

# DIPLOMARBEIT

## AUSWIRKUNGEN VON ELEKTROMOBILITÄT AUF DAS ZUKÜNFTIGE ELEKTRISCHE ENERGIESYSTEM ANHAND EINES FELDVERSUCHES

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines  
Diplom-Ingenieurs (Dipl.-Ing.)  
unter der Leitung von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik  
und  
Dipl.-Ing. Dr.techn. Dominik Fasthuber

eingereicht an der

TECHNISCHEN UNIVERSITÄT WIEN  
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Ing. Christian Lechner BSc  
Breitenfurterstraße 376/4/17  
1230 Wien

Wien, 16. Januar 2020

---



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# Danksagung

Eine Diplomarbeit abzuschließen kann, besonders neben einer Vollzeitanstellung ein sehr großes Unterfangen sein. Doch es ist geschafft und das wäre niemals ohne Unterstützung gelungen. Deshalb möchte ich mich von ganzen Herzen bei allen Beteiligten bedanken.

Ich bedanke mich herzlich bei der Technischen Universität Wien, allen voran meinem Betreuer Dipl.-Ing. Dr.techn. Dominik Fasthuber und Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik. Ich bedanke mich bei meiner Familie für die langen Jahre der Unterstützung und bei meiner Partnerin für ihre große Geduld. Außerdem bedanke ich mich bei meinem Arbeitgeber, der mein Studium immer unterstützt hat und diese Arbeit erst möglich gemacht hat.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# Kurzfassung

Schon viele Jahre warnen Klimaforscher, vor dem durch den Menschen verursachten Klimawandel. Aktuelle Ereignisse, wie das Klimaübereinkommen von Paris oder die energiepolitischen Ziele von Europa und Österreich zum Ausbau erneuerbarer Energieträger, geben Grund zur Annahme, dass es nun zu massiven Veränderungen kommen kann. Der Verkehrsbereich ist in Sachen Treibhausgasemission noch ein „Sorgenkind“, doch das soll sich mit der Elektromobilität im Individualverkehr ändern. Optimistische Szenarien prognostizieren einen Anteil von 30% Elektromobilität im Individualverkehr und das stellt unser Energiesystem vor massive Herausforderungen. Wo kommt die Energie für die Ladungen her und was muss getan werden, dass unsere Netze weiter stabil funktionieren?

Diese und weitere Fragen sollte ein sechs Monate andauernder Versuch in einem kleinen Ort in Niederösterreich klären. In einem für Österreich üblichen Verteilnetzabschnitt wurden in einer Einfamilienhaussiedlung 24 Haushalte mit einem am Markt erhältlichen Elektrofahrzeug ausgestattet und eine Vielzahl an Messungen durchgeführt. Nicht nur Elektrofahrzeuge, sondern auch Wärmepumpen und PV-Anlagen rundeten das Bild eines Szenarios, wie es uns im Jahr 2030 erwarten kann, ab.

Bei der Analyse der ersten Messwerte zeigt sich schnell, dass es hier großes Potential aber auch ernsthafte Herausforderungen gibt. So beträgt die für die Elektrofahrzeuge aufgewendete elektrische Energie etwa ein Drittel des gesamten Bedarfs an elektrischer Energie der teilnehmenden Haushalte. In Sachen Leistung ist das Bild extremer. Die Ladung der Elektrofahrzeuge verursacht eine große Lastspitze in den Abendstunden und bringt das Verteilnetz, vor allem in Bezug auf Einhaltung des Spannungsbandes nach EN 50160 ins „Schwitzen“.

Abhilfe sollte eine lokale Spannungsregelung direkt bei der Ladestation schaffen, die abhängig von der Spannung an der Ladestation den Ladestrom der Elektrofahrzeuge begrenzt hat und durch Berücksichtigung der Position im Netz (Netzimpedanz) für den Endabnehmer „fair“ sein sollte. Die Lastspitzen konnten so zwar gedämpft werden, aber die Fairness wurde nicht bestätigt.

Mit einer zweiten Methode, dem zentralen Lastmanagement, erfolgte eine Regelung der Stationen von der Ferne. Dies funktionierte beim realen Versuch an vier von vier Tagen sehr gut. Simulationen zeigen jedoch, dass für das gewünschte Ergebnis, nämlich die Entlastung des Netzes durch Lastverschiebung, komplexere Konzepte als zum Beispiel nur fix vorgegebene Sperrzeiten notwendig sind. Eine Regelung aufgrund der Preise am Energie Großhandelsmarkt entlastete das Netz (teure Preise bei Überangebot in den Abendstunden) und kann heute bereits Ersparnisse bringen.

Da ein Feldversuch nun zeitlich und örtlich begrenzt ist, und die Energiebranche langfristige und weitläufige Entscheidungen braucht, befasst sich der letzte Teil dieser Arbeit mit einer Netzsimulation. Ein Modell wurde erstellt und Lastflussberechnungen zeigten in mehreren Durchläufen, dass eine maximale Ladeleistung von 11 kW das Netz deutlich mehr belastet als zum Beispiel eine Mischung an Ladeleistungen von 3,7 kW bis 11 kW. Es zeigt sich, dass Wärmepumpen die Lastspitze kaum beeinflussen und Luft-Wärmepumpen mit Heizstäben wahrscheinlich nur bei sehr geringen Temperaturen ein Problem darstellen. Es zeigt sich auch bei diesen Betrachtungen, dass sich eine Regelung der Ladungen aufgrund der Energiepreise vorteilhaft auf das Netz

auswirken kann.

Der Feldversuch, sowie die Auswertungen dieser Arbeit haben gezeigt, dass Elektromobilität eine Herausforderung darstellen wird, der man sich frühzeitig annehmen muss. Als weitere Schritte werden vor allem detailliertere Analysen zur Wirtschaftlichkeit und den Möglichkeiten des zentralen Lastmanagements empfohlen. Die lokale Spannungsregelung sollte unter Laborbedingungen untersucht und weiterentwickelt werden.

# Abstract

Since decades climatologists are warning about the alarming increase of greenhouse gases emissions and the consequent global temperature rise. Unfortunately, policy makers seem to have ignored those warnings. However, recently is an increasing political will to combat climate change as the conclusion of the Paris Agreement and Austrian or EU climate goals indicate. Additionally, the production of renewable energy and the use of e-mobility are on the rise in Europe. Optimistic scenarios foresee a share of 30% of electric vehicles by the year 2030. This shift implies a huge potential for several industries but also an enormous challenge for the energy sector and especially our electric grids.

The case study of this work/thesis was a six-month field trial that took place in a small village in Lower Austria. 24 households were equipped with state-of-the-art electrical vehicles and the appropriate charging infrastructure. A high density of heat pumps and PV-plants was already in place, which represents the scenario we could have in the year 2030. A lot of measurements were taken in the grid and at household level.

An analysis of the measurements showed the huge impact e-mobility has on our infrastructure as it made up almost one third of the overall electricity consumption of the participating households. Furthermore it caused an even bigger peak in the load profiles in the evening hours resulting in serious voltage drop in the grid.

In order to lower the load peak and facilitate the integration of e-mobility, a local voltage control was implemented that reduced the charging current with dropping voltage. It even considered the distance to the transformer of the charging infrastructure by measuring the short-circuit power. This should lead to an equally strong limitation of maximum loading power over all charging station, making the algorithm „fair“ for the consumer . It turns out that the load peak was lowered by it and therefore the voltage level was secured, but it was not fair.

A second approach to integrate e-mobility was a central load management, which was tested for several days during the field trial. The specific scenario of shifting the load peak was tested for four days worked well reaching its goal to lower the load peak. However four days is not a lot, so some simulations were done resulting in the statement, that a more complex system with feedback loop can benefit. If the loads are controlled due to energy prices, not only the peak is shifted but also a small revenue can be realised.

Since a field trial is limited in many ways and decisions need to be made on a global scale and long term, the last part of this thesis focused on several grid simulations based on a created model. First result was that charging with 11 kW does harm the grid even more than the mix of 3.7 kW to 11 kW did. It seems that heat pumps do not affect the voltage levels significantly. However it is likely that, if a heating rod is active at the same time as a lot of EV charging is happening, the voltage could drop by a lot. The simulations also showed that a load control strategy based on energy prices can affect the voltage levels positively To sum up, the described

field trial and its analysis indicated a huge impact of electric cars on the electric grid that will be a challenge for our energy system. Therefore, further research is recommended.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1	Entwicklungspfade der Elektromobilität . . . . .	4
1.1.1	Elektromobilität 2030 . . . . .	7
1.2	Herausforderungen und Betrieb eines Verteilnetzes . . . . .	8
1.2.1	Wesentliche festlegungen der EN50160 . . . . .	8
1.2.2	Das Spannungsband . . . . .	8
1.2.3	Netzfrequenz . . . . .	8
1.2.4	Flicker . . . . .	9
1.2.5	Asymmetrie der Versorgungsspannung . . . . .	9
1.2.6	Weitere Kriterien für die Spannungsqualität der EN50160 . . . . .	9
1.3	Herausforderungen im Energiesystem . . . . .	9
<b>2</b>	<b>Versuchsbeschreibung</b>	<b>13</b>
2.1	Teilnehmende Haushalte und erfasste Messwerte . . . . .	15
2.1.1	Messtechnische Ausstattung der Teilnehmer . . . . .	16
2.1.2	Messtechnische Ausstattung außerhalb der teilnehmenden Haushalte . . . . .	17
2.2	Beschreibung Verteilnetz . . . . .	18
2.2.1	Das Musternetz . . . . .	19
2.3	Steuerung und Regelung der Elektrofahrzeuge . . . . .	21
2.4	Zeitlicher Verlauf . . . . .	21
<b>3</b>	<b>Datenanalyse und Aufbereitung</b>	<b>25</b>
3.1	Spannungsmesswerte . . . . .	28
3.2	Analyse der Leistungsmessungen der Ladestationen . . . . .	29
3.3	Skalierung der Leistungsmesswerte auf gängige Ladeleistungen . . . . .	34
3.4	Statistische Kennwerte von Spannung, Leistung und Energie . . . . .	36
<b>4</b>	<b>Lokale Spannungsregelung</b>	<b>39</b>
4.1	Heizstab versus Elektroauto - Ein Beispiel der Herausforderungen und einige soziale Aspekte . . . . .	39
4.2	Netzimpedanz und Knickspannung . . . . .	40
4.3	Implementierung der Spannungsregelung . . . . .	40
4.4	Beurteilung der implementierten Spannungsregelung . . . . .	42
4.5	Zusammenfassung und Empfehlung Spannungsregelung . . . . .	45
<b>5</b>	<b>Zentrales Lastmanagement</b>	<b>47</b>
5.1	Rahmenbedingungen und Märkte für zentrales Last- und Erzeugungsmanagement	49
5.2	Zentrales Lastmanagement im Feldversuch und Simulation . . . . .	50
5.2.1	Simulation 1 - Verschiebung der Abendspitze durch Sperre von fix vorgegebenen Stunden . . . . .	51

5.2.2	Simulation 2 - Sperren der Ladungen in Abhängigkeit der Leistung am Transformator . . . . .	53
5.2.3	Simulation 3 - Eine (Energie-) wirtschaftliche Betrachtung . . . . .	55
5.3	Zusammenfassung und Empfehlung zentrales Lastmanagement . . . . .	58
<b>6</b>	<b>Netzsimulationen und Lastflussberechnung</b>	<b>59</b>
6.1	Basismodell in PSS SINCAL . . . . .	59
6.2	Eingangszeitreihen für Lastflussberechnungen, 11kW Ladung und 22kW Ladung .	60
6.3	Simulation 1- Verifizieren des Modells und Symmetrie des Netzes . . . . .	63
6.4	Simulation 2 - Ladeleistung 11 kW . . . . .	64
6.5	Simulation 3 - Wärmepumpen und Heizstäbe . . . . .	65
6.5.1	Funktionsweise von Wärmepumpen . . . . .	65
6.6	Simulation 4 - Zentrales Lastmanagement und das Netz . . . . .	67
6.7	Simulation 5 - Keine Elektromobilität im Verteilnetz . . . . .	69
6.8	Zusammenfassung und Empfehlung, Simulationen und Lastflussberechnung . . .	70
<b>7</b>	<b>Schlussfolgerung und Ausblick</b>	<b>71</b>

# 1 Einleitung

Mobilität, Transport und Verkehr sind ein wesentlicher Faktor in unserer modernen und weitgehend globalisierten Welt. Mobilität bedeutet einen Wettbewerbsvorteil für die Wirtschaft einer Gesellschaft, vor allem ist der Individualverkehr Freiheit für den Einzelnen und für viele Menschen unverzichtbar.

Ein großer Teil unserer heutigen Mobilität ist jedoch auf fossile Energieträger angewiesen und hat damit einen erheblichen Anteil am globalen Ausstoß an Treibhausgasemissionen. Das führt unweigerlich dazu, dass die Oberflächentemperatur der Erde steigt und der damit verbundene, durch den Menschen herbeigeführte Klimawandel, weiter beschleunigt wird. Diese Tatsache stellt ein Problem dar und es müssen mittelfristig neue Lösungen für Mobilität gefunden werden.

Das Thema Klimawandel wird schon Jahrzehnte wissenschaftlich diskutiert und analysiert. Ein, in Fachkreisen sehr bekanntes Journal mit dem Namen „Climatic Change“<sup>1</sup>, beschreibt schon in der ersten Ausgabe aus dem Jahr 1977, den vom Menschen verursachten Klimawandel. Ein erstes Klimamodell, basierend auf physikalischen Grundlagen wurde sogar noch früher, nämlich im Jahr 1961 von Manabe und Möller (siehe [1, S. 8]) erstellt. Das zeigt, wie lange dieses Thema bereits erforscht wird und die Probleme bekannt sind. Eine Lösung gibt es bis heute nicht.

Die Temperatur unseres Planeten steigt weiter stetig an und stört damit das empfindliche Gleichgewicht der Natur. Die Folgen werden für uns Menschen fatal und das Thema muss von Politik und Gesellschaft unbedingt adressiert werden, um die Auswirkungen des Klimawandels einzuschränken.

Ein wesentlicher Durchbruch und Wendepunkt für die Klimaforschung, wie er auch in [2] beschrieben ist, gelang in der Übereinkunft von Kopenhagen der UN-Klimakonferenz<sup>2</sup> im Jahr 2009. Aufgrund der damals vorgestellten Forschungsergebnisse, welche von H.J. Schellnhuber, einem angesehenen deutschen Klimaforscher in [2, S. 229] als „schockierende Neuigkeiten“ beschrieben wurden, wurde die wissenschaftliche Erkenntnis offiziell anerkannt, dass langfristige anthropogene Störungen des Klimasystems nur verhindert werden, wenn die Erderwärmung unter der Grenze von 2°C gegenüber der vorindustriellen Zeit bleibt. Zum ersten Mal in der Geschichte der Klimaforschung gibt es ein Ziel und damit eine geopolitische Empfehlung. Es sei angemerkt, dass das 2°C Ziel eine Richtlinie ist und es, aufgrund der Komplexität des Klimasystems nur schwer vorhersehbar ist, welche Szenarien und in welcher Ausprägung diese nun tatsächlich eintreten werden. Dieses Ziel wird in [2, S. 231] mit dem Tempolimit in einer Stadt verglichen: Man versucht eine Balance zwischen Mobilität und Sicherheit zu finden, ideal wäre es allerdings, wenn jeder im Ort zu Fuß gehen würde.

Es hat den Anschein, dass der Klimawandel in den letzten Jahren nicht nur in der wissenschaftlichen Gemeinschaft, sondern auch medial immer stärker diskutiert wird. Es geht jedoch, ein aus meiner Sicht wesentlicher Punkt in der öffentlichen Debatte ab: Die wirtschaftlichen Auswirkungen des Klimawandels auf unsere Gesellschaft und damit die wirtschaftlichen Chancen die Umwelt- und Klimaschutz bieten. Auch wenn die Abschätzung der tatsächlichen Kosten mit Unsicherheiten behaftet ist, sind sich Experten auch hier einig, dass die mit dem Klimawandel

<sup>1</sup>Climatic Change: Ein interdisziplinäres Journal zum Thema Klimawandel. <https://link.springer.com/journal/10584>.

<sup>2</sup>UN steht für United Nations. Die UN ist eine internationale Organisation mit 193 Mitgliedstaaten - [www.un.org](http://www.un.org).

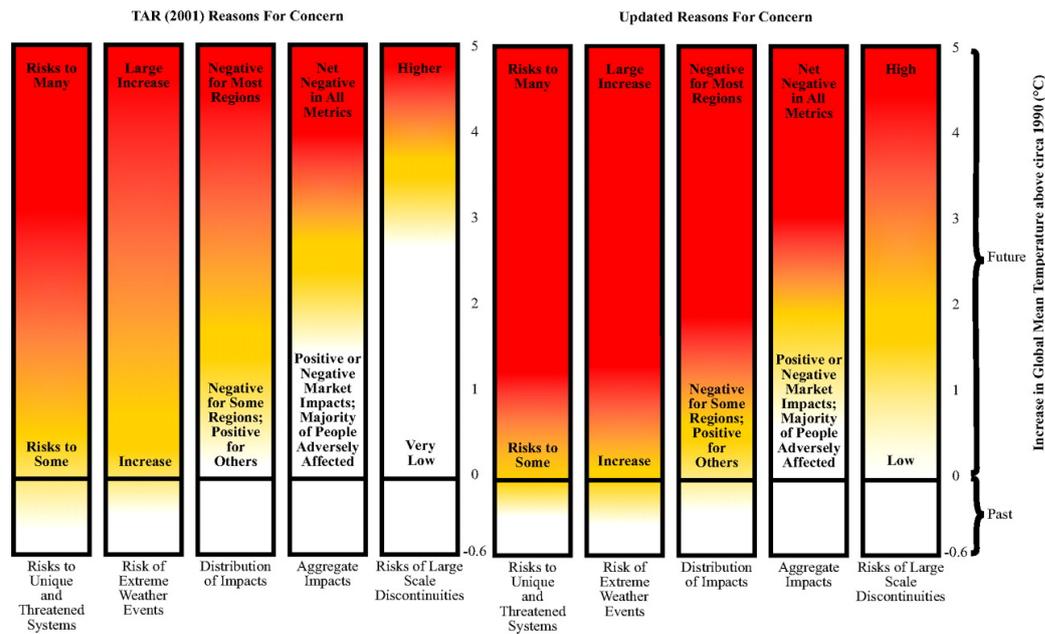


Abbildung 1.1: Entwicklung des „burning-embers diagram“. Links: Version von IPCC. Rechts: Die im Jahr 2009 aktualisierte Version der PNAS (Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America). Siehe [2, S. 234]

verbundenen Kosten mit sich ändernden Klima schnell steigen werden [1, S. 8]. Das erwähnte 2 °C Ziel ist ein Mittelweg zwischen Kosten für die Reduktion der Treibhausgasemissionen und Kosten durch Schäden des Klimawandels. In [1, S. 258] werden die Kosten des Klimawandels alleine in Deutschland mit 792 Milliarden Euro bis zum Jahr 2100 bei einem Temperaturanstieg von 4 °C beziffert. Für Europa wird ein Wohlfahrtsgewinn durch Maßnahmen für den Klimaschutz von bis zu 19% bei Einhaltung des 2 °C Zieles gegenüber einem Szenario ohne Eindämmung der Erderwärmung erwartet [1, S. 19].

Eine, von der IPCC <sup>3</sup> vorgestellten Art die Auswirkungen des Klimawandels darzustellen ist das so genannte „burning-embers diagram“. Es zeigt die Risiken, abhängig vom globalen Temperaturanstieg, in 5 verschiedenen Kategorien. Die beiden wohl bekanntesten Versionen sind in Abbildung 1.1 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass das besagte 2 °C Ziel durchaus mit einem großen, aber wahrscheinlich akzeptablen Risiko verbunden ist.

Diese für unsere Gesellschaft fatalen Konsequenzen, wirtschaftlicher aber auch menschlicher Natur, sowie die Chancen wurden anscheinend teilweise auch von Entscheidungsträgern in Politik und Wirtschaft erkannt. So verhandelt die Internationale Gemeinschaft regelmäßige Aktionen die Treibhausgasemissionen und damit die Erderwärmung reduzieren sollen.

Folge daraus war, dass sechs Jahre nach der Übereinkunft von Kopenhagen aus dem Jahre 2009 nun weitere konkretere Schritte im Pariser Übereinkommen aus dem Jahr 2015 [3] gesetzt wurden. Die Europäische Union<sup>4</sup> hat sich dort in einem Konsortium von 195 Staaten klare Ziele betreffend Abschwächung des Klimawandels und Reduktion der Treibhausgasemissionen gesetzt. Zusammengefasst einigten sich die Staaten auf:

<sup>3</sup>IPCC steht für Intergovernmental Panel on Climate Change und ist als Teil der UN für die Überwachung des Klimas zuständig - [www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch)

<sup>4</sup>Europäische Union oder kurz EU ist ein Verbund aus 28 Staaten in Europa

- Ein langfristiges Ziel, den Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 °C gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen.
- Das Ziel, den Anstieg auf 1,5 °C zu begrenzen, da dies die Risiken und Folgen des Klimawandels deutlich vermindern würde.
- Anstrengungen dahingehend, dass die weltweiten Emissionen möglichst bald ihren Gipfel überschreiten, wobei den Entwicklungsländern hierfür mehr Zeit eingeräumt wird.
- Rasche nachfolgende Emissionssenkungen auf Grundlage der besten verfügbaren wissenschaftlichen Erkenntnisse

Wie diese Ziele erreicht werden bleibt jedem der 195 Staaten selbst überlassen. Die Vereinigten Staaten von Amerika haben sich dazu entschlossen, aus dem Abkommen auszusteigen. Die Europäische Union und Österreich hingegen gehen hier mit einem besseren Beispiel voran. Es wurden viele Initiativen gestartet um die vereinbarten Ziele einzuhalten.

Die österreichische Bundesregierung hat sich auf die „Mission 2030“ [4], eine zumindest was die Umsetzung der Ziele angeht, noch wenig konkrete Klima- und Energiestrategie, geeinigt.

Auf europäischer Ebene wurde die „Energy Union and Climate Strategy“, ein umfassendes Strategiepaket, ausgerufen. Im Rahmen dieser Initiative wird der Fortschritt der Europäischen Union laufend beobachtet und berichtet. Im letzten Report der „Energy Union“ [5, S. 4] wurde festgestellt, dass seit dem Jahr 2012 nur im Transportsektor, ein Anstieg anstatt einer Reduktion der Treibhausgasemissionen stattfindet. Der Sektor Transport ist hinter dem Sektor Energieversorgung an zweiter Stelle, was den Ausstoß an Treibhausgasen betrifft. Der internationale Flugverkehr wurde als eigener Sektor angeführt und hat damit keine Wirkung auf den Sektor Transport.

Damit ist klar, im Bereich Transport, Verkehr und Mobilität müssen alternative Konzepte gefunden und umgesetzt werden. Eine vielversprechende Lösung ist hier die Elektromobilität und insbesondere das Elektrofahrzeug als Personenkraftwagen im Individualverkehr.

Viele Jahre ging die Entwicklung der Elektrofahrzeuge nur sehr langsam voran, da dies eine durchgängige Umstellung der Prozesse in der, hauptsächlich in Europa befindlichen Automobilindustrie zur Folge hat [6]. Durch den immer stärker werdenden Druck von Politik und Gesellschaft aber auch der zunehmenden Konkurrenz aus China oder den Vereinigten Staaten von Amerika sind nun auch die Automobilgiganten aus Europa gezwungen, Elektrofahrzeuge stärker zu forcieren.

So wurde im vergangenen Jahrzehnt vermehrt an alternativen Antriebstechnologien vor allem im Individualverkehr geforscht und das Elektrofahrzeug als Personenkraftwagen weiterentwickelt. Damit ist die Elektromobilität im Individualverkehr am Vormarsch. Es sei erwähnt, dass im öffentlichen Verkehr bereits ein erheblicher Anteil elektrisch funktioniert. In Österreich sind 71% (siehe [7] des Schienenverkehrs elektrifiziert.

Österreichweit steigen die Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen. Während es im Jahr 2014 noch weniger als 5000 Elektrofahrzeuge in Österreich gab, sind es Anfang 2019 bereits mehr als 23.000 [8]. Leider hat das Elektrofahrzeug gegenüber dem herkömmlichen Auto mit Verbrennungsmotor noch einige Nachteile:

- Die Reichweite von herkömmlichen, am Markt erhältlichen Elektrofahrzeugen ist weitaus geringer als die eines konventionellen Modells mit Verbrennungsmotor.
- Die Anschaffungskosten sind deutlich höher.

- Der aktuell wohl größte Nachteil ist die fehlende Ladeinfrastruktur im öffentlichen Bereich die eine zumutbar schnelle Ladung der Fahrzeuge ermöglicht.

Trotzdem entwickelt sich die Elektromobilität im Individualverkehr zunehmend zu einem großen Industriezweig. Immer mehr Modelle von Elektrofahrzeugen stehen dem Konsumenten zur Verfügung und Automobilhersteller befinden sich in einem harten Wettkampf um den Markt. Eine ähnliche Erkenntnis ist auch in [9] nachzulesen. Doch nicht nur die Automobilbranche steht mit dem Thema Elektromobilität im Individualverkehr vor einer großen Herausforderung. Die stark zunehmende Anzahl an Elektrofahrzeugen erfordert einen Ausbau der Infrastruktur. Ladestellen im öffentlichen und privaten Bereich müssen geschaffen werden und es muss für den Endverbraucher möglich sein, ohne spürbaren Komfortverlust, auch mit dem Elektrofahrzeug jederzeit mobil zu sein.

Das wird vor allem für die Energiebranche und speziell für die (Verteil-) Netzbetreiber, in den nächsten Jahrzehnten eine nicht unwesentliche Aufgabe sein, denn steigende Durchdringung von Elektrofahrzeugen heißt zunehmende Netzbelastung. Nicht nur die Dezentralisierung des Energiesystems mit dem Ausbau erneuerbarer Energieträger, sondern auch Konzepte zur Integration von Elektrofahrzeugen müssen entwickelt und umgesetzt werden.

Aus diesem Grund wurde ein Feldversuch mit 24 Elektrofahrzeugen in einer modernen Einfamilienhaussiedlung in einem für Niederösterreich typischen Netzabschnitt mit 400 V Versorgungsspannung durchgeführt und so, ein mögliches Szenario für das Jahr 2030 mit hoher Durchdringung von Elektromobilität und Wärmepumpen simuliert.

In dieser Arbeit werden die Ergebnisse des Feldversuches vor allem anhand der erhobenen Messwerte und in Hinblick auf elektrotechnische Fragestellungen diskutiert. Es werden einige Lösungskonzepte beschrieben und analysiert, sowie weitere Szenarien bezüglich Durchdringung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen aufgezeigt und mit einem Simulationsprogramm berechnet.

Aus meiner Sicht spielt Europa und hier vor allem Mitteleuropa wegen der bestehenden Infrastruktur, dem vorherrschenden Wohlstand und der verfügbaren Technologien eine Hauptrolle in der Energiewende <sup>5</sup> und der Erreichung der Klimaziele. Deswegen werde ich mich in dieser Arbeit hauptsächlich auf diese Regionen konzentrieren.

## 1.1 Entwicklungspfade der Elektromobilität

Die zukünftige Entwicklung der Elektromobilität und deren Verbreitung hängt von vielen Faktoren ab, außer Frage steht jedoch, dass die Elektromobilität insgesamt stark zunimmt und vor allem im Individualverkehr der Anteil an Elektromobilität immer weiter ansteigt.

Historisch gesehen findet das Elektrofahrzeug schon lange Anwendung. So beschreibt zum Beispiel [6, S. 3] eine 190-Jährige Tradition des Elektromotors als automobilen Antrieb, beginnend in den 1830er-Jahren. Das Konzept ist damit älter als das des Verbrennungsmotors, welcher seine Anfänge mit dem Lenoir'schen Gasmotor im Jahre 1860 hatte.

Bevor nun aber näher auf die Entwicklungspfade eingegangen wird, sollte in Bezug auf Elektromobilität folgende Unterscheidung gemacht werden:

- Schienenverkehr sowie Bootsverkehr sind ebenfalls Formen von Elektromobilität die in Österreich und Europa bereits jetzt weit verbreitet sind.

<sup>5</sup>Mit Energiewende bezeichnet man umgangssprachlich die Umstellung unseres Energiesystems von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energieträgern

- Voll elektrische Fahrzeuge (Englisch: BEV = Battery Electric Vehicles) haben ausschließlich einen Elektromotor als Antrieb und werden vom elektrischen Versorgungsnetz geladen.
- Plug-in Hybride Fahrzeuge haben einen elektrischen Motor, welcher vom elektrischen Versorgungsnetz geladen werden kann und einen Verbrennungsmotor (Englisch: PHEV = Plug-in Hybrid Electric Vehicles).
- Hybride Fahrzeuge sind Personenkraftwagen mit elektrischem Antrieb und Verbrennungsmotor welche nicht vom elektrischen Versorgungsnetz geladen werden.
- Weitere elektrische Kleinfahrzeuge wie Roller oder Fahrrad.

Es ist wichtig zu beachten, dass sich diese Arbeit auf die voll elektrischen Fahrzeuge konzentriert und im später beschriebenen Versuch auch ausschließlich solche zum Einsatz gekommen sind.

**Definition Elektrofahrzeug:** Es sei, sofern nicht explizit anders dargestellt, Elektrofahrzeug oder Elektro-PKW <sup>6</sup> in dieser Arbeit als voll elektrischer Personenkraftwagen definiert. Auch der Begriff Elektromobilität bezieht sich in dieser Arbeit vor allem auf die Elektromobilität im Individualverkehr.

Bezüglich der Zahl an verkauften und zugelassenen Elektrofahrzeuge ist global ein starker Aufwärtstrend zu verzeichnen. Laut Statistik Austria sind aktuell (bis 30.6.2019) 25.499 zugelassene Elektrofahrzeuge auf Österreichs Straßen unterwegs. Das bedeutet einen Zuwachs von knapp 75% gegenüber dem Jahr 2017 mit nur 14.618 zugelassenen Elektrofahrzeugen.

Die erste Zulassung eines Elektro-PKWs in Österreich gab es im Jahr 1965. Die Zahl der Zulassungen war um die Jahrtausendwende konstant bei etwa 150 und verzeichnete erstmals im Jahr 2010 einen deutlichen Anstieg auf 989 Stück an. Zum Vergleich waren in Österreich mit 31.12.2018 etwa 5 Millionen PKWs mit Verbrennungsmotor registriert (siehe [10]). Somit haben Elektro-PKWs aktuell einen Anteil von etwa 0,4%.

Weltweit führend mit einem Anteil von etwa 46% ist Norwegen gefolgt von Island mit einem deutlich geringeren Anteil von 17,2% und Schweden mit 7,9% Elektro-PKWs (siehe [11]).

Bezüglich Verkaufszahlen ist China mit 1,1 Millionen verkauften Elektrofahrzeugen weltweit führend, gefolgt von Europa mit knapp 400.000 verkauften Elektro-PKWs. Im Bestand gab es 2018 weltweit etwa 5,1 Million Elektro PKWs mit einem Anstieg von 63% zum Vorjahr (siehe [11]).

Einen guten Überblick über die weltweite Entwicklung der Elektromobilität gibt die internationale Energieagentur <sup>7</sup> mit dem „EV Outlook 2019“ [11]. Abbildung 1.2 zeigt wesentliche Ergebnisse aus [11]. Es ist die Entwicklung der größten Märkte für Elektrofahrzeuge der letzten Jahre dargestellt.

---

<sup>6</sup>PKW steht für Personenkraftwagen

<sup>7</sup>Internationale Energieagentur oder kurz IEA, ist eine im Jahr 1974 gegründete Organisation die durch ihre Arbeit und Analysen wichtige Entscheidungen in der internationalen Energiebranche unterstützt -www.iea.org

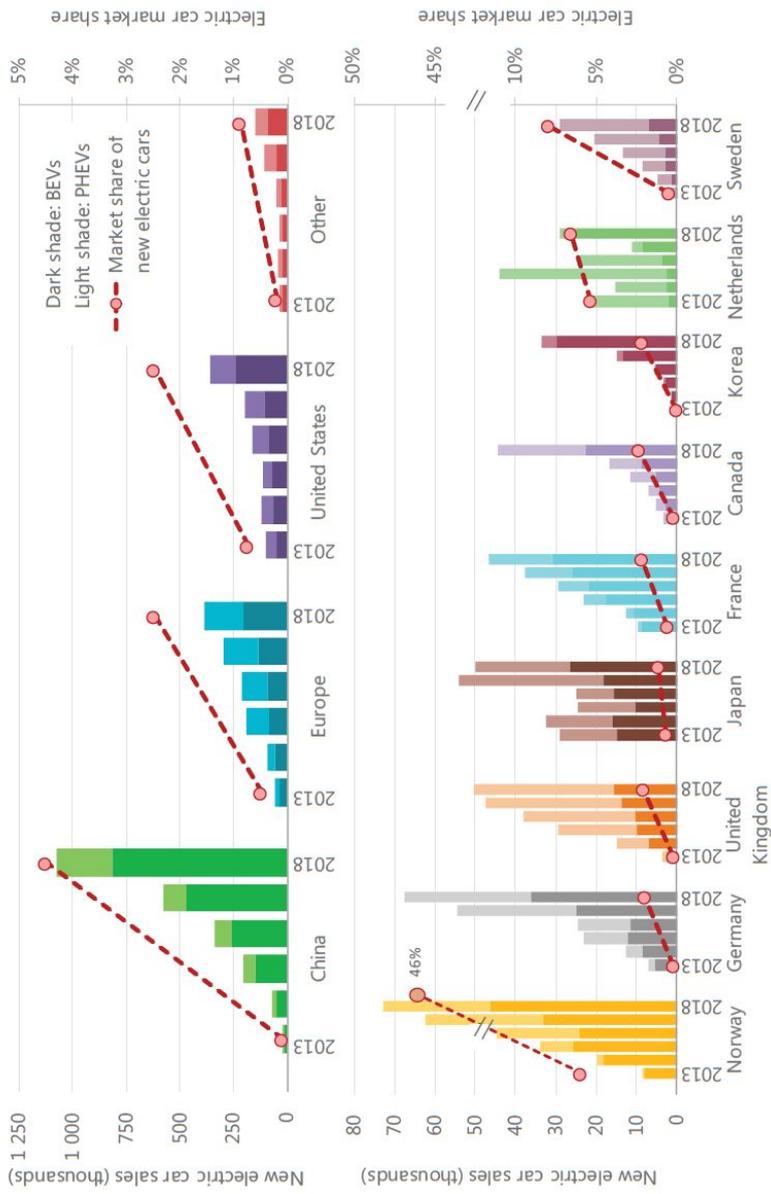


Abbildung 1.2: Verkaufszahlen und Marktanteil von voll elektrischen Fahrzeugen (Englisch: BEV = Battery Electric Vehicles) sowie hybride Fahrzeuge mit elektrischen Motor (Englisch: PHEV = Plug-in Hybrid Electric Vehicles). Siehe [11, S. 37]

Es stellt sich mit Blick auf Abbildung 1.2 die Frage, welche Umstände die Penetration des Marktes bestimmen und welche Faktoren zu einem, bereits heute sehr großen Anteil an Elektrofahrzeugen in manchen Ländern wie Norwegen, geführt haben.

Auch diese Fragestellung wurde in [11] analysiert und damit beantwortet, dass vor allem Wohlstand und staatliche Förderprogramme die Durchdringung von Elektromobilität vorantreiben. Neben diesen Faktoren spielen auch die Implementierung technischer Standards für Ladeinfrastruktur und die allgemeine technologische Entwicklung in Zukunft eine wichtige Rolle.

### 1.1.1 Elektromobilität 2030

Es scheint, nicht zuletzt aufgrund der vielen Einflussparameter, sehr schwierig die zukünftige Entwicklung der Elektrofahrzeuge vorherzusagen. Das österreichische Umweltbundesamt erstellte in [12] „Energiewirtschaftliche Szenarien im Hinblick auf die Klimaziele 2030 und 2050“ drei Szenarien für die Entwicklung der Elektromobilität. Es wurden in einem eher konservativen Szenario ein Elektrofahrzeugbestand (bestehend aus voll elektrischen Fahrzeugen und hybride Fahrzeuge mit elektrischen Motor) von knapp einer Million Stück bis zum Jahr 2030 prognostiziert ([12, S. 56]).

Ein weitaus ambitionierteres Szenario des Umweltbundesamtes geht von knapp 1,7 Millionen Elektrofahrzeugen (wieder bestehend aus voll elektrischen Fahrzeugen und hybride Fahrzeuge mit elektrischen Motor) im Jahr 2030 in Österreich aus ([12, S. 56]). Auch andere österreichische Studien bedienen sich ähnlicher Zahlen. [13] „Stromzukunft Österreich 2030“ rechnet beispielsweise mit einem sehr hohen Anteil von 31,7 Prozent Elektrofahrzeugen bis zum Jahr 2030.

Auch international deuten Prognosen auf einen Anstieg der Elektrofahrzeuge hin. In [11, S. 119] wird in einem ambitionierten Szenario der Anteil von neu verkauften Elektrofahrzeugen im erstplatzierten China auf 57%, gefolgt von Europa mit 27% geschätzt. Weltweit werden bis zum Jahr 2030 in einem ambitionierten Szenario mit absolut knapp 150 Millionen Elektrofahrzeugen (siehe [11, S. 121]) gerechnet.

Zusammenfassend kann man sagen, eine Prognose der Anzahl von Elektrofahrzeugen im Jahr 2030, aufgrund vieler und vor allem unsicherer Einflussfaktoren ist nur schwer möglich. Klar ist jedoch, dass der Anteil an Elektrofahrzeugen steigt und in einem ambitionierten Szenario ein Anteil von 30% nicht gänzlich unrealistisch erscheint.

## 1.2 Herausforderungen und Betrieb eines Verteilnetzes

Die Versorgung mit elektrischer Energie ist in unserer modernen Welt nicht mehr wegzudenken. Dementsprechend sind die Anforderungen an den Netzbetrieb und die Versorgungssicherheit enorm.

Das österreichische Energieversorgungssystem ist in sieben Netzebenen unterteilt, beginnend bei der Höchstspannungsebene Netzebene 1 mit 380 kV bis zur Netzebene 7 mit 230/400 V und dem Anschluss eines Haushaltskunden [14].

Die Verteilung der elektrischen Energie über das Hochspannungsnetz mit 110 kV bis in den Haushalt und damit die Verantwortung für den Betrieb des Verteilnetzes liegt beim Verteilnetzbetreiber (kurz VNB). Der VNB hat eine Vielzahl an Pflichten zu erfüllen und unterliegt einem strengen Regulativ. Das wahrscheinlich wichtigste Regelwerk für den österreichischen Verteilnetzbetreiber sind die „Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (kurz TOR) der Energie-Control Austria<sup>8</sup>, welche für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft in Österreich zuständig ist. Der Betrieb von Netzen mit einer Nennspannung kleiner als 110 kV wird in den TOR Teil C geregelt [15]. Eine in [15] wesentlich Aufgabe der Verteilnetzbetreiber ist die Aufrechterhaltung der Spannungsqualität. Das heißt, der VNB muss dem Netzbenutzer an der Netzübergabestelle ein Verteilernetz mit einer vertraglich vereinbarten (Spannungs-)Qualität zur Verfügung stellen. Die Merkmale und Toleranzen, welche an der Übergabestelle zum Netzbenutzer eingehalten werden müssen sind in der Europannorm EN50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ [16] geregelt. Eine kurze Zusammenfassung der wesentlichen Punkte hinsichtlich Spannungsqualität der EN50160 wird im folgenden Unterabschnitt 1.2.1 gegeben (vergleiche auch [17]).

### 1.2.1 Wesentliche festlegungen der EN50160

Die EN50160 [16] beschreibt die Merkmale der Spannung im öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen und ist damit für die Netzbetreiber eine der wichtigsten Normen. In dieser Arbeit wichtig sind vor allem, die Merkmale und Qualitätskriterien für die Spannung im Niederspannungsnetz, die in den folgenden Punkten Unterabschnitt 1.2.2 bis Unterabschnitt 1.2.6 laut EN50160 zusammengefasst sind.

### 1.2.2 Das Spannungsband

Der für diese Arbeit wichtigste Begriff der EN50160 ist das Spannungsband. Die Versorgungsspannung darf maximal 10% um ihren Nennwert schwanken. Geprüft wird das durch Messung der 10 Minuten Mittelwerte des Effektivwertes der Spannung. In einem Wochenintervall müssen 95% der Messwerte in einem Spannungsband von den 10% liegen. Eine elektrische Last wie es ein Elektrofahrzeug während des Ladevorganges ist, bewirkt eine Reduktion der Spannung. Elektrische Erzeugung wie Photovoltaik Anlagen bewirken eine Erhöhung der Spannung.

### 1.2.3 Netzfrequenz

Die Netzfrequenz muss unter normalen Betriebsbedingungen bei Messung von 10 Sekunden Mittelwerten 50 Hz betragen und darf bei Netzen mit synchroner Verbindung zu einem Verbundnetz (dies ist in Österreich meist der Fall) in 95% der Fälle auf ein Jahr um maximal 1% schwanken.

<sup>8</sup>Die Energie-Control Austria oder kurz E-Control ist die österreichische Regulierungsbehörde für die Elektrizitätsversorgung - [www.e-control.at](http://www.e-control.at)

### 1.2.4 Flicker

Flicker ist prinzipiell eine sehr kurzfristige Änderung der Spannung, welcher oft durch Flimmern von Lampen wahrgenommen werden kann. Die Flickerstärke sollte sich über ein Wochenintervall ebenfalls in bestimmten Grenzen bewegen.

### 1.2.5 Asymmetrie der Versorgungsspannung

Grundsätzlich sollte die Versorgungsspannung symmetrisch sein. Auch Verbraucher und Erzeuger sollten über die 3 Phasen symmetrisch angeschlossen sein. Die EN50160 quantifiziert das Kriterium der Asymmetrie der Versorgungsspannung wie folgt:

Unter normalen Betriebsbedingungen müssen innerhalb eines beliebigen Wochenintervalls 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Gegensystemkomponente (Grundschiwingung) der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs von 0% bis 2% der entsprechenden Mitsystemkomponente (Grundschiwingung) liegen.

### 1.2.6 Weitere Kriterien für die Spannungsqualität der EN50160

Neben den bereits beschriebenen Kriterien für die Spannungsqualität gibt es noch weitere Kriterien laut EN50160.

- Oberschwingungsspannung
- Zwischenharmonische Spannung
- Netz-Signalübertragungsspannungen auf der Versorgungsspannung
- Bestimmte Kriterien für Ereignisse wie die Unterbrechung der Spannungsversorgung

Auf diese Teile der EN50160 wird hier nicht weiter eingegangen und die Einhaltung dieser Parameter wurde im durchgeführten Versuch auch nicht speziell überprüft.

## 1.3 Herausforderungen im Energiesystem

Mit dem massiven Ausbau erneuerbarer Energieträger welcher durch die eingangs beschriebenen Ziele zur Reduktion von Treibhausgasemissionen begründet ist, entstehen viele Probleme in unserem Energiesystem. Nicht nur die Struktur der Aufbringung verändert sich mit dem Ausbau von Winderzeugung<sup>9</sup> und Photovoltaik Erzeugung<sup>10</sup>, sondern es findet auch eine Transition hin zu Elektromobilität im Individualverkehr oder elektrischer Beheizung mit Wärmepumpen statt. So soll laut einem Bericht der Technischen Universität Wien [13] die jährliche Stromerzeugung aus Wind auf 17,2 TWh und aus PV-Anlagen auf 13,3 TWh bis zum Jahr 2030 anwachsen. Vergleicht man das zum Beispiel mit den von der APG<sup>11</sup> veröffentlichten Daten des Jahres 2018 (siehe [18]) so würde das eine Erhöhung der PV-Produktion um einen Faktor 9,33 und bei der Winderzeugung um einen Faktor 2,67 bedeuten.

<sup>9</sup>Winderzeugung beschreibt in dieser Arbeit die Umwandlung mechanischer Energie über Rotorblätter in elektrische Energie

<sup>10</sup>Photovoltaik Erzeugung oder kurz PV Erzeugung beschreibt die Umwandlung von Lichtenergie durch Sonneneinstrahlung in elektrische Energie durch sogenannte Solarpaneele

<sup>11</sup>APG steht für Austrian Power Grid und ist der österreichische Übertragungsnetzbetreiber - [www.APG.at](http://www.APG.at)

Das stellt nicht nur Verteilnetzbetreiber, sondern unser gesamtes Energiesystem vom Energielieferanten, Technologieanbieter, Markt und Übertragungsnetzbetreiber vor enorme Herausforderungen.

Während für den Verteilnetzbetreiber vor allem die Spannung und die Spannungsqualität (siehe Unterabschnitt 1.2.2 bis Unterabschnitt 1.2.6) eine zentrale Rolle spielt, ist für die meisten anderen Akteure der Energiebranche die wesentliche elektrische Größe die Leistung, beziehungsweise die Wirkleistung.

Der Energielieferant rechnet und handelt hauptsächlich in 15 Minuten Mittelwerten der elektrischen Wirkleistung. Der Endkunde hat oft nur Jahresverbrauchswerte, also die in einem Jahr genutzte elektrische Energie zur Verfügung. Die Übertragungsnetzbetreiber sind unter anderem für die Frequenzhaltung von 50 Hz zuständig, welche wiederum über einen Leistungs- und Energiebasierten Markt - dem Regelenenergiemarkt - sichergestellt wird.

Zusammenfassend und vereinfacht kann man sagen, dass in unserem Energiesystem elektrischer Verbrauch und elektrische Erzeugung zu jeder Zeit gleich sein müssen. Idealerweise findet der Verbrauch auch dort statt, wo die elektrische Energie umgewandelt oder umgangssprachlich erzeugt wird.

Um dieses Ziel, zu erreichen entwickeln sich in der Energiebranche viele Strategien und es prägt sich der Begriff der Flexibilität. Unter Flexibilität versteht man die Möglichkeit Energie zu speichern und damit elektrische Lasten oder Erzeugung zeitlich zu verschieben. Speicher gibt es in vielen Formen. Heute gängig ist die Speicherung von potentieller Energie in Pumpspeicher Wasserkraftwerken, thermische Speicher für Raumwärme und Warmwasser oder elektrochemische Speicher. Und natürlich zukünftig, mit dem Ausblick den Unterabschnitt 1.1.1 gegeben hat, werden auch Elektrofahrzeuge eine wesentliche Rolle spielen.

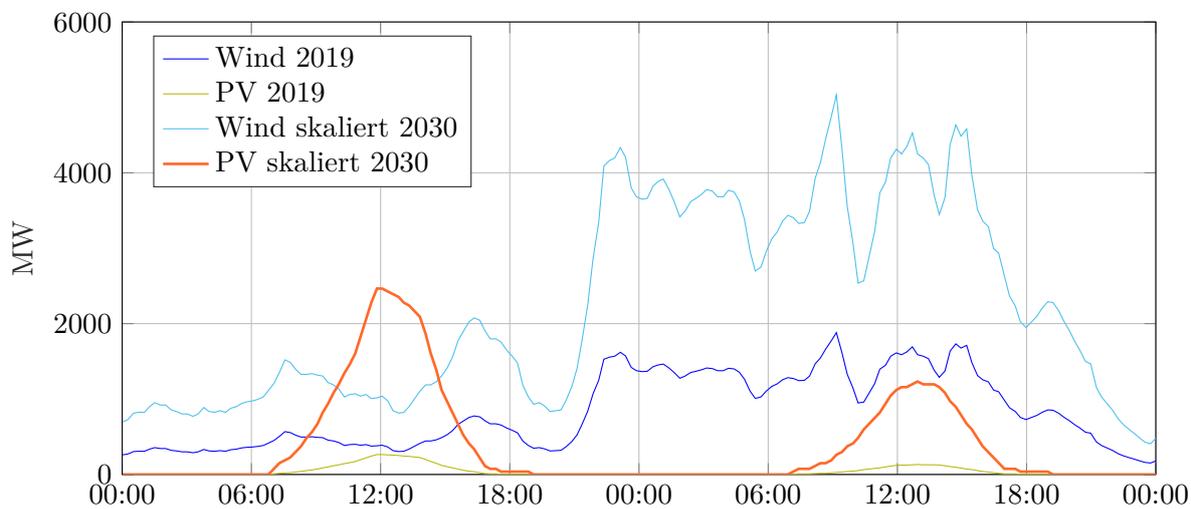
Die Aktivierung einer Flexibilität beziehungsweise eines Speichers kann auf unterschiedliche Weise erfolgen. Eine viel diskutierte Strategie ist das zentrale Lastmanagement, welche eine Aktivierung über eine Kommunikationsstrecke von einer zentralen Stelle vorsieht. Das Lastmanagement wird in dieser Arbeit in Kapitel 5 näher beschrieben. Eine zweite Möglichkeit ist eine dezentrale Regelung direkt bei der Anlage. In dieser Arbeit wird die im durchgeführten Feldversuch implementierte lokale Spannungsregelung (siehe Abschnitt 4.3) genauer untersucht.

Natürlich gibt es weitere Maßnahmen zur Stabilisierung des Energiesystems, vor allem zur Sicherstellung der Spannungsqualität gibt es verschiedene Ansätze wie einen regelbaren Ortsnetztransformator oder den Ausbau der Netze.

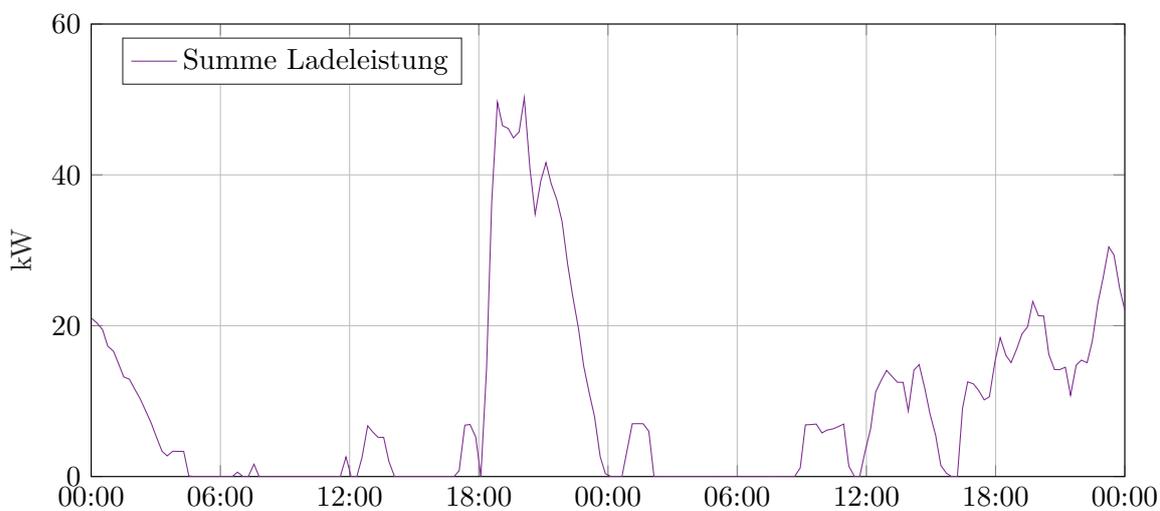
Abbildung 1.3 soll die beschriebenen Herausforderungen verdeutlichen und zeigt im oberen Teil die Erzeugung durch Wind und Photovoltaik an einem vom Kurvenverlauf her typischen, aber vor allem an Winderzeugung reichen, zwei Tagen (den 17.1.2019 bis 18.1.2019). Es wurde diese Erzeugung mit den bereits beschriebenen Faktor 9,33 für PV und 2,67 für Wind skaliert und somit ein Szenario für das Jahr 2030 laut Ausbauziele in Österreich dargestellt.

Im unteren Teil von Abbildung 1.3 wird, auch als Vorgriff auf die in dieser Arbeit folgenden Beschreibungen der Summenlastgang der Ladungen von 24 Elektrofahrzeugen, welche Teil des in dieser Arbeit beschriebenen Feldversuches sind, dargestellt.

In Abbildung 1.3 ist ersichtlich, dass die Ladekurve der Elektromobilität nicht mit der Erzeugung der stark fluktuierenden erneuerbaren Energieträger übereinstimmt.



(a) Erzeugung Photovoltaik und Wind für 2019 und 2030 skaliert



(b) Summenladeleistung aller Ladestationen

Abbildung 1.3: Herausforderungen im zukünftigen Energiesystem anhand von zwei Tagen als Beispiel



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

## 2 Versuchsbeschreibung

Grundlage für die in dieser Arbeit durchgeführten Analysen und Simulationen ist ein, in einer Niederösterreichischen Einfamilienhaussiedlung durchgeführter Feldversuch, welcher von 1.11.2019 bis 1.4.2019 dauerte. In einem für Niederösterreich typischen Netzabschnitt einer Einfamilienhaussiedlung wurden 24 Haushalte an zwei Transformatorabzweigen mit einem gängigen Elektrofahrzeug und einer dazugehörigen Ladestation (bis 11 kW) ausgestattet.

Die 24 Haushalte waren moderne Einfamilienhäuser mit drei bis fünf, großteils berufstätigen oder schulpflichtigen Bewohnern mit teilweise Wärmepumpen und Photovoltaik Anlagen<sup>1</sup>.

Zusätzlich gab es eine öffentliche Schnellladestation, die eine Ladung mit maximal 52 kW ermöglicht, die den Teilnehmern zur Verfügung stand. Es wurde darum gebeten, diese Schnellladestation nur dann zu verwenden, wenn eine Ladung bei der Ladestation im eigenen Haushalt aus technischen Gründen nicht möglich war.

Durch Umschaltungen wurde das örtliche Netz in verschiedenen Netztopologien oder Schaltvarianten betrieben.

Zusätzlich wurden zu gewissen Zeiten verschiedene Strategien eines zentralen Lastmanagements (Kapitel 5) und einer dezentralen Spannungsregelung (Kapitel 4) getestet.

Ein Überblick über die örtlichen Gegebenheiten und den Netzabschnitt des Versuches soll in Abbildung 2.1 gegeben werden. Es sind zwei wesentliche Messpunkte (PQMS<sup>2</sup>-Messung1 und PQMS-Messung2) am Anfang und Ende des roten Netzabzweigs, die in Unterabschnitt 2.1.2 neben den Messungen in den Haushalten und an der Ladestation (Unterabschnitt 2.1.1) näher erklärt sind, eingezeichnet.

---

<sup>1</sup>Photovoltaik Anlage oder kurz PV-Anlage: Anlage die Sonnenstrahlung in elektrische Energie umwandelt

<sup>2</sup>PQMS steht für Power Quality Measurement und bezeichnet ein Messgerät zur Messung elektrischer Größen, meist gemäß EN50160

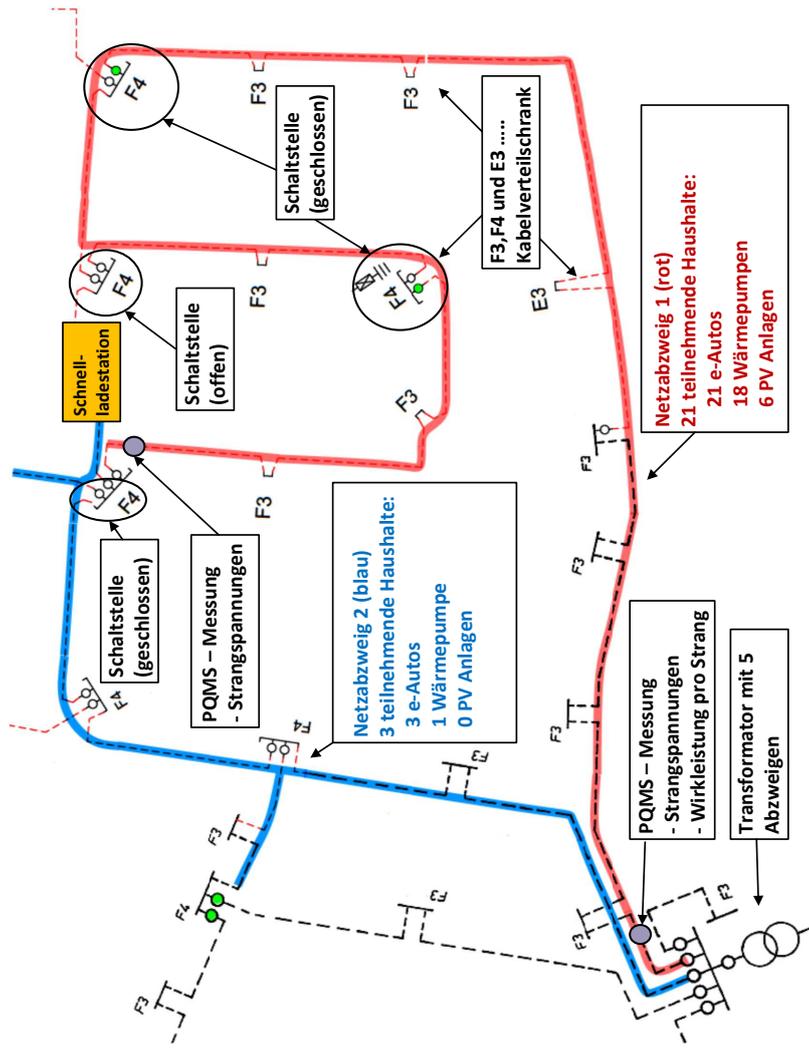


Abbildung 2.1: Überblick der Siedlung und der Gegebenheiten im Feldversuch inklusive der transformatornahen PQMS-Messung1 und der PQMS-Messung2 am Ende des Transformatorabzweiges

## 2.1 Teilnehmende Haushalte und erfasste Messwerte

Wie erwähnt wurden 24 Haushalte in Einfamilienhäusern mit je einem gängigen, am Markt erhältlichen Elektrofahrzeug ausgestattet. Da es nicht möglich war 24 Elektrofahrzeuge über den gesamten Versuchszeitraum zu erhalten, mussten die Fahrzeuge am 8.1.2019, also etwa in der Mitte des Versuchszeitraumes teilweise ausgetauscht werden.

Teilnehmer Nummer 3 hat ab 1.8.2019 nicht mehr am Versuch teilgenommen. Bei weiteren 5 Teilnehmern musste das Elektrofahrzeug ausgetauscht werden. Außerdem gab es in 19 der 24 teilnehmenden Haushalte eine Wärmepumpe und in sechs eine PV-Anlage.

Nähere Details zur, baulichen Beschaffenheit der Einfamilienhäuser sind nicht bekannt. Auch die Spitzenleistung der PV-Anlagen oder Typ der Wärmepumpen ist nicht bekannt.

Tabelle 2.1 zeigt nun, welcher Teilnehmer welches Fahrzeug erhalten hat, in welchem Netzabzweig (vergleiche Abbildung 2.1) sich der Haushalt befindet und ob eine PV-Anlage oder eine Wärmepumpe vorhanden ist. Es ist auch dargestellt, ob eine Wärmepumpe extra vermessen wurde.

Tabelle 2.1: Liste der teilnehmenden Haushalte mit Fahrzeugtyp und vorhandenen Geräten

Haushalt teilnehmend	Netzstrang (rot = 1, blau = 2)	Fahrzeug Zeitraum 1	Fahrzeug Zeitraum 2	Wärmepumpe	Messung Wärmepumpe	PV-Anlage
1	2	BMW i3	BMW i3	Nein	Nein	Nein
2	1	BMW i3	BMW i3	Ja	Nein	Ja
3	1	VW e-Golf	x	Nein	Nein	Nein
4	1	Renault Zoe	Renault Zoe	Ja	Nein	Ja
5	1	Renault Zoe	Renault Zoe	Nein	Nein	Nein
6	1	BMW i3	BMW i3	Ja	Nein	Nein
7	1	KIA Soul	Kia Soul	Ja	Zähler	Nein
8	2	KIA Soul	Nissan Leaf	Ja	Zähler	Nein
9	1	KIA Soul	VW e-Golf	Ja	Nein	Nein
10	1	Renault Zoe	Renault Zoe	Ja	Nein	Ja
11	1	Renault Zoe	Renault Zoe	Ja	Zähler	Nein
12	1	Renault Kangoo	Renault Zoe	Ja	Nein	Ja
13	1	Renault Zoe	Renault Zoe	Nein	Nein	Nein
14	1	VW e-Golf	VW e-Golf	Ja	Nein	Nein
15	1	Nissan Leaf	Renault Zoe	Ja	Nein	Nein
16	1	Renault Zoe	Renault Zoe	Ja	Nein	Nein
17	2	Renault Zoe	VW e-Golf	Nein	Nein	Nein
18	1	Nissan Leaf	Nissan Leaf	Ja	Nein	Nein
19	1	KIA Soul	Kia Soul	Ja	Nein	Nein
20	1	BMW i3	BMW i3	Ja	Nein	Ja
21	1	KIA Soul	VW e-Golf	Ja	Zähler	Nein
22	1	VW e-Golf	VW e-Golf	Ja	Zähler	Nein
23	1	VW e-Golf	VW e-Golf	Ja	Zähler	Nein
24	1	KIA Soul	VW e-Golf	Ja	Nein	Ja

### 2.1.1 Messtechnische Ausstattung der Teilnehmer

Während dem Versuch wurden umfassende Messungen bei jedem Teilnehmer durchgeführt. So wurden in jedem Haushalt mindestens folgende Größen gemessen und aufgezeichnet:

1. Effektivwert der Spannung zwischen Außenleiter und Neutralleiter (=Strangspannung) sowie gesamt aufgenommene Wirkleistung im Raster von 15 Minuten des gesamten teilnehmenden Haushaltes am Netzübergabepunkt mit Hilfe eines Zählers des zuständigen Netzbetreibers. Nähere Details zur Messung selbst sind hier nicht bekannt.
2. Aufgenommene Wirkleistung der Ladestation im Raster von einer Sekunde, gemessen nach EN504703 [19].

Optional, also nicht bei jedem Teilnehmer, wurden folgende Größen gemessen und aufgezeichnet:

1. Effektivwert der Spannung zwischen Außenleiter und Neutralleiter sowie gesamt aufgenommene Wirkleistung im Raster von 15 Minuten von sechs Wärmepumpen von je einem separaten Zähler des zuständigen Netzbetreibers. Nähere Details zur Messung selbst sind hier nicht bekannt.
2. Aufgenommene Wirkleistung von drei Wärmepumpen im Raster von einer Sekunde, gemessen nach EN504703. Die Messgeräte wurden erst kurz vor Ende eingebaut und gehen deshalb nicht in die weiteren Betrachtungen ein.
3. Aufgenommene Wirkleistung eines Zusatzheizstabes einer Wärmepumpe im Raster von einer Sekunde, gemessen nach EN504703. Der Heizstab befindet sich bei Teilnehmer Nummer 10 und wurde seit 1.1.2019 gemessen.

Abbildung 2.2 stellt die messtechnische Mindestausstattung eines teilnehmenden Haushaltes, die Option 1 der gemessenen Wärmepumpe mit nur einem Zähler sowie die Option 2 der über einen weiteren separaten Zähler gemessenen Wärmepumpe dar.

Zusätzlich hatte das in Abbildung 2.2 dargestellte „Messgerät 1“ einen Sperrkontakt, der ein individuelles Sperren jeder Ladestation ermöglicht hat. So wurde in diesem Versuch das später in Kapitel 5 beschriebene zentrale Lastmanagement umgesetzt.

In Tabelle 2.1 ist auch dargestellt welcher der teilnehmenden Haushalte eine Wärmepumpe betreibt und wie diese gemessen wurde.

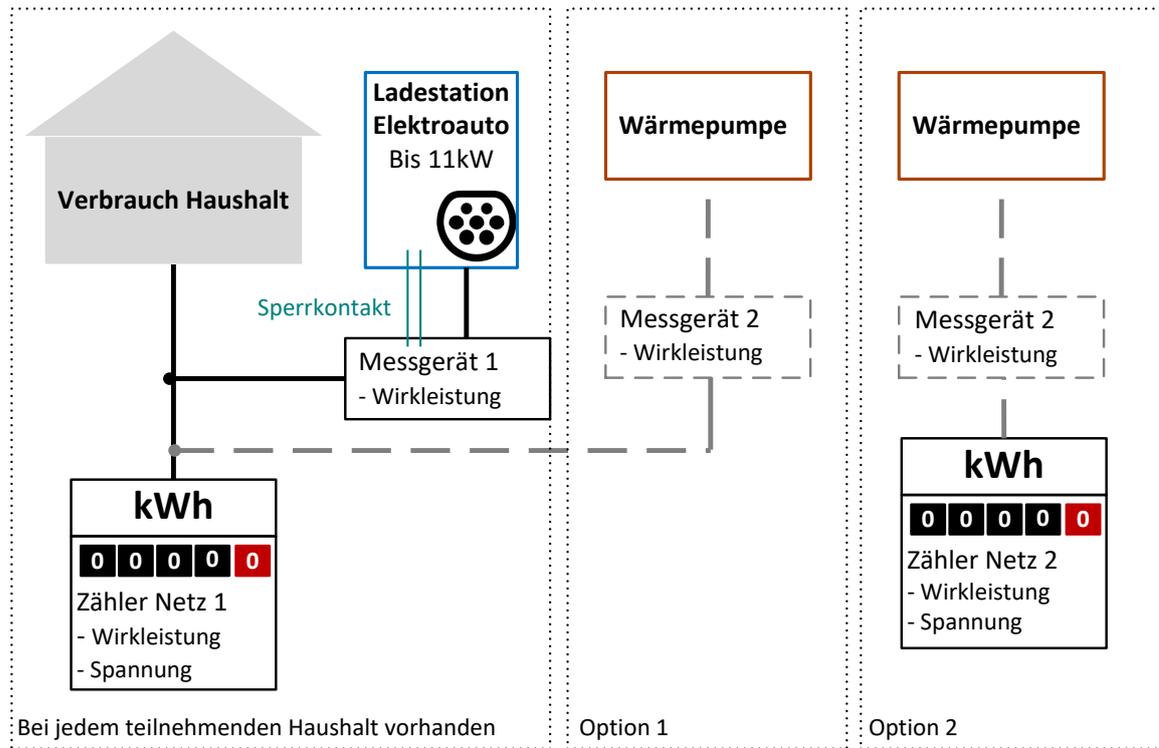


Abbildung 2.2: Überblick des Messequipments der teilnehmenden Haushalte

### 2.1.2 Messtechnische Ausstattung außerhalb der teilnehmenden Haushalte

Außerhalb der teilnehmenden Haushalte wurden mit zwei geeigneten Netzanalysegeräten oder auch als „Power Quality Messgerät“ (=PQMS) bezeichnet, die Netzzustände hinsichtlich Einhaltung von EN50160 überprüft. In Abbildung 2.1 ist die Position der beiden Messgeräte eingezeichnet. Die beiden PQMS Messgeräte haben folgende Messwerte aufgezeichnet:

1. Effektivwerte der Spannungen zwischen Außenleitern und Neutralleiter (=Strangspannung) im Raster von 10 Minuten
2. Effektivwerte der Spannungen zwischen Außenleitern (=Außenleiterspannung) im Raster von 10 Minuten
3. Wirkleistung pro Phase im Raster von einer Minute

Zusätzlich wurde die Wirkleistung am 250kVA Transformator, welcher insgesamt fünf Netzabzweige speist, gemessen.

Auch die Ladevorgänge an der bereits beschriebenen Schnellladestation wurden aufgezeichnet. Messtechnisch wurde hier die Wirkleistung der Ladevorgänge im 15 Minuten Raster erfasst.

## 2.2 Beschreibung Verteilnetz

Bei dem untersuchten Netzabschnitt handelt es sich um ein Verteilnetz, welches grundsätzlich als Strahlnetz [14] ausgeführt ist, aber durch bestimmte Schalthandlungen auch als Ringnetz oder vermaschtes Netz [14, S. 65] betrieben werden könnte.

Wie in Abbildung 2.1 zu sehen ist, wird der Netzabschnitt von einem Trafo mit fünf Abzweigen gespeist. An den in Abbildung 2.1 blau dargestellten Strang (=Netzabzweig 2) befinden sich drei teilnehmende Haushalte mit insgesamt drei Elektrofahrzeugen und einer Wärmepumpe.

Der rot dargestellte Strang (=Netzabzweig 1) versorgte 21 teilnehmende Haushalte mit je einem Elektroauto, insgesamt 18 Wärmepumpen und sechs PV-Anlagen. Weiters gibt es in besagten Netzabzweig 12 Haushalte die nicht am Versuch teilgenommen haben, aber natürlich trotzdem einen Einfluss auf die Gegebenheiten im Netz haben.

Jeder Abnehmer ist über einen Kabelverteilschrank<sup>3</sup>, welche in Abbildung 2.1 je nach Typ mit F3, E3 und F4 beschriftet sind, angeschlossen. Nähere Details zu den einzelnen Typen sind nicht bekannt.

In einigen Kabelverteilschränken ist es möglich durch bestimmte Schalthandlungen einzelne Netzabschnitte und die Schnellladestation zu- oder wegzuschalten. So konnten verschiedene Netztopologien über den Versuchszeitraum analysiert werden.

Als Schaltstellen S1 bis S6 sind in Abbildung 2.1 jene Kabelverteilschränke gekennzeichnet wo Schaltungen im Versuchszeitraum durchgeführt werden können. Durch geeignetes Umschalten kann die Schnellladestation beispielsweise an den roten oder blauen Strang angeschlossen werden. Hier ist zu erwähnen, dass sich eine Schnellladestation üblicherweise nicht am Ende eines Netzabzweiges befinden sollte.

Bei Wartungsarbeiten werden beispielsweise beide Stränge an einem Trafoabzweig gehängt.

Im Versuchszeitraum wurde das Netz in den, in Tabelle 2.2 beschriebenen Varianten mit den angeführten Schaltzuständen betrieben. Variante 2a stellt die Basis für das in Unterabschnitt 2.2.1 beschriebene Musternetz dar.

- Schaltvariante 1: Der gesamte Netzabschnitt bildet einen Ring. Es handelt sich um ein in [14, S. 65] beschriebenes, vergleichsweise langes Ringnetz.
- Schaltvariante 2 sind zwei Strahlnetze (blauer Abzweig und roter Abzweig) ohne Schnellladestation.
- **Schaltvariante 2a:** Der Standardbetriebsfall und Ausgangsbasis für die in Kapitel 6 durchgeführte Netzsimulation. Dieser Betriebsfall ist auch in Abbildung 2.1 und Abbildung 2.3 dargestellt und besteht aus dem roten Abzweig und dem blauen Abzweig, wobei die Schnellladestation am blauen Abzweig angeschlossen ist. Das Musternetz stellt nur den roten Abzweig dar.
- Schaltvariante 2b: Analog zu Schaltvariante 2a nur hängt hier die Schnellladestation anstatt am blauen Abzweig am roten Abzweig.
- Schaltvariante 3: Der gesamte Netzabschnitt hängt am roten Strang. Es handelt sich um ein in [14, S. 64] beschriebenes, vergleichsweise langes Strahlnetz.

<sup>3</sup>Kabelverteilschrank oder kurz KVS ist ein, sich im Verteilnetz befindliches Element in dem Leitungen zusammenlaufen und Schaltungen durchgeführt werden können

Tabelle 2.2: Schaltvarianten im Netzabschnitt die während dem Versuch aufgetreten sind

Variante	S1	S2	S3	S4	S5
1	geschlossen	offen	geschlossen	offen	geschlossen
2	geschlossen	geschlossen	geschlossen	offen	offen
<b>2a</b>	<b>geschlossen</b>	<b>geschlossen</b>	<b>offen</b>	<b>geschlossen</b>	<b>offen</b>
2b	geschlossen	geschlossen	geschlossen	offen	offen
3	offen	geschlossen	geschlossen	offen	geschlossen

### 2.2.1 Das Musternetz

Als Basis für die in Kapitel 6 durchgeführte Netzsimulation dient das folgende, in Abbildung 2.3 dargestellte und durch den zuständigen Netzbetreiber vorgegebene Musternetz.

Kabel Länge	Querschnitt	Anschlüsse	Ladestation	
[m]	[mm <sup>2</sup> ]	TST		
27	150 <sup>2</sup>	1_KVS_F3	1 HA	
69	150 <sup>2</sup>	2_KVS_F3	4 HA	
88	150 <sup>2</sup>	3_KVS_F3	4 HA	
35	150 <sup>2</sup>	4_KVS_F3	2 HA	
53	95 <sup>2</sup>	5_KVS_E3	1 HA	
80	150 <sup>2</sup>	6_KVS_F3	2 HA	23, 24
46	150 <sup>2</sup>	7_KVS_F3	4 HA	19, 20, 21, 22
60	150 <sup>2</sup>	8_KVS_F4	1 HA	18
72	150 <sup>2</sup>	9_KVS_F4	2 HA	5, 9
51	150 <sup>2</sup>	10_KVS_F3	3 HA	16, 2, 7
49	150 <sup>2</sup>	11_KVS_F4	3 HA	14, 4, 6
61	150 <sup>2</sup>	12_KVS_F3	3 HA	12, 15, 3
47	150 <sup>2</sup>	13_KVS_F3	3 HA	10, 11, 13
38	150 <sup>2</sup>	14_KVS_F4	Kabel offen	

<b>Elektrische Parameter (r,x,c) pro Leitung 150mm<sup>2</sup></b>	<b>0,206 Ω/km, 0,08 Ω/km, 1040 nF/km</b>
<b>Elektrische Parameter (r,x,c) pro Leitung 95mm<sup>2</sup></b>	<b>0,320 Ω/km, 0,08 Ω/km, 950 nF/km</b>

Abbildung 2.3: Musternetz in Schaltvariante 2a (vergleiche Abschnitt 2.2 und Tabelle 2.2)

Das Musternetz umfasst 36 Einfamilienhaushalte. 12 davon haben nicht am Versuch teilgenommen und sind in Abbildung 2.3 vor Kabelverteilscharank 6 KVS F3 <sup>4</sup>. 21 Haushalte haben am Versuch teilgenommen. Alle Kabelverteilschränke sind über Leitungen verbunden, deren Eigenschaften Länge in m, Querschnitt in mm<sup>2</sup>, Widerstand und Reaktanz in Ω km<sup>-1</sup> und Kapazität in nF km<sup>-1</sup>, ebenfalls vom zuständigen Netzbetreiber vorgegeben wurden und in Abbildung 2.3 nachzulesen sind. Es wird zwischen einem Kabel mit Querschnitt von 95 mm<sup>2</sup> und einem mit Querschnitt von 150 mm<sup>2</sup> unterschieden. Dieses Musternetz entspricht laut Aussage des zuständigen Netzbetreibers den in Österreich üblichen Standard im Verteilnetz.

<sup>4</sup>KVS steht für Kabelverteilschrank und ist ein Element im Verteilnetz wo einige Hausanschlüsse zusammenlaufen

## 2.3 Steuerung und Regelung der Elektrofahrzeuge

Im Ladecontroller der Ladestationen wurde eine Regelung implementiert, welche abhängig von der gemessenen Spannung, den Ladestrom des angeschlossenen Fahrzeuges regelt. Bei sinkender Spannung soll der Ladestrom und damit die Ladeleistung entsprechend reduziert werden. Dies ist in Kapitel 4 im Detail beschrieben und analysiert.

Außerdem war es möglich, über das eingebaute Messgerät, welches die Wirkleistung im Sekundenraster nach EN504703 gemessen hat, die Ladestationen mit Hilfe eines potentialfreien Kontaktes zu sperren, also die Ladeleistung auf 0 W zu reduzieren. Das wurde beim zentralen Lastmanagement, beschrieben in Kapitel 5 angewandt.

## 2.4 Zeitlicher Verlauf

Der Ablauf des Versuches war durchaus komplex. Es wurden viele unterschiedliche Fragestellungen und Konzepte vom zentralen Lastmanagement bis hin zu verschiedenen Netztopologien in einem kurzen Zeitraum behandelt. Deshalb soll Abschnitt 2.4 noch einmal den Ablauf zusammenfassen und dem Leser einen Überblick geben.

**Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge(Fahrzeugportfolio):** Am 1.11.2019 wurden die Elektrofahrzeuge und Ladestationen für die 24 teilnehmenden Haushalte ausgeliefert. Aufgrund diverser, großteils logistischer, aber auch technischer Probleme ist nicht ganz klar, wann das letzte Auto voll funktionsfähig war. Die Messwerte lassen vermuten, dass alle Fahrzeuge am 14.11.2019 einsatzfähig waren. Dieser Umstand wurde natürlich in den nachstehenden Betrachtungen berücksichtigt. Mit Jahreswechsel musste ein Teil der Fahrzeuge getauscht werden, da die davor verwendeten Fahrzeuge bereits für andere Zwecke reserviert waren. Laut Zeitplan hätte der Fahrzeugtausch am 8.1.2019 stattfinden müssen, aber auch hier ist hauptsächlich aus logistischen Gründen nicht ganz klar, wann das letzte Auto getauscht wurde. Die Verfügbarkeit der Fahrzeuge ist in einem realen Szenario, welches zum Beispiel im Jahre 2030 auftreten könnte, nicht relevant. Trotzdem sei angemerkt, dass insgesamt sehr weitsichtige Planung, alleine für die Beschaffung der Fahrzeuge in einem solchen Versuch mit eingerechnet werden muss.

**Verschiedene Schaltvarianten des Netzabschnittes über die Laufzeit:** Über den Versuchszeitraum wurde die Netztopologie, durch vom zuständigen Verteilnetzbetreiber durchgeführte Schalthandlungen, oftmals verändert. Die Schaltmöglichkeiten sind in Abschnitt 2.2 beschrieben. Die Schaltvariante 2a, welche vom zuständigen Verteilnetzbetreiber als übliche Schaltvariante kommuniziert wurde, herrschte meistens vor.

**Spannungsregelung:** Eine lokale Spannungsregelung (siehe Kapitel 4) wurde über die meiste Zeit des Versuches aktiviert und in den letzten 2 Monaten deaktiviert. Hier muss berücksichtigt werden, dass die Regelung immer wieder angepasst und verbessert wurde und am Anfang des Versuches aufgrund technischer Probleme eine teilweise fehlerhafte Regelung implementiert war.

**Schaltungen für zentrales Lastmanagement:** Für insgesamt fast fünf Wochen wurden über den Versuchszeitraum verteilt, verschiedene Szenarien für ein zentrales Lastmanagement durchgespielt (siehe Kapitel 5). Das heißt, die Ladungen der Fahrzeuge wurden beeinflusst. Dies wurde in den folgenden Betrachtungen und Auswertungen berücksichtigt.

**Erkenntnisse aus dem Ablauf:** Insgesamt wurden sehr viele Themen abgedeckt und der logistische Aufwand sowie die Betreuung der Teilnehmer eines solchen Versuches ist nicht zu unterschätzen. Es wurden sehr viele Themen (wie zentrales Lastmanagement und Spannungsregelung) abgedeckt sowie verschiedenste Situationen im Netz herbeigeführt, die die einzelnen Zeiträume je Fragestellung oder Situation sehr kurz machten. Insgesamt sollte ein solcher Versuch deutlich länger durchgeführt oder die behandelten Themenfelder reduziert werden. Auch die Jahreszeit ist ein wichtiger Faktor. Wobei die Wintermonate mit aktiven Wärmepumpen sicher die größte Netzlast aufweisen.

Ein detaillierter Zeitplan ist in Abbildung 2.4 dargestellt.

zentrales Lastmanagement	Schaltzustand	Spannungs-regelung	Fahrzeuge		
	<b>Variante 2</b>				
	<b>Variante 2a</b> (6.11.2018 - 19.11.2018)				
	<b>Variante 2b</b> (20.11.2018 - 5.12.2018)				
<b>aktiv</b> (26.11.2018 - 7.12.2018)	<b>Variante 3</b> (6.12.2018 - 10.12.2018)				
	<b>Variante 2a</b> (11.12.2018 - 10.3.2019)				
<b>aktiv</b> (21.1.2019 - 27.1.2019)					
<b>aktiv</b> (26.2.2019 - 6.3.2019)					
<b>aktiv</b> (11.3.2019 - 15.3.2019)	<b>Variante 3</b> (11.3.2019 - 14.3.2019)			<b>deaktiviert</b> (14.2.2019 - 1.4.2019)	<b>Fahrzeugportfolio 2 mit 23 Teilnehmern</b> (9.1.2019 - 1.4.2019)
	<b>Variante 2a</b> (15.3.2019 - 1.4.2019)				

Abbildung 2.4: Überblick zeitlicher Versuchsverlauf



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

### 3 Datenanalyse und Aufbereitung

Dieses Kapitel widmet sich der Analyse und Interpretation der in Kapitel 2 erklärten Datenbasis vor allem bestehend aus Messwerten. Ziel ist es, einen Überblick über die Fülle von Datensätzen zu gewinnen und einige grundlegende Aussagen über das Verhalten der teilnehmenden Haushalte, die Einhaltung der Spannungsqualität und das Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge zu treffen.

Weiters werden die Lastgänge auf Basis einer einfachen Logik auf die gängigen, auf Netzebene 7 möglichen Ladeleistungen von 3,7 kW bis 22 kW skaliert, um sich in Kapitel 6 mit der Frage zu beschäftigen, welche Auswirkungen eine sehr hohe oder sehr geringe Ladeleistung auf das Netz hat.

Die Sichtung und Bearbeitung der Daten erfolgte mit den Programmen Microsoft EXCEL 2016 und Matlab 2018b. Bei den aufgenommenen Zeitreihen sind weniger als 0,5% der Werte fehlend, das lässt insgesamt auf eine sehr gute Qualität schließen. Es wird angenommen, dass die fehlenden Werte die weiteren Betrachtungen in dieser Arbeit nicht maßgeblich beeinflussen. Bei den folgenden Berechnungen wurden die fehlenden Werte deshalb mit dem Wert 0 ersetzt.

Bevor die gemessenen Leistungen und Spannungen hier im Detail analysiert und diskutiert werden, folgt eine allgemeine energetische Betrachtung um einen ersten Eindruck zu erlangen.

Abbildung 3.1 zeigt die aus der sekundlichen Messung der Ladestationen nach EN504703 und aus der durch den Zähler des zuständigen Netzbetreibers im 15 Minuten Raster gemessenen mittleren Wirkleistung von Haushalt und Wärmepumpen, errechnete Energie pro Teilnehmer laut Teilnehmerliste Tabelle 2.1.

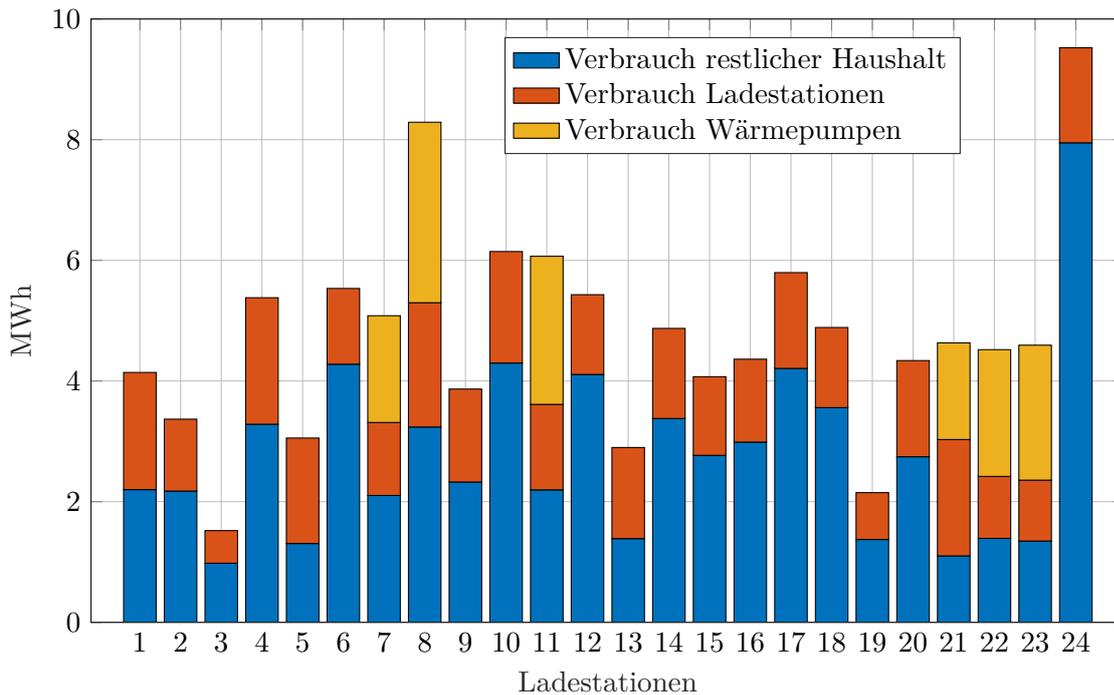


Abbildung 3.1: Geladene Energie pro Ladestation in MWh

Aus Abbildung 3.1 sind deutliche Unterschiede bezüglich der geladenen Energie pro Ladestation zu erkennen. So liegt die durchschnittliche geladene Energiemenge pro Ladestation bei 1,444 MWh. Hier ist zu beachten, dass der Haushalt bei Ladestation 3 aufgrund eines langen Arbeitsweges, welcher mit dem zur Verfügung gestellten Elektroauto ohne Zwischenladung nicht gefahren werden konnte, das Elektroauto kaum verwendet hat und ab 1.1.2019 nicht mehr am Versuch teilgenommen hat.

Die durchschnittliche Ladeleistung pro Ladestation ergibt sich ohne Ladestation 3 zu 1,484 MWh. Nimmt man an, dass etwa 12 kWh pro 100 Kilometer [6] an Energie erforderlich sind, so ist jeder Teilnehmer durchschnittlich 12.366,67 Kilometer gefahren. Dies erscheint auf den ersten Blick viel zu sein, da zum Beispiel laut Statistik Austria<sup>1</sup> der durchschnittliche Österreicher 11.149 Kilometer [10] pro Jahr mit seinem privaten PKW zurücklegt und der Versuchszeitraum sich nur über etwa sechs Monate erstreckte.

Man muss jedoch beachten, dass der Versuch in ländlicher Gegend stattgefunden hat, wo tendenziell weite Wege für Arbeit oder Freizeitgestaltung zurückgelegt werden müssen. Da pro Haushalt je ein Auto und eine Ladestation zur Verfügung standen, aber teilweise ein Haushalt mehrere Bewohner hat, wurden die Fahrzeuge offenbar nicht nur von einer Person verwendet. Außerdem kann davon ausgegangen werden, dass die Teilnehmer, sei es nur zu Testzwecken oder um aus Spaß die neue Technologie zu erleben, die Elektrofahrzeuge zusätzlich verwendet haben.

Die sechs Wärmepumpen haben im Schnitt 2,192 MWh über den Versuchszeitraum verbraucht. Die 24 Haushalte exklusive der separat gemessenen Wärmepumpen und Elektromobilität haben durchschnittlich 2,779 MWh an elektrischer Energie verbraucht.

Zusammenfassend erkennt man damit schon, dass die Elektromobilität einen beachtlichen Anteil

<sup>1</sup>Statistik Austria ist die österreichische Bundesanstalt für Statistik und pflegt Statistiken aller Art - [www.Statistik.at](http://www.Statistik.at)

am Energieverbrauch hatte und davon auszugehen ist, dass nach dem elektrischen Heizsystem das Elektroauto wohl die meiste elektrische Energie im Haushalt benötigen wird.

Einen weiteren guten Überblick der Messwerte gibt Abbildung 3.2. Dargestellt werden die 10 Minuten Messwerte der PQMS1 Messung sowie die Summe der 21 Ladestationen aus dem Musternetz (vergleiche Unterabschnitt 2.2.1) als Tagesmittelwert über den Zeitraum mit aktiver Schaltvariante 2a (vergleiche Abschnitt 2.2. Die sekundlichen Messwerte wurden durch Mittelwertbildung auf 10 Minuten aggregiert).

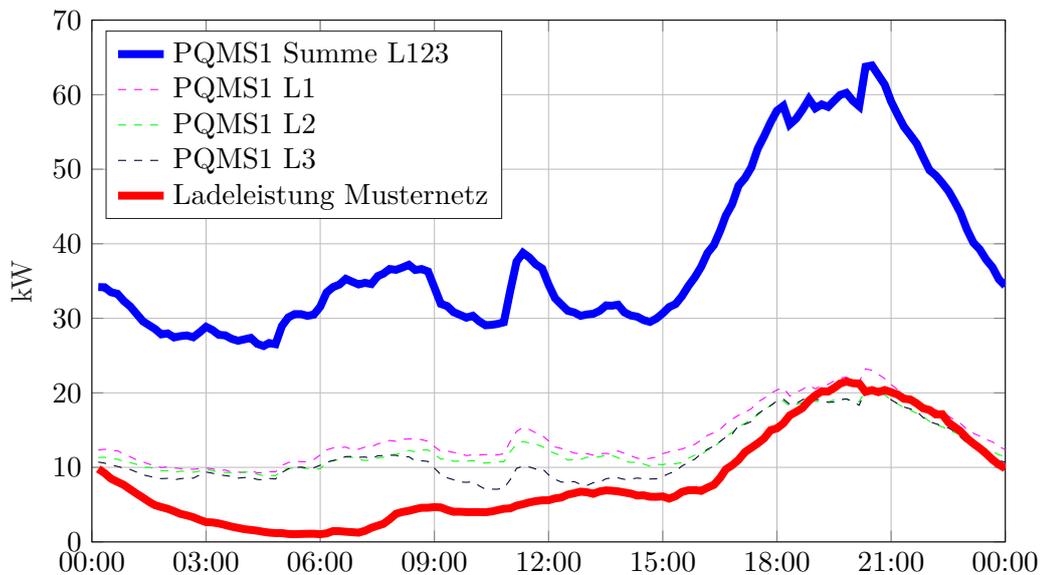


Abbildung 3.2: Durchschnittliche Ladeleistung und Leistung am Transformator des Musternetzes (Variante 2a)

Es ist in Abbildung 3.2 wieder klar erkennbar, dass die Ladung der Elektrofahrzeuge einen beachtlichen Teil des gesamten Bedarfs an elektrischer Energie und elektrischer Leistung ausmacht. Immerhin sind in Abbildung 3.2 insgesamt 33 Hausanschlüsse (davon nur 21 mit Elektrofahrzeug) betrachtet. Das heißt, obwohl nur etwa zwei Drittel der Hausanschlüsse über eine Elektrofahrzeug verfügen, verursachen diese vor allem am Abend zwischen 17:00 Uhr und 22:00 Uhr knapp ein Drittel der Leistungsspitze. Im weiteren Verlauf dieses Dokumentes und umgangssprachlich wird diese abendliche Leistungsspitze auch als Abendspitze bezeichnet.

Dies unterstreicht noch einmal die bereits erwähnte Problematik für das gesamte Energiesystem. Zum Einen muss in diesen Zeiten das Verteilnetz aber auch das Übertragungsnetz deutlich mehr Energie transportieren und zum anderen muss vermehrt elektrische Energie aufgebracht werden. Hier stellt sich die Frage mit welchen Erzeugungsanlagen diese Lastspitze zukünftig abgedeckt werden kann.

Eine solche Leistungsspitze bedeutet auch auf Seite des Energiemarktes ein Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage, dies könnte zu einer Preissteigerung führen.

Es sei hier auf die Themen zentrales Lastmanagement und Spannungsregelung (siehe Kapitel 5 und Kapitel 4) verwiesen, welche richtig eingesetzt, diese Probleme zu einem großen Teil lösen können.

**Symmetrie der Lasten:** Eine weitere Erkenntnis aus Abbildung 3.2 ist, dass die Belastung sehr gut über die drei Phasen verteilt ist. Obwohl doch einige Elektrofahrzeuge mit 3,7 kW oder

Tabelle 3.1: Netzsymmetrie - Belastung der einzelnen Phasen in Prozent im gesamten Betrachtungszeitraum, während Schaltvariante 2a und am 17.1.2019

Phase	Belastung in % Gesamt	Belastung in % Schaltvariante 2a	Belastung in % 17.1.2019
L1	37	37	38
L2	36	37	38
L3	28	27	24

7,4kW, also nicht dreiphasig laden, ist im Durchschnitt die Belastung der Phasen fast gleich verteilt.

Tabelle 3.1 zeigt, wie die Last im Musternetz in unterschiedlichen Zeiträumen prozentual auf die einzelnen Phasen aufgeteilt ist. Diese Erkenntnis basiert auf den Messwerten der PQMS1 Messung.

Wichtig zu erwähnen ist, dass die Betrachtung von Durchschnittswerten hier zwar ein sehr gutes Bild der Realität und der mit Elektromobilität verbundenen Herausforderungen vermittelt, aber vor allem bei der Auslegung und beim Betrieb von Netzen insbesondere Verteilnetzen nur bedingt brauchbar ist. Das Netz muss auf extreme Betriebszustände ausgelegt sein, welche in der Betrachtung von Durchschnittswerten eines längeren Zeitraumes oft nicht mehr erkennbar sind. Aus diesem Grund werden folgend, vor allem bei der Analyse der Spannungsmesswerte beispielhaft diese Extremfälle dargestellt und diskutiert.

Im Gegensatz dazu sind Durchschnittswerte oder sogar Energiebilanzen in der Energiewirtschaft oder im Bereich der Kraftwerke sehr gut geeignet. Durchschnittswerte werden durchaus zur Erstellung von Lastprofilen herangezogen. Auch in der Simulation können Profile wichtig sein, sofern keine tatsächlichen Messwerte vorliegen.

### 3.1 Spannungsmesswerte

Wie bereits eingangs in Abschnitt 1.2 ausgeführt, muss der Verteilnetzbetreiber die Einhaltung verschiedener Qualitätskriterien laut ÖVE/ÖNORM EN50160[16] erfüllen. Ein wesentliches Kriterium dabei ist die Einhaltung des Spannungsbandes. Die aufgenommenen Spannungsmesswerte über den gesamten Versuchszeitraum wurden für diese Arbeit im Detail analysiert und die Ergebnisse werden folgend diskutiert.

Die Analyse konzentriert sich hauptsächlich auf Zeiten mit vorliegender Schaltvariante 2a (siehe Tabelle 2.2) da diese, laut zuständigen Verteilnetzbetreiber den Normalbetrieb darstellt.

Abbildung 3.3 zeigt die Messwerte der Strangspannungen gemittelt über alle drei Phasen (also der Spannung zwischen Phase und Neutralleiter) bei Schaltvariante 2a. Dazu wurden die Messwerte der PQMS1 Messung im 10 Minuten Raster herangezogen.

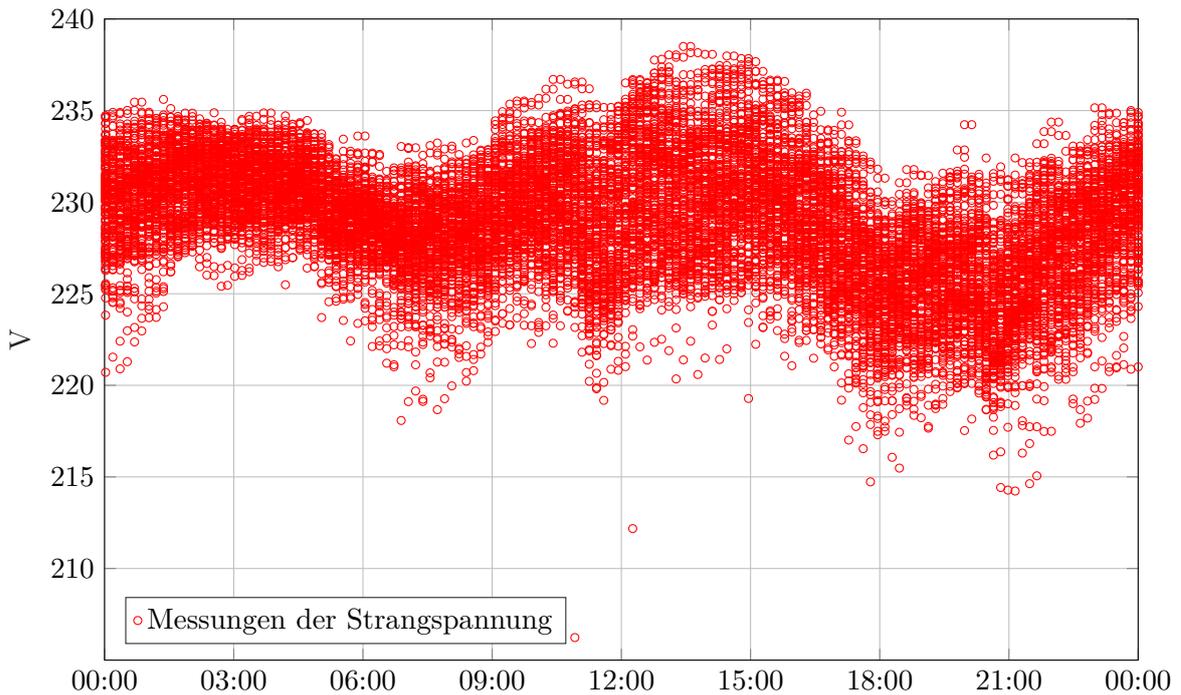


Abbildung 3.3: Über die 3 Phasen gemittelte Messwerte der Strangspannung bei Schaltvariante 2a

Ähnlich wie bei der Betrachtung der durchschnittlichen Leistung aus Abbildung 3.2 ist auch in Abbildung 3.3 eine ausgeprägte Verbrauchsspitze am Abend zu sehen. Man erkennt, dass in den Abendstunden tendenziell geringere Spannungen gemessen wurden.

Das Spannungsband laut EN50160[16] wurde jedoch in Schaltvariante 2a nicht verletzt. Man sieht 2 Spannungsmesswerte mit einem sehr geringen Wert. Diese Ausreißer können nicht erklärt werden. Es ist anzunehmen, dass es sich hier um Messfehler handelt.

## 3.2 Analyse der Leistungsmessungen der Ladestationen

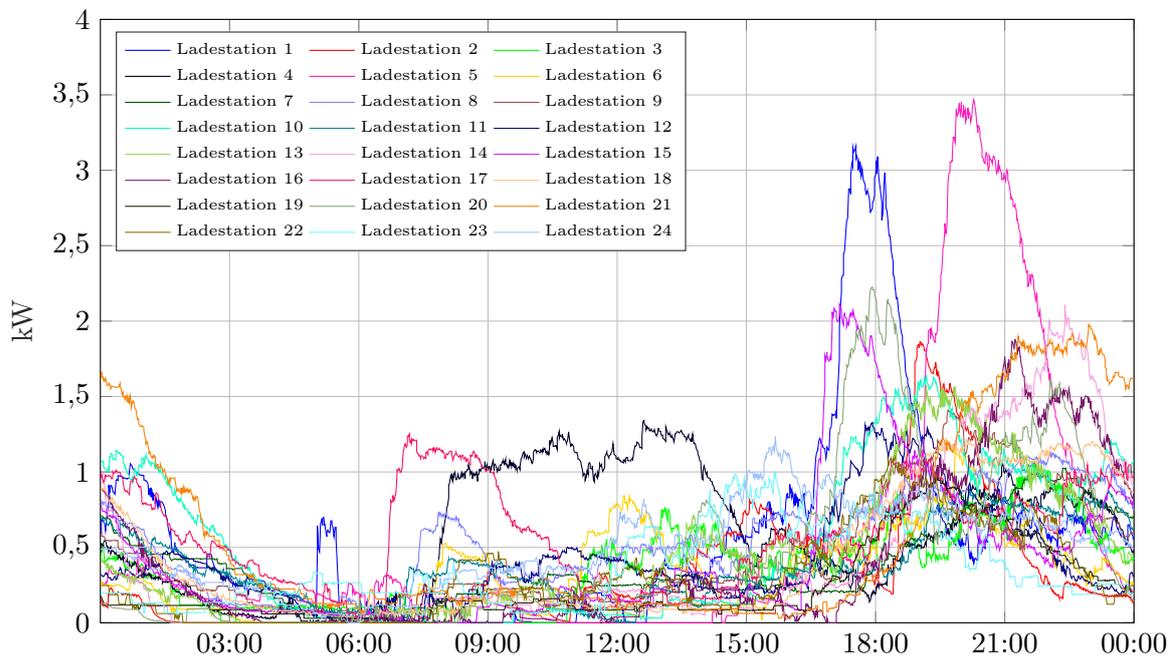
Wie in Kapitel 2 bereits genauer beschrieben, wurde die elektrische Wirkleistung bei jeder der 24 Ladestationen im Zeitraum von 1.11.2018 bis 1.4.2019 sekundlich gemessen. Bei den aufgenommenen Zeitreihen sind weniger als 0,5% der Werte fehlerhaft, dies lässt insgesamt auf eine sehr gute Qualität schließen. Es wird angenommen, dass die fehlenden Werte die weiteren Betrachtungen in dieser Arbeit nicht maßgeblich beeinflussen. Bei der Mittelwertbildung wurden die fehlenden Werte deshalb nicht berücksichtigt.

Die sekundlich erhobenen Messwerte der elektrischen Wirkleistung der Ladestationen wurden zur weiteren Analyse durch Mittelwertbildung auf Minutenraster aggregiert. Dies bietet eine bessere Übersicht ohne erheblichen Informationsverlust. Es wurde festgestellt, dass die Betrachtung der sekundlichen Messwerte für diese Arbeit keinen Mehrwert bringt. Die Daten wurden mit Hilfe des Computerprogramms MATLAB 2018b gesichtet und auf Plausibilität geprüft.

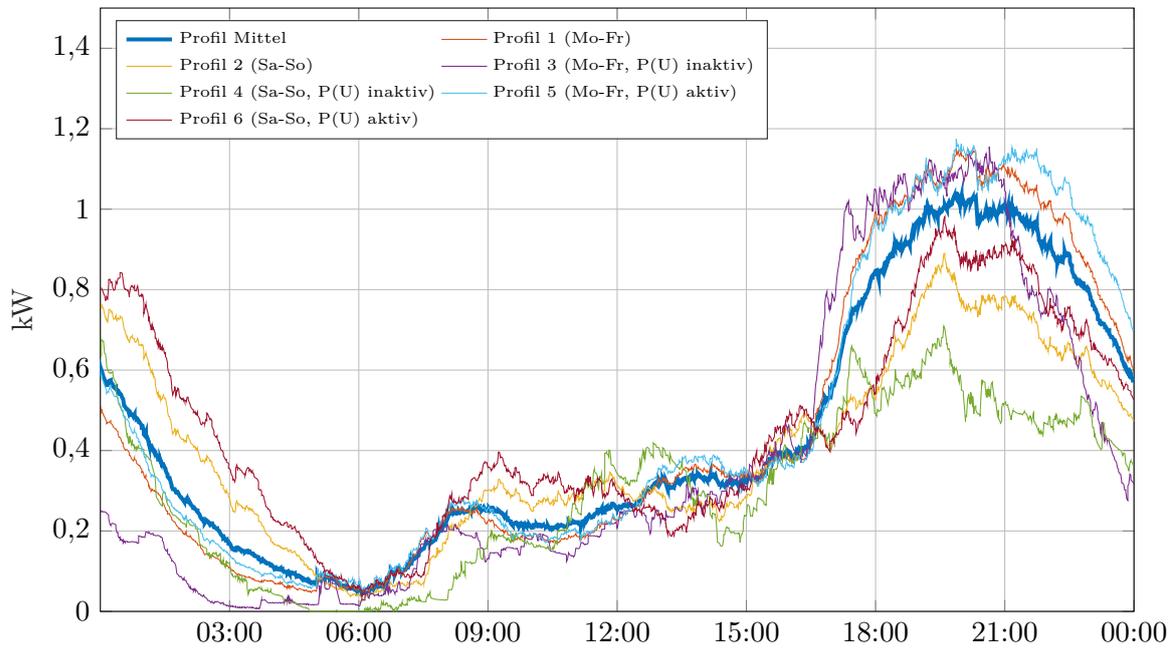
Neben der geladenen Energiemenge pro Ladestation und der Spannungsbetrachtung soll nun auch eine Aussage über das durchschnittliche Ladeverhalten, abhängig vom Wochentag und der in Kapitel 1 bereits erwähnten Spannungsregelung, gemacht werden. Es soll auch festgestellt

werden, ob es deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Ladestationen gibt. Die Spannungsregelung ist in Kapitel 4 genauer beschrieben.

Durch Bildung des arithmetischen Mittels über die verschiedenen Zeiträume und Ladestationen wurden die in Abbildung 3.4 dargestellten Profile erstellt.



(a) Mittlere Ladeleistung pro Ladestation über gesamten Versuchszeitraum exklusive Zeiten mit zentralem Lastmanagement



(b) Mittlere Ladeleistung aller Ladestationen (vergleiche Tabelle 3.2)

Abbildung 3.4: Profile der Ladestationen im Vergleich

Tabelle 3.2 erklärt die in Abbildung 3.4 dargestellten Profile. Bei Profil 3 wurden alle Messwerte berücksichtigt, die aufgenommen wurden wenn die Spannungsregelung (P(U)) inaktiv war, es ein Wochentag (Montag bis Freitag) war und kein zentrales Lastmanagement durchgeführt wurde.

Mit Abbildung 3.4 und Tabelle 3.2 sind bereits einige in dieser Arbeit sehr wichtigen Erkenntnisse verknüpft.

Der erste Teil von Abbildung 3.4 zeigt erst einmal ein überraschend unterschiedliches Verhalten der Teilnehmer. Wenn auch grundsätzlich eher in den Abendstunden geladen wurde, gibt es auch Teilnehmer (zum Beispiel Ladestation 19), die während des Tages eine hohe Ladeleistung aufweisen. Die Abendstunden werden von Ladestation 5 um etwa 20:00 und von Ladestation 1 um etwa 18:00 Uhr dominiert.

Eine weitere wichtige Erkenntnis ist, dass die Elektrofahrzeuge in der Regel schon vor 06:00 Uhr voll geladen waren. Zwar kann dies durch Messungen nicht bestätigt werden, aber die Vermutung liegt nahe, dass die geringe Ladeleistung in den Morgenstunden auf voll geladenen Fahrzeuge hinweist. Die gleiche Aussage liefert auch der untere Teil von Abbildung 3.4. Im Summenprofil ist ein ähnlicher Verlauf zu erkennen und einmal mehr, bestätigt sich sogar im mittleren Profil eine deutliche Spitze in den Abendstunden zwischen 18:00 Uhr und 20:00 Uhr.

Der zweite Teil von Abbildung 3.4 liefert die neue Erkenntnis, dass es zwischen Wochentagen und Wochenenden kaum einen Unterschied gibt.

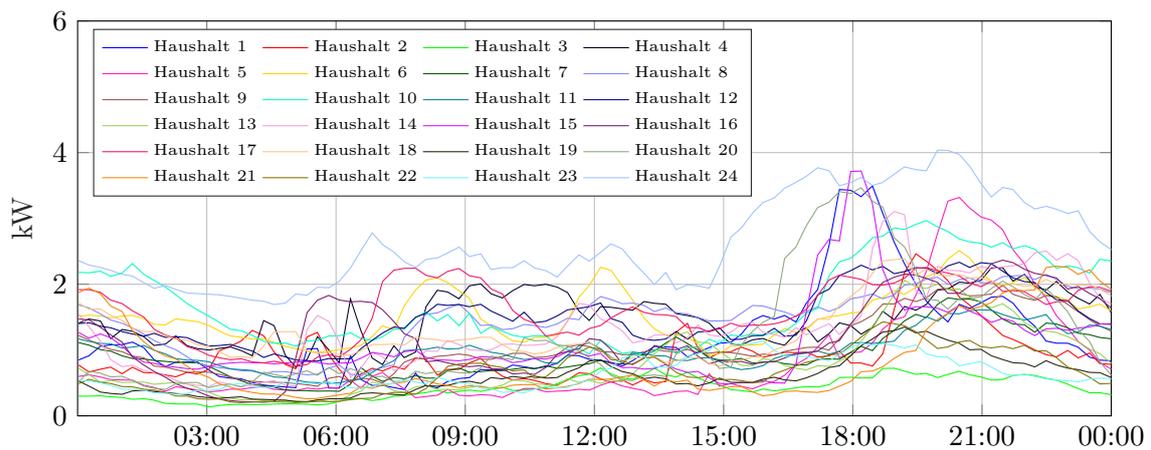
Sehr wohl erkennbar ist jedoch der Unterschied zwischen den Zeiträumen mit aktiver und inaktiver Spannungsregelung (vergleiche Kapitel 4). Die Spannungsregelung hat anscheinend oft eingegriffen. Dies führte zu einer Begrenzung der Ladeleistung und einer damit verbundenen länger andauernden Ladung. Das Profil wird weiter in die Nachtstunden verlagert.

Mit einem Blick auf die Profile aus Abbildung 3.4 ist auch zu erkennen, dass sich die Elektromobilität und PV-Erzeugung kaum ergänzen. Strom aus PV-Anlagen steht, vor allem im Winter, nur um die Mittagszeit zur Verfügung und überschneidet sich damit nur geringfügig (vielleicht an einigen Sommertagen) mit der typischen Ladekurve aus diesem Versuch. Ein möglicher Ansatz die PV-Anlagen durch Elektromobilität besser zu nutzen, wäre eine Ladung tagsüber am Arbeitsort. Das Zusammenspiel von Elektromobilität und PV-Anlagen ist nicht Teil dieser Arbeit und wird folgend nicht im Detail diskutiert. Für weitere Informationen sei zum Beispiel auf [9] verwiesen.

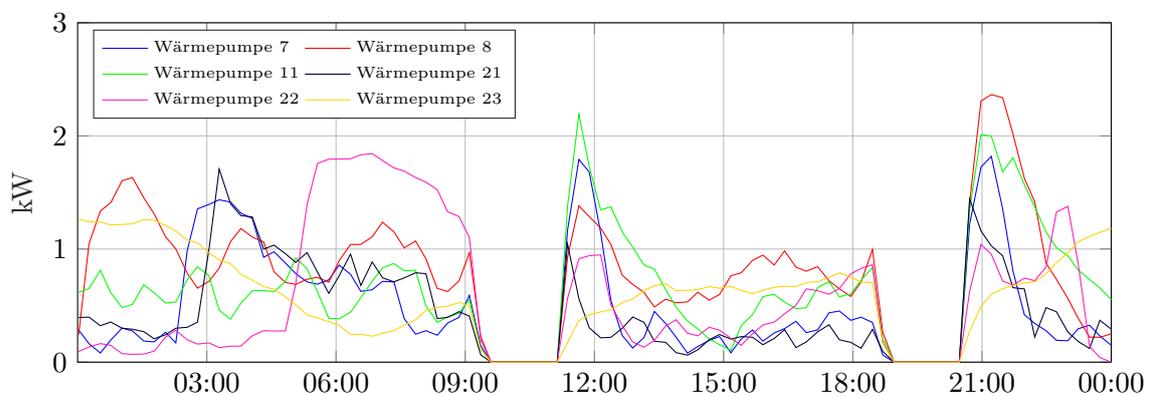
In einem zweiten Schritt wurden auch die Wärmepumpen und die Haushalte exklusive der Ladestationen und den sechs gemessenen Wärmepumpen, abhängig von Wochentag, ausgewertet und in Abbildung 3.5 dargestellt.

Tabelle 3.2: Erklärung der in Abbildung 3.4 dargestellten Profile

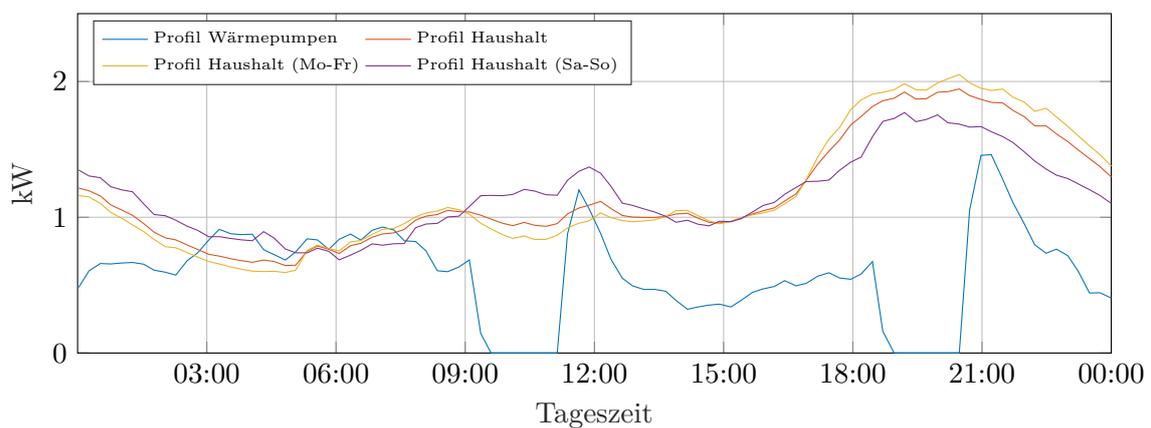
Profil	P(U)	Tag	Zentrales Lastmanagement
Profil Mittel	Alle	Alle	inaktiv
Profil_1	Alle	Mo-Fr	inaktiv
Profil_2	Alle	Sa-So	inaktiv
Profil_3	inaktiv	Mo-Fr	inaktiv
Profil_4	inaktiv	Sa-So	inaktiv
Profil_5	aktiv	Mo-Fr	inaktiv
Profil_6	aktiv	Sa-So	inaktiv



(a) Mittlerer Verbrauch je Haushalt



(b) Mittlerer Verbrauch je Wärmepumpe



(c) Mittlerer Verbrauch aller Haushalte und Wärmepumpen

Abbildung 3.5: Unterschiedliche Profile der sechs separat gemessenen Wärmepumpen und der Haushalte, exklusive Ladestationen und separat gemessenen Wärmepumpen, abhängig vom Wochentag

Abbildung 3.5 zeigt im oberen Teil, eine über den Tag fast gleich verteilte Last der Haushalte, exklusive Ladungen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Nur eine kleine Lastspitze in den Abendstunden ist zu erkennen. Einige der Profile enthalten eine Wärmepumpe oder sogar eine PV-Anlage, die aufgrund fehlender Messwerte nicht herausgerechnet werden kann. Diese scheinen bei genauerer Betrachtung jedoch keine große Rolle im mittleren Lastprofil zu spielen. Vergleicht man Teilnehmer 6 ohne PV-Anlage und mit Wärmepumpe und Teilnehmer 10 mit PV-Anlage und mit Wärmepumpe, so haben beide eine ähnliche Laststruktur. Eine Erklärung dafür kann sein, dass zum einen in den Wintermonaten die PV-Anlage deutlich weniger Erzeugung hat. Zum anderen, wie es im mittleren Teil von Abbildung 3.5 zu erkennen ist, haben auch die Wärmepumpen ein über den Tag sehr konstantes Lastprofil. Beim Profil der Wärmepumpen ist die im Kapitel 5 beschriebene Sperre durch die Tonfrequenz Rundsteuerung zu erkennen. Im unteren Teil von Abbildung 3.5 sind noch einmal die Summenprofile der Haushalte und Wärmepumpen zusammengefasst. Bei den Haushalten und Wärmepumpen sind ebenfalls kaum Unterschiede zwischen Wochenende und Wochentag erkennbar. Zusammengefasst kann man sagen, Wärmepumpen und Haushalte weisen ein deutlich homogeneres Lastprofil mit nur kleinen Lastspitze am Abend auf. Bei den Lastprofilen der Elektrofahrzeuge ist die abendliche Spitze stark ausgeprägt.

### 3.3 Skalierung der Leistungsmesswerte auf gängige Ladeleistungen

Die im vorangegangenen Abschnitt 3.2 beschriebenen Messwerte der Ladeleistungen ergeben sich aus einem Mix (siehe Tabelle 2.1) aus verschiedenen Ladestationen mit unterschiedlichen Ladeleistungen je Fahrzeug. Die heute, in der Netzebene 7 gängigen maximalen Anschlussleistungen der Ladestationen sind 3,7 kW, 7,4 kW, 11 kW und theoretisch sogar 22 kW. Bei einer Ladestation mit 22 kW spricht man bereits von einer Schnellladung und ein eigener Vertrag mit dem zuständigen Netzbetreiber ist notwendig.

Der Netzbetreiber legt seinen Netze grundsätzlich auf Basis von Statistik und Wahrscheinlichkeiten aus. So ist zum Beispiel von Österreichs Energie in [20, S. 8] eine Übersicht über die Gleichzeitigkeit verschiedener Gerätschaften sowie Elektrofahrzeuge gegeben. Unter der Gleichzeitigkeit wird hier der Gleichzeitigkeitsfaktor nach [21] verstanden. Also die übertragene Gesamtleistung zur Summe der Einzel-Höchstleistungen. Für Elektrofahrzeuge wird in [20, S. 8] eine Gleichzeitigkeit von 0,2 bis 0,4 angenommen. Nun ist die Frage berechtigt, ob sich diese Gleichzeitigkeit und damit die negativen Auswirkungen auf das Netz, abhängig von der maximalen Ladeleistung, sogar verringern.

Eine Berechnung der Gleichzeitigkeit ist nicht teil dieser Arbeit, es soll aber sehr wohl untersucht werden, welche Auswirkungen unterschiedliche Ladeleistungen auf das Energiesystem haben.

Aus diesem Grund wurden die erfassten Messwerte der Ladeleistung auf 3,7 kW, 7,4 kW, 11 kW und 22 kW skaliert. Dazu wurde eine Logik in Matlab 2018b erstellt, welche die Energiemenge eines Ladevorgangs (es wird angenommen, dass ein Ladevorgang ab einer gemessenen Leistung von 100 W startet) erfasst. Die erfasste Energiemenge wird dann mit der entsprechenden Ladeleistung skaliert und entlang der Zeitachse im Minutenraster aufgetragen.

So wird zum Beispiel aus einer einstündigen Ladung mit 3,7 kW eine 20,18 minütige Ladung mit 11 kW. Für die Berechnungen wurden die sekundlichen Messwerte der Ladeleistung auf Minuten aggregiert.

Abbildung 3.6 zeigt beispielhaft die Skalierung der Ladeleistungen. Im Beispiel sind zwei Ladevorgänge mit einer Originalleistung von 11 kW zu sehen.

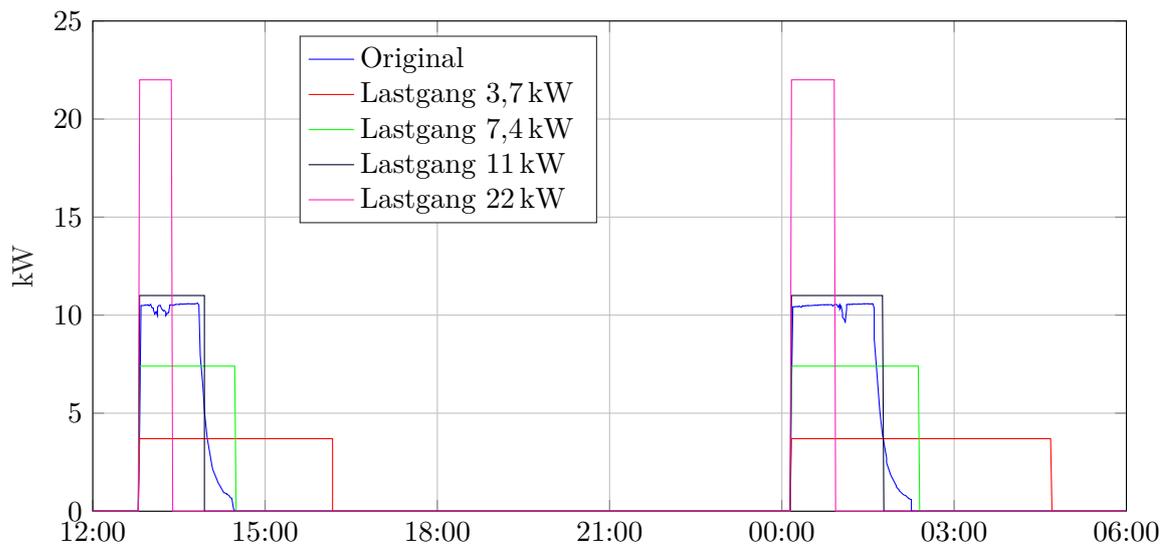


Abbildung 3.6: Beispiel der Skalierung anhand einer Ladekurve an zwei ausgewählten Tagen

Skaliert man nun die Messwerte jeder der 24 Ladestationen, so ergeben sich folgende in Abbildung 3.7 dargestellten Profile.

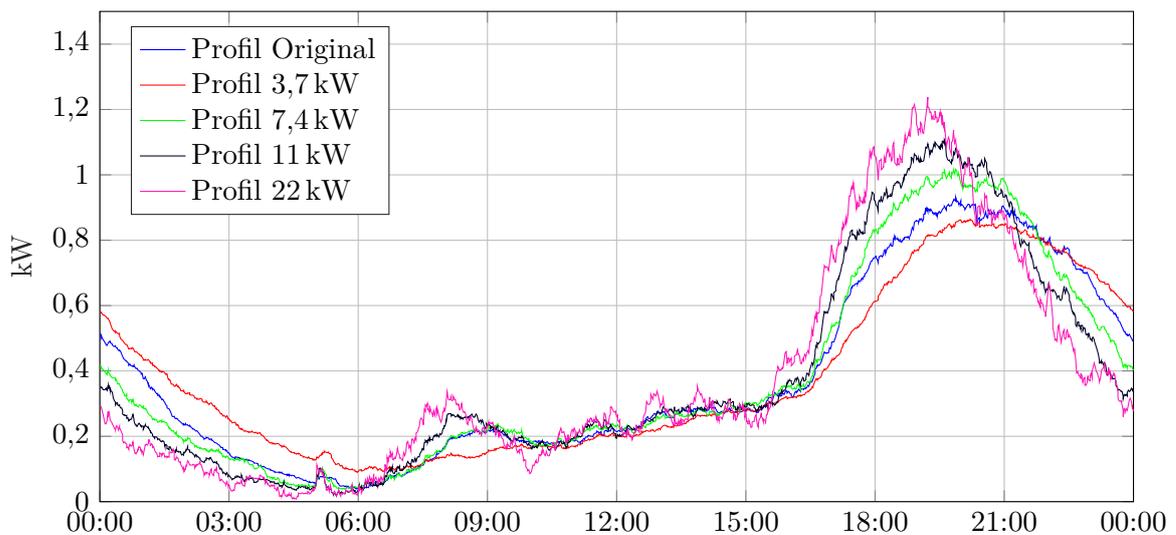


Abbildung 3.7: Durchschnittliche Ladeleistung der skalierten Ladeprofile

Aus diesen in Abbildung 3.7 dargestellten Profilen ist bereits ersichtlich, dass die in Summe auftretende Lastspitze mit der maximal zulässigen Ladeleistung ansteigt und davon auszugehen ist, dass dies einen negativen Effekt auf das Netz in Form einer erhöhten Belastung hat.

Vorstellbar ist eine Ladung mit höherer maximaler Ladeleistung (also 11 kW) ausschließlich in der Nacht ab zum Beispiel 00:00 Uhr. Mit hoher Ladeleistung wären die Fahrzeuge bei einer maximal auftretenden Energiemenge pro Tag von 68,97 kWh (vergleiche Tabelle 3.5) in den Morgenstunden trotzdem verwendbar.

Tabelle 3.3 zeigt die Leistungsmaxima der Summe aller 21 Ladestationen im Musternetz, sowie die Summe des Transformatorabzweiges aus dem Musternetz. Deutlich zu erkennen ist die Stei-

Tabelle 3.3: Leistungsmaxima der skalierten Ladeleistungen im Vergleich, bei aktiver Schaltvariante 2a für den Transformatorabzweig des Musternetzes (PQMS1 Messung)

Max. Ladeleistung (kW)	Leistungsmaximum Zeitraum Variante2a (kW)	Abzweig Musternetz PQMS1 Messung (kW)	Datum
Original	51,218	95,096	14.11.2018 19:45
3,7 kW	43,550	87,450	14.11.2018 20:15
7,4 kW	68,640	112,519	14.11.2018 19:45
11 kW	85,564	124,278	17.01.2019 18:45
22 kW	<b>139,921</b>	<b>178,635</b>	17.01.2019 18:45

gerung der maximal auftretende Summenleistung mit höherer maximaler Ladeleistung. So tritt das Leistungsmaximum aus der Summe aller 21 Ladestationen im Musternetz bei einer maximal möglichen Ladeleistung von 22 kW auf und beträgt 139,920 kW.

### 3.4 Statistische Kennwerte von Spannung, Leistung und Energie

Da Extremwerte in gemittelten Darstellungen und Profilen oft nicht mehr erkennbar sind, wurden die vorhandenen Messwerte genau analysiert und die Ergebnisse in Tabelle 3.4, Tabelle 3.5 und Tabelle 3.6 dargestellt. Diese Tabellen sollen einen Überblick über die aufgetretenen Maxima geben. Zu unterstreichen ist Teilnehmer 4 als Spitzenreiter, mit an einem Tag fast 69 kWh geladener Energie. Das ist verglichen mit dem Durchschnitt von 9,3 kWh pro Tag (vergleiche: Tabelle 3.5) sehr viel.

**Bezüglich Leistung** erkennt man in Tabelle 3.4 zum Beispiel, dass die maximale Leistung der PQMS1 Messung (Transformatorabzweig Musternetz) 119 kW beträgt.

**Bezüglich Spannung** erkennt man in Tabelle 3.6 zum Beispiel, einen maximalen Spannungsabfall der Strangspannung als Mittel über alle 3 Phasen bei Betrachtung der PQMS2 Messwerte als 10 Minuten Mittelwerte von 27,96 V. Die absolut geringste Strangspannung ist 206 V

Tabelle 3.4: Maximalwerte der Leistungsmessung des Transformatorabzweiges vom Musternetz, erfasst mit der Transformator nahen PQMS1 Messung

<b>Kennwerte Leistung PQMS1 Zeitraum gesamt</b>	<b>Leistung (kW)</b>	<b>Datum</b>
Max Belastung PQMS1 (10 Min Mittel)	119,000	07.12.2018 17:40
Max Belastung PQMS1 (Tagesmittel)	60,081	08.12.2018 00:00
Max Belastung PQMS1 (Wochenmittel)	50,288	KW 50 2018
<b>Kennwerte Leistung PQMS1 Variante 2a</b>	<b>Leistung (kW)</b>	<b>Datum</b>
Max Belastung PQMS1 (10 Min Mittel)	103,990	29.01.2019 17:40
Max Belastung PQMS1 (Tagesmittel)	54,057	30.01.2019 00:00
Max Belastung PQMS1 (Wochenmittel)	49,410	KW 05 2019

Tabelle 3.5: Statistiken Energie: Extremwerte aus energetischer Sicht über den gesamten Versuchszeitraum

	<b>Max. Energie pro Tag (kWh/d)</b>	<b>Mittlere Energie pro Tag (kWh/Tag)</b>	<b>Mittlere Energie am 17.1.2019 (kWh/d)</b>
<b>Summe WP</b>	106,5	73,1	62,91
<b>Summe Musternetz</b>	1442	953	878,75
<b>Summe Ladestationen</b>	343,75	196	233,25
<b>Summe Haushalte</b>	1186,25	380	338
<b>Summe Trafo</b>	2562	1825	1719

Tabelle 3.6: Statistiken Spannung: Maximalwerte der Spannungsmessung des Transformator nahen PQMS1 Messgerätes und des am Ende des Abzweigs befindlichen PQMS2 Messgerätes für den gesamten Zeitraum und den Zeitraum mit aktiver Schaltvariante 2a

<i>Statistik Spannung gesamter Zeitraum</i>		<i>Statistik Spannung Zeitraum Schaltvariante 2a</i>	
<b>Max. Spannungsabfall PQMS1-PQMS 2 (10 Min Mittel)</b>	<b>Abfall Strangspannung (V)</b>	<b>Datum</b>	<b>Abfall Strangspannung (V)</b>
Phase L1	25,67	11.03.2019 18:10	22,91
Phase L2	79,805	06.11.2018 10:40	79,81
Phase L3	29,503	07.12.2018 18:20	23,07
Durchschnitt(L1,L2,L3)	27,96	06.11.2018 11:00	27,96
<b>Tiefste Spannung PQMS2 (10 Min Mittel)</b>	<b>Strangspannung (V)</b>	<b>Datum</b>	<b>Strangspannung (V)</b>
Phase L1	208,256	11.03.2019 18:10	209,99
Phase L2	154,049	06.11.2018 11:00	154,05
Phase L3	204,916	07.12.2018 18:40	210,19
Durchschnitt(L1,L2,L3)	206,23	06.11.2018 11:00	206,23
<b>Tiefste Spannung F4 (Tagesmittelwert)</b>	<b>Strangspannung (V)</b>	<b>Datum</b>	<b>Strangspannung (V)</b>
Phase L1	220,45	11.12.2018 00:00	221,837
Phase L2	224,9440208	29.11.2018 00:00	225,91
Phase L3	219,24	08.12.2018 00:00	223,75
Durchschnitt(L1,L2,L3)	222,91	11.12.2018 00:00	224,79

## 4 Lokale Spannungsregelung

Wie in Abschnitt 1.2 bereits erwähnt, ist die Einhaltung des Spannungsbandes von 10% um den Sollwert von 230/400 V laut EN50160 [16] eine wesentliche Aufgabe des Verteilnetzbetreibers. Hohe Durchdringung von Elektromobilität beziehungsweise ein zu großer elektrischer Verbrauch bewirkt einen zu hohen Spannungsabfall. Umgekehrt hat eine hohe Durchdringung von Erzeugungsanlagen eine Erhöhung der Spannung zur Folge. Beide Fälle können einen unzulässigen Systemzustand herbeiführen, welcher vermieden werden muss.

So fordert Österreichs Energie im Leitfaden „Aktuelle und zukünftige Anforderungen an Ladestationen für Elektrofahrzeuge“ [22] eine lokale Spannungsregelung in der Ladestation für Elektrofahrzeuge.

Die Regelungsfunktion soll den maximal erlaubten Ladestrom des Elektrofahrzeuges in Abhängigkeit der Spannung regeln. Eine ab einem gewissen Spannungswert (Knickschwellenwert) sinkende Spannung, bewirkt eine kontinuierliche Reduzierung des Ladestromes bis hin zur Unterbrechung der Ladung.

Messpunkt für die Spannung soll grundsätzlich der Anschlusspunkt der Ladestation sein.

Ein solches Verhalten würde tendenziell dazu führen, dass Ladestationen die am Ende des Netzstranges liegen, durchschnittlich öfter den Ladestrom reduzieren müssten. Deswegen soll, die an der Ladestation gemessene Netzimpedanz die Kennlinie insofern beeinflussen, dass sich die Spannung (Knickschwellenwert der Kennlinie) ab welcher der Ladestrom reduziert werden soll verschiebt. Bei hoher Netzimpedanz, wird davon ausgegangen, dass die Spannung am Netzübergabepunkt wegen der Entfernung zum Trafo kleiner ist und somit soll der Ladestrom erst bei einer niedrigeren Spannung verringert werden. Abbildung 4.1 zeigt die beschriebene Kennlinie, wie sie von Österreichs Energie [22] vorgeschlagen wird. Man spricht hier auch von einem „fairen“ Regelverhalten, da durch die Abhängigkeit der Kennlinie, Ladeleistung bei jedem Teilnehmer theoretisch und im Mittel gleich viel begrenzt wird.

### 4.1 Heizstab versus Elektroauto - Ein Beispiel der Herausforderungen und einige soziale Aspekte

Bevor die implementierte Spannungsregelung im Detail betrachtet wird, soll Abschnitt 4.1 anhand eines Beispiels wie es mehrmals aufgetreten ist, einen Eindruck vermitteln welche Auswirkungen eine Spannungsregelung auf Haushaltsebene hat.

Abbildung 4.2 zeigt, wie der Heizstab von Teilnehmer 10, aktiviert wird und dadurch die Spannungsregelung bei Ladestation 11 aktiviert. Beide Teilnehmer befinden sich am gleichen Knoten im Netz. Man sieht, dass während der Laufzeit des Heizstabes die Ladeleistung und auch die Spannung (siehe unterer Teil Abbildung 4.2) einbricht. So steht in dieser Zeit nur etwa die Hälfte der Ladeleistung zur Verfügung.

Hier sei vor allem auf die zwischenmenschliche Komponente hingewiesen. Im Wesentlichen herrscht hier die Situation vor, dass der Nachbar von Teilnehmer 11 die Ladung des Elektrofahrzeuges unterbricht beziehungsweise die Ladeleistung verringert.

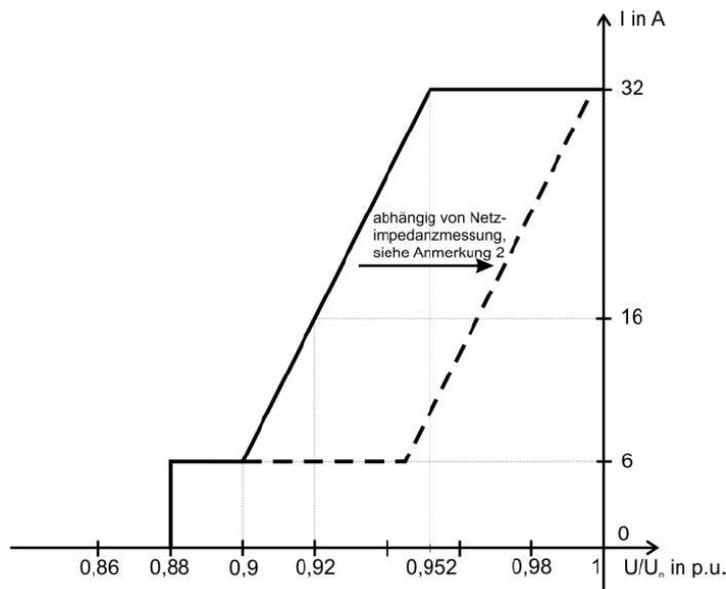


Abbildung 4.1: Kennlinie Ladestrom in Abhängigkeit der Spannung aus [22] Leitfaden "Aktuelle und zukünftige Anforderungen an Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge"

## 4.2 Netzimpedanz und Knickspannung

Die Netzimpedanz wurde einmalig im Vorfeld des Versuches an jeder Ladestation gemessen und es entstanden 24 Spannungswerte für den Knick der Kennlinie und damit 24 Kennlinien (eine für jeden Haushalt).

Tabelle 4.1 zeigt die gemessene Netzimpedanz und daraus resultierende Kurzschlussleistung und Knickspannung bei einer Strangnennspannung von 230 V.

Wie genau die Netzimpedanz gemessen wurde ist nicht bekannt. Außerdem fällt auf, dass die Knickspannungen sehr ähnlich sind und teilweise trotz, weiter Entfernung zum Transformator den gleichen oder sogar einen höheren Wert aufweisen als bei transformatornahen Haushalten. So hat die Transformatornahe Ladestation Nummer 21 beispielsweise die gleiche Knickspannung wie die weiter entfernte Ladestation Nummer 6 (vergleiche Abbildung 2.3).

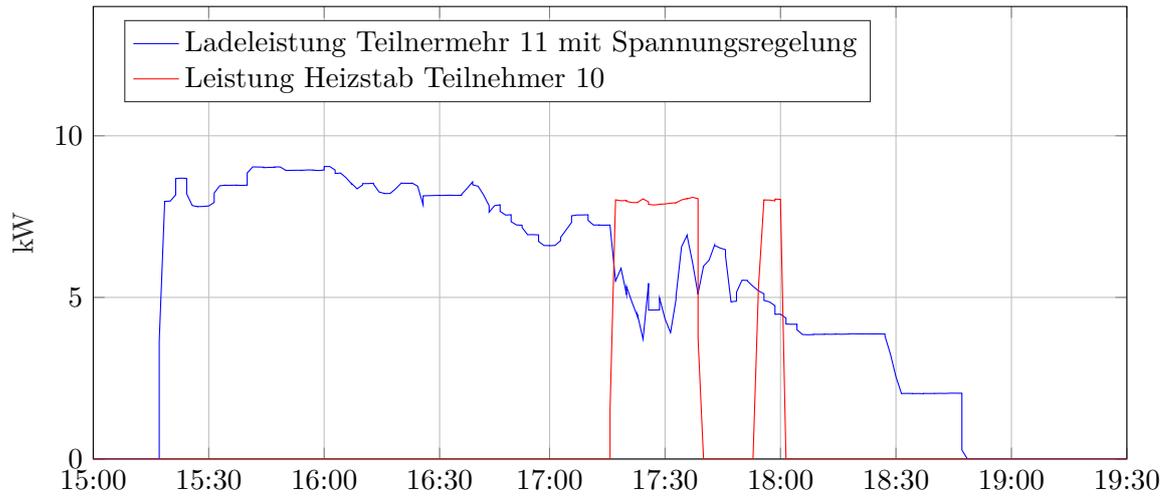
Es ist fraglich ob die Messungen korrekt durchgeführt wurden oder ob die, den jeweiligen Ladestationen vorgelagerte Hausinstallation eine so große Rolle spielt.

Laut IEC60038 [23] sind etwa vier Prozent Spannungsabfall gegenüber Strangnennspannung anzunehmen.

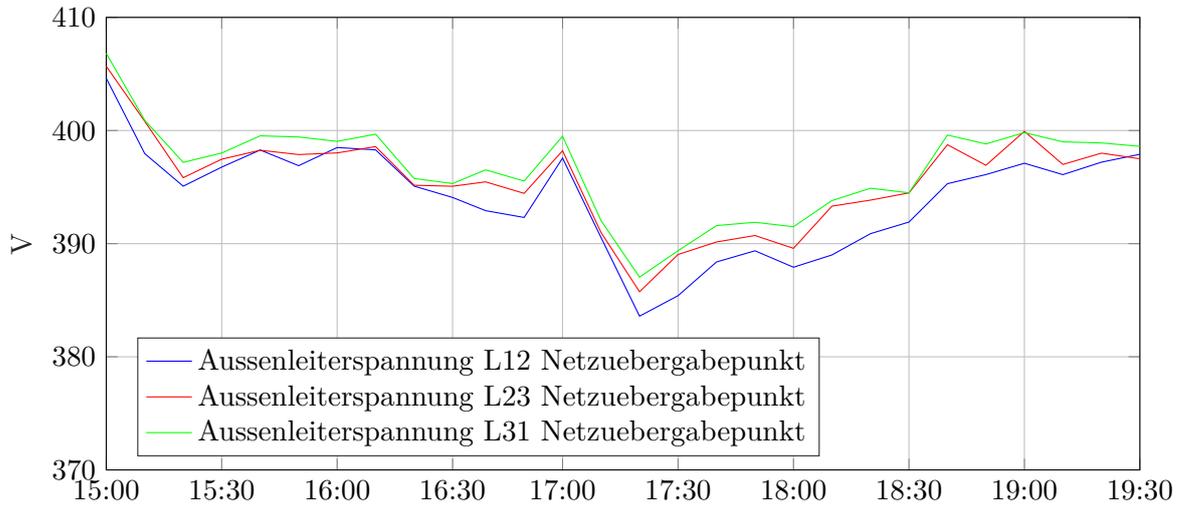
Insgesamt ist dieses Konzept problematisch, da sich Netzabschnitte und damit die Impedanz laufend ändern können. Eine regelmäßige Messung würde Abhilfe verschaffen, führt aber zu erhöhten Aufwand.

## 4.3 Implementierung der Spannungsregelung

Die Hersteller der Ladeeinrichtungen haben die beschriebene Spannungsregelung in der Ladeeinrichtung eines jeden teilnehmenden Haushaltes implementiert und über den Zeitraum (siehe auch Abbildung 2.4) 1.11.2018 bis 14.2.2019 aktiviert. Die Spannungsregelung wurde vom Hersteller der Ladestation nach eigenem Ermessen und Möglichkeiten umgesetzt.



(a) Ladeleistung Teilnehmer 11 und Heizstab Teilnehmer 10



(b) Aussenleiterspannungen Netzübergabepunkt von Teilnehmer 11

Abbildung 4.2: Heizstab der Wärmepumpe von Teilnehmer 10 beeinflusst Spannungsregelung der Ladestation von Teilnehmer 11 am 7.2.2019

Tests der implementierten Spannungsregelung unter Laborbedingungen wurden nicht durchgeführt, so mussten noch während der Laufzeit des Versuches Änderungen vorgenommen oder Fehler behoben werden.

Die tatsächliche Implementierung und Programmierung der Kennlinie ist nicht bekannt, lediglich das Ergebnis kann anhand der Leistungsmesswerte der Ladestationen analysiert werden. Insgesamt ist für einen möglichen zukünftigen Versuch unbedingt empfohlen eine implementierte Regelung im Labor detailliert zu testen.

Haushalt	Netzimpedanz ( $\Omega$ )	Kurzschlussleistung (kVA)	Knickspannung (V)
1	0,29	551,72	225,52
2	0,42	380,95	223,81
3	0,23	695,65	226,96
4	0,34	470,58	224,71
5	0,27	592,59	225,93
6	0,3	533,33	225,33
7	0,34	470,58	224,71
8	0,25	640,00	226,40
9	0,32	500,00	225,00
10	0,34	470,58	224,71
11	0,39	410,26	224,10
12	0,37	432,432	224,32
13	0,55	290,09	222,91
14	0,3	533,33	225,33
15	0,34	470,58	224,71
16	0,27	592,59	225,93
17	0,3	533,33	225,33
18	0,35	457,14	224,57
19	0,23	695,65	226,96
20	0,34	470,58	224,71
21	0,3	533,33	225,33
22	0,31	516,13	225,16
23	0,34	470,58	224,71
24	N.A.	N.A.	N.A.

Tabelle 4.1: Gemessene Netzimpedanz und davon abgeleitete Kurzschlussleistung und Knickspannung pro teilnehmenden Haushalt

## 4.4 Beurteilung der implementierten Spannungsregelung

Für die Analyse und Beurteilung der Spannungsregelung ist wichtig zu beachten, dass die Messwerte der Spannung direkt an der Ladestation nicht vorliegen (siehe Abbildung 2.2), was für die Beurteilung der Spannungsregelung sehr hilfreich wäre.

Jedoch liefert ein Histogramm mit der Ladeleistung in Watt auf der Abszissenachse aufgetragen und der Ladehäufigkeit der jeweiligen Leistung auf der Ordinatenachse ein gutes Bild der Funktionsweise.

Auf diese Weise wurde jede Ladestation untersucht und die jeweiligen Histogramme mit aktiver sowie inaktiver Spannungsregelung erstellt und verglichen.

Der Zeitraum vom 1.11.2019 bis 14.11.2019 wurde dabei ausgespart, da davon ausgegangen wird, dass hier noch Anpassungen an der Programmierung der Ladestationen vorgenommen wurden und die Spannungsregelung nicht voll einsatzbereit war.

Abbildung 4.3 zeigt das Histogramm von Ladestation 22 als repräsentatives Beispiel für die anderen Ladestationen. Die Ladestation liegt am Anfang des Netzstranges (siehe Abbildung 2.3) und es wurde damit ein VW e-Golf mit einer maximalen Ladeleistung von 7,4 kW versorgt.

Auf der linken Hälfte von Abbildung 4.3 sind die Leistungsmesswerte aus dem Zeitraum mit aktiver Spannungsregelung (14.11.2018 bis 14.2.2019) dargestellt. Die rechte Hälfte zeigt die Leistungsmesswerte aus dem Zeitraum mit inaktiver Spannungsregelung (14.2.2019 bis 1.4.2019). Zeiten an denen Schaltungen für zentrales Lastmanagement stattgefunden haben sind ausgenommen. Für die bessere Lesbarkeit wurden Werte kleiner 100 W (also praktisch keine Ladung) ebenfalls nicht dargestellt, da diese deutlich überwiegen.

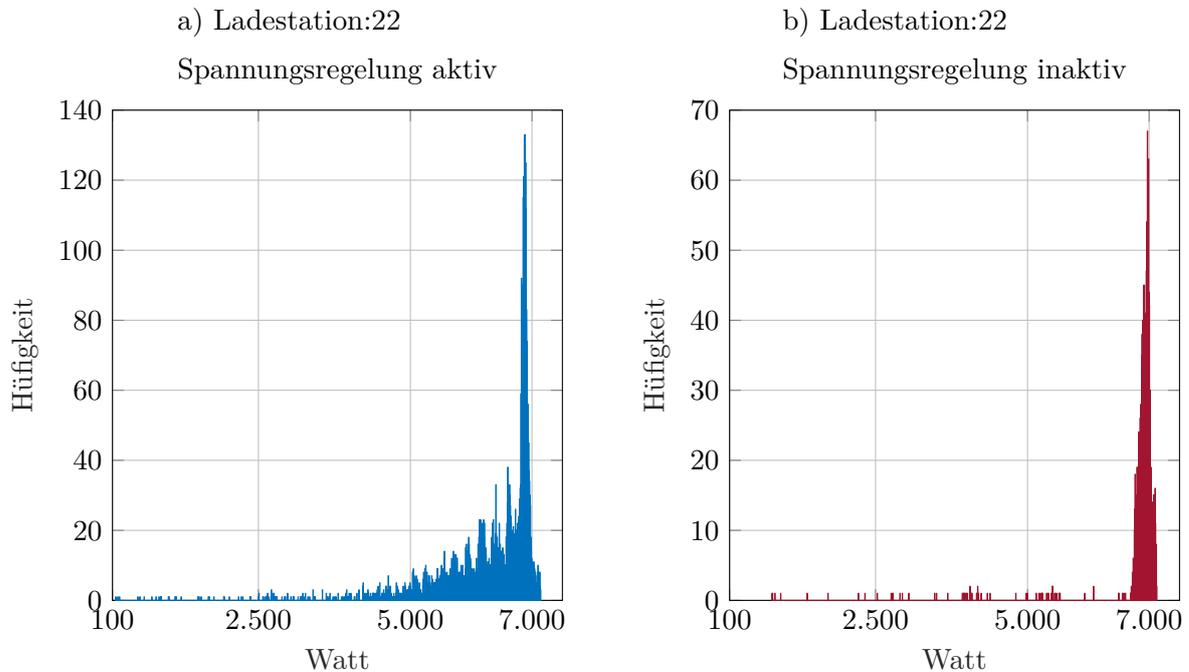


Abbildung 4.3: Häufigkeit der Leistungsmesswerte bei aktiver und inaktiver Spannungsregelung von Ladestation 22. Dargestellt ist die Häufigkeit der Leistungsmesswerte von Ladestation 22 im Zeitraum mit aktiver Spannungsregelung (14.11.2018 bis 14.2.2019) und inaktiver Spannungsregelung (14.2.2019 bis 1.4.2019).

Abbildung 4.3 zeigt, dass bei aktiver Spannungsregelung (links) verglichen mit inaktiver Spannungsregelung (rechts) deutlich mehr Messwerte kleiner als 7,4 kW sind. Der Bereich zwischen 5 kW bis 6 kW ist sehr stark ausgeprägt. Im Gegensatz dazu sind bei inaktiver Spannungsregelung die meisten Messwerte im Bereich 7,4 kW zu finden. Durch das Absenken des maximal zulässigen Ladestromes, abhängig von der Spannung kann das Fahrzeug oft nur deutlich reduziert laden. Einige der Messwerte kleiner 7,4 kW sind natürlich auch dadurch zu erklären, dass das Fahrzeug bei hohem Ladestand der Batterie, die Ladeleistung selbstständig, unabhängig von der, an der Ladestation gemessenen Spannung reduziert. Um die Diagramme lesbar zu halten, sind Messwerte die im Bereich 0 W bis 100 W liegen, welche natürlich deutlich überwiegen, nicht dargestellt. Das bedeutet, dass das Fahrzeug die meiste Zeit nicht angesteckt ist oder gerade nicht lädt. Das in Abbildung 4.3 dargestellte Verhalten zeigt, dass die Spannungsregelung grundsätzlich aktiv war und den maximal zulässigen Ladestrom der Fahrzeuge mehrmals begrenzt hat und damit unzulässige Netzzustände vermieden hat. Es stellt sich nun aber die Frage, ob die hier angewandte Regelung auch „fair“ war, also durch Berücksichtigung der Netzimpedanz, bei einer Ladestation am Anfang des Netzstranges ähnlich gewirkt hat wie bei einer Ladestation am Ende des Netzstranges. Bei jeder Ladestation sollte

sich, unabhängig von ihrer Position im Netz die Spannungsregelung gleich auswirken um „fair“ zu sein.

Das soll Abbildung 4.4 beantworten. Zu sehen sind in der oberen Hälfte der Abbildung die Ladestation Nummer 23 (VW e-Golf und Netzimpedanz von  $0,34\ \Omega$ ) welche sich am Anfang des Netzstranges befindet (vergleiche Abbildung 2.3) und Ladestation Nummer 3 (VW e-Golf und Netzimpedanz von  $0,23\ \Omega$ ) weiter entfernt vom Transformator. Es zeigt sich, dass bei Ladestation Nummer 3 trotz gleichen Fahrzeugtyps deutlich öfter mit geringerer Leistung geladen wurde als bei Ladestation Nummer 23. Dies deutet darauf hin, dass die Spannungsregelung bei Ladestation 3 weitaus öfter und stärker eingegriffen hat.

In Abbildung 4.4 sind die Leistungsmesswerte aus dem Zeitraum mit aktiver Spannungsregelung (14.11.2018 bis 14.2.2019) dargestellt. Zeiten an denen Schaltungen für zentrales Lastmanagement stattgefunden haben sind wieder ausgenommen. Auch Werte kleiner  $100\ \text{W}$  (also praktisch keine Ladung) wurden für die bessere Lesbarkeit wieder nicht dargestellt.

In der unteren Hälfte von Abbildung 4.4 werden zwei teilnehmende Haushalte, denen ein Elektrofahrzeug des Typs BMWi3 zugeteilt wurde verglichen. Es ist ein ähnliches Verhalten zu beobachten. Bei Ladestation Nummer 20 hat die Spannungsregelung öfter und stärker gewirkt.

Die Ladekurve eines Elektrofahrzeuges ist sehr stark vom Fahrzeugtyp abhängig und es wurden bei der Auswertung der Leistungsmesswerte (siehe Kapitel 3) und speziell aller 24 Histogramme, Unterschiede festgestellt. In Bezug auf die Spannungsregelung verhalten sich jedoch alle 24 Elektrofahrzeuge ähnlich wie in Abbildung 4.4 gezeigt.

Natürlich kann es sein, dass die Fahrzeuge immer zu günstigen (also wenig Last und damit höhere Spannungen) beziehungsweise ungünstigen Zeiten angesteckt wurden und deswegen die Spannungsregelung so unterschiedlich wirkt. Da alle in Abbildung 4.4 dargestellten Elektrofahrzeuge ähnliche Profile haben, wie in Abbildung 3.4 zu erkennen ist, kann dieser Umstand ausgeschlossen werden.

Die Kurvenform mit den Zacken deutet auf eine stufenförmige Kurve der Spannungsregelung und nicht, wie in Abbildung 4.1 gezeigt, eine kontinuierliche Kurve hin.

Obwohl es mit den vorhandene Messwerten nicht bewiesen werden kann, sollte davon ausgegangen werden, dass die implementierte Spannungsregelung nicht „fair“ war.

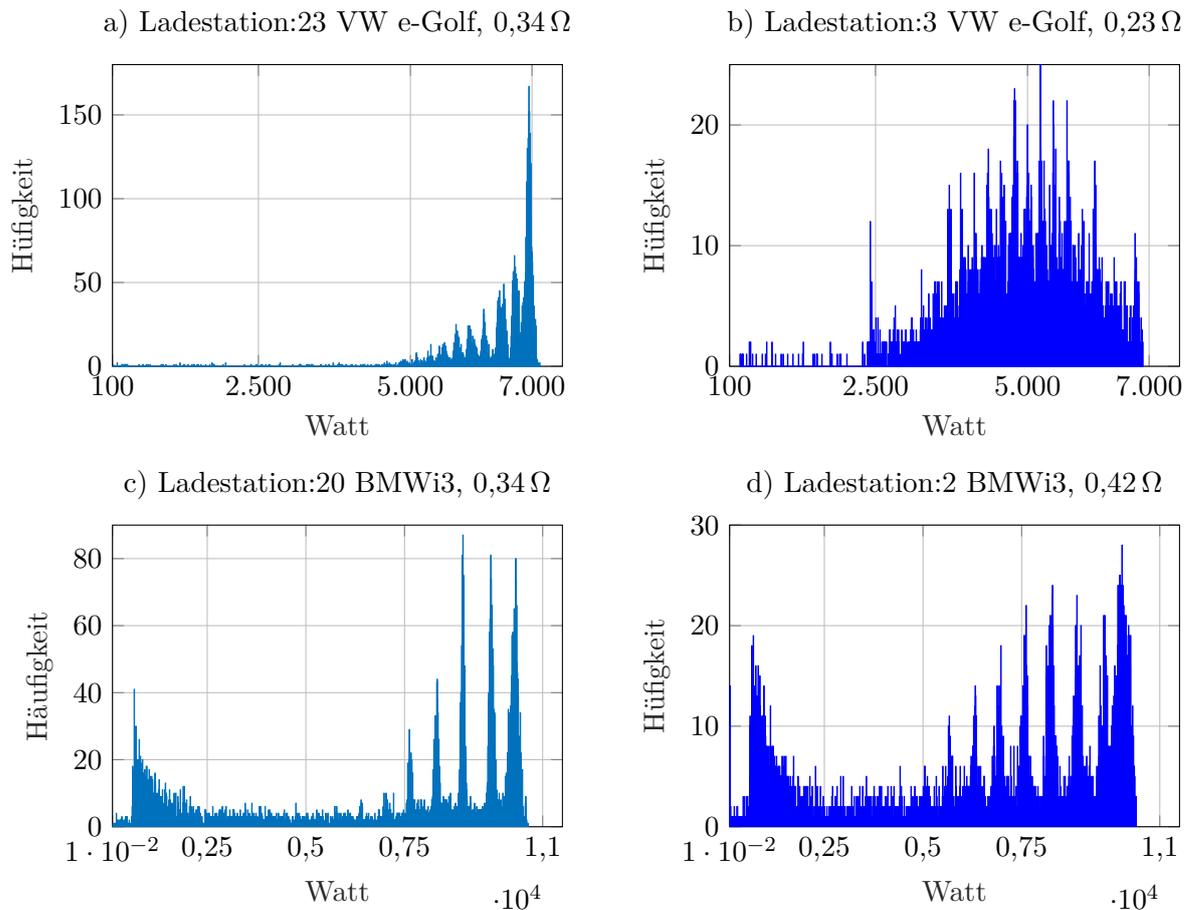


Abbildung 4.4: Häufigkeit der Leistungsmesswerte bei aktiver Spannungsregelung von zwei, dem Transformator nahen Elektrofahrzeugen (links) und von zwei, zum Transformator weiter entfernten Elektrofahrzeugen (rechts).

## 4.5 Zusammenfassung und Empfehlung Spannungsregelung

Wie Eingangs von Kapitel 4 erwähnt, sollte die die Spannungsregelung

1. durch kontinuierliches regeln des maximal zulässigen Ladestromes in Abhängigkeit der Spannung, die Einhaltung des Spannungsbandes laut EN50160 [16] sicherstellen und
2. durch Berücksichtigung der Netzimpedanz die gleichen Auswirkungen auf die Ladeleistung, unabhängig von der Position im Netz haben („fair“ sein).

Es hat sich gezeigt, dass der maximal zulässige Ladestrom oft begrenzt wird und die Einhaltung des Spannungsbandes durchaus sichergestellt ist.

Die Auswirkungen, der in dem hier beschriebenen Versuch, implementierten Spannungsregelung waren jedoch nicht unabhängig von der Position im Netz. Sie war also nicht „fair“. Gründe dafür kann eine fehlerhafte Messung der Netzimpedanz oder eine der Ladestation vorgelagerte Elektroinstallation des Haushaltes sein.

Eine weitere Unschärfe stellt der Umstand dar, dass die Führungsgröße der Spannung die an

der Ladestation anliegende Spannung war. Hier wäre die am Netzübergabepunkt gemessene Spannung eine bessere Führungsgröße da der Netzbetreiber nur bis zum Netzübergabepunkt für die Spannungsqualität verantwortlich ist. Ab dem Netzübergabepunkt ist die Hausinstallation maßgeblich für den Spannungsabfall verantwortlich.

Dies zu realisieren ist aber mit mehr Aufwand verbunden, da eine entsprechende Kommunikationsverbindung hergestellt werden muss.

Für weitere Betrachtungen muss die Implementierung der Regelung bekannt sein und unter Laborbedingungen getestet werden.

Die beeinflussenden Aspekte einer solchen Regelung (Es kann zu einer starken gegenseitigen Beeinflussung aller Teilnehmer im Netzabschnitt kommen) müssen berücksichtigt werden.

## 5 Zentrales Lastmanagement

Zusätzlich zu oder sogar statt einer lokalen Regelung wie die in Kapitel 4 beschriebenen lokalen Spannungsregelung kann zentrales Lastmanagement oder Erzeugungsmanagement eingesetzt werden. Dabei sind dezentrale Verbraucher oder Erzeuger über eine Kommunikationsinfrastruktur mit einer zentralen Plattform verbunden und können so in ihrem Verhalten beeinflusst werden.

Dieses Kapitel beschreibt zuerst die unterschiedlichen Ausprägungen und denkbaren Anwendungsfälle einer zentralen Steuerung beziehungsweise Regelung von Lasten und Erzeugern. Die in Österreich vorherrschenden Rahmenbedingungen werden analysiert und ein Ausblick auf zukünftige Änderungen wird gegeben. Danach werden die Auswirkungen verschiedener Strategien von Lastmanagement für Elektrofahrzeuge, aufgrund der in diesem Versuch erhobenen Messwerte, bewertet, um am Ende des Kapitels die damit verbundenen Herausforderungen und Chancen aufzuzeigen.

Es leuchtet ein, dass mit dem enormen Potential, welches die erwartete Elektrifizierung eines großen Teils eines Verkehrssektors mit sich bringen wird, von unterschiedlichsten Seiten das Thema untersucht wird und verschiedene Ansätze zur Integration in elektrische Energiesystem gefordert werden.

So hat schon im Jahre 2010 die Technische Universität Graz dieses Thema in Bezug auf Elektromobilität untersucht und in [24, S. 117] das Thema Laststeuerung bei der Elektromobilität als sehr wichtig erachtet. Man hat in [24, S. 117] den Smart Meter als zukünftiges führendes System für die Laststeuerung gesehen.

Österreichs Energie fordert „Ferngesteuertes Wirkleistungsmanagement“ (siehe [22, S. 9]) als verpflichtende Maßnahme bei Elektromobilität.

Eine ähnliche Position bezieht auch der deutsche Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft<sup>1</sup>. Dieser fordert die Implementierung einer zentralen Laststeuerung, welche durch verschiedene Anwender genutzt werden kann (siehe [25, S. 7]). Es wird auch das „Ampel“ Prinzip vorgestellt, welches verschiedenen Anwendern, mit unterschiedlicher Priorität die Nutzung eines Systems zur Laststeuerung ermöglichen soll.

In Deutschland ist zentrales Lastmanagement, zumindest bei Industrieanwendungen in mehreren Bereichen bereits implementiert. So haben deutsche Unternehmen wie Next Kraftwerke<sup>2</sup> nach eigenen Angaben etwa 7000 MW Leistung „vernetzt“ (vergleiche [26]) mit der unter anderem Regelleistung erbracht wird. In Deutschland wird der Begriff virtuelles Kraftwerk stark geprägt. Man versteht darunter im Wesentlichen den Zusammenschluss vieler kleiner Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen zu einem „virtuellen Kraftwerk“. Über das virtuelle Kraftwerk werden Flexibilität der Teilnehmer vermarktet.

Eine weitere Beschreibung des zentralen Lastmanagements und dessen Chancen auf internationaler Ebene in Zusammenhang mit Elektromobilität findet sich in [11, S. 183]. Dort wird ein

<sup>1</sup>Deutscher Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft kurz BDEW ist die Interessensvertretung deutscher Firmen aus dem Energiesektor - [www.bdew.de](http://www.bdew.de)

<sup>2</sup>Next Kraftwerke GmbH ist Betreiber eines virtuellen Kraftwerkes und vernetzt Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen miteinander - [www.next-kraftwerke.de](http://www.next-kraftwerke.de)

Versuch mit anschließender Studie zum Thema Lastmanagement für Elektromobilität aus den Niederlanden beschrieben. Es werden 1000 Ladevorgänge analysiert und die Auswirkungen einer Lastverschiebung um einige Stunden am Abend untersucht. Mit dem Ergebnis, dass diese abendliche Lastverschiebung durchaus möglich ist und das Energiesystem damit unterstützen kann (vergleiche: [11, S. 187]).

Ein bereits produktiv eingesetztes Beispiel für zentrales Lastmanagement in Niederösterreich ist die Rundsteuerung, bei der die Laststeuerung durch Telegramme mit Tonfrequenzen zwischen 100 Hz und 1400 Hz direkt über die Energieversorgungsnetze erfolgt (vergleiche: [14]). In Niederösterreich sind viele elektrische Heizsysteme, so auch sechs der 18 Wärmepumpen im hier behandelten Feldversuch, mit der Rundsteuerung verbunden. Jedes Gerät hat eine vorgegebene Sperrzeit, dies ist in Abbildung 3.5 sehr gut daran zu erkennen, dass die Profile zu gewissen Zeiten 0 W sind. Solche Anlagen werden meist durch einen eigenen Zähler (siehe: Abbildung 3.5) des Verteilnetzbetreibes vermessen und abgerechnet.

Eine große Schwäche dieser Technologie sind die fix voreingestellten oder schwer änderbaren Sperrzeiten, was ein Reagieren auf kurzfristige Änderungen im Energiesystem schwer möglich macht. Es ist deshalb fraglich, ob die Funktion der Rundsteuerung für heutige Anforderungen ausreicht. Wie so oft, ist das vom Anwendungsfall abhängig oder im weiteren Sinne vom Anwender. Mögliche Anwender eines zentralen Lastmanagements sind:

1. Der Energielieferant kann damit die Last oder Erzeugung, auf Basis unterschiedlicher Märkte, hin zu einem wirtschaftlichen Optimum verschieben.
2. Der Verteilnetzbetreiber kann damit Spitzen im Netz glätten oder sogar die maximal auftretende Leistung am Transformator durch entsprechende Regelung begrenzen. Für ihn handelt es sich um eine Netz stabilisierende Maßnahme.
3. Auch eine Teilnahme am Regelenenergiemarkt des Übertragungsnetzbetreibers ist denkbar. Dies wird meistens vom Energielieferanten durchgeführt. Für den Übertragungsnetzbetreiber dient dies in erster Linie zur Stabilisierung der Netzfrequenz. Der Anlagenbetreiber oder Energielieferant hat ein wirtschaftliches Interesse.
4. Auch der Endkunde möchte vermehrt seine Lasten steuern, nämlich dann, wenn seine PV-Anlage elektrische Energie liefert und er so einen teureren Bezug vom Netz vermeiden kann. Der Endkunde hat dadurch einen wirtschaftlichen Vorteil. Auch ein entsprechender Tarif von Netzbetreiber oder Energielieferant könnte Anreize für den Endkunden schaffen.

In einem perfekten System möchte man eine optimale zeitliche und örtliche Anpassung der Erzeugung an den Bedarf von Verbrauchern. (vergleiche: [14]). Aktuell wird dies durch verschiedene Märkte und wirtschaftliche Anreize erreicht. Eine Alternative zu einem Markt, ist natürlich ein entsprechendes Regulativ durch den Gesetzgeber, welches die Teilnehmer und besonders den Endkunden verpflichtet an entsprechenden Maßnahmen teilzunehmen.

## 5.1 Rahmenbedingungen und Märkte für zentrales Last- und Erzeugungsmanagement

Die tatsächlich verfügbaren Möglichkeiten, Flexibilitäten von Last und Erzeugung zu vermarkten, sind heute überschaubar und die Preise dafür sinken in den letzten Jahren. Dies stellt APG in ihren regelmäßigen Marktforen, vor allem für den Preis der Regelenenergie dar (siehe [27]). Im Folgenden sind die wesentlichen Märkte, an denen Flexibilität vermarktet werden kann beschrieben.

**Großhandelsmarkt für Energie:** Am Energiegroßhandelsmarkt der EEX<sup>3</sup> und EPEX Spot<sup>4</sup>, gibt es für alle Teilnehmer die Möglichkeit mit elektrischer Energie zu handeln. Den Preis bestimmt Angebot und Nachfrage. Dadurch entsteht für die Marktteilnehmer der natürliche Wunsch, elektrischen Strom dann zu kaufen und in weiterer Folge zu nutzen, wenn der Preis niedriger und damit das Angebot, also die Erzeugung hoch ist. Viele große Energielieferanten haben ein umfassendes Portfolio an Erzeugern und Verbrauchern. Sie optimieren sich rund um die Uhr mit Hilfe der Energiemärkte. Im Verlauf dieser Arbeit sind 2 Produkte, welche am Energiegroßhandelsmarkt gehandelt werden können von Bedeutung:

1. Day Ahead Auktion: Das ist eine Auktion, die bis am Vortag um 12:00 des Erfüllungstages (also tatsächliche Lieferung der Energie) läuft. Es werden Stundenprodukte gehandelt und der mittlere gehandelte Preis pro Stunde ist der so genannte „Day Ahead Average Preis“ (kurz: DA Preis).
2. Kontinuierlicher Intraday Handel: Es können laufend bis kurz vor Erfüllungszeitpunkt Stunden und 15 Minuten Stromprodukte gehandelt werden. Der mittlere Preis pro Zeiteinheit wird als „Intraday Average Preis“ (kurz: ID Preis) bezeichnet. In dieser Arbeit werden nur die 15 Minuten Produkte des ID Preises betrachtet, da die Stundenprodukte den DA-Preis sehr stark folgen und damit kaum Informationsgewinn durch Verwendung der Stundenprodukte des ID-Preises erwartet wird.

Grundsätzlich sind die Energiegroßhandelsbörsen EEX und EPEX Spot in mehreren Ländern aktiv. Die Regelungen, vor allem in Bezug auf Produkte und Vorlaufzeiten, unterscheiden sich geringfügig. Insgesamt ist das Angebot an unterschiedlichen Produkten umfangreich und ständigen Änderungen unterworfen.

**Regelreserve:** Auch die Regelreserve oder Regelenenergie, welche in den Formen Primärregelung, Sekundärregelung und Tertiärregelung vom Übertragungsnetzbetreiber APG in Österreich in Form eines Marktes betrieben wird, erlaubt die Vermarktung von Flexibilität. Es gibt laufend Ausschreibungen für unterschiedliche Produkte an denen jeder qualifizierte Anbieter teilnehmen kann (vergleiche [28]).

**Bilanzgruppe und Ausgleichsenergie** In Österreich hat jeder Energielieferant einer Bilanzgruppe beizutreten. Einfach gesagt muss jedes Mitglied in der Bilanzgruppe anmelden (meist über eine Prognose) wieviel es erzeugen (oder auch am Energiegroßhandelsmarkt kaufen) und

<sup>3</sup>EEX steht für European Energy Exchange mit Sitz in Leipzig - [www.eex.com](http://www.eex.com). Es handelt sich dabei um einen der größten Marktplätze für Energie.

<sup>4</sup>EPEX Spot steht für European Power Exchange, ist Teil der EEX und Marktplatz für kurzfristigen Stromhandel - [www.epexsport.com](http://www.epexsport.com)

verbrauchen wird. Es werden so genannte Fahrpläne angemeldet (siehe „Sonstige Marktregeln Kapitel 6“ [29]). Innerhalb der Bilanzgruppe werden Verbrauch und Erzeugung saldiert. Stimmen erwartete Erzeugung und Verbrauch nicht überein, so entsteht Ausgleichsenergie. Auch Ausgleichsenergie hat einen Preis der sich aus mehreren Parametern, unter anderem den Preis für Regelreserve, zusammensetzt. Dies ist im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – ELWOG 2010 genau geregelt. Für die nachträgliche Abrechnung ist die APCS<sup>5</sup> verantwortlich.

## 5.2 Zentrales Lastmanagement im Feldversuch und Simulation

In dem in dieser Arbeit behandelten Versuch wurde an mehreren Tagen ein zentrales Lastmanagement anhand von konkreten Szenarien umgesetzt und untersucht. Während der in Abbildung 2.4 grün dargestellten Zeiträume für zentrales Lastmanagement, konnte mittels einem Kontakt (siehe Unterabschnitt 2.1.1 und Abbildung 2.2) jede Ladestation, individuell von zentraler Stelle aus, gesperrt werden. Hier wurden mehrere Szenarien getestet, mit dem grundsätzlichen Ergebnis, dass dies technisch ohne Probleme möglich ist. Allerdings ist eine große Anzahl an Anlagen notwendig um tatsächlich praxisnahe Tests durchzuführen oder sogar auf einen der beschriebenen Märkte, von Ausgleichsenergie bis hin zur Regelreserve, aktiv zu sein.

Zusätzlich reichte die Zeit des Versuches nicht aus, um die Auswirkungen von Szenarien, die sich meist doch über einige Tage oder sogar Wochen ziehen sollten, zu testen. Einzig das Szenario der Verschiebung der auftretenden Abendspitze konnte etwas genauer untersucht werden und ist folglich beschrieben. Ziel war es, die Abendspitze der Last (in Kapitel 3 beschrieben und in Abbildung 3.2 ersichtlich) die zwischen 17:00 und 22:00 auftritt, zu verschieben. Dies ist ein sehr einfaches, aber wie sich im Laufe der Arbeit herausstellen wird, wirkungsvolles Szenario.

Dazu wurde an den Tagen 28.11.2018, 29.11.2018, 26.1.2019 und 6.3.2019 die Ladungen der Elektrofahrzeuge, die mit 3,7 kW oder 7,4 kW in der Zeit von 19:00 - 22:00 gesperrt. Alle Fahrzeuge die mit 11 kW laden wurden, zwischen 18:00 und 23:00 gesperrt. Damit wird erreicht, dass die Fahrzeuge außerhalb der üblichen abendlichen Lastspitze, welche auch schon ohne Elektrofahrzeuge ausgeprägt ist, laden. Abbildung 5.1 zeigt das Ergebnis im, in Unterabschnitt 2.2.1 beschriebenen, Musternetz. Zu sehen sind der durchschnittliche Lastgang der Ladungen im Musternetz für die vier besagten Tagen, sowie die Messung PQMS1 (vergleiche Abbildung 2.1), also die Last am Netzabzweig in Schaltvariante 2a laut Tabelle 2.2.

Dieses Szenario an den vier besagten Tagen, konnte fehlerfrei abgewickelt werden. Vor allem der Komfort der Versuchsteilnehmer wurde nicht beeinträchtigt. Jedes einzelne Elektrofahrzeug konnte an den jeweiligen Folgetagen ohne Beeinträchtigung verwendet werden.

Es stellt sich nun die Frage, wie man nachhaltig abschätzen kann, wann und ob der Komfort beziehungsweise die Verwendbarkeit der Elektrofahrzeuge, beeinträchtigt ist. Eine Beeinträchtigung liegt vor, wenn die gewünschte Fahrstrecke, aufgrund eines geringen Batteriestandes, nicht zurückgelegt werden kann.

Zu einem großen Teil kann diese Frage über Statistiken, welche für diesen Feldversuch in Kapitel 3 bereits im Detail aufbereitet wurden beantwortet werden. Tabelle 3.5 zeigt beispielsweise, dass die durchschnittliche geladene Energie pro Tag bei nur 8,16 kWh liegt. Das ist wahrscheinlich für Teilnehmer, die mehr gefahren sind zu wenig, doch auch das Doppelte von etwa 16 kWh würde noch immer sehr lange Sperrzeiten zulassen.

<sup>5</sup>APCS steht für Austrian Clearing and Settlement und ist in Österreich für die Ermittlung und Verrechnung der Ausgleichsenergie verantwortlich - [www.APCS.at](http://www.APCS.at)

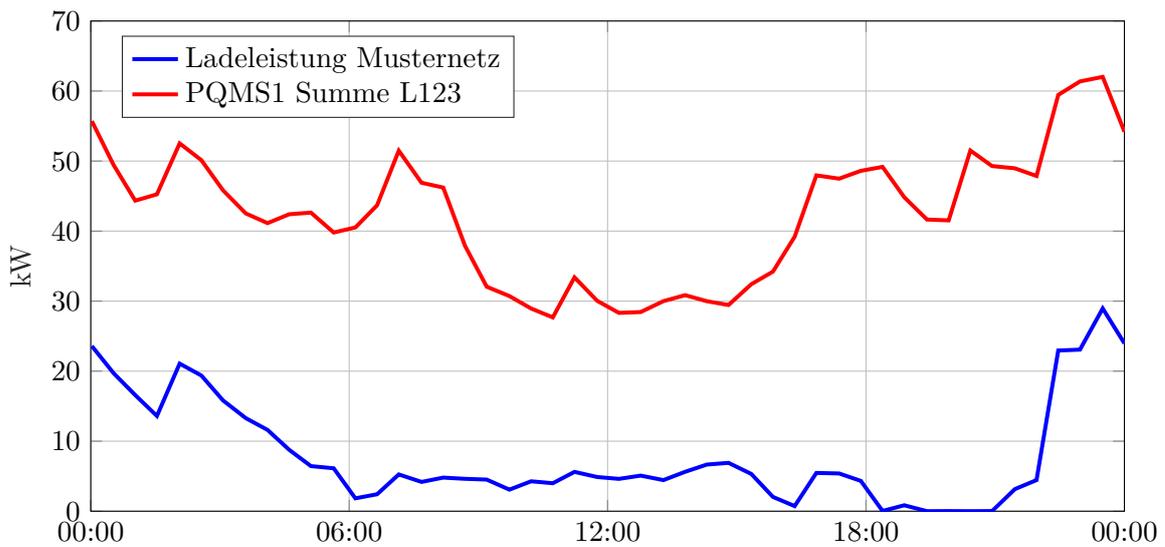


Abbildung 5.1: Durchschnittlicher Kurvenverlauf PQMS1 Messung für das Musternetz und Ladeleistung im Musternetz mit zentralen Lastmanagement an vier Tagen

### 5.2.1 Simulation 1 - Verschiebung der Abendspitze durch Sperre von fix vorgegebenen Stunden

Die in Abbildung 5.1 dargestellten vier Tage an denen das Szenario der Verschiebung der Abendspitze getestet wurde, reichen aus um festzustellen, dass das Szenario in der Praxis erfolgreich umgesetzt werden konnte und für einen längeren Zeitraum grundsätzlich erfolgreich sein könnte. Um das zu bestätigen sind jedoch längere, groß angelegte Praxistests notwendig.

Um die Auswirkungen etwas genauer zu beurteilen, wurde in Matlab 2018b ein Algorithmus programmiert, welcher abhängig von einer Eingangszeitreihe, welche die jeden Tag zu sperrenden Stunden vorgibt, die Ladungen sperrt. Die Eingangszeitreihe ist eine beliebige Zeitreihe. Je nach Einstellung wird die vorgegebene Anzahl an Zeitintervallen mit der höchsten Zahl gesperrt. Der Algorithmus teilt die in den gesperrten Stunden ursprünglich geladene Energie, unter Berücksichtigung der maximalen Ladeleistung, pro Ladestation auf die Folgestunden auf, die nicht gesperrt sind.

Es wurde angenommen, dass die Elektrofahrzeuge dauerhaft angesteckt waren. Diese Annahme wurde mangels verfügbarer Daten zum Aufenthaltsort beziehungsweise fehlender Information der An- und Absteckzeitpunkte der Fahrzeuge getroffen.

Der Algorithmus wurde nun auf alle 24 Messwertzeitreihen für die Ladeleistung der einzelnen Teilnehmer im Viertelstundenraster angewendet. Es wurden, basierend auf den Erkenntnissen von Abbildung 3.4 unterschiedliche Stunden gesperrt. Beginnend mit nur einer gesperrten Stunde von 19:00 bis 20:00 Uhr, bei dem im Durchschnitt laut Abbildung 3.4 auftretenden Maximum der durchschnittlichen Ladeleistung, wurde die Simulation gesamt fünf mal mit unterschiedlich langen Sperrzeiten wiederholt. Das Ergebnis ist in Form eines durchschnittlichen Summenlastganges über den gesamten Versuchszeitraum, außer den Tagen wo tatsächlich bereits zentrales Lastmanagement durchgeführt wurde, in Abbildung 5.2 dargestellt.

Diese Strategie der fix vorgegebenen Sperrzeiten könnte von der bereits erwähnten Rundsteuerung gut umgesetzt werden und wird teilweise bei Wärmepumpen (vergleiche Abbildung 3.5) schon angewandt.

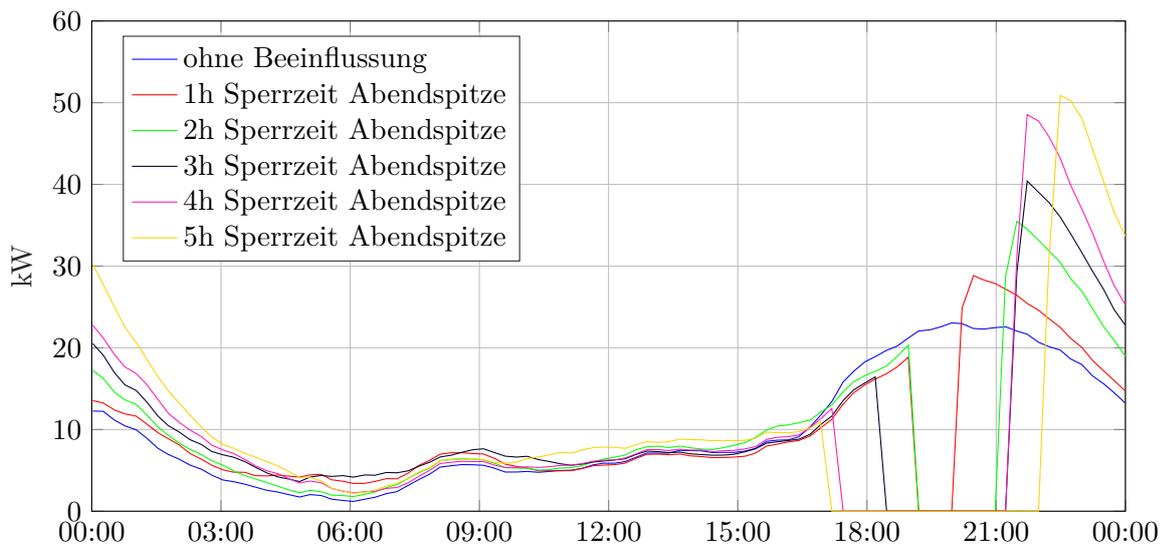


Abbildung 5.2: Mittlerer Summenlastgang aller 24 Teilnehmer über den gesamten Versuchszeitraum (ausgenommen Tage mit zentralen Lastmanagement) bei Simulation unterschiedlicher Zeiten bei denen die Ladung der Elektrofahrzeuge gesperrt ist.

In Abbildung 5.2 ist zu erkennen, dass die Lastspitze wie gewünscht verschoben wird, aber nach der Sperrzeit wieder eine verhältnismäßig hohe Last vorherrscht. Diese Erhöhung entspricht nur dann der Realität, wenn die Ladeleistung nicht zum Beispiel durch eine lokale Spannungsregelung, wie sie in Kapitel 4 beschrieben ist, begrenzt wird. Dies wurde von besagten Algorithmus nicht gemacht.

Trotzdem scheint es, als würde die Strategie von fix vorgegebenen, täglichen Sperrzeiten nicht das gewünschte Ergebnis erzielen. Während ohne Beeinflussung die maximale Last am Transformatorabzweig im Musternetz, gemessen durch die Messung PQMS1 (Abbildung 2.1) bei etwa 118 kW im Viertelstundenmittel ist, so wird diese bereits bei zwei Stunden Sperrzeit mit etwa 122 kW im Viertelstundenmittel übertroffen.

Eine ähnliche Aussage wird auch in Abbildung 5.3 gemacht. Zu sehen ist der durchschnittliche Lastgang des Transformatorabzweiges (wieder PQMS1 Messung) des Musternetzes ohne und mit Beeinflussung durch Sperre von Ladungen. Dazu werden die simulierten Lastgänge der Ladestationen des Transformatorabzweiges mit den unterschiedlich langen Sperrzeiten (vergleiche Abbildung 5.2) berücksichtigt.

Abbildung 5.3 zeigt, zwar eine Verschiebung der Last. Dafür ist die Lastspitze am Transformator deutlich größer ausgefallen als im unbeeinflussten Fall. Es sei hier noch einmal erwähnt, dass in der Simulation die insgesamt Last mindernde Spannungsregelung nicht berücksichtigt wurde. Das führt tendenziell zu größeren Lastspitzen.

Trotzdem scheint die Strategie von fix vorgegebenen Sperrzeiten nicht zum gewünschten Ergebnis zu führen, da dies zu einem Überschwingen nach Ende der Sperrzeit führen kann. Hier haben die nach maximaler Ladeleistung gestaffelten Sperrzeiten aus Abschnitt 5.2, die nur an vier Tagen, aber dafür tatsächlich angewandt wurden, besser abgeschnitten.

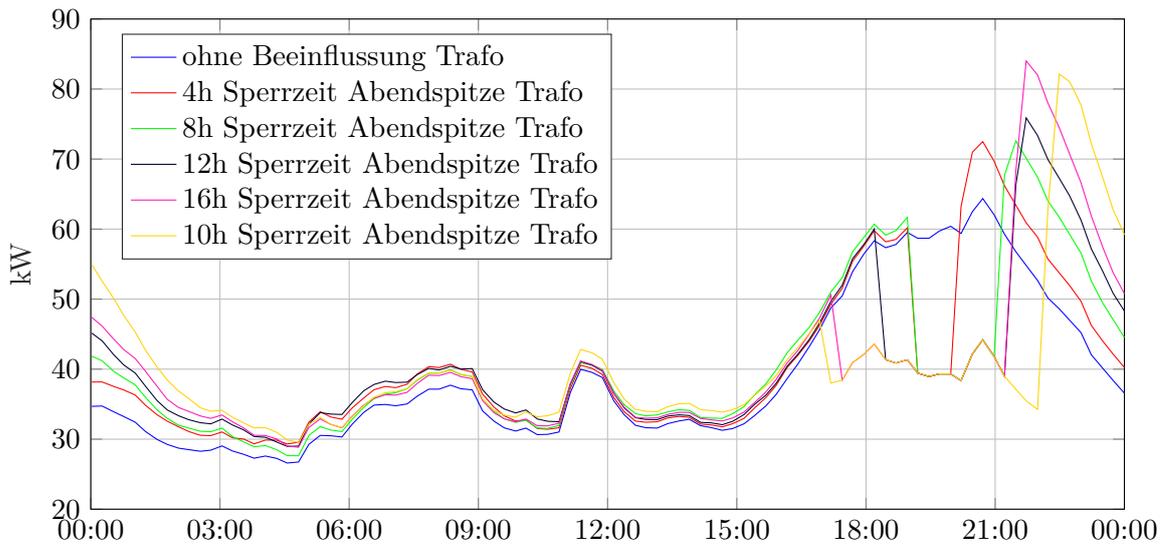


Abbildung 5.3: Mittlerer Lastgang Transformatorabzweig des Musternetzes über den gesamten Versuchszeitraum (ausgenommen Tage mit zentralen Lastmanagement) bei Simulation unterschiedlicher Sperrzeiten für die Ladung der Elektrofahrzeuge.

### 5.2.2 Simulation 2 - Sperren der Ladungen in Abhängigkeit der Leistung am Transformator

Eine weitere Strategie die Ladungen zu sperren, erfordert bereits eine Rückkopplung der Messwerte des Transformatorabzweiges. Im Gegensatz zu Unterabschnitt 5.2.1 wird in diesem Unterabschnitt 5.2.2 die Ladung wieder über unterschiedlich lange Zeit, gesperrt, wenn am Abzweig des Transformators die größte Last anliegt. Bei zum Beispiel einer Stunde Sperrzeit werden die vier Viertelstunden mit der höchsten Last durch den bereits beschriebenen Algorithmus gesperrt. Eingangszeitreihe für den Algorithmus ist die Last am Transformatorabzweig. Die Lastverschiebung durch den Algorithmus erfolgt somit wieder wie in Unterabschnitt 5.2.1 beschrieben, durch Sperren der 15 Minuten mit dem höchsten Wert in der Eingangszeitreihe.

Für diese Strategie wäre in der Realität auch eine Prognose der Leistung am Transformatorabzweig notwendig, um die Sperrzeiten vorab zu ermitteln. Hier wieder also eine 100% genaue Prognose vorausgesetzt.

Abbildung 5.4 zeigt das Ergebnis von fünf Simulationen mit unterschiedlichen Sperrzeiten. Zu sehen ist der mittlere Summenlastgang aller 24 Teilnehmer über den gesamten Versuchszeitraum ausgenommen der Zeiten mit bereits aktiven zentralen Lastmanagement.

Abbildung 5.4 zeigt schon eine Verbesserung gegenüber den fix vorgegebenen Sperrzeiten aus Abbildung 5.2 und das spiegelt sich auch in der Last am Transformator im Musternetz wider. In der folgenden Abbildung 5.5 ist die Last des Abzweiges des Transformators für das Musternetz mit den verschiedenen, sich am Lastmaximum des Transformators orientierenden Sperrzeiten (vergleiche Abbildung 5.4), gezeigt.

Abbildung 5.4 stellt schon ein gutes Ergebnis für ein erfolgreiches zentrales Lastmanagement dar. Trotzdem kann die Strategie weiter verbessert werden und es sind unzählige Möglichkeiten denkbar. Das Festlegen der optimalen Strategie wird eine Aufgabe in den nächsten Jahren sein. Es sind voraussichtlich deutlich mehr Messwerte und Erfahrungen dazu notwendig.

Eines sieht man jedoch bereits jetzt: zentrales Lastmanagement kann sehr komplex sein und

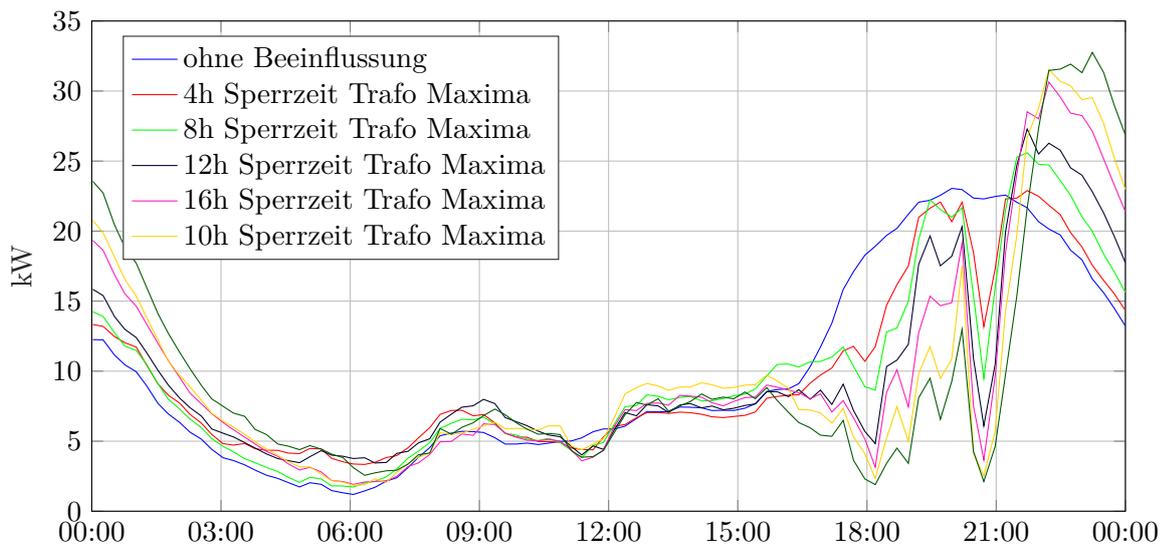


Abbildung 5.4: Mittlerer Summenlastgang aller 24 Teilnehmer über den gesamten Versuchszeitraum (ausgenommen Tage mit zentralen Lastmanagement) bei Simulation unterschiedlicher Sperrzeiten, abhängig von der Gesamtleistung am Transformator und bei denen die Ladung der Elektrofahrzeuge gesperrt ist.

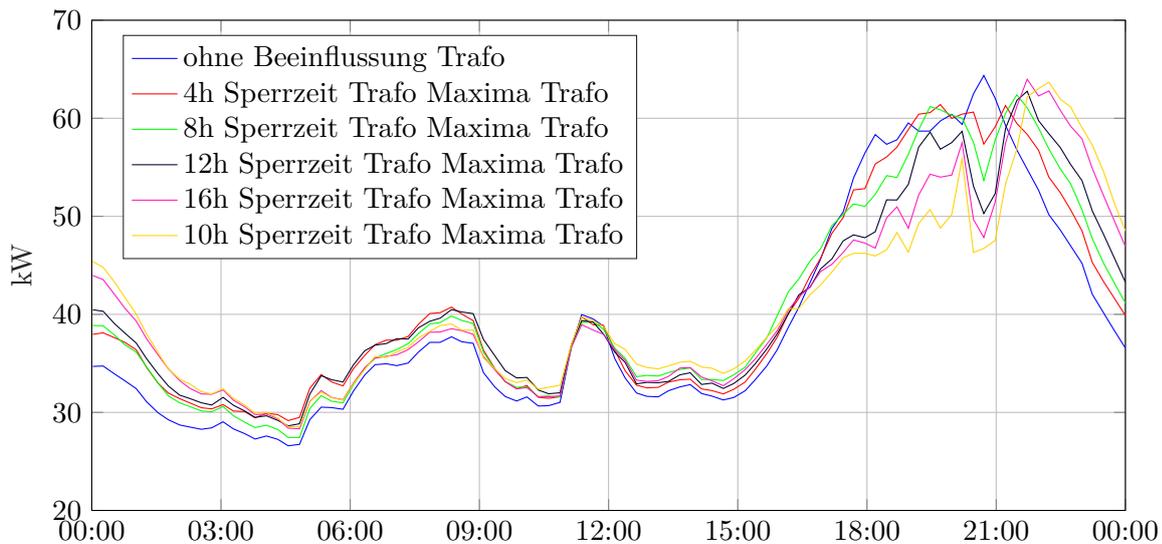


Abbildung 5.5: Mittlerer Summenlastgang aller 24 Teilnehmer über den gesamten Versuchszeitraum (ausgenommen Tage mit zentralen Lastmanagement) bei Simulation unterschiedlicher Sperrzeiten abhängig von der Gesamtleistung am Transformators und bei denen die Ladung der Elektrofahrzeuge gesperrt ist.

umso besser die Strategie, umso aufwendiger gestaltet sich das System. So war in der ersten Simulation aus Unterabschnitt 5.2.1 nur ein Empfänger und ein Sperrkontakt notwendig. In dieser zweiten Simulation, welche eine Verbesserung erzielt hat, musste bereits eine Messung der Leistung am Transformator und ein bidirektionaler Kommunikationsweg bestehen.

**Schnittstelle zum Fahrzeug:** Man sieht auch, dass sich die Möglichkeit von nur zwei Zuständen, hier sind es laden oder sperren der Ladung, negativ auswirken kann und beim wieder Aufheben der Sperre große Spitzen einstellen. Abhilfe würde hier ein kontinuierliches Abregeln der Ladeleistung oder zumindest mehrere mögliche Zustände schaffen. Hier ist man jedoch wieder im Bereich der Standardisierung. Was ist nun der richtige Schnittstellenstandard?

In Deutschland haben sich zumindest im Bereich der Wärmepumpen vier Zustände durchgesetzt und es hat sich der SG-Ready Standard<sup>6</sup> durchgesetzt der von vielen Wärmepumpenherstellern bereits umgesetzt wurde (vergleiche [30]). Im Bereich der Ladestationen für Elektrofahrzeuge hat sich noch kein Standard durchgesetzt.

### 5.2.3 Simulation 3 - Eine (Energie-) wirtschaftliche Betrachtung

Die beiden vorangegangenen Simulationen aus Unterabschnitt 5.2.1 und Unterabschnitt 5.2.2 bilden einen eher allgemeinen Fall ab, beziehungsweise zielen auf die technisch bedingte Notwendigkeit Lastspitzen zu minimieren. Doch welche wirtschaftlichen Konsequenzen hat eine solche Laststeuerung?

Dieser Unterabschnitt 5.2.3 analysiert den Anwendungsfall eines Energielieferanten, der den Verbrauch möglichst in Zeiten verschiebt, wo elektrische Energie preisgünstig zur Verfügung steht. Natürlich muss auch dem Endkunden ein gewisser Vorteil geboten werden. Zum Beispiel könnte das über entsprechende Energietarife realisiert werden.

Zur Beurteilung, welches wirtschaftliche Potential das Lastmanagement bei der Elektromobilität hat, wurde der Algorithmus aus Unterabschnitt 5.2.1 und Unterabschnitt 5.2.2 dazu verwendet, die teuren Stunden des ID Average Preises (nur die 15 Minuten Kontrakte wurden in der Preiszeitreihe berücksichtigt) und DA Average Preises zu sperren. Eingangszeitreihe des Algorithmus waren also diesmal Preiszeitreihen.

Es wurden wieder über den gesamten Versuchszeitraum, ausgenommen den Zeiten mit zentralen Lastmanagement, die 24 einzelnen Ladestationen für unterschiedliche Zeiten gesperrt. Beträgt die Sperrzeit zum Beispiel eine Stunde, so wurden die vier teuersten Viertelstunden des ID Average Preises oder im zweiten Fall die teuerste Stunde des Day Ahead Average Preises gesperrt.

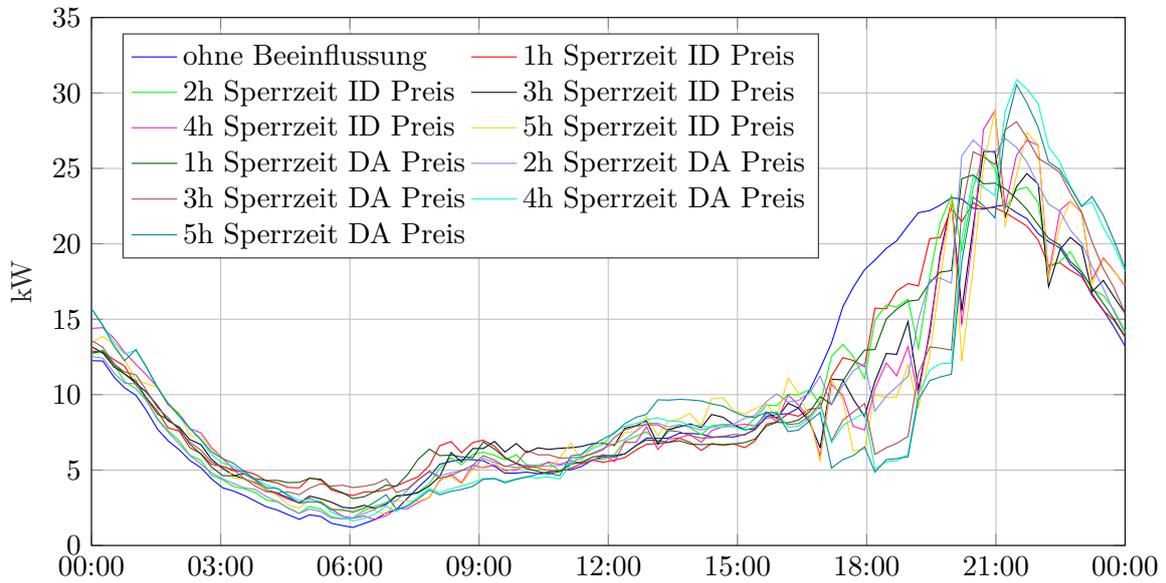
Die Preise wurden von der Internetseite der EPEX Spot -[www.epexspot.com](http://www.epexspot.com) bezogen [31]. Beim Intraday Average Preis handelt es sich um den durchschnittlichen Preis jeder Viertelstunde des kontinuierlichen Intraday Handels, wobei nur die Viertelstundenprodukte berücksichtigt wurden. Beim Day Ahead Average Preis handelt es sich um den durchschnittlichen Preis jeder Stunde der 12:00 Day Ahead Auktion der EPEX Spot.

Abbildung 5.6 zeigt das Ergebnis dieser Simulationen, sowie den Durchschnitt der beiden Preise mit denen die Simulation letztendlich bewertet wurde. Die „Sägezahn“ Form des Intraday Average Preises ist darauf zurückzuführen, dass viele Teilnehmer nur mit Stunden handeln und so bei einer kontinuierlichen An- oder Abstellrampe eines Kraftwerkes tatsächlich unausgeglichen sind. Das ist wie schon erwähnt auch der Grund, warum der Intraday Average Preis auf Viertelstundenbasis für die Betrachtungen gewählt wurde. Elektromobilität lässt eine schnelle Laständerung zu, so können einzelne Viertelstunden mit hohen Preisschwankungen sehr gut abgedeckt werden. Das bringt zusätzliches Potential.

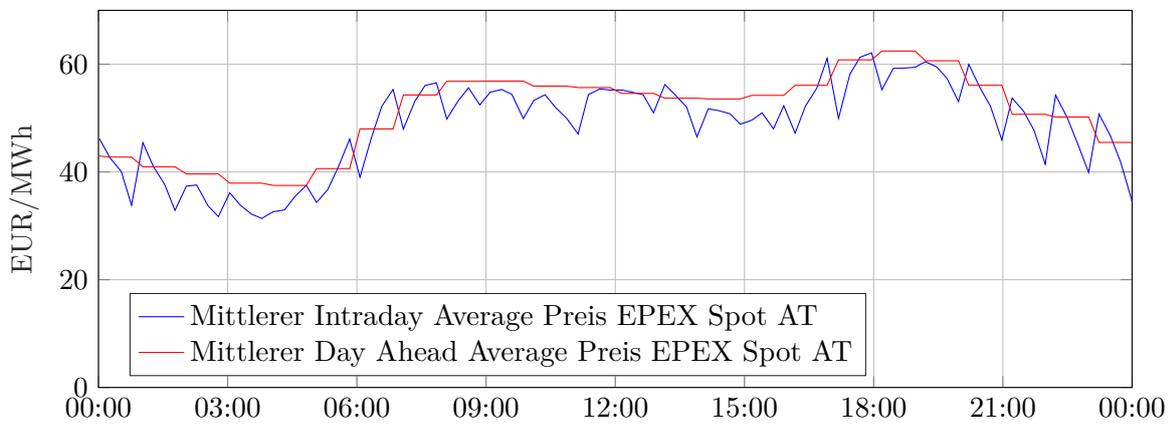
In Abbildung 5.6 ist zu erkennen, dass die Ladung der Elektrofahrzeuge tendenziell aus den Zeiten mit hohen Preisniveau der beiden betrachteten Preise geschoben wurde.

Es ist hier fraglich, ob die Energiebeschaffung auch wirklich immer zu diesen Preisen gelingt.

<sup>6</sup>SG-Ready steht für Smart Grid Ready



(a) Kurvenverlauf der mittleren Ladeleistung aller Ladestationen abhängig von der Sperrzeit



(b) Mittlere ID AVG und DA AVG Preis EPEX Spot AT Versuchszeitraum

Abbildung 5.6: Mittlere Ladeleistung verglichen mit mittleren ID Average Preis und DA Average Preis

Tabelle 5.1: Einsparungen in Prozent der verschiedenen Simulationen gegenüber dem unbeeinflussten Ladungen, bewertet mit dem ID Average Preis und dem DA Average Preis

Sperrzeit (h)	Sim.1 ID Avg (%)	Sim.1 DA Avg (%)	Sim.2 ID Avg (%)	Sim. 2 DA Avg (%)	Sim.3 ID Avg (%)	Sim.3 DA Avg (%)
1	3,37	3,30	2,50	2,57	4,87	3,90
2	4,64	4,55	2,95	3,10	6,19	4,67
3	7,29	6,90	4,60	4,88	8,45	6,45
4	9,72	9,08	6,45	6,52	10,43	7,79
5	11,22	10,84	7,90	7,83	12,26	8,97
6	14,28	13,89	10,14	9,56	14,60	10,65

Vorausgesetzt ist hier wieder eine 100% richtige Preisprognose.

Eine weitere Möglichkeit ist die Bewertung mit dem Preis der Ausgleichsenergie. Dieser ist jedoch von vielen Faktoren abhängig und es bedarf in der Realität einer ständigen Anpassung der Sperrzeiten. Es ist davon auszugehen, dass hier deutlich aufwendigere Simulationsmodelle notwendig sind.

Wenig überraschend ist, dass der Preis in der Lastspitze grundsätzlich am höchsten ist. Es bestimmen Angebot und Nachfrage den Preis. Da es sich um einen üblichen Netzabzweig mit üblichen Haushalten und Energiekunden handelt, kann man davon ausgehen, dass die am Transformator vorherrschende Lastspitze grundsätzlich in ganz Österreich oder sogar ganz Europa ähnlich aussieht. Diese Tatsache hat den positiven Nebeneffekt, dass wirtschaftlich begründete Maßnahmen zum Lastmanagement auch positiv auf die physikalischen Zustände im Netz wirken können.

Deshalb wurden die in den Simulationen aus Unterabschnitt 5.2.1, Unterabschnitt 5.2.2 und Unterabschnitt 5.2.3 mit den genannten Preisen bewertet.

Es wurde jeweils das simulierte Szenario mit dem unbeeinflussten Messwerten der Ladestationen verglichen. Tabelle 5.1 zeigt die Einsparungen in Prozent der einzelnen Lastgänge aus den Ergebnissen der Simulationen verglichen mit dem unbeeinflussten Lastgang.

In Tabelle 5.1 ist ersichtlich, dass der die höchste Einsparung von 14,6%, dann erzielt werden kann, wenn insgesamt sechs Stunden täglich, aufgrund des ID Average Preises gesperrt werden. Die Einsparung berechnet sich durch den aus der Simulation berechneten Lastgang, verglichen mit dem unbeeinflussten Lastgang, bewertet mit dem jeweiligen Preis.

Die Einsparungen sind über alle Simulationen sehr ähnlich, ein weiteres Indiz, dass der Markt grundsätzlich auch die physikalischen Gegebenheiten gut abbildet. Insgesamt ist diese Einsparung eher gering. So beträgt sie in diesem Maximalfall bei 14,6% etwa 210 Euro. Für jeden Teilnehmer sind das dann gerundet 9 Euro im gesamten Versuchszeitraum (ausgenommen der Zeiten mit zentralen Lastmanagement).

Aufgrund dieser Simulationen kann man also von einer maximalen Ersparnis von etwa 20 Euro pro Jahr pro Teilnehmer ausgehen (9 Euro für fünf Monate ergibt 21,6 Euro pro Jahr).

Und das ist der Optimalfall, mit einer sehr langen Sperrzeit von sechs Stunden. Realistischer ist eine Sperrzeit von vier Stunden mit einer Ersparnis von 10,43% und damit gerundet etwa 14 Euro pro Jahr und Teilnehmer. Beachten muss man auch, dass dies die Einsparungen auf den Energie Großhandelsmärkten für den Energielieferanten sind. Wie das an den Kunden weitergegeben wird, bleibt fraglich.

Diese Zahlen sind als Richtwert zu verstehen. Die Elektrofahrzeuge können sehr schnell La-

dungen unterbrechen und sind damit auch kurzfristig in der Lage auf Preisschwankungen zu reagieren, was darauf hindeuten kann, dass doch eine höhere Ersparnis erzielt werden kann. Auch wurden die noch etwas potenteren Märkte wie der Regelreservemarkt nicht untersucht. Hier könnte durchaus noch mehr Potential liegen. Es wird jedenfalls empfohlen die Einsparungen für andere Produkte auf den Energie Großhandelsmärkten und anderen Märkten wie den Regelreservemarkt zu untersuchen.

### 5.3 Zusammenfassung und Empfehlung zentrales Lastmanagement

Es wurde erkannt, dass zentrales Lastmanagement durch ein sehr breites Anwendungsgebiet und einigen Stakeholdern sehr viele Facetten hat. Es wird der in der Literatur oftmals beschriebene Fall der Verschiebung der Lastspitze am Abend, mit einem guten Ergebnis, tatsächlich im Feldversuch an vier Tagen angewandt.

Diese Fall der Verschiebung der Lastspitze wurde mit einem in Matlab 2018b programmierten Algorithmus über den gesamten Versuchszeitraum (ausgenommen Tage mit zentralen Lastmanagement) mit unterschiedlichen Sperrzeiten simuliert. Dies führte, auch wenn gewisse Annahmen zur Vereinfachung getroffen wurden, nicht zum gewünschten Ergebnis.

Eine weitere Simulation mit entsprechender Rückkopplung, welche die Sperrzeiten aufgrund der Lastspitze am Transformator bestimmt, zeigt schon deutlich bessere Ergebnisse.

Eine letzte Simulation zeigt die Energiewirtschaftliche Bedeutung von zentralen Lastmanagement bei Elektromobilität, indem die teuersten Stunden des Intraday Average Preises und Day Ahead Preises gesperrt wurden. Die Einsparungen liegen realistisch, wieder mit vereinfachenden Annahmen, bei etwa 14 Euro pro Jahr und Ladestation.

Die Simulationen und Beobachtungen aus dem Feldversuch führten zu den wesentlichen Erkenntnissen und Empfehlungen:

1. Die Vorgabe von fixen Sperrzeiten, wie es in Österreich beispielweise die Rundsteuerung heute schon macht, reicht in vielen Fällen nicht aus um die gewünschte Lastverschiebung zu erwirken. Etwas komplexere Regelkonzepte erzielen deutlich bessere Ergebnisse.
2. Ersparnisse durch Markt getriebenes Sperren sind möglich, aber aktuell gering. Um solche System marktfähig zu machen, muss ein entsprechendes Regulativ oder ein entsprechender Markt eingeführt werden.
3. Zwei Zustände, nämlich Ladung sperren und Ladung zulassen, vereinfachen das zugrundeliegende System, schränken die Möglichkeiten aber gleichzeitig ein. Standards für Schnittstellen zur Ladestation müssen unbedingt geschaffen werden.
4. Eine optimale Strategie für zentrales Lastmanagement sollte gefunden werden. weiterführende Analysen anderer Produkte auf dem Energie Großhandelsmärkten, aber auch auf Regelreserve Märkten werden empfohlen.

## 6 Netzsimulationen und Lastflussberechnung

Die Planung und gezielte Förderung der Infrastruktur im Energiesystem, welche von Erzeugungsanlagen, speziellen Technologien im Bereich von Verbräuchen (zum Beispiel: Wärmepumpe) bis hin, oder sogar besonders, zur Netzinfrastruktur reichen, sind ein wichtiger Faktor in der Energiebranche und haben einen enormen Einfluss auf unsere Gesellschaft.

Sowohl Forschung und Entwicklung als auch Feldversuche sind bei der Entscheidungsfindung nicht wegzudenken. Doch auch Feldversuche haben Grenzen finanzieller Natur und sind zeitlich sowie örtlich stark eingeschränkt. Entscheidungen müssen jedoch überregional auch auf internationaler Ebene diskutiert und getroffen werden.

Ergänzend zu einem Feldversuch ist vor allem die Netzsimulation ein sehr gutes Mittel, verschiedene Szenarien in Bezug auf Netzkapazitäten zu analysieren und damit wichtige Entscheidungen und Strategien für den Ausbau der Infrastruktur herbeizuführen.

Die in diesem Versuch aufgezeichneten Messwerte, die bereits in Kapitel 3 analysiert wurden, sind ein wertvoller Input für Berechnungen aller Art und sollten insbesondere zur Netzsimulation, aber auch ergänzend zur Planung weiterer Feldversuche herangezogen werden.

Dieses Kapitel beschreibt, ein für diese Arbeit erstelltes Modell des Musternetzes aus Abschnitt 2.2 und fünf verschiedene, in Bezug auf die Physik des Netzes grenzwertige Szenarien, die mit Hilfe einer Lastflussberechnung diskutiert werden. Anschließend werden die daraus gewonnen Erkenntnisse zusammengefasst.

### 6.1 Basismodell in PSS SINCAL

Teil dieser Arbeit war die Erstellung eines Modelles des untersuchten Netzabschnittes (siehe Kapitel 2 und Unterabschnitt 2.2.1) mit dem verschiedene Szenarien mit Hilfe einer Lastflussberechnung untersucht wurden.

Das Modell und die Lastflussberechnungen wurden mit PSS SINCAL Version 15.5 durchgeführt. Ein wesentlicher Teil einer Netzsimulation und Lastflussberechnung sind die Eigenschaften der modellierten Elemente. Neben den erhobenen Messwerten, wurden die Parameter für die Leitungen Transformator und übergeordneten Netzabschnitt vorgegeben und daraus das in Abbildung 6.1 dargestellte Modell als Basisvariante des untersuchten Netzabschnittes generiert.

Augenmerk bei den hier beschriebenen Simulationen liegt vor allem auf der Entwicklung der Spannung im Verteilnetz. In der Basisvariante wurden laut Unterabschnitt 2.2.1 und Abbildung 2.3 Schaltvariante 2a, folgende Elemente, wie in Abbildung 6.1 dargestellt, modelliert:

1. Am Versuch nicht teilnehmende Hausanschlüsse (oranger Pfeil Abbildung 6.1)
2. Hausanschlüsse ohne Wärmepumpe oder Photovoltaikanlage (grüner Pfeil Abbildung 6.1)
3. Hausanschlüsse mit Wärmepumpe (grüner Pfeil mit roter Spitze Abbildung 6.1)
4. Hausanschlüsse mit Wärmepumpe und Photovoltaikanlage (grün strichlierter Pfeil mit roter Spitze Abbildung 6.1)

5. Ladestationen der Elektrofahrzeuge (blauer Pfeil Abbildung 6.1)
6. Leitungen zwischen den Kabelverteilschränken (KVS)
7. 4 weitere Transformatorabzweige
8. Kabelverteilschränke sind als Knoten (violett Abbildung 6.1) dargestellt
9. Ladestationen der Elektrofahrzeuge über ein weiteres 10 m langes Kabel, welches die Hausinneninstallation simulieren soll
10. Ein übergeordnetes Netz welches über einen Transformator speist

**Modellierung der Hausinneninstallation:** Da jede einzelne Hausinneninstallation, wie bereits in Kapitel 4 erkannt und beschrieben, offensichtlich einen sehr starken Einfluss auf die Spannung an der Ladestation und damit auf die Spannungsregelung hat, wurde diese durch ein 10 m Kabel modelliert. Damit entspricht der dabei entstehende Spannungsabfall etwa den von Österreichs Energie in [22, S. 8] erwähnten 2 Prozent und liegt unter den anzusetzenden Maximalwert laut IEC60038 [23] von 4%. Es wurde ein Widerstand von  $36 \Omega$  auf 1 km angenommen (Berechnung auf Basis des spezifischen Leitwertes laut [32]).

Die Parameter für Transformator, vorgelagertes Netz und Leitungen zwischen den Kabelverteilschränken wurden vom zuständigen Netzbetreiber vorgegeben und sind in Abbildung 2.3 ersichtlich und in Unterabschnitt 2.2.1 nachzulesen.

Die Transformatorspannung liegt am in den Netzsimulationen betrachteten Tag, den 17.1.2019 bei durchschnittlich 406 V. Dies ist im Simulationsmodell so abgebildet. Abbildung 6.1 gibt einen Überblick über das eben beschriebene Simulationsmodell in PSS SINCAL.

Das dargestellte Netzmodell besteht aus einem übergeordneten Netzabschnitt in der 20 kV Ebene mit einem Widerstand von  $2,95 \Omega$ , einer Reaktanz von  $4,31 \Omega$  und speist einen 250 MVA Transformator in der Schaltgruppe „DyN5“. Der Transformator hat eine bezogene Kurzschluss-spannung von 4% sowie eine ohmsche Kurzschluss-spannung von 1%.

An diesem Trafo hängen neben dem betrachteten Musternetz, vier weitere Transformatorabzweige, die nicht teilnehmenden Haushalte und die teilnehmenden Haushalte mit Wärmepumpen und Elektroautos, sowie vereinzelt PV-Anlagen (diese haben wie bereits festgestellt wenig Einfluss und werden nicht weiter diskutiert).

## 6.2 Eingangszeitreihen für Lastflussberechnungen, 11kW Ladung und 22kW Ladung

Basis für die folglich beschriebenen Simulationen sind die in Abbildung 6.2 dargestellten Zeitreihen. Da in den Simulationen Grenzen des Netzes und extreme Ereignisse aufgezeigt werden sollen, wurde der 17.1.2019 als Betrachtungszeitraum ausgewählt, da dort eine vergleichsweise hohe Maximallast am Transformatorabzweig des Musternetzes von 88 kW vorherrscht.

Eine weitere Frage die beantwortet werden soll ist, ob die Ladung der Elektrofahrzeuge mit einer höheren Ladeleistung (zum Beispiel 11 kW) schonender für das Netz ist. Dies ist ein weiterer Grund, diesen Tag als Simulationszeitraum auszuwählen. Am 17.1.2019 ist die Belastung am Transformatorabzweig des Musternetzes maximal, bei einer maximalen Ladeleistung von 11 kW pro Ladestation. Dazu wurden die in Abschnitt 3.3 diskutierten Zeitreihen herangezogen.

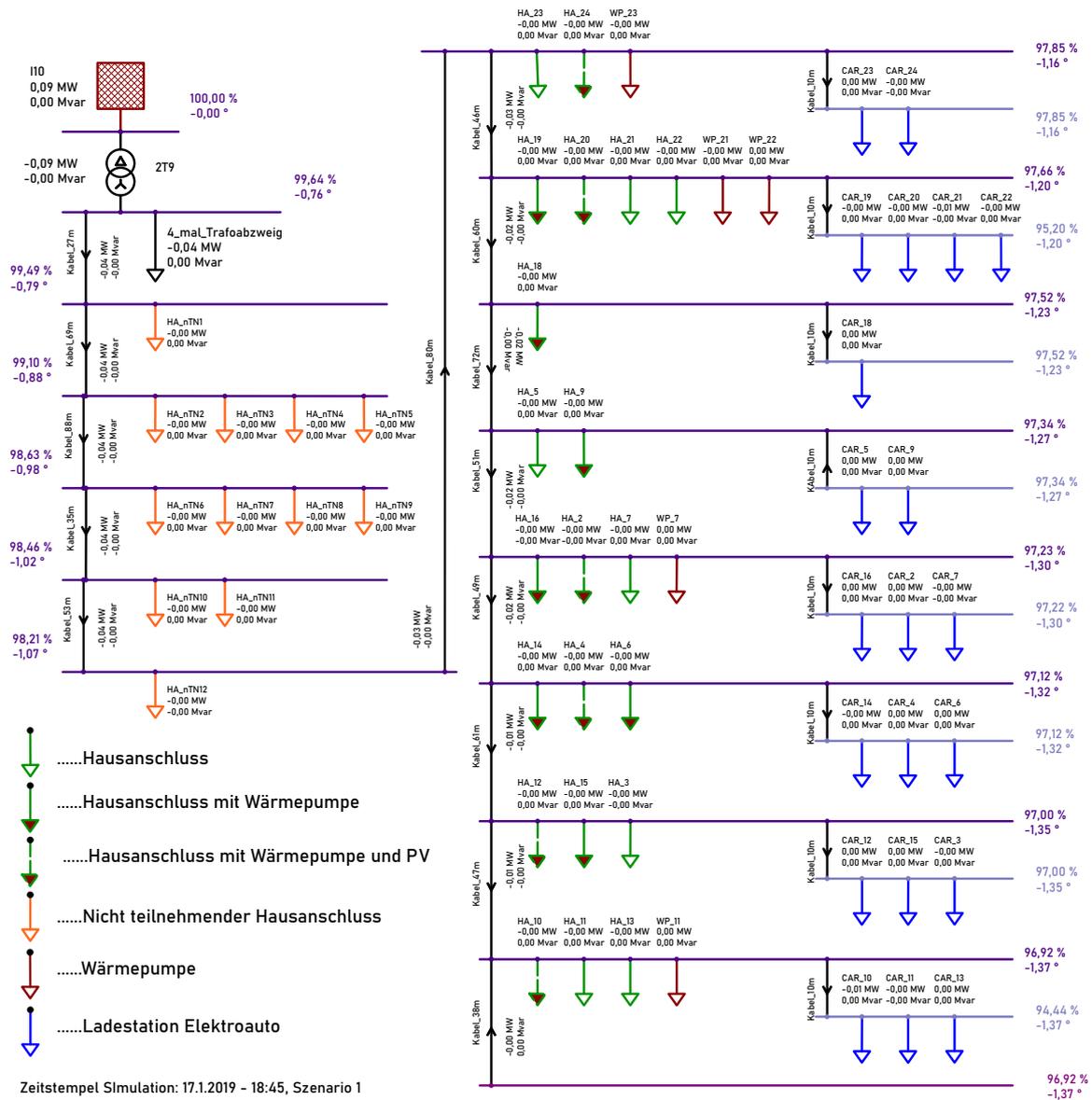


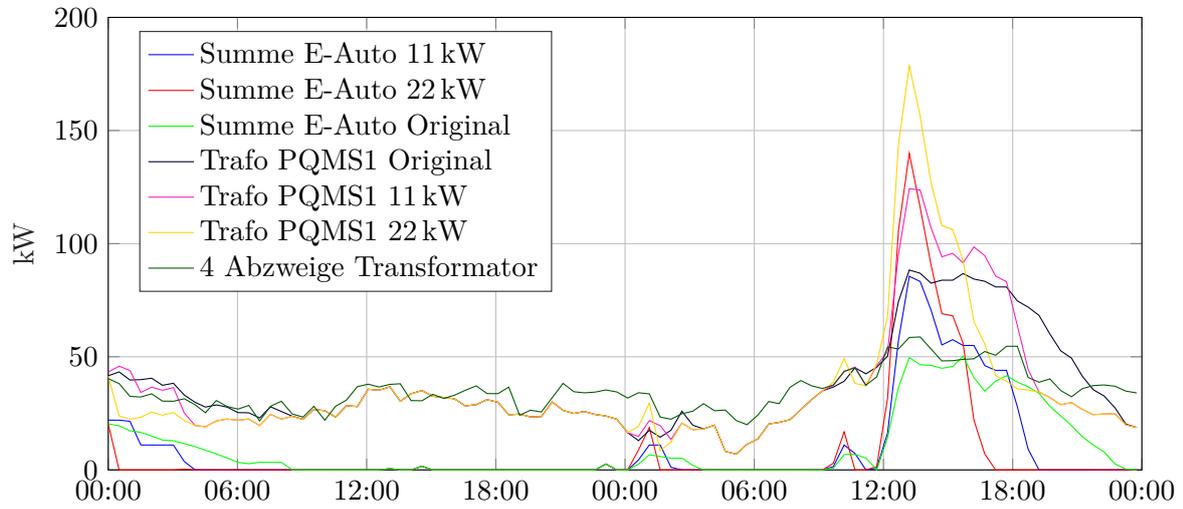
Abbildung 6.1: Überblick über das PSS SINCAL Modell des untersuchten Netzabschnitts

In Abbildung 6.2 ist der Lastgang der gemessenen (originalen) Ladungen, sowie der laut Abschnitt 3.3 skalierten Lastgänge, für eine Ladeleistung von 11 kW und 22 kW der Elektrofahrzeuge zu sehen.

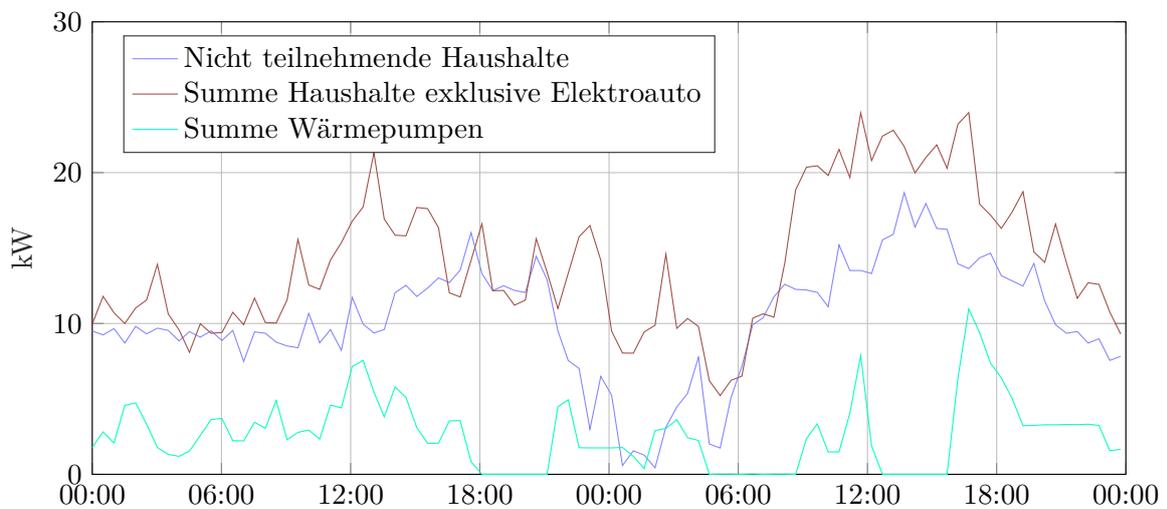
Es ist die Last am Transformatorabzweig wieder als Messwerte (original) der PQMS1 Messung aus Abbildung 2.1 sowie hochgerechnet mit den auf 11 kW und 22 kW skalierten Ladungen der Elektrofahrzeuge zu sehen. Die vier verbleibenden Abzweige des Transformators sind ebenfalls dargestellt.

Im unteren Abschnitt von Abbildung 6.2 ist die Summe der nicht teilnehmenden Haushalte (12 Stück), die Summe der teilnehmenden Haushalte (21 Stück), exklusive Ladungen der Elektrofahrzeuge und die Summe der separat gemessenen Wärmepumpen dargestellt.

Auffallend ist, dass Wärmepumpen und Haushalte einen relativ gleichmäßigen Lastgang haben



(a) Basis Eingangszeitreihen für die Leistung am Transformator, 4 verbleibende Abzweige Transformator und Summenladeleistung Elektrofahrzeuge



(b) Basis Eingangszeitreihen für die Leistung nicht teilnehmender Haushalte, Haushalte exklusive Elektromobilität und Wärmepumpen

Abbildung 6.2: Basis Eingangszeitreihen für die Lastflussberechnungen aus Abschnitt 6.3 bis Abschnitt 6.6

und eine Abendspitze nur wenig ausgeprägt ist. Die Ladungen der Elektrofahrzeuge hingegen weisen eine sehr hohe Spitze auf, welche mit steigender Ladeleistung zunimmt. So ist bei einer Ladeleistung von ausschließlich 22 kW eine bereits enorm hohe Lastspitze um 19:00 zu erkennen.

### 6.3 Simulation 1- Verifizieren des Modells und Symmetrie des Netzes

Die erste Simulation hat zum Ziel das erstellte Modell zu verifizieren und die Auswirkungen von unsymmetrischen Lasten (das heißt beispielsweise, Phase 1 führt deutlich mehr Strom als Phase 2) abzuschätzen. Eine erste Betrachtung gibt es bereits in Abbildung 3.2. Dort ist die durchschnittliche Last des Musternetzes bei Schaltvariante 2a dargestellt. Zu sehen sind auch die Last auf den einzelnen drei Phasen, welche auf eine leichte Asymmetrie schließen lässt. Ähnliches ist an den Messwerten der Spannungen zu erkennen.

Grundsätzlich wird der symmetrische Anschluss von Lasten durch den Netzbetreiber gefordert. Auch in Zusammenhang mit Elektromobilität, gibt es hier aktuelle Forderung zur Steuerung der Lasten aufgrund von Symmetriebedingungen (vergleiche [22, S. 5]).

Es wurden die original gemessenen Ladekurven aus Abbildung 6.2 herangezogen. Für die asymmetrische Betrachtung wurden alle nicht dreiphasig angeschlossenen Ladestationen (vergleiche Tabelle 2.1) nach Tabelle 3.1 auf die einzelnen Phasen aufgeteilt. Welche Ladestation nun tatsächlich auf welcher Phase hängt, kann mit den vorliegenden Informationen und Messdaten nicht eindeutig bestimmt werden.

Im Anschluss wurde das beschriebene Modell (laut Abbildung 6.1) mit den originalen Messwerten (dargestellt in Abbildung 6.2) des Versuches, für den 17.1.2019 gestartet. Das Ergebnis der Simulation 1 ist in Abbildung 6.3, wo ein massiver Spannungsabfall am Abend zu erkennen ist, dargestellt. Das Spannungsminimum wurde um 18:45 gemeinsam mit dem Maximum der Ladeleistung der Elektrofahrzeuge im Musternetz erreicht.

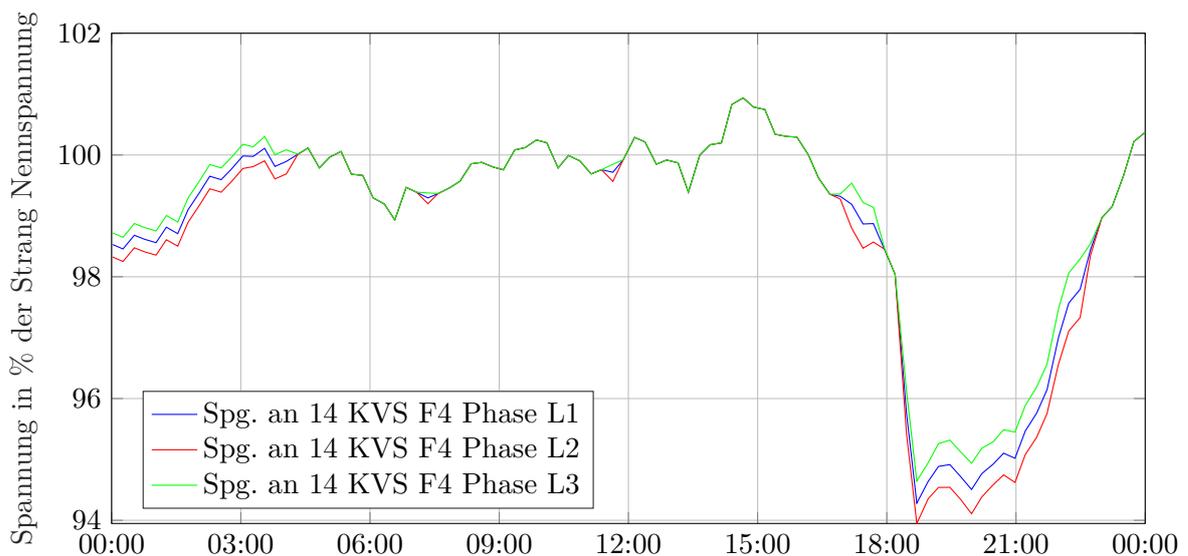


Abbildung 6.3: Ergebnisse Simulation 1 - Verifizieren des Modells: Strangspannung zu Strang Nennspannung am Abschlussknoten des Musternetzes (14 KVS 4 laut Abbildung 2.3) am 17.1.2019

Tabelle 6.1: Vergleich der Ergebnisse laut Simulation 1 mit den aufgenommenen Messwerten der PQMS1 Messung laut Abbildung 2.1, um das verwendete Modell zu verifizieren

Phase	Messung Abschluss (V)	Messung Trafo (V)	Simulation (V)
L1	219	234,41	217,87
L2	218	235,05	224,78
L3	219	234,35	218,94
Mittel	218,67	233,7	220,53

Tabelle 6.1 zeigt die Abweichungen der Strangspannung pro Phase zwischen den eigentlichen Messwerten und der Simulation. Insgesamt ist zu sagen, dass die Spannung der Simulation etwas unter der gemessenen Spannung liegt, jedoch der Kurvenverlauf gleich ist. Eine Simulation entspricht niemals der Realität und der hier entstandene Unterschied fällt sehr gering aus. Das Gesamtergebnis bleibt damit unbeeinflusst.

Bei einer weiteren symmetrischen Lastflussberechnung mit dieser Konfiguration (wurde durchgeführt ist aber in dieser Arbeit nicht dargestellt), fällt ebenfalls auf, dass eine unsymmetrische Lastflussberechnung keinerlei Mehrwert gegenüber einer symmetrischen Berechnung in Bezug auf die Beurteilung der Spannung hat. Aus diesem Grund, wurde in weiteren Simulationen nur noch der symmetrische Lastfluss verwendet.

Für Simulation 1 ist zu sagen, dass die maximale Auslastung des Transformators bei 77 % liegt. Die maximale Auslastung des ersten Kabels liegt bei 67 %. Es zeigt sich also in der Simulation wie auch in der Realität, dass der Netzabschnitt sehr grenzwertig betrieben wird.

## 6.4 Simulation 2 - Ladeleistung 11 kW

Die zweite Simulation soll klären, was passieren würde, wenn jeder Teilnehmer mit 11 kW maximaler Ladeleistung laden würde. Die in Abbildung 6.2 gezeigten Zeitreihen für 11 kW wurden als Eingangsgrößen verwendet. Es ist dabei zu erkennen, dass die Spitze der Last am Transformator und auch die Summe der Ladeleistung deutlich höher ist als die aufgenommenen Messwerte (also durchmischte maximale Ladeleistungen). Das lässt jetzt schon vermuten, dass die Spannungsqualität deutlich unter der, des realen Falles aus Abschnitt 6.3 ist. Eine ähnliche Vermutung entsteht auch aus den Profilen der skalierten Ladeleistung (siehe Abbildung 3.6) da die erhöhte Ladeleistung zu höheren Lastspitzen führt.

Abbildung 6.4 bestätigt diese Vermutung, dass sich maximale Ladeleistungen von ausschließlich 11 kW negativ auf die Spannungen im Musternetz auswirkt. Es ist ein kontinuierlicher Spannungsabfall entlang des Netzabschnittes zu erkennen, mit einem noch massiveren Abfall, ab der Position der ersten Ladestationen.

So liegt das Minimum der Strangspannung bei 87% der Strangnennspannung. Das stellt auf lange Sicht möglicherweise keine Verletzung der EN50160 [16] dar, versetzt das Netz aber in einen kaum betriebsfähigen Zustand.

Wirft man einen Blick auf die Auslastung der einzelnen Elemente so ist diese auch nahe an den theoretischen Grenzen. Maximale Auslastung des Transformators beträgt in diesem Szenario 87%. Das am Transformator nächst gelegene Kabel ist mit bis zu 83% ausgelastet.

In der Theorie mögen diese Werte vielleicht noch im Toleranzband liegen, doch praktisch muss

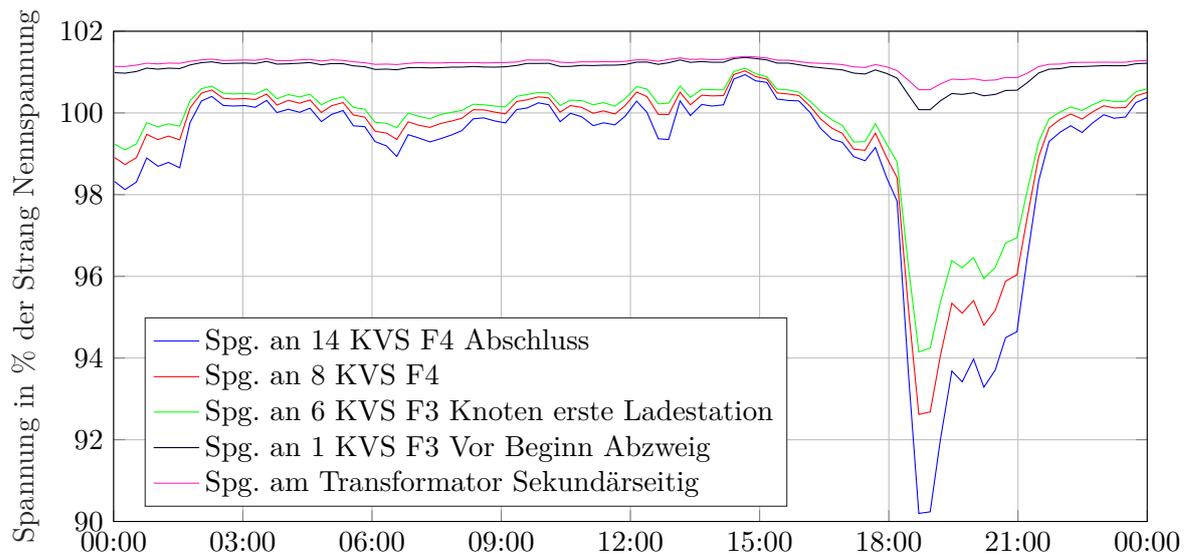


Abbildung 6.4: Ergebnisse Simulation 2 - Ladeleistung 11 kW: Strangspannungen zu Strang Nennspannungen an ausgewählten Knoten des Musternetzes (vergleiche Abbildung 2.3) am 17.1.2019 bei Ladung mit 11 kW

ein solcher Netzabschnitt wahrscheinlich ausgebaut werden. Bereits eine ausschließliche Ladeleistung von 11 kW bringt den Netzabschnitt an seine Leistungsgrenzen, würde man mit einer maximalen Ladeleistung von 22 kW rechnen, wäre ein Betrieb in diesem Fall auch theoretisch nicht mehr möglich.

## 6.5 Simulation 3 - Wärmepumpen und Heizstäbe

Simulation 3 soll die Frage beantworten, welche Auswirkungen elektrische Heizsysteme auf die Spannung im Abzweig des Musternetzes haben. In Tabelle 2.1 sieht man, dass insgesamt 18 Teilnehmer (fünf davon wurden separat gemessen) im Musternetz eine Wärmepumpe besitzen. Es ist davon auszugehen, dass die fünf separat gemessenen Wärmepumpen einen vergleichsweise höheren Verbrauch haben, da historisch nur Anlagen mit vergleichsweise höheren Verbrauch einen extra Zähler erhalten haben. Dokumentiert ist dieser Umstand jedoch nicht.

### 6.5.1 Funktionsweise von Wärmepumpen

Als Einschub soll die Funktionsweise von Wärmepumpen dargestellt werden. Besonders die Eigenschaften die für die durchgeführten Simulationen wichtig sind, werden erklärt.

Die Wärmepumpe basiert grundsätzlich auf dem physikalischen Prinzip des CARNOT-Prozesses. Sehr einfach beschrieben, wird durch Verdichtung und Expansion elektrische Energie und Umgebungswärme aus zum Beispiel dem Erdreich oder Luft, in Wärme umgewandelt, welche durch das Wärmeverteilsystem im Gebäude verteilt wird (vergleiche [33]).

Durch die Nutzung der Umgebungswärme erfolgt die Umsetzung elektrische Energie in Wärme mit einem Faktor von typischerweise 4 (Arbeitszahl).

Eine preisgünstigere Variante der Wärmepumpe nutzt als Wärmequelle Umgebungsluft, welche zwar einfach zu erreichen ist (verglichen mit einer Tiefenbohrung bei Erdwärmepumpen), aber

nicht so viel Wärme abgeben kann. Oft besitzen Wärmepumpen einen zusätzlichen Pufferspeicher zur hydraulischen Entkopplung des Wärmeverteilsystems (vergleiche [33, S. 249]). Im Falle, einer Luft-Wärmepumpe wird, meist an sehr kalten Tagen, dort ein zusätzlicher Heizstab aktiv. Ein Beispiel für eine handelsübliche Luft-Wärmepumpe ist die Hoval Belaria SRM8 (siehe Produktbeschreibung [34]). Diese Wärmepumpe hat laut Produktbeschreibung [34] eine Leistungsaufnahme von 3 kW und einen Zusatzheizstab mit drei Stufen (0 kW, 3 kW und 9 kW). Eine Beschreibung, wie und wann dieser heizt, konnte im Detail nicht gefunden werden. Hinsichtlich der üblichen Leistungsaufnahme, exklusive Heizstab unterscheiden sich Luft-Wärmepumpen kaum von anderen Typen.

Bestandteil dieser Simulation 3 ist der in Abbildung 6.5 dargestellte Heizstab welcher drei Leistungsstufen hat und ebenfalls Teil einer Luft-Wärmepumpe ist. Auch hier kann man keine eindeutige Systematik erkennen, wie der Heizstab schaltet. Er korreliert jedenfalls mit der Temperatur und wird bei tiefen Temperaturen, häufig auch mit voller Leistung, aktiv.

Die Wärmepumpen im Feldtest, hatten am 23.1.2019 den Tag mit der am meisten benötigten Energie von 425 kWh bei einer Tagesdurchschnittstemperatur von  $-7,7^{\circ}\text{C}$ . Der Heizstab hatte am 21.1.2019 seinen maximalen Tagesverbrauch von 11,91 kWh. Somit wurde basierend auf der Simulation und den Eingangszeitreihen für 11 kW aus Abschnitt 6.4 ein weiteres Szenario erstellt. Für die Wärmepumpen wurden anstatt der Werte aus Abschnitt 6.4 die Verbrauchswerte der Wärmepumpen vom 23.1.2019 verwendet.

Außerdem wurden sieben mal der Lastgang des Heizstabes an zufälligen Netzknoten hinzugefügt, um damit sieben Luft-Wärmepumpen zu simulieren. Natürlich entsteht dadurch eine gewisse Unschärfe, aber für eine Abschätzung reicht die Annahme aus, dass sich die Heizstäbe von sieben Wärmepumpen gleich verhalten. Die Summe der verwendeten Zeitreihen ist in Abbildung 6.5 dargestellt.

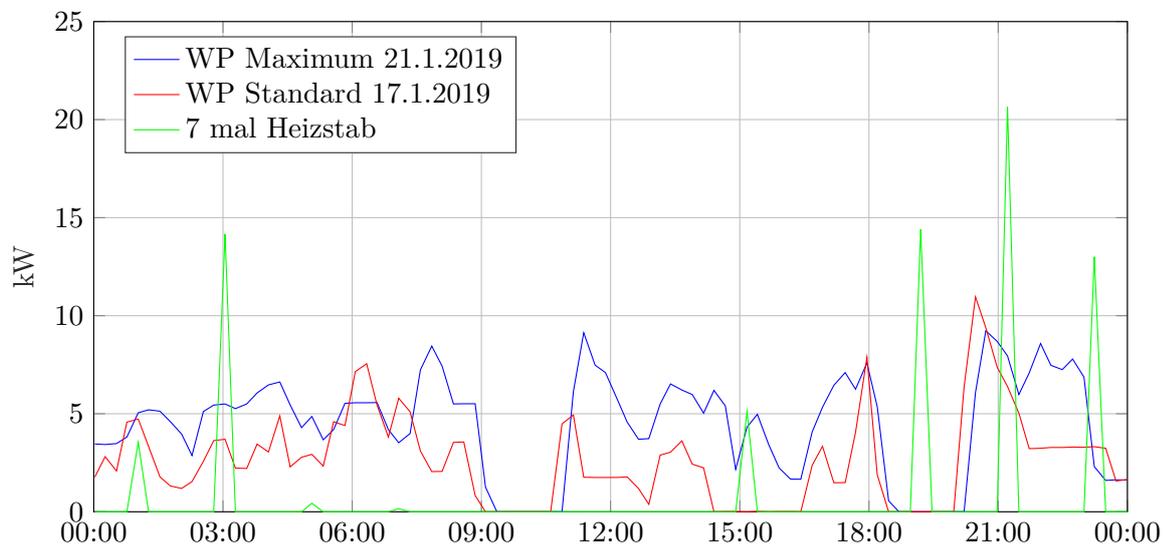


Abbildung 6.5: Eingangszeitreihen für Simulation 3: Summe der gemessenen Wärmepumpen und Heizstäbe im Musternetz für den Tag im Versuchszeitraum an dem diese Geräte die meiste Energie benötigt haben.

Abbildung 6.6 stellt die Ergebnisse der Simulation dar, welche sich nur geringfügig von denen aus Simulation 2 in Abschnitt 6.4, unterscheiden. Insgesamt ist ein etwas geringeres Spannungs-

niveau mit einem Spannungsminimum von 87% der Strangnennspannung zu erkennen. Auch die maximale Auslastung von Transformator und Kabel bleiben gegenüber Simulation 2 unverändert.

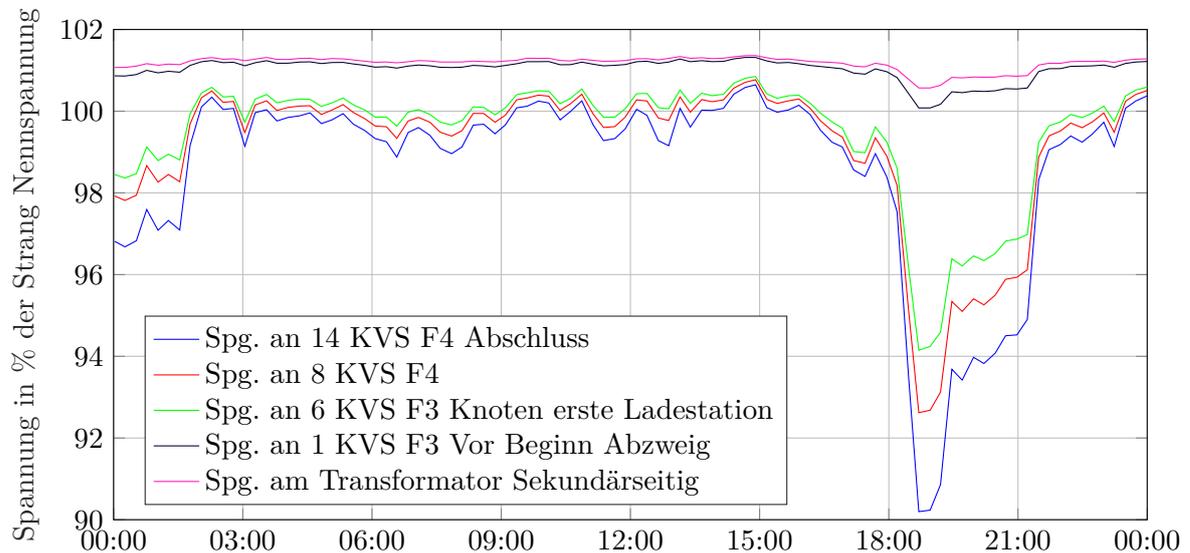


Abbildung 6.6: Ergebnisse Simulation 3 - Wärmepumpen und Heizstäbe: Strangspannungen zu Strangnennspannungen an ausgewählten Knoten des Musternetzes

Insgesamt ist also in Bezug auf Heizsysteme zu sagen, dass diese in dieser Simulation wenig Einfluss auf die Extremwerte der Spannung haben. Dies ist auf die relativ konstante Lastverteilung über den Tag zurückzuführen. In der Praxis spielen Heizsysteme insgesamt sicher eine große Rolle, allerdings werden dort keine enormen Lastspitzen hervorgerufen, wie es bei den Ladungen von Elektrofahrzeugen der Fall ist. Auch Heizstäbe mit hohen Nennleistungen erreichen diese nur kurz (wenige Minuten) und fallen bei einer 15 Minuten Mittelwertbildung weniger auf. Man muss jedoch bedenken, es wurde hier ein Tag mit einer durchschnittlichen Temperatur von  $-7,7^{\circ}\text{C}$  betrachtet. Es ist davon auszugehen, dass der Heizstab bei niedrigeren Temperaturen über längere Zeiträume Leistung aufnimmt. Weitere Untersuchungen zur Auswirkung von Luft-Wärmepumpen auf das Verteilnetz werden empfohlen.

## 6.6 Simulation 4 - Zentrales Lastmanagement und das Netz

Eine vierte Simulation soll die Frage beantworten, welchen Einfluss ein durch den Energie Großhandelsmarkt getriebenes zentrales Lastmanagement, wie in Unterabschnitt 5.2.3 beschrieben, auf die Spannung im Verteilnetz hat.

Es wurden die durch den in Kapitel 5 und in Unterabschnitt 5.2.3 mit dem Day Ahead Average Preis der Strombörse EPEX Spot angewandten Algorithmus, erstellten Ladeleistungen dafür herangezogen. Eine maximale Sperrzeit von vier Stunden wurde als realistisch betrachtet und für diese Simulation angenommen.

Die damit entstandenen Zeitreihen der Ladeleistungen im Musternetz mit drei Stunden täglicher Sperrzeit aufgrund des DA Average Preises wurden anstatt der Zeitreihen aus Simulation 1 (vergleiche Abschnitt 6.3) herangezogen. Sonst wurden die Eingangszeitreihen wie bei Simulation 1 belassen.

Abbildung 6.7 zeigt die Summe der Ladungen aus Abschnitt 6.3 im Vergleich mit den hier verwendeten.

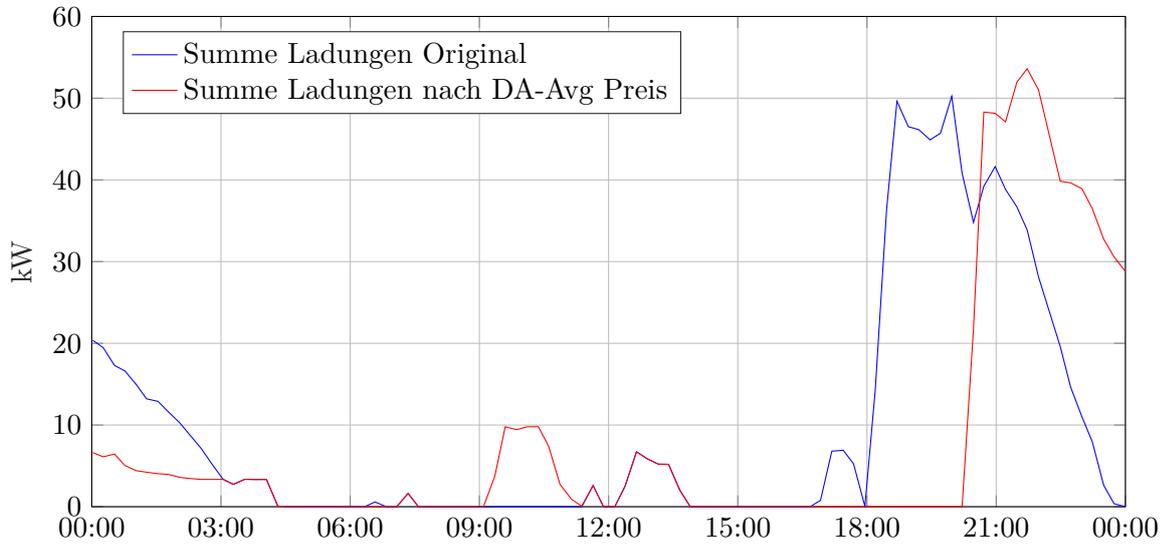


Abbildung 6.7: Eingangszeitreihen für Simulation 4: Gemessene Summenladeleistung im Musternetz und Summenladeleistung einer nach dem Day Ahead Average Preis gesteuerte Ladung mit maximal vier Stunden Sperrzeit.

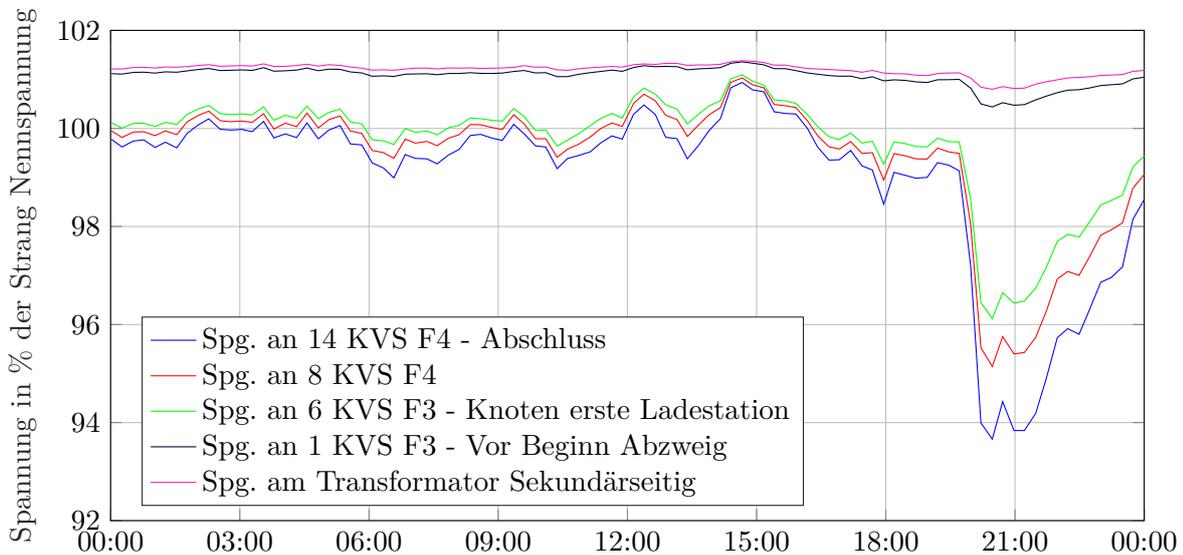


Abbildung 6.8: Ergebnisse Simulation 4 - Zentrales Lastmanagement und das Netz: Strangspannungen zu Strangnennspannungen an ausgewählten Knoten des Musternetzes

Abbildung 6.8 zeigt die Ergebnisse der Simulation bei einem nach dem DA Average gesteuerten Laden der Elektrofahrzeuge. Es ist weiterhin ein deutlicher Einbruch der Spannung zu erkennen, doch durch die Verschiebung der Ladungen ist dieser weitaus geringer als in Simulation 2 und Simulation 3. Dieses Mal ist das Minimum von Strangspannung im Verhältnis zu Strangnennspannung bei 92%. Auch die Auslastung der Netzelemente geht merkbar zurück.

Der Transformator ist bei einer maximalen Auslastung von nur 61% und das Transformator nächste Kabel ist mit einer maximalen Auslastung von 51% etwas weniger belastet. Man kann aus dieser Simulation schließen, dass eine Preissteuerung und zentrales Lastmanagement an sich, die Situation in Bezug auf Einhaltung des Spannungsbandes im Verteilnetz verbessern kann, allerdings bleibt aufgrund der großen Ladeleistungen, weiterhin ein erhöhtes Betriebsrisiko.

## 6.7 Simulation 5 - Keine Elektromobilität im Verteilnetz

Als letzten Schritt und Simulation 5, ist in Abbildung 6.9 das Ergebnis einer Simulation ohne Ladungen von Elektrofahrzeugen dargestellt.

Es macht erst deutlich, welche Auswirkungen Elektromobilität haben kann. Mit einem minimalen Spannungswert von 97% der Strangnennspannung und einer maximalen Auslastung des Transformators von nur 24% ist das Ergebnis von Simulation 5 deutlich unter allen Simulationen mit Ladungen elektrischer Fahrzeuge. Es zeigt wie stabil das betrachtete Verteilnetz ausgelegt ist und wie enorm die Auswirkungen von Elektromobilität sein können.

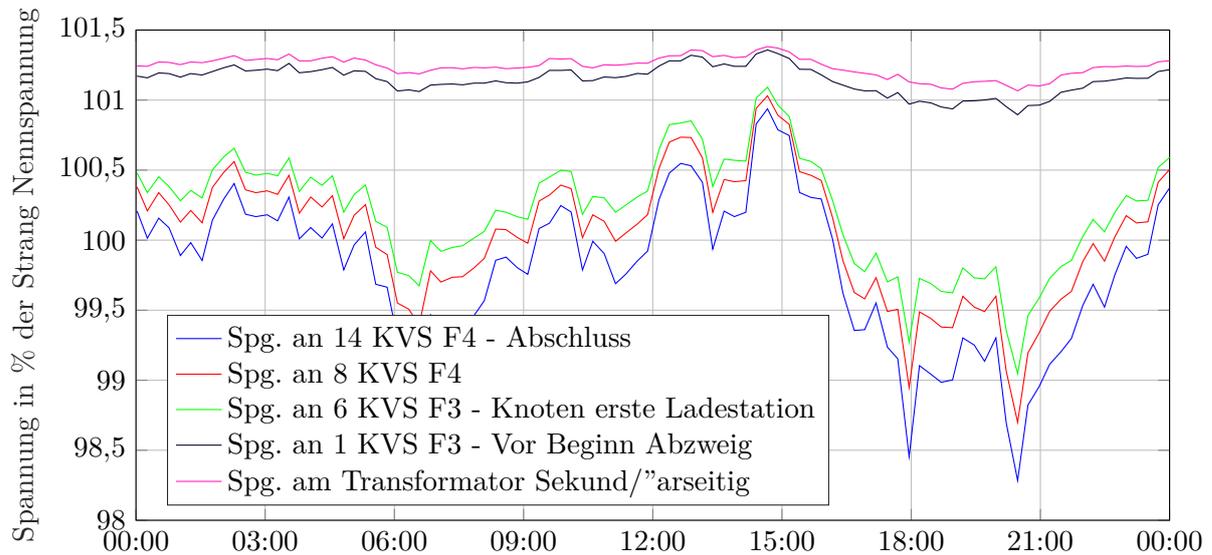


Abbildung 6.9: Ergebnisse Simulation 5 - Ohne Elektromobilität: Strangspannungen zu Strangnennspannungen an ausgewählten Knoten des Musternetzes

## 6.8 Zusammenfassung und Empfehlung, Simulationen und Lastflussberechnung

Ein Basismodell wurde in PSS Sincal 15.5 erstellt und folgende Simulationen wurden durch leichte Abwandlungen, ausgiebiger Analyse und Aufbereitung der Messwerte für entsprechende Eingangszeitreihen erstellt:

- Simulation 1 - Verifizieren des Modells und Symmetrie des Netzes (Abbildung 6.1)
- Simulation 2 - Ladeleistung 11 kW
- Simulation 3 - Wärmepumpen und Heizstäbe
- Simulation 4 - Zentrales Lastmanagement und das Netz
- Simulation 5 - Keine Elektromobilität im Verteilnetz

Diese Szenarien haben das Ziel die Spitzenbelastung des Netzabschnittes zu simulieren und zeigen enorme Spannungseinbrüche von bis zu 87% von Strangspannung zu Strangnennspannung bei einer maximalen Ladeleistung von 11 kW, für alle Fahrzeuge.

Es zeigt sich, dass Heizsysteme wie Wärmepumpen und vor allem Wärmepumpen mit Heizstäben bei der vorherrschenden Tagesmitteltemperatur von  $-7,7^{\circ}\text{C}$  einen geringen Einfluss auf die Spitzen haben.

Beim Verifizieren der Simulationsergebnisse zeigt sich, dass diese etwas unter den gemessenen Spannungswerten liegen und, dass die Erweiterung der Lastflussberechnung um die leichte Asymmetrie des Netzes keine weiteren Erkenntnisse bringt.

Das zentrale Lastmanagement und eine „Day Ahead Average“ Preis geführte Steuerung der Ladeleistungen verbessert die Spannungsqualität im Netz deutlich, verhindert aber einen markanten Spannungsabfall trotzdem nicht.

Es gibt noch zahlreiche Szenarien die man simulieren und zeigen kann. Die Tendenz ist jedoch klar: Eine Durchdringung von Elektromobilität mit 30% stellt das Verteilnetz vor große Herausforderungen.

## 7 Schlussfolgerung und Ausblick

Bei einem 250 MVA Transformator in der Niederspannungsebene mit insgesamt fünf Abzweigen wurde über den Zeitraum von sechs Monaten, ein Szenario wie es bei den aktuellen Klimazielen der Europäischen Union durchaus im Jahr 2030 Realität sein könnte, erprobt. In diesem Feldversuch wurden in einer niederösterreichischen Einfamilienhaus-Siedlung insgesamt 24 handelsübliche Elektrofahrzeuge mit einer entsprechenden Ladestation bis 11 kW maximaler Ladeleistung, aufgeteilt auf 2 Netzabzweige des Transformators, installiert. Die Dichte an Wärmepumpen und PV-Anlagen ist ebenfalls beachtlich. Insgesamt wurden einige hochauflösende Messungen (mindestens 15 Minuten Auflösung) folgender Größen durchgeführt:

1. Wirkleistung am Transformator (fünf Abzweige)
2. Wirkleistung und Spannung am Anfang des Transformatorabzweiges mit der höchsten Dichte an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen
3. Spannung am Ende des Transformatorabzweiges mit der höchsten Dichte an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen
4. Wirkleistung und Spannung am Netzübergabepunkt von 24 teilnehmenden Haushalten (jeder davon mit Elektrofahrzeug und Ladestation ausgestattet)
5. Wirkleistung von 24 Ladestationen für Elektrofahrzeuge
6. Wirkleistung von sechs Wärmepumpen und einem Heizstab
7. Wirkleistung einer Schnellladestation

Obwohl es sich mit diesen Messungen um ein detailliertes Bild des Netzabschnittes handelt, beschränkt sich die in dieser Arbeit durchgeführte Betrachtung auf die Leistung und Spannung, beziehungsweise energetische Betrachtungen. Darüber hinaus wäre auch der Zustand der Blindleistung, sowie hoch dynamische Vorgänge, die durch die Ladungen der Fahrzeuge entstehen interessant.

Doch das wohl größte Problem, welches durch eine so hohe Durchdringung an Elektromobilität kombiniert mit dem Ausbau erneuerbarer Energieträger entsteht, ist zum einen Erzeugung und Verbrauch in Einklang zu bringen und zum anderen die Einhaltung des Spannungsbandes laut EN50160 durch den Verteilnetzbetreiber.

Analysen der Daten zeigen, dass die Elektromobilität fast ein Drittel des gesamten Energiebedarfs ausmacht. Das zweite Drittel verursachen Heizsysteme und das dritte Drittel wird durch den verbleibenden Verbrauch im Haushalt verursacht.

Betrachtet man die Summenleistung am Transformator ist eine deutliche Lastspitze in den Abendstunden um etwa 19:00 zu erkennen. Diese wird zu einem sehr großen Teil durch die Elektromobilität verursacht. Haushalte exklusive Elektromobilität weisen ebenfalls eine abgeschwächte Lastspitze am Abend auf.

Diese Lastspitze scheint kaum in das Erzeugungsprofil einer PV-Anlage zu passen, oder steht nur selten im Einklang mit der Erzeugung aus Windanlagen, was die Vermutung nahe legt, dass

es Eingriffe in das Ladeverhalten bedarf.

Dazu wurde eine in der Energiebranche bereits diskutierte Methode der lokalen Spannungsregelung, welche sogar von der gemessenen Netzimpedanz abhängig und damit „fair“ sein sollte, implementiert. Fair bedeutet in diesem Zusammenhang, dass transformatornahe Ladestationen bereits bei einer höheren Spannung beginnen die Ladeleistung zu reduzieren. Wie die Messwerte zeigen, hat die Regelung zwar die Lastspitzen insgesamt beschränkt, aber das Konzept der Fairness ist nicht aufgegangen. Grund dafür könnte sein, die Messung der Kurzschlussleistung und damit errechneten Netzimpedanz fehlerhaft war. Die genaue softwaremäßige Implementierung der Regelung bei den Ladestationen war nicht bekannt. An dieser Stelle werden detaillierte Labortests der Spannungsregelung empfohlen.

Ein weiteres Thema, welches Eingriffe ins Ladeverhalten vorsieht ist das „zentrale Lastmanagement“, also die Steuerung beziehungsweise Regelung der Ladestationen von zentraler Stelle. Im Feldversuch wurden dazu verschiedene Tests mit Hilfe eines individuell pro Ladestation einstellbaren Sperrkontaktes, erfolgreich durchgeführt. Das wohl am naheliegenste Beispiel, die Verschiebung der Abendspitze, konnte damit an vier Tagen umgesetzt werden.

Um die Auswirkungen und Möglichkeiten eines zentralen Lastmanagements genauer zu untersuchen wurde ein Algorithmus entworfen, welcher abhängig von einer Eingangszeitreihe verschiedene Stunden pro Tag sperrt.

Damit wurden einige Simulationen durchgeführt und es hat sich gezeigt, dass das Sperren aller Fahrzeuge zu fix vorgegebenen Stunden, wie es in Niederösterreich zum Beispiel die Rundsteuerung bei Heizsystemen bereits macht, nicht zum gewünschten Ergebnis führt.

Eine zweite Simulation bestand darin, die Sperrzeiten abhängig von der am Transformator auftretenden Belastung zu regeln, was das Ergebnis deutlich verbessern konnte und das Netz entlastet hat. Diese Methode würde in der Praxis allerdings ein deutlich komplexeres System benötigen, da eine Rückkopplung von Messwerten notwendig ist.

Eine letzte Simulation zeigt, dass eine Regelung aufgrund von an Energie Großhandelsmärkten erzielbaren Preisen, eine etwas günstigere Ladung (realistisch etwa 10%) und eine Entlastung des Netzes bewirken kann.

Bei den Simulationen zum zentralen Lastmanagement wurden einige vereinfachende Annahmen getroffen und die Möglichkeiten von verschiedenen Strategien sind deutlich weitreichender als die Untersuchungen in dieser Arbeit. Es werden detailliertere Betrachtungen, zum Beispiel durch länger andauernde Feldversuche oder weitere Simulationen, empfohlen. Außerdem muss die Kommunikation mit der Ladestation standardisiert werden. Denn die Abbildung von 2 Zuständen (sperren und laden) scheint zu wenig.

Da ein Feldversuch immer, sei es örtlich oder zeitlich, begrenzt ist wurden in einem letzten Schritt einfache Lastflussberechnungen anhand eines erstellten Modells durchgeführt. Diese beantworten die Frage, ob sich eine vereinheitlichte höhere maximale Ladeleistung von 11 kW oder sogar 22 kW (im Feldversuch war diese gemischt bis maximal 11 kW, abhängig vom Fahrzeug) positiv auf das Netz auswirkt. Dazu wurden die bestehenden Messwerte der Ladeleistungen skaliert und mit einem Netzmodell simuliert. Das Ergebnis ist eine etwas schlechtere Spannungsqualität.

Weitere Berechnungen zeigen, dass Wärmepumpen und Heizstäbe, verglichen mit der Elektromobilität, einen eher geringen Einfluss auf die Spannungsqualität haben. Beachtet werden muss allerdings, dass die Heizstäbe von Luft-Wärmepumpen, wenn sie mit der Ladung von Elektrofahrzeugen einher gehen, sehr wohl Probleme verursachen können. Dies wird vermutlich bei sehr tiefen Temperaturen der Fall sein und wäre eine wichtige Frage für Folgeuntersuchungen.

Es zeigte sich auch, dass sich die Steuerung aufgrund von Energie Großhandelspreise, schon mit geringem beziehungsweise realistischen Sperrzeiten von vier Stunden pro Tag, positiv auf die

Spannungsqualität auswirken kann.

Zusammenfassend, kann man sagen, dass Elektromobilität einen sehr großen Einfluss auf die Energiebranche haben wird und es Maßnahmen zur Intergration ins Energiesystem und die Netze geben muss. Der hier behandelte Feldversuch konnte vieles beantworten, wirft auf der anderen Seite jedoch neue Fragen auf. Weiterführende Projekte, vor allem um die Lastverschiebung mit lokaler oder zentraler Regelung und deren Wirtschaftlichkeit, werden empfohlen.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# Literatur

- [1] Brasseur, Guy P. and Jakob, Daniela and Schuck-Zöller, Susanne, *Klimawandel in Deutschland*. 1. Jan. 2017.
- [2] Hans Joachim Schellnhuber, „Tragic triumph,“ *Climatic Change*, 17. Feb. 2010.
- [3] United Nations, Hrsg., *Paris Agreement*, Dez. 2015.
- [4] Köstinger, Elisabeth and Hofer, Norbert, *Mission 2030-Die österreichische Klima- und Energiestrategie*. 1. Juni 2018.
- [5] Europäische Kommission, „Fourth report on the State of the Energy Union,“ Europäische Kommission, Techn. Ber., 9. Apr. 2019.
- [6] Kampker, Achim and Vallée, Dirk and Schnettler, Armin, *Elektromobilität, Grundlagen einer Zukunftstechnologie*. Springer Vieweg, 2018.
- [7] Verkehrsclub Österreich. (18. Dez. 2019). VCÖ Factsheet 2018-09 Regionalbahnen in Österreich ausbauen. Verkehrsclub Österreich, Hrsg., Adresse: <https://www.vcoe.at/publikationen/vcoe-factsheets/detail/vcoe-factsheet-2018-09-regionalbahnen>.
- [8] Bundesverband Elektromobilität Österreich. (10. Mai 2019). Anzahl der E-Autos. B. E. Österreich, Hrsg., Adresse: <http://www.beoe.at/statistik/>.
- [9] Mayr, Peter, „Umsetzung einer Auslesemethode des PWM-Signals bei Elektrofahrzeugen mit analoger Kommunikation,“ Magisterarb., Technische Universität Wien, 1. Okt. 2016.
- [10] Statistik Austria. (2016). Fahrleistungen und Treibstoffeinsatz privater Pkw nach Bundesländer 2000 bis 2016. S. Austria, Hrsg., Adresse: [https://www.statistik.at/web\\_de/static/fahrleistungen\\_und\\_treibstoffeinsatz\\_privater\\_pkw\\_nach\\_bundeslaender\\_2000\\_\\_034835.pdf](https://www.statistik.at/web_de/static/fahrleistungen_und_treibstoffeinsatz_privater_pkw_nach_bundeslaender_2000__034835.pdf).
- [11] International Energy Agency, „Global EV Outlook,“ International Energy Agency, Techn. Ber., 1. Mai 2019.
- [12] Thomas Krutzler, „Energiewirtschaftliche Szenarien im Hinblick auf die Klimaziele 2030 und 2050,“ Umweltbundesamt, Techn. Ber., 1. Jan. 2015.
- [13] Haas, Reinhard and Resch, Gustav and Burgholzer Bettina and Totschnig, Gerhard and Lettner, Georg and Auer, Hans and Geipel, Jasper, „Stromzukunft Österreich 2030,“ Technische Universität Wien, Techn. Ber., 1. Mai 2017.
- [14] Wolfgang Gawlik, Günther Brauner, *Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Skriptum zu Vorlesung 370.028*. 3. Okt. 2016.
- [15] E-Control Austria, Hrsg., *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil C Technische Regeln für Netze mit Nennspannung 110 kV*, 5. Okt. 2009.
- [16] ÖVE/ÖNORM EN50160, *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, 1. März 2011.

- [17] Dominik Czeschka, „Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen: Strangregler versus Batteriespeicher,“ Magisterarb., Technische Universität Wien, 1. März 2017.
- [18] Austrian Power Grid AG. (11. Nov. 2019). Marktinformationen. Austrian Power Grid AG, Hrsg., Adresse: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung>.
- [19] ÖVE/ÖNORM EN504703, *Wechselstrom-Elektrizitätszähler. Teil 3: Besondere Anforderungen - Elektronische Wirkverbrauchszähler der Genauigkeitsklassen A, B und C*, 1. Mai 2006.
- [20] Österreichs Energie, „Abschlussbericht des EP Elektromobilität,“ Österreichs Energie, Techn. Ber., 1. Feb. 2018.
- [21] Flosdorff, René and Hilgarth, Günther, *Elektrische Energieverteilung*. 2005.
- [22] Österreichs Energie, „Aktuelle und zukünftige Anforderungen an Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge,“ Österreichs Energie Arbeitskreis Verteilnetzbetreiber, Techn. Ber., 22. Aug. 2018.
- [23] ISO NORM IEC 60038, *Normspannungen*, 1. Apr. 2012.
- [24] H. Stigler, C. Gutschi, G. Nischler, W. Süßenbacher und S. Otzasek, „Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft,“ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, Techn. Ber., 1. Apr. 2010.
- [25] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, „Positionspapier Elektromobilität braucht Netzinfrastuktur,“ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Techn. Ber., 16. Juni 2017.
- [26] Next Kraftwerke GmbH. (30. Sep. 2019). Next-Kraftwerke. N. K. GmbH, Hrsg., Adresse: <https://www.next-kraftwerke.de/unternehmen>.
- [27] Austrian Power Grid AG. (22. Okt. 2019). Marktforum APG am 22.10.2019. Austrian Power Grid AG, Hrsg., Adresse: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum>.
- [28] Austrian Power Grid AG. (11. Nov. 2019). Teilnahmebedingungen Regenergiemarkt. Austrian Power Grid AG, Hrsg., Adresse: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/teilnahmebedingungen>.
- [29] E-Control Austria, Hrsg., *Sonstige Marktregeln Strom*, 1. Aug. 2019.
- [30] Bundesverband Wärmepumpe. (9. Nov. 2019). SG-Ready Label. Bundesverband Wärmepumpe, Hrsg., Adresse: <https://www.waermepumpe.de/normen-technik/sg-ready/>.
- [31] EPEX Spot SE. (3. Nov. 2019). Marktpreise für Stromprodukte. E. S. SE, Hrsg., Adresse: <https://www.epexspot.com/de/marktdaten>.
- [32] Prechtel, Adalbert, *Vorlesungen über die Grundlagen der Elektrotechnik* 1. 1. Jan. 2006.
- [33] M. Kaltschmitt und W. Streicher, *Regenerative Energien in Österreich*. 1. Jan. 2019.
- [34] Hoval Gesellschaft m.b.H., *Produktbeschreibung Hoval Belaria*, hrsg. von Hoval Gesellschaft m.b.H., 1. März 2019.

# Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct – Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis (in der aktuellen Fassung des jeweiligen Mitteilungsblattes der TU Wien), insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, 16. Januar 2020

---