Die approbierte Originalversion dieser Dissertation ist an der Hauptbibliothek der Technischen Universität Wien aufgestellt (http://www.ub.tuwien.ac.at).

The approved original version of this thesis is available at the main library of the Vienna University of Technology (http://www.ub.tuwien.ac.at/englweb/).

DISSERTATION

Ladeinfrastruktur und Verteilnetz-belastungen durch Elektromobilität

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades
eines Doktors der technischen Wissenschaften

unter der Leitung von
Em.O.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Günther Brauner
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von
Dipl.-Ing. Andreas Schuster
Matr.-Nr.: 0025757
Tullnerbachstraße 7/1/21
3002 Purkersdorf

Wien, 7. April 2013 _____

Die Begutachtung dieser Arbeit erfolgte durch:

1. Em.O.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Günther Brauner
   Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
   Technische Universität Wien

2. Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl
   Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
   Technische Universität Graz

"Damit das Mögliche entstehe, muss immer wieder das Unmögliche versucht werden."
HERMANN HESSE (1877–1962)

Vorwort

Solch eine Arbeit und die darin enthaltenen Berechnungsergebnisse zeigen die Leistungsfähigkeit von Mensch und Maschine. Die in Summe absolvierten Simulationsminuten können nur schwer angegeben werden. Allein für die Belastungsanalyse der Niederspannungsnetze durch E-Taxi-Ladevorgänge wurden über 105 Millionen Lastflussberechnungen durchgeführt. Die Möglichkeiten heutiger Computersysteme erfüllen schier alle Bedingungen. Oft hätte man sich einige Simulationsarbeit erspart, wenn man vorher etwas länger darüber nachgedacht und auch die Eingangsdaten nochmals überprüft hätte.

Schon ist man bei der Leistungsfähigkeit des Menschens. Die investierte Energie und Zeit kann einerseits nur mit sehr viel Freude und Begeisterung an den behandelten Forschungsthemen argumentiert werden. Das Thema „Elektromobilität" begleitet mich seit meiner Diplomarbeit – also schon fast fünf Jahre. Es ist spannend und komplex zugleich. Die Einbindung dieser in ein *„Smart Grid"* ist die neue Herausforderung.

Andererseits konnten diese Leistungen nur durch die intensive Mithilfe und das großzügige Verständnis meiner Verlobten, Freunde, ArbeitskollegInnen, Projektpartner und Familie erbracht werden. Ein „einfaches" Danke alleine reicht nicht. Ich wünsche Euch allen ebenso viel Mithilfe und Verständnis, um alle schwierigen Situationen erfolgreich zu meistern. Zusätzlich möchte ich Silvi recht herzlich für die grammatikalische Unterstützung und das Korrekturlesen dieser Arbeit danken.

Obiges Zitat von Hermann Hesse habe ich im Zuge meiner Diplomreise in seiner Heimatstadt Calw entdeckt. Zu diesem Zeitpunkt stand ich knapp vor Beginn meines Doktorats. Die Botschaft dieser zwei Zeilen hat mich allerdings die ganze Zeit begleitet. Natürlich steckt in dem Zitat der für Forscher und Wissenschaftler unbedingt notwendige Drang niemals aufzugeben. Jedoch nehme ich genauso mit, dass man nicht alles erreichen kann und es trotzdem oder besser gesagt genau deshalb das Optimum ist. Gespannt bin ich schon auf das nächste Zitat, welches ich auf der Dissertationsreise entdecken werde.

Kurzfassung

Die Integration der Elektromobilität und Photovoltaik in das elektrische Verteilnetz ist nicht zuletzt aus umwelt- bzw. klimapolitischer Sicht ein notwendiger Schritt. Beide Systeme können sich hierbei ergänzen und wirken meist in der gleichen Spannungsebene. Diese Arbeit beantwortet in diesem Kontext folgende Fragestellungen:

- Wie wird heutzutage die Netzintegration von Elektrofahrzeugen bewerkstelligt?
- Welche Niederspannungsnetzbelastungen treten durch verstärkten Einsatz von Elektrofahrzeugen und Photovoltaikanlagen auf?
- Führen typische Überlastungen bedingt durch Elektrofahrzeuge und Photovoltaikanlagen auch zu thermischen Grenzüberschreitungen der Netzkomponenten?

Um derzeitige Integrationen von Elektrofahrzeugen beschreiben zu können, müssen die *Elektromobilitätsmodellregionen* tiefgehend betrachtet werden. In dieser Arbeit flossen die Erkenntnisse der ersten zwei Modellregionen *„VLOTTE“* und *„ElectroDrive Salzburg“* ein. Folgend sind Analysen bezüglich Verkehrsverhalten bzw. Mobilitätsanforderungen, Fahrzeug- und Batterieeigenschaften, Ladeverhalten und deren Infrastrukturanforderungen zu finden. Die Modellregionen werden einzeln vorgestellt und auf die Unterschiede wird detailliert eingegangen. Bedingt durch die selektiven Benutzergruppen dieser zwei Regionen haben die Ergebnisse vor allem für den Dienstverkehr ihre Gültigkeit.

Einige wichtige Resultate dieser Analysen stellen die Fahrverbräuche der zurzeit verfügbaren Elektrofahrzeuge im Bereich zwischen 14 und 24 kWh/100km dar. Diese spezifischen Verbräuche sind abhängig von der Außentemperatur und den aktiven Nebenverbrauchern im Auto. Eine Zusammenstellung aller derzeit möglichen Steckerverbindungen sowie die in den Modellregionen verwendeten Ladeleistungen im Bereich zwischen 2,3 und 3,4 kW geben mittlere Ladedauern zwischen 2 und 3 Stunden pro Tag vor. Eine der wichtigsten Erkenntnisse stellt die Tatsache dar, dass die Existenz einer Ladeinfrastruktur am *Hauptstandort*, meist entweder *„Arbeitsplatz“* oder *„Zuhause“*, entscheidend ist. Die Ladeleistung hingegen nicht, da Stehdauern dort lang genug sind. Anders ist dies an öffentlichen Ladestationen. Hier zeigen die Erfahrungen, dass nur hohe Ladeleistungen sinnvoll sind. In den Modellregionen wurden im gesamten Beobachtungszeitraum im Durchschnitt 2,1 Ladestationen pro Fahrzeug angefahren.

Die auftretenden Verteilnetzbelastungen durch zukünftige Elektromobilität und Photovoltaik wurden anhand von drei repräsentativen Niederspannungsnetzen tiefgehend analysiert. Erstens das *„Stadtnetz“*, welches in urbanen Regionen aufzufinden ist und mit Elektromobilität durch E-Taxiflotten und Schnellladesystemen belastet wird. Das zweite Netz *„Einkaufszentrum“* zeigt die Auswirkungen von Elektroautos an besonderen Sammel-

punkten mit erhöhter Konzentration gleichzeitiger Ladevorgänge in Verbindung mit einem großen elektrischen Verbraucher. Drittens das *„Landnetz“* mit den Eigenschaften der großräumigen Ausdehnung, bestehender Ladestationen und/oder *PV*-Anlagen. Die Art und Höhe der auftretenden Belastungen sind je nach Netztyp unterschiedlich. Als grobe Einteilung können Spannungsproblematiken und Stromüberlastungen getroffen werden.

Spannungsverletzungen treten hierbei nur im ländlich geprägten Netzabschnitt auf. Dort können Normalladevorgänge individuell genutzter Elektroautos Netzknotenspannungen unter das erlaubte Spannungsminimum fallen lassen. Infolge eines massiven Ausbaus dezentraler Photovoltaikanlagen treten mit 1,12 p.u. auch Überspannungen auf. Die Kombination beider Technologien verringert zwar die Anzahl der vorkommenden Spannungsbandverletzungen, jedoch sind die auftretenden Minima und Maxima unverändert. Hierbei wurde die Elektromobilität ungesteuert angenommen. Spannungsunsymmetrien zwischen Phasen und Spannungsspreizungen der Netzknoten werden durch jeden Ausbau, egal ob Elektroauto oder *PV*, verschlechtert.

Stromüberlastungen, welche Auslastungen über den laut Norm bzw. durch stationär thermische Berechnungen ermittelten Grenzwert darstellen, betreffen verlustbehaftete Netzelemente wie Leitungen, Kabel und Transformatoren. Diese treten an Umspannern bedingt durch Ladevorgänge begrenzt auf und nur, wenn diese ohne Elektromobilität schon belastet ($> 60\%$) sind sowie Sammelpunkte mit mehreren Ladestationen installiert werden. Meist werden jedoch Strangleitungen vorher überlastet. Vor allem in städtisch geprägten Netzen sind diese durch E-Taxi-Schnellladevorgänge mit bis zum Doppelten der Nennwerte ausgelastet. Die Überlastungsdauern sind relativ kurz, allerdings von der Auslastungshöhe nicht ohne Weiteres akzeptierbar. Im ländlich geprägten Netz stellen infolge großflächiger *PV*-Einspeisung die maximalen Strangüberlastungen, welche sich durch einen Zeitanteil von rund 5% bei Maximalauslastungen von ca. 130% auszeichnen, das größte Problem dar. Die Kombination beider Technologien (Elektromobilität und Photovoltaik) reduziert die höchste Überlastung nur unwesentlich, allerdings verringern sich die Mittelwerte.

Diese Stromüberlastungen bewirken aufgrund thermischer Trägheiten je nach Stromstärke erst nach einer gewissen Zeit thermische Probleme. Um diesen Effekt analysieren zu können, sind in dieser Arbeit die stationär und transient thermische Berechnung bzw. Modellierung gegenüberstellend aufgearbeitet. Die Ergebnisse fokussieren sich hierbei auf *PVC*-Erdkabel verlegt in einem Sand-Kies-Bett unter Asphaltdecken. Ergänzend sind alle wichtigen thermischen Eigenschaften anderer Isolations-, Mantel- und Bettungsmaterialien aufgeführt. Das entwickelte transient thermische Modell basiert auf eine Ganzjahresbetrachtung mit angepasstem Umgebungstemperaturverlauf. Daher sind thermische Überlastungen tendenziell in den Sommermonaten zu finden. Generell treten viel weniger thermische Grenzverletzungen, welche vor allem Isolationen beschädigen, als Stromüberlastungen auf.

Strangauslastungen bis zu 170% infolge von Schnellladevorgängen mit Elektrofahrzeugen (E-Taxis) zeigen keine unzulässigen Leitertemperaturen und Schädigungen an Materialien sind somit auszuschließen. Bedingt durch Photovoltaikeinspeisungen ist dieser Punkt schon bei Stromüberlastungen von rund 130% erreicht. Verglichen mit den Auswirkungen der Schnellladevorgänge sind *PV*-Ausbauten daher aus thermischer Sicht kritischer zu betrachten. Ungesteuerte Elektroautoladevorgänge können die Auslastungen infolge dezentraler Erzeuger minimieren und dadurch die Stränge thermisch entspannen. Erzeugungsorientierte Ladesteuerungen bzw. -regelungen können noch mehr kritische Überlastungen verhindern.

Abstract

To integrate electric vehicles and photovoltaic systems into the electric distribution grid is necessary for future developments in environmental and climate policy. Both systems correlate with each other and usually work with the same voltage level. In this context this thesis addresses the following questions:

- How are electric vehicles integrated in current grids at present?
- Which low voltage grid strains occur by the increased use of electric vehicles and photovoltaic systems?
- Do typical congestions caused by electric vehicles and photovoltaic systems result in thermal boundary crossings of grid components?

The *Electric Mobility Model Regions* should considered in detail to describe current integration of electric vehicles. This thesis shows the findings of the first two pilot regions *"VLOTTE"* and *"ElectroDrive Salzburg"* analyzing traffic behavior, mobility requirements, vehicle and battery characteristics, charging behavior and their infrastructure requirements. The model regions and their individual differences are discussed in detail. Due to the selective groups of users, the results have validity mainly for the service traffic.

Some important results of these analyzes are the driving consumptions of currently available electric vehicles, which range between 14 and 24 kWh/100km. These specific consumptions depend on outside temperatures and active auxiliary consumers in the car. All currently possible plug connections, including the used ones in the model regions are listed, the latter operate within the power range between 2.3 and 3.4 kW and allow charging times between 2 and 3 hours per day. One of the main findings is the essentially of a charging infrastructure at the car's main location, usually either *"At work"* or *"At home"*. However, the charging power is not important, because dwell times are long enough. At public charging stations this fact is different. The experiences prove, that only high power charging stations are useful. In the model regions on average 2.1 charging stations per vehicle are used.

Based on three representative low voltage grids the distribution grid strains by electric vehicles and photovoltaic systems are demonstrated. The first displayed is called *"City grid"*, which is located in urban areas and provides power for electric mobility by e-taxi fleets and fast charging systems. The second grid *"Shopping center"* shows the impact of electric cars at special collection points with simultaneous charging processes in conjunction with a large electrical load. Third, the *"Land grid"*, with the properties of large-scale expansion,

existing charging stations and/or *PV* systems. Type and amount of occurring strains vary by grid type. The overstresses can be classified in voltage problems and electric current overloads.

Voltage infractions occur only in the rural grid section. Here normal charging processes of individually used electric cars cause node voltages below the minimum allowed voltage value. Due to a massive expansion of decentralized *PV* systems, voltage values with 1.12 p.u. cause voltage overloads. The combination of both technologies reduces the number of voltage band infractions, however, occurring minima and maxima remain unchanged. In this case the electro mobility is uncontrolled. Voltage imbalances between phases and voltage spreading through the grid nodes both increase by each extension, i.e. whether electric cars or *PV*.

Electric current overloads, which are calculated by static thermal computation, are related to lossy grid components such as wires, cables and transformers. Due to charging processes overloads occur partly at transformers only if these grid components are loaded before ($> 60\%$), without the expansion of electric vehicles and multiple charging stations. Mostly string lines are overloaded previously. In urban dominated grids especially these lines are overloaded nearly doubled times by e-taxi fast charging stations. The overload durations are relatively short, however, the overload levels are not acceptable without additions. In rural dominated grids large *PV* systems cause string overloads, which are characterized by a duration of about 5% of the hole simulation time and a maximum value of 130%. The combination of both technologies (electric vehicles and photovoltaic systems) reduces the highest overloads only slightly, however, the average value decreases.

After a certain time these electric current overloads effect thermal problems due to thermal inertia, which depends also on the overload magnitude. To analyze this effect the stationary and transient thermal models are shown. The results are focused on *PVC* underground cables in a sand-gravel bed under asphalt. In addition, all major thermal properties of other insulating, mantle and bedding materials are listed. The developed transient thermal model is based on a full year simulation, with an adjusted ambient temperature profile. Therefore, thermal overloads occur basically during the summer months. Generally thermal overloads, which damage insulations, are rarely in comparison to electric current overloads.

String loads up to 170% due to fast charging processes with electric vehicles show no impermissible conductor temperatures and therefore no damaged materials. Due to photovoltaic power supplies this point is reached at an electric current overload value of about 130%. Compared with the effects of fast charging processes *PV* systems are more thermal critically. Uncontrolled electric car charging processes can reduce overloads, which are caused by decentralized energy sources. Renewable energy source oriented charging controls can prevent even more critical overloads.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung vii

Abstract ix

Abkürzungsverzeichnis xvii

1 Einleitung 1

1.1 Motivation . . . 2
1.2 Problemstellung und Zieldefinition . . . 3
1.3 Gliederung der Arbeit . . . 4

2 Ausgangssituation 7

2.1 Aktuelle Verteilnetzbelastungen ohne Elektromobilität und Photovoltaik . . . 8
2.2 Integration von Elektromobilität in das Gesamtsystem . . . 10
2.3 Elektromobilitätsmodellregionen in Österreich . . . 11

3 Derzeitige Integration von E-Fahrzeugen in Modellregionen 15

3.1 Mobilitätsanforderungen an Fahrzeuge . . . 16
3.1.1 Fahrtlängenverteilungen . . . 16
3.1.2 Standortverteilungen . . . 20
3.2 Fahrverbräuche, Batterieeigenschaften und deren Verluste . . . 22
3.2.1 Fahrverbräuche . . . 23
3.2.2 Batterieeigenschaften . . . 25

3.3 Ladeinfrastruktur . . . 27
3.4 Ladeprozesse und -profile . . . 31
3.4.1 Einzel- und Summenladeprofile . . . 31
3.4.2 Ladebeginnzeitpunkte und deren Energieaufnahmen . . . 35
3.5 Verteilnetzbelastungen bei derzeitiger Elektromobilität . . . 37
3.6 Zusammenfassung der Integration von Elektrofahrzeugen . . . 40

4 Verteilnetzbelastungen durch zukünftige E-Mobilität und Photovoltaik 43

4.1 Ausgewählte Netze und deren Struktur . . . 44
4.1.1 Netz „Stadt“ . . . 44
4.1.2 Netz „Einkaufszentrum“ . . . 47
4.1.3 Netz „Land“ . . . 49
4.1.4 Zusammenfassung der ausgewählten Netze . . . 52
4.2 Spannungsproblematik . . . 54
4.2.1 Ergebnisse der Spannungsbetrachtungen . . . 55
4.2.2 Lösungen der Spannungsproblematik . . . 62
4.3 Stromüberlastung . . . 63
4.3.1 Ergebnisse der Strombetrachtungen . . . 64
4.3.2 Lösungen der Stromüberlastung . . . 68

5 Thermische Überlastungen in zukünftigen Verteilnetzen 69

5.1 Stationär thermische Modellierung . . . 70
5.2 Transient thermische Modellierung . . . 73
5.3 Modellkonzepte und deren Annahmen . . . 74
5.3.1 Kabelspezifikationen . . . 74
5.3.2 Eigenschaften des Bettungsmaterials . . . 76
5.3.3 Umgebungstemperaturen . . . 78
5.4 Modellergebnisse . . . 78
5.4.1 Ergebnisse der stationären Berechnung . . . 79
5.4.2 Ergebnisse der transienten Berechnung . . . 80
5.5 Zusammenfassung der Ergebnisse aus der thermischen Überlastung . . . 85

6 Weiterführende Überlegungen 87

6.1 Weiterführende Integration von Elektrofahrzeugen 88
6.2 Nutzung der thermischen Grenzberechnungen im Verteilnetzbetrieb 89

7 Zusammenfassung 91

Literaturverzeichnis 95

Anhang 99

Abkürzungsverzeichnis

ZENEM	„Zukünftige Energienetze mit Elektromobilität“, *Neue Energien 2020*, 4. Ausschreibung, Projektleiter: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (TU Wien), FFG-Projektnummer: 829953, Laufzeit: Mai 2011 bis April 2013.
NS-	Niederspannungs-
MS-	Mittelspannungs-
V2G	Vehicle-to-Grid (Energiefluss vom Elektroauto ins Netz zurück)
ÖV	öffentlicher Verkehr
MIV	motorisierter Individualverkehr
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
THG	Treibhausgas
PKW	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
E-	Elektro-
LS	Ladestelle
KOFLA	„Kooperatives Fahrerunterstützungssystem für optimiertes Lademanagement von elektrischen Fahrzeugen“, *ways2go*, 2. Ausschreibung, Projektleiter: FTW Forschungszentrum Telekommunikation Wien GmbH, FFG-Projektnummer: 825239, Laufzeit: Juli 2011 bis April 2012.
Trafo	Transformator
FZ	Fahrzeug
CO2	Kohlenstoffdioxid
S	Modellregion *„ElectroDrive Salzburg“*
VO	Modellregion *„VLOTTE“* in Vorarlberg
Li	Lithium (Batteriebestandteil)
ZEBRA	Zero Emission Battery Research Activity (Natrium-Nickelchlorid-Hochtemperaturbatterie)

SOC	State of Charge (Batterieladestand)
GPS	Global Positioning System
DOD	Depth of Discharge (Batterieentladetiefe)
CAN	Controller Area Network (asynchrones, serielles Bussystem)
DC	Direct Current (Gleichstrom)
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
CHAdeMO	CHArge de MOve
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VKW	Vorarlberger Kraftwerke AG
aDSM	„Aktives Demand-Side-Management durch Einspeiseprognose“, *Neue Energien 2020*, 5. Ausschreibung, Projektleiter: Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (TU Wien), FFG-Projektnummer: 834612, Laufzeit: März 2012 bis Jänner 2014.
ADRES	„Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Regenerative Energie-Systeme“, *ENERGIE DER ZUKUNFT*, 1. Ausschreibung, Projektleiter: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (TU Wien), FFG-Projektnummer: 815674, Laufzeit: April 2008 bis Dezember 2010.
BEV	Battery Electric Vehicle (Batterieelektrofahrzeug)
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle (Hybridelektrofahrzeug mit Lademöglichkeit)
EV	Electric Vehicle (Elektrofahrzeug allgemein)
p.u.	Per-Unit-System
VPE	Vernetztes Polyethylen
PVC	Polyvinylchlorid
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
EVU	Energieversorgungsunternehmen
HH	Haushalt

1

Einleitung

Elektromobilität und Photovoltaik beschäftigen nicht nur seit mittlerweile vielen Jahren einige Forschungseinrichtungen, sondern sind auch in diversen Medien und sogar in der breiten Öffentlichkeit angekommen. Die anfängliche Euphorie hat den notwendigen Impuls für derzeitige und sicherlich zukünftige Planungs- und Realisierungsarbeit gegeben. Speziell die neue Form der Elektromobilität hat auf der ganzen Welt einen „Hype“ erlebt. Viele Fragen sind sicherlich noch offen geblieben.

Nicht nur für Stakeholder und Kunden entscheidend ist die Frage des „Warums“. Welche Vorteile erhofft man sich durch die Umstellung auf elektrisch betriebene Fahrzeuge und erneuerbare Energiequellen? Warum können wir das „Business as usual“ nicht weiter verfolgen? Welchen Gefahren sind wir dabei ausgesetzt? Natürlich sind einzelne Antworten unter diversen Experten immer noch umstritten. Jedoch ist der allgemeine Trend der weltweiten Klimaauswirkungen evident. Diese Effekte sind nachfolgend in der **Motivation** näher beschrieben.

Die Antworten des Warums folgern direkt die **Problemstellungen und Zieldefinitionen**. Die Probleme sind hierbei vielschichtiger Natur und können nur mittels systematischer Betrachtung und Herangehensweise gelöst werden. Auch sind unterschiedliche Disziplinen, wie z.B. Psychologie, Soziologie, Verkehrs- und Materialwissenschaften, Elektrotechnik und viele andere, mit der erfolgreichen Einführung der neuen Technologien beschäftigt. Zentral für diese Arbeit ist daher die Definition der zu untersuchenden Ziele, welche als Fragestellungen formuliert sind. Diese Zielfragen werden schrittweise durch diverse Analysen und Simulationen beantwortet. Am Ende dieses Kapitels wird die **Gliederung** dieser Schritte in der Arbeit noch näher beschrieben.

1.1 Motivation

Entsprechend dem Bericht des *IPCC*[1] (siehe [1, S. 67]) besteht die Notwendigkeit, CO2-Emissionen bis 2050 um 50-80% gegenüber dem Basiswert von 2000 zu reduzieren, um eine Stabilisierung des Klimawandels bei 2°C zu erzielen. Die Erreichung des 2°C-Ziels wird von vielen Experten als notwendig erachtet, um das Leben auf unserer Erde wie wir es bisher gewohnt sind weiterhin zu ermöglichen. Die Folgen einer weiteren Erhöhung sind mit derzeitigen Modellen nur schwer abschätzbar. Jedoch wäre mit Sicherheit die gesamte Weltbevölkerung damit konfrontiert. Aus diesem Grund kann es auch nur eine weltumfassende politische Lösung dieser Problematik geben. Für weitere Informationen siehe [2].

Analysiert man die Verbreitung der umweltschädlichen Abgase in Österreich, so erkennt man, wie in Abbildung 1.1 ersichtlich ist, dass der *Verkehr* mehr als ¼ der österreichischen *THG*[2]-Emissionen erzeugt. Dieser nimmt den zweiten Platz, hinter dem Sektor *Industrie und produzierendes Gewerbe* mit rund 30%, aller Sektoren ein. Zusätzlich zum hohen Anteil ist der Sektor *Verkehr* der mit den **höchsten CO2-Emissions-Steigerungsraten**. Verglichen mit dem Jahr 1990 hat der *Verkehr* über 8 Mio. t CO2-Äquivalente (Steigerung um rund 60%) mehr emittiert - Tendenz derzeit stabil. Die Gesamtemissionen im *Verkehr* liegen um rund 3 Mio. t CO2-Äquivalente oder ca. 14% über den Werten der *Klimastrategie 2007* des Lebensministeriums. Somit stellt der Verkehr einen der wichtigsten Faktoren bei der Erreichung der Klimaschutzziele dar. Dominierender Hauptemittent hierbei ist der *Straßenverkehr* mit rund 95,8%. Davon werden 42,5% vom *Güterverkehr* (schwere und leichte Nutzfahrzeuge) und 57,5% vom *Personenverkehr* (PKW, Mofas, Busse, Motorräder) verursacht. [3, S. 38, 109]

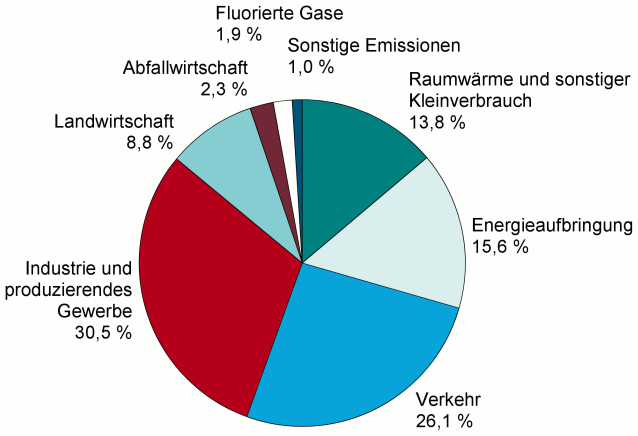


Abbildung 1.1: Anteil der Sektoren an den nationalen *THG*-Emissionen 2008 [3, S. 38]

Die Verlangsamung der CO2-Emissionssteigerung im Sektor *Verkehr* ist auf den Einsatz von Biokraftstoffen, den etwas rückläufigen Kraftstoffabsatz, leichte Effizienzsteigerungen im Personenverkehr sowie diverse Förderprogramme zurückzuführen. Eine Trendumkehr hingegen ist nur mit einschneidenden Änderungen möglich. In erster Instanz bringt eine **Verlagerung hin zum öffentlichen Verkehr** sicherlich am meisten. In ur-

[1] Intergovernmental Panel on Climate Change
[2] Treibhausgas

banen Regionen löst dies den Großteil aller Emissions- und auch Platzprobleme. Manche Mobilitätsbedürfnisse jedoch sind durch den *ÖV*[3] nicht oder nur schwer substituierbar. Die Flächen des sub-urbanen und ländlichen Gebiets sind nur sehr unwirtschaftlich und mit geringer Akzeptanz der Bevölkerung mit *ÖV* abdeckbar. Aber auch in Städten können viele Gewerbesparten nicht auf das eigene Fahrzeug verzichten. Im Zuge dieser Arbeit wird in diesem Kontext speziell auf den Taxiverkehr hingewiesen.

Eine mögliche Lösung dieser Probleme ist die **Elektromobilität** (E-Mobilität). Diese zeichnet sich durch eine viel höhere Energieeffizienz, lokale *THG*-Emissionsfreiheit und Lärmreduktion aus. In Kombination mit neuen **erneuerbaren Energiequellen** (wie z.B. Photovoltaik) werden auch globale Emissionen sehr stark minimiert. Weiters wird die derzeit noch immer sehr starke Ölabhängigkeit des Individualverkehrs durchbrochen und die für das Fahren benötigte Energie kann innerhalb Österreichs produziert werden. Dies ist bei Betrachtung der weltweiten Nachfrage nach Erdöl (bzw. Steigerung dieser) von entscheidender Bedeutung. Die Preisentwicklung an den Erdölbörsen zeigt schon heute, dass dieser wertvolle Rohstoff immer knapper wird. Die durch die Umstellung auf E-Mobilität benötigte elektrische Energie ist hingegen durch moderaten Zubau von neuen erneuerbaren Energiequellen heute schon möglich, da Elektrofahrzeuge sehr hohe Effizienzen aufweisen.

1.2 Problemstellung und Zieldefinition

Die Problemstellung vor der Einführung einer neuen Technologie ist immer die Konzeptionierung und Planung der notwendigen Ressourcen. Bei der Elektromobilität bedeutet dies einerseits wie viele, wo und welche Art von Ladestellen installiert werden müssen und andererseits, inwiefern das elektrische Verteilnetz erweitert werden muss, um die zukünftigen Ladevorgänge durchführen zu können. Derzeit fragen sich noch sehr viele Gemeinden bzw. Stadtregierungen, welches Angebot an Ladeinfrastruktur zur Verfügung gestellt werden sollte, um vor allem Fehlinvestitionen auf Kosten der Allgemeinheit zu vermeiden, aber auch diese neue Form der Mobilität nicht zu behindern. Auch Netzbetreiber und Energieversorger besitzen noch kein Gefühl dafür, was der neue Verbraucher „Elektromobilität“ bedeutet und welche Auswirkungen auf sie zukommen werden. Da Investitionen in Infrastruktur ein langfristiger Prozess sind, müssen eventuell viele Weichenstellungen schon heute getroffen werden. Um Antworten auf diese Fragen zu erhalten, ist es wichtig, die neue elektrische Last, also das Elektroauto an sich, mit all seinen Eigenschaften, welche unter anderem von den unterschiedlichen Typen abhängig sind, zu analysiern und dadurch zu kennen. Ein weiterer entscheidender Parameter hierbei sind natürlich auch die Kunden bzw. Kundengruppen, welche das Elektrofahrzeug kaufen und betreiben. Große Hilfestellung geben hierbei die ***Elektromobilitätsmodellregionen***, wo Elektromobilität in der Praxis getestet und betrieben wird.

Zur Lösung der lokalen und globalen Klimaproblematiken ist der Einsatz der Elektromobilität sinnvoll und zielführend. Dieser Effekt wirkt unter anderem jedoch nur, wenn Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wird. Wasser-, Wind- und vor allem Solarkraft (*PV*[4]) sind hierbei die zukünftig wichtigen Treiber. Unter

[3] öffentlicher Verkehr
[4] Photovoltaik

diesen Energiequellen hat in Österreich die *PV* das größte Ausbaupotential und dieses wird in Zukunft auch unabhängig von der Elektromobilität immer mehr ausgeschöpft. Aus diesem Grund und da *PV* genauso wie Elektrofahrzeuge meist an der untersten elektrischen Netzebene angeschlossen sind, werden diese zwei Technologien gerne gemeinsam analysiert[5] und auch gefördert. Die Elektromobilität und *PV* haben ebenfalls die gleiche Problematik der geringen *Volllaststunden*. Der starke Bedarf sowie die hohe Erzeugung entsteht in relativ kurzen Zeitintervallen des Tages. Würde nun das elektrische Netz jeweils auf die maximalen Leistungen dimensioniert werden, wäre dies sehr kostenintensiv und vor allem in der Praxis auch nicht notwendig. Bei verstärkter Integration der Photovoltaik kommt die Problematik des umgekehrten Energieflusses mit den dafür notwendigen neuen Schutzkonzepten noch dazu. Zusammenfassend kann notiert werden, dass Niederspannungs(NS)-Belastungen durch zukünftige Elektromobilität und Photovoltaik noch nicht ganzheitlich geklärt sind.

Verteilnetze wurden in der Vergangenheit sehr konservativ ausgelegt, um einerseits langfristig versorgt zu sein und andererseits nicht an Materialgrenzen stoßen zu können. Diese Methode hat durchwegs seine Berechtigung und sicherlich verdanken wir ihr die sehr hohe Zuverlässigkeit. In vielen Netzabschnitten werden zurzeit aufgrund des gestiegenen elektrischen Bedarfs die freien Kapazitäten immer geringer. Verschärfend wirken die zukünftigen Erzeuger (*PV*) und Verbraucher (Elektromobilität). Ein Netzausbau in herkömmlicher Art und Weise ist aus derzeitigen wirtschaftlichen Aspekten nur schwer vorstellbar und nicht in allen Fällen notwendig. Daher muss die Betriebsweise der NS-Netze neu durchdacht werden. Neben der **Spannungshaltungsproblematik** tritt die auf relativ kurze Zeitabschnitte beschränkte **Stromüberlastung** einzelner Leitungen auf. Diese Überlastungen dürfen keinesfalls das Material (meist Isolation) dauerhaft schädigen. Genaue thermische Untersuchungen vor allem in der transienten Analyse wurden bis zu diesem Zeitpunkt für die obig beschriebenen Fälle noch nicht durchgeführt. Nur durch diese Betrachtungen kann gewährleistet werden, dass Netzkomponenten keinen Schaden nehmen und trotzdem alle möglichen Leitungskapazitäten ausgeschöpft werden.

Die oben angeführten Problemstellungen führen zu folgenden Fragestellungen, welche die **Zieldefinitionen** dieser Arbeit darstellen:

- **Wie wird heutzutage die Netzintegration von Elektrofahrzeugen bewerkstelligt?**
- **Welche Niederspannungsnetzbelastungen treten durch verstärkten Einsatz von Elektrofahrzeugen und Photovoltaikanlagen auf?**
- **Führen typische Überlastungen bedingt durch Elektrofahrzeuge und Photovoltaikanlagen auch zu thermischen Grenzüberschreitungen der Netzkomponenten?**

1.3 Gliederung der Arbeit

Diese Arbeit ist in zwei Blöcke unterteilt. Nach einem kurzen Abschnitt der Beschreibung aktueller Verteilnetzbelastungen ohne Elektromobilität und Photovoltaik sowie der Ausgangssituation werden eingangs derzeitige Integrationen von Elektrofahrzeugen anhand der ersten zwei *Elektromobilitätsmodellregionen* Österreichs

[5] Siehe zum Beispiel [4]

umfangreich beschrieben. Der Fokus liegt hierbei einerseits auf den Mobilitätsanforderungen, Fahrverbräuche, Batterieeigenschaften und deren Verluste sowie andererseits auf verwendeter bzw. benötigter Ladeinfrastruktur, deren resultierenden Ladeprofilen und Verteilnetzbelastungen. Die daraus extrahierten Kennwerte sind Grundgerüst der Berechnungen zukünftiger Elektroauto- und *PV*-Durchdringungen.

Der zweite Block beschäftigt sich vor allem mit den ausprägenden Verteilnetzbelastungen dieser. In der Übersicht werden die möglichen Arten der Belastungen (Spannungsproblematik und Stromüberlastung) gezeigt. Im Anschluss werden die auftretenden Stromüberlastungen mit Hilfe thermischer Modelle (stationär und transient) eingehender analysiert und Schlüsse daraus gezogen.

Abschließend werden weiterführende Überlegungen bezüglich der Netzintegration von Elektrofahrzeugen sowie Nutzung der thermischen Grenzberechnungen getätigt. Mit einer ganzheitlichen Zusammenfassung schließt diese Arbeit.

2

Ausgangssituation

Das Schlagwort *„Smart Grids“* ist in aller Munde, jedoch noch lange nicht in allen Niederspannungsnetzen angekommen. Wie unterschiedlich diese Netze sowie die **aktuellen Verteilnetzbelastungen** sind, werden im folgenden Kapitel näher beschrieben. Die meisten Verteilnetze haben zurzeit weder eine Photovoltaikanlage noch ein Elektroauto integriert. Trotzdem sind die Ausgangssituationen vor allem in Niederspannungsnetzen verschiedenartig. Um valide Aussagen treffen zu können, müssen mehrere Typen von Netzen untersucht werden. Diese geben die Bandbreite aller möglichen Auswirkungen wider.

Aber auch die Mobilitätsansprüche an Fahrzeuge sind keineswegs einheitlich. Hierbei kann sich die Elektromobilität in verschiedenste Sparten des Gesamtsystems integrieren. Durch unterschiedliche Anforderungen stellen spezielle Bereiche kaum Hürden für Elektroautos dar und andere sind nur schwer mit Elektromobilien bedienbar. Diese Vielfalt an Einsatzmöglichkeiten bildet die Ausgangssituationen möglicher Einsatz- und Ladeleistungsprofile und damit ergeben sich wiederum verschiedene Ladeinfrastrukturen und Verteilnetzbelastungen.

Die im ersten Schritt für Elektromobilität möglichen bzw. einfachen Sparten des Verkehrs bilden sich in den *Elektromobilitätsmodellregionen* aus. Gerade aus diesen können Erkenntnisse bezüglich Fahrzeug-, Fahr- und Ladeverhalten heutiger Elektroautos gewonnen werden. In diesem Kapitel werden abschließend daher die zurzeit vorhandenen ***Elektromobilitätsmodellregionen* in Österreich** kurz beschrieben und eine Übersicht dieser dargestellt.

2.1 Aktuelle Verteilnetzbelastungen ohne Elektromobilität und Photovoltaik

Da die Elektromobilität im Falle der Normalladung sowie die Photovoltaik mit Kleinanlagen direkt im NS-Netz angeschlossen werden, sind Auswirkungen erhöhter Durchdringung auch zuerst dort zu vermuten. Bedingt durch die immens hohe Anzahl sowie Individualität dieser Netze können über Auswirkungen zukünftiger E-Fahrzeuge und *PV*-Anlagen im Allgemeinen keine Aussagen getroffen werden. Trotz der klassifizierenden Unterscheidung in *„ländliche“* und *„städtische“* Netze sind derzeitige Stromauslastungen und Spannungshaltungsprobleme in jedem Netz unterschiedlich. Im Folgenden werden beispielhaft einige Netzauslastungen gegenwärtiger Belastungen näher beschrieben.

Im Zuge der Projekte *KOFLA*[1], *V2G*[2]*-Strategies*[3] und *ZENEM*[4] wurden einige Niederspannungsnetze mit Messgeräten erstmals näher betrachtet. In den Projekten wurden verschiedenste Netze aus ganz Österreich (Vorarlberg über Salzburg und Oberösterreich bis Wien) analysiert. Aus solchen Simulationsergebnissen können Auslastungen und somit die noch zur Verfügung stehenden Reserven identifiziert werden. Obwohl diese Simulationen teilweise auf Annahmen beruhen, dienen die daraus gewonnen Informationen für zukünftige Planungen als Orientierung.

Wie oben erwähnt, sind **Auslastungen** und deren Maxima **der NS-Netze sehr unterschiedlich**. Abbildung 2.1 zeigt die Bereiche der derzeitigen - also ohne Elektromobilität belasteten Netze - maximalen Leitungs- und Trafoauslastungen in Prozent der Nennleistung. Diese Bereiche sollen keine exakten Ergebnisse darstellen, sondern zeigen, wie verschiedenartig Belastungen auftreten. Nicht nur die Projektresultate zueinander streuen, sondern auch innerhalb der Projekte sind die Auslastungsbereiche teilweise sehr unterschiedlich. Bei NS-Transformatoren können maximale Auslastungen von wenigen bis rund 70 Prozent auftreten. Der Bereich der Leitungen ist mit maximal annähernd 90 Prozent noch etwas größer. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass es wahrscheinlich NS-Leitungen gibt, welche zumindest an einigen Zeitpunkten zurzeit voll ausgelastet sind. Jede weitere elektrische Laststeigerung, wie z.B. die Elektromobilität, würde eine Überlastung bedeuten. Auf der anderen Seite gibt es Leitungen, welche mit heutiger Ausstattung nie Auslastungen über 5 Prozent erreichen.

Eine weitere Problematik der Niederspannungsnetze ist die Spannungshaltung. Hierbei werden schon heute in einigen vor allem *„ländlichen“* Netzen das erlaubte Spannungsband kurzzeitig verletzt. Kritisch sind verhältnismäßig große elektrische Verbraucher oder Erzeuger am Ende von langen Leitungen (wie z.B. Bau-

[1] „Kooperatives Fahrerunterstützungssystem für optimiertes Lademanagement von elektrischen Fahrzeugen“, *ways2go*, 2. Ausschreibung, Projektleiter: FTW Forschungszentrum Telekommunikation Wien GmbH, FFG-Projektnummer: 825239, Laufzeit: Juli 2011 bis April 2012.

[2] Vehicle-to-Grid (Energiefluss vom Elektroauto ins Netz zurück)

[3] „Development of vehicle to grid related e-mobility deployment strategies for Austrian decision makers“, *Neue Energien 2020* 3. Ausschreibung, Projektleiter: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (TU Wien), FFG-Projektnummer: 825417, Laufzeit: Mai 2010 bis November 2012.

[4] „Zukünftige Energienetze mit Elektromobilität“, *Neue Energien 2020*, 4. Ausschreibung, Projektleiter: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (TU Wien), FFG-Projektnummer: 829953, Laufzeit: Mai 2011 bis April 2013.

ernhöfe mit *PV*-Anlagen vor Ort). Derzeitige Forschungs- und Entwicklungsprojekte versuchen diese Problematik mit fernregelbaren Stufenstellern in den Transformatoren zu lösen. Wenn die Spannungsspreizungen zwischen den Knoten nicht zu groß werden, dann führt diese Methode sehr gut zum Erfolg.

Abbildung 2.1: Bereiche der maximalen Auslastungen von Leitungen und Transformatoren einiger Niederspannungsnetze aus den Forschungsprojekten *KOFLA*, *V2G-Strategies* und *ZENEM* (schematisch dargestellt)

NS-Netze wurden mittels der Erfahrungen einzelner Mitarbeiter dimensioniert und bei Bedarf erweitert. Hierbei stand die Zuverlässigkeit in allen Notfällen sowie eine möglichst lange Lebensdauer im Vordergrund. Da Netzbetreiber großteils verstaatlicht waren, war der Kostenfaktor zweitrangig. Durch die Liberalisierung hat sich dies umgekehrt. Netzausbauten sollen nur mehr bei unumgänglichen Fällen durchgeführt werden. Jegliche Ressourcen sollen voll ausgeschöpft werden. Daher nimmt diese Arbeit derzeitige Netzstrukturen ohne Änderungen bzw. Anpassungen als Ausgangsbasis. Natürlich können einige Netzprobleme mit zulässigen und in der Praxis auch oft durchgeführten Umschaltungen leicht gelöst werden. Da dies jedoch nicht die Regel darstellt, werden sie in dieser Arbeit ausgespart.

Eine Ebene über den Niederspannungsnetzen sind Mittelspannungs(MS)-Netze, welche die Verknüpfung zu den Hochspannungs- bzw. Übertragungsnetzen darstellen. Direkt an den Mittelspannungsnetzen sind Großverbraucher, mittlere Erzeugungsanlagen (wie z.B. Windräder und große *PV*-Parks) sowie NS-Trafos angeschlossen. Eventuell werden leistungsstarke Schnellladestationen und Sammelanschlüsse vieler Ladepunkte (z.B. Parkhaus oder -platz) zukünftig ebenfalls direkt mit der mittleren Ebene verbunden. Alle anderen Normalladungen der E-Autos gelangen aufsummiert durch Trafos in die MS-Netze. Ergebnisse des Projekts *V2G-Strategies* zeigen jedoch, dass sogar bei **fast ganzheitlich umgestellter Elektromobilität mit mittlerer Ladeleistung keine technischen Maßnahmen im MS-Netz notwendig sind**. Daher werden Betrachtungen dieser Netzebene in der vorliegenden Arbeit ebenfalls ausgespart.

2.2 Integration von Elektromobilität in das Gesamtsystem

Neben den in dieser Arbeit vertiefend behandelten Elektroautos umfasst der Begriff *„Elektromobilität“* ebenfalls Teile des öffentlichen Verkehrs (z.B. Bahn, U-Bahn, Straßenbahn und Oberleitungsbus), jedoch auch Elektrofahrräder, Elektroroller und dergleichen. Bei Betrachtung des Gesamtsystems dürfen diese Mehrschichtigkeiten nicht verloren gehen. Der Verkehr kann in zwei Großgruppen unterteilt werden: *Personen-* und *Güterverkehr*. In der folgenden Arbeit wird hauptsächlich der Transport von Personen näher betrachtet. In Einzelfällen ist auch leichter Güterversand möglich bzw. inkludiert. Neben dem allgemeinen öffentlichen Verkehr, welcher großteils bereits elektrisch betrieben wird, kann man den Individualverkehr nennen. Dieser unterteilt sich wiederum in *motorisierten* und *nichtmotorisierten* Verkehr. Der *MIV*[5] (z.B. mit PKW, Moped, Motorrad, Wohnmobile, etc.) ist durch seine fast ausschließliche Abhängigkeit von Erdöl ausgezeichnet und bildet somit eine Ausgangsbasis für die Umstellung auf Elektrofahrzeuge.

Das klassische Bild des motorisierten Individualverkehrs ist der „eigene“ PKW. Mit diesem erledigt man hauptsächlich seine Arbeits-, Ausbildungs-, Einkaufs- und Freizeitwege. Durch die Multifunktionalität heutiger Autos werden ebenfalls Urlaubsfahrten der ganzen Familie quer durch Europa damit durchgeführt. Die „All-In-One“-Lösung des Benzin- oder Dieselgefährts ist in vielen Fällen nicht mehr wegzudenken und meist in mehrfacher Ausführung Privatbesitz. Die Anforderungen an diese Fahrzeuge sind demnach sehr hoch und vor allem variabel. In diesem Sektor die Elektromobilität ohne große Anpassungen zu etablieren ist daher sicherlich mit Hürden verbunden. Eine sich in der derzeitigen „Jugend“ stärker verbreitenden Unabhängigkeit bezüglich des Autobesitzes hilft der Umstellung auf elektrische Fahrweise natürlich, die weitere Entwicklung ist aber noch ungewiss. In dieser Arbeit wird daher der derzeitige, also nicht geänderte, *MIV*, welcher mittels diversen Befragungen laufend erhoben wird, in den folgenden Analysen herangezogen.

Mit großteils ganz anderen Ansprüchen sind PKW im Gewerbeverkehr in Fuhrparks konfrontiert. Diese weisen ein regelmäßiges Fahrverhalten und in der Regel einen fixen Standort über Nacht auf, wo Aufladevorgänge problemlos stattfinden können. Je nach Gewerbeanforderung sind tägliche Kilometerleistungen schon mit heutigen Elektroautos problemlos zu bewerkstelligen. Aus diesen Gründen sind **Firmen weltweit die *„Early Adopter“* dieser neuen Elektromobilität**. Für solche Unternehmen stellt sich hingegen die Frage der gesamtwirtschaftlichen Komponente. Abgesehen von Marketing relevanten Gründen werden E-Autos im Fuhrpark nur angeschafft, wenn diese auch günstiger sind. Hierbei sind in der derzeitigen Einführungsphase Förderinstrumente, wie *Elektromobilitätsmodellregionen*, von entscheidender Bedeutung. In Zukunft muss sich dieses System jedoch selbst tragen.

Eine Sonderform stellen Taxis dar. Sie bedienen den Individualverkehr, wenn der öffentliche Verkehr dort nur schwer oder für die betroffenen Personen prinzipiell nicht möglich ist. Daher ist der Taxiverkehr nur bedingt substituierbar durch den *ÖV*. In manchen Städten, wie z.B. Eisenstadt, ersetzen Taxis öffentliche Busse und dergleichen und werden dadurch auch von der Gemeinde finanziell gestützt. Die Wichtigkeit von Taxifahrzeugen in Städten der Zukunft ist evident. Da sich diese jedoch durch verhältnismäßig hohe Kilometerleistungen und sehr kurze Standdauern zwischen den Fahrten auszeichnen, ist die Umstellung der Taxis auf Elektroautos

[5] motorisierter Individualverkehr

schwerer zu bewerkstelligen. Diese Herausforderung ist allerdings eine wichtige Komponente bei der Reduzierung lokaler *THG*-Emissionen und Lärmentwicklung in urbanen Regionen.

Diese Arbeit beleuchtet alle drei Eckpfeiler des motorisierten Individualverkehrs. Hierbei stehen der derzeitige Stand bzw. die heutigen Anforderungen an diesen im Vordergrund. In erster Linie wird der klassische Individualverkehr mit dem „eigenen" PKW behandelt. Dieser wird im Kapitel 4 betrachtet. Die derzeitigen *Elektromobilitätsmodellregionen* zeigen, dass der Gewerbeverkehr in Fuhrparks die ersten bei der Umstellung auf Elektroautos sind. Kapitel 3 beinhaltet die entsprechenden Auswirkungen. Die dritte und letzte Komponente, welche in dieser Arbeit vertiefend analysiert wird, ist die Einführung von E-Taxis (siehe dazu Kapitel 4). Durch diesen breitgefächerten Ansatz sollen mögliche Mobilitätsanforderungen, Ladeinfrastrukturen und Verteilnetzbelastungen abgesteckt werden. So kann gewährleistet werden, dass Aussagen und Erkenntnisse auch auf zukünftige Fragestellungen eine Antwort geben können.

2.3 Elektromobilitätsmodellregionen in Österreich

Frei nach dem Motto: „Probieren geht über studieren" können sehr viele Fragestellungen bei dieser wieder neu erwachten Technologie *„Elektromobilität"* beantwortet werden. Auch fallen im praktischen Umfeld ganz andere Problemstellungen auf, welche essentiell für die erfolgreiche Einführung dieser Mobilität sind. Nicht nur aus diesen Gründen, sondern auch um heimische Industrien zu fördern, initiiert und unterstützt der *Klima- und Energiefonds* gemeinsam mit dem *Lebensministerium* seit 2008 den Aufbau von *Elektromobilitätsmodellregionen*. Abbildung 2.2 zeigt eine Übersichtskarte der derzeitigen Modellregionen Österreichs. Der Ankauf von Ladestationen und E-Fahrzeugen, die Bereitstellung von erneuerbaren Energien sowie die Entwicklung von neuen Geschäfts- und Mobilitätsmodellen sind inhaltlicher Kern des Programms. Die Modellregionen sollen als Erfahrungsquelle, Keimzelle und Multiplikator für die Entwicklung der E-Mobilität in Österreich wirken. Diese und nachstehende detaillierten Informationen stammen direkt von der Initiative *e-connected* vom *Klima- und Energiefonds* (siehe [5]).

Folgend die 8 *Elektromobilitätsmodellregionen* Österreichs im Überblick:

- Vorarlberg (*VLOTTE*, Ausschreibungen 2008 und 2009),
- Salzburg (*ElectroDrive Salzburg*, Ausschreibung 2009),
- Wien (*e-mobility on demand*, Ausschreibung 2010),
- Graz (*Großraum Graz*, Ausschreibung 2010),
- Eisenstadt (*Eisenstadt e-mobilisiert*, Ausschreibung 2010),
- Niederösterreich (*e-pendler niederösterreich*, Ausschreibung 2011),
- Kärnten (*E-LOG Klagenfurt*, Ausschreibung 2011) und
- Wien (*E-Mobility Post*, Ausschreibung 2011).

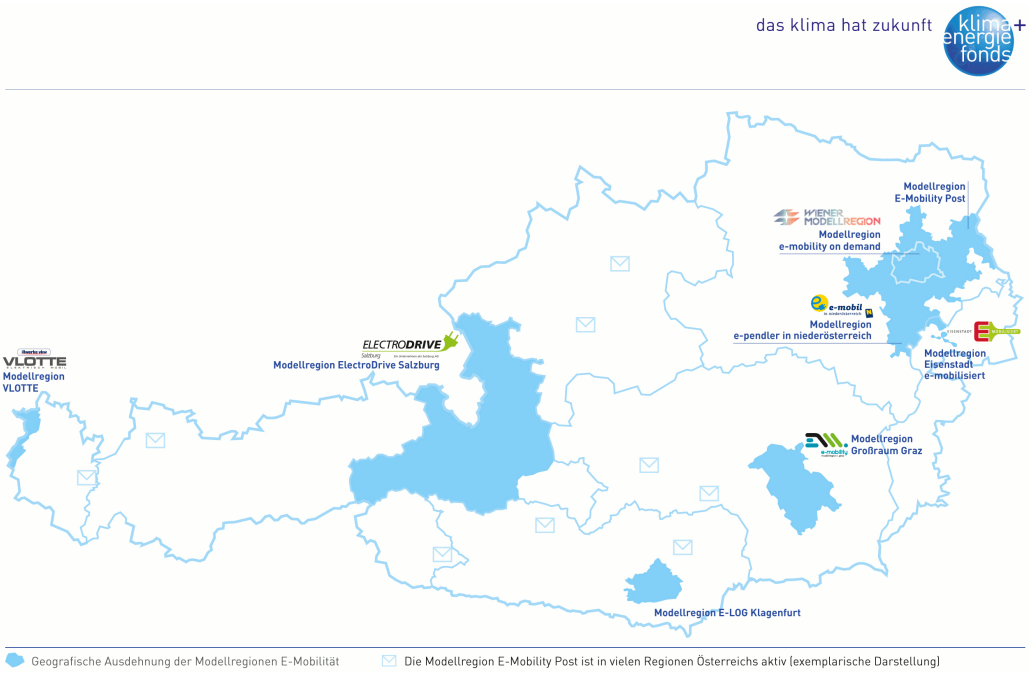


Abbildung 2.2: Übersichtskarte der derzeitigen E-Mobilitätsmodellregionen Österreichs [5]

Die Modellregion *VLOTTE* zählt zu Europas bedeutendsten *E-Mobilitätsmodellregionen*. Mit dem frühen Start 2008 und den umfangreichen Ergebnissen konnte sich die Modellregion *VLOTTE* bereits international positionieren und viel Aufmerksamkeit erregen. Fördervolumen: € 5,2 Millionen.

ElectroDrive Salzburg bietet im Rahmen ihres Geschäftsmodells Mobilität im Abo an. Die Fahrzeuge können entweder geleast oder gemietet werden. Mit der mitgelieferten Ladekarte kann Ökostrom an den *ElectroDrive Ladestationen* bezogen werden. Fördervolumen: € 1,9 Millionen.

Die Modellregion Wien (*e-mobility on demand*) fokussiert die stufenweise Umstellung auf ein integriertes Gesamtverkehrssystem, das den *ÖV* durch Elektromobilität und E-Car-Sharing sinnvoll ergänzt. Themenschwerpunkte sind multimodale Wegeketten auf Basis des *ÖVs*, Errichtung von *Hotspots* mit einem breiten Angebot von E-Fahrzeugen, Umstellung von Firmenflotten und Entwicklung einer multifunktionalen Mobilitätskarte für Nutzer. Fördervolumen: € 1,3 Millionen.

In der Modellregion *Großraum Graz* liegt der Schwerpunkt auf intelligenten systemischen Mobilitätslösungen, die sowohl die Nutzung von E-Fahrzeugen als auch Formen des *ÖVs* attraktiver machen. Durch die Nutzung der Innovationen des Autoclusters, Angebote im Sharing-Betrieb und die Anbindung an moderne Kommunikationssysteme sollen die intermodalen Wegeketten verlängert werden. Fördervolumen: € 1,6 Millionen.

Die Modellregion *Eisenstadt e-mobilisiert* wird stufenweise die City Taxis auf E-Taxis umstellen. Eine One-Size-Fits-All Karte ermöglicht die Integration der Elektromobilität (E-Bike Verleih, Car Pooling und Sharing) in die öffentlichen Verkehrswege, den Weg zum Arbeitsplatz und zum Wohnort. Fördervolumen: € 560.000.

Mit der Modellregion *E-Mobility Post* hat sich die *Österreichische Post AG* zum Ziel gesetzt, alle Sendungen in Österreich ab 2011 klimaneutral zuzustellen. Ein wesentlicher Baustein dafür ist eine Umstellung eines Teils der Fahrzeugflotte auf E-Fahrzeuge. Fördervolumen: € 3,3 Millionen.

Die Modellregion *E-LOG Klagenfurt* bearbeitet auf ambitionierte Weise das Thema Logistik. 200 E-Fahrzeuge (unterschiedliche zweispurige Nutzfahrzeuge) werden zum Einsatz kommen. Fördervolumen: € 1,6 Millionen.

Zentrales Ziel der Modellregion *e-pendler* in niederösterreich (49 niederösterreichische Gemeinden zwischen Wien und Wiener Neustadt) ist die energieeffiziente und klimaschonende Gestaltung des Pendlerverkehrs durch Verlagerung zum *ÖV* in Verbindung mit dem Einsatz von Elektrofahrzeugen für individuelle Fahrten. Fördervolumen: € 1,3 Millionen.

Die ersten zwei Regionen (Vorarlberg und Salzburg) besitzen, natürlich aufgrund der relativ langen Laufzeiten, eine Vielzahl an Erfahrungen und haben auch schon die meisten Elektrofahrzeuge auf der Straße. Anfangs waren diese noch „Mangelware“ und der Erwerb von angepasster Ladeinfrastruktur schwierig. In beiden Fällen half sich die *VLOTTE* anfangs mit Umbauten, durchgeführt in direkten Partnerunternehmen. Im April 2010 beendete das *Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft*[6] *(TU Wien)* die ungefähr einjährige Begleitforschung (weitere Informationen siehe [6]). Die zweite Modellregion *ElectroDrive Salzburg* arbeitet schon seit Anfang 2010 am Thema Elektromobilität, anfangs noch verstärkt mit einspurigen Fahrzeugen und in weiterer Folge dann mit Elektroautos. Die Ladeinfrastruktur muss daher sowohl E-Bikes wie auch moderne E-Autos bedienen können. Das *Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (TU Wien)* begleitete diese Modellregion wissenschaftlich bis Ende 2012 (weitere Informationen siehe [7]).

Tabelle 2.1 zeigt die bereits vorhandene Anzahl an E-Autos und Ladestellen (*LS*[7]) (öffentlich oder halböffentlich bzw. betrieblich oder privat) sowie davon die Schnellladestationen. Die Angabe von Null betrieblichen oder privaten Ladestationen bei *VLOTTE* muss differenziert betrachtet werden: Der Hauptteil der Ladevorgänge (wie in Abschnitt 3.3 noch genauer beschrieben wird) erfolgt bei *VLOTTE „am Arbeitsplatz“* und nicht im öffentlichen oder halböffentlichen Raum. Die privaten Ladestellen sind in Vorarlberg jedoch durchwegs herkömmliche, schon vorhandene Steckdosen, ohne *„Wallbox“* oder dergleichen. Das heißt sie mussten von der *VLOTTE* nicht extra errichtet werden. Das ist auch der Grund, warum die Zahl der durch die *VLOTTE* installierten betrieblichen oder privaten Ladestationen gleich Null ist - obwohl jedes E-Auto mindestens eine solche Lademöglichkeit zur Verfügung hat.

Tabelle 2.1: Bereits vorhandene Anzahl an E-Autos sowie Ladestellen (Stand Juni 2012)

Daten der Modellregionen Stand: Juni 2012	E-Autos	Öffentliche od. halböff. *LS*	Betriebliche od. private *LS*	davon Schnellladestationen
VLOTTE	357	142	0	3
ElectroDrive Salzburg	110	46	88	0

[6] Heute: Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

[7] Ladestelle

3

Derzeitige Integration von E-Fahrzeugen in Modellregionen

Am Anfang sind es die Pioniere, die den Weg für neue Dinge bereiten. Das Thema Elektromobilität wird in den *Elektromobilitätsmodellregionen* Österreichs erstmalig in dieser Form praktisch umgesetzt. Deren Hauptaufgabe hierbei ist, den reibungslosen Ablauf vom Ankauf bis zum Benutzen der Elektrofahrzeuge für interessierte Kundinnen und Kunden zu gewährleisten. Auch inkludiert ist die Erzeugung von neuen erneuerbaren Energien, welche für die Versorgung der Elektroautos und dergleichen notwendig sind. Für diese Anstrengungen gibt es eine staatliche Förderung durch den *Klima- und Energiefonds*.

Der baldige Erfolg der Elektromobilität wird einerseits durch die Fahrerinnen und Fahrer bestimmt und andererseits wird dieser Einfluss auf die technische Realisierung der Elektroautos, Ladestellen und Energiebereitstellungen wirken. Deshalb und um zukünftige Systeme zu optimieren, ist es schon in der frühen Phase wichtig, die Erkenntnisse aus den ersten Modellregionen präzise zu bestimmen und Daten der Fahrzeug-, Ladestellen- und Energieverteilungskomponenten wissenschaftlich zu erheben. Dazu dienen unter anderem die *Begleitforschungen*.

In den ersten zwei Modellregionen (Vorarlberg und Salzburg) hatte die *TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe,* jeweils die technische *Begleitforschung* inne (die jeweiligen Endberichte sind in [6] und [7] zu finden). Die folgenden Abschnitte beschreiben die wesentlichen Erkenntnisse dieser Analysen in punkto Verkehrsverhalten bzw. Mobilitätsanforderungen, Fahrzeug- und Batterieeigenschaften, Ladeverhalten und deren Infrastrukturanforderungen sowie die resultierenden Verteilnetzbelastungen bei derzeitiger Elektromobilität. Das vorliegende Kapitel gibt somit den ersten **ganzheitlichen Überblick** sowie den notwendigen **tiefer gehenden Einblick in die derzeitige Integration**, mit Fokus auf die elektrische Netzintegration, von **Elektrofahrzeugen** in den Modellregionen. Nach der abschließenden Zusammenfassung ist die erste Fragestellung, lautend „Wie wird heutzutage die Netzintegration von Elektrofahrzeugen bewerkstelligt?“, der Zieldefinition dieser Arbeit beantwortet.

3.1 Mobilitätsanforderungen an Fahrzeuge

Im Allgemeinen ist bei Mobilitätsanforderungen an Autos ausschließlich das Kofferraumvolumen, die Motorleistungen und die jeweilige Innenausstattung entscheidend. Neuerdings aufgrund der immer höher werdenden Spritpreise ist der Verbrauch ebenso ausschlaggebend. Die Tankgröße und somit die maximale Reichweite des Gefährts ist bedingt durch die extreme Energiedichte von Diesel und Benzin letztrangig. Binnen Minuten können wieder Energien für nahezu 1 000 km Wegstrecke nachgetankt werden. Besitzt man hingegen ein Batterieelektrofahrzeug, so sind die Mobilitätsanforderungen ganz anderer Natur.

In diesen Fällen ist der Schlüsselbegriff: „Reichweite“. Die Anforderungen an diese Fahrzeuge sind somit durch maximale **Wegstrecken**, **Standortverteilungen** sowie **Steh- und Ansteckverhalten** gegeben. Auf die zurückgelegten Wegstrecken der Autos wurden in diversen Befragungen und Studien immer schon ein Augenmerk gelegt. Hingegen die Eigenschaften der Standorte können, aufgrund der nicht fahrzeugexakten Erhebungen, nur durch verschiedene Annahmen extrahiert bzw. neue Analysen gewonnen werden. Das Wissen über das Stehverhalten ist im Kontext der Elektroautos deshalb wichtig, da genug Zeit zum Aufladen der Batterien bleiben muss. Das Ansteckverhalten der ElektroautobenutzerInnen wiederum hängt in erster Linie mit der örtlich vorhandenen Ladeinfrastruktur ab und wird daher im Abschnitt 3.3 noch näher beleuchtet. Da, wie bereits erläutert, Informationen über Fahrzeugstandorte im Allgemeinen nur dürftig vorhanden sind, haben die aus den Modellregionen gewonnen Verkehrsdaten einen wichtigen Stellenwert und zeigen mit welchen Anforderungen heutige Elektroautos fertig werden müssen. In diesem Teilkapitel werden daher Verteilungen der Fahrtlängen bzw. Wegstrecken und Standorte vergleichend näher betrachtet.

Die Mobilitätsanforderungen an Fahrzeuge, im Speziellen Elektroautos, sind sehr abhängig von der jeweiligen Anwendung. Da Elektromobilität in dieser Form beschränkte Reichweiten aufweist, sind erste Anwender auch in den Modellregionen fast ausschließlich Unternehmen mit Firmenfuhrparks. Diese besitzen meist für alle Fälle noch ein konventionell betriebenes „Ersatzgerät“ und berechenbare Wegstrecken, im Gegensatz zum motorisierten Individualverkehr mit seinen gelegentlichen Weitstreckenfahrten (z.B. Urlaub). Die folgenden Ergebnisse sind daher für ***Dienstfahrzeuge*** **gültig** und **unterscheiden sich** naturgemäß **vom *MIV***. Der Begriff *„Tester“* stellt im Folgenden das jeweils untersuchte Fahrzeug in der Modellregion *„ElectroDrive Salzburg“* dar. Insgesamt wurden dabei 20 E-Fahrzeuge meist *„TH!NK city“* sowie zwei *„Mitsubishi i-MiEVs“* mit Li-Ionen-Batterien in mehrwöchigen Messreihen mittels *GPS*[1]- und Leistungslogger beobachtet. Die dargestellten Ergebnisse werden durch weitere 19 Elektroautos, alle *„TH!NK city“* der ersten Generation mit *ZEBRA*[2]-Batterien, aus der Modellregion *„VLOTTE“* (auch mehrwöchige Messreihen) sowie mehreren Einzelmessungen mit verschiedenen Elektroautotypen aus beiden Regionen ergänzt.

3.1.1 Fahrtlängenverteilungen

Bei der Fahrtlängenverteilung unterscheidet man zwischen **Einzelfahrten** bzw. Fahrten (Wege zwischen zwei Standorten) und **Tagesfahrten** (alle Wege eines Tages). Ist an allen Standorten eine Ladeinfrastruktur (dies kann im einfachsten Fall eine zugängliche Netzsteckdose herkömmlicher Art sein) vorhanden, so sind die Längen

[1] Global Positioning System

[2] Zero Emission Battery Research Activity (Natrium-Nickelchlorid-Hochtemperaturbatterie)

der Einzelfahrten von entscheidender und limitierender Bedeutung. Wie noch ersichtlich, sind die Einzelfahrten im Allgemeinen kurz und können mit derzeitigen Batteriegrößen meist problemlos bewerkstelligt werden. Außergewöhnlich lange Wegstrecken wie Urlaubsfahrten sind als Sonderfall zu bewerten und in der Regel nicht elektrisch abbildbar. In der Praxis würde weiters die Ausstattung mit Ladestellen an allen Standorten zu enormen Investitionskosten führen, welche bedingt durch an manchen Orten sehr kurzen Stehdauern gesamtwirtschaftlich unsinnig wären. Haben hingegen Elektrofahrzeuge nur eine Lademöglichkeit am ***Hauptstandort*** (meist der Standort über Nacht), müssen Reichweiten der Autos die maximalen Tagesfahrten abdecken. Oder umgekehrt, sind Fahrreichweiten größer als die längste Tagesfahrt, so ist nur eine Lademöglichkeit notwendig. Viele Sparten des gewerblichen Verkehrs besitzen maximale Tagesfahrtlängen kürzer als derzeit mögliche E-Autoreichweiten von ca. 100 km. Ist bei diesen *Hauptstandorten* eine Lademöglichkeit vorhanden, so können diese Fahrzeuge ohne Schwierigkeiten rein elektrisch durchgeführt werden. Ein Großteil des täglichen Berufsverkehrs könnte somit umweltfreundlicher und mittels heimischen erneuerbaren Energiequellen vollzogen werden.

Im realen Umfeld wird meistens nur ein Ladevorgang pro Tag durchgeführt, da Reichweiten für Tagesfahrtlängen genügen. Dennoch werden vereinzelt längere Wege vom Fahrzeug erwartet und zu diesem Zweck sind einige öffentlich zugängliche Ladestellen unbedingt notwendig. Detaillierte Analysen aus den Modellregionen diesbezüglich sind folgend angegeben.

Die Fahrtlängenverteilungen aus S^3, wie in Abbildung 3.1 dargestellt, zeigen eindeutig, dass mit rund 75% aller Fahrten kleiner als 10 km, die sehr kurzen Wege dominieren. Nur 5% aller Fahrten sind größer als 30 km und über 40 km sind bloß einige wenige Erledigungen. Die in Salzburg verwendeten *„TH!NK city“* mit Li-Ionen-Batterien erfüllen unter praxisnahen Bedingungen Reichweiten von 80 bis 115 km. Da fast alle Einzelfahrten nur halb so weit sind, könnte bei vollständigem Ladeinfrastrukturausbau an allen Standorten die Batterie um die Hälfte und somit Fahrzeugkosten um rund 1/4 reduziert werden. Aufgrund der zu hohen Gesamtkosten der Ladeinfrastrukturen ist dies jedoch eher unwahrscheinlich. Obige Ergebnisse könnten daher auch wie folgt interpretiert werden: **Zwei Einzelfahrten (Hin- und Rückfahrt) sind mit zur Zeit verfügbaren Elektroautos nahezu immer möglich oder es wurden in den Modellregionen nur sehr selten längere Wege unternommen**.

Die praktisch leichteste Realisierung dieser Elektromobilität ist, eine einzige Lademöglichkeit am *Hauptstandort* aufzustellen. In diesen Fällen sind die Längen der Tagesfahrten von entscheidender Bedeutung. Abbildung 3.1 zeigt hierbei schon ein etwas anderes Bild verglichen mit den Einzelfahrten. Nämlich 70% aller Tagesfahrten sind kleiner als 40 km und somit über 2/3 aller mobilen Tage[4] brauchten nur die halbe Batteriegröße. Diese Erkenntnisse bestätigen, die schon im obigen Absatz getätigte, Vermutung, dass ein gewisses Einsparungspotential beim Batterieenergieinhalt möglich wäre. Als Gegenargument wäre diesbezüglich die selten aber doch vorkommenden längeren Wegstrecken (der sogenannte „kritische“ Tag) zu nennen. Die letzten 5% aller Tagesfahrten sind länger als 90 km, also gerade noch mit einer vollen Batterieladung zu bewerkstelligen. Über 130 km sind wenige Tagesentfernungen, welche jedoch nur mehr mit Zwischenladungen möglich

[3] Modellregion *„ElectroDrive Salzburg“*

[4] Als mobiler Tag gilt jener Tag, an welchem das Auto bewegt wurde.

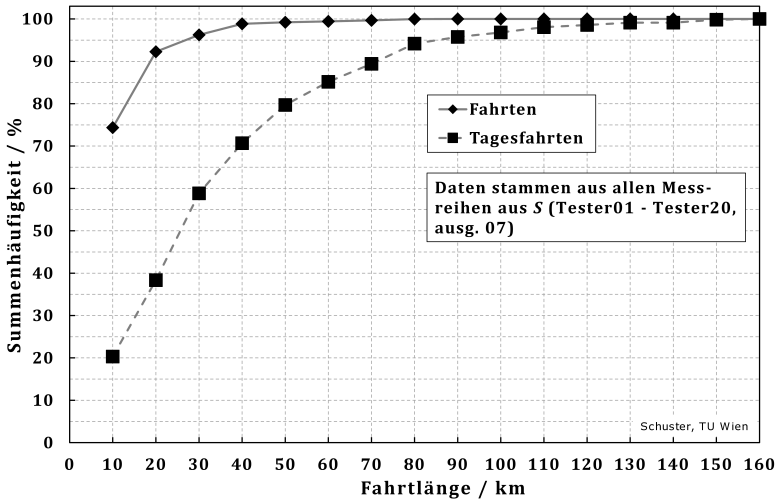


Abbildung 3.1: Summenhäufigkeiten (%) der Fahrten und Tagesfahrten je Fahrtlänge (km) aus der Modellregion *„ElectroDrive Salzburg“*

sind. Verglichen mit dem herkömmlichen Individualverkehr (siehe dazu [8, S. 12]) ist diese Tagesfahrtenverteilung, hierbei vor allem die letzten Summenprozente, mit geringerer Kilometerleistung ausgeprägt. Bis rund 70 km sind die Summenhäufigkeitsverteilungen beider fast ident. Danach steigt die Summenkurve des *MIVs* langsamer und der Endwert dieser ist entsprechend höher. Anzumerken ist, dass der *Dienstverkehr* auch im Allgemeinen eine andere Ausprägung als der *MIV* besitzt. Statistiken der herkömmlichen Dienstfahrzeuge liegen leider nicht vor.

Tabelle 3.1 zeigt Minimum, Mittelwert und Maximum der Fahrt- und Tagesfahrtlängen aus *VO*[5] und *S* sowie als Vergleich die mittleren Werte des österreichischen *MIVs*.[6] Hieraus ist ersichtlich, dass **im *MIV* größere Fahrt- und Tagesfahrtlängen absolviert werden**. Speziell die durchschnittliche Fahrtlänge von rund 7,7 km in der Modellregion ist sehr gering. Die maximale Weglänge von ca. 85 km ist sicherlich den möglichen Reichweiten der verwendeten Elektroautos zuzuschreiben. Das bedeutet, dass zumindest eine Fahrerin oder ein Fahrer die gesamte Batteriekapazität während dem Beobachtungszeitraum benötigt hat. In diesen Fällen kann bei der Batteriegröße natürlich nicht gespart werden.

Tabelle 3.1: Minimum, Mittelwert und Maximum der Fahrt- und Tagesfahrtlängen aus *VO* und *S* sowie als Vergleich die mittleren Werte des österreichischen *MIV* (Werte aus [8, S. 12])

Weglängen in km	*Fahrten* in *S*	*Fahrten* des *MIV*	*Tagesfahrten* in *VO*	*Tagesfahrten* in *S*	*Tagesfahrten* des *MIV*
Min.	0,03	-	2,60	0,39	-
Mittel	7,68	17,50	36,32	32,49	45,40
Max.	84,70	-	62,60	155,98	-

[5] Modellregion *„VLOTTE“* in Vorarlberg

[6] Aufgrund von GPS-Messfehlern war die Auswertung der Fahrten in Vorarlberg nicht möglich

Die mittleren Tagesfahrten bewegen sich zwischen ca. 32,5 bis 36,3 km. Verglichen mit 45,4 km sind diese ähnlich dem *MIV* ausgeprägt. **Am Tag wird demnach im Mittel annähernd die gleiche Wegstrecke mit dem Auto zurückgelegt, unabhängig ob es elektrisch oder erdölbasierend angetrieben wird.** Die maximalen Tagesentfernungen sind, wenn man beispielsweise nur an Urlaubsfahrten denkt, sicherlich unterschiedlich. In Salzburg wurde im Vergleich zu Vorarlberg zumindest ein Elektroauto (genauere Analysen diesbezüglich werden noch folgend durchgeführt) im Laufe des Tages zwischengeladen und dadurch die nahezu doppelte Reichweite erreicht. Die benötigten Ladezeiten pro Tag der in Tabelle 3.1 enthaltenen Entfernungen werden im Abschnitt 3.4 noch ermittelt.

In der Betrachtung der Fahrt- und Tagesfahrtlängen der beobachteten Tester zeigt sich, dass das Verhalten untereinander durchwegs unterschiedlich ausfällt. Die Maxima der Einzelfahrtlängen in Salzburg variieren zwischen weniger als 20 und annähernd 85 km. Über 45 km fuhren während den mehrwöchigen Beobachtungszeiträumen hingegen nur 7 von insgesamt 20 Tester an einem Stück. Auch die Mittelwerte der Einzelfahrtlängen sind verschieden. Ein Elektroauto besitzt mit knapp über 20 km sogar einen höheren Mittelwert als der herkömmliche *MIV*.

Ein ähnliches Bild zeigt sich auch bei den Tagesfahrten, wie in Abbildung 3.2 dargestellt. Die Mittelwerte der Tagesfahrtlängen der Elektroautos in der Modellregion *„ElectroDrive Salzburg“* bewegen sich zwischen rund 15 und ca. 65 km. Hier besitzen schon drei Tester einen höheren Mittelwert als der herkömmliche *MIV*. Die maximalen Tagesfahrten innerhalb der analysierten Elektrofahrzeugen besitzen mit dem Bereich von knapp 30 bis über 155 km eine noch größere Streuung. Über der unter jeder Bedingung (kalte Außentemperaturen und Innenraumheizung) erfüllbaren Reichweite von 80 km sind an mindestens einem Tag 9 der 20 Tester gefahren. 7 Elektrofahrzeuge haben sogar Tagesstrecken über der maximal möglichen Reichweite von 115 km zurück gelegt.

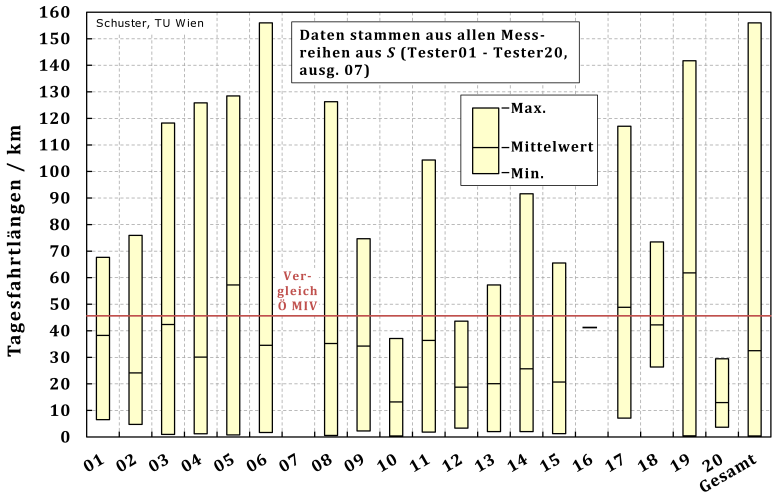


Abbildung 3.2: Minimum, Mittelwert und Maximum der Tagesfahrtlängen (km) aufgespaltet je Tester und Gesamtheitlich aus der Modellregion *„ElectroDrive Salzburg“* sowie mittlerer Vergleichswert des österreichischen *MIV*

Zusammengefasst zeigen die Tester in den **Fahrtlängenverteilungen** ein **sehr unterschiedliches Bild**. Auch die Anzahl der Fahrten und Tagesfahrten innerhalb der Messreihen variiert je Fahrzeug sehr stark. Die Elektroautos werden demnach sehr **verschieden benutzt**.

3.1.2 Standortverteilungen

Die Analysen der Standortverteilungen aus den beiden *Elektromobilitätsmodellregionen* betrachten alle Orte, deren Stehdauer des Fahrzeugs mehr als 15 Minuten beträgt, unabhängig ob das Elektroauto dort ans elektrische Netz angeschlossen wurde. Dabei geben diese Verteilungen an, mit welchem Anteil Elektroautos an den verschiedenen Ortkategorien, welche meist durch den Wegzweck (z.B. Arbeitsplatz, Ausbildung, Einkauf, Freizeit, usw.) der vorhergehenden Fahrt bestimmt werden, stehen bzw. gerade fahren. Mittelt man diese auf einen Tag, so erhält man die in Abbildung 3.3 dargestellte Form, welche alle betrachteten Tage (also Wochen- und Wochenendtage) beinhaltet.

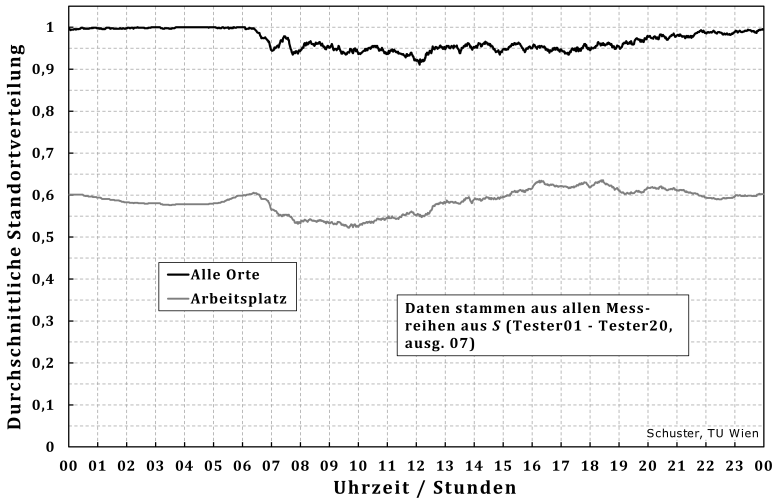


Abbildung 3.3: Durchschnittliche Standortverteilung aufgespaltet in nur Arbeitsplatz (*Hauptstandort*) und alle Standorte aus der Modellregion *„ElectroDrive Salzburg“*

Ähnlich zum herkömmlichen Individualverkehr sind höchstens 10% aller Autos gleichzeitig in Bewegung und in den Nachtstunden halten fast alle Fahrzeuge. Dieses Faktum, dass ein Fahrzeug überwiegend steht, wird in der Elektromobilität zum Laden ausgenutzt. An den relevanten Standorten (lange Stehdauer und häufiges Anfahren) müssen Ladeinfrastrukturen aufgebaut werden. Von großer Wichtigkeit ist in diesem Kontext der *Arbeitsplatz*, da die E-Fahrzeuge dieser Regionen meist über Nacht dort stehen und hauptsächlich dienstlich genutzt werden. Die Standortverteilung an diesem, wie Abbildung 3.3 zeigt, ist im Tagesverlauf ebenfalls relativ gleichbleibend und liegt im Bereich zwischen 50% bis 65%. Dieses Verhalten unterscheidet sich vom *MIV* sehr eindeutig und zeigt die Dominanz des Stellplatzes am *Arbeitsplatz* in der Verwendungskategorie *Dienstwagen*.

Dennoch sind im Durchschnitt zu jeder Uhrzeit des Tages zumindest 30% aller Elektrofahrzeuge an anderen Orten abgestellt. Dieser Bereich zwischen *„alle Orte“* und *Arbeitsplatz* stellt daher alle anderen Plätze (wie z.B. *Zuhause, Dienstlich, Einkaufen,* usw.) dar. Um jene Orte auch mit Ladeinfrastruktur auszustatten, erhöht

sich der Aufwand jedoch dramatisch, da die Anzahl der notwendigen Stellen stark ansteigt. Als Ausnahme ist vielleicht *Zuhause* zu nennen. In konkreter Begleitforschung konnte dieser Ort leider nicht registriert und daher auch nicht getrennt aufgeschlüsselt werden. Da es sich jedoch um ein Dienstfahrzeug handelt, werden auch bei einem zusätzlichen Ladeangebot *Zuhause* aus wirtschaftlichen Gründen die überwiegenden Ladevorgänge am *Arbeitsplatz* stattfinden.

Erwähnenswert ist weiters, dass an Wochenenden die E-Autos noch weniger unterwegs waren und daher die Anteile der Standzeiten immer höher sind. Die Standortverteilung am *Arbeitsplatz* ist an allen Tagen der Woche sehr ähnlich.

Auch die Standortverteilungen in *VO*[7] zeigen noch deutlicher, dass der *Hauptstandort Arbeitsplatz* nicht nur die überwiegende Mehrheit der Stehdauer, sondern auch die höchste Anzahl an Stopps, für sich verbuchen konnte. Andere Standorte wurden meist nur einmal angefahren und die aufsummierte Stehdauer an diesen Orten entspricht nur ein Zehntel der Gesamtstehdauer. Aus diesen Ergebnissen der beiden *Elektromobilitätsmodellregionen* kann geschlossen werden, dass **Ladeinfrastruktur hauptsächlich an den *Hauptstandorten*** (*Arbeitsplatz* oder beim *MIV* wahrscheinlich *Zuhause*) **zur Verfügung stehen muss**. Andersrum erklärt: **Mit nur einer Lademöglichkeit am *Hauptstandort* kann im Allgemeinen schon viel erreicht werden**. Natürlich muss bemerkt werden, dass obige Analysen mit Elektrofahrzeugen durchgeführt wurden und diese mit vorherrschenden Normalladungen relativ lange Stehzeiten bei den vorhandenen Ladestellen aufweisen.

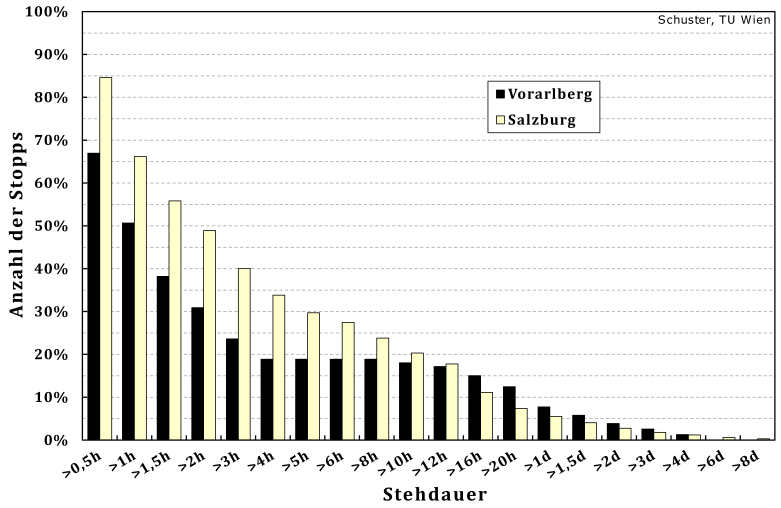


Abbildung 3.4: Häufigkeitsverteilungen aller Stehdauern aus beiden Modellregionen

Um Elektroautos zu laden ist es nicht nur wichtig zu wissen, wie sich die Verteilung der Standorte ausprägt, sondern auch wie lange Stehdauern an einem Stück sind. Abbildung 3.4 stellt aus diesem Grund die Häufigkeitsverteilungen aller Stehdauern aus beiden Modellregionen dar. Die Salzburger-Verteilung zeigt einen nahezu exponentiellen Abklingverlauf mit rund der Hälfte aller Stopps bei 2 Stunden. Ca. 30% aller Halte dieser beobachteten Fahrzeuge sind größer als 5 Stunden. Im Vergleich dazu ist der Anteil der sehr kurzen Stehdauern in Vorarlberg um einiges höher. Aus diesem Grund ist schon bei 1 Stunde die Hälfte aller Stopps erreicht.

[7] Die Anzahl der erfolgreich analysierten Elektrofahrzeuge in der Modellregion *„VLOTTE“* waren deutlich weniger (4 Stück).

Weiters ist der Verlauf in *VO* nicht exponentiell, da im Bereich von 4 bis 12 Stunden dieser fast gleichbleibend ist. Daher überragt bei längeren Stehdauern ab 12 Stunden (bei rund 17% der Stopps) diese Verteilung die aus Salzburg wiederum. Folglich sind auch die Anteile der sehr langen Stehdauern in Vorarlberg ebenfalls höher.

Für Normalladung (Leistungen kleiner 3,7 kW) sind erst Stehdauern größer 3 Stunden von Relevanz, da bei diesem Wert elektrische Energie für rund 50 km aufgeladen wird. In den Modellregionen sind dies knapp 24% in Vorarlberg bzw. 40% in Salzburg aller Stopps. Diese niedrigen Werte zeigen die **Dominanz der sehr kurzen Halte in der Anzahl, jedoch nicht in der Gesamtstehzeit**. Laut derzeitigen Studien ist es nicht negativ für Li-Ionen- oder *ZEBRA*-Batterien mehrere kleine Ladevorgänge mit moderater Leistung durchzuführen. Aus diesem Grund spricht nichts dagegen auch kurze Stehdauern zur Ladung zu nutzen, wenn eine Möglichkeit vorhanden ist. Weiters verändert sich die Energiemenge der Ladevorgänge bei kurzen Pausen durch Schnellladestationen (*DC*[8]-Ladung mit rund 50 kW), welche in Vorarlberg schon installiert wurden, drastisch. Mehr dazu im Abschnitt 3.3.

3.2 Fahrverbräuche, Batterieeigenschaften und deren Verluste

Unter Fahrverbrauch versteht man die gesamte Energiemenge, welche beim Fahren der zurückgelegten Wegstrecken inklusive Versorgung der Nebengeräte (Innenraumheizung[9], Klimaanlage, usw.) und Verluste beim Ladevorgang benötigt wird. Meist wird diese spezifisch in kWh/100km angegeben, um die Vergleichbarkeit mit der bekannten Angabe l/100km gewährleisten zu können.[10] Bei Li-Ionen-Batteriefahrzeugen sind diese Verbräuche leicht zu berechnen, da sonst keine weiteren Verluste[11] auftreten. Hingegen besitzen *ZEBRA*-Batterieeinheiten aufgrund der Hochtemperaturzellen auch Heizverluste im Stillstand. In Abschnitt 3.2.2, welcher einen Einblick in die für das Verständnis relevanten Themen der Batterietechnik gibt und dadurch das richtige Benutzen und Laden dieser Technologien erklärt, wird noch detaillierter darauf eingegangen.

Im Folgenden werden Verbräuche und Verluste beider Batteriesysteme, genauso wie deren Abhängigkeiten zu unterschiedlichen Jahreszeiten bzw. Außentemperaturen und aktivierten Nebengeräten im Fahrzeug, im realen Umfeld vergleichend analysiert. Diese Ergebnisse zeigen einen Überblick älterer und neuester Generationen von Elektroautos bei praxisnaher Benutzung. Fahrverbräuche unter Normzyklen bei verschiedenen Außenbedingungen am Rollenprüfstand sind beispielsweise in [11] zu finden. Die Verbrauchswerte, welche den Werbeprospekten der E-Autohändlern zu entnehmen sind, wurden unter sehr speziellen Bedingungen (meist gar keine Nebengeräte erlaubt usw.) gemessen und entbehren daher, wie auch bei herkömmlichen Verbrennungskraftfahrzeugen schon beobachtet wurde, jeder praktischen und realistischen Relevanz. Durch diese Diskrepanz reduzieren sich jedoch bei Elektrofahrzeugen die maximalen Reichweiten, und Enttäuschungen sowie Ärger sind daher leicht verständlich.

[8] Direct Current (Gleichstrom)

[9] Aufgrund der fehlenden Abwärme des Verbrennungskraftmotors muss der Fahrgastinnenraum ebenfalls elektrisch beheizt werden.

[10] Beispielsweise besitzt ein Liter Diesel den Energieinhalt von rund 9,82 und Benzin etwa 8,48 kWh.

[11] Bis auf eventuelle Komfortverbräuche (z.B. Standheizung oder -kühlung), da die Batterie-Selbstentladung mit 1 bis 5%/Monat (siehe dazu [9] und [10]) bei Li-Ionensystemen nur sehr gering ist.

3.2.1 Fahrverbräuche

Wie eingangs bereits erwähnt, ist der Fahrverbrauch die beim Fahren benötigte spezifische elektrische Energiemenge. Diese inkludiert alle Verluste im Fahrzeug während des Ladevorgangs sowie die möglicherweise verwendeten Nebengeräte wie z.B. Innenraumheizung und Klimaanlage im Betrieb. Durch sogenannte Einzelmessungen in den Modellregionen können exakte Gesamtfahrverbräuche unter praxisnahen und realen Bedingungen ermittelt werden. Ergänzend ist folgend auch der Bereich der auftretenden Verbräuche während der Messreihen (Beobachtungszeitraum Juli 2011 bis September 2012) in der Region *„ElectroDrive Salzburg“* durch die Tester (hauptsächlich *„TH!NK city Li-Ionen“*-Fahrzeuge) in Abbildung 3.5 dargestellt. Während bei den Einzelmessungen Nebenverbraucher die ganze Fahrt abgeschaltet waren sowie sommerliche Temperaturen vorherrschten, sind die Verbrauchswerte der Tester in den Messreihen unter verschiedensten Bedingungen zu stande gekommen und stellen daher den schraffierten Bereich dar. Die zwei ersten Verbräuche (mit schwarzen Balken) sind in Vorarlberg erhoben worden, die anderen in Salzburg. Auffällig ist, dass der Fahrbedarf beim *„TH!NK city ZEBRA“* um rund 4 kWh/100km, also ca. 15%, reduziert wurde. Trotz von außen augenscheinlich gleicher Bauart konnte dieser Autotyp in der Zwischenzeit (Beobachtungszeitraum in der Modellregion *„VLOTTE“* war von November 2009 bis Februar 2010) verbessert werden. Wie in Abschnitt 3.2.2 auch ersichtlich, wurden wahrscheinlich die Aufladevorgänge optimiert und dadurch deren elektrische Verluste auf übliche bzw. gängige Gleichrichterwerte reduziert.

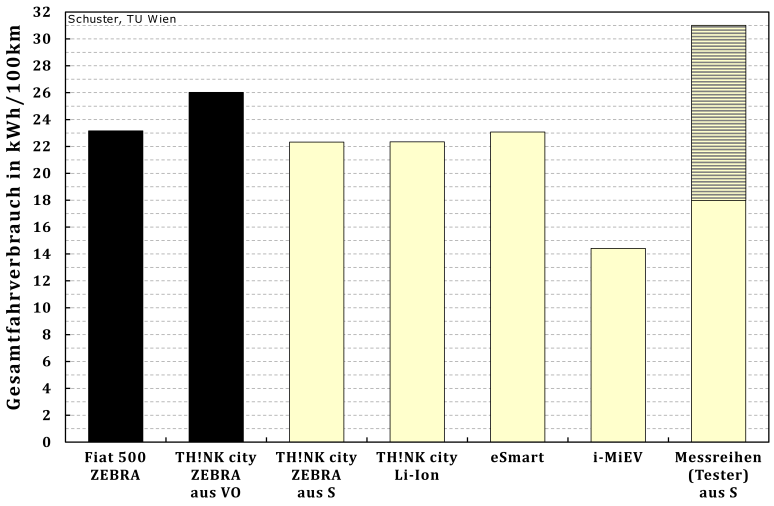


Abbildung 3.5: Gesamtfahrverbräuche (inkl. aller Verluste) aus den Modellregionen *„VLOTTE“*(schwarz) und *„ElectroDrive Salzburg“*(gelb) bei sommerlichen Bedingungen

Betrachtet man nur die benötigten Energiemengen zum Fahren ohne zusätzliche Nebenverbraucher des *„TH!NK city“*, so sind diese nahezu ident (etwa 22 kWh/100km) unabhängig vom eingebauten Batterietyp (*ZEBRA* oder Li-Ionen). In Anbetracht dieser Sommer-Messwerte ist **für Vielfahrer (tägliche Benutzung) vielleicht sogar das *ZEBRA*-Batteriesystem an kalten Wintertagen effizienter**, da dieses nach Angaben aus der Modellregion Vorarlbergs in allen Jahreszeiten die selben Verbrauchswerte aufweiste. Im Gegensatz dazu steigt dieser bei Li-Ionen-Batteriefahrzeugen, wie in Abbildung 3.6 dargestellt ist. Auffallend ist weiters

der im Vergleich sehr niedrige Bedarfswert im Idealfall des *„Mitsubishi i-MiEVs“* von gut 14 kWh/100km, welcher annähernd der Verbrauchsangabe im Werbeprospekt entspricht. Dies zeigt das **noch immer vorhandene Entwicklungspotential derzeitiger Elektroautos**. Die Tester in der Modellregion *„ElectroDrive Salzburg“* (hauptsächlich *„TH!NK city“* mit Li-Ionen-Batterien) haben durchwegs etwas niedrigere und in Einzelfällen höhere Verbrauchswerte (Bereich zwischen 18 und 31 kWh/100km) als bei der Einzelmessung des selben Typs. Die Ergebnisse aus den Einzelmessungen sind jedoch den aus den Messreihen vorzuziehen, da diese verlässlicher sind.

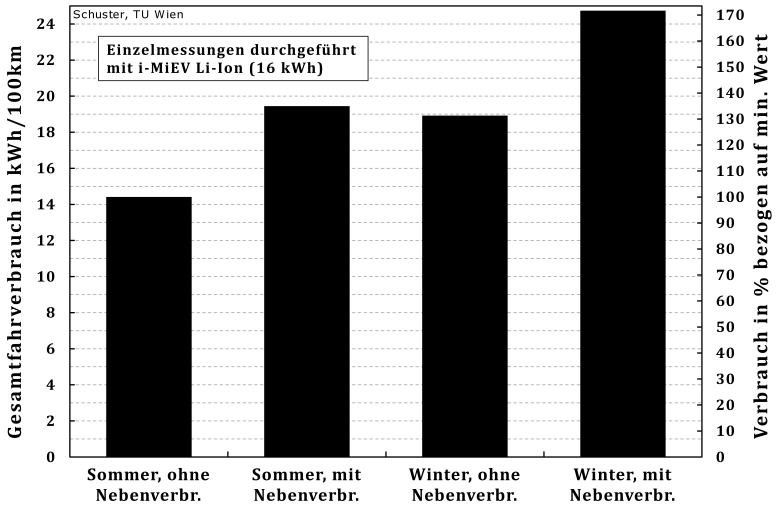


Abbildung 3.6: Gesamtfahrverbräuche (inkl. aller Verluste) des *„Mitsubishi i-MiEVs“* bei verschiedenen Jahreszeiten und aktiven Nebenverbrauchern

Mit dem *„Mitsubishi i-MiEV“* (Li-Ionen-Batterie mit 16 kWh Nennenergiemenge) wurden des Weiteren wiederholende Einzelmessungen mit annähernd der gleichen Teststrecke[12] durchgeführt, um Verbrauchsänderungen in Abhängigkeit der Jahreszeit (Außentemperatur) und Verwendung von Nebenverbrauchern (Innenraumheizung, Klimaanlage, ...) zu analysieren. Im Sommer ohne zusätzliche Nebenverbraucher stellt sich hierbei das erwartete Optimum ein, wie in obigem Absatz bereits erläutert und in Abbildung 3.6 dargestellt. Der Gesamtbedarf ist im Sommer mit zusätzlichen Nebenverbrauchern und im Winter ohne diese mit rund 19 kWh/100km (+30%) gleich hoch. Diese spezifischen Energiebedürfnisse sind noch immer niedriger als die optimalen Fahrverbräuche der anderen Autotypen. Jener Verbrauchsunterschied zwischen Sommer und Winter (beide ohne Nebenverbraucher) ist dadurch zu erklären, dass die inneren Batterieverluste bei Li-Ionen-Zellen temperaturabhängig sind, da chemische Prozesse bei niedrigen Temperaturen im Allgemeinen langsamer ablaufen. Die Bedarfsspitze ergibt sich im Winter mit zusätzlichen Nebenverbrauchern zu +70% bzw. über 24 kWh/100km. Hier schlägt der Energiebedarf der Innenraumheizung voll zu, da vor allem derzeitige Auto-Chassis aufgrund der kostenlosen Abwärme des Verbrennungsmotors nur sehr spärlich wärmetechnisch gedämmt sind. Technisch wäre es mit beispielsweise doppelt-verglasten Türen sicherlich machbar, diese Ver-

[12] Aufgrund des erhöhten Bedarfs im Winter mit Nebenverbrauchern musste die Teststrecke etwas verkürzt werden, da sonst das Elektrofahrzeug unfreiwillig zum Stillstand gekommen wäre.

luste auf ein Minimum zu reduzieren. Jedoch steigen die Kosten bei der Autoproduktion nochmalig. Bei zukünftigen Elektrofahrzeugentwicklungen ist aufgrund möglicher Batteriepreisverringerungen dies jedoch denkbar.

3.2.2 Batterieeigenschaften

Im folgenden Abschnitt werden die Eigenschaften der gängigsten Batterien für Elektrofahrzeuge genauer beschrieben und anhand der Messergebnisse aus den *Elektromobilitätsmodellregionen* praxisnah näher gebracht. Die Verluste dieser Batteriesysteme können in folgende Kategorien unterteilt werden:

- Aufladeverluste,
- Fahrverbräuche (wurden schon im Abschnitt 3.2.1 beschrieben) und
- Selbstentladungen.

Derzeitige Batterieelektrofahrzeuge besitzen, wie oben bereits erwähnt, entweder *ZEBRA*- ($Na/NiCl_2$-Hochtemperaturzellen) oder Li-Ionen-Batterien.[13] Der entscheidende Unterschied dieser zwei Systeme ist die Betriebstemperatur. Während die schon ältere *ZEBRA*-Zelle nur im Temperaturbereich von 280 bis 350°C funktioniert, sind Temperaturen über 60°C für ein Li-Ionen-System schon kritisch [12, S. 229].

Die Leistungs- und Energiedichten der Li-Ionen-Batterien sind mit Abstand die höchsten und je nach verwendetem Aktivmaterial der Elektroden wird zukünftig noch mehr versprochen. Wie im Ragone-Diagramm (siehe Abbildung 3.7) auch ersichtlich, sind *ZEBRA*-Zellen speziell für hohe Energieanwendungen optimal. In jedem Bereich schlechter sind die NiMH-Systeme.

Die Nachteile der Li-Ionen-Batterien sind die zurzeit noch sehr hohen Kosten, die damit verbundenen aufwendigen Kontrolleinheiten im *Batteriemanagementsystem* und der sehr kleine optimale Temperaturbereich von 0 bis 30°C [13, S. 137]. Durch die Zusammenschaltung vieler Li-Ionen-Zellen muss immer gewährleistet sein, das jede Zelle nicht über- oder tiefentladen und thermisch überhitzt wird. Komplizierte Kontrolleinrichtungen überwachen und steuern die Ladevorgänge sowie im Betrieb jede Komponente einzeln. Je größer die Li-Ionen-Batterie wird, desto aufwendiger ist dies. Elektroautobatterien zählen neben den einzelnen stationären Lösungen zu den größten Energieinhalten hierbei. Wie schon bei den erhöhten Fahrverbräuchen im Winter ersichtlich, vergrößern sich bei Li-Ionen-Zellen die Innenwiderstände bei Temperaturen unter Null Grad Celsius, da die chemischen Reaktionen langsamer ablaufen. Bei Temperaturen unter 20°C zeigt sich zusätzlich ein signifikanter Unterschied in der Kapazität der Zelle in Abhängigkeit des Ladestroms. Wird das System mit höheren Strömen geladen, so verringert sich die verfügbare Kapazität bei der darauffolgenden Entladung drastisch – die Zelle kann mit niedriger Temperatur und hohem Ladestrom nicht vollständig geladen werden.

Von großem Vorteil ist dieser Batterietyp hingegen bei der Selbstentladung. Diese beträgt 1 bis 5%/Monat (siehe dazu [9] und [10]) und ist bei weitem die niedrigste damit. Hierbei gilt: Je niedriger die Temperatur, desto kleiner ist die Selbstentladung, da auch chemische Nebenreaktionen langsamer ablaufen.

[13] Die meisten Hybrid-Fahrzeuge verwenden noch NiMH-Batterien.

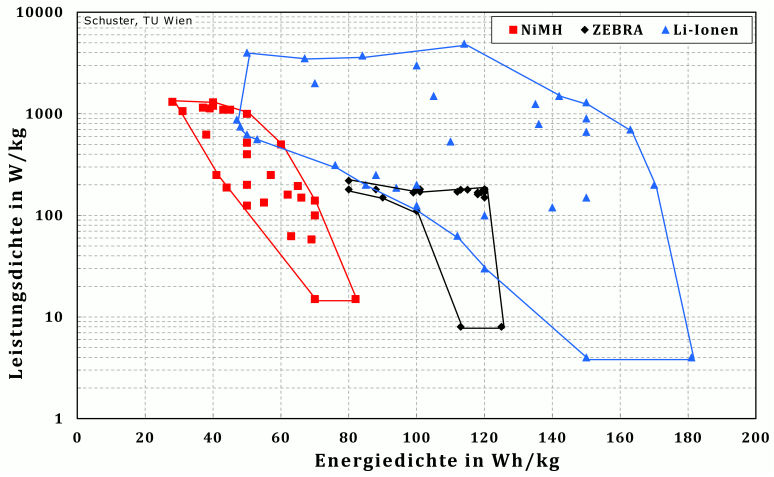


Abbildung 3.7: Ragone-Diagramm mit den drei Batterietechnologien NiMH, *ZEBRA* und Li-Ionen. [14, S. 53]

Gegenteilig dazu ist der größte Nachteil der *ZEBRA*-Batterie: Ihre Heizverluste im Stand. Um die Zellen dauerhaft[14] über 280°C zu halten, benötigen die Elektrofahrzeuge beispielsweise aus der Modellregion *„VLOTTE“* im Durchschnitt zwischen 110 und 160 W. Diese Leistung versorgt einerseits die sonstigen Geräte, welche im Stand-by-Betrieb laufen, und andererseits mit gepulsten Leistungshüben die Heizanlage der Batterie, welche dennoch thermisch sehr gut isoliert ist. Ist das *ZEBRA*-Fahrzeug angesteckt, so bezieht es diese Energie vom elektrischen Netz. Im unangesteckten Zustand allerdings muss die Heizenergie direkt von der Batterie selbst kommen. Dadurch verringert sich der *SOC*[15] jedoch auch beim Stehen. Die volle Batterie des *„TH!NK city ZEBRA“* mit 28 kWh ist demnach nach rund 8 Tagen ohne Ladeverbindung am Standplatz leer. *ZEBRA*-Batteriefahrzeuge sind daher nur für „Vielfahrer“ eine Option.

Vorteile der *ZEBRA*-Systeme stellen deren hohe Robustheit und Unabhängigkeit bezüglich der Außentemperatur dar. Fallen einzelne Zellen (bis zu 5% [15, S. 76]) in solchen Batterien aus, so können diese automatisiert detektiert und anschließend deaktiviert werden, ohne große Energieverluste in Kauf zu nehmen. Batteriefahrzeuge mit diesen Zellen haben schon mehrjährige Betriebszeiten problemlos hinter sich gebracht. Dabei sind Fahrverbräuche in den kalten Wintermonaten nicht signifikant verschieden zu optimalen Bedingungen.

Die Messung der Aufladeverluste ist nur möglich, wenn Strom und Spannung (Leistung) direkt an den Batterieklemmen abgreifbar ist. Meist benötigt man dazu einen Zugang zum *Batteriemanagementsystem* über den *CAN*[16]-Bus, welcher nur mit sehr viel Wissen über das konkrete Fahrzeug erreichbar ist. Die Aufladeverluste stellen hierbei die gesamte Energie, welche im Auto während des Ladevorgangs für z.B. Gleichrichter, Laderegler, usw. benötigt werden, dar. Chemische Verluste durch Ein- bzw. Auslagerung der Ionen werden in diesem Zusammenhang den Fahrverbräuchen zugerechnet.

[14] Würde man die Heizung abschalten, so würde ein vollständiges Aufheizen knapp 2 Tage dauern, da nur mit geringer Leistung geheizt werden darf.

[15] State of Charge (Batterieladestand)

[16] Controller Area Network (asynchrones, serielles Bussystem)

Aufladeverluste *ZEBRA*-batteriebetriebener Fahrzeuge der ersten Generation wurden in der Modellregion Vorarlbergs exakt erhoben. Die mit 15 bzw. 22% sehr hohen Verluste lassen auf ein großes Verbesserungspotential schließen. Wie in Abbildung 3.5 ersichtlich, besitzen die neueren *„TH!NK city ZEBRA“* einen niedrigeren Fahrbedarf. Ist diese Reduktion auf ein verbessertes Aufladeverhalten zurück zu führen, so resultieren aktuelle Aufladeverluste von rund 7%, welche nach gängigen Expertenmeinungen realistischer sind.

Elektrofahrzeuge der neuesten Generation mit Li-Ionen-Batteriesystemen konnten in der Modellregion Salzburg trotz direkter Verbindung zum Generalimporteur Österreichs leider nicht derartig vermessen werden, da der Zugang zum *CAN*-Bus nicht möglich war. Es ist jedoch anzunehmen, dass die Aufladeverluste in ähnlichen Dimensionen auch bei den anderen Autotypen vorherrschen.

3.3 Ladeinfrastruktur

In beiden *Elektromobilitätsmodellregionen* besaßen alle beobachteten Elektrofahrzeuge sogenannte *Mode 2*-Ladeverbindungen, welche einen herkömmlichen *Schuko*-Stecker und *„In-Cable Control Box“* am Ladekabel hatten. Diese Box steuert den Laderegler und gewährleistet, dass der vom Elektroauto geforderte Ladestrom den eingestellten Wert nicht überschreitet. Bei einigen Fahrzeugmodellen ist dieser Wert zwischen 10 und 16 A einstellbar und andere fixieren diesen auf maximal 10 A. Die reduzierte Ladeleistung (rund 2,3 kW) ist bedingt durch die bei diesem Lademodus nicht verpflichtende gesonderte Absicherung des Ladestrangs. Denn bei Ausnutzung der vollen 3,7 kW durch das Elektrofahrzeug kann es durch ein zusätzliches elektrisches Gerät zur Auslösung des Leistungsschutzschalters kommen und der Ladevorgang wäre vielleicht ohne Kenntnisnahme frühzeitig beendet.

Autohersteller empfehlen daher eine fachmännische Installation eines zusätzlichen Stromkreises mit sogenannter *„Wall-Box“* und eigener Absicherung durchführen zu lassen. Mit dieser ist ein Ladevorgang im *Mode 3* und Ströme bis zu 63 A dreiphasig (Leistung 44 kW) prinzipiell möglich. Mittels unterschiedlicher Widerstandswerte zwischen den zusätzlichen Datenpins in den Stecker kann sich der Laderegler im Elektrofahrzeug entsprechend einstellen und dadurch keinen zu hohen Strom verlangen. Die in Europa dafür laut Norm IEC 62196-1 vorgesehenen Steckersysteme sind unter *„Typ 2“* bekannt und besitzen eine etwas ergonomischere Form als bisher bekannte Stecker der gleichen Leistung. ***AC***[17]**-Ladeinfrastruktur** der Elektrofahrzeuge stellt daher den Bereich von einer **herkömmlichen Steckdose mit max. 3,7 kW bis zur eigenen Ladebox mit höchstens 44 kW** dar.

Über diese Leistung hinaus werden *DC*-Schnellladesysteme laut IEC 62196-3 mit den maximalen Parametern 1 kV und 400 A angeboten. Diese Systeme beinhalten den Laderegler der Batterie in der Ladestelle und müssen daher mit dem Batteriemanagement im Fahrzeug kommunizieren. Diese Kommunikation ist in der Norm geregelt. Die zwei in Europa vertretenen Systeme sind *CHAdeMO*[18] und der *Combostecker Typ 2*. Das ältere *CHAdeMO*-System erlaubt maximal Leistungen von 50 kW und reduziert die Kommunikation auf ein Minimum, indem vor dem Ladestart der *SOC* der Fahrzeugbatterie einmalig abgefragt und darauf die Ladecha-

[17] Alternating Current (Wechselstrom)
[18] CHArge de MOve

rakteristik angepasst wird. Jedoch finden während des Ladevorgangs keine Anpassungen statt. Um die Batterie vor Überladungen zu schützen endet der Ladeprozess daher schon bei rund 80 bis 85%. Vollladungen sind aus diesem Grund mit *CHAdeMO*-Systemen nicht möglich.

Der neue Standard *Combostecker* hingegen verbessert dieses Verhalten mit erhöhter Kommunikation zwischen Ladestelle und Fahrzeugbatterie. Die maximale Ladeleistung ist hierbei auf 80 kW fixiert. Die zwei Stecksysteme haben einen komplett anderen Aufbau, sodass die Autohersteller sich entweder für ein System entscheiden oder zwei Vorrichtungen einbauen müssen. Zurzeit sind die Fahrzeuge mit *CHAdeMO*-Lademöglichkeit in der Überzahl, jedoch unterstützt die Mehrheit aller Autohersteller (vor allem Europäische) den *Combostecker* für ihre zukünftigen Elektroautos. Der weitere Vorteil des *Combostecker Typ 2* ist die Kompatibilität mit dem *„Typ 2“ AC*-Stecker. Daher muss am Elektroauto nur eine Ladevorrichtung vorgesehen werden. Zusammenfassend sind **zwei *DC*-Schnellladesysteme mit 50 und 80 kW am Markt**.

Da alle Elektrofahrzeuge der beiden Modellregionen in der Beobachtungszeit ausschließlich *Mode 2*-Ladeverbindungen aufwiesen, konnten diese an jeder herkömmlichen Steckdose geladen werden und die Anzahl der zur Verfügung stehenden Ladestellen war demnach sehr hoch.[19] In Salzburg wurde zusätzlich am *Hauptstandort* eine gesondert abgesicherte Lademöglichkeit *(„Wall-Box“)* für jeden Tester installiert, um für zukünftige Ladevorgänge und deren Steuerungen gewappnet zu sein. Das öffentliche Ladestellennetz wurde in beiden Regionen Schritt für Schritt ausgebaut (Tabelle 2.1 auf Seite 13 zeigt den Stand von Juni 2012). In Salzburg war ebenfalls die Integration der elektrisch betriebenen einspurigen Elektrofahrzeuge (E-Roller, E-Bike, etc.) in den Ladestationen von Wichtigkeit. Nach der Begleitforschungszeit installierte die *„VLOTTE“* drei *DC*-Schnellladesysteme, welche nach eigenen Angaben sehr gut angenommen werden.

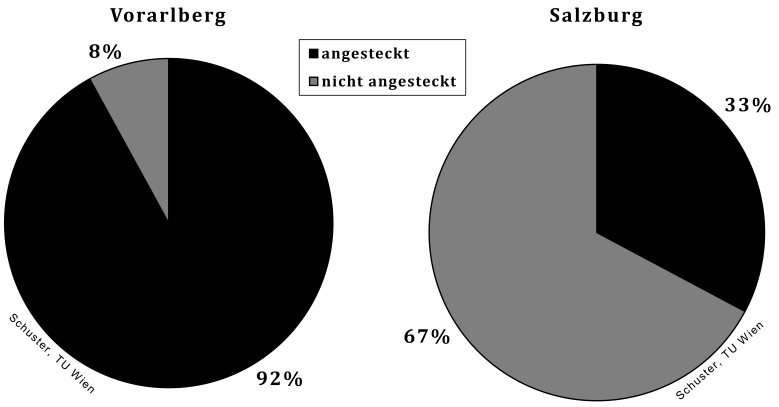


Abbildung 3.8: Aufteilung der Stehdauer in angesteckt und nicht angesteckt beider Modellregionen

Die Fahrzeuge in den *Elektromobilitätsmodellregionen* stehen genauso wie herkömmliche die meiste Zeit. Aufgrund der niedrigen Ladeleistungen (meist 2,3 kW) brauchen die Ladevorgänge auch einen gewissen Anteil davon. Da Elektroautos mit *ZEBRA*-Batterien, wie in Abschnitt 3.2.2 beschrieben, einen hohen Energiebe-

[19] Da die Modellregionen Vorarlberg und Salzburg großteils in ländlichen bzw. sub-urbanen Gebieten beheimatet sind, besitzen die meisten Fahrzeuge einen eigenen Stell- oder Garagenplatz, an welchem eine Steckdose vorhanden ist. Problematischer ist dies in Großstädten wie beispielsweise Wien.

darf auch im Stehen besitzen, wurden diese in Vorarlberg so oft es ging angesteckt abgestellt. Nur so kann gewährleistet werden, dass die Batterie nicht völlig entladen wird. Dies erklärt den sehr hohen Anteil (92%) des Angesteckt sein an der Gesamtstehzeit in *„VLOTTE“*.

Wie in Abbildung 3.8 ebenfalls dargestellt, ist dieses Verhalten in Salzburg deutlich anders. Hier sind die Elektroautos in rund 2/3 der Stehzeit nicht angesteckt. Dieser Unterschied ist sicherlich durch die verschiedenartige Batterietechnologie gegeben. **Neuere Elektrofahrzeuge müssen daher weniger Zeit mit der Ladestation verbunden zu sein.** Daraus ergibt sich automatisch, dass das Ladestellennetz nicht so dicht aufgebaut werden muss und die Elektromobilität sich leichter entfalten kann. Nachteilig ist jedoch, dass **für Ladesteuerungen oder eventuelle Netzdienstleistungen Elektroautos weniger oft angeschlossen sind**. Dies erschwert die netzfreundliche Anbindung und bedingt Ladevorrichtungen, wie beispielsweise induktive Kopplung, bei welchen das Fahrzeug schon mit wenig Aufwand am Netz angeschlossen ist. Weiters könnte man sich eine finanzielle Vergütung für verbundene Stehzeiten vorstellen.

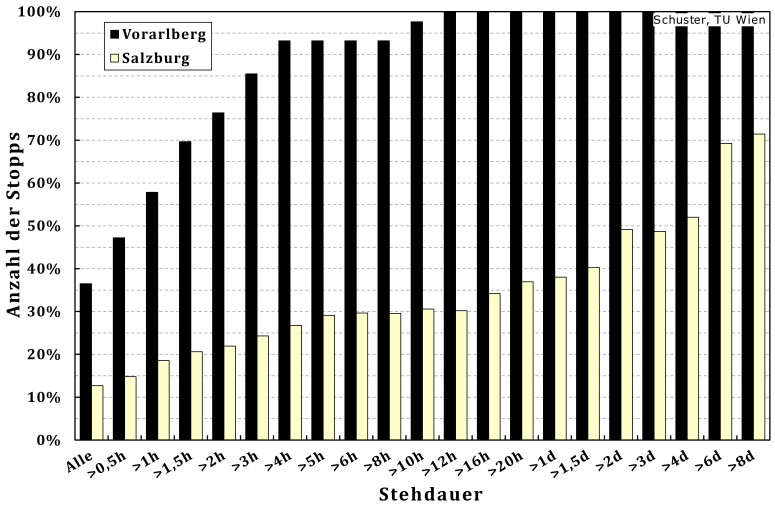


Abbildung 3.9: Jeweilige Anteile der angesteckten Stopps je nach Stehdauer beider Modellregionen

Tendenziell werden die Elektroautos in den Modellregionen **bei steigender Stehdauer öfters angesteckt**. Dadurch sind die für das Netz entscheidenden langen Stehdauern wieder netzgebunden. Abbildung 3.9 zeigt die jeweiligen Anteile der angesteckten Stopps je nach Stehdauer beider Modellregionen. Daraus ist ersichtlich, dass bedingt durch gesamtheitlich höhere Ansteckzeiten in Vorarlberg alle Kategorien der Stehdauern über denen aus Salzburg liegen. In *„VLOTTE“* sind schon über 90% aller Stopps, welche länger als 4 Stunden dauern, im angesteckten Zustand. Gut 35% aller Halte sind netzgebunden. Diese Ergebnisse zeigen, dass der **Ladestellenausbau auch schon in der frühen Phase** der Elektromobilität **ausreichend gestaltet wurde**. Wie in den folgenden Absätzen noch ersichtlich, ist dies bei sehr wenigen Lademöglichkeiten bereits möglich.

In Salzburg werden Elektroautos bedingt durch Li-Ionen-Batterien erst bei Stehdauern größer 2 Tagen halb so oft angesteckt. Die längsten Stopp-Dauern sind mit 70% Wahrscheinlichkeit mit dem elektrischen Netz verbunden, welche einen sehr niedrigen Wert einnimmt. Da Li-Ionen-Batteriesysteme über sehr niedrige Selbstentladungen verfügen, ist dieses Verhalten nicht problematisch für die weitere Mobilitätserfüllbarkeit. 13% aller

Halte sind lediglich angesteckt. Zusammenfassend deutet dies darauf hin, dass in der Modellregion *„ElectroDrive Salzburg“* **meist nach Bedarf angesteckt und geladen wurde**, weil auch die Ansteckhäufigkeiten der Tester sehr unterschiedlich ausfallen.

Da die ersten Interessenten in beiden Modellregionen Unternehmen mit Firmenfuhrparks waren, stellt der *„Arbeitsplatz“* den jeweiligen *Hauptstandort* dar. An diesen waren die häufigsten Standdauern und eine sogenannte *„Wall-Box“* oder ein Ladeplatz vorgesehen. Naturgemäß war auch dort der Fokus der Ladevorgänge zu finden. Die beobachteten Elektrofahrzeuge in der Vorarlberger Modellregion haben mit der kleinen Ausnahme eines einzigen Ladeprozesses nur am *„Arbeitsplatz“* angesteckt. Somit wurde je Proband nur eine einzige Ladestation genutzt und trotzdem, wie in den Abbildungen 3.8 und 3.9 dargestellt, großteils im angesteckten Zustand das Auto abgestellt. In der Modellregion *„ElectroDrive Salzburg“* ist die Tendenz ähnlich. 73% aller Ansteckvorgänge waren am *„Arbeitsplatz“*. Das restliche Viertel an sonstigen Orten, wie z.B. *„Zuhause“*, Freizeitanlagen, Einkaufszentren oder an öffentlichen Ladestationen. **Steht demnach eine Lademöglichkeit am *Hauptstandort* zur Verfügung, so ist im Sinne der Elektromobilität schon vieles erreicht.** Oder andersrum, ist eine Ladestelle an diesem Ort essentiell, um die Mobilitätsbedürfnisse zu erfüllen.

Da in der Salzburger Modellregion auch an anderen Orten geladen wurde, stellt sich die Frage, ob dies nur von einzelnen Testern so gehandhabt wurde, oder alle Elektroautos an mehreren Ladepunkten mit elektrischer Energie versorgt wurden. Die maximale Anzahl der verwendeten Ladestellen, wie in Abbildung 3.10 dargestellt, zeigt, dass mit jeweils 40% (6 Tester) max. eine bzw. zwei unterschiedliche Ladestationen benutzt wurden. Hingegen ein Tester (6,7%) verwendete sogar sechs verschiedene Ladeorte in der gesamten Beobachtungsdauer. In Salzburg wurde somit die Möglichkeit der unabhängigen Ladevorgänge mittels herkömmlicher *Schuko*-Stecksysteme genutzt, jedoch genügten im **Durchschnitt 2,13 Ladestationen pro Fahrzeug**. Also rund doppelt so viele wie in der Vorgängerregion *„VLOTTE“*. Leider konnten infolge der lückenhaften Begleitforschungserhebungen nicht festgestellt werden, welche Fahrzwecke bzw. Ortsbeschreibungen die anderen benutzten Ladestationen zuzuordnen sind. Anzunehmen ist, dass aufgrund der allgemeinen Mobilitätserhebungen im *MIV* der zweitrangige Ladeplatz *„Zuhause“* darstellen wird.

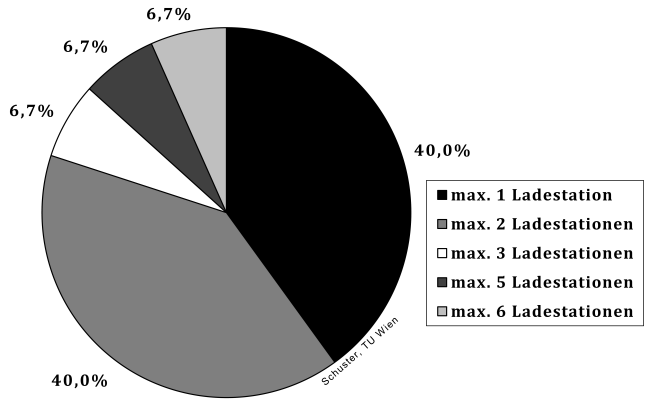


Abbildung 3.10: Maximale Anzahl der verwendeten Ladestellen aus der Modellregion Salzburg

3.4 Ladeprozesse und -profile

Durch die Mobilitätsanforderungen der Fahrzeugbenutzer, den Fahrverbräuchen bzw. Batterie- und Ladeeigenschaften der Autos sowie den zur Verfügung stehenden Ladestellen, ergeben sich einerseits die im elektrischen Netz bemerkbaren Ladeleistungsprofile und anderseits die Batterieladestände der Elektrofahrzeuge. Erstgenannte Komponente, welche sich in Form resultierender durchschnittlicher Summenladeprofile und Verteilungen der Ladebeginnzeitpunkte zeigt, ist für den Netzbetreiber relevant. Dieser kann mithilfe solcher Erkenntnisse derzeitige Netzstrukturen für zukünftige Belastungen adaptieren bzw. rechtzeitig umgestalten. Jene Fragestellungen werden im ersten Teil dieses Abschnitts behandelt.

Der zweite Unterabschnitt beleuchtet die aufgenommenen Ladeenergiemengen sowie Entladetiefen der Elektrofahrzeugbatterien und somit folglich benötigte Batteriegrößen. Diese Ergebnisse geben teilweise Aufschluss darüber, wie viel Reserve bei derzeitiger Benutzung noch übrig bleibt bzw. wie viel Nennenergiemenge und dadurch Fahrzeugkosten in der zukünftigen Batterieerzeugung eingespart werden könnte.

3.4.1 Einzel- und Summenladeprofile

Die bis jetzt noch nicht beschriebenen Grundeigenschaften der Elektrofahrzeuge, die der jeweiligen Einzelladeprofile oder kurz Ladeprofile, stellen Wirkleistungsverläufe der Vollladevorgänge des entsprechenden Fahrzeugtyps dar. Diese Verläufe beschreiben die Vorgangsweisen der Laderegler und wurden direkt an der Netzsteckdose messtechnisch aufgenommen. Daher sind alle im Elektroauto entstehenden Verluste im Ladevorgang inkludiert.

Um die Auswirkungen der Elektromobilität auf das elektrische Netz bestimmen zu können, ist es von großer Wichtigkeit, dass mögliche Ladeprofile der E-Fahrzeugtypen hinreichend bekannt sind. Die wohl ausschlaggebendsten Kenngrößen hierbei sind die maximal auftretende Ladeleistung und Ladedauer. In diversen Simulationsmodellen ist jedoch auch die Gestalt der Ladeverläufe von Bedeutung. Diese ist allerdings sehr vom anfänglichen Batterieladestand (*SOC*), deren Temperatur und anderen wechselnden Parametern abhängig. Die endgültige Form des Ladeprofils entscheidet das *Batteriemanagementsystem*.

Wie unterschiedlich die einzelnen Ladeprofile sein können, zeigt Abbildung 3.11. Diese stellt die Wirkleistungsverläufe der Vollladungen aller beobachteten Fahrzeugtypen aus der Modellregion *„ElectroDrive Salzburg“* dar. Die darin enthaltenen Autos hatten zuvor die gleiche Strecke zurückgelegt und auch die Ladevorgänge starteten annähernd zeitgleich. Bedingt durch verschiedene spezifische Fahrzeugfahrverbräuche sind die Energiemengen unterschiedlich groß. Jedoch auch die abweichenden Ladeleistungen verkürzen bzw. verlängern die Ladedauern.

Beispielsweise zeigt das Ladeverhalten des *„Mitsubishi i-MiEVs“* (rote Linie) die aus der Literatur bekannte *IU*-Charakteristik.[20] Hierbei werden die Zellen zuerst mit konstantem Strom (*I*) geladen. In dieser Phase ist aufgrund der annähernd konstanten Batteriespannung auch die Ladeleistung fast gleichbleibend. Beendet wird diese durch das Erreichen der Ladeschlussspannung (bei Li-Ionen-Systemen 4,2 V/Zelle). Anschließend wird mit genau dieser Spannung (*U*) konstant weitergeladen. Der Ladestrom und damit die Ladeleistung nimmt exponentiell ab. Ganz abgeschlossen wird der Ladevorgang beim Ladeschlussstrom. Erhaltungsladungen, also

[20] Für mehr Informationen siehe [13].

nachträgliche Ladevorgänge mit geringer Leistung um Selbstentladungseffekte zu kompensieren, sind bei Li-Ionen-Zellen im Allgemeinen nicht vorgesehen. Entscheidend ist, dass keine einzige Zelle überladen wird, da es dadurch zu stark überhöhten Temperaturen und schlussendlich zum Brand des ganzen Batteriesystems führen kann.

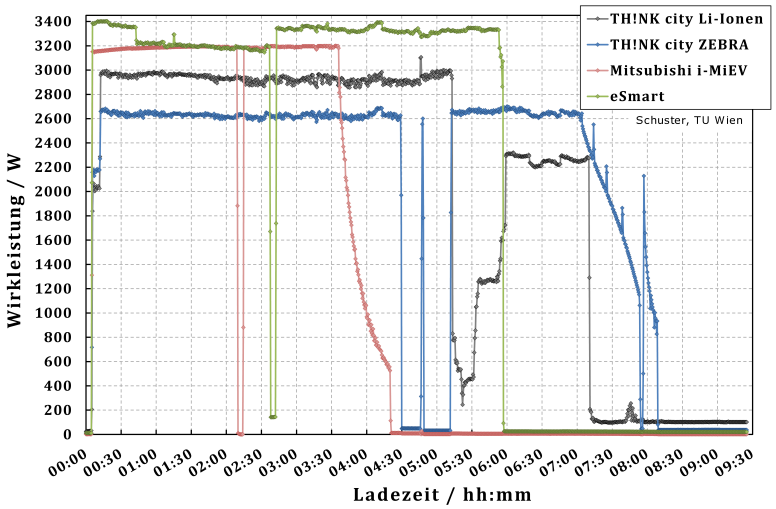


Abbildung 3.11: Wirkleistungsverläufe der Vollladungen aller beobachteten Fahrzeugtypen

Alle realen Ladevorgänge aus Abbildung 3.11 besitzen kleine Pausen während der Konstantstromphase, welche auf Kontrollmessungen mit Ausgleichsladungen zwischen den Zellen zurückzuführen sind. Auch sind die teilweise stark geänderten Ladeleistungen in diesen Abschnitten theoretisch nicht erklärbar. Manche Ladevorgänge wiederum führen nur sehr verkürzte bzw. kaum Konstantspannungsphasen durch. Als Beispiel sei hier die Ladekurve des *„eSmart“* (grüne Linie) zu nennen. Hierbei ist anzunehmen, dass die tatsächlich vorhandene Batteriekapazität nicht ganz ausgeschöpft wurde und die Ladung daher vor der *U*-Phase beendet wurde. Diese begrenzte Nutzung der Ressourcen ist allgemein bekannt, da dadurch Lebensdauer der Batterie gewonnen und in der Anfangsphase der Elektromobilität auch kein Risiko eingegangen wird. In Hybrid-Fahrzeugen mit *NiMH*-Batterien ist aufgrund der im Allgemeinen nicht austauschbaren Batterie der erlaubte Lade- und Entladebereich noch sehr viel kleiner. Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die **Einzelladeprofile der Fahrzeugtypen sehr unterschiedlich sind**. Maximale Ladeleistung (2,6 bis 3,4 kW), Verlauf und Ladedauer (4,4 bis 8,2 Stunden) variieren. In weiteren Netzanalysen muss daher ein gewisser Unsicherheitsfaktor berücksichtigt werden.

Tabelle 3.2 zeigt eine Übersicht aller in den Modellregionen beobachteten Fahrzeugarten mit deren Batterietypen, -kapazitäten in kWh und maximalen Ladeleistungen in kW. Daraus sind die sehr unterschiedlichen Ausprägungen der Batteriekapazitäten und möglichen Ladeleistungen ersichtlich. Jedoch wird die in Abschnitt 3.3 definierte Maximalleistung von 44 kW bei *AC*-Ladevorgängen bei weitem nicht ausgenutzt. Alle Leistungen sind mit 230 V und 16 A-Absicherung durchführbar. Auch der stärkste Ladevorgang mit 3,4 kW lässt andere Geräte mit maximal 280 W im Abzweig noch zu. Einzig der *„Mitsubishi i-MiEV“* besitzt eine *DC*-Lademöglichkeit mit 50 kW.

Tabelle 3.2: Übersicht der in den Modellregionen beobachteten Fahrzeugtypen und deren Charakteristiken

FZ-Typ	Batterietyp	Batteriekapazität in kWh	max. Ladeleistung in kW
TH!NK city	Li-Ion	23,0	3,0
TH!NK city	*ZEBRA*	28,2	2,6
i-MiEV	Li-Ion	16,0	3,2 bzw. 50
eSmart	Li-Ion	16,5	3,4

Werden diese Ladeleistungswerte mit den aus Abschnitt 3.1.1 bekannten mittleren Tagesfahrten und den spezifischen Fahrverbräuchen kombiniert, so ergeben sich durchschnittliche Ladedauern je mobilen Tag. Diese charakteristische Dauer gibt an, wie viel Zeit Elektroautos im Mittel täglich mit dem elektrischen Netz verbunden werden müssen. Zu diesem Zweck wurden die mittleren Tagesfahrten in km aus den Modellregionen *VO* und *S*, welche in Tabelle 3.1 auf Seite 18 zu finden sind, sowie dem *MIV* herangezogen. Tabelle 3.3 zeigt die Ergebnisse der durchschnittlichen Ladedauern in Stunden und Minuten je mobilen Tag in Abhängigkeit der möglichen Ladeleistung und mittleren zurückgelegten Tagesentfernungen. Vereinfachend wurde ein in allen Fällen gleicher spezifischer Fahrverbrauch von 22 kWh/100km angenommen. Weiters wurde der exponentielle Abklingterm der Ladeleistung vernachlässigt. Bedingt durch diese zulässigen Vereinfachungen sind die Angaben der Ladedauern ebenfalls geringfügig gerundet. Die verwendeten Ladeleistungen sind einerseits gemessene (2,6, 3,4 und 50 kW) und anderseits für die jeweiligen Anschlussleistungen angenommene Werte (10,5 und 21,5 kW) bei welchen die Leitungsabsicherungen noch nicht auslösen.

Tabelle 3.3: Übersicht der durchschnittlichen Ladedauern in Stunden und Minuten (h:mm) je mobilen Tag in Abhängigkeit der möglichen Ladeleistung und mittleren zurückgelegten Tagesentfernungen (vereinfachte Berechnung)

Ladedauer in h:mm		Ladeleistung in kW				
		2,6	3,4	10,5	21,5	50
Tagesfahrten in km	32,5 (*S*)	2:45	2:10	0:40	0:20	0:08
	36,3 (*VO*)	3:00	2:20	0:45	0:22	0:10
	45,4 (*MIV*)	3:50	3:00	1:00	0:30	0:12

Erwartungsgemäß werden mit höherer Leistung die Ladedauern geringer und auch Unterschiede in den Tagesentfernungen schlagen sich weniger nieder. Beispielsweise ist der Wegunterschied von rund 13 km zwischen *S* und *MIV* bei kleinster Ladeleistung noch ein Mehraufwand von über 1 Stunde, aber bei *DC*-Schnellladung nur mehr 4 Minuten. Dementsprechend wird die **Ladedauer durch die erste Erhöhung von 2,6 auf 3,4 kW verhältnismäßig stark verkürzt**. Aus diesem Grund ist eine Installation einer sogenannten *„Wall-Box“* mit eigener Absicherung, welche die beidseitig möglichen Ladegeschwindigkeiten erlaubt, anzuraten. Die damit resultierenden **mittleren Ladedauern zwischen 2 und 3 Stunden pro Tag** sind aufgrund der langen Stehdauern meist problemlos bewältigbar.

Verglichen mit den in der Energiewirtschaft und Einsatzplanung oft verwendeten *VDE*[21]-Lastprofilen sind die folgenden Summenladeprofile zu verstehen. Hierbei wurden die Ladewirkleistungsverläufe der Elektrofahrzeuge aller betrachteten Wochentage aufsummiert und auf die Gesamtsumme der jeweiligen Tage bezogen. Der mittlere bzw. **durchschnittliche Summenladeleistungsverlauf gibt somit die Ladeleistung je Fahrzeug und Tag** an. Diese Verläufe haben erst ihre Gültigkeit ab einer bestimmten Anzahl an Elektrofahrzeugen, da erst dann die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge abnimmt und einzelne Ladeprofile keine signifikanten Auswirkungen mehr haben. Als Maß dafür dient der Gleichzeitigkeitsfaktor, welcher das Verhältnis von maximal auftretender zu installierter Leistung von elektrischen Verbrauchern angibt [16]. In [4, S. 33] zeigt sich, dass ab rund 300 Fahrzeugen dieser Faktor annähernd konstant bleibt und im Bereich des *„allgemeinen Bedarfs“* zu liegen kommt.

Die aus den Modellregionen (Vorarlberg und Salzburg) erhobenen Summenladeprofile haben trotz kleiner beobachteter Fahrzeugsampels (19 und 20 Stück) ihre Gültigkeit, da durch mehrwöchige Betrachtungszeiträume genügend Tageslastgänge zur Verfügung stehen und diese aufsummiert betrachtet werden. Abbildung 3.12 stellt die resultierenden durchschnittlichen Summenladewirkleistungsverläufe aller Tage beider Modellregionen dar. Auffallend ist der zu jedem Zeitpunkt höhere Leistungsbedarf in der *„VLOTTE“*. Hauptgrund dafür sind die in Abschnitt 3.2.2 beschriebenen Heizverluste der *ZEBRA*-Batteriesysteme von durchschnittlich zwischen 110 und 160 W. **Neuere Elektrofahrzeuge mit Li-Ionen-Zellen haben demnach immer ein geringeres Ladeprofil.**

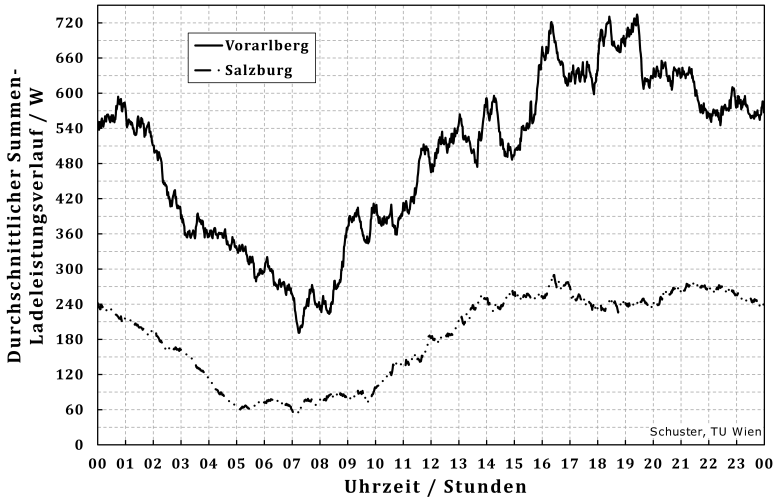


Abbildung 3.12: Durchschnittliche Summenladewirkleistungsverläufe aller Tage beider Modellregionen (Vorarlberg und Salzburg)

Die Spitzenleistungen sind dennoch fast zeitgleich, obwohl in Vorarlberg maximal rund 730 und in Salzburg etwa 290 W/FZ auftritt. Der Leistungsverlauf der älteren Generation von Elektroautos ist im Vergleich durchwegs volatiler, da bei aktuellen Fahrzeugtypen im Zeitraum von 14 bis 23 Uhr die normierte Ladeleistung

[21] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.

annähernd stabil um einen Wert von ca. 250 W/FZ pendelt. Die Minimalwerte mit rund 180 bzw. 70 W/FZ treten um 7 Uhr auf. Die Verläufe zeigen ähnliches Verhalten wie in diversen Forschungsprojekten ermittelt.

Etwas unterschiedlich sind die relativ hohen Leistungswerte knapp vor Mitternacht und die berechneten Spitzenwerte orientieren sich eher am Wert aus Vorarlberg. Werden durchschnittliche Summenladeprofile für jeden Tester aus der Modellregion Salzburg einzeln betrachtet, so liegen aufgrund größerer Gleichzeitigkeiten die Leistungsspitzen bei rund 800 W/FZ und deren Verläufe unterscheiden sich infolge anderer Ladegewohnheiten sehr stark von einander.

Das Profil nur an Wochenendtagen betrachtet ist erwartungsgemäß abgeschwächter und in der Modellregion Salzburg trotzdem mit ähnlichem Verlauf. Jedoch in Vorarlberg ist dieser im Bereich zwischen 150 und 400 W/FZ beinahe über den gesamten Tag gleichbleibend niedrig. Dieses Verhalten deutet auf einen dienstfahrer-ähnlichen Typus, welcher nur an Werktagen mit diesem Fahrzeug unterwegs ist.

3.4.2 Ladebeginnzeitpunkte und deren Energieaufnahmen

Ebenfalls relevant für Netzbetreiber sind neben den Summenladeprofilen die auftretenden Ladebeginnzeitpunkte. In diesen müssen an den signifikanten Netzknoten dementsprechende Leistungen zur Verfügung stehen. Abbildung 3.13 zeigt diese im Stundenraster ermittelten Ladestartzeitpunkte der Modellregion *„Electro-Drive Salzburg“*. Die Tatsache, dass zu jedem Zeitpunkt die minimale Verteilung Null ist, deutet darauf hin, dass es Tage gibt, an denen gar nicht angesteckt und geladen wird. Aufgrund des tendenziell niedrigen Mittelwerts treten diese Tage nicht nur vereinzelt auf.

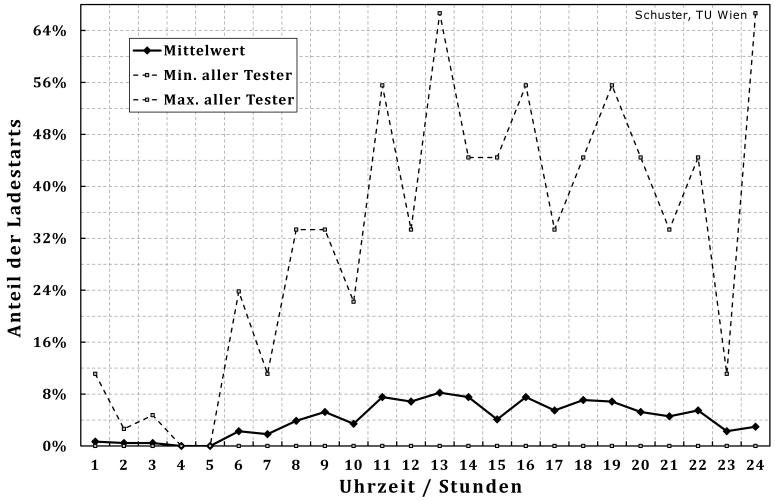


Abbildung 3.13: Minimaler, durchschnittlicher und maximaler Anteil aller Ladestartzeitpunkte im Stundenraster der Modellregionen Salzburg

Erste Ladevorgänge starten bereits um 6 Uhr morgens und deren Anteil steigt bis 13 Uhr auf die Spitzenwerte von 8% im Mittel und knapp 68% im Maximum. Von 14 bis 22 Uhr ist der Maximalverlauf dann bei rund 44% annähernd konstant. Danach, bis auf die Ausnahme um Mitternacht, fallen die Verläufe der Ladestartzeitpunkte bis auf Null (ab 4 Uhr morgens). Der max. Anteil aller Tester um 24 Uhr ist vergleichbar mit

dem Spitzenwert zu Mittag, was erklärt, dass zumindest ein Elektrofahrzeug mit hoher Wahrscheinlichkeit zu dieser Stunde angesteckt wurde. Auch hier erkennt man die Verschiedenartigkeit der Tester untereinander.

In den weiteren Analysen im Rahmen der Begleitforschung in *„ElectroDrive Salzburg“* wurden ebenfalls die zurückgelegten Wege zwischen den Ladevorgängen aller Tester sowie deren Mittelwerte berechnet. Diese Ergebnisse zeigen, dass die **Elektroautos im Durchschnitt nach Weglängen zwischen 20 und 60 km zum Aufladen wieder angesteckt wurden**. Die maximalen Fahrtlängen vor den Ladestarts streuen mit dem Bereich von 35 bis über 140 km noch viel stärker. In Kombination mit den zusätzlichen Erkenntnissen, welche zeigen, dass durchwegs einige Ladevorgänge erst 4 Stunden oder später nach dem Abstellen des Autos gestartet wurden, lassen diese Ergebnisse darauf schließen, dass **meist bedarfsgerecht angesteckt wurde**.

Um die Reserven der Batteriekapazitäten derzeitiger Elektroautos abschätzen zu können bzw. einen Überblick, wie viel Nennenergiemenge und dadurch Fahrzeugkosten in der zukünftigen Batterieerzeugung eingespart werden könnte, zu bekommen, sind die Betrachtungen der aufgenommenen Ladeenergien aller Ladevorgänge von entscheidender Bedeutung. Die Analysen unterteilen sich in die Untersuchung aller Ladevorgänge sowie der Vollladungen. Letztgenannte betrachtet nur jene Fälle, in denen sich die Batterie am Ende der Ladevorgänge im vollen Ladezustand befindet, also deren Vorgang vom Lademanagement und nicht vom Fahrzeugnutzer beendet wurde.

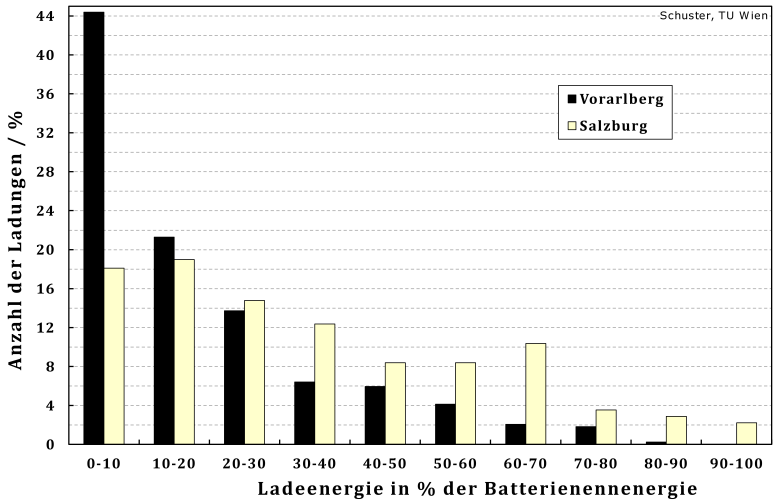


Abbildung 3.14: Häufigkeiten der Ladeenergieaufnahmen aller Ladevorgänge beider Modellregionen

Abbildung 3.14 stellt die Häufigkeiten der Ladeenergieaufnahmen aller Ladevorgänge beider Modellregionen dar. Auffallend ist der große Unterschied der beiden Begleitforschungsergebnisse. Während in Vorarlberg mit rund 44% die ganz kleinen Energiemengen (0 - 10%) weit führen, ist in Salzburg der nächst höhere Energiebereich (10 - 20%) nur mit etwa 19% aller Ladungen als Spitzenwert vertreten. Die Verteilung der Häufigkeiten in *„VLOTTE“* fällt annähernd exponentiell und ist ab 20% der Batterienennenergie niedriger als die neueren Daten. Mehr als die Hälfte der zur Verfügung stehenden Reichweite wurde nur mehr in den seltensten Fällen ($< 4\%$) genutzt. Die dort verwendeten *„TH!NK city ZEBRA“* hatten die mit 28,2 kWh relativ große Batterie.

Aus den dargestellten **Ergebnissen aus *„VLOTTE“*** lässt sich daher schließen, dass diese in den meisten Fällen wesentlich kleiner hätte sein können und bei allen beobachteten Fahrzeugen **Einsparungen von zumindest 10%** dieser Kapazität möglich wären. In Salzburg hingegen wurden 60 bis 70% der Batterienennenergien noch immer in über 10% der Fälle aus dem elektrischen Netz bezogen. Über 2% der Ladevorgänge haben mit annähernd leerer Batterie, welche in diesen Fällen mit 23,0 kWh (rund 82% der Kapazität der Vorarlberger Elektrofahrzeuge) etwas kleiner waren, gestartet.

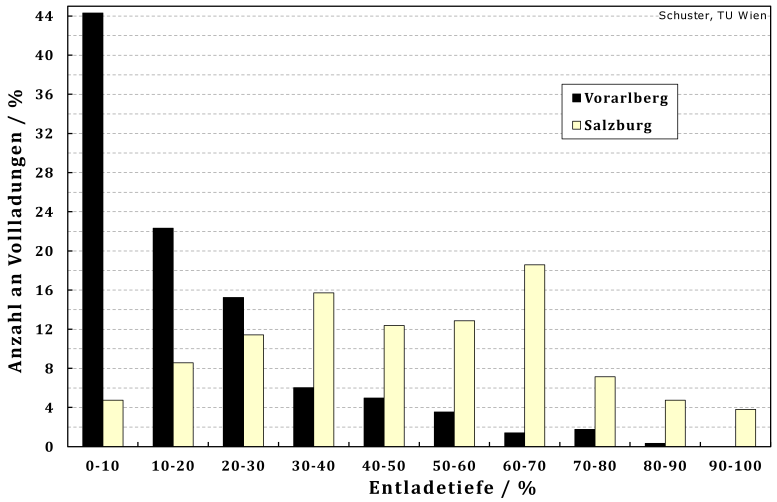


Abbildung 3.15: Häufigkeiten der Vollladeenergieaufnahmen (Entladetiefen) beider Modellregionen

Betrachtet man jedoch nur Vollladungen, so erhält man die entsprechenden Entladetiefen[22] der Fahrzeugbatterien. Da sich der Verlauf, wie in Abbildung 3.15 ersichtlich, aus der **Modellregion *„VLOTTE“*** im Vergleich zur Betrachtung aller Ladevorgänge kaum geändert hat, ist anzunehmen, dass **fast alle Ladungen mit voller Batterie abgeschlossen wurden**. Dementsprechend waren diese Elektrofahrzeuge auch aufgrund der benötigten Heizenergien genügend lang angesteckt. **In Salzburg jedoch ist der Verlauf anders** und besitzt bis auf einen kleinen Einbruch in der Mitte eine Ähnlichkeit mit der Häufigkeitsverteilung nach Gauß. Die mittleren Entladetiefen (30 bis 70%) traten mit größter Häufigkeit auf.

3.5 Verteilnetzbelastungen bei derzeitiger Elektromobilität

Wie in Tabelle 3.2 auf Seite 33 und im Abschnitt 3.3 ersichtlich ist, befinden sich die Ladeleistungen derzeitiger Elektroautos im Bereich zwischen maximal 2,3 und 3,4 kW, wenn die *DC*-Schnellladung ausgeklammert wird. Diese Schnellladung kann jedoch eigens behandelt werden, da einerseits nur sehr wenige[23] vorhanden sind sowie anderseits solch eine Installation gesondert und immer in Rücksprache mit Netzbetreibern durchgeführt wird.

[22] In der Literatur als *DOD* bekannt.

[23] In der Modellregion Vorarlberg sind derzeit lediglich drei davon installiert.

Bei **zurzeit üblichen Normalladungen** befindet man sich daher durchwegs **im Bereich des allgemeinen elektrischen Verbrauchs**. Tabelle 3.4 zeigt auszugsweise die im eigenen Haushalt erhobenen Anschlussleistungen einiger elektrischer Geräte. Natürlich benötigen diese Geräte solche Leistungen meist für einen geringeren Zeitraum als es die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge in Anspruch nehmen. Denn jene Haushaltsgegenstände, welche hauptsächlich Heizfunktionen erfüllen müssen, besitzen überwiegend aufgrund von Dämmung thermische Zeitkonstanten und reduzieren aus diesem Grund ihre Leistungen nach Erreichen der Solltemperaturen. Einzige Ausnahme in Tabelle 3.4 stellt der Staubsauger dar. Dieser verändert während des Betriebs seine Leistung nicht wesentlich. Die mittleren Tagesladedauern derzeitiger Elektroautos aus Abschnitt 3.4.1 von 2 bis 3 Stunden liegen im Allgemeinen etwas über denen der elektrischen Geräte, jedoch reduziert sich im Ladevorgang der Li-Ionen- und *ZEBRA*-Systeme bedingt durch die *IU*-Charakteristik[24] die Ladeleistung meist nach Erreichen von ca. 80% *SOC*. Daher ist die Belastung des Netzanschlusses mit der maximalen Ladeleistung der Elektrofahrzeuge dementsprechend kürzer anzunehmen. Folglich und auch aufgrund des fast ähnlichen Endwerts des Gleichzeitigkeitsfaktors zwischen der Normalladung dieser Autos und dem *„allgemeinen Verbrauch“* sind **wahrscheinlich nur geringfügige Änderungen der Verteilnetzbelastungen durch derzeitige Elektromobilität** aufgetreten.

Tabelle 3.4: Anschlussleistungen einiger elektrischer Geräte im Haushalt (eigene Erhebung)

Gerät	Anschlussleistung in kW
Staubsauger	2,4
Bügeleisen	2,4
Wäschetrockner	3,2
Backrohr	3,5

Zusätzlich zeigt die österreichische Statistik, dass lediglich 0,03% – das sind 1.389 Stück – aller Kraftfahrzeuge mit Stichtag 31. Dezember 2012 rein elektrisch angetrieben sind. Hybrid-Autos, welche beide Antriebssysteme (Verbrennungskraft- und Elektromotor) vereinen, sind zumindest 0,18% aller zugelassenen Fahrzeuge in Österreich. Diese geringe Anzahl an reinelektrischen Fahrzeugen ist im Vergleich zu insgesamt knapp 3,8 Mio. Wohnungen vernachlässigbar und in Verbindung mit den Erkenntnissen aus dem obigen Absatz auch aus netztechnischer Perspektive ohne Relevanz. [17]

Österreichweit betrachtet ist die Durchdringung der Elektrofahrzeuge demnach nicht problematisch, jedoch könnte ein Niederspannungsnetz bei gleichzeitiger Ladung eines Teils der Gesamtanzahl aller E-Autos stark überlastet werden und in weiterer Folge Sicherungen und Trennschalter dieses Gebiet vom Verteilnetz trennen. Beispielsweise sind über 25% aller zugelassenen Elektrofahrzeuge nur in der ersten Modellregion Vorarlberg unterwegs. Vor allem in dieser ersten Phase konzentrieren sich auch bedingt durch die Fördermodelle die Bestände an einzelne „Hotspots“. Aber auch in weiterer Zukunft können Elektroautos gesammelt an diversen Standorten zusammenkommen. Erwähnt seien hierzu *Park&Ride*-Anlagen, Firmenparkplätze sowie Parkgara-

[24] Für mehr Informationen siehe Abschnitt 3.4.1.

gen. Diese müssen bei der Installation der Ladeinfrastrukturen auch schon bei allgemein niedrigen Durchdringungen gesondert analysiert und gegebenenfalls mit Leistungsbegrenzungen ausgeführt werden. In Kapitel 4 wird noch vertiefender auf dieses Thema eingegangen.

Die Anforderungen an einen solchen Netzverknüpfungspunkt wird im Folgenden anhand der *VKW*[25]-Hochgarage beispielhaft ausgearbeitet. Betrachtet werden hierbei die Lastprofile des Firmenfuhrparks (im Zeitraum der Begleitforschung waren 5 Elektrofahrzeuge im Dienst) und der öffentlichen *DC*-Schnellladestation direkt vor dem Firmengelände, welche sowohl privat als auch dienstlich genutzt wurde. Abbildung 3.16 zeigt die minimalen, durchschnittlichen und maximalen Summenladeleistungsverläufe dieses Netzknotens. Bei dieser zusammengestellten, jedoch durchwegs realistischen Belastung sind die auftretenden mittleren Ladeleistungen, welche sich nie über 6 kW befinden, sehr niedrig und fallen in einem Bürostandort gar nicht weiter auf. Allerdings treten mit knapp 62 kW sehr hohe Maximalwerte auf, welche vergleichbar bei mittleren Wohngebäuden mit rund 20 Wohneinheiten zu erwarten sind. Werden wie in diesem Fall keine Ladeleistungsbegrenzungen installiert, muss diese Leistung praktisch jederzeit (ev. in den Nachtstunden nicht) zur Verfügung stehen. Der in diesem Beispiel sehr kleine Fuhrpark und eine Schnellladestation benötigen punktuell sehr große Ressourcen im elektrischen Netz.

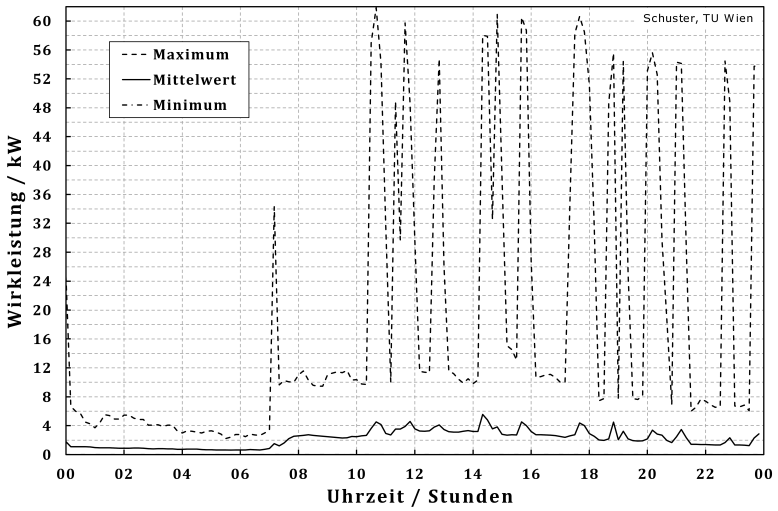


Abbildung 3.16: Minimaler, durchschnittlicher und maximaler Summenladeleistungsverlauf des *VKW*-Firmenfuhrparks (5 Elektroautos) und einer öffentlichen *DC*-Schnellladestation

Derzeit werden Ladestationen nur dort errichtet, wo auch die summierte Anschlussleistung – also die maximal auftretende Ladeleistung – dauerhaft und jederzeit aus dem Verteilnetz geliefert werden kann. Bei der Installation einer *DC*-Schnellladestation, wie im obigen Beispiel, können die hohen Leistungen meist nur direkt am MS/NS-Transformator zur Verfügung stehen. In Verbindung mit einem langen Strang und zusätzlichen Verbrauchern sind Probleme durch Netzbelastungen (Spannungshaltung und Stromüberlastung) vorprogrammiert. Das Firmengelände der *VKW* hat einen entsprechend guten elektrischen Netzzugang. **Zusammenfassend können Verteilnetzbelastungen bei derzeitiger Elektromobilität als sehr gering eingeschätzt werden**, da Ladesta-

[25] Vorarlberger Kraftwerke AG

tionsinstallationen netztechnisch genau betrachtet und **große Ladepunkte nur an ausgewählten Standorten durchgeführt werden**. Diese Methode funktioniert hingegen nur aufgrund der minimalen Durchdringung von Elektrofahrzeugen. Wird diese zukünftig höher, so müssen vertiefende Analysen angestellt werden. Die folgenden Kapitel geben diesbezüglich Antworten.

3.6 Zusammenfassung der Integration von Elektrofahrzeugen

Bereits in den *Elektromobilitätsmodellregionen* sind die Anforderungen an die jeweiligen Elektrofahrzeuge sehr verschieden. Es zeigen sich Unterschiede in den absolvierten Fahrtlängen, Ladebeginnzeitpunkte und den daraus resultierenden Ladeprofilen. Je detaillierter die Analysen in die Verhaltensweisen der einzelnen Elektroautos eindringen, desto spezifischer muss die Frage der Netzintegration beantwortet werden. Jedoch können folgende Punkte als Gemeinsamkeit derzeitiger Integration von Elektromobilität definiert werden.

Die **Fahrverbräuche der Elektroautos** befinden sich im Bereich zwischen **14 und 24 kWh/100km**. Sie sind einerseits typenabhängig, andererseits zeigen vor allem jene mit Li-Ionen-Batterien eine starke Verknüpfung mit der Jahreszeit (Außentemperatur) und den batterietypenunabhängigen aktiven Nebenverbrauchern (Innenraumheizung, Klimaanlage, etc.). Elektrofahrzeuge mit *ZEBRA*-Zellen besitzen gleiche Fahrverbräuche, jedoch noch zusätzlich Heizverluste und damit einen elektrischen Bedarf im Stand.

Alle in Europa gültigen und verwendeten Ladesysteme gehören dem sogenannten *„Typ 2“* an. In erster Linie unterscheidet man *AC*- und *DC*-Ladeverbindungen. Wird das Elektrofahrzeug mit Wechselstrom versorgt, so gibt es zwei gängige Lademodi. Bei *„Mode 2“* ist die Schnittstelle ein herkömmlicher *Schuko*-Stecker und im Ladekabel befindet sich eine *„In-Cable Control Box“*. Hierbei ist der Ladestrom meist auf 10 A und daher die Ladeleistung auf maximal 2,3 kW begrenzt. Dieser Lademodus ist zur Zeit der gängigste und findet sich in beiden Modellregionen. Der *„Mode 3“* baut auf ein kommunizierendes und für die jeweilige Anschlussleistung einzeln abgesichertes Ladesystem. Damit geht die Installation einer sogenannten *„Wallbox“* einher. Mit dieser werden dann die Anschlussleistungen von 3,7 (230 V, einphasig und 16 A) bis 44 kW (230 V, dreiphasig und 63 A) auch annähernd dem Laderegler des Elektrofahrzeugs ermöglicht.

Höhere Leistungen können mittels *DC*-Schnellladestationen geliefert werden. Hierbei ist der Laderegler in der Station und eine Kommunikation zwischen Fahrzeug bzw. *Batteriemanagementsystem* und dieser ist zwingend vorgeschrieben. Das ältere System *CHAdeMO* ist auf maximal 50 kW sowie die neueren *Combostecker* auf 80 kW festgelegt. Die zurzeit auf dem Markt befindlichen Elektroautos besitzen hauptsächlich *CHAdeMO*-Stecksysteme, jedoch der Trend, der vor allem von Europäischen Autoherstellern getrieben wird, geht eindeutig zum ausgereifteren *Combostecker*. *DC*-Schnellladestationen für diesen Typ gibt es hingegen noch nicht.

Die überwiegende **Mehrheit aller Ladevorgänge** werden mittels **Normalladung** (*AC* mit Leistungen kleiner 3,7 kW) durchgeführt. Die maximalen Leistungen schwanken je nach Lademodi zwischen **2,3 und 3,4 kW**. Zu empfehlen ist hierbei langfristig den *„Mode 3“* (230 V, einphasig und 16 A) mit eigener Absicherung zu verwenden, da nur so die beidseitig maximal möglichen Leistungen ausgeschöpft werden können. Diese Erhöhung im noch kleinen Leistungsbereich verringert die benötigten Ladedauern jedoch merklich. Es resultieren damit **mittlere Ladedauern zwischen 2 und 3 Stunden pro Tag**.

Die Ergebnisse der Modellregionen zeigen weiters eindeutig, dass Ladeinfrastruktur an den ***Hauptstandorten*** zur Verfügung stehen sollte. Diese Standorte sind meist *„Arbeitsplatz“* oder *„Zuhause“*, je nachdem, ob das Fahrzeug hauptsächlich dienstlich oder privat genutzt wird. An diesen Orten stehen die Autos lange und oft. Sind diese Plätze daher mit Ladestellen ausgestattet, so kann ein Großteil elektrisch absolviert werden. Da die ersten Interessenten für Elektromobilität hauptsächlich Unternehmen sind, ist die Installation der Ladepunkte am eigenen Firmengelände durchwegs sehr unproblematisch. Der private Individualverkehr mit seinen „Straßenparkern“ eröffnet ganz andere Aufgabenstellungen. Weiters werden **nur Schnellladestationen im öffentlichen Raum zufriedenstellend** angenommen und daher sind Normalladestellen dort meist sinnlos. Aufgrund der Li-Ionen-Systeme, welche keine Heizverluste beim Stehen besitzen, ist das Ladestellennetz im Allgemeinen nicht notwendigerweise dicht auszuführen. In den Modellregionen wurden **durchschnittlich 1 bis 2,13 unterschiedliche Ladestationen pro Fahrzeug** angefahren.

An diesen Ladestationen erreichten die **durchschnittlichen Summenladeleistungsverläufe Spitzenwerte zwischen 290 und 730 W pro Fahrzeug**. Diese Leistungen wurden um ca. **16:30 Uhr** abgerufen. Trotzdem ist ein hoher Bedarf bis Mitternacht zu verzeichnen, obwohl die meisten Ladestarts schon um 13 Uhr stattfinden. Die Summe aller Ladeprozesse mit Li-Ionen-Batterien zeigen, dass die **Elektroautos hauptsächlich bedarfsgerecht angesteckt** wurden. Aufgrund der sehr niedrigen Selbstentladungen ist dies aus Mobilitätsgründen problemlos möglich. Jedoch sind Elektroautos der neueren Generation tendenziell weniger oft und lange mit dem elektrischen Netz verbunden und **dadurch Ladesteuerungen schwieriger durchführbar**. In diesem Zusammenhang sollte eventuell an neue Formen der Ladeverbindung (z.B. induktives Laden) gedacht werden.

Da sich derzeitige Ladeleistungen im Bereich des allgemeinen elektrischen Bedarfs befinden und die Durchdringung der Elektrofahrzeuge mit 0,03% sehr gering ausfällt, sind die daraus resultierenden Verteilnetzbelastungen überschaubar und marginal. Trotzdem kann es **punktuell zu Netzproblemen** (Spannungshaltung und Stromüberlastung) kommen, vor allem bei **Leistungen über 3,7 kW pro Fahrzeug und an Sammelplätzen mit mehreren Ladestationen**. Zurzeit werden alle Installationen der Ladepunkte einzeln betrachtet und netztechnisch analysiert. Die Auslegung dieser Ladestellen erlaubt eine dauerhafte Belastung mit den maximalen Anschlussleistungen. Bei zukünftig höheren Durchdringungen würde diese Vorgehensweise zu starken Netzausbauten führen und auch aus finanziellen Gründen nur schwer möglich sein. Vertiefende Analysen, wie in folgenden Kapiteln dargestellt, müssen durchgeführt werden.

4

Verteilnetzbelastungen durch zukünftige E-Mobilität und Photovoltaik

Elektrische Verteilnetze werden mit immer mehr Verbrauchern und dezentralen Erzeugern konfrontiert. Deren Aufgaben der Energieverteilung beanspruchen die Grenzen der physikalischen Gesetze zunehmends. Ebenfalls müssen bisher bekannte und bewährte Betriebsweisen, wie z.B. die Schutztechnik, neu überdacht und entwickelt werden. Nicht zuletzt auch aus ökonomischen Gründen sind Netzausbauten bzw. -erneuerungen nicht willkürlich durchführbar, sondern benötigen im Vorfeld gezielte Analysen der Netzbelastungen.

Aus diesen Gründen sind in folgenden Ausführungen die Niederspannungsnetze unverändert mit heutigen Strukturen in Verwendung. Nur so kann ermittelt werden, welche Netzkomponenten zukünftig an deren Grenzen stoßen, um diese gezielt auszutauschen. Weiters zeigen Analysen dieser Art die Verursacher einzelner Netzprobleme etwas genauer und können somit zu kostenfairen Lösungen beitragen. Hierbei werden im folgenden Kapitel in erster Instanz die auftretenden **Problematiken durch zukünftige Elektromobilität und Photovoltaik** detailliert beschrieben. Ein möglicher Ansatz der Problemlösung von resultierenden Stromüberlastungen und niedrigen Volllaststunden der Niederspannungsnetze sind in Kapitel 5 ausformuliert.

Aufgrund der Fülle an vorhandenen Niederspannungsnetzen können keine ganzheitlichen Analysen und damit Ergebnisse duchgeführt bzw. angegeben werden. **Durch intelligent ausgewählte Netze ist es jedoch möglich, prinzipielle Erkenntnisse**, welche bei überwiegender Mehrheit Gültigkeit besitzen, zu definieren. Welche Niederspannungsnetze dafür ausgewählt wurden ist erster Bestandteil dieses Kapitels. Folgend werden die resultierenden Belastungen, nämlich hauptsächlich **Spannungsproblematik und Stromüberlastung**, anhand dieser Netze genauer analysiert und beschrieben. Am Ende dieses Kapitels wird die Zieldefinition „Welche Niederspannungsnetzbelastungen treten durch verstärkten Einsatz von Elektrofahrzeugen und Photovoltaikanlagen auf?“ tiefgehend behandelt sein.

4.1 Ausgewählte Netze und deren Struktur

Da Elektromobilität und Photovoltaik im Allgemeinen in unterster Netzebene angeschlossen werden, sowie erste Projektergebnisse keine Auswirkungen der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen in Mittelspannungsnetzen zeigen, werden in den Simulationen dieser Arbeit **lediglich Niederspannungsnetze betrachtet**. In genau jenen sind Auswirkungen der Belastungen zuerst bemerkbar und treten auch immer dort verstärkt auf. Das Feld möglicher Niederspannungsnetzstrukturen ist dennoch schier unbegrenzt. Folgende mit Bedacht ausgewählten drei Netze bilden einen repräsentativen und vor allem relevanten Durchschnitt realer Begebenheiten. Am Rande dieser Arbeit wurden in den verschiedenen Forschungs- und Entwicklungsprojekten weitere Netze tiefgehend betrachtet.

Die ersten zwei beschriebenen Netze sind real vorkommende Niederspannungsbereiche aus dem Wiener Stadtgebiet und das Dritte wurde im Zuge des Projekts *aDSM*[1] von einem Netzbetreiber mittels aktuellen Vorgehensweisen erstellt. Die dadurch realistisch aufgebauten Netze mit plakativen Bezeichnungen werden im Folgenden näher erläutert (die vollständigen Netzpläne befinden sich im Anhang). Hierbei sollen die Namen nur repräsentativ wirken, da gleiche Netzstrukturen auch an anderen Stellen auftreten werden und damit die resultierenden Erkenntnisse auch dort gelten.

4.1.1 Netz „Stadt“

Das *„Stadtnetz“*, wie oben bereits erwähnt, ist dem Wiener Stadtgebiet entnommen und vertritt alle herkömmlich in **urbanen Regionen** verwendeten Niederspannungsnetze. Diese zeichnen sich durch **kurze Leitungsdistanzen mit hohen Leistungsdichten** meist in der Struktur des *„offenen Rings“* aus. Die verwendeten Leitungen werden durchwegs in Form von Erdkabel unter Asphaltdecken verlegt. Typische Vertreter sind die 4x150 mm^2 Aluminium- und 4x35 mm^2 Kupferkabel, je nach maximaler Belastung. Nähere Informationen sowie deren Verlegungsarten sind in Abschnitt 5.3 zu finden.

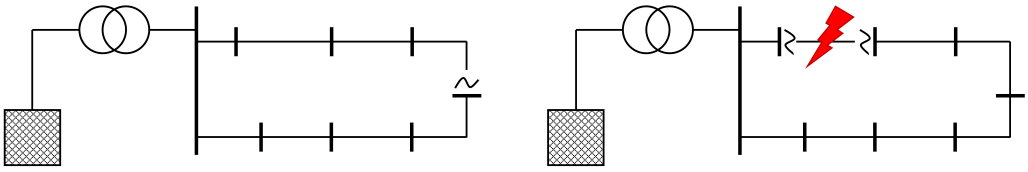


Abbildung 4.1: Niederspannungsnetz im *„offenen Ring“* unter Normalbedingungen (links) sowie im Störfall (rechts)

Die hohen Leistungsdichten sind durch viele Haushalte und Gewerbebetriebe in mehrstöckigen Gebäuden auf konzentrierter Fläche gegeben. Um die Zuverlässigkeit und Redundanz zu erhöhen, werden diese Niederspannungsnetze im *„offenen Ring“* betrieben. Dies bedeutet, dass zwei Strahlenstränge eines Netzes bis zu einem Trennkasten verlegt werden, jedoch dort im Normalbetrieb nicht verbunden werden. Abbildung 4.1 (links) zeigt diesen Fall. Tritt auf einem der zwei Stränge ein Fehler auf, so wird dieser Fehlerort isoliert und

[1] „Aktives Demand-Side-Management durch Einspeiseprognose“, *Neue Energien 2020*, 5. Ausschreibung, Projektleiter: Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (TU Wien), FFG-Projektnummer: 834612, Laufzeit: März 2012 bis Jänner 2014.

im Trennkasten die zwei Strahlenenden verbunden. Wie Abbildung 4.1 (rechts) zeigt, werden alle Verbraucher des Netzabschnitts trotz beschädigten Leitungsabschnitts wieder versorgt. Nach Reparatur der beschädigten Leitung wird der Ausgangszustand erneut hergestellt. Durch zusätzliche Verbindungen der einzelnen Niederspannungsnetze miteinander, können weitere Schalthandlungen in gleicher Art und Weise getätigt und somit Zuverlässigkeiten nochmals erhöht werden. Auch sind solche Netzbetreiber in der Lage, sehr schnell und unkompliziert ganze Netzbereiche umzugestalten und an diverse Verbrauchsveränderungen anzupassen.

Da, wie oben beschrieben, im Störfall die Belastungen der Komponenten (Leitungen und Transformatoren) fast verdoppelt werden können, sollten sich die Auslastungen unter Normalbedingungen nicht über 60% der Nennwerte befinden. Ansonsten können diese Schalthandlungen so nicht durchgeführt werden und wenn keine anderen Möglichkeiten vorhanden sind, reduziert sich somit die jeweilige Zuverlässigkeit.

Ein weiteres Merkmal des *„Stadtnetzes“* ist der geringe Ausbau dezentraler Erzeuger. Einzig fassaden- bzw. dachintegrierte Photovoltaik wird in Zukunft eine Rolle spielen, da für andere Energieumwandlungsformen meist zu wenig Platz ist bzw. die Rohstoffe nicht vorhanden sind. Jedoch nehmen *PV*-Anlagen verglichen mit den elektrischen Verbrauchsleistungen in der Regel nur einen marginalen Anteil ein. Diese Versorgungssysteme sind daher großteils **„Verbrauchernetze“** und deren Betriebsweise sieht vor, dass am Umspanner netzseitig 2% über der Normalspannung eingestellt wird. Diese Überspannung ist zulässig und sinnvoll, da die Spannungswerte hin zum Strangende durch Verbraucherlasten immer abnehmen. Aus jenen Gründen sind auch in dem in dieser Arbeit verwendeten *„Stadtnetz“* keine dezentralen Erzeuger wie *PV* vorhanden.

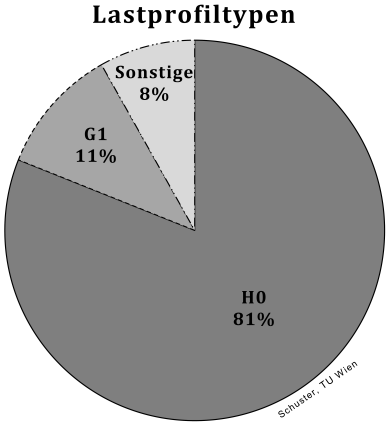


Abbildung 4.2: Aufteilung der Lastprofiltypen nach *VDEW* im *„Stadtnetz“*

In Summe werden 612 Haushalte bzw. Gewerbebetriebe in dem ausgewählten Niederspannungsnetz mittels einem 800 kVA-Transformators versorgt. Abbildung 4.2 zeigt die Aufteilung der Lastprofile entsprechend den *VDEW*[2]-Lastprofiltypen im ausgewählten Netz. Mit rund 80% sind typische Haushalte (*H0*) mehrheitlich vertreten. Standardisierte Lastprofile erfüllen bei Niederspannungsnetzbetrachtungen reale Lastfälle nur unzureichend. Erst ab MS-Ebene können diese verwendet werden. Daher wurden ebenfalls im Projekt *ZENEM* Messungen in jenem Netz durchgeführt. Die dort aufbereiteten **Messdaten der Hausverbraucher** wurden auch

[2]Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.

in dieser Arbeit herangezogen. Die *Wien Energie Stromnetz GmbH* absolvierte die Messungen im *„Stadtnetz“* im Zeitraum von 17. April bis 8. Mai 2012. Messgeräte und Logger für Spannungen, Ströme, Wirk-, Blind- und Scheinleistungen aller drei Phasen (L1, L2, L3) waren am Umspanner sowie direkt in Hausanschlusskästen installiert. Die Messintervalle betrugen zwischen 1 und 10 Minuten. Mit Hilfe der Jahresenergieverbräuche konnte jedem Hausanschluss, welcher in den Netzberechnungen Eingang fand, definierte Wirk- und Blindleistungsverläufe aller drei Phasen zugeordnet werden. Diese Verbräuche in Verbindung mit der Netzstruktur bilden die Basis der anschließenden Simulationen.

In Städten und urbanen Regionen nimmt der öffentliche Verkehr im Gegensatz zum *MIV* eine immer wichtigere Rolle ein. Aus diesem Grund werden in den Städten der Zukunft kaum private Elektroautos im hohen Maße verwendet. Ein nur schwer substituierbare Komponente stellt hingegen der Taxiverkehr dar. Aus diesem Grund wird in dem obig beschriebenen *„Stadtnetz“* zusätzlich eine Lademöglichkeit für E-Taxis implementiert. Taxis sind durch kurze Standzeiten und bedingt dadurch auch durch hohe Ladeleistungen charakterisiert, wenn angenommen wird, dass nur Ladevorgänge an den Standplätzen möglich sind und die Mobilität der herkömmlichen Taxifahrzeuge nicht verändert wird. Aus den Daten der Taxiflotte von *TAXI 31300 VermittlungsgmbH* ist klar erkennbar, dass Ladeleistungen von 50 kW je Fahrzeug sinnvoll sind. Bei niedrigeren Werten leidet die Erfüllbarkeit der Wegeketten sehr stark und höhere Leistungen bringen kaum Zugewinne.[3] Diese Leistungen, wie in Abschnitt 3.3 ausgeführt, werden mittels *DC*-Schnellladesysteme in das Elektroauto geliefert. Die Ladestationen sind hingegen symmetrisch dreiphasig am Wechselspannungssystem angeschlossen. Genaue Daten und Wirkleistungsverläufe dieser Ladevorgänge wurden von Messungen in der Modellregion *„VLOTTE“* entnommen.

Jene verwendeten Mobilitätsdaten der Taxis standen für das Jahr 2011 zur Verfügung. Die Messdaten der Niederspannungsverbraucher wurden entsprechend wiederholend aneinander gestückelt, um auf die gleiche Dauer zu gelangen.

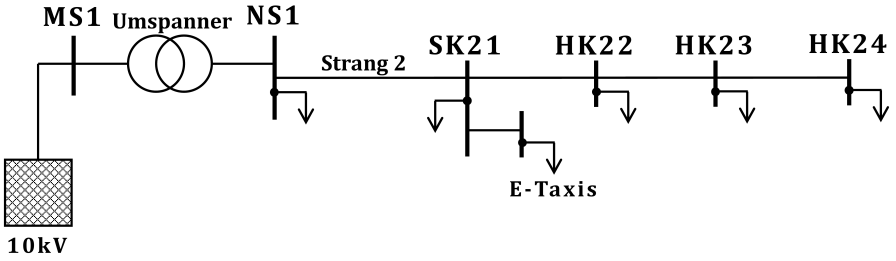


Abbildung 4.3: Ersatzschaltbild des *„Stadtnetzes“* mit allen in den Analysen relevanten Komponenten (vereinfachte Darstellung)

Zusammenfassend zeigt das *„Stadtnetz“* die Auswirkungen zukünftiger Verteilnetzbelastungen in urbanen Regionen bedingt durch **Elektromobilität anhand einer E-Taxiflotte mit Schnellladesystemen**. Netzstrukturen und elektrische Lastprofile der sonstigen Verbraucher sind hierbei unverändert und spiegeln somit derzeitige

[3] Für mehr Informationen bzgl. Erfüllbarkeiten der Taximobilitäten siehe [18].

Voraussetzungen wider. Dezentrale Erzeugungsanlagen wie Photovoltaik-Systeme finden in diesem Fall keine Anwendung. Abbildung 4.3 zeigt das Ersatzschaltbild (vereinfachte Darstellung) des *„Stadtnetzes“* mit allen in den weiteren Analysen relevanten Komponenten. Die in diesem ausgewählten Netz verwendete Simulationsdauer entspricht fast einem Kalenderjahr (48 Wochen).

4.1.2 Netz „Einkaufszentrum“

Das Wort *„Einkaufszentrum“* steht in diesem Zusammenhang beispielhaft für einen **großen elektrischen Verbraucher**, welcher das konkrete Niederspannungsnetz dominiert. Dieser ist direkt an der Sammelschiene des Transformators angeschlossen, da sich beide meist im gleichen Gebäude befinden. Alle anderen Verbraucher spielen eine nebensächliche Rolle und das Netz ist dementsprechend nur sehr klein bzw. lokal ausgedehnt. Vergleichbare Beispiele wären außerdem kleine Industriestandorte oder mittelgroße Bahnhöfe. Diese Netzstruktur kann keiner speziellen Region zugeordnet werden, da sie am Land als auch in der Stadt aufzufinden ist. Das in dieser Arbeit ausgewählte elektrische Niederspannungsnetz ist wiederum dem Wiener Stadtgebiet entnommen und beinhaltet ein großes Einkaufszentrum mit einigen wenigen Haushalten bzw. Gewerbe (Netzplan ist im Anhang zu finden).

Der eingesetzte Umspanner bzw. Transformator ist meist etwas kleiner als üblich, da Summenbelastungen aufgrund der geringen Verbraucheranzahlen trotzdem niedriger sind. Im konkreten Fall dient ein 630 kVA Trafo anstatt einem 800 kVA Standardtyp. Die verwendeten Leitungen sind hingegen gängige Erdkabel. Beschriebene Verringerung der Anzahl an zu versorgende Haushalte und Gewerbebetriebe ergibt die marginale Summe von 76 Stück (verglichen mit dem *„Stadtnetz“* mit 612). Abbildung 4.4 zeigt die Aufteilung dieser. Der Anteil der Haushalte (*H0*) ist zwar mit 3/4 noch immer sehr hoch, jedoch energetisch betrachetet nehmen diese nur rund 40% ein. Ausgewähltes Netz wurde ebenfalls im Rahmen des Projekts *ZENEM* messtechnisch untersucht. Dabei wurden die Messungen analog zum *„Stadtnetz“*, jedoch im Zeitraum von 15. Juni bis 16. Juli 2012 durchgeführt. Ein Hauptaugenmerk in diesem Netz war dabei das Lastprofil des Einkaufszentrums, da dieses dominiernd ist. Vor allem Wirk- und Blindleistungswerte der drei Phasen fanden Eingang in die anschließende Netzsimulation.

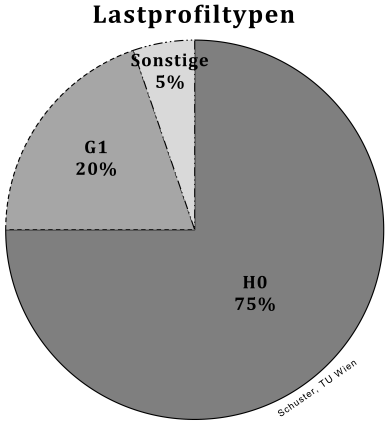


Abbildung 4.4: Aufteilung der Lastprofiltypen nach *VDEW* im Netz *„Einkaufszentrum“*

Zukünftige Netze dieser Art werden durch Lademöglichkeiten in Parkgaragen, Firmenstellplätzen oder auch *Park&Ride*-Anlagen zusätzlich belastet. All diesen Belastungen ist die konzentrierte Ansammlung vieler Elektrofahrzeuge gemein. Auch die Erfahrungen aus den *Elektromobilitätsmodellregionen* zeigen, dass an solchen Stellen Ladeinfrastruktur bereits in der ersten Stufe installiert wird. Beispiele dafür sind die Firmenflotten der ersten zwei Regionen sowie die Förderung der Pendlerschnittstellen zum öffentlichen Verkehr. In dem ausgewählten NS-Netz wurde daher ein **Parkhaus mit insgesamt 13 Ladestellen** modelliert. Diese Parkplätze bieten einerseits Schnellladem̈oglichkeiten (3 Stück) mit 50 kW und andererseits 10 Stück mit erweiterter Normalladung (11 kW) an. Benutzt werden diese nur von Kurzparkern während des Einkaufs. Aus diesem Grund sind Ladesteuerungsmechanismen bei solchen Anwendungen im Allgemeinen nicht zielführend, außer die Ladevorgänge werden vom Ladestellenbetreiber als nicht verpflichtend angeschrieben. Im Falle einer *Park&Ride*-Anlage, wo Stehzeiten entsprechend länger sind, ist dies natürlich anders und Ladesteuerungen sind durchwegs möglich.

Für die Netzsimulationen wurden aus den Befragungen mehrerer **Individualfahrten alle Stopps des *MIV*** mit dem vorigen Fahrzweck *„Einkaufen/Besorgungen“* extrahiert. Während dieser gesamten Stehdauer wird die jeweilige Anschlussleistung je Fahrzeug (50 bzw. 11 kW) fast zur Gänze entnommen, wobei bei den *DC*-Schnellladungen nur die kurzen Stopps (kleiner 30 Minuten) ausgewählt wurden. Eine jeweilige Ladezustandsberechung der einzelnen Fahrzeuge wurde nicht durchgeführt. Die Anzahl der maximal gleichzeitig ladenden Elektroautos überschreitet in keinem Fall die 13 Ladestellen. Das daraus resultierende Ladeprofil ergibt ein realistisches Abbild derzeitiger Ladevorgänge an Sammelpunkten.

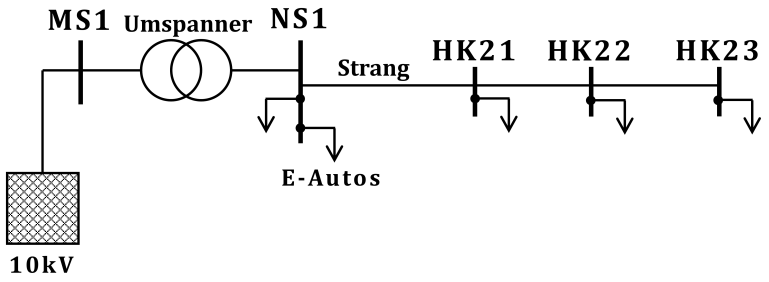


Abbildung 4.5: Ersatzschaltbild des Netzes *„Einkaufszentrum“* mit allen in den Analysen relevanten Komponenten (vereinfachte Darstellung)

Zusammenfassend zeigt das Netz *„Einkaufszentrum“* die Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität an besonderen **Sammelpunkten mit erhöhter Konzentration gleichzeitg ladender Fahrzeuge in Verbindung mit einem großen elektrischen Verbraucher**. Die einzelnen Ladungen sind zwar durchwegs kurz, aber mit erhöhten Ladeleistungen und in den Spitzenzeiten folgen viele aufeinander. Das NS-Netz ist auf den großen Verbraucher abgestimmt und daher nur von kleiner Ausdehnung. Dezentrale Erzeugungsanlagen wie *PV*-Systeme finden in dieser Auswahl keine Anwendung, um auch Auswirkungen der Elektrofahrzeuge nicht zu verfälschen. Abbildung 4.5 zeigt das Ersatzschaltbild (vereinfachte Darstellung) des Netzes *„Einkaufszentrum“* mit allen in den weiteren Analysen relevanten Komponenten. Der gesamte Betrachtungszeitraum des ausgewählten Niederspannungsnetzes *„Einkaufszentrum“* erstreckt sich über jene 32 Tage der Netz-Messperiode.

4.1.3 Netz „Land“

Das letzte der ausgewählten Netze stellt einen Niederspannungsbereich im ländlichen Raum dar. Das *„Landnetz“* repräsentiert alle Netzgebiete deren **Ausdehnungen groß und Leistungsdichten verhältnismäßig gering** sind. Charakteristisch ist ebenfalls die Versorgung weit entfernter Landwirtschaften, welche meist Geräte mit erhöhten Anschlussleistungen besitzen (z.B. Melkmaschinen). Ergänzend dazu sind einige Einfamilienhäuser bis zu kleinen Wohnkomplexen mit angeschlossen. Diese Netze sind durchwegs in Form von Strahlennetzen aufgebaut. Die verwendeten Leitungen werden je nach Möglichkeit gemischt als Freileitung und Erdkabel verlegt. Im konkreten Netz sind 50 und 150 mm^2 Aluminumsysteme in Verwendung (Netzplan ist im Anhang zu finden).

Die elektrische Versorgung abgelegener Häuser ist mit Sicherheit die mit dem größten Ressourcenverbrauch (aufwendiger Netzausbau). Einerseits bedingt durch die allgemeine Zersiedelung Österreichs und andererseits aufgrund starker elektrisch landwirtschaftlicher Nutzung der Flächen sind diese Netzstrukturen dennoch keine Seltenheit.

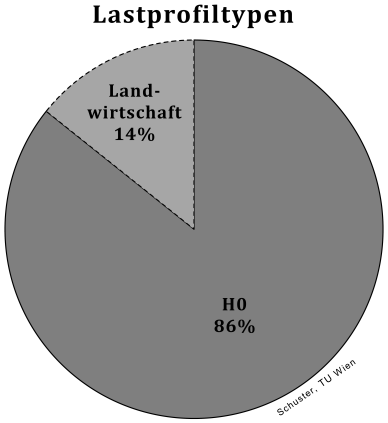


Abbildung 4.6: Aufteilung der Lastprofiltypen nach *VDEW* im *„Landnetz“*

Das für diesen Fall ausgewählte Netz stammt aus dem Forschungsprojekt *aDSM*. In diesem Modellnetz, welches von der *Vorarlberger Energienetze GmbH* mit deren Erfahrungen erstellt wurde, sind die statistischen Siedlungsstrukturen Österreichs abgebildet. Mit Hilfe der Informationen über Anzahl an Gebäuden, Haushalten und Personen der *Statistik Austria* konnten die österreichischen Wohnverhältnisse in diese fiktive Siedlung eingebracht werden, welche mittels einem 630 kVA-Transformators versorgt wird. Aus dem elektrischen Versorgungsgebiet des „Kleinösterreichs“ wurde für das *„Landnetz“* speziell der Teil der größeren Ausdehnung genauer simuliert. Dieser Strang besitzt maximale Leitungslängen von in Summe über 800 m. Die Gesamtanzahl der versorgenden Einheiten ist mit 14 sehr bescheiden. Abbildung 4.6 zeigt die prozentuale Aufteilung dieser kleinen Verbrauchergruppe. Mehrheitlich befinden sich Haushalte, vor allem Einfamilienhäuser, in diesem Netzabschnitt.

Für die Erstellung jener Lastprofile kommt ein am *Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (Arbeitsgruppe Elektrische Anlagen)* entwickelte Softwareprogramm zum Einsatz. Dieses verwendet Ergeb-

nisse des Forschungsprojekts *ADRES*[4], in welchem mehrere Einzelhaushalte über einige Wochen verbrauchstechnisch beobachtet und weiters über 3.800 Haushalte befragt wurden. Über Auswahl- und Verwendungswahrscheinlichkeiten erzeugt das Softwareprogramm Leistungsprofile aller elektrischen Geräte, welche anschließend aufsummiert die jeweiligen Gesamtprofile der Hausanschlüsse ergibt. **Diese generierten Profile bilden dadurch reale Leistungsverläufe einzelner Haushalte bestmöglich ab.** Für die Leistungsprofile der Landwirtschaften wurden von der *Vorarlberger Energienetze GmbH* **Messungen an Bauernhöfen im alpinen Raum** durchgeführt. Diese stichprobenartige Erhebung ist jedoch aufgrund derzeitig mangelhaften Daten diesbezüglich die beste Alternative.

Bisherige Entwicklungen zeigten, dass in ländlichen Gebieten bevorzugt *PV*-Anlagen angeschafft und installiert werden. Daher sind im ausgewählten *„Landnetz“* ein **verstärkter Einsatz dieser dezentralen Energiequellen vorgesehen**. Im Forschungsprojekt *aDSM* wurden mittels kombinierten Top-Down- und Bottom-Up-Ansatz die gesamte installierte *PV*-Leistung sowie deren Verteilung im Modellnetz definiert bzw. festgesetzt. Eckpfeiler dieser Berechnungen sind einerseits die gesamtösterreichweiten Potentiale und andererseits die in der Siedlung befindlichen nutzbaren Dachflächen je Gebäude. Hausfassaden wurden in diesem Fall nicht genutzt. Beide Berechnungen ergeben das in Tabelle 4.1 dargestellte gleiche Ergebnis. Im *„Landnetz“* wird die maximal mögliche *PV*-Leistung der Dachflächen und rund 1/4 der Freiflächen ausgeschöpft. Dennoch stellt der angenommene *PV*-Ausbau, mit 294 kWp in Summe, ein sehr ambitioniertes Szenario dar, welches mögliche Auswirkungen zukünftiger Photovoltaiksysteme unmittelbar darstellt.

Tabelle 4.1: Installierte *PV*-Leistung aufgespaltet je Gebäudetyp im *„Landnetz“*

Typ	installierte *PV*-Leistung in kWp
große Landwirtschaft	47,3
kleine Landwirtschaft	12,5
mittleres Wohnhaus	16,7
Einfamilienhaus	12,5
Freifläche	130,0

Die verwendeten *PV*-Einspeiseprofile stammen aus dem *Photovoltaik-Forschungszentrum Zwentendorf*. Im Zuge des Monitorings durch das *Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (TU Wien)* wurden mehrere *PV*-Anlagen (Dach, Fassade und Freifläche) über ein Jahr detailliert beobachtet [19]. Aus diesen Profilen wurden die Zeiträume Anfang April 2011 bis Ende März 2012 für jene Analysen entnommen und entsprechend der in Tabelle 4.1 angegebenen Leistungen skaliert sowie nach tatsächlicher Einspeisung auf bis zu drei Phasen gestuft aufgeteilt. Diese gestufte Aufteilung bewirkt, dass Leistungen bis 3 kW nur in einer sowie bis 6 kW in zwei Phasen einspeisen. Höhere Leistungen werden auf alle drei Leiter gleichverteilt. Dieser Modus ist bei derzeitigen *PV*-Systemen üblich. Bei allen Anlagen wurde der Blindleistungsanteil auf Null gesetzt.

[4] „Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Regenerative Energie-Systeme“, *ENERGIE DER ZUKUNFT*, 1. Ausschreibung, Projektleiter: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (TU Wien), FFG-Projektnummer: 815674, Laufzeit: April 2008 bis Dezember 2010.

Zusätzlich zur zukünftig dezentralen Einspeisung treten im *„Landnetz“* des Weiteren **Ladevorgänge von privat genutzten Elektrofahrzeugen** auf. Im Projekt *aDSM* wurde daher das Mobilitätsverhalten der Studie *„Mobilität in Deutschland 2008“* aufgegriffen, gefiltert, bereinigt sowie aufgearbeitet. Hierbei wurden die Tagesprofile in den Kategorien Stadt/Gemeindetyp, Jahreszeit und Wochentag getrennt behandelt. Um das wiederholende Fahrverhalten realer Autobenutzer besser abbilden zu können, werden die Mobilitätsdaten zusätzlich mit Hilfe ihrer Standdauern am Arbeitsplatz in sogenannte Datenpools geordnet. Aus diesen Pools wurden entsprechend dem *ELEK-TRA* Flottenmodells des Jahres 2050 (Szenario „Hoher Ölpreis, Politikszenario“) Jahresprofile der einzelnen Hausanschlüsse generiert [20]. Tabelle 4.2 stellt die dadurch resultierenden Durchdringungen an Elektrofahrzeugen aufgespaltet in Fahrzeugklassen (*BEV*[5], *PHEV*[6] und *EV*[7]) dar. Dieses ambitionierte Szenario sieht einen fast kompletten Austausch aller herkömmlichen Autos vor. Es bildet somit den **Extremwert der Verteilnetzbelastungen bedingt durch Elektromobilität**.

Tabelle 4.2: Durchdringungen an Elektrofahrzeugen aufgespaltet in Fahrzeugklassen im *„Landnetz“*

	BEV 16 kWh	*BEV* 24 kWh	*BEV* 48 kWh	*PHEV* 16 kWh	*EV* gesamt
Durchdringungen	50,5%	13,5%	30,7%	3,9%	98,6%

Die verwendeten Ladeleistungen sind ebenfalls auf zukünftige Veränderungen adaptiert, da diese jeweils zur Hälfte mit maximal 3,7 kW (einphasig *AC*) und 11 kW (dreiphasig *AC*) am elektrischen Netz angeschlossen sind. Die Fahrverbräuche von Li-Ionen-batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen aus den Modellregionen in Abschnitt 3.2.1 zeigen eindeutig, dass die spezifischen Verbräuche stark temperaturabhängig sind. Im Projekt *aDSM* wurden daher die Verbrauchswerte mit einem jahreszeitlich angepassten Profil veranschlagt. Der höchste Verbrauch (rund 27 kWh/100km) stellt sich in den Wintermonaten ein, jedoch ist dieser bedingt durch Klimaanlagen auch im Hochsommer etwas erhöht (knapp 22 kWh/100km). Die kleinsten Werte (ca. 15 kWh/100km) ergeben sich in den zwei Übergangszeiten. Im Jahresdurchschnitt ergibt sich ein spezifischer Verbrauch von 20 kWh/100km.

Zusammenfassend stellt das *„Landnetz“* ein typisches großräumig ausgedehntes Niederspannungsnetz dar, welches am Ende von langen Leitungen Verbraucher und/oder dezentrale Einspeiser mit höheren Anschlussleistungen besitzen. Das ausgewählte Netz ist ein **Modellnetz und spiegelt die statistischen Verteilungen Österreichs wider**. In diesem sind durch verstärkten Einsatz von lokalen *PV*-Anlagen sowie privat genutzten Elektrofahrzeugen die Auswirkungen zukünftiger Verteilnetzbelastungen im Vierleitersystem ersichtlich. Schon heute sind einige ländliche NS-Netze durch Photovoltaikeinspeisungen an der technischen Grenze ihrer Übertragbarkeiten. Folgend werden die Unterschiede bei zusätzlich eingebundener ungesteuerter Elektromobilität herausgearbeitet. Abbildung 4.7 zeigt das Ersatzschaltbild (vereinfachte Darstellung) des *„Landnetzes“* mit allen in den weiteren Analysen relevanten Komponenten. Der Simulationzeitraum erstreckt sich über ein ganzes Kalenderjahr.

[5] Battery Electric Vehicle (Batterieelektrofahrzeug)

[6] Plug-in Hybrid Electric Vehicle (Hybridelektrofahrzeug mit Lademöglichkeit)

[7] Electric Vehicle (Elektrofahrzeug allgemein)

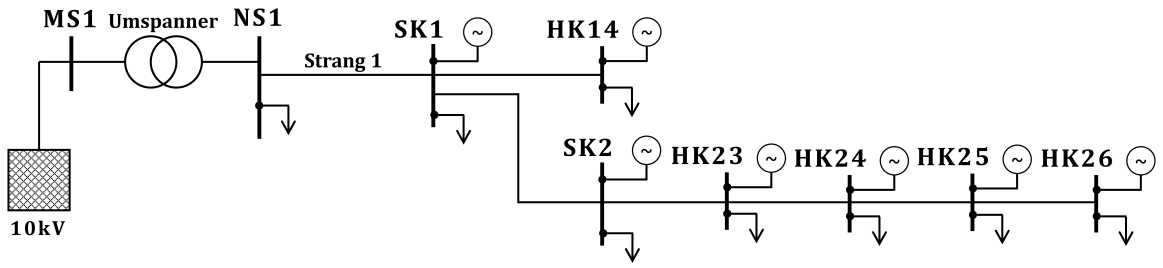


Abbildung 4.7: Ersatzschaltbild des *„Landnetzes“* mit allen in den Analysen relevanten Komponenten (vereinfachte Darstellung)

4.1.4 Zusammenfassung der ausgewählten Netze

Die obig ausgewählten Niederspannungsnetze spiegeln die Bandbreite der möglichen Netzausprägungen wider. Folgend werden die wichtigsten Kenngrößen dieser im Überblick nochmals zusammengefasst. Tabelle 4.3 stellt die maximalen Leitungslängen, Trafonennleistungen (S_T), deren Verhältnisse zu E-Fahrzeug-Spitzenleistung (E-FZ-$\hat{P}$) und *PV*-Spitzenleistung (*PV*-$\hat{S}$) sowie zu Haushaltsspitzenleistung (HH-$\hat{P}$) dar. Weiters sind für das *„Landnetz“* die *Eigenverbrauchsanteile* und *Autarkiegrade* im Bezug zur Photovoltaikeinspeisung mit der Haushalts- und E-Fahrzeuglast angegeben. **Alle berechneten Kennwerte umfassen jeweils das gesamte Niederspannungsnetz** und sind daher mit den entsprechenden Einzelanlagen nicht vergleichbar.

Tabelle 4.3: Zusammenfassung der wichtigsten Kennwerte der drei ausgewählten Netze. Alle Kennwerte umfassen die gesamten Niederspannungsnetze.

		Stadt	*Einkaufszentrum*	*Land*
max. Leitungslängen	m	257,0	151,0	840,0
Trafonennleistung (S_T)	kVA	800,0	630,0	630,0
(E-FZ-$\hat{P}$)/S_T	%	43,9	36,4	34,8
(E-FZ-$\hat{P}$)/(HH-$\hat{P}$)	%	141,5	57,3	98,5
(*PV*-$\hat{S}$)/S_T	%	-	-	43,1
(*PV*-$\hat{P}$)/(HH-$\hat{P}$)	%	-	-	122,0
Eigenverbrauchsanteil (*PV* mit HH)	%	-	-	50,3
Autarkiegrad (*PV* mit HH)	%	-	-	28,0
Eigenverbrauchsanteil (*PV* mit E-FZ)	%	-	-	28,1
Autarkiegrad (*PV* mit E-FZ)	%	-	-	31,6

Die E-Fahrzeug-Spitzenleistungen sind beim *„Einkaufszentrum“* und im *„Landnetz“* mit rund 35% der Trafonennleistung relativ gleich. **Elektromobilität an einem Sammelpunkt mit erhöhter Ladeleistung kommt demnach in gleiche trafotechnische Bereiche wie ein fast vollständiger Elektromobilitätsumstieg in einem ländlichen Niederspannungsnetz.** Die städtische E-Taxiflotte (bis zu 80%iger Umstieg) erreicht mit rund 44%

höhere Werte. Größere Unterschiede ergeben sich bei Betrachtung dieser Spitzenleistungen im Verhältnis zur Haushaltslastspitze. Das *„Stadtnetz“* wird durch die Schnellladevörgänge regelrecht dominiert (rund 140%) und auch das ländliche Netz verdoppelt seine Spitzenleistung durch die Integration der Elektrofahrzeuge.

Der Photovoltaikausbau (vollständiges Dachausbaupotential und eine *PV*-Freifläche) im *„Landnetz“* hat mit rund 43% fast gleiche Trafoauswirkungen wie die E-Fahrzeugbelastungen. Die *PV*-Spitzenleistungen übertreffen mit ca. 120% die Haushaltsspitzen.

Der *Eigenverbrauchsanteil* EV gibt an wie viel der *PV*-Energie in der Jahresbetrachtung selbst, also innerhalb des Niederspannungsnetzes, für den Haushalts- (HH) und Elektrofahrzeug-Verbrauch (E-FZ) genutzt wurde. Er berechnet sich mit E_{SV} als selbstverbrauchte *PV*-Energie und E_{PV} als gesamte *PV*-Einspeisung durch

$$EV = \frac{E_{SV}}{E_{PV}},$$

wobei für den Fall des Haushaltsverbrauchs (P_{HH}, E_{HH}) gilt

$$E_{SV} = E_{HH} - E_{Netz}, \quad E_{Netz} = \int P_{Netz}, \quad P_{Netz} = (P_{HH} - P_{PV})|P_{Netz} \geq 0.$$

Aus wirtschaftlicher Sicht trachtet jeder Photovoltaikanlagenbetreiber einen höheren *Eigenverbrauchsanteil* zu erreichen, da sonst kleinere Erträge durch den geringeren Einspeisetarif enstehen. Ein weiterer Vorteil eines hohen *Eigenverbrauchsanteils* ist, dass die in die höheren Netzebenen rückgespeiste Energiemenge und somit netztechnische Probleme auf ein Minimum reduziert werden.

Die hier berechneten Anteile umfassen den gesamten Niederspannungsnetzbereich und daher können niedrige *Eigenverbrauchsanteile* dennoch zu hohen Strombelastungen innerhalb des Bereichs führen. Diese sind mit ca. 50% (HH) und knapp 30% (E-FZ) relativ hoch und wirken somit entspannend auf den Umspanner.

Die zweite wichtige Komponente stellt der *Autarkiegrad* AG dar, welcher für den Fall des Haushaltsverbrauchs durch

$$AG = \frac{E_{SV}}{E_{HH}}$$

gegeben ist. Der *Autarkiegrad* zeigt nun an, welcher Anteil der benötigten Energie, entweder für den Haushalt oder für die Elektrofahrzeuge, aus den *PV*-Anlagen stammt. **Speziell bei der Elektromobilität sollte dieser Anteil möglichst hoch sein, da sonst der klimatechnische Vorteil verschwindet.** In beiden Fällen (HH und E-FZ) ergibt sich der *Autarkiegrad* zu rund 30%.

Die durch obig dargestellten verstärkten Einsatz von Elektrofahrzeugen und Photovoltaikanlagen enstehenden Netzauswirkungen werden folgend in Form von resultierenden Spannungsproblematiken und Stromüberlastungen tiefgehend analysiert. Anhand der drei ausgewählten Niederspannungsnetzen kann die Integration dieser Komponenten bewertet werden.

4.2 Spannungsproblematik

In der *DIN EN 50160* sind folgende Pegelwerte für langsame Spannungsänderungen definiert: 95% der 10-min-Mittelwerte der Netzspannung müssen $U_{eff} = U_n \pm 10\%$ mit $U_n = 230\,V$ erfüllen. Einige Netzbetreiber definieren sich hingegen schärfere Bedingungen, um auch in Extremsituationen das vorgeschriebene Spannungsband einhalten zu können. Beispielsweise werden bei Netzberechnungen der *Vorarlberger Energienetze GmbH* nur Lastabsenkungen bis maximal 6% (ohne Trafo gerechnet) und Spannungsanhebungen durch Einspeisungen bis maximal 1,5% (mit Trafo gerechnet) von der NS-Verteilerstation bis zum Hausanschluss zugelassen. Aufgrund der in den ausgewählten Netzen angenommenen ungünstigsten Fälle ist es legitim, die Knotenspannungen auf die Erfüllung der Pegelwerte laut Norm ($\pm 10\%$) zu überprüfen.

Spannungsschwankungen ergeben sich im Allgemeinen durch Last- und/oder Erzeugungsänderungen. Steigt der elektrische Verbrauch an einem Netzknoten, so reduziert sich an diesem Punkt die Spannung aus folgendem Grund. Wird ein Zweitor wie z.B. ein Transformator oder eine Leitung durch eine Impedanz belastet, kann man das komplexe Verhältnis $\underline{K}$ zwischen Eingangs- und Ausgangsspannung durch

$$\underline{K} = \frac{\underline{u}_1}{\underline{u}_2} = K\, e^{j\vartheta}$$

beschreiben. Die Eingangs- eilt der Ausgangsspannung um den Winkel ϑ voraus. Der prozentuale Spannungsabfall ϵ ist demnach mit

$$\epsilon = u_1 - u_2 = (K-1)\, u_2 = \frac{K-1}{K}\, u_1$$

berechenbar. Abbildung 4.8 zeigt die Thematik des Spannungsabfalls und deren Drehung mittels eines Zeigerdiagramms. [21]

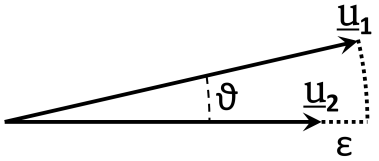


Abbildung 4.8: Spannungsabfall und deren Drehung nach [21, S. 31]

Speisen dezentrale Energiequellen, wie z.B. Photovoltaikanlagen, in diversen Netzknoten ein, so ergeben sich in umgekehrter Betrachtungsweise Spannungserhöhungen und -drehungen in die andere Richtung. Treten diese zwei Effekte (elektrische Last und Einspeisung) an einem Netzanschlusspunkt auf, kann die resultierende Belastung mittels Differenzbildung ermittelt werden. Diese wird üblicherweise mit dem Begriff der *Residuallast* beschrieben und kann sowohl positive als auch negative Werte haben. In einem Vierleitersystem sind diese Differenzen mit den jeweiligen Phasen einzeln zu berechnen.

Die Spannungsdrehung bzw. -änderung ist abhängig von den jeweiligen Wirk- und Blindleistungsanteilen der Last, welche sich in Form eines rechtwinkeligen Dreiecks, dem sogenannten *Kapp'schen Dreieck*, ausbilden. Beide Komponenten beeinflussen daher die Spannungsverläufe. Hierbei sind nicht nur die *Wirkfaktoren* der Lasten von Relevanz, sondern auch die Blindanteile der verwendeten Netzkomponenten (Umspanner und

Leitungen). Naturgemäß sind Transformatoren große induktive Elemente. Jedoch können entweder Freileitungen oder Kabel, welche unterschiedliche Blindanteile aufweisen, als elektrische Leitungen verwendet werden. Erstgenanntes besitzt tendenziell induktive Anteile, während Kabel stark kapazitiv sein können. Ein kapazitiver Blindanteil beispielsweise erhöht die Sekundärspannung und somit vergrößern sich die Knotenspannungen am Ende dieses Strangs. Würde hingegen leicht induktiv bzw. untererregt eingespeist oder würden Freileitungen verwendet werden, so verringern sich die Spannungswerte an den Netzknoten (für mehr Informationen siehe [22]). In Abschnitt 4.2.2 werden die Effekte der variablen Blindleistungseinspeisung nochmals zur Problemlösung aufgegriffen.

4.2.1 Ergebnisse der Spannungsbetrachtungen

Die resultierenden Ergebnisse der Spannungsanalysen teilen die Problematik in zwei Gruppen bzw. Netztypen. Einerseits mit kleiner und andererseits mit großer Netzausdehnung. Die Auswirkungen erhöhter Belastungen durch Elektromobilität bzw. Erzeugung bedingt durch dezentrale erneuerbare Energiequellen wie *PV* sind hierbei verschieden. Anhand der drei ausgewählten Niederspannungsnetze werden diese zwei Gruppen im Folgenden einzeln genauer beschrieben.

NETZE MIT KLEINER AUSDEHNUNG:
Die ersten zwei Netze (*„Stadt“* und *„Einkaufszentrum“*) sind aufgrund der kleineren Leitungslängen in der Spannungshaltung nicht kritisch und zählen zu den Netzen mit kleiner Ausdehnung. Betrachtet man das *„Stadtnetz“* bei derzeitiger Belastung (ohne E-Taxis) so ergibt sich die minimale Knotenspannung zu rund 98,5% des Nennwertes, da im Allgemeinen in diesem Netztyp die Primärseite des Umspanners auf +2% (Stufensteller) eingestellt wird.

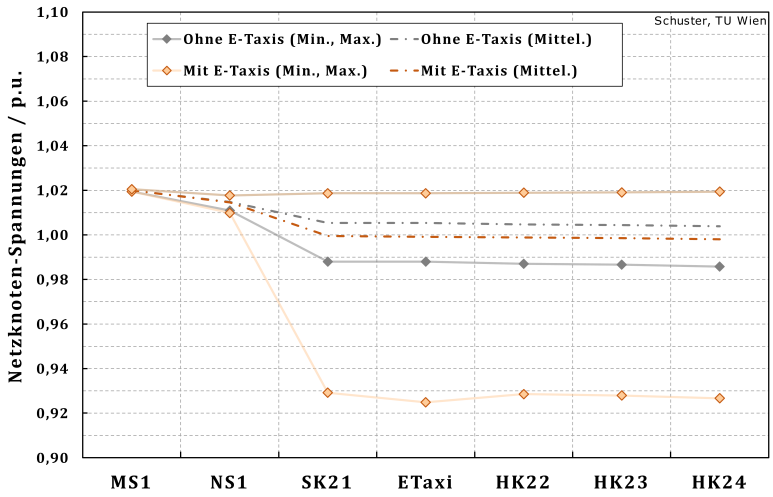


Abbildung 4.9: Netzknotenspannungen (Minima, Mittelwerte, Maxima) in p.u. des *„Stadtnetzes“* entlang des relevanten Strangs mit und ohne E-Taxis. (E-FZ-$\hat{P}$)/S_T = 44% bei bis zu 80%igen E-FZ-Umstieg einer Taxiflotte.

Wie in Abbildung 4.9 ersichtlich, wird der am stärksten belastete Knoten („SK21“) durch Einbringung der E-Taxi-Ladeprofile noch mehr beeinträchtigt und die Spannung an diesem Punkt bricht maximal 8% ein. Jedoch verringern sich die Knotenspannungen entlang der Leitung nur mehr unwesentlich und der letzte Verbraucheranschluss wird minimal mit etwas über 0,92 p.u. elektrisch versorgt. Die untere Spannungsgrenze (-10%) wird daher in keinem Fall verletzt. **Infolge der höheren Eingangsspannung befinden sich trotz starkem Verbraucher die Hausanschlüsse durchschnittlich im Spannungs-Nennzustand.**

Die maximalen Knotenspannungen sind annähernd gleichbleibend, da keine dezentralen Energiequellen (wie z.B. Photovoltaikanlagen) anschlossen sind, welche eventuelle Spannungsmaximierungen hervorrufen. **Unsymmetrische Spannungserhöhungen treten bedingt durch dreiphasige Ladevorgänge der E-Taxis ebenfalls nicht auf.**

Das Netz *„Einkaufszentrum“* besitzt noch kürzere Kabellängen und der größte elektrische Verbraucher, wie auch das zukünftige E-Parkhaus ist direkt an der sekundären Sammelschiene des Umspanners („NS1“) angeschlossen. Auch hier gilt die Betriebsweise der etwas überhöhten Eingangsspannung am Transformator (+2%), da im konkreten Niederspannungsnetz keine dezentralen Energiequellen wie z.B. Photovoltaikanlagen zu finden sind.

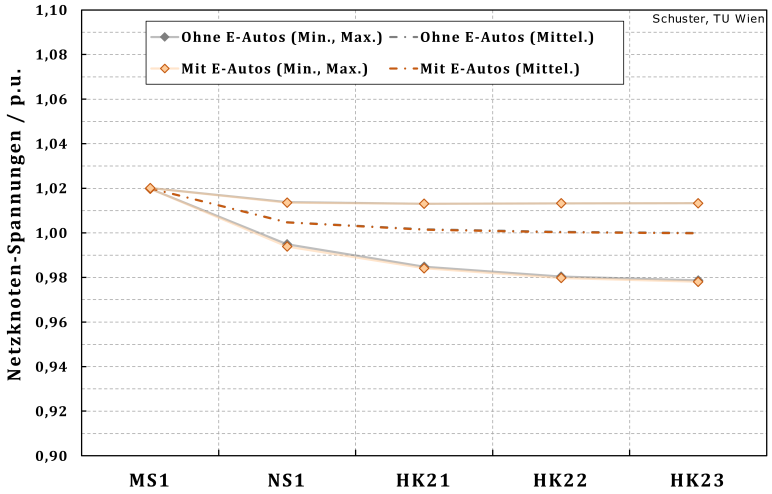


Abbildung 4.10: Netzknotenspannungen (Minima, Mittelwerte, Maxima) in p.u. des Netzes *„Einkaufszentrum“* entlang des relevanten Strangs mit und ohne E-Fahrzeuge. (E-FZ-$\hat{P}$)$/S_T = 36\%$ bei 10 Stück 11 kW und 3 Stück 50 kW Ladestationen.

In beiden Szenarien (derzeitige Belastung oder mit E-Parkhaus) sind die Netzknotenspannungen entlang der Strangleitung nahezu ident, wie Abbildung 4.10 zeigt. Die zusätzlichen Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge in der Parkgarage ändern die Spannungsverhältnisse kaum. Es resultiert eine minimale Knotenspannung von knapp 0,98 p.u. und damit keine Spannungsbandverletzungen. In dieser Netzkonfiguration würde trotz Elektromobilität und nicht überhöhter Eingangsspannung die untere Spannungsgrenze immer noch eingehalten werden.

Zusätzlich zu den zwei obigen Netzen wurden im Zuge des Projekts *ZENEM* noch drei weitere städtisch geprägte Niederspannungsnetze untersucht. Auch in denen kam es trotz Elektrofahrzeugladevorgängen durch E-Taxis zu keinen Spannungsbandverletzungen nach Norm *DIN EN 50160*. Diese Erkenntnisse lassen darauf schließen, dass **Spannungsproblematiken in städtischen Netzen mit kleiner Ausdehnung auch mit verstärkter Elektromobilität im Allgemeinen nicht auftreten werden**.

NETZE MIT GROSSER AUSDEHNUNG:

Die Spannungsproblematik zeigt sich im *„Landnetz“* jedoch aus einer ganz anderen Perspektive. In diesem Netzabschnitt wurden vier verschiedene Szenarien betrachtet. Das Basisszenario stellt die derzeitige Situation ohne *PV* und ohne E-Autos dar (o.PV o.E-Autos). Die zwei nächsten Variationen sind jeweils mit dezentraler Einspeisung und ungesteuerter Elektromobilität ergänzt (o.PV m.E-Autos und m.PV o.E-Autos). Beide Ergänzungen sind, wie in Abschnitt 4.1.3 beschrieben und in Tabelle 4.3 zusammengefasst, mit starker Ausprägung angenommen worden, da Effekte der jeweiligen Belastungen sichtbar sein sollen. Das letzte Szenario bildet den gleichzeitigen Ausbau von *PV*-Anlagen und Ankauf von E-Autos ab (m.PV m.E-Autos) und zeigt somit die Synergieeffekte beider Technologien ohne jeglicher Steuerung.

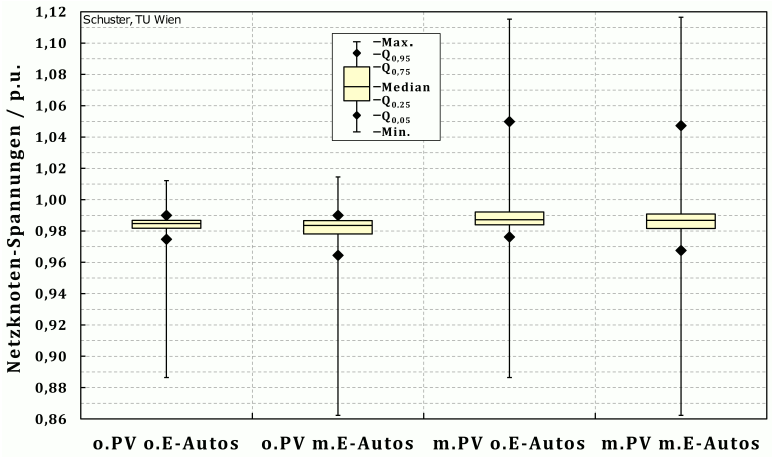


Abbildung 4.11: Netzknotenspannungen (Minimum, 5%-, 25%-, 75%- und 95%-Quantile sowie Median und Maximum) in p.u. aller drei Phasenleitungen des *„Landnetzes“* in den vier Ausbauszenarien. (E-FZ-$\hat{P}$)/$S_T = 35\%$ bei fast vollständigen Umstieg auf E-Fahrzeuge und Ladungen nur *„Zuhause“* sowie (*PV*-$\hat{S}$)/$S_T = 43\%$ bei Verwendung des gesamten *PV*-Dachausbaupotentials und zusätzlich einer Freiflächenanlage.

Bei diesem Netztypus wurde die unbelastete primärseitige Transformatorspannung mit 0,99 p.u. angenommen, um etwaige Spannungsverluste in Mittelspannungssystemen darin abbilden zu können. Wie in Abbildung 4.11 ersichtlich, sind im Basisszenario 90% aller Werte innerhalb des Bereichs 0,97 bis 0,99 p.u. und damit optimal. Sehr seltene Spannungswerte einzelner Phasen, vor allem am Knoten „HK26“, unterschreiten die untere Spannungsgrenze (-10%). Der dort angeschlossene Haushalt ist mit 840 m Entfernung am Weitesten vom Umspanner entfernt. Die auch in Abbildung 4.14 ersichtlichen Unsymmetrien ergeben in den anderen Phasen leichte Spannungserhöhungen, jedoch nur von geringem Ausmaß.

Wird das gleiche Niederspannungsnetz zusätzlich mit umfangreicher Elektromobilität durch individuell betriebene Elektroautos belastet, so erhöhen sich die resultierenden Unterspannungswerte in der Gesamtanzahl wie auch in der Anzahl der betroffenen Netzknoten. Die minimale Spannung, welche den Netzknoten „HK26“ betrifft, kommt mit rund 0,86 p.u. unterhalb des erlaubten Spannungsbands zu liegen, wie auch Abbildung 4.12 zeigt. 95% aller Werte sind allerdings immer noch über 0,96 p.u. und der Mittelwert wird durch die Ladevorgänge um einen halben Prozentpunkt verringert. Der maximale Spannungswert wird auch infolge vergrößerter Unsymmetrie geringfügig erhöht. **Zusammenfassend ist im *„Landnetz“* bedingt durch einen ganzheitlichen Umstieg zur Elektromobilität mit Spannungsabsenkungen unter das erlaubte Spannungsband zu rechnen.**

Wird hingegen im Niederspannungsnetz eine Vielzahl an Photovoltaikanlagen installiert, erhöhen sich die auftretenden Knotenspannungen. Das Maximum tritt mit ca. 1,12 p.u. am Knoten „HK14“ auf. Dieser Knoten, wie auch in Abbildung 4.7 auf Seite 52 ersichtlich, versorgt einen weit entfernten Bauernhof, welcher ebenfalls eine stattliche *PV*-Anlage besitzt. Die verhältnismäßig geringe Überspannung von weniger als 2% des Nennwerts wird relativ oft erreicht, jedoch nur am besprochenen Netzknoten „HK14“. Wiederum 95% aller Spannungswerte sind unter 1,05 p.u. und der Mittelwert erhöht sich um einen Prozentpunkt im Vergleich zur derzeitigen Situation.

Die dort vorkommenden Unterspannungsmomente treten fast ausschließlich auch mit den erneuerbaren Energiequellen auf und die minimale Knotenspannung ist ident mit dem Basiszustand (keine *PV* und keine Elektromobilität). Dies begründet sich in den anfallenden elektrischen Lastspitzen zu Zeitpunkten, in denen keine dezentrale Erzeugung vorhanden ist. **Durch den Ausbau von *PV*-Anlagen erhöhen sich im *„Landnetz“* die Netzknotenspannungen sogar über das erlaubte Spannungsband, allerdings können vorher schon bestehende Spannungsminima trotzdem auftretenden.**

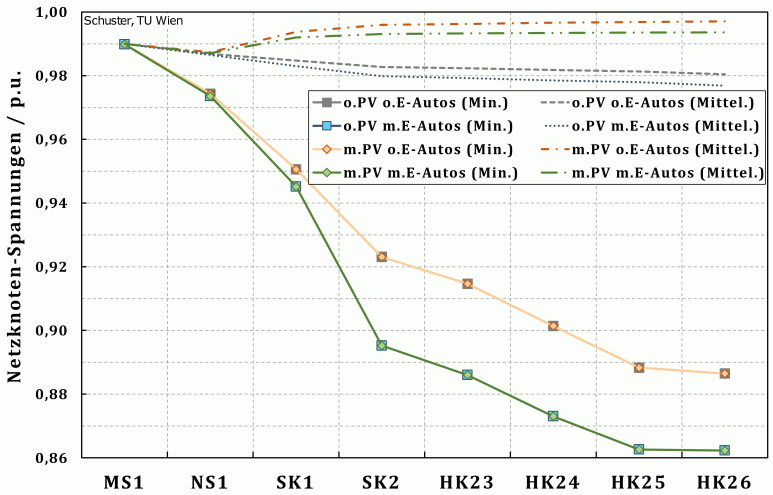


Abbildung 4.12: Netzknotenspannungen (Minimum und Mittelwert) in p.u. aller drei Phasenleitungen und relevanten Netzknoten im *„Landnetz“* in den vier Ausbauszenarien. (E-FZ-$\hat{P}$)/$S_T = 35\%$ bei fast vollständigen Umstieg auf E-Fahrzeuge und Ladungen nur *„Zuhause“* sowie (*PV*-$\hat{S}$)/$S_T = 43\%$ bei Verwendung des gesamten *PV*-Dachausbaupotentials und zusätzlich einer Freiflächenanlage.

Die letzte Kombination vereint die erneuerbare Einspeisung mit ungesteuerter Elektromobilität. Diese Vereinigung übernimmt leider das Minimum bedingt durch Ladevorgänge und das Maximum hervorgerufen durch dezentrale Energiequellen. Die Anzahl der jeweils betroffenen Netzknoten ist ebenfalls gleich, jedoch reduziert sich die Gesamtanzahl der problematischen Spannungswerte um 30% (Überspannung) bis 85% (Unterspannung). Dieser Effekt ist in Abbildung 4.11 im vierten Szenario durch den mittleren 90%-Bereich, welcher zwischen 0,97 und 1,05 p.u. liegt, ebenso ersichtlich. Die Dominanz der höheren Spannungswerte ist gegeben. Eine Integration der **Elektromobilität in Verbindung mit dezentralen Photovoltaikanlagen verringert im *„Landnetz“* die Anzahl der vorkommenden Spannungsbandverletzungen**, allerdings können vor allem bei ungesteuerten Ladevorgängen noch immer die **gleichen Spannungsminima und -maxima aus den jeweiligen Einzelbetrachtungen auftreten**.

Obige Analysen zeigten, dass untere Spannungsbandverletzungen vor allem den „HK26“ versorgenden Strang betreffen. Die minimalen und mittleren Verläufe der Netzknotenspannungen dieses Strangs in den vier Ausbauszenarien sind in Abbildung 4.12 dargestellt. Die Minima unterscheiden sich lediglich in der Tatsache, ob Elektroautoladevorgänge vorkommen und sind unabhängig von der dezentralen Einspeisung. Die Mittelwerte hingegen veranschaulichen die erhöhten Knotenspannungen, hervorgerufen durch die erneuerbaren Energiequellen. Abbildung 4.12 zeigt weiters, dass der größte Spannungsabfall in allen Szenarien zwischen den Sammelschienen „SK1“ und „SK2“ entlang der 350 m langen Leitung auftritt.

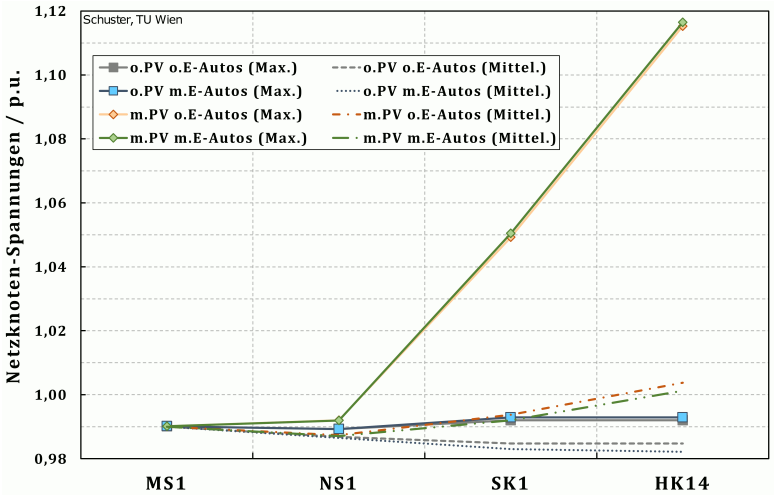


Abbildung 4.13: Netzknotenspannungen (Maximum und Mittelwert) in p.u. aller drei Phasenleitungen und relevanten Netzknoten im *„Landnetz“* in den vier Ausbauszenarien. (E-FZ-$\hat{P}$)/$S_T = 35\%$ bei fast vollständigen Umstieg auf E-Fahrzeuge und Ladungen nur *„Zuhause“* sowie (*PV*-$\hat{S}$)/$S_T = 43\%$ bei Verwendung des gesamten *PV*-Dachausbaupotentials und zusätzlich einer Freiflächenanlage.

Wird der Grund der auftretenden Überspannungen genauer untersucht, so muss der den Netzknoten „HK14“ versorgende Strang betrachtet werden. Dieser verbindet eine relativ weit entfernte Landwirtschaft, welche in den jeweiligen Szenarien ebenfalls eine große *PV*-Anlage (rund 47 kWp) besitzt, mit dem übergeordneten Netz. Diese Tatsache erhöht die Spannungsmaxima gegenüber der Sammelschiene „SK1“ sehr stark. Jedoch Abbil-

dung 4.13 zeigt weiters, dass eine ebenso große Erhöhung zwischen den Netzknoten „NS1“ und „SK1“ auftritt. Die umfangreiche *PV*-Freiflächenanlage (130 kWp) an Knoten „SK1“ beeinflusst dieses NS-Netz merklich.

Die Mittelwertsverläufe beider untersuchten Stränge zeigen eine Verbesserung bei gleichzeitiger Integration von Elektromobilität und Photovoltaik, da dieses Zusammentreffen den primärseitig am Umspanner eingestellten Spannungswert in p.u. bis zum jeweiligen Endknoten am Besten beibehält. Die Knotenspannungen sind im Mittel am stabilsten.

Da in der Regel Verbraucher und Erzeuger kleiner Leistungen in Niederspannungsnetzen einphasig angeschlossen sind, resultieren gewisse Spannungsunsymmetrien. Diese Unsymmetrien k_U berechnen sich durch

$$k_U = |\underline{k}_U| = \frac{U_{(2)}}{U_{(1)}}$$

mit $U_{(1)}$ als *Mitsystem*- und $U_{(2)}$ als *Gegensystem*-Spannung. Laut Norm *DIN EN 50160* gilt für Spannungsunsymmetrien im elektrischen Netz, dass 95% der 10 min-Mittelwerte des Effektivwerts der *Gegensystemkomponente* nicht 2% der *Mitsystemkomponente* während eines Wochenintervalls überschreiten dürfen. Daher muss nach entsprechender Mittelung die 95%-Quantile von k_U kleiner als 2% sein. Das härtere Kriterium ist das Maximum der Minutenwerte, welche folgend für alle vier Szenarien der drei Hauptknoten im *„Landnetz“* analysiert werden.

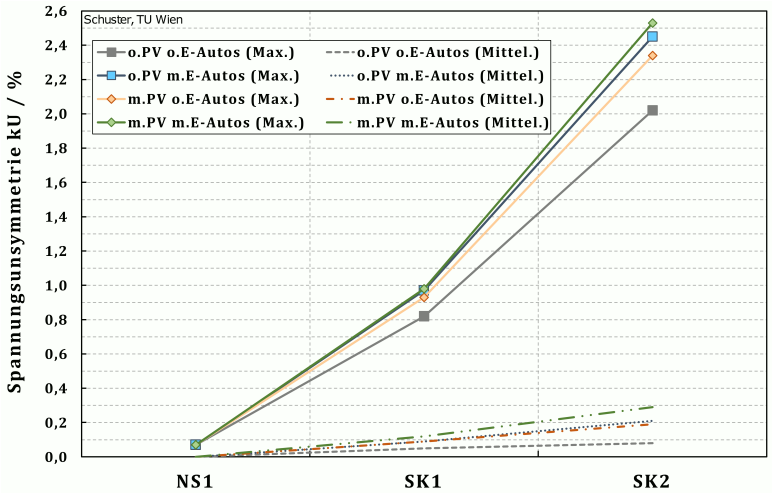


Abbildung 4.14: Spannungsunsymmetrie (Maximum und Mittelwert) der drei Hauptnetzknoten im *„Landnetz“* in den vier Ausbauszenarien in Prozent. (E-FZ-$\hat{P}$)/S_T = 35% bei fast vollständigen Umstieg auf E-Fahrzeuge und Ladungen nur *„Zuhause“* sowie (*PV*-$\hat{S}$)/S_T = 43% bei Verwendung des gesamten *PV*-Dachausbaupotentials und zusätzlich einer Freiflächenanlage.

Aufgrund der sehr geringen Haushaltsanzahlen ergeben sich bereits bei derzeitigen Auslastungen Spannungsunsymmetriemaxima von rund 2%, wie Abbildung 4.14 zeigt. Mit zusätzlicher Photovoltaikerzeugung vergrößern sich die Höchstwerte um bis zu 0,3%, da bei den Netzanalysen eine unsymmetrische Einspeisung abhängig von der Leistung angenommen wurde. Die derzeit gängigen Wechselrichtereinstellungen sehen meist

eine einphasige Einspeisung bis 3 kW, anschließend eine zweiphasige Einspeisung bis 6 kW und erst darüber hinaus eine komplette dreiphasige Einspeisung vor. Dies erhöht den Gesamtwirkungsgrad und reduziert die Alterungseffekte der einzelnen Wechselrichter. Allerdings ergeben sich somit im Netz Unsymmetrien größer als 2%.

Jedoch erhöhen die angenommenen Elektroautoladevorgänge, obwohl diese in Summe eine geringere Spitzenleistung aufweisen, die Spannungsunsymmetrie noch viel stärker. Mit über 2,4% wird der Netzknoten „SK2“ belastet. Die einphasigen Anschlüsse der Normalladevorgänge (3,7 kW) wurden hierbei zufällig aufgeteilt. Jene mit der erweiterten Ladeleistung von maximal 11 kW sind in den Netzanalysen dreiphasig aufgeteilt und angeschlossen. **Umfangreiche Elektromobilität kann daher zukünftig zu größeren Spannungsunsymmetrieproblemen führen als flächendeckende Photovoltaikintegration.** Die Mittelwerte der Spannungsunsymmetrien der zwei angesprochenen Ausbauszenarien sind allerdings kaum unterschiedlich.

Die **Kombination beider Technologien erhöht die Maxima sowie Mittelwerte der Unsymmetrie** und bildet somit den schlimmsten Fall ab, da nur schwer garantiert werden kann, dass auf der gleichen Phase Leistung von der *PV*-Anlage geliefert und vom Elektrofahrzeug zeitgleich gebraucht wird. Die Unsymmetrien der beiden Systeme verstärken sich gegenseitig. In diesem betrachteten Szenario liegt das Maximum bei über 2,5% und der Mittelwert erreicht 0,3%.

Neben der obig analysierten Unsymmetrie der drei Phasen stellt die Spannungsspreizung einen weiteren wichtigen Faktor in den Verteilnetzbelastungen dar. Diese Spreizung gibt den Spannungsunterschied zwischen zwei Netzknoten zu einem Zeitpunkt an. Wie in Abschnitt 4.2.2 noch ersichtlich, soll dieser möglichst klein sein, um noch einfach realisierbare Lösungsmethoden anwenden zu können. Tabelle 4.4 zeigt die maximalen Spannungsspreizungen in p.u. aller Netzknoten des *„Landnetzes“* in den vier Ausbauszenarien. Für diese Berechnungen wurden die drei Phasenspannungswerte jeweils gemittelt. **Der Ausbau der Photovoltaik erhöht im Gegensatz zur ungesteuerten Elektromobilität die Spannungsspreizung unter diesen Annahmen stärker.** Ein Grund dafür könnten die unterschiedlichen Ausbauleistungen der *PV*-Anlagen von minimal 12,5 bis maximal 130 kWp sein. Die ausgewählten Einspeiseprofile stammen von einem örtlich begrenzten Gebiet und weisen daher keine so markanten Verschiedenheiten auf.

Wiederum erhöht die **gleichzeitige Integration von Elektromobilität und Photovoltaik die Spannungsspreizung nochmals geringfügig**. Der Maximalwert ergibt sich zu 7,5% und liegt somit noch innerhalb des erlaubten Spannungsbandbereichs von insgesamt 20% ($\pm 10\%$).

Tabelle 4.4: Maximale Spreizung in p.u. aller Netzknotenspannungen des *„Landnetzes“* in den vier Ausbauszenarien. (E-FZ-$\hat{P}$)$/S_T = 35\%$ bei fast vollständigen Umstieg auf E-Fahrzeuge und Ladungen nur *„Zuhause“* sowie (*PV*-$\hat{S}$)$/S_T = 43\%$ bei Verwendung des gesamten *PV*-Dachausbaupotentials und zusätzlich einer Freiflächenanlage.

	Ohne PV Ohne E-Autos	Ohne PV Mit E-Autos	Mit PV Ohne E-Autos	Mit PV Mit E-Autos
Spreizung in p.u.	0,040	0,058	0,070	0,075

Zusammenfassend ist bei Netzen mit großer Ausdehnung, wie z.B. dem *„Landnetz“*, folgendes zu beobachten. Durch ganzheitliche Elektromobilität ist mit Spannungsabsenkungen unter das erlaubte Spannungsband zu rechnen und im Gegensatz dazu erhöhen sich die Netzknotenspannungen, bedingt durch den alleinigen Ausbau von Photovoltaikanlagen, sogar über das erlaubte Spannungsband, allerdings können trotzdem vorher schon bestehende Spannungsminima auftreten. Da diese Spannungsbandverletzungen im Allgemeinen unterschiedliche Stränge und auch Phasen zu verschiedenen Zeitpunkten betreffen, wird keine Verbesserung der Extremwerte bei gleichzeitiger Integration von Photovoltaik und ungesteuerter Elektromobilität erreicht. Allerdings wird die Anzahl der vorkommenden Spannungsbandverletzungen sowie die damit verbunden jeweiligen Spannungsmittelwerte verbessert.

Spannungsunsymmetrien zwischen Phasen und Spannungsspreizungen der Netzknoten werden durch jeden Ausbau, egal ob Elektroauto oder Photovoltaikanlagen, verschlechtert. Dabei treten Unsymmetrien bei Ladevorgänge verstärkt auf. Die Kombination der beiden wirkt sich allerdings in beiden Fällen negativ aus. Mögliche Lösungswege dieser Problematiken werden folgend näher beschrieben.

4.2.2 Lösungen der Spannungsproblematik

Wie im obigen Abschnitt ersichtlich, treten lediglich im *„Landnetz“* der ausgewählten Niederspannungsnetze Spannungsprobleme auf. Diese sind jedoch aufgrund der großen Ausdehnung und der Mixtur zwischen Verbrauch und Erzeugung nicht immer leicht lösbar. Folgend sind einige Lösungsmethoden beschrieben, welche jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit erheben.

Treten an allen Netzknoten tendenziell geringere bzw. höhere Spannungen auf, so kann dies durch **verstellen der *Stufensteller* an den Umspannern**, welche das Übertragungsverhältnis entsprechend verändern, leicht behoben werden. Aus diesem Grund sind diese bei städtisch geprägten Netzen, welche keine dezentralen Einspeisungen besitzen, wie oben bereits erwähnt auf +2% eingestellt. Sind die Spannungsänderungen aufgrund von beispielsweise *PV*-Anlagen zeitlich verschieden, so müssen die *Stufensteller* mehrmals am Tag geändert werden. Herkömmliche MS/NS-Transformatoren besitzen nur sogenannte *Umsteller*, welche nur spannungsfrei und von Hand betätigt werden können. Der Vorteil dieser ist die weitgehende Wartungsfreiheit. **Automatische *Stufensteller*** hingegen müssen gründlich gewartet werden. Mit ihnen ist es jedoch möglich, zeitlich verschiedene Knotenüber- und Knotenunterspannungen zu managen.

Dieses Prinzip funktioniert allerdings **nur mit einer begrenzten Spannungsspreizung** zwischen den Netzknoten. Ist diese z.B. größer als das erlaubte Spannungsband, so findet der regelbare *Stufensteller* keine optimale Lösung, da entweder ein Knoten mit Über- oder ein anderer mit Unterspannung versorgt wird. Ist dies der Fall müssen **Blindleistungsregelungen an den dezentralen Anlagen** greifen. Beispielsweise könnte die *PV*-Einspeisung am Überspannungsknoten durch Blindleistungsaufnahme bzw. Untererregung den Spannungswert drücken und somit die Spreizung verringern. Dies kann im einfachsten Fall mittels einer **Q(U)-Kennlinie im Einspeiser** geschehen. Sind diese Kennlinien nicht ausreichend, so müssen koordinierte Blindleistungsregelungen durchgeführt werden. Jedoch zeigen [23] und [24], dass die Kennlinien das Spannungsproblem in der Regel beherrschen können. Kann nicht so viel Blindleistung aufgenommen werden, könnte im weiteren Schritt die eingespeiste Wirkleistung reduziert werden. Dies würde im Falle nichtsteuerbarer Energiequellen, wie z.B. *PV*, natürlich einem „wegschmeißen“ der Energie gleich kommen und ist daher auf alle Fälle zu vermeiden.

Denkbar wäre natürlich, im Gegenzug eine **Lastreduktion am Unterspannungsknoten durch *Demand-Side-Management*** durchzuführen. Um Effekte in der Lastreduktion zu erreichen, muss diese einem gewissen Leistungswert entsprechen und darf vom Kunden nicht bemerkt werden. Nimmt man einige elektrische Geräte, welche thermische Zeitkonstanten aufzeigen (heizen oder kühlen), so können Verbesserungen erwirkt werden. Ein zukünftig wichtiger Faktor nimmt die **Elektromobilität und deren Ladesteuerungen** ein. Mit Hilfe dessen können nicht nur Spannungsspreizungen minimiert, sondern auch Über- und Unterspannungen veringert werden. Es sind durch Kombination der gesteuerten bzw. geregelten Elektromobilität mit Photovoltaik starke Reduzierungen der Spannungsproblematiken zu erwarten. Jene Ladevorgänge müssen in die Mittagszeit bei größter *PV*-Einspeisung verschoben werden.

Für erfolgreiche Ladesteuerungen ist es hilfreich, wenn mehr Ladestellen in Summe installiert und diese auch von den Elektroautobenutzern verwendet werden. Beispielsweise sind Ladestationen am Arbeitsplatz essentiell, wenn Elektroautos mittags dort stehen. Auch können diese Steuerungen durch Interaktionen mit den Fahrzeugbenutzern, wie z.B. der Abfrage wann die nächste Fahrt beginnt, optimiert werden.

Die meisten der obig genannten Regelungen benötigen Messinformation aus den vorliegenden Niederspannungsnetzen. Entsprechende *Smart-Meter* müssen vor allem an neuralgischen Punkten eingesetzt werden. Sogenannte *„Smart Grids“* können diese Aufgabenstellungen übernehmen. Derzeitige Forschungsprojekte, wie *DG DemoNetz – Konzept*, *DG DemoNetz – Validierung*, *DG DemoNet – Smart LV Grid* oder *aDSM*, beschäftigen sich intensiv mit solchen Lösungsmethoden.

4.3 Stromüberlastung

Aufgrund der verlustbehafteten Netzelemente (Leitungen, Kabel und Transformatoren) werden diese im stromdurchflossenen Zustand erwärmt. Je höher der elektrische Strom, desto wärmer die Komponenten. Ab einem gewissen Punkt werden die verwendeten Materialen (vor allem die Isolationen) in Mitleidenschaft gezogen und die elektrisch erforderlichen Eigenschaften nehmen zusehends ab. In den Datenblättern der jeweiligen Netzkomponenten sind daher die maximal zulässigen Ströme bzw. Scheinleistungen angegeben. Diese können aus Sicht der Hersteller permanent geliefert werden, ohne die Elemente dauerhaft zu schädigen oder ihre elektrischen Grundeigenschaften zu verletzen. Jene Kennwerte zählen zu den maximalen Nennbedingungen und stellen in der Regel 100% Auslastung dar.

Auslastungen über 100% sind jedoch auch zulässig, wenn sie von kurzer Dauer sind (z.B. Kurzschlüsse). Ob Dauern der Überlastungen kurz genug sind um keine negativen Effekte auf Materialien zu hinterlassen, können transient thermische Berechnungen feststellen (genauere Analysen diesbezüglich sind in Kapitel 5 zu finden).

Von **Stromüberlastungen** spricht man hingegen, wenn **Auslastungen über 100%** vorkommen. Diese Überforderungen betreffen im Gegensatz zu thermischen Überlastungen jedoch noch kein überschreiten der Grenztemperaturen per se. Im folgenden Abschnitt werden Auslastungen im Sinne von Stromüberlastungen von Leitungen (meist Erdkabel) und Umspanner näher betrachtet. Wenn die verwendeten Leitungen alle vom gleichen Typ sind, dann treten die maximalen Auslastungen immer am letzten bzw. ersten Leitungsstück, wel-

ches mit der Umspanner-Sammelschiene verbunden ist, auf. Da alle Analysen im Vierleitersystem und unter realisitschen Unsymmetrien durchgeführt wurden, fallen Strombelastungen der durchflossenen Leiter dementsprechend unterschiedlich aus. Die ermittelten Auslastungen entsprechen den maximalen Strombelastungen aller Phasen.

4.3.1 Ergebnisse der Strombetrachtungen

Eine allgemein wichtige Kenngröße bei Strombetrachtungen stellt der *Belastungsgrad* m dar. Dieser berechnet sich mit der mittleren Leistung $\bar{P}$ und Spitzenleistung $\hat{P}$ zu

$$m = \frac{\bar{P}}{\hat{P}} .$$

Laut Norm *DIN*[8] *VDE* 0276 Teil 603 wird der *Belastungsgrad* jeweils in der Tagesbetrachtung ermittelt und die Spitzenleistungen werden durch 15-Minutenmittelwerte berechnet. Je höher dieser Grad, desto wahrscheinlicher muss mit der Spitzenleistung gerechnet werden. Beispielsweise wird für die typische *EVU*[9]-Last (meist Haushalte) ein *Belastungsgrad* von 0,7 angenommen. Das bedeutet, dass die mittlere Last 70% der Größtlast einnimmt. Im Allgemeinen erhöht sich der *Belastungsgrad* mit zunehmender Anzahl an betrachteten Objekten, da durch die Summe der verschieden Verhaltensweisen eine Mittelung zu Stande kommt.

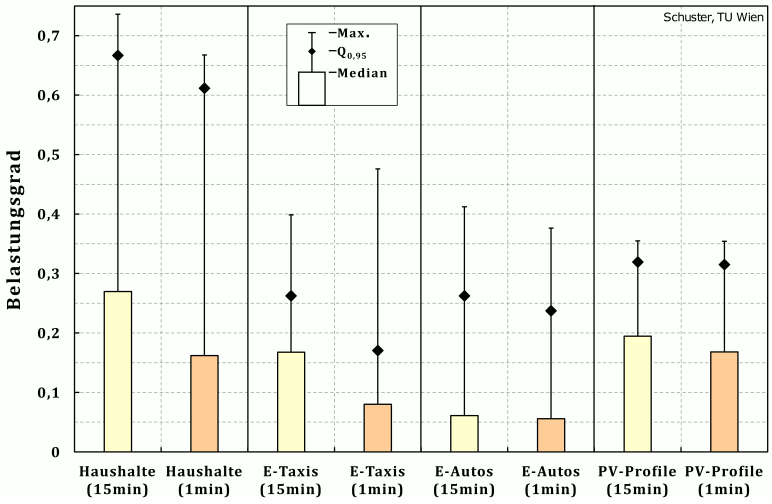


Abbildung 4.15: *Belastungsgrade* (Mediane, 95%-Quantilen, Maxima) der unterschiedlichen Leistungsprofile bei Berechnung der 15-Minutenmaximalwerte (laut Norm) sowie der 1-Minutenmaximalwerte aller in der Simulation verwendeten Tage.

Um folgende Strombetrachtungen besser analysieren zu können, wurden die *Belastungsgrade* der im Abschnitt 4.1 definierten E-Taxilade-, Elektrofahrzeug- und *PV*-Einspeiseprofile einzeln berechnet. Dafür wurde einerseits die Berechnungsvorschrift laut Norm befolgt und andererseits die gleiche Formel mit 1-Minutenspit-

[8] Deutsches Institut für Normung e. V.
[9] Energieversorgungsunternehmen

zenleistungen verwendet. Hierbei wurden alle Einzelprofile der E-Taxis, aller anderen E-Fahrzeugladevorgängen (*„Einkaufszentrum“* und *„Land“*) und *PV*-Anlagen jeweils addiert sowie tageweise betrachtet.

Die *Belastungsgrade* zeigen bei den Betrachtungen mit den 1-Minutenmaximalwerte durchwegs niedrigere Werte, siehe dazu Abbildung 4.15. Nur das Maximum bei den E-Taxi-Ladevorgängen erhöht sich bei den Kurzzeitanalysen, wahrscheinlich aufgrund der tendenziell kurzen Schnellladevorgängen. Betrachtet man die laut Norm berechneten aussagekräftigen 95%-Quantilen, so zeigen alle Hausanschlüsse einen *Belastungsgrad* von 0,67, welcher dem Wert der typischen *EVU*-Last (0,7) sehr gut entspricht. Die **E-Taxis und die privat genutzen Elektrofahrzeuge** mit meist geringeren Ladeleistungen **erreichen mit** $m = 0,26$ **den selben sehr niedrigen Wert**. Allerdings die ***PV*-Profile** sind mit einem *Belastungsgrad* der 95%-Quantilen von **0,32 auch nur halb so hoch wie die der Haushalte**.

Dieser grundlegende Unterschied im mittleren Leistungswert bezogen auf den auftretenden Spitzenwert der zwei neuen Technologien (Photovoltaik und Elektromobilität) gegenüber der üblichen Haushaltslast, erklärt die folgend beschriebenen verhältnismäßig kurzen Überlastungsdauern bedingt durch diese. Weiters lassen die *Belastungsgrade* Rückschlüsse der resultierenden Volllaststunden der Netzabschnitte ziehen. Niederspannungsnetze, welche hauptsächlich Leistungsflüsse durch ***PV*-Anlagen** bewerkstelligen, erreichen rund **1.000 Volllaststunden**. Dieser Wert nimmt die **Hälfte der derzeitigen Volllaststunden** bedingt durch Haushalte ein. **Infolge der Elektromobilität wird dieser Wert entsprechend der *Belastungsgrade* noch weiter reduziert werden.** Daher sind weiterführende Überlegungen, wie z.B. thermische Simulierungen, welche in Kapitel 5 ausgeführt sind, unbedingt notwendig.

Zuvor werden jedoch noch die infolge verstärkter Elektromobilität und Photovoltaik resultierenden Auslastungen der Strombetrachtungen (Umspanner und Leitungen) im Folgenden für alle drei ausgewählten Niederspannungsnetze einzeln tiefgehend betrachtet.

NETZ „EINKAUFSZENTRUM“:
Der Strang des kleinsten der ausgewählten Niederspannungsnetze (*„Einkaufszentrum“*) wird mit maximal ca. 50% sehr moderat ausgelastet und zeigt natürlich keine Abhängigkeit mit den Elektroautoladevorgängen im Parkhaus, da diese direkt an der Sammelschiene des Umspanners angeschlossen sind. Abbildung 4.16 zeigt weiters, dass jedoch der Umspanner stärker belastet wird. Auch ohne Elektrofahrzeuge treten bei derzeitigen Ausprägungen Maximalauslastungen von 70% auf. Allerdings liegen 95% der Auslastungswerte unter 60%, welcher bei reduntanter Betriebsweise im *„offenen Ring“* die Obergrenze darstellt (für mehr Informationen siehe Abschnitt 4.1.1).

Mit dem E-Parkhaus werden diese Auslastungen nochmals erhöht. Es treten mit 0,02‰ der Gesamtsimulationsdauer sogar kleine Überlastungen auf. Trotzdem sind 95% aller Umspannerauslastungen mit E-Autos unter 70%. Dieses ausgewählte Netz zeigt repräsentativ, dass **durch Elektromobilität**, in diesem Fall auch schon in der frühen Phase möglich, **kleine Überlastungen an Umspannern**, welche derzeitig schon vorbelastet sind, auftreten können. Die Auswirkungen auf Umspanner sind jedoch begrenzt und werden daher in weiterer Folge nicht detaillierter analysiert.

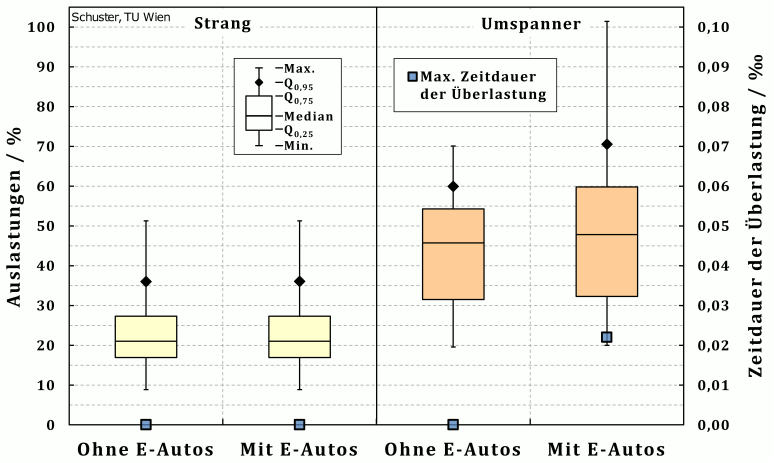


Abbildung 4.16: Auslastungen (Minima, 25%-, 75%-, 95%-Quantilen, Mediane und Maxima) in Prozent und maximale Zeitdauer der Überlastung in Promille der gesamten Simulationsdauer des Netzes *„Einkaufszentrum“* von Strang und Umspanner im Vergleich zwischen „Ohne E-Autos“ (bei derzeitigen Bedingungen) und „Mit E-Autos“ (Parkhausprofil)

NETZ „STADT“:
Die Problematik der Stromüberlastungen verschärft sich bei Betrachtung des *„Stadtnetzes“*. In diesem wurden alle betrachteten Taxistandplatzprofile (Lademöglichkeiten am Taxistandplatz) eingebracht. Durch diese zusätzlichen elektrischen Verbraucher erhöhen sich die maximalen Umspannerauslastungen von 30% auf rund 60%, wie Abbildung 4.17 darstellt. Daher ist der derzeitige Transformator in diesem Fall ausreichend und es können noch Schalthandlungen im Fehlerfall eines benachbarten Niederspannungsnetzes durchgeführt werden. Auch in den anderen drei betrachteten Netzen des Projekts *ZENEM* wurden keine Überlastungen der Umspanner registriert und das *„Einkaufszentrum“*, wie oben beschrieben, stellt den Extremfall diesbezüglich dar.

Bedrohlich hingegen sind die Überlastungen der Leitung „Strang 2“. Die maximale Auslastung überschreitet mit 190% die Nennbedingungen um fast das Doppelte. Der Streubereich aller Maxima ist allerdings sehr groß und deutet auf eine Abhängigkeit der jeweiligen Taxistandplatzprofile hin. Es können also auch einige Taxistandplätze in dem ausgewählten Niederspannungsnetz problemlos integriert werden. Tendenziell jedoch sind Strangüberlastungen wahrscheinlich. In der Jahresbetrachtung kommen diese maximal 16‰ der Zeit, das sind in Summe rund 5 Tage[10], vor.

Diese Ergebnisse zeigen, dass **Stromüberlastungen am Strang zwar nur relativ kurze Zeit** andauern, jedoch von der **Auslastungshöhe nicht ohne Weiteres akzeptiert** werden können. Daher wird dieser Überlastungsfall im Kapitel 5 noch genauer thermisch untersucht, um Auswirkungen auf Isolationsmaterialien feststellen zu können. Da es auch in allen anderen im Projekt *ZENEM* betrachteten Niederspannungsnetzen zu Strangüberlastungen gekommen ist, sind diese Auswirkungen in städtisch geprägten Netzen durch Schnellladevorgänge von Elektrofahrzeugen auch in der frühen Phase schon möglich. Im Abschnitt 4.3.2 werden Lösungswege jener Überlastungen beschrieben.

[10]Diese 5 Tage sind jedoch nicht an einem Stück vorgefallen.

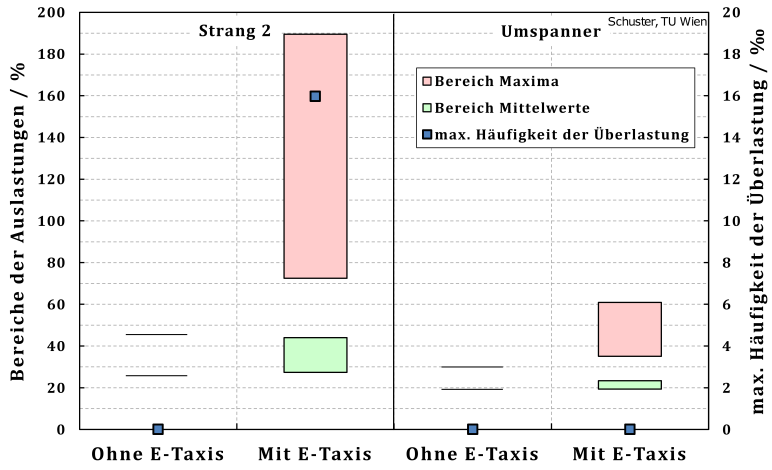


Abbildung 4.17: Bereiche der Auslastungen (Mittelewerte, Maxima) in Prozent und maximale Häufigkeit der Überlastung in Promille der gesamten Simulationsdauer des *„Stadtnetzes“* von Strang 2 und Umspanner im Vergleich zwischen „Ohne E-Taxis“ (derzeitige Bedingungen) und „Mit E-Taxis“ (alle betrachteten Taxistandplatzprofile)

NETZ „LAND“:

Dieses Niederspannungsnetz zeigt aufgrund kleinerer Leistungsdichten Auslastungen in geringerer Form. Sowohl im derzeitigen Zustand als auch mit ausgeprägter Elektromobilität sind die maximalen Komponentenauslastungen unter 80%. 95% aller Werte sind sogar geringer als 25%. **Überlastungen in ländlich geprägten Netzen durch individuelle Elektromobilität treten daher in der Regel kaum auf.** Abbildung 4.18 zeigt weiters, dass es hingegen aufgrund großflächiger dezentraler *PV*-Einspeisung zu Überlastungen kommen kann. Hierbei vorallem der „Strang 1“, welcher die Leistungen der großen Freiflächenanlage abtransportieren muss. Trotz des erweiterten Querschnitts von 150 mm^2 Aluminiums erreichen die **Auslastungen maximal rund 130%**.

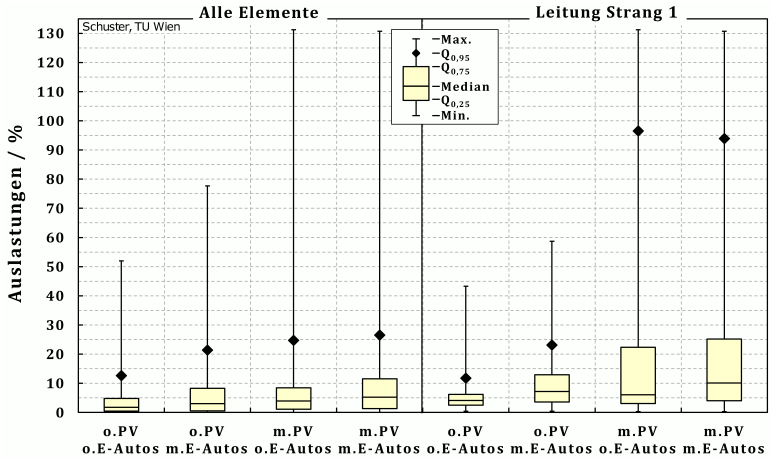


Abbildung 4.18: Auslastungen (Minimum, 25%-, 75%- und 95%-Quantile sowie Median und Maximum) in Prozent aller Elemente sowie des „Strangs 1“ im *„Landnetz“* in den vier Szenarien

Knapp 5% aller Belastungswerte dieses Strangs sind über 100%. Das sind infolge der Ganzjahressimulation über 18 Tage. Dieses Verhalten unterscheidet sich sehr stark von den Belastungen bedingt durch Schnellladungen der E-Taxis im *„Stadtnetz“*. Dort kommen höhere Maximalwerte, allerdings geringere Gesamtüberlastungsdauern vor.

Die **Kombination beider Technologien reduziert** die maximale „Strang 1“-Überlastung **nur unwesentlich**. Um knapp 5% wird die 95%-Quantile verringert, jedoch wird der Median der Auslastung durch die ausgewählte Elektromobilität erhöht. Die ungesteuerten Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge minimieren Aus- und Überlastungen ausgelöst durch dezentrale erneuerbare Einspeisung in keiner merkbaren Weise. Mögliche Lösungsmethoden dieser Stromüberlastungen ausgelöst durch Photovoltaik und Elektromobilität werden folgend näher beleuchtet.

4.3.2 Lösungen der Stromüberlastung

Überlastungen, die durch Elektroautoladevorgänge wie z.B. Schnellladungen der E-Taxis in städtisch geprägten Netzen bedingt sind, können meist **durch Ladesteuerungen gelöst** werden. Entscheidend bei allen diesen Steuerungen ist, dass das Mobilitätsverhalten ohne Einschränkungen gewährleistet bleibt. Dies ist in der Regel realisierbar, da nur für sehr kurze Zeitdauern so hohe Summenladeleistungen gebraucht werden. Die durch die E-Taxis hervorgerufenen Stromüberlastungen können durch einfache und vor Ort durchgeführte Ladesteuerungen, welche batterieladestandsabhängig fungieren, ohne Mobilitätsverluste beseitigt werden. Durch Interaktionen mit dem Elektroautobenutzer sind intelligentere Laderegelungskonzepte denkbar.

Sind Netzkomponenten **durch erneuerbare dezentrale Energiequellen**, wie z.B. Photovoltaikanlagen, überlastet, so sind deren **Lösungen schwieriger zu finden**. Ohne Wirkleistungsreduktionen in den Spitzenzeiten durchzuführen, müssen mit Hilfe von *Demand-Side-Management*-Methoden bzw. Ladesteuerungen die großen Verbrauchszeitpunkte passend verschoben werden. Beispielsweise könnten erzeugungsorientierte Ladesteuerungen bzw. -regelungen aller im Niederspannungsnetz befindlichen Elektrofahrzeuge die durch *PV*-Einspeisung erzeugte Mittagsspitze reduzieren und somit die Auslastung der energieabtransportierenden Leitungen verringern. Sind diese Vorgehensweisen nicht effektiv genug, kann nur ein Ausbau des elektrischen Netzes Abhilfe bringen.

Da mögliche Lösungswege in speziellen Fällen beschränkt sind und um Investitionskosten gering bzw. die resultierenden Volllaststunden der Netzkomponenten hoch zu halten, ist es wichtig, die **auftretenden Stromüberlastungen besser quantifizieren** zu können. Daher werden mögliche Auswirkungen dieser auf die einzelnen Netzkomponenten gebraucht. Im anschließenden Kapitel werden daher obig beschriebene Überlastungen auch thermisch analysiert und somit die weiteren Folgen dieser auf die Materialien abgeschätzt.

5

Thermische Überlastungen in zukünftigen Verteilnetzen

Kostenoptimierte Verteilnetzsysteme ziehen erweiterte Betrachtungen bestehender Netzlösungen nach sich. Nicht zuletzt können aus ökonomischen und gesellschaftlichen Gründen Netzausbauten vergangener Vorgehensweisen nicht durchgeführt werden. Weiters sind Volllaststunden erneuerbarer Energiequellen sowie Belastungsdauern elektrischer Verbraucher gering und andere Netzmanagementmethoden könnten dadurch zielführend sein. Vieles davon wird bereits im Themenfeld der *„Smart Grids“* aufgearbeitet.

Im Folgenden wird eine neue zusätzliche Komponente diesbezüglich vorgestellt – die **Analyse thermischer Belastungen** von Netzelementen. Lösungen der **stationären Berechnungen** in Form von maximalen Strömen, welche ständig durchflossen werden können, sind auch schon derzeit Hauptbestandteile allgemeiner Lastflussberechnungen und daher in Verwendung. Trotzdem wird diese Berechnungsmethode zu Beginn des Kapitels vergleichend näher gebracht.

Um weitere Netzreserven ausschöpfen zu können, müssen jedoch **transient thermische Analysen** angestellt werden. Diese ermöglichen, Auswirkungen von Überlastungen in Abhängigkeit der Dauern quantifizieren zu können. Entscheidend hierbei ist die Einhaltung der **maximal zulässigen Leitertemperaturen**. Diese werden je nach Belastung aufgrund der thermischen Trägheiten der Werkstoffe erst nach einer bestimmten Zeitdauer erreicht. Höhere Temperaturen führen nicht automatisch zu permanenten Materialschäden, allerdings müssen dafür über diese Arbeit hinausgehende Analysen in der Materialwissenschaft angestellt werden.

Die Modellergebnisse der transient thermischen Berechnungen zeigen abschließend, inwiefern die aus Abschnitt 4.3 dargestellten Stromüberlastungen der Leitungen auch zu thermischen Überlastungen führen. Die durch diesen neuen Ansatz gefundenen Erkenntnisse helfen bei der Integration dezentraler Energiequellen, wie z.B. *PV*, und der Elektromobilität in das Verteilnetz. Der Fokus in dieser Arbeit wird auf Erdkabel gelegt. Am Ende dieses Kapitels ist die Frage: „Führen typische Überlastungen bedingt durch Elektrofahrzeuge und Photovoltaikanlagen auch zu thermischen Grenzüberschreitungen der Netzkomponenten?“ und damit die letzte Zieldefinition beantwortet bzw. behandelt.

5.1 Stationär thermische Modellierung

Die Berechnungsmethoden der stationär thermischen Modellierung gehen auf Arbeiten von Prof. Brakelmann [25] zurück und sind mittlerweile normungstechnischer Standard. Kernstück dieser Analysen ist die **Eigenschaft des eingeschwungenen Zustands**, welcher auch als stationäre Lösung betitelt werden kann. Es wird angenommen, dass alle dynamischen bzw. transienten Vorgänge abgeschlossen sind. Die Temperaturverteilungen ändern sich ohne Strommodifikationen nicht mehr.

Die *Belastbarkeit* von Leitungen, das ist der maximal ständig einzubringende Strom ohne Materialschädigungen in Kauf nehmen zu müssen, hängt in erster Linie von der **verwendeten Isolation** ab. Tabelle 5.1 zeigt eine Übersicht dieser mit deren maximal zulässigen Betriebstemperaturen. Der Verbundwerkstoff *VPE*[1] besitzt die größte Temperaturfestigkeit. Papier und *PVC*[2] sind mit rund 70°C im Normalbetrieb etwas schlechter. Temperaturen über diesen Schwellwerten führen nicht automatisch zu permanenten Materialschäden, da im sehr flüchtigen Kurzschlussfall höhere Betriebstemperaturen zulässig sind. Beispielsweise 140 bis 160°C bei *PVC*. Jedoch sind diese Temperaturbereiche unbedingt zu vermeiden, da Auswirkungen nur schwer abschätzbar sind.

Tabelle 5.1: Mögliche Leitungsisolationen und deren maximal zulässigen Betriebstemperaturen (nach [26] und [27])

Bauart	zulässige Betriebstemperatur in °C	zulässige Betriebstemperatur im Kurzschlussfall in °C
VPE	90	250
PVC	70	140 - 160
Ölimprägniertes Papier	60 - 70	140 - 180

Weitere Einflüsse auf die *Belastbarkeit* der Leitungen haben die **Betriebsbedingungen**. Diese können nach [26, S. 243] wie folgt aufgeteilt werden.

- Betriebsart
- Verlegungsbedingungen
- Umgebungsbedingungen

Die **Betriebsart stellt hierbei das Lastprofil** und damit den Stromverlauf durch die Leitung dar. Um die Berechnungen einfacher zu gestalten, wird mit dem sogenannten *Belastungsgrad* gerechnet. Dieser ist das Verhältnis der Durchschnittslast zur Größtlast (Spitzenwert) im Tagesprofil und wurde in Abschnitt 4.3.1 für E-Fahrzeuge zu 0,26 und für *PV*-Anlagen zu 0,32 berechnet. Im Vergleich dazu wird standardmäßig mit 0,7 gerechnet.

[1] Vernetztes Polyethylen
[2] Polyvinylchlorid

Unter **Verlegebedingungen fällt beispielsweise die Legetiefe** der Erdkabel. Mit zunehmender Legetiefe nimmt die *Belastbarkeit* unter sonst gleichen Bedingungen ab. Jedoch veringern sich die Umgebungstemperatur und im Allgemeinen der spezifische Erdbodenwiderstand mit der Tiefe und daher ergibt sich ein optimaler Bereich von 0,7 bis 1,2 m [26, S. 244]. **Kreuzen sich Kabeltrassen**, so müssen gesonderte Berechnungen angestellt werden, da eine zusätzliche Wärmequelle anzunehmen ist. Ein weiterer Faktor der Verlegebedingungen ist die *Belastbarkeit* bei **vieladrigen Leitungen**. Sind mehrere Adern mit Strom durchflossen, so sind entsprechende Umrechnungsfaktoren zu verwenden. Diese Bedingung muss als einzige auch bei Verlegung in Luft berücksichtigt werden. Zuletzt sei noch auf die Verlegung der **Kabel in Rohren** hingewiesen. Durch den Einfluss der wärmedämmenden Luftschicht reduziert sich die *Belastbarkeit* ebenfalls (Für mehr Informationen siehe auch [26, S. 246]).

Die wichtigste **Umgebungsbedingung ist deren Temperatur**. Entweder Erdboden- oder Lufttemperatur in entsprechender Entfernung sind bei allen thermischen Berechnungen als konstant anzunehmen und bilden damit den fixen Gegenpol der Temperaturverteilung. Diese Temperaturwerte sind naturgegeben und somit unabhängig von der Wärmeentwicklung in den Leitungen. Je höher diese sind, desto niedriger die *Belastbarkeit*. Bei Kabeln sind **spezifische Wärmewiderstände der umliegenden Schichten** ebenfalls essentiell. Diese Wärmewiderstände sind abhängig von der Art der Materialien (Erde, Sand, Lehm, Kies, Schotter, ...) und deren Feuchtigkeitsgehalt. Je trockener die Materialien, desto niedriger wiederum die *Belastbarkeit*. Bei jener Eigenschaft können Abhängigkeiten mit den verlegten Erdkabel auftreten, da durch langandauernde Wärmeentwicklungen dieser die Umgebung immer trockener und somit der Temperaturverlauf ungünstig beeinflusst wird. Im Allgemeinen sind Überlastungen von nicht so langer Dauer und Feuchtigkeiten werden durch Regen erneuert. Für Leitungsverlegungen in Luft sei noch die **direkte Wärmestrahlung durch Sonne** oder andere Wärmequellen ergänzend erwähnt.

Bei der klassischen Berechnung der stationär thermischen *Belastbarkeiten* werden bei vorgegebener Leitertemperatur, welche nur vom Isolationsmaterial abhängt, **maximal zulässige Ströme gesucht**. Diese Strombelastbarkeiten können durch obig genannte Umrechnungsfaktoren mit Hilfe von Tabellen[3] ermittelt werden. Diese Kennwerte werden oft in den Datenblättern festgehalten.

Die Strombelastbarkeiten können aber auch berechnet werden. Für den Wärmestrom gilt hierbei ein Gesetz, das dem Ohm'schen ähnlich ist. Dabei entspricht der elektrischen Spannung die Erwärmung $\Delta\vartheta$, der elektrische Strom dem Wärmestrom $\dot{Q}$ und der elektrische Widerstand dem Wärmewiderstand R_ϑ. Durch diese Analogie kann das in Abbildung 5.1 gezeigte Ersatzschaltbild für den Wärmestrom in einem Erdkabel angenommen werden.

Ausgehend von den Leiterverlusten P_i' und den wesentlich kleineren dielektrischen Verlusten P_{diel}', welche als Wärmequellen in diesem System fungieren, bilden sich durch thermische Widerstände Temperaturunterschiede aus. Alle Angaben sind dabei auf die Länge der jeweiligen Leitung bezogen (gekennzeichnet durch $'$). Da bei dieser stationären Berechnungsmethode Temperaturen, die der Umgebung und des Leiters (entspricht der maximal zulässigen Betriebstemperatur), bekannt sind, kann die absolute Erwärmung $\Delta\vartheta_L$ ebenfalls angegeben werden.

[3] Als Leitfaden für die Projektierung von Kabeln nach *DIN VDE 0276* dient [26, S. 252 - 271].

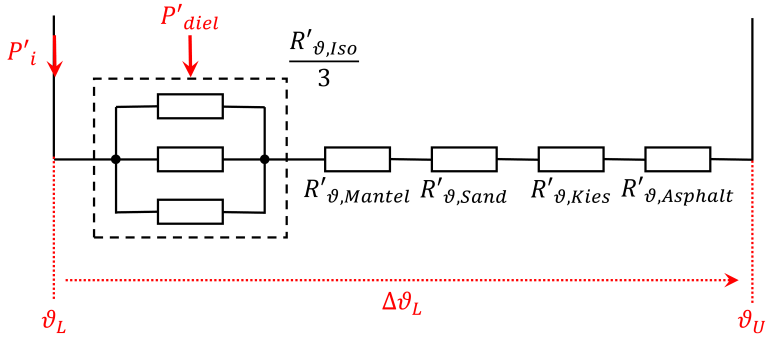


Abbildung 5.1: Ersatzschaltbild für den Wärmestrom in einem Wiener Erdkabel (nach [26])

Ist das Wissen über Aufbau und spezifische Wärmewiderstände ρ_ϑ der umgebenden Schichten vorhanden, so können die thermischen Widerstände mit

$$R'_{\vartheta,Schicht(x+1)} = \frac{\rho_{\vartheta,Schicht(x+1)}}{2\pi} \cdot ln\left(\frac{r_{Schicht(x+1)}}{r_{Schicht\,x}}\right) \tag{5.1}$$

berechnet werden, wobei $r_{Schicht\,x}$ der jeweilige Außendurchmesser der $Schicht\,x$ darstellt. Dieser Formel ist der Aufbau in Form von konzentrischen Kreisringen hinterlegt. Genauer betrachtet bilden sich bei Verlegung in Erde bedingt durch den Erdboden die Isothermen jedoch elliptisch aus. Diese Tatsache kann mittels Korrekturfaktoren berücksichtigt werden.[4]

Um den resultierenden Wärmestrom $\dot{Q}'$ zu ermitteln muss die Summe der Wärmewiderstände $\sum R'_\vartheta$ gebildet werden und dann

$$\dot{Q}' = \frac{\Delta\vartheta_L}{\sum R'_\vartheta}\,.$$

Mit der Berechnung des elektrischen Leiterwiderstands R'_{Leiter} und der dielektrischen Verlustleistung P'_{diel}

$$R'_{Leiter} = R'_{20,Al} \cdot [1 + \alpha_{20,Al} \cdot (\vartheta_L - 20)]\ ,\ P'_{diel} = \frac{U^2}{3} \cdot tan(\delta)_{PVC} \cdot 2\pi f \cdot C'_b\,,$$

welche in Summe für den Wärmeeintrag mitverantwortlich sind, ergibt sich resultierend die *Belastbarkeit*

$$I = \sqrt{\frac{\dot{Q}' - P'_{diel}}{3 \cdot R'_{Leiter}}} \tag{5.2}$$

in Ampere. Abbildung 5.1 und obige Berechnungsvorschrift sind für ein Aluminiumkabel im Drehstrom-Dreileiter-System mit *PVC*-Isolation, welches unter der Asphaltdecke in einem Sand-Kies-Bett zu liegen kommt, gültig. Diese Verlegungsbedingungen sind dem Wiener Niederspannungsnetz entnommen. Die für die dielektrische Verlustleistung P'_{diel} verantwortlichen Kenngrößen Verlustfaktor und Betriebskapazität ergeben sich nach [28] und [29, S. 255] unter diesen Annahmen zu $tan(\delta)_{PVC} = 130 \cdot 10^{-4}$ und $C'_b = 0,4 \cdot 10^{-9}\,\frac{F}{m}$, wobei der elektrische Kapazitätsbelag ein Richtwert in Niederspannungsnetzen darstellt. Aufgrund der relativ kleinen dielektrischen Verlustleistung sind die Unterschiede in diesen Kennwerten nicht von großer Bedeutung und werden daher in den weiteren Analysen nicht näher beleuchtet.

[4] Für mehr Informationen siehe [26, S. 286].

Anhand der Gleichung 5.2 ist ersichtlich, dass die stationäre *Belastbarkeit* und damit auch die **eingeschwungene Temperatur bei festgesetztem elektrischen Strom, abgesehen von den Leiter-, Isolations- und Mantelwerkstoffen, stark abhängig von den spezifischen Wärmewiderständen der umgebenden Materialien** ist. Diese Werte dominieren in **Verbindung mit der Umgebungstemperatur** das stationär thermische Modell. Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Abschnitt 5.4.1 zu finden, wobei in Abschnitt 5.3 die Kennwerte und deren Annahmen dafür definiert werden.

5.2 Transient thermische Modellierung

Bis zum Erreichen der Endtemperaturen bei konstantem Stromeintrag finden transiente Vorgänge in den Materialien statt. Eine dafür hauptverantwortliche Kenngröße ist die **spezifische Wärmekapazität** c_p. Diese gibt die thermische „Trägheit“ der jeweiligen Substanz wider. Im eingeschwungenen und stabilen Zustand sind die Ergebnisse beider Modellierungen (transient und stationär) gleich. Somit fußen sie auf den gleichen thermischen Gleichungen. Die in den Leitern und durch die Isolation hervorgerufene Gesamtverlustleistung ergibt sich zu

$$P'_{Verlust} = R'_{20,Al} \cdot [1 + \alpha_{20,Al} \cdot (\vartheta_{Leiter} - 20)] \cdot I^2_{Leiter} + P'_{diel} \,.$$

Diese Leistung ist im transienten Fall jedoch leicht temperaturabhängig, aufgrund des veränderlichen Leiterwiderstands. Die dielektrischen Verluste hingegen sind gleich bleibend. In dieser Modellierung werden die thermischen Widerstände ebenfalls gemäß Gleichung 5.1 berechnet.

Das Prinzip der transient thermischen Berechnung beruht auf den durch den stromdurchflossen Leiter erzeugten Wärmestrom, welcher durch alle Materialschichten fließt. Dieser Wärmestrom tritt in eine $Schicht\,x$ ein und wird entsprechend dem Temperaturunterschied und Wärmewiderstand in die nächste $Schicht(x+1)$ abgeleitet. Es gilt

$$\dot{Q}'_{Ableitung,Schicht\,x} = \frac{\vartheta_{Schicht\,x} - \vartheta_{Schicht(x+1)}}{R'_{\vartheta,Schicht(x+1)}} \,.$$

Im Allgemeinen tritt der austretende Wärmestrom der vorigen $Schicht(x-1)$ in die $Schicht\,x$ ein und somit gilt $P'_{In,Schicht\,x} = \dot{Q}'_{Ableitung,Schicht(x-1)}$. Im Fall der Isolation, welche direkt am stromführenden Material anliegt, gilt $P'_{In,Iso} = P'_{Verlust}$, welche abhängig von der Höhe des elektrischen Stroms ist. Infolge des durchfließenden Wärmestroms ergibt sich eine zeitabhängige Temperaturänderung. Dominiert wird diese Änderung durch den Unterschied des ein- und austretenden Wärmestroms. Zusammen mit der spezifischen Wärmekapazität c_p, Dichte[5] ρ und dem Querschnitt der jeweiligen Schicht ergibt sich die resultierende Temperaturänderung der $Schicht\,x$ zu

$$\Delta\vartheta_{Schicht\,x} = \frac{P'_{In,Schicht\,x} - \dot{Q}'_{Ableitung,Schicht\,x}}{c_{p,Schicht\,x} \cdot \rho_{Schicht\,x} \cdot \left(r^2_{Schicht\,x} - r^2_{Schicht(x-1)}\right)\pi} \cdot \Delta t \,. \tag{5.3}$$

[5] Nicht zu verwechseln mit dem spezifischen Wärmewiderstand ρ_ϑ.

Ähnlich der Berechnung thermischer Widerstände liegt Gleichung 5.3 die Darstellung in Form von konzentrischen Kreisen zugrunde. Die Materialschichten sind der Einfachheit halber durch Kreisringe mit den Radien $r_{Schicht(x-1)}$ und $r_{Schicht\,x}$ abgebildet.

Obige Gleichungen besitzen starke Abhängigkeiten miteinander, sodass sie nicht analytisch berechnet werden können, sondern eine **zeitschrittbasierende Modellierung** erzwingen. Bei konstantem elektrischen Strom werden mit jedem Zeitschritt die ein- den austretenden Wärmeströmen gleicher und somit die Temperaturänderung zu Null. Je nach Wärmewiderstand des Materials stellt sich ein Temperaturunterschied zwischen den Schichten ein, welcher dem resultierenden Wärmestrom entspricht. Der stationäre Zustand ist erreicht.

Die spezifische Wärmekapazität und Dichte, wobei diese mit den möglichen Materialien nicht so stark variiert, ändern den stationären Temperaturendwert nicht, jedoch beeinflussen sie die Anstiegsflanken der Temperaturänderungen. Je größer die Wärmekapazität, desto kleiner die Änderungen in einem Zeitschritt. Im folgenden Abschnitt 5.3 sind diese Kennwerte einiger Materialien zusammenfassend dargestellt und Abschnitt 5.4.2 gibt Ergebnisse dieser Modellierung wieder.

5.3 Modellkonzepte und deren Annahmen

Die thermischen Modelle, stationär sowie auch transient, bestehen aus folgenden drei Komponenten. Das **Kabel** selbst, das **Bettungs- bzw. Grabenmaterial** um das Kabel herum und die von der Kabelwärme unabhängige **Umgebungstemperatur**. Die Wahl der verschiedenen Werkstoffe bzw. Füllgüter und der betrachteten Jahreszeit beeinflussen die resultierenden Leitertemperaturen maßgeblich. Im Anschluß werden die thermisch wichtigsten Kennwerte, deren Zusammenhänge und Annahmen des verwendeten Modells erläutert.

5.3.1 Kabelspezifikationen

Wie in den Abschnitten 5.1 und 5.2 bereits erwähnt, ist dem ausgewählten Modellkonzept die Anordnung eines Vierleiter-Niederspannungskabels hinterlegt. Dieses besteht aus den hauptstromführenden Leitungen L1 bis L3 sowie dem kombinierten Schutz- (PE) und Neutralleiter (N), welcher bei Unsymmetrie zwischen den Hauptleitern Strom führt. Niederspannungskabel haben in der Regel eine Nennspannung von 0,6/1 kV, wobei $U_0 = 0,6\,kV$ die Kabelnennspannung zwischen Leiter und metallener Umhüllung oder wie in diesem Fall Erde und $U = 1\,kV$ die Kabelnennspannung zwischen den Phasenleitern bei Drehstrom ($U = \sqrt{3}\,U_0$) darstellt. Ergänzend kann bei Kabel im Anschluss dieser Nennspannungsangaben noch ein zusätzlicher Wert in Klammer dabei stehen. Dieser beschreibt nach *DIN VDE* die höchste Spannung U_m dieses Betriebsmittels.

Unterschieden werden diese Niederspannungskabel einerseits durch das Leitermaterial (Kupfer oder Aluminium mit *A* im Kurzzeichen) sowie andererseits den Isolations- und Mantelwerkstoff (Papier, *PVC* mit *Y* im Kurzzeichen, *VPE* mit *2X* im Kurzzeichen oder Metallmantel). Die stromführenden Adern werden entsprechend der Aderanzahl x Nennquerschitt (mm^2) und der Form des Querschnitts (*RE*... Eindrähtiger Rund-, *RM*... Mehrdrähtiger Rund-, *SE*... Eindrähtiger Sektor- und *SM*... Mehrdrähtiger Sektorleiter im Kurzzeichen) angegeben. Zusätzlich kann noch eine Signalader als Mittelelement eingefügt sein, deren Nennquer-

schnitt ebenfalls im Kurzzeichen dabei steht. Die für die thermische Modellierung relevanten Kennwerte der zwei Leitermaterialien sind in Tabelle 5.2 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 5.2: Kennwerte der zwei wichtigsten Leitermaterialien (Werte aus [26, S. 16] und [30])

Leitermaterial	elektrische Leitfähigkeit κ_{20} bei 20°C $\frac{m}{\Omega\, mm^2}$	Temperaturkoeffizient α_{20} bei 20°C $\frac{1}{K}$	Dichte ρ $\frac{kg}{dm^3}$	spezifische Wärmekapazität c_p $\frac{Ws}{gK}$
Kupfer	58	$3,93 \cdot 10^{-3}$	$8,9$	$0,385$
Aluminium	$35,4$	$4,03 \cdot 10^{-3}$	$2,7$	$0,9$

Da die elektrische Leitfähigkeit bei Kupfer sehr viel größer ist als bei Aluminium, werden bei gleicher maximal zulässiger Stromstärke die Querschnitte der Kupferleitungen aus Kostengründen dementsprechend kleiner ausgeführt. Es ergibt sich somit bei beiden Leitermaterialien im gesamten Temperaturbereich nahezu der gleiche Widerstandsbelag, da auch der Unterschied der Temperaturkoeffizienten mit rund 2,5% nur minimal ausfällt. **Die Wärmestrom erzeugende Verlustleistung der Leiter kann daher unabhängig vom Leitermaterial gesehen werden.**

Da in der stationär thermischen Berechnung sonst die Leitermaterialen nicht eingehen, ist der eingeschwungene Temperaturwert auch nicht davon abhängig. Das transiente Verhalten jedoch wird nach Gleichung 5.3 ebenfalls durch das Produkt aus c_p und ρ bestimmt. Dieses ist im Fall von Kupfer rund 1,4-fach größer als bei Aluminium. Aus diesem Grund fällt der **Temperaturanstieg im Kupferkabel geringer** aus und thermische Überlastungen treten erst etwas später auf.

Die über die Leiter gespannten Isolationsmaterialien sollen primär den elektrischen Kurzschluss bzw. Kontakt verhindern. Weiters wird auf gefahrenfreies Verhalten bei Flammen- und Feuchtigkeitseinwirkungen sowie natürlich die Gesamtkosten ein Augenmerk gelegt. In Verbindung mit dem Mantelmaterial sind Beanspruchungen (gemäß [26, S. 101])

- elektrischer,
- mechanischer,
- atmosphärischer und
- chemischer

Natur, welche während des Betriebs auf eine Leitung wirken können, zu berücksichtigen. In Verwendung sind Thermo- (z.B. *PVC*), vernetze Thermo- (z.B. *VPE*) und Duroplaste sowie Elastomere und getränktes Papier. Neben den grundlegenden Materialeigenschaften ist auch die gewählte Dicke entscheidend. Diese ist jedoch nicht beliebig wählbar, da beispielsweise ein möglichst kleiner Biegeradius der Kabel von Vorteil ist. Die thermisch relevanten Kennwerte sowie deren unterschiedliche Einflüsse werden anschließend gemeinsam mit den Materialsschichten behandelt.

Das betrachtete und modellierte Erdkabel ist dem *E-XAYY 4x150SM* der Firma *Schwechater Kabelwerke GmbH* nachempfunden. Dieses ist eines der typischen Wiener Niederspannungskabel und besitzt eine angegebene Strombelastbarkeit im Erdreich von 275 A je Leiter [31].

Das in dieser Arbeit verwendete transient thermische Modell berechnet Wärmeverluste und Temperaturen der vier Leiter einzeln. Vereinfachend wirken diese summierten Wärmeströme auf eine fiktive gemeinsame Isolation, welche direkt am Mantel anliegt. Die folgend verwendeten Abmessungen stammen aus [32]. Die Radien der Aluminiumleiter sind mit 6,91 mm festgesetzt. Über alle Leiter, als fiktive Aderumhüllung, ist die *PVC*-Isolation als Kreisring mit der Dicke von 1,8 mm modelliert. Letzendlich schließt der reale Mantel, ebenfalls bestehend aus *PVC*, mit einer Dicke von 2,5 mm das Erdkabel ab.

Durch diese Modellannahmen ist es möglich, unsymmetrische Leiterbelastungen auch thermisch zu simulieren. Der überwiegend unausgelastete *PEN*-Leiter nimmt durch die „gemeinsame“ Isolation auch meist deren Temperatur an.

5.3.2 Eigenschaften des Bettungsmaterials

In dieser Arbeit wird der Fokus auf Kabel unter der Erdoberfläche gelegt. Bei Verlegung in Luft sind andere Effekte zu beachten. Im Allgemeinen werden Erdkabel direkt in einem sogenannten *Bettungsmaterial* verlegt. Für dieses wird **steinfreies Füllgut, wie Sand**, empfohlen, welches die unmittelbare Umgebung des Kabels mit bekannten thermischen Bedingungen ausstattet. Auf dieses Material kann entweder der **ausgehobene Erdboden oder ein anderes Material wie z.B. Kies oder Schotter** daraufgegeben werden. Auf alle Fälle sollte das Material der *Rückfüllung* ohne Einschlüsse von Bauschutt oder Asche sein. Neben dem Kabelgraben ist letztlich der ursprüngliche Boden.

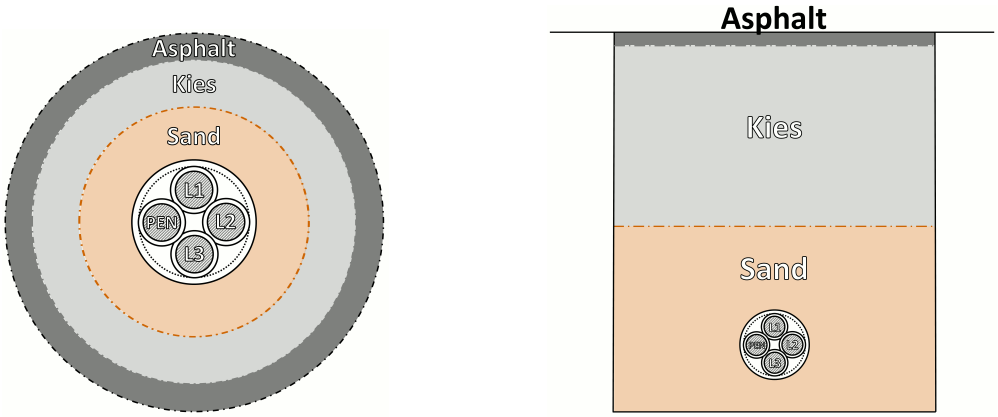


Abbildung 5.2: Ersatzschaltbild für die thermische Modellierung (links) sowie realitätsnahe Abbildung der Verlegung (rechts) des vierleitrigen Kabels unter einer Asphaltdecke in einem Sand-Kies-Bett. Die Durchmesser bzw. Entfernungen außerhalb des Leiters sind nicht maßstablich richtig dargestellt.

Die in dieser Arbeit verwendeten Materialien sind ebenfalls dem Wiener Niederspannungsnetz nachempfunden. Als Bettungsgut wird, wie empfohlen, Sand in einem Bereich von 20 cm verwendet. Darüber kommen rund 50 cm Kies bzw. sogenannter *Gräder*. Da die Kabel unter dem Gehsteig verlegt werden, ist als oberste

Schicht Asphalt mit ca. 2,5 cm Höhe zu finden. Folglich befinden sich die Niederspannungskabel etwa 72,5 cm unter der Erdoberfläche. Abbildung 5.2 (rechts) zeigt eine realitätsnahe Darstellung dieser Verlegeart, wobei Entfernungen außerhalb des Leiters nicht maßstablich richtig dargestellt sind.

Um das Modell und deren Ergebnisse nicht zu verkomplizieren, wurden eventuell mögliche Mittelspannungskabel in näherer Umgebung vernachlässigt. Leitungen der Fernwärme bzw. Wasserversorgung, welche einen entscheidenden Einfluss hätten, werden unter der Straßendecke verlegt und sind somit außerhalb des Wirkungsbereichs. Wie in den Abschnitten 5.1 und 5.2 bereits erwähnt, sind den Materialschichten in den Berechnungen konzentrische Kreisringe hinterlegt. Natürlich stellt dies die in Abbildung 5.2 (links) dargestellte Vereinfachung dar, welche jedoch vertretbar ist, da dadurch die Mehrschichtenmodellierung überhaupt möglich ist.

Die bodenphysikalischen und **thermischen Eigenschaften** der Erdbodenmaterialien sind aufgrund der sehr unterschiedlichen **Zusammensetzungen und vor allem Feuchtigkeiten sehr variabel**. Daher können die entsprechenden Kennwerte meist nur durch Bereiche gekennzeichnet werden. Tabelle 5.3 zeigt die thermisch relevanten Eigenschaften der wichtigsten Isolations-, Mantel- und Umgebungsmaterialien von Erdkabel.

Tabelle 5.3: Kennwerte der wichtigsten Isolations-, Mantel- und Umgebungsmaterialien von Erdkabel (Werte aus [26], [30], [33] und [34])

Material	spezifischer Wärmewiderstand ρ_ϑ $\frac{Km}{W}$	Dichte ρ $\frac{g}{cm^3}$	spezifische Wärmekapazität c_p $\frac{Ws}{gK}$	Produkt aus ρ und c_p $\frac{Ws}{Kcm^3}$
PVC	**4,35**	**1,40**	**1,50**	2,10
VPE	3,50	0,92	1,80	1,66
Sand, trocken	**1,43**	**1,65**	**0,84**	1,39
Sand, feucht	0,53	1,65	1,20	1,98
Kies	**1,43**	**1,55**	**0,84**	1,30
Asphalt	**1,25**	-	-	-
Erde, trocken	2,50	1,30	2,00	2,60
Erde, feucht	1,00	1,50	4,00	6,00

Der spezifische Wärmewiderstand aller Schichten beeinflusst, wie in Abschnitt 5.1 erläutert, den eingeschwungenen Temperaturwert der Leiter. Je höher die Summe dieser Widerstandswerte ausfällt, desto wärmer das Kabelinnere. Daher ist beim Bettungs- und Umgebungsmaterial auf deren Wärmewiderstände, vor allem auch im trockenen Zustand, zu achten. Wie in Gleichung 5.1 durch den ln-Ausdruck ersichtlich, **wirken spezifische Wärmewiderstände von Materialien in unmittelbarer Nähe des Erdkabels stärker**. Die höchsten Kennwerte besitzen bedauerlicherweise die Isolationsmaterialen. *VPE* besitzt hierbei die thermisch etwas besseren Eigenschaften, da diese zusätzlich noch eine höhere maximal zulässige Leitertemperatur besitzen. Die kleinsten spezifischen Wärmewiderstände fallen bei Sand an. Je nach Feuchtigkeit sind Werte unter und um 1 $\frac{Km}{W}$

möglich. Erde wäre thermisch betrachtet auch ein relativ gutes Material, jedoch bei möglicher Austrocknung erhöht sich der Wärmewiderstand stark.

Das Produkt aus Dichte und spezifischer Wärmekapazität ändert nur das transiente Verhalten. Dabei gilt, je größer das Produkt, desto langsamer die Temperaturänderungen. Tabelle 5.3 stellt in der letzten Spalte diese Werte vergleichend dar. Hier zeigt die Erde überragende Eigenschaften, da ihre spezifischen Wärmekapazitäten die höchsten Werte einnehmen. **Eine Bettung mit Erde würde demnach einen möglichen Temperaturanstieg am längsten herauszögern, jedoch auch eine Absenkung am Langsamsten durchführen.** Zu erwähnen sei noch, dass *PVC* ein um rund 25% größeres Produkt als *VPE* hat. Kies übernimmt die Temperaturänderungen am schnellsten. Alle anderen Bodenmaterialien besitzen ähnliches Verhalten. Die in Tabelle 5.3 fett markierten Kennwerte wurden bei den folgenden Berechnungen verwendet.

5.3.3 Umgebungstemperaturen

Der letzte entscheidende Parameter bei thermischen Modellierungen ist die durch die Wärmeentwicklungen der Leitungen unbeeinflussbare Umgebungstemperatur. Diese herrscht in relativ weit entfernten Erdschichten oder am Übergang zur Luft. In dem Fall des Wiener Niederspannungsnetzes ist sicherlich die Asphaltdecke diesbezüglich dominierend. Tabelle 5.4 zeigt die 0,1 m tiefen Erdbodentemperaturen unter einer Asphaltdecke in Abhängigkeit der Monate, welche auch im Modell für die Asphalttemperaturen verwendet wurden. Für die Temperaturwerte zwischen den Monatsersten wurden diese linear interpoliert.

Tabelle 5.4: Erdbodentemperaturen (0,1 m Tiefe) unter einer Asphaltdecke (Werte aus [26, S. 246])

Monat	Jän.	Feb.	Mär.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Dez.
Temp. in °C	-0,4	4,1	6,7	14,8	14,1	23,3	21,1	19,6	18,5	17,4	4,8	1,9

Der heißeste Monat unter einer Asphaltdecke ist mit rund 23,3°C der Juni und am kältesten ist der Jänner mit etwa -0,4°C. Beide Extremwerte fallen unter Grasdecken gemäßigter aus (Max.: 17°C im August und Min.: 1,3°C im Jänner) [26, S. 246]. Die Asphaltdecke in Städten bildet somit einen thermisch ungünstigen Fall.

5.4 Modellergebnisse

Die in den Abschnitten 5.1 und 5.2 definierten Gleichungen sowie deren Kennwerte aus Abschnitt 5.3 wurden in ein *MATLAB Simulink* Modell eingearbeitet (zwei Übersichtsbilder sind im Anhang zu finden). Inputgrößen für dieses Modell stellen die entsprechenden Belastungsströme aus Abschnitt 4.3.1 dar. Die Ergebnisse sind dann dessen berechnete Temperaturverläufe. Hierbei ist die Stromflußrichtung (Unterschied zwischen starken Verbrauchern und Erzeugern) irrelevant.

Eingangs wird die stationäre Berechnungsmethode mit Hilfe der realistischen Kennwerte der Materialien vorgeführt. Die dadurch berechneten *Belastbarkeiten* bilden den eingeschwungenen Zustand ab. Der zweite Teil dieses Abschnitts widmet sich den transienten Vorgängen bis zum Erreichen des stationären Werts.

5.4.1 Ergebnisse der stationären Berechnung

Die in Abschnitt 5.1 beschriebene stationär thermische Modellierung wird folgend anhand eines realitätsnahen Beispiels durchgeführt. Mit Hilfe der in Abschnitt 5.3 definierten spezifischen Kennwerte und Abmessungen ergeben sich die thermischen Wärmewiderstände nach Tabelle 5.5. Die letzte Spalte stellt die wirkende Summe[6] aller Schichten dar. Den **größten Anteil**, mit mehr als der Hälfte am Gesamtwärmewiderstand, hat die **Sandschicht**. Dies ist bedingt durch die unmittelbare Nähe zum Erdkabel sowie deren Dicke. Mit rund 30% besitzt das **Kiesmaterial**, aufgrund des hohen spezifischen Wärmewiderstands, **auch noch einen entscheidenden Anteil**.

Tabelle 5.5: Thermische Wärmewiderstände in $\frac{Km}{W}$ der einzelnen Schichten sowie deren wirkende Summe für die stationäre bzw. transiente Modellierung

$R'_{\vartheta,Iso}$	$R'_{\vartheta,Mantel}$	$R'_{\vartheta,Sand}$	$R'_{\vartheta,Kies}$	$R'_{\vartheta,Asphalt}$	$\sum R'_{\vartheta}$
0,160	0,080	0,492	0,285	0,007	0,917

Unter der Annahme einer *PVC*-Isolation und einer Umgebungstemperatur von 23,3°C (Höchstemperatur unter Asphaltdecke) ergibt sich somit der maximal zulässige Wärmestrom zu $\dot{Q}' = 50,933\,\frac{W}{m}$. Die leiterbedingten Effekte des elektrischen Leiterwiderstands und der dielektrischen Verlustleistung berechnen sich zu $R'_{Leiter} = 0,0002189\,\frac{\Omega}{m}$ und $P'_{diel} = 0,00026\,\frac{W}{m}$. Mit diesen Zwischenergebnissen und der Gleichung 5.2 ergibt in diesem Fall die *Belastbarkeit*

$$I = \sqrt{\frac{\dot{Q}' - P'_{diel}}{3 \cdot R'_{Leiter}}} = \sqrt{\frac{50,933\,\frac{W}{m} - 0,00026\,\frac{W}{m}}{3 \cdot 0,0002189\,\frac{\Omega}{m}}} = 278,49\,A. \tag{5.4}$$

Dieser berechnete Stromwert liegt sehr nahe dem Wert 275 A, welcher im Datenblatt für Verlegung im Erdreich zu finden ist. **Dieses stationäre Modell zeigt somit valides Verhalten.** Mit Hilfe des Modells können nun in Abhängigkeit der Strombelastung die resultierenden stationären Leitertemperaturen und dadurch der Zusammenhang zwischen Auslastung und Auswirkung auf die Kabelmaterialien berechnet werden. Abbildung 5.3 stellt diesen anhand des oben besprochenen Aluminium-*PVC*-Leiters in einer Sand-Kies-Bettung unter Asphaltdecke bei höchster und niedrigster Umgebungstemperatur dar.

Diese nichtlinearen Zusammenhänge zeigen bei den ersten Prozentpunkten noch wenig Veränderungen. Jedoch eine Überbelastung auf 110% ergibt schon eine Temperaturerhöhung um über 10°C. Diese Nichtlinearität beruht einerseits auf der quadratischen Komponente des elektrischen Stroms, welche bei beiden Umgebungstemperaturen gleich wirkt. Andererseits sind die elektrischen Leiterwiderstände temperaturabhängig und verstärken somit die höheren Leitertemperaturwerte. Aus diesem Grund ist der Verlauf bei höchster Umgebungstemperatur etwas steiler als der bei allgemein niedrigeren Temperaturen.

Abbildung 5.3 zeigt weiters die starke **Abhängigkeit der möglichen Stromauslastungen zur Umgebungstemperatur**. Beispielsweise sind bei 0°C Belastungen bis 120% durchwegs annehmbar, da die Leitertemperatur nicht über den kritischen 70°C-Bereich zu liegen kommt. Diese Tatsache wird bereits in den Übertragungssystemen ausgenutzt, da die Leistungsflüsse in den Wintermonaten erhöht werden.

[6] Die Isolationswärmewiderstände sind parallel geschaltet.

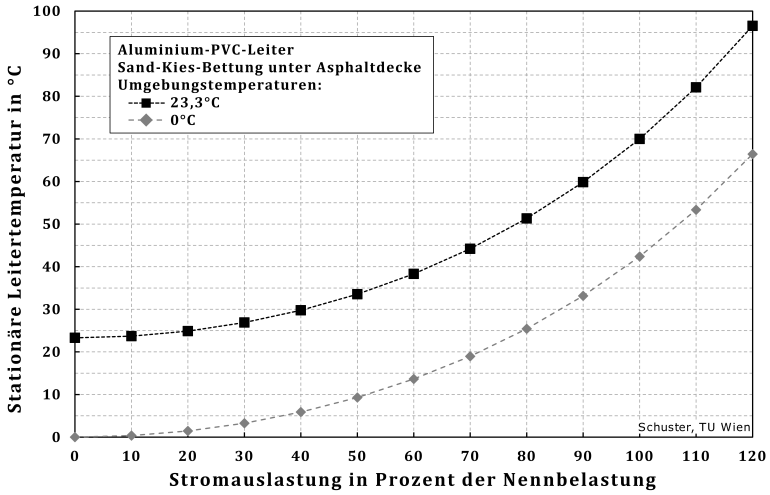


Abbildung 5.3: Verlauf der stationären Leitertemperaturen des Aluminium-PVC-Leiters in einer Sand-Kies-Bettung unter einer Asphaltdecke in Abhängigkeit der Strombelastung in Prozent der Nennbelastung und Umgebungstemperatur (23,3°C und 0°C)

5.4.2 Ergebnisse der transienten Berechnung

Die in Abschnitt 4.3.1 resultierenden Stromüberlastungen der Leitungen sind einerseits durch Schnellladevorgänge von E-Taxis und andererseits infolge großräumiger *PV*-Einspeisungen hervorgerufen. Der Unterschied des Leistungsflusses ist in diesem Fall irrelevant, da die Stromstärken zählen. Dennoch unterscheiden sich die Verläufe der zwei Überlastungen unterschiedlicher Herkunft. Wie bereits ersichtlich sind Stromüberlastungsmaxima der Ladevorgänge höher und dennoch kürzer als bei *PV*-Anlagen. Die Ausprägungen und Unterschiede der dadurch resultierenden Temperaturverläufe im Leiterinneren werden im Folgenden mittels transienter Simulationen einzeln behandelt. In allen Fällen wurden die in Abschnitt 5.3 gewählten Kennwerte eines Erdkabls verwendet.

STROMÜBERLASTUNGEN DURCH LADEVORGÄNGE:
Die ausgewählte Strangleitung versorgt ein städtisches Gebiet inklusive einer Ladestation eines E-Taxistandplatzes. Abbildung 5.4 zeigt die Auslastung in Prozent der Nennbelastung sowie die polygone Trendlinie des gesamten Simulationszeitraums als graue Linien. Die Trendlinie besitzt nur kleine Schwankungen im Bereich zwischen 40% und 50% Auslastung. Vereinzelt sind kurze Überlastungen, welche aufgrund der allgemeinen Mittelung geringer ausfallen, sichtbar. In der gleichen Abbildung sind in Rot die Temperaturverläufe der Leiter aller drei Phasen dargestellt. Die Form der Trendlinie ist vor allem durch die monatsabhängige Asphalttemperatur, welche im Juni ihren Spitzenwert erreicht, gegeben. Auch hier reduzieren sich die Temperaturmaxima durch die Mittelung.

Werden allerdings alle Minutenwerte analysiert, so ergeben sich die in Abbildung 5.5 dargestellten Verteilungen der Temperaturen. Hierbei wird die derzeitige Situation mit zwei unterschiedlichen E-Taxistandplatzladeprofilen verglichen. Zurzeit sind alle Leitertemperaturwerte sehr moderat und unterhalb von 30°C.

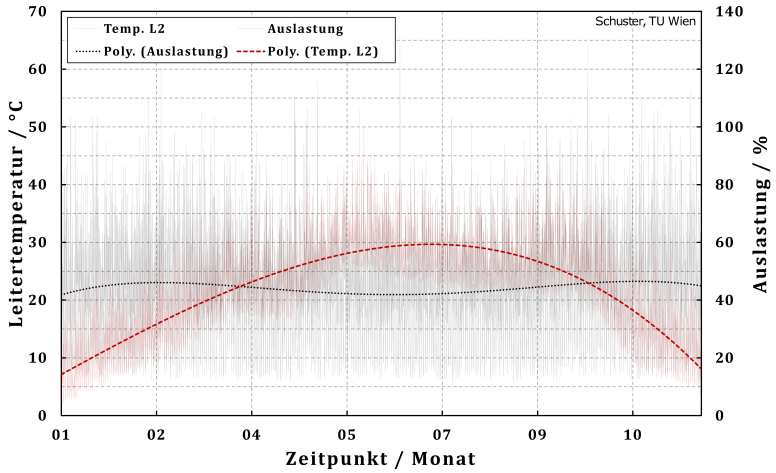


Abbildung 5.4: Gemittelte Verläufe der Leitertemperatur in Grad Celsius und Auslastung in Prozent der Nennbelastung sowie deren polygone Trendlinien des gesamten Simulationszeitraums (48 Wochen) des stark belasteten Strangs aus dem *„Stadtnetz“* mit ungesteuertem E-Taxistandplatzprofil

Durch E-Taxi-Schnellladevorgänge treten, wie in Abbildung 4.17 auf Seite 67 ersichtlich, Stromüberlastungen von knapp 190% auf.[7] Abbildung 5.5 zeigt weiters, dass diese Überlastungen des Strangs in maximale Leitertemperaturen über 90°C resultieren. Jene **Werte überschreiten die maximal zulässige Leitertemperatur** für *PVC*-Isolationen im Normalbetrieb von 70°C und sind **daher ohne weitere Materialanalysen nicht zulässig**.

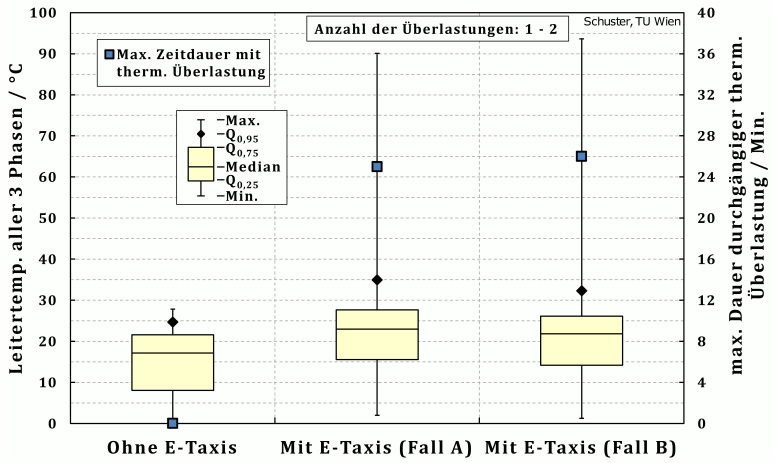


Abbildung 5.5: Leitertemperaturen (Minimum, 25%-, 75%-, 95%-Quantile, Median und Maximum) in Grad Celsius und maximale Dauer durchgängiger thermischer Überlastungen in Minuten aller drei Leiterphasen ohne E-Taxi und zwei Fälle mit E-Taxis des *„Stadtnetzes“*

[7] Dieser Stromüberlastungswert wurde mittels 15-Minutenmittelung berechnet. Bei der transient thermischen Modellierung wurde hingegen mit 1-Minutenwerten simuliert.

Obwohl die Stromüberlastungen während der Simulationsdauer aufsummiert ca. 5 Tage dauern, treten thermische Überlastungen (Leitertemperatur über 70°C) nur ein bzw. zwei Mal je maximal 26 Minuten auf. 95% aller Leitertemperaturwerte liegen in beiden E-Taxistandplatzfällen unter 35°C. Durch die thermischen Trägheiten veringern sich im Allgemeinen die Überlastungen der Leitertemperaturen gegenüber der Anzahl der Stromüberlastungen. Einige Stromüberlastungen sind demnach problemlos möglich. Je nach Anwendungsfall werden unterhalb eines gewissen Stromüberlastungswerts gar keine thermischen Überschreitungen mehr stattfinden. Anhand von fünf weiteren untersuchten NS-Netzen mit Schnellladevorgängen wurde festgestellt, dass **Stromüberlastungen unter 170% zu keiner Überschreitung der maximal zulässigen Leitertemperaturen** führen. Es ist anzunehmen, dass diese Überlastungen durch Elektromobilität mit Schnellladung zulässig und Materialschäden auszuschließen sind.

Abschließend stellt Abbildung 5.6 die Verläufe der Auslastung[8] in Prozent der Nennbelastung und der transient simulierten Leitertemperatur in Grad Celsius des stark belasteten Strangs an einem beispielhaften Tag mit ungesteuertem E-Taxistandplatzprofil dar. Anhand des Temperaturverlaufs nach Ab- bzw. Zunahme der Belastung sind die **thermischen Verzögerungen** sehr gut ersichtlich. Bedingt durch die kurze Überlastung ab 17 Uhr wird die maximal zulässige Leitertemperatur von 70°C bei rund 175% Auslastung erreicht.

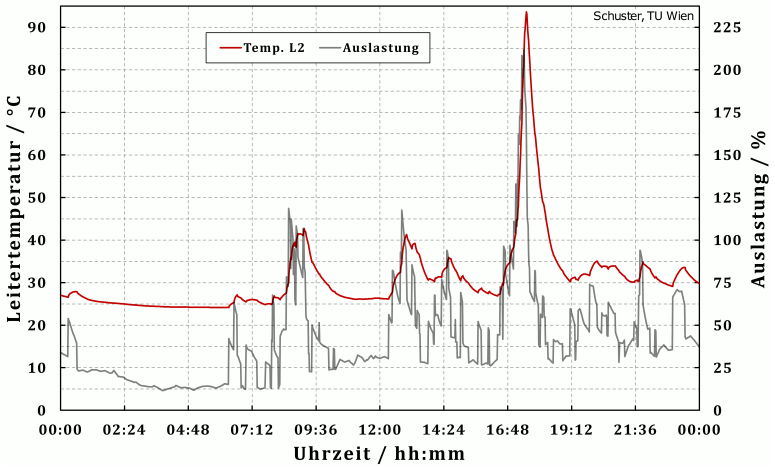


Abbildung 5.6: Verläufe der Leitertemperatur in Grad Celsius und Auslastung in Prozent der Nennbelastung der stark belasteten Strangleitung an einem beispielhaften Tag mit ungesteuertem E-Taxistandplatzprofil aus dem *„Stadtnetz“*

STROMÜBERLASTUNGEN DURCH PV-EINSPEISUNG:

Wie in Abschnitt 4.3.1 ersichtlich, treten im *„Landnetz“* hauptsächlich Stromüberlastungen bedingt durch dezentrale *PV*-Einspeisungen auf. Abbildung 5.7 spiegelt dieses in den ersten zwei Szenarien (o.PV o.E-Autos und o.PV m.E-Autos) auch in den auftretenden Leitertemperaturen wider. Alle ermittelten Kennwerte erhöhen sich durch die zusätzlichen Ladevorgänge nur unwesentlich, obwohl jene max. Auslastungen des Stroms um

[8] Die hier ermittelte maximale Auslastung ist höher als bei vorhergehender Berechnung der Verteilnetzbelastungen, da die transient thermische Modellierung mit 1-Minutenwerten rechnet anstatt mit 15-Minutenmittelwerten.

über 30% ansteigen. Die höchste Leitertemperatur liegt in beiden Fällen unterhalb von 26°C und damit im unkritischen Bereich.

Die zwei letzten Szenarien mit großflächiger *PV*-Integration zeichnen sich durch maximale Stromüberlastungen von rund 130%, wie in Abbildung 4.18 auf Seite 67 ersichtlich, aus. Diese Überlastungen treten allerdings mit in Summe rund 18 Tagen sehr oft auf. Abbildung 5.7 zeigt, dass es mit *PV*- jedoch ohne E-Auto-Integration zu zwei sehr niedrigen thermischen Überlastungen mit jeweils maximal 5 Minuten kommt. Allerdings sind 95% aller Temperaturwerte unterhalb von 45°C und somit sehr viel höher als bei den Überlastungen bedingt durch Schnellladevorgänge (35°C). Obwohl die thermischen Überlastungen bei *PV*-Einspeisungen nach Maximalwert und Anzahl geringer ausfallen, sind die allgemein auftretenden Leitertemperaturen (95%-Quantilen) in diesem Fall höher als bei der Elektromobilität mit Schnellladung in städtisch geprägten Netzen.

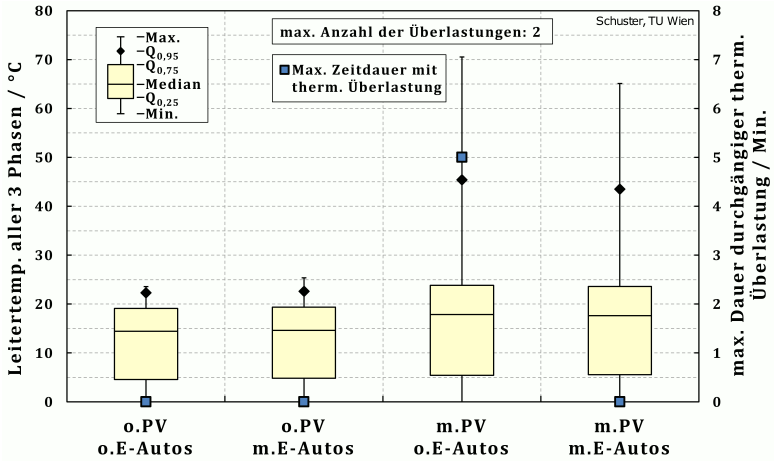


Abbildung 5.7: Leitertemperaturen (Minimum, 25%-, 75%-, 95%-Quantile, Median und Maximum) in Grad Celsius und maximale Dauer durchgängiger thermischer Überlastungen in Minuten aller drei Phasen in den vier Szenarien des *„Landnetzes“*

Durch Variation der installierten Leistung der *PV*-Freiflächenanlage wurde ermittelt, dass dieser ausgewählte Stromüberlastungsverlauf der Beginn der thermischen Überlastungen darstellt. Bei höheren Leistungen bzw. Überlastungen nehmen Überschreitungen der maximal zulässigen Leitertemperatur zu. Das Beispiel des *„Landnetzes“* gibt eine **maximale Stromüberlastung bedingt durch Photovoltaikeinspeisung von 130% vor**. Verglichen mit dem noch möglichen Überlastungswert von 170% bei Schnellladevorgängen sind ***PV*-Ausbauten aus thermischer Sicht kritischer zu betrachten**.

Bei gleichzeitiger Integration beider Technologien werden im *„Landnetz“* die Stromüberlastungskennwerte nur geringfügig verändert, jedoch reduziert sich die maximal auftretende Leitertemperatur um gut 5°C. Infolge dieser Reduktion wird in diesem Fallbeispiel die maximal zulässige Leitertemperatur von 70°C nicht mehr überschritten. **Die ungesteuerten Ladevorgänge entspannen daher in der Regel jene thermischen Auswirkungen bedingt durch Photovoltaikeinspeisungen.** Erzeugungsorientierte Ladesteuerungen bzw. -regelungen erzielen mit Sicherheit noch bessere Ergebnisse.

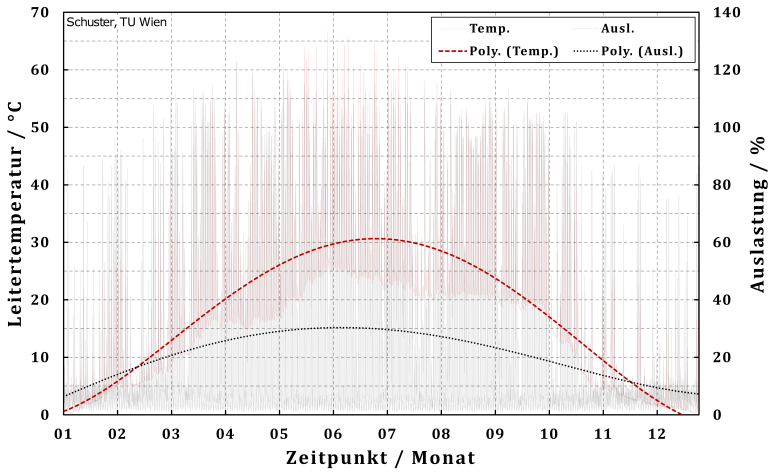


Abbildung 5.8: Gemittelte Verläufe der Leitertemperatur in Grad Celsius und Auslastung in Prozent der Nennbelastung sowie deren polygone Trendlinien des gesamten Simulationszeitraums (1 Jahr) des stark belasteten Strangs aus dem *„Landnetz“* mit vollem PV-Ausbau, aber keiner Elektromobilität

Fokussiert man die weiteren Analysen auf den thermisch kritischen Fall der *PV*- jedoch ohne E-Auto-Integration, so resultieren die in Abbildung 5.8 dargestellten Verläufe der Leitertemperaturen und Auslastungen. Hierbei zeigt die Trendlinie der Auslastungen bedingt durch die Photovolotaik ein parabolisches Verhalten mit einem Maximalwert von rund 30% im Monat Juni. Die auch dort angenommene Asphalttemperaturverteilung verstärkt diese Eigenschaft nochmals und es resultiert eine **stark monatsabhängige Leitertemperaturtrendlinie**. Das Maximum stellt sich zwischen den Monaten Juni und Juli mit rund 30°C ein. Dieser Temperaturwert ist auch in der Jahresverteilung bedingt durch Schnellladevorgänge zu bemerken.

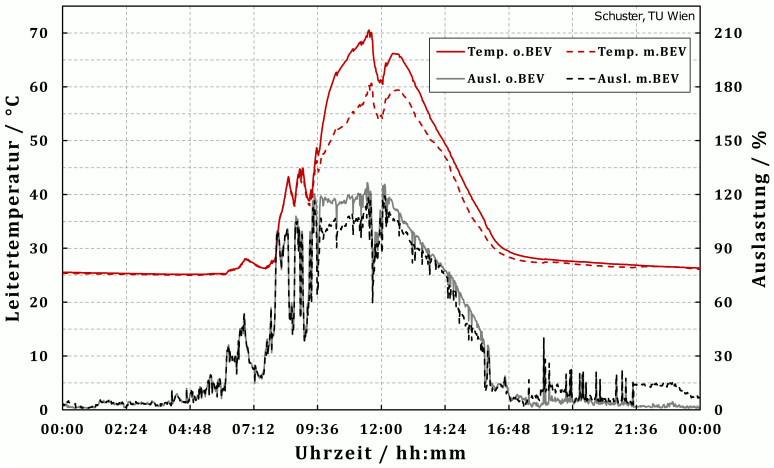


Abbildung 5.9: Verläufe der Leitertemperaturen in Grad Celsius und Auslastungen in Prozent der Nennbelastung des stark belasteten Strangs an einem beispielhaften Tag aus dem *„Landnetz“* mit vollem PV-Ausbau im Vergleich mit und ohne ungesteuerter Elektromobilität

Die obig beschriebenen kurzzeitigen thermischen Überlastungen treten an einem Tag auf. Dieser Tag ist in Abbildung 5.9 dargestellt. Das Auslastungsmaximum ist bedingt durch die *PV*-Einspeisung wie erwartet in den Mittagsstunden. Auch die maximale Leitertemperatur tritt kurz vor 12 Uhr auf. Die maximal zulässige Leitertemperatur wird in diesem Fall überschritten, da die Stromüberlastung ab ca. 09:30 Uhr konstant auf dem dennoch nicht so hohem Niveau von 120% zu liegen kommt. Erst nach rund 2 Stunden verringert sich diese. **In diesem Fall ist die Überlastungsdauer und nicht der Maximalwert von entscheidender Bedeutung.**

Die ungesteuerten Ladevorgänge reduzieren in diesem Zeitraum die Auslastungen um rund 15%, also knapp überhalb der maximalen Stromnennbedingungen des Kabels. Durch diese Reduktion **steigt die Leitertemperatur langsamer** an und die Überlastungsdauer reicht nicht aus um die Grenztemperatur zu erreichen. Eine maximale Leitertemperatur von 60°C stellt sich ein. Danach unterscheiden sich die Auslastungen nicht mehr so stark. Allerdings nimmt aufgrund der stetigen Abnahme der Auslastungen auch die Leitertemperatur ab.

5.5 Zusammenfassung der Ergebnisse aus der thermischen Überlastung

Transient thermische Analysen zeigen noch offene Ressourcen in der möglichen Übertragungskapazität heutiger Stromleitungen auf. Im Gegensatz zur klassischen stationären Berechnung wirken dabei **thermische Trägheiten** der Materialien. Diese weiterführende thermische Modellierung vergrößert den derzeitigen Horizont der klassischen Betriebsführung elektrischer Netze.

Die für die Stromauslastung entscheidenden **Wärmewiderstände** vor allem der Materialschichten in näherer Umgebung des Leiters dominieren neben der **Umgebungstemperatur** die ***Belastbarkeit*** des Kabels. Diese Belastbarkeit kann an jener Leitung ohne Unterbrechung unendlich lange anliegen und die maximal zulässige Leitertemperatur wird nicht überschritten. Um das Isolationsmaterial nicht zu schädigen, muss diese Temperatur, bei *PVC* ist dies 70°C, eingehalten werden. Das stationäre Ergebnis hängt **quadratisch von der Stromstärke** und bedingt durch den temperaturabhängigen Leiterwiderstand auch vom **resultierenden Temperaturbereich** ab. Höhere Leitertemperaturen führen zu größeren Widerstandswerten und dadurch verstärkt sich das Temperaturverhalten nochmals.

Bis zum Erreichen der Endtemperaturen bei konstantem Stromeintrag finden **transiente Vorgänge** in den Materialien statt. Eine dafür hauptverantwortliche Kenngröße ist die **spezifische Wärmekapazität**. Diese spiegelt die thermische Trägheit der jeweiligen Substanz wider. Im eingeschwungenen und stabilen Zustand sind die Ergebnisse beider Modellierungen (transient und stationär) gleich. Somit fußen sie auf den gleichen thermischen Grundgleichungen. Dabei gilt: Je größer die spezifische Wärmekapazität, desto kleiner die Änderungen in einem Zeitschritt.

In der vorliegenden Arbeit wurden thermische Auswirkungen tiefgehend analysiert, die durch Schnellladevorgänge von E-Taxis und im Vergleich dazu auch Auswirkungen, die durch großflächige Photovoltaikintegration verursacht wurden. In beiden Fällen sind **Auslastungen über den Stromüberlastungen**, welche durch stationär thermische Berechnungsmethoden ermittelt worden sind, **zulässig**. Konkrete Ausprägungen sind allerdings von den im Niederspannungsnetz befindlichen Technologien (Elektromobilität oder *PV*) sowie dem

konkreten Netzaufbau abhängig. Nichtsdestotrotz können einige allgemein gültige Aussagen getroffen werden, welche im Folgenden kurz zusammengefasst sind.

Alle Temperaturverläufe haben aufgrund der ausgewählten Asphalttemperaturänderung ihre **Maximalwerte** tendenziell in den **Sommermonaten** (Juni bis September). Da ebenfalls bei *PV*-Einspeisung die höchste Auslastung in diesem Zeitraum vorherrscht, erhöhen sich die Leitertemperaturen erneut. Durch zukünftig verstärkten Einsatz von Klimageräten vergrößert sich der elektrische Verbrauch zu diesen Zeiten. Dies kann positive sowie negative Effekte hervorrufen. Positiv kann die Auslastungsreduktion der Leitungen bei gleichzeitigem Vorhandensein einer *PV*- und Klimaanlage wirken. Allerdings ohne erneuerbare Energiequelle werden thermische Überlastungen infolge hoher Verbrauchsmaxima, wie beispielsweise die ausgewählten Schnellladevorgänge, weiter verstärkt.

Die über das Jahr verteilten Stromüberlastungen infolge der E-Taxiladeprofile können zu thermischen Überlastungen mit bis zu über 90°C Leitertemperatur führen. Diese treten maximal 26 Minuten und bis zu zweimal im Jahr auf. Durch die thermischen Trägheiten veringern sich im Allgemeinen die Überlastungen der Leitertemperaturen gegenüber der Anzahl der Stromüberlastungen. Es ist anzunehmen, dass **Strangüberlastungen bis zu 170% infolge von Schnellladevorgängen** mit Elektrofahrzeugen in allen Fällen **zulässig** und Materialschäden am Erdkabel auszuschließen sind.

Auslastungen bedingt durch Photovoltaikeinspeisung sind natürlich stark abhängig davon, welche installierte Erzeugungsleistung in Summe angenommen bzw. vorherrschend ist. In dem ausgewählten ländlich geprägten Niederspannungsnetz wurde jene Leistung installiert, welche erste **thermische Überlastungen** hervorruft. Bei maximalen **Stromüberlastungen von 130%** ist dieser Punkt erreicht. Typische Photovoltaikprofile bewirken somit schon bei viel kleineren Überlastungsspitzen, dass die maximal zulässige Leitertemperatur überschritten wird. **Verglichen mit den Auswirkungen der Schnellladevorgänge sind *PV*-Ausbauten aus thermischer Sicht kritischer zu betrachten.**

In dem ausgewählten Betrachtungsfall traten infolge großräumiger *PV*-Anlagen nur zwei sehr kurze thermische Überlastungen auf. Dennoch kommt die 95%-Quantile der Leitertemperaturen mit ca. 45°C sehr hoch zu liegen. Das lässt darauf schließen, dass im Allgemeinen höhere Temperaturen im Leiter herrschen, wie oben bereits erwähnt vor allem in den Sommermonaten.

Ungesteuerte Elektroautoladevorgänge können die Auslastungen infolge der dezentralen Erzeuger minimieren und dadurch den Temperaturanstieg während der problematischen Mittagsstunden merklich bremsen. In diesem Fall treten dadurch keine thermischen Überlastungen mehr auf. **Erzeugungsorientierte Ladesteuerungen bzw. -regelungen können noch mehr kritische Überlastungen verhindern** und somit eine verstärkte erneuerbare Energieversorgung ermöglichen.

6

Weiterführende Überlegungen

Einerseits zeigen die *Elektromobilitätsmodellregionen* deutlich die Vor- und Nachteile von Elektrofahrzeugen in der praktischen Anwendung. Dennoch sind wahrscheinlich nicht alle Erkenntnisse daraus für zukünftige Entwicklungen einsetzbar, da mit Sicherheit Mobilitätsverhalten sowie Einstellung zur Elektromobilität der Personen in den Modellregionen ganz besonders sind.

Für viele Adaptionen im Verkehrs- und Energiesystem ist das Wissen über die weiterführende Integration der Elektromobilität jedoch essentiell. Solche Veränderungen müssen aufgrund der Langlebigkeit der verwendeten Komponenten sehr lange im Voraus geplant werden. Die wesentlichen Aspekte und noch offenen Fragestellungen der **Netzintegration von Elektrofahrzeugen** werden zu Beginn des Kapitels erläutert.

Die ebenfalls vorgestellte transient thermische Berechnungsmethode ist sehr vielseitig einsetzbar. Je nach Belastungsprofil sind gewisse Stromüberlastungen zulässig. Natürlich müssen altbewährte Netzführungsstrategien, wie z.B. die (n-1)-Strukturierung, dafür erneuert und angepasst werden. Jedoch sind im Gegenzug vielseitige Ressourceneinsparungen bzw. ein verstärkter Einsatz von dezentralen erneuerbaren Energiequellen möglich und die verwendeten Netzkomponenten werden optimal ausgenutzt.

Die Berechnungsmethode ist weiters leicht in *„Smart Grid“*-Lösungen integrierbar, da die dafür notwendigen Messdaten mit Hilfe intelligent positionierter *Smart Meter* zur Verfügung stehen. In dieser Arbeit wurden thermische Auswirkungen von Belastungen durch Elektromobilität und Photovoltaik in Niederspannungsnetzen behandelt. Weitere **Betrachtungsfelder** über diese hinaus sowie mögliche **Verfeinerungen in der Modellierung** werden am Ende dieses Kapitels erwähnt.

6.1 Weiterführende Integration von Elektrofahrzeugen

Derzeitige Trends zeigen, dass die möglichen Ladeleistungen der Elektrofahrzeuge steigen werden. Zumindest die vollen 16 A bei einphasigen Ladevorgängen mit 230 V werden großteils ausgeschöpft. Die dafür notwendige *„Wallbox“* wird standardmäßig installiert. Einige Elektrofahrzeuge bieten, meist mit Aufpreis, auch jetzt schon höhere *AC*-Ladeleistungen an. Obwohl alle Mobilitätsuntersuchungen eine erhöhte *AC*-Leistung als nicht notwendig und auch in den überwiegenden Fällen zwecklos erachten, wird dieses Extra möglicherweise dennoch genommen. Die Hausinstallation sowie die *„Wallbox“* müssen jedoch darauf abgestimmt werden. Die Kosten für so einen Anschluss sind durch die jeweiligen Netzbetreiber noch zu definieren. Zu erwarten sind im Allgemeinen höhere Anschlussgebühren. Aufgrund der dreiphasigen Versorgung bei 11 kW-Anschlüssen ist es aber denkbar, dass diese stärkere Lademöglichkeit der mit nur 3,7 kW Maximalleistung vorgezogen wird, um Unsymmetrien im elektrischen Netz zu minimieren. Noch höhere Leistungen haben sicherlich wieder einen negativen Einfluss. Genauere **Untersuchungen der Unsymmetrien und optimalen Ladeleistungen** diesbezüglich sollten noch angestellt werden.

Bevor *AC*-Ladeleistungen weiter erhöht werden (über 11 kW), wurden und werden wahrscheinlich *DC*-Schnellladesysteme in Elektrofahrzeuge eingebaut. Ebenfalls entstehen europaweit immer mehr Schnellladekorridore entlang von Autobahnen, um Großstädte miteinander zu verbinden. Aus derzeitiger Perspektive ist es jedoch noch sehr fragwürdig, welcher Standard (*CHAdeMO* oder *Combostecker*) zukünftig vermehrt eingesetzt wird. Zusammenfassend ist ein **verstärkter Einsatz von Schnellladevorgängen** im Bereich von 50 bis 80 kW je Fahrzeug zu erwarten. Diese können einzelne Netzbereiche sehr schnell an ihre Grenzen bringen. Daher ist ein Anschluss dieser immer mit Absprache mit dem Netzbetreiber zu bewerkstelligen. Werden gleich mehrere Ladeeinheiten, vergleichbar mit heutigen Tankstellen, installiert, so ist ein direkter **Anschluss** über einen eigenen Umspanner im **Mittelspannungsnetz** wahrscheinlich die beste Option. Analysen und Richtlinien diesbezüglich sollten an- bzw. aufgestellt werden.

Die oben beschriebenen *AC*-Ladestationen werden an den *Hauptstandorten* (*„Zuhause“* und *„Arbeitsplatz“*) installiert sein. Abrechnungen und Identifikationen sind dort nicht notwendig, da meist ein begrenzter Zutritt vorherrscht. Daher können diese Ladestationen sehr simpel (z.B. einfache *„Wallbox“* mit Subzähler) ausgeführt werden. Aufgrund der hohen Anzahl dieser Stationen ist die Kostenfrage auch sehr entscheidend. Somit werden zwei Ladepunkte je Elektrofahrzeug effizient erreicht. Wie auch oben beschrieben, sind im öffentlichen Raum *DC*-Schnellladesysteme sehr nützlich. Geringere Ladeleistungen haben hingegen dort keinen Sinn, da die vom Kunden gewünschten Stehdauern in der Regel nicht ausreichen, um einen vertretbaren Energieinhalt nachzuladen. Die vereinzelten *DC*-Schnellladestationen geben einerseits Sicherheit und andererseits stehen diese bei längeren Strecken zur Verfügung. Da sich diese Stationen im öffentlichen Raum befinden, sind dort Identifikations- und eventuelle Abrechnungssyteme unbedingt erforderlich. Die zwei Hauptladepunkte werden durch jene Schnellladestellen geringfügig erweitert.

Nicht nur Schnellladevorgänge, sondern auch vermehrt Normalladungen, werden, aufgrund der sehr geringen Selbstentladung von Li-Ionen-Zellen, bedarfsgerecht durchgeführt. Die Arbeit des Ansteckens wird somit auf das Wesentlichste minimiert. Nachteiliger Effekt dieser Tatsache ist, dass Ladesteuerungen nur mehr sehr

begrenzt möglich sind, da die jeweiligen Ansteckdauern stark minimiert sowie die erforderlichen Ladeenergien vergrößert werden. Bei zukünftigen Integrationen der Elektromobilität sind entweder **Kostenersparnisse für längere Ansteckdauern oder praktikablere Ladevorrichtungen**, wie z.B. induktive Ladevorgänge, anzudenken.

Die besagten **Ladesteuerungen** sind schon in der frühen Phase der Elektromobilität an **Sammelladepunkten oder bei Schnellladesystemen** notwendig. Diese können jedoch meistens simpel **verbrauchsorientiert**, ohne komplizierte Kommunikationsmethoden zwischen mehreren Partnern anwenden zu müssen, realisiert werden. Hierbei wird eine maximale Anschlussleistung, welche in diesen Fällen unter der Gesamtsumme aller Einzelladeleistungen zu liegen kommt, mit Hilfe getakteter bzw. reduzierter Ladeleistung an den Elektrofahrzeugen eingehalten. Dadurch können diese bei Vorhandensein weniger Elektroautos trotzdem die maximale Leistung ausschöpfen.

Bei verstärkter Elektromobilität können Spannungsbandverletzungen (meist in ländlich geprägten Netzen) und Stromüberlastungen (meist in städtisch geprägten Netzen) durch ungesteuerte Ladevorgänge auftreten. Im Allgemeinen sind diese nur durch **aufwendigere netzorientierte Laderegelungen** verhinderbar. Eine Informations- und Kommunikationsinfrastruktur wie in *„Smart Grids“* ist zwingend erforderlich. Analysen und Untersuchungen, welche Messdaten sowie Funktionsweisen für solche Regelungen notwendig bzw. zielführend sind, sollten noch weiter durchgeführt werden.

Wie in den Auswirkungen im *„Landnetz“* ersichtlich, erzielt der gleichzeitige Ausbau von Photovoltaik und ungesteuerter Elektromobilität nicht den gewünschten Ausgleichseffekt per se. **Erzeugungsorientierte Ladesteuerungen oder -regelungen**, welche die Ladevorgänge in die *PV*-Erzeugung verschieben, sind unbedingt notwendig. Solche Ladesteuerungen, aber auch die Regelungen, welche zusätzlich die tatsächliche regenerative Einspeisung berücksichtigt, sind meist einfacher und mit Informationen vor Ort durchführbar. Egal welche Ladesteuerungen oder -regelungen zukünftig zur Anwendung kommen werden, es müssen entsprechende **Kommunikations- und Steuerungsschnittstellen vom und zum Elektrofahrzeug** zur Verfügung stehen. Das Protokoll und die Architektur dafür sollte offen und einheitlich sein, um Insellösungen zu vermeiden. Das Laden mit geringster Leistung (10 A einphasig mit 230 V) sollte hingegen an allen Systemen und zu jeder Zeit möglich sein.

6.2 Nutzung der thermischen Grenzberechnungen im Verteilnetzbetrieb

Durch transient thermische Berechnungen werden Temperaturverläufe bis zum Erreichen des stationären Endwerts beschrieben. Bei relativ kurzen Stromüberlastungen kann daher mit Hilfe dieser Methode die nicht vorkommende Überschreitung der maximal zulässigen Leitertemperatur kontrolliert werden. Ob eine konkrete Überlastung diese Bedingung erfüllt, hängt von sehr vielen örtlich und zeitlich verschiedenen Komponenten ab. Aus diesem Grund sind umfangreiche Modellierungen notwendig. Im Gegenzug können dadurch kostenoptimierte Lösungen zukünftiger Verteilnetzsysteme gefunden werden. Erst nach dem Ausschöpfen aller möglichen Netzreserven müssen gezielte Netzausbauten durchgeführt werden. Wie in dieser Arbeit dargestellt, resultieren durch vermehrten Einsatz dezentraler erneuerbarer Energiequellen und von Elektromobilität sehr geringe

Volllaststunden der Niederspannungsnetzkomponenten. In diesem Sinne müssen zukünftig Verteilnetzmanagementmethoden adaptiert werden, um noch in einem gesamtwirtschaftlichen Rahmen zu agieren. Ein essentieller Faktor spielt hierbei die in dieser Arbeit ausformulierte transient thermische Modellierung.

Die Auswahl der verwendeten Isolations- und Bettungsmaterialien nimmt bereits derzeit Rücksicht auf die jeweiligen spezifischen Wärmewiderstände, welche hauptverantwortlich sind für die resultierenden stationären Temperaturendwerte. Allerdings sind deren Eigenschaften bezüglich transientem Verhalten zurzeit noch weniger im Vordergrund. Als wichtigste Vertreter sind hierbei die spezifische Wärmekapazität und Dichte zu nennen. Das Produkt dieser zwei Komponenten hat maßgeblichen Einfluss darauf, wie schnell der stationäre Temperaturendwert erreicht wird. **Ein langsames Verhalten ist bei Temperaturanstiegen natürlich förderlich, jedoch bei der anschließenden Abnahme eher hinderlich.** Die ersten Vergleiche der unterschiedlichen Bettungsmaterialien diesbezüglich wurden in dieser Arbeit angestellt, allerdings sollten weitere tiefergehende Analysen angestellt werden, um **optimale Materialien für transientes Verhalten** zu finden.

Das vorliegende thermische Modell könnte in der Komponente der **elliptischen Temperaturausbreitung** bei Erdkabel ergänzt bzw. untersucht werden, wie groß der dabei bereinigte Fehler ist. Auf die Möglichkeit der **mehrschichtigen Simulation** sollte dabei geachtet werden, da in der Praxis meist unterschiedliche Bettungsmaterialien zum Einsatz kommen. Weiters sind **Ergänzungen benachbarter und stromführender elektrischer Leiter** sinnvoll. Die resultierende Leitertemperatur erhöht sich, wenn in direkter Umgebung ebenfalls belastete Nieder- oder Mittelspannungskabel geführt sind. Die Wechselwirkung dieser zwei Wärmequellen ist allerdings sehr kompliziert. Zusätzlich wärmeleitende Rohre wie z.B. Fernwärme anzunehmen, wäre natürlich in weiterer Stufe möglich, jedoch beim Beispielfall Wien unrealistisch, da diese nicht unter dem Gehsteig, sondern unter der Straße verlegt werden.

Inhalt dieser Arbeit waren vor allem Stromüberlastungen bedingt durch einerseits Schnellladevorgänge und andererseits Photovoltaikeinspeisungen. Anhand dieser zwei Fallbeispiele ist ersichtlich, dass noch zulässige Stromüberlastungsbereiche sehr abhängig von den konkreten Auslastungsverläufen sind. In weiterführenden Analysen sollten **zusätzliche Belastungsfälle**, wie z.B. andere erneuerbare Energiequellen (z.B. Wind- und Kleinwasserkraft) und Verbrauchergruppen (z.B. Haushalt, unterschiedliche Gewerbesparten), untersucht werden. In der Praxis treten **hauptsächlich Mischformen** auf, welche zu anderen Ergebnissen führen werden.

Im Sinne der **Ladesteuerungen** von Elektrofahrzeugen und des *Demand-Side-Managements* der anderen elektrischen Verbraucher, können **mit Hilfe des vorliegenden transient thermischen Modells** diese Algorithmen verbessert und optimiert werden. Ziel der vertiefenden Analysen sollte sein, thermische Überlastungen infolge dezentraler Einspeisungen beispielsweise durch erzeugungsorientierte Ladesteuerungen bzw. -regelung der Elektromobilität zu verhindern. Optimale Ladebeginnzeitpunkte an den Standorten zu mittags sind deren Ergebnisse. Bei Stromüberlastungen bedingt durch zu hohen elektrischen Verbrauch kann ein stufenweises Vorgehen der Lastbeeinflussungen definiert werden. Die Resultate der **transient thermischen Simulation erlauben eine gewisse Überlastung und je nach Wichtigkeit** oder auch thermischer Relevanz können einige elektrische Verbraucher bei höheren Stromauslastungsgrenzen erst reduziert betrieben bzw. ganz abgeschaltet werden.

7

Zusammenfassung

Die Ladeinfrastruktur und Verteilnetzbelastungen bedingt durch Elektromobilität stellen sich als breites Forschungs- und Entwicklungsfeld dar. Auch die Kombination mit erneuerbaren Energiequellen hat ihre Vorteile und Hürden. Folgend wird vorliegende Arbeit anhand der definierten Fragestellungen aus der Zieldefinition zusammengefasst.

WIE WIRD HEUTZUTAGE DIE NETZINTEGRATION VON ELEKTROFAHRZEUGEN BEWERKSTELLIGT?
Derzeit sind in Österreich rund 0,03% – das sind 1.389 Stück – aller Kraftfahrzeuge rein elektrisch angetrieben. Dieser geringe Prozentsatz hat natürlich seine Eigenheiten, da in der ersten Phase tendenziell selektive Bevölkerungsgruppen affin sind. Die Anschaffung der neuen Elektrofahrzeuge, der dafür notwendigen Ladeinfrastruktur und erneuerbaren Energiequellen war nur mittels finanzieller Unterstützung von staatlicher Seite möglich. In den sogenannten *Elektromobilitätsmodellregionen* konnte dies erfolgreich etabliert werden. Damit haben alle Erfahrungen und Erkenntnisse derzeitiger Netzintegration von Elektrofahrzeugen auch dort ihren Ursprung.

Jedoch können ganz allgemein alle in Europa zurzeit verwendeten Ladesysteme dem *„Typ 2“* zugeschrieben werden. Darin enthalten sind *AC*- und *DC*-Ladeverbindungen. Die derzeit gängige und in den Modellregionen vorherrschende *AC*-Ladeweise ist *„Mode 2“*, welche die herkömmliche *Schuko*-Steckdose in Verbindung einer sogenannten *„In-Cable Control Box“* nutzt. Der Ladestrom ist dabei meist auf 10 A, also maximal 2,3 kW, beschränkt. Zukünftig ist allerdings der *„Mode 3“* mit dabei vorgeschriebener *„Wallbox“* und eigener Absicherung zu empfehlen. Durch die Kommunikation zwischen Ladestation und Elektrofahrzeug sind dadurch Leistungen von höchstens 3,7 (einphasig) bis 44 kW (dreiphasig) möglich. Höhere Ladeleistungen sind nur mittels *DC*-Schnellladestationen erreichbar. Das schon heute übliche und in den Modellregionen regelmäßig eingesetzte *CHAdeMO*-System lädt mit maximal 50 kW.

Die Elektrofahrzeuge in den *Elektromobilitätsmodellregionen*, welche spezifische Fahrverbräuche inklusive aller Ladeverluste im Bereich zwischen 14 und 24 kWh/100km aufweisen, laden mit höchstens 2,3 bis 3,4 kW.

Durchschnittliche Tagesweglängen dieser ergeben mittlere Ladedauern zwischen 2 und 3 Stunden pro Tag. Diese Ladevorgänge werden hauptsächlich am *Hauptstandort* des Fahrzeugs, in diesen Fällen der *„Arbeitsplatz“*, durchgeführt. Dies ist natürlich darin begründet, dass hauptsächlich Unternehmen mit Flotten daran teilnehmen. Im Individualverkehr wäre der *Hauptstandort* wahrscheinlich *„Zuhause“*. An diesen Orten stehen die Autos lange und oft. Ergänzend werden nur Schnellladestationen im öffentlichen Raum zufriedenstellend angenommen, da Normalladestellen mit geringerer Leistung dort meist sinnlos sind. In den Modellregionen wurden durchschnittlich 1 bis 2,13 unterschiedliche Ladestationen pro Fahrzeug angefahren.

An diesen Ladestationen erreichen die durchschnittlichen Summenladeleistungsverläufe Spitzenwerte zwischen 290 und 730 W pro Fahrzeug. Diese Leistungen wurden um ca. 16:30 Uhr abgerufen. Trotzdem ist ein hoher Bedarf bis Mitternacht zu verzeichnen, obwohl die meisten Ladestarts schon um 13 Uhr stattfinden. Die Summe aller Ladeprozesse mit Li-Ionen-Batterien zeigen, dass Elektroautos hauptsächlich bedarfsgerecht angesteckt wurden. Daher sind Elektrofahrzeuge der neueren Generation tendenziell weniger oft und lange mit dem elektrischen Netz verbunden und dadurch Ladesteuerungen schwieriger durchführbar. Derzeit kann es nur zu punktuellen Netzproblemen bei Ladeleistungen über 3,7 kW pro Fahrzeug und an Sammelplätzen mit mehreren Ladestationen kommen. Allerdings führen höhere Durchdringungen in der Regel zu Problemen in der Spannungshaltung und Stromüberlastung.

WELCHE NIEDERSPANNUNGSNETZBELASTUNGEN TRETEN DURCH VERSTÄRKTEN EINSATZ VON ELEKTROFAHRZEUGEN UND PHOTOVOLTAIKANLAGEN AUF?

Da beide Technologien (Elektromobilität und Photovoltaik) hauptsächlich in der untersten Spannungsebene angeschlossen werden, sind Belastungen auch überwiegend dort vorzutreffen sowie werden Analysen dieser Wechselwirkungen sehr oft durchgeführt. Anhand von drei mit Bedacht ausgewählten Niederspannungsnetzen wurden die Auswirkungen der unterschiedlichen Belastungen tiefgehend untersucht. Die auftretenden Verteilnetzbelastungen können in die zwei Bereiche der Spannungsproblematik und Stromüberlastung unterteilt werden.

Die Ergebnisse der Spannungsbetrachtungen zeigen eindeutig, dass Netze mit kleiner Ausdehnung, wie z.B. städtisch geprägte Abschnitte, trotz massiver Schnellladevorgänge mit Elektrofahrzeugen (E-Taxis) keine Spannungsbandverletzungen aufweisen. Hingegen Netze mit großer Ausdehnung können durch Normalladevorgänge individuell genutzter Elektroautos (vollständiger Umstieg) unter das erlaubte Spannungsminimum fallen. Allerdings sind 95% aller Netzknotenspannungen trotzdem über 0,965 p.u.. Infolge eines massiven Ausbaus dezentraler Photovoltaikanlagen (vollständiger Dachausbau und zusätzlich eine *PV*-Freifläche) treten mit 1,12 p.u. Überspannungen auf. Die Kombination beider Technologien verringert zwar die Anzahl der vorkommenden Spannungsbandverletzungen, jedoch sind die auftretenden Minima und Maxima unverändert. Hierbei wurde die Elektromobilität ungesteuert angenommen. Spannungsunsymmetrien zwischen Phasen und Spannungsspreizungen der Netzknoten werden durch jeden Ausbau, egal ob Elektroauto oder *PV*, verschlechtert. Die Kombination der beiden wirkt sich allerdings in beiden Fällen negativ aus.

Stromüberlastungen, welche Auslastungen über den laut Norm bzw. durch stationär thermische Berechnungen ermittelten Grenzwert darstellen, betreffen verlustbehaftete Netzelemente wie Leitungen, Kabel und Transformatoren. Diese Überlastungen bewirken je nach Stärke erst nach einer gewissen Zeit thermische Pro-

bleme. Die dafür notwendigen transient thermischen Modelle werden in der nachfolgenden Fragestellung behandelt. Stromüberlastungen an Umspannern bedingt durch Ladevorgänge treten begrenzt auf und nur dann, wenn diese ohne Elektromobilität schon belastet sind ($>60\%$) und Sammelpunkte mit mehreren Ladestationen installiert werden. Meist werden jedoch Strangleitungen vorher überlastet. Vor allem in städtisch geprägten Netzen sind diese durch E-Taxi-Schnellladevorgänge (bis zu 80%iger Umstieg einer Taxiflotte) mit bis zum Doppelten der Nennwerte ausgelastet. Die Überlastungsdauern sind relativ kurz (rund 16‰ des Betrachtungszeitraums), allerdings von der Auslastungshöhe nicht ohne Weiteres akzeptierbar. Im ländlich geprägten Netz sind die maximalen Auslastungen infolge individuell genutzter Elektromobilität unterhalb der Nennwerte und somit unkritisch zu bewerten. Hingegen bei großflächiger *PV*-Einspeisung kann es zu Strangüberlastungen kommen. Hierbei stellt die gesamte Überlastungsdauer mit rund 5% bei Maximalauslastungen von ca. 130% das größte Problem dar. Die Kombination beider Technologien (Elektromobilität und Photovoltaik) reduziert die höchste Überlastung nur unwesentlich, allerdings verringern sich die Mittelwerte.

FÜHREN TYPISCHE ÜBERLASTUNGEN BEDINGT DURCH ELEKTROFAHRZEUGE UND PHOTOVOLTAIKANLAGEN AUCH ZU THERMISCHEN GRENZÜBERSCHREITUNGEN DER NETZKOMPONENTEN?
Thermische Grenzüberschreitungen können nur mittels transient thermischer Modelle simuliert werden. Diese berücksichtigen im Gegensatz zur klassischen stationären Berechnung thermische Trägheiten der eingesetzten Materialien, welche sich in der spezifischen Wärmekapazität wieder finden. Mit Hilfe dieser Betrachtung ist ersichtlich, dass Auslastungen oberhalb der Stromüberlastungen in Einzelfällen zulässig sind. Die resultierenden Temperaturen sind stark abhängig von den verwendeten Isolations-, Mantel- und Bettungsmaterialien sowie deren Umgebungstemperatur.

Prinzipiell weisen alle Temperaturverläufe aufgrund ausgewählter Asphaltüberdeckung ihre Maximalwerte tendenziell in den Sommermonaten auf. Bei Überlastungen infolge von Photovoltaikeinspeisungen führt dies zu weiteren Verschärfungen. Aus diesem Grund und da Stromüberlastungsdauern hierbei eher größer sind, treten höhere Leitertemperaturen als maximal erlaubt in dem ausgewählten ländlichen Niederspannungsnetz ab Auslastungen von rund 130% auf. Überlastungen unterhalb dieses Wertes sind somit zulässig und bewirken keine Materialschäden.

Stromüberlastungen infolge von Schnellladevorgängen mit Elektrofahrzeugen (E-Taxis) können sogar noch größer sein. In den betrachteten städtischen Netzen sind Auslastungen bis maximal 170% möglich, da diese Überlastungen tendenziell kürzer ausfallen und thermische Trägheiten dadurch wirken können. Typische Photovoltaikprofile bewirken somit schon bei kleineren Überlastungsspitzen, dass die maximal zulässige Leitertemperatur überschritten wird.

Die Kombination von Photovoltaik und ungesteuerter Elektromobilität minimiert die Leitertemperaturen in der Regel. Jedoch sind diese Verringerungen nur von bescheidenem Ausmaß. Erzeugungsorientierte Ladesteuerung bzw. -regelung könnten noch mehr kritische Überlastungen verhindern. Allerdings kann zusammengefasst werden, dass thermische Grenzüberschreitungen seltener oft auftreten als Stromüberlastungen im stationären Sinn, unabhängig durch welche Netzkomponente diese hervorgerufen wurde. Diese Thematik verschärft sich durch diese neuen Technologien, da diese die Volllaststunden der Netzkomponenten reduzieren.

Literaturverzeichnis

[1] LENNY BERNSTEIN et al.: *Climate Change 2007: Synthesis Report*. International Panel on Climate Change, November 2007. Technischer Bericht.

[2] IPCC: *International Panel on Climate Change*, 12.11.2012. `http://www.ipcc.ch`.

[3] JÜRGEN SCHNEIDER et al.: *Klimaschutzbericht 2010*. Umweltbundesamt GmbH, Wien, 2010.

[4] CHRISTOPH LEITINGER: *Netzintegration von solarer elektrischer Mobilität - Auswirkungen auf das elektrische Energiesystem*. Technische Universität Wien, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, September 2011. Dissertation.

[5] LEBENSMINISTERIUM UND KLIMA- UND ENERGIEFONDS: *Initiative für Elektromobilität und nachhaltige Enegieversorgung*, 20.11.2012. `http://e-connected.at`.

[6] ANDREAS SCHUSTER, CHRISTOPH LEITINGER und GÜNTHER BRAUNER: *Begleitforschung der TU Wien in VLOTTE - Endbericht*. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (TU Wien), April 2010. Technischer Bericht.

[7] ANDREAS SCHUSTER und MARKUS LITZLBAUER: *Begleitforschung der TU Wien in ElectroDrive Salzburg - Endbericht*. Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (TU Wien), Jänner 2013. Technischer Bericht.

[8] CHRISTOPH LEITINGER, MARKUS LITZLBAUER und ANDREAS SCHUSTER: *Smart Electric Mobility: Speichereinsatz für regenerative elektrische Mobilität und Netzstabilität, Endbericht*. TU Wien, 2011. Technischer Bericht, FFG-Projektnummer: 821889.

[9] FIORENTINO VALERIO CONTE: *Battery and battery management for hybrid electric vehicles: a review*. Springer-Verlag, Berlin, Oktober 2006. Technischer Bericht.

[10] ERWIN BÖHMER, DIETMAR EHRHARDT und WOLFGANG OBERSCHELP: *Elemente der angewandten Elektronik: Kompendium für Ausbildung und Beruf*. Vieweg Verlag, Wiesbaden, 15. Auflage, 2007.

[11] BERNHARD GERINGER und WERNER TOBER: *Batterieelektrische Fahrzeuge in der Praxis: Kosten, Reichweite, Umwelt, Komfort*. Österreichischer Verein für Kraftfahrzeugtechnik, Juni 2012. Technischer Bericht.

[12] CORNEL STAN: *Alternative Antriebe für Automobile: Hybridsysteme, Brennstoffzellen, alternative Energieträger*. Springer-Verlag, Berlin, 2005.

[13] ANDREAS JOSSEN und WOLFGANG WEYDANZ: *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*. Ubooks Verlag, Neusäß, 2006.

[14] ANDREAS SCHUSTER: *Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen*. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, TU Wien, September 2008. Diplomarbeit.

[15] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (Herausgeber): *Batterie-, Brennstoffzellen- und Hybrid-Fahrzeuge: Tagung Dresden, 17. und 18. Februar 1998*. VDI Verlag, Düsseldorf, 1998.

[16] GERHARD KIEFER: *VDE 0100 und die Praxis: Wegweiser für Anfänger und Profis*. VDE Verlag, 9. Auflage, 1999.

[17] STATISTIK AUSTRIA: *Kraftfahrzeuge - Bestand an Gebäuden und Wohnungen*, 19.01.2013. `http://www.statistik.at`.

[18] MARKUS LITZLBAUER, ANDREAS SCHUSTER und WOLFGANG GAWLIK: *Zukünftige Energienetze mit Elektromobilität - publizierbarer Endbericht*. Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (TU Wien), April 2013. Technischer Bericht, FFG-Projektnummer: 829953.

[19] GÜNTHER BRAUNER, WOLFGANG GAWLIK und CHRISTOPH GROISS: *Monitoring der PV-Anlage Zwentendorf*. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (TU Wien), Juli 2012. Technischer Bericht.

[20] REINHARD HAAS und MAXIMILIAN KLOESS: *Elektra – Entwicklung von Szenarien der Verbreitung von Pkw mit teil- und vollelektrifiziertem Antriebsstrang unter verschiedenen politischen Rahmenbedingungen*. A3plus – Austrian Advanced Automotive Technology, 2009. Technischer Bericht, FFG-Projektnummer: 816074.

[21] VALENTIN CRASTAN: *Elektrische Energieversorgung 1*. Springer-Verlag, Berlin, 2. Auflage, 2007.

[22] ECKARD SPRING: *Elektrische Maschinen - Eine Einführung*. Springer-Verlag, Berlin, 3. Auflage, 2009.

[23] MARKUS KRAICZY, MARTIN BRAUN, THOMAS STETZ, JOHANNES BRANTL und SEBASTIAN SCHMIDT: *Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen der lokalen Spannungsregelung des Umspanner-Transformators und der lokalen Blindleistungsregelung dezentraler Erzeugungsanlagen im Verteilnetz*. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 2013.

[24] PETER ESSLINGER und ROLF WITZMANN: *Studie Q(U): Experimentelle Untersuchung der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung Q(U) duch PV-Wechselrichter in Niederspannungsnetzen*. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 2013.

[25] HEINRICH BRAKELMANN: *Belastbarkeiten der Energiekabel*. VDE Verlag, Berlin, 1985.

[26] LOTHAR HEINHOLD und REIMER STUBBE (Herausgeber): *Kabel und Leitungen für Starkstrom*. Publicis MCD Verlag, Erlangen, 5. Auflage, 1999.

[27] NEXANS DEUTSCHLAND INDUSTRIES AG & CO. KG: *Starkstromkabel 1 - 30 kV*. Hannover, 2002.

[28] DIETER NÜHRMANN: *Das große Werkbuch Elektronik*. Franzis Verlag, 1998.

[29] KLAUS HEUCK, KLAUS-DIETER DETTMANN und DETLEF SCHULZ: *Elektrische Enegieversorgung*. Vieweg+Teubner Verlag, 8. Auflage, 2010.

[30] MATWEB, LLC: *Material Property Data*, 14.02.2013. `http://www.matweb.com`.

[31] SCHWECHATER KABELWERKE: *Datenblätter Energiekabel 0,6/1kV*, 11.04.2012. `http://www.skw.at`.

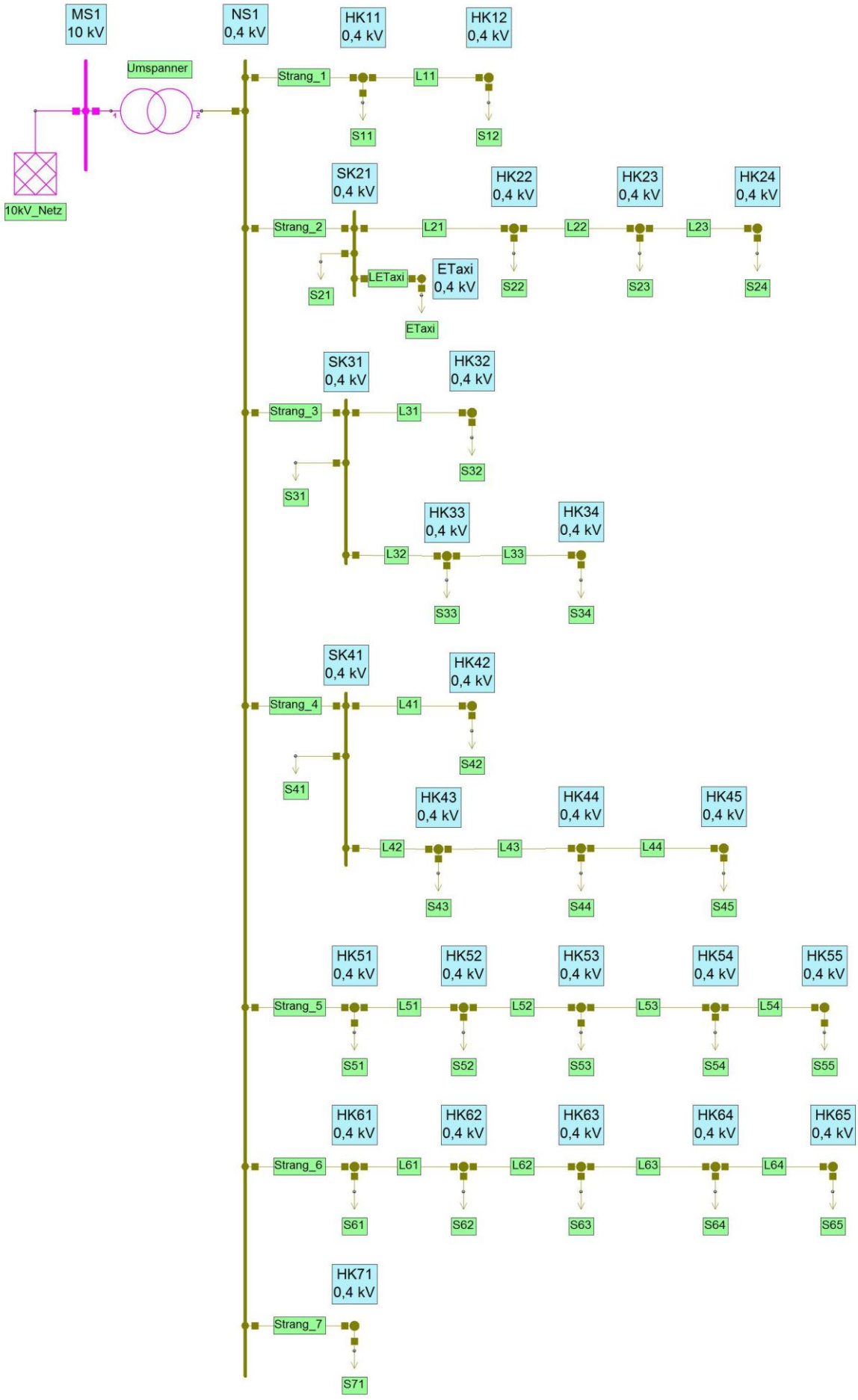
[32] LOTHAR HEINHOLD und REIMER STUBBE (Herausgeber): *Kabel und Leitungen für Starkstrom Teil 2*. Siemens Aktiengesellschaft, 4. Auflage, 1989.

[33] STEFAN BEISEL: *Vermessung, Modellierung und Bewertung des Erdreichwärmeübertragers beim Passiv-Solarhaus Cölbe*. Philipps-Universität Marburg, 1999. Dissertation.

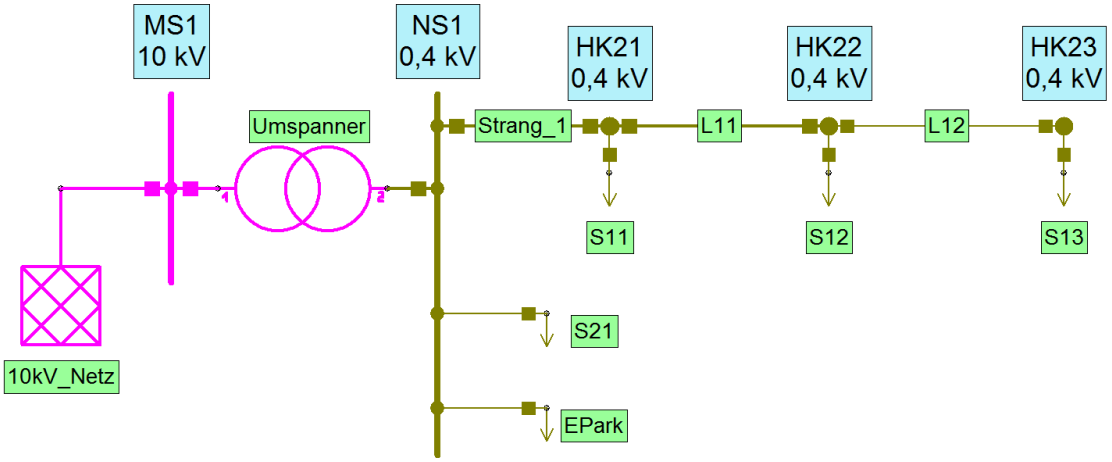
[34] ANTON SCHWEIZER: *Projektierungshilfe für Stromaggregate*, 21.01.2013. `http://schweizer-fn.de`.

Anhang

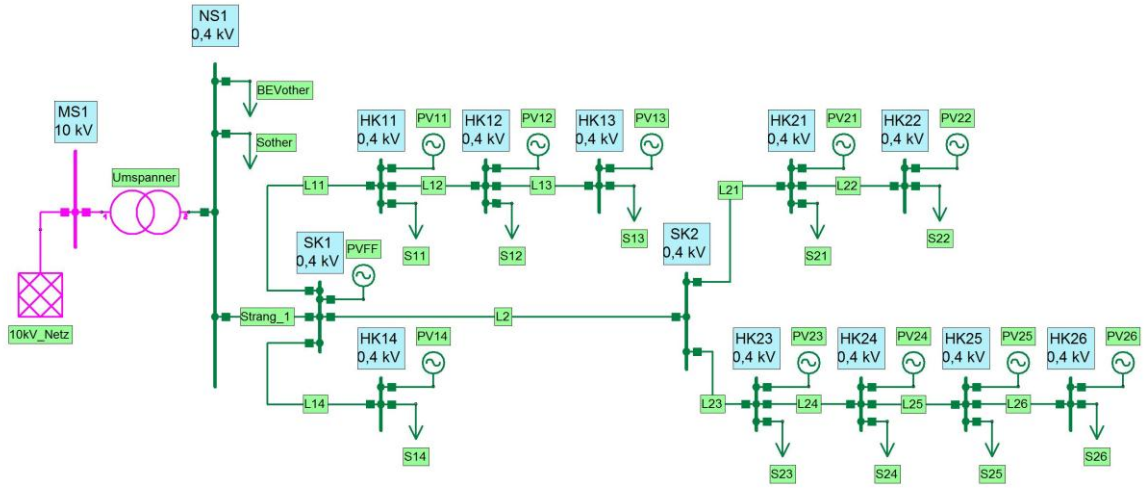
Netzplan „Stadt“

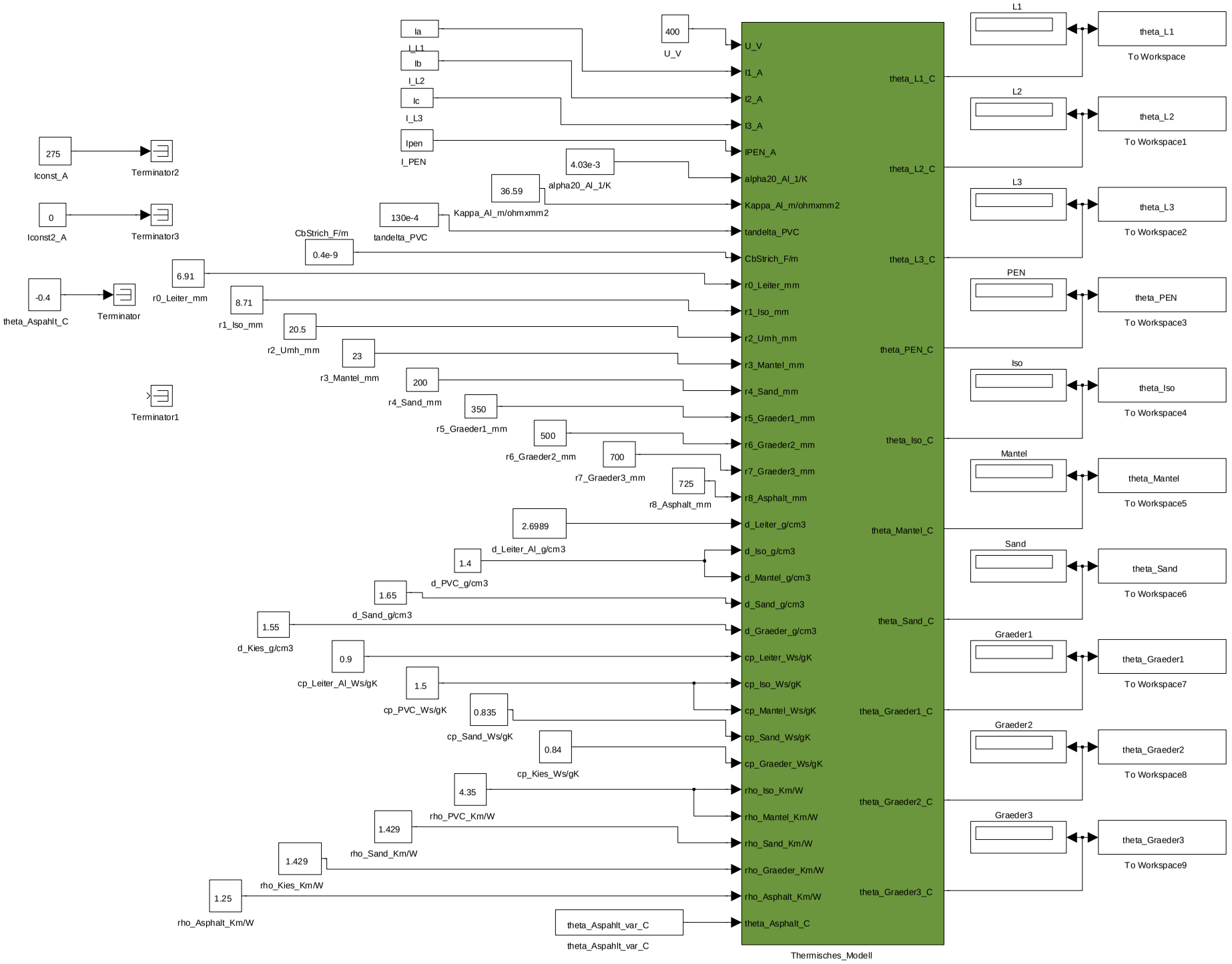


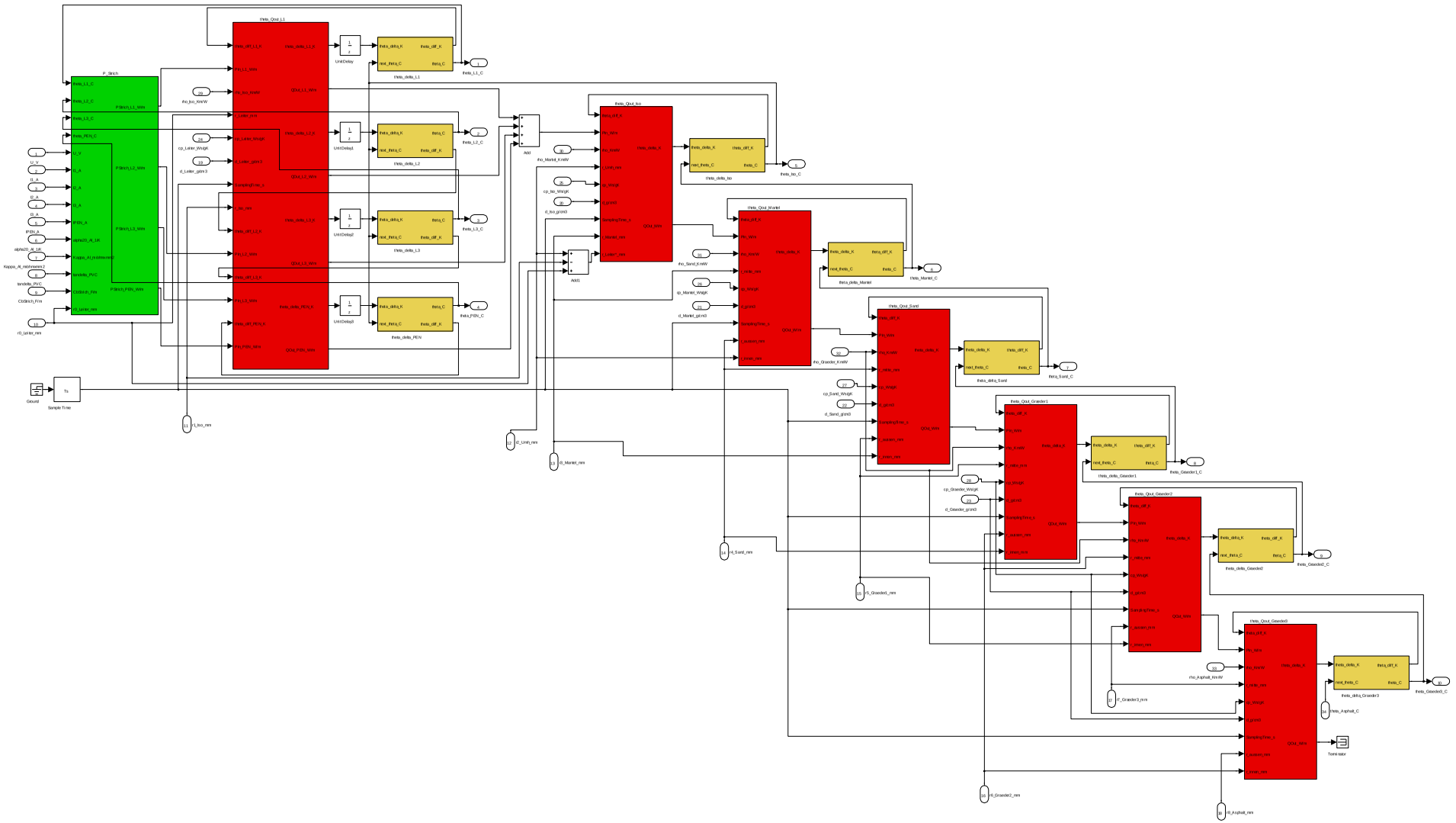
Netzplan „Einkaufszentrum“



Netzplan „Land“




Ia
I_L1
Ib
I_L2
Ic
I_L3
Ipen
I_PEN
400
U_V
U_V
I1_A
I2_A
I3_A
IPEN_A
alpha20_Al_1/K
Kappa_Al_m/ohmxmm2
tandelta_PVC
CbStrich_F/m
r0_Leiter_mm
r1_Iso_mm
r2_Umh_mm
r3_Mantel_mm
r4_Sand_mm
r5_Graeder1_mm
r6_Graeder2_mm
r7_Graeder3_mm
r8_Asphalt_mm
d_Leiter_g/cm3
d_Iso_g/cm3
d_Mantel_g/cm3
d_Sand_g/cm3
d_Graeder_g/cm3
cp_Leiter_Ws/gK
cp_Iso_Ws/gK
cp_Mantel_Ws/gK
cp_Sand_Ws/gK
cp_Graeder_Ws/gK
rho_Iso_Km/W
rho_Mantel_Km/W
rho_Sand_Km/W
rho_Graeder_Km/W
rho_Asphalt_Km/W
theta_Asphalt_C
theta_L1_C
theta_L2_C
theta_L3_C
theta_PEN_C
theta_Iso_C
theta_Mantel_C
theta_Sand_C
theta_Graeder1_C
theta_Graeder2_C
theta_Graeder3_C
Thermisches_Modell
275
Iconst_A
Terminator2
0
Iconst2_A
Terminator3
-0.4
theta_Asphalt_C
Terminator
Terminator1
4.03e-3
alpha20_Al_1/K
36.59
Kappa_Al_m/ohmxmm2
130e-4
tandelta_PVC
CbStrich_F/m
0.4e-9
6.91
r0_Leiter_mm
8.71
r1_Iso_mm
20.5
r2_Umh_mm
23
r3_Mantel_mm
200
r4_Sand_mm
350
r5_Graeder1_mm
500
r6_Graeder2_mm
700
r7_Graeder3_mm
725
r8_Asphalt_mm
2.6989
d_Leiter_Al_g/cm3
1.4
d_PVC_g/cm3
1.65
d_Sand_g/cm3
1.55
d_Kies_g/cm3
0.9
cp_Leiter_Al_Ws/gK
1.5
cp_PVC_Ws/gK
0.835
cp_Sand_Ws/gK
0.84
cp_Kies_Ws/gK
4.35
rho_PVC_Km/W
1.429
rho_Sand_Km/W
1.429
rho_Kies_Km/W
1.25
rho_Asphalt_Km/W
theta_Asphalt_var_C
theta_Asphalt_var_C
L1
theta_L1
To Workspace
L2
theta_L2
To Workspace1
L3
theta_L3
To Workspace2
PEN
theta_PEN
To Workspace3
Iso
theta_Iso
To Workspace4
Mantel
theta_Mantel
To Workspace5
Sand
theta_Sand
To Workspace6
Graeder1
theta_Graeder1
To Workspace7
Graeder2
theta_Graeder2
To Workspace8
Graeder3
theta_Graeder3
To Workspace9


theta_Qout_L1
theta_Qout_Iso
theta_Qout_M.Martel
theta_Qout_Sand
theta_Qout_Grander1
theta_Qout_Grander2
theta_Qout_Grander3
P_Strich
PStrich_L1_Wrk
PStrich_L2_Wrk
PStrich_L3_Wrk
PStrich_PEN_Wrk
Unit Delay
Unit Delay1
Unit Delay2
Unit Delay3
Add
Add1
Ground
Ts
Sample Time
Terminator
QOut_Wrk