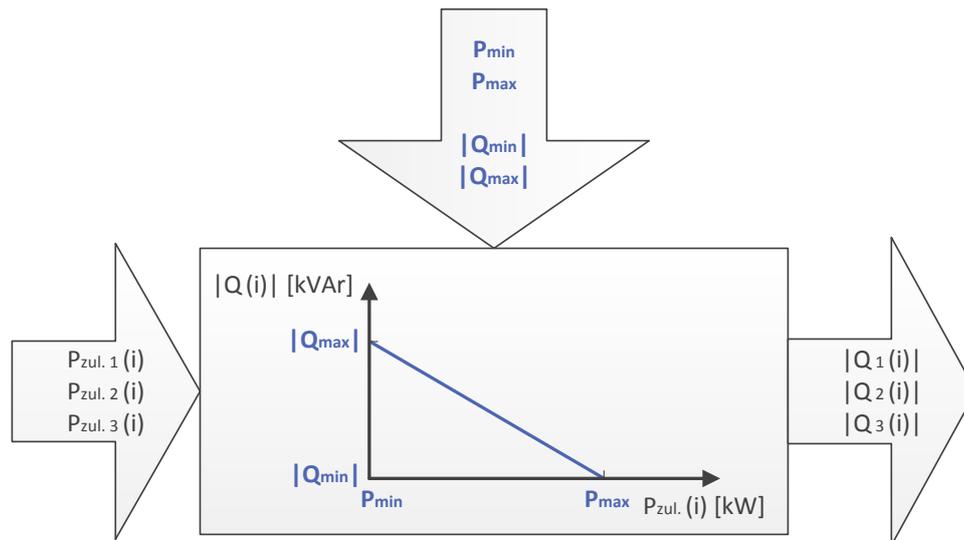
Im Laufe der Arbeit wurde dieser Ansatz wegen des weitaus größeren Potentials der Optimierung von Regelparametern zunehmend verworfen.

## 6.6 Anhebung der Netzspannung durch kapazitive Blindleistung

Eine weitere Optimierung der Regelparameter aus Kapitel 6.4 würde zu einer zusätzlichen Verbesserung der Netzsituation führen. Moderne Solar-Wechselrichter ziehen bei zu hoher Netzspannung Blindleistung, um das Spannungsniveau zu senken. Sie weisen somit einen induktiven Charakter auf. Die Grundaspekte dieses Verfahrens, sowie dessen Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz, sind in der Arbeit [3] nachzulesen. Ein ähnliches Konzept kann auch hier angewandt werden. Das Reglermodell aus Kapitel 6.1 wurde hierfür um eine Blindleistungskennlinie erweitert. In Abhängigkeit der zulässigen Wirkladeleistung  $P_{zul.}(i)$  wird zusätzlich verkehrt proportional dazu Blindleistung bereitgestellt. Da die Ladeleistung von der Netzspannung abhängig ist, wird somit in der vorliegenden Arbeit indirekt eine Q(U)-Regelung verwendet. Der Betrag der kapazitiven Blindleistung errechnet sich im entworfenen Modell durch

$$|Q(i)| = (|Q_{max}| - |Q_{min}|) \cdot \frac{P_{max} - P_{zul.}(i)}{P_{max} - P_{min}} + |Q_{min}|. \quad (6.4)$$

Grafisch ist die Blindleistungskennlinie, mit welcher das Regelkonzept erweitert wird, in Abbildung 6.21 dargestellt. Für jeden Zeitpunkt wird in Abhängigkeit der Ladeleistung zusätzlich die entsprechende kapazitive Blindleistung ermittelt und eingestellt. Zu beachten ist hierbei lediglich, die Parameter so zu wählen, dass die Scheinleistung  $S = \sqrt{P_{zul.}^2 + Q^2}$  die maximal mögliche Gesamtleistung von  $3,7kVA$  je Phase nicht überschreitet. Diese ist durch die Phasenabsicherung vorgegeben.



**Abbildung 6.21:** Erweiterung des Kennlinienmodells

Für angestellte Simulationen wurden die erweiterten Parameter  $|Q_{min}| = 0$  und  $|Q_{max,normiert}| = 0,25$  eingestellt, was bedeutet, dass der Betrag der maximalen kapazitiven Blindleistung je Phase  $|Q_{max}| = 3,7kW \cdot 0,25 = 0,925kVAr$  beträgt. Verwendet man zusätzlich die optimierten Parameter aus Kapitel 6.4.1, so beträgt im Winter und im Sommer der Mobilitätsgrad 100%. Durch die Anhebung der Netzspannungen durch kapazitive Blindleistung bei niedrigen Spannungsniveaus wird es den Laderegeln ermöglicht, in Summe mehr Ladeenergie aus dem Netz zu entnehmen. Auch bei Verwendung der Parameter, welche in Kapitel 6.4.4 verwendet wurden, können durch Blindleistungsbereitstellung im Juli alle Wege erfolgreich bestritten werden. Im Jänner kann die Anzahl der nicht absolvierten Ausfahrten von 38 auf 1 minimiert werden.

Durch Blindleistungsabgabe – sprich durch kapazitives Verhalten der Ladesysteme – ist es also möglich, bei gleichen Mobilitätseinschränkungen, die Knotenspannungsniveaus weiter anzuheben. Die Kosten hierfür sind höhere Blindströme in den Versorgungsleitungen.

## 6.7 Vergleich der Spannungsschwankungen durch dezentrale Regelverfahren

In diesem Kapitel erfolgt die Bewertung der verschiedenen dezentralen Laderegelverfahren auf Vergleichsbasis der Spannungsniveaus, auch im Vergleich mit dem ungesteuerten Ladeszenario aus Kapitel 4.4 und der Spannungsniveaus ohne Fahrzeuge (Kapitel 4.3). Für eine sinnvolle Vergleichbarkeit muss die Mobilitätseinschränkung in einem gewissen Rahmen gehalten werden. Ein Abstrich von ca. 0,5% der Ausfahrten wird als zu grobe Verletzung angesehen. Aus diesem Grund finden sich hier auch keine Ergebnisse aus der reinen Wirkleistungsregelung von Kapitel 6.4.4. Auf die Darstellung der Ergebnisse aus den Simulationen bei freier Wahl der Ladeleitungen von einphasigen Systemen wurde aus beschriebenen Gründen ebenfalls verzichtet.

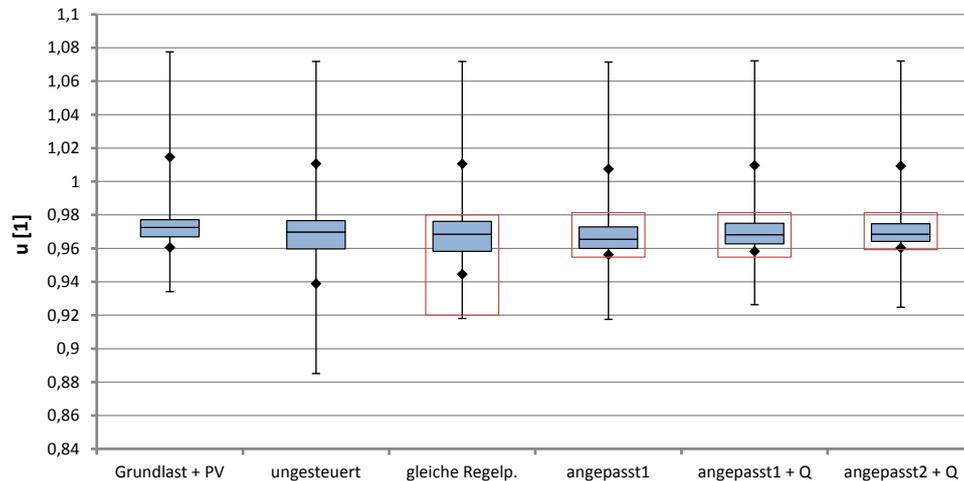
Die Abbildungen 6.22 und 6.23 zeigen die Gesamtspannungsniveaus am trafofernen Wohnhaus 53 sowie am trafo nahen Gebäude 59 für jeweils Jänner und Juli. Dargestellt sind sechs verschiedene Szenarien. Die Zuordnung der verwendeten Bezeichnungen zu den jeweiligen Kapiteln, welchen unter anderem die Wahl der Parameter zu entnehmen sind, findet sich zusammen mit der relativen Anzahl fehlerhafter Ausfahrten in Tabelle 6.3. Bei der mit „gleiche Param.“ bezeichneten Regelung handelt es sich um das Szenario, bei welchem an jedem Knotenpunkt die gleichen Regelparameter verwendet werden. Regelungskonzepte mit an die Knotenverhältnisse angepassten Parametern beinhalten das Schlüsselwort „angepasst“.

	Referenz	nicht mögliche Ausfahrten	
		Jänner	Juli
Grundlast + PV	Kapitel 4.3	—	—
ungesteuert	Kapitel 4.4	0,000%	0,000%
gleiche Regelp.	Kapitel 6.3	0,000%	0,000%
angepasst1	Kapitel 6.4.1	0,039%	0,026%
angepasst1 + Q	Kapitel 6.4.1 und 6.6	0,000%	0,000%
angepasst2 + Q	Kapitel 6.4.4 und 6.6	0,013%	0,000%

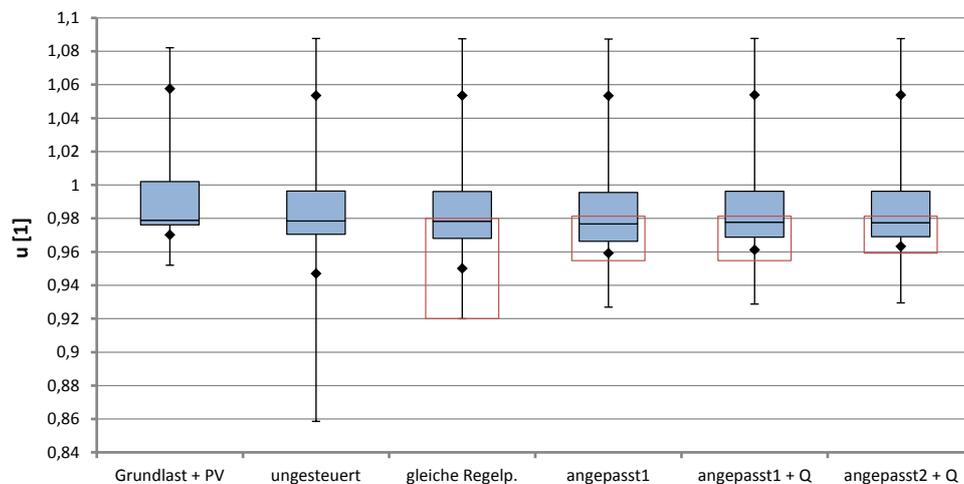
**Tabelle 6.3:** Szenarienzuweisung für Vergleiche der dezentralen Laderegelungsvarianten inklusive relativer Anzahl fehlerhafter Ausfahrten

Bei den geregelten Szenarien ist zusätzlich in roter Farbe das Fenster (Band) angedeutet, in welchem die Ladeleistungsminimierung stattfindet. Unterhalb der Fenster sind Ladevorgänge verboten, oberhalb ist die Regelung außer Kraft gesetzt.

Betrachtet man das Szenario „gleiche Regelp.“ des trafofernen Netzknotens (Abbildung 6.22), so erkennt man die begrenzende Wirkung durch die untere Spannungsgrenze des Regelverfahrens. Die geringfügige Unterschreitung dieses Grenzwertes im Jänner ist auf die Trägheit des diskreten Simulationssystems zurückzuführen.



(a) Jänner

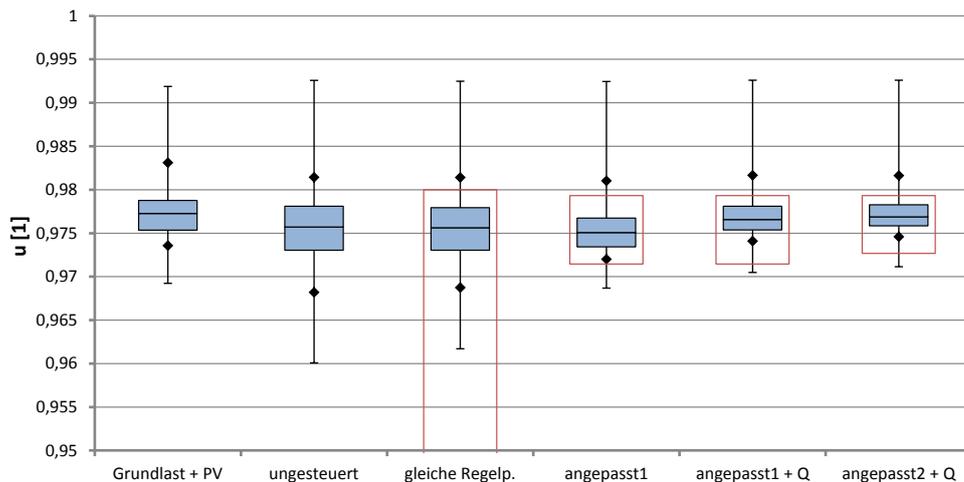


(b) Juli

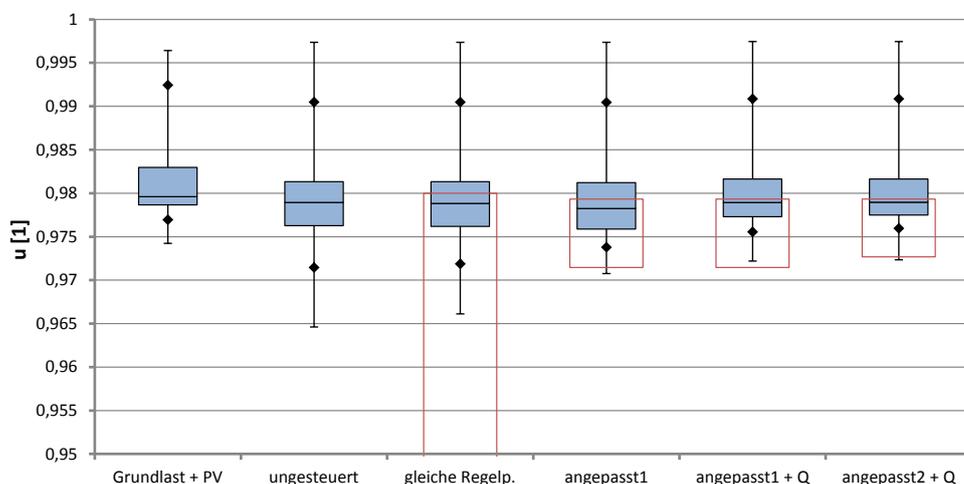
**Abbildung 6.22:** Vergleich der Spannungsniveaus von den wichtigsten Simulationen der dezentralen Laderegulation am trafofernen Netzknoten Nr. 53

Die obere Regelgrenze liegt im Wintermonat bei allen Varianten der dezentralen Laderegulation oberhalb der 75%-Marke der Spannungswertereihen. Im Sommermonat hingegen ist dieser Grenzwert zwischen dem Median und  $Q_{0,75}$ .

Bei angepassten Parametern („angepasst1“) ist in allen Teilbildern ein doch deutlicher Anstieg von  $Q_{0,05}$  zu erkennen. Im Jänner ändert sich am trafofernen Netzknoten (Nr. 53) der



(a) Jänner



(b) Juli

**Abbildung 6.23:** Vergleich der Spannungsniveaus von den wichtigsten Simulationen der dezentralen Laderegulung am trafionahen Netzknoten 59

Minimalwert der Spannung in Bezug auf das Szenario mit gleichen Parametern nahezu gar nicht. Der minimale normierte Spannungswert an diesem Gebäude bei weggelassenen Fahrzeugladungen ist 0,934. Im Szenario „angepasst1“ ist der kleinste bezogene Spannungswert 0,918. Die unteren 5% der Spannungsmesswerte resultieren hier also hauptsächlich aus der unsymmetrischen Photovoltaikeinspeisung. Die Messwerte befinden sich im Jänner fast gänzlich außerhalb des Begrenzungsfensters. Sie sind daher für die Fahrzeugladungen nicht von Bedeutung. Lediglich durch Einschwingvorgänge kann die untere Regelgrenze unterschritten werden. Die Dauer dieser Effekte ist jedoch eher als kurz zu werten, weshalb in Kombination mit geringer Ladeleistung im unteren Bereich der Kennlinie auch mit keiner hohen Akku-Energiezufuhr zu rechnen ist. Der Einfluss auf das Mobilitätsverhalten ist daher sehr gering.

Analoges gilt auch für die übrigen Unterschreitungen der unteren Regelgrenzen. Befindet sich die Netzspannung unterhalb dieses Wertes, sind Ladungen inaktiv. Diese Ausreißer sind daher gesondert zu betrachten und anderweitig zu unterbinden.

Aufgrund der zusätzlichen Spannungsanhebung durch Blindleistungsabgabe im Szenario „angepasst1 + Q“ erfährt die Netzspannung weitere Verbesserungen. Die einzelnen Quantile rücken näher zusammen, was für bessere Symmetrieeigenschaften spricht. Im Juli bemerkt man am trafonahen Netzknoten (Abbildung 6.23 (b)), dass das Spannungsniveau nie den unteren Regelgrenzwert erreicht. Es ist somit weiteres Verbesserungspotential vorhanden, was das Szenario „angepasst2 + Q“ zeigt.

Das Quantil  $Q_{0,95}$  und der Maximalwert sind in allen Szenarien nahezu identisch. Auch das ist ein weiterer Indikator dafür, dass nicht alle Photovoltaik-Leistungsspitzen durch Fahrzeugladevorgänge minimiert werden können.

Durch den Vergleich des Szenarios ohne Fahrzeuge („Grundlast + PV“) mit dem geregelten Ladeszenario „angepasst2 + Q“ lassen sich folgende Schlüsse ziehen: Betrachtet man die unteren Ausreißer durch Einschwingvorgänge gesondert, so ist keine wesentliche Verschlechterung der Netzspannungsverhältnisse durch Fahrzeugladungen erkennbar. Im Jänner kommt es am trafonahen Netzknoten sogar zu einer Verbesserung der Symmetriebedingungen. Lässt man die oberen und unteren 5% der Spannungswerte außen vor, so verbessert sich auch am trafofernen Netzknoten im Winter die Symmetrie. Im Sommer sind diesbezüglich am trafonahen Gebäude ebenfalls Verbesserungen bemerkbar, sofern man ausschließlich die Schwankungsbreiten betrachtet. Hier liegt bei geregelten Ladevorgängen lediglich das Grundspannungsniveau tiefer.

In Tabelle 6.4 findet sich eine Gegenüberstellung der Änderungen der statistischen Kennwerte in Bezug auf das Szenario ohne Fahrzeuge. Die Spannungs-Effektivwerte wurden über

$$\Delta U = \Delta u \cdot 230V \tag{6.5}$$

entnormiert.

			$\Delta U_{min}$ [V]	$\Delta Q_{0,05}$ [V]	$\Delta Q_{0,25}$ [V]	$\Delta Q_{0,5}$ [V]	$\Delta Q_{0,75}$ [V]	$\Delta Q_{0,95}$ [V]	$\Delta U_{max}$ [V]
trafofern (ID 53)	Jänner	ungesteuert	-11,27	-4,98	-1,68	-0,62	-0,12	-0,92	-1,32
		gleiche Regelp.	-3,69	-3,68	-2,01	-0,94	-0,24	-0,95	-1,32
		angepasst1	-3,81	-0,99	-1,59	-1,63	-1,01	-1,65	-1,40
		angepasst1 + Q	-1,80	-0,54	-0,97	-0,98	-0,51	-1,16	-1,23
		angepasst2 + Q	-2,15	-0,06	-0,64	-0,92	-0,56	-1,24	-1,25
	Juli	ungesteuert	-21,49	-5,33	-1,31	-0,11	-1,32	-0,93	1,27
		gleiche Regelp.	-7,37	-4,63	-1,87	-0,15	-1,37	-0,93	1,24
		angepasst1	-5,77	-2,52	-2,29	-0,51	-1,51	-0,96	1,20
		angepasst1 + Q	-5,34	-2,07	-1,72	-0,28	-1,35	-0,85	1,28
		angepasst2 + Q	-5,19	-1,59	-1,66	-0,33	-1,36	-0,86	1,26
trafonah (ID 59)	Jänner	ungesteuert	-2,11	-1,23	-0,53	-0,36	-0,15	-0,38	0,16
		gleiche Regelp.	-1,73	-1,11	-0,53	-0,38	-0,19	-0,39	0,14
		angepasst1	-0,13	-0,36	-0,44	-0,50	-0,46	-0,48	0,13
		angepasst1 + Q	0,29	0,12	0,01	-0,16	-0,15	-0,33	0,16
		angepasst2 + Q	0,44	0,24	0,11	-0,09	-0,11	-0,34	0,16
	Juli	ungesteuert	-2,21	-1,26	-0,55	-0,15	-0,37	-0,45	0,22
		gleiche Regelp.	-1,87	-1,17	-0,57	-0,18	-0,38	-0,45	0,22
		angepasst1	-0,80	-0,73	-0,64	-0,31	-0,40	-0,46	0,22
		angepasst1 + Q	-0,47	-0,32	-0,32	-0,15	-0,30	-0,36	0,24
		angepasst2 + Q	-0,44	-0,23	-0,27	-0,14	-0,31	-0,36	0,24

**Tabelle 6.4:** Vergleich der Änderungen charakteristischer Grenzwerte durch verschiedenste Ladeverfahren in Bezug auf das Szenario ohne Fahrzeugladungen

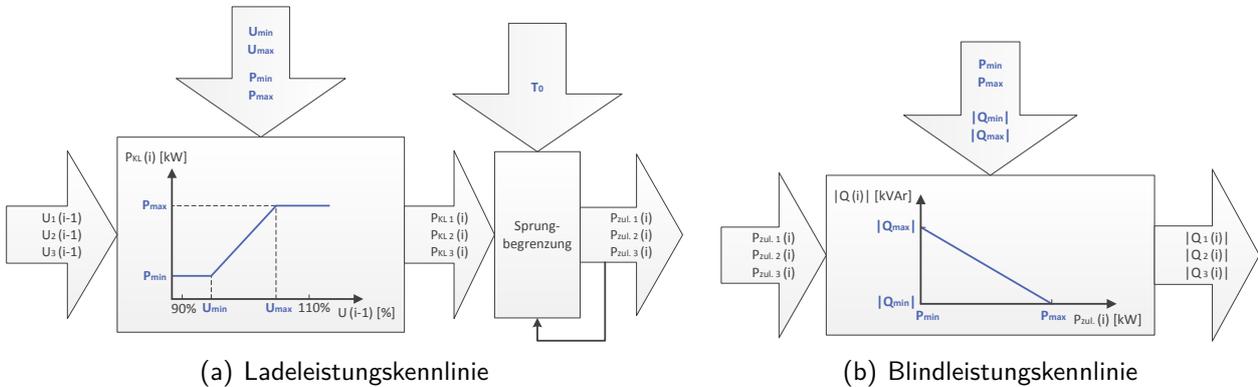
## 7 Zusammenfassung und Ausblick

Soll zukünftig der Großteil aller Fahrzeuge elektrisch betrieben werden, so sind die zusätzlichen Netzbelastungen durch Ladevorgänge enorm. Um eine sichere Stromversorgung ohne Infrastrukturausbau weiter sicherstellen zu können, müssen Ansätze gefunden und untersucht werden, mit denen die Auswirkungen der Elektrofahrzeuge auf das Verbundnetz gedämpft werden können. In dieser Arbeit wurde eine fiktive Modellsiedlung für Analysen verwendet. Diese wurde vom Projekt aDSM [4] zur Verfügung gestellt. Die Entwicklung eines Simulationsmodells macht es möglich, die Auswirkungen von Lasten auf die Knotenspannungen dieses Netzes zu untersuchen. Die Lastprofile für jeden Netzknoten setzen sich im Modell aus drei Teillasten zusammen: Die allgemeinen Haushaltslasten, die Photovoltaik-Einspeiseleistungen und eben die durch Elektrofahrzeuge verursachten Lasten der Akku-Ladevorgänge.

Um abzuschätzen, wie sich das Netz grundsätzlich verhält, wurden im ersten Schritt gesonderte Analysen ohne Elektrofahrzeuge durchgeführt. Alle Auswertungen beziehen sich auf charakteristische Jahreszeiten (Sommer und Winter) sowie örtliche Lage in Bezug zum Verteiltransformator (trafonah und trafofern). Durch die Hinzunahme der insgesamt 216 Fahrzeuge inklusive Fahr- und Standortprofile wurde mit der sogenannten ungesteuerten Ladung eine Vergleichs- und Bewertungsbasis für das Konzept der dezentralen Laderegelung geschaffen. In den Simulationen für Jänner und Juli sind durch ungesteuerte Ladevorgänge Spannungsbandverletzungen von jeweils über zwei Stunden aufgetreten.

Eine Anforderung an die dezentrale Ladeleistungsregelung ist die Vermeidung solcher Spannungsbandverletzungen. Außerdem wird versucht, die Symmetrie der dreiphasigen Netzspannung zu verbessern und das Photovoltaikpotential so gut wie möglich für Ladevorgänge zu nutzen. Der entwickelte Regelalgorithmus agiert nach einem in Abbildung 7.1 (a) dargestellten Kennlinienverfahren leistungshemmend. Das Modell ist an jedem Netzanschluss hinterlegt. In Abhängigkeit der Knotenspannung ergibt sich über die eingestellten Parameter die Schranke der maximal zulässigen Ladeleistung. Die Sprungbegrenzung im Modell wirkt wie ein Dämpfungsglied und verhindert Schwingungen durch zu große Sprünge des Arbeitspunktes auf der Kennlinie. Geregelter Ladevorgänge beginnen, genau so wie ungesteuerte Ladungen, sobald ein Fahrzeug zu Hause ankommt. Durch die Verringerung

der Ladeleistung je nach Netzsituation kommt es zu einer zeitlichen Ausdehnung der Ladevorgänge. Die Energiezufuhr über die Abstellzeiträume muss jedoch mindestens so groß sein, dass Folgefahrten erfolgreich bestritten werden können (Mobilitätskriterium).



**Abbildung 7.1:** Dezentrales Regelverfahren

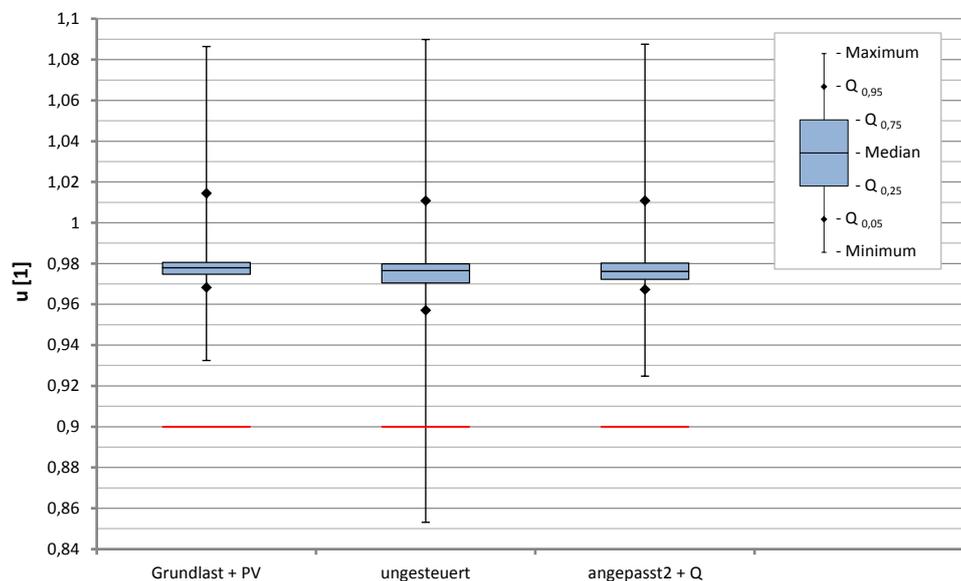
Das Regelverfahren agiert durch eingestellte Parameter und Grenzwerte. Für die erste Untersuchung wurden für alle Netzknotenpunkte die gleichen Kennwerte verwendet. Dadurch können die Spannungsbandverletzungen vermieden werden. Zusätzlich kommt es zu einer Verbesserung der Symmetrieeigenschaften. Dieses Konzept verbessert vor allem die Netzverhältnisse in trafoferner Lage. Ladevorgänge an trafo nahen Gebäuden sind wegen der geringen Regeleingriffe nur wenig betroffen. Die Notwendigkeit der Implementierung einer Regelung an einer solchen Liegenschaft ist also in Frage gestellt. Hinzu kommt, dass die trafofernen Ladevorgänge aufgrund stärkerer Regeleingriffe länger dauern als trafo nahe.

Um ähnliche Ladebedingungen an allen Netzknoten zu schaffen, müssen die Regelparameter an jeden Netzknotenpunkt angepasst werden. Grundlage dafür waren Analysen des Verhaltens der Knotenspannungen aufgrund von Grundlasten, Photovoltaikeinspeisungen und ungesteuerten Ladevorgängen. Regeleingriffe finden somit im gesamten Netz in vergleichbarem Ausmaß statt. Dadurch kommt es zu einer erheblichen Verbesserung der Netzsymmetrie an allen Knotenpunkten.

Eine weitere Spannungsanhebung bei niedrigen Spannungsniveaus findet schließlich durch Blindleistungseinspeisung statt. Das Modell wurde hierfür um eine Blindleistungskennlinie  $Q(P)$  laut Abbildung 7.1 (b) ergänzt, mit welcher der Betrag der kapazitiven Blindleistung ermittelt und eingestellt wird. Da die Ladeleistung  $P$  von der Netzspannung abhängig ist, liegt indirekt eine  $Q(U)$ -Regelung vor.

Abbildung 7.2 zeigt Netzspannungsniveaus in Form von Boxplots. Hierfür wurden die Knotenspannungen von allen Gebäuden aus den Analysen des Sommer- und Wintermonats zusammengefasst. Neben der statistischen Spannungslage durch die Grundlasten und Photovoltaikeinspeisungen sind jene durch zusätzliche ungesteuerte („ungesteuert“) und geregelte („angepasst2 + Q“) Ladevorgänge dargestellt. Bei Letzteren ist die zusätzliche Blindleistungseinspeisung aktiv. Die Regelparameter wurden auf die jeweiligen Knotenpunkte angepasst.

Die Spannungsbandverletzungen durch ungesteuerte Ladevorgänge können durch die Regelung verhindert werden. Die Wahl der Regelparameter erfolgte so, dass bei niedriger Netzspannung Fahrzeugladungen verboten sind. Der Minimalwert bei geregelten Ladungen ist etwas niedriger als jener ohne Fahrzeuge. Grund hierfür ist die Trägheit der diskreten Simulation durch den kausalen Regelalgorithmus. Um die Grenzen der Laderegelung aufzuzeigen wurde in dieser Arbeit eine geringe Anzahl an Mobilitätsverletzungen akzeptiert. Bei den Analysen aus „angepasst2 + Q“ beispielsweise konnte über 2 Simulationsmonate lediglich eine Ausfahrt nicht erfolgreich beendet werden. Hält sich die Anzahl der Mobilitätsfehler in Grenzen, können diese durch geringe Parametervariationen beseitigt werden. Die Auswirkungen dieser Änderungen auf die Knotenspannungen sind zu vernachlässigen.



**Abbildung 7.2:** Spannungsniveaus des gesamten Netzes, zusammengefasst aus einem Winter- und Sommermonat

Die Auswertungen zeigen das große Potential einer dezentralen Laderegelung, nach dem in dieser Arbeit vorgestellten Konzept, auf. Durch die Gebrauchsmuster der Fahrzeuge gestaltet es sich jedoch schwierig, das Photovoltaikpotential einer reinen Wohnsiedlung zum Großteil

sinnvoll für Fahrzeugladungen zu nutzen. Im Netzmodell wird die Hälfte der Fahrzeuge einphasig geladen. Den restlichen Fahrzeugen ist ein dreiphasiges Ladesystem zugeordnet. Vor allem dreiphasige Infrastrukturen tragen erheblich zur „Netzsymmetrisierung“ bei. Diesen ist es gestattet, unsymmetrisch zu laden. Auf stärker belasteten Phasen wird weniger Ladeleistung entnommen als auf Leitungen mit einem aktuell höheren Spannungsniveau. Ungleichheiten der Spannungszustände wird bereits durch einen einzigen Ladevorgang entgegengewirkt.

Die Wahl unterschiedlicher Regelkennwerte bei den verschiedenen Knotenpunkten ist ein Schritt in die richtige Richtung. Durch die groben, jahreszeitabhängigen Unterschiede der Photovoltaikeinspeisung, des Haushaltsverhaltens und schlussendlich auch des Fahrzeuggebrauches wäre es jedoch sinnvoll, die Regelparameter nicht zeitlich konstant zu halten. Für die Zukunft sind Systeme vorstellbar, welche sich eigenständig die optimalen Regelkennwerte anlernen. Eine Integration eines Zustandsbeobachters beispielsweise bedarf keiner eigenen Hardware. Hiermit wären auch dynamische Regelparameter realisierbar. Außerdem wären die Ladesysteme unabhängig gegenüber Netzinfrastuktur- und Verbrauchsmusteränderungen. Weitere Parameter, welche die Ladevorgänge zusätzlich beeinflussen könnten, wären Ladezustand und bisherige Abstellzeit.

Die dezentrale Laderegulation bietet hohe Effektivität bei geringen Zusatzkosten. Sie kann an jedem Standort gleichermaßen implementiert werden. Das Einzige, das zur Verfügung gestellt werden muss, ist Zeit. Für eine sinngemäße Funktion müssen die Fahrzeuge immer wenn möglich am Ladesystem angeschlossen sein. Wird dieses Umdenken akzeptiert, so ist die dezentrale Laderegulation auf Basis der Netzknotenspannung eine gute Alternative zu Netzausbau, Steuerkonzepten und zentralen Regelansätzen.

# Literaturverzeichnis

- [1] BRAUNER, Günther ; GAWLIK, Wolfgang ; GROISS, Christoph: *Monitoring der PV-Anlage Zwentendorf*. Technische Universität Wien, 2012
- [2] DE GUIBERT, Anne: *Batteries and supercapacitors cells for the fully electric vehicle*. Saft Groupe SA, 2009
- [3] ESSLINGER, Peter ; WITZMANN, Rolf: *Studie Q(U)*. Technische Universität München, 2012
- [4] GAWLIK, Wolfgang u. a.: *aDSM - Aktives Demand-Side-Management durch Einspeise-prognose*. Technische Universität Wien, 2014. – FFG-Forschungsprojekt, NE2020, 5. AS, Projektnummer: 834612 (zum Zeitpunkt der Arbeit noch nicht veröffentlicht)
- [5] HEUCK, Klaus ; DETTMANN, Klaus-Dieter ; SCHULZ, Detlef: *Elektrische Energieversorgung*. 8. Auflage. Vieweg+Teubner, 2010
- [6] INFAS, DLR (Hrsg.): *Mobilität in Deutschland 2008*. Infas, DLR, 2010
- [7] LANG, Oliver: *Spannungsqualität, ein Durchblick*. Device GmbH, 2009
- [8] LANNER, Manfred: *Auswirkungen von Ladesteuerungen elektrischer Fahrzeuge in einem konkreten Verteilnetz*, Technische Universität Wien, Diplomarbeit, 2012
- [9] LITZLBAUER, Markus: *Erstellung und Modellierung von stochastischen Ladeprofilen mobiler Energiespeicher mit MATLAB*, Technische Universität Wien, Diplomarbeit, 2009
- [10] MATHWORKS, INC. (Hrsg.): *MATLAB Primer R2014a*. MathWorks, Inc., 2014
- [11] SCHUSTER, Andreas: *Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen*, Technische Universität Wien, Diplomarbeit, 2008
- [12] SCHWAB, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme*. 3. Auflage. Springer, 2012

- [13] SIEMENS AG (Hrsg.): *PSS SINICAL - leistungsstarke Planungssoftware für Strom- und Rohrleitungsnetze*. Siemens AG, 2012
- [14] STATISTIC AUSTRIA (Hrsg.): *Gebäude- und Wohnungszählung 2001*. Statistic Austria, 2004
- [15] STATISTIC AUSTRIA (Hrsg.): *Energiestatistik: Energiebilanzen Österreich 1970 bis 2012*. Statistic Austria, 2013
- [16] ZACH, Franz: *Leistungselektronik*. Bd. 1. 4. Auflage. Springer, 2010

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Zusammenstellung der aDSM-Siedlung [4] . . . . .	5
2.2	Maßstabsgetreuer Plan der aDSM-Modellsiedlung aus [4], erweitert um Gebäudenummern . . . . .	6
2.3	Summenprofile der Haushaltslasten . . . . .	8
2.4	Photovoltaik-Einspeisealgorithmus . . . . .	12
2.5	Spezifische Leistungs- und Energiedichten unterschiedlicher Energiespeicher [2] . . . . .	14
3.1	Übersicht des Simulationsmodells und dessen Input- und Outputdaten . . . . .	17
3.2	Gegenüberstellung der verschiedenen Auswertungsmodi . . . . .	18
3.3	Flussdiagramm des Simulationsmodells . . . . .	19
4.1	Spannungsverläufe durch Haushaltslasten (Modus 1) . . . . .	21
4.2	„ $\pi$ -Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung“ [12] . . . . .	23
4.3	„Zeigerdiagramm einer elektrisch kurzen Leitung mit ohmsch-induktivem Belastungsstrom“ [12] . . . . .	23
4.4	Implementierung von aDSM in SINCAL . . . . .	24
4.5	Knotenspannung und Verluste am Übertragungskabel in Abhängigkeit der Leitungslänge . . . . .	24
4.6	Spannungsverläufe durch unsymmetrische Lasten . . . . .	25
4.7	Spannungsverläufe durch Haushaltslasten und Photovoltaikeinspeisung (Modus 2) . . . . .	26
4.8	Einspeiseleistung vom 10.Juli am Gebäude 53 . . . . .	27
4.9	Dreiphasiger Spannungsverlauf vom 10.Juli am Knotenpunkt 53, aufgrund von allgemeinen Lasten und PV-Einspeisung . . . . .	28
4.10	Leistungsverlauf eines ungesteuerten Ladevorganges (Fahrzeug Nr. 2 von Gebäude 59) . . . . .	30
4.11	Spannungsverläufe durch Haushaltslasten, Photovoltaikeinspeisungen und ungesteuerte Ladevorgänge (Modus 4) . . . . .	31
4.12	Auswertung der statistischen Lage durch Boxplots . . . . .	32

4.13	Boxplots der Leiterspannungswerte am trafofernen Gebäude 53 für Jänner und Juli, hervorgerufen durch Grundlast, Grundlast und Photovoltaikeinspeisung, sowie der Kombination aus Haushaltslasten, Leistungseinspeisungen und ungesteuerten Ladevorgängen der Fahrzeuge . . . . .	34
4.14	Boxplots der Leiterspannungswerte am trafo nahen Gebäude 59 für Jänner und Juli, verursacht durch unterschiedliche Lastgänge aus Grundlast, Photovoltaikeinspeisung und unregelmäßige Ladevorgänge . . . . .	35
6.1	Kennlinienmodell für dreiphasige Bestimmung der Ladeleistung . . . . .	40
6.2	Auswirkungen des einphasigen Laderegeleinriffes . . . . .	42
6.3	Vergleich der Ladeleistungen eines geregelten und ungesteuerten Ladevorganges über den Ladezustand des Akkus mit vereinfachten Bedingungen . . . . .	43
6.4	Spannungsverläufe durch Haushaltslasten, Photovoltaikeinspeisung und geregelte Ladevorgänge mit gleichen Parametern für jeden Netzknoten (erstellt im Auswertungsmodus 6) . . . . .	46
6.5	Standzeit „zu Hause“ eines rein elektrisch betriebenen Fahrzeuges mit einem 16kWh-Akku . . . . .	47
6.6	Einphasiger ungesteuerter und geregelter Ladeleistungsverlauf eines rein elektrisch betriebenen Fahrzeuges mit einem 16kWh-Akku (Ladeleistung an L3) . . . . .	48
6.7	Vergleich des Ladezustandes bei ungesteuerten und geregelten einphasigen Ladevorgängen eines rein elektrisch betriebenen Fahrzeuges mit einem 16kWh-Akku . . . . .	48
6.8	SOC über Ladeleistung zweier ungesteuerter sowie geregelter einphasiger Ladevorgänge von einem rein elektrisch betriebenen Fahrzeug mit einem 16kWh-Akku . . . . .	49
6.9	Netzspannungen am Knotenpunkt 44 bei geregelten und ungesteuerten Ladevorgängen . . . . .	49
6.10	Standzeit am Ladesystem eines rein elektrisch betriebenen Fahrzeuges mit einem 48kWh-Akku . . . . .	50
6.11	Ladezustand SOC bei ungesteuertem sowie geregeltem Laden von einem rein elektrisch betriebenen Fahrzeug (46kWh-Akku, 3-phasig) . . . . .	50
6.12	Dreiphasiger ungesteuerter und geregelter Ladeleistungsverlauf eines rein elektrisch betriebenen Fahrzeuges mit einem 48kWh-Akku . . . . .	51
6.13	SOC über Ladeleistung eines ungesteuerten sowie geregelten dreiphasigen Ladevorganges von einem rein elektrisch betriebenen Fahrzeug mit einem 48kWh-Akku . . . . .	52
6.14	Netzspannungen am Knotenpunkt 53 bei geregelten und ungesteuerten Ladevorgängen . . . . .	53

6.15	Optimierte Spannungsgrenzwertepaare für die Regelkennlinien der 60 Netzknoten, dargestellt in Bezug zur elektrischen Entfernung . . . . .	55
6.16	Ladezustandsverlauf bei Mobilitätsverletzung . . . . .	56
6.17	Aufeinanderfolgende einphasige Ladevorgänge eines Fahrzeuges mit einem 16kWh-Akku (Gebäude 44) bei angepassten Regelparametern . . . . .	58
6.18	Spannungsverläufe der zweiten Jänner- und Juliwoche am trafofernen Netzknoten 53 sowie am trafo nahen Anschluss 59 bei Regelung mit angepassten Parametern (erstellt im Auswertungsmodus 6) . . . . .	60
6.19	Direkter Vergleich von Spannungsverläufen, verursacht durch ungesteuerte und dezentral geregelte Ladevorgänge am Netzknoten 53 . . . . .	61
6.20	Direkter Vergleich von Spannungsverläufen, verursacht durch ungesteuerte und dezentral geregelte Ladevorgänge am trafo nahen Netzknoten 59 . . . . .	62
6.21	Erweiterung des Kennlinienmodells . . . . .	65
6.22	Vergleich der Spannungsniveaus von den wichtigsten Simulationen der dezentralen Laderegelung am trafofernen Netzknoten Nr. 53 . . . . .	67
6.23	Vergleich der Spannungsniveaus von den wichtigsten Simulationen der dezentralen Laderegelung am trafo nahen Netzknoten 59 . . . . .	68
7.1	Dezentrales Regelverfahren . . . . .	72
7.2	Spannungsniveaus des gesamten Netzes, zusammengefasst aus einem Winter- und Sommermonat . . . . .	73
A.1	Implementierung von aDSM in SINCAL . . . . .	82
B.1	Kalender des Simulationsjahres . . . . .	85

# Tabellenverzeichnis

2.1	Übersicht wichtiger Netzkennzahlen . . . . .	7
2.2	Übersicht der installierten PV-Leistungen je Gebäude [4] . . . . .	9
2.3	Übersicht relevanter Modul- und Wechselrichterleistungen der Photovoltaik-Forschungsanlage Zwentendorf [1] . . . . .	10
2.4	Übersicht relevanter Fahrzeugparameter . . . . .	15
4.1	IU-Ladeparameter und Kenngrößen der verwendeten Akkus . . . . .	29
5.1	Ladezeitfenster für eine verbrauchs- und erzeugungsorientierte Steuerung in Anlehnung an [8] . . . . .	37
5.2	Mobilitätsverletzungen bei Ladesteuerungen mit Zeitfenstern . . . . .	37
5.3	Spannungsbandverletzungen bei Ladesteuerungen mit Zeitfenstern . . . . .	38
6.1	Regelparameter . . . . .	42
6.2	Zusammenfassung der fehlerhaften Ausfahrten für beide Simulationsmonate bei optimierten Regelparametern . . . . .	59
6.3	Szenarienzuweisung für Vergleiche der dezentralen Laderegelungsvarianten inklusive relativer Anzahl fehlerhafter Ausfahrten . . . . .	66
6.4	Vergleich der Änderungen charakteristischer Grenzwerte durch verschiedenste Ladeverfahren in Bezug auf das Szenario ohne Fahrzeugladungen . . . . .	70
A.1	Zuordnung der installierten PV-Leistungen und Fahrzeugs-Gebrauchsmuster [4] . . . . .	83
A.2	Zuordnung der Ladesysteme . . . . .	84
B.1	Struktur der Gebäude-Überschriftsmatrix . . . . .	86
B.2	Struktur der Überschriftsmatrizen für die Fahrzeuge eines Gebäudes . . . . .	86
B.3	Struktur der Haushaltslasten-Datenmatrix . . . . .	87
B.4	Struktur der Photovoltaik-Datenmatrizen (Gesamtleistung sowie Einzelleiterleistungen) . . . . .	87

B.5	Struktur der Datenmatrizen für die Fahrzeuge eines Gebäudes – Bei Output-Datensätzen muss der Index-Offset durch die Startzeitvorwahl mitberücksichtigt werden . . . . .	88
B.6	Matrixstruktur der Regelkennlinienparameter auf Gebäudebasis . . . . .	88
B.7	Matrixstruktur der Knotenspannungs-Datenmatrizen und der Steuerungsfaktoren auf Gebäudeebene – Bei Knotenspannungen Indexverschiebung durch Startzeitpunktvorwahl mitberücksichtigen . . . . .	88
B.8	Struktur der Datenmatrix für Mobilitätsverletzungen einer Simulation . . . .	89
B.9	Optimierte Spannungsgrenzen für die Regelkennlinien der Netzknoten . . . .	89
B.10	Spannungsgrenzen für Szenario aus Kapitel 6.4.4 (Optimiert2) . . . . .	90

# Anhang A

## Netzmodell

### A.1 Implementierung in SINCAL

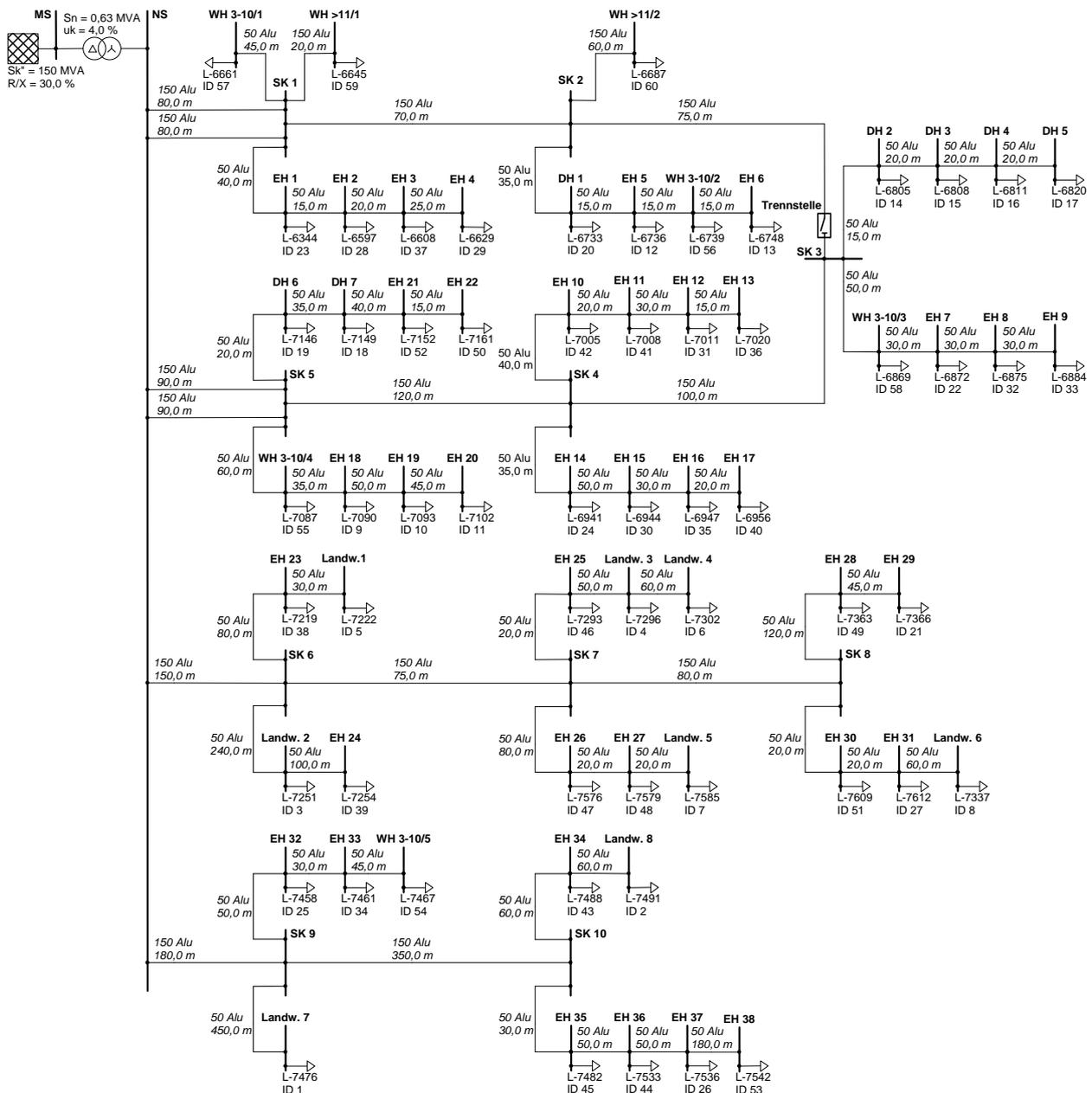


Abbildung A.1: Implementierung von aDSM in SINCAL



Gebäude-ID	Personen/Gebäude	Name Last	Name Netzknoten	Stadt / Land	Gebäudetyp	rein elektrisch betriebene Fahrzeuge												Hybridfahrzeuge			1-phasisig (3,7 kW)	3-phasisig (11 kW)											
						16 kWh			24 kWh			48 kWh			16 kWh																		
						1-phasisig		3-phasisig	1-phasisig		3-phasisig	1-phasisig		3-phasisig	1-phasisig		3-phasisig																
						L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3																
1	7	L-7476	Landwirtschaft 7	Land	Haus	1	1		1					1	1		1			4	2												
2	4	L-7491	Landwirtschaft 8	Land	Haus				1					1								2											
3	2	L-7251	Landwirtschaft 2	Land	Haus				1								1					2											
4	2	L-7296	Landwirtschaft 3	Land	Haus									1								1											
5	3	L-7222	Landwirtschaft 1	Land	Haus					1				1							1	1											
6	3	L-7302	Landwirtschaft 4	Land	Haus									1				1			2												
7	5	L-7585	Landwirtschaft 5	Land	Haus				1								2					3											
8	5	L-7337	Landwirtschaft 6	Land	Haus	1			2								1				2	2											
9	1	L-7090	EH 18	Stadt	Haus												1					1											
10	2	L-7093	EH 19	Stadt	Haus		1										1					1											
11	2	L-7102	EH 20	Stadt	Haus										1							1											
12	3	L-6736	EH 5	Stadt	Haus											1						1											
13	4	L-6748	EH 6	Stadt	Haus	1					1	1										2	1										
14	3	L-6805	DH 2	Land	Haus			1	1													1	1										
15	3	L-6808	DH 3	Land	Haus											2	1					2	1										
16	4	L-6811	DH 4	Land	Haus													1					2										
17	4	L-6820	DH 5	Land	Haus				1									1			1	1	2										
18	5	L-7149	DH 7	Land	Haus		1		2	1	1											3	2										
19	3	L-7146	DH 6	Land	Haus				1	1					1							2	1										
20	5	L-6733	DH 1	Land	Haus	1			2						1							2	2										
21	1	L-7366	EH 29	Land	Haus																												
22	1	L-6872	EH 7	Land	Haus		1															1											
23	1	L-6344	EH 1	Land	Haus				1														1										
24	1	L-6941	EH 14	Land	Haus				1														1										
25	1	L-7458	EH 32	Land	Haus		1															1											
26	1	L-7536	EH 37	Land	Haus												1						1										
27	1	L-7612	EH 31	Land	Haus					1													1										
28	2	L-6597	EH 2	Land	Haus		1						1									1	1										
29	2	L-6629	EH 4	Land	Haus									1						1		2											
30	2	L-6944	EH 15	Land	Haus				1					1								1	1										
31	2	L-7011	EH 12	Land	Haus				1	1												1	1										
32	2	L-6875	EH 8	Land	Haus				1									1					2										
33	2	L-6884	EH 9	Land	Haus									1								1											
34	2	L-7461	EH 33	Land	Haus				1														1										
35	3	L-6947	EH 16	Land	Haus												2						2										
36	3	L-7020	EH 13	Land	Haus			1														1											
37	3	L-6608	EH 3	Land	Haus				1			1										1	1										
38	3	L-7219	EH 23	Land	Haus			1	1				1									1	2										
39	3	L-7254	EH 24	Land	Haus				1					1								2	1										
40	4	L-6956	EH 17	Land	Haus	1										1						2											
41	5	L-7008	EH 11	Land	Haus	1	1							1				1				4											
42	4	L-7005	EH 10	Land	Haus				1					1									2										
43	4	L-7488	EH 34	Land	Haus				2					1		1						2	2										
44	5	L-7533	EH 36	Land	Haus				2	2												2	2										
45	5	L-7482	EH 35	Land	Haus	1	1											1				2	1										
46	4	L-7293	EH 25	Land	Haus				2					1				1				1	3										
47	4	L-7576	EH 26	Land	Haus				1					1		1						2	1										
48	4	L-7579	EH 27	Land	Haus	2	1															3											
49	4	L-7363	EH 28	Land	Haus				2	1									1			1	3										
50	5	L-7161	EH 22	Land	Haus				1					1		1						2	2										
51	5	L-7609	EH 30	Land	Haus				2	1				1								2	2										
52	4	L-7152	EH 21	Land	Haus		1		1					1		1						2	1										
53	5	L-7542	EH 38	Land	Haus				1					1				1					3										
54	14	L-7467	WH 3 - 10 / 5	Land	Wohnung	1	1		6					2		2						6	6										
55	4	L-7087	WH 3 - 10 / 4	Stadt	Wohnung		1	1														2											
56	12	L-6739	WH 3 - 10 / 2	Stadt	Wohnung				3	1				1				2			1	2	6										
57	13	L-6661	WH 3 - 10 / 1	Stadt	Wohnung	2	3	2	1						1							8	1										
58	9	L-6869	WH 3 - 10 / 3	Stadt	Wohnung				2	3	1											3	3										
59	48	L-6645	WH > 11 / 1	Stadt	Wohnung	2	2	5	7			1	1	3	3			7		1		14	17										
60	30	L-6687	WH > 11 / 2	Stadt	Wohnung	1	3	1	2			1	2	2	3	3			1			13	7										
						52			59			14			16			38			29			8			112		104				
						111						30						67						8						216			

Tabelle A.2: Zuordnung der Ladesysteme

# Anhang B

## Ergänzungen Simulationsmodell

### B.1 Simulationsjahr

Jänner		Februar		März		April		Mai		Juni	
1 Mo	1	1 Do	32	1 Do	60	1 So	91	1 Di	121	1 Fr	152
2 Di	2	2 Fr	33	2 Fr	61	2 Mo	92	2 Mi	122	2 Sa	153
3 Mi	3	3 Sa	34	3 Sa	62	3 Di	93	3 Do	123	3 So	154
4 Do	4	4 So	35	4 So	63	4 Mi	94	4 Fr	124	4 Mo	155
5 Fr	5	5 Mo	36	5 Mo	64	5 Do	95	5 Sa	125	5 Di	156
6 Sa	6	6 Di	37	6 Di	65	6 Fr	96	6 So	126	6 Mi	157
7 So	7	7 Mi	38	7 Mi	66	7 Sa	97	7 Mo	127	7 Do	158
8 Mo	8	8 Do	39	8 Do	67	8 So	98	8 Di	128	8 Fr	159
9 Di	9	9 Fr	40	9 Fr	68	9 Mo	99	9 Mi	129	9 Sa	160
10 Mi	10	10 Sa	41	10 Sa	69	10 Di	100	10 Do	130	10 So	161
11 Do	11	11 So	42	11 So	70	11 Mi	101	11 Fr	131	11 Mo	162
12 Fr	12	12 Mo	43	12 Mo	71	12 Do	102	12 Sa	132	12 Di	163
13 Sa	13	13 Di	44	13 Di	72	13 Fr	103	13 So	133	13 Mi	164
14 So	14	14 Mi	45	14 Mi	73	14 Sa	104	14 Mo	134	14 Do	165
15 Mo	15	15 Do	46	15 Do	74	15 So	105	15 Di	135	15 Fr	166
16 Di	16	16 Fr	47	16 Fr	75	16 Mo	106	16 Mi	136	16 Sa	167
17 Mi	17	17 Sa	48	17 Sa	76	17 Di	107	17 Do	137	17 So	168
18 Do	18	18 So	49	18 So	77	18 Mi	108	18 Fr	138	18 Mo	169
19 Fr	19	19 Mo	50	19 Mo	78	19 Do	109	19 Sa	139	19 Di	170
20 Sa	20	20 Di	51	20 Di	79	20 Fr	110	20 So	140	20 Mi	171
21 So	21	21 Mi	52	21 Mi	80	21 Sa	111	21 Mo	141	21 Do	172
22 Mo	22	22 Do	53	22 Do	81	22 So	112	22 Di	142	22 Fr	173
23 Di	23	23 Fr	54	23 Fr	82	23 Mo	113	23 Mi	143	23 Sa	174
24 Mi	24	24 Sa	55	24 Sa	83	24 Di	114	24 Do	144	24 So	175
25 Do	25	25 So	56	25 So	84	25 Mi	115	25 Fr	145	25 Mo	176
26 Fr	26	26 Mo	57	26 Mo	85	26 Do	116	26 Sa	146	26 Di	177
27 Sa	27	27 Di	58	27 Di	86	27 Fr	117	27 So	147	27 Mi	178
28 So	28	28 Mi	59	28 Mi	87	28 Sa	118	28 Mo	148	28 Do	179
29 Mo	29			29 Do	88	29 So	119	29 Di	149	29 Fr	180
30 Di	30			30 Fr	89	30 Mo	120	30 Mi	150	30 Sa	181
31 Mi	31			31 Sa	90			31 Do	151		

Juli		August		September		Oktober		November		Dezember	
1 So	182	1 Mi	213	1 Sa	244	1 Mo	274	1 Do	305	1 Sa	335
2 Mo	183	2 Do	214	2 So	245	2 Di	275	2 Fr	306	2 So	336
3 Di	184	3 Fr	215	3 Mo	246	3 Mi	276	3 Sa	307	3 Mo	337
4 Mi	185	4 Sa	216	4 Di	247	4 Do	277	4 So	308	4 Di	338
5 Do	186	5 So	217	5 Mi	248	5 Fr	278	5 Mo	309	5 Mi	339
6 Fr	187	6 Mo	218	6 Do	249	6 Sa	279	6 Di	310	6 Do	340
7 Sa	188	7 Di	219	7 Fr	250	7 So	280	7 Mi	311	7 Fr	341
8 So	189	8 Mi	220	8 Sa	251	8 Mo	281	8 Do	312	8 Sa	342
9 Mo	190	9 Do	221	9 So	252	9 Di	282	9 Fr	313	9 So	343
10 Di	191	10 Fr	222	10 Mo	253	10 Mi	283	10 Sa	314	10 Mo	344
11 Mi	192	11 Sa	223	11 Di	254	11 Do	284	11 So	315	11 Di	345
12 Do	193	12 So	224	12 Mi	255	12 Fr	285	12 Mo	316	12 Mi	346
13 Fr	194	13 Mo	225	13 Do	256	13 Sa	286	13 Di	317	13 Do	347
14 Sa	195	14 Di	226	14 Fr	257	14 So	287	14 Mi	318	14 Fr	348
15 So	196	15 Mi	227	15 Sa	258	15 Mo	288	15 Do	319	15 Sa	349
16 Mo	197	16 Do	228	16 So	259	16 Di	289	16 Fr	320	16 So	350
17 Di	198	17 Fr	229	17 Mo	260	17 Mi	290	17 Sa	321	17 Mo	351
18 Mi	199	18 Sa	230	18 Di	261	18 Do	291	18 So	322	18 Di	352
19 Do	200	19 So	231	19 Mi	262	19 Fr	292	19 Mo	323	19 Mi	353
20 Fr	201	20 Mo	232	20 Do	263	20 Sa	293	20 Di	324	20 Do	354
21 Sa	202	21 Di	233	21 Fr	264	21 So	294	21 Mi	325	21 Fr	355
22 So	203	22 Mi	234	22 Sa	265	22 Mo	295	22 Do	326	22 Sa	356
23 Mo	204	23 Do	235	23 So	266	23 Di	296	23 Fr	327	23 So	357
24 Di	205	24 Fr	236	24 Mo	267	24 Mi	297	24 Sa	328	24 Mo	358
25 Mi	206	25 Sa	237	25 Di	268	25 Do	298	25 So	329	25 Di	359
26 Do	207	26 So	238	26 Mi	269	26 Fr	299	26 Mo	330	26 Mi	360
27 Fr	208	27 Mo	239	27 Do	270	27 Sa	300	27 Di	331	27 Do	361
28 Sa	209	28 Di	240	28 Fr	271	28 So	301	28 Mi	332	28 Fr	362
29 So	210	29 Mi	241	29 Sa	272	29 Mo	302	29 Do	333	29 Sa	363
30 Mo	211	30 Do	242	30 So	273	30 Di	303	30 Fr	334	30 So	364
31 Di	212	31 Fr	243			31 Mi	304			31 Mo	365

Abbildung B.1: Kalender des Simulationsjahres

## B.2 MATLAB-Strukturen

	Gebäude-ID												
	1	2	3	4	5	6	7	.....	56	57	58	59	60
1	Name des Lastanschlusses (L-****)												
2	Name des Netzknotens												
3	installierte PV-Leistung [ <i>kW</i> ]												
4	Gebäude-ID (zur Kontrolle)												

**Tabelle B.1:** Struktur der Gebäude-Überschriftsmatrix

	Fahrzeuge des Gebäudes										
	1	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(.....)
1	Name des Lastanschlusses (L-****)										
2	Name des Netzknotens										
3	Haushalts-ID (HH_***)										
4	Fahrzeugpool (Pool 1 ..... Pool 6)										
5	Fahrzeugtyp (BEV 16, EBV 24, BEV 48, PHEV 16)										
6	Ladeleistung [ <i>kW</i> ] (3.7 oder 11)										
7	starrer Ladeanschluss (1, 2, 3, 123)										
8	Spaltenindex der verwendeten Fahrzeugdatenbank										
9	Gebäude-ID (zur Kontrolle)										
10	—										
11	SOC max [1]										
12	SOC min [1]										
13	Verbrauch [ <i>kWh/km</i> ]										
14	Wirkungsgrad des Ladevorganges [1]										
15	Fahrzeug aktiv? (0/1)										
16	Ladeschlussspannung [ <i>V</i> ]										
17	Nennspannung [ <i>V</i> ]										
18	Umrechnungsfaktor für Zeitbasis [1]										
19	—										
20	(Nutzbare Akkukapazität [ <i>kWh</i> ])										

**Tabelle B.2:** Struktur der Überschriftsmatrizen für die Fahrzeuge eines Gebäudes

Originaldaten	Simulationsjahr	Index	Gebäude-ID					
			1	2	3	.....	59	60
Mo, 31.12.2012, 00:00 Uhr	Mo, 01.01., 00:00 Uhr	1	Leistungsverbrauch [ <i>kW</i> ]					
Mo, 31.12.2012, 00:01 Uhr	Mo, 01.01., 00:01 Uhr	2						
Mo, 31.12.2012, 00:02 Uhr	Mo, 01.01., 00:02 Uhr	3						
.....	.....	.....						
Mo, 30.12.2013, 23:58 Uhr	Mo, 31.12., 23:58 Uhr	524159						
Mo, 30.12.2013, 23:59 Uhr	Mo, 31.12., 23:59 Uhr	524160						
(.....)	—	(.....)						
(Di, 31.12.2013, 23:58 Uhr)	—	(524159)						
(Di, 31.12.2013, 23:59 Uhr)	—	(527040)						

**Tabelle B.3:** Struktur der Haushaltslasten-Datenmatrix

Originaldaten	Simulationsjahr	Index	Gebäude-ID					
			1	2	3	.....	59	60
So, 01.01.2012, 00:00 Uhr	Mo, 01.01., 00:00 Uhr	1	PV-Leistung [ <i>kW</i> ]					
So, 01.01.2012, 00:01 Uhr	Mo, 01.01., 00:01 Uhr	2						
So, 01.01.2012, 00:02 Uhr	Mo, 01.01., 00:02 Uhr	3						
.....	.....	.....						
Sa, 31.03.2012, 23:59 Uhr	So, 01.04., 23:59 Uhr	129600						
Fr, 01.04.2011, 00:00 Uhr	Mo, 02.04., 00:00 Uhr	129601						
.....	.....	.....						
Fr, 30.12.2011, 23:58 Uhr	Mo, 31.12., 23:58 Uhr	524159						
Fr, 30.12.2011, 23:59 Uhr	Mo, 31.12., 23:59 Uhr	524160						
(.....)	—	(.....)						
(Sa, 31.12.2011, 23:58 Uhr)	—	(525599)						
(Sa, 31.12.2011, 23:59 Uhr)	—	(525600)						

**Tabelle B.4:** Struktur der Photovoltaik-Datenmatrizen (Gesamtleistung sowie Einzelleiterleistungen)

Simulationsjahr	Index	Fahrzeuge des Gebäudes								
		1	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(.....)
Mo, 01.01., 00:00 Uhr	1	Kilometerstand [ $km$ ] / Standort (1-6) / Ladezeit (0/1) / Ladeleistung [ $kW$ ] / SOC [1]								
Mo, 01.01., 00:01 Uhr	2									
Mo, 01.01., 00:01 Uhr	3									
.....	.....									
Mo, 31.12., 23:58 Uhr	524159									
Mo, 31.12., 23:59 Uhr	524160									

**Tabelle B.5:** Struktur der Datenmatrizen für die Fahrzeuge eines Gebäudes – Bei Output-Datensätzen muss der Index-Offset durch die Startzeitvorwahl mitberücksichtigt werden

	Gebäude-ID												
	1	2	3	4	5	6	7	.....	56	57	58	59	60
1	Name des Lastanschlusses (L-****)												
2	Name des Netzknotens												
3	installierte PV-Leistung [ $kW$ ]												
4	Gebäude-ID (zur Kontrolle)												
5	—												
6	untere Regelgrenze $u_{min}$ [1]												
7	obere Regelgrenze $u_{max}$ [1]												
8	minimale Ladeleistung $p_{min}$ [1]												
9	maximale Ladeleistung $p_{max}$ [1]												
10	minimale kapazitive Blindleistung $q_{min}$ [1]												
11	maximale kapazitive Blindleistung $q_{max}$ [1]												
12	Zeitkonstante $T_0$ [ $min$ ]												

**Tabelle B.6:** Matrixstruktur der Regelkennlinienparameter auf Gebäudebasis

Simulationsjahr	Index	Gebäude-ID								
		1	2	3	4	.....	58	59	60	
Mo, 01.01., 00:00 Uhr	1	normierte Knotenspannung [%] / Steuerungsfaktor (0-1)								
Mo, 01.01., 00:01 Uhr	2									
Mo, 01.01., 00:02 Uhr	3									
.....	.....									
Mo, 31.12., 23:58 Uhr	524159									
Mo, 31.12., 23:59 Uhr	524160									

**Tabelle B.7:** Matrixstruktur der Knotenspannungs-Datenmatrizen und der Steuerungsfaktoren auf Gebäudeebene – Bei Knotenspannungen Indexverschiebung durch Startzeitpunktvorwahl mitberücksichtigen

		Fahrzeuge mit fehlerhaften Ausfahrten										
		1	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(.....)
1 - 20		- analog zur Überschriftsmatrix für Fahrzeuge -										
21		-----										
22		Fahrzeugnummer (Bezug auf Gebäude)										
23		==Timestamps== (ab hier folgen Daten)										
24												
(.....)		Zeitindex des Fehlers exklusive Offset durch Startzeitvorwahl										
(.....)												

**Tabelle B.8:** Struktur der Datenmatrix für Mobilitätsverletzungen einer Simulation

### B.3 Angepasste Regelparameter

ID	$u_{min}[1]$	$u_{max}[1]$	ID	$u_{min}[1]$	$u_{max}[1]$	ID	$u_{min}[1]$	$u_{max}[1]$
1	0,952	0,984	21	0,962	0,979	41	0,965	0,980
2	0,959	0,982	22	0,963	0,979	42	0,966	0,980
3	0,960	0,980	23	0,971	0,979	43	0,960	0,982
4	0,963	0,979	24	0,967	0,980	44	0,958	0,981
5	0,967	0,980	25	0,965	0,980	45	0,959	0,981
6	0,961	0,979	26	0,957	0,981	46	0,965	0,979
7	0,963	0,979	27	0,963	0,979	47	0,963	0,979
8	0,962	0,979	28	0,971	0,979	48	0,963	0,979
9	0,969	0,980	29	0,970	0,979	49	0,962	0,979
10	0,968	0,980	30	0,966	0,980	50	0,967	0,980
11	0,967	0,980	31	0,965	0,980	51	0,964	0,979
12	0,965	0,979	32	0,962	0,979	52	0,967	0,980
13	0,964	0,979	33	0,962	0,979	53	0,955	0,981
14	0,965	0,980	34	0,964	0,980	54	0,962	0,979
15	0,965	0,980	35	0,966	0,980	55	0,970	0,980
16	0,964	0,980	36	0,965	0,980	56	0,965	0,979
17	0,964	0,980	37	0,971	0,979	57	0,969	0,979
18	0,969	0,980	38	0,968	0,980	58	0,963	0,979
19	0,971	0,980	39	0,957	0,980	59	0,971	0,979
20	0,966	0,979	40	0,966	0,980	60	0,966	0,979

**Tabelle B.9:** Optimierte Spannungsgrenzen für die Regelkennlinien der Netzknoten

ID	$u_{min}[1]$	$u_{max}[1]$	ID	$u_{min}[1]$	$u_{max}[1]$	ID	$u_{min}[1]$	$u_{max}[1]$
1	0,961	0,984	21	0,965	0,979	41	0,968	0,980
2	0,963	0,982	22	0,965	0,979	42	0,968	0,980
3	0,963	0,980	23	0,972	0,979	43	0,963	0,982
4	0,966	0,979	24	0,969	0,980	44	0,962	0,981
5	0,969	0,980	25	0,968	0,980	45	0,963	0,981
6	0,965	0,979	26	0,961	0,981	46	0,967	0,979
7	0,965	0,979	27	0,966	0,979	47	0,966	0,979
8	0,965	0,979	28	0,972	0,979	48	0,966	0,979
9	0,972	0,980	29	0,972	0,979	49	0,965	0,979
10	0,971	0,980	30	0,969	0,980	50	0,969	0,980
11	0,970	0,980	31	0,967	0,980	51	0,966	0,979
12	0,967	0,979	32	0,965	0,979	52	0,969	0,980
13	0,967	0,979	33	0,965	0,979	53	0,959	0,981
14	0,968	0,980	34	0,966	0,980	54	0,965	0,979
15	0,967	0,980	35	0,969	0,980	55	0,972	0,980
16	0,967	0,980	36	0,967	0,980	56	0,967	0,979
17	0,967	0,980	37	0,972	0,979	57	0,971	0,979
18	0,971	0,980	38	0,970	0,980	58	0,966	0,979
19	0,973	0,980	39	0,961	0,980	59	0,973	0,979
20	0,968	0,979	40	0,969	0,980	60	0,968	0,979

**Tabelle B.10:** Spannungsgrenzen für Szenario aus Kapitel 6.4.4 (Optimiert2)