

DISSERTATION

Auswirkungen und Potentiale der Integration von Elektromobilität in das elektrische Energiesystem Österreichs

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

unter der Leitung von
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von
Dipl.-Ing. Dominik Fasthuber
Matr.-Nr. 00626425
Halbgasse 15/1
1070 Wien

Wien, 1. September 2019

Dominik Fasthuber



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

Danksagung

Keine Schuld ist dringender, als die, Dank zu sagen.

(M. T. Cicero, 106-43 v. Chr.)

Diese Dissertation stellt für mich die letzte große wissenschaftliche Herausforderung im Rahmen meines Doktoratsstudiums nach meinem absolvierten Bachelor- und Masterstudium in meiner Laufbahn an der Technischen Universität (TU) Wien dar. Sie ist aber nicht nur das Ende eines vergangenen, sondern auch der Anfang eines neuen Lebensabschnittes auf dem mich zahlreiche weitere Herausforderungen erwarten werden. Diesbezüglich gilt es einigen wenigen wichtigen Wegbegleitern meinen besonderen Dank auszusprechen.

Zuerst möchte ich mich bei Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik bedanken, der es mir überhaupt erst ermöglicht hat, unter seiner Leitung jahrelang am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (ESEA) arbeiten zu dürfen und dadurch diese Arbeit zu verfassen. Weitere wichtige Begleiter dieser Arbeit fand ich in meinen Büro- und Arbeitskollegen Andreas Schuster, Markus Litzlbauer und Christian Schirmer. Sie haben mich stets in meinem Schaffen ergänzt und unterstützt. Weiters möchte ich mich bei meinen zahlreichen Kollegen für die gemeinsame Zeit und die fachlichen Diskussionen in den Kaffeepausen und darüber hinaus bedanken. Die vergangenen Jahre waren sicherlich auch durch meine Kollegen eine menschliche Bereicherung.

Neben meinen zahlreichen Studienkollegen, Freunden und Wegbegleitern, ohne die sich mein Studium durchaus schwieriger gestaltet hätte, möchte ich noch meinen Eltern, Walter und Margarete Fasthuber, für ihre immerwährende Unterstützung danken.

Den größten Teil der Anerkennung der letzten Jahre steht aber sicherlich meiner Frau, Anna Fasthuber, zu. Ihre ständig ermutigende Art und Liebe gab mir die nötige Kraft und Motivation, meine Ziele nicht aus den Augen zu verlieren und letztlich diese Dissertation fertig zu stellen. Abschließend möchte ich diese Arbeit meinem Sohn Frederik widmen. Er bekräftigt mich täglich, an die Zukunft der kommenden Generationen zu glauben.



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

Kurzfassung

Ich glaube an das Pferd. Das
Automobil ist nur eine
vorübergehende Erscheinung.

(Kaiser Wilhelm II, 1859-1941)

Der Klimawandel ist in der Welt nicht mehr zu leugnen. Fast täglich ereilen uns Nachrichten über neue Hitzerekorde, verheerende Katastrophen oder einschneidende landschaftliche Veränderungen auf unserem Planeten. Umso wichtiger erscheint es nun, rasche Lösungen zu finden, um diese Tendenzen aufzuhalten bzw. weitestgehend zu entschleunigen. Die Elektromobilität kann hierzu über den Sektor Verkehr einen entscheidenden Beitrag in der gesamten Lösungsstrategie liefern.

Diese Dissertation setzt sich mit dem Thema Elektromobilität nicht nur aus Sicht der Fahrzeugtechnik auseinander, sondern betrachtet speziell die Auswirkungen, die diese bei der Integration in das elektrische Energiesystem mit sich bringt. Zusätzlich sollen nicht nur die Hürden, sondern auch die Potentiale aufgezeigt werden, die vor allem im Zusammenspiel mit zukünftigen Smart Grid-Konzepten ihre Anwendung finden werden.

Die Erkenntnisse und Erfahrungen stammen zu einem großen Teil aus einer Reihe von wissenschaftlichen Arbeiten, die während der Tätigkeiten am Institut durchgeführt worden sind. Dies soll auch die praktische Relevanz dieser Arbeit für den realen Netzbetrieb unterstreichen. Durch diese Arbeiten konnte zunächst die Elektromobilität in ihrem Verhalten in eine entsprechende elektrische Last transformiert werden. Im Zusammenspiel mit der stationären Ladeinfrastruktur wird die systemische Auswirkung auf das Energiesystem beschrieben. Zusätzlich wurden spezielle Aspekte und Gegebenheiten, die im Zusammenhang mit der Elektromobilität auftreten, beleuchtet.

Als Ergebnis lassen sich anhand dieser Dissertation Antworten auf die Fragestellungen hinsichtlich Netzplanung und Netzbetrieb im Kontext der Elektromobilität geben. Es zeigt sich, dass entgegen vieler unbegründeter Aussagen die Elektromobilität bereits ihren Platz im elektrischen Gesamtsystem einnehmen kann. Die Rahmenbedingungen, die jedoch teilweise dafür eingehalten werden müssen, sollen in dieser Arbeit ausgearbeitet werden.



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

Abstract

I have not failed. I've just found
10,000 ways that won't work.

(Thomas Alva Edison, 1847-1931)

Climate change on Earth can no longer be denied. We hear news stories about new heat records, devastating catastrophes or drastic landscape changes on our planet almost every day. This makes it even more important to quickly find solutions in order to halt or decelerate these trends as far as possible. In the transport sector, electro mobility can make a significant contribution to the overall solution strategy.

This thesis does not only deal with the topic of electric mobility from the point of view of vehicle technology, but also specifically considers the effects this has on its integration into the electrical energy system. In addition, not only the barriers, but also the potentials of this system are to be pointed out, which will find their application mainly with future Smart Grid concepts.

The findings and experiences were largely derived from a series of scientific papers that were gathered during the activities at the institute. This should also underline the practical relevance of this work for real network operation. This work initially made it possible to transform the behaviour of electro mobility into a corresponding electrical load. In interaction with the stationary charging infrastructure, the systemic effect on the energy system is described. Moreover, special aspects and conditions that occur in connection with electro mobility were examined.

As a result, this dissertation provides answers to questions regarding network planning and operation in the context of electro mobility. Contrary to many unfounded statements, electro mobility can already take its place in the overall electrical system. However, the framework conditions, which have to be maintained to some extent, have been worked out in this thesis.



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

Inhaltsverzeichnis

Danksagung	i
Kurzfassung	iii
Abstract	v
Abkürzungsverzeichnis	xiii
1 Einleitung	1
1.1 Motivation – Der Klimawandel als Technologietreiber	1
1.2 Problemstellung, Vorgehensweise und Zielsetzung	3
1.3 Datenbasis und Forschungsaktivitäten	3
1.4 Gliederung der Arbeit	8
2 Einführung in die Elektromobilität	9
2.1 Antriebsarten von Kraftfahrzeugen	10
2.2 Entwicklung und Bestand der Elektromobilität in Österreich	10
2.3 Ladeinfrastruktur für Elektromobilität	14
2.3.1 Batteriewechsel	16
2.3.2 Elektrolytwechsel	16
2.3.3 Induktives Laden	16
2.3.4 Konduktives Laden	17
2.4 Entwicklung der Ladeinfrastruktur in Österreich	17
2.5 Normen und Standards in der Elektromobilität	18
2.5.1 Allgemeine Anforderungen	19
2.5.2 Fahrzeugtechnik	19
2.5.3 Ladeschnittstelle	20
2.5.4 Konduktives Laden von Elektrofahrzeugen	20
2.5.5 Induktives Laden von Elektrofahrzeugen	24
2.5.6 Typische Lademöglichkeiten und Ladeleistungen	25
2.6 Möglichkeiten der Betankung von Elektrobussen und Elektronutzfahrzeugen	27
2.6.1 Depotladung, Übernachtladung – Overnight Charging	27
2.6.2 Gelegenheitsladung – Opportunity Charging	28

2.6.3	Gelegenheitsladung durch partielle Oberleitung	29
2.7	Open Charge Point Protocol	29
2.8	Fahrzyklen zur Bewertung von Verbrauch und Emissionen bei Kraftfahrzeug (KFZ)	31
2.8.1	Neuer europäischer Fahrzyklus (NEFZ)	31
2.8.2	Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure (WLTP)	31
2.8.3	SORT - Standardised On Road Testcycles	32
2.8.4	Fahrzyklen im Vergleich	33
2.9	Bedeutende Regulativen und Richtlinien für die Elektromobilität	35
2.9.1	Verordnung über den Geräuschpegel von Kraftfahrzeugen	35
2.9.2	Eichrechtskonforme Abrechnung an (Schnell-)ladeinfrastruktur	37
2.9.3	Richtlinie über den Aufbau der Ladeinfrastruktur für alternative Kraftstoffe	37
2.9.4	Errichtung von Ladeinfrastruktur	38
2.9.5	TAEV 2016	39
2.10	Marktstruktur beim elektrischen Laden	41
3	Power Quality als Kenngröße für Ladeinfrastruktur	43
3.1	Grundlagen und Begrifflichkeiten	43
3.1.1	Leistungsdreieck	43
3.1.2	Kurzschlussleistung	45
3.1.3	Spannungsunsymmetrie	46
3.1.4	Oberschwingungen	47
3.1.5	Ursachen der Oberschwingungserzeugung	51
3.1.6	Auswirkungen	52
3.1.7	Abhilfemaßnahmen	52
3.2	EMV-Grenzwerte für Betriebsmittel	53
3.2.1	Grenzwerte für Oberschwingungsströme bei Geräten mit Nennstrom kleiner gleich 16 Ampere	53
3.2.2	Grenzwerte für Oberschwingungsströme bei Geräten mit Nennstrom zwischen 16 und 75 Ampere	55
3.2.3	Grenzwerte für Oberschwingungsspannungen	60
3.3	Power Quality in Verteilnetzen	60
3.3.1	Europäische Normen (EN) 50160 – Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen	61
3.3.2	Nennspannung und Frequenz	62
3.3.3	D-A-CH-CZ – Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen	63
3.3.4	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) - Teil D: Besondere technische Regeln	65

4	Systemische Auswirkungen der Integration von Ladeinfrastruktur auf das Energiesystem	67
4.1	Struktur und Aufbau von Drehstromnetzen	67
4.2	Netztopologien	68
4.2.1	Niederspannungsnetze (NE-6/7)	69
4.2.2	Mittelspannungsnetze (NE-4/5)	70
4.3	Betrieb von Elektromobilität im Verteilnetz	71
4.4	Schutzkonzepte und Maßnahmen in der Elektromobilität	72
4.4.1	Netzformen im Niederspannungsnetz	72
4.4.2	Auswirkungen der Netzform auf das Schutzkonzept in der Elektromobilität	75
4.5	Berücksichtigung von Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität in der Netzplanung	78
4.6	Gleichzeitigkeitsfaktoren in der Elektromobilität	78
4.7	Beeinflussung von Lastprofilen durch Ladevorgänge	80
4.8	Belastungskurven	83
4.9	Speichergestützte Ladeinfrastruktur	86
4.10	V2G-Anwendungsmöglichkeiten	88
5	Modellbeschreibung von E-Fahrzeugen als elektrische Last	91
5.1	Übersicht von Speichersystemen	91
5.1.1	Zell-Technologien	92
5.1.2	Doppelschichtkondensatoren	94
5.1.3	Wasserstoff (Brennstoffzelle)	94
5.1.4	Vergleich verschiedener Speichertechnologien	96
5.2	Zellaufbau und Batteriedesign	100
5.3	Ladeverfahren von Batterien	101
5.3.1	Konstantspannungs-Ladeverfahren (U-Verfahren)	101
5.3.2	Konstantstrom-Ladeverfahren (I-Verfahren)	102
5.3.3	Pulsladeverfahren und Reflexladen	102
5.3.4	IU-Ladeverfahren (CCCV-Ladeverfahren)	102
5.4	Ladevorgänge von E-Fahrzeugen	104
5.5	Einflussfaktoren auf die Ladecharakteristik	111
5.6	Nutzerverhalten in Form von Fahr-, Lade- und Standprofilen	116
5.7	Umsetzung eines Elektrofahrzeug-Modells in einem Netzanalysetool	121
5.8	Energetische Betrachtung über ein Längsdynamikmodell für (Elektro-) Fahrzeuge	125
5.9	Ableitbare Handlungsempfehlungen für den Betrieb von E-Bussen im ÖPNV	128
5.9.1	Stadtbuslinie	129
5.9.2	Regionallinie – Beispiel A	131

5.9.3	Regionallinie – Beispiel B	135
5.9.4	Expresslinie	137
6	Spezielle Aspekte der Integration von Elektromobilität im elektrischen Netz	139
6.1	Energie- und Leistungsbedarf durch Elektromobilität	139
6.2	Erhöhte Ladeleistungen und Durchdringung von E-Fahrzeugen	141
6.2.1	Maximale Auslastung der Betriebsmittel	141
6.2.2	Spannungsproblematik	143
6.2.3	Maßnahmen zur Einhaltung der zulässigen Betriebsparameter	145
6.3	Standortverteilung der Ladeinfrastruktur	146
6.4	Netzzrückwirkungen von E-Fahrzeugen	148
6.5	Aufteilung des zulässigen Spannungsbandes	153
6.6	Lastfluss-Szenarien in repräsentativen Verteilnetzen	156
6.6.1	Ländliches Netz	160
6.6.2	Kleinstädtisches Netz	162
6.6.3	Großstädtisches Netz	164
6.6.4	Zusammengefasste Erkenntnisse	165
6.7	Lademanagementvarianten für einen sicheren Betrieb der Infrastruktur	167
6.7.1	Verbrauchsorientierte Ladesteuerung	168
6.7.2	Netzorientierte Ladesteuerung	169
6.7.3	Erzeugungsorientierte Ladesteuerung	170
6.8	Smart Meter im Kontext der Elektromobilität	170
6.9	Kosten der Netzerweiterung durch Elektromobilität	171
7	Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Ausblick	175
7.1	Welche Probleme können für das elektrische Netz im Bereich der Power Quality Anforderungen bei der Integration von Elektromobilität auftreten?	176
7.2	Welche Restriktionen treten durch leistungsstarke bzw. häufige Ladevorgänge auf und welche Maßnahmen sind daraus ableitbar?	177
7.3	Welche Möglichkeiten bietet eine intelligente Verknüpfung verschiedenster Komponenten, um die Netzinfrastruktur effizienter nutzen zu können?	178
7.4	Schlussfolgerungen	178
7.5	Ausblick und zukünftige Herausforderungen	179
	Literatur	181
A	Ergänzende Grafiken und Tabellen	193
A.1	Verlauf von Ladevorgängen bei Consumer-Geräten	193
A.2	Verläufe von gemessenen Ladevorgängen diverser Elektrofahrzeuge	194
A.3	Benötigte Traktionsenergie im Linienverkehr	199
A.4	Tabellen für Messungen und Berechnungen	202

A.5 EN 50160 in Kurzform	204
B Untersuchte Verteilnetze	205
C Datenblätter	209
C.1 TOPAS 1000	209
C.2 Chauvin Arnoux - C.A. 8332B Qualistar	212
C.3 Christ - CLM1000 Professional(Plus)	218

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



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

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current – Wechselstrom
APG	Austrian Power Grid
AVAS	Acoustic Vehicle Alerting System
AWE	Allelektrifizierte Wohneinheit
BEÖ	Bundesverband Elektromobilität Österreich
BEV	Battery Electric Vehicle
BMS	Batterie Management System
CAPEX	Capital expenditure – Investitionskosten
CC	Constant Current
CCCV	Constant Current Constant Voltage
CCS	Combined Charging System
CEC	China Electricity Council
CHAdEMO	Gleichstrom-Schnellladestandard aus Japan
CPMS	Charge Point Management System
CPO	Charge Point Operator
CSO	Charging Station Owner
CV	Constant Voltage
DC	Direct Current – Gleichstrom
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DIS	Draft International Standard
DPF	Displacement Power Factor
DR	Demand Response
DSM	Demand-Side-Management

EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010
EMP	E-Mobility Provider
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EN	Europäische Normen
EPA	United States Environmental Protection Agency
ESEA	Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
EU	Europäische Union
EUDC	Extra urban driving cycle
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EZS	Erzeugerzählpeilsystem
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
FI	Fehlerstrom
GPS	Global Positioning System
GSM	Global System for Mobile Communications
HCD	Home Charging Device – Heimpladestation für E-Fahrzeuge
HEV	Hybrid Electric Vehicle
HPC	High Power Charging
HS	Hochspannung
ICCB	In Cable Control Box
ICE	Internal Combustion Engine
IEC	International Electrotechnical Commission
IFA	Institut für Fahrzeugantriebe und Automobiltechnik
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IMD	Insulation Monitoring Device
ISO	Internationale Organisation für Normung
JSON	JavaScript Object Notation
KFZ	Kraftfahrzeug

KW	Kalenderwoche
LAN	Local Area Network
LKW	Lastkraftwagen
LNfZ	Leichte Nutzfahrzeuge
MS	Mittelspannung
MSCC	Multistage Constant Current
NE	Netzebene
NEFZ	Neuer europäischer Fahrzyklus
NoVA	Normverbrauchsabgabe
NS	Niederspannung
OBD	On-Board-Diagnose
OCA	Open Charge Alliance
OCPP	Open Charge Point Protocol
OEM	Original Equipment Manufacturer
ONT	Ortsnetztrafo
OPEX	Operational expenditure – Betriebskosten
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
OSCP	Open Smart Charging Protocol
ÖVE	Österreichischer Verband für Elektrotechnik
PC	Personal Computer
PCC	Point of Common Coupling
Pedelec	Pedal Electric Cycle
PF	Power Factor
PFC	Power Factor Correction
PHEV	Plug-In Hybrid Electric Vehicle
PKW	Personenkraftwagen
PLC	Powerline Communication
PV	Photovoltaik

PWHC	Partial Weighted Harmonic Current
PWHD	Partial Weighted Harmonic Distortion
RCD	Residual Current Device (Fehlerstrom-Schutzeinrichtung)
RCMU	Residual Current Monitoring Unit
RDE	Real Driving Emissions
REX	Range Extender
RFID	Radio-Frequency Identification
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SOAP	Simple Object Access Protocol
SOC	State of Charge
SORT	Standardised On Road Testcycles
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
StVO	Straßenverkehrsordnung
SUV	Sport Utility Vehicle
TAEV	Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze
TEN	Trans-European Networks
TFR	Tonfrequenzrundsteuerung
THC	Total Harmonic Current
THD	Total Harmonic Distortion
THG	Treibhausgas
TOR	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
TOTEX	Total expenditures – Gesamtkosten
TU	Technischen Universität
UDC	Urban driving cycle
UITP	Union Internationale des Transports Publics
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
UW	Umspannwerk

V2G	Vehicle-to-Grid
VCÖ	VCÖ – Verkehrsclub Österreich
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VOR	Verkehrsverbund Ost-Region
VW	Volkswagen
VWE	Vollelektrifizierte Wohneinheit
VZS	Verbraucherzählpeilsystem
WE	Wohneinheiten
WLTC	Worldwide harmonized Light Duty Test Cycle
WLTP	Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure
XML	Extensible Markup Language
ZEBRA	Zero Emission Battery Research Activities



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

Kapitel 1

Einleitung

Die weltweite Nachfrage nach Kraftfahrzeugen wird eine Million nicht überschreiten - allein schon aus Mangel an verfügbaren Chauffeuren.

(Gottlieb Daimler, 1834-1900)

1.1 Motivation – Der Klimawandel als Technologietreiber

Bei der UN-Klimakonferenz in Paris wurde 2015 der Ausstieg aus fossilen Energieträgern bis 2050 beschlossen, um die globale Erwärmung deutlich unter 2°C zu begrenzen. Zur Erreichung dieser ambitionierten Ziele bedarf es einer gemeinsamen globalen Lösungsstrategie, welche durch ehrgeizige Bestrebungen der einzelnen Staaten umgesetzt werden müssen.

In Österreich, aber auch in anderen Ländern, liegt die Lösung dieser Umsetzung zum Teil im Verkehrssektor, was Abbildung 1.1 verdeutlichen soll. Nach dem Energie- und Industriebereich ist der Verkehrssektor mit 28% im Jahr 2015 einer der größten Verursacher von Treibhausgasen (THG) in Österreich. Abbildung 1.2 zeigt, dass der Sektor Verkehr auch der einzige Sektor ist, welcher seit den 90er Jahren einen deutlichen Anstieg von über 60% erfuhr [1]. Eine der größten technologischen Hoffnungsträger für die Dekarbonisierung und Reduktion der Emission von Treibhausgasen im Verkehrssektor liegt in der Elektromobilität. Diese bietet mit ihrem elektrischen Antriebsstrang in Kombination mit ökologisch erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energieträgern einen nahezu emissionsfreien Betrieb. Der Klimawandel dient dabei gezwungenermaßen als Technologietreiber, welcher die elektrifizierte Mobilität alltagstauglich machen soll und vielleicht auch muss.

Österreich hat zur Erfüllung der Umsetzungsverpflichtung der EU-Richtlinie 2014/94/EU (siehe Unterabschnitt 2.9.3) den nationalen Strategierahmen „Saubere Energie im Verkehr“ im Jahr 2016 erstellt [2]. Dieser soll im Hinblick auf die Erfüllung der geplanten Ziele einen Überblick über zukünftige Maßnahmen im politischen und regulatorischen Kontext geben.

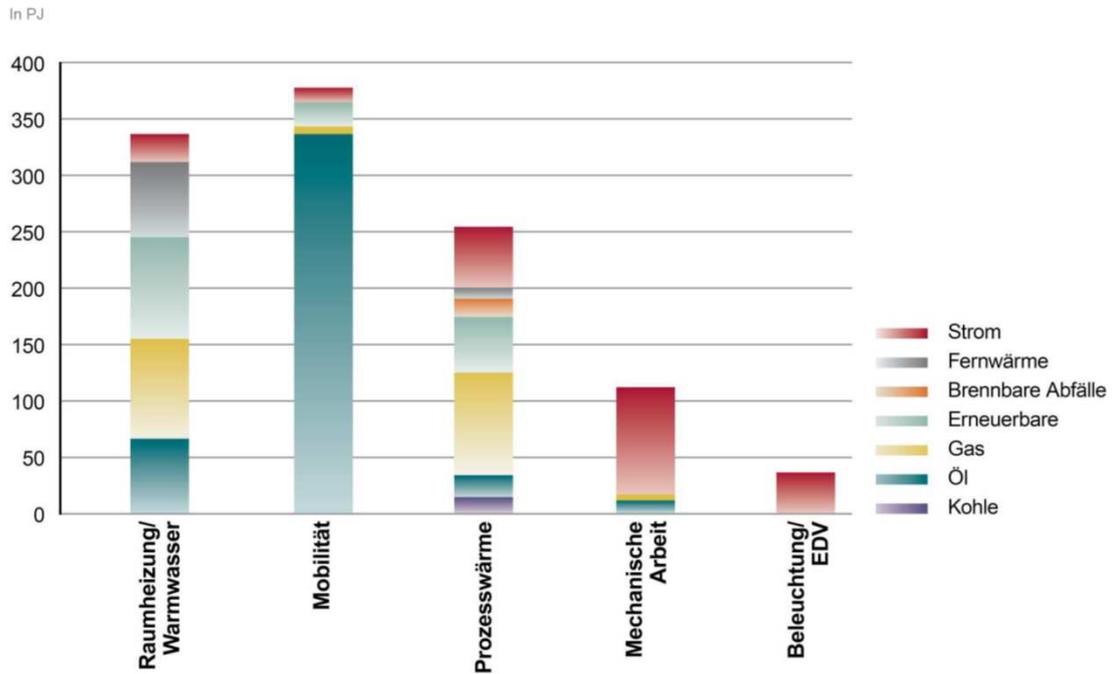
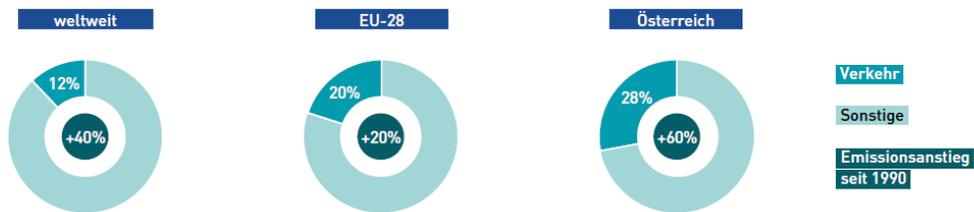


Abbildung 1.1: Aktuelle Verteilung der Primärenergieträger nach Sektoren [3]

Anteil des Verkehrssektors an den Treibhausgasen (2015)



Änderung der sektoralen Treibhausgasemissionen 1990-2015 in Österreich

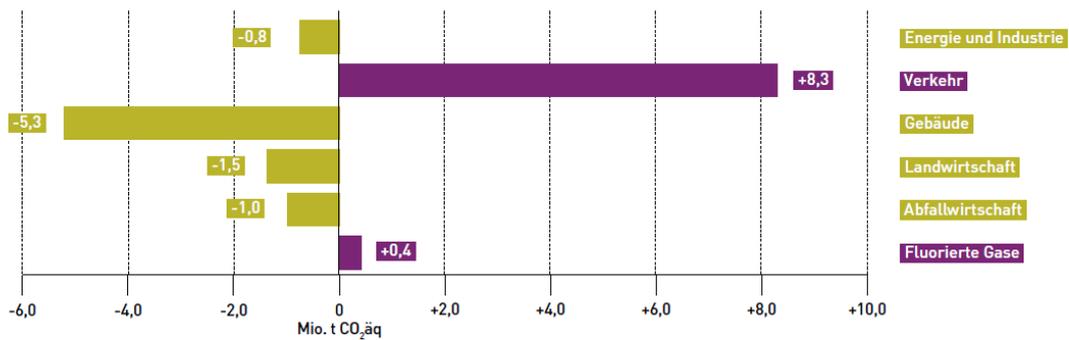


Abbildung 1.2: Anteil des Verkehrssektors an den Emissionen von Treibhausgasen und dessen Anstieg von 1990 bis 2015 in Österreich [1]

1.2 Problemstellung, Vorgehensweise und Zielsetzung

Im Zuge der Verbreitung und Entwicklung von Elektromobilität in Österreich treten immer mehr neue Herausforderungen, aber auch Chancen für das elektrische Energiesystem und dessen Betrieb auf. Durch den vermehrten Einsatz von dezentralen Erzeugern in Kombination mit Elektromobilität besteht eine neue Möglichkeit, anstelle des klassischen Netzausbaues weite Teile des Netzes mit Hilfe diverser Demand-Side-Management (DSM)-Strategien und Vehicle-to-Grid (V2G)-Maßnahmen effizienter zu betreiben. Trotz dieser neuen Anwendungsmöglichkeiten darf aber nicht außer Acht gelassen werden, dabei die aktuellen gültigen und mögliche zukünftig Bestimmungen bezüglich diverser Systemparameter (Spannungsqualität, Frequenz etc.) einhalten zu können.

Diese Dissertation soll sich deshalb ausgiebig mit dem Themenfeld der Integration von Elektromobilität in das elektrische Energiesystem, ihren Möglichkeiten und Potentialen sowie deren Auswirkungen befassen. Durch die zahlreichen Projekte, welche in Bezug auf die Elektromobilität am ESEA durchgeführt wurden und nach wie vor durchgeführt werden, ist eine ganzheitliche Betrachtung im nationalen österreichischen Kontext möglich. Ferner soll als Anwendungsbeispiel für die bereits genannten Themenfelder auch eine Momentaufnahme über die Entwicklung und Auswirkung der Elektromobilität in Österreich der vergangenen Jahre und deren möglichen Entwicklung in den kommenden Jahre vor allem in Bezug auf das elektrische Energiesystem gegeben werden.

Die bereits angeführten Probleme bei der Systemintegration der Elektromobilität führen zu nachfolgenden Fragestellungen, welche den Zieldefinitionen dieser Dissertation entsprechen:

Fragestellungen dieser Dissertation

- Welche Probleme können für das elektrische Netz im Bereich der Power Quality Anforderungen bei der Integration von Elektromobilität auftreten?
- Welche Restriktionen treten durch leistungsstarke bzw. häufige Ladevorgänge auf und welche Maßnahmen sind daraus ableitbar?
- Welche Möglichkeiten bietet eine intelligente Verknüpfung verschiedenster Komponenten, um die Netzinfrastruktur effizienter nutzen zu können?

1.3 Datenbasis und Forschungsaktivitäten

Wie aus Abbildung 1.3 ersichtlich ist, beschäftigten sich die Forschungsmitarbeiter des *Instituts für Energiesysteme und elektrische Antriebe* (Fachbereich: *Energiesysteme und Netze*) bereits seit dem Jahr 2008 mit dem Thema Elektromobilität und deren Integration

in das elektrische Netz. Über die Jahre konnten dadurch zahlreiche Projekte sowohl als Projektkoordinator als auch als Kooperationspartner realisiert werden und damit ein fundiertes Wissen zu diesem Thema am Institut aufgebaut werden.

Die vorliegende Dissertation beinhaltet die wesentlichen Erkenntnisse aus den Forschungsarbeiten, welche seit dem Inkrafttreten des Dienstverhältnisses des Autors im September 2013, erworben werden konnten. Zusätzlich wurden einige vertiefendere Auswertungen, Simulationen und Analysen durchgeführt und ebenfalls in diese Arbeit integriert. Aus den vergangenen fünf Jahren sind dabei vor allem die Projekte „e-pendler in niederösterreich“ [4], „E-Mobility Post“ [5], „E-Mob 2.0 in der Modellregion Salzburg“ [6], das Sondierungsprojekt „eTaxi in Wien“ und dem darauf aufbauenden gleichnamigen Umsetzungsprojekt sowie der Auftragsstudie „E-Busse im Linienbetrieb“ hervorzuheben. Allen Projekten ist ein starker Bezug zur Elektromobilität gemeinsam.

Aus den genannten Projekten ableitend sind zahlreiche Publikationen entstanden, welche sich im Laufe dieser Ausarbeitung teilweise inhaltlich wiederfinden. Darüber hinaus wurden einige wissenschaftliche Arbeiten (als Haupt- und Zweitautor) im Zuge von Forschungstätigkeiten im Bereich der Integration von erneuerbaren Energien und über Smart Grid Technologien angefertigt. Zusätzlich wurden mehr als zehn Diplom- und Bachelorarbeiten betreut und deren Ergebnisse und Erkenntnisse in dieser Arbeit berücksichtigt. Tabelle 1.1 gibt einen Überblick über die wichtigsten Publikationstätigkeiten der letzten Jahre.



Abbildung 1.3: Zeitstrahl der umgesetzten Forschungsprojekte mit Schwerpunkt Elektromobilität am *Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe* (Fachbereich: *Energiesysteme und Netze*)

Tabelle 1.1: Überblick über die wichtigsten Publikationstätigkeiten der vergangenen Jahre

	Art der Publik.	Titel der Publikation	Veranstaltung/ Journal	Relevanz in Kapitel	Jahr
[7]	Vortrag	<i>Transient thermische Modellierung von elektrischen Leitungen für eine flächendeckende und intelligente Einbindung erneuerbarer Energieträger und von Elektrofahrzeugen</i>	D-A-CH Energieinformatik Konferenz, Wien	6	2013
[8]	Vortrag	<i>Dynamische Modellierung eines Diesel-Aggregats im Zuge des SORGLOS-Projekts</i>	Energieinnovation 2014, Graz	-	2014
[9]	Vortrag	<i>Entwicklung von Regel- und Betriebsführungsstrategien für Microgrids im Zuge des SORGLOS-Projekts</i>	D-A-CH Energieinformatik Konferenz, Zürich	-	2014
[10]	Artikel	<i>Entwicklung von Regel- und Betriebsführungsstrategien für Microgrids im Zuge des SORGLOS-Projekts</i>	Informatik-Spektrum	-	2015
[11]	Vortrag	<i>Analyse des DSM- und V2G-Potentials des Großen Walsertals</i>	Internationale Energiewirtschaftstagung TU Wien	4	2015
[12]	Artikel	<i>Netzfrendliches Flexibilitätsmanagement in zukünftigen Energiesystemen</i>	E&I Elektrotechnik und Informationstechnik	-	2016
[13]	Beitrag	<i>Reference Architecture as Foundation for Risk and Threat Analysis</i>	Symposium on Innovative Smart Grid Cybersecurity Solutions	-	2016
[14]	Vortrag	<i>Erkenntnisse der Messung von Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge in der Modellregion „e-pendler in niederösterreich“</i>	Energieinnovation 2016, Graz	5	2016
[15]	Artikel	<i>Rahmenbedingungen und Infrastruktur für E-Autos</i>	VCÖ-Schriftenreihe „Mobilität mit Zukunft“	-	2016

Fortsetzung der Tabelle 1.1

	Art der Publik.	Titel der Publikation	Veranstaltung/ Journal	Relevanz in Kapitel	Jahr
[16]	Poster	<i>Selected Results of the Scientific Accompanying Research of the E-Mobility Model Region “e-pendler in niederösterreich” (AUSTRIA)</i>	EVS29 Electric Vehicle Symposium & Exhibition, Montreal	-	2016
[17]	Poster	<i>Konzept zur Begleitforschung im Projekt „E-Mob 2.0 in der Modellregion Salzburg“</i>	Conference on Future Automotive Technology, Fürstenfeldbruck	-	2016
[18]	Vortrag	<i>Erkenntnisse zur Begleitforschung im Projekt „E-Mob 2.0 in der Modellregion Salzburg“</i>	Internationale Energie-wirtschaftstagung TU Wien	-	2017
[19]	Poster	<i>Reference Architecture as Foundation for Risk and Threat Analysis</i>	Symposium On Innovative Smart Grid Cybersecurity Solutions, Wien	-	2017
[20]	Vortrag	<i>Energetische Bewertung von Elektro-Bussen und daraus ableitbare Handlungsempfehlungen für den öffentlichen Verkehr</i>	Energieinnovation 2018, Graz	5	2018
[21]	Vortrag	<i>Die Folgen des Ausbaus der Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeuge auf die Energieversorgung bis 2030 am Beispiel Österreichs</i>	40. Internationales Wiener Motorensymposium, Wien	6	2019
[22]	Vortrag mit Poster	<i>Results from the project “eTaxi for Vienna” concerning the integration of EVs in the distribution grid</i>	CIREN 2019, Madrid	-	2019

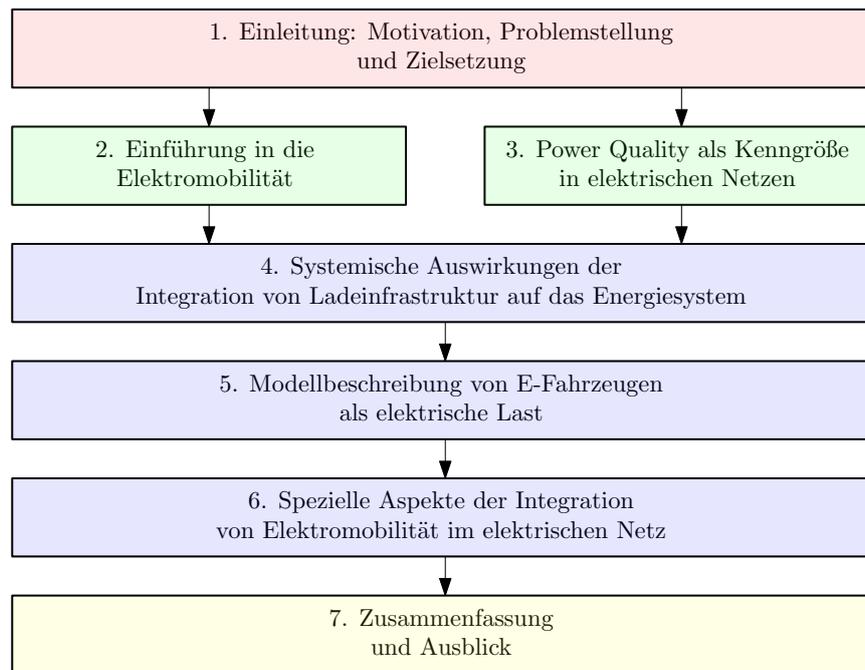


Abbildung 1.4: Aufbau der vorliegenden Arbeit

1.4 Gliederung der Arbeit

Die vorliegende Dissertation gliedert sich in sieben teilweise aufeinander aufbauenden Kapiteln, welche schematisch in Abbildung 1.4 dargestellt sind. Im Anschluss an die Beschreibung der Problemstellung und Zielsetzung aus Kapitel 1 folgt zunächst einleitend in Kapitel 2 ein kurzer Abriss über die Entwicklung und den Stand der Technik zum Thema der Elektromobilität. Dabei soll eine grundlegende Basis erarbeitet werden, die es dem technisch versierten Leser ermöglichen soll, die nachfolgenden Abschnitte besser zu erfassen. Kapitel 3 beleuchtet ergänzend sämtliche Aspekte der Netzführung, die es im Allgemeinen einzuhalten gilt, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. In Kapitel 4 wird die Auswirkung der Ladeinfrastruktur auf das vorgelagerte elektrische Netz beleuchtet. Dabei soll dem Leser ein genereller Einblick in die Integration von Elektromobilität in das elektrische Netz vermittelt werden. Darauffolgend wird in Kapitel 5 beschrieben, wie sich Elektromobilität als elektrische Last darstellen bzw. modellieren lässt. Es wird dabei vor allem Wert auf eine möglichst realistische Abbildung des Lastverhaltens aufgrund von gemessenen und ermittelten Fahr-, Lade- und Standprofilen gelegt. In Kapitel 6 folgen aufbauend auf den bereits erarbeiteten Abschnitten die Auswirkungen auf das elektrische Netz bei erhöhter Durchdringung der Elektromobilität. Eine repräsentative Lastflussrechnung untermauert hierzu die Aussagen. Abschließend werden die Ergebnisse und Handlungsempfehlungen in Kapitel 7 zusammengefasst und ein möglicher Ausblick auf zukünftige Entwicklungen zum Thema gegeben.

Kapitel 2

Einführung in die Elektromobilität

Das letzte Auto, das gebaut werden wird, wird ein Sportwagen sein.

(Ferry Porsche, 1909-1998)

Elektromobilität ist keine Technologie der Neuzeit. Bereits 1881 wurde vom französischen Physiker und Erfinder Gustave Trouvé ein elektrisch angetriebenes Fahrrad mit zwei Elektromotoren vorgestellt, welches als erstes offizielles Elektrofahrzeug gilt. Erst fünf Jahre später wurde durch Carl Benz ein Motorwagen mit Verbrennungsmotor auf den Markt gebracht [23]. Die Gründe, warum sich damals die Elektromobilität nicht durchsetzen konnte, sind ähnlich wie heute. Ausschlaggebend war aber mitunter sicherlich die einfache Handhabung des Treibstoffes der Verbrennungsmotoren gegenüber den elektrochemischen Speichern der Fahrzeuge, welche damals meist als Blei-Akkumulatoren ausgeführt waren.

Seither sind fast 140 Jahre vergangen und im Bereich der Fahrzeug-, Werkstoff- und Antriebstechnik wurden in der Zwischenzeit immense Fortschritte realisiert. Durch den rasanten Anstieg der Consumer-Geräte in den frühen 90er Jahren des letzten Jahrhunderts wurden zusätzlich zahlreiche Innovationen in der Akkutechnologie erreicht, was gemeinsam mit dem Bestreben nach mehr Umweltbewusstsein der Elektromobilität zu neuem Leben verhalf.

Die folgenden Abschnitte stellen den aktuellen Stand der Entwicklung der Elektromobilität besonders im nationalen Kontext dar. Die historische Entwicklung ist in der Literatur ausführlich dokumentiert und soll hier nicht weiter Teil der Ausarbeitung sein. Einige grundlegende Informationen zum Thema Elektromobilität finden sich in [24] sowie [25], auf welche an dieser Stelle verwiesen wird. Dem Leser soll nachfolgend durch die spezifischen Ausarbeitungen der (erweiterte) Zugang zum Verständnis der Materie und dem aktuellen Stand der Technik zum Thema Elektromobilität vermittelt werden.

2.1 Antriebsarten von Kraftfahrzeugen

Aufgrund unterschiedlicher Anforderungen an die Kraftfahrzeuge haben sich in den letzten Jahren eine Vielzahl an verschiedensten Antriebskonzepten entwickelt. Neben dem konventionellen Fahrzeug mit Verbrennungsmotor (Internal Combustion Engine (ICE)) und den rein batterieelektrischen Fahrzeugen (Battery Electric Vehicle (BEV)) gibt es noch Kombinationen dieser Antriebe, welche Hybride (von lateinisch *hybrida* = Mischling) genannt werden (Hybrid Electric Vehicle (HEV)). Je nach Dimensionierung des Elektromotors und des elektrischen Speichers unterscheidet man weiter zwischen diversen Konzepten (Mikro-, Mild-, Vollhybrid) [26]. Wird in einem Elektrofahrzeug zusätzlich über einen Verbrennungsmotor ein Generator betrieben, der die Traktionsbatterie speist, so spricht man von einem Reichweitenverlängerer (Range Extender (REX)). Besteht ferner die Möglichkeit das Hybrid-Fahrzeug über einen Stecker zu laden, so spricht man von einem Plug-in-Hybriden (Plug-In Hybrid Electric Vehicle (PHEV)).

Verbrennungsmotoren sind die bis dato gebräuchlichsten Antriebsformen bei Straßenfahrzeugen. Neben den meist verwendeten Diesel- oder Benzinmotoren werden in den letzten Jahren aber auch vermehrt alternative Treibstoffe wie Ethanol, Flüssiggas oder Erdgas eingesetzt. Prinzipiell verursachen Hybrid- oder Elektrofahrzeuge geringere lokale Emissionen (Kohlendioxid, Stickoxide, Schwefeldioxid, Lärm etc.) als Verbrennungsmotoren, weshalb sie als ökologische Alternative betrachtet werden können. Die Lösung sämtlicher Verkehrsprobleme in Ballungsräumen wird aber auch die Elektromobilität nicht bewerkstelligen können, da eine Substitution von konventionellen Fahrzeugen keine Reduktion von Automobilen per se mit sich bringt.

Der Vollständigkeit halber soll an dieser Stelle noch das Brennstoffzellenfahrzeug (Fuel Cell Electric Vehicle (FCEV)) erwähnt werden. Dabei wird mit Hilfe eines Brennstoffes wie Wasserstoff (H_2) oder Methanol (CH_4O) in einer Brennstoffzelle chemische Reaktionsenergie in elektrische Energie umgewandelt. Diese Energie wird letztlich wie beim BEV einem Elektromotor zugeführt und so die Bewegung des Fahrzeuges ermöglicht. Wasserstoff könnte theoretisch auch in einem Wasserstoffverbrennungsmotor eingesetzt werden, was aber aus wirtschaftlichen Gründen in Großserien keine Anwendung gefunden hat. Eine Übersicht der angeführten Antriebskonzepte und das Zusammenspiel der beteiligten Komponenten zeigt Abbildung 2.1.

2.2 Entwicklung und Bestand der Elektromobilität in Österreich

In den letzten Jahren konnte eine erstaunliche Entwicklung auf dem Gebiet der Elektromobilität beobachtet werden. Während es in den 90er-Jahren des letzten Jahrhunderts noch so gut wie keine Serienfahrzeuge gab, konnten in den 2000er-Jahren bereits die ersten Fahrzeuge

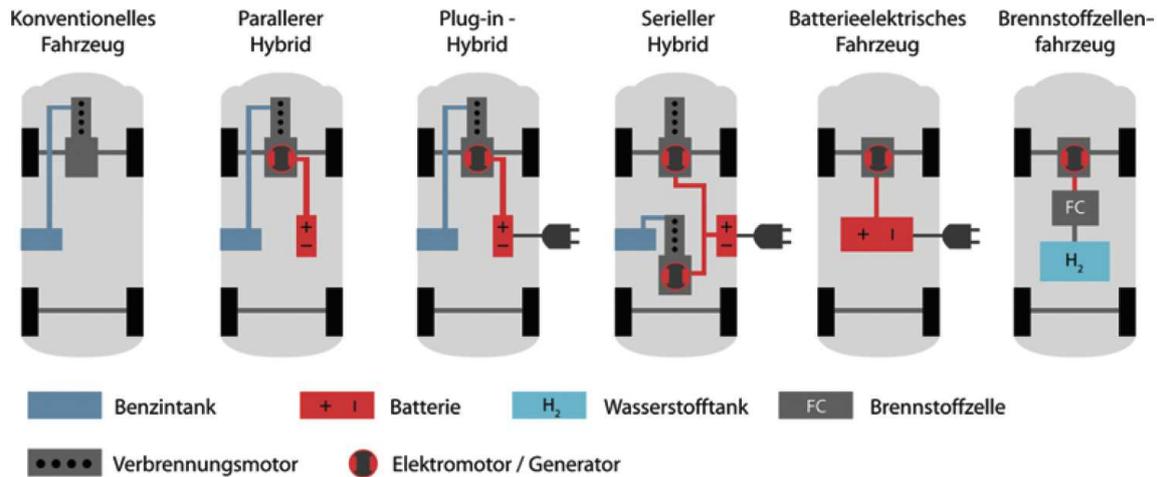


Abbildung 2.1: Übersicht über verschiedene Antriebskonzepte [27]

von namhaften Herstellern erworben werden.¹ Spätestens seit den 2010er-Jahren wurde, auch aufgrund der Flottenverbrauchsvorgaben durch die Europäische Union (EU), von den meisten Original Equipment Manufacturer (OEM) mindestens ein BEV oder zumindest ein Hybridfahrzeug angeboten. Abbildung 2.2 zeigt diese Entwicklung anhand einer Darstellung von ausgewählten Neuwagen diverser Hersteller und dessen CO₂-Emissionen. Zusätzlich sind die Flottenziele von 2015 bis 2025 eingezeichnet. Es ist zu bemerken, dass die Hersteller im Laufe der Jahre immer bessere Emissionswerte erreichen, diese jedoch auch aufgrund realistischerer Messverfahren (sogenannten Real Driving Emissions (RDE) – entspricht einer Messung direkt am Fahrzeug) und strengerer Auflagen immer schwieriger zu erzielen sind. Zusätzlich kommt hinzu, dass die Fahrzeuge immer leistungsstärker werden und gleichzeitig ihr Gewicht immer höher wird. Dies ist vor allem dem anhaltenden Trend der hohen Absatzzahlen beim Fahrzeugtyp der Kategorie Sport Utility Vehicle (SUV) geschuldet. Dieser aus der Ökonomie bekannte Rebound Effekte macht eine Einführung von Elektrofahrzeugen in das Portfolio der Hersteller unabdingbar, um den hohen Strafzahlungen bei Nichterreichen der Flottenziele aus dem Weg zu gehen. Zusätzlich wurde aufgrund des sich offenbarenden Diesel-Abgasskandals (bekannt unter dem Namen: *Dieseldgate*) durch Volkswagen (VW) im Jahre 2015 der Elektromobilität ein weiterer wichtiger Entwicklungsimpuls mitgegeben. Dieser Vorfall sorgte für ambitionierte Entwicklungsziele der Hersteller. Diese ließen mit Ankündigungen von zahlreichen neuen Serienfahrzeugen bis Ende des Jahrzehnts aufhorchen. Teilweise wurde sogar der vollständige Ausstieg aus dem Verbrennungsmotor von einzelnen Herstellern bereits in den kommenden Jahrzehnten angekündigt.

¹Im Jahr 2009 produzierte Mitsubishi mit dem i-MiEV das erste Elektroauto im Volumen einer Großserie (Herstellung von mehr als 1000 Fahrzeugen pro Monat).

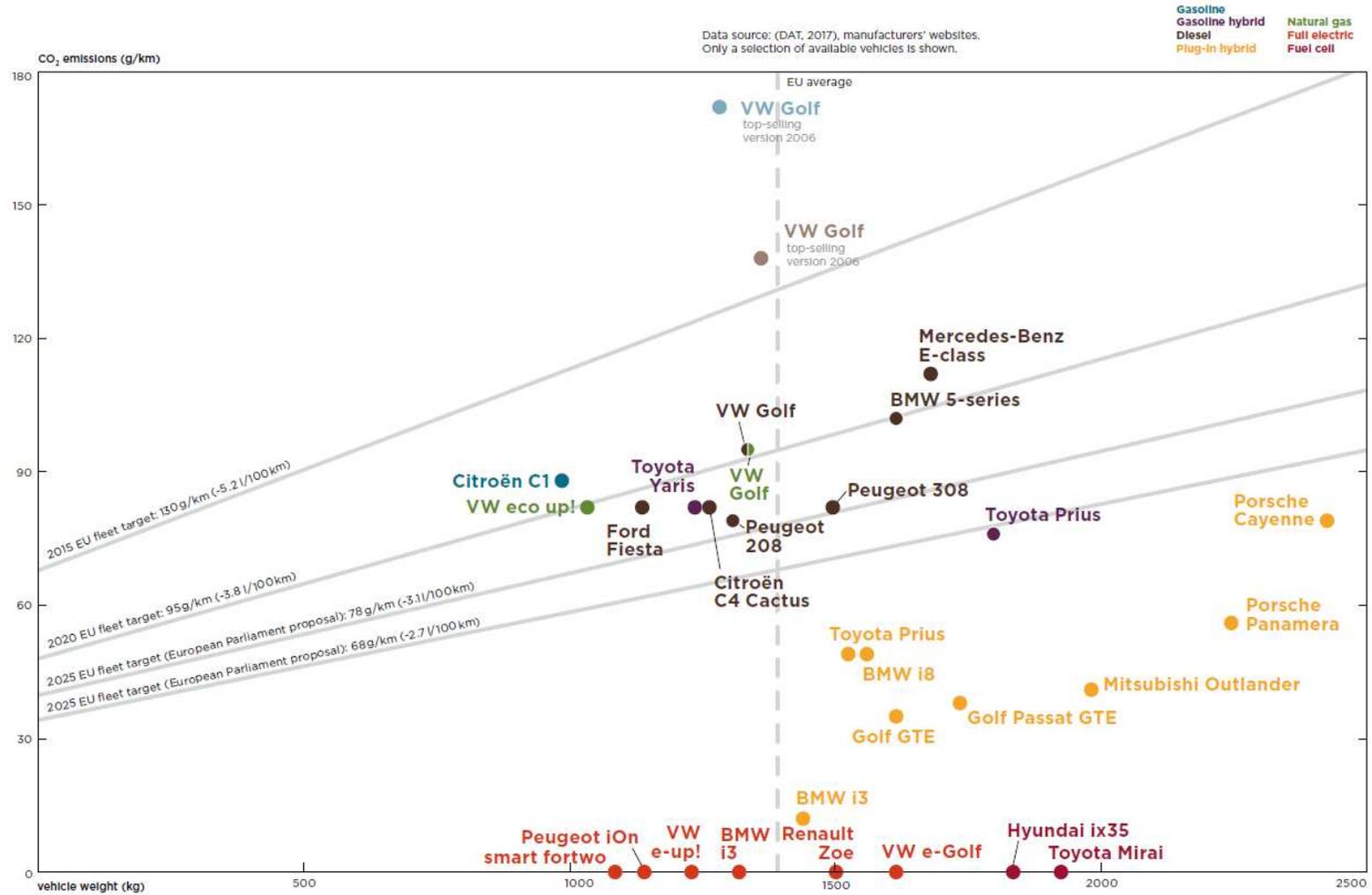


Abbildung 2.2: CO₂-Emissionen von ausgewählten Neuwagen aufgetragen über das Fahrzeuggewicht; Darstellung der EU-Flottenziele von 2015 bis 2025 als Geraden [28]

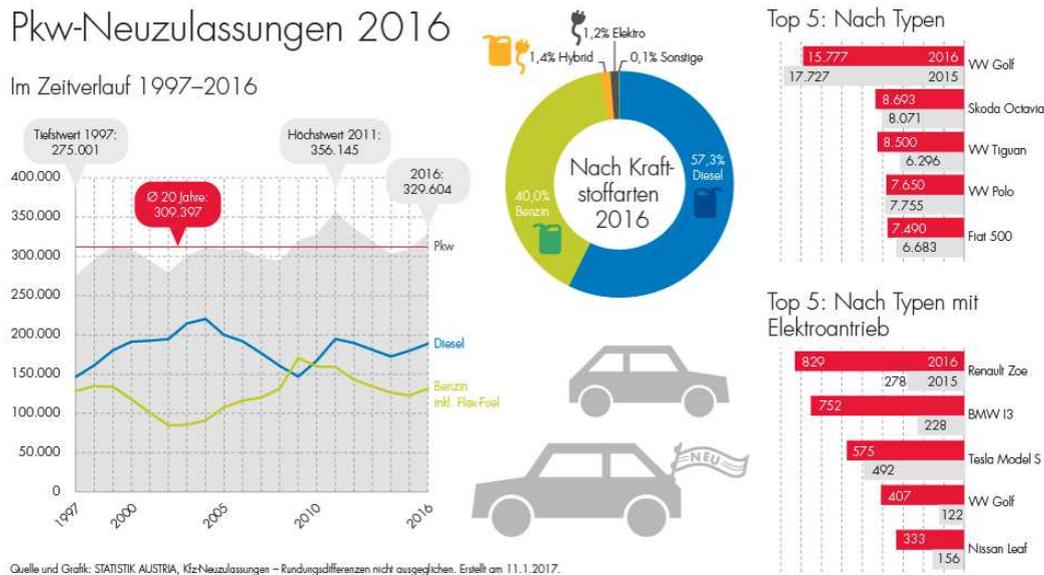


Abbildung 2.3: PKW-Neuzulassungen für das Jahr 2016 [29]

Mit dem Stichtag des 31. Dezember 2017 waren in Österreich rund 4,9 Millionen Personenkraftwagen (PKW) zugelassen, wobei der Anteil an Elektro- und Plug-in-Hybridfahrzeugen mit ca. 14 600 zugelassenen Fahrzeugen lediglich 0,3 % beträgt. Abbildung 2.3 gibt einen Überblick über die PKW-Neuzulassungen für das gesamte Jahr 2016. Dabei ist deutlich zu sehen, dass der Anteil der alternativ angetriebenen Fahrzeuge bei den Neuzulassungen noch eine untergeordnete Rolle spielt. So beträgt der Anteil an reinen Elektrofahrzeugen nur 1,2 %, der Anteil der Hybride 1,4 % und der Sonstigen Fahrzeuge 0,1 %. Der Löwenanteil fällt weiterhin auf Diesel- und Benzinfahrzeuge mit 57,3 % bzw. 40,0 %. Betrachtet man die Veränderungen im Jahr 2017, so lassen sich bereits leichte Tendenzen erkennen. Aufgrund der bereits erwähnten Dieseldgate-Affäre ist der Anteil der Dieselfahrzeuge im Jahr 2017 auf 49,7 % eingebrochen. Davon profitieren konnte der Benzinantrieb mit einem Anteil von 46,3 % sowie die Elektro- und Hybridantriebe mit einem Anteil von 1,5 % bzw. 2,3 % bei den PKW-Neuzulassungen [29].

Analysiert man die augenblickliche Situation, so kann man von einer relativ geringen Durchdringung von Elektrofahrzeugen in Österreich (siehe Abbildung 2.4) gegenüber dem Gesamtbestand sprechen. Berücksichtigt man allerdings die Trendentwicklung in einem weiten zeitlichen Horizont, so lassen sich gewisse Parallelen zu anderen historischen Technologiesubstitutionen erkennen, welche stets mit ähnlichen exponentiellen Wachstumsraten in den Markt eingedrungen sind, wie dies gerade die Elektromobilität vollzieht. Als Beispiel sei hier Abbildung 2.5a angegeben. Diese stellt die Substitution von Pferdegespannen durch Automobile in den Anfängen der 1900er-Jahren in den USA dar. Dabei ist der durch

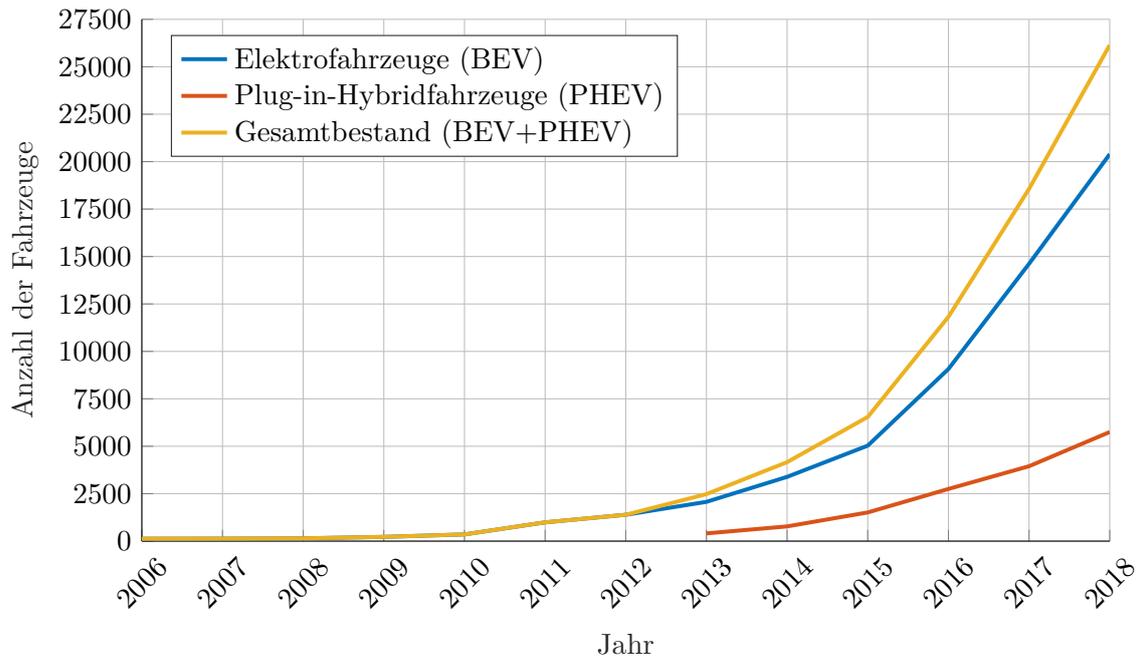


Abbildung 2.4: Bestandsentwicklung von Elektro- und Plug-in-Hybridfahrzeugen in Österreich im Zeitraum von 2006 bis 2018 [30], [31]

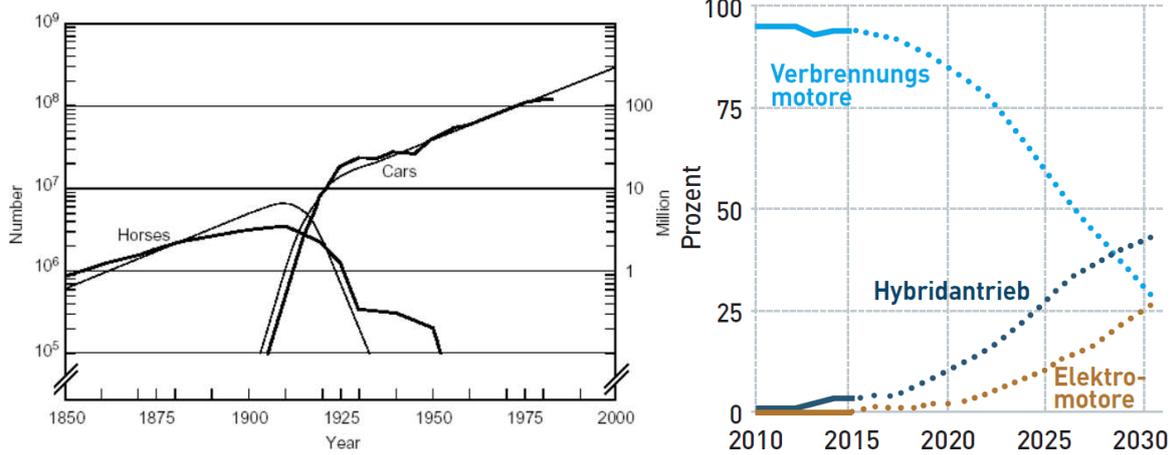
den logarithmischen Maßstab der Ordinate bedingte lineare Verlauf der technologischen Substitution erkennbar.

In ähnlicher Weise wurden im letzten Jahrhundert weitere technologische Substitutionen dokumentiert (z. B. Verdrängung der Schallplatte durch die Kassette und anschließend durch die CD; Verdrängung der analogen Fotografie durch die Digitalkamera; Verdrängung des einfachen Mobiltelefons durch das Smartphone). Diese Beispiele deuten auf einen möglichen Anfang einer erfolgreichen Einführung der Elektromobilität hin. Die Schwierigkeit einer solchen Abschätzung liegt allerdings darin, einen Trend auch als solchen zu erkennen und die richtige Phase der Substitution richtig einzuschätzen.

In Abbildung 2.5b wird eine Prognose bis ins Jahr 2030 skizziert. Es zeigt einen deutlichen Einbruch der Fahrzeugverkäufe bei Verbrennungsmotoren ab 2020 bei gleichzeitigem Anstieg der Fahrzeuge mit Elektro- und Hybridantrieb. Im Jahre 2030 soll schließlich der Elektromotor den Verbrennungsmotor bei den Fahrzeugverkäufen einholen.

2.3 Ladeinfrastruktur für Elektromobilität

Ähnlich dem Tankstellennetz bei konventionell betriebenen Fahrzeugen benötigen auch Elektrofahrzeuge eine gewisse Infrastruktur, um die Möglichkeit einer „Betankung“ zu ermöglichen. Nachfolgende Ausführungen sollen Systemansätze zum Laden aufzeigen und



(a) Ein Beispiel technologischer Substitution anhand der Ablöse von Pferden durch Automobile Anfang der 1900er-Jahre in den USA [32] (b) Ab 2020 soll der Elektromotor deutlich an Bedeutung gewinnen und rund zehn Jahre später den Verbrennungsmotor überholen [33]

Abbildung 2.5: Vergangene und zukünftige Beispiele von technologischer Substitution

veranschaulichen, auf welchem Entwicklungsstand sich die Ladeinfrastruktur diesbezüglich im nationalen und internationalen Kontext befindet.

Um ein Elektrofahrzeug „aufzutanken“ sind prinzipiell drei grundlegend verschiedene Systemansätze, wie in Abbildung 2.6 dargestellt, denkbar. Jeder dieser Ansätze bietet gewisse Vor- bzw. Nachteile, welche nachfolgend kurz umrissen werden sollen.

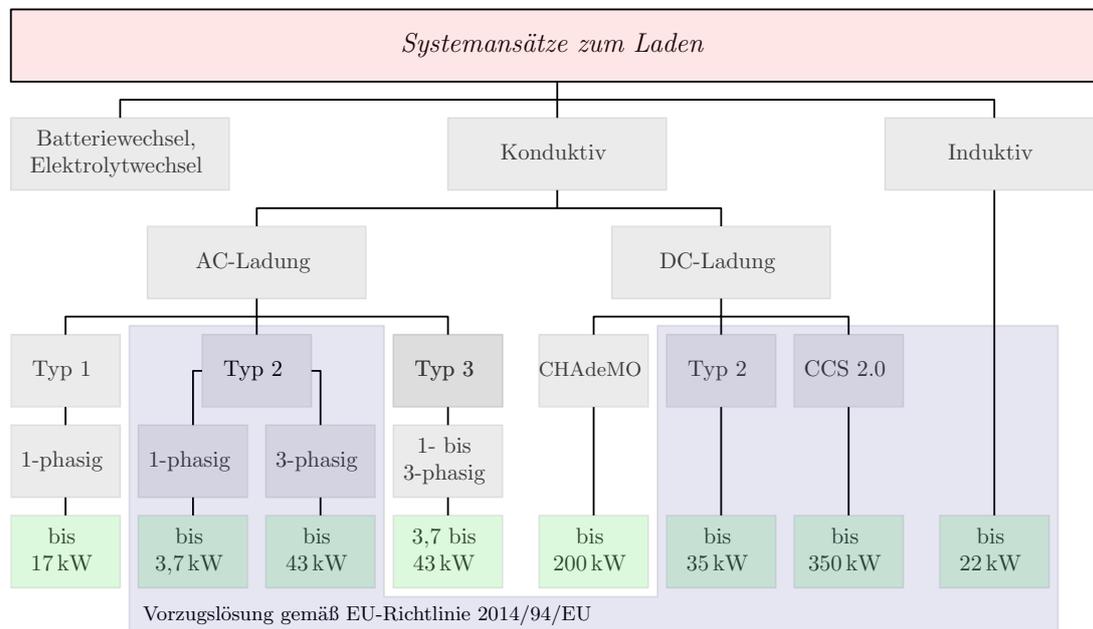


Abbildung 2.6: Systemansätze zum Laden eines Elektrofahrzeuges nach [34]

2.3.1 Batteriewechsel

Beim Batteriewechsel steht ein rascher vollständiger Austausch des gesamten Energieträgers (Traktionsbatterie) im Vordergrund. Bisherige Bemühungen ein einfaches flächendeckendes Batteriewechselsystem auf den Markt zu bringen scheiterten vorerst an den hohen Infrastrukturkosten, genormten Schnittstellen der Hersteller sowie rechtlichen und ökonomischen Problemen. Trotz dieser gab es in letzter Zeit immer wieder Bestrebungen, dieses Konzept am Fahrzeugmarkt zu etablieren. Als eine Alternative für einen Batteriewechsel direkt am Fahrzeug ist der Einsatz von Batterieanhängern denkbar, die an entsprechenden Standorten gewechselt werden können. Unabhängig vom gewählten Batteriewechselkonzept führt das Vorhalten von Wechselbatterien zu deutlich höheren Investitionsaufwendungen. Wechselsysteme finden sich vor allem im asiatischen Raum und speziell in China in Nutzfahrzeugen wie Elektrobussen oder E-Rollern wieder. In Europa ist im Moment kein flächendeckendes kommerzielles System etabliert.

2.3.2 Elektrolytwechsel

Im Gegensatz zu herkömmlichen chemischen Speichern werden bei Redox-Flow-Batterien flüssige Elektrolyte eingesetzt. Diese befinden sich in zwei voneinander unabhängigen Tanks und Kreislaufsystemen. Über eine galvanische Zelle findet mittels einer Membran ein Ionenaustausch statt, was wiederum zur Freigabe von elektrischer Energie führt. Vorteile des Systems sind eine einfache Betankung, keine Selbstentladung (die Elektrolyte werden in getrennten Behältern gelagert) und die einfache Skalierbarkeit. Demgegenüber stehen aber ein komplexer Aufbau, geringe Energiedichten und ein hoher Preis. Redox-Flow-Systeme sind im Moment noch Gegenstand der Forschung und nur vereinzelt kommerziell erhältlich. In der Elektromobilität spielen solche Speichersysteme und damit ihre Ladung bisher keine Rolle und werden deshalb nicht weiter ausgeführt.

2.3.3 Induktives Laden

Ein Elektrofahrzeug über einen induktiven Ladevorgang zu betanken, ist einer der elegantesten Möglichkeiten überhaupt, Energie für ein Fahrzeug bereitzustellen. Dabei wird elektrische Energie mit Hilfe von elektromagnetischen Feldern über zwei Kopplungsspulen übertragen. Das Prinzip findet seit längerer Zeit bereits bei elektrischen Zahnbürsten und Mobilgeräten ihre Anwendung. Für leistungsstärkere Geräte werden im Moment Normen und Standards entwickelt, um eine flächendeckende Verbreitung der Technologie zu ermöglichen. Die kabellose Energieübertragung ermöglicht eine komfortable Lademöglichkeit bei guten Wirkungsgraden mit über 90%. Allerdings geht dieser Vorteil mit einem erhöhten

Infrastrukturaufwand einher, weshalb sich die Umsetzung solcher Anwendungen im Moment auf Forschungsprojekte beschränkt.

2.3.4 Konduktives Laden

Die naheliegendste Möglichkeit, ein Elektrofahrzeug zu laden, ist die kabelgebundene oder auch konduktive Ladung. Dabei wird mit Hilfe einer dezidierten Ladestation über ein geeignetes Kabel mit entsprechendem Stecker das Fahrzeug aufgeladen. Der Infrastrukturaufwand unterscheidet sich je nach Ladeleistung teils erheblich. Bei großen Ladeleistungen bietet sich die Nutzung von vorhandenen Oberleitungssystemen (z. B. von Straßenbahnen) als eine elegante Möglichkeit an, Elektrofahrzeuge zu laden. Diese können beispielsweise mit Hilfe eines Pantografen am Dach des Fahrzeuges genutzt werden. Dieses System findet vereinzelt bereits bei einigen Betreibern von Elektrobussen Anwendung.

Ein weiterer Ansatz, welcher im Moment von der Industrie entwickelt wird, ist das sogenannte „oppcharge“-System². Dabei werden leistungsstarke Lademasten errichtet, die über einen Pantografen geeignete Fahrzeuge laden können. Als Schnittstelle zwischen Pantografen und Fahrzeug dienen dabei beispielsweise Stromschienen, die am Dach des Fahrzeuges befestigt werden. Der Vorteil dabei wäre eine mehrfache Nutzung der Infrastruktur durch Kommalfahrzeuge, Lastkraftwagen (LKW) oder Bustypen anderer Hersteller, welche dieses System unterstützen. Aufgrund der hohen Errichtungskosten wird aber meist in einem ersten Schritt ein Betrieb von Ladeinfrastruktur am Betriebsgelände mit geringerer Ladeleistung bevorzugt. Der Unterabschnitt 2.5.4 beschäftigt sich weiter mit der Thematik und stellt sämtliche systemrelevante Zusammenhänge vor.

2.4 Entwicklung der Ladeinfrastruktur in Österreich

Die Entwicklung der Ladeinfrastruktur in Österreich wird in den letzten Jahren stark forciert. So befinden sich laut dem Portal e-tankstellen-finder.com mit Stand März 2018 knapp 3450 Ladepunkte, welche eine Ladeleistung bis 22 kW aufweisen. 140 Ladepunkte liefern 22 kW bis 45 kW und 360 Ladepunkte sind in der Lage, ein Fahrzeug mit über 45 kW zu versorgen. Da in Österreich noch immer kein offizielles Register für Ladestationen existiert, stellt dieser Wert vorerst eine Abschätzung dar. Seit April 2017 ist es darüber hinaus möglich, in Österreich ein Ladenetzwerk von über 1300 Ladepunkten zu nutzen. Möglich wurde dies durch die Bündelung der Ladestationen von elf heimischen Energieversorgern über das „intercharge“-Netzwerk³. Dadurch können nun, ähnlich wie im Telekommunikationsbereich bereits üblich, fremde Ladestationen über eine Roaming-Lösung genutzt werden. Dem

²<https://www.oppcharge.org/>

³<http://www.intercharge.eu/>

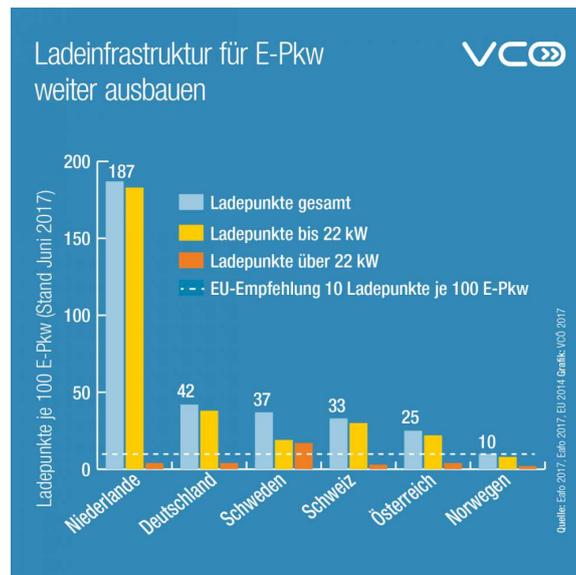


Abbildung 2.7: Verhältnis von Ladepunkten zu E-PKW im internationalen Vergleich [35]

Konsumenten wird somit ein diskriminierungsfreier Zugang zu einer Ladestation ermöglicht. Zukünftig sollen innerhalb Europas weitere Bestrebungen dazu führen, mit Hilfe einer einheitlichen Identifizierung (ID-Vergabe für Ladestationen) länderübergreifend laden zu können.

Wie eine Auswertung des VCÖ – Verkehrsclub Österreich (VCÖ) ergeben hat, ist die Ladeinfrastruktur in Österreich im Vergleich zum Bestand der Elektrofahrzeuge bereits jetzt sehr gut ausgebaut. Wie aus Abbildung 2.7 hervorgeht, kommen auf 100 E-PKW 25 Ladepunkte, was deutlich über der EU-Empfehlung von zehn Ladepunkten je 100 E-PKW liegt. Österreich liegt damit im internationalen europäischen Vergleich im vorderen Feld. Es scheint, dass die Ladeinfrastruktur im Moment (im ruralen und suburbanen Bereich⁴) nicht zwingend das vorrangige Problem bei der Entwicklung in Österreich darstellt. Vielmehr fehlt es an speziellen Anreizen für die Konsumenten, um die Zahl der Elektrofahrzeuge weiter zu erhöhen. An dieser Stelle könnten politische Instrumente wie Steuervergünstigungen oder Subventionen für alternative Antriebe weitere Anschläge bringen. Dies zeigen vor allem europäische Länder wie Norwegen oder die Niederlande, die durch gezielte Förderungen und staatliche Steuerung hohe Neuzulassungen bei den Elektrofahrzeugen verbuchen können.

2.5 Normen und Standards in der Elektromobilität

Ohne einheitliche Normen und Standards wären ein wirtschaftlicher Austausch und Zusammenarbeit zwischen einzelnen Akteuren in technischen Bereichen nicht vorstellbar. Einen

⁴Für den urbanen Raum wird aktuell versucht durch den Abbau von rechtlichen Hürden das Errichten von Ladeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern bzw. Wohnanlagen zu erleichtern (vgl. hierzu Abschnitt 2.9).

Anforderungen an fahrzeugeitige Ladeschnittstelle	ISO 17409: Elektrisch angetriebene Straßenfahrzeuge – Anschluss an eine externe Stromversorgung – Sicherheitstechnische Anforderungen
Anforderungen an Ladeinfrastruktur und Ladeschnittstelle	IEC 61851-1: Elektrische Ausrüstung – konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge – Allgemeine Anforderungen IEC 62196-1: Stecker für das Laden von Elektrofahrzeugen – Allgemeine Anforderungen IEC 60364-7-722: Errichten von Niederspannungsanlagen – Anforderungen an die Stromversorgung von Elektrofahrzeugen
Elektromagnetische Verträglichkeit EMV	IEC 61851-21-1: EMV-Anforderungen an Bordladegeräte für Elektrofahrzeuge zur konduktiven Verbindung an eine Wechselstrom- / Gleichstrom-Versorgung IEC 61851-21-2: EMV-Anforderungen an externe Ladesysteme für Elektrofahrzeuge
Grafische Symbole	Einsatz grafischer Symbole für die Bedienerstelle einer Ladestation

Abbildung 2.8: Übersicht der wichtigsten Normen für allgemeine Anforderungen nach [37]

detaillierten Überblick über sämtliche relevante Normen für die Elektromobilität liefert hierfür die Website des deutschen Normungsinstitutes – DIN [36]. Nachfolgend werden die wichtigsten aktuellen Normen und Standards übersichtlich zusammengefasst und diskutiert.

2.5.1 Allgemeine Anforderungen

Zu den allgemeinen Anforderungen zählen vor allem Normen mit dem Schwerpunkt der elektrischen Sicherheit. Darüber hinaus werden aber auch sämtliche Standards der Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)-Anforderungen spezifiziert sowie einheitliche grafische Symbole festgelegt. Die Abbildung 2.8 gibt einen Überblick der relevanten Normen. Besonders hervorzuheben ist dabei der Bereich der Anforderungen an die Ladeinfrastruktur und Ladeschnittstelle. Die International Electrotechnical Commission (IEC) beschreibt dabei die konduktiven Ladesysteme für Elektrofahrzeuge in der IEC 61851 und die zugehörigen Ladesteckertypen in der IEC 62196 (siehe Abschnitt 2.5.4).

2.5.2 Fahrzeugtechnik

Die Normen bezüglich der Fahrzeugtechnik behandeln das Thema der elektrischen Sicherheit. Neben wichtigen Anforderungen an die Leistungselektronik werden auch Richtlinien für das Hochvolt-Bordnetz sowie für die Batteriesysteme festgelegt. Einen Überblick für die relevanten Normen liefert Abbildung 2.9.

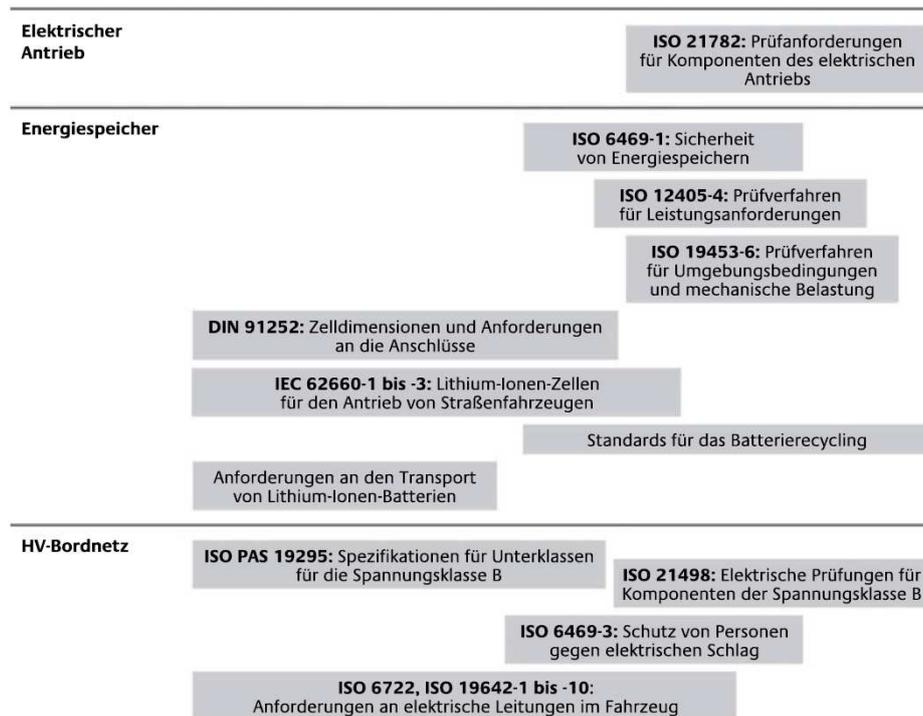


Abbildung 2.9: Übersicht der wichtigsten Normen für die Fahrzeugtechnik nach [37]

2.5.3 Ladeschnittstelle

In Abbildung 2.10 ist eine Übersicht der wichtigsten Normen in Bezug auf die Standardisierung der Ladeschnittstelle ersichtlich. Die wichtigsten Themengruppen lassen sich hierbei in die Kategorien kabelgebundenes und kabelloses Laden sowie Kommunikation unterteilen. Für die nächsten Jahre wird es Anpassungen an das kabelgebundene Laden bezüglich der Ladeleistung geben. Es ist vorgesehen, den Ladevorgang bis zu 400 kW zu spezifizieren. Die Internationale Organisation für Normung (ISO) beschreibt in der Norm 15118 die Kommunikation bei der kabellosen Ladung. Zusätzlich beschäftigen sich Arbeitskreise mit der Vorbereitung der Normungsaktivitäten für die Rückspeisung der geladenen Energie in das elektrische Netz.

2.5.4 Konduktives Laden von Elektrofahrzeugen

Einen Überblick der relevanten Normen für das kabelgebundene Laden mit Alternating Current – Wechselstrom (AC) und Direct Current – Gleichstrom (DC) ist in Abbildung 2.11 ersichtlich. Dabei wird den einzelnen beteiligten Komponenten die betreffende Norm zugeordnet.

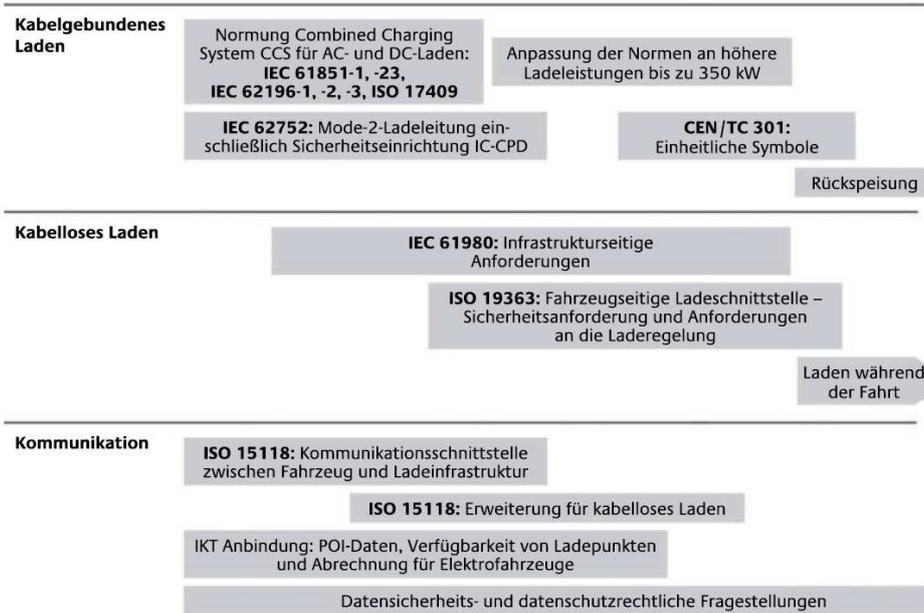


Abbildung 2.10: Übersicht der wichtigsten Normen für die Ladeschnittstelle nach [37]

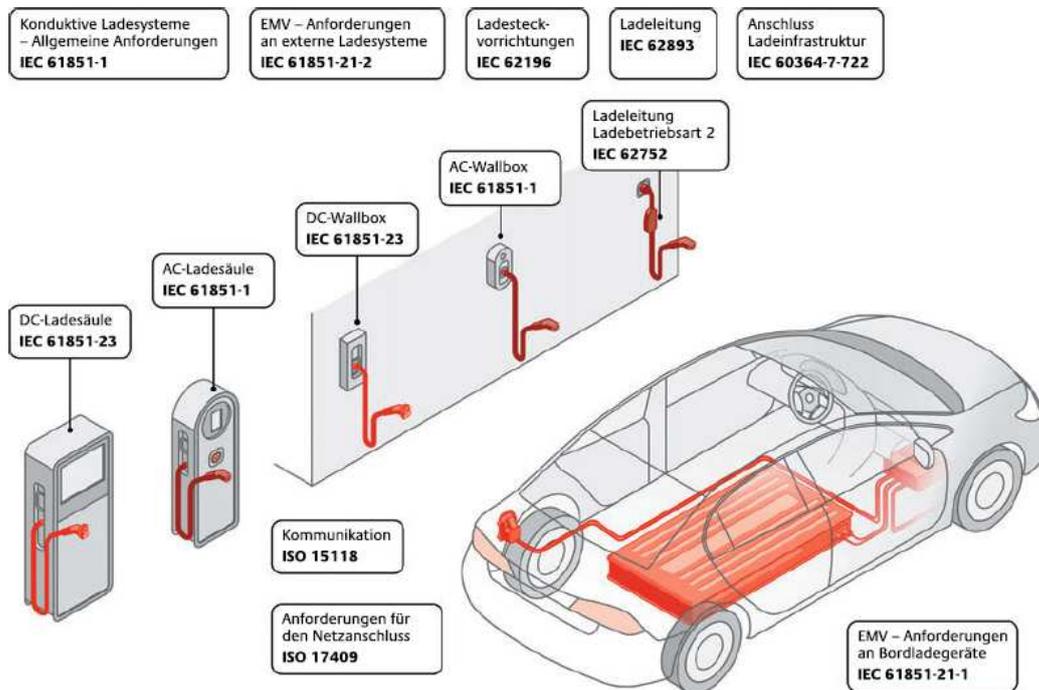


Abbildung 2.11: Anzuwendende Normen bei kabelgebundenen Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen nach [37]

IEC 61851 Ladebetriebsarten - Charge Mode

Die unterschiedlichen Arten, wie ein Elektrofahrzeug konduktiv geladen werden kann, sind in der IEC 61851 spezifiziert. Insgesamt sind vier Ladebetriebsarten („charge mode“) festgelegt, welche sich im Wesentlichen durch die maximale Ladeleistung sowie deren Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladepunkt unterscheiden. Nachfolgend werden diese nach [38] näher erläutert.

Ladebetriebsart 1

Als Ladebetriebsart 1 (Mode 1) wird das Laden mit Wechselstrom (AC) an einer landesüblichen Haushaltssteckdose (in Österreich: Stecker-Typ F – „Schutzkontakt-Steckdose“) oder einer 1- oder 3-phasigen CEE-Steckdose (nach IEC 60309-Stecksysteme) bezeichnet. Im Prinzip stellt es einen direkten, unregulierten Anschluss an das Verteilnetz der Netzebene (NE) 7 dar⁵. Es findet keine Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladepunkt statt. Ein negativer Energiefluss (Rückspeisung) ist nicht vorgesehen. Darüber hinaus muss eine Fehlerstromschutzschaltung (FI-Schutz) in der vorgelagerten Hausinstallation sichergestellt werden, da im Ladekabel keine Sicherheitseinrichtungen vorgeschrieben sind. Das AC-Laden ist mit 16 A limitiert, was bei einer einphasigen 3,7 kW bzw. bei einer dreiphasigen 11 kW Ladung entspricht.

Ladebetriebsart 2

Die Ladebetriebsart 2 (Mode 2) unterscheidet sich vom Mode 1 durch eine integrierte Steuer- und Schutzeinrichtung, die sogenannte In Cable Control Box (ICCB). Eine direkte Kommunikation zwischen Ladepunkt und Elektrofahrzeug sowie eine Rückspeisung ist ebenfalls nicht möglich. Gegenüber dem Mode 1 ist bei einem dreiphasigen Anschluss ein maximaler Strom von 32 A zulässig, was einer maximalen Ladeleistung von 22 kW entspricht. Fahrzeugseitig ist das Ladekabel mit einem Typ-2-Stecker ausgestattet (siehe Abschnitt 2.5.4).

Ladebetriebsart 3

Die Ladebetriebsart 3 (Mode 3) ermöglicht erstmals eine direkte Kommunikation zwischen Ladestation und Elektrofahrzeug. Dadurch wird prinzipiell ein V2G-Betrieb ermöglicht, um die Traktionsbatterie als Netzpufferspeicher nutzen zu können. Diese Netzdienstleistungen könnten in Zukunft zur Abdeckung von Spitzenlasten oder aber auch zur Netzstützung

⁵Die Netzebene 7 entspricht in Österreich dem Niederspannungsnetz mit einer Netzspannung von 230 V/400 V (einphasig/dreiphasig) nach IEC 60038. Siehe hierzu Abschnitt 4.1

dienlich sein. Zur Ladung kann in Europa ausschließlich der Typ-2-Stecker verwendet werden. Es ist keine ICCB notwendig, da sämtliche Sicherheitseinrichtungen in der Ladestation verbaut sind. Bei einem dreiphasigen Anschluss ist ein maximaler Strom von 63 A zulässig, was einer maximalen Ladeleistung von 44 kW entspricht.

Ladebetriebsart 4

Bei der Ladebetriebsart 4 (Mode 4) wird mit Hilfe einer geeigneten Gleichstromladestation das Elektrofahrzeug bzw. dessen Batterie direkt mit Gleichstrom (DC) versorgt. Der Vorteil gegenüber einer AC-Ladung liegt im externen Ladegerät, welches nun in der Ladeinfrastruktur verbaut ist, womit sich die Komplexität sowie das Gewicht im Fahrzeug reduziert. Das Ladekabel ist dauerhaft an der Station montiert und beinhaltet sowohl Energie- als auch Steuerleitungen.

IEC 62196 - Steckertypen

Die IEC 62196-2 spezifiziert die Steckvorrichtungen für das AC-Laden eines Elektrofahrzeuges mit Hilfe einer geeigneten Ladeinfrastruktur. Zusätzlich werden in der IEC 62196-3 die Steckvorrichtungen für das DC-Laden angeführt. Für beide Normen gelten außerdem die allgemeinen Anforderungen der IEC 62196-1. Die beschriebenen Steckvorrichtungen sind dabei Teil des Combined Charging System (CCS), die in der EU-Richtlinie 2014/94/EU als Mindestanforderung an einem Ladepunkt im öffentlichen Raum festgelegt wurde (siehe Unterabschnitt 2.9.3). Die Kommunikation zwischen Ladeeinrichtung und Fahrzeug findet über den Control-Pilot Kontakt statt. Zuvor wird über den Proximity-Pilot Anschluss die Anwesenheit festgestellt. Dadurch wird die Sicherheit des Ladevorganges gewährleistet. In Zukunft soll durch diese Kommunikation ein Beitrag zur Smart Grid Integration ermöglicht werden, um beispielsweise lokale Belastungsspitzen zu vermeiden. Abbildung 2.12 zeigt hierzu die entsprechenden Steckertypen für AC- und DC-Ladungen [39].

CHAdeMO - Der japanische Schnittstellenstandard

Der Gleichstrom-Schnellladestandard aus Japan (CHAdeMO) wurde 2010 von einem Industriekonsortium bestehend aus TEPCO, Nissan, Mitsubishi und Fuji Heavy Industries (Subaru) eingeführt. Zusätzlich schlossen sich später zahlreiche namhafte Industriepartner wie Honda, Panasonic und Toyota dem Konsortium an, um den Standard weiter voran zu treiben. Das dabei verwendete CHAdeMO-Protokoll arbeitet nach einem Master-Slave-Prinzip. Dabei meldet das Batterie Management System (BMS) des Autos sämtliche relevanten Parameter (State of Charge (SOC), maximaler Strom, maximale Spannung, Temperatur etc.) der Ladestation, welche wiederum die geforderten Leistungs-Parameter anpasst. Der Ladevorgang

	Haushalts - Steckdose	CEE Steckdose „blau“	CEE Steckdose „rot“	Typ 1 Stecker	Typ 2 Stecker	Tesla Supercharger	CCS Stecker Combo 2	CHAdeMo Stecker
Lade-Art	AC-Wechselspannung					DC-Gleichspannung		
Bauform Ladestecker, Ladesteckdose								
Maximale Ladeleistung	einphasig bis zu 2,3 kW	einphasig bis zu 3,7 kW	dreiphasig bis zu 22 kW	einphasig bis zu 7,4 kW	dreiphasig bis zu 43 kW	bis zu 120 kW	bis zu 350 kW	bis zu 150 kW
Benötigtes Ladekabel	Mode 2 Ladekabel	Mode 2 Ladekabel	Mode 2 Ladekabel	Mode 3 Ladekabel	Mode 3 Ladekabel	Ladekabel wird von der Ladestation bereitgestellt	Ladekabel wird von der Ladestation bereitgestellt	Ladekabel wird von der Ladestation bereitgestellt
Zusätzliche Informationen	Der „Schuko“-Stecker besitzt eine Phase und bietet eine Dauerbelastung maximal 2,3 kW	Der „blau“-Stecker ist auch als „Campingstecker“ bekannt	Der „Rote“-Stecker (CEE16/32, 11/22 kW) auch als „Starkstromanschluss“	Dieser Stecker (SAE J1772-2009) ist vor allem bei asiatischen Herstellern verbaut	Wird auch als „Mennekes-Stecker“ bezeichnet und hat sich als EU-Standard etabliert; wird von den meisten Ladestationen und Fahrzeugen in Europa verwendet	Umgewandelter Typ 2 Stecker – ausschließlich für Tesla Fahrzeuge geeignet	Der Typ 2 Stecker wird um zwei Kontakte für DC-Ladung erweitert; ebenfalls als EU-Standard definiert – hier können auch Typ 2 Stecker für den AC-Betrieb eingesteckt werden	Der als japanische Standard definierte Ladestecker findet sich häufig in asiatischen Fahrzeugen

HOME & SMART Copyright by home&smart

Abbildung 2.12: Steckertypen für AC- und DC-Ladungen [39]

wird somit vom Fahrzeug aus gesteuert. Das CHAdeMO-Protokoll ist nicht kompatibel mit Ladesteckern des Typ 1 oder Typ 2 bzw. des daraus abgeleiteten CCS-Steckers. Aus dieser Tatsache heraus haben sich mittlerweile sogenannte Multi-Standard Schnellladestationen am Markt durchgesetzt. Diese bieten meist einen Typ 2-AC-Stecker sowie einen DC-CCS bzw. einen DC-CHAdeMO-Stecker. In der aktuellen Protokollversion CHAdeMO 1.2 sind maximale Ladeströme von 400 A spezifiziert, was Ladeleistungen von 150 kW ermöglicht. Die CHAdeMO Association hat allerdings in einer angekündigten Protokollversion 2.0 Ladeleistungen von 400 kW in Aussicht gestellt (diese Version wurde 2018 auch bereits veröffentlicht). Dieser Schritt soll der Wettbewerbsfähigkeit des Systems dienen, da mit dem CCS-System bereits Ladeleistungen von 350 kW angekündigt wurden. Darüber hinaus wurde im August 2018 bekannt, dass die CHAdeMO Association und das China Electricity Council (CEC) eine Vereinbarung geschlossen haben, um einen gemeinsamen Schnellladestandard zu entwickeln. Dadurch sollen Ladeleistungen von über 500 kW ermöglicht werden. Somit wird es vermutlich auch in Zukunft mindestens zwei unterschiedliche Ladesysteme für DC-Ladungen geben.

2.5.5 Induktives Laden von Elektrofahrzeugen

Die Anwendung eines induktiven Ladesystems würde einen erheblichen Komfortgewinn für den Anwender bedeuten. Allerdings geht dies mit einem erhöhten Hardware-Aufwand einher. Zusätzlich ist die effiziente elektromagnetische Energieübertragung von einer optimalen Positionierung der korrespondierenden Spulen abhängig. Die Norm IEC 61980-2 spezifiziert

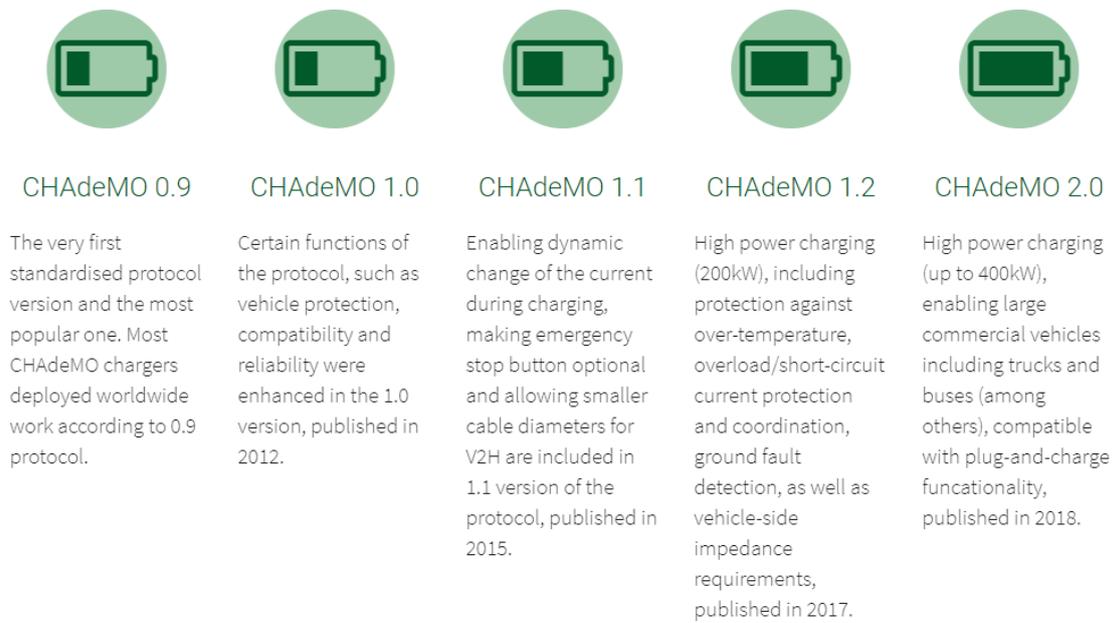


Abbildung 2.13: Entwicklung des CHAdeMO-Protokolls laut CHAdeMO Association [40]

die Sequenz von der Annäherung des Fahrzeuges bis hin zur Ladeeinrichtung und der Energieübertragung. Für induktive Ladevorgänge sind derzeit Ladeleistungen bis zu 22 kW möglich. Ein Überblick der relevanten Normen für das induktive Laden ist in Abbildung 2.14 ersichtlich. Zusätzlich wird den einzelnen beteiligten Komponenten die betreffende Norm zugeordnet.

2.5.6 Typische Lademöglichkeiten und Ladeleistungen

Zusammenfassend gibt Abbildung 2.15 einen Überblick über die drei Lademöglichkeiten: das kabelgebundene AC-Laden, das kabelgebundene DC-Laden und das kabellose Laden. Über allen Ladetechnologien steht die Normenreihe ISO 15118, welche die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Infrastruktur beschreibt. Hervorzuheben sind dabei die jeweils spezifischen maximalen Ladeleistungen. So ist das AC-Laden mit maximal 44 kW spezifiziert, während das DC-Laden schon jetzt mit bis zu 400 kW angegeben wird. Erste Ladestationen, die auch High Power Charging (HPC)-Stationen genannt werden, werden im Moment vor allem mit Ladeleistungen von 150 kW je Ladepunkt errichtet. Diese Infrastruktur soll die Versorgung für Elektrofahrzeuge⁶, welche in den nächsten Jahren auf den Markt kommen und diese hohen Ladeleistungen unterstützen, sicherstellen.

⁶ Als Beispiele für kommende Elektrofahrzeuge mit Ladeleistungen von bis zu 150 kW dienen der Porsche „Taycan“ und der Audi „e-tron quattro“.

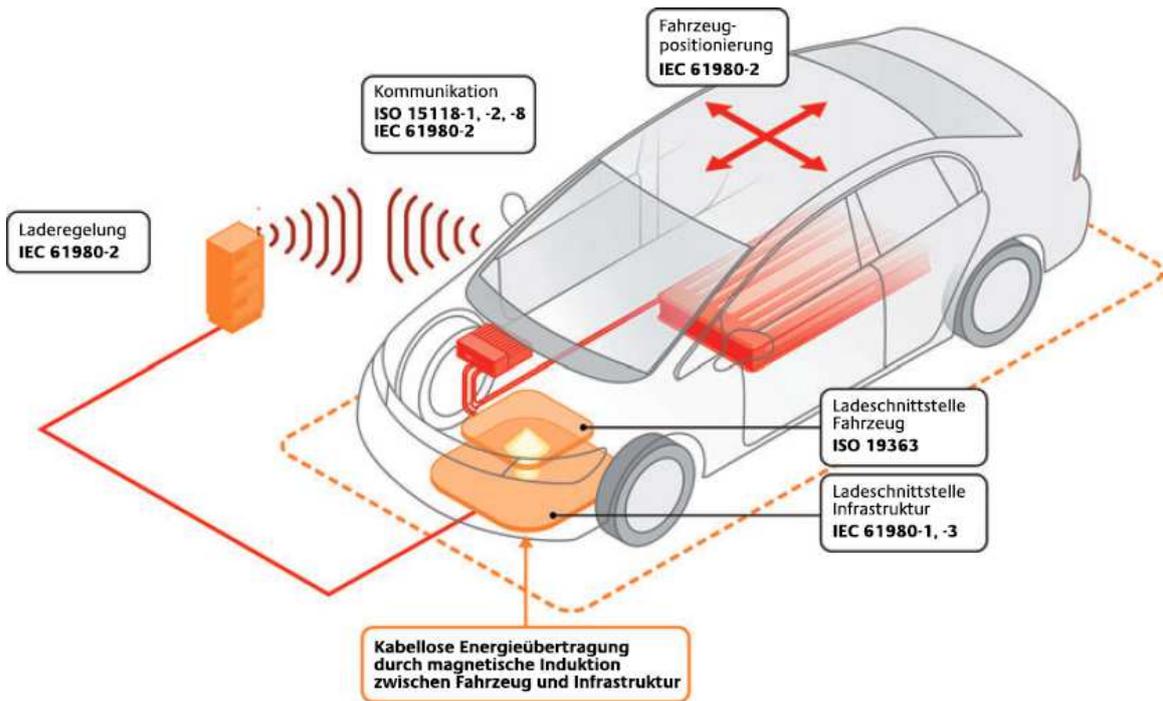


Abbildung 2.14: Induktives Laden von Elektrofahrzeugen [37]

Magnetische Induktion	AC-Laden	DC-Laden
3,7 kW	3,7 kW	
7,4 kW		
11 kW	11 kW	
22 kW	22 kW	
	44 kW	
		50 kW
		150 kW
		400 kW
<p>Primär-, Sekundärspule</p> <p>Kabelloses Laden</p>	<p>Typ 2 Combo 2</p>	<p>Combo 2</p>
ISO 15118 als einheitliche Kommunikation für alle Ladetechnologien		

Abbildung 2.15: Übersicht über Lademöglichkeiten mit typischen Ladeleistungen [37]



Abbildung 2.16: Möglichkeiten der Betankung von elektrisch betriebenen Bussen nach einer Einteilung von [41]

2.6 Möglichkeiten der Betankung von Elektrobussen und Elektronutzfahrzeugen

Für die elektrische Betankung von Elektrobussen sowie von elektrisch betriebenen Kommunalfahrzeugen und Nutzfahrzeugen können aufgrund des Einsatzgebietes, der Einsatzdauer und der fahrzeugspezifischen Dimensionen unterschiedliche Anforderungen an die Ladetechnologie gestellt werden. Abbildung 2.16 zeigt einen Überblick über die Möglichkeiten der Betankung von elektrischen Bussen. Diese Aufstellung kann ebenso auf vergleichbare Fahrzeugtypen übertragen werden. Nachfolgend werden hauptsächlich die induktiven Ladesysteme aus [41] näher diskutiert, da diese in nächster Zukunft die ökonomisch günstigste Variante für eine erste Umsetzung von Ladeinfrastruktur darstellen.

2.6.1 Depotladung, Übernachtladung – Overnight Charging

Die Batterien des Fahrzeugs werden bei dieser Ladestrategie auf dem Betriebsgelände geladen. Hierzu werden die Betriebspausen genutzt, in denen die Fahrzeuge in der Regel induktiv per Stecker (Typ 2) und einer Leistung deutlich unter 100 kW geladen werden. Die längeren Betriebspausen zur Energiezuführung fallen meist nachts bei reduziertem Fahrplanangebot an. Da jedoch längere Betriebspausen je nach Umlaufplanung natürlich auch zu anderen Tageszeiten eintreten können, ist ebenfalls die Bezeichnung für die beschriebene Ladestrategie als Depotladung geeignet. Durch die eingeschränkten Nachlademöglichkeiten während der Betriebspausen im Depot ist eine größere Batteriekapazität als bei anderen Fahrzeug- bzw. Ladekonzepten notwendig, was zu erhöhten Anschaffungskosten führt. Bei aktuellen Fahrzeugen werden Batteriekapazitäten mit mehr als 300 kWh eingesetzt. Als Batteriezellen kommen zumeist sogenannte Hochenergiebatteriezellen zum Einsatz, die sich durch hohe Energie- und niedrige Leistungsdichten auszeichnen. Im Betrieb der Fahrzeuge können Batterieentladungstiefen von bis zu maximal 90 % der Gesamtkapazität auftreten. Aufgrund

dieser charakteristischen Tiefenentladung mit anschließender Vollladung im Betriebshof wird dieses Fahrzeugkonzept auch als Vollader bezeichnet. Trotz der hohen Batteriekapazitäten ist der Einsatz derartiger Fahrzeuge aktuell mit Reichweiteneinschränkungen im Vergleich zu Dieselfahrzeugen verbunden. Praxiserfahrungen zeigen, dass Reichweiten von ca. 200 km bis 300 km möglich sind, jedoch nur unter Einsatz von Brennstoffheizungen für das Heizen des Fahrgastraumes. Ein vollständig emissionsfreier Betrieb ist allerdings in diesem Fall nicht mehr gegeben. Wird das Fahrzeug dagegen elektrisch geheizt und die Energie aus der Batterie entnommen, reduziert sich die Einsatzreichweite signifikant auf deutlich unter 200 km. Je nach Linienbetrieb und Umlaufplanung sind daher häufig zusätzliche Fahrzeuge zur Linienelektrifizierung und Substitution der Dieselfahrzeuge notwendig. Der Aufbau entsprechender Ladeinfrastruktur im Betriebshof orientiert sich an der maximalen Anzahl der gleichzeitig abgestellten Batteriefahrzeuge. Bei größerer Fahrzeuganzahl und simultanem Laden sind zusätzlich bei der Errichtung der Ladeinfrastruktur energetische Aspekte der Energiebereitstellung aus dem Verteilnetz zu berücksichtigen (vgl. hierzu Kapitel 6).

2.6.2 Gelegenheitsladung – Opportunity Charging

Die Ladestrategie der Gelegenheitsladung umfasst alle Konzepte, bei denen eine Energieübertragung mehrmals für einige Minuten während des Betriebs entlang einer Linie an dafür vorgesehenen Haltestellen erfolgt. Prädestinierte Haltestellen für Schnellladepunkte sind beispielsweise Endhaltestellen, an denen während der Wendepausen nachgeladen werden kann. Dieses Konzept hebt grundsätzlich die Reichweitenbeschränkung batteriebetriebener Fahrzeuge auf und ermöglicht einen ganztägigen Betrieb. Allerdings ist durch die Errichtung von Ladepunkten außerhalb des Betriebshofs der Fahrzeugeinsatz an den jeweiligen Linienbetrieb gebunden. Im Gegensatz zum Depotlader kann die Batteriekapazität für das Gelegenheitsladen bei den konzipierten Fahrzeugen kleiner dimensioniert werden, sodass sich Fahrzeugkosten- und Gewichtsvorteile realisieren lassen. Die Energieübertragung erfolgt mittels konduktiver Ladeschnittstellen (Typ 2), aber auch elektromagnetische Induktion ist denkbar. Beim konduktiven System, beispielsweise einem Pantografen-System, können die aktiven Verbindungselemente entweder auf dem Dach des Fahrzeuges oder in die am Straßenrand errichtete Ladeinfrastruktur integriert werden. Weiterhin können die Ladesysteme nach automatisierter und manueller Kontaktierung differenziert werden. Bei den manuellen Systemen handelt es sich um konduktive Steckverbindungen (Plug-in), die einen erhöhten Personaleinsatz im Sinne einer manuellen Tätigkeit erfordern. Bei automatischen Systemen hingegen bedarf es keines personellen Mehraufwands zum Einleiten des Ladevorgangs. Neben den Schnellladepunkten entlang der Linie sind zusätzliche Ladeeinrichtungen wie beim Depotlader auf den Abstellplätzen der Fahrzeuge zur Batteriekonditionierung (Thermomanagement und Balancing) vorzuhalten. Aufgrund der hohen Ladeleistungen von deutlich über 100 kW kommen für die Gelegenheitsladung sogenannte Hochleistungsbatterien (hohe

Leistungsdichte, niedrige Energiedichte) zum Einsatz. Die Anzahl an Nachlademöglichkeiten entlang der Linie unterliegt einer Vielzahl von Einflüssen und Randbedingungen und ist mit zum Teil erheblichen finanziellen Investitionen in die Ladeinfrastruktur verbunden.

2.6.3 Gelegenheitsladung durch partielle Oberleitung

Bei einem konventionellen Oberleitungsbussystem erfolgt die Zufuhr der elektrischen Energie durch eine Oberleitungsanlage bei nahezu zeitgleicher und permanenter Umwandlung in kinetische Energie, sodass die Busse innerhalb des elektrifizierten Liniennetzes keiner Reichweitenbeschränkung unterliegen. Durch den Einsatz von Hochleistungsbatterien in leitungsgebundenen Bussen, die während der Fahrt unter der Oberleitung geladen werden, kann die Autonomie des Fahrzeugs mit einem begrenzten Radius auf Bereiche ohne Oberleitungen ausgedehnt werden. Dies eignet sich vornehmlich für Streckenabschnitte, die technisch komplexe Oberleitungsstrukturen erfordern, oder für Stadtgebiete, die besondere Ansprüche an die Stadtbildintegration stellen. Dieses Konzept stellt eine vielversprechende Option für Städte dar, die bereits über ein Oberleitungsnetz verfügen, durch die Energiespeicherung im Fahrzeug einen Rückbau der Oberleitungen realisieren oder Außenstadtbereiche ohne Oberleitung bedienen können. Für Neubauprojekte sind die Aspekte der Akzeptanz sowie Bauplanung unter städtebaulichen Gesichtspunkten und die hohen Anschaffungsinvestitionen für die Infrastruktur und Fahrzeuge zu berücksichtigen.

2.7 Open Charge Point Protocol

Das Open Charge Point Protocol (OCPP) wurde 2009 auf Initiative der E-Laad-Stiftung in den Niederlanden entwickelt. Der Zweck des Protokolls liegt in der Schaffung eines offenen, herstellerunabhängigen Kommunikationsstandards zwischen Elektroauto-Ladestation und verschiedensten Verrechnungs- und Managementsystemen. Zusätzlich wurde von der Open Charge Alliance (OCA) im Mai 2015 das Open Smart Charging Protocol (OSCP) Version 1.0 veröffentlicht. Dieses Protokoll kann verwendet werden, um eine 24 Stunden-Vorhersage der Netzkapazität an den Ladestellenbetreiber zu übermitteln. Der Anbieter kann daraufhin seine Ladeprofile entsprechend den Netzgegebenheiten anpassen. Es ist also eine Möglichkeit der Kommunikation zwischen dem Charge Point Management System (CPMS) und dem Netzbetreiber [42].

OCPP 1.5

Die Version 1.5 des Protokolls ist die derzeit meist implementierte Version des Standards in den Ladestationen. Der Standard bedient sich allgemein dem Simple Object Access Protocol

(SOAP)-Framework, welches eine Kommunikation von Komponenten über das Internet ermöglicht und somit bereits das Senden und Empfangen von Nachrichten beherrscht. Der Inhalt einer SOAP-Nachricht wird nach dem Extensible Markup Language (XML) Standard erstellt. Zusätzlich zum geschriebenen Text können XML-Nachrichten auch Bilder und ausführbaren Code enthalten. In OCPP 1.5 sind 25 Funktionen beschrieben. Davon werden 10 von der Ladestelle (Autorisierung, Datentransfer, Messwerte, Statusbenachrichtigungen etc.) und 15 (Reservierungen, Remoteaktionen, Reset etc.) vom Zentralsystem initiiert. Wenn die Kommunikation zwischen einer Ladestelle und dem Zentralsystem stattfindet, beginnt sie immer mit einer Anforderung (Request). Der Empfänger der Nachricht antwortet immer mit einer Bestätigung (Confirm).

OCPP 1.6

Die Version 1.6 des Protokolls beinhaltet sämtliche Funktionalitäten seiner Vorgängerversion. Zusätzlich wird das JavaScript Object Notation (JSON) Format unterstützt, was zu einer Reduzierung des Datenverkehrs sorgt. Es wurden auch einige Ergänzungen bezüglich Konfigurationen im Offline-Betrieb und der Autorisierung geschaffen. Die größte Innovation liegt aber in der Einführung des Smart Charging Supports. Dieser berücksichtigt Ladeprofile und kann für sogenanntes Load-Balancing (Lastverteilung) verwendet werden.

OCPP 2.0

Version 2.0 stellt den aktuellen Stand der Technik des OCPP dar. Im Moment wird versucht, die Ladeinfrastrukturen flächendeckend auf diese Version zu aktualisieren. Der Standard ist weiterhin abwärtskompatibel. Zu den Erweiterungen gehören unter anderem:

- Verbesserungen im gesamten Security-Bereich (Zertifikat-Handling, Sicherheitsprofile, Sicherheitsüberwachung etc.)
- Verbesserter Smart Charging Support (Vehicle to grid, Externe smart charging Signale und Support für ISO 15118)
- Unterstützung der Darstellung von Tarifen und Kosten
- Automatische Sprachoberfläche am Terminal abhängig vom Terminalbenutzer
- Erweiterte Autorisierungsoptionen (z. B. Bluetooth, Plug and Charge, mechanischer Schlüssel etc.) zusätzlich zu Radio-Frequency Identification (RFID)
- Verbesserte Unterstützung für die Anzeige am Ladepunkt
- Unterstützung beim Starten von Transaktionen mit Zahlungsterminals
- Erweiterte Unterstützung für gruppentransaktionsbezogene Meldungen zur Unterstützung des Zentralsystems bei der Abwicklung der Transaktionen
- Markieren von Offline-Transaktionen, um das Zentralsystem zu informieren welche Transaktionen während des Ladevorganges offline stattgefunden haben

- Unterstützung eindeutiger lokal generierter Transaktions IDs
- Vorschlag für die digitale Signatur von Messdaten

2.8 Fahrzyklen zur Bewertung von Verbrauch und Emissionen bei KFZ

Ein Fahrzyklus dient dem standardisierten Vergleich von unterschiedlichen Fahrzeugen im Hinblick auf Energieverbrauch bzw. Kraftstoffverbrauch sowie dessen Treibhausgas (THG)-Emissionen. Dabei werden diese Werte bei festgelegten Bedingungen und Geschwindigkeitsprofilen ermittelt. Darüber hinaus wird mit Hilfe dieser Fahrzyklen die Reichweite eines Elektrofahrzeuges ermittelt, indem der entsprechende Zyklus abgefahren wird und die somit erreichte Kilometerleistung als Fahrzeugnormreichweite erfasst wird.

2.8.1 Neuer europäischer Fahrzyklus (NEFZ)

Als NEFZ wird in Europa seit 1992 ein Zyklus für die Bestimmung der Verbrauchs- und Abgaswerte bezeichnet. Dessen Werte werden unter Einhaltung gewisser Kriterien auf einem Rollenprüfstand erhoben. Abbildung 2.17 zeigt den Verlauf dieses Zyklus, welcher sich in zwei Teilzyklen teilen lässt. Der erste Teilzyklus wird ECE-15 oder Urban driving cycle (UDC) genannt und repräsentiert eine Fahrt in der Stadt. Er besteht aus vier Phasen mit konstanten Geschwindigkeitssegmenten sowie Ampelphasen mit längeren Stehzeiten. Im zweiten Testzyklus wird eine Überlandfahrt nachempfunden. Dieser Teilzyklus wird Extra urban driving cycle (EUDC) genannt und besteht aus verschiedenen konstanten Geschwindigkeitsanteilen (bis zu 120 km/h), welche sowohl Fahrten auf Landstraßen als auch auf Autobahnen berücksichtigen sollen. Vier ECE-15 und ein EUDC ergeben zusammen den NEFZ [43].

2.8.2 Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure (WLTP)

Der WLTP ist mit 1. September 2017 in der EU eingeführt worden und gilt für PKW sowie für leichte Nutzfahrzeuge. Insgesamt wurden drei verschiedene Prüfzyklen mit der Bezeichnung Worldwide harmonized Light Duty Test Cycle (WLTC) entwickelt, die sich über das Verhältnis von Motornennleistung zu Leergewicht ergeben. Dieses sogenannte „Leistungsgewicht“ PW_r , welches in Kilowatt pro Tonne angegeben wird, führt zu nachfolgenden Unterteilungen:

- Klasse 1: Low-Power-Fahrzeuge mit $PW_r \leq 22 \text{ kW/t}$
- Klasse 2: Fahrzeuge mit $22 \text{ kW/t} < PW_r \leq 34 \text{ kW/t}$

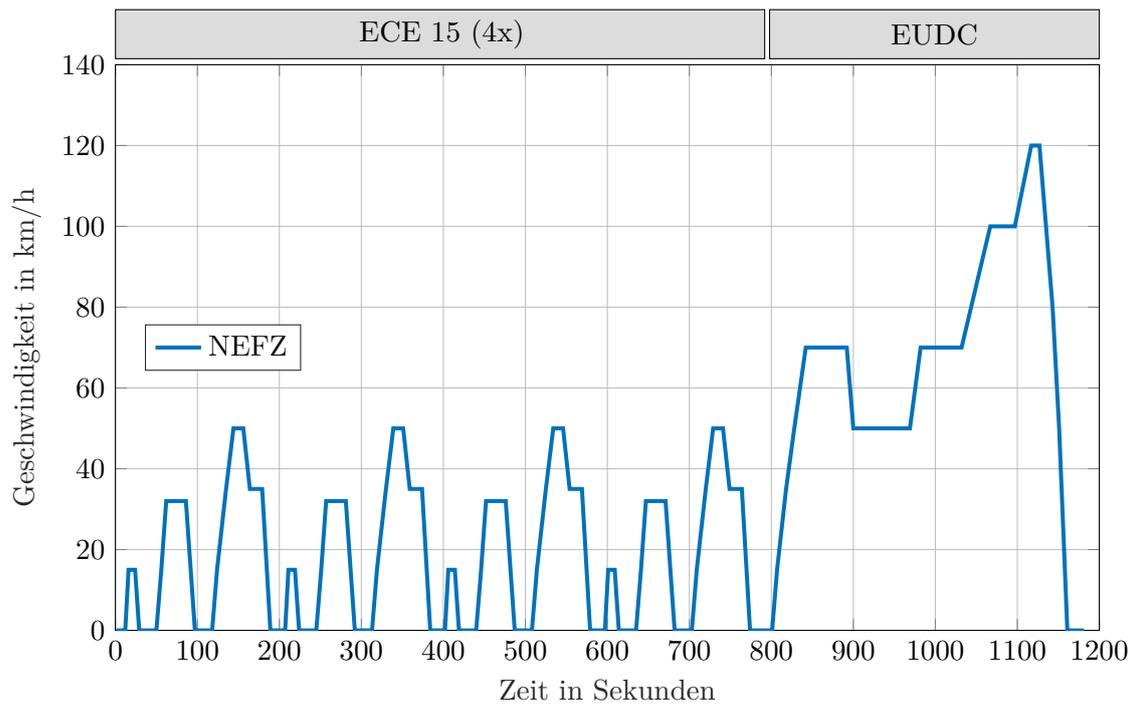


Abbildung 2.17: NEFZ - Neuer Europäischer Fahrzyklus

- Klasse 3: Hochleistungsfahrzeuge mit $PW_r > 34 \text{ kW/t}$

Die meisten in Europa zugelassenen PKW fallen dabei in die Klasse 3 und besitzen somit ein Leistungsgewicht größer als 34 kW/t ⁷. Abbildung 2.18 zeigt den entsprechenden Testzyklus eingeteilt in vier Teilzyklen. Entsprechend der maximal auftretenden Geschwindigkeiten finden sich darin die Abschnitte Low, Medium, High und Extra-High wieder. Diese symbolisieren verschiedene Abschnitte von Straßentypen (Orts-, Land-, Überland- und Autobahnstraßen) [44].

2.8.3 SORT - Standardised On Road Testcycles

Die Standardised On Road Testcycles (SORT) wurden vom Weltverband der Verkehrsunternehmen – Union Internationale des Transports Publics (UITP) als Straßentestzyklen für Niederflur-Stadt-Busse festgelegt. Das Ziel der Einführung war es, ähnlich wie beim PKW, die Busse hinsichtlich des Kraftstoffverbrauches vergleichbar zu machen, da im Moment eine Bewertung für die Typzulassung nur vom Motor und nicht vom gesamten Fahrzeug gefordert wird.

Insgesamt gibt es bei diesen Zyklen fünf verschiedene Teilsegmente, welche aus einer Beschleunigungsphase, einer Konstantfahrt und einem Bremsvorgang mit anschließendem Stopp

⁷entspricht 46 PS/t Leergewicht

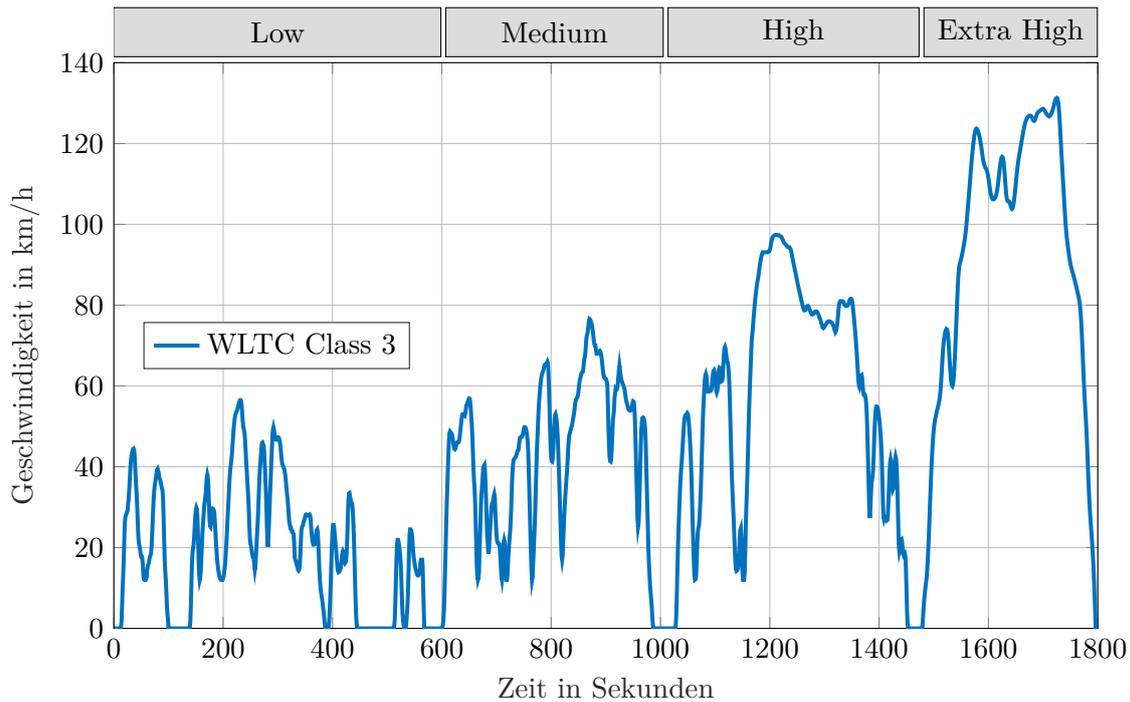


Abbildung 2.18: WLTC der Klasse 3

zusammengesetzt sind. Jeweils drei dieser Segmente bilden einen SORT-Zyklus, welcher je nach Einsatzprofil einen der drei möglichen SORT-Zyklen entspricht [45]. Die Zyklen lassen sich wie in Tabelle 2.1 aufgelistet zusammenfassen [46][47]. Aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen sind die Zyklen des NEFZ und WLTC nicht mit dem SORT vergleichbar und wie bereits erwähnt ausschließlich für Busse gedacht.

2.8.4 Fahrzyklen im Vergleich

Abbildung 2.19 und Tabelle 2.2 stellen die wesentlichen Eckdaten des NEFZ und des WLTC gegenüber. Neben der Erweiterung der Teilzyklen von zwei auf vier Abschnitten ist eine

Tabelle 2.1: Vergleich der drei SORT-Zyklen anhand einzelner Parameter

Zyklus	Verwendung	v_{\max}	v_{avg}	a_{\max}	b_{\max}	Distanz
SORT-1	Schwerer Stadtverk. (Heavy Urban)	40 km/h	12 km/h	1,03 m/s ²	-0,8 m/s ²	0,52 km
SORT-2	Leichter Stadtverk. (Easy Urban)	50 km/h	17 km/h	1,03 m/s ²	-0,8 m/s ²	0,92 km
SORT-3	Vorortverkehr (Suburban)	60 km/h	27 km/h	0,77 m/s ²	-0,8 m/s ²	1,45 km

Tabelle 2.2: Vergleich von NEFZ- und WLTC-Fahrzyklus

Teststart	NEFZ	WLTC
Dauer	19,7 min	30,0 min
Länge	10,9 km	23,3 km
Durchschnittsgeschwindig.	33,3 km/h	46,5 km/h
Maximalgeschwindig.	120 km/h	131,1 km/h
Beschleunigung von 0 auf 60 km/h	26,0 s	10,4 s
Schaltpunkte	festgelegt	variabel
Testtemperatur	30 °C	23 °C
Reduzierung am Testende	4 % Toleranz	entfällt
Testfahrzeug	kann Prototyp sein	muss seriennah sein

Steigerung der Dynamik ersichtlich. Dies ist in höheren Beschleunigungswerten sowie einer erhöhten maximalen Fahrgeschwindigkeit von über 130 km/h festzustellen.

Neben diesen beiden erwähnten Fahrzyklen, welche hauptsächlich für Europa relevant sind, sei an dieser Stelle auf zahlreiche weitere internationale Fahrzyklen, welche zur Anwendung kommen, hingewiesen. Dies sind beispielsweise für Japan der *Japan JC08* und für die Vereinigten Staaten von Amerika die *Federal Test Procedure FTP 75* und die Zyklen der United States Environmental Protection Agency (EPA). Wie umfangreich diese Thematik ist, zeigt in diesem Zusammenhang beispielsweise [48]. In diesem Referenzbuch sind alleine 256 unterschiedlichste Zyklen für die Bewertung von Motorrädern, PKW, LKW und Bussen angeführt.

Generell gilt bei der Angabe von Verbrauchsdaten, aber auch bei Reichweitenangaben bei Elektrofahrzeugen immer zu berücksichtigen, unter welchen Bedingungen diese festgestellt wurden (Norm-Zyklen am Prüfstand oder Realmessung). So ergeben sich teilweise erhebliche Abweichungen von bis zu 25 % bei den Reichweitenangaben gegenüber real gemessenen Bedingungen. Da mit 1. September 2018 die neuen Abgasvorschriften nach WLTC in Kraft treten, wird der dabei ermittelte Wert auch als Bemessungsgrundlage für die KFZ-Steuer (Normverbrauchsabgabe (NoVA)) herangezogen. Allerdings werden diese Werte bis Ende 2019 mit einem von der EU-Kommission veröffentlichten Simulations-Tool⁸ auf NEFZ-Werte zurückgerechnet und als Berechnungsgrundlage für die NoVA und den Sachbezug herangezogen. Mit 1. Jänner 2020 endet diese Prozedur und es können nur mehr die (erhöhten) WLTP-Werte für die Berechnung herangezogen werden [49].

⁸Der „CO2MPAS“ Vehicle Simulator ist zu finden unter: <https://co2mpas.io/>.



Abbildung 2.19: Vergleich von ausgewählten Parametern des NEFZ und des WLTP (gemeint ist genaugenommen der WLTC Class 3) nach [50]

2.9 Bedeutende Regulativen und Richtlinien für die Elektromobilität

Nachfolgend werden einige Regulativen und Richtlinien vorgestellt, die für die Entwicklung der Elektromobilität in den kommenden Jahren von Bedeutung sein werden.

2.9.1 Verordnung über den Geräuschpegel von Kraftfahrzeugen

Am 16. April 2014 wurde im EU Parlament die „Verordnung (EU) Nr. 540/2014 des Europäischen Parlamentes und des Rates über den Geräuschpegel von Kraftfahrzeugen und von Austauschschalldämpferanlagen sowie zur Änderung der Richtlinie 2007/46/EG und zur Aufhebung der Richtlinie 70/157/EWG“ [51] beschlossen und am 27. Mai 2014 im Amtsblatt der EU veröffentlicht. Diese regelt die Geräuschemissionen eines KFZ und spezifiziert Grenzwerte sowie einheitliche Messverfahren zur Feststellung eben dieser. Dabei wurde in Artikel 8 festgelegt, dass ab dem 1. Juli 2019 in neuen Fahrzeugtypen ein Acoustic

Vehicle Alerting System (AVAS)⁹ einzubauen ist. Ab dem 1. Juli 2021 gilt diese Regelung für alle Hybridelektro- und Elektrofahrzeuge.

Die Anforderungen haben den Vorgaben des Anhangs VIII (Vorschriften für das akustische Fahrzeug-Warnsystem) dieser Verordnung zu entsprechen. Derzeit sind folgende Systemanforderungen aufgelistet (Auszug aus dem Anhang VIII Abschnitt III):

1.) Betriebsbedingungen

- a) Schallerzeugungsverfahren: Das AVAS muss mindestens im Geschwindigkeitsbereich zwischen dem Anfahren und einer Geschwindigkeit von etwa 20 km/h sowie beim Rückwärtsfahren automatisch ein Schallzeichen erzeugen. Wenn das Fahrzeug mit einem Verbrennungsmotor ausgestattet ist, der innerhalb des vorstehend definierten Geschwindigkeitsbereichs in Betrieb ist, darf das AVAS kein Schallzeichen erzeugen. Bei Fahrzeugen, die über eine eigenständige akustische Warneinrichtung für das Rückwärtsfahren verfügen, ist es nicht erforderlich, dass das AVAS beim Rückwärtsfahren ein Schallzeichen erzeugt.
- b) Schalter: Das AVAS muss mit einem für den Fahrer leicht erreichbaren Schalter ausgestattet sein, der die Aktivierung bzw. Deaktivierung ermöglicht. Beim Neustart des Fahrzeugs muss das AVAS automatisch die Stellung „EIN“ einnehmen.
- c) Dämpfung: Der Geräuschpegel des AVAS darf während des Fahrzeugbetriebs verringert werden.

2.) Art und Lautstärke des Schallzeichens

- a) Das AVAS muss ein Dauerschallzeichen erzeugen, das Fußgänger und andere Verkehrsteilnehmer vor einem in Betrieb befindlichen Fahrzeug warnt. Das Schallzeichen sollte eindeutig auf das Fahrzeugverhalten hinweisen und mit dem Geräusch eines mit Verbrennungsmotor ausgestatteten Fahrzeugs der gleichen Klasse vergleichbar sein.
- b) Das vom AVAS zu erzeugende Schallzeichen muss eindeutig auf das Fahrzeugverhalten hinweisen, z. B. durch eine automatische Veränderung des Geräuschpegels oder von Merkmalen in Abhängigkeit von der Geschwindigkeit des Fahrzeugs.
- c) Der vom AVAS erzeugte Geräuschpegel darf den ungefähren Geräuschpegel eines ähnlichen Fahrzeugs der Klasse M1, das mit einem Verbrennungsmotor ausgestattet ist und unter den gleichen Bedingungen betrieben wird, nicht überschreiten.

Die Fertigstellung der AVAS Anforderungen VIII (Verordnung (EU) Nr. 540/2014) erfolgten final mit dem 1. Juli 2017 und wurden an die Europäische Kommission übermittelt. Diese hat bis zum 16. September 2019, Zeit die ausführlichen technischen Anforderungen an die Leistung des AVAS im Anhang VIII zu überarbeiten und in Form eines delegierten Rechtsaktes zu erlassen [52].

⁹entspricht einem *Warngeräuschgenerator*, welcher ein akustisches Warnsignal abgibt

2.9.2 Eichrechtskonforme Abrechnung an (Schnell-)ladeinfrastruktur

Da im Moment noch kein geeichter DC-Zähler auf dem Markt erhältlich ist, sieht das Bundeswirtschaftsministerium in Deutschland eine Kompromisslösung vor, die den Unternehmen bis zum 31. März 2019 Zeit für eine Umsetzung gibt. Bis zum 1. April 2019 müssen alle DC-Säulen eichrechtskonform sein. Bis dahin ist es aber erlaubt, die interne AC-Messung als Abrechnungsgrundlage zu verwenden. Da diese Messung aber vor der Umwandlung zum DC-Strom erfolgt, müssen bei der Verrechnung pauschal 20 % der kWh-Summe als Verluste abgezogen werden, um den Benutzer hier nicht zu benachteiligen.

Die Notwendigkeit eines solchen Zählers würde man durch eine Abrechnung per Flatrate oder einer Pauschale vermeiden. Bei einer erwarteten erhöhten Durchdringung an Fahrzeugen wäre diese Form der Abrechnung allerdings ungeeignet. Ferner ist es möglich, eine Abrechnung per Parkgebühr durchzuführen, was im Wesentlichen einer Abrechnung nach Zeit entspricht. Dies kann z. B. auch über eine integrierte Smart Meter-Uhr erfolgen.

Mit Fertigstellung der VDE-Anwendungsregel „AR 2418-3-100 Elektromobilität – Messsysteme für Ladeeinrichtungen“ wurden vorerst einheitliche Mindestanforderungen an eichrechtskonforme und interoperable Wechsel- und Gleichspannungssysteme veröffentlicht. Es bestand nun bis zum September 2018 die Möglichkeit, Stellung zum Ergebnis der Arbeitsgruppe zu beziehen. Anschließend wurden sämtliche eingegangenen Kommentare vom Arbeitskreis bearbeitet und bewertet [53].

2.9.3 Richtlinie über den Aufbau der Ladeinfrastruktur für alternative Kraftstoffe

Die Richtlinie 2014/94/EU [54] über den „Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ dient seit dem Oktober 2014 als richtungsweisende Grundlage für zukünftige Mobilitätsstrategien vieler Länder und Regionen. Dabei ist diese Richtlinie Bestandteil des Maßnahmenpaketes „Clean Power for Transport“, dessen wesentlichen Ziele sind:

- die Erdölabhängigkeit des Verkehrs zu reduzieren (Entkarbonisierung des Verkehrs)
- die Treibhausgasemissionen gemäß den 20-20-20 Zielen¹⁰ und dem EU-Weißbuch Verkehr zu senken
- Luftqualität in städtischen Gebieten zu steigern
- Wettbewerbsfähigkeit der Europäischen Industrie steigern und Wachstum schaffen

Zusammenfassend kann man folgende Punkte der Richtlinie hervorheben:

¹⁰Bezogen auf das Jahr 1990 soll bis zum Jahr 2020 europaweit 20 % weniger THG ausgestoßen werden. Der Anteil an erneuerbaren Energien soll auf einen Wert von 20 % gesteigert werden und die Effizienz um 20 % erhöht werden.

ÜBERBLICK ÜBER DIE INFRASTRUKTURZIELE

K R A F T S T O F F E	Verkehrsträger		Straße			Wasser	
			Kraftfahrzeuge		Schwerlast-LKW	Seehäfen	Binnenhäfen
			Städt. bzw. vorstädt. Ballungsräume	TEN-T Kernnetzwerk			
Erdgas	LNG				2025	2025	2030
	CNG	2020		2025			
Wasserstoff					2025		
Elektrizität				2020			2025

Abbildung 2.20: Überblick über die Infrastrukturziele [55]

- Schaffen eines gemeinsamen Rahmens für Maßnahmen zum Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe
- Festlegen von Mindestanforderungen für die Errichtung von Ladeinfrastruktur für alternative Kraftstoffe einschließlich Ladepunkte für Elektrofahrzeuge sowie Erdgas- und Wasserstofftankstellen, die in nationalen Strategierahmen festzulegen sind
- Festlegen gemeinsamer technischer Spezifikationen für Ladepunkte und Tankstellen und Vorgaben für die Nutzerinformation

Bis November 2016 musste ein nationaler Strategierahmen von den Mitgliedsstaaten der EU umgesetzt werden. Dieser Strategierahmen wurde von Österreich unter dem Titel „Saubere Energie für den Verkehr“ veröffentlicht [2] und beinhaltet im Wesentlichen die bereits beschriebenen Punkte der EU-Richtlinie. Einen Überblick über die geplanten Infrastrukturziele gibt hierzu Abbildung 2.20.

2.9.4 Errichtung von Ladeinfrastruktur

Will man in Österreich eine Ladeinfrastruktur errichten, so sind zahlreiche Bundesgesetze, aber auch Landesgesetze für eine einwandfreie Genehmigung zu berücksichtigen. Mittlerweile wurden einige Initiativen für eine Harmonisierung der landesspezifischen Bauordnungen gestartet und in Umsetzung gebracht. Für die Integration einer Ladeinfrastruktur an das öffentliche Stromnetz sind das bundesrechtliche Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG), dessen Landesausführungsgesetze sowie die von der Regulierungsbehörde E-Control verabschiedeten Systementgelte-Verordnung zu beachten. Bei der eigentlichen Installation ist auf das Elektrotechnikgesetz und dessen Verordnungen sowie eine Vielzahl an internationalen Normen zu achten. Zusätzlich sind die landesrechtlichen Bestimmungen

des Baurechts, das Wohnrecht und bei einer Errichtung auf einer öffentlichen Straße die Straßenverkehrsordnung zu berücksichtigen.

Wird eine Ladestation unter Einhaltung der technischen Bestimmungen an das öffentliche Netz angeschlossen, so wird an der Übergabestelle eine Messeinrichtung errichtet und dieser ein Zählpunkt zugewiesen. Der Betreiber der Ladestation schließt mit dem zuständigen Netzbetreiber, welcher ein örtliches Monopol auf diese Infrastruktur besitzt, einen Netzzugangsvertrag auf Basis der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen. Für die Herstellung des Anschlusses wird ein sogenanntes aufwandsorientiertes Netzzutrittsentgelt verrechnet. Zusätzlich ist ein Netzbereitstellungsentgelt zu begleichen. Dieses wird als einmaliger Pauschalbetrag für den Ausbau jener Netzebene eingehoben, welche auch in Anspruch genommen wird (siehe hierzu auch Abschnitt 4.5). Zu diesen beiden Kostenpositionen für die Herstellung kommen anschließend laufende Kosten für die Netznutzung, die Netzverluste und die Messung hinzu. Letztlich wird der mit dem Energielieferanten vereinbarte Preis für die gelieferte elektrische Energie noch hinzugenommen [52].

2.9.5 TAEV 2016

In der aktuellen Fassung der Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze (TAEV) vom September 2016 wurden Themenbereiche wie Photovoltaik in Kombination mit Batterispeicheranlagen, Elektromobilität, Smart Meter und Zählverteiler überarbeitet bzw. neu ausgeführt. Nachfolgend werden die wichtigsten Punkte bezüglich dem Thema Elektromobilität aus [56] angeführt.

Die TAEV beinhaltet eine Übersicht sämtlicher relevanter Normen und Standards. Die wichtigsten wurden in dieser Arbeit bereits abgehandelt und sollen deshalb nicht weiter ausgeführt werden. Zusätzlich werden die Lademodi gemäß EN-61851 (siehe Abschnitt 2.5.4) beschrieben. Bei den Ladeeinrichtungen wird nach ihrem Aufstellungsort zwischen drei möglichen Varianten unterschieden. Diese Ladestationen sind in der Regel eigenständige Kundenanlagen, was eine definierte Übergabestelle mit einem definierten Zählpunkt sowie einer Zählleinrichtung mit Kommunikation erfordert. Der Vor- und Nachzählerbereich unterliegt dabei den Bestimmungen des lokalen Netzbetreibers. Zur Erfüllung der Nullungsverordnung ist überdies eine eigene Erdungsanlage für die Ladeeinrichtung erforderlich. Bei den bereits erwähnten Aufstellungsorten unterscheidet man zwischen:

- 1.) Ladeeinrichtungen im öffentlichen Raum:** Gehört eine Verkehrs- oder Grünfläche einer Gemeinde oder einer Körperschaft öffentlichen Rechts und sind diese frei zugänglich, so spricht man von einem öffentlichen Bereich. Hierunter fallen Gehsteige, Radwege sowie Verkehrsflächen für Kraftfahrzeuge. Ladeeinrichtungen im öffentlichen Bereich werden durch E-Mobility Provider betrieben und müssen mittels Authentifizierung einen *diskriminierungsfreien* Zugang bieten.

2.) Ladeeinrichtungen im halböffentlichen Raum: Sind Verkehrs- oder Grünflächen im privaten Besitz jedoch der Öffentlichkeit frei zugänglich, so befinden sich diese im halböffentlichen Raum. Dies trifft vor allem bei Park- und Kaufhäusern, Gastronomiebetrieben sowie Tankstellen zu. Ladeeinrichtungen können dabei als Kundenanlage oder als eigene Anlage ausgeführt werden, welche den Mindestanforderungen des öffentlichen Bereiches entsprechen müssen. Meist sind diese Anlagen einem geschlossenen Kundenkreis (Betrieb, Hausgemeinschaft, Sharing-Community etc.) zugeordnet. Der Anschluss der Ladestation kann sich auch in der Hauptverteilung der Kundenanlage befinden. In diesem Fall wird ein eigener Zählerplatz benötigt. Die Erdungsanlage der Kundenanlage kann durch die Ladestation mitbenutzt werden.

3.) Ladeeinrichtungen im privaten Raum: Die Ladestation ist in diesem Fall ein Teil der Kundenanlage. Somit muss auch der Vor- und Nachzählerbereich den Anschlussbedingungen des Netzbetreibers entsprechen und dementsprechend ausgeführt werden. Optional kann für einen eigenen Tarif ein eigener Zählplatz installiert werden. Eine zusätzliche Erdungsanlage kann bei einer bereits vorhandenen, dem Stand der Technik entsprechenden Anlage entfallen. Die Ladestation sollte aber einen eigenen Stromkreis besitzen. Bezüglich Netzzurückwirkungen ist der Ladestrom entsprechend dem Netzzugangsvertrag des Kunden zu begrenzen. Einphasiges Laden ist ausschließlich bis 16 A zulässig.

Trotz der Restriktionen im privaten Raum werden von den Herstellern Fahrzeuge angeboten, welche einphasig mit Ladeleistungen von bis zu 7,2 kW laden können, was einem einphasigen Strom von 32 A entspricht. Als Beispiele sei an dieser Stelle der Hyundai Kona, der BMW i3 oder der Mercedes EQC angeführt. Diese Hersteller müssen ihre Fahrzeuge per Software an die länderspezifischen Gegebenheiten anpassen und die Ladeleistung somit beschränken. Ferner gibt es die Möglichkeit, ein Fahrzeug zweiphasig mit 16 A zu laden, was wiederum eine Ladeleistung bis zu 7,2 kW ergibt. Diese Variante findet beim e-Golf von VW ihre Anwendung. Dieser Umstand ist dem Konsumenten allerdings nur in den wenigsten Fällen auch wirklich klar.

Bezüglich des Anschlusses an das öffentliche Netz wird darauf hingewiesen, die TOR Teil D1 und D2 zu beachten. Bei einem bidirektionalen Betrieb, welcher in Zukunft durchaus seine Anwendung finden könnte, ist auch der Teil D4 zu berücksichtigen. Alle Anlagen über 3,68 kVA sind über einen Drehstromanschluss anzuschließen. Aus Sicherheitsgründen wird für die Ladung zu Hause ein dezidiertes Home Charging Device – Heimpladestation für E-Fahrzeuge (HCD), empfohlen¹¹. Der Anschluss und die Eignung der Hausinstallation muss dabei von einem befugten Anlagenerrichter durchgeführt werden.

¹¹Die meisten Elektrofahrzeuge können über eine normale Schutzkontaktsteckdose zu Hause geladen werden. Diese Lademöglichkeit sollte aber nur als Notlademöglichkeit betrachtet werden, da ein längerer Betrieb am Ladekabel bzw. an der Hausinstallation zu thermischen Problemen führen könnte.

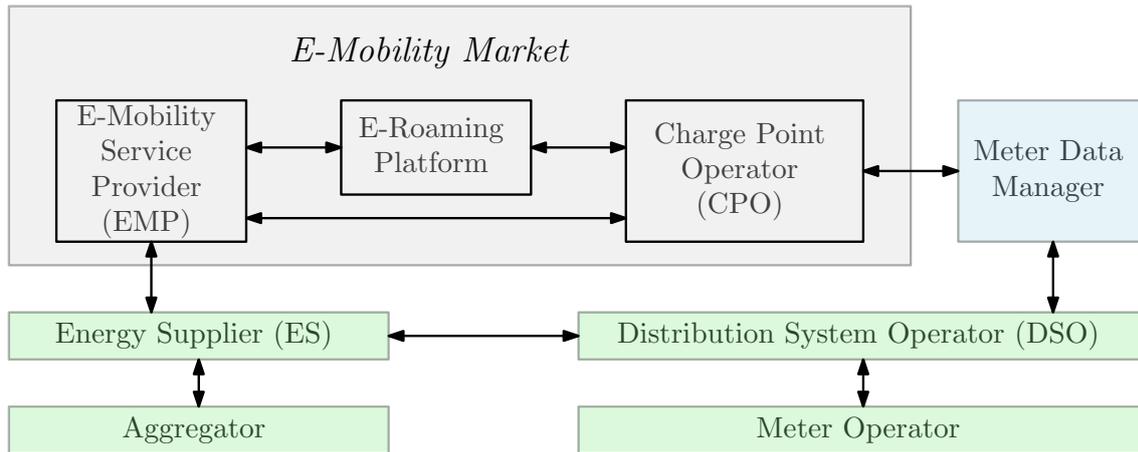


Abbildung 2.21: Marktrollen beim elektrischen Laden [58]

2.10 Marktstruktur beim elektrischen Laden

Der Betrieb einer öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur setzt ein Verständnis der beteiligten Akteure voraus, um die ökonomischen Gegebenheiten besser begreifen zu können. Als ein wichtiger Begriff ist der Charging Station Owner (CSO) zu nennen. Dieser besitzt im Wesentlichen die Ladeinfrastruktur und deren enthaltene Hardware. Dieser Besitzer kann, muss aber nicht immer auch der Betreiber, der sogenannte Charge Point Operator (CPO), sein. Darüber hinaus gibt es noch den E-Mobility Provider (EMP). Dieser Anbieter besitzt eine vertragliche Bindung mit dem Endkunden. Lädt beispielsweise ein Kunde an einer Ladestation eines anderen Betreibers bzw. Anbieters, so wird dieser Ladevorgang bilateral zwischen den beiden Unternehmen abgerechnet, was ähnlich wie im Mobilfunksektor als Roaming bezeichnet wird [57]. Aufgrund dieser komplexen vertraglichen Verflechtungen ergeben sich zur Zeit viele Fragen bezüglich einer transparenten und fairen Preisgestaltung. So ist es für Kunden nicht immer eindeutig feststellbar, nach welchen Kriterien (Zeit, Energie, maximale Ladeleistung, Pauschale etc.) abgerechnet wird und welches Tarifmodell dahinter steht. Einen Überblick über die Rollen im Markt bietet hierzu Abbildung 2.21.



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

Kapitel 3

Power Quality als Kenngröße für Ladeinfrastruktur

Die Erfindung eines Gottlieb Daimler wird für die Entwicklung des Verkehrsgeschehens wohl ohne große Bedeutung bleiben.

(Großer Brockhaus, 1896)

Dieses Kapitel soll die grundlegenden Zusammenhänge und Begrifflichkeiten bezüglich des Themas „Power Quality“ in elektrischen Netzen erläutern. Zusätzlich wird anhand der wichtigsten Normen und Standards das einzuhaltende Regelwerk angeführt und ausgearbeitet.

3.1 Grundlagen und Begrifflichkeiten

Für das Verständnis von einigen elektrotechnischen Größen ist es unabdingbar, diese im Detail zu beschreiben. Vor allem im Bereich der Oberschwingungen gibt es immer wieder unterschiedliche Auffassungen über die Berechnungsverfahren von einzelnen Parametern. Dies gilt besonders, wenn man amerikanische mit europäischen Normen vergleicht. Folgende Ausführungen sollen diesbezüglich Klarheit schaffen.

3.1.1 Leistungsdreieck

Neben den bekannten elektrischen Größen, Strom I und Spannung U , deren Effektivwerte direkt messbar sind, bedarf das Produkt aus diesen beiden, nämlich die elektrische Leistung einer genaueren Betrachtung. So existieren neben der Wirkleistung P auch noch die Blindleistung Q und die Scheinleistung S . Sie sind für einphasige, sinusförmige Wechselstromsysteme über den Phasenverschiebungswinkel φ der Spannung gegen den Strom folgendermaßen definiert [59]:

$$S = U \cdot I \geq |P| \quad (3.1)$$

$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (3.2)$$

$$Q = U \cdot I \cdot \sin \varphi. \quad (3.3)$$

Während die elektrische Wirkleistung an einem Verbraucher Arbeit verrichtet, wird die Blindleistung hingegen für den Auf- bzw. für den Abbau des elektrischen (kapazitive Verbraucher) bzw. des magnetischen Feldes (induktive Verbraucher) benötigt. Die pythagoreische Summe dieser beiden Leistungen ergibt schließlich die Scheinleistung S zu

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (3.4)$$

Zusätzlich ist in der Gesamtblindleistung Q die Verzerrungsblindleistung D , welche bei rein sinusförmiger Spannung¹ durch die Oberschwingungen des Stroms im Netz verursacht wird, sowie die Blindleistung der Grundschwingung Q_1 enthalten

$$Q = \sqrt{Q_1^2 + D^2}. \quad (3.5)$$

Diese Oberschwingungen entstehen bei nichtlinearen Verbrauchern wie Transformatoren, Leuchtstofflampen, Phasenanschnittsteuerungen und dergleichen. Eine dreidimensionale Darstellung der einzelnen Leistungsgrößen ist in Abbildung 3.1 zu sehen. Zusammenfassend kann für die Leistungsgrößen folgende Formel angegeben werden:

$$S^2 = S_1^2 + D^2 = \underbrace{P^2 + Q_1^2}_{S_1^2} + D^2 = P^2 + Q^2. \quad (3.6)$$

Das Verhältnis vom Betrag der Wirkleistung P zur Scheinleistung S bezeichnet schließlich den Gesamtleistungsfaktor λ . Es gilt allgemein nach der Norm DIN² 40110:

$$\lambda = \frac{|P|}{S} = \frac{I_1}{I} \cdot |\cos \varphi_1| = g \cdot |\cos \varphi_1| \leq 1. \quad (3.7)$$

Dabei ist I_1 der Grundschwingungseffektivwert des Stroms, I der Gesamteffektivwert des Stroms, g der Grundschwingungsgehalt des Stroms und $\cos \varphi_1$ der Verschiebungsfaktor,

¹Wäre die Spannung nichtsinusförmig, der Strom hingegen schon, so würde ebenfalls Verzerrungsblindleistung entstehen.

²Deutsches Institut für Normung e. V. (DIN)

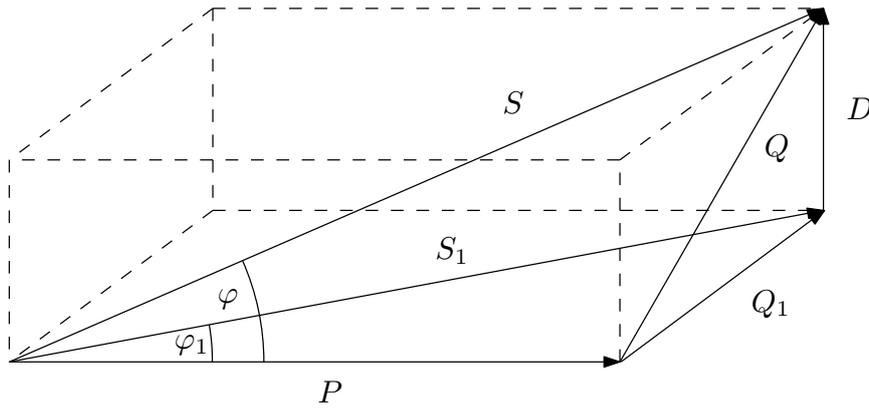


Abbildung 3.1: Leistungsdreieck bei nichtsinusförmigem Strom mit Wirkleistung (P), Gesamtblindleistung (Q), Verzerrungsblindleistung (D) und Scheinleistung (S). Zusätzlich sind die Grundschiebungsblindleistung (Q_1) und die Grundschiebungsscheinleistung (S_1) eingezeichnet (eigene Darstellung nach [60])

welcher bei sinusförmiger Spannung und gleichphasigem sinusförmigen Strom gleich eins ist. Nur unter der Voraussetzung der Sinusförmigkeit von Strom und Spannung ist der Verschiebungsfaktor bzw. der Displacement Power Factor (DPF) dem Leistungsfaktor, oder auch Power Factor (PF) genannt, gleichzusetzen.

Der Leistungsfaktor wird über Oberschwingungsverzerrungen oder Unsymmetrie beeinflusst. Er verschlechtert sich mit erhöhter Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung, steigender Unsymmetrie in den Phasen und mit zunehmendem Oberschwingungsgehalt. Grundsätzlich gilt: Je kleiner die Gesamtblindleistung, desto geringer sind die Verluste und Belastungen im Netz. Dass dies aufgrund der technischen und ökonomischen Möglichkeiten nicht immer erreicht wird, kann anhand nachfolgender Analysen der Messungen aus Abschnitt 6.4 aufgezeigt werden.

3.1.2 Kurzschlussleistung

Die Kurzschlussleistung S_k ist im physikalischen Sinn keine tatsächliche Leistung, da bei ihrer Berechnung Größen verknüpft werden, welche nicht gleichzeitig auftreten können. Formal handelt es sich um eine Scheinleistung bestehend aus dem Kurzschlusswechselstrom I_k an einem Verknüpfungspunkt³ im Netz und der dortigen Netzennspannung U_n [61], [62]:

$$S_k = U_n \cdot I_k \cdot \sqrt{3}. \quad (3.8)$$

³entspricht einem Knoten bzw. dem Point of Common Coupling (PCC)

Die Kurzschlussleistung ist ein Maß für den Innenwiderstand des Netzes. Je größer diese Kurzschlussleistung ausfällt, desto höher ist der mögliche Kurzschlussstrom und desto kleiner ist der Innenwiderstand der Kurzschlussstromquelle. Sie erlaubt also eine Überführung eines Netzes in eine Quellenspannung und eine Netzimpedanz. Der Kurzschlussstrom ergibt sich aus der Netzimpedanz Z zu:

$$I_k = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z}. \quad (3.9)$$

Der Spannungsfaktor c berücksichtigt darüber hinaus, dass sich die den Kurzschlussstrom treibenden Spannungen von der Netznennspannung unterscheiden. Je nach Spannungsebene und Norm (DIN EN 60909-0 VDE 0102:2016-12) unterscheiden sich die minimalen und maximalen Spannungsfaktoren ($c = 0,95 - 1,1$). Die Kurzschlussleistung lässt sich auch folgendermaßen darstellen:

$$S_k = \frac{c \cdot U_n^2}{Z}. \quad (3.10)$$

In [63] wird empfohlen, im Rahmen einer Beurteilung für Anschlussleistungen bis 11 kW eine minimale Kurzschlussleistung von 570 kVA bzw. für Anschlussleistungen größer 11 kW eine minimale Kurzschlussleistung von 750 kVA bzw. den 33-fachen Wert der Anschlussleistung S_A heranzuziehen.

3.1.3 Spannungsunsymmetrie

Als Spannungsunsymmetrie wird jener Zustand in einem Mehrphasensystem bezeichnet, bei dem die Effektivwerte der Spannung zwischen Leitern (Grundschwingungsanteil) oder die Phasenwinkeldifferenzen zwischen aufeinander folgenden Leiterspannungen nicht gleich sind. Als Bewertungskriterium wird das Verhältnis der Gegenkomponente der Spannung und der Nullkomponente⁴ der Spannung zur Mitkomponente dieser Spannung herangezogen (EN 61000-2-2:2002)⁵. Zulässig sind maximal 2 % der Mitsystemkomponente als Gegensystemkomponente von den 10-min-Mittelwerten der Effektivwerte. Dies gilt für 95 % aller Fälle einer Woche. Bei einphasigen Wechselstromverbrauchern sind 3 % zulässig [64].

⁴Die Ausbildung einer Nullkomponente ist stark an die Sternpunktbehandlung des Netzes gebunden.

⁵Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 2-2: Umgebungsbedingungen - Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen (IEC 61000-2-2:2002).

3.1.4 Oberschwingungen

Oberschwingungen im Strom entstehen bei sinusförmiger Spannung durch nichtlineare Verbraucher und Betriebsmittel. Nachfolgende Abschnitte erläutern die Zusammenhänge und Maßnahmen, um diesen unerwünschten Ereignissen so gut als möglich entgegen zu wirken.

Grundlagen der Beschreibung von Oberschwingungen

Oberschwingungen sind periodische Verzerrungen der Sinusform der Spannung oder des Stroms. Diese nicht sinusförmigen, mit der Periode T ablaufenden Vorgänge $f(t)$ lassen sich allgemein durch die Fourier-Reihen beschreiben:

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{\nu=1}^{\infty} a_{\nu} \cdot \cos(\nu\omega t) + \sum_{\nu=1}^{\infty} b_{\nu} \cdot \sin(\nu\omega t) = c_0 + \sum_{\nu=1}^{\infty} c_{\nu} \cdot \sin(\nu\omega t + \varphi_{\nu}), \quad (3.11)$$

$$a_{\nu} = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(t) \cdot \cos(\nu\omega t) \, d\omega t; \quad (3.12)$$

$$b_{\nu} = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(t) \cdot \sin(\nu\omega t) \, d\omega t; \quad (3.13)$$

$$c_0 = \frac{a_0}{2}; \quad c_{\nu}^2 = a_{\nu}^2 + b_{\nu}^2; \quad \varphi_{\nu} = \arctan(a_{\nu}/b_{\nu}). \quad (3.14)$$

Je nach Ordnung unterscheidet man zwischen Grundschwingung ($\nu = 1$) und den Oberschwingungen, auch Harmonische genannt ($\nu = n$, $n \in \mathbb{N}$). Durch Erweitern des Integrationsbereichs lassen sich auch Schwingungen nicht ganzzahliger Ordnung bestimmen, welche Interharmonische oder Zwischenharmonische genannt werden. Schwingungen mit den Ordnungen $\nu < 1$ werden als Subharmonische bezeichnet. Der zur Bewertung relevante Bereich in Energieversorgungsnetzen erstreckt sich üblicherweise auf Ordnungen von $2 \leq \nu \leq 40$ bzw. von $2 \leq \nu \leq 50$ in ausgewählten Normen [65].

In Dreiphasensystemen erzeugen Oberschwingungen mit den Ordnungszahlen 4, 7, 10, usw. ein Mitsystem und besitzen die gleiche Phasenfolge. Oberschwingungen mit den Ordnungszahlen 2, 5, 8, usw. erzeugen ein Gegensystem mit entgegengesetzter Phasenfolge im Vergleich zur Grundschwingung und die Ordnungszahlen 3, 6, 9, usw. ein Nullsystem, welches kein

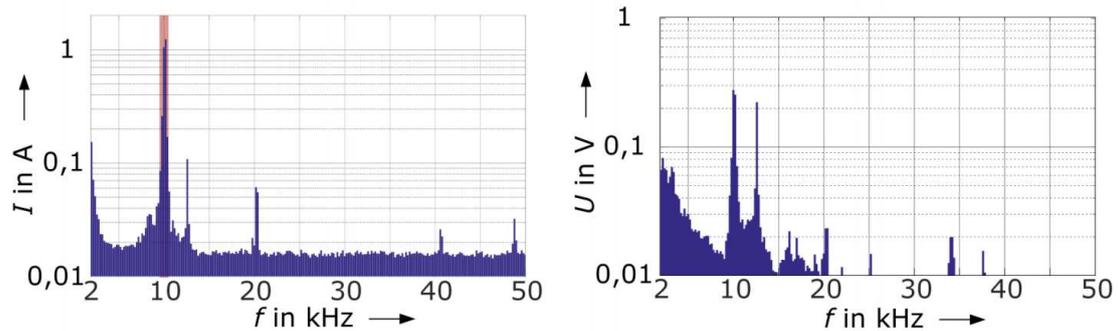


Abbildung 3.2: Supraharmonischer im Spektrum von Strom und Spannung eines ladenden Elektrofahrzeugs [66]

Drehfeld besitzt. Diese Oberschwingungsströme (vor allem die dritte und die neunte Harmonische) summieren sich im Neutralleiter und können zu einer unzulässig hohen Belastung eben dessen führen.

Oberschwingungen mit gerader Ordnungszahl führen dabei zu einer unterschiedlichen Form von positiver und negativer Halbwelle von Strom bzw. Spannung. Oberschwingungen mit ungeraden Ordnungszahlen führen hingegen zu halbwellensymmetrischen Kurvenverläufen.

Zwischen-, Sub- und Supraharmonische

Zwischenharmonische werden Signalanteile genannt, die Frequenzen mit keinem ganzzahligen Vielfachen der Grundschwingung besitzen. Als Subharmonische werden Anteile mit Frequenzen unterhalb der Netzfrequenz bezeichnet. Der meist betrachtete Frequenzbereich für Oberschwingungen befindet sich zwischen 50 Hz und 2500 Hz (50. Oberschwingung bei $f = 50$ Hz). Hochfrequente Rückwirkungen zwischen 2 kHz und 150 kHz werden Supraharmonische genannt und können, so wie auch niederfrequente Oberschwingungen, zu unerwünschten Geräuschen, thermischen Belastungen oder auch zu Informationsübertragungsstörungen z. B. bei Powerline Communication (PLC) führen. Im Moment gibt es keine verpflichtenden Grenzwerte, die diesbezüglich einzuhalten sind, es wird jedoch immer wieder angeregt, eben solche einzuführen.

Die Schaltfrequenz bei ladenden Elektrofahrzeugen, verursacht durch die aktive Power Factor Correction (PFC) des Gleichrichters, liegt bei ca. 10 kHz, weshalb auch hier die größten Emissionswerte zu finden sind. Abbildung 3.2 stellt diesen Sachverhalt grafisch dar. Die Frequenzen um 20 kHz und 40 kHz entsprechen der zweiten und vierten Harmonischen der Schaltfrequenz [66].

THD - Total Harmonic Distortion

Der Gesamtberschwingungsgehalt, Total Harmonic Distortion (THD), oder auch Verzerrungsfaktor genannt, entspricht dem Verhältnis der Summe aller Oberschwingungen bezogen auf die Grundschiwingung⁶. Bezüglich der Spannung gelten die Maximalwerte aus Tabelle 3.10 (siehe hierzu auch EN 61000-2-4). Dabei wird mit U der Effektivwert der Spannung und mit U_1 der Effektivwert der Grundschiwingung angegeben. Meist wird in den Normen eine Berücksichtigung der Oberschwingungsanteile bis zur 40. Oberschwingung vorgenommen. Folglich gilt für die Spannung:

$$THD_U = \frac{\sqrt{U^2 - U_1^2}}{U_1} \approx \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2}}{U_1}. \quad (3.15)$$

Ebenso kann mit I als Effektivwert des Stroms und mit I_1 als Effektivwert der Grundschiwingung des Stroms ein Verzerrungsfaktor definiert werden:

$$THD_I = \frac{\sqrt{I^2 - I_1^2}}{I_1} \approx \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} I_n^2}}{I_1} = \frac{THC}{I_1}. \quad (3.16)$$

Als gesamter Oberschwingungsstrom oder Total Harmonic Current (THC) wird der Gesamteffektivwert der Oberschwingungsströme der Ordnungen 2 bis 40 in der Norm EN 61000-3-2:2015 bezeichnet. Dieser Wert kann hilfreich bei der Auswahl von aktiven Oberschwingungsfilttern sein. Es gilt somit:

$$THC = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} I_n^2}. \quad (3.17)$$

Darüber hinaus wird in manchen Normen ein gewichteter Oberschwingungsteilstrom oder Partial Weighted Harmonic Current (PWHC) angegeben. Dieser Wert besteht aus dem Gesamteffektivwert einer ausgewählten Gruppe von Oberschwingungsströmen höherer Ordnung (beispielsweise der Ordnungen 14 bis 40), die mit der Oberschwingungsordnung n gewichtet wurden:

$$PWHC = \sqrt{\sum_{n=14}^{40} n \cdot I_n^2}. \quad (3.18)$$

⁶Im Gegensatz dazu wird der des Öfteren verwendete *Klirrfaktor* nicht auf die Grundschiwingung, sondern auf das Gesamtsignal bezogen. Zur besseren Unterscheidung wird dieser in der englischsprachigen Literatur als THD_R bezeichnet (THD root mean square).

Der gewichtete Oberschwingungsteilstrom wird benutzt, um sicherzustellen, dass die Wirkung der Oberschwingungsströme höherer Ordnung auf die Ergebnisse ausreichend verringert und Grenzwerte für einzelne Oberschwingungsströme nicht festgelegt werden müssen (siehe EN 61000-3-12:2012).

Bezieht man den PWHC weiter auf den Effektivwert der Grundschwingung, so erhält man den in der Literatur häufig anzufindenden Wert Partial Weighted Harmonic Distortion (PWHD).

$$PWHD = \frac{\sqrt{\sum_{n=14}^{40} n \cdot I_n^2}}{I_1} = \frac{PWHC}{I_1}. \quad (3.19)$$

Der THD_I , also die Verzerrung des Stroms, ist als Ursache für die Verzerrung der Spannung THD_U über die Netzimpedanz anzusehen. Zusätzlich können aber verzerrte Spannungen auch von elektrischen Maschinen oder leistungselektronischen Spannungsquellen herrühren. Ein niedriger THD_U Wert ist als ein Maß für eine gute Spannungsqualität zu bewerten.

Flicker – verursachen z. B. eine spannungsbedingte Leuchtdichteänderung

Unter Flicker versteht man Spannungsschwankungen in elektrischen Netzen die zu einer subjektiven, visuell wahrnehmbaren Leuchtdichteschwankung bei unregelmäßigen Leuchtmitteln wie z. B. Glühlampen führen können. Als Bewertungsgrundlage dienen zwei verschiedene Bewertungsparameter. Zum einen ist dies der Kurzzeit-Flickerwert P_{st} , welcher über ein statistisches Verfahren eines vorgegebenen Beobachtungsintervalles gewonnen wird, und zum anderen der Langzeit-Flickerwert P_{lt} , der sich als kubisches Mittel mehrerer Kurzzeit-Flickerwerte nach folgender Gleichung errechnet:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{st i}^3}{N}}. \quad (3.20)$$

In der Norm EN 61000-3-3:2014⁷ sind die Intervalle und Grenzwerte für P_{st} und P_{lt} spezifiziert und in Tabelle 3.1 aufgelistet.

Vermeidung von Flicker

Die Ursache der erhöhten Flickerwerte liegt meist in häufigen Lastwechseln. Dabei kommt es lediglich auf die Laständerung und nicht auf die absoluten Werte der Last an. Gleichung 3.21

⁷EN 61000-3-3:2014 Grenzwerte - Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungs-Versorgungsnetzen für Geräte mit einem Bemessungsstrom ≤ 16 A je Leiter, die keiner Sonderanschlussbedingung unterliegen

Tabelle 3.1: Beobachtungsintervalle und Grenzwerte für P_{st} und P_{lt} nach EN 61000-3-3:2014

Messwert	Beobachtungsintervall T_p	Grenzwert
P_{st}	10 min	1,0
P_{lt}	2 h	0,65

liefert eine Formel zur Abschätzung der zu erwartenden P_{st} -Werte. Dabei ist n die Anzahl der Laständerungen im Beobachtungsintervall, T_p die Dauer des Beobachtungsintervalls in Sekunden, F der shape factor (entspricht für rechteckige Spannungsänderungen eins) und d die relative Spannungsänderung. Eine Reduktion von P_{st} kann erreicht werden durch weniger Lastwechsel ($n \downarrow$), kleinere Lastwechsel ($dP \downarrow$) oder sanfte ($F < 1$) anstatt harter ($F = 1$) Lastwechsel (z. B. mit Hilfe einer Phasenanschnittsteuerung). Der Zusammenhang zwischen der Größe der Lastwechsel und P_{st} ist dabei linear. Der Zusammenhang zwischen der Anzahl an Lastwechsel pro Zeiteinheit und P_{st} ist jedoch nichtlinear. Für eine Halbierung von P_{st} muss die Anzahl der Lastwechsel ca. um den Faktor neun reduziert werden [67].

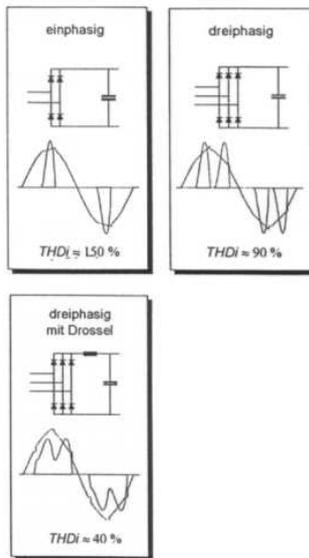
$$P_{st} = \left(\frac{2,3 \cdot n}{T_p} \right)^{\left(\frac{1}{3,2} \right)} \cdot F \cdot d \quad (3.21)$$

$$d = \frac{du}{U_{net}} \cdot 100 = \frac{I}{U_{net}} \cdot Z_{net} \cdot 100 = \frac{dP}{U_{net}^2} \cdot Z_{net} \cdot 100 \quad (3.22)$$

3.1.5 Ursachen der Oberschwingungserzeugung

Oberschwingungen entstehen durch nichtlineare Lasten, welche als Charakteristik einen nicht-sinusförmigen Strom bzw. einen periodischen ein- und ausgeschalteten Stromfluss besitzen. Wie bereits in Unterabschnitt 3.1.4 erläutert, lassen sich diese nichtsinusförmigen Größen, sofern sie periodisch sind, durch eine Fourier-Analyse auf sinusförmige Größen zurückführen. An den Netzimpedanzen verursachen diese Oberschwingungsströme Spannungsabfälle, welche sich der Grundschwingung überlagern und so die Sinusform der Netzspannung verzerren. Als Folge kann der störungsfreie Betrieb anderer Verbraucher beeinträchtigt werden.

Abbildung 3.3 zeigt eine Übersicht typischer Oberschwingungserzeuger und ihrer zu erwartenden Verzerrungen, die als THD_I ausgedrückt sind. Je höher die Pulszahl der Schaltungsart ausgeführt wird, desto geringer sind offensichtlich Oberschwingungen zu erwarten. Ab einer Pulszahl $p \geq 12$ gehören Betriebsmittel zur „Gruppe 1“ der Oberschwingungserzeuger, welche verhältnismäßig geringe Oberschwingungsemissionen aufweisen. Alle Betriebsmittel mit mittlerer und hoher Oberschwingungsemission gehören folglich zur „Gruppe 2“. Die wirksame Oberschwingungslast S_{OS} aller Oberschwingungserzeuger erhält man laut [68] aus:



Tab. 6-4 Merkmale typischer Oberschwingungserzeuger

Schaltungsart	Stromkurvenform	THD _i	Anwendungsbeispiele
Einphasiger Gleichrichter mit Glättungskondensator		≈ 165 % (Gr. 2)	Schaltnetzteile (Fernsehgeräte, Kompaktleuchtstofflampen, EDV-Geräte, Geräte der Unterhaltungselektronik)
6-pulsiger Gleichrichter mit Glättungskondensator		≈ 100 % (Gr. 2)	USV-Anlagen, Frequenzumrichter für Drehstrommotoren (Pumpen, Ventilatoren, Verdichter, Extruder, Mühlen, Brecher, Kranfahrwerke, Aufzüge, Förderanlagen, Rührwerke, Papiermaschinen, Wickelantriebe, Kalandrier, Bandsägen, Hebewerke, Klimageräte)
6-pulsiger Gleichrichter mit Glättungskondensator und -drossel		40 – 70 % (Gr. 2)	
6-pulsiger Thyristorstromrichter mit Glättungsdrossel		25 – 40 % (Gr. 2)	USV-Anlagen, Gleichstromantriebe (Skilifte, Extruder, Bandsägen), Wechselrichter für Windkraftanlagen
12-pulsiger Thyristorstromrichter mit Glättungsdrossel		≈ 15 % (Gr. 1)	Gleichstromantriebe mit hoher Leistung (Walzwerke, Seilbahnen), Wechselrichter für Windkraftanlagen

Abbildung 3.3: Typische Oberschwingungserzeuger nach [68]

$$S_{OS} = 0,5 \cdot S_{Gruppe1} + S_{Gruppe2} \cdot \quad (3.23)$$

Für die Beurteilung der Zulässigkeit gilt daraus der sogenannte Oberschwingungslastanteil, der sich als Verhältnis von Oberschwingungslast S_{OS} zu Anschlussleistung S_A manifestiert. Mit diesem Wert wird mit Hilfe eines Bewertungsdiagramms die Anlage eines Netzbenutzers für die Anbindung an das Netz beurteilt (siehe Unterabschnitt 3.3.3) und gegebenenfalls notwendige Maßnahmen ergriffen, um diese Anbindung zu ermöglichen (Verwendung von Geräten mit geringerem Gesamtüberschwingungsgehalt, Einbau einer Saugkreisanlage, Verwendung einer aktiven Oberschwingungskompensation).

3.1.6 Auswirkungen

Die Auswirkungen von Oberschwingungen sind meist begrenzt auf Verluste, welche wiederum zu thermischen Grenzbedingungen führen können. So treten beispielsweise in Transformatoren erhöhte magnetische Streuverluste und Wirbelstromverluste auf. In elektrischen Antriebsmaschinen werden durch die Oberschwingungen zusätzliche Leistungsverluste in den Wicklungen verursacht, was auch in diesem Fall zu thermischen Problemen führen kann.

3.1.7 Abhilfemaßnahmen

Abhilfemaßnahmen, welche ausführlich in [65] beschrieben werden, lassen sich je nach Anwendungsort unterschiedlich klassifizieren. Die bevorzugte Lösung sollte dabei jedoch

immer eine Maßnahme direkt an der Störquelle sein, da sie in der Regel die billigste Abhilfemaßnahme ist. Meist werden die Probleme aber erst dann erkannt, wenn diese nicht mehr vermeidbar sind, weshalb eine meist teurere Maßnahme an der Störsenke notwendig wird. Nachträgliche Adaptierungen an der Störquelle sind häufig nicht einfach umzusetzen.

Maßnahmen an der Störquelle

Bei leistungsstarken Drehstrombrückenschaltungen kann eine Erhöhung der Pulszahl p wirtschaftlich sein (z. B. von $p = 6$ auf $p = 12$). Die auftretenden Harmonischen der Ordnung $\nu \geq 11$ verursachen geringere Spannungen, wenn sie oberhalb der Netzresonanzfrequenz liegen. Harmonische der fünften oder siebten Ordnung können durch abgestimmte Saugkreise am Entstehungsort *kurzgeschlossen* werden.

Maßnahmen im Übertragungssystem

Die Resonanzfrequenz von Netzen soll nicht bei Harmonischen niedriger Ordnungen liegen, was sich vor allem bei Mittelspannungsnetzen nicht immer vermeiden lässt. Kommt eine Änderung der Netzkonfiguration oder der Kurzschlussleistung nicht in Frage, so bieten Phasenschieberkondensatoren ausgebaut zu Filterkreisen oft eine bereits ausreichende Maßnahme, auch im Niederspannungsnetz.

Maßnahmen an der Störsenke

Störende Harmonische können mit vorgeschalteten Drosselspulen durch Abstimmen auf unter 250 Hz ferngehalten werden. Die Resonanz sollte aber nicht in der Nähe einer vorhandenen Rundsteuerfrequenz liegen. Ferner helfen bei nachrichtentechnischen Geräten leistungsarme Filter gegen Störspannungen sowie Verdrillen der Messleitungen, erdsymmetrischer Betrieb bzw. elektrische oder magnetische Abschirmung gegen kapazitiv oder induktiv eingekoppelte Störungen.

3.2 EMV-Grenzwerte für Betriebsmittel

3.2.1 Grenzwerte für Oberschwingungsströme bei Geräten mit Nennstrom kleiner gleich 16 Ampere

Die EN 61000-3-2:2015 legt die Grenzwerte für Ströme kleiner gleich 16 A je Leiter fest, welche zum Anschluss an ein öffentliches Niederspannungsnetz vorgesehen sind. Ziel der Norm ist, anhand der festgelegten Grenzwerte dafür zu sorgen, dass die Störaussendungspegel die

Tabelle 3.2: Grenzwerte für Geräte der Klasse A (EN 61000-3-2:2015)

Oberschwingungsordnung n	Zulässiger Höchstwert des Oberschwingungsstroms in A
Ungeradzahlige Oberschwingungen	
3	2,30
5	1,14
7	0,77
9	0,40
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15 \times 15/n$
Geradzahlige Oberschwingungen	
2	1,08
4	0,43
6	0,30
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 \times 8/n$

in der EN 61000-2-2:2003⁸ spezifizierten Verträglichkeitspegel nicht überschreiten. In diesem Zusammenhang wurden für eine bessere Einteilung die Geräte in vier Klassen gegliedert:

- Klasse A: Symmetrische dreiphasige Geräte
- Klasse B: Tragbare Elektrowerkzeuge
- Klasse C: Beleuchtungseinrichtungen
- Klasse D: Personal Computer (PC), Monitore, Kühlgeräte und Gefriergeräte

Eine detaillierte Auflistung der Zugehörigkeiten findet sich in der entsprechenden Norm wieder. Nicht genauer kategorisierbare Geräte fallen unter die Klasse A. Für diese zeigt Tabelle 3.2 die Grenzwerte der Oberschwingungsströme.

Für Geräte der Klasse B dürfen die Oberschwingungen des Eingangsstromes nicht die 1,5-fachen Werte der Klasse A aus Tabelle 3.2 überschreiten. Für Geräte der Klasse C gilt bei einer Eingangswirkleistung größer als 25 W die Tabelle 3.3. Bei Glühlampen, die jedoch einen eingebauten Beleuchtungsregler (sogenannte Dimmer) besitzen, ist die Tabelle der Klasse A anzuwenden. Für Geräte mit einer Eingangsleistung kleiner oder gleich 25 W gelten entweder die Werte aus Tabelle 3.3, oder der Oberschwingungsstrom der 3. Ordnung darf nicht mehr als 86 % und der Oberschwingungsstrom der 5. Ordnung nicht mehr als 61 % des Grundschwingungsstroms betragen (weitere Einzelheiten sind der Norm zu entnehmen). Für Geräte der Klasse D müssen die Oberschwingungsströme nach Tabelle 3.4 eingehalten werden.

⁸Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen.

Tabelle 3.3: Grenzwerte für Geräte der Klasse C (EN 61000-3-2:2015)

Oberschwingungsordnung n	Zulässiger Höchstwert des Oberschwingungsstroms, angegeben in Prozent des Grundschwingungs- Eingangsstroms in %
2	2
3	$30 \lambda^a$
5	10
7	7
9	5
$11 \leq n \leq 39$ (nur ungeradzahlige Oberschwingungen)	3
^a λ ist der Leistungsfaktor der Schaltung	

3.2.2 Grenzwerte für Oberschwingungsströme bei Geräten mit Nennstrom zwischen 16 und 75 Ampere

Die Norm EN 61000-3-12:2013 gilt für die Begrenzung von Oberschwingungsströmen von Geräten, die in das öffentliche Niederspannungsnetz einspeisen und Ströme größer 16 A und kleiner gleich 75 A je Leiter führen. Folgende Arten des Anschlusses sind dafür vorgesehen:

- Nennspannung bis zu 240 V, einphasig, zwei oder drei Leiter
- Nennspannung bis zu 690 V, einphasig, zwei oder drei Leiter
- Nennfrequenz von 50 Hz oder 60 Hz

Andere Verteilnetze sind davon ausgenommen. Die in dieser Norm angegebenen Grenzwerte gelten für Geräte und Einrichtungen, die an Netzen mit einer Nennspannung von 230 V und

Tabelle 3.4: Grenzwerte für Geräte der Klasse D (EN 61000-3-2:2015)

Oberschwingungsordnung n	Zulässiger Höchstwert des Oberschwingungsstroms je Watt in mA/W	Zulässiger Höchstwert des Oberschwingungsstroms, in A
3	3,4	2,30
5	1,9	1,14
7	1,0	0,77
9	0,5	0,40
11	0,35	0,33
$13 \leq n \leq 39$ (nur ungeradzahlige Oberschwingungen)	$3,85/n$	siehe Klasse A

Tabelle 3.5: Aussendungsgrenzwerte für Oberschwingungsströme für Geräte, die keine symmetrischen dreiphasigen Geräte sind (EN 61000-3-12:2012)

Mindestwert von R_{SCE}	Zulässige einzelne Oberschwingungsströme I_h/I_{ref} ^a in %						Zulässige Oberschwingungsstrom-Kennwerte in %	
	I_3	I_5	I_7	I_9	I_{11}	I_{13}	THC/I_{ref}	$PWHC/I_{ref}$
33	21,6	10,7	7,2	3,8	3,1	2	23	23
66	24	13	8	5	4	3	26	26
120	27	15	10	6	5	4	30	30
250	35	20	13	9	8	6	40	40
≥ 350	41	24	15	12	10	8	47	47

Die relativen Werte für geradzahlige Oberschwingungen bis zur 12. Ordnung dürfen 16/h % nicht überschreiten. Geradzahlige Oberschwingungen oberhalb der 12. Ordnung werden beim THC und beim $PWHC$ in der gleichen Weise wie ungeradzahlige Oberschwingungen berücksichtigt. Lineare Interpolation zwischen aufeinanderfolgenden R_{SCE} -Werten ist zulässig.

^a I_{ref} = Bezugsstrom; I_h = Oberschwingungsstrom-Komponente

einer Nennfrequenz von 50 Hz betrieben werden. Grenzwerte für andere Netze werden in zukünftigen Ausgaben der Norm hinzugefügt.

Für die Festlegung der Grenzwerte wird das sogenannte Kurzschlussleistungsverhältnis R_{SCE} herangezogen. Es ist definiert als der Quotient von Kurzschlussleistung S_{SC} ($=S_k$ siehe Unterabschnitt 3.1.2) zur Bemessungs-Scheinleistung des Geräts S_{equ} :

$$\begin{aligned}
 R_{SCE} &= \frac{S_{SC}}{3 \cdot S_{equ}}; \text{ für einphasige Geräte} \\
 R_{SCE} &= \frac{S_{SC}}{2 \cdot S_{equ}}; \text{ für zweiphasige Geräte} \\
 R_{SCE} &= \frac{S_{SC}}{S_{equ}}; \text{ für dreiphasige Geräte}
 \end{aligned} \tag{3.24}$$

Geräte und Einrichtungen, die die Grenzwerte für die Aussendung von Oberschwingungsströmen für $R_{SCE} = 33$ einhalten, sind zum Anschluss an *jedem* beliebigen Punkt im Stromversorgungsnetz geeignet. Für Geräte, die dieses Kriterium nicht einhalten, sind höhere Aussendungswerte unter der Voraussetzung zulässig, dass das Kurzschlussleistungsverhältnis R_{SCE} größer als 33 ist. Die Tabellen 3.5 bis 3.8 listen die Grenzwerte der zulässigen Oberschwingungsströme auf.

Die Tabelle 3.7 ist anwendbar auf symmetrische dreiphasige Geräte, wenn folgende Bedingungen erfüllt werden:

- a.) Die Oberschwingungsströme der 5. und 7. Ordnung sind jeweils kleiner als 5 % des Referenzstroms während der gesamten Beobachtungszeit.

Tabelle 3.6: Aussendungsgrenzwerte für Oberschwingungsströme für symmetrische dreiphasige Geräte (EN 61000-3-12:2012)

Mindestwert von R_{SCE}	Zulässige einzelne Oberschwingungsströme I_h/I_{ref} ^a in %				Zulässige Oberschwingungsstrom-Kennwerte in %	
	I_5	I_7	I_{11}	I_{13}	THC/I_{ref}	$PWHC/I_{ref}$
33	10,7	7,2	3,1	2	13	22
66	14	9	5	3	16	25
120	19	12	7	4	22	28
250	31	20	12	7	37	38
≥ 350	40	25	15	10	48	46

Die relativen Werte für geradzahlige Oberschwingungen bis zur 12. Ordnung dürfen 16/h % nicht überschreiten. Geradzahlige Oberschwingungen oberhalb der 12. Ordnung werden beim THC und beim $PWHC$ in der gleichen Weise wie ungeradzahlige Oberschwingungen berücksichtigt. Lineare Interpolation zwischen aufeinanderfolgenden R_{SCE} -Werten ist zulässig.

^a I_{ref} = Bezugsstrom; I_h = Oberschwingungsstrom-Komponente

- b.) Das Gerät besitzt über die Zeit keinen bevorzugten Wert des Phasenwinkels des Oberschwingungsstroms der 5. Ordnung und kann innerhalb des gesamten Intervalls jeden Wert annehmen.
- c.) Der Phasenwinkel des Oberschwingungsstroms der 5. Ordnung liegt bezogen auf die Phasen-Neutralleiter-Spannung während der gesamten Beobachtung im Bereich von 90° bis 150° .

Die Tabelle 3.8 ist anwendbar auf symmetrische dreiphasige Geräte, wenn folgende Bedingungen erfüllt werden:

- d.) Die Oberschwingungsströme der 5. und 7. Ordnung sind jeweils kleiner als 3% des Referenzstroms während der gesamten Beobachtungszeit.

Tabelle 3.7: Aussendungsgrenzwerte für Oberschwingungsströme für symmetrische dreiphasige Geräte unter besonderen Bedingungen (a, b, c) (EN 61000-3-12:2012)

Mindestwert von R_{SCE}	Zulässige einzelne Oberschwingungsströme I_h/I_{ref} ^a in %				Zulässige Oberschwingungsstrom-Kennwerte in %	
	I_5	I_7	I_{11}	I_{13}	THC/I_{ref}	$PWHC/I_{ref}$
33	10,7	7,2	3,1	2	13	22
≥ 120	40	25	15	10	48	46

Die relativen Werte für geradzahlige Oberschwingungen bis zur 12. Ordnung dürfen 16/h % nicht überschreiten. Geradzahlige Oberschwingungen oberhalb der 12. Ordnung werden beim THC und beim $PWHC$ in der gleichen Weise wie ungeradzahlige Oberschwingungen berücksichtigt. Lineare Interpolation zwischen aufeinanderfolgenden R_{SCE} -Werten ist zulässig.

^a I_{ref} = Bezugsstrom; I_h = Oberschwingungsstrom-Komponente

- e.) Das Gerät besitzt über die Zeit keinen bevorzugten Wert des Phasenwinkels des Oberschwingungsstroms der 5. Ordnung und kann innerhalb des gesamten Intervalls jeden Wert annehmen.
- f.) Der Phasenwinkel des Oberschwingungsstroms der 5. Ordnung liegt bezogen auf die Phasen-Neutralleiter-Spannung während der gesamten Beobachtung im Bereich von 150° bis 210° .

Tabelle 3.8: Aussendungsgrenzwerte für Oberschwingungsströme für symmetrische dreiphasige Geräte unter besonderen Bedingungen (d, e, f) (EN 61000-3-12:2012)

Mindestwert von R_{SCE}	Zulässige einzelne Oberschwingungsströme I_h/I_{ref} ^a in %												Zulässige Oberschwingungsstrom-Kennwerte in %	
	I_5	I_7	I_{11}	I_{13}	I_{17}	I_{19}	I_{23}	I_{25}	I_{29}	I_{31}	I_{35}	I_{37}	THC/I_{ref}	$PWHC/I_{ref}$
33	10,7	7,2	3,1	2	2	1,5	1,5	1,5	1	1	1	1	13	22
≥ 250	25	17,3	12,1	10,7	8,4	7,8	6,8	6,5	5,4	5,2	4,9	4,7	35	70
<p>Für $R_{SCE} = 33$ dürfen die relativen Werte für geradzahlige Oberschwingungen bis zur 12. Ordnung 16/h % nicht überschreiten. Die relativen Werte sämtlicher Oberschwingungen von I_{14} bis I_{40}, die in der Tabelle nicht angeführt sind, dürfen 1 % von I_{ref} nicht überschreiten.</p> <p>Für $R_{SCE} \geq 250$ dürfen die relativen Werte für geradzahlige Oberschwingungen bis zur 12. Ordnung 16/h % nicht überschreiten. Die relativen Werte sämtlicher Oberschwingungen von I_{14} bis I_{40}, die in der Tabelle nicht angeführt sind, dürfen 3 % von I_{ref} nicht überschreiten.</p> <p>Lineare Interpolation zwischen aufeinanderfolgenden R_{SCE}-Werten ist zulässig.</p> <p>^aI_{ref} = Bezugsstrom; I_h = Oberschwingungsstrom-Komponente</p>														

Tabelle 3.9: Verträglichkeitspegel für die Grenzabweichung der Spannung, Spannungsunsymmetrie und Schwankungen der Netzfrequenz

Störgröße	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3
Schwankungsbreite der Spannung, Abweichungen auf die Nennspannung $\Delta U/U_N$	$\pm 8\%$	$\pm 10\%$	+10 % bis -15 %
Spannungsunsymmetrie $\Delta U_{\text{neg}}/U_{\text{pos}}$	2 %	2 %	3 %
Abweichungen von der Netzfrequenz $\Delta f/f_n$	± 1 Hz	± 1 Hz	± 1 Hz

3.2.3 Grenzwerte für Oberschwingungsspannungen

Die zulässigen Grenzwerte der Verträglichkeitspegel sind in Umgebungsklassen eingeteilt und in Tabelle 3.9 angeführt. Man unterscheidet drei verschiedene Klassen:

- Klasse 1: Geschützte Versorgungen von empfindlichen Betriebsmitteln wie Labornetze, Rechenzentren etc.
- Klasse 2: Verknüpfungspunkte mit dem öffentlichen Netz und anlageninterne Anschlusspunkte in der Industrie allgemein
- Klasse 3: Anlageninterne Anschlusspunkte in industriellen Umgebungen, z. B. in der Schwerindustrie

Die Maximalwerte des Gesamtoberschwingungsgehalts der einzelnen Klassen nach EN 61000-2-4 werden in Tabelle 3.10 angeführt.

3.3 Power Quality in Verteilnetzen

Unter Power Quality versteht man die Versorgungsqualität im elektrischen Netz. Diese beinhaltet neben der Spannungsqualität und der Stabilität der Netzfrequenz auch noch die Verfügbarkeit oder Versorgungszuverlässigkeit. Nachfolgend sollen die wichtigsten für Österreich relevanten Normen in Bezug auf Power Quality in Verteilnetzen angeführt werden. Diese garantieren den einwandfreien Betrieb von Geräten durch einen sichergestellten Qualitätsstandart in Bezug auf die „Ware“ Strom im elektrischen Verteilnetz.

Tabelle 3.10: Maximalwerte des Gesamtoberschwingungsgehaltes

	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3
THD_U	5 %	8 %	10 %

Tabelle 3.11: Standards und Richtlinien für Oberschwingungen im nationalen und internationalen Vergleich [69]

International					National oder Regional				
Standard / Dokument	IEC 61000-2-12	IEC 61000-3-6	EN 50160	ANSI/IEEE 519	EDF Emeraude contract	Power Quality Richtlinie-Norwegen	NRS048-2-2007	Hydro Quebec	GB/T.14549
Zweck	Elektromagnetische Verträglichkeit	Elektromagnetische Verträglichkeit (Planungsphase)	Spannungsmerkmale	Empfohlene Limits bei Oberschwingungen (im Feld & beim Design)	Spannungsmerkmale	Anwendung durch Regulierer	Anwendung durch Regulierer	Spannungsmerkmale	Strom- und Spannungsmerkmale
Anwendungsgebiet	International	International	Viele europäische Staaten und kleinere Länder weltweit	Einige Länder, vor allem USA	Frankreich	Norwegen	Südafrika	Quebec. CA	China
Spannungsebene	1 bis 35 kV	1 bis 35 kV	1 bis 35 kV	1 bis 69 kV	1 bis 50 kV	≤ 35 kV	1 bis 33 kV	0.75 bis 34.5 kV	0.38 bis 66 kV
MV Ordnung	h ≤ 50	h ≤ 50	h ≤ 40	Alle Ordnungen	h ≤ 25	Alle Ordnungen	h ≤ 50	h ≤ 25	h ≤ 25
THD	8%	6.5 %	8%	5%	8%	8% (10 min-Wert) 5% (Wochendurchschnitt)	8%	8%	0.38 kV 5 % 6 - 35 kV 3%
Messmethode	IEC 61000-4-7				IEC 61000-4-7				

Es sei darauf hingewiesen, dass es im internationalen Vergleich eine Vielzahl an verschiedenen Normen gibt, welche je nach Land ihre Anwendung finden. Einen Überblick über Standards und Richtlinien für Oberschwingungen im nationalen und internationalen Kontext liefert Tabelle 3.11. Gut erkennbar sind die unterschiedlichen THD-Werte sowie die Berücksichtigung von unterschiedlichen harmonischen Ordnungen bei den einzelnen Normen.

3.3.1 EN 50160 – Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

Eine der wichtigsten normativen Regelungen für den Betrieb von elektrischen Versorgungsnetzen ist die EN 50160:2011. Diese beinhaltet die „*Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*“ und beschreibt, definiert und spezifiziert die Netzspannung am Netzanschlusspunkt (Übergabestelle zum Netznutzer) unter normalen Betriebsbedingungen in öffentlichen Niederspannung (NS)-, Mittelspannung (MS)- und Hochspannung (HS)-Wechselstrom-Versorgungsnetzen. Sie garantiert einen gewissen Qualitätsstandard am PCC, damit ein installiertes Gerät einwandfrei seine Funktion erfüllen kann. Zweck dieser Europäischen Norm ist die Definition, Beschreibung und Festlegung der Merkmale der Versorgungsspannung hinsichtlich ihrer Netzfrequenz, Höhe, Kurvenform und Symmetrie der Leiterspannungen.

Nachfolgend werden einige für diese Arbeit wichtige Rahmenbedingungen aus der EN 50160 angeführt. Für eine vollständige Ausführung wird aber auf die Norm [70] selbst verwiesen. Eine übersichtliche Kurzform ist im Anhang in der Tabelle A.6 zu finden.

Tabelle 3.12: Bereich der erlaubten Frequenzabweichungen von der Nennfrequenz

Frequenzänderung	Frequenzbereich	Zeitraum
50 Hz \pm 1 %	d. h. 49,5 Hz bis 50,5 Hz	während 99,5 % eines Jahres
50 Hz – 6 % bis + 4 %	d. h. 47 Hz bis 52 Hz	während 100 % der Zeit

3.3.2 Nennspannung und Frequenz

Die genormte Nennspannung U_n für öffentliche Niederspannungsnetze beträgt $U_n = 230$ V zwischen Außenleiter und Neutralleiter bei Drehstromnetzen mit vier Leitern⁹. Die Nennfrequenz der Versorgungsspannung¹⁰ muss 50 Hz betragen. Dabei muss der 10-Sekunden-Mittelwert der Grundfrequenz bei Netzen mit synchroner Verbindung zu einem Verbundnetz in den Bereichen aus Tabelle 3.12 liegen. Die Versorgungsspannung sollte mit Ausnahme von Intervallen mit Unterbrechungen unter normalen Betriebsbedingungen die Nennspannung U_n nicht um mehr als $\pm 10\%$ überschreiten. Innerhalb eines beliebigen Wochenintervalls müssen unter normalen Bedingungen 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der *Gegensystemkomponente* (Grundschiwingung) der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs von 0 % bis 2 % der entsprechenden *Mitsystemkomponente* (Grundschiwingung) liegen.

Ebenfalls innerhalb eines beliebigen Wochenintervalls müssen unter normalen Bedingungen 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Spannungseffektivwertes jeder einzelnen Oberschwingung kleiner oder gleich der in Tabelle 3.13 genannten Werte sein. Der Gesamtoberschwingungsgehalt THD der Versorgungsspannung (gebildet aus den Oberschwingungen bis zur Ordnungszahl $h = 40$) muss kleiner gleich 8 % sein. Eine grafische Zusammenfassung zu den angeführten Bedingungen liefert Abbildung 3.4.

Abschließend sollen an dieser Stelle einige wichtige Erkenntnisse festgehalten werden. Die EN 50160 ist *keine* EMV-Norm. Sie beschränkt sich auf den Normalbetrieb und muss meist nur zu 95 % der Zeit eingehalten werden. Sie beschreibt die wesentlichen Qualitätsmerkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen im Sinne einer Produktbeschreibung. Für die Einhaltung von Grenzwerten ist im Wesentlichen die Normenreihe EN 61000 heranzuziehen.

⁹Laut der Norm EN 600038:2011 ist darüber hinaus eine Nennspannung von $U_n = 230$ V zwischen den Außenleitern bei Drehstromnetzen mit drei Leitern zulässig.

¹⁰In Niederspannungsnetzen sind die vereinbarte Versorgungsspannung U_c und die Nennspannung U_n gleich.

Tabelle 3.13: Grenzwerte für Oberschwingungsspannungen an der Übergabestelle bis zur 25. Ordnung in Prozent der Grundschwingungsspannung U_1 nach EN 50160:2011 (gültig für NS- und MS-Netze)

Ungerade Harmonische				Gerade Harmonische	
Keine Vielfache von 3		Vielfache von 3		Ordnung h	U_h in %
Ordnung h	U_h in %	Ordnung h	U_h in %		
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,5	6...24	0,5
13	3,0	21	0,5		
17	2,0				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				

3.3.3 D-A-CH-CZ – Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen

Der Netzbetreiber muss den am Netz betriebenen Anlagen die jeweils zulässigen Netzrückwirkungen vorgeben können. Zu diesem Zweck wurden gemeinsame technische Regeln basierend auf langjährigen Erfahrungswerten und technischen Standards entworfen.

Spannungsmerkmale nach EN 50160

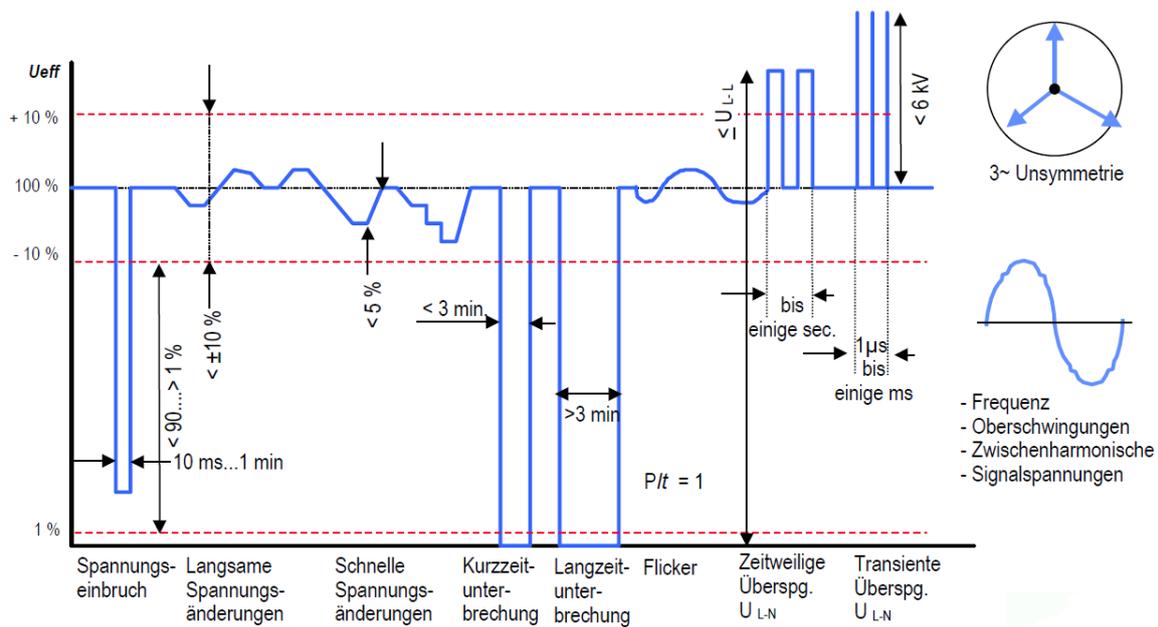


Abbildung 3.4: Spannungsmerkmale laut EN 50160 nach einer Darstellung aus [71]

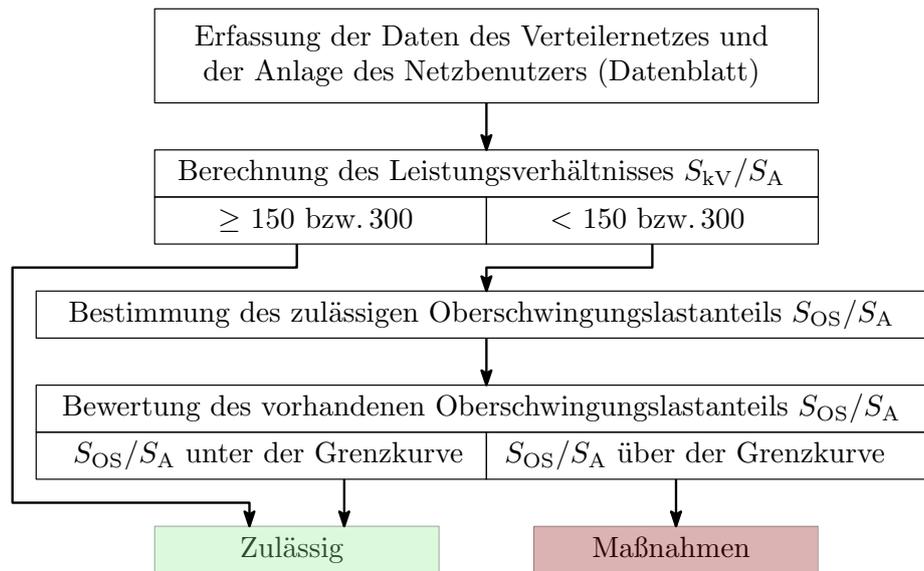


Abbildung 3.5: Beurteilungsschema für Oberschwingungen aus dem Kompendium der Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen

Die *D-A-CH-CZ* [72] beinhaltet die technischen Richtlinien für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen in Deutschland (D), Österreich (A), der Schweiz (CH) sowie Tschechien (CZ) und findet gleichermaßen ihre Anwendung in der TOR in Österreich, der „Verordnung 306“ in Tschechien, den „Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen“ in der Schweiz sowie in den „Technischen Anschlussbedingungen“ (TAB) in Deutschland.

Für die Bewertung der Netzzrückwirkung dient als Grundlage stets die Kurzschlussleistung S_{kV} am PCC. Bei Ermittlung dieser Leistung ist von normalen Bedingungen auszugehen, welche die geringste Kurzschlussleistung ergeben. Zu diesem Zweck findet sich ein Diagramm zur grafischen Ermittlung der Kurzschlussimpedanz und Kurzschlussleistung im Dokument wieder. Ferner werden Vorschriften und Grenzwerte hinsichtlich Spannungsänderungen, Flicker, Spannungsunsymmetrie und Oberschwingungen definiert. Um die Oberschwingungspegel am Anschlusspunkt nach EN 50160 zu (Tabelle 3.13) erfüllen, müssen die zulässigen Pegel auf Seite des Kunden mit Hilfe von Proportionalitätsfaktoren geringer ausgelegt werden. Für die Einhaltung der Verträglichkeitspegel müssen die Oberschwingungsströme der einzelnen Anlagen begrenzt werden. Es werden hierzu Emissionsgrenzwerte für individuelle Ströme als auch für die Gesamtheit aller festgelegt. Abbildung 3.5 zeigt das Beurteilungsschema für die Bewertung von Anlagen bezüglich der Oberschwingungslastanteile und einer möglichen Anbindung der Anlage an das Netz. Die Emissionsgrenzwerte für die Beurteilung sind dem Diagramm aus Abbildung 3.6 zu entnehmen. Zusätzlich wurde zur Beurteilung von Anlagen für den Anschluss an HS-Verteilnetzen ein Ergänzungsdokument verfasst, welches in [73] zu finden ist.

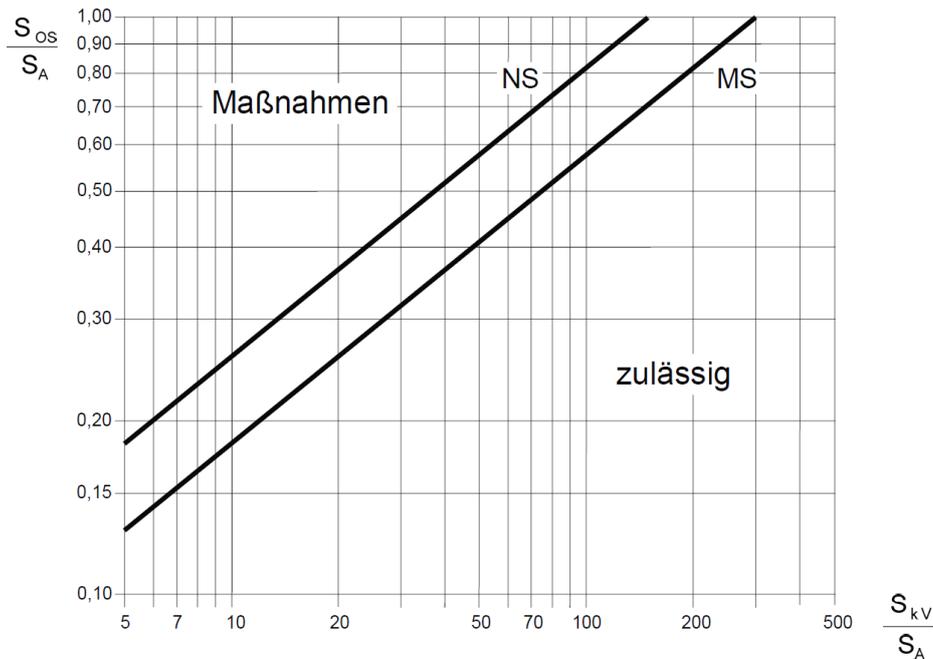


Abbildung 3.6: Diagramm für die Bewertung des Oberschwingungslastanteils in der MS und NS Ebene

3.3.4 TOR - Teil D: Besondere technische Regeln

Seitens der Energie-Control-Austria¹¹ werden „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (TOR) veröffentlicht. Hauptabschnitt D2: *Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen* in der Version 2.3 von 2016 [68] beinhaltet Vorgaben, um den sicheren Betrieb von an das Netz angeschlossenen Betriebsmitteln und elektrotechnischen Anlagen zu gewährleisten.

Emissionen, die zu einer Änderung der Merkmale der Versorgungsspannung führen (z. B. Oberschwingungen, Spannungsänderungen, Flicker, Spannungseinbrüche und Spannungsanhebungen, transiente Überspannungen), die durch den Betrieb einer Erzeugungsanlage hervorgerufen werden, dürfen die in den TOR Hauptabschnitt D2 festgelegten Grenzwerte, jeweils in der geltenden Fassung, nicht überschreiten.

Die Anschlussbeurteilung der Erzeugungsanlage bezüglich der zulässigen Emissionswerte für Netzurückwirkungen erfolgt durch den Netzbetreiber auf Basis der in den TOR Hauptabschnitt D2 festgelegten Grenzwerte. Zur Beurteilung der Netzurückwirkungen ist das Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen (Anhang C des Hauptabschnittes D2 der TOR) auszufüllen¹².

¹¹Die E-Control ist als Regulierungsbehörde das Aufsichtsorgan des österreichischen Energiemarktes und zuständig für die Strom- und Gaswirtschaft.

¹²Aktuelle Fassungen sind unter <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/tor> zu finden.



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

Kapitel 4

Systemische Auswirkungen der Integration von Ladeinfrastruktur auf das Energiesystem

Wir bauen Autos die keiner braucht, aber die jeder haben will.

(Ferdinand Porsche, 1875-1951)

Das Kapitel 4 beinhaltet die Auswirkungen von Ladeinfrastruktur auf das Energiesystem im klassischen Kontext der elektrischen Energietechnik. Dabei wird zunächst ein Überblick über den Aufbau von Drehstromnetzen und die grundlegenden Netzformen gegeben, in der sich die Infrastruktur befinden kann. Ferner werden die möglichen Probleme beim Betrieb der Ladeinfrastruktur erarbeitet und Beispiele aus der Praxis angeführt. Abschließend runden Erkenntnisse und Lösungsvorschläge das Kapitel ab.

4.1 Struktur und Aufbau von Drehstromnetzen

Für einen effizienten Betrieb elektrischer Netze ist eine Aufteilung des Netzes in verschiedene Netzebenen (NE) sinnvoll (vgl. Abschnitt 4.5). So wird durch ein hohes Spannungsniveau und daraus notwendige kleine Ströme eine verlustarme Übertragung über weite Entfernungen ermöglicht. Für die Verteilung und den Anschluss an die Haushalte wird auf eine vergleichsweise geringe Spannung transformiert, um eine vernünftige Handhabung (bezüglich Isolation, Schutz Einrichtung und Gefahr für den Menschen) zu ermöglichen.

Die Abbildung 4.1 zeigt hierzu eine vereinfachte Darstellung der im europäischen Raum üblichen Stromnetzstruktur. Daraus lässt sich der grundlegende Aufbau des elektrischen Netzes erkennen. Ausgangslage ist die großindustrielle Erzeugung der elektrischen Energie (❶) und dessen Kopplung über einen Blocktransformator (❷) mit dem Übertragungsnetz (❸). Zusammen bilden diese Einheiten die NE-1. In dieser Ebene befinden sich beispielsweise große Wasserkraftwerke, Atomkraftwerke aber auch Kohle- und Gaskraftwerke. Die Übertragung findet auf einem Spannungsniveau von 220 kV bzw. 380 kV in der sogenannten

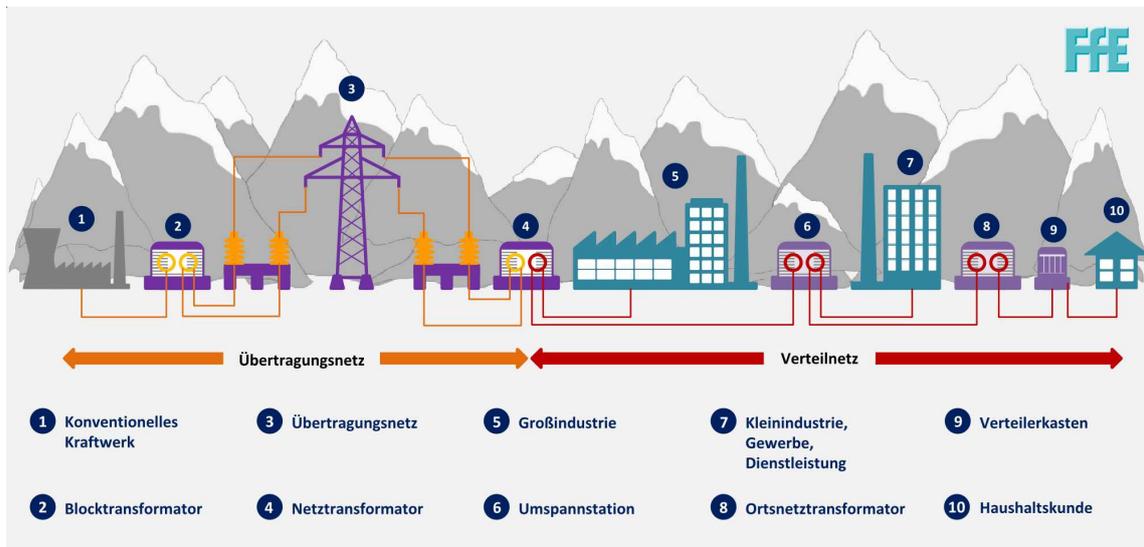


Abbildung 4.1: Eine vereinfachte Darstellung der Struktur des Stromnetzes und dessen beteiligte Komponenten nach [74]

Höchstspannungsebene statt. Über die NE-2 wird mit Hilfe eines Netztransformators (4) eine Verbindung zu überregionalen Verteilernetzen auf der NE-3 hergestellt. In diesen Verteilernetzen befindet sich die Großindustrie (5), sowie mittlere Kraftwerke und auch die Anbindung an das Bahnstromnetz. Es wird von einer 110 kV Hochspannungsebene gesprochen. In der NE-4 wird in einer Umspannstation (6) die Kopplung über Transformatoren mit der NE-5 erreicht. In diesem regionalen Verteilernetz befindet sich die Kleinindustrie und das Gewerbe sowie Windkraftanlagen. Diese sogenannte MS-Ebene wird zwischen 1 kV und 35 kV betrieben. Schließlich wird auf der NE-6 über einen Ortsnetztrafo (ONT) (8) die NS-Ebene, oder auch NE-7 genannt, versorgt. In dieser Ebene werden über den Verteilerkasten (9) die einzelnen Haushaltskunden (10) angespeist und mit einer Spannung von 230 V/400 V versorgt. In dieser Ebene können sich auch kleinere dezentrale Erzeuger wie Photovoltaik (PV)- und Kleinwindkraftanlagen befinden, welche in das vorgelagerte Netz zurückspeisen können.

4.2 Netztopologien

Wie bereits in Abschnitt 4.1 ausgeführt, haben sich im elektrischen Netz verschiedene Spannungsebenen entwickelt. Neben diesen genormten Spannungen, die in der EN 60038:2012-04 [75] zu finden sind, gibt es noch zahlreiche Sonderformen, vor allem in Industrienetzen. Nachfolgend werden die Netztopologien für einen wirtschaftlichen Betrieb in (öffentlichen) Nieder- und Mittelspannungsnetzen nach [64] näher beschrieben.

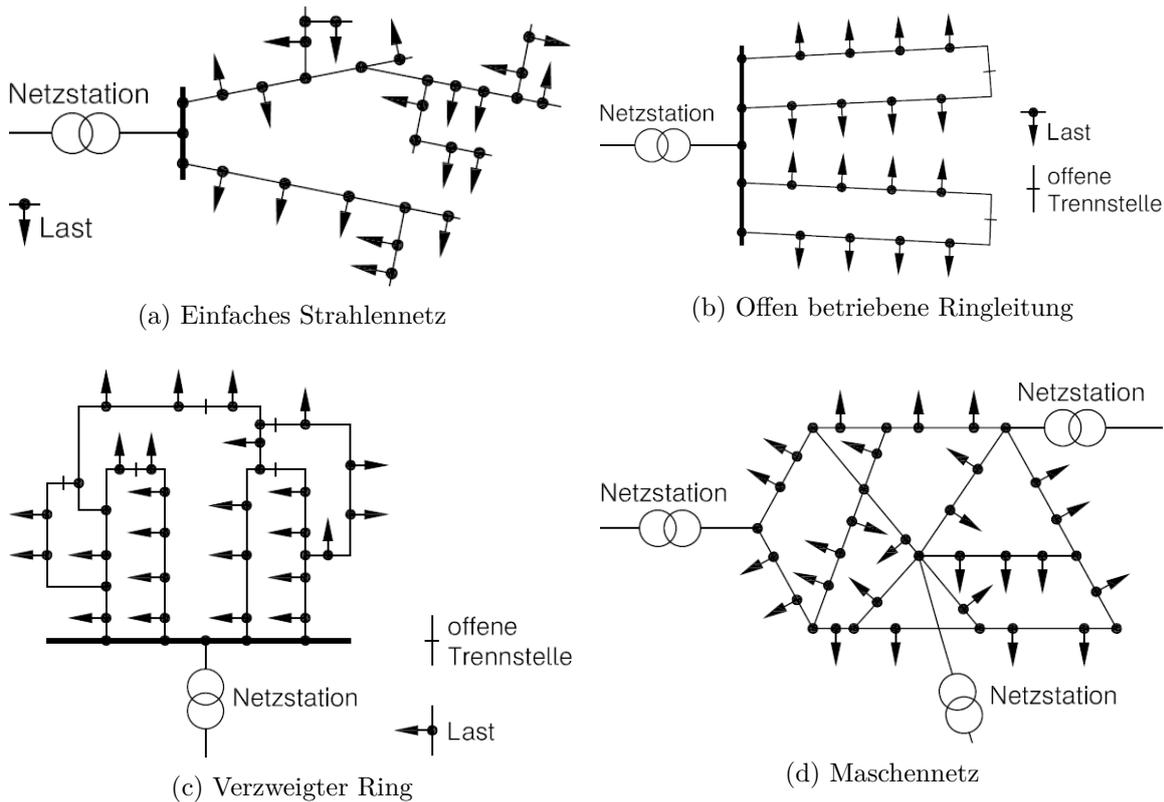


Abbildung 4.2: Netztopologien in Niederspannungsnetzen [64]

4.2.1 Niederspannungsnetze (NE-6/7)

Die größte Verbrauchsgruppe der elektrischen Lasten besteht aus Niederspannungsgeräten, die ihre Energie aus den Niederspannungsnetzen (NE-7) beziehen. Diese werden dabei über Ortsnetztransformatoren (NE-6), auch Netzstationen genannt, vom übergeordneten Mittelspannungsnetz (NE-5) gespeist. Als Größenwerte für die Bemessungsleistung werden häufig 250, 400 oder 630 kVA¹ Transformatoren eingesetzt. Die Netze sind als Vierleitersysteme aufgebaut, um den Anschluss einphasiger Verbraucher zu ermöglichen. Je nach Lastdichte, die die Summe aller Lasten auf einer gewissen Fläche repräsentiert, verwendet man Strahlennetze, Ringnetze oder Maschennetze. Abbildung 4.2 stellt die Netzformen grafisch dar.

In ländlichen Gegenden ist die Lastdichte relativ gering, weshalb Strahlennetze (Abbildung 4.2a) bevorzugt werden. Diese Netzform besteht aus einer Vielzahl von Abzweigen, welche von einer gemeinsamen Netzstation versorgt werden. Nachteilig ist der erhöhte Spannungsabfall bei großen Lasten und die erhöhte Ausfallwahrscheinlichkeit bei einfachen Unterbrechungen, vor allem bei Ausfall der Netzstation selbst. Für ländliche Gebiete und niedrige Lastdichten werden Freileitungen bevorzugt. In dichteren sowie städtischen Netzge-

¹siehe hierzu die Vorzugsreihen für die Nennwerte (Normreihen) nach DIN EN 60063

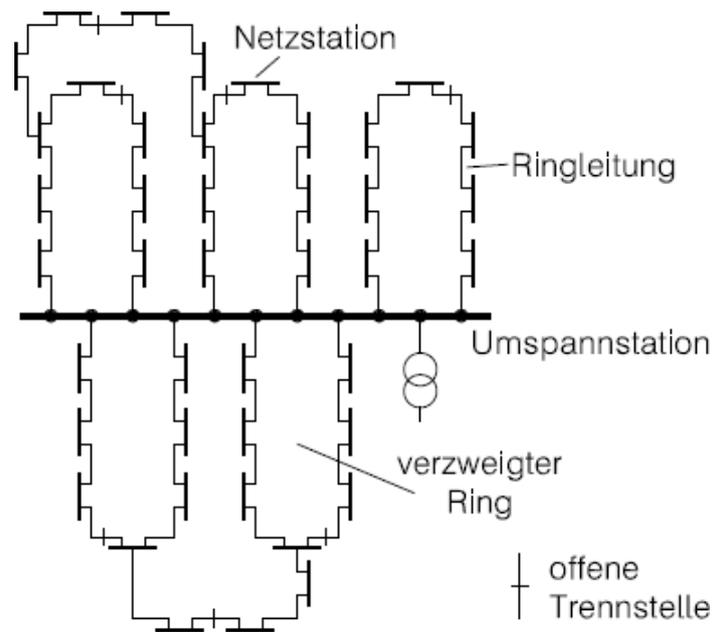


Abbildung 4.3: Mittelspannungsnetz aus strahlenförmig betriebenen Ringleitungen nach [64]

bieten werden jedoch vermehrt Erdkabel verwendet. Bei Verlegung mit Kabeln wird häufig der Gehsteig als Kabelschacht genutzt. Hierzu bietet es sich an, das Netz als Ringleitung auszubilden (Abbildung 4.2b). In der Mitte des Ringes werden diese Netze meist offen betrieben, womit wiederum ein strahlenförmiger Betrieb vorliegt. Im Fehlerfall können Trennstellen freigeschaltet werden und durch das Schließen der offenen Trennstelle der Betrieb des restlichen fehlerfreien Netzes gewährleistet werden. Mit steigendem Vermaschungsgrad und zunehmender Anzahl an Einspeiser steigt diese sogenannte *Eigensicherheit* weiter an. Für Netze, welche vermascht betrieben werden und mehrfache Einspeiser aufweisen, wird der Begriff Maschennetz² verwendet (Abbildung 4.2d).

4.2.2 Mittelspannungsnetze (NE-4/5)

Mittelspannungsnetze (NE-5) werden über ein Umspannwerk (UW) (NE-4) bzw. eine Umspannung aus dem überlagerten Hochspannungsnetz (NE-3) gespeist. Die Bemessungsleistung dieser einzelnen Stationen liegen üblicherweise bei 20 MVA bis 50 MVA. Das MS-Netz hat die Aufgabe, die elektrische Energie über die Ortsnetztransformatoren bzw. Netzstationen (NE-6) in die unterlagerten Niederspannungsnetze (NE-7) zu übertragen. Je nach Lastdichte wird auch hier die Nennspannung angepasst (meist 10 kV bis 30 kV). Als Übertragungsmittel werden in Städten, aber auch im ländlichen Bereich vermehrt Kabel verwendet.

Ein typischer Aufbau ist in Abbildung 4.3 zu sehen. Wie in einem NS-Netz üblich, werden die einzelnen Ringe auch in einem MS-Netz mithilfe von Trennstellen offen betrieben.

²Maschennetze sind meist ab Lastdichten von 5 MVA/km² vorzufinden.

Anstelle der einzelnen Verbraucher werden im MS-Netz allerdings die Netzstationen versorgt. Jede Ringleitung für sich speist üblicherweise 5 bis 10 Stationen [64]. Tritt ein Fehler auf einer Leitung auf, so kann durch Freischalten des fehlerbehafteten Zweiges und Schließen der Trennstelle ein Betrieb weitergeführt werden. Liegt der Fehler in der Netzstation, so sind davon nur die Verbraucher im Niederspannungsnetz betroffen. Eine Kupplung der Umspannstationen untereinander durch mehrere Mittelspannungsleitungen führt zu einer größeren Betriebssicherheit. Eine zu hohe Vermaschung wird jedoch vermieden, um die Kurzschlussströme beherrschen zu können. Im Regelfall ist nur eine Einspeisung aus dem überlagerten Netz vorhanden.

4.3 Betrieb von Elektromobilität im Verteilnetz

Der bereits in Abschnitt 2.2 erläuterte jährliche Zuwachs des Fahrzeugbestandes an E-Autos in Österreich bringt auch eine zunehmende Durchdringung von Elektrofahrzeugen als variable Belastung (und ggf. Rückspeisung) im elektrischen Netz mit sich. Diese kann sich je nach gegebener Netzsituation erheblich auf die Belastung im Niederspannungsnetz auswirken. Zusätzlich erfährt das Verteilnetz eine ansteigende Rate an Installationen von PV-Anlagen und Wärmepumpensystemen. Für die Zukunft gilt es geeignete Maßnahmen zu entwickeln, um überlastende Lastspitzen im Netz zu vermeiden. Ferner müssen weitere Untersuchungen bezüglich Gleichzeitigkeitsfaktoren (siehe Abschnitt 4.6) vorangetrieben werden, um das Verhalten dieser neuen Lasten in der Netzplanung abbilden zu können.

Generell kann beim Thema Elektromobilität, aber auch bei anderen Verbrauchsgruppen, zwischen mehreren Ladekonzepten unterschieden werden. Die einfachste Form der Ladung einer Batterie ist die ungesteuerte Ladung. Dabei wird sofort ohne Rücksicht auf jegliche Restriktionen ein Ladevorgang begonnen. Im Gegensatz dazu wird beim gesteuerten Laden jedoch der Ladevorgang erst aufgrund verschiedener Kriterien gestartet, verzögert oder auch beendet bzw. in seiner Leistung beeinflusst. Nachfolgend sollen diese Möglichkeiten näher ausgeführt werden [63]:

- 1.) Nutzgesteuertes Laden:** Der Nutzer der Ladeinfrastruktur kann den Ladebeginn, die Ladedauer bzw. die geforderte Energiemenge selbst bestimmen. Zusätzlich ist es möglich, eine bestimmte Tarifart zu präferieren. Gesteuert wird dieser Vorgang vom Kunden durch Eingabe an der Ladeinfrastruktur, am Fahrzeug oder über eine geeignete Applikation.
- 2.) Netzgesteuertes Laden:** Beim netzgesteuerten Laden wird neben den Anforderungen und Wünschen des Kunden primär der Zustand des Versorgungsnetzes am Ladepunkt berücksichtigt. Zur Einhaltung des Spannungstoleranzbandes und zur Vermeidung von

Überlastungen der Betriebsmittel wird die Ladeleistung begrenzt bzw. der Ladezeitpunkt wenn möglich verschoben.

- 3.) **Erzeugungsgesteuertes Laden:** Dieses Konzept dient hauptsächlich dem Ausgleich der volatilen Erzeugung aus Wind- und Solarenergie. Hierzu benötigt man neben der aktuellen Netzsituation und der Netzlast zusätzlich noch Informationen über die aktuelle und zu erwartende Erzeugungssituation. Dadurch ist es möglich den Ladevorgang an das zur Verfügung gestellte Angebot auszurichten.
- 4.) **Bidirektionales Laden:** Beim bidirektionalen Laden wird nicht nur Energie in die Fahrzeugbatterie eingespeist, sondern auch im Bedarfsfall Energie daraus entnommen. Somit ergeben sich Möglichkeiten zur Lastspitzenminimierung, Spannungshaltung oder ähnlichen Netzdienstleistungen. Zusätzlich kann der Eigenverbrauchsanteil in einem Haushalt gesteigert werden, falls eine Erzeugung aus einer PV-Anlage zur Verfügung steht. Im Moment liegt das Hauptproblem jedoch darin, dass keine serienmäßig bidirektional ladbaren Fahrzeuge erhältlich sind. Ferner befinden sich die Standardisierungsarbeiten dieser Anwendung noch in den Kinderschuhen, sodass noch einige Zeit bis zu einer Alltagsanwendung vergehen dürfte (vgl. hierzu Abschnitt 4.10 zum Thema Vehicle-to-Grid (V2G)).

4.4 Schutzkonzepte und Maßnahmen in der Elektromobilität

Trotz des zum Teil niedrigen Stromverbrauchs von modernen Elektro- und Multimedia-geräten, steigt die gesamte Strombelastung in der Elektroinstallation von Gebäuden und Anlagen stetig an. Auch die Elektromobilität als zusätzliche neue Lastgruppe liefert hierzu ihren Beitrag. Umso wichtiger ist es daher die Schutzeinrichtungen auf dem neuesten Stand der Technik zu halten, um elektrischen Schlag, Funktionsausfall oder Elektrobränden vorzubeugen. Nachfolgende Punkte sollen die Schutzeinrichtungen im Zusammenhang mit Elektromobilität näher beleuchten und die grundlegenden Netzformen in NS-Netzen beschreiben.

4.4.1 Netzformen im Niederspannungsnetz

Wie in [62], [61] und [64] angeführt, unterscheidet man im NS-Netz zunächst zwischen dem Schutz gegen direktes Berühren aktiver Anlagenteile (durch Isolierungen und Absperrungen) und dem Schutz bei indirektem Berühren, welcher aktiv wird, wenn bei nichtaktiven, aber leitfähigen Anlagenteilen aufgrund von Fehlern gefährliche Berührungsspannungen angenommen werden. Der wirksame Widerstand des menschlichen Körpers ist dabei als nichtlinear anzusehen und ist abhängig von Knochenbau, Kontaktfläche sowie Feuchtigkeitsgehalt der Haut. Nach DIN-VDE 0100-410 (bzw. für Österreich: ÖVE/ÖNORM E

8001) gilt eine dauerhafte vereinbarte Grenze der Berührungsspannung bei Wechselspannung von 50 V und bei Gleichspannung von 120 V. Unter erschwerten Umgebungsbedingungen können sich diese Werte jedoch deutlich reduzieren. Bei Anlagen mit Nennspannungen über 1 kV werden um genügend kleine Berührungsspannungen zu erreichen deshalb alle passiven Teile geerdet, also physikalisch über niederohmige Leitungen mit einem Erder verbunden (Ringerder, Maschenerder, Fundamenterder, Tiefenerder etc.). Ausführliche Beschreibungen lassen sich in der DIN-VDE 0101 finden. Bei Nennspannungen kleiner gleich 1 kV ist dieser Schutz auf die Endverbraucher zu erweitern. Für Österreich ist in diesem Zusammenhang die ÖVE/ÖNORM E 8001-4-722:2015 03 01 (Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V – Teil 4-722: Stromversorgung für Elektrofahrzeuge) heranzuziehen.

Man gliedert die möglichen Netzformen im Niederspannungsnetz nach TN-, TT- und IT-Systemen. Der erste Buchstabe kennzeichnet die Sternpunktbehandlung des Einspeisetransformators und der zweite die Erdung der passiven Teile des Verbrauchers. Dabei bedeutet

- T - Terra (Erde), direkte Erdung,
- I - Isolated, Isolierung aller aktiven Teile gegen Erde und
- N - Neutral, Körper mit dem Neutralleiter verbunden.

Weitere Buchstaben betreffend den Neutralleiter und den Schutzleiter bedeuten

- S - Separated, Neutralleiter und Schutzleiter werden getrennt (separat) geführt,
- C - Combined, Neutralleiter und Schutzleiter zusammengefasst zum PEN-Leiter,
- C-S - Neutralleiter und Schutzleiter nur in einem Teil des Netzes zu einem Leiter zusammengefasst.

TN-C-S-Systeme

Bei TN-Netzen werden drei verschiedene Varianten des indirekten Berührungsschutzes (in Österreich „Nullung“ genannt – ÖVE/ÖNORM E 8001-1:2010), wie in Abbildung 4.4 ersichtlich, unterschieden. Innerhalb von Gebäuden ist die getrennte Ausführung von Neutralleiter und Schutzleiter üblich (Abbildung 4.4a). In älteren Gebäuden findet sich hingegen die kombinierte Verwendung als ein Leiter (Abbildung 4.4b). Da bei einem Bruch dieses Leiters unzulässig hohe Berührungsspannungen aufgrund von möglichen Erdschlüssen auftreten können, ist man bereits seit den sechziger Jahren des letzten Jahrhunderts von dieser Netzform weggegangen. Außerhalb von Gebäuden findet diese Form allerdings nach wie vor ihre Verwendung. Eine Kombination beider Netzformen wird TN-C-S genannt (Abbildung 4.4c).

Durch sogenannte Fehlerstrom (FI)-Schutzschalter kann der Berührungsschutz in TN-Netzen weiter verbessert werden. Abbildung 4.5 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer solchen Schutz-einrichtung. Dabei werden die Außenleiter sowie der Neutralleiter durch einen Stromwandler

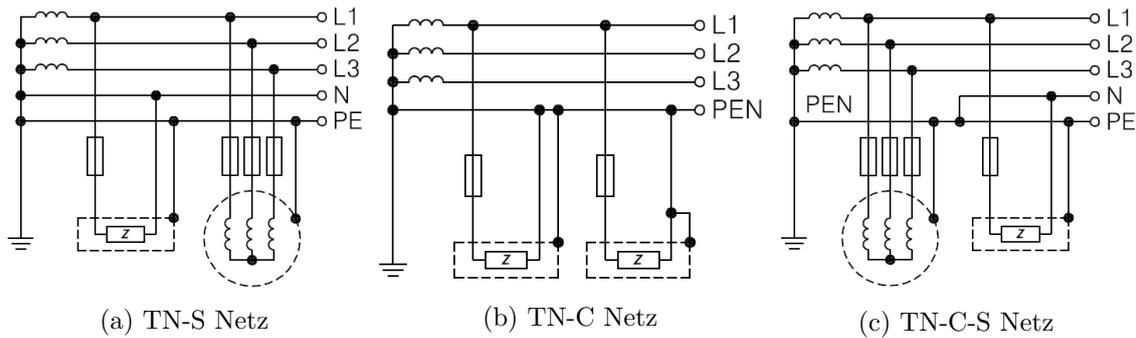


Abbildung 4.4: Varianten im indirektem Berührungsschutz bei Niederspannungsnetzen in TN-Ausführung nach [64]

geführt. Ein eventuell vorhandener Schutzleiter wird nicht berücksichtigt. Im Fehlerfall fließt ein Fehlerstrom I_{Δ} über Erde bzw. den Schutzleiter und verursacht somit einen im Wandler von null verschiedenen Summenstrom, welcher auf der Sekundärseite ein Stromrelais ansprechen lässt. Überschreitet der Fehlerstrom einen Schwellwert $I_{\Delta r}$ (meist 30 mA) so wird der FI-Schutzschalter allpolig abgeschaltet.

TT-Systeme

TT-Netze sind vorwiegend in der Landwirtschaft zu finden. Charakteristisch für diese Netzform ist die gemeinsame Verwendung einer Erdungsanlage (meist Fundamenterder) wie in Abbildung 4.6a zu sehen ist. Ferner wird häufig ein FI-Schutzschalter eingesetzt.

IT-Systeme

Bei den bereits ausgeführten Netzformen führt ein einpoliger Kurzschluss stets zu einer Ausschaltung. In Industriebetrieben oder Krankenhäusern können dadurch aber unangenehme

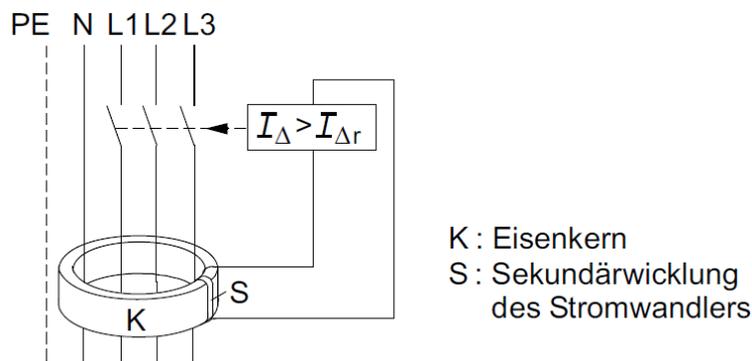


Abbildung 4.5: Prinzipieller Aufbau des Fehlerstrom- bzw. FI-Schutzschalters nach [64]

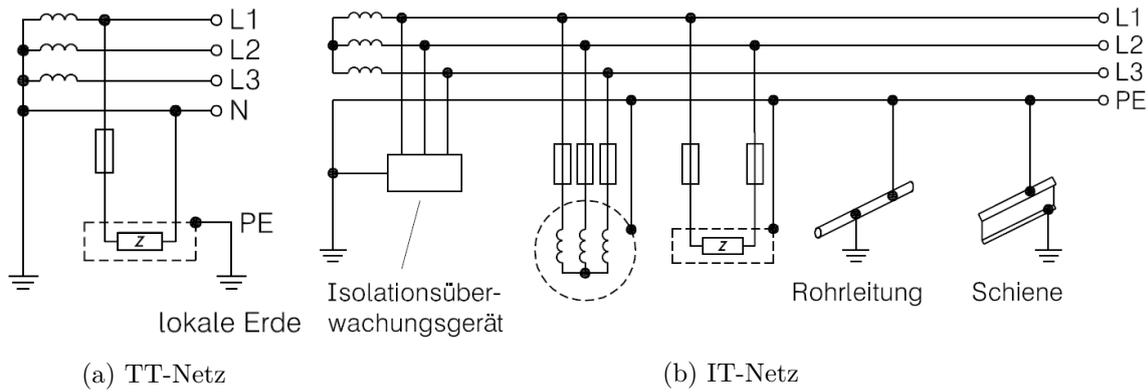


Abbildung 4.6: Indirekter Berührungsschutz bei Niederspannungsnetzen in TT- und IT-Ausführungen nach [64]

Folgewirkungen erzielt werden, weshalb der Sternpunkt der Netzstation in IT-Netzen isoliert betrieben wird. Der erste einpolige Fehler wird dann durch ein Isolationsüberwachungsgerät – Insulation Monitoring Device (IMD) – gemeldet und erst ein zweiter Fehler zur gleichen Zeit löst einen Ausschaltvorgang aus (Abbildung 4.6b). Aufgrund möglicher Potentialdifferenzen durch auftretende Dauererdschlüsse wird ein Potentialausgleichsleiter, welcher alle im Umfeld befindlichen Gegenstände verbindet, eingeführt.

4.4.2 Auswirkungen der Netzform auf das Schutzkonzept in der Elektromobilität

Wie bei sämtlichen anderen Elektroinstallationen üblich, gelten auch für Elektrofahrzeuge bestimmte Schutzbestimmungen. So wird durch Normen und Standards wie die ISO/DIS 6469-3.2 („Elektrisch angetriebene Straßenfahrzeuge - Sicherheitsvorschriften - Teil 3: Schutz von Personen vor Stromschlag“) der Schutz gegen elektrischen Schlag beim Laden des Fahrzeuges, im fahrenden sowie im stehenden Zustand, beim Arbeiten am Fahrzeug und im Falle eines Unfalls festgelegt. Im Elektrofahrzeug ist meist ein isoliert aufgebautes Hochvoltssystem installiert, welches sämtliche Verbraucher versorgt. Dieses System wird mit einem Isolationsüberwachungsgerät überwacht, um den Schutz gegen direktes bzw. indirektes Berühren im Fehlerfall zu gewährleisten [76].

Für die Schutzmaßnahmen außerhalb des Elektrofahrzeuges ist die IEC 60364-4-41 zu nennen. Dabei ist zur sicheren Ladung des Elektrofahrzeuges die Netzform nach Art der Erdverbindung des speisenden Netzes zu beachten. Auf die relevanten Netzformen wurde bereits in Unterabschnitt 4.4.1 eingegangen. Einen Überblick von Ladevorgängen bei unterschiedlichen Netzformen mit einem Electric Vehicle Supply Equipment (EVSE)³ liefert Abbildung 4.7.

³EVSE wird im internationalen Sprachgebrauch für Ladestation verwendet.

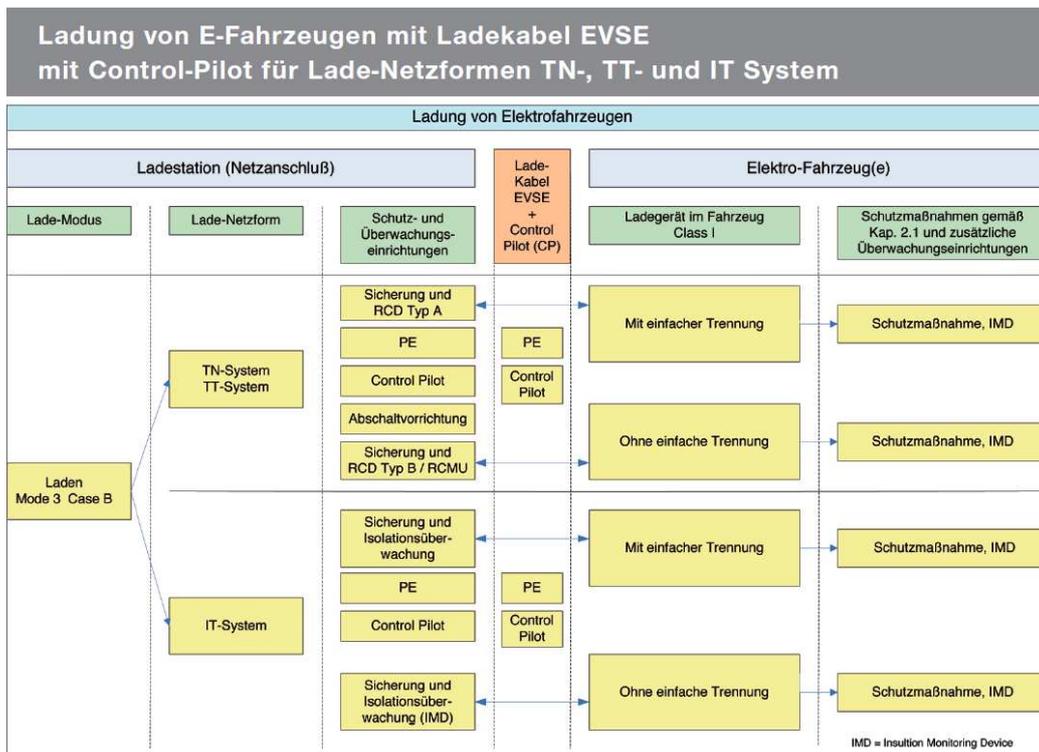


Abbildung 4.7: Schutzmaßnahmen bei Ladevorgängen mit Ladekabel für diverse Netzformen [76]

Das isolierte Hochvolt-System in einem Elektrofahrzeug kann als ein vergleichbares IT-System behandelt werden, wobei nur die räumliche Anordnung und Ausführung des Ladegerätes entscheidend für die Schutzbetrachtung ist. Wird das Ladegerät im Elektrofahrzeug, „On-board-charger“ genannt, *mit* einfacher Trennung ausgeführt, so sind für die Fehlerbetrachtung zwei unterschiedliche Netzformen zu berücksichtigen. Hierbei ist der Schutz gegen elektrischen Schlag mit einem Residual Current Device (Fehlerstrom-Schutzeinrichtung) (RCD) Typ A⁴ sicherzustellen. Wird das Ladegerät jedoch *ohne* einfache Trennung ausgeführt, so ist eine Fehlerbetrachtung für ein gemeinsames Netz mit Wechsel- und Gleichspannungskomponenten durchzuführen. Hierzu kann ein Schutz mit einem RCD Typ B⁵ ermöglicht werden, welcher eine Erkennung von Gleichfehlerströmen im Bereich von $I_{\Delta r} \geq DC 6 \text{ mA}$ ermöglicht. Alternativ kann auch eine Fehlerstrom-Überwachungseinheit – Residual Current Monitoring Unit (RCMU) – den Schutz gewährleisten. Eine Übersicht hierzu liefert Abbildung 4.8.

⁴Wechsel- und pulsstromsensitives Fehlerstrom-Schutzgerät

⁵Allstromsensitiver RCD Typ A + Erkennung von glatten Gleichfehlerströmen

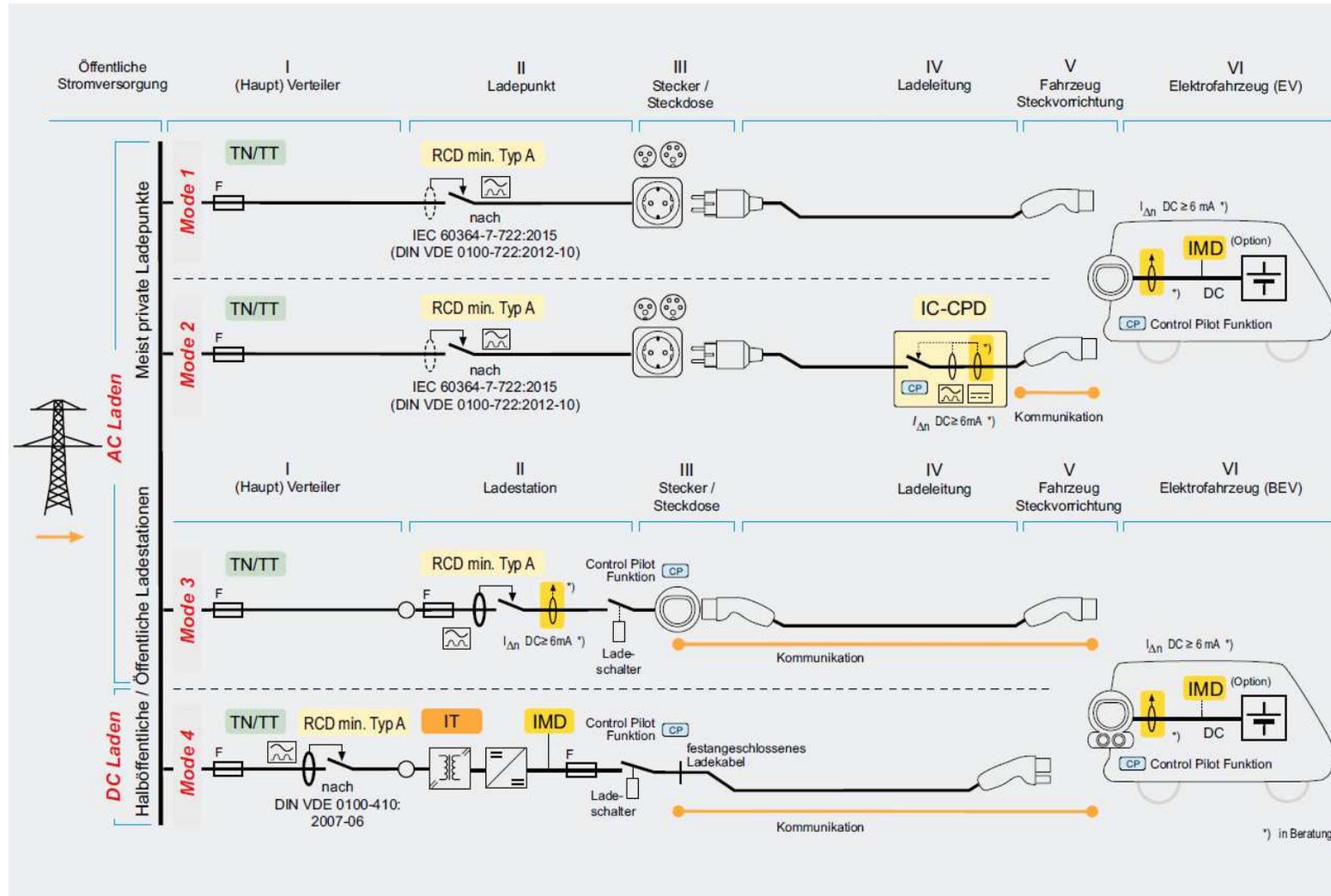


Abbildung 4.8: Übersicht der Lademodi und dessen Schutzmaßnahmen [77]

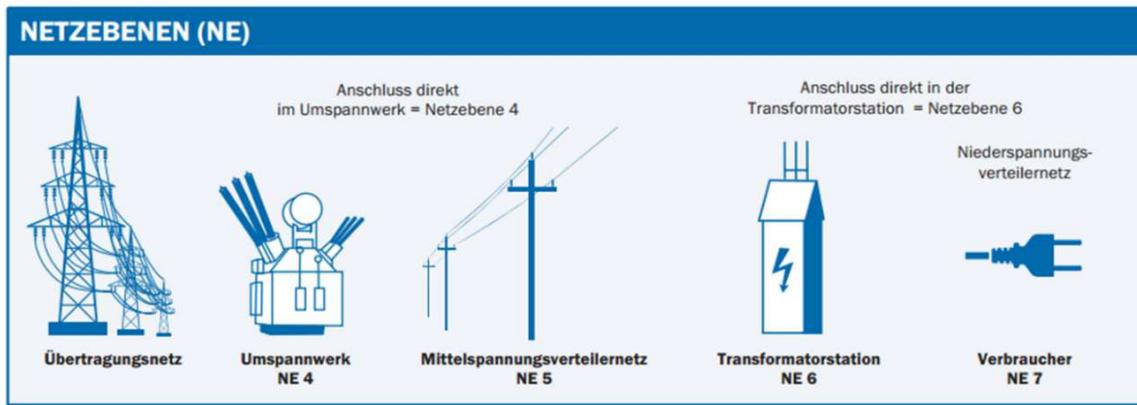


Abbildung 4.9: Relevante Netzebenen für die Elektromobilität (Quelle: E-Control)

4.5 Berücksichtigung von Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität in der Netzplanung

Für die Auslegung und Planung von Ladeinfrastruktur ist vor allem der genaue Errichtungsort entscheidend. Je nachdem, wo die Ladeinfrastruktur letztlich errichtet wird, kann es sein, dass sich der zuständige lokale Netzbetreiber für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur ändert (lokale Monopole der Netzbetreiber). Dies bedeutet nicht nur unterschiedliche Anschlussbedingungen, sondern auch unterschiedlich zu zahlende Netzentgelte, was in der Kostenabschätzung der Planungsphase berücksichtigt werden muss (siehe hierzu Unterabschnitt 2.9.4). Das Versorgungsgebiet der Wiener Netze umfasst beispielsweise aus historischen Gründen außer Wien auch noch Teile der Bezirke Mödling und Baden sowie Gemeinden im Ybbstal. Somit sind nicht nur die politischen Grenzen zu beachten (bezüglich der diversen landesspezifischen Bauordnungen), sondern auch Gegebenheiten in puncto Infrastrukturer Errichtung.

Bei der Errichtung der Ladeinfrastruktur ist außerdem die zukünftig geplante Anschlussleistung der Anlage abzuschätzen. Je nach Höhe der Anschlussleistung wird ein Anschluss an einer geeigneten Netzebene (NE) errichtet. Abbildung 4.9 zeigt hierzu einen Überblick der in Frage kommenden Netzebenen für die Elektromobilität. Bei Anschlüssen von 100 kW und darüber hinaus ist ein Anschluss an die Mittelspannungsebene (NE 5) oder direkt an der Transformatorstation (NE 6) notwendig. Diese Gegebenheiten müssen individuell mit dem Netzbetreiber abgesprochen werden.

4.6 Gleichzeitigkeitsfaktoren in der Elektromobilität

Bei der Bemessung der Betriebsstromstärke und daraus folgend der Anschlussleistung für ein Objekt ist von der Summenleistung der gesamten Anlage auszugehen. Diese ist ferner

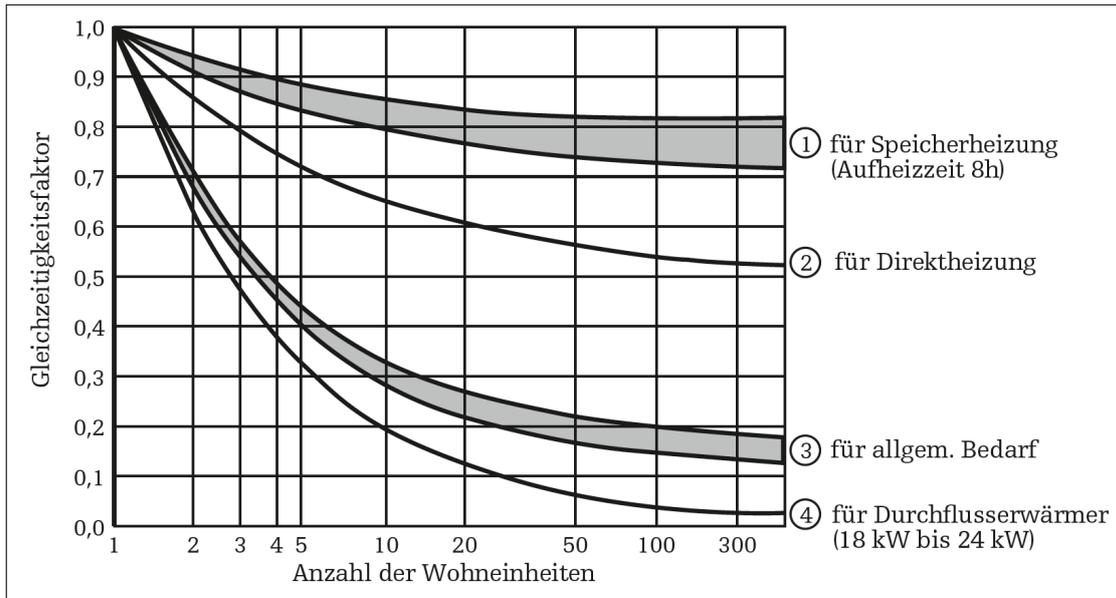


Abbildung 4.10: Gleichzeitigkeitsfaktoren „Anlagen für Wohnzwecke“ nach [56]

mit den typischen Gleichzeitigkeitsfaktoren zu multiplizieren, woraus der Betriebsstrom abgeleitet werden kann. Bei Wohngebäuden ist hierbei zwischen voll- und allelektrifizierten Wohneinheiten zu unterscheiden. Eine „Vollelektrifizierte Wohneinheit (VWE)“ wird mit anderen Energieträgern als mit Strom geheizt und ist mit mindestens 18 kW zu bewerten. Eine „Allelektrifizierte Wohneinheit (AWE)“ wird elektrisch geheizt und ist somit aus der Summe einer VWE und der elektrisch notwendigen Heizleistung zu errechnen [56].

Der Gleichzeitigkeitsfaktor $g(n)$ beschreibt das Verhältnis der maximal auftretenden Summenleistung zur Summe der auftretenden Einzelmaxima. Somit ergibt sich als Formel ausgedrückt:

$$g(n) = \frac{\max_t \sum_{i=1}^n P_i(t)}{\sum_{i=1}^n \max_t P_i(t)}. \quad (4.1)$$

Abbildung 4.10 zeigt den Gleichzeitigkeitsfaktor für Anlagen für Wohnzwecke aufgetragen über die steigende Anzahl an Wohneinheiten. Eine ausreichend gute Näherung für die Praxis kann dabei über Gleichung 4.2 gewonnen werden [78]:

$$g(n) = g_\infty + (1 - g_\infty) \cdot n^{-\frac{3}{4}}. \quad (4.2)$$

Dabei beschreibt n die Anzahl an der betrachteten Einheiten (Wohnungen, Ladestationen, Wärmepumpen etc.) und g_∞ den Wert der Gleichzeitigkeit bei $n = g_\infty$.

Bisherige Betrachtungen haben Haushalte lediglich als Verbraucher berücksichtigt. Mit zunehmender Verbreitung dezentraler Erzeugungseinheiten stellt sich aber die Frage, ob die geltenden Gleichzeitigkeitsfaktoren auch für Prosumer⁶, also Haushalte mit Erzeugungsanlagen und Haushalte mit Elektrofahrzeugen ihre Gültigkeit beibehalten werden. Hierzu wurde eine Untersuchung in der Smart Grid Modellgemeinde Köstendorf über ein ganzes Jahr durchgeführt. Es zeigte sich bei der Analyse der Daten, dass die Photovoltaik-Erzeugung die Verbrauchsspitzen nicht beeinflusst, jedoch die Gleichzeitigkeit bei der Netzlieferrung höher ausfällt als bei einem Netzbezug. Tendenziell sind die Gleichzeitigkeitsfaktoren bei Elektrofahrzeugen bzw. Ladestationen höher als bei den üblichen Annahmen für allgemeine Lasten, ihr charakteristischer Verlauf bleibt allerdings annähernd gleich [79].

Diese Aussagen werden auch in [80] und [81] bestätigt, welche der Abbildung 4.11 zu Grunde liegen. Dabei wurden die ursprünglichen Kurven um mehrere Gleichzeitigkeitskurven erweitert. Basis für diese Kurven bildet jeweils ein 11 kW Ladepunkt. Bei der Kurve ② werden die dynamischen Tarifmodelle, die in Zukunft mit Smart Metern realisiert werden sollen, durch eine steigende Gleichzeitigkeit berücksichtigt. Dies wird bereits teilweise durch Doppeltarife ermöglicht. Bei der Kurve ⑤ handelt es sich um rein stochastische Ladevorgänge ohne jegliche Anreize. Für eine Netzauslegung hinsichtlich Elektromobilität wird allerdings die Gleichzeitigkeitskurve ④ empfohlen, die sich als Mittelweg bei derzeitigen Ladeleistungen von 3,6 kW bis 11 kW und flächendeckendem netzdienlichen Laden versteht. Sobald ein netzdienliches Laden, eine ggf. zentrale Ansteuerung der Ladestelle oder eine lokale $P(U)$ -Regelung⁷ aktiv ist, kann auf Kurve ⑤ übergegangen werden.

4.7 Beeinflussung von Lastprofilen durch Ladevorgänge

Bei Haushalten ohne Elektromobilität und DSM treten Spitzenlasten von einigen Kilowatt nur für kurze Zeit und systemrelevante Überlagerungen eher selten auf. Bei Ladestationen sind bei ungesteuerten Ladevorgängen jedoch Überlagerungen sehr wahrscheinlich, da die gesellschaftlichen Gewohnheiten von Arbeit, Freizeit etc. zeitlich tendenziell eher gleichermaßen sind. Laut den Erfahrungen von Verteilnetzbetreibern sind bei Haushalten mit Gleichzeitigkeitsfaktoren von 0,15 (entspricht je Haushalt ca. 0,7 - 1,5 kW an der Trafostation), bei Ladestationen aber mit Gleichzeitigkeitsfaktoren von bis zu 1 zu rechnen [82]. Dadurch könnten sich vereinzelt hohe Spitzenstrombelastungen verursacht durch Ladevorgänge im Verteilnetz ergeben.

In [5] wurden zu diesem Thema die Auswirkungen auf das lokale Stromnetz von Elektromobilität an der Liegenschaft der Zustellbasis 1210 Wien, der Österreichischen Post AG, näher

⁶Prosumer ist ein Kofferwort aus Produzent und Konsument, also aus Verbraucher und Erzeuger.

⁷Eine $P(U)$ -Regelung hat die Aufgabe die Ladeleistung je nach vorherrschenden Spannungsverhältnissen am PCC zu verringern.

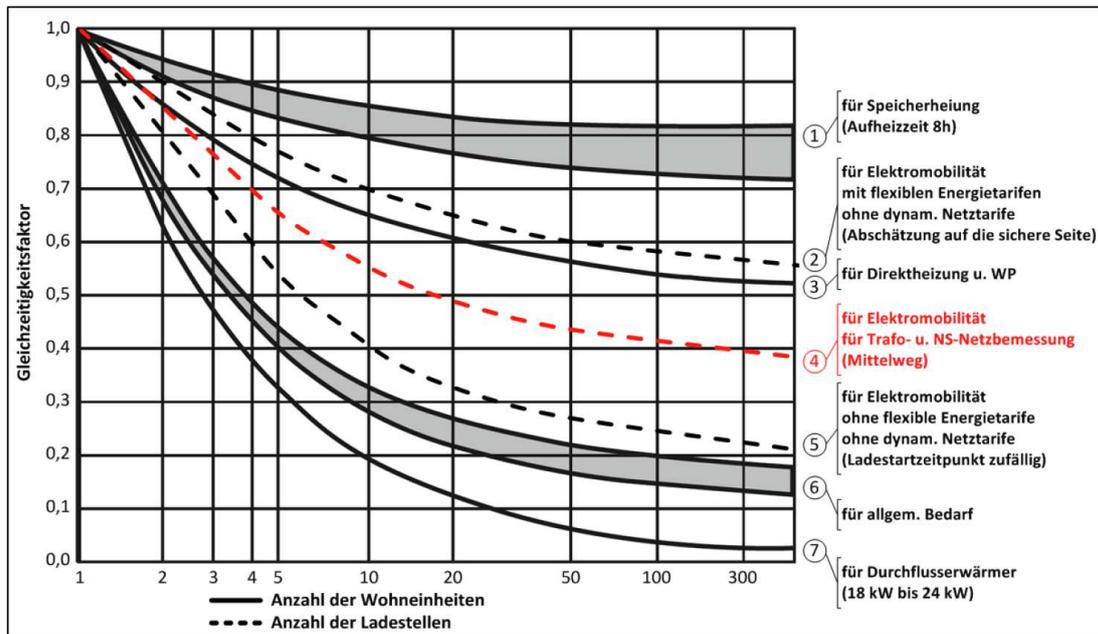


Abbildung 4.11: Vergleich der Gleichzeitigkeitsfaktoren von Wohneinheiten bzw. Ladestellen mit 11 kW nach [80]

untersucht. Neben den Einzelmessungen (siehe Abschnitt 5.4) der vorhandenen Elektrofahrzeuge wurde auch eine Langzeitmessung von einer Woche am Unterverteiler 3 (UV3) der Liegenschaft durchgeführt, um die auftretenden Summenleistungen der Ladestationen zu analysieren. Bei den Summenmessungen am UV3 ist ein wiederkehrendes Verbrauchsmuster erkennbar. Wie in Abbildung 4.12 zu sehen ist, wird von Montag bis Freitag ein nahezu gleiches Tagesprofil generiert, welches seine Spitzen um circa 14 bis 16 Uhr erreicht (vgl. hierzu den Tagesausschnitt aus Abbildung 4.13). Etwa eine Stunde vor diesem Zeitfenster gelangen die meisten Fahrzeuge (E-Roller und E-Autos) zur Basisstation und beginnen kurz darauf mit dem Ladevorgang. Dieser Ladevorgang beginnt bei nahezu allen Fahrzeugen in der Konstantstromphase, womit alle Fahrzeuge mit ihrer maximalen Ladeleistung laden und so in Summe Wirkleistungsspitzen von bis zu 30 kW erzeugt werden. Am Wochenende ist das Verbrauchsprofil nahezu null. Lediglich der Eigenverbrauch der Ladegeräte und diverse Kleinverbraucher wie EDV-Geräte (im Standby), dem RFID-Portal, Beleuchtung oder elektrische Schiebetüren werden hier messtechnisch erfasst. Der Verlauf der Blindleistungskurve zeigt einen geringen leicht kapazitiven (im Verbraucherbezugssystem) Blindleistungsanteil. Dieser Anteil verändert sich am Wochenende kaum, wird jedoch unter der Woche stark von den Ladevorgängen der Fahrzeuge und zusätzlichen Verbrauchern beeinflusst.

Deutlich zeigt sich dieses Verbrauchsmuster auch bei einer Mittelung der Summenmessung über die Werktage (dargestellt in Abbildung 4.14). Bemerkenswert ist hier der Vergleich des auftretenden Spitzenwertes mit dem gemittelten Tageswert der Wirkleistung. Der Spitzenwert übersteigt mit 20 kW den Mittelwert von 4,2 kW um den Faktor 4,8. Angesichts der hohen

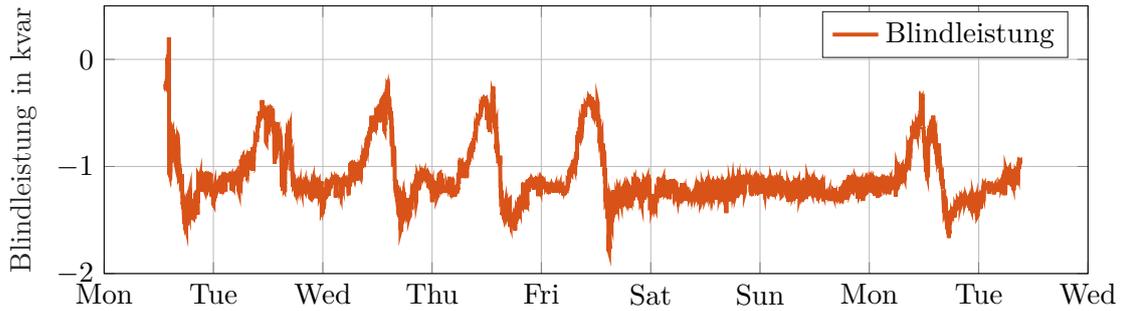
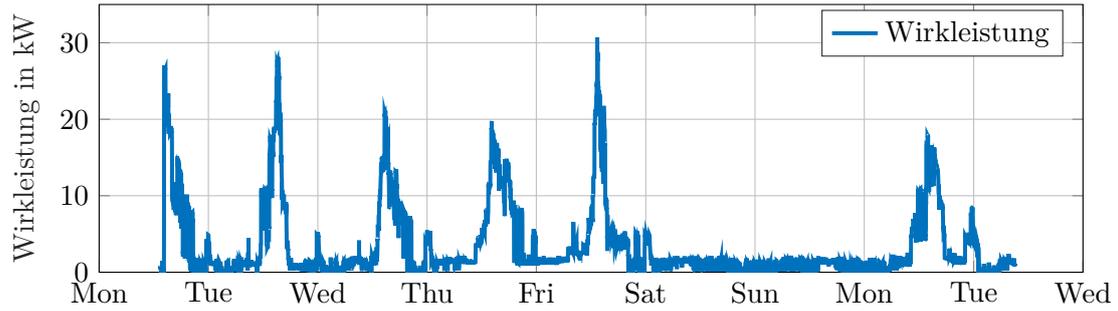


Abbildung 4.12: Summenmessung des UV3 vom 11. Juli bis zum 19. Juli 2016

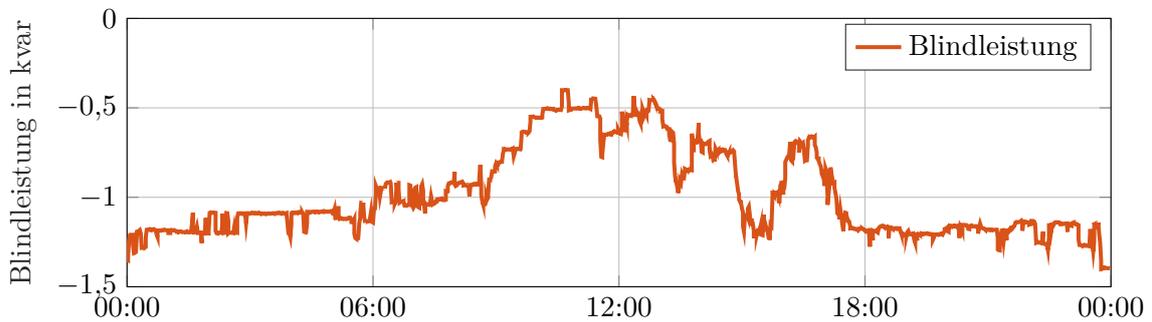
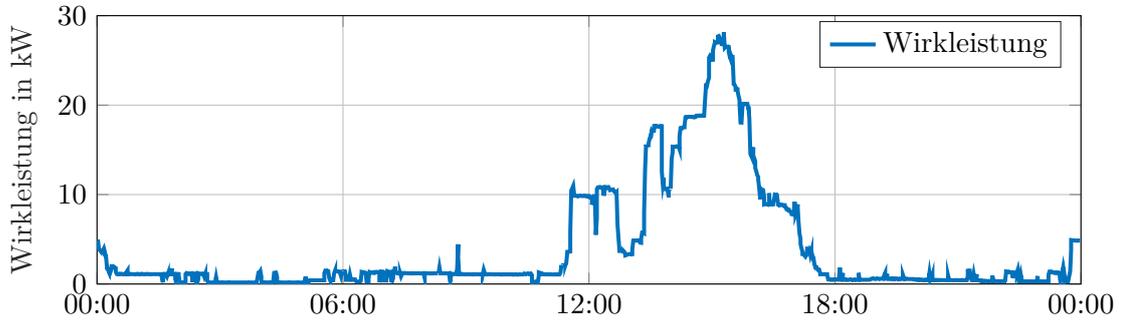


Abbildung 4.13: Summenmessung des UV3 vom Dienstag, den 12. Juli 2016

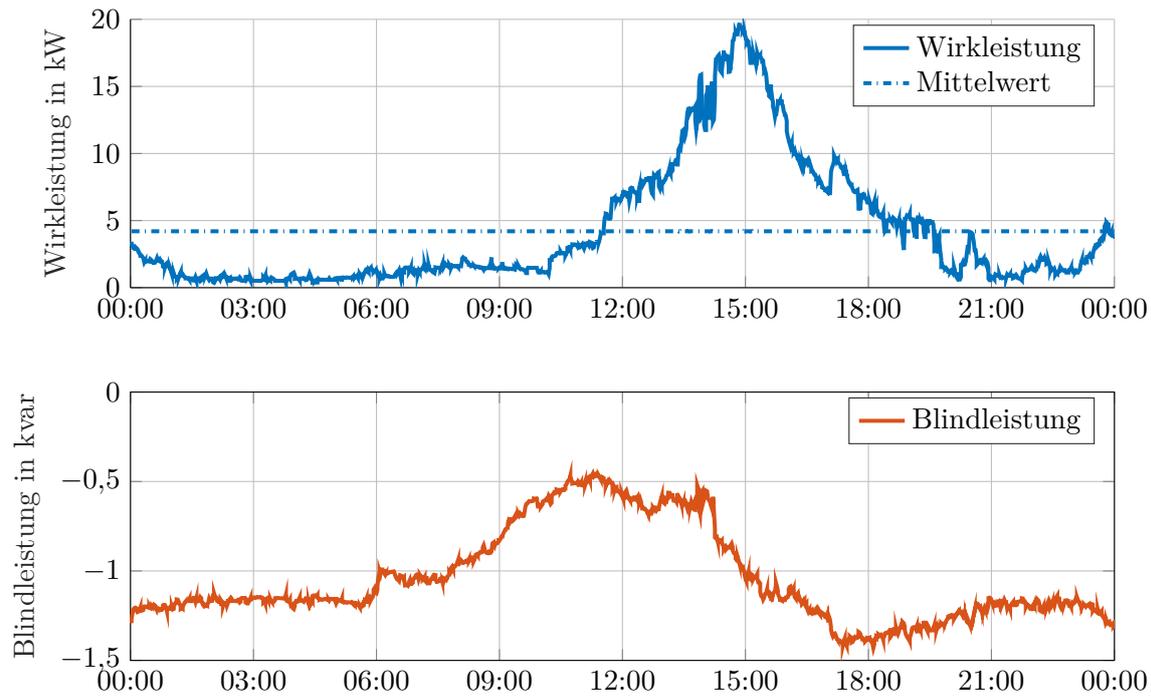


Abbildung 4.14: Mittlerer Verlauf an Werktagen (MO-FR)

zeitlichen Volatilität beim Laden würde sich hier ein hohes Verschiebungspotential ergeben, um solche Lastspitzen gezielt mittels gesteuerten Ladevorgängen abzufangen (Load-Shifting). Eine ähnliche Auswertung für das Wochenende (dargestellt in Abbildung 4.15) zeigt keine besonderen Spitzenwerte und deshalb auch keine Notwendigkeit solcher Maßnahmen.

4.8 Belastungskurven

Elektrische Energie wird über den Tagesverlauf, aber auch über die Jahreszeiten, unterschiedlich vom Netz abgerufen. Aus diesem Sachverhalt ergeben sich verschiedene Tagesbelastungskurven. Ein solches Belastungsdiagramm ist in Abbildung 4.16 a) dargestellt. Es zeigt die Leistung P über der Zeit t aufgetragen und wird für die Bewertung der wirtschaftlichen Nutzung von Übertragungsanlagen herangezogen. Dabei muss die Anlage für die maximal auftretende Leistung P_{\max} ausgelegt werden. Dieser Wert wird allerdings meist nur kurzzeitig erreicht. Durch DSM-Maßnahmen ist man deshalb immer bestrebt, diese Belastungen zu vergleichmäßigen (z. B. durch Nachtspeicher-Heizung).

Aus der Belastungskurve lässt sich, beispielhaft mit den Zeitabschnitten a und b , die Leistungsdauerlinie Abbildung 4.16 b) konstruieren. Diese Dauerlinie gibt an, wie lange eine bestimmte Wirkleistung P im Laufe der Zeit abgerufen wird.

Als mittlerer Belastungsgrad m eines Betriebsmittels wird das Verhältnis der mittleren

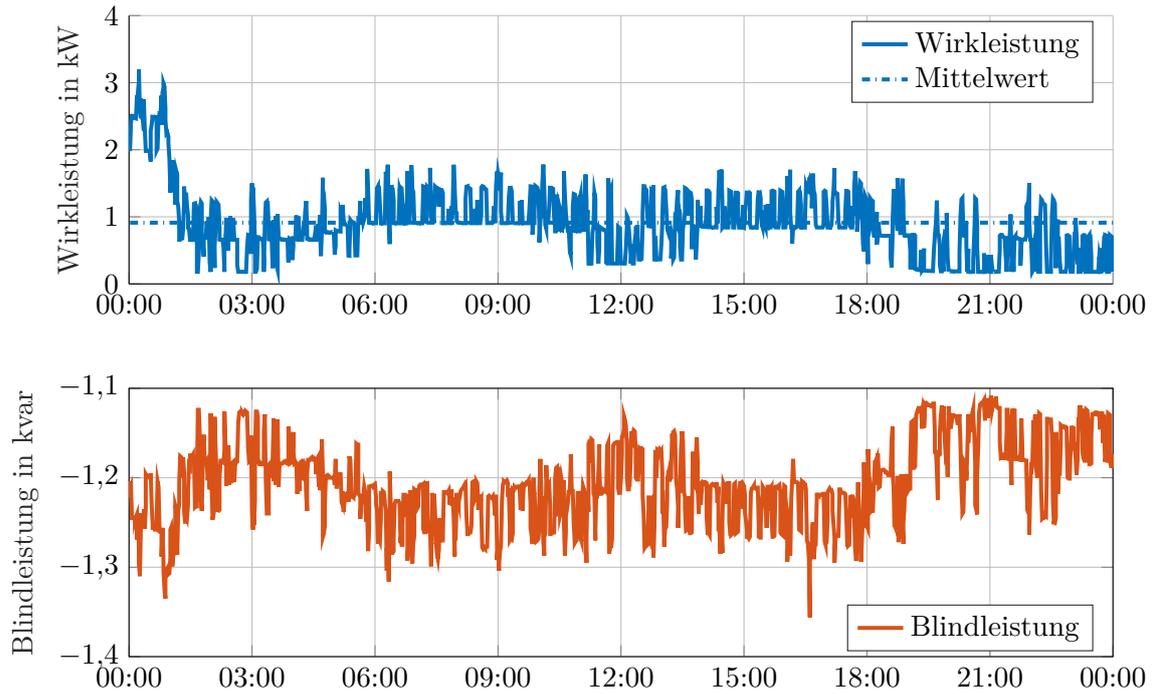


Abbildung 4.15: Mittlerer Verlauf am Wochenende (SA-SO)

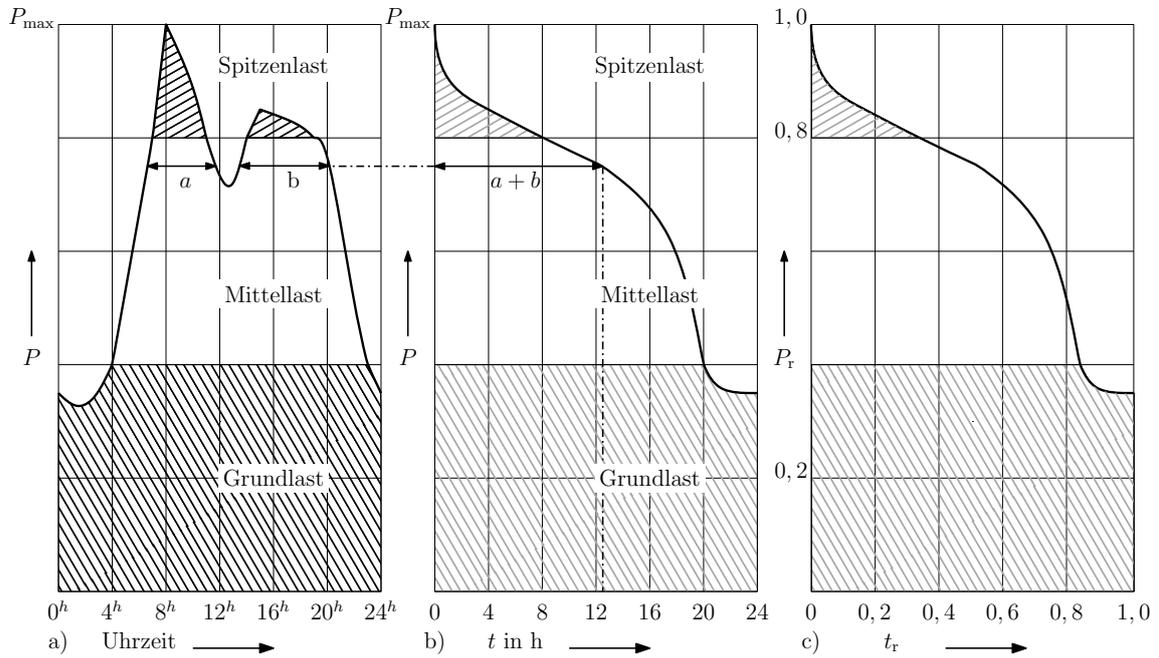


Abbildung 4.16: Übergang von der Belastungskurve a) zur Leistungsdauerlinie b) auf die normierte Leistungsdauerlinie c) nach [62]

Leistung P_m zur auftretenden Maximalleistung P_{\max} des Betriebsmittel bezeichnet. Der Wert stellt einen wichtigen Parameter in der Berechnung von Dauerlinien dar, falls keine realen Messwerte zur Verfügung stehen. Somit gilt als Formel:

$$m = \frac{P_m}{P_{\max}}. \quad (4.3)$$

Bei der Ermittlung der Kabelbelastbarkeit wird beispielsweise mit einem Belastungsgrad von $m = 0,7$ gerechnet⁸. Als Richtwerte werden in der Literatur für Lichtabnehmer $m = 0,1$ bis $0,2$, für Industriebetriebe $m = 0,5$ bis $0,7$ und für Haushalte $m = 0,2$ angenommen [62]. Zusätzlich wird häufig für die Berechnung der Dauerlinien das Lastverhältnis (Leistungsverhältnis bzw. Ungleichförmigkeitsgrad) m_0 definiert. Dies wird über das Verhältnis von minimal auftretender Leistung zu maximaler Leistung angegeben und stellt die Lastschwankungsbreite dar:

$$m_0 = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}. \quad (4.4)$$

Mit der relativen Leistung $P_r = \frac{P}{P_{\max}}$ und der relativen Zeit⁹ $t_r = \frac{t}{T_N}$ lässt sich die *theoretische* Leistungsdauerlinie im normierten Maßstab (Abbildung 4.16 c)) ermitteln [83]:

$$P_r = 1 + (m_0 - 1) \cdot t_r^{\frac{m-m_0}{1-m}}. \quad (4.5)$$

Die Fläche unter der Belastungskurve bzw. der Leistungsdauerlinie entspricht der Energie

$$W = \int_{t=0}^{T_N} P dt. \quad (4.6)$$

In Abbildung 4.17 ist die Tagesbelastungskurve aus Abbildung 4.14 dargestellt. Diese kann in ihre Leistungsdauerlinie übergeführt werden. Für den Belastungsgrad ergibt sich ein Wert von $m = 0,216$ und für das Lastverhältnis $m_0 = 0,018$. Mit Hilfe dieser Parameter lässt sich die theoretische Leistungsdauerlinie im normierten Maßstab nach Gleichung 4.5 errechnen. Die tatsächlich abgeleitete und die theoretische normierte Leistungsdauerlinie sind gemeinsam in Abbildung 4.17 in der rechten äußeren Abbildung dargestellt. Daraus lässt sich ein relativ geringer Belastungsgrad der Anlage erkennen. Wie bereits in Abschnitt 4.7 beschrieben, würde durch eine Verschiebung der Lastspitzen die Belastung gleichmäßiger verteilt und somit der Belastungsgrad m erhöht werden.

⁸Beträgt $m = 1$, so wird von *Dauerlast* gesprochen. Für einen Wert von $m = 0,7$ wird angelehnt an das Energieversorgungsunternehmen (EVU) die Bezeichnung *EVU-Last* verwendet [64].

⁹Die Nennzeit T_N entspricht jener Dauer, auf die sich die Angabe der Leistung P bezieht. Für einen Tag ist $T_N = 24$ h und für ein Jahr $T_N = 8760$ h.

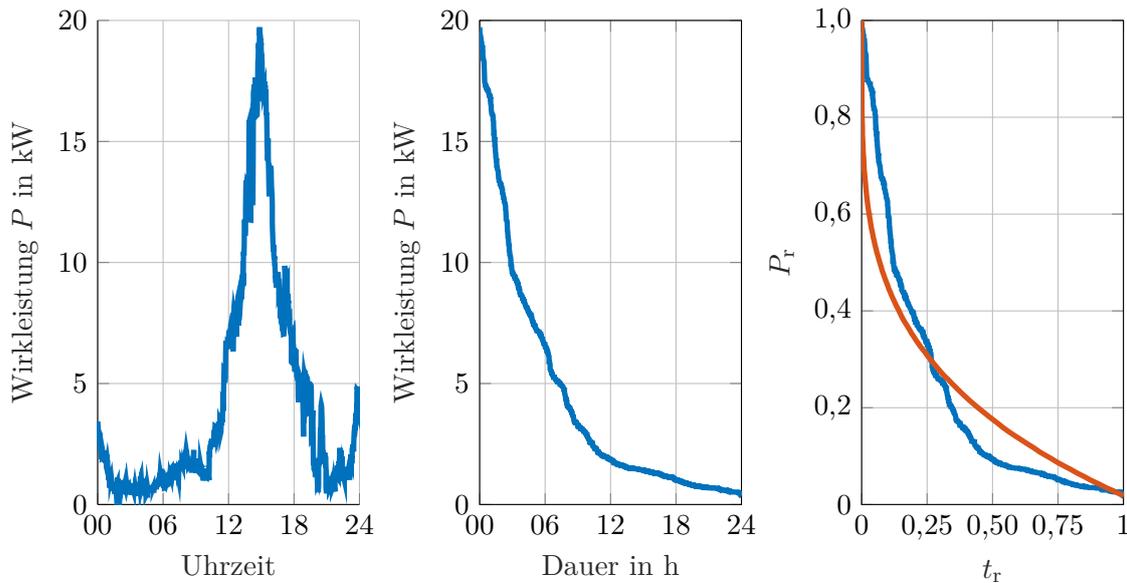


Abbildung 4.17: Tagesbelastungskurve aus Abbildung 4.14 mit zugehöriger (normierter) Leistungsdauerlinie sowie deren Annäherung nach Gleichung 4.5

4.9 Speichergestützte Ladeinfrastruktur

Ziel einer speichergestützten Ladeinfrastruktur ist es, mit Hilfe eines stationären Hilfsspeichers Lastspitzen insbesondere durch Ladevorgänge zu vermeiden. Dadurch lassen sich die leistungsabhängigen Anschlusskosten in wirtschaftlichen Grenzen halten. Diese Variante wird zukünftig vor allem für sogenannte HPC-Ladeinfrastruktur angewendet werden, bei der Ladeleistungen bei einzelnen Ladepunkten von bis zu 350 kW realisiert werden. Zusätzlich wird ab Speichergrößen von einigen 100 kWh versucht, durch geeignete Anwendungsfälle den Speicher am Regelenergiemarkt teilnehmen zu lassen bzw. durch Netzdienstleistungen zusätzliche Einnahmen zu generieren. Zu diesem Zweck müssen die verbauten Speichersysteme eine Präqualifikation durchlaufen, welche die Anforderungen zur Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung auch sicherstellt. Da es sich bei diesen Anlagen um Ladestationen mit hoher Ladeleistung ($P_{\text{Out}} > 50 \text{ kW}$) handelt, werden diese teilweise in der Netzebene 6 (direkt am Niederspannungstrafo) oder sogar in Netzebene 5 (in der Mittelspannungsebene) eingebunden. Als Beispiel sei auf Abbildung 4.18 verwiesen, anhand welcher eine mögliche Umsetzung einer solchen Anlage dargestellt ist. In der Beschreibung zu dieser Anlage heißt es sinngemäß:

Die Kommunikation der Ladestation mit dem CPMS wird meist mit OCPP (siehe Abschnitt 2.7) über das Universal Mobile Telecommunications System (UMTS) Netz realisiert. Die Kommunikation zwischen der DC-Ladestation, dem Batteriespeicher und der anzusteuernenden Leistungselektronik kann gemäß DIN 70121 über PLC realisiert werden. Als Schnittstelle für die Vermarktung am



Abbildung 4.18: Exemplarische Darstellung der möglichen Umsetzung einer HPC-Anlage von Enercon

Regelenergiemarkt und die Aggregation der einzelnen Batterien wird häufig der offene Kommunikationsstandard IEC 60870 verwendet. Zusätzlich kann eine redundante Kommunikation zum Demand Response (DR) System über GSM¹⁰ oder LAN¹¹ erfolgen.

Die modular aufgebaute Leistungselektronik kann dabei je nach Bedarf die verschiedenen Ladepunkte mit unterschiedlicher Ladeleistung versorgen. So bietet beispielsweise der Enercon *E-Charger 600* eine Systemleistung von 600 kW an, die die Ladepunkte für einen PKW mit 50 kW, einen Transporter mit 150 kW und einen LKW mit 350 kW versorgt. Neben einer Pufferspeichervariante, die sich auf Akkumulatoren stützt, ist auch eine Variante basierend auf Schwungradspeichern denkbar. Dabei setzt das System nicht auf elektrochemische Energiespeicherung, sondern auf die Speicherung von mechanischer Energie in Form von Rotationsenergie. Eine Umsetzung einer dieser Anlagen zeigt Abbildung 4.19. Der Vorteil von Schwungradspeichern liegt in deren hohen Zyklfestigkeit und einer Lebensdauer von bis zu 20 Jahren. Darüber hinaus zeichnen sie sich durch eine sehr kurze Zugriffszeit, einen guten Wirkungsgrad (bis zu 90 %) und eine unproblematische Tiefentladung aus. Nachteilig ist allerdings eine unvermeidbare Selbstentladung, hohe Standbyverluste und eine im Verhältnis zu Akkumulatoren niedrige Energiedichte.

¹⁰Global System for Mobile Communications (GSM)

¹¹Local Area Network (LAN)



Abbildung 4.19: Visualisierung einer Schwungradspeicher-Anlage von Chakratec als mögliche Alternative zu kostenintensiven Akkumulatorspeichern

4.10 V2G-Anwendungsmöglichkeiten

Ein durchschnittlich verwendetes Fahrzeug wird laut zahlreichen Studien (z. B. [84] und [85]) die meiste Zeit des Tages nicht verwendet. Diese Erkenntnis konnte auch im Forschungsprojekt „e-pendler in niederösterreich“ [4] gewonnen werden, in der die Fahrzeuge im Schnitt 96 % des Tages nicht bewegt wurden. In dieser Zeit könnten die Batterien als temporärer Energiespeicher genutzt werden. Dieses Konzept, welches bidirektionales Laden, also Laden vom Netz ins Fahrzeug und vice versa voraussetzt, wird im internationalen Sprachgebrauch Vehicle-to-Grid (V2G) genannt. Damit kann in Spitzenlastzeiten das elektrische Netz gestützt und der Bau von (zusätzlichen) großen Energiespeichern verzögert oder gar vermieden werden.

Im Moment versuchen verschiedenste Akteure am Markt geeignete Geschäftsmodelle für eine erfolgreiche Realisierung von V2G-Anwendungen zu realisieren. So könnte bei großen Fahrzeugflotten in den Nachtstunden günstig Energie bezogen werden, und tagsüber bei hohen Preisen aus den Fahrzeugen ins Netz zurückgespeist werden. Derzeit lassen sich solche Konzepte allerdings unter anderem aufgrund von Degradationseffekten¹² [86] und von erhöhten Anforderungen an die Mess- und Verrechnungseinrichtungen nicht wirtschaftlich darstellen und sind somit eher im wissenschaftlichen Forschungsprojekten zu finden. Kunden, die nämlich einen Stromverbrauch größer als 100 MWh/a und einen Anschlusswert größer

¹²Als Degradation wird die Abnahme der Kapazität des Akkumulators trotz Einhaltung der thermischen Grenzen aufgrund von chemischen Reaktionen bezeichnet.

als 50 kW besitzen, bekommen sogenannte Lastgangzähler. Diese speichern meist in Intervallen von einer Viertelstunde Messwerte ab. Dies wird in Deutschland als „Registrierende Leistungsmessung (RLM)“ bezeichnet und kann zusätzliche Kosten von einigen 100 € im Jahr verursachen. Die Wiener Netze verlangen hierzu ein Entgelt von 50 € pro Monat für eine Lastprofil-Zählung (Stand 2019).

Des Weiteren existieren, außer mit dem Mitsubishi i-MieEV, dem Peugeot iOn, dem Renault Zoe, dem Nissan Leaf und dem E6 von BYD, keine in Großserie gefertigten Elektrofahrzeuge am Markt, welche ein bidirektionales Laden unterstützen (Stand 2019).



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

Kapitel 5

Modellbeschreibung von E-Fahrzeugen als elektrische Last

Das Auto ist jetzt vollkommen. Es bedarf keiner Verbesserung mehr.

*(Allgemeine Automobil Zeitung,
Berlin 1921)*

Das Kapitel 5 beschreibt den grundlegenden Aufbau sowie das Verhalten von Traktionsbatterien (speziell auf Basis von Lithium-Ionen) für elektrische Serienfahrzeuge im Sinne einer elektrischen Last. Dabei werden mögliche Ladeverfahren diskutiert und diverse Einflussfaktoren auf die Performance der Traktionsbatterie beleuchtet. Empirisch erhobene Profile und Messungen aus durchgeführten Forschungsprojekten untermauern und validieren die Theorie und finden sich letztlich in einem ausgearbeiteten Modell eines rechnergestützten repräsentativen Lastflussprogrammes (PSS@SINCAL) wieder. Es soll dadurch das prinzipielle Verständnis für E-Fahrzeuge im Sinne einer Modellbeschreibung vertieft werden.

5.1 Übersicht von Speichersystemen

Elektrochemische Speichersysteme sind ein wichtiger und elementarer Baustein unserer modernen Gesellschaft. Mobiltelefone, Laptops, Werkzeuge und auch (Elektro-) Fahrzeuge sind nur einige Beispiele für ihre vielfältigen Einsatzgebiete. Auch in Zukunft werden Speichersysteme, vor allem aufgrund der zurzeit einsetzenden Energiewende, weiter an Bedeutung gewinnen. So werden beispielsweise gebrauchte Traktionsbatterien nach Erreichen ihrer kalendrischen Lebensdauer wieder aufbereitet und im sogenannten „Second-Life“ als stationäre Speichersysteme wiederverwendet. Dies ermöglicht eine Zwischenspeicherung von volatilen Energieerzeugern wie Wind und Photovoltaik und federt mögliche *kalte Dunkelflauten*¹ ab.

¹Der Begriff bezeichnet eine Situation, in der wegen Flaute keine Windenergie, wegen Dunkelheit keine Sonnenenergie und wegen kalter klimatischer Bedingungen viel Strom nachgefragt wird. Nachzulesen unter [87]

Diese Situationen würden ansonsten lediglich durch konventionelle Kraftwerke beherrschbar werden.

5.1.1 Zell-Technologien

Bei den Traktionsbatterien² gibt es eine Vielzahl von unterschiedlichsten elektrochemischen Energiespeichertechnologien, wobei sich in den letzten Jahren die Lithium-Ionen Technologie als erste Wahl durchgesetzt hat. Gründe hierfür liegen sowohl in einer akzeptablen Energie- als auch einer passablen Leistungsdichte. Ausführliche Informationen zu den chemischen und physikalischen Eigenschaften sind beispielsweise in [27] und [88] zu finden. Nachfolgend sollen nur die wichtigsten hieraus vorgestellt werden.

Bleiakkumulator (Pb/PbO₂)

Der Bleiakkumulator ist wohl der bekannteste elektrochemische Speicher mit einer bereits über 150-jährigen Entwicklungsgeschichte. Er zeichnet sich vor allem durch seinen einfachen Aufbau sowie die relativ lange Lebensdauer aus. Nachteilig ist das hohe spezifische Gewicht sowie die Empfindlichkeit auf Tiefentladung. Hauptanwendungsgebiete finden sich als Starterbatterie (aufgrund guter Strombelastbarkeit), Elektroantriebsbatterie sowie als ortsfeste Notstromversorgung.

Als Aktivmaterialien werden Blei (Pb) und Bleioxid (PbO₂) verwendet. Als Elektrolyt dient eine wässrige Schwefelsäure. Die neuesten Entwicklungen verwenden geschlossene, wartungsfreie Akkus mit festen Elektrolyten. Bei Blei-Gel-Akkus wird der Elektrolyt durch Zusatz von Kieselsäure (SiO₂) geliert.

Nickel-Cadmium-Akkumulator (NiCd)

Nickel-Cadmium-Akkumulatoren sind, ähnlich wie Bleiakkumulatoren, auch für reine Elektrofahrzeuge interessant. Der Vorteil liegt in ihrer höheren Lebensdauer, was allerdings den erhöhten Herstellungskosten gegenübersteht. Aufgrund der Verwendung des giftigen Cadmiums und des auftretenden Memory-Effekts³ ist dieser Zelltyp allerdings in den am Markt befindlichen Fahrzeugen kaum mehr in Verwendung.

²Bei Batterien wird zwischen Primärzellen (nicht wiederaufladbar) und Sekundärzellen (wiederaufladbar) unterschieden. Soweit nicht anders ausgeführt wird in dieser Dissertation der Begriff „Batterie“ im Zusammenhang mit Sekundärzellen (Akkumulatoren) verwendet.

³Kapazitätsverlust durch häufige Teilentladungen

Nickel-Metall-Hydrid-Akkumulator (NiMH)

Dieser Batterietyp wurde für den Hochleistungsbereich entwickelt und liefert eine deutlich höhere Leistungs- sowie Energiedichte bei gleichzeitiger Vermeidung des unerwünschten giftigen Cadmiums. Große Stückzahlen wurden im Consumer Bereich umgesetzt und finden sich wegen der hohen Zyklenfestigkeit in diversen Hybridfahrzeugen wieder (z. B. im Toyota Prius). Betrachtet man die chemischen Eigenschaften dieser Zelle, so kann diese als relativ sicher eingestuft werden, da weder der Elektrolyt noch die Aktivmaterialien als brennbar gelten.

Natrium-Nickelchlorid-Akkumulator bzw. ZEBRA-Batterie (NaNiCl₂)

Die Natrium-Nickelchlorid-Zelle, auch unter dem Handelsnamen Zero Emission Battery Research Activities (ZEBRA)-Batterie bekannt, zählt zu den sogenannten Thermalbatterien. Dieser Batterietyp zeichnet sich dadurch aus, dass während seiner Lagerung der Elektrolyt fest und inaktiv ist. Erst bei hohen Temperaturen (mehr als 200 °C) schmilzt der Elektrolyt und die Batterie wird aktiviert. Vorteile ergeben sich dadurch in der nahezu unbegrenzten Lagerfähigkeit, da so gut wie keine Selbstentladungseffekte auftreten. Wegen der hohen Zuverlässigkeit wird dieser Zelltyp auch häufig für militärische Anwendungen oder als Pufferakku für Mobilfunk-Basisstationen eingesetzt.

Lithium-Ionen-Akkumulator (Li-Ion)

Bereits 1962 gab es die erste Form einer Lithium-Ionen-Batterie. Damals bestand die negative Elektrode aus Lithium und die positive Elektrode aus Mangandioxid. 1972 wurde diese Primärbatterie, welche nicht wiederaufladbar war, von der Firma Sanyo auf den Markt gebracht. In den 80er Jahren wurden erste Sekundärbatterien auf Basis von Lithium und Molybdänsulfid entwickelt. Diese hatten allerdings mit enormen Sicherheitsproblemen zu kämpfen. Sony entwickelte 1991 die erste kommerzielle, wiederaufladbare Lithium-Ionen-Batterie und brachte sie auf den Markt. Das Aktivmaterial der negativen Elektrode war Kohlenstoff, jenes der positiven war Lithium-Kobaltdioxid.

Lithium-Ionen-Batterien zeichnen sich vor allem durch längere Lebensdauern (im Vergleich zu anderen Zelltechnologien), geringere Selbstentladung, höheres Leistungsgewicht und Zyklierungswirkungsgrade von über 90 % aus. Ihre negative Elektrode besteht aus Graphit und die positive Elektrode aus verschiedenen Lithiummetalloxiden wie Lithiumeisenphosphat (LiFePO₄), Lithium-Cobalt(III)-oxid (LiCoO₂) oder Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid.



Abbildung 5.1: Ein E-Bus der Holding Graz bei einer Flash-Ladung des Supercaps an einer entsprechenden Ladestation (Quelle: Holding Graz).

5.1.2 Doppelschichtkondensatoren

Doppelschichtkondensatoren, Superkondensatoren oder auch kurz Supercaps genannt, sind elektrochemische Kondensatoren, welche im Vergleich zu Akkumulatoren gleichen Gewichts eine sehr geringe Energiedichte aufweisen. Allerdings liegt ihre Stärke in ihrer 10- bis 100-fach höheren Leistungsdichte, was einen schnellen Be- bzw. Entladevorgang ermöglicht. Diese Eigenschaft und ihre erhöhte Zyklenfestigkeit machen die Supercaps attraktiv für den Ersatz oder auch als Ergänzung zu herkömmlichen Akkusystemen vor allem bei Fahrzeugen, die aufgrund ihrer Größe (Busse, Kommunalfahrzeuge etc.) mit hohen Ladeleistungen geladen werden müssen, um ihren reibungslosen Betrieb zu gewährleisten. Ein aktuelles Umsetzungsprojekt findet man hierzu in der Stadt Graz [89]. Dort wurden Elektrobusse mit Supercaps in einem Probebetrieb eingesetzt und eine entsprechende Ladeinfrastruktur für diese Fahrzeuge errichtet (siehe Abbildung 5.1).

5.1.3 Wasserstoff (Brennstoffzelle)

Wasserstoff besitzt die höchste gravimetrische Energiedichte aller bisher bekannten (chemischen) Speichertechnologien. Mit 33 kWh/kg bzw. rund 120 MJ/kg besitzt Wasserstoff eine fast dreimal so hohe Energiedichte im Vergleich zu Kohlenwasserstoffverbindungen wie

Methan CH_4 , Ethan C_2H_6 oder Propan C_3H_8 . Allerdings muss der Wasserstoff wegen seiner sehr geringen Dichte bei Normaldruck analog zum Erdgas stark komprimiert werden, um als Kraftstoff in Fahrzeugen mitgeführt werden zu können. Als Speicherdruckniveaus haben sich dabei 350 bar bei Bussen, Nutzfahrzeugen und im Schwerverkehr sowie 700 bar bei PKW etabliert.

Der Wasserstoff wird in Druckgasbehältern gespeichert, die aus modernen Verbundmaterialien hergestellt werden, um das Zusatzgewicht gering zu halten. Als Energiespeicher bietet Wasserstoff die Möglichkeit, das Reichweitenproblem von batterieelektrischen Antrieben zumindest teilweise zu beheben. Bei Fahrzeugen mit Brennstoffzellen wird die elektrische Energie durch Umwandlung von Wasserstoff in Elektrizität gewonnen. Diese Umwandlung weist hinsichtlich ihres Betankungsvorganges und der benötigten Infrastruktur starke Ähnlichkeiten zu konventionellen Fahrzeugen auf. Zum einen sind die Einsatzreichweiten von Brennstoffzellenfahrzeugen mit denen von konventionellen Fahrzeugen vergleichbar. Zum anderen können die Fahrzeuge herstellerunabhängig an zentralen, aber technisch komplexen Wasserstofftankstellen innerhalb weniger Minuten betankt werden. Brennstoffzellenfahrzeuge der neuesten Generation verfügen zusätzlich über Hochleistungsbatterien, die sowohl zur Speicherung von Rekuperationsenergie als auch zur Abdeckung von Lastspitzen dienen und eine reduzierte Dimensionierung sowie eine Betriebspunktoptimierung des Brennstoffzellensystems ermöglichen.

Die beiden größten Probleme dieser Technologie sind im Moment eine nicht vorhandene Betankungsinfrastruktur⁴ und die Gewinnung des Wasserstoffes an sich. Der Großteil des Wasserstoffs (über 90 %) wird derzeit über eine Dampfreformation aus Erdgas gewonnen. Man wandelt dabei unter Aufwendung von Energie Wasserdampf und eine energiereiche Kohlenwasserstoffverbindung in Wasserstoff und Kohlenmonoxid um. Dieses Verfahren bietet ökologisch gesehen keinen Vorteil. Nur eine Herstellung von Wasserstoff mit Hilfe einer Elektrolyse durch aktuell nicht benötigten Strom aus erneuerbaren Energieträgern würde eine Anwendung klimapolitisch rechtfertigen.

Zu diesem Zweck gibt es auch in Österreich Bestrebungen, geeignete Anlagen zu entwickeln und umzusetzen. Ein Beispiel eines Umsetzungsprojektes ist die „Wind2Hydrogen“-Anlage der OMV in Auersthal im östlichen Niederösterreich. Hierbei handelt es sich um eine 100 kW Pilotanlage am Standort der dortigen OMV Gasstation. Ziel des Forschungsprojektes Wind2hydrogen in Österreich ist es, die nötigen Rahmenbedingungen für die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff zu schaffen. Elektrische Energie kann in Form von Wasserstoff leichter gespeichert, transportiert und bedarfsgerecht eingesetzt werden⁵.

⁴Es gibt lediglich vier Wasserstofftankstellen in ganz Österreich: Wien-Floridsdorf, Asten bei Linz, Innsbruck und Graz-Liebenau (Stand: Ende 2018). In Deutschland wurde im September 2018 die 50. Wasserstofftankstelle eröffnet [90].

⁵Weitere Informationen sind unter <https://www.omv.com/> zu finden.

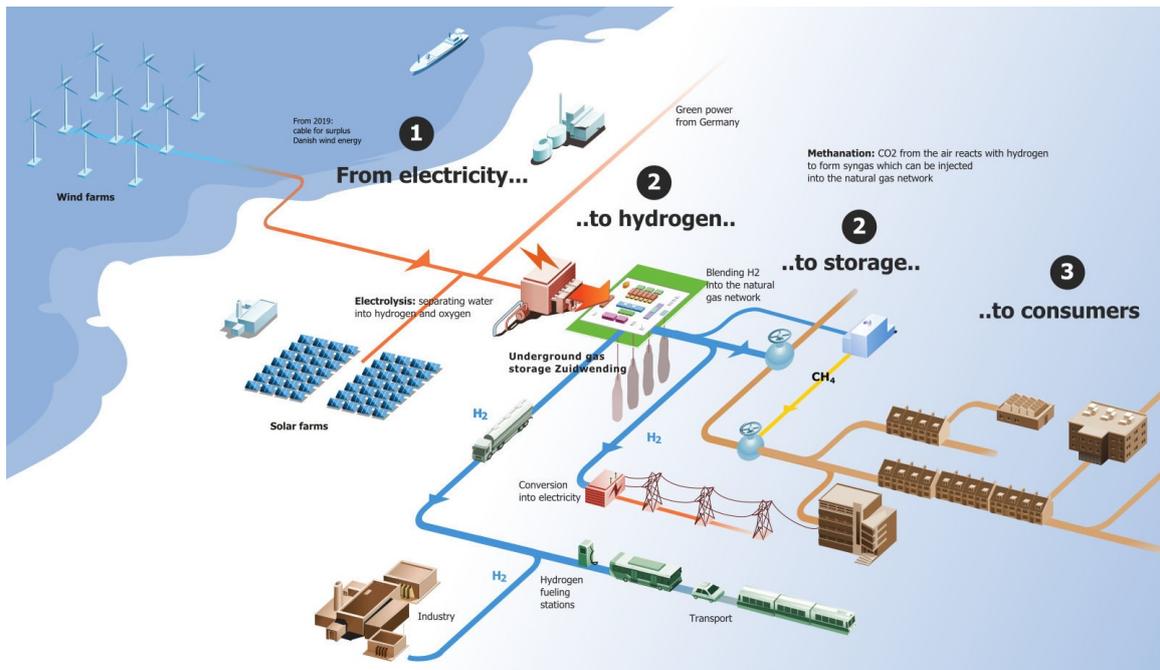


Abbildung 5.2: Schematischer Ablauf der energetischen Speicherung von Überschussstrom in Form von Wasserstoff im Umsetzungsprojekt TSO2020

Auf europäischer Ebene ist das Projekt *TSO2020: Electric „Transmission and Storage Options“ along TEN-E and TEN-T corridors for 2020* zu erwähnen⁶. Dieses Umsetzungsprojekt soll die regionale, über dem aktuellen Bedarf liegende Stromproduktion aus Wind, PV etc. über Elektrolyse in Wasserstoff umwandeln und diesen somit bis zum Bedarf zwischenspeichern, anstatt beispielsweise die Offshore-Windkraftwerke abzuregeln. Abbildung 5.2 stellt diesen Sachverhalt schematisch dar.

5.1.4 Vergleich verschiedener Speichertechnologien

Je nach Anwendungsfall können unterschiedliche Kriterien an die Traktionsbatterie gestellt werden. Bei Elektrofahrzeugen ist beispielsweise aufgrund der zu erzielenden Reichweite eine hohe Energiedichte erstrebenswert. Bei Hybridfahrzeugen wird hingegen wegen der vielen kurzfristigen Lade- und Entladevorgänge, verursacht durch die Kombination des elektrischen Antriebsstranges mit der Verbrennungskraftmaschine, der Fokus auf eine erhöhte Leistungsdichte gelegt. Zur anschaulichen Darstellung der Energie- und Leistungsdichte einer bestimmten Speichertechnologie wird ein sogenanntes *Ragone*⁷-Diagramm verwendet.

⁶Trans-European Networks (TEN) bezeichnen die „Transeuropäischen Netze“ innerhalb der Europäischen Union. Ziel dieses Netzwerks ist eine bessere Vernetzung des Binnenmarktes innerhalb der Union in Bezug auf Verkehr (TEN-T = Transport), Energie (TEN-E = Energy) und Telekommunikation.

⁷Benannt nach dem US-amerikanischen Metallurgen David Vincent Ragone, der dieses Diagramm erstmals in [91] verwendete.

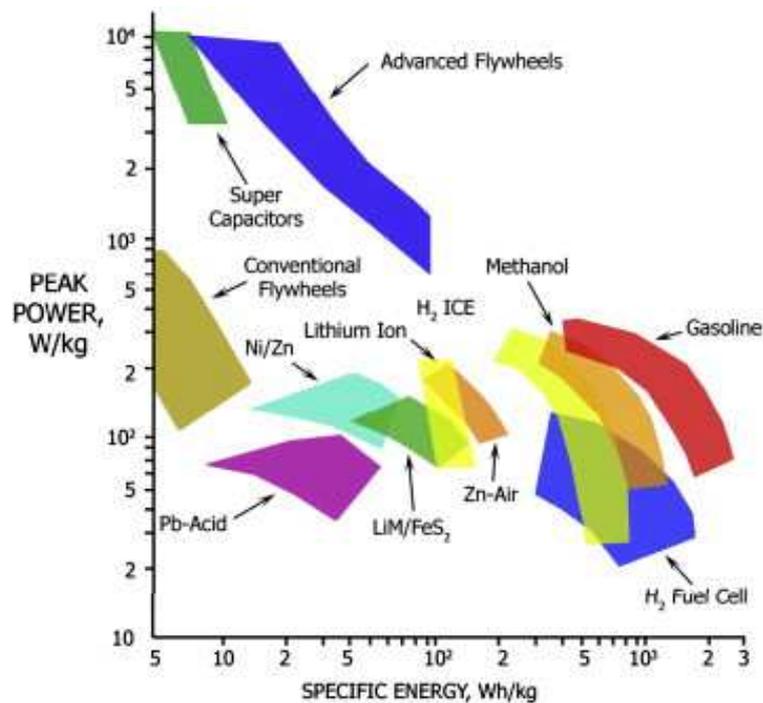


Abbildung 5.3: Ragone-Diagramm für den Vergleich der Energie- und Leistungsdichte verschiedener Speichertechnologien [92]

Abbildung 5.3 zeigt solch ein Diagramm für verschiedene Speichertechnologien, welche speziell im Transportbereich Anwendung finden. Neben Batterien, Superkondensatoren und Schwungrädern werden auch verschiedene Kraftstoffe dargestellt. Es lässt sich anhand des Diagramms das Hauptproblem aller batteriebetriebenen Fahrzeuge feststellen: Ihre relativ geringe Energiedichte gegenüber Kraftstoffen und Brennstoffzellen (bzw. Wasserstoff) sowie ihre geringe Leistungsdichte verglichen mit Supercaps und Schwungrädern. Dennoch wurden vor allem in den letzten Jahren enorme Fortschritte in der Entwicklung von Lithium-Ionen-Akkumulatoren erzielt, weshalb diese mittlerweile als praxistaugliche Speichertechnologie in Elektrofahrzeugen ihre Anwendung finden. Einen umfassenden Überblick über die wichtigsten technischen und ökonomischen⁸ Parameter von Speichertechnologien, die für die Elektromobilität in Frage kommen, liefert die Tabelle 5.1. Dabei sei vor allem auf die Lithium-Batterien hingewiesen, die in allen Punkten durchaus zufriedenstellende Werte erreichen. Dies erklärt auch den im Moment erfolgreichen Siegeszug dieser Technologie im Bereich der Elektromobilität.

⁸Als Parameter dienen dabei die Capital expenditure – Investitionskosten (CAPEX) und die Operational expenditure – Betriebskosten (OPEX). Diese beiden Werte bilden zusammen die Total expenditures – Gesamtkosten (TOTEX).

Tabelle 5.1: Überblick über die wichtigsten technischen und ökonomischen Parameter für relevante Speichertechnologien für die Elektromobilität [27]

<i>Technologie</i>	<i>Technik</i>						<i>Kosten</i>		
	Energiedichte		Wirkungsgrad	Selbstentladung	Lebensdauer		CAPEX		OPEX
	Gravimetrisch	Volumetrisch			Zyklisch	Kalendarisch			
	Wh/kg	kWh/m ³	%	%/Tag	Zyklen	a	€/kWh	€/kW	€/kWh
Elektrische Energiespeicher									
Kondensatoren (DSK) ⁹	0,1-10	10	90-95	0,004-0,013	1 Mio.	10	5000-12000	125-300	k.A.
Spulen (SMES) ¹⁰	1	10	92	10-12	>1 Mio.	30	13000-75000	300-900	k.A.
Elektrochemische Energiespeicher									
<i>Niedertemperatur-Batterien</i>									
Blei-Säure-Batterien	25-40	25-65	74-89	0,17	200-1300	10	90-355	200-490	0,16-0,76
Nickel-Batterien	55-75	60-105	71	k.A.	350-2000	k.A.	385-1100	385-1100	k.A.
Lithium-Batterien	110-190	190-375	90-97	0,008-0,041	400-1900	15	170-600	170-600	0,13-0,76
<i>Hochtemperatur-Batterien</i>									
Natrium-Batterien	100-165	155-255	72-81	k.A.	2500-8250	17	265-645	285-1075	0,07-0,76

⁹Doppelschichtkondensator

¹⁰Supraleitende magnetische Spulen

Fortsetzung der Tabelle 5.1

<i>Technologie</i>	<i>Technik</i>						<i>Kosten</i>		
	Energiedichte		Wirkungs- grad	Selbst- entladung	Lebensdauer		CAPEX		OPEX
	Gravi- metrisch	Volu- metrisch			Zyklisch	Kalen- darisch			
	Wh/kg	kWh/m ³	%	%/Tag	Zyklen	a	€/kWh	€/kW	€/kWh
<i>Batterien mit externem Speicher</i>									
Redox-Flow Batterien	15-50	20-60	71-83	0	5700- 8600	15	250- 865	710- 1790	k.A.
Chemische Energiespeicher									
<i>Konventionelle chemische Speicher</i>									
Flüssiggas/Autogas/LPG	12870	6770	-	k.A.	-	-	k.A.	-	-
<i>Biokraftstoffe</i>									
Bioethanol	7410	5850	-	k.A.	-	-	k.A.	-	-
Biodiesel	10305	8985	-	k.A.	-	-	k.A.	-	0,0002
Mechanische Energiespeicher									
Pumpspeicherwerke	0,3-1,4	0,35-1,1	70-82	0-0,5	12800- 33000	40- 100	40- 180	550- 2040	0,08
Schwungmassenspeicher	5-90	210	83-93	72-100	>1 Mio.	k.A.	650- 2625	125- 275	1

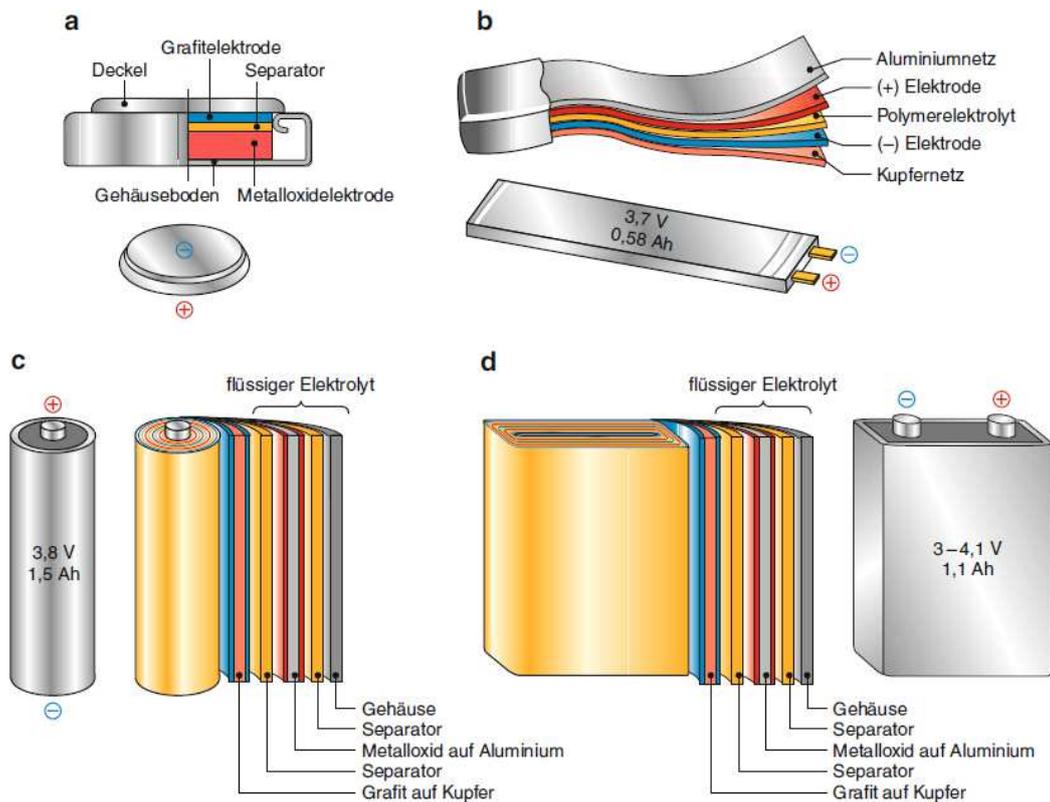


Abbildung 5.4: Lithium-Ionen-Zellen ausgeführt als: a.) Knopfzelle, b.) Flachzelle, c.) Zylinderzelle, d.) prismatische Zelle [93]

5.2 Zellaufbau und Batteriedesign

Im Allgemeinen werden heutige Traktionsbatterien auf Basis von Lithium-Ionen-Zellen aufgebaut. Dabei gilt es bei den Ausführungen zwischen zylindrischen, prismatischen und flachen Zellvarianten zu unterscheiden. Abbildung 5.4 zeigt den grundsätzlichen Zellaufbau der verschiedenen Varianten. Die zylindrische Zelle, auch Rundzelle genannt, enthält einen Wickel aus Anode, Separator, Kathode und abermals einen Separator. Die prismatischen Zellen enthalten einen Flachwickel oder gestapelte Einheiten, die in einem Gehäuse bzw. einer Folie verpackt werden. Im Consumer-Bereich haben sich weitestgehend die Knopfzellen etabliert. Die Flachzelle wird auch Pouch-Zelle oder Coffee-Bag genannt und besitzt gegenüber Zylinderzellen einen Preisvorteil bei den Materialien. All diese Zelltypen werden durch mehrere Serien- und Parallelschaltungen von einzelnen Zellen schließlich zu einem ganzen Batteriepack zusammengesetzt. Jede dieser Zellen bietet bestimmte Vor- und Nachteile, vor allem im Bereich des Thermomanagements, weshalb sich nicht pauschal eine zu bevorzugende Variante bestimmen lässt [93].

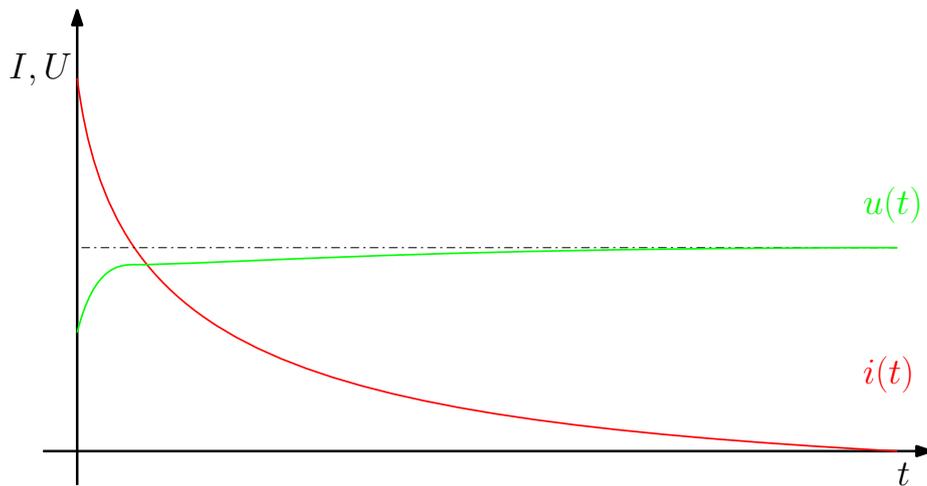


Abbildung 5.5: Konstantspannungs-Ladeverfahren

5.3 Ladeverfahren von Batterien

Oberstes Ziel beim Laden einer Traktionsbatterie ist es, in möglichst kurzer Zeit unter Einhaltung der Rahmenbedingungen (Temperatur, maximale Strom- und Spannungsverhältnisse etc.) möglichst viel Energie in die Batterie zu laden. Hierzu wurden je nach Zell-Technologie unterschiedlichste Ladeverfahren entwickelt, welche mehr oder weniger gut für einen schnellen Ladevorgang geeignet sind. Bei Antriebsbatterien von Elektrofahrzeugen wird heutzutage die Lithium-Ionen-Technologie am häufigsten verwendet. Diese bietet den Vorteil einer guten Leistungs- sowie Energiedichte bei vertretbarem Gewicht. Nachfolgend sollen die gebräuchlichsten Ladeverfahren nach [38] und [94] kurz vorgestellt werden.

5.3.1 Konstantspannungs-Ladeverfahren (U-Verfahren)

Bedingt durch den Innenwiderstand der Batterie entsteht bei einem Stromfluss ein Spannungsabfall, welcher sich gemeinsam mit der Quellenspannung der Zelle zur sogenannten Klemmenspannung addiert. Diese Klemmenspannung muss vom Ladegerät geliefert werden und ist während des Ladevorgangs stets größer als die Zellspannung. Bei nahezu leeren Zellen ist die Zellspannung relativ gering, weshalb der Ladestrom zu Anfang des Ladevorgangs sehr groß ist. Der Strom nimmt exponentiell ab und sinkt theoretisch auf null ab. Dieses Ladeverfahren bietet den Vorteil, die Zellspannung innerhalb der Grenzen zu halten, gleichzeitig stellen aber die hohen Anfangsströme ein Problem für die Batterie dar. Im schlimmsten Fall kann dieser hohe Strom sogar zur Zerstörung der Batteriezelle sowie zur Überlastung des Ladegerätes führen. Abbildung 5.5 zeigt den schematischen Verlauf von Strom und Spannung bei einem Ladevorgang an der Zelle.

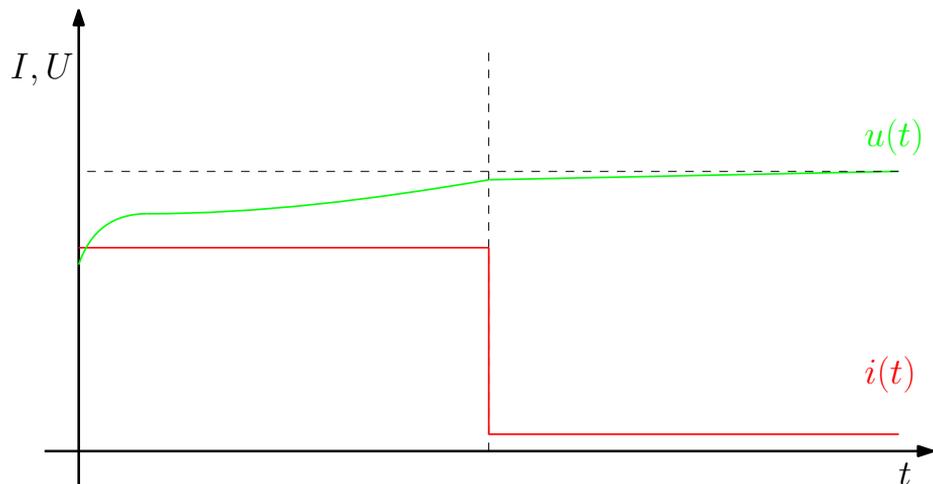


Abbildung 5.6: Konstantstrom-Ladeverfahren

5.3.2 Konstantstrom-Ladeverfahren (I-Verfahren)

Alternativ zur Ladespannung kann auch der Ladestrom konstant vorgegeben werden. Die Belastung des Ladegerätes sowie der einzelnen Zellen kann somit leicht in Grenzen gehalten werden. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Zellspannung in Abhängigkeit vom Ladestrom exponentiell ansteigt. Mit anderen Worten wird die Ladeschlussspannung umso schneller erreicht, je größer der eingestellte Ladestrom ist. Um eine Überladung zu vermeiden, darf die Ladeschlussspannung nicht überschritten werden und der Strom muss deshalb drastisch reduziert werden. Abbildung 5.6 zeigt diesen Sachverhalt grafisch als Verlauf von Strom und Spannung bei einem Ladevorgang an der Zelle.

5.3.3 Pulsladeverfahren und Reflexladen

Bei der Pulsladung wird wie beim bereits erwähnten Konstantstrom-Ladeverfahren der Ladestrom konstant gehalten. Wesentlicher Unterschied sind jedoch die periodischen kurzen Unterbrechungen, in denen diverse Parameter (z. B. Ruhespannung) gemessen werden können. Werden zusätzlich zu den positiven Ladestromimpulsen auch negative Entladeimpulse angelegt, so spricht man vom Reflexladen. Dadurch sollen Gasungsprozesse gemindert werden. Zusätzlich wird dieses Ladeverfahren zum Ausgleich von Selbstentladevorgängen verwendet. Abbildung 5.7 zeigt einen möglichen Verlauf von Strom und Spannung bei einem Ladevorgang an der Zelle.

5.3.4 IU-Ladeverfahren (CCCV-Ladeverfahren)

Prinzipiell verhält sich ein Ladevorgang eines Lithium-Ionen-Akkumulators wie in Abbildung 5.8 dargestellt. Dieses Verfahren wird in der Fachliteratur mit Constant Current

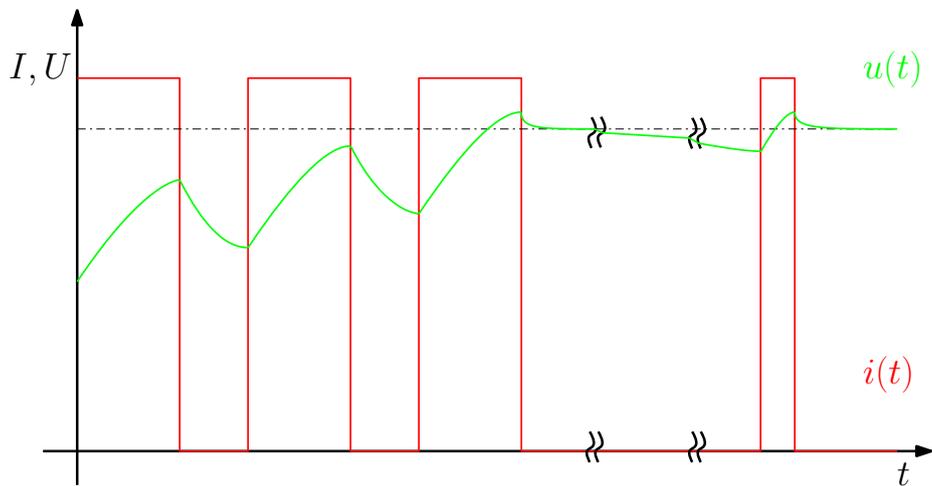


Abbildung 5.7: Pulsladeverfahren inklusive Erhaltungsladung (am Ende)

Constant Voltage (CCCV) bezeichnet. Dabei wird in der ersten Phase des Ladevorgangs der Strom konstant gehalten (Constant Current). Diese Phase hält bis zum Erreichen der Ladeschlussspannung an und geht danach in eine Phase der konstanten Spannungshaltung über (Constant Voltage). Meist wird bei Erreichen eines minimalen Ladestroms der Akkumulator als vollgeladen bewertet und der Ladevorgang beendet [14].

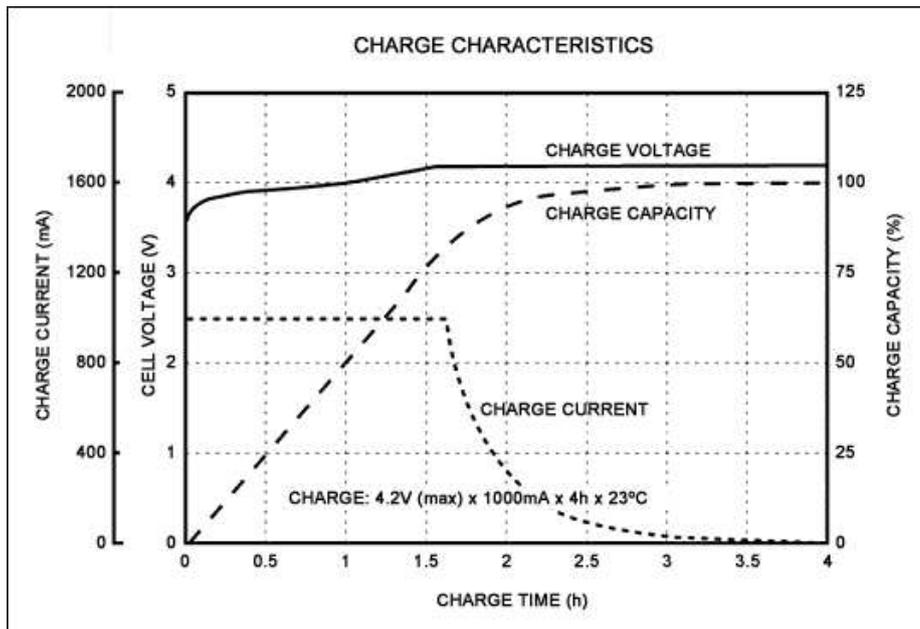


Abbildung 5.8: CCCV-Ladeverfahren am Beispiel einer einzelnen Lithium-Zelle von SONY (US18650G4 Li+) [95]

5.4 Ladevorgänge von E-Fahrzeugen

Im Forschungsprojekt „e-pendler in niederösterreich“ [4] wurden neben einer Vielzahl von anderen Untersuchungen auch die im Projekt beteiligten Elektrofahrzeuge auf ihre jeweiligen Ladecharakteristiken untersucht. Um das zu erwartende CCCV-Ladeverhalten zu validieren, wurden dabei mehrere Messungen mit verschiedenen (maximalen) Ladeleistungen (u. a. 3,7 kW, 11 kW, 22 kW und 50 kW; sowohl AC- als auch DC-Ladungen) an unterschiedlichen Typen von Fahrzeugen (Renault ZOE, Nissan Leaf, BMW i3 etc.) durchgeführt.

Für die Messungen der Elektroautos wurden aufgrund der verschiedenen Ansprüche (maximal auftretende Ströme, Zugang zur Messstelle, Messgenauigkeit etc.) unterschiedliche Messgeräte¹¹ verwendet. Neben den zu messenden elektrischen Größen wie Phasenströme, Phasenspannungen, Wirk- und Blindleistung wurden zusätzlich die Umgebungstemperatur, wenn möglich die Fahrzeugbatterietemperatur sowie die Ladezustände (SOC) mitprotokolliert. Das Aufnehmen der Umgebungstemperatur erfolgte mit einem handelsüblichen Temperatur-Datenlogger.

Wie bereits in Abschnitt 5.3 erläutert, verwenden heutige Lithium-Ionen-Batterien meist das CCCV-Ladeverfahren. Auch in Consumer-Geräten wie Laptops und Smartphones kann dieser Sachverhalt festgestellt werden, wie Untersuchungen am Institut gezeigt haben (siehe hierzu den Anhang Abschnitt A.1). Dieses Verhalten ließ sich aber auch durch mehrere Messungen an verschiedenen Elektrofahrzeugen bestätigen. Ein in der Modellregion „e-pendler in niederösterreich“ verwendetes Pedelec¹² der Firma Kalkhoff wurde in Untersuchungen genauer betrachtet, um erste Schlüsse aus den Messungen zu ziehen. So zeigt Abbildung 5.9 den Verlauf der Wirk- und Blindleistung¹³ sowie das Ansteigen des Energiegehaltes bei einer Vollladung. Um die Reproduzierbarkeit dieser Messung zu bestätigen, wurden mehrere Vollladungen aufgezeichnet (vgl. Anhang Abbildung A.3).

Beim Vermessen eines Renault Twizy, der knapp 3,75 Stunden einphasig geladen wurde, kann man das bereits beschriebene Verhalten ebenfalls deutlich erkennen. Wie Abbildung 5.10 zeigt, ist der Verlauf der Wirkleistung¹⁴, die im Wesentlichen der Ladeleistung entspricht, deutlich in zwei Phasen unterteilt. Gut erkennbar ist der anfangs kontinuierlich ansteigende Verlauf

¹¹Die Datenblätter der verwendeten Geräte (TOPAS 1000, C.A. 8332B Qualistar, Christ CLM1000) sind im Anhang C zu finden. Falls nicht anders angegeben, wurden ausschließlich diese Geräte für die Erstellung der Messungen in dieser Dissertation verwendet.

¹²Ein Pedal Electric Cycle (Pedelec) bietet im Gegensatz zum E-Bike nur dann Motorunterstützung an, wenn der Fahrer auch in die Pedale tritt. Diese Unterstützung darf allerdings bis maximal 25 km/h erfolgen, da ansonsten das Fahrrad zulassungspflichtig werden würde.

¹³Soweit nicht anders angegeben, wurden aus Darstellungsgründen in sämtlichen Grafiken dieser Dissertation die Absolutwerte der Blindleistung verwendet. Im Allgemeinen handelt es sich um negative Blindleistungswerte. Es wird also Blindleistung am Bezugspunkt abgegeben, was einem kapazitiven Erzeuger im Verbraucherzählpeilsystem (VZS) entspricht.

¹⁴Da die gemessene Wirkleistung am PCC gemessen wurde, beinhaltet diese sowohl Verluste und den Eigenverbrauch des Fahrzeuges. Dadurch entspricht die gemessene Leistung nicht exakt der Ladeleistung der Fahrzeugbatterie.

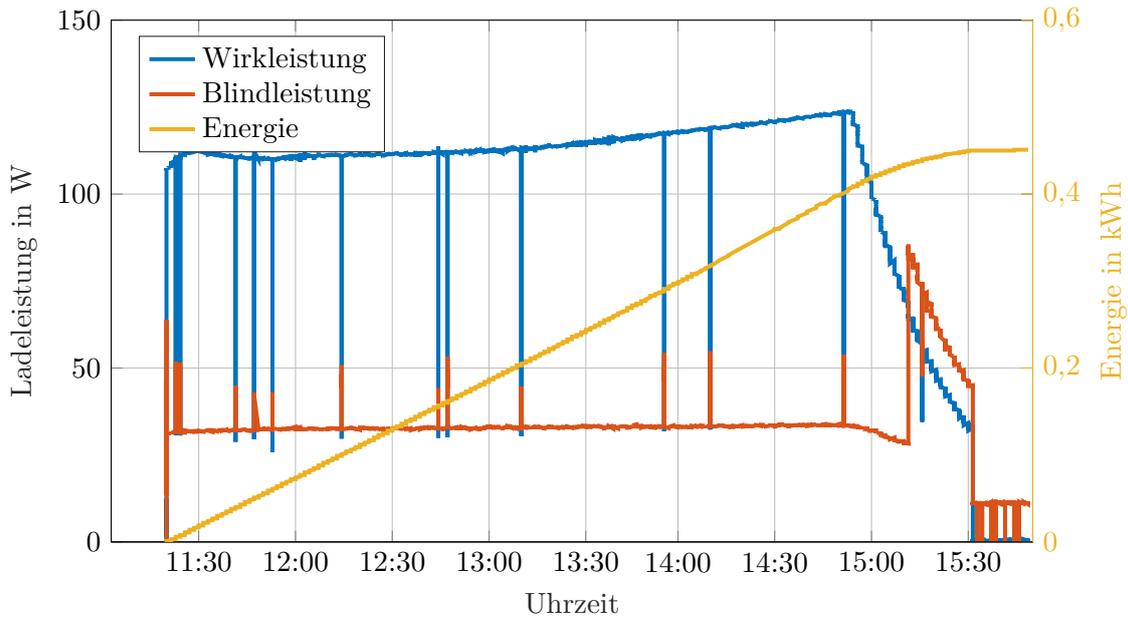


Abbildung 5.9: Verlauf der Wirk- und Blindleistung sowie der geladenen Energie bei einer Vollladung eines E-Bikes

der Ladeleistung, welcher durch die ansteigende Zellspannung erklärbar ist. Der gestufte Verlauf des Abklingterms lässt sich auf eine einfach aufgebaute Ladeelektronik zurückführen. Dieses Ladeverhalten der zweiten Phase wird als Multistage Constant Current (MSCC) bezeichnet und ersetzt vereinfacht gesagt die Constant Voltage (CV)-Phase mit mehreren konstanten monoton fallenden Stromphasen [94].

Bei den vermessenen Ladevorgängen des BMW i3 und des e-Smarts liegt eindeutig ein CCCV-Ladeverhalten vor, wie in Abbildung 5.11 und Abbildung 5.12 zu sehen ist. Erwähnenswert ist an dieser Stelle der vergleichsweise niedrige Anteil der Blindleistung beim e-Smart. Offensichtlich wurde der On-Board Lader mit einer PFC ausgestattet, welche einen Leistungsfaktor über weite Teile des Ladevorganges nahe eins zulässt ($\lambda \approx 1$).

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitforschung der Modellregion „E-Mobility Post“ [5] wurden einige eingesetzte Fahrzeuge der Österreichischen Post AG ebenfalls ausführlich vermessen. Für die Messungen wurde wiederum das bereits erwähnte Messequipment verwendet, dessen Datenblätter sich in Anhang C wiederfinden.

Abbildung 5.13 stellt den Ladevorgang eines „KYBURZ“ eTrolley dar. Dabei handelt es sich um einen kleinen elektrischen Handwagen für die Postzustellung. Dieser zeichnet sich vor allem durch einen ungewöhnlich hohen Blindleistungsanteil aus, was einen geringen Leistungsfaktor von 0,46 bis 0,57 zur Folge hat¹⁵. Deutlich ist hier das bereits beschriebene CCCV-Ladeverfahren ersichtlich.

¹⁵Laut DIN EN ISO 17409 [96] ist ein Leistungsfaktor kleiner 0,95 bei Nennleistung nicht zulässig.

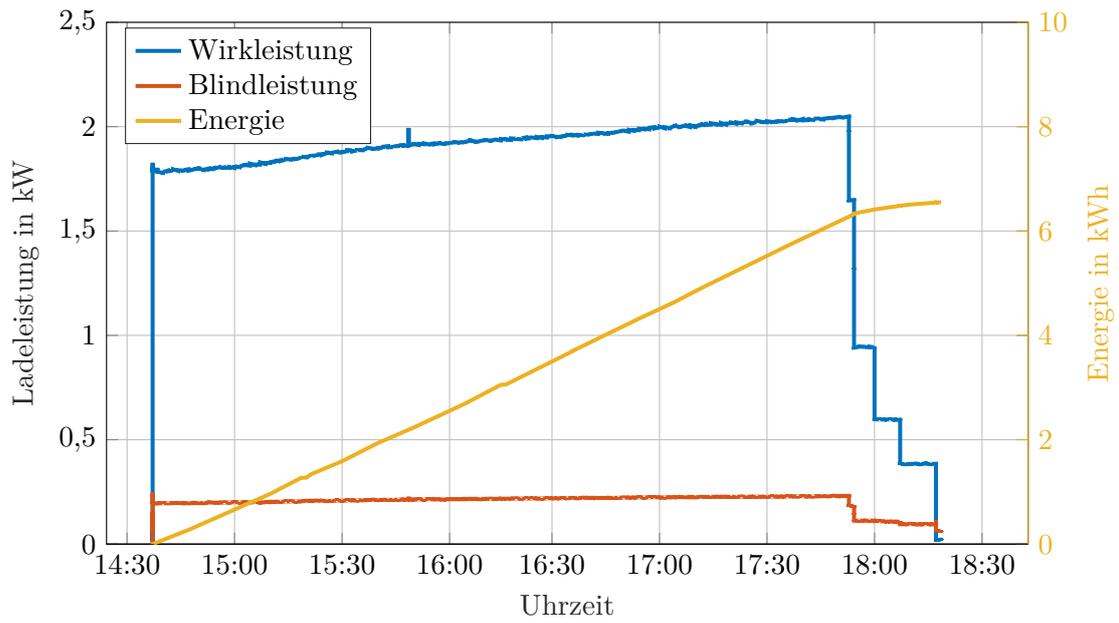


Abbildung 5.10: Vollladung eines Renault Twizy (Leichtfahrzeug) an einer herkömmlichen Schuko-Haushaltssteckdose (Stecker-Typ F) mit ca. 2 kW

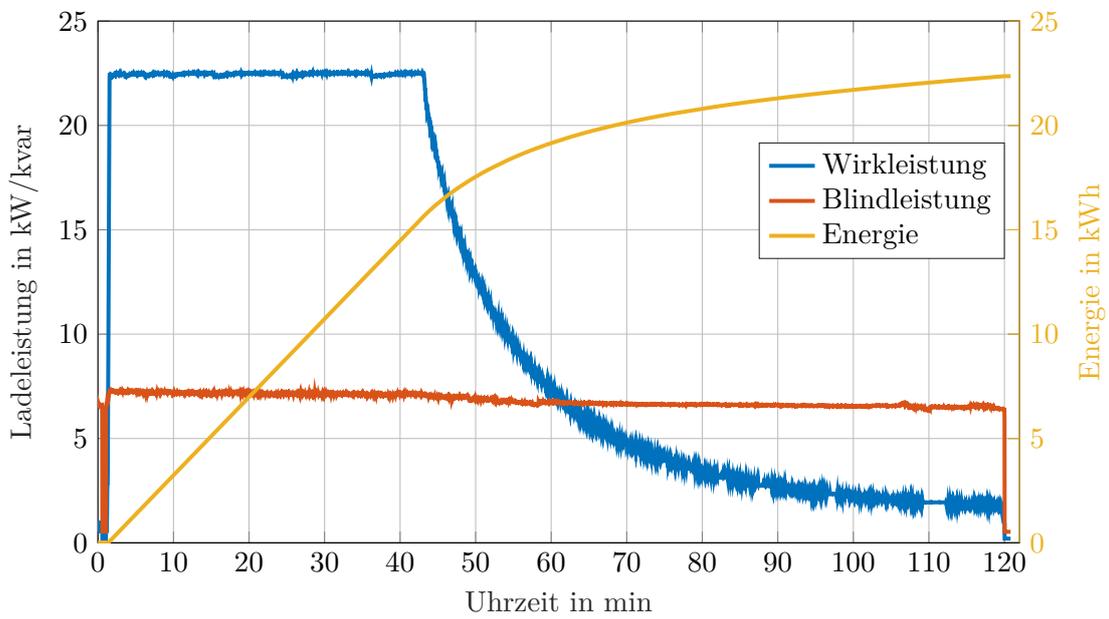


Abbildung 5.11: Vollladung eines BMWi3 an einer 22 kW DC Schnellladestation

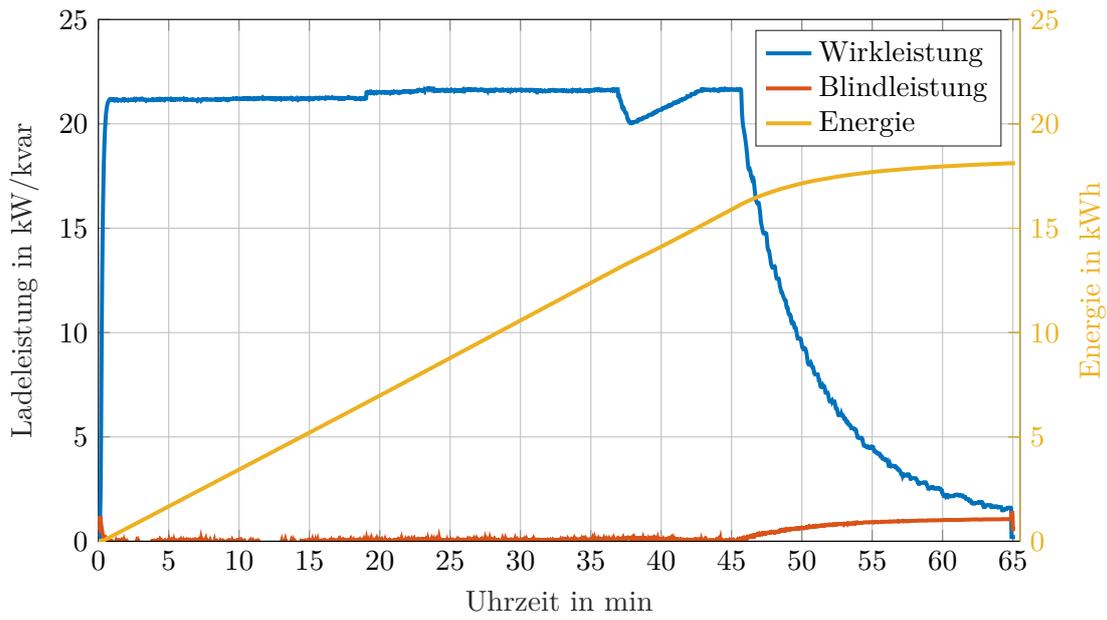


Abbildung 5.12: Schnellladung eines e-Smart mit 22 kW AC

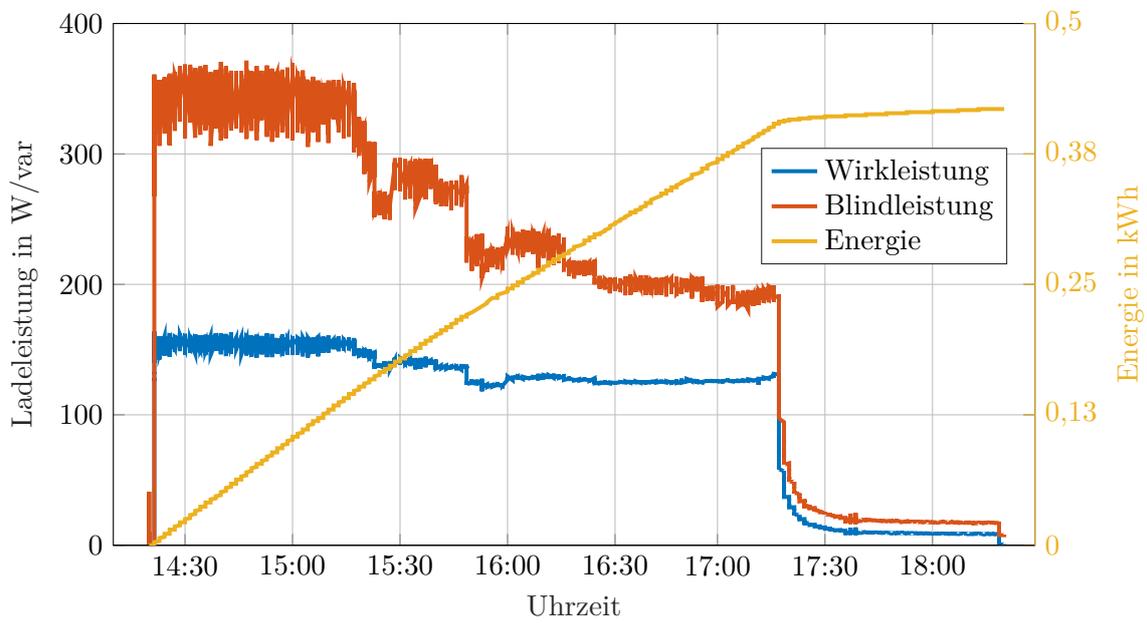


Abbildung 5.13: Kyburz eTrolley mit hohem Blindleistungsanteil

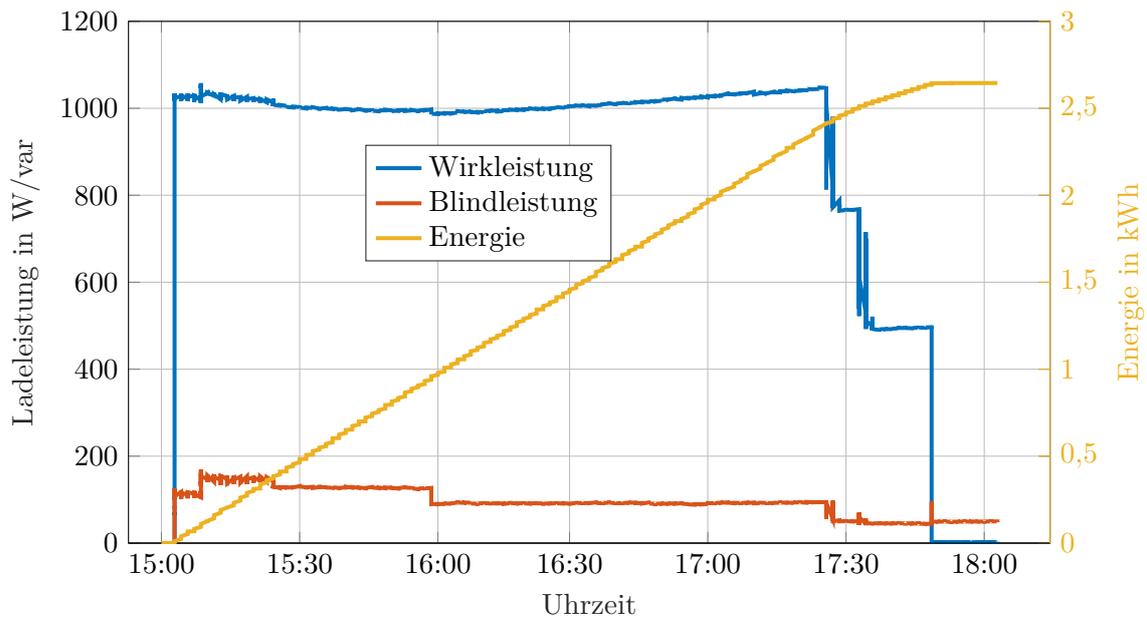


Abbildung 5.14: E-Moped Piaggio Liberty (Erste Messung)

Beim Elektro-Moped „Piaggio Liberty“ in Abbildung 5.14 ist hingegen das MSCC-Ladeverfahren zu erkennen¹⁶. Hierbei ist, wie bei allen gemessenen Fahrzeugen, auf die unterschiedlich geladene Energiemenge hinzuweisen, da die Fahrzeuge nie bei gleichem Ladezustand zu laden begonnen haben. Der grundsätzliche Verlauf der Ladeleistung ist allerdings stets vergleichbar mit dem eingangs erwähnten Verfahren. Lediglich der Abklingvorgang wird hierbei gestuft durchgeführt. Dieses Verhalten weist auch hier auf eine vereinfachte Ladeelektronik hin.

Der „E-volution Jetflyer“ (ein zweispuriges E-Moped) verhält sich hingegen bezüglich des Abklingterms anders als die bereits untersuchten Fahrzeuge und beendet bei Erreichen der Ladeschlussspannung den Ladevorgang abrupt (Constant Current (CC)-Ladeverfahren). Jedoch wird in Abständen von knapp einer Stunde ein weiterer kurzer Ladevorgang initiiert. Abbildung 5.15 zeigt solch einen Ladevorgang um ca. 19:00 Uhr. Dieses Verhalten wiederholt sich regelmäßig ca. alle zwei Stunden, was als Erhaltungsladung zu deuten ist.

Bei den Elektro-PKW zeigt der „Renault Kangoo“ einen relativ unauffälligen (einphasigen) Ladeverlauf. Abbildung 5.16 und Abbildung A.10 zeigen hierzu entsprechende Messungen. Der „Mercedes Vito E-Cell“, dargestellt in Abbildung 5.17 und Abbildung A.11, zeigt mit einem zweiphasigen¹⁷ Ladevorgang allerdings eine Ladevariante ohne Durchlaufen eines Abklingterms auf (CC-Ladeverfahren). Dafür werden in regelmäßigen Abständen Ergänzungsladungen durchgeführt. Diese Charakteristik wurde bereits in den Modellregionen

¹⁶vgl. hierzu auch die Abbildungen Abb. A.8 und A.9 im Anhang Abschnitt A.2

¹⁷Eine zweiphasige Ladevariante wird vermutlich benutzt, um die Beschränkung der maximalen Ladeströme von 16 A zu umgehen. Es kann sich dadurch allerdings eine ungewünschte Schiefast im Verteilnetz ergeben.

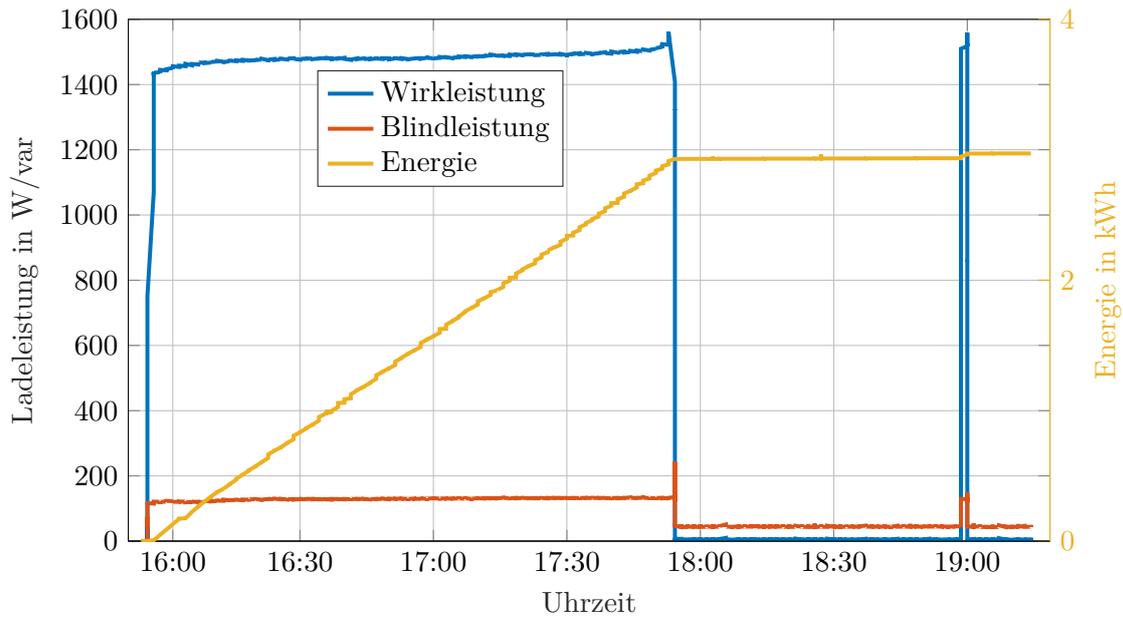


Abbildung 5.15: E-evolution Jetflyer

„e-pendler in niederösterreich“ und „Electro Drive Salzburg“ an einem e-Smart (der ersten Generation) aufgezeichnet und bestätigt den unterschiedlichen Ansatz der *Daimler AG* in Bezug auf die umgesetzte Ladestrategie der Traktionsbatterie gegenüber anderen Fahrzeugherstellern. Beide E-Fahrzeuge weisen aufgrund ihres geringen Blindleistungsbedarfs einen hohen Gesamtwirkleistungsfaktor (bis zu 0,99 während der CC-Phase und bis zu 0,97 während der CV-Phase) auf.

Tabelle 5.2 liefert eine Zusammenfassung über die gewonnenen Erkenntnisse der vermessenen Ladevorgänge diverser Elektrofahrzeuge aus den unterschiedlichen Forschungsprojekten. Dabei wird der Wert der maximal gemessenen Ladeleistung, der minimale und maximale Leistungsfaktor (während des Ladevorganges) und das zu Grunde liegende Ladeverfahren angeführt.

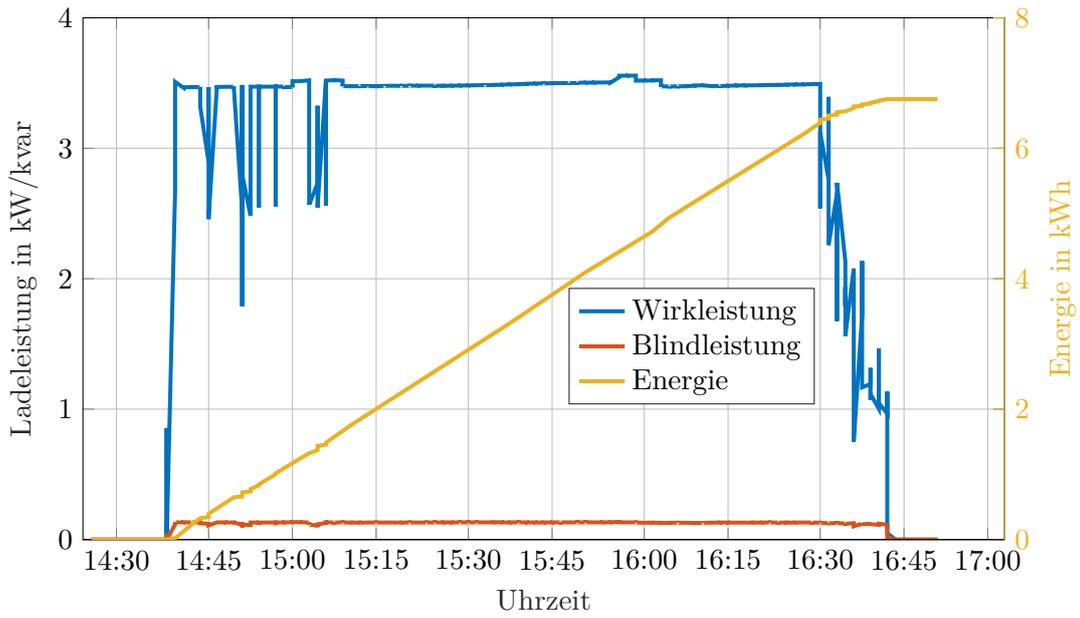


Abbildung 5.16: Renault Kangoo (Erster Messvorgang)

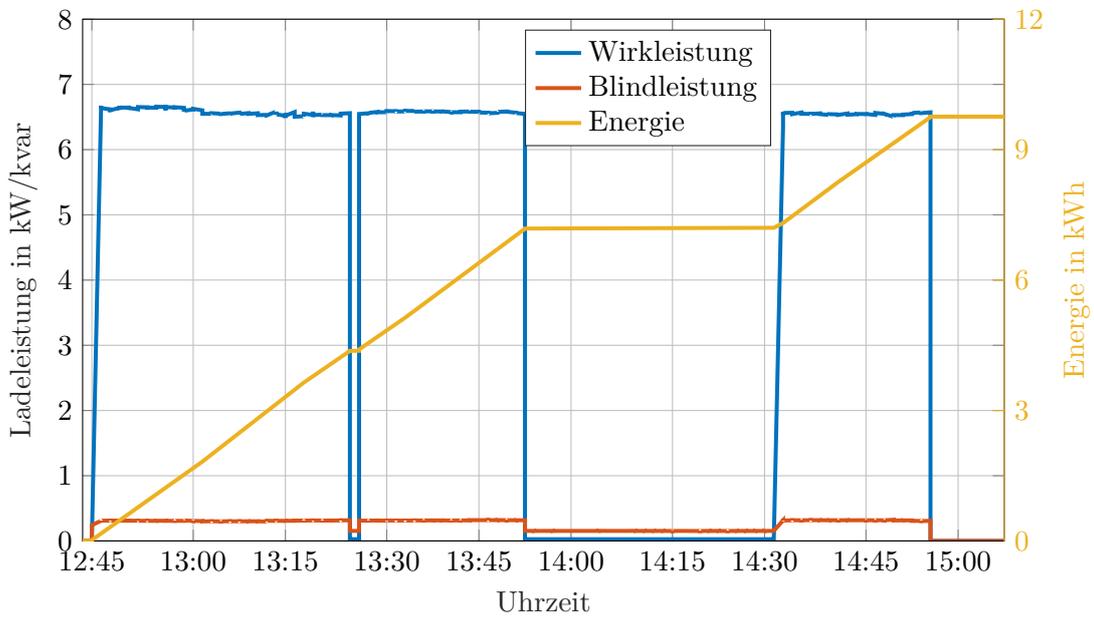


Abbildung 5.17: Mercedes Vito E-Cell (Erster Messvorgang)

Tabelle 5.2: Zusammenfassung der gewonnenen Erkenntnisse aus den gemessenen Ladevorgängen diverser Elektrofahrzeuge

Fahrzeug	max. Ladeleistung	Leistungsfaktor	Ladeverfahren	Projekt
E-Bike	0,123 kW	0,6 bis 0,96	CCCV	[4]
Renault Twizy	2 kW	0,97 bis 0,99	MSCC	[4]
BMW i3	22,5 kW	0,25 bis 0,94	CCCV	[4]
e-Smart	21,6 kW	0,81 bis 0,99	CCCV	[4]
Kyburz	0,164 kW	0,46 bis 0,57	CCCV	[5]
Piaggio Liberty	1,05 kW	0,98 bis 0,99	MSCC	[5]
E-volution Jetflyer	1,56 kW	0,99 bis 0,99	CC	[5]
Renault Kangoo	3,55 kW	0,97 bis 0,99	CCCV	[5]
Mercedes Vito E-Cell	6,73 kW	0,99 bis 0,99	CC	[5]

5.5 Einflussfaktoren auf die Ladecharakteristik

Bei den zahlreichen Untersuchungen über den Verlauf der Ladevorgänge stellte sich häufig die Frage, welche Einflussfaktoren diese Charakteristiken beeinflussen. Zu diesem Zweck wurde im Projekt „e-pendler in niederösterreich“ versucht, neben den üblichen elektrischen Parametern, wie Ströme und Spannungen, auch die Temperaturniveaus der Fahrzeugbatterie sowie der Umgebung zu protokollieren. Das Erfassen der Fahrzeugbatterietemperatur gestaltet sich jedoch als weitaus schwieriger als man vermutet, da ein Elektrofahrzeug standardmäßig keine Ausgabe dieses Parameters über den Bordcomputer liefert. Der Nissan Leaf erlaubt allerdings über eine geeignete Software-Applikation¹⁸ mit Hilfe eines On-Board-Diagnose (OBD)-2-Scanners¹⁹ das Auslesen der Temperatursensoren aus der Fahrzeugbatterie. Ferner kann der interne Batterie-SOC ermittelt werden. Dieser bezieht sich auf die verbaute Batteriekapazität (Brutto-Kapazität) und unterscheidet sich vom im Fahrzeug angezeigten SOC-Stand. Die nutzbare Batteriekapazität (Netto-Kapazität) entspricht dabei ungefähr 80 % bis 90 % der Bruttokapazität. Diese Einschränkung soll die Lebensdauer der Batterien durch Vermeidung von Tiefentladungen sowie Überladung verlängern.

Eine beispielhafte Bestimmung der Fahrzeugtemperatur zeigt die Abbildung 5.18a und die Abbildung 5.18b. Dabei wurde bei der Abfahrt aus einer Garage eine Batterietemperatur des Fahrzeuges (Nissan Leaf) von ca. 20 °C ermittelt. Nach einer kurzen Bewegungsfahrt (ca. 15 Minuten) wurde das Fahrzeug wieder in der Garage abgestellt und eine Temperaturerhöhung um 4 °C erfasst. Gleichzeitig wurde der SOC während dieser Fahrt um knapp 26 %-Punkte verringert. Ferner besteht die Möglichkeit über die Applikation die Spannungen der einzelnen Zell-Module sowie weiterer Batterieparameter auszulesen (Abbildung 5.19).

In [14] wurden hierzu Erkenntnisse vorgestellt, inwieweit sich die Parameter Ladeleistung,

¹⁸Es wurde die Software Applikation „Leaf Spy Lite“ verwendet.

¹⁹Ein OBD-2-Scanner ist ein Diagnosewerkzeug zum Auslesen des Fahrzeugdiagnosesystems.

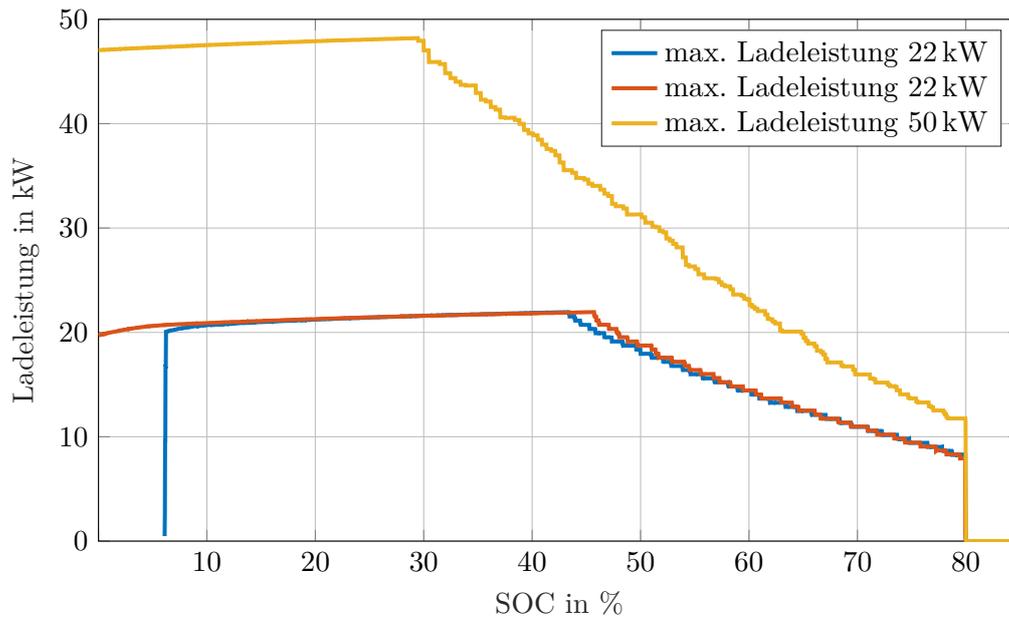


Abbildung 5.20: Vergleich eines Citroën C-Zero bei Schnellladungen mit unterschiedlichen maximalen Ladeleistungen

Temperatur und SOC-Stand auf den Umschaltzeitpunkt im Ladeprofil auswirken können. Hier zeigte sich beispielsweise, dass sich bei hohen Ladeleistungen und geringem SOC-Stand zwar anfangs höhere Energiemengen pro Zeiteinheit laden lassen, dieser Vorteil aber aufgrund der früher eintretenden Abklingphase deutlich verringert wird. Bei Ladevorgängen, die ausschließlich im erhöhtem SOC-Bereich (größer als 50 % bis 60 %) durchgeführt werden, stellt sich somit die Frage, ob nicht auch eine geringere Ladeleistung ausreichen könnte, um damit bei den Investitionskosten für die Hardware sparen zu können (vgl. hierzu Abschnitt 4.5).

Wie sehr sich die maximale Ladeleistung auf den Ladevorgang auswirkt, zeigt Abbildung 5.20. Man sieht den Vergleich von drei Ladevorgängen eines Citroën C-Zero bei unterschiedlichen Ladeleistungen (zweimal 22 kW und einmal 50 kW DC-Ladung). Aus dieser Grafik ist abzuleiten, welchen außerordentlichen Einfluss der Ladezustand am Beginn des Ladevorgangs (Start-SOC) auf die Ladedauer hat. Je höher dieser ist, desto geringer fällt der Vorteil einer höheren möglichen maximalen Ladeleistung aus. Bei Fahrzeugen, die bei einer Ladeinfrastruktur mit erhöhtem Start-SOC einen Ladevorgang beginnen, fällt somit der Vorteil einer hohen Ladeleistung weniger ins Gewicht, da diese Ladeleistung durch die Rahmenbedingungen der Fahrzeugbatterie begrenzt wird.

In [97] wurde bereits der Zusammenhang erläutert, wie der Umschaltzeitpunkt der Ladeleistung (Beginn des Abklingterms – Wechsel von CC- auf CV-Phase) von der Temperatur der Batterie bzw. der maximalen Ladeleistung zusammenhängt. Hierbei gilt bezüglich der Temperatur, dass der Knickpunkt umso früher eintritt je kälter die Batterie ist. Dies bedeutet aber

auch, dass ein Fahrzeug im Winter länger zum Laden benötigt und im Hinblick auf eine Ladesteuerung an Flexibilität verliert. Bezüglich der Ladeleistung kann man sagen, dass bei höheren Ladeleistungen der Knickpunkt früher auftritt. Folglich ist es also für die Batterie immer entscheidend, welche Temperatur sie besitzt, mit welcher Leistung sie geladen wird und in welchem Speicherzustand (SOC-Stand) sie sich gerade befindet.

Diese Aussagen wurden im Detail mit Hilfe eines zur Verfügung gestellten Elektrofahrzeuges (Renault ZOE) untersucht. Anhand dieses Fahrzeuges sollte untersucht werden, wie sich bei annähernd gleicher Temperatur und gleicher maximalen Ladeleistung (22 kW) eine Vollladung mit unterschiedlichem Start-SOC auswirkt. Zu diesem Zweck wurden insgesamt fünf Messungen mit dem Fahrzeug durchgeführt. Das Fahrzeug wurde über Nacht in eine Garage an der TU Wien gestellt, um die Batterietemperatur immer auf den gleichen Startwert zu konditionieren. Am frühen Vormittag wurde dann das Fahrzeug sofort vollgeladen und dabei sämtliche relevanten elektrischen Parameter messtechnisch erfasst. Danach erfolgte eine Ausfahrt, um auf einen definierten SOC zu gelangen. Das Fahrzeug wurde anschließend wiederum vollgeladen und vermessen. Diese Messung erfolgte bei einer quasi „warmen“ Fahrzeugtemperatur. Über Nacht wurde das Fahrzeug wieder in der Garage geparkt und neue Messungen vorbereitet.

Im Anhang zeigt Tabelle A.1 einen Überblick über die durchgeführten Tätigkeiten und die Ergebnisse. Man kann eine leichte Tendenz erkennen, dass der Knickpunkt der Ladeleistung bei energiereicheren Ladungen später einsetzt. In diesem Zusammenhang spielt die kontinuierliche Erwärmung der Batterie durch den anhaltenden Ladevorgang eine tragende Rolle. Dieser Effekt ist auch bei den Messungen bei bereits „warm“ gefahrener Batterie zu erkennen. Diese Erwärmung ist allerdings nur bis zum Erreichen der oberen Grenze der *Wohlfühltemperatur* der Batterie festzustellen, die laut Literatur bei ca. 40 °C bis 50 °C liegt. Obwohl nur eine vergleichsweise geringe Messreihe mit fünf Messungen durchgeführt wurde, lässt sich dennoch der Einfluss des Start-SOC auf den Knickpunkt als eher gering einschätzen. Wesentlich höhere Effekte treten bei unterschiedlichen Temperaturen und Ladeleistungen auf, die auch in den nachfolgenden Untersuchungen bestätigt werden konnten.

In einer weiteren Messreihe konnten nicht nur umfangreiche Untersuchungen mit unterschiedlichen Batterietemperaturen, sondern auch mit unterschiedlichen Ladeleistungen und gleichbleibenden Fahrzeugen sowie gleicher Ladeinfrastruktur durchgeführt werden. Hierzu wurde seitens zweier Industriepartner ein VW eUP und ein Nissan Leaf zur Verfügung gestellt. Weiters konnte eine geeignete Schnellladeinfrastruktur (in Ebreichsdorf) verwendet werden, an der es auch möglich war, sämtliche Messeinrichtungen anzubringen. Darüber hinaus konnte diese Station nach Belieben in ihrer maximalen Ladeleistung per Software begrenzt werden. So konnten auch die Ladevorgänge der CHAdeMO Ladung auf 22 kW begrenzt werden. Hierbei sei angemerkt, dass bei einer Begrenzung der Ladeleistung für Fahrzeuge mit CHAdeMO Ladung lediglich der maximale Ladestrom begrenzt werden kann.

Die Ladeleistung ergibt sich dann aus der anliegenden Spannung multipliziert mit dem maximalen Ladestrom. Dies ermöglichte zahlreiche Messungen mit unterschiedlichen Ladeleistungen und Batterietemperaturen. Einen Überblick der Messdaten und Ergebnisse für den Nissan Leaf findet man in Tabelle A.2 im Anhang. Die Werte die sich dabei in Klammer befinden konnten aus der bereits erwähnten Software-Applikation entnommen werden.

Auch in der letzten Messreihe zeigte sich die Verschiebung des Umschaltpunktes. So änderte sich dieser bei einem 22 kW Ladevorgang mit einem „kalten“ Fahrzeug um knapp 10 % SOC-Punkte nach unten, bezogen auf den „warmen“ Ladevorgang. Das bedeutet, dass aufgrund der langsamer ablaufenden chemischen Prozesse der Umschaltpunkt früher erreicht wird. Eine weitere Beobachtung konnte bei einem 50 kW Ladevorgang abgeleitet werden. Wie aus Abbildung 5.21 zu erkennen ist, wird nämlich bei einer höheren maximalen Ladeleistung der Umschaltpunkt bezogen auf den SOC im Vergleich mit einem 22 kW Ladevorgang deutlich nach unten gesetzt (50 kW „warm“). Beim Ladevorgang „kalt“ mit 50 kW wäre nun zu erwarten, dass sich auch hier der Umschaltpunkt noch weiter nach unten (SOC-Wert) bewegt. Hier überlagert sich allerdings zusätzlich ein weiterer Effekt, welcher auf das Thermomanagement des Batterie Management System (BMS) zurückzuführen ist. Bei niedrigen Temperaturen wird durch die spezifische elektrochemische Zellkinetik die Entladeleistung deutlich herabgesetzt, was sich durch einen erhöhten Innenwiderstand der Zelle und eine verminderte Entladekapazität äußert. Beim Überschreiten des zulässigen maximalen Ladestroms kann es zum Abscheiden von metallischem Lithium auf der negativen Elektrode (Anode) kommen. Durch dieses „Lithium-Plating“ kann es zu dauerhaften Schäden an der Batterie kommen, weshalb eine ständige und zuverlässige Kontrolle der Temperatur und Ladeleistung seitens des BMS notwendig ist [88].

Zusammenfassend ergeben sich einige ableitbare Erkenntnisse: Bei Betrieb im optimalen Betriebstemperaturbereich der Batterie (20 °C bis 40 °C) wird mit zunehmender Ladeleistung der Umschaltpunkt *früher* erreicht als bei niedrigeren Ladeleistungen, was auch in anderen Publikationen wie [98] herausgefunden werden konnte. Dazu zeigt Abbildung 5.22 einen Vergleich von Ladevorgängen unterschiedlicher Fahrzeugtypen bei verschiedenen Jahreszeiten. Bei Verlassen des optimalen Temperaturbereiches treten allerdings erhöhte Alterungserscheinungen auf, welche in Kombination mit weiteren Effekten die Prognose von Ladevorgängen schwierig gestalten lässt. Dies ist aber vor allem für zukünftige Anwendungen im Smart Grid von großem Interesse.

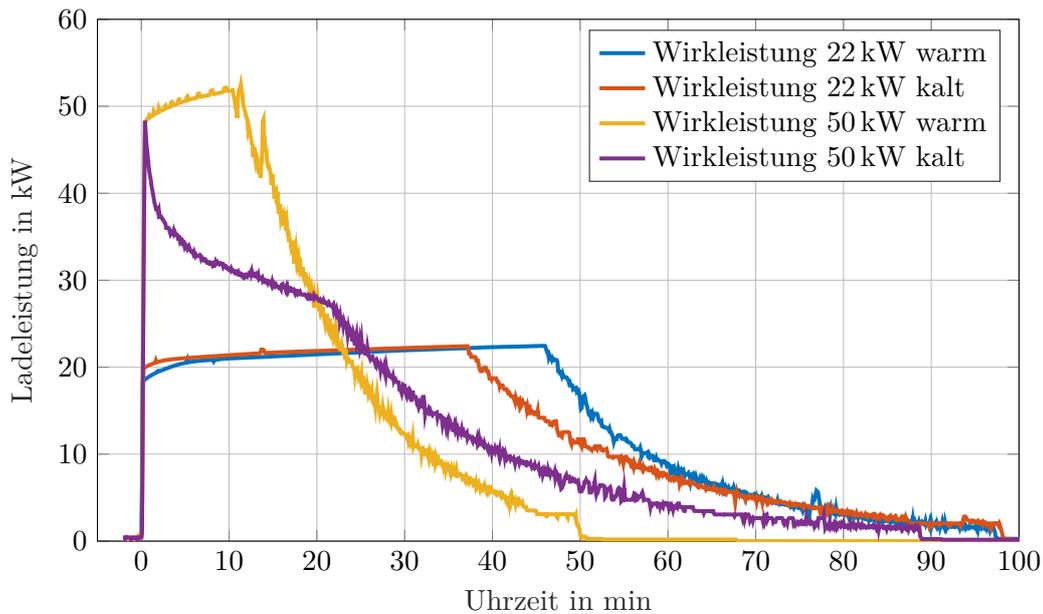


Abbildung 5.21: Vergleich von verschiedenen Vollladungen eines Nissan Leaf mit unterschiedlichen Ladeleistungen und Batterietemperaturen

5.6 Nutzerverhalten in Form von Fahr-, Lade- und Standprofilen

Eine Abschätzung der Auswirkungen von Elektromobilität auf das elektrische Netz bedarf einer Reihe von Eingangsdaten, die sich auf die Modellierung eines Fahrzeuges als elektrische Last auswirken. Hierzu gehört aus der Sicht des Fahrzeuges selbst sein zugehöriges Fahrprofil. Dieses Profil soll aufzeigen, zu welchen Zeitpunkten das Fahrzeug bewegt wird. Dies ist wiederum gleichzusetzen mit einem nicht verfügbaren Fahrzeug (aus Sicht des Netzes). Während dieser Zeiträume können diverse Netzdienstleistungen nicht gesichert zur Verfügung gestellt werden (z. B. eine Netzstützung durch Rückspeisung aus der Fahrzeugbatterie in das Versorgungsnetz V2G). Die Inverse des Fahrprofils ist folglich das Standprofil. Zusätzlich gibt es noch eine Darstellung des Fahrzeugs als Ladeprofil. Dieses zusätzliche Profil hat

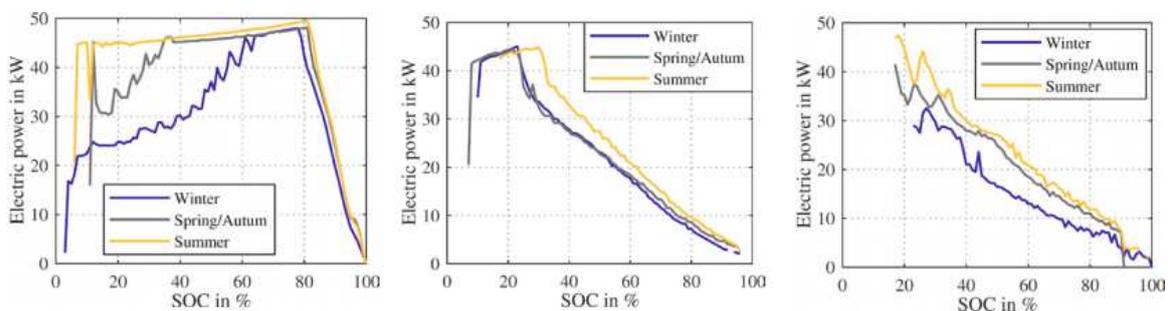


Abbildung 5.22: Vergleich von Ladevorgängen eines BMW i3 (links), eines Mitsubishi i-MiEV (mittig) und eines Nissan Leaf (rechts) zu verschiedenen Jahreszeiten [99]

durchaus seine Berechtigung, da das Standprofil zwar das stehende Fahrzeug abbildet, jedoch dieser Vorgang nicht zwingend mit einem Ladevorgang verbunden ist.

Je nach Anwendungsfall (Erstauto, Zweitauto, Dienstfahrzeug, Kommunalfahrzeug usw.), soziodemografischen Gegebenheiten (Berufstätig, Pension etc.) und Sichtweise (Fahrzeug oder Ladeinfrastruktur) können sich verschiedene Profile ergeben, aus denen sich unterschiedliche Aussagen ableiten lassen. So konnte beispielsweise in [4] aus den Datensätze der Fahrzeuge Aussagen über die Häufigkeitsverteilungen der Standorte und der Verlauf der Wahrscheinlichkeiten für das Laden zu beliebigen Zeitpunkten extrahiert werden.

In Abbildung 5.23 und Abbildung 5.25 wurden die Häufigkeitsverteilungen der Standorte über die Zeit an Werktagen und am Wochenende dargestellt. Der weiß dargestellte Bereich gibt dabei die Wahrscheinlichkeit über alle Teilnehmer an, welche zu diesem Zeitpunkt ihr Fahrzeug in Bewegung gesetzt haben. Deutlich zu erkennen ist hier die erhöhte Häufigkeit der Standorte „Ausbildung/Arbeit“ und „Park&Ride/Bahnhof“ an den Werktagen. An den Wochenendtagen tritt vor allem eine erhöhte Häufigkeit am Standort „Freizeit/Besuche“ auf. Diese Darstellungen bestätigen die allgemeine Intuition, dienen aber letztlich als Grundlage für Aussagen bezüglich zukünftiger Auswirkungen auf die Verteilnetze bei erhöhter Durchdringung der Elektromobilität. Als Vergleich sei auf Abbildung 5.24 hingewiesen. Diese zeigt den Verlauf der Beginnzeiten der Wege in Niederösterreich nach Wegzwecken an Werktagen. Man kann deutlich die Häufungspunkte der Abfahrten am frühen Vormittag für die Kategorie „zur Arbeit“ und „Schule/Ausbildung“ feststellen. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass die Fahrzeuge zu dieser Zeit in Bewegung sind, was sich wiederum in einer Vormittagsspitze (in weiß) in Abbildung 5.23 feststellen lässt.

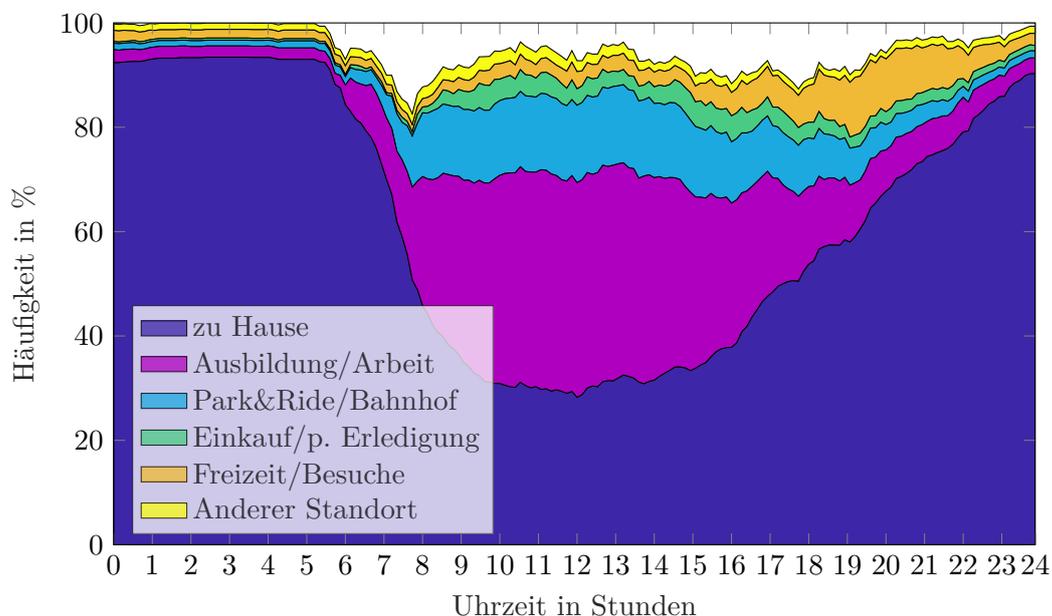


Abbildung 5.23: Häufigkeitsverteilung der Standorte (Mo-Fr)

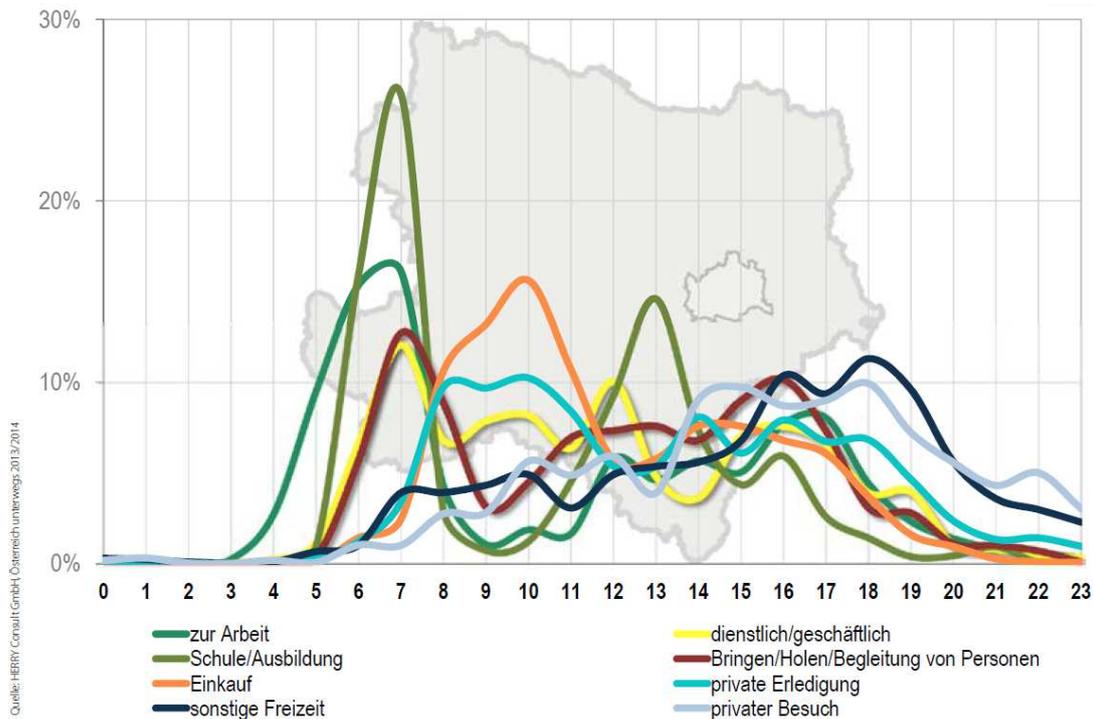


Abbildung 5.24: Verlauf der Beginnzeiten der Wege in Niederösterreich nach Wegzwecken an Werktagen nach [84]

Die Abbildung 5.26 und Abbildung 5.27 zeigen die Verläufe der Wahrscheinlichkeiten der angesteckten sowie der ladenden Fahrzeuge an Werktagen und am Wochenende. Dabei zeigt sich, dass die Auswirkungen der Ladung eines Elektrofahrzeuges vor allem an den Abendstunden zum Tragen kommen. Sofern keine intelligente übergeordnete Ladesteuerung die Ladevorgänge je nach Netzsituation anpasst, kann es im Bereich von 18:00 Uhr bis 22:00 Uhr zu deutlich höheren Lastspitzen kommen. Solch ein Leistungsprofil wurde in Abbildung 5.28 erstellt, um diesen Sachverhalt zu verdeutlichen. Neben dem standardisierten Lastprofil für Haushalte ($H0^{20}$ – normiert auf einen Jahresverbrauch von 1000 kWh/a) wurde zusätzlich das bereits erwähnte Ladeprofil für Elektrofahrzeuge überlagert und jeweils für das Sommer- und Winterhalbjahr für Werktag berechnet. Wie bereits erwähnt, treten an den Abendstunden ausgeprägte Leistungsspitzen auf. Diese Spitzen gilt es durch intelligente Ladeverfahren in die weniger stark belasteten Nachtstunden zu verschieben und somit einen unnötigen Leitungsausbau zu verhindern. In einer Studie von McKinsey [100] wird bis 2050 nur von einem geringen Anstieg des Energiebedarfs aufgrund von Elektromobilität ausgegangen. Allerdings konnte auch in dieser Ausarbeitung ein deutlicher Anstieg der Lastkurve in den Abendstunden festgestellt werden.

²⁰Standardlastprofil - Gemäß Kapitel 6 der sonstigen Marktregeln werden in Österreich die VDEW-Lastprofile (Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. Deutschland) verwendet.

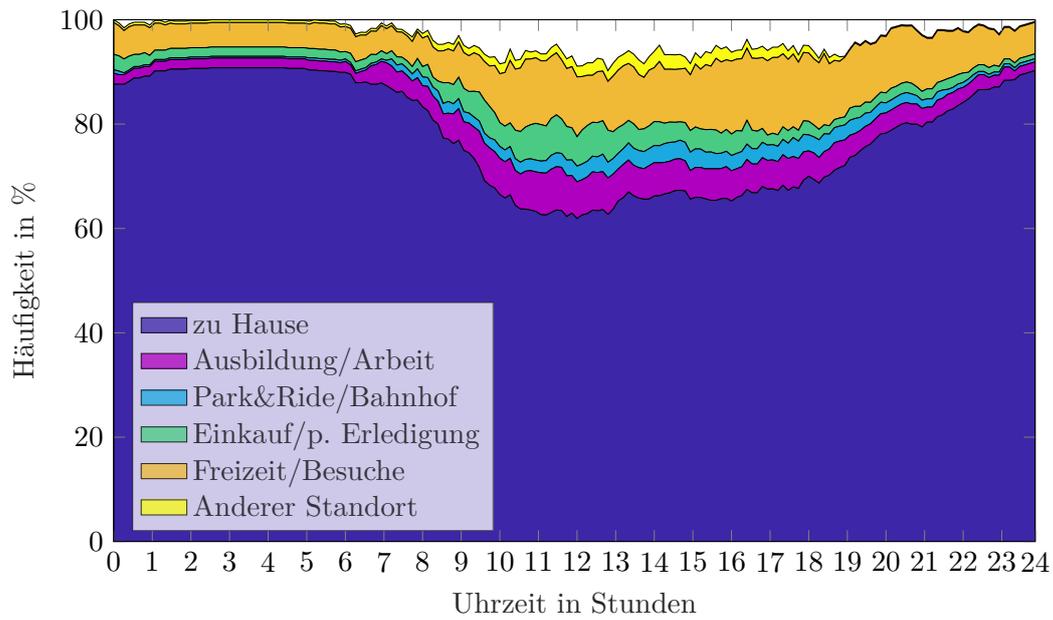


Abbildung 5.25: Häufigkeitsverteilung der Standorte (Sa-So)

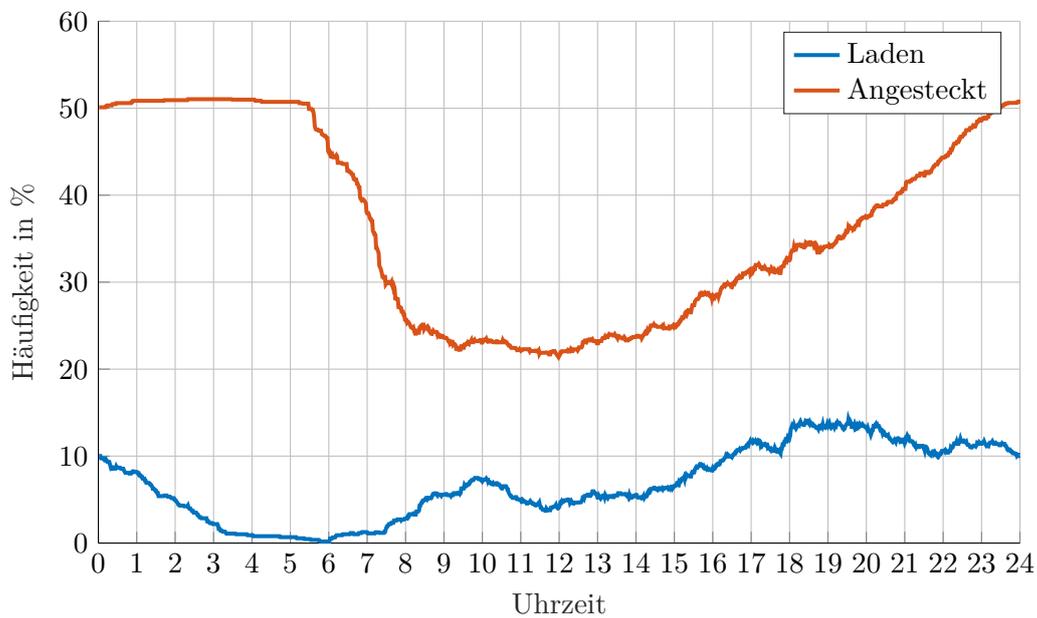


Abbildung 5.26: Verlauf der Wahrscheinlichkeiten von Laden/Angesteckt (Mo-Fr)

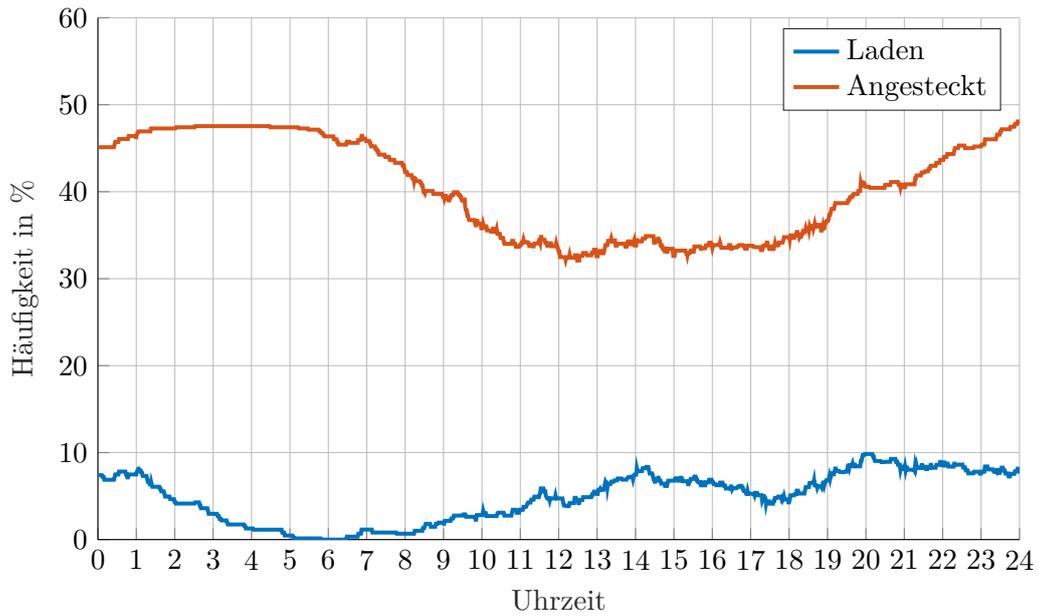


Abbildung 5.27: Verlauf der Wahrscheinlichkeiten von Laden/Angesteckt (Sa-So)

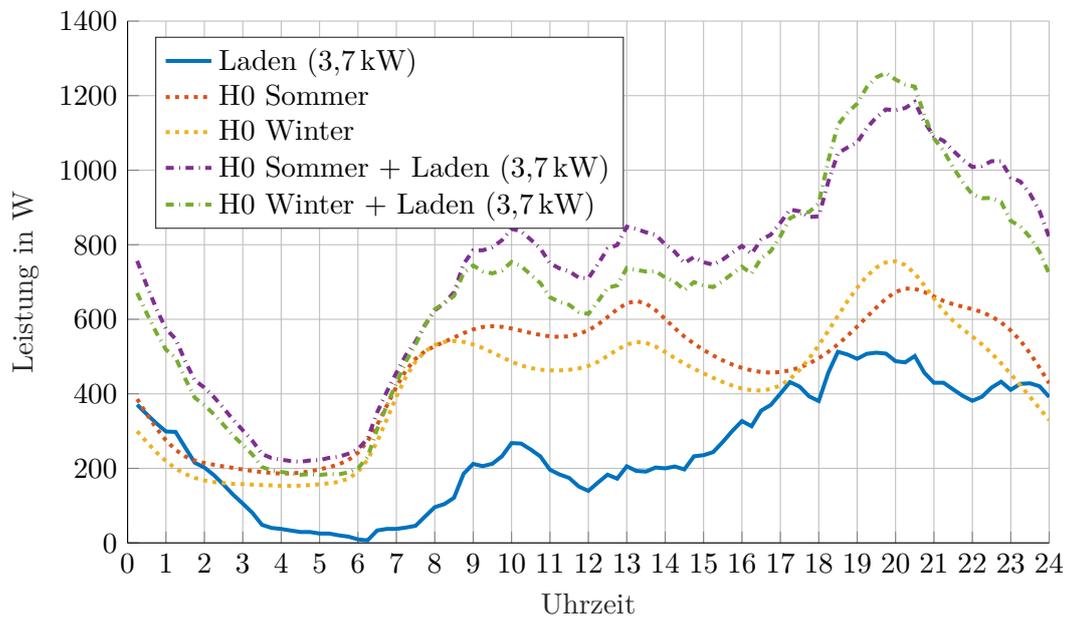


Abbildung 5.28: Verlauf des Leistungsprofils (Normiertes Standardprofil für Haushalte - H0) und des Ladeprofils für Werkstage multipliziert mit einer Ladeleistung von 3,7 kW

5.7 Umsetzung eines Elektrofahrzeug-Modells in einem Netzanalysetool

Ausgehend von dem in Unterabschnitt 5.3.4 bereits beschriebenen CCCV-Ladeverfahren wurde für zukünftige Netzberechnungen ein vereinfachtes Modell entwickelt, um die Ladevorgänge bei Elektrofahrzeugen in Netzanalysetools zu berücksichtigen. Für die aktuelle Ladeleistung $P_{\text{act}}(t)$ in Abhängigkeit vom Ladezustand $SOC(t)$ gilt für eine hinreichend gute Näherung:

$$P_{\text{act}}(t) = \begin{cases} P_{\text{max}} & SOC(t) < S \\ P_{\text{max}} \cdot \exp\left(\frac{S - SOC(t)}{\tau}\right) & SOC(t) \geq S \end{cases} \quad (5.1)$$

Dabei berechnet sich der dimensionslose Ladekorrekturfaktor τ wie folgt:

$$\tau = \frac{100 - S}{\ln\left(\frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{LS}}}\right)} \quad (5.2)$$

P_{max} steht für die maximale Ladeleistung, die das Elektrofahrzeug aufnehmen kann bzw. von der Ladeinfrastruktur zur Verfügung gestellt bekommt. In der ersten Phase (I-Phase) des Ladevorganges steigt die Zellspannung nur gering an, weshalb von einer konstanten Ladeleistung ausgegangen werden kann. In der zweiten Phase (U-Phase) wurde die Ladeschlussspannung bereits erreicht, was sich mit einem exponentiellen Abklingen im Ladestrom und somit in der Ladeleistung bemerkbar macht. Die bereits beschriebenen zwei unterschiedlichen Phasen des Ladevorganges werden durch den Ladeumschaltzeitpunkt S voneinander getrennt und können wie in [101],[102],[103] ausgeführt, mathematisch durch nachfolgende Ausführungen beschrieben werden.

Der dimensionslose Ladeumschaltzeitpunkt S in Abhängigkeit der maximalen Ladeleistung berechnet sich daraus näherungsweise zu:

$$S(P_{\text{max}}) = k_1 \cdot P_{\text{max}} + k_2 \quad (5.3)$$

Die einzelnen numerischen Faktoren (k_1, k_2) wurden anhand von Messungen ermittelt und dienen der empirischen Anpassung des Parameters. Um eine Überladung der Batteriezelle zu verhindern, wird beim Unterschreiten des Ladeabschaltstromes I_{LS} (in C-Raten²¹) der

²¹C-Raten sind definiert als Quotient aus dem maximalen Strom I_{max} und der Kapazität C_N des Akkumulators: $C = \frac{I_{\text{max}}}{C_N}$. Die Dimension beträgt daher $[C] = \text{A}/\text{Ah} = 1/\text{h}$.

Tabelle 5.3: Ausgewählte Parameter für einen angenäherten Ladeleistungsverlauf bei einer maximalen Ladeleistung von 22 kW eines Renault ZOE und eines BMW i3 auf Basis von Messungen

Faktor	ZOE-Werte	Einheit	i3-Werte	Einheit
k_1	-0,0080	1/kW	-0,0088	1/kW
k_2	0,8300	–	0,9000	–
k_3	0,0060	1/(kW h)	0,0035	1/(kW h)
k_4	0,0080	1/h	0,0060	1/h
$S(P_{\max})$	0,6540	–	0,7013	–
$I_{\text{LS}}(P_{\max})$	0,1400	1/h	0,0795	1/h

Ladevorgang beendet. Dieser Abschaltstrom berechnet sich in Abhängigkeit der maximalen Ladeleistung über

$$I_{\text{LS}}(P_{\max}) = k_3 \cdot P_{\max} + k_4. \quad (5.4)$$

Wiederum wurden die numerischen Faktoren (k_3, k_4) des Parameters I_{LS} aus Messungen abgeleitet. Die Ladeabschaltleistung P_{LS} wird schließlich durch die Kenngrößen der Lithium-Ionen-Batterie bestimmt und besteht aus der Ladeschlussspannung U_{LS} , der Nennspannung der Batteriezelle U_{N} , dem Ladeschlussstrom I_{LS} und der maximalen nutzbaren Batteriekapazität E_{\max} . Als Formel festgehalten ergibt dies:

$$P_{\text{LS}} = \frac{U_{\text{LS}}}{U_{\text{N}}} \cdot I_{\text{LS}} \cdot E_{\max}. \quad (5.5)$$

Unter Berücksichtigung des Ladewirkungsgrades η ergibt sich durch eine rekursive Berechnung ein entsprechender Verlauf des SOC für jeden beliebigen Zeitpunkt t über:

$$\text{SOC}(t) = \text{SOC}(t-1) + \frac{P_{\text{act}}(t) \cdot \Delta t}{E_{\max}} \cdot \eta. \quad (5.6)$$

Abbildung 5.29a zeigt einen errechneten Ladeleistungsverlauf bei einer Vollladung mit einer maximalen Ladeleistung von 3,7 kW, einer Ladeschlussspannung von 4,2 V, einer Nennspannung der Batteriezelle von 3,6 V, einem Ladeschlussstrom I_{LS} von 0,03 C-Raten und einer nutzbaren Batteriekapazität von 19,8 kWh²². Der Umschaltzeitpunkt wurde aufgrund von Messungen bei einem SOC-Wert von ca. 80 % identifiziert. Dadurch konnten die Werte aus Tabelle 5.3 für die Anpassungsfaktoren abgeleitet werden, um den Ladeleistungsverlauf so gut wie möglich an die Messungen anzunähern.

²²Entspricht der Nettokapazität eines Renault ZOE

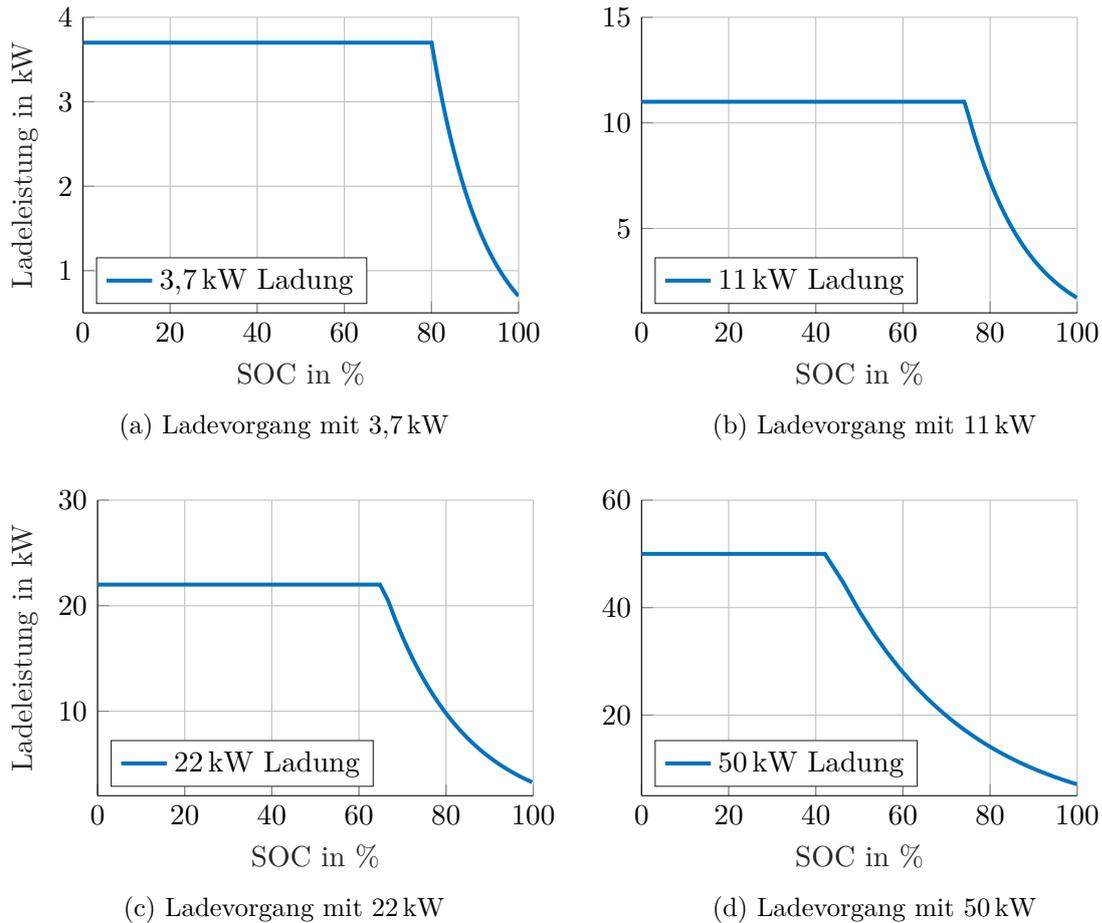


Abbildung 5.29: Vergleich von Ladevorgängen mit unterschiedlichen Ladeleistungen

Zusätzlich wurden mit den gleichen Parametern eine 11 kW, eine 22 kW und eine 50 kW Ladung simuliert. Abbildung 5.30 zeigt diese Verläufe gemeinsam dargestellt. Es ist deutlich das frühere Erreichen des Umschaltpunktes aufgrund der erhöhten Ladeleistung festzustellen. Dies konnte bereits, wie in Abschnitt 5.5 ausgearbeitet, messtechnisch festgestellt und somit validiert werden.

Eine vergleichende Darstellung zwischen Messung und Simulation liefert hierzu weiters Abbildung 5.31. Dabei wurde aufgrund der Messung eines BMW i3 die Anpassungsfaktoren aus Tabelle 5.3 gewählt um den Verlauf des Ladevorganges anzunähern. Abbildung 5.31a zeigt den Verlauf der Messung und der Simulation mit diesen Parametern aufgetragen über den SOC. Abbildung 5.31b stellt den Ladevorgang bezüglich des zeitlichen Verlaufs gegenüber. Aufgrund der vereinfachten Nachbildung des Ladevorganges gelingt keine perfekte Nachbildung jedoch genügt diese Modellierung für eine erste Abschätzung von Ladevorgängen in Lastflussrechnungen. Es sei an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen, dass für jeden einzelnen Fahrzeugtyp die Anpassungsparameter individuell adaptiert werden müssen, da jedes einzelne Fahrzeug für sich eine eigene Charakteristik besitzt.

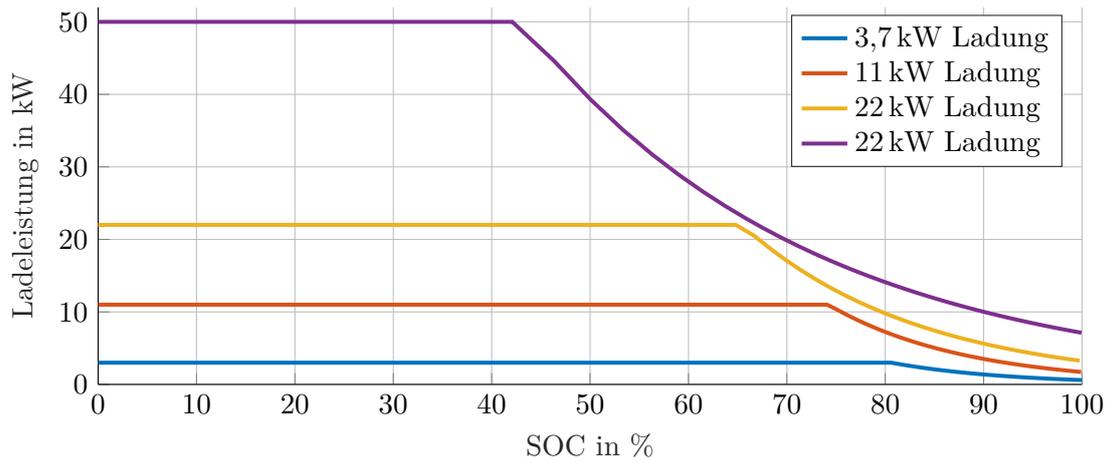
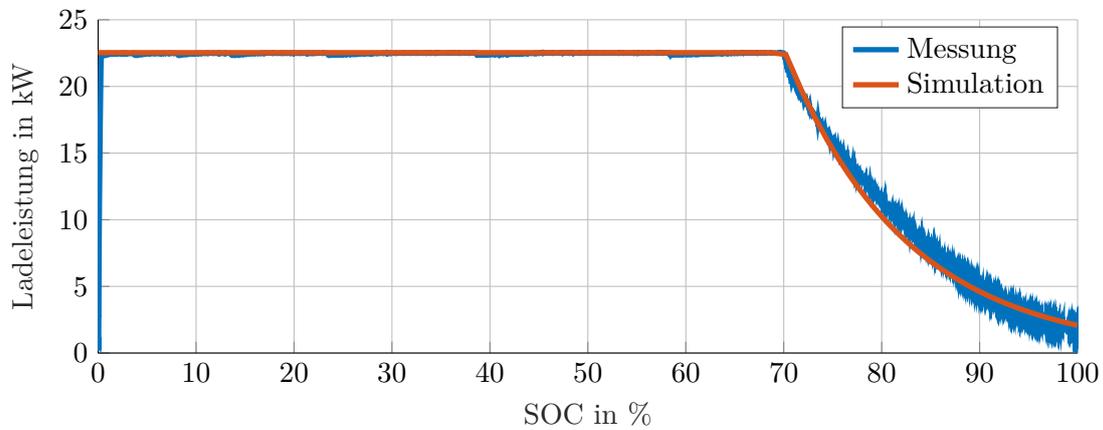
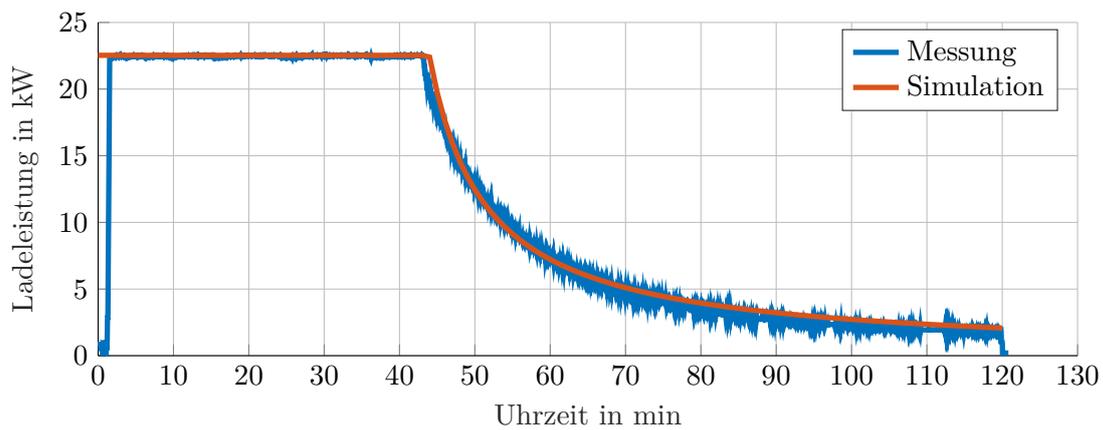


Abbildung 5.30: Verschiebung des Umschaltpunktes aufgrund erhöhter Ladeleistungen (vgl. hierzu die Einflussfaktoren aus Abschnitt 5.5)



(a) Ladevorgang eines gemessenen BMW i3 im Vergleich zur Simulation aufgetragen über den SOC



(b) Ladevorgang eines gemessenen BMW i3 im Vergleich zur Simulation aufgetragen über der Zeit

Abbildung 5.31: Vergleich zwischen gemessenen (vgl. Abbildung 5.11) und simulierten Ladevorgang mit gleicher maximalen Ladeleistung und den Faktoren aus Tabelle 5.3

Tabelle 5.4: Vergleich der einzelnen Batteriesysteme anhand ihrer Parameter [38]

Batterietyp	Zellenspg.	Ladeschlusspg.	Entladeschlusspg.
NiCd	1,2 V	1,4 V	0,8 V bis 0,9 V
NiMH	1,2 V	1,4 V	0,8 V bis 0,9 V
Blei-Akku	2,1 V	2,4 V	1,75 V
Lithium-Eisen-Phosphat	3,3 V	3,6 V	2,5 V
Lithium-Ionen	3,6 V	4,2 V	3,0 V

Neben den Lithium-Ionen-Akkumulatoren kann dieses Verfahren aber auch für Bleiakumulatoren, Lithium-Polymer-Akkumulatoren, Nickel-Zink-Akkumulatoren und andere Zellverbindungen verwendet werden. Eine Übersicht der Parameter der genannten Zelltypen liefert hierzu Tabelle 5.4.

Das Entladen des Elektrofahrzeuges am Netz wird durch die maximale Entladeleistung begrenzt. Diese Leistung wird, solange es der Speicherzustand zulässt, auch an das Netz geliefert. Der Lade- wie auch der Entladevorgang findet bei einem $\cos(\varphi) = 1$ statt. In einer zukünftigen Version könnte es die Möglichkeit einer Blindleistungsanpassung geben, da dies der Realität näherkommen würde.

In einer beispielhaften Lastprofilrechnung, welcher ein Ansteckprofil hinterlegt ist, soll das Verhalten des Modells gezeigt werden. Dabei wird von einer Startkapazität von 2,2 kWh ausgegangen, die bis maximal 19,8 kWh aufladbar ist. Die maximale Ladeleistung beträgt 3,7 kW. Die Verläufe der Wirkleistung (rot), das Ansteckprofil (blau) und der Ladezustand des Speichers (grün) sind in Abbildung 5.32 sichtbar. Wie daraus ersichtlich ist, ist in der Ladephase des Elektrofahrzeuges das eingangs erwähnte Ladeverhalten hinterlegt. Dieses verändert je nach Ladezustand die Ladeleistung. Beim Entladen ins Netz wird hier eine konstante Entladeleistung von 8 kW angenommen bis der Speicher schließlich entleert wurde.

5.8 Energetische Betrachtung über ein Längsdynamikmodell für (Elektro-) Fahrzeuge

Die Ermittlung des Kraftstoffverbrauches bzw. der Abgasemissionen von Fahrzeugen erfolgt in Europa auf Basis von standardisierten Verbrauchstests (siehe Abschnitt 2.8). Die Bewertung des Kraftstoffverbrauches von reinen Elektro- und Hybridelektrofahrzeugen wird dabei in der ECE-Norm R 101 geregelt²³. Um jedoch eine möglichst gute Abschätzung

²³Die Regelung Nr. 101 der Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen für Europa (UN/ECE) ist ersichtlich unter: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:42012X0526\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:42012X0526(01)).

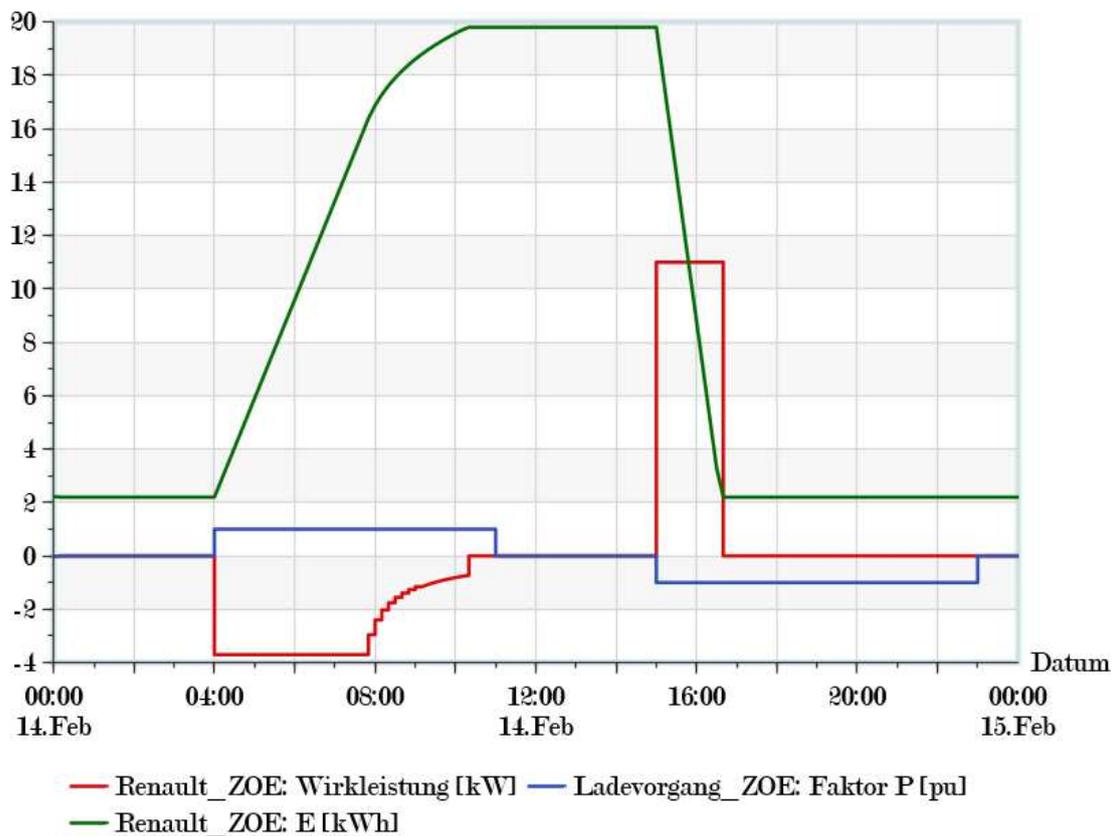


Abbildung 5.32: Verlauf des Speicherzustandes (grün) beim Laden und Entladen in einem umgesetzten Beispielnetz in PSS@SINCAL. Zusätzlich ist die Wirkleistung (rot) und das Ansteckprofil (blau) dargestellt. Die Berechnungen werden im Erzeugerzählpeilsystem (EZS) durchgeführt. Daher wird der Ladevorgang (Wirkleistung) negativ und der Entladevorgang positiv gezählt.

für eine gewisse Fahrstrecke zu bekommen, kann in einem ersten Schritt ein streckenbezogener Kraftstoffverbrauch berechnet werden. Zu diesem Zweck wird über ein einfaches *Längsdynamikmodell* der Gesamtfahrwiderstand ermittelt, welcher von der Antriebskraft überwunden werden muss [104]. Das Fahrverhalten eines (Elektro-) Fahrzeuges entlang seiner Bewegungsrichtung kann vollständig durch die Kräfte, die darauf wirken, bestimmt werden. Abbildung 5.33 zeigt die wirkenden Kräfte auf ein beispielhaftes aufwärts fahrendes Fahrzeug. Dabei muss von der internen (elektrischen) Antriebsmaschine die Summe der äußeren Kräfte (Luft-, Roll- und Steigungswiderstand) sowie der Beschleunigungswiderstand überwunden werden [105][106].

Nach dem zweiten Gesetz von Newton über die Beziehung zwischen Kräfte, Massen und der Beschleunigung kann man folgende Zusammenhänge herstellen:

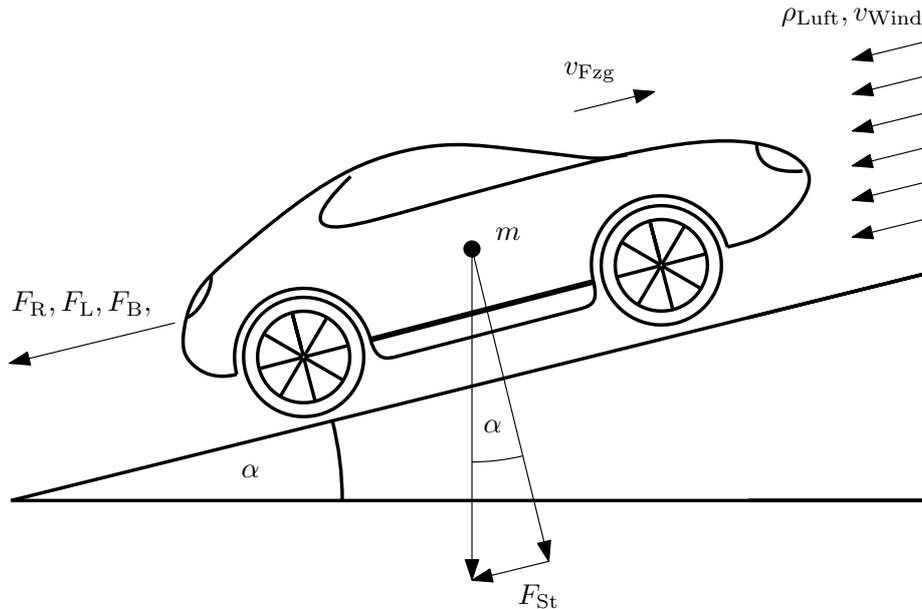


Abbildung 5.33: Vereinfachte Darstellung der Kräfte, die auf ein aufwärts fahrendes Fahrzeug wirken [107].

$$\begin{aligned}
 F_{\text{FW}} &= \sum F = F_L + F_R + F_S + F_B \\
 &= \underbrace{\frac{\rho}{2} \cdot c_w \cdot A \cdot v^2}_{\text{Luftwiderstand}} + \underbrace{m \cdot g \cdot \cos(\alpha) \cdot f_r}_{\text{Rollwiderstand}} + \underbrace{m \cdot g \cdot \sin(\alpha)}_{\text{Steigungswiderstand}} + \underbrace{e_i \cdot m \cdot \frac{dv}{dt}}_{\text{Beschleunigungswiderstand}}. \quad (5.7)
 \end{aligned}$$

Dabei ist F_{FW} die Fahrwiderstandskraft, die vom Elektromotor aufgebracht werden muss, um die angreifenden Kräfte die auf das Fahrzeug wirken, zu kompensieren. Diese Kräfte drücken sich als Luftwiderstand F_L , Rollwiderstand F_R , Steigungswiderstand F_S und Beschleunigungswiderstand F_B aus. Dementsprechend ist die Antriebskraft die negative Fahrwiderstandskraft:

$$F_{\text{AN}} = -F_{\text{FW}}. \quad (5.8)$$

Der Luftwiderstand wird von der Luftdichte²⁴ ρ , einem Strömungswiderstandskoeffizienten c_w für die Aerodynamik, der projizierten Fahrzeugstirnfläche A und dem Quadrat der Relativgeschwindigkeit v des Fahrzeuges beeinflusst. Der Roll- bzw. Steigungswiderstand hängt von der Gesamtmasse m , der Schwerkraft g und dem eingeschlossenen Winkel zur Fahrzeugebene ab. Zusätzlich wird mit f_r der Rollwiderstandskoeffizient eingeführt, der die unterschiedlichen Fahrbahnbeläge berücksichtigt. Der Beschleunigungswiderstand setzt sich aus der Gesamtmasse m und der Beschleunigung $\frac{dv}{dt} = a$ zusammen. Mit e_i

²⁴Auf Meereshöhe beträgt die Luftdichte ca. $1,2041 \text{ kg/m}^3$ bei 20°C .

wird hinzukommend der Massenfaktor eingeführt, welcher sämtliche rotierenden Teile des Fahrzeuges bezüglich ihrer Massenträgheit berücksichtigt.

Die erforderliche Antriebsleistung ergibt sich als Antriebskraft multipliziert mit der Geschwindigkeit des Fahrzeuges zu:

$$P_{AN} = F_{AN} \cdot v. \quad (5.9)$$

Mit Hilfe des aktuellen Leistungsbedarfs P_{AN} kann für die nach der Fahrtzeit t_x am Rad umgewandelte Energie E_{AN} geschrieben werden:

$$E_{AN} = \int_0^{s_x} F_{AN}(s) \cdot ds = \int_0^{t_x} P_{AN}(t) \cdot dt. \quad (5.10)$$

Der Leistungsbedarf ist dabei gleichzeitig abhängig von der aktuellen Streckenkoordinate s bzw. der Zeitkoordinate t . Diese sind dadurch ineinander überführbar.

Im Stadtverkehr dominieren niedrigere Fahrgeschwindigkeiten, weshalb der Beschleunigungswiderstand und gegebenenfalls der Steigungswiderstand am meisten ins Gewicht fallen. Es handelt sich bei diesen Kräften um konservative Kräfte, die für eine mögliche Rekuperation besonders in Frage kommen könnten. Bei konstant bleibenden Fahrten auf Autobahnen oder Landstraßen spielt bedingt durch den Einfluss der Fahrgeschwindigkeit in der dritten Potenz ($P_{AN} \sim v^3$) der Luftwiderstand die tragende Rolle im Verbrauch. Auch erhöht sich der Reifenrollwiderstand F_R aufgrund der Deformationswellenbildung, sodass in Summe bei hohen Fahrgeschwindigkeiten hohe Antriebsleistungen erforderlich sind. Die zur Überwindung des Luft- und Rollwiderstandes aufgewendete Leistung dissipiert in Form von Wärme und kann nicht rekuperiert werden [108][41]. Eine projektspezifische Anwendung einer energetischen Fahrzeugbetrachtung wurde im Rahmen einer Auftragsstudie für Elektrobusse durchgeführt und findet sich hierzu in Abschnitt 5.9 wieder. Das Modell kann jedoch auch für jedes beliebige Fahrzeugmodell verwendet werden.

5.9 Ableitbare Handlungsempfehlungen für den Betrieb von E-Bussen im ÖPNV

Im Zuge einer Auftragsstudie für das Amt der Niederösterreichischen Landesregierung (Abteilung Gesamtverkehrsangelegenheiten – Gruppe Raumordnung, Umwelt und Verkehr) wurde basierend auf dem bereits abgehandelten Längsdynamikmodell aus Abschnitt 5.8 eine energetische Bewertung von Elektrobussen verschiedenster Linien (Stadtbuslinie, Regionalbuslinie und Expressbuslinie) durchgeführt, um daraus Handlungsempfehlungen für den

Tabelle 5.5: Parameter für die energetischen Berechnungen eines Umlaufes diverser Buslinien für einen exemplarischen 12 m Bus (nach [41], [107] bzw. eigene Annahmen)

Parameter	Wert	Parameter	Wert
Fahrzeugmasse	$m = 14\,000\text{ kg}$	Effizienz d. Antriebstrangs	$\eta_{\text{Antrieb}} = 0,9$
Personenanzahl	$n = 20 \text{ à } 80\text{ kg}$	Rekuperationseffizienz	$\eta_{\text{Rekup}} = 0,8$
Breite	$b = 2,55\text{ m}$	Rollwiderstandsbeiwert	$f_r = 0,01$
Höhe	$h = 3,298\text{ m}$	Massenfaktor	$e_i = 1,3$
Nebenverbraucher	$P_{\text{Neben}} = 5/15\text{ kW}$	Strömungswiderstandsbeiwert	$c_w = 0,66$

ÖPNV²⁵ in Bezug auf die Errichtung von geeigneter Ladeinfrastruktur ableiten zu können. Einige Ergebnisse werden nachfolgend exemplarisch behandelt und wurden zusätzlich in [20] veröffentlicht. Nachfolgende Ausführungen dienen der detaillierten Analyse der zu untersuchenden Buslinien. Diese sind als grobe Abschätzungen zu verstehen, da die Analysen sowohl durch fehlerbehaftete GPS-Messdaten²⁶ als auch vereinfachte Modelle (Vernachlässigung der Windgeschwindigkeit v_{Wind} , gleichbleibende Fahrzeugparameter etc.) verfälscht werden. Dennoch wird eine hinreichend gute Abschätzung der energetischen Parameter erreicht, die durch vergleichbare Ergebnisse in anderen Umsetzungsprojekten bestätigt werden konnten. Sämtliche Berechnungen wurden mit den gleichbleibenden Parametern aus Tabelle 5.5 durchgeführt.

Diese konstanten Werte können in die Formel für den Fahrwiderstand aus Gleichung 5.7 eingesetzt werden. Mit Hilfe der GPS-Messdaten kann jede Strecke in Teilsegmente aufgeteilt werden und die fehlenden Parameter (Geschwindigkeit v , Geschwindigkeitsänderung bzw. Beschleunigung $\frac{dv}{dt} = a$, Distanz, Zeitdifferenz sowie Steigung α über die Höhendifferenz zwischen zwei Messpunkten) dieser Abschnitte für den Gesamtfahrwiderstand berechnet werden. Daraus lassen sich die erforderliche Antriebsleistung und die dazugehörige Energie berechnen. Die Ergebnisse dieser Analysen werden nachfolgend vorgestellt.

5.9.1 Stadtbuslinie

Die Stadt Baden bietet in ihrem Einzugsgebiet insgesamt drei Stadtbuslinien und eine Regionalbuslinie an, welche ebenfalls das Stadtgebiet bedient. Die Stadtbuslinien A, B und C verkehren im 30-Minuten Takt und werden direkt zum Josefsplatz und Bahnhof mit direkten Zuganschlüssen nach bzw. von Wien geführt. Die Linien A und B verkehren direkt zum Friedhof (Haltestelle Roseggerstraße bzw. Rudolf Zöllnerstraße). Von der Linie C

²⁵Öffentlicher Personennahverkehr (ÖPNV)

²⁶Die Global Positioning System (GPS) Rohdaten wurden nachbearbeitet und die Höhenwerte mit Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) Daten (Fernerkundungsdaten der Erdoberfläche) ersetzt.

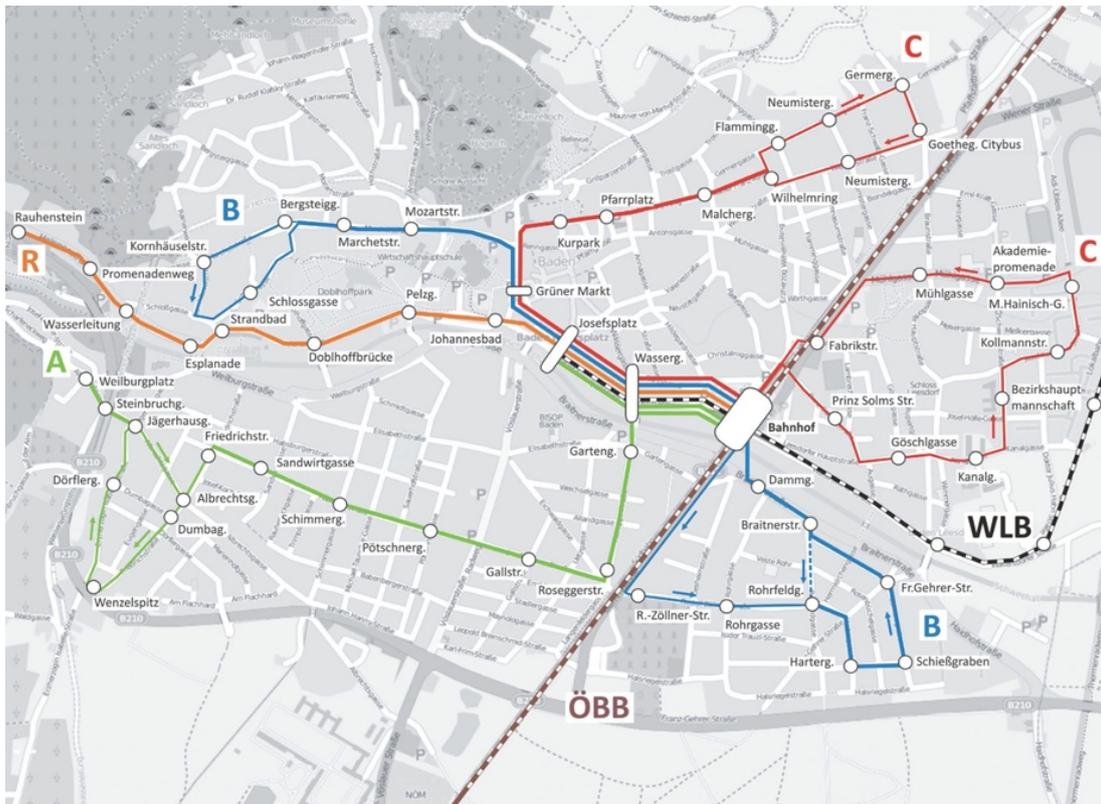


Abbildung 5.34: Die Stadtbuslinien A, B, C und die Linie R in Baden (Quelle: <http://www.baden.at>)

bestehen direkte Umsteigemöglichkeiten zum bzw. vom Friedhof. Einen anschaulichen Plan der Linienführung findet man in Abbildung 5.34 wieder.

Mit Hilfe von handelsüblichen GPS-Trackern wurde jeweils ein Umlauf der Linie A, B und C aufgezeichnet. Dabei zeigten sich aufgrund der nahezu gleichbleibenden Topologie und Umlaufgestaltung nur geringfügige Unterschiede in den auftretenden Geschwindigkeiten und Weglängen. Repräsentativ für alle Linien wurde daher die Linie A näher betrachtet.

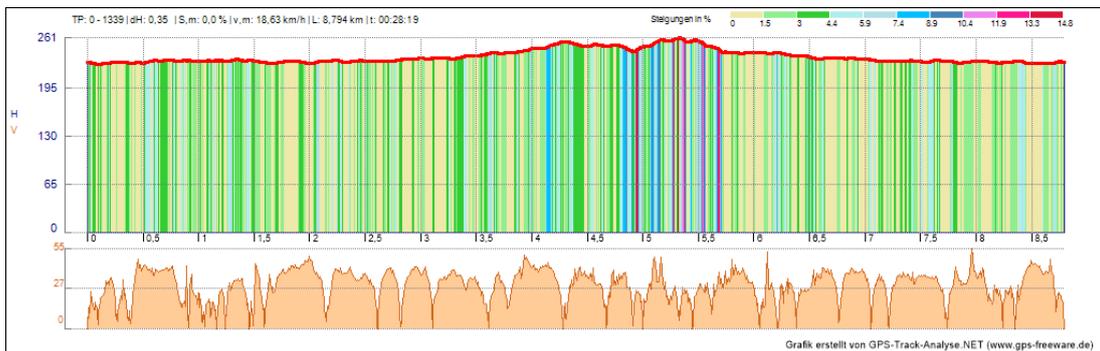


Abbildung 5.35: Streckenverlauf eines Umlaufs der Citybus Linie A in Baden

Analysiert man den Streckenverlauf eines Umlaufs aus Abbildung 5.35, so zeigt sich eine Länge von 8,8 km bei einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 18,63 km/h. Ein Umlauf dauerte knapp 28 Minuten und es wurden 113 Höhenmeter bergauf sowie bergab überwunden (Start = Ziel). Anhand der aufgezeichneten GPS-Daten ließen sich sämtliche ableitbaren Profile der Höhe, Geschwindigkeit, Beschleunigung, Steigung und der notwendigen Antriebsleistung errechnen. Zusätzlich wurden punktuelle Ausreißer mit Hilfe von mathematischen Glättungsfunktionen unterdrückt, was zu einem gleichmäßigeren und realistischeren Verlauf der Profile führte. Abbildung 5.36 zeigt diese Verläufe mit einer Begrenzung der maximalen Beschleunigung (in Orange dargestellt), um realistischeren Anforderungen des Fahrzeuges gerecht zu werden.

Zusätzlich wurden die Analysen einmal mit einem konstanten Wert der Nebenverbraucher von 5 kW (Abbildung 5.37) sowie ein weiteres Mal mit 15 kW (Abbildung 5.38) durchgeführt. Dies soll die saisonalen Unterschiede über ein Jahr bezüglich Heiz- und Kühlleistung berücksichtigen. Ferner wird die Traktionsenergie stark von der Rekuperationsfähigkeit des Fahrzeuges beeinflusst. Um diesen Sachverhalt zu berücksichtigen, wurde die maximale theoretische Rekuperationsfähigkeit (bedingt durch die Topografie des Umlaufs), keine Rekuperation und eine Rekuperation, welche erst ab einer Geschwindigkeit von 15 km/h einsetzt, berechnet und in den beiden Grafiken dargestellt.

Tabelle 5.6 gibt einen Überblick über die energetischen Parameter der Citybuslinie A in Bezug auf den elektrischen Verbrauch und den maximalen Energieverbrauch sowie die maximal mögliche Rekuperationsenergie. Dabei wurde, wie bereits erwähnt, eine zusätzliche Aufspaltung der Ergebnisse nach Nebenverbrauchswerten ausgearbeitet. Als Vergleich bzw. Untermauerung der Ergebnisse dient dabei Tabelle 5.7. Die gemessenen Verbrauchswerte weisen ähnliche Größenordnungen auf wie die simulierten Werte, welche aus dem Modell gewonnen wurden. Aufgrund der Topografie und der ermittelten energetischen Betrachtungen kann davon ausgegangen werden, dass ein Betrieb mit am Markt erhältlichen Fahrzeugen unter diesen Umständen zu bewerkstelligen wäre. Ein möglicher Standort für geeignete Ladeinfrastruktur würde hierbei der Bahnhof in Baden sein, da dieser als Ausgangs- und Endpunkt der Linienführung dient. Zusätzlich könnte eine Nutzung der Oberleitungsinfrastruktur der Badener Bahn als alternative Betankungsmöglichkeit in Betracht gezogen werden.

5.9.2 Regionallinie – Beispiel A

Als Beispiel für eine Regionallinie wurde die Linie 221 im Gebiet des Verkehrsverbund Ost-Region (VOR) vom Konsortium ausgewählt. Diese führt über das Busterminal beim Flughafen Wien Schwechat über Gramatneusiedl nach Moosbrunn und schließlich nach Münchendorf. Eine Darstellung der Fahrtstrecke findet sich in Abbildung 5.39.

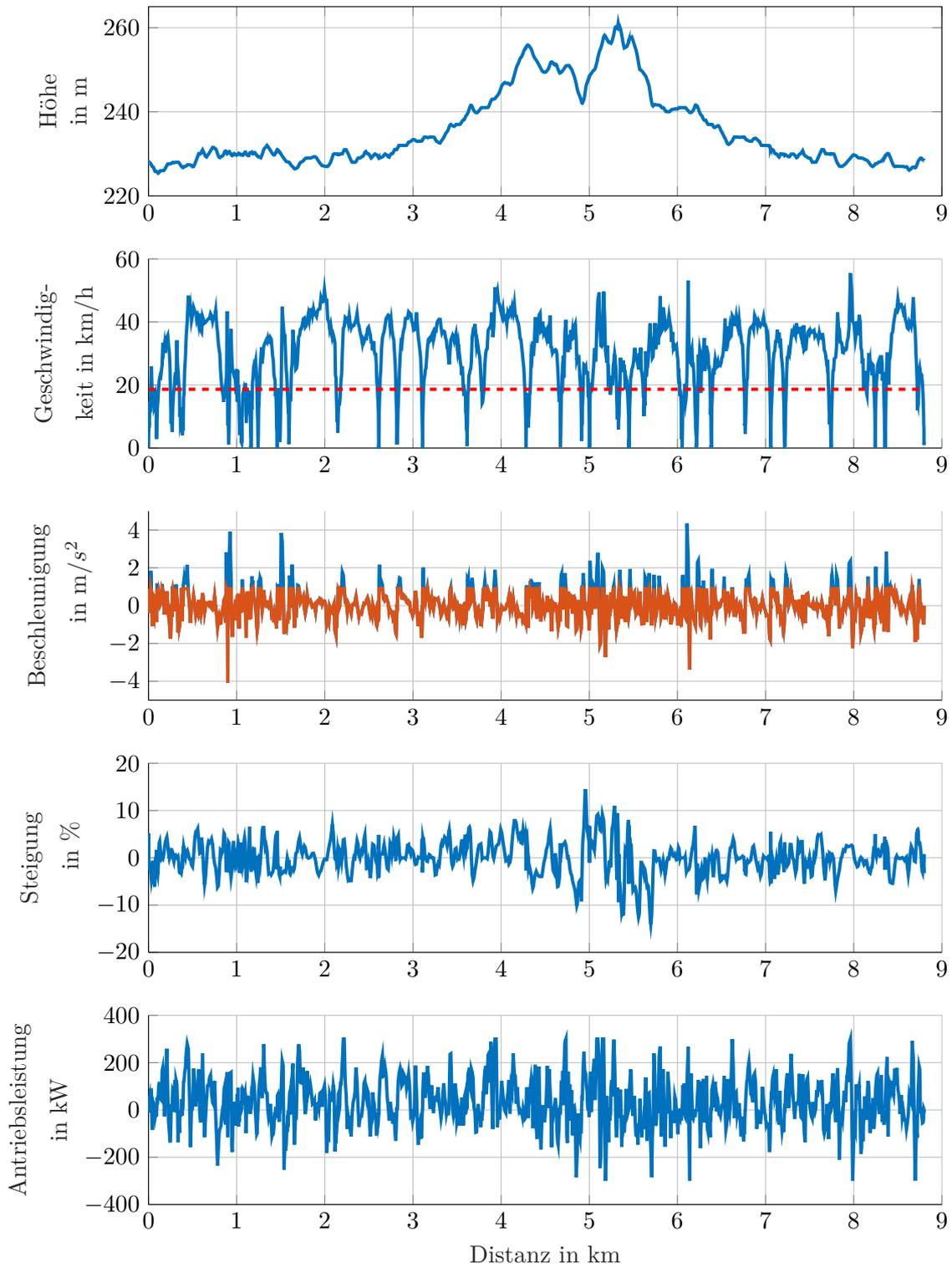


Abbildung 5.36: Verläufe der relevanten Profile mit Begrenzung der maximalen Beschleunigung (in Orange dargestellt)

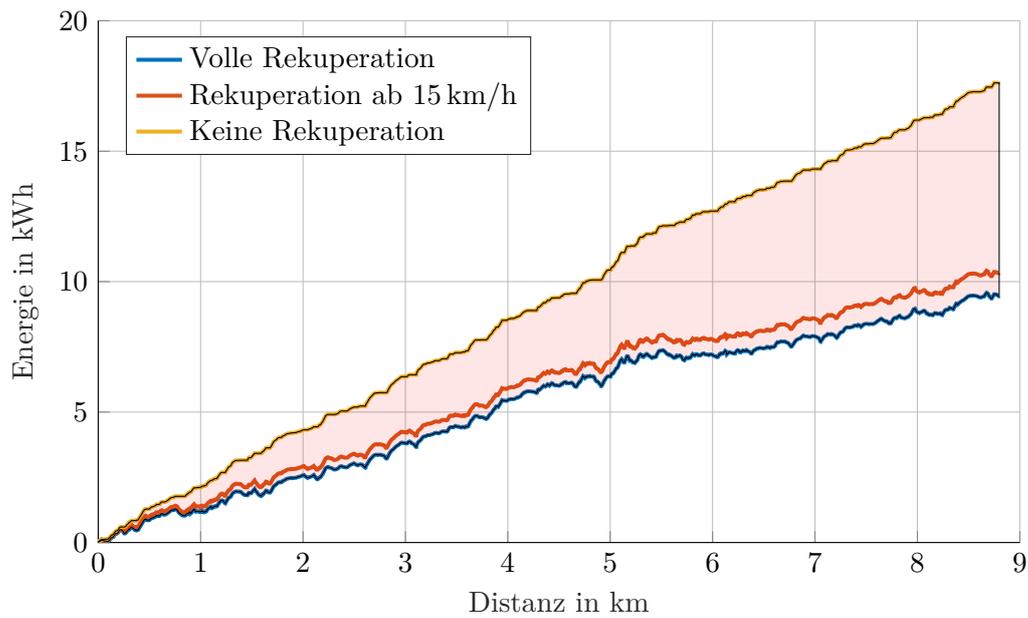


Abbildung 5.37: Verlauf der Traktionsenergie bei einem konstanten Nebenverbrauch von 5 kW (Stadtbuslinie)

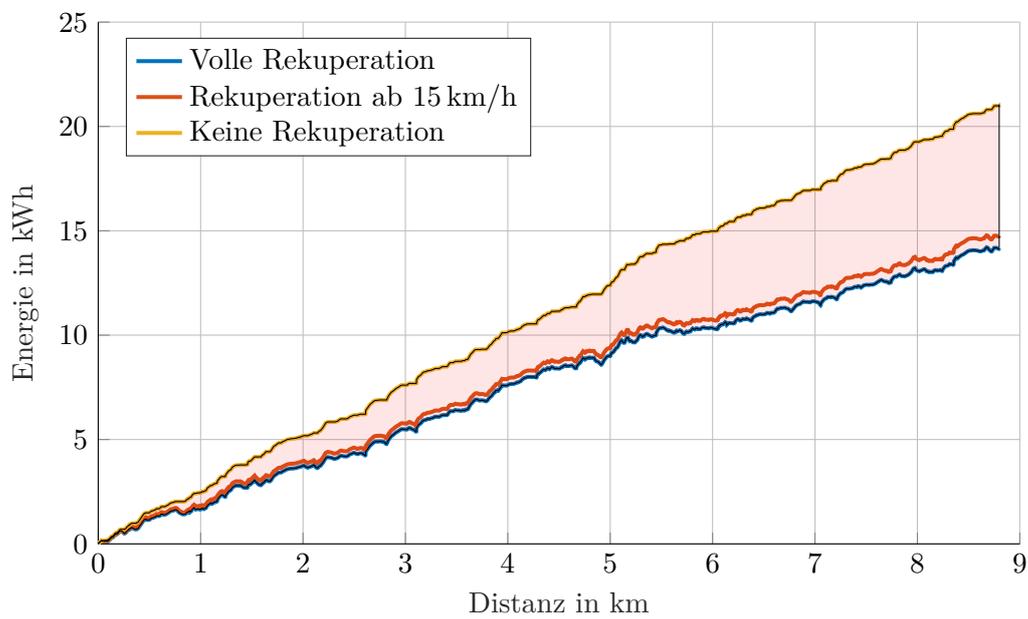


Abbildung 5.38: Verlauf der Traktionsenergie bei einem konstanten Nebenverbrauch von 15 kW (Stadtbuslinie)

Tabelle 5.6: Vergleich der energetischen Parameter der Citybuslinie A

		Nebenverbraucher 5 kW	Nebenverbraucher 15 kW
Elektrischer Verbrauch	Volle Rekuperation	107,4 kWh/100km	161,0 kWh/100km
	Rekuperation ab 15 km/h	117,4 kWh/100km	167,8 kWh/100km
	Keine Rekuperation	200,3 kWh/100km	238,9 kWh/100km
Energieverbrauch bzw. Zugewinn	E_{OUTmax}	17,6 kWh	21,0 kWh
	E_{INmax}	-8,2 kWh	-6,9 kWh

Tabelle 5.7: Gemessene sowie simulierte Verbrauchswerte eines Umsetzungsprojektes in Berlin [41] als Validierung für die eigenen Berechnungen

Messfahrt	1	2	3	4
Durchschnittsgeschwindigkeit (km/h)	13,00	14,10	14,00	17,30
Nebenverbraucher (kW)	16,30	4,95	15,08	7,72
Gemessener Verbrauch (kWh/km)	1,99	1,16	1,82	1,21
Simulierter Verbrauch (kWh/km)	2,07	1,21	1,91	1,31
Abweichung (%)	4	4	5	8

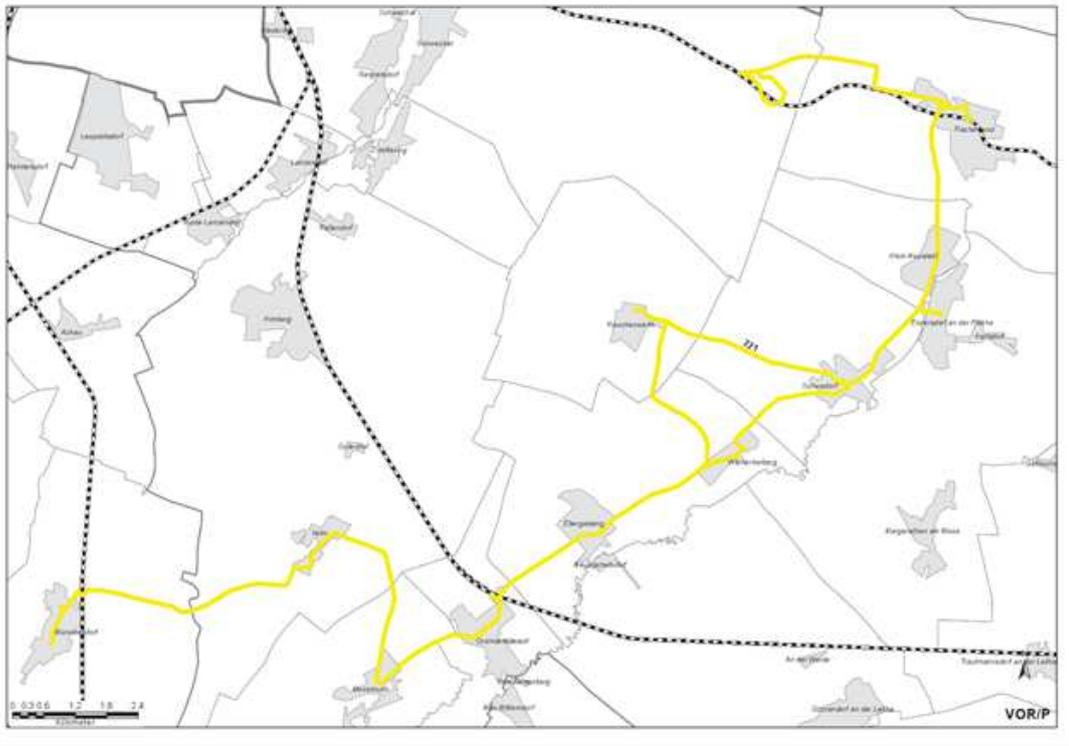


Abbildung 5.39: Die Regionallinie 221 (Quelle: VOR)



Abbildung 5.40: Streckenverlauf eines Umlaufs der Linie 221

Neben der bereits ausgearbeiteten Stadtbuslinie in Baden aus Unterabschnitt 5.9.1 wurde auch die Regionallinie 221 mit GPS-Trackern aufgezeichnet. Dabei änderte sich die Charakteristik vom Stop-and-go-Verkehr im Stadtgebiet hin zu längeren Fahrtabschnitten. Betrachtet man den Streckenverlauf eines Umlaufs in Abbildung 5.40, so zeigt sich eine Länge von 37,7 km bei einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 32,01 km/h. Ein Umlauf dauerte knapp eine Stunde und 10 Minuten und es wurden ca. 438 Höhenmeter bergauf sowie 430 Meter bergab überwunden (Start ungleich Ziel). Anhand der aufgezeichneten GPS-Daten ließen sich wiederum sämtliche Auswertungen durchführen, welche im Anhang in Abschnitt A.3 zu finden sind.

Tabelle A.3 gibt einen Überblick über die energetischen Parameter der Linie 221 in Bezug auf den elektrischen Verbrauch, den maximalen Energieverbrauch und die maximal mögliche Rekuperationsenergie. Die Analyse eines Umlaufes zeigt eine deutlich höhere Durchschnittsgeschwindigkeit als bei der Stadtbuslinie in Baden. Hochgerechnet auf einen ganzen Tag, würde dies eine Speichergröße von ca. 300 kWh bedeuten, was im Moment an die Grenzen der von Herstellern angebotenen Speichergrößen stößt. Aufgrund der breiten geografischen Ausdehnung des Umlaufs ergeben sich allerdings viele mögliche Errichtungsorte für geeignete Ladeinfrastruktur, die bei einem möglichen Bedarf jedoch genauer erörtert werden müssten. Auch hier bei dieser Streckenführung würde ein Einsatz von Elektrobussen grundsätzlich möglich sein.

5.9.3 Regionallinie – Beispiel B

Als weitere beispielhafte Regionallinie wurde die Linie 364 von Mödling nach Hinterbrühl über Sittendorf nach Gruberau und zurück (Abbildung 5.41) gewählt. Die Linie zeichnet sich im Vergleich zu den bereits untersuchten und behandelten Linien vor allem durch längere Fahrten und ein eher anspruchsvolles Höhenprofil, bedingt durch die Streckenführung durch den Wienerwald, aus.

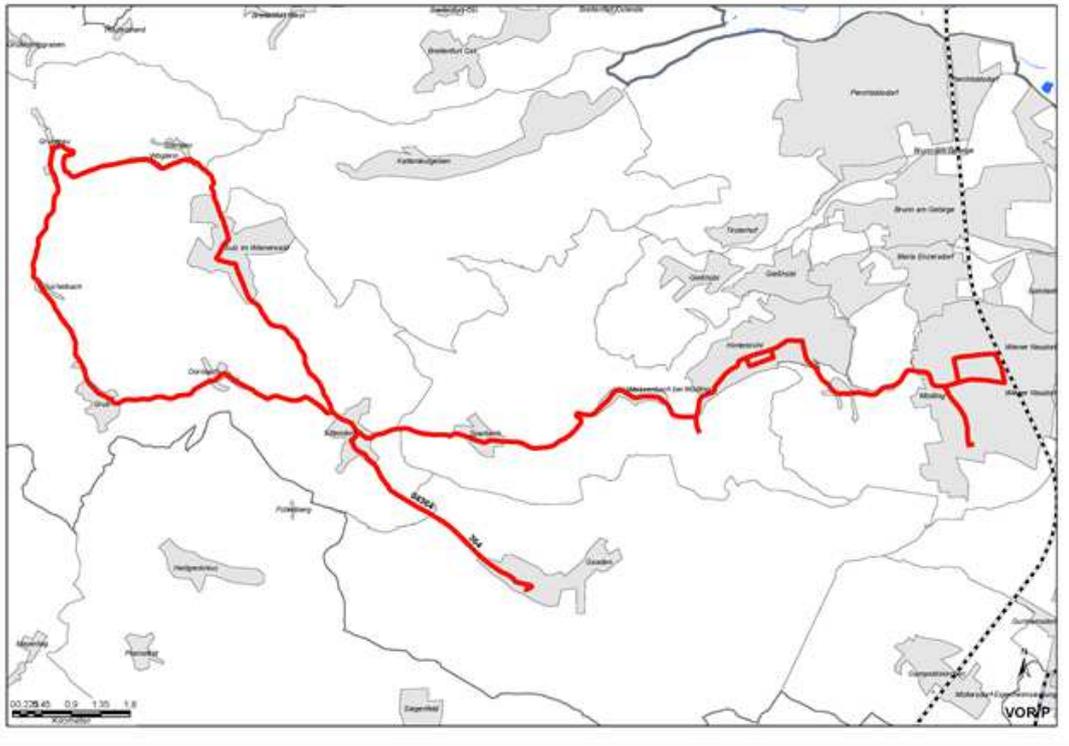


Abbildung 5.41: Die Linie 364 Mödling - Gruberau (Quelle: VOR)

Wiederum wurde mit handelsüblichen GPS-Trackern ein Umlauf der Linie 364 aufgezeichnet. Betrachtet man den Streckenverlauf eines Umlaufs aus Abbildung 5.42, so zeigt sich eine Länge von 45,1 km bei einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 24,97 km/h. Ein Umlauf dauerte eine Stunde und 48 Minuten (inklusive 6 Minuten Pause in Gruberau) und es wurden 1016 Höhenmeter bergauf sowie 1035 Meter bergab überwunden (Start ungleich Ziel). Anhand der aufgezeichneten GPS-Daten ließen sich sämtliche Auswertungen durchführen, welche im Anhang in Abschnitt A.3 zu finden sind.

Tabelle A.4 gibt einen Überblick über die energetischen Parameter der Linie 364 in Bezug auf den elektrischen Verbrauch, den maximalen Energieverbrauch und die maximal mögliche Rekuperationsenergie. Auffällig hierbei ist der große Streubereich von Durchschnittsverbrauch und der verbrauchten bzw. maximal zurückgewonnenen Energie. Dieser Umstand ist auf das hügelige Streckenprofil zurückzuführen und zeigt auf, welches Potential in der geeigneten Streckenwahl (vor allem für Elektrofahrzeuge) liegen kann. Die Analyse zeigt weiter, dass ein grundsätzlicher Einsatz von Elektrobussen möglich wäre. Als möglicher Standort würde sich der Bahnhof in Mödling anbieten. Für einen optimalen Betrieb würden allerdings eventuell Umlaufänderungen erforderlich werden, um eine Ladeinfrastruktur optimal betreiben zu können.

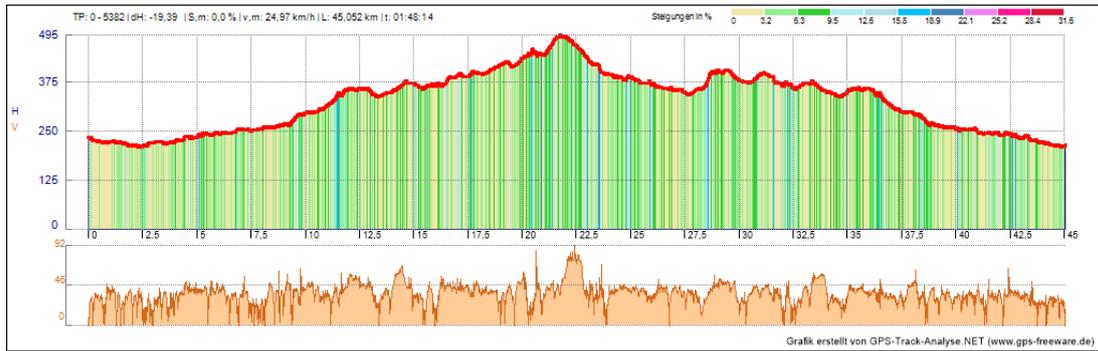


Abbildung 5.42: Streckenverlauf der Linie 364 Mödling – Gruberau

5.9.4 Expresslinie

Die „Wieselbus“ Linie H von Wiener Neustadt über Baden nach St. Pölten, dargestellt in Abbildung 5.43, wird als sogenannte Expresslinie geführt. Dabei liegt der Fokus auf den schnellen Transport der Fahrgäste (meist Pendler). Diese sollen mit möglichst wenigen Zwischenstopps nach St. Pölten gelangen.

Mit handelsüblichen GPS-Trackern wurde ein Umlauf der Linie H aufgezeichnet. Betrachtet man den Streckenverlauf dieser Aufzeichnung in Abbildung 5.44, so zeigt sich eine Länge von 95,7 km bei einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 61,35 km/h. Ein Umlauf dauerte eine Stunde und 33 Minuten und es wurden knapp 1753 Höhenmeter bergauf sowie 1753 Meter bergab überwunden (Start ungleich Ziel). Anhand der aufgezeichneten GPS-Daten ließen sich wiederum sämtliche Auswertungen durchführen, welche im Anhang in Abschnitt A.3 zu finden sind.

Tabelle A.5 gibt einen Überblick über die energetischen Parameter der Linie H in Bezug auf den elektrischen Verbrauch, den maximalen Energieverbrauch und die maximal mögliche Rekuperationsenergie. Die Analyse eines Umlaufs zeigt einen prinzipiell möglichen Einsatz von Elektrobussen auf der Linie H. Aufgrund der Linienführung würde sich Ladeinfrastruktur in Wiener Neustadt oder in St. Pölten direkt am Bahnhof anbieten. Problematisch könnte die Einhaltung des Fahrplanes sein, da im Moment die meisten Hersteller von Elektrobussen lediglich eine maximale Höchstgeschwindigkeit von 80 km/h gewährleisten können. Im Teilabschnitt der Autobahn A21 bzw. der A1 ist jedoch eine Geschwindigkeit von 100 km/h bei Bussen laut Straßenverkehrsordnung (StVO) erlaubt.

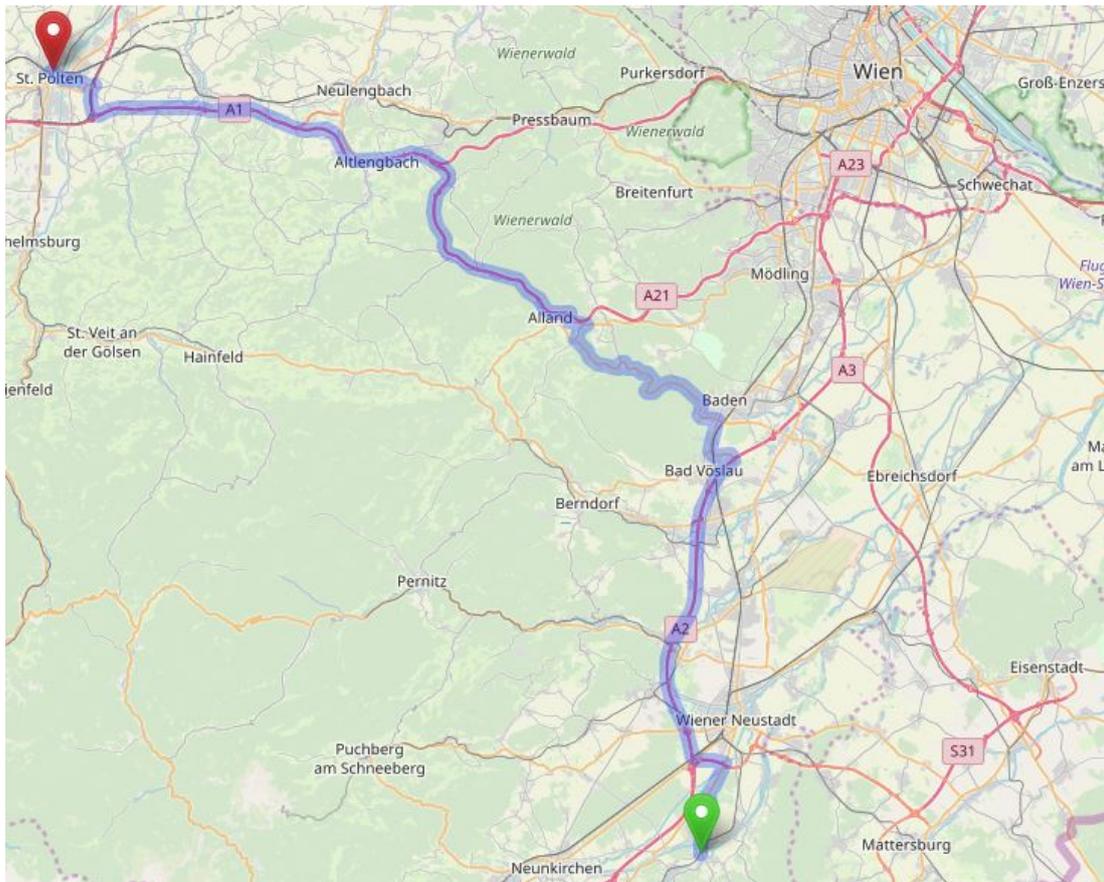


Abbildung 5.43: Die „Wieselbus“ Linie H (Quelle: <https://www.openstreetmap.org/>)

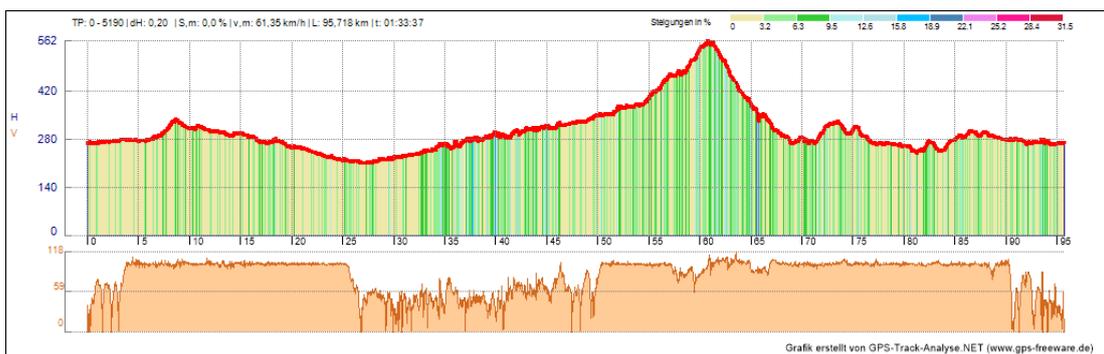


Abbildung 5.44: Streckenverlauf der Linie H von Wiener Neustadt nach St. Pölten

Kapitel 6

Spezielle Aspekte der Integration von Elektromobilität im elektrischen Netz

Wenn ich die Menschen gefragt hätte, was sie wollen, hätten sie gesagt: schnellere Pferde.

(Henry Ford, 1863-1947)

Die Aufgabe des Netzbetreibers ist es, durch seine Netzinfrastruktur eine angemessene Qualität seiner Dienstleistung, nämlich die Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie, zu gewährleisten. Gleichzeitig wird ebenso von der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge eine Einhaltung der zulässigen Grenzwerte (vgl. Abschnitt 3.2 und Abschnitt 3.3) verlangt, um diesen sicheren Netzbetrieb zu ermöglichen. In den folgenden Unterabschnitten sollen die möglichen Probleme, aber auch die Potentiale bei erhöhter Durchdringung der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität im elektrischen Netz untersucht und dargestellt werden. Es werden ferner Probleme und Erfahrungen aus realen Umsetzungsprojekten aufgearbeitet, um Einschränkungen in der Integration von Ladeinfrastruktur für einen zukünftig höheren Anteil von Elektrofahrzeugen aufzuzeigen.

6.1 Energie- und Leistungsbedarf durch Elektromobilität

Laut dem E-Control Statistikbericht 2017 [109] wurde in Österreich ein Inlandsstromverbrauch von 70,7 TWh aufgewendet. Dabei wurden alleine aus Wasserkraft 63,2 % der Energie bereitgestellt. Der Rest wurde durch Wärmekraftwerke (28,1 %) und erneuerbare Energieträger (8,7 %) zur Verfügung gestellt. Wie eine Betrachtung der letzten Jahrzehnte in Abbildung 6.1 zeigt, steigt dieser Inlandsstromverbrauch stetig an.

Ebenso zeigt sich ein Anstieg der insgesamt installierten Kraftwerksleistung im Kraftwerkspark von Österreich. Abbildung 6.2 zeigt, dass vor allem in den letzten Jahren im Bereich der erneuerbaren Energieträger Zuwächse verzeichnet werden konnten. So stieg die installierte Leistung für Wind, Photovoltaik und Geothermie von 49 MW im Jahr 2000 auf 7323 MW

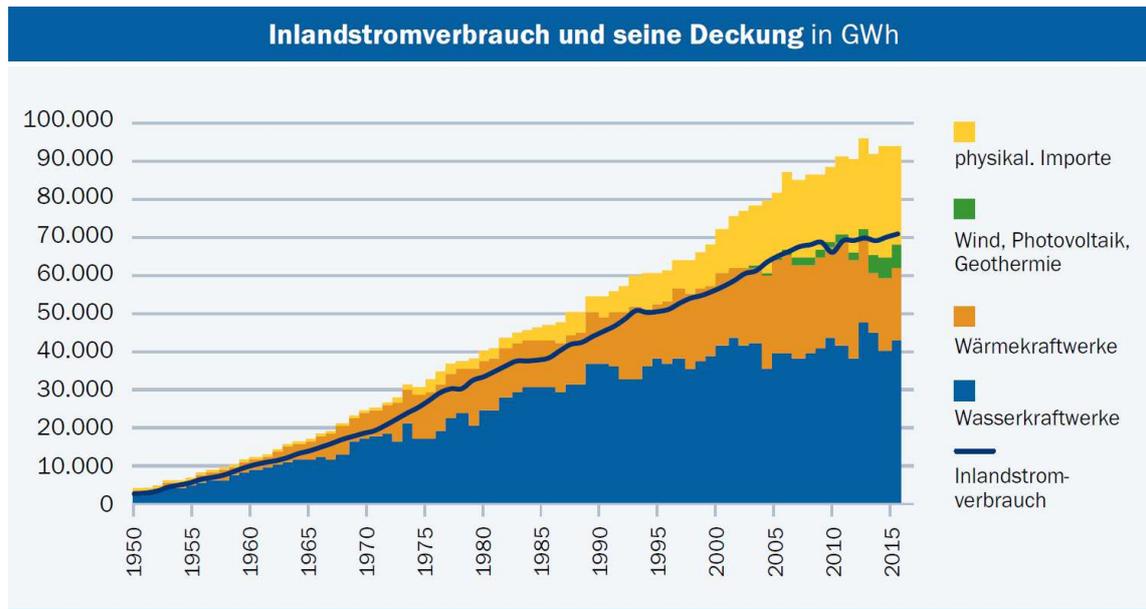


Abbildung 6.1: Entwicklung des Inlandstromverbrauches in Österreich und dessen Aufbringung der letzten Jahrzehnte aus [109] (Darstellung ohne physikalische Stromexporte und Pumpspeicherung)

im Jahr 2016. Insgesamt stand Österreich im Jahr 2016 eine Brutto-Engpassleistung¹ von 25 201 MW zur Verfügung.

Es stellt sich nun zwingend die Frage, ob eine Substituierung der Kraftfahrzeuge mit Verbrennungsmotoren mit Hilfe der Elektromobilität (BEV) überhaupt in einem ökonomisch vertretbaren Rahmen möglich ist. Laut Statistik Austria beträgt die durchschnittliche Jahreskilometerleistung pro PKW in Österreich 11 312 km/a [110]. Der durchschnittliche Verbrauch eines Elektrofahrzeuges wird mit 0,149 kWh/km angegeben, was durchaus mit realen Messwerten anderer Studien im Einklang steht, wenngleich dies einen eher optimistischen Wert darstellt. Multipliziert man diesen Wert mit der gesamten angenommenen Fahrleistung von rund 50 Milliarden Kilometer, so errechnet sich die benötigte Endenergie zu ca. 7,5 TWh. Diese vollständige Substitution der konventionellen Fahrzeuge durch Elektrofahrzeuge entspricht knapp 10 % des gesamten Inlandsstromverbrauchs. Wie aus einer Studie der TU Wien hervorgeht [111], wird das Ökostrompotenzial für Österreich bis zum Jahr 2030 auf bis zu 31 TWh beziffert. Bezüglich der Leistungsvorhaltung könnten Elektroautos sogar eher zum Ausgleich von Lastschwankungen beitragen, da die sinkenden Gesamtlasten in den Nachtstunden durch gesteuerte Ladevorgänge wieder angehoben werden könnten. Dadurch könnten bis zu einer halben Million Elektroautos an einer 3,7 kW Ladeeinrichtung diese Ladeleistung nutzen, ohne zusätzliche Erzeugungskapazitäten in Anspruch zu nehmen [1].

¹Die Brutto-Engpassleistung ist die maximale elektrische Dauerleistung, die ein Kraftwerk unter Normalbedingungen abgeben kann, und wird durch den schwächsten Anlagenteil begrenzt. Inkludiert ist dabei die Leistung für den Betrieb des Kraftwerkes (Eigenbedarf).

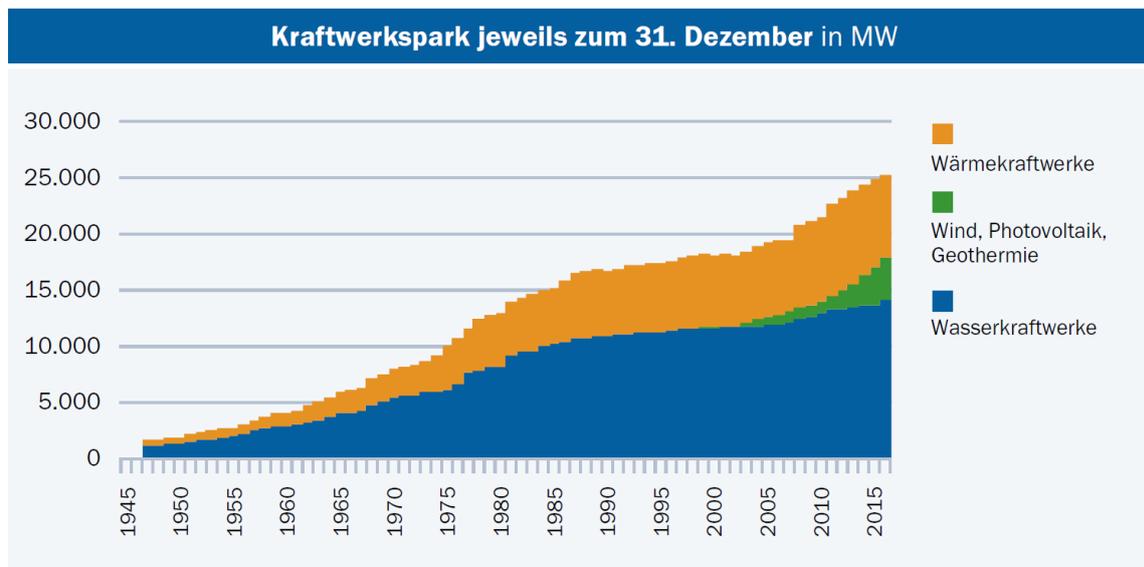


Abbildung 6.2: Entwicklung der installierten Leistung des österreichischen Kraftwerksparks der letzten Jahrzehnte [109]

6.2 Erhöhte Ladeleistungen und Durchdringung von E-Fahrzeugen

Die Begrifflichkeiten zum Thema Ladeleistung sind immer wieder in Diskussion und finden in der Standardisierung keine klaren Benennungen. Bei Ladeleistungen über 120 kW wird jedoch im Moment von einer HPC-Technologie bzw. von einem „ultraschnellen“ Ladevorgang gesprochen. Basis dafür ist, zumindest in Europa, der CCS-Ladestecker (siehe Abschnitt 2.5.4), welcher ergänzt durch eine (intelligente) aktive Kühlung Ladeleistungen bis zu 500 kW ermöglicht. Um die Leitungsströme zu begrenzen, wird die Ladespannung auf bis zu 900 V angehoben. Als Kühlmittel wird ein laut Hersteller² umwelt- und wartungsfreundliches Wasser-Glykol-Gemisch eingesetzt. Mit Hilfe von integrierten Temperatursensoren wird die Wärmeentwicklung laufend überwacht und so kann die Kühlleistung bedarfsgerecht reguliert werden. Nachfolgend sollen die generellen Problemstellungen bei einer erhöhten Durchdringung von Elektrofahrzeugen bzw. das Laden mit hohen Ladeleistungen betrachtet werden [112].

6.2.1 Maximale Auslastung der Betriebsmittel

Um eine unzulässige Erwärmung der Übertragungsmittel, insbesondere Kabel, Freileitungseile und Transformatoren sicherzustellen, sind die vom Hersteller vorgegebenen Strombelastbarkeiten unbedingt einzuhalten. Zusätzlich ist zu beachten, dass die Belastbarkeiten

²<https://www.phoenixcontact.com/>

stark von der Art der Verlegung abhängig sind (Verlegung in Luft oder im Erdreich). Im Allgemeinen kann man bei Freileitungen davon ausgehen, dass die Leiterquerschnitte, welche unter Berücksichtigung der zugelassenen Spannungsdifferenzen errechnet wurden, auch einer gegebenen Leitererwärmung standhalten. In Kabelnetzen und bei kurzen Leitungen kann allerdings der erforderliche Leiterquerschnitt durch die Strombelastbarkeit vorgegeben werden [62]. Die Betriebsstromstärke I_B der angeschlossenen Stromverbrauchseinrichtung berechnet sich für Drehstromsysteme über dessen Nennaufnahmeleistung P , die anliegende Nennspannung U und dessen Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ laut [56] zu:

$$I_B = \frac{P}{U \cdot \cos(\varphi) \cdot \sqrt{3}}. \quad (6.1)$$

Für einen umfangreichen Überblick über die Verlegearten, Strombelastbarkeiten und Umrechnungsfaktoren bei Kabeln und Leitungen sei auf die Literatur, beispielsweise [113], verwiesen. Transient thermische Analysen zeigen im Gegensatz zu den stationären Berechnungen das mögliche Potential in den Übertragungskapazitäten heutiger Stromleitungen für auf. Dabei werden die thermische Trägheiten der Materialien berücksichtigt. Diese weiterführende thermische Modellierung vergrößert den derzeitigen Horizont der klassischen Betriebsführung elektrischer Netze und ermöglicht gewisse kurzzeitige Stromüberlastungen infolge von Laständerungen (z. B. kurzzeitige Lastspitzen aufgrund von Ladevorgängen). Ein weiterer Ansatz ist das sogenannte *Thermal-Rating*. Dabei wird je nach aktuellen Witterungsbedingungen (Wind, Sonneneinstrahlung, Lufttemperatur, Luftfeuchtigkeit etc.) die maximal zulässigen Stromwerte für die Leitungen angepasst (Variable Dauerbelastbarkeit).

Wie in [7] und [114] ausgeführt, konnte anhand einer transient thermischen Modellierung gezeigt werden, dass sich in heutigen Verteilnetzen ein erhebliches Ressourcenpotential bezüglich ihrer Übertragungskapazitäten befindet. Vor allem bei Freileitungsseilen, also bei einer Verlegung in Luft, sind hohe kurzzeitige Auslastungsmaxima von bis zu 150 % möglich, ohne die zulässigen Grenztemperaturen zu erreichen. Im Gegenzug sind aufwendige Monitoringmaßnahmen notwendig, welche aus ökonomischer Sicht einem Netzausbau nicht zwingend voranzustellen sind. Erste Erfahrungen mit dem Thermal-Rating Betrieb werden im Moment vom Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) auf der 220 kV Leitung Tauern-Salzburg gemacht.

Tabelle 6.1 zeigt übliche zulässige Auslastungswerte der Betriebsmittel im Normal- und Störungsbetrieb. Der Grund für die relativ niedrigen Werte im Normalbetrieb liegt dabei in der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums im Mittelspannungsnetz, welches gewährleistet, dass bei Ausfall eines Betriebsmittels dieses durch ein anderes kompensiert wird (vgl. Unterabschnitt 4.4.1).

Tabelle 6.1: Zulässige Auslastungswerte der Betriebsmittel im Normal- und Störungsbetrieb aus [115],[116] und [117]

Betriebsmittel	Isolationsart	Normalbetrieb	Störungsbetrieb
Transformator	Öl	130 %	110 % bis 200 %
Transformator	Gießharz	100 %	110 %
MS-Kabel	Papier	60 % bis 70 %	120 % bis 140 %
MS-Kabel	VPE	60 % bis 70 %	120 % bis 140 %
MS-Kabel	PVC	50 %	100 %
NS-Kabel	Papier	70 %	140 %
NS-Kabel	Kunststoff	70 %	140 %

6.2.2 Spannungsproblematik

Aufgrund der anfallenden Spannungsfälle an den Leitungswiderständen herrscht nicht im gesamten Netz die gleiche Nennspannung. Es treten gegenüber der Einspeisespannung im Regelfall Spannungsabsenkungen im Netz auf. Bei Leerlauf³ oder kapazitiver Belastung können jedoch auch Spannungsüberhöhungen auftreten.

Bereits in Unterabschnitt 3.3.1 wurden die Rahmenbedingungen für die Einhaltung der Systemgrenzen im elektrischen Netz definiert. Für die Netznennspannung U_N (vgl. Unterabschnitt 3.3.2) gilt dabei eine Einhaltung von 95 % der 10-Minuten Mittelwerte im Bereich von $U_{\text{eff}} = U_N \pm 10\%$. Spannungsschwankungen treten im Allgemeinen durch Änderungen in der Last- bzw. Erzeugungssituation auf. Wird ein Zweitor, z. B. ein Transformator oder eine Leitung, mit einer Impedanz belastet, so kann man das komplexe Verhältnis \underline{K} zwischen Eingangs- und Ausgangsspannung folgendermaßen ausdrücken:

$$\underline{K} = \frac{\underline{u}_1}{\underline{u}_2} = K \cdot e^{j\theta}. \quad (6.2)$$

Die Eingangsspannung \underline{u}_1 eilt dabei der Ausgangsspannung \underline{u}_2 um den Winkel θ voraus [119]. Der prozentuale oder auch Per-Unit-Spannungsabfall⁴ ϵ ist berechenbar über:

$$\epsilon = u_1 - u_2 = (K - 1) \cdot u_2 = \frac{K - 1}{K} \cdot u_1. \quad (6.3)$$

³In Hochspannungsnetzen treten wegen der kapazitiven Ladeströme der Betriebskapazitäten an den Betriebsinduktivitäten Spannungsfälle auf, die sich über die gesamte Leitung aufsummieren. Dieser Effekt wird nach seinem Entdecker **Ferranti**-Effekt genannt [118].

⁴Per-Unit Größen, abgekürzt *pu*, sind Hilfsmaßeinheiten, welche sich auf einen Bezugswert (Bezugsspannung, Bezugsleistung etc.) beziehen.

Der Spannungsabfall errechnet sich näherungsweise unter bestimmten Vernachlässigungen⁵ nach [56] zu:

$$\Delta U \leq \frac{I_B \cdot \sqrt{3} \cdot l \cdot \cos(\varphi)}{\gamma \cdot A}. \quad (6.4)$$

Dabei wird der in der Leitung auftretende Spannungsabfall ΔU annähernd über den Betriebsstrom I_B , den Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$, die Länge der Leitungsstrecke l , den spezifischen Leitwert γ^6 und den Querschnitt A des Leiters errechnet. In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass der Ladevorgang vor allem zu Beginn einer Schnellladung keine Grenzwertverletzung der maximalen zulässigen Spannungsänderung (5 % bis maximal 10 % von U_N innerhalb von 10 ms in der NS-Ebene – vgl. Abschnitt A.5) hervorrufen darf [120].

Dezentrale Energiequellen, wie z. B. Photovoltaikanlagen oder stationäre Batteriespeicher, verursachen Spannungserhöhungen am PCC. Tritt an diesem Netzknoten sowohl ein erhöhter Verbrauch als auch eine erhöhte Erzeugung gleichzeitig auf, so kann die resultierende Belastung mittels Differenzbildung ermittelt werden und es können sich Kompensationseffekte ergeben. Die Betrachtungsweise setzt ein ohmsch-induktives Verhalten voraus. Diese ohmsch-induktiven Leitungen werden auch elektrisch kurze Leitungen (Leitungslängen unter 100 km) genannt. Es ergibt sich eine nur geringe Phasenverschiebung θ zwischen Eingangs- und Ausgangsspannung. Die Querimpedanzen müssen sehr hochohmig sein. Freileitungen in NS- und MS-Netzen sind stets als elektrisch kurz zu betrachten. Für HS-Leitungen bedarf es genauerer Betrachtungen. Bei Kabeln kann es mitunter vorkommen, dass die Querreaktanzen der Kapazitäten nicht mehr hinreichend groß im Vergleich zu den Lasten sind und daher zu berücksichtigen sind. Es empfiehlt sich für genaue Netzberechnungen der Einsatz von speziellen Lastflussprogrammen [64].

Auftretende Spannungsdifferenzen lassen sich durch Transformatoren mit Hilfe von unter Last schaltbaren Stufenschaltern in den Grenzen der Betriebsführung (Spannungsband – vgl. Abschnitt 6.5) halten. Dabei wird für die Eingangsspannung des zu speisenden Netzes eine meist etwas höhere Nennspannung U_N gewählt, damit bei einer Spannungsabsenkung eine höhere Bandbreite gewährleistet werden kann [62].

Prinzipiell lassen sich für die Beeinflussung der Spannungshaltung vier Maßnahmen identifizieren. Es sind dies nach [121]:

1. die Impedanzreduktion,

⁵Da eine mathematisch exakte Berechnung des Spannungsabfalls auf einer Leitung aufwändiger ist, wird die Leitung als kompakter Widerstand betrachtet. Ableitwiderstände und Leiterkapazitäten werden vernachlässigt. Winkelabweichungen zwischen Anfang und Ende der Leitung (Querspannungsabfall) werden ebenfalls nicht berücksichtigt.

⁶Entspricht dem Kehrwert des spezifischen Widerstands ρ . Typische Größen bei 20 °C sind für Kupfer 57 MS/m und für Aluminium 35,4 MS/m.

2. die Wirkleistungsreduktion,
3. die Blindleistungsmanipulation
4. und die Beeinflussung durch direkte Spannungsquellen.

6.2.3 Maßnahmen zur Einhaltung der zulässigen Betriebsparameter

Nachfolgend sollen die bereits erwähnten möglichen Maßnahmen zur Spannungshaltung näher beschrieben werden. Welche dieser Maßnahmen letztlich ihre Anwendung findet, ist meist von wirtschaftlichen Faktoren abhängig, weshalb keine allgemein gültige Aussage getroffen werden kann.

Impedanzreduktion

Die Impedanz \underline{Z} setzt sich aus dem Wirkwiderstand (Resistanz) $R = \text{Re}(\underline{Z})$ und dem Blindwiderstand (Reaktanz) $X = \text{Im}(\underline{Z})$ nach Gleichung 6.5 zusammen.

$$\underline{Z} = R + jX \quad (6.5)$$

Für die Berechnung des ohmschen Gleichstromwiderstands R_{DC} gilt im einfachsten Fall:

$$R_{\text{DC}} = \frac{\rho \cdot l}{A}. \quad (6.6)$$

Ausgehend von der Gleichung 6.6 wird der ohmsche Widerstand bzw. die Resistanz R als Produkt der Länge l mit dem spezifischen Widerstand ρ der Leitung geteilt durch die Querschnittsfläche A definiert. Neben diesem (temperaturabhängigen) Gleichstromwiderstand existiert noch eine (frequenzabhängige) Wechselstromkomponente. Diese berücksichtigt die Erhöhung des Gesamtwiderstandes durch den Skin- und Proximity-Effekt und kann über einen Faktor k in der Berechnung, wie in Gleichung 6.7 angegeben, berücksichtigt werden.

$$R_{\text{AC}} = k \cdot R_{\text{DC}} \quad (6.7)$$

Ziel der Impedanzreduktion ist die Verringerung der wirksamen Netz- bzw. Transformatorimpedanz (R und X) durch Einbau paralleler Leitungen, Verwendung von größeren Querschnitten, Vermaschung von Netzabschnitten, zusätzlichen Ortsnetzstationen oder die Verwendung einer größeren Transformatorbaureihe (Transformatortausch).

Wirkleistungsreduktion

Die Wirkleistungsreduktion zielt in gleicher Weise auf die Reduktion des Spannungsabfalls längs der Netzbetriebsmittel ab. Zur Absenkung der zu übertragenden Leistung können Speicherlösungen, Last- bzw. Einspeisemanagement, aber auch Peak Shaving (Senken von Leistungsspitzen) verwendet werden.

Blindleistungsmanipulation

Mit Hilfe der Blindleistungsmanipulation wird die Länge des komplexen Spannungsfalls beeinflusst sowie die Drehung der Phasenlage verursacht. Blindleistungsbezug wirkt dabei spannungssenkend, Blindleistungsabgabe spannungshhebend. Die Manipulation gelingt dabei über Kompensationsanlagen bestehend aus Kapazitäten, Drosseln, Leistungselektronik sowie aus Erzeugungsanlagen mit $Q(U)$ -Regelung bzw. umrichterbasierten Anlagen mit entsprechenden implementierten Reglern.

Direkte Spannungsquellen

Als direkte Spannungsquellen werden Netzkomponenten bezeichnet, welche durch eine Zusatzspannung direkt das Spannungsniveau beeinflussen. Es können dies im Verteilnetz Längsregler sein, die den Betrag der Spannung beeinflussen. Im Übertragungsnetz können auch Quer- oder Schrägler eine zusätzliche Manipulation der Phase ermöglichen.

6.3 Standortverteilung der Ladeinfrastruktur

In Unterabschnitt 2.9.5 wurde bereits zwischen drei verschiedenen Aufstellungsmöglichkeiten bei der Errichtung von Ladeeinrichtungen unterschieden. Neben einem Betrieb der Ladeinfrastruktur im privaten Raum wird zusätzlich zwischen dem Betrieb im öffentlichen und dem halböffentlichen Raum differenziert. Abbildung 6.3 gibt hierzu einen vollständigen Überblick nach [122].

Die Darstellung stützt sich dabei auf Ladevorgänge in Deutschland, was jedoch in vergleichbarer Weise auch für Österreich ihre Gültigkeit behält. Aus dieser Abbildung ist ersichtlich, dass der größte Teil, nämlich 85 % der Ladevorgänge, im privaten Bereich stattfindet und im Moment nur 15 % an einem öffentlich zugänglichen Aufstellort einen Ladevorgang absolvieren⁷. Laut Bundesverband Elektromobilität Österreich (BEÖ) werden für Österreich fast 90 % aller Fahrzeuge im Moment zu Hause geladen. Weniger als 10 % laden ihr Fahrzeug unterwegs und ca. 5 % nützen Schnellladestationen [123].

⁷Es wird dabei nicht weiter zwischen einem öffentlich und halböffentlichen Aufstellungsort unterschieden.

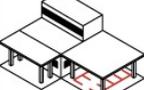
Anteile der Ladevorgänge	Privater Aufstellort: aktuell 85 %			Öffentlich zugänglicher Aufstellort: aktuell 15 %		
Typische Standorte für Ladeinfrastruktur	 Einzel- / Doppelgarage bzw. Stellplatz beim Eigenheim	 Parkplätze bzw. Tiefgarage von Wohnanlagen, Mehrfamilienhäusern, Wohnblocks	 Firmenparkplätze auf eigenem Gelände	 Autohof, Autobahn-Raststätte	 Einkaufszentren, Parkhäuser, Kundenparkplätze	 Straßenrand / öffentliche Parkplätze
Vorgaben zur Ladetechnologie	Combined Charging System vorschreiben			Combined Charging System als Mindeststandard in Ladesäulenverordnung vorgeschrieben		
Ladedauer für 20 kWh (Verbrauch für 100 km)	6 Stunden (AC 3,7 kW)	6 Stunden (AC 3,7 kW) 1-2 Stunden (AC/DC 11-22 kW)	6 Stunden (AC 3,7 kW)	30 Minuten (DC 50 kW) 10 Minuten (DC 150 kW)	6 Stunden (AC 3,7 kW)	1-2 Stunden (AC/DC 11-22 kW)
Ladedauer perspektivisch				wenige Minuten (DC 350 kW)		
Stromversorgung	Über vorhandenen Hausanschluss	Über vorhandenen Anschluss der Anlage oder separaten Anschluss an das Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsnetz			Über vorhandene Infrastruktur (z.B. Straßenbeleuchtung) oder neuen Anschluss an das Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsnetz	
Abrechnung	Abrechnung möglich je nach gewünschtem Geschäftsmodell, z.B.: - kostenlos - pauschal - nach Ladeleistung - nach bezogener Energiemenge					

Abbildung 6.3: Möglichkeiten der Standortverteilung von Ladeinfrastruktur und deren Rahmenbedingungen nach [122]

Beim Laden im privaten Bereich steht vor allem das Laden zu Hause im Vordergrund. Dies kann in einer Garage oder einem anderen Stellplatz erfolgen. Der Zutritt zu diesem ist aber ausschließlich dem Eigentümer oder jemanden mit dessen Erlaubnis vorbehalten. Besondere Rücksicht auf die Rechtsvorschriften ist bei der Installation einer Ladeeinrichtung bei Mehrparteienwohnungen zu nehmen, da es hier bisher keine veröffentlichte einheitliche Judikatur zu diesem Thema gibt [52].

Das Laden im öffentlichen bzw. halböffentlichen Bereich findet mehrheitlich auf Raststätten, Einkaufszentren, öffentlichen Parkplätzen oder Ähnlichem statt. Aufgrund der zu erwartenden geringeren Standzeiten sind hierzu erhöhte Ladeleistungen sinnvoll. Daraus ergibt sich allerdings ein erhöhter Aufwand für den Anschluss dieser elektrischen Anlagen an das NS- bzw. MS-Netz. Zusätzlich wird mit der Errichtung der Ladeinfrastruktur (meist) ein Geschäftsmodell verfolgt, weshalb eine Abrechnungsmöglichkeit implementiert werden muss.

6.4 Netzurückwirkungen von E-Fahrzeugen

Aufgrund der verzögerten Dauer der Verabschiedung von verbindlichen Normen in der Elektromobilität kommt es derzeit bei den am Markt befindlichen Elektrofahrzeugen zu erheblichen Unterschieden bei den leitungsgebundenen Störaussendungen und Störfestigkeiten [63]. Durch die spezielle Eigenschaft der Elektromobilität, als *mobile* elektrische Last (beweglicher Speicher) zu fungieren, ist es in diesem Zusammenhang nicht trivial, einem stationären Ladepunkt spezifische Netzurückwirkungen zuzuordnen. Eine Anschlussbeurteilung müsste daher mit jenem Elektrofahrzeug durchgeführt werden, welches die höchste Störaussendung in Kombination mit der Ladeeinrichtung aufweist. Daher ist eine verbindliche Norm bei der Begrenzung von leitungsgebundenen Störaussendungen im Sinne einer sicheren Versorgung unabdingbar für die zukünftige Durchdringung der Elektromobilität.

Häufig festgestellte Probleme durch Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Bezug auf Netzurückwirkungen sind dabei:

1. Hohe Einschaltströme → Unterbrechung des Ladevorgangs
2. Oberschwingungen → Grenzwertüberschreitungen nach EN 61000
3. Ladungen werden mit 7,4 kW bzw. 32 A einphasig ermöglicht⁸ → Unsymmetrie
4. Superharmonische → Netzurückwirkungen im Bereich von 30 kHz bis 60 kHz

Bei der Kopplung von elektrisch betriebenen Fahrzeugen über die Ladeinfrastruktur mit dem elektrischen Netz stellt sich zwangsläufig die Frage nach den Auswirkungen auf das Netz durch mögliche Netzurückwirkungen. In einer Studie der TU Graz aus dem Jahr 2017 [124] wurden 12 unterschiedliche Elektrofahrzeuge (BEV und Hybridfahrzeuge) mit Hilfe eines Power-Quality-Datenloggers auf ihr Verhalten bezüglich der niederfrequenten Netzurückwirkungen untersucht. Die Fahrzeuge wurden an insgesamt vier Ladestationen mit maximal möglichen Ladeleistungen zwischen 22 kW und 44 kW geladen. Dabei konnte festgestellt werden, dass ein Großteil der untersuchten Elektrofahrzeuge ein einphasiges Ladeverhalten mit Ladeströmen kleiner 16 A besitzt. Diese Lasten spiegeln ohmsch-kapazitive Verbraucher wieder, die allerdings einen Leistungsfaktor von annähernd $\cos \varphi = 1$ aufweisen. Ein geringer Anteil der Elektrofahrzeuge bezog sogar einphasige Ladeströme größer als 16 A und zeigte eine verhältnismäßig hohe Blindleistungsabgabe, was zu einem Leistungsfaktor von $\cos \varphi = 0,77_{\text{kap}}$ führte⁹.

Die Ladeverläufe entsprechen, wie bereits in Unterabschnitt 5.3.4 beschrieben, dem in der Literatur beschriebenen CCCV-Ladeverfahren. In Abbildung 6.4 ist eine solche typische Messung des Verlaufs der Ladeleistung aus dieser Studie dargestellt. Es zeigt sich deutlich die Konstantstrom- und die Konstantspannungsphase. Die immer wieder auftretenden

⁸vgl. hierzu Unterabschnitt 2.9.5

⁹Bei Sinusgrößen wird die Verschiebungsblindleistung Q an einem Zweipol im VZS dann positiv, wenn der Phasenverschiebungswinkel einen positiven Wert hat, $0 < \varphi \leq \pi$. Dies entspricht einem Verbraucher mit induktivem Charakter. Bei negativer Blindleistung, was einer Stromvoreilung entspricht, ist der Phasenverschiebungswinkel negativ, $-\pi \leq \varphi < 0$. Es wird von einem kapazitiven Verbraucher gesprochen (vgl. DIN 40110).

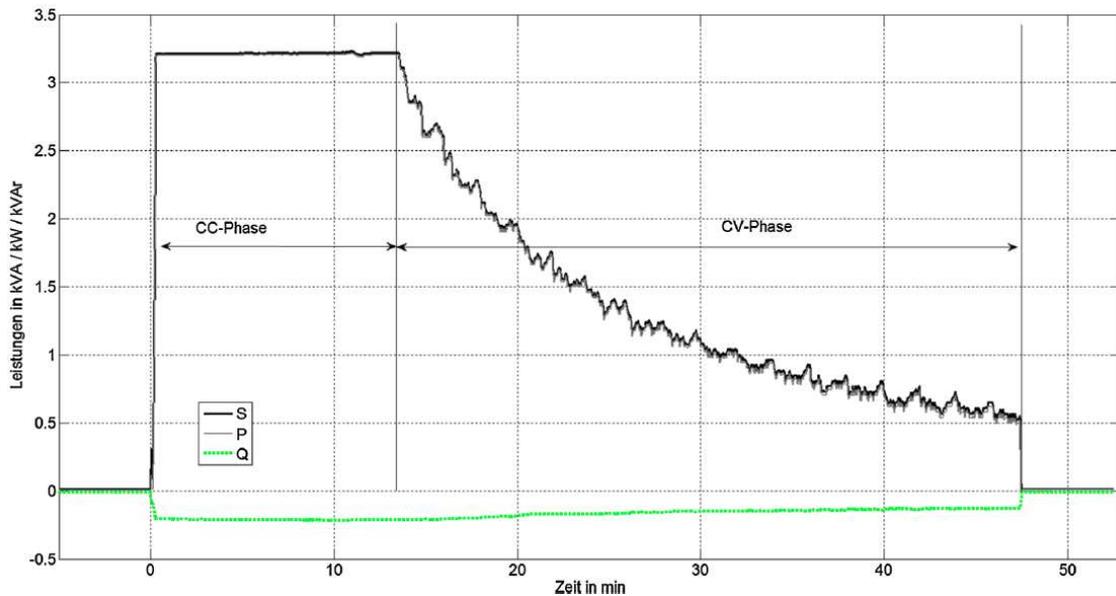


Abbildung 6.4: Beispielhafter Ladeverlauf einer Messung aus [124]

Leistungseinbrüche während der CV-Phase sind auf interne Messvorgänge bezüglich der Akkumulatortenspannung zurückzuführen. Bei diesen Messungen kommt es zu Spannungsänderungen die bei zu geringen Kurzschlussleistungen am Verknüpfungspunkt flickerrelevant werden können, was zu einer Überschreitung des zulässigen Flickerlangzeitwertes P_{lt} gemäß EN 50160¹⁰ führen kann. Bei dieser Studie wurde eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung von ca. 10 MVA festgestellt, was zu keiner Überschreitung der Grenzwerte führte.

Vergleicht man die Oberschwingungsströme der untersuchten Fahrzeuge, so lassen sich aufgrund unterschiedlich eingesetzter Gleichrichtertopologien keine generellen Aussagen über die Störaussendungen treffen. Bei rund 50 % der Fahrzeuge treten Grenzwertverletzungen nach EN 61000-3 auf. Allerdings wurden aufgrund der hohen transformatornahen Kurzschlussleistung keine unzulässigen Überschreitungen bei den Pegeln der Spannungsharmonischen gemessen. Dieser Umstand könnte bei langen Netzausläufern jedoch zu Problemen führen. Ferner zeigte sich beim gleichzeitigen Laden mehrerer Fahrzeuge eine partielle Kompensation der Oberschwingungen durch Überlagerungseffekte¹¹. Eine generelle Aussage kann aber aufgrund der unvorhersehbaren Anzahl von Elektrofahrzeugen, deren unterschiedlichen Eigenschaften und der möglichen Kombinationen mit anderen leistungselektronischen Geräten nicht getroffen werden.

Bei Messungen im Rahmen der Begleitforschung für die Modellregion „e-pendler in niederösterreich“ konnten ebenfalls einige Untersuchungen bezüglich Netzurückwirkungen durchgeführt werden. So konnte eine Vergleichsmessung eines BMW i3 und eines Nissan Leaf bei einer

¹⁰Siehe Abschnitt 3.1.4 (Flicker) bzw. Unterabschnitt 3.3.1 (EN 50160)

¹¹Für weiterführende Betrachtungen sei auf [125] verwiesen.

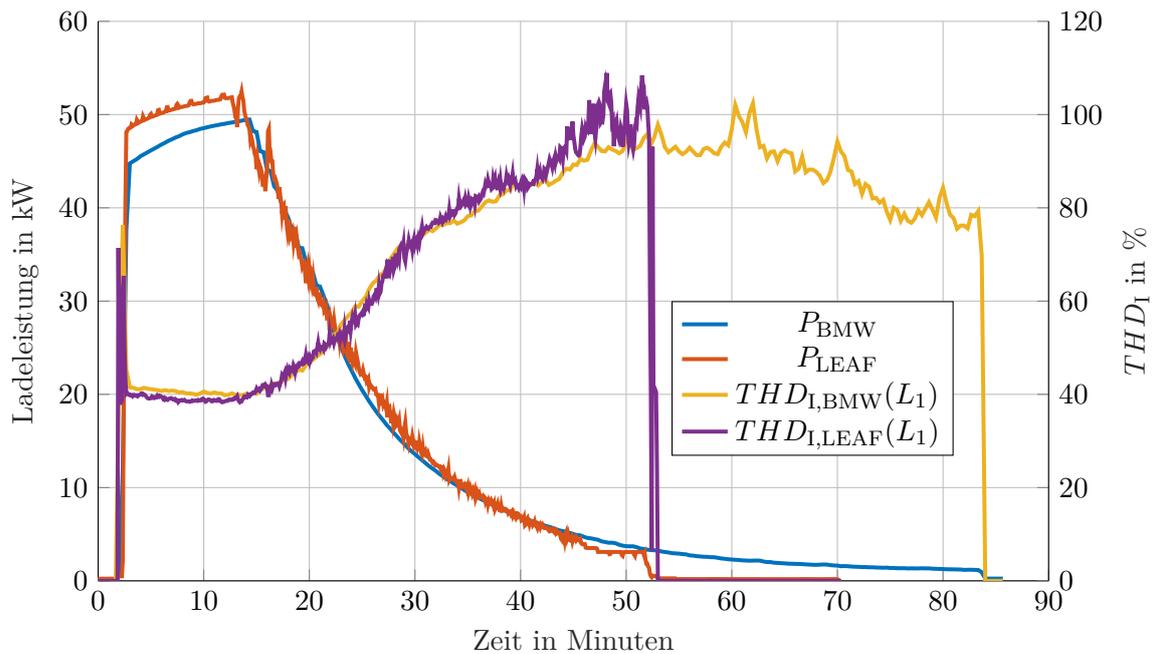


Abbildung 6.5: Anstieg des THD_I während eines Ladevorganges von zwei unterschiedlichen Fahrzeugen (jeweils auf der Phase L_1)

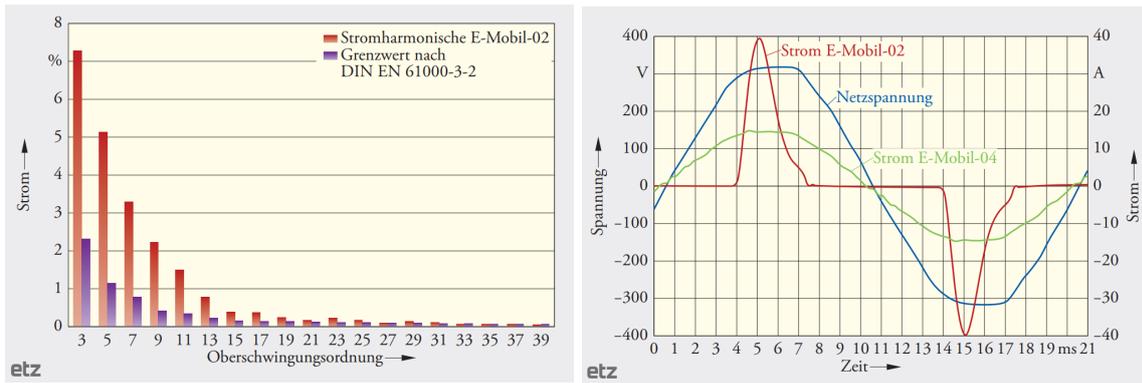
Schnellladestation durchgeführt werden. Abbildung 6.5 zeigt diese Messung im Detail. Es ist deutlich der stark ansteigende Wert des THD_I ¹² jeweils auf der Phase L_1 ersichtlich¹³. Offensichtlich fällt dieser Anstieg mit dem Eintritt des Umschaltpunkts des Ladeverfahrens (CC- auf CV-Phase) zusammen. Dieser bringt ein verändertes Verhalten der Leistungselektronik mit sich und erhöht somit die Verluste. Dies zeigt sich auch in einer Absenkung des Leistungsfaktors auf einen Wert von $\lambda = 0,6$.

In einem Beitrag des „Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE)“ [126] wurden ebenfalls mehrere Elektrofahrzeuge auf deren Oberschwingungsströme untersucht. Dabei konnte das Oberschwingungsspektrum aus Abbildung 6.6a gemessen werden. Es zeigt das Oberschwingungsspektrum der Stromharmonischen des „E-Mobil-02“ im Vergleich zu den Störaussendungsgrenzwerten nach EN 61000-3-2 Klasse A (vgl. Abschnitt 3.2). Es ist festzustellen, dass die Oberschwingungspegel deutlich über den Grenzwerten zum Liegen kommen, was auf eine ungefilterte Gleichrichtung der Einphasen-Wechselspannung zurückzuführen ist (sichtbar in Abbildung 6.6b). Das Elektrofahrzeug wurde dabei an einer Schutzkontakt-Steckdose mit einem Ladestrom von 13,5 A geladen.

Ein weiteres Fahrzeug wurde dreiphasig mit einem Strom von 16,5 A an einer Typ-2-Steckdose geladen. Hier zeigt sich ebenfalls ein verzerrter Stromverlauf (Abbildung 6.7b) was

¹²Laut Datenblatt wurde der THD_I unter Berücksichtigung der 50. Harmonischen berechnet. Siehe hierzu Abschnitt 3.1.4.

¹³Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde hierbei lediglich die Phase L_1 betrachtet. Die restlichen beiden Phasen weisen ähnliche Verläufe des THD_I auf.

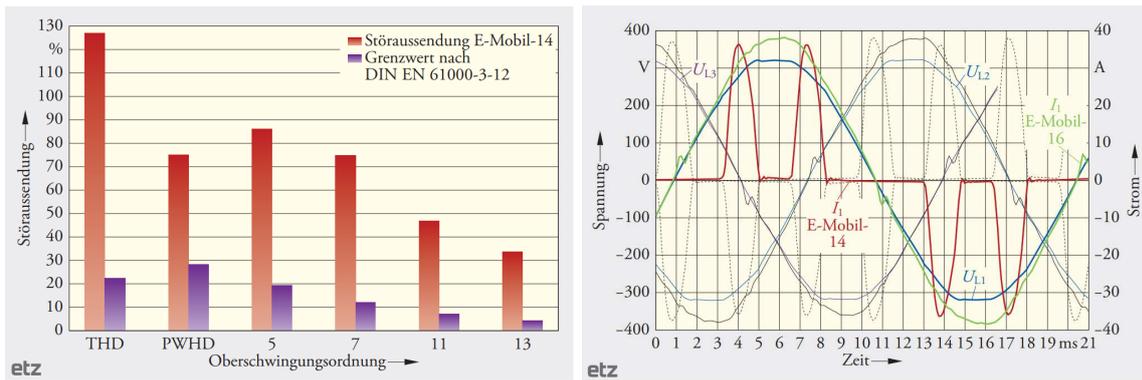


(a) Oberschwingungsspektrum der Stromharmonischen von „E-Mobil-02“ (b) Verlauf der Netzspannung und der Ströme von zwei gemessenen Elektrofahrzeugen

Abbildung 6.6: Oberschwingungsspektrum und Verlauf von Strom und Spannung des „E-Mobil-02“ nach [126]

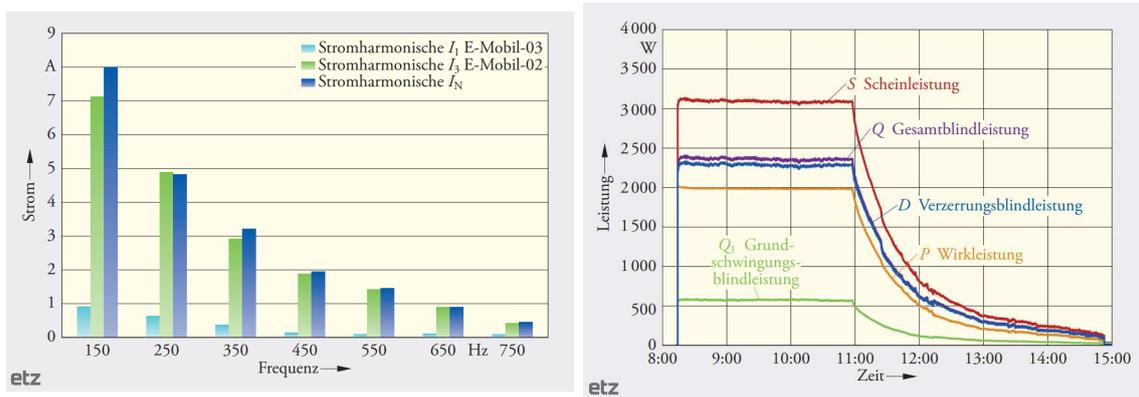
einem erhöhten Oberschwingungsanteil entspricht. Wiederum ist dies mit einer ungefilterten Gleichrichtung der dreiphasigen Wechselspannung zu erklären. Die Stromharmonischen des „E-Mobil-14“ werden anhand der Norm EN 61000-3-12 bewertet, da die Phasenströme 16 A übersteigen. Es stellt sich heraus, dass sich ein THD von 127 % und ein PWHD von 75 % messen lassen. Abbildung 6.7a zeigt die gemessenen Störaussendungen im Vergleich zu den gültigen Grenzwerten. Es ist auch hier eine deutliche Überschreitung der Werte festzustellen. Zusätzlich wurde eine Bewertung am PCC nach der D-A-CH-CZ Regulative (vgl. Unterabschnitt 3.3.3) durchgeführt. Der gemessene Wert von 127 % überschreitet den für zulässig ermittelten Wert für den THD von 20,4 % eindeutig, womit die Anschlussbedingungen am Verknüpfungspunkt **nicht** erfüllt wären.

Abbildung 6.8b zeigt den Verlauf der Ladeleistungen in gemittelten Sekundenwerten wäh-



(a) Oberschwingungsspektrum der Stromharmonischen von „E-Mobil-14“ (b) Verlauf der Netzspannung und der Ströme von zwei gemessenen Elektrofahrzeugen

Abbildung 6.7: Oberschwingungsspektrum und Verlauf von Strom und Spannung des „E-Mobil-14“ nach [126]



(a) Oberschwingungsspektrum der Stromharmonischen
(b) Ladeleistungen in gemittelten Sekundenwerten „E-Mobil-02“

Abbildung 6.8: Oberschwingungsspektrum und Verlauf der gemessenen Ladeleistungen nach [126]

rend des Ladezeitraumes für „E-Mobil-02“ mit einer maximalen Ladeleistung von 2 kW. Es sind die unterschiedlichen Anteile der Grundschwingungsbindleistung Q_1 und der Verzerrungsbindleistung D ersichtlich. Dieser Umstand führt bei „E-Mobil-14“, welches mit bis zu 7,4 kW geladen wird, zu einem $\cos\varphi = 1$, während sich der Leistungsfaktor lediglich auf $\lambda = 0,66$ beläuft. Die Verzerrungsbindleistung ist auf hohe Oberschwingungsströme zurückzuführen.

Eine erhöhte Oberschwingungsbelastung durch Stromharmonische schlägt sich zusätzlich in einer erhöhten Belastung des Neutralleiters nieder. In einem überschwingungsfreien, symmetrisch belasteten Netz, fließt im Neutralleiter kein Strom. Kommt es allerdings zu Oberschwingungsströmen mit durch drei teilbaren Harmonischen, so bilden sich diese bei gleichem, jeweils nur um ein Drittel der Periodendauer der Grundschwingung zeitlich verschobenem Verlauf der Phasenströme, im Neutralleiter aus (Abbildung 6.8a). Bei unsymmetrischen Belastungen durch einphasige Ladevorgänge tauchen aber auch andere Harmonische im Neutralleiterstrom auf.

Zusammenfassend zeigt die Messreihe der 20 verschiedenen Elektrofahrzeuge, dass 5 (25%) der untersuchten Fahrzeuge *nicht* die erforderlichen Anschlussbedingungen erfüllen. Die Störaussendungen sind so hoch, dass zusätzlich angeschlossene Verbraucher in ihrer Funktionsweise gestört werden könnten. Bei vier Fahrzeugen wird eine ungesteuerte Gleichrichterbrücke mit kapazitiver Glättung ohne PFC eingesetzt. Bei einem Fahrzeug wird eine PFC verwendet, jedoch die Grenzwerte nicht eingehalten. Die Ladeströme der restlichen Fahrzeuge weisen einen nahezu idealen Sinusverlauf auf.

Um die Auswirkungen auf das elektrische Netz durch die erhöhte Durchdringung von Elektrofahrzeugen (im Besonderen durch E-Taxis aus dem Umsetzungsprojekt „eTaxi in Wien“) aufzeigen zu können, wurden auch seitens der Wiener Netze GmbH in Kooperation

mit der TU Wien umfangreiche Messungen an drei ausgewählten Schnellladestationen durchgeführt.

Dabei wurde direkt am Netzübergabepunkt der Ladestation, sowie anschließend an der Wurzel der Trafostation auf der NS-Seite, mit einer Auflösung von 2,5 Minuten für die Dauer von einem Monat folgende Parameter analysiert:

- Phasenspannungen und Phasenströme
- Wirk-, Blind- und Scheinleistung
- Frequenz
- THD
- Unsymmetrie
- Leistungsfaktor

Entsprechend der Norm EN 50160 wurden sämtliche relevanten Parameter ausgewertet und ihr 95 %-Quantilwert berechnet und deren Verläufe grafisch dargestellt. Aus den Netzzrückwirkungen ließen sich anhand der Analysen trotz der erhöhten Ladeleistungen von bis zu 50 kW am Verknüpfungspunkt keinerlei Grenzwertverletzungen bezüglich Spannung, Frequenz, Unsymmetrie, THD oder Langzeitflicker feststellen. Die gleichen Aussagen konnten auch für die Messungen direkt am Transformator getroffen werden. Verletzungen der Maximalwerte der Spannungsharmonischen (15. und 21.) treten jedoch in einzelnen Phasen auf. Hierbei würden jedoch genauere hochauflösende Untersuchungen notwendig werden, um die Ursachen dieser Verletzungen festzustellen.

6.5 Aufteilung des zulässigen Spannungsbandes

Grundsätzlich müssen in einem Verteilnetz die Spannungsrichtlinien nach EN 50160 (vgl. Unterabschnitt 3.3.1) sowie nach IEC 60038 eingehalten werden [127]. Der Netzbetreiber kann dabei das Spannungsband aber nach seinen Bedürfnissen aufteilen, was in einer beispielhaften Umsetzung der Vorarlberger Netze in Abbildung 6.9 dargestellt ist. Dabei beschreibt die Spannungsaufteilung die erlaubten Grenzwerte der Spannungen für den Schwachlastfall (Maximale Einspeisung und minimale Last) und den Hochlastfall (Minimale Einspeisung und maximale Last). Die genormte Spannungstoleranz beträgt an jedem Netzanschlusspunkt bzw. jeder Übergabestelle zu einer Kundenanlage $\pm 10\%$ der Nennspannung U_N . Bezüglich des zulässigen Spannungsabfalls heißt es in der bundeseinheitlichen Fassung der TAEV hierzu [56]:

„Der gesamte Spannungsabfall für den Bereich von der Übergabestelle des Netzbetreibers bis zum letzten Verbrauchsgerät ist mit 4 % der Nennspannung begrenzt. Von diesen 4 % Gesamtspannungsabfall ist 1 % für den Spannungsabfall im Bereich von der Übergabestelle des Netzbetreibers bis zur Messeinrichtung

(Zähleranlage) reserviert (siehe ÖVE/ÖNORM E 8015-1 sowie ÖVE/ÖNORM EN 60038). Für die Berechnung des Spannungsabfalls ist der Nennstrom der vorgeschalteten Überstrom-Schutzeinrichtung zu Grunde zu legen. Im Interesse der Netzbenutzer wird empfohlen, vom Zähler bis zu den Stromverbrauchseinrichtungen den Höchstwert von 3% Spannungsabfall für den Nachzählerbereich nur in Sonderfällen in Anspruch zu nehmen.“

Abbildung 6.10 zeigt diesen Sachverhalt anhand einer grafischen Darstellung für die ähnlich geltenden Verhältnisse bei deutschen Netzbetreibern nach DIN VDE 0100[128]. Der maximale Spannungsabfall zwischen Messeinrichtung und Endverbraucher nach DIN 18015 beträgt auch hier 3% bei Wohngebäuden und ähnlich genutzten Bereichen.

Die maximale relative Spannungsänderung beschränkt die Leitungslänge zwischen Ortsnetzstation und (DC-Schnell-) Ladestation. Wie in [120] gezeigt werden konnte, ist es aber durch kapazitive Spannungsstützung möglich eine deutliche Erweiterung von bis zu 30% zu erreichen. Hierbei wird ein kennliniengestütztes Verfahren wie bei PV-Anlagen empfohlen (z. B. $Q(U)$ -Regelung oder $\cos \varphi = f(U)$).

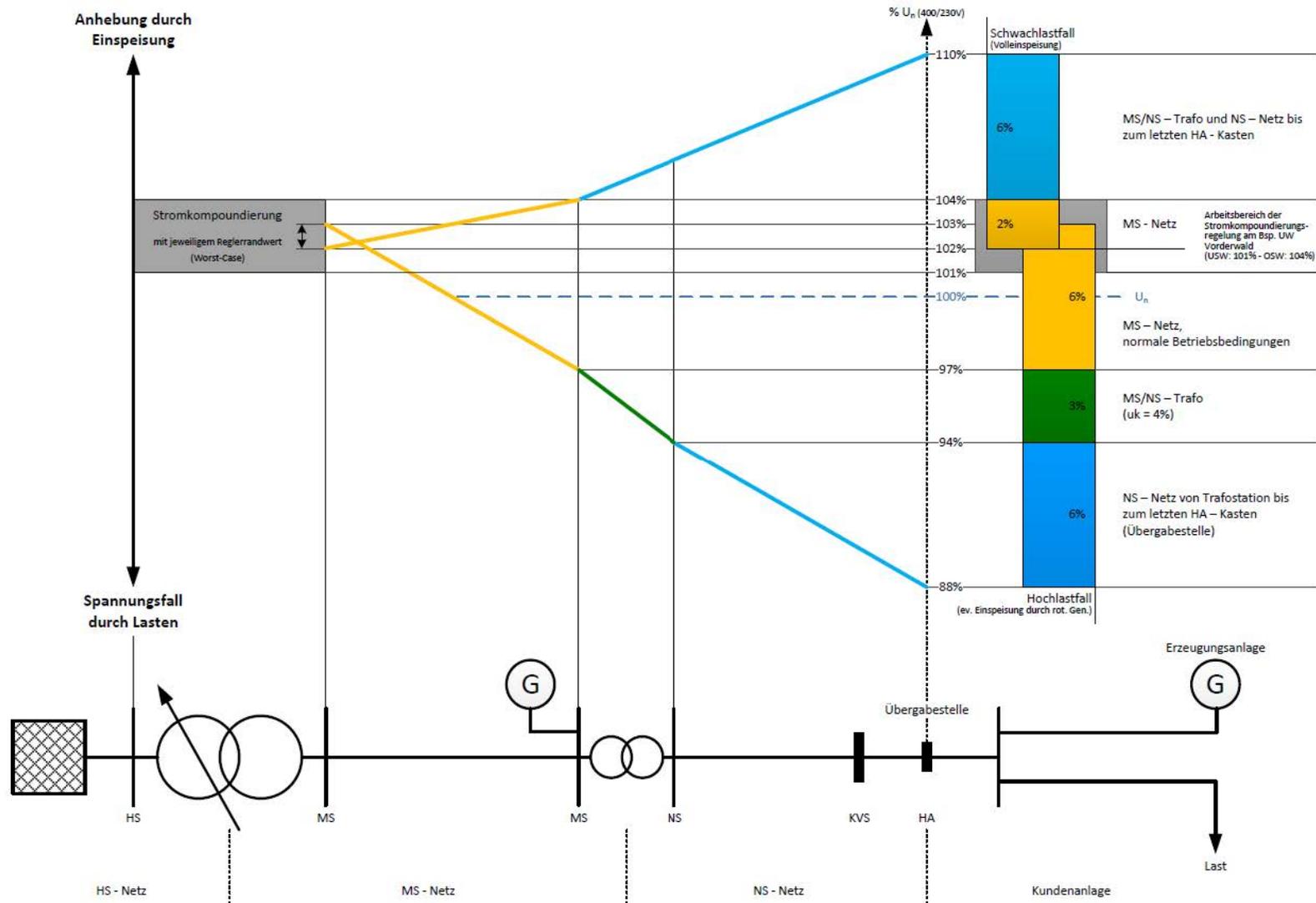


Abbildung 6.9: Beispielhafte Umsetzung einer Spannungsbandverteilung eines österreichischen Netzbetreibers [81]

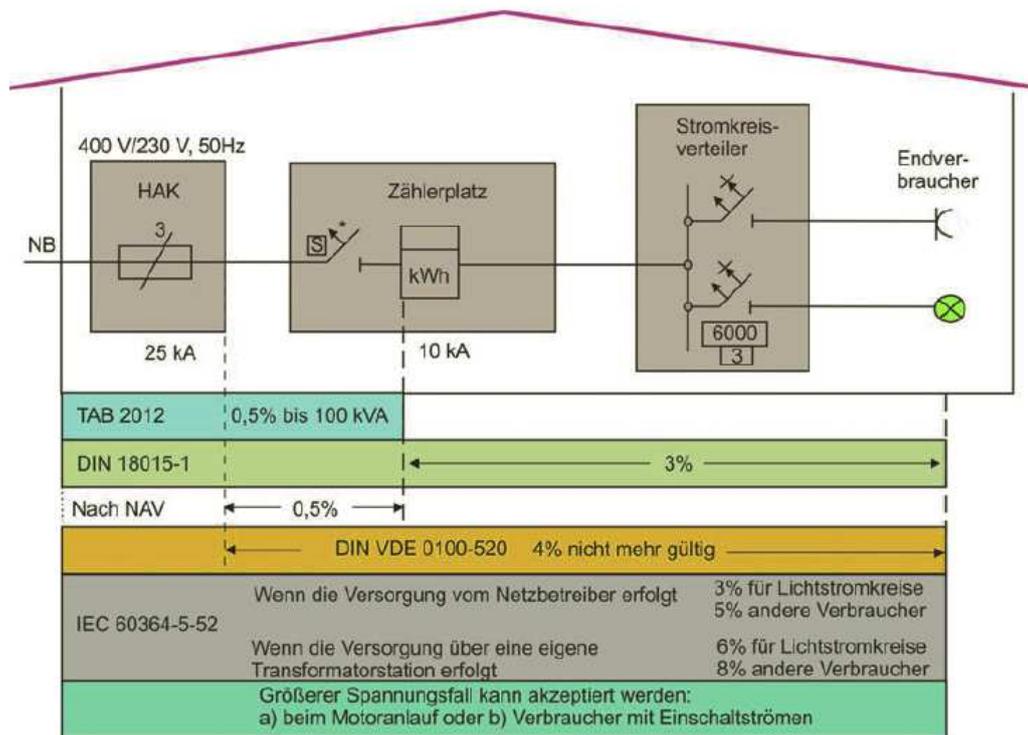


Abbildung 6.10: Darstellung der zulässigen Spannungsniveaus von der Übergabestelle bis zum Endverbraucher [128]

Wie wichtig die Einhaltung der Grenzen der Spannungsniveaus für die Elektromobilität ist, wird in Abbildung 6.11 dargestellt. Sie zeigt die Auswirkungen von Unterspannung auf AC-Ladevorgänge bei unterschiedlichen Elektrofahrzeugen. Die meisten Fahrzeuge zeigen sich von einer Unterspannung unbeeindruckt und laden mit konstantem Strom weiter. Einige wenige verringern jedoch ihre Ladeströme, was mit einer reduzierten Ladeleistung einhergeht. Im Extremfall wird der Ladevorgang sogar vollständig abgebrochen.

6.6 Lastfluss-Szenarien in repräsentativen Verteilnetzen

In [130] wurden bereits unterschiedliche Auswirkungen von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen auf das Niederspannungsverteilstromnetz untersucht. Dabei wurden auf Basis eines realen Umsetzungsprojektes [4] Gleichzeitigkeitsfaktoren abgeleitet und in Lastflussuntersuchungen berücksichtigt (siehe auch Abschnitt 4.6). Es zeigte sich eine deutliche Verringerung der Auslastungswerte für die angenommenen Kabeltypen sowie den zu untersuchenden Ortsnetztransformator gegenüber einer Berechnung mit einer Gleichzeitigkeit von $g = 1$. Die Schwierigkeit für die zukünftigen Bewertungen von Verteilnetzen ist sicherlich die geeignete Verwendung von repräsentativen Gleichzeitigkeitsfaktoren, weshalb diese auch im Moment in diversen Fachgremien stark diskutiert werden.

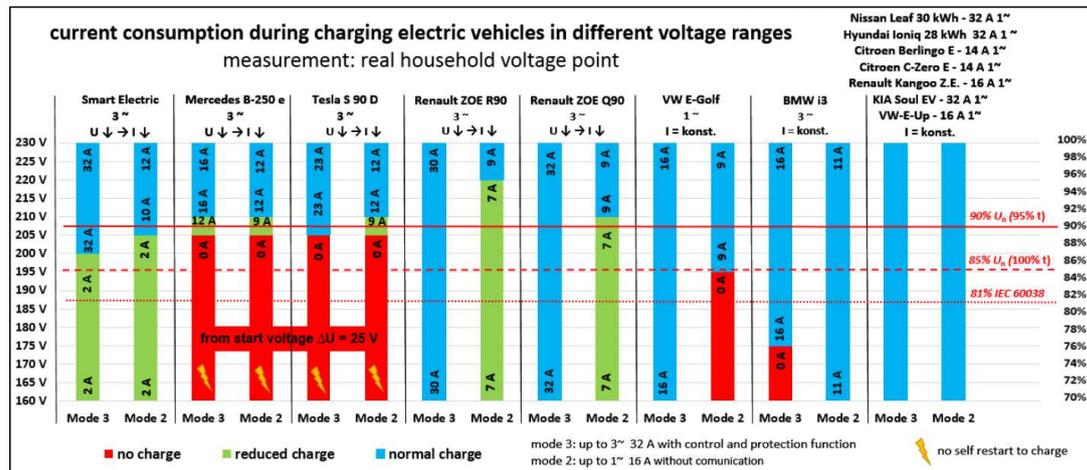


Abbildung 6.11: Auswirkung von Unterspannung auf den Ladevorgang bei Elektrofahrzeugen [129]

Im Zuge einer gemeinsamen Auftragsstudie [21] zwischen dem Institut für Fahrzeugantriebe und Automobiltechnik (IFA) der TU Wien und dem ESEA wurden die Auswirkungen zukünftig erhöhter Durchdringungsraten von Elektrofahrzeugen bei den Neuzulassungen bzw. bei den Bestandszahlen auf das elektrische Netz untersucht („Ladeinfrastrukturstudie“). Dabei wurde in einem ersten Schritt eine reine Worst-Case Betrachtung durchgeführt. Diese Analysen sollen verdeutlichen, welche Auswirkungen Elektromobilität auf das elektrische Netz hat, wenn man keinerlei Maßnahmen im Bestandsnetz durchführt. Sämtliche Ladevorgänge sollen darüber hinaus ungesteuert durchgeführt werden und repräsentieren das ausgewertete Mobilitätsverhalten aus der Studie „Österreich unterwegs 2013/2014“ [131].

Abbildung 6.12 zeigt die angenommene Verteilung der Wahrscheinlichkeiten der Ladepunkte, kategorisiert nach ihren maximalen Ladeleistungen für PKW und LNFZ. Höhere Ladeleistungen (100 kW bis 350 kW) wurden als einzelne Ereignisse berücksichtigt und in der Grafik daher nicht ausgewiesen. Je nach Ort (urban, suburban oder rural) wurden zusätzliche Unterschiede in den Verteilungen berücksichtigt. So konzentrieren sich die Ladepunkte bei den Heimladungen auf eher niedrige Werte der maximalen Ladeleistung, während aus Sicht des zu ladenden Fahrzeuges Ladeinfrastruktur in exponierter Lage eher mit höheren Ladeleistungen betrieben wird. Vereinzelt werden auch höhere Ladeleistungen (> 50 kW) in den Szenarien betrachtet.

Wie in Abbildung 6.13 deutlich zu erkennen ist, treten die maximalen Ladeleistungen im Verlauf der Woche im ungesteuerten Fall in den Abendstunden zwischen 16 und 20 Uhr auf (vgl. Abschnitt 5.6). Dieser Umstand konnte beispielsweise auch in [132] bestätigt werden. Dabei wurde ebenfalls untersucht, welche Auswirkungen eine Erhöhung der zur Verfügung stehenden maximalen Ladeleistung mit sich bringt. Es zeigte sich, dass sich der meiste Zugewinn der Spitzenlast bei einem Anstieg von 3,5 kW auf 11 kW ergibt (Anstieg um

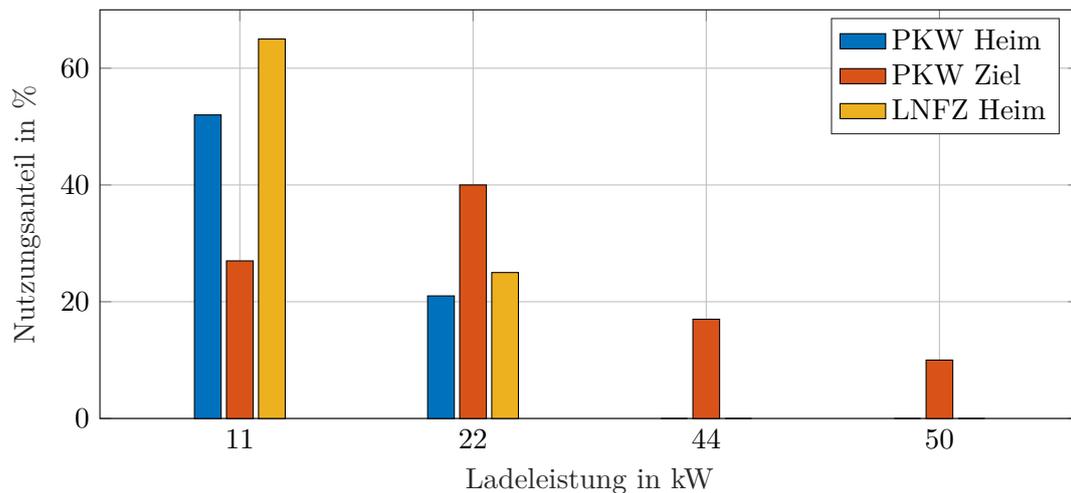


Abbildung 6.12: Angenommene Verteilungen der maximalen Ladeleistungen an den Ladepunkten

39 %). Eine weitere Erhöhung der Ladeleistung ergibt nur eine geringfügige Anhebung der Spitzenlast, da sich durch die kürzeren Ladezeiten eine geringere Gleichzeitigkeit ergibt. Ferner ist eine leichte Verschiebung des Profils in frühere Stunden festzustellen. Durch die erhöhte BEV-Durchdringung konnte auch eine erhöhte Belastung am simulierten ONT festgestellt werden. Bei einer Durchdringung von 10 % konnte eine dreimal höhere Spitzenlast am ONT bei Ladeleistungen mit 11 kW gegenüber Ladeleistungen mit 3,5 kW festgestellt werden. Im Gegenzug wurde eine Erhöhung des Eigenverbrauchs im Netzgebiet durch die Elektrofahrzeuge ersichtlich.

In der „Ladeinfrastrukturstudie“ wurden insgesamt drei unterschiedliche Verteilnetztypen untersucht, welche auf real existierenden Netzabschnitten basieren. Es handelt sich dabei um einen ländlichen (Abbildung B.1), einen kleinstädtischen (Abbildung B.2) und einen großstädtischen Netzabschnitt (Abbildung B.3). Die Unterschiede belaufen sich vor allem auf deren Dichte an Lasten sowie der Verlegeart der Betriebsmittel (Kabel oder Freileitung). Die Betriebsmittel wurden mit entsprechenden Parametern für die Berechnungen hinterlegt und werden nachfolgend nur falls notwendig explizit angeführt. Die Werte für die Belastungen der Haushalte wurden mit Hilfe von realen Leistungsmessungen, welche dem ESEA anonymisiert für das Jahr 2016 zur Verfügung gestellt wurden, zurückgerechnet. Zusätzlich wurde diesem fiktiv aufgeteilten Lastgang (Messung entspricht dem Summenlastgang am Transformator), je nach errechneter Durchdringung für die Elektromobilität, ein Wert für die Ladeleistung überlagert. Bei einer einphasigen Ladung würde sich mit einer 16 A abgesicherten Leitung, die auch dauerhaft so belastet werden kann, eine maximale Ladeleistung von 3,7 kW ergeben. Diese Anschlussleistung wurde bei den Untersuchungen auf 2,3 kW beschränkt, was einer andauernden Strombelastung von 10 A entspricht und in der Praxis aufgrund der Ladecharakteristik der Elektrofahrzeuge eine Dauerbelastung mit

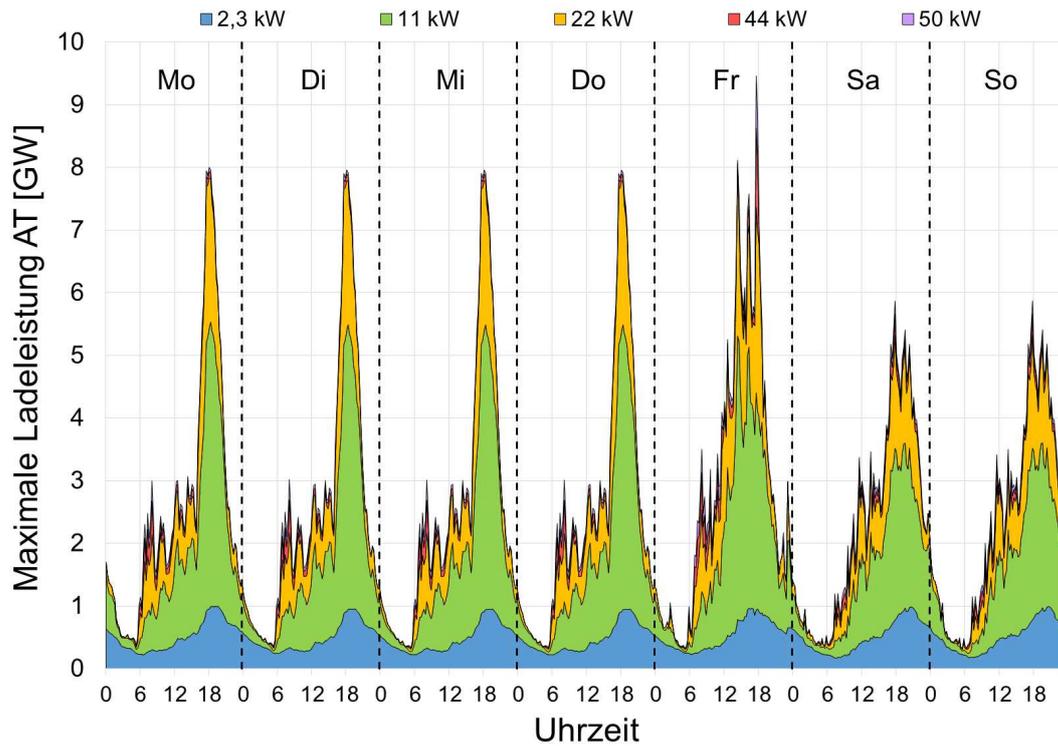


Abbildung 6.13: Lastgang der kumulierten Ladeleistung der Maximalwoche (KW-3) in Österreich bei einer Durchdringung von 100 % aufgeteilt nach Leistungsklassen

der maximalen Ladeleistung auch nicht vorkommt. Den Ladevorgängen wurde zusätzlich ein Leistungsfaktor von $\cos \varphi = 0,95_{\text{kap}}$ im VZS unterstellt. Für die Wohneinheiten wurde eine mittlere Bewohnerzahl von 2,2 Einwohner angenommen, die sich wiederum auf die Gleichzeitigkeit bei den Ladevorgängen auswirkt.

Die Netze weisen dabei typische Strukturen auf, die bereits im Kapitel Netztopologien (vgl. Abschnitt 4.2) ausgearbeitet wurden. Es handelt sich bei den Netzen um Bestandsnetze, welche teilweise heute nicht mehr gebräuchliche Betriebsmittel beinhalten. Dieser Umstand ergibt sich daraus, weil die Lebensdauer der Komponenten meist weit über 40 Jahre geht. So wurde bei einer Analyse von 49 Netzbetreibern in [133] beispielsweise festgestellt, dass zwei Drittel der Transformatoren jünger und ca. ein Drittel älter als 30 Jahre sind. In ähnlicher Weise betrifft dies auch die Altersstruktur von Kabeln und Freileitungen. Abbildung 6.14 zeigt die Altersstruktur der in Betrieb befindlichen Kabeln nach Netzebenen [134] bei den Wiener Netzen. Deutlich ist auch hier eine gleichmäßige Aufteilung der Inbetriebnahmezeitpunkte auf die letzten Jahrzehnte zu erkennen. Durch diesen Sachverhalt wurde in den Analysen sichergestellt, eine realistische Bewertung für eine Bestandsentwicklung zu erreichen, da neu zu errichtende Netzabschnitte je nach Planungsansatz von sich aus höhere Reservekapazitäten mit sich bringen würden.

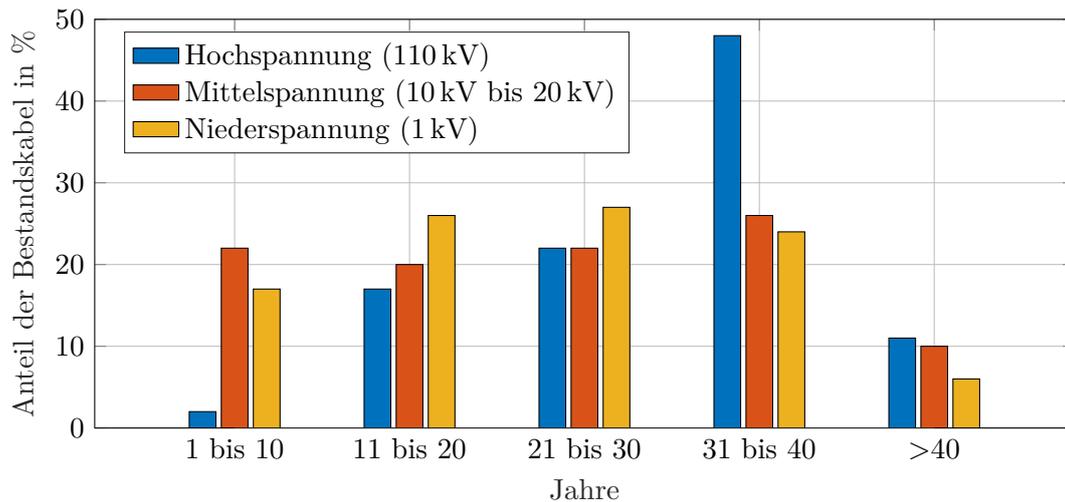


Abbildung 6.14: Altersstruktur der im Einsatz befindlichen Kabel der Wiener Netze GmbH aufgeteilt nach Netzebenen [134]

6.6.1 Ländliches Netz

Bei dem repräsentativen ländlichen Netzabschnitt (Abbildung B.1) handelt es sich um ein kleines Verteilnetz mit 59 Wohneinheiten (WE). Der Ortsnetztransformator, der das 20 kV MS-Netz mit dem 0,4 kV NS-Netz koppelt, ist als 160 kVA Transformator der Schaltgruppe YZN5 mit einer bezogenen Kurzschlussspannung u_k von 4,04 % ausgeführt. Diese Schaltgruppe ist vor allem aufgrund ihrer sekundären Zickzackschaltung¹⁴ bei stark unsymmetrischer Belastung geeignet. Diese unsymmetrischen Belastungen treten hauptsächlich in Niederspannungsverteilsnetzen bedingt durch die häufigen einphasigen Verbraucher auf.

Bei einer vollständigen Substituierung des konventionellen Fahrzeugbestandes durch Elektromobilität im Netzabschnitt ergibt sich aufgrund der Daten aus [131] für das Mobilitätsverhalten ein gewisser Leistungsbedarf, verursacht durch die Ladevorgänge im Netz. Diese müssen auch weiterhin gedeckt werden, da in den Untersuchungen unterstellt wurde, dass sich keine Änderung des Mobilitätsverhaltens gegenüber der Ausgangssituation ergeben wird. Mit Hilfe der Maximalwerte der benötigten Ladeleistung wurde die notwendige Ladeinfrastruktur bei einer vollständigen Durchdringung ermittelt und deren Werte für die Ladeleistung in den Lastflussberechnungen hinterlegt. Die stochastische Verteilung der Ladepunkte in dem ländlichen Netz zeigt hierzu Abbildung 6.15.

Bei einer Durchdringung der Elektromobilität von 100 % werden 25 Ladestationen benötigt, um die erforderlichen Ladevorgänge abzudecken. Es handelt sich dabei um einen Ladepunkt

¹⁴Bei der Zickzackschaltung werden die Wicklungen in zwei gleiche Wicklungsteile geteilt und auf zwei Schenkel verteilt. So wird eine mögliche unsymmetrische Belastung der Sekundärseite auf die Außenleiter der Primärseite gleichmäßig verteilt. Dieser Vorteil geht allerdings mit einem erhöhten Herstellungs- und Materialaufwand einher.

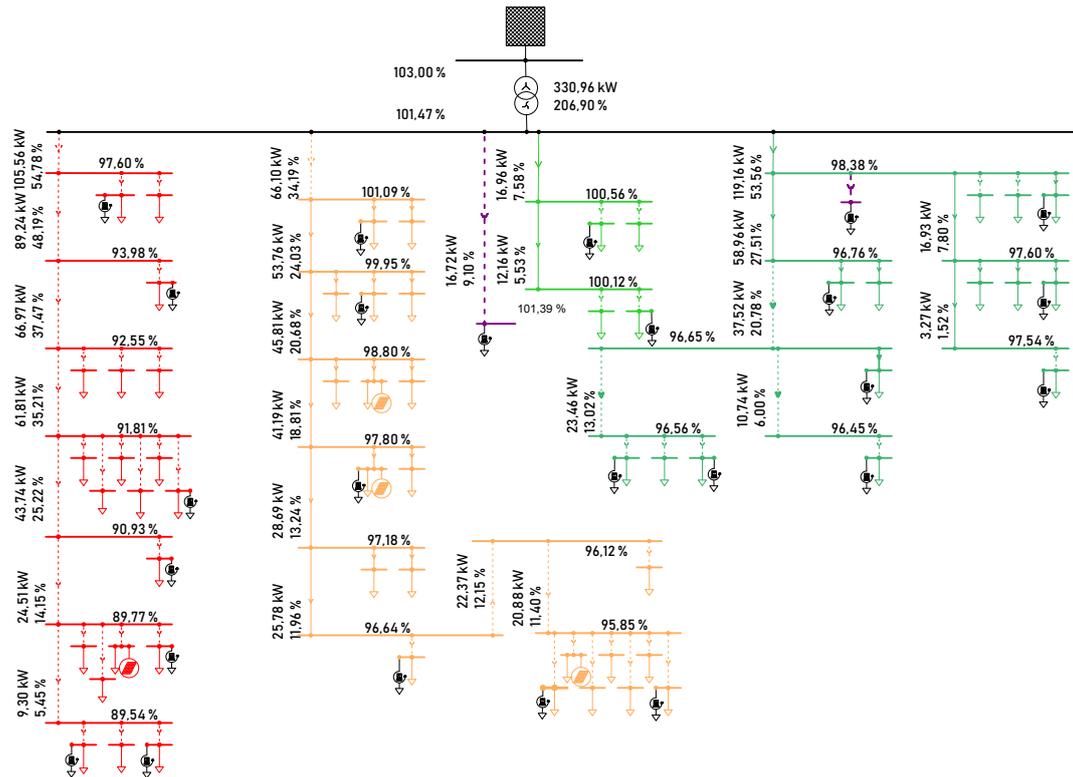


Abbildung 6.15: Der untersuchte ländliche Netzabschnitt mit zufällig verteilten Ladestationen (25 Stück) und zusätzlicher Kennzeichnung der Auslastungen und Spannungsniveaus an ausgewählten Knoten

mit 50 kW, einen mit 44 kW, vier mit 22 kW, zehn mit 11 kW und neun Ladepunkte mit 3,7 kW maximaler Ladeleistung.

Untersucht man die Lastsituation nach einem Lastfluss im Netz, so lässt sich eine Grenzwertverletzung am Ende des ersten Abganges (in rot dargestellt) in der Spannung feststellen. Konkret treten hierbei Spannungen kleiner 90 % der Referenzspannung von 230 V/400 V auf. Zusätzlich lässt sich eine deutliche Überlastung des Ortsnetztransformators mit einem Wert von 206 % feststellen. Ein Transformatortausch auf die nächst höhere Leistungsebene (z. B. auf einen 400 kVA Transformator) könnte, unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten (Stichwort: zulässiger Baukörper), einen sicheren Betrieb ermöglichen.

Eine Reduzierung der Durchdringungsannahmen im Verteilnetz geht mit einer Reduzierung der notwendigen Ladepunkte einher. Diese wurden zufällig aus der Ausgangsvariante (100 % Durchdringung) entfernt und anschließend eine Lastflussberechnung durchgeführt.

Bei einer Durchdringung von knapp 30 % bei den PKW sind noch elf Ladepunkte im Netz vorhanden. Leichte Nutzfahrzeuge (LNFZ) sind hierbei mit einem Anteil von 18 % vertreten. Es zeigen sich zwar keine Spannungsbandverletzungen, jedoch ist auch in diesem Fall eine

grenzwertig hohe Auslastung des Transformators feststellbar (99,79%). Das Netz befindet sich an der Belastungsgrenze. Da es sich hierbei um eine statische Betrachtung handelt, muss an dieser Stelle allerdings darauf hingewiesen werden, dass diese Maximalbelastung auch nur kurzzeitig auftreten könnte und diese Überlastungen von den Verteilnetzbetreibern teilweise in Kauf genommen werden, da die Betriebsmittel kurzzeitig überlastet betrieben werden können¹⁵.

Bei einer hochgerechneten Durchdringung von 11 % bei den PKW und 6,5 % bei den LNFZ für das Jahr 2030 ergibt sich ein Bedarf von acht Ladepunkten. Bei dieser Durchdringung zeigen sich keine Probleme im Verteilnetz selbst bei ungesteuerten Ladevorgängen.

6.6.2 Kleinstädtisches Netz

Als kleinstädtischer Netzabschnitt (Abbildung B.2) wurde ein kleines Verteilnetz mit 87 Wohneinheiten ausgewählt. Bei dem Ortsnetztransformator, der das 20 kV MS-Netz mit dem 0,4 kV NS-Netz koppelt, handelt es sich um einen 400 kVA Transformator der Schaltgruppe DYN5 mit einer bezogenen Kurzschlussspannung u_k von 3,7%. Diese Schaltgruppe ist gut für große Leistungen und Schiefast (entspricht einer unsymmetrischen Belastung) geeignet. Der ausgeführte sekundärseitige Neutralleiter ist in dieser Anordnung voll belastbar.

Bei einer vollständigen Substituierung des konventionellen Fahrzeugbestandes durch Elektromobilität im Netzabschnitt ergibt sich aufgrund der Daten aus [131] für das Mobilitätsverhalten wiederum ein gewisser Leistungsbedarf, verursacht durch die Ladevorgänge im Netz. Mit Hilfe der Maximalwerte der benötigten Ladeleistung wurde die notwendige Ladeinfrastruktur bei einer vollständigen Durchdringung ermittelt und deren Werte für die Ladeleistung in den Lastflussberechnungen hinterlegt. Die stochastische Verteilung der Ladepunkte in dem betrachteten Netz zeigt hierzu Abbildung 6.16.

Bei einer Durchdringung der Elektromobilität von 100 % werden 27 Ladestationen benötigt, um die erforderlichen Ladevorgänge abzudecken. Es handelt sich dabei um einen Ladepunkt mit 50 kW, zwei mit 44 kW, fünf mit 22 kW, zehn mit 11 kW und neun Ladepunkte mit 3,7 kW maximaler Ladeleistung.

Untersucht man die Lastsituation nach einem Lastfluss im Netz, so lässt sich eine Überlastung des Ortsnetztransformators mit einem Wert von 122,7% feststellen. Ein Transformatortausch auf die nächst höhere Leistungsebene könnte unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten einen sicheren Betrieb ermöglichen. Da es sich hierbei um eine statische Betrachtung handelt, muss auch an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass diese Auslastung nur kurzzeitig auftreten könnte und diese Überlastungen von den Verteilnetzbetreibern teilweise

¹⁵Transformatoren können im Normalbetrieb mit bis zu 1,3-fachen Nennstrom betrieben werden. Abhängig von der Dauer im Störungsbetrieb sogar bis zum doppelten Nennstrom (siehe Tabelle 6.1).

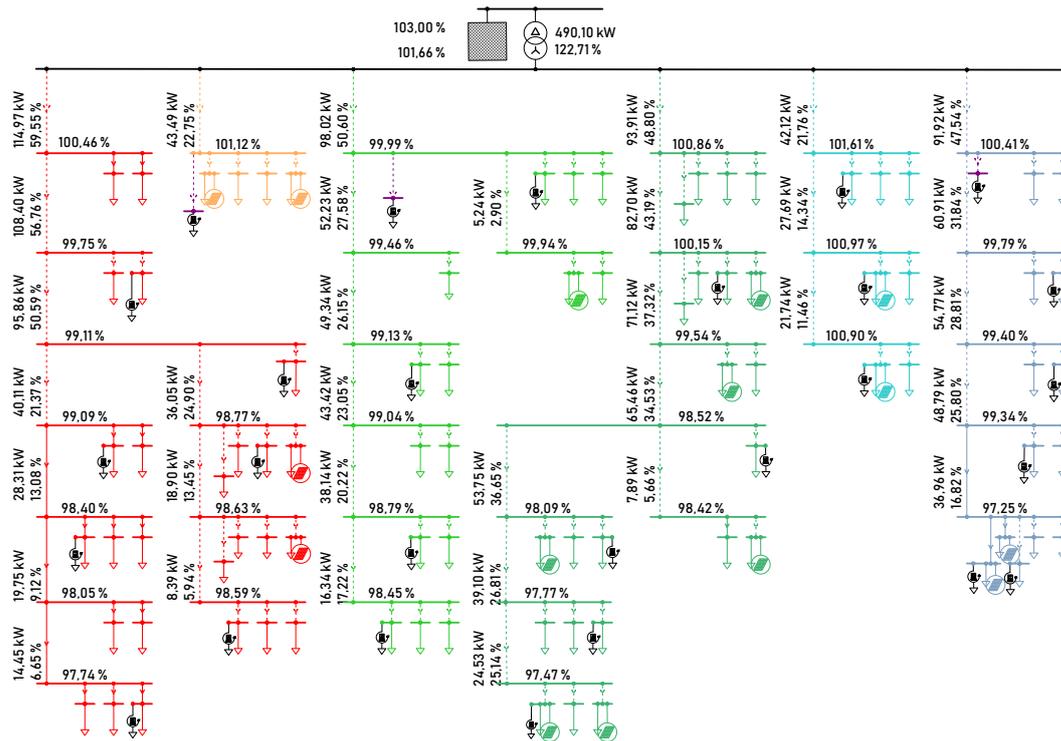


Abbildung 6.16: Der untersuchte kleinstädtisches Netzabschnitt mit zufällig verteilten Laststationen (27 Stück) und zusätzlicher Kennzeichnung der Auslastungen und Spannungsniveaus an ausgewählten Knoten

in Kauf genommen werden könnten, da die Betriebsmittel kurzzeitig überlastet betrieben werden können. Eine Zeitreihenuntersuchung könnte hier in einer ersten Abschätzung weitere Erkenntnisse liefern. Eine Reduzierung der Durchdringung an Elektrofahrzeugen im Verteilnetz geht mit einer Reduzierung der notwendigen Ladepunkte einher. Diese wurden wiederum zufällig aus der Ausgangsvariante (100 % Durchdringung) entfernt und anschließend einer Lastflussberechnung unterzogen.

Verringert man die Durchdringung im Netz auf ca. 56 % bei den PKW und knapp 33 % bei den LNFZ, so befinden sich noch immer 19 Ladepunkte im Netz. Dabei gelangt man an die Belastungsgrenze des Transformators (100,4 %). Dieser Betrieb kann jedoch, sofern die Dauer der Belastung nur kurzzeitig auftritt, für eine gewisse Zeit aufrecht gehalten werden.

Bei einer hochgerechneten Durchdringung von 11 % bei den PKW und ca. 6,5 % bei den LNFZ für das Jahr 2030 ergibt sich ein Bedarf von acht Ladepunkten. Bei dieser Durchdringung zeigen sich keine Probleme im Verteilnetz, selbst bei den angenommenen ungesteuerten Ladevorgängen.

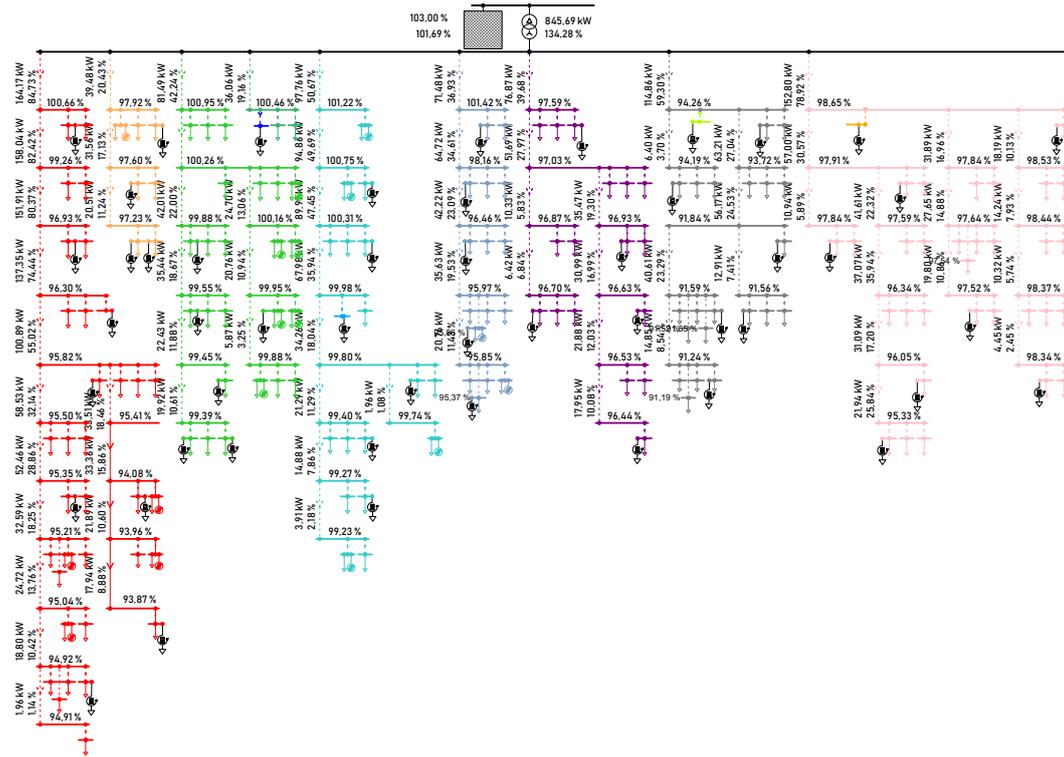


Abbildung 6.17: Der untersuchte großstädtisches Netzabschnitt mit zufällig verteilten Ladestationen (50 Stück) und zusätzlicher Kennzeichnung der Auslastungen und Spannungsniveaus an ausgewählten Knoten

6.6.3 Großstädtisches Netz

Als großstädtischer Netzabschnitt (Abbildung B.3) wurde ein Verteilnetz mit 168 Wohneinheiten ausgewählt. Bei dem Ortsnetztransformator, der das 20 kV MS-Netz mit dem 0,4 kV NS-Netz koppelt, handelt es sich um einen 630 kVA Transformator der Schaltgruppe DYN5 mit einer bezogenen Kurzschlussspannung u_k von 4,0 %. Diese Schaltgruppe ist besonders für große Leistungen und Schiefast geeignet. Der ausgeführte sekundärseitige Neutralleiter ist dabei voll belastbar.

Bei einer vollständigen Substituierung des konventionellen Fahrzeugbestandes durch Elektromobilität im Netzabschnitt ergibt sich aufgrund der Daten aus [131] für das Mobilitätsverhalten auch in diesem Szenario ein gewisser Leistungsbedarf verursacht durch die Ladevorgänge im Netz. Mit Hilfe der Maximalwerte der benötigten Ladeleistung wurde die notwendige Ladeinfrastruktur bei einer vollständigen Durchdringung ermittelt und deren Werte für die Ladeleistung in den Lastflussberechnungen hinterlegt. Die stochastische Verteilung der Ladepunkte im Verteilnetz zeigt hierzu Abbildung 6.17.

Bei einer Durchdringung der Elektromobilität von 100 % werden 50 Ladestationen benötigt, um die erforderlichen Ladevorgänge abzudecken. Es handelt sich dabei um zwei Ladepunkte mit 50 kW, drei mit 44 kW, zehn mit 22 kW, 18 mit 11 kW und 17 Ladepunkte mit 3,7 kW maximaler Ladeleistung.

Untersucht man die Lastsituation nach einem Lastfluss im Netz, so lässt sich eine Überlastung des Ortsnetztransformators mit einem Wert von 134,3 % feststellen. Ein Transformator-tausch auf die nächsthöhere Leistungsebene könnte unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten auch hier Abhilfe schaffen. Zusätzlich wurde eine Annäherung an die Spannungsbandgrenzen in einem Abzweig festgestellt. Der Wert (91,2 %) liegt aber noch knapp innerhalb des erlaubten Bereiches von ± 10 % der Nennspannung. Da es sich hierbei um eine statische Betrachtung handelt, muss auch an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass diese Auslastung nur kurzzeitig auftreten könnte und diese Überlastungen von den Verteilnetzbetreibern in Kauf genommen werden könnten, da die Betriebsmittel kurzzeitig überlastet betrieben werden können. Eine Zeitreihenuntersuchung würde hier in einer ersten Abschätzung weitere Erkenntnisse liefern. Eine Reduzierung der Durchdringung an Elektrofahrzeugen im Verteilnetz geht mit einer Reduzierung der notwendigen Ladepunkte einher. Diese wurden wiederum zufällig aus der Ausgangsvariante (100 % Durchdringung) entfernt und anschließend einer Lastflussberechnung unterzogen.

Verringert man die Durchdringung im Netz auf ca. 48 % bei den PKW und auf 28 % bei den LNFZ, so befinden sich noch 28 Ladepunkte im Netz. Dabei gelangt man an die Belastungsgrenze des Transformators (96,7 %). Diese Belastung kann prinzipiell aufgrund der Auslegung des Transformators dauerhaft aufrecht gehalten werden, würde aber aus Gründen der Vorhaltung von Leistungsreserven für Sonderschaltzustände mittelfristig zu einem Netzausbau führen.

Bei einer hochgerechneten Durchdringung von 11 % bei den PKW und knapp 6,5 % bei den LNFZ für das Jahr 2030 ergibt sich ein Bedarf von zehn Ladepunkten. Bei dieser Durchdringung zeigen sich keine Probleme im Verteilnetz, selbst bei ungesteuerten Ladevorgängen.

6.6.4 Zusammengefasste Erkenntnisse

Es konnte in den Untersuchungen der gemeinsam¹⁶ erstellten „Ladeinfrastrukturstudie“ gezeigt werden, dass sich mit den Durchdringungsraten bis 2030 ein BEV-Bestandsanteil von 11 % bei den PKW und knapp 6,5 % bei den LNFZ ergibt. Der ermittelte Leistungsbedarf dieser Fahrzeuge beträgt für Gesamt-Österreich im Maximum ca. 1,1 GW, was in etwa 11 % der Maximallast der entsprechenden Maximalwoche entspricht. Der zusätzlich benötigte Energiebedarf ist mit rund 2,2 TWh, bzw. 3,2 % des derzeitigen elektrischen Bedarfs zu beziffern. In den verschiedenen Netzmodellen (ländlich, klein- und großstädtisch) wurden die

¹⁶Involviert waren die beiden Institute IFA und ESEA der TU Wien.

Auswirkungen einer erhöhten BEV-Durchdringung exemplarisch auf lokaler Ebene untersucht. Bis 2030 ergibt sich in keinem der Modelle eine Überschreitung von Betriebsmittelgrenzwerten. Das heißt, es besteht in einem typischen Verteilnetz bis 2030 keinerlei Erweiterungsbedarf und es entstehen dadurch nicht notwendigerweise Kosten aufgrund der Integration von Elektromobilität in das elektrische Netz.

Bei einer vollständigen Durchdringung der Flotte (PKW und LNFZ) mit batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen ergeben sich entsprechend der steigenden Durchdringung erhöhte Werte für die bezogenen Leistungen und Energiemengen. Der Leistungsbedarf steigt auf ca. 9,9 GW, was 98 % der Spitzenlast der Maximalwoche aus dem Jahr 2018 entspricht. Der zusätzliche Energiebedarf liegt mit 20 TWh bei 28 % des derzeitigen elektrischen Bedarfs. Die Untersuchung der lokalen Verteilnetzmodelle zeigt, dass die Grenzen der Betriebsführung bei BEV-Bestandsanteilen (PKW/LNFZ) von 30 %/18 % beim ländlichen, 56 %/33 % beim kleinstädtischen und 48 %/28 % beim großstädtischen Netz erreicht werden. Mögliche Maßnahmen zur Sicherung der Energieverteilung sind beispielsweise kurzfristige Überlastungen der Betriebsmittel zuzulassen oder verschiedene Lademanagementvarianten bzw. Netzerweiterungen zu implementieren. Diese werden in den nachfolgenden Abschnitten näher erläutert.

Ähnliche Ergebnisse wie in der bereits erwähnten Studie konnten auch in [135] festgestellt werden. In dieser Arbeit wurde ein reales städtisches Niederspannungsnetz bei unterschiedlichen Durchdringungsraten mit Hilfe eines Lastflussprogrammes untersucht. Zusätzlich wurden verschiedene Lösungsvarianten (siehe Abschnitt 6.7) und die Integration von Speichereinheiten in Kombination mit Photovoltaikeinspeisung behandelt. Dabei wurden die Auswirkungen eines regelbaren Ortsnetztransformators simuliert. Es zeigte sich, dass unsymmetrische Spannungszustände in den Netzknoten durch die Verteilung der Ladevorgänge auf alle drei Phasen selbst bei vollständiger Durchdringung vermieden werden können. Bei Nichteinhalten dieser Verteilung treten bereits bei 20 % Durchdringung unzulässige Werte für die Unsymmetrie in mehreren Netzknoten auf. Dieser Umstand unterstreicht abermals die Forderung der Netzbetreiber nach einem verpflichtenden dreiphasigen Anschluss der Ladeeinrichtungen, um Schiefasten dauerhaft zu vermeiden. Bezüglich der Spannungsgrenzen und Auslastungen treten erste Probleme bei einer Durchdringung von 60 % auf. Diese Durchdringung kann durch die Reduktion der Ladeleistung (beispielsweise durch eine spannungsabhängige Leistungsreduktion) und die Kombination von Speichereinheiten mit PV-Anlagen auf 80 % erhöht werden.

In [136] wurden die Auswirkungen der erhöhten Durchdringung von Elektromobilität auf die Mittelspannungsebene untersucht. Dabei konnte festgestellt werden, dass es erst ab einer Durchdringung von 60 % zu unzulässigen Belastungen einzelner Elemente kommt (im unregelmäßigen Zustand).

In einer Veröffentlichung der Duisburger Netze wurden ebenfalls die Auswirkungen eines

erhöhten Strombedarfs aufgrund steigender Verbreitung der Elektromobilität untersucht [137]. Es ist darin ein deutlicher Anstieg der Auslastungen bei den Umspannwerken bis 2050 festzustellen. Mittelfristig besteht dabei kein Handlungsbedarf, jedoch sollte der Fokus für die Zukunft auf eine weitere Homogenisierung der Lastverteilung auf die Umspannwerke gelegt werden. Bei Re-Investitionen in Transformatoren sollte vor allem bei bereits hoch ausgelasteten Umspannwerken eine Erhöhung der Bemessungsleistung in Betracht gezogen werden. Werden die Re-Investitionszeitpunkte der zukünftigen Betriebsmittel berücksichtigt, so ist es möglich, Netzengpässe auf der 110 kV und der 10 kV Ebene aufgrund der zusätzlichen Lasten (Elektrofahrzeuge) zu vermeiden. Bis zum Jahr 2030 ist laut den Analysen ohnehin mit keinerlei Problemen zu rechnen. Diese Aussagen untermauern auch die Ergebnisse der „Ladeinfrastrukturstudie“.

6.7 Lademanagementvarianten für einen sicheren Betrieb der Infrastruktur

Je nach Auslegung des Verteilnetzes wird es vor allem bei erhöhten Ladeleistungen zukünftig notwendig sein, ein entsprechendes Lademanagement in den Ladeinfrastruktureinrichtungen umzusetzen. Dadurch soll ein sicherer Betrieb der einzelnen Komponenten (Kabel, Leitungen, Transformatoren etc.) gewährleistet und eine Überbeanspruchung vermieden werden. Für die Beeinflussung des Ladeprozesses der Fahrzeugbatterie können im Wesentlichen zwei Parameter aktiv beeinflusst werden:

- Die Steuerung der Ladeleistung P_{Lade} und
- die Steuerung des zeitlichen Ladevorganges (Start, Dauer, Ende).

Zusätzlich zum einfachen, ungesteuerten Laden können die Ladevorgänge noch durch weitere externe Parameter verändert werden. Neben den einzelnen Ladesteuerungsvarianten, die bereits in Abschnitt 4.3 diskutiert und in Abbildung 6.18 dargestellt wurden, ist vor allem die Übertragung dieser Steuersignale bzw. die erforderliche Hardware für eine Laststeuerung ein wichtiges Kriterium im Betrieb. Eine klassische Variante eines einfach umgesetzten Lastmanagements ist dabei die Tonfrequenzrundsteuerung (TFR)¹⁷, die als Laststeuerung bei Ladevorgängen in der Elektromobilität dienen könnte. Ebenso wäre eine funkbasierte Umsetzung (über Langwellensender oder auch Mobilfunk) einer Laststeuerung denkbar. Zukünftig werden aber vor allem Smart Meter mit ihren umfangreichen Funktionalitäten eine Steuerung von Lasten ermöglichen.

Die größten Herausforderungen liegen aber meist nicht explizit in der Wahl des Steuermechanismus, sondern in der Umsetzung in Bezug auf Informations- und Kommunikationstechnologien.

¹⁷Diese Technologie wird vor allem zur Laststeuerung von Straßenbeleuchtungen oder Elektrowarmwasserboilern verwendet.

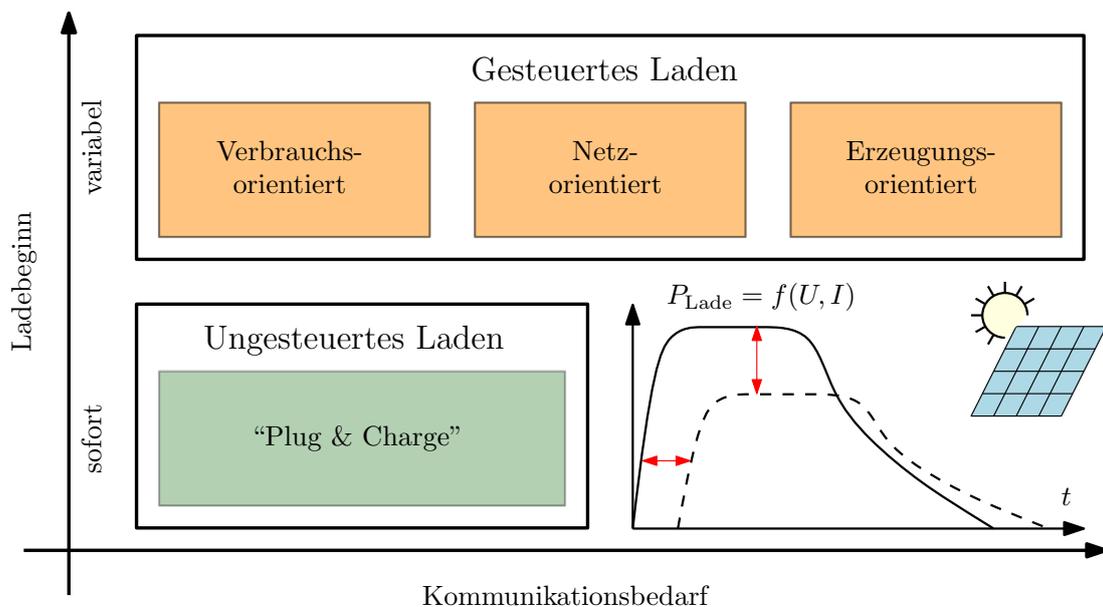


Abbildung 6.18: Vergleich der Ladestrategien und deren Kommunikationsbedarf in Anlehnung an [138]

nologie (IKT)-Fragen. Dies zeigt sich auch deutlich in den Befürchtungen und Ängsten der Endkunden zum Thema Smart Metering im Allgemeinen. Neben dem gesteuerten Laden sei an dieser Stelle nochmals auf das zusätzlich gesteuerte Entladen des Fahrzeuges (V2G) hingewiesen. Dieses wurde bereits in Abschnitt 4.10 abgehandelt. Nachfolgende Ausführungen sollen die erwähnten Möglichkeiten des Lademanagements nach [139], [138] und [140] im Detail beleuchten.

6.7.1 Verbrauchsorientierte Ladesteuerung

Die einfachste Form, ein Lademanagement zu realisieren, ist das einfache Begrenzen der Last (Lastmanagement). Dabei wird anhand eines festgelegten Maximalwertes die Ladeleistung begrenzt, was einer Glättung der Lastspitzen entspricht. So ist es beispielsweise möglich, an einer Ladeinfrastruktureinheit mehrere Ladepunkte zur Verfügung zu stellen, ohne dabei den dafür ausgelegten maximalen Anschlussleistungswert zu überschreiten. Als Nachteil bei dieser Variante ergibt sich allerdings der daraus resultierende längere Aufenthalt an der Ladestation. Mit Hilfe von „intelligenten“ Erweiterungen kann aber auch das Lastmanagement dahingehend erweitert werden, dass gewisse Teilnehmer priorisiert behandelt werden und somit höhere Ladeleistungen bereitgestellt bekommen als jene Teilnehmer, welche zeitlich flexibler sind. Diese Umsetzungsvarianten werden im Moment vor allem im öffentlichen Bereich erprobt und umgesetzt. Im privaten bzw. halböffentlichen Bereich ist ein einfaches Lastmanagement meist ausreichend, um einen Betrieb zu ermöglichen.

Abbildung 6.19 zeigt in diesem Zusammenhang einen beispielhaften Ladeverlauf von zwei

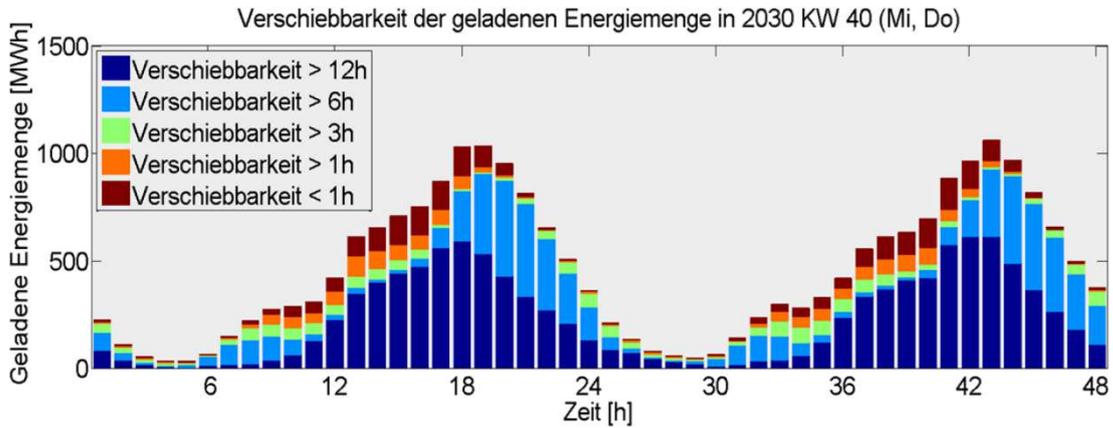


Abbildung 6.19: Geladene Energiemengen im Jahr 2030 und deren Potential zur Verschiebung nach [132]

Tagen einer durchschnittlichen Kalenderwoche (KW) im Jahr 2030 aus dem Projekt „Merit Order der Energiespeicherung 2030“ [132]. Dabei gibt die farbliche Markierung der Balken an, um welche Zeit die Energie der jeweiligen Stunde mindestens verschoben werden kann, ohne dabei die Ladeenergiemenge zu beeinflussen. Die Studie zeigt dabei sehr gut auf, welches Flexibilisierungspotential in den Ladevorgängen steckt. Dies geht grundsätzlich auf das Ladeverhalten der Nutzer zurück, die meist ihr Fahrzeug in den Abendstunden anstecken, dieses jedoch erst wieder in den Morgenstunden des nächsten Tages benötigen. Durch eine intelligente Ladesteuerung könnten somit die Netzbelastungen deutlich reduziert werden.

6.7.2 Netzorientierte Ladesteuerung

Bei einer netzorientierten Ladesteuerung werden Netzparameter wie die aktuellen Spannungsverhältnisse oder die Komponentenauslastung überwacht und in den Ladeprozess einbezogen. Dadurch lässt sich beispielsweise eine spannungsabhängige Blindleistungsbeeinflussung ($Q(U)$ -Regelung¹⁸) oder auch eine spannungsabhängige Wirkleistungsbeeinflussung ($P(U)$ -Regelung) umsetzen.

Um eine erhöhte Durchdringung von Elektrofahrzeugen in einem ländlichen Netzabschnitt zu ermöglichen, wurde zu diesem Zweck im Jahr 2017 in einer exemplarischen Modellregion (Seitenstetten in Niederösterreich) ein sechswöchiger Feldversuch durchgeführt [141]. Dieser Feldversuch, bei dem eine aktive $P(U)$ -Regelung zur Anwendung kam, lieferte bereits positive Ergebnisse bei der Umsetzung dieser Regelvariante. So konnten trotz erhöhter Belastungen durch die Elektromobilität sämtliche Betriebsbedingungen im Verteilnetz eingehalten werden.

¹⁸ $Q(U)$ - und $\cos \varphi$ -Regelungen sind bei PV-Anlagen bereits üblich.

6.7.3 Erzeugungorientierte Ladesteuerung

Wird der Ladevorgang bezüglich des momentan zur Verfügung stehenden Dargebots¹⁹ an erneuerbaren Energien ausgerichtet, so kann man von einem erzeugungsorientierten Ladevorgang sprechen. Dabei steht die optimale Nutzung der lokalen volatilen Energiequellen im Vordergrund. Um den Eigenverbrauch beispielsweise in einem Einfamilienhaushalt zu erhöhen, ist eine Kombination mit einer Erzeugungseinheit, z. B. einer PV-Anlage, denkbar. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, dieses Verhalten auch über einen sich verändernden Stromtarif abzubilden. Die Möglichkeiten der Bepreisung reichen dabei von zeitabhängigen Tarifen (z. B. Tag- sowie Nachttarife) bis zu Tarifmodellen, die an die aktuellen Strombörsenpreise (Spotmarkt) angelehnt sind.

6.8 Smart Meter im Kontext der Elektromobilität

Auf der Website der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control heißt es bezüglich der Einführung der Smart Meter:

„Die Stromrichtlinie im 3. EU-Binnenmarktpaket fordert im Anhang A die Einführung von intelligenten Messsystemen, also Smart Meter für alle Verbraucher, um aktiv an den Energiemärkten teilnehmen zu können. Die Richtlinie fordert weiters, nach positiver wirtschaftlicher Bewertung seitens der Mitgliedsstaaten, dass mindestens 80 % aller Stromkunden bis spätestens 2020 einen Smart Meter erhalten sollen.“

Aus dieser Richtlinie heraus haben etliche Netzbetreiber in den letzten Jahren in zahlreichen Forschungsprojekten erste Erfahrungen sammeln können und müssen. Dennoch konnten sich Regulator, Gerätehersteller und Netzbetreiber noch immer nicht auf ein verpflichtendes Anforderungsprofil einigen. Nachfolgende Ausführungen, welche an [140] angelehnt sind, sollten jedoch für einen erfolgreichen zukünftigen Einsatz der Smart Meter im Bereich der Elektromobilität implementiert werden.

Neben der klassischen Aufgabe eines konventionellen Ferraris-Zählers, die konsumierte Energie zu messen, sollte ein Smart Meter auch im Stande sein, die rückgespeiste Energie zu erfassen. Diese Funktionalität soll eine Netzeinspeisung (V2G) der Elektrofahrzeuge ermöglichen und somit die Basis für Netz- bzw. Energiedienstleistungen bilden. Zusätzlich muss dafür eine standardisierte Kommunikation der Ladestation mit dem Smart Meter entwickelt werden, um z. B. Preisinformationen an die Ladestation oder Kundeninformationen von der Ladestation an einen Server übermitteln zu können. Die generelle Möglichkeit der Verrechnung von zeitveränderlichen Strompreisen ist in den meisten Zählern bereits

¹⁹Die einer Anlage zur Verfügung stehenden Menge an Wasser, Luft, Sonnen etc. wird Dargebot genannt.

umgesetzt. Für eine Bepreisung mit beispielsweise stündlich veränderlichen Preisen müssen erweiterte Möglichkeiten geschaffen werden. Zu diesem Zweck sollte von den Smart Metern auch (preisgesteuerte) Schaltgeräte unterstützt werden, um sowohl Elektrofahrzeuge als auch andere Verbrauchsgruppen steuern zu können.

6.9 Kosten der Netzerweiterung durch Elektromobilität

Das elektrische Verteilnetz wird bei seiner Planung nach gewissen Richtlinien und Kriterien für einen sicheren und effizienten Betrieb ausgelegt²⁰. Durch eine Erhöhung der Lasten, was einer sogenannten „Lastverdichtung“ entspricht, kann es mit der Zeit notwendig werden, gewisse einschränkende Maßnahmen zu setzen oder aber auch eine Netzerweiterung durchzuführen.

Neben den Kosten für die Ladestation selbst können auch Investitionen in die vorgelagerten Betriebsmittel notwendig werden. Die Tabelle 6.2 gibt einen Überblick über die spezifischen Investitionskosten der wichtigsten Betriebsmittel, welche sich üblicherweise im Mittel- und Niederspannungsverteilstnetzen befinden. Die Werte können je nach Ausführungsvariante und Qualitätsklasse stark variieren, sie sollen jedoch ein Gefühl für die Kostendimension der einzelnen Komponenten vermitteln.

Tabelle 6.2: Überblick von spezifischen Investitionskosten wichtiger Betriebsmittel nach [64], [127] und [142]

Komponente/Tätigkeit	Kosten
UW mit 110 kV Schaltanlage (2 MVA bis 40 MVA)	1,8 bis 2,2 Mio. €
Feld einer SF6-Schaltanlage ²¹ (126 kV, 50 MVA)	500 000 €/Stk.
HS/MS UW-Transformator 40 MVA inkl. Schutz	700 000 €/Stk.
MS/NS Stationstransformator 630 kVA inkl. Schutz	16 000 €/Stk.
Transformator ²² (123 kV/12 kV) (Einzeleinheit)	12 €/kVA
Netzstation mit Lasttrennschalter ohne Transformator	18 000 €/Stk.
Freileitung (123 kV, 243-AL1/39-ST1A, Donaumast)	250 000 €/km
VPE-Kabel (12 kV, 3 x 185 mm ²)	20 €/m bis 30 €/m

²⁰Dazu gehört z. B. die Einhaltung der Spannungsqualität nach der EN 50160 und die Einhaltung der Bedingungen der thermischen Dauerbelastung, der Kurzschlussfestigkeit sowie des (n-1)-Ausfallkriteriums.

²¹Bei einer SF6-Schaltanlage handelt es sich um eine gasisolierte Schaltanlage, welche zur Isolierung der elektrischen Leiter mit Schwefelhexafluorid (SF₆) befüllt wurde. Es wird dadurch eine kompakte Bauweise realisiert und ist heutzutage Stand der Technik bei Neuanlagen.

²²Bei Niederspannungstransformatoren befinden sich die Preise je nach Leistungsklasse und Ausführung zwischen 6000 € für einen 160 kVA und 11 000 € für einen 630 kVA Transformator. Regelbare Ortsnetztransformatoren schlagen sich mit ca. dem doppelten Wert zu Buche [142].

Fortsetzung der Tabelle 6.2

Komponente/Tätigkeit	Kosten
PVC-Kabel (0,4 kV, 4 x 150 mm ²)	5 €/m bis 20 €/m
Kabelverlegungskosten in Straßen in 0,8 m Tiefe	50 €/m
Kabelverlegungskosten im dicht verbauten Gebiet	100 €/m

In [127] wird ein mögliches Szenario angegeben, in dem ein typisches ländliches Verteilnetz aufgrund von erhöhten Anforderungen ausgebaut werden muss. Dabei werden verschiedene Maßnahmen beschrieben, welche auch in herkömmlichen Verteilnetzen in Österreich ihre Gültigkeit haben. Nachfolgend seien einige dieser Maßnahmen und deren Kosten in Tabelle 6.3 angeführt.

Ein erheblicher Anstieg von Lasten in einem Mittelspannungsnetz kann sich mitunter auch auf die Hoch- und Höchstspannungsebenen auswirken, was zusätzlich zu zeitlich versetzten, stufenweisen Ausbaumaßnahmen führen kann.

Tabelle 6.3: Mögliche Maßnahmen der Netzerweiterung und deren Kosten in einem beispielhaften Referenzszenario nach [127]

Komponente	Tätigkeit	Nutzen	Kosten
NS-Kabel	Erhöhung des Leiterquerschnitts von 95 mm ² auf 240 mm ²	Stromtragfähigkeit wird erhöht (von 220 A auf 360 A)	120 €/m
Trafostation	Tausch der 630 kVA Station gegen neue Kompaktstation mit 1250 kVA Trafo und NS-Verteiler	Nennleistung d. Trafos wird erhöht; mehr Leistung übertragbar	93 000 €
MS-Kabel	MS-Freileitung Stahl-Alu 95/12 auf MS-Kabel 500 mm ² Al	Stromtragfähigkeit wird erhöht (von 350 A auf 640 A)	120 €/m
Umspannwerk	110 kV/20 kV Umbau von drei 20 MVA auf drei 40 MVA inkl. Trafo und MS-Schaltanlage	Nennleistung des UW wird erhöht; mehr Leistung übertragbar	3 Mio. €

Aufgrund von unterschiedlichen Anforderungen bezüglich der Ladestation ergeben sich bei erhöhten Ladeleistungen auch erhöhte Investitionskosten bzw. laufende Kosten. Zusätzlich geht damit meist ein erhöhter Infrastrukturaufwand einher. Tabelle 6.4 gibt hierzu einen Überblick der Kosten von unterschiedlichen Ladestationstypen.

Tabelle 6.4: Kostenabschätzung für Ladeinfrastruktur aus [143]

	Smarte Ladebox	Normalladesäule	Schnellladesäule
Spannungstyp	AC	AC	DC
Ladeleistung	>3,7 kW	11 oder 22 kW	50 kW
Hardware	700 €	2500 €	15 000 €
Netzanschlusskosten	1000 €	2000 €	5000 €
Genehmigung, Planung und Standortbestimmung	500 €	1000 €	1500 €
Baukosten	500 €	2000 €	3500 €
CAPEX	2700 €	7500 €	25 000 €
OPEX pro Jahr	500 €	750 €	1500 €



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

Kapitel 7

Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Ausblick

Das Erdöl ist eine stinkende
Absonderung der Erde, eine
klebrige Flüssigkeit, die stinkt und
in keiner Weise verwendet werden
kann.

*(Akademie Der Wissenschaften,
St. Petersburg 1806)*

Im Entwurf¹ der Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung [144] wird ein erster Weg für die Zukunft Österreichs in Bezug auf dessen Klimastrategie skizziert. Im Sinne eines Dekarbonisierungspfades wird unter anderem nach einer emissionsarmen Mobilität für die Zukunft gestrebt. Zur Thematik der Errichtung von Ladeinfrastruktur heißt es dazu wörtlich:

„Investitionen in einen strategisch geplanten und bedarfsgerechten Aufbau von Infrastruktur sind essenziell, um E-Mobilität und alternative Antriebe voranzubringen. Hier gilt es vor allem, die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Zusammenarbeit mit privatwirtschaftlichen Anbietern auszubauen. Es werden verbesserte Rahmenbedingungen geschaffen, um insbesondere in Mehrparteienhäusern die Errichtung von Ladestationen zu erleichtern.“

Diese Textpassage zeigt bereits, wie wichtig das Thema nachhaltige Mobilität in Österreich geworden ist. Es ist auch in Zukunft mit weiteren Bemühungen seitens der Politik zu rechnen, die Integration von Elektromobilität weiter voranzutreiben. Nachfolgend wird versucht, auf Basis dieser Dissertation, Antworten auf die bereits formulierten Fragestellungen aus Abschnitt 1.2 zu geben und daraus Handlungsempfehlungen abzuleiten.

¹Der Entwurf zur Klima- und Energiestrategie wurde vom Ministerrat im Mai 2018 letztlich beschlossen.

7.1 Welche Probleme können für das elektrische Netz im Bereich der Power Quality Anforderungen bei der Integration von Elektromobilität auftreten?

Im Themenbereich Mobilität geht es in erster Linie um die Erarbeitung von Lösungsvorschlägen für die Fahrzeugtechnik und den Verkehr im Allgemeinen. Aus diesem Sachverhalt heraus ist es auch nicht weiter verwunderlich, dass die OEM bei der Einführung der Elektromobilität zunächst ohne Rücksicht bzw. gezielte Abstimmung mit der Energietechnik ihre Fahrzeuge in den Markt bringen wollten und letztlich auch gebracht haben. Erst im Laufe der letzten Jahre zeigte sich eine gewisse Notwendigkeit, sich mit dem Thema einer *abgestimmten* Integration der Elektrofahrzeuge in das elektrische Netz auseinanderzusetzen.

In Kapitel 3 wurden sämtliche relevanten und grundlegenden Zusammenhänge sowie Begrifflichkeiten bezüglich Power Quality im elektrischen Netz aufgearbeitet. Dabei wurden zunächst in Abschnitt 3.1 die Grundlagen zu diesem Thema erörtert. Hierzu wurden einzelne Parameter wie Wirk-, Blind- Schein- und Kurzschlussleistung aber auch Unsymmetrie, Oberschwingungen, THD und Flicker im Detail diskutiert. Darauf aufbauend wurde in Abschnitt 3.2 und Abschnitt 3.3 das relevante Regelwerk, nämlich die EMV-Grenzwerte für Betriebsmittel sowie die EN 50160, analysiert.

Fallbeispiele aus Kapitel 6 zeigen schließlich konkrete Probleme bei der Integration von Elektromobilität im elektrischen Netz auf. So zeigen sich in Abschnitt 6.4 vereinzelt, vor allem bei Elektrofahrzeugen der ersten Fahrzeuggeneration, Unterbrechungen bei den Ladevorgängen. Diese werden meist durch hohe Einschaltströme verursacht, können aber auch durch Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes auftreten (vgl. Abschnitt 6.5). Zusätzlich wurden auch einzelne Grenzwertverletzungen bei Oberschwingungswerten festgestellt. Einzelne Fahrzeughersteller erlauben das einphasige Laden mit bis zu 32 A, was zu erhöhter Unsymmetrie im Verteilnetz führt. Zusätzlich wurden in der Literatur Bedenken gegenüber Netzurückwirkungen im Bereich der Superharmonischen festgestellt, konnten in dieser Arbeit jedoch aufgrund von fehlenden Messungen nicht weiter untersucht werden.

Als Erkenntnis kann man festhalten, dass die bisher in Serie gefertigten Elektrofahrzeuge bei einer erhöhten Durchdringung sicherlich Probleme in den elektrischen Verteilnetzen mit sich bringen könnten. Mit neu eingeführten bzw. einzuführenden Standards und besseren Kooperationen und Absprachen zwischen den Herstellern von Elektrofahrzeugen und den Energiedienstleistern bzw. den Netzbetreibern können Probleme im Bereich der Power Quality, wie auch bei anderen elektrischen Lasten, jedoch bereits im Vorhinein im Zaum gehalten werden.

7.2 Welche Restriktionen treten durch leistungsstarke bzw. häufige Ladevorgänge auf und welche Maßnahmen sind daraus ableitbar?

Eine erhöhte Durchdringung der Elektromobilität im Bestand bewirkt nicht nur einen erhöhten Bedarf an Ladeinfrastruktur, sondern führt durch die zukünftig erhöhten Batteriekapazitäten auch unweigerlich zu erhöhten Ladeleistungen, da diese größeren Batterien in annehmbarer Zeit auch wieder aufgeladen werden sollen. Die Auswirkungen dieser erhöhten Leistungswerte für verschiedenste Durchdringungen von Elektromobilitätsanteile im gesamten PKW- und LNFZ-Bestand wurden in Abschnitt 6.6 näher betrachtet. Dabei zeigt sich, dass es nicht ohne weiteres möglich ist, pauschale Aussagen über den zukünftigen Bedarf eines Netzausbaus abzugeben. Ferner ist jede Netzsituation für sich zu bewerten, um falls notwendig mit möglichst kostengünstigen Maßnahmen einen sicheren Betrieb der Verteilnetze zu gewährleisten. In dem analysierten konkreten Fall, zeigte sich aber eine problemlose Integration der zukünftig zu erwartenden Fahrzeuge bis zum Jahr 2030 bei den angenommenen Rahmenbedingungen. Zusätzliche Regelstrategien (Q(U), P(U) etc.) bei den Ladevorgängen würden die Netzkapazitäten weiter erhöhen, wurden in dieser Arbeit jedoch nicht explizit betrachtet.

Neu angepasste Gleichzeitigkeitsfaktoren, die in Abschnitt 4.6 vorgestellt wurden, geben ergänzend zu den bisherigen Kurven eine realistischere Abschätzung des Bedarfs an Ladeleistung im Verteilnetz für zukünftige Netzauslegungen wieder.

Als Basis für aktuelle Betrachtungen dienen vor allem die Erkenntnisse zum Thema Verhalten von Elektrofahrzeugen als elektrische Last, welche ausführlich in Kapitel 5 diskutiert wurden. Für Netzanalysen ist es unabdingbar zu verstehen, wie elektrochemische Speicher im Allgemeinen und Elektrofahrzeuge im Speziellen geladen werden. Die Aufarbeitung der Ladeverfahren aus der Literatur in Abschnitt 5.3 wird dabei von umfangreichen Messungen einzelner Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen in Abschnitt 5.4 validiert und letztlich in Abschnitt 5.7 modelliert und somit zur Anwendung gebracht.

Für die Zukunft sind vor allem die Netzbetreiber gefordert, ihre neu zu errichtenden Netzabschnitte auf einen möglichen erhöhten Bedarf auszulegen. Eine erste Abschätzung mit welchen Dimensionen bei der Netzplanung im öffentlichen Bereich zu rechnen ist, wurde in Abschnitt 5.9 diskutiert. Demgegenüber stehen neue soziodemografische Entwicklungen, wie die „Sharing-Economy“ und das „Autonome Fahren“, die einen vorzeitigen überdimensionierten Netzausbau eventuell in absehbarer Zeit überflüssig machen könnten, da beispielsweise ein zentral errichteter Ladepark eine flächendeckende Netzverstärkung obsolet werden ließe. Diese ökonomischen Betrachtungen der Netzerweiterung finden sich in Abschnitt 6.9 wieder.

7.3 Welche Möglichkeiten bietet eine intelligente Verknüpfung verschiedenster Komponenten, um die Netzinfrastruktur effizienter nutzen zu können?

Eine großflächige Durchdringung von dezentralen Erzeugungsanlagen sowie von leistungs- und energieintensiven Verbrauchern wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen lässt sich nur unter gewissen Bedingungen ohne weitere Eingriffe in die vorhandene Netzinfrastruktur realisieren. In Abschnitt 6.6 wurden beispielhafte Szenarien analysiert, welche auf unterschiedlichen realen Netzabschnitten basieren. Es wurden dabei die Grenzen und Problemstellungen bei einer erhöhten Durchdringung der Elektromobilität aufgezeigt sowie mögliche Handlungsempfehlungen diskutiert. In Abschnitt 6.7 wurde gezeigt, dass bereits bei einem einfachen, intelligenten Betrieb (Ladesteuerung) der Elektrofahrzeuge sich diese in das elektrische Netz leichter integrieren lassen ohne kostspielige Investitionen in die Netzinfrastruktur zu tätigen. Als Beispiele sei hier auf das netzdienliche Lastmanagement oder auf ein auf Preissignalen basiertes Lademanagement hingewiesen.

Wie die Untersuchungen ergaben, wird es in Zukunft einen gewissen Netzausbau benötigen, um eine hohe Durchdringung von Elektrofahrzeugen zu ermöglichen. Ein intelligentes, netzdienliches Lademanagement würde die vorhandenen Netzkapazitäten zwar deutlich besser ausnützen, jedoch begünstigt der jetzige Regulierungsrahmen den konventionellen Netzausbau im Vergleich zum intelligenten Netzausbau aufgrund der Ungleichbehandlung von CAPEX und OPEX (gemeinsam ergeben diese den TOTEX). Dadurch werden den Netzbetreibern kaum Anreize für Investitionen in intelligente Netze gegeben, da diese gegenüber Betriebsmittelausgaben teilweise nicht geltend gemacht werden können [145].

In Zukunft werden vor allem durch den verpflichtenden Betrieb von Smart Metern neue Use-Cases geschaffen, die zusätzlich für eine bessere Auslastung der bereits vorhandenen Kapazitäten, wie in Abschnitt 6.8 beschrieben, sorgen werden.

7.4 Schlussfolgerungen

Nachfolgend sollen die wichtigsten Schlussfolgerungen und Erkenntnisse dieser Dissertation rekapituliert werden:

- Ladevorgänge für Elektrofahrzeuge sind komplexe Vorgänge mit unterschiedlichen Abhängigkeiten in der Temperatur, dem SOC und der aktuellen Ladeleistung.
- Die durchgeführten Messungen der Ladevorgänge bei den unterschiedlichen Elektrofahrzeugen zeigten je nach Fahrzeugtyp verschiedene Auffälligkeiten im Bereich von Unsymmetrie (durch ein- bzw. zweiphasiges laden), Oberschwingungsgehalt (erhöhter THD im Teillastbereich) und Netzurückwirkungen im Allgemeinen. Da es derzeit keine

klaren Grenzwerte bei den Störaussendungen und und bei Supraharmonischen gibt, sind weitere Standardisierungsmaßnahmen notwendig.

- Die technische Integration der Elektromobilität muss durch Kooperation und Interessenausgleich zwischen OEMs, Energielieferanten und Netzbetreibern vereinfacht werden.
- Elektromobilität muss zukünftig abgebildet durch Ladevorgänge in der Netzplanung berücksichtigt werden:
 - Dabei kann es zu Unterspannung bei langen Netzausläufern in ländlichen Gebieten kommen. Diese Grenzwertverletzungen können durch geeignete Regelstrategien in den Griff bekommen werden.
 - In städtischen Gebieten kommt es eher zu Betriebsmittelüberlastungen. Diese können ebenfalls durch Regelstrategien in Form von Leistungsbeschränkungen oder Lastverschiebungen im Zaum gehalten werden.
- Umgesetzte Lade- und Betriebsstrategien können den Netzbetrieb in positiver wie auch in negativer Weise beeinflussen. Ein kontinuierliches Monitoring ist daher sinnvoll. Es gilt dabei allerdings ein geeignetes Maß an Kompromissen einzugehen, um sowohl den Energielieferanten, den Kunden als auch auch den Netzbetreiber zufrieden zu stellen.
- Die Standardisierung und Integration der Ladeinfrastruktur in das elektrische Netz befindet sich weiterhin in Entwicklung (konduktiv als auch induktiv) und bedarf weiterer Innovationen, um ein abgestimmtes Zusammenspiel verschiedenster Akteure zu ermöglichen.

7.5 Ausblick und zukünftige Herausforderungen

Neben den technischen Aspekten und Problemen, die sicherlich kurzfristig rasch gelöst werden können, sei an dieser Stelle auch auf rechtliche und organisatorische Schwierigkeiten hingewiesen. Bei Elektrifizierung des ÖPNV gibt es beispielsweise im Moment zwar bereits einige Hersteller die Elektrofahrzeuge anbieten, diese jedoch bezüglich ihres Anschaffungswertes mit dem doppelten eines vergleichbaren Diesel-Busses zu Buche schlagen. Darüber hinaus wird ein Umdenken bei den Verkehrsbetrieben bezüglich der Umlaufplanung, also der Organisation der Routen erforderlich werden, da die Möglichkeiten einer Ladung und die Topografie der Fahrtstrecke entscheidende Faktoren für den elektrischen Betrieb darstellen. Dies wurde bzw. musste in der Vergangenheit oft nicht berücksichtigt werden. Neben diesen wirtschaftlichen und betrieblichen Aspekten ist aber im Moment jedoch die Ladeinfrastruktur die größte Hürde. Hier stellt sich die Frage, wer diese errichtet, die Kosten trägt und diese Ladeinfrastruktur anschließend dauerhaft betreibt. Es wird sich in diesen Punkten eine Einigung finden lassen müssen, damit einer erfolgreichen Elektrifizierung auch im öffentlichen Bereich nichts mehr im Wege steht.

Ähnliche Erkenntnisse konnten auch im Umsetzungsprojekt „eTaxi für Wien“ gewonnen werden. In diesem Projekt wurde die Substituierung von konventionellen Taxis durch elektrische Fahrzeuge umgesetzt. Auch hier musste man sich weniger mit technischen Problemen als mit organisatorischen und rechtlichen Hürden auseinandersetzen. Letztlich zeigte sich aber, dass bereits jetzt, trotz der geringen Anzahl an in Frage kommenden Fahrzeugen² und der zehn im Projekt errichteten Schnellademöglichkeiten, ein realer Taxibetrieb ermöglicht werden konnte. Detaillierte Ergebnisse sind hierzu den zugehörigen Publikationen und [22] zu entnehmen.

In Zukunft werden auch weitere Bereiche unseres Alltages elektrifiziert werden müssen, um die Klimaziele zu erreichen. Ein weiteres naheliegendes Beispiel im Bereich Mobilität stellt die Elektrifizierung von Flughäfen und deren Flugzeuge dar. Dabei gilt es in einem ersten Schritt sämtliche Vorfeldfahrzeuge elektrisch zu betreiben und erst längerfristig die Flugzeuge selbst zu elektrifizieren. Der Frankfurter Flughafen nimmt hierbei beispielsweise eine Vorreiterrolle ein. Bereits 14 % der Fahrzeuge verfügen über einen elektrischen Antrieb. Vor allem die ungewöhnlichen Betriebsbedingungen spielen der Elektromobilität am Flughafen in die Karten, sodass bereits jetzt gewisse Fahrzeuggattungen in ihrem Produktlebenszyklus wirtschaftlich darstellbar sind. Einsätze mit kurzen Distanzen machen das Thema Reichweitenproblematik obsolet. Häufige Standzeiten ermöglichen Zwischenladungen ohne den Betriebsablauf einzuschränken und eine flächendeckende Stromversorgung ermöglicht einen ortsunabhängigen Ladevorgang [146].

Zusammenfassend kann man festhalten, dass die Integration der Elektromobilität unter gewissen technischen Umständen sicherlich ihre Umsetzung finden wird. Es liegt nun an uns allen, diese Herausforderungen anzunehmen und diese auch umzusetzen. Als wichtiger Bestandteil sämtlicher Klimastrategien wird die Elektromobilität einen Beitrag für das Erreichen eben dieser liefern und lässt uns somit einen optimistischen Blick auf die Zukunft gewähren.

²Die Taxiinnung fordert hierbei gewisse Komfort- und Größenstandards für die Kunden welche von Fahrzeugen im Kleinwagensegment nicht eingehalten werden können.

Literatur

- [1] VCÖ – Verkehrsclub Österreich, *Faktencheck E-Mobilität Was das Elektroauto tatsächlich bringt*, 2017. Adresse: http://www.faktencheck-energiewende.at/jart/prj3/erneuerbare-energien-2015-neu/data/Faktencheck_Mob_2017_lang_web.pdf.
- [2] bmvit – Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, „Nationaler Strategierahmen „Saubere Energie im Verkehr“,“ 2016. Adresse: <https://www.bmvit.gv.at/verkehr/elektromobilitaet/downloads/strategierahmen.pdf>.
- [3] B. Schmidt, „Energieeffizienz aus Sicht der E-Wirtschaft,“ Vortrag am WEC Austria-Workshop 2014, 2014.
- [4] D. Fasthuber, M. Litzlbauer und M. Schuster, „Modellregion „e-pendler in niederösterreich“: Begleitforschung,“ 2016. Adresse: <https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/Themenprojekte/Modellregionen/e-pendler-in-niedersterreich/e-pendler-NOEBegleitstudieEndbericht.pdf>.
- [5] D. Fasthuber, M. Litzlbauer und M. Schuster, „Modellregion „E-Mobility Post“: Wissenschaftliche Begleitforschung,“ 2016. Adresse: <http://www.e-connected.at/userfiles/B178888%20E-MOB%20Modellregionen%20POST%20Begleitforschung.pdf>.
- [6] D. Fasthuber, M. Litzlbauer und W. Gawlik, *Pilotprojekt "E-Mob 2.0 in der Modellregion Salzburg" Wissenschaftlicher Endbericht*, 2016.
- [7] A. Schuster und D. Fasthuber, „Transient thermische Modellierung von elektrischen Leitungen für eine flächendeckende und intelligente Einbindung erneuerbarer Energieträger und von Elektrofahrzeugen,“
- [8] D. Fasthuber, M. Chochole und R. Schlager, „Dynamische Modellierung eines Diesel-Aggregats im Zuge des SORGLOS-Projekts,“ *Innehalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende. Verlag der TU Graz*, 2014.
- [9] J. Marchgraber, D. Fasthuber, M. Litzlbauer und W. Gawlik, „Entwicklung von Regel- und Betriebsführungsstrategien für Microgrids im Zuge des SORGLOS-Projekts,“ in *Energieinformatik 2014*, Vortrag: D-A-CH Energieinformatik Konferenz, Zürich; 2014-11-13 – 2014-11-14, 2014. Adresse: http://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_233015.pdf.

- [10] D. Fasthuber, J. Marchgraber, M. Litzlbauer und W. Gawlik, „Entwicklung von Regel- und Betriebsführungsstrategien für Microgrids im Zuge des SORGLOS-Projekts,“ *Informatik-Spektrum*, Jg. 38, Nr. 2, S. 90–96, 2015.
- [11] D. Fasthuber, M. Litzlbauer, J. Marchgraber, M. Chochole und W. Gawlik, „Analyse des DSM- und V2G- Potentials des Grossen Walsertals,“ 2015.
- [12] M. Litzlbauer, A. Schuster, A. Einfalt und D. Fasthuber, „Netzfrendliches Flexibilitätsmanagement in zukünftigen Energiesystemen,“ *E&I Elektrotechnik und Informationstechnik*, Jg. 133, Nr. 8, S. 362–370, 2016. DOI: 10.1007/s00502-016-0443-5.
- [13] M. Meisel, S. Wilker, M. Kammerstetter, M. Müllner, D. Fasthuber, W. Kastner und W. Gawlik, „Reference Architecture as Foundation for Risk and Threat Analysis,“ in *Symposium on Innovative Smart Grid Cybersecurity Solutions - Research-driven solutions for the critical cybersecurity challenges facing the future smart grid*, eingeladen, AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Wien: Facultas Universitätsverlag, 2016, S. 98–103. Adresse: http://publik.tuwien.ac.at/files/publik_258847.pdf.
- [14] D. Fasthuber und M. Litzlbauer, „Erkenntnisse der Messung von Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge in der Modellregion „e-pendler in niederösterreich“,“ 2016.
- [15] D. Fasthuber, „Rahmenbedingungen und Infrastruktur für E - Autos,“ *VCÖ-Schriftenreihe "Mobilität mit Zukunft"*, Jg. 27, Nr. 4, S. 41–43, 2016, eingeladen.
- [16] D. Fasthuber und M. Litzlbauer, „Selected Results of the Scientific Accompanying Research of the E-Mobility Model Region “e-pendler in niederösterreich”(AUSTRIA),“ 2016.
- [17] D. Fasthuber und M. Litzlbauer, „Konzept zur Begleitforschung im Projekt ”E-Mob 2.0 in der Modellregion Salzburg”,“ in *5th Conference on Future Automotive Technology*, Posterpräsentation: CoFat Conference on Future Automotive Technology, Fürstenfeldbruck; 2016-05-03 – 2016-05-04, 2016.
- [18] D. Fasthuber und M. Litzlbauer, „Erkenntnisse zur Begleitforschung im Projekt ”E-Mob 2.0 in der Modellregion Salzburg”,“ in *Klimaziele 2050: Chance für einen Paradigmenwechsel?*, Vortrag: IEWT Internationale Energiewirtschaftstagung TU Wien, Wien; 2017-02-15 – 2017-02-17, 2017, S. 1–23. Adresse: http://publik.tuwien.ac.at/files/publik_258668.pdf.
- [19] M. Meisel, S. Wilker, M. Kammerstetter, M. Müllner, D. Fasthuber, W. Kastner und W. Gawlik, „Reference Architecture as Foundation for Risk and Threat Analysis,“ in <http://smartgrid-cybersecurity.events/call-for-posters/>, eingeladen; Posterpräsentation: Symposium On Innovative Smart Grid Cybersecurity Solutions, Wien; 2017-03-13 – 2017-03-14, Wien: Facultas, 2017. Adresse: http://publik.tuwien.ac.at/files/publik_258850.pdf.

- [20] D. Fasthuber, „Energetische Bewertung von Elektro-Bussen und daraus ableitbare Handlungsempfehlungen für den öffentlichen Verkehr,“ 2018.
- [21] W. Tober, T. Bruckmüller und D. Fasthuber, „Die Folgen des Ausbaus der Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeuge auf die Energieversorgung bis 2030 am Beispiel Österreichs,“ Technische Universität Wien, Techn. Ber., 2019.
- [22] D. Fasthuber, J. Asamer und R. Martin, „Results from the project “eTaxi for Vienna” concerning the integration of EVs in the distribution grid,“ in *CIREC 2019*, 2019.
- [23] T. Kuther. (2016). Elektroautos, die Geschichte schrieben, Adresse: <https://www.elektronikpraxis.vogel.de/elektroautos-die-geschichte-schrieben-a-354315/> (besucht am 26.07.2018).
- [24] M. Bertram und S. Bongard, *Elektromobilität im motorisierten Individualverkehr: Grundlagen, Einflussfaktoren und Wirtschaftlichkeitsvergleich*. Springer-Verlag, 2013.
- [25] A. Kampker, D. Vallée und A. Schnettler, *Elektromobilität: Grundlagen einer Zukunftstechnologie*. Springer-Verlag, 2013.
- [26] W. Tober, *Praxisbericht Elektromobilität und Verbrennungsmotor: Analyse elektrifizierter Pkw-Antriebskonzepte*. Springer-Verlag, 2016.
- [27] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer-Verlag, 2014.
- [28] ICCT – International Council on Clean Transportation, Europe, *European Vehicle Market Statistics*, 2017. Adresse: <http://eupocketbook.theicct.org>.
- [29] Statistik Austria. (2018). Kraftfahrzeuge - Neuzulassungen, Adresse: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_neuzulassungen/index.html (besucht am 26.07.2018).
- [30] Statistik Austria. (2018). Kraftfahrzeuge - Bestand, Adresse: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/index.html (besucht am 26.07.2018).
- [31] European Alternative Fuels Observatory. (2019). Total number AF vehicles (M1) Electricity (2019), Adresse: <https://www.eafo.eu/countries/austria/1723/summary> (besucht am 30.01.2019).
- [32] A. Grübler und N. Nakićenović, „Long waves, technology diffusion, and substitution,“ *Review (Fernand Braudel Center)*, S. 313–343, 1991.
- [33] M. Maier, „Car Wars,“ *Gewinn – Das Wirtschaftsmagazin für Ihren persönlichen Vorteil*, Jg. 11, 2017.

- [34] Nationale Plattform für Elektromobilität, *Die Deutsche Normungs-Roadmap Elektromobilität – Version 3.0*, 2014.
- [35] VCÖ - Mobilität mit Zukunft. (2017). Ladeinfrastruktur für E-PKW weiter ausbauen, Adresse: https://www.vcoe.at/files/vcoe/uploads/Infografiken/E-Mobilitaet%2C%20Carsharing%2C%20Auto/S24_Ladeinfrastruktur-weiter-ausbauen.png (besucht am 15.06.2018).
- [36] DIN – Deutsches Institut für Normung. (2018). Normen und Standards, Adresse: <https://www.din.de/de/forschung-und-innovation/themen/elektromobilitaet/normen-und-standards> (besucht am 27.07.2018).
- [37] Die Nationale Plattform Elektromobilität, *Die deutsche Normungs-Roadmap Elektromobilität 2020*, 2017.
- [38] R. Schoblick, *Antriebe von Elektroautos in der Praxis: Motoren, Batterietechnik, Leistungstechnik*. Franzis Verlag, 2013.
- [39] M. Artmann. (2017). Die wichtigsten Ladestecker- und Kabeltypen für Elektroautos, Adresse: <https://www.homeandsmart.de/ladestecker-ladekabel-ein-ueberblick> (besucht am 27.07.2018).
- [40] CHAdeMO Association. (). Protocol Development, Adresse: <https://www.chademo.com/activities/protocol-development/> (besucht am 27.07.2018).
- [41] A. W. Kunitz, *Elektrifizierung des urbanen öffentlichen Busverkehrs: Technologiebewertung für den kosteneffizienten Betrieb emissionsfreier Bussysteme*. Springer-Verlag, 2017.
- [42] Open Charge Alliance. (2017). open charge point protocoll, Adresse: <http://www.openchargealliance.org/> (besucht am 25.09.2017).
- [43] flottenlexikon.de. (2018). NEFZ – Neuer europäischer Fahrzyklus - kurz NEFZ genannt., Adresse: <http://www.flottenlexikon.de/wiki/NEFZ> (besucht am 30.07.2018).
- [44] flottenlexikon.de. (2018). WLTP – Worldwide Harmonized Light Duty Vehicles Test Procedure, Adresse: <http://www.flottenlexikon.de/wiki/WLTP> (besucht am 30.07.2018).
- [45] A. Baumann, J. Foth, F. Thorenz, S. Dobler und T. Mauz, „Standardisierte Strassen-Testzyklen-SORT-zum Vergleich von Antriebssträngen (Getrieben) in Niederflurbussen,“ *VDI BERICHTE*, Jg. 1827, S. 783–800, 2004.
- [46] Y. Louvigny, J. Nzisabira und P. Duysinx, „Analysis of hybrid hydraulic vehicles and comparison with hybrid electric vehicles using batteries or super capacitors,“ 2008.
- [47] UITP - International Association of Public Transport, *SORT - Standardised On-Road Tests Cycles*, 2004.

- [48] T. J. Barlow, S. Latham, I. McCrae und P. Boulter, „A reference book of driving cycles for use in the measurement of road vehicle emissions,“ *TRL Published Project Report*, 2009.
- [49] WKO – Steiermark. (2018). Auswirkungen des neuen WLTP Messzyklus auf die NOVA, Adresse: <https://www.wko.at/branchen/stmk/handel/fahrzeughandel/auswirkungen-wltp-nova.html> (besucht am 30.07.2018).
- [50] Verband der Automobilindustrie. (2018). WLTP – weltweit am Start für realitätsnähere Ergebnisse beim Kraftstoffverbrauch, Adresse: <https://www.vda.de/de/themen/umwelt-und-klima/WLTP-realitaetsnaehere-Ergebnisse-beim-Kraftstoffverbrauch/WLTP-Was-unterscheidet-das-neue-Testverfahren-vom-alten.html> (besucht am 21.06.2018).
- [51] Europäisches Parlament, Rat der Europäischen Union, *Verordnung (EU) Nr. 540/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über den Geräuschpegel von Kraftfahrzeugen und von Austauschschalldämpferanlagen sowie zur Änderung der Richtlinie 2007/46/EG und zur Aufhebung der Richtlinie 70/157/EWG (Text von Bedeutung für den EWR)*, 2014. Adresse: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?qid=1532963961139&uri=CELEX:02014R0540-20170922>.
- [52] D. Templ, *Elektromobilität und Recht*. Wien: MANZ'sche Verlags- und Universitätsbuchhandlung GmbH, 2018, ISBN: 978-3-214-11419-0.
- [53] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE. (2018). Neue VDE-Anwendungsregel zum eichrechtskonformen Laden von Elektrofahrzeugen kann nun kommentiert werden, Adresse: <https://www.dke.de/de/news/2018/eichrechtskonformes-laden-von-elektrofahrzeugen> (besucht am 30.07.2018).
- [54] Amtsblatt der Europäischen Union. (2014). Richtlinie 2014/94/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014, Adresse: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=DE>.
- [55] AustriaTech - Gesellschaft des Bundes für technologiepolitische Massnahmen GmbH, *Saubere Energie für den Verkehr*, 2015. Adresse: https://www.bmvit.gv.at/verkehr/elektromobilitaet/downloads/policybrief_austriatech.pdf.
- [56] Österreichs E-Wirtschaft, *TAEV - Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt, mit Erläuterungen der einschlägigen Vorschriften*. 2016.
- [57] M. Soder, *E-Mobilität – Eine Markt- und Preisanalyse für das Laden an öffentlichen Ladestationen*, 2018. Adresse: https://www.arbeiterkammer.at/interessenvertretung/wirtschaft/energiepolitik/AK_Studie_E-Mobilitaet_August_2018.pdf.

- [58] O. Paturet, *Sub-Group to foster the creation of an electromobility market of services (SGEMS)*, 2017. Adresse: <http://ec.europa.eu/transparency/regexpert/index.cfm?do=groupDetail.groupDetailDoc&id=36205&no=1>.
- [59] A. Prechtl, *Vorlesungen über die Grundlagen der Elektrotechnik*. Springer-Verlag, 2007, Bd. 2.
- [60] J. Specovius, „Grundkurs Leistungselektronik,“ *Grundkurs Leistungselektronik: Bauelemente, Schaltungen und Systeme*, ISBN 978-3-8348-1307-7. Vieweg+ Teubner Verlag/ GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, 2010, Jg. 1, 2010.
- [61] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Springer-Verlag, 2015.
- [62] R. Flosdorff und G. Hilgarth, *Elektrische Energieversorgung*, Ser. Leitfaden der Elektrotechnik. Teubner, 2003, ISBN: 9783519264248. Adresse: <http://books.google.at/books?id=ifxGPQAACAAJ>.
- [63] Österreichs Energie, *Abschlussbericht des EP EMN Ladeinfrastruktur*, 2016. Adresse: https://oesterreichsenergie.at/files/Downloads%20Netze/2016.06.29_EMN_Endbericht.pdf.
- [64] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. Springer-Verlag, 2013.
- [65] G. Hosemann, *Elektrische Energietechnik: Band 3: Netze*, Ser. Elektrische Energietechnik. Springer Berlin Heidelberg, 2000, ISBN: 9783540673439. Adresse: <https://books.google.at/books?id=vx8wwZewKKUC>.
- [66] F. Möller, S. Müller und J. Meyer, „Impact of Electric Vehicles on Power Quality in Central Charging Infrastructures,“ *1st E-Mobility Power System Integration Symposium*, 2017.
- [67] Solcept AG. (2018). Flicker kurz und bündig, Adresse: <https://www.solcept.ch/de/tools/flickersim/kurz-und-buendig/> (besucht am 14.03.2018).
- [68] E-Control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen,“ *Teil D: Besondere technische Regeln*, 2016.
- [69] Ritz Instrument Transformers GmbH. (2017). Die Power Quality Analyse - Aber richtig! Adresse: http://ritz-international.com/wp-content/uploads/2015/12/PQ_Analyse_DE.pdf.
- [70] DIN, EN, „50160: Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks,“ *German version EN*, Jg. 50160, S. 2011–02, 2011.

- [71] Gossen-Metrawatt / VMS / HG, *Überwachung der Netzqualität mit MAVOLOG 10*, 2001. Adresse: http://www.pewa.de/DATENBLATT/DBL_GMC_MLOG_DATENBLATT1_DEUTSCH.PDF (besucht am 01.08.2018).
- [72] VDN – Verband der Netzbetreiber, *Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen*, 2007.
- [73] VDE. (2012). Ergänzungsdokument zur Beurteilung von Anlagen für den Anschluss an Hochspannungsverteilnetze, Adresse: <https://www.vde.com/resource/blob/1567340/e06b8cd538a610bc854d9a30c739bc60/ergaenzungsdokument-netzrueckwirkungen-hochspannung-dachz-2012-data.pdf> (besucht am 01.08.2018).
- [74] S. von Roon, *Netzausbau in Deutschland - Wozu werden neue Stromnetze benötigt*. Sankt Augustin Berlin: KAS, 2014, ISBN: 978-3-95721-051-7. Adresse: <http://www.kas.de/wf/de/33.38837/>.
- [75] DIN – Deutsches Institut für Normung, *DIN IEC 60038 IEC-Normspannungen*, 2012.
- [76] W. Hofheinz, *Auf die Isolation kommt es an*, 2010.
- [77] P. Hofmann, *Hybridfahrzeuge: ein alternatives Antriebssystem für die Zukunft*. Springer-Verlag, 2014.
- [78] W. Kaufmann, *Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme*. VDE-Verlag, 1995.
- [79] G. Christoph, „Analyse der Gleichzeitigkeitsfaktoren von Prosumer Haushalten mit Elektro-Fahrzeugen,“ 2016.
- [80] Österreichs Energie - EP Elektromobilität des AK Verteilernetze, *Abschlussbericht des EP Elektromobilität*, 2018.
- [81] L. Schober, „Analyse über die Auswirkungen unterschiedlicher Durchdringungen durch Elektrofahrzeuge in Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung tariflicher Anreizmodelle,“ Magisterarb., 2017.
- [82] W. Niederhuemer, „Information über die Auswirkungen von E-Autos auf das Stromnetz,“ Okt. 2015.
- [83] M. Wolf und H. Junge, *Belastungskurven und Dauerlinien in der elektrischen Energiewirtschaft*. Springer-Verlag, 2013, Bd. 2.
- [84] Amt der Niederösterreichischen Landesregierung und Landesakademie, „Mobilität in Niederösterreich – Ergebnisse der landesweiten Mobilitätsenerhebung 2013/2014,“ *Schriftenreihe Niederösterreichisches Landesverkehrs-konzept*. Amt der NÖ Landesregierung, Jg. 35, 2016.
- [85] C. Nobis und T. Kuhnimhof, „Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht,“ 2018.

- [86] W. Prüggl, R. Rezania und M. Litzlbauer, „V2G-Strategien – Konzeption von Vehicle to Grid bezogenen Entwicklungsstrategien für österreichische Entscheidungsträger“, 2013.
- [87] F. Huneke, C. P. Linkenheil und M. Niggemeier, „Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter“, 2017. Adresse: https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/170629_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf.
- [88] R. Korthauer, *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*. Springer, 2013.
- [89] Graz Linien. (2016). Vier neue Elektrobusse für Graz, Adresse: <https://www.holding-graz.at/elektrobusse.html> (besucht am 30.01.2019).
- [90] NOW GmbH. (2018). 50. Wasserstofftankstelle Deutschlands in Potsdam eröffnet, Adresse: <https://now-gmbh.de/de/aktuelles/presse/wasserstofftankstelle-deutschlands-in-potsdam-eroeffnet> (besucht am 07.09.2018).
- [91] D. V. Ragone, „Review of battery systems for electrically powered vehicles“, SAE Technical Paper, Techn. Ber., 1968.
- [92] A. F. Ghoniem, „Needs, resources and climate change: clean and efficient conversion technologies“, *Progress in Energy and Combustion Science*, Jg. 37, Nr. 1, S. 15–51, 2011.
- [93] P. Kurzweil und O. K. Dietlmeier, *Elektrochemische Speicher*. Springer, 2015.
- [94] P. Keil und A. Jossen, „Charging protocols for lithium-ion batteries and their impact on cycle life—An experimental study with different 18650 high-power cells“, *Journal of Energy Storage*, Jg. 6, S. 125–141, 2016.
- [95] Maxim Integrated. (2008). Understanding Li+ Battery Operation Lessens Charging Safety Concerns, Adresse: <https://www.maximintegrated.com/en/app-notes/index.mvp/id/4169> (besucht am 02.08.2018).
- [96] DIN – Normenausschuss Automobiltechnik, *Elektrisch angetriebene Straßenfahrzeuge – Anschluss an eine externe Stromversorgung – Sicherheitsanforderungen*, 2017.
- [97] M. Mültin, „Das Elektrofahrzeug als flexibler Verbraucher und Energiespeicher im Smart Home“, Diss., Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Diss., 2014, 2014.
- [98] K. Stella, O. Wollersheim, W. Fichtner, P. Jochem, M. Schücking, M. Nastold, A. Ensslen, M. Wietschel, M. Held, T. Gnann u. a., „Über 300.000 Kilometer unter Strom: Physikalisch-technische, ökonomische, ökologische und sozialwissenschaftliche Begleitforschung des Schaufensterprojektes RheinMobil: Grenzüberschreitende, perspektivisch wirtschaftliche elektrische Pendler- und Dienstwagenverkehre im deutschfranzösischen Kontext.“, *KIT, Karlsruhe*, 2015.

- [99] G. Göhler und L. Effing, „Technical Data Analysis and Power Grid Effects of Fast Charging Processes of Electric Vehicles,“ 2017.
- [100] H. Engel, R. Hensley, S. Knupfer und S. Sahdev. (2018). The potential impact of electric vehicles on global energy systems, Adresse: <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/the-potential-impact-of-electric-vehicles-on-global-energy-systems>.
- [101] A. Schuster, „Batterie -bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen,“ Magisterarb., TU Wien, 2008.
- [102] R. Strasser, „Synthetische Modellierung und Ladeprofilbildung einer elektrischen Taxi-Flotte,“ Magisterarb., E370, 2013.
- [103] A. Schuster, M. Litzlbauer und M. Reinthaler, „ZENEM – Zukünftige Energienetze mit Elektromobilität Endbericht,“ Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Techn. Ber., 2013.
- [104] T. Trost, „Erneuerbare Mobilität im motorisierten Individualverkehr - Modellgestützte Szenarioanalyse der Marktdiffusion alternativer Fahrzeugantriebe und deren Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem,“ Diss., Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, 2016.
- [105] J. Asamer, A. Graser, B. Heilmann und M. Ruthmair, „Sensitivity analysis for energy demand estimation of electric vehicles,“ *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, Jg. 46, S. 182–199, 2016.
- [106] J. Ihme, *Schienenfahrzeugtechnik*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbHSpringer Vieweg, 2016, ISBN: 978-3-658-13540-9.
- [107] S. Pischinger und U. Seiffert, *Vieweg Handbuch Kraftfahrzeugtechnik*. Springer-Verlag, 2016.
- [108] M. Ersoy und S. Gies, *Fahrwerkhandbuch: Grundlagen – Fahrdynamik – Fahrverhalten – Komponenten – Elektronische Systeme – Fahrerassistenz – Autonomes Fahren – Perspektiven*. Springer-Verlag, 2017.
- [109] E-Control, „Statistikbroschüre 2017,“ 2017.
- [110] Statistik Austria. (2017). Fahrleistungen und Treibstoffeinsatz privater Pkw nach Bundesländer 2000 bis 2016, Adresse: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/index.html (besucht am 13.06.2018).
- [111] D. Resch, B. Burgholzer, G. Totschnig, G. Lettner, H. Auer, J. Geipel, R. Haas und I. Windkraft, „Stromzukunft Österreich 2030,“ *Energy Economics Group. Wien: Technische Universität Wien*, 2017.

- [112] Phoenix Contact. (2018). Elektromobilität wird alltagstauglich: Schnellladen mit Ladeströmen bis 500 A, Adresse: https://www.phoenixcontact.com/online/portal/pc?1dmy&urile=wcm%3apath%3a/pcde/web/corporate/press/press_information/8f2adee9-18f1-4cd9-b770-9e8f2a798970 (besucht am 19.07.2018).
- [113] L. Heinhold und R. Stubbe, *Kabel Und Leitungen Fur Starkstrom- 5 Auf Teil 1 Werkstoffe, Aufbau, Auswahlkriterien, Planung Von Anlagen, Auslegen Und Montage, Garnituren, Messen*. Publicis MCD Verlag, 1999, ISBN: 9783895780882. Adresse: <http://books.google.at/books?id=o07IPQAACAAJ>.
- [114] D. Fasthuber, „Thermische Modellierung von Netzkomponenten für die Elektromobilität,“ Magisterarb., 2013.
- [115] H. Nagel, *Systematische Netzplanung*. Berlin Frankfurt, M: VDE-Verl.,VWEW-Energieverl, 2008, ISBN: 978-3-8007-3087-2.
- [116] G. Lavicka, „Betrieb elektrischer Verteilnetze - Vorlesung an der TU Wien,“ 2018.
- [117] G. Balzer und C. Neumann, *Schalt-und Ausgleichsvorgänge in elektrischen Netzen*. Springer-Verlag, 2016.
- [118] D. Schulz, „Elektrische Energieversorgung,“ in *Handbuch Elektrotechnik*, Springer, 2016, S. 1009–1074.
- [119] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung,stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*, Ser. Elektrische Energieversorgung. Springer, 2012, ISBN: 9783642223457. Adresse: <http://books.google.at/books?id=4ndBXwAACAAJ>.
- [120] P. F. Krasselt, *Optimierte Netzverträglichkeit von Gleichstrom-Schnellladesystemen durch aktive Netzbeeinflussung*. KIT Scientific Publishing, 2016, ISBN: 978-3-7315-0570-9. DOI: 10.5445/KSP/1000057948.
- [121] Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg. (2018). Informationsportal regelbare Ortsnetztransformatoren, Adresse: <http://ront.info/> (besucht am 03.04.2018).
- [122] Nationale Plattform Elektromobilität, „Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland – Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015: AG 3 – Ladeinfrastruktur und Netzintegration,“ 2015. Adresse: http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE/AG3_Statusbericht_LIS_2015_barr_bf.pdf.
- [123] Bundesverband Elektromobilität Österreich. (2018). Zuhause laden, Adresse: <http://www.beoe.at/zuhause/> (besucht am 13.06.2018).

- [124] R. Braunstein, A. Sulzenbacher, J. Wisiak und F. Strempl, „Netzurückwirkungen von Elektrofahrzeugen bei der hybriden Kopplung zwischen elektrischem Energienetz und Elektromobilität,“ *e und i Elektrotechnik und Informationstechnik*, Jg. 134, Nr. 3, S. 259–264, 2017.
- [125] A. Sulzenbacher, „Niederfrequente Netzurückwirkungen von Elektrofahrzeugen,“ Magisterarb., TU Graz, 2016.
- [126] T. Thomas und P. Plumhoff, „Oberschwingungsströme durch E-Mobile,“ *etz elektrotechnik und automation*, Jg. 4, 2014. Adresse: <http://www.etz.de/4728-0-Oberschwingungsstroeme+durch+E-Mobile.html>.
- [127] A. Sillaber, *Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung: Entwicklung dezentraler Elektrizitätssysteme*. Springer-Verlag, 2016.
- [128] I. Kasikci, *Planung von Elektroanlagen: Theorie, Vorschriften, Praxis*. Springer-Verlag, 2015.
- [129] R. Nenning, „Netzintegration der Elektromobilität,“ in *Frühjahrstreffen der Technologieplattform Smart Grids Austria*, 2018.
- [130] A. Palkhouskaya, „Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen bei zukünftigen Durchdringungen von Elektrofahrzeugen und hohen Ladeleistungen,“ Magisterarb., TU Wien, 2017.
- [131] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, *Ergebnisbericht zur österreichweiten Mobilitätserhebung „Österreich unterwegs 2013/2014“*, 2016.
- [132] P. Nobis und S. Fischhaber, „Belastung der Stromnetze durch Elektromobilität,“ *Forschungsstelle für Energiewirtschaft*, München, 2015.
- [133] Consentec GmbH, *Kurzgutachten zur Ermittlung von Verlustanteilen je Netzebene*, 2013.
- [134] Stadtrechnungshof Wien, *Wiener Netze GmbH, Prüfung der Betriebssicherheit des Mittel- und Niederspannungsnetzes im Versorgungsgebiet der Wiener Netze GmbH*, 2016. Adresse: <http://www.stadtrechnungshof.wien.at/berichte/2016/lang/04-20-StrRH-V-GU-219-1-15.pdf>.
- [135] B. Thormann, „Auswirkungen der Elektromobilität auf die Niederspannungsebene,“ Magisterarb., Montan Universität Leoben, 2017.
- [136] T. Guggemos, „Auswirkungen zukünftiger Technologien auf das Mittelspannungsnetz am Beispiel der Region der Elektrizitätswerke Reutte,“ Magisterarb., FH Vorarlberg, 2018.
- [137] M. Maximini, U. Prause, A. Slupinski, M. Auverkamp und K. Alfuth. (2018). Sind die Netze den künftigen Herausforderungen gewachsen? - Fachbeitrag aus ew 6/2018, Adresse: <https://www.ew-magazin.de/ew-62018/> (besucht am 09.07.2018).

- [138] C. Leitinger, „Netzintegration von solarer elektrischer Mobilität-Auswirkungen auf das elektrische Energiesystem,“ Diss., TU Wien, 2011.
- [139] J. Klinger, *Ladeinfrastruktur für Elektromobilität im privaten und halböffentlichen Bereich Planung · Errichtung · Wartung*. Berlin: VDE VERLAG, 2018, ISBN: 978-3-8007-4417-6.
- [140] H. Stigler, C. Gutschi, G. Nischler, W. Suessenbacher und S. Otzasek, „Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft,“ *Studie im Auftrag von Österreichs Energie, IEE TU Graz, Graz*, 2010.
- [141] F. Angerer, „Feldtest Seitenstetten,“ 2. Workshop Ladeinfrastruktur der Zukunft, Techn. Ber., 20. Feb. 2018.
- [142] H.-P. Vetö und C. Gererstorfer, „Abschätzung der Integration der erneuerbaren Energie in die bestehende Netzinfrastuktur (Projektnummer 10.157),“ Österreichs E-Wirtschaft, Techn. Ber., 2014.
- [143] A. Langer, *E-Mobility – Ladeinfrastruktur als Geschäftsfeld*, 2018. Adresse: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/de/Documents/risk/Risk-Deloitte-Ladeinfrastruktur.pdf>.
- [144] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, „#mission2030 Die Klima- und Energiestrategie der Österreichischen Bundesregierung,“ 2018.
- [145] A. Feil, A. Esser und C. Mucha. (2018). Regulatorische Auswirkungen der Elektromobilität - Fachbeitrag aus ew 7-8/2018, Adresse: <https://www.ew-magazin.de/regulatorische-auswirkungen-der-elektromobilitaet/> (besucht am 09.07.2018).
- [146] Fraport, *Elektromobilität am Flughafen Frankfurt*, 2018. Adresse: https://www.fraport.de/content/fraport/de/misc/binaer/unternehmen/medien/publikationen/inforgrafiken/infografik-e-mobilitaet/jcr:content.file/fraport_e-mobilitaet_2018.pdf (besucht am 23.08.2018).

Anhang A

Ergänzende Grafiken und Tabellen

Nachfolgend sollen sämtliche Grafiken und Tabellen ihren Platz finden, die aufgrund der Fülle und des Umfangs der Inhalte nicht notwendigerweise direkt in der Arbeit angeführt werden konnten, aber trotzdem der Vollständigkeit halber im Anhang vorkommen sollten.

A.1 Verlauf von Ladevorgängen bei Consumer-Geräten

Für die Validierung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen wurde in einem ersten Schritt an einem Laptop (HP EliteBook 8540w) eine Referenzmessung durchgeführt, welche in Abbildung A.1 dargestellt ist. Zusätzlich ist in Abbildung A.2 der Verlauf des Leistungsfaktors eingetragen. Man kann deutlich einen geringen Leistungsfaktor von im Mittel $\lambda = 0,4$ ausmachen.

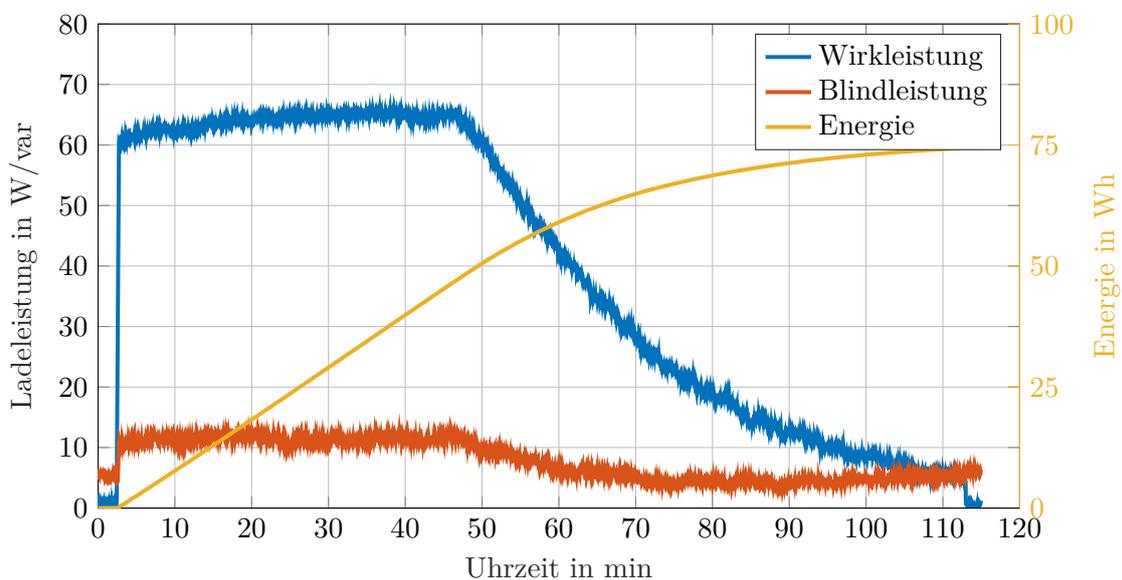


Abbildung A.1: Verlauf von Wirk- und Blindleistung sowie Leistungsfaktor beim Ladevorgang eines vermessenen Laptops (HP EliteBook 8540w)

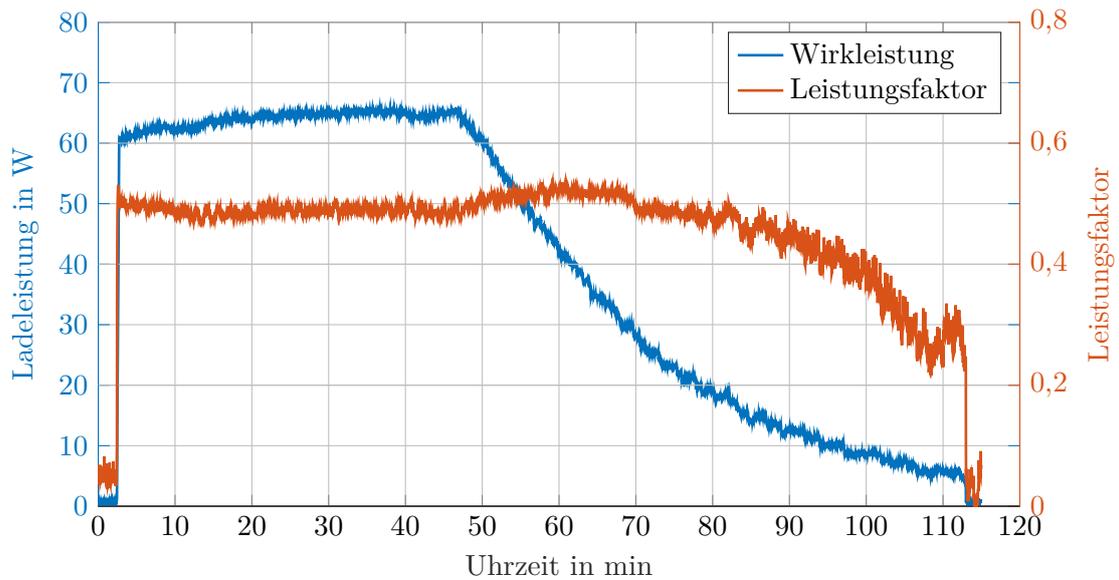


Abbildung A.2: Verlauf von Wirkleistung und Leistungsfaktor beim Ladevorgang eines vermessenen Laptops (HP EliteBook 8540w)

A.2 Verläufe von gemessenen Ladevorgängen diverser Elektrofahrzeuge

Nachfolgende Grafiken wurden im Zuge diverser Forschungsprojekte erstellt und werden an dieser Stelle zur Vervollständigung der bereits diskutierten Auswertungen des Hauptteils nachgereicht.

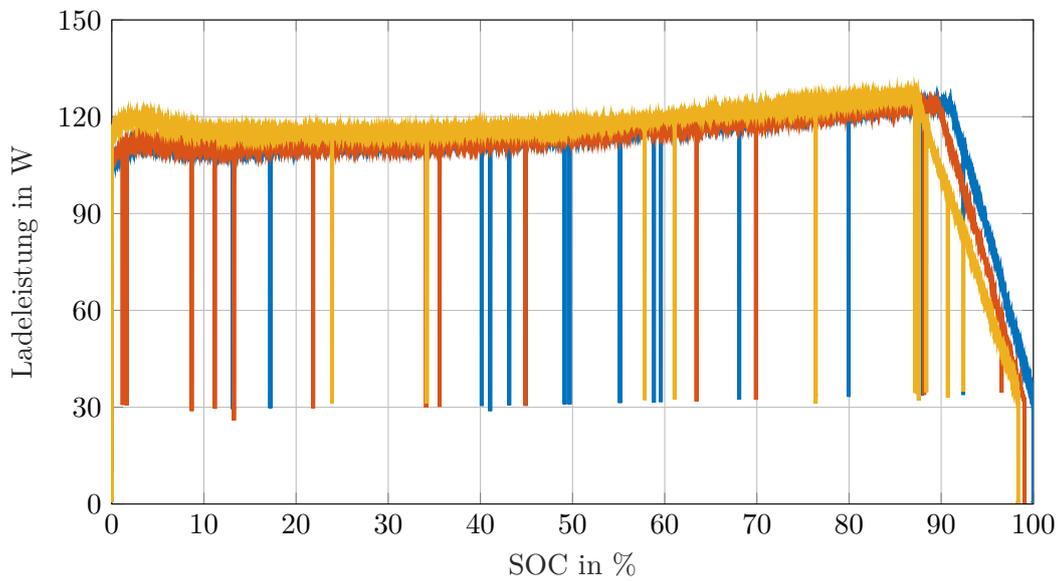


Abbildung A.3: Vergleich verschiedener Vollladungen eines Pedelec der Firma Kalkhoff

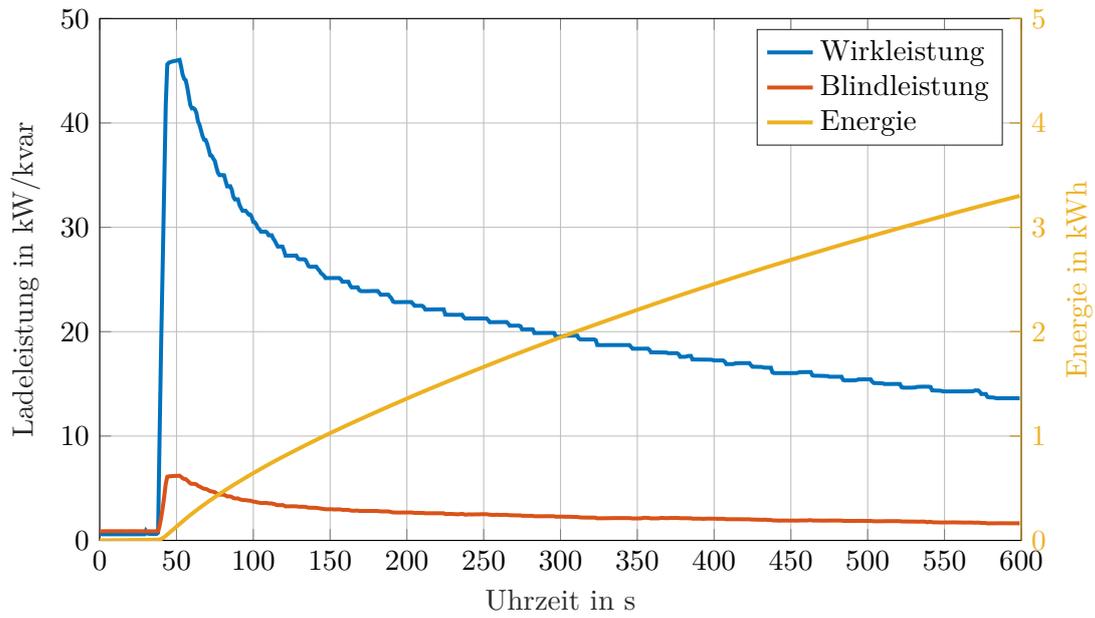


Abbildung A.4: Schnellladung eines Peugeot iOn (Erste Messung)

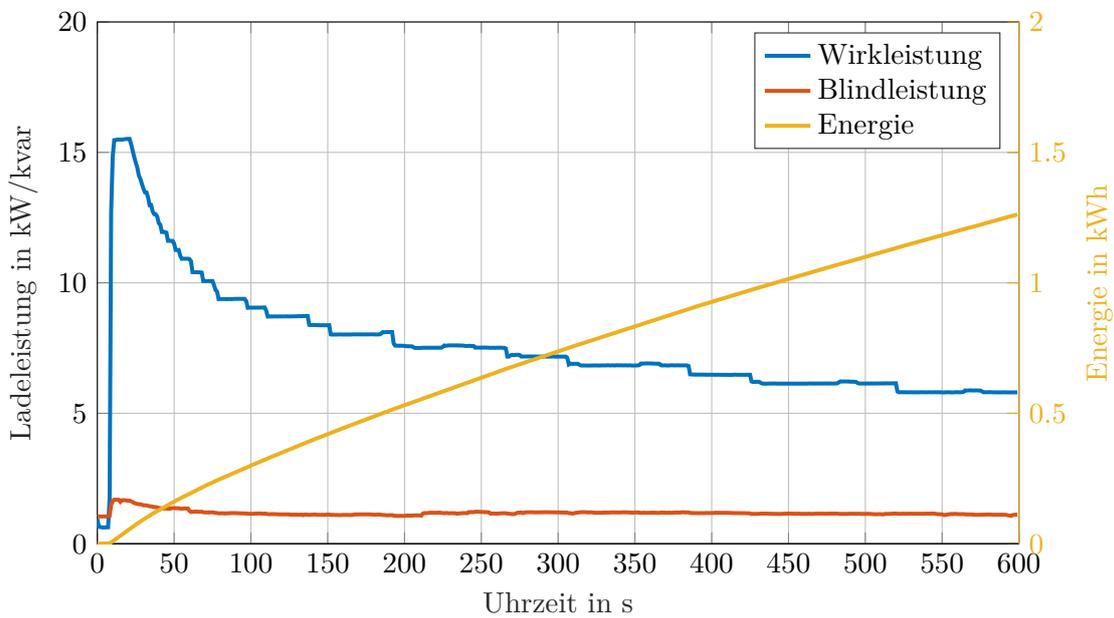


Abbildung A.5: Schnellladung eines Peugeot iOn (Zweite Messung)

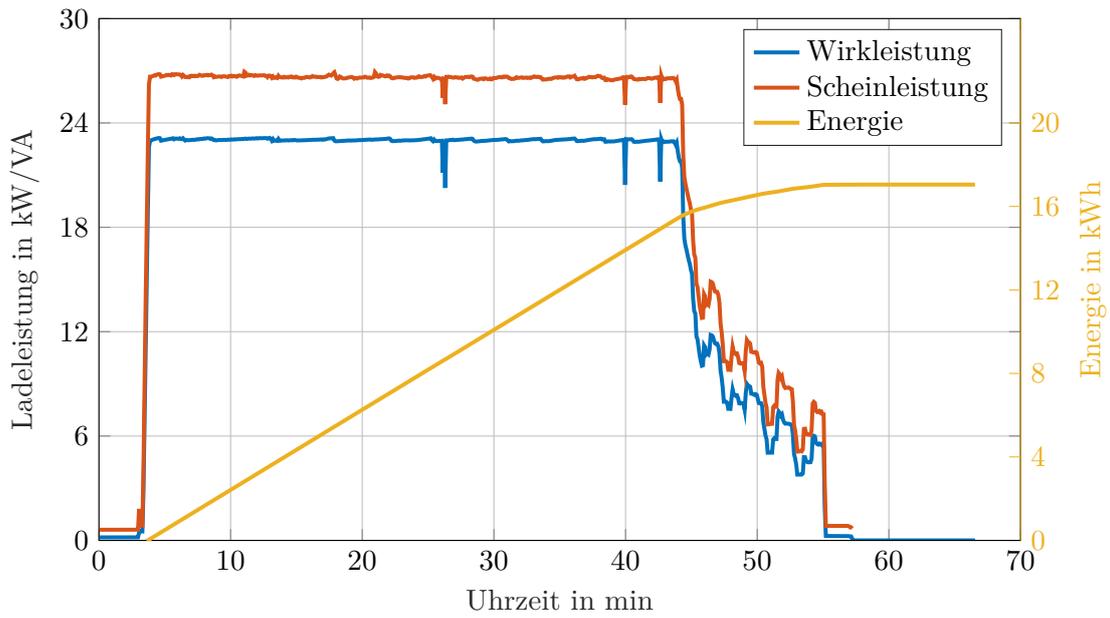


Abbildung A.6: Schnellladung eines VW eUP (4,0°C Umgebungstemperatur)

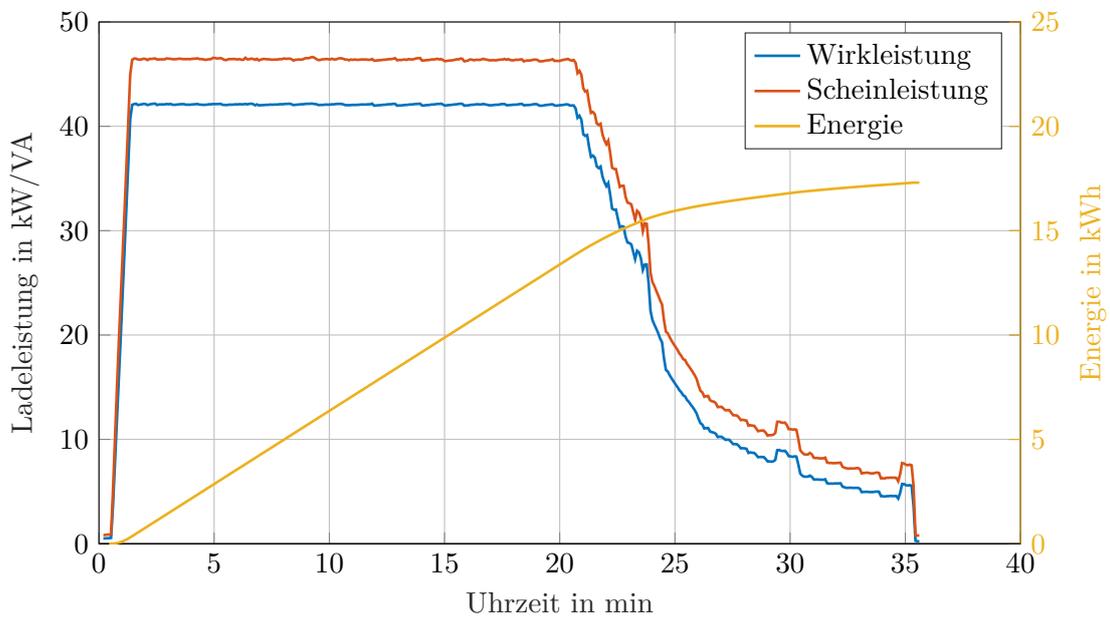


Abbildung A.7: Schnellladung eines VW eUP (5,8°C Umgebungstemperatur)

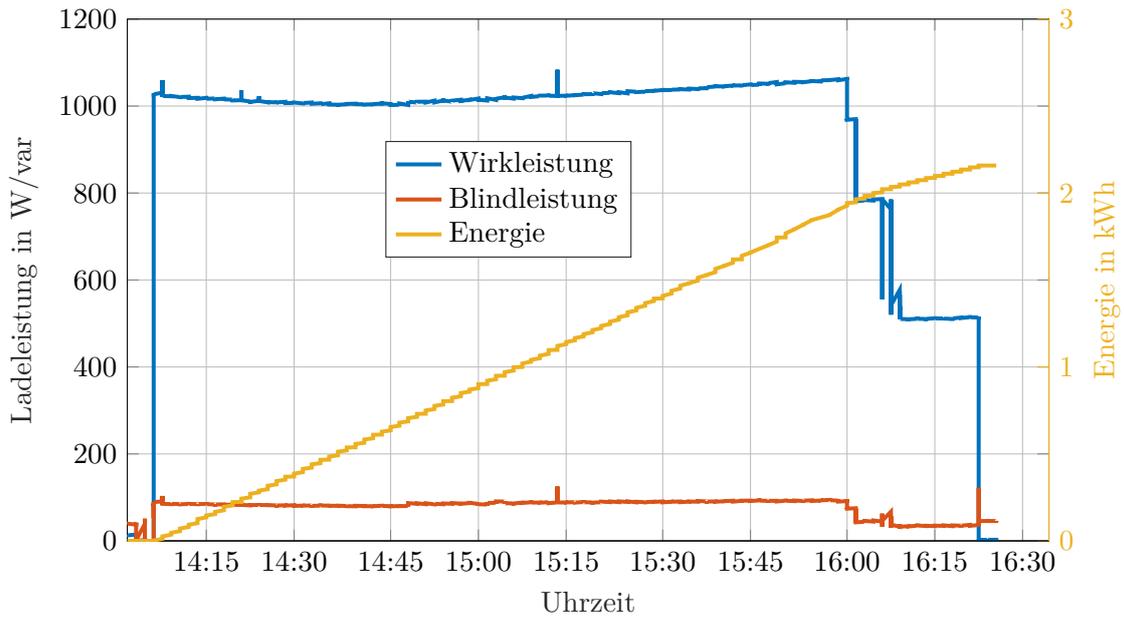


Abbildung A.8: E-Moped Piaggio Liberty (Zweite Messung)

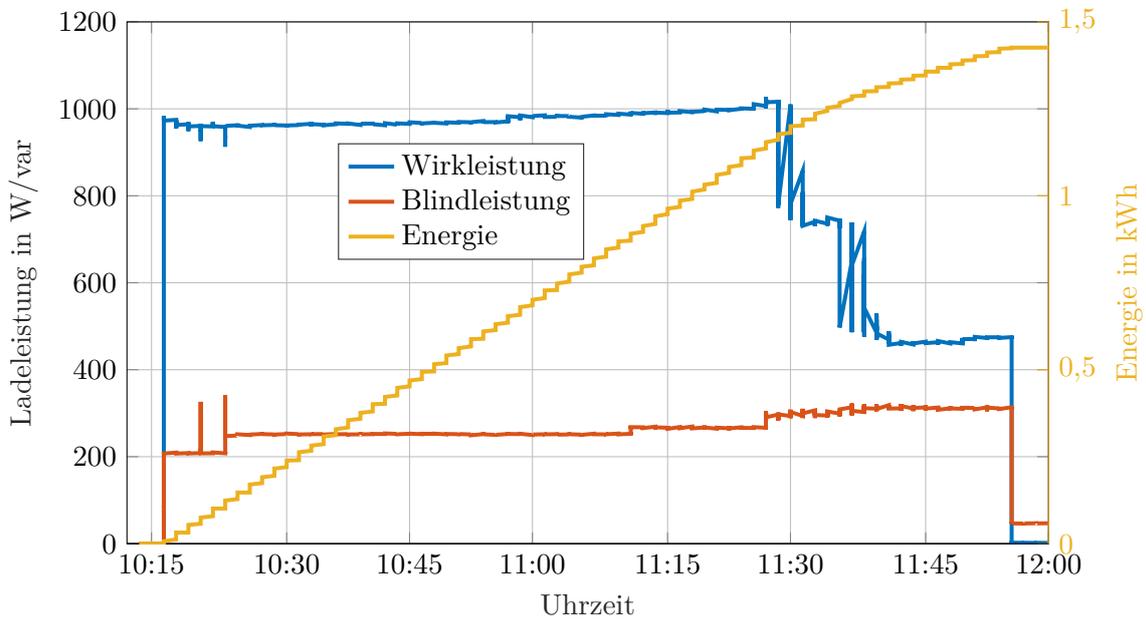


Abbildung A.9: E-Moped Piaggio Liberty (Dritte Messung mit einem Qualistar Messgerät)

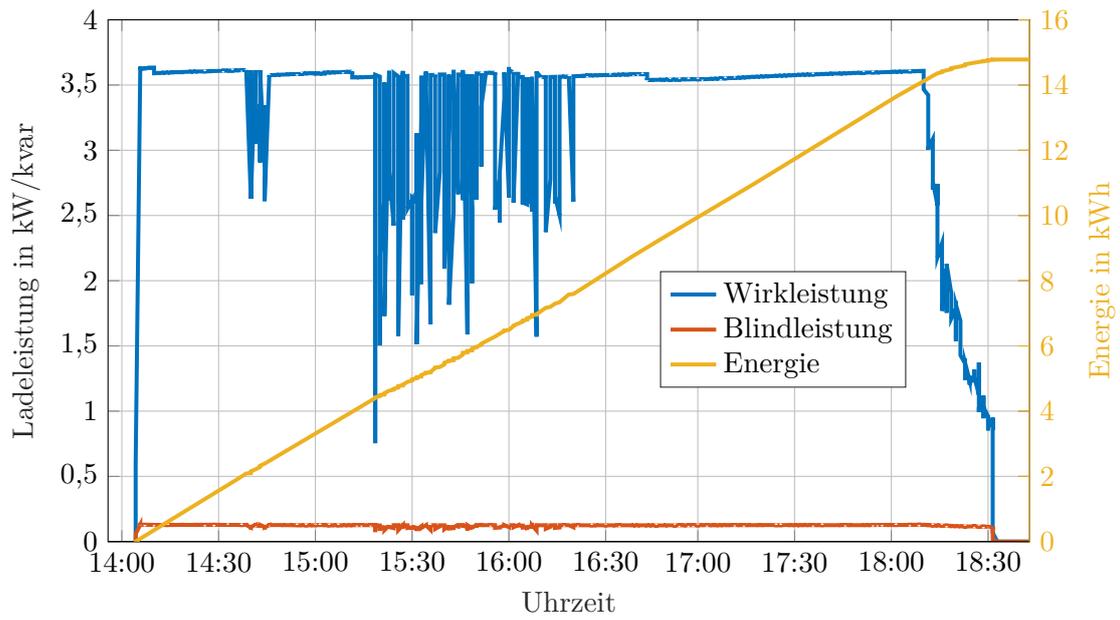


Abbildung A.10: Renault Kangoo (Zweiter Messvorgang)

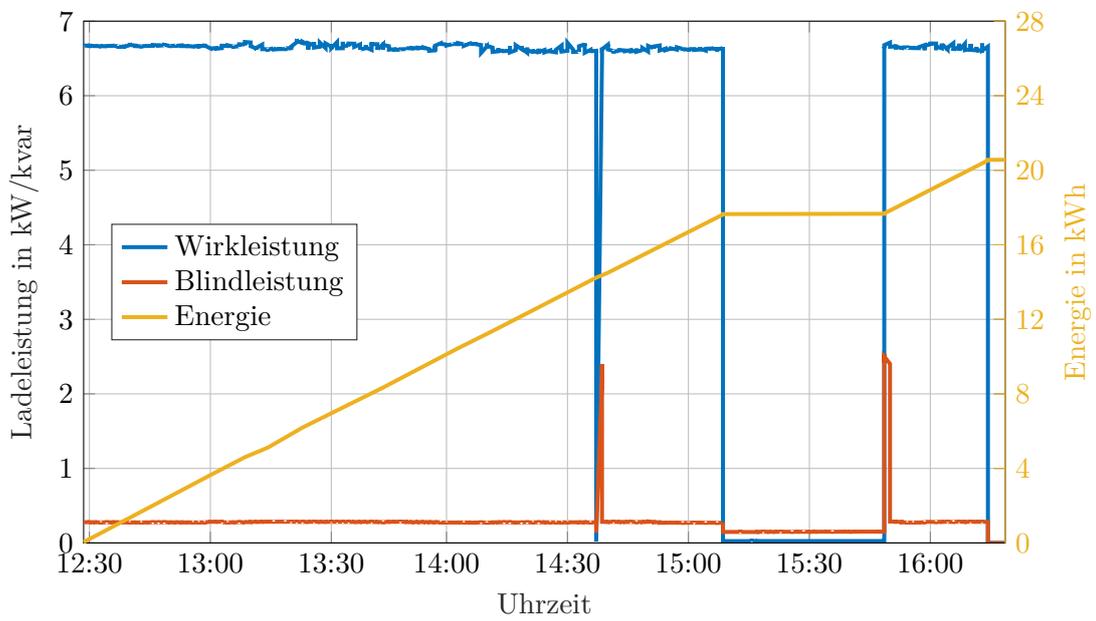


Abbildung A.11: Mercedes Vito E-Cell (Zweiter Messvorgang)

A.3 Benötigte Traktionsenergie im Linienverkehr

Die folgenden Abbildungen zeigen die Verläufe der erforderlichen Traktionsenergie für die betrachteten Verkehrslinien aus Abschnitt 5.9.

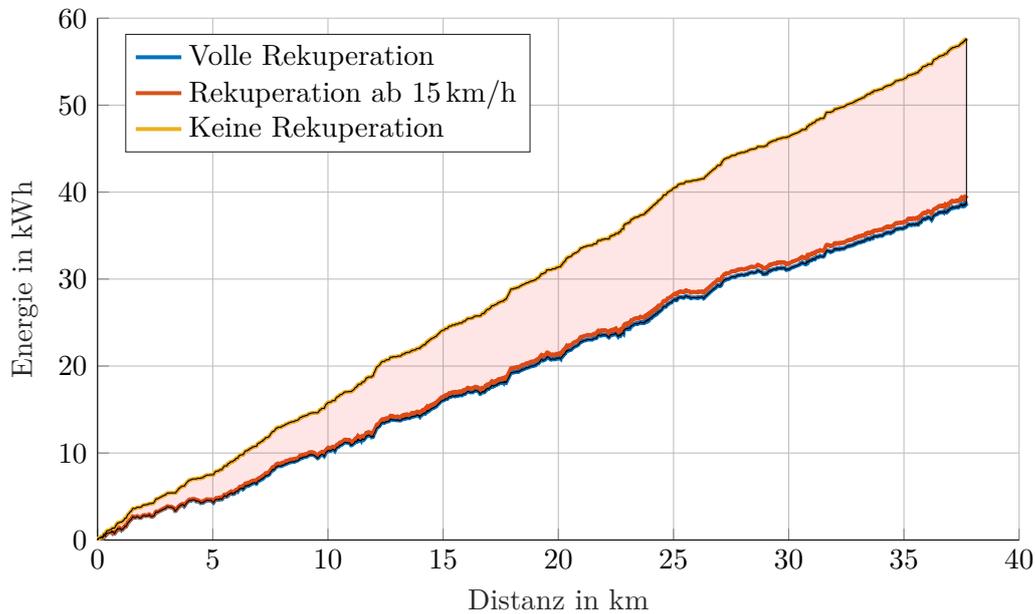


Abbildung A.12: Traktionsenergie bei konstanten Nebenverbrauch von 5 kW (Linie 221)

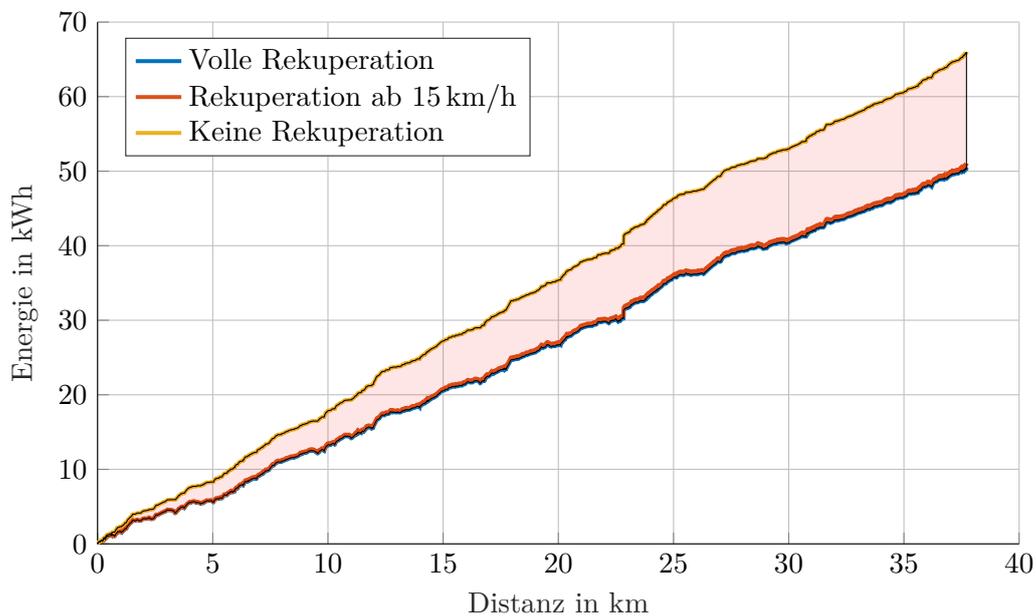


Abbildung A.13: Traktionsenergie bei konstanten Nebenverbrauch von 15 kW (Linie 221)

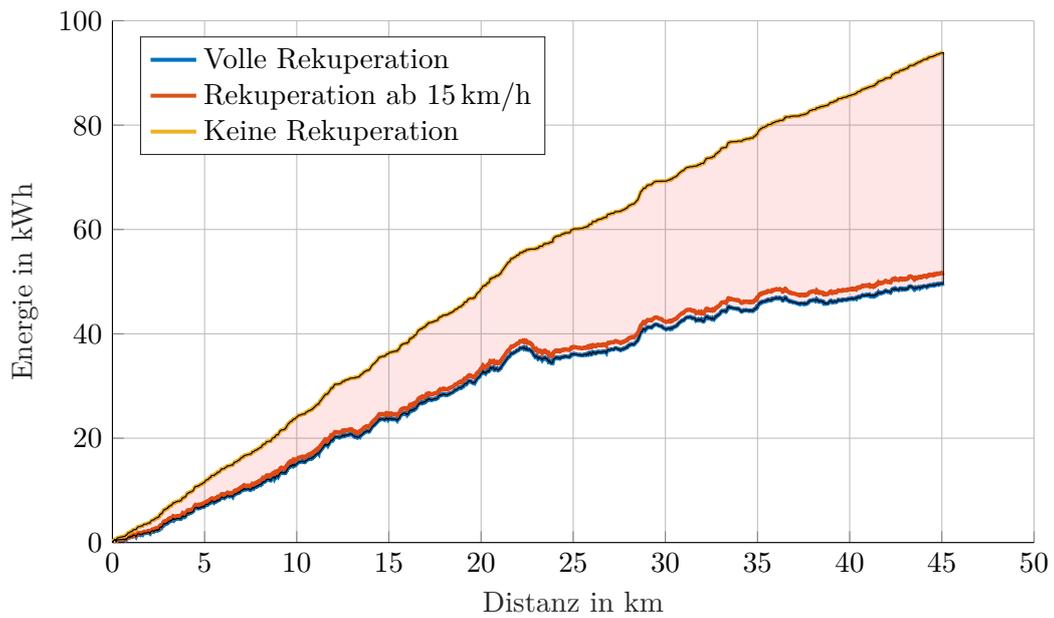


Abbildung A.14: Traktionsenergie bei konstanten Nebenverbrauch von 5 kW (Linie 364)

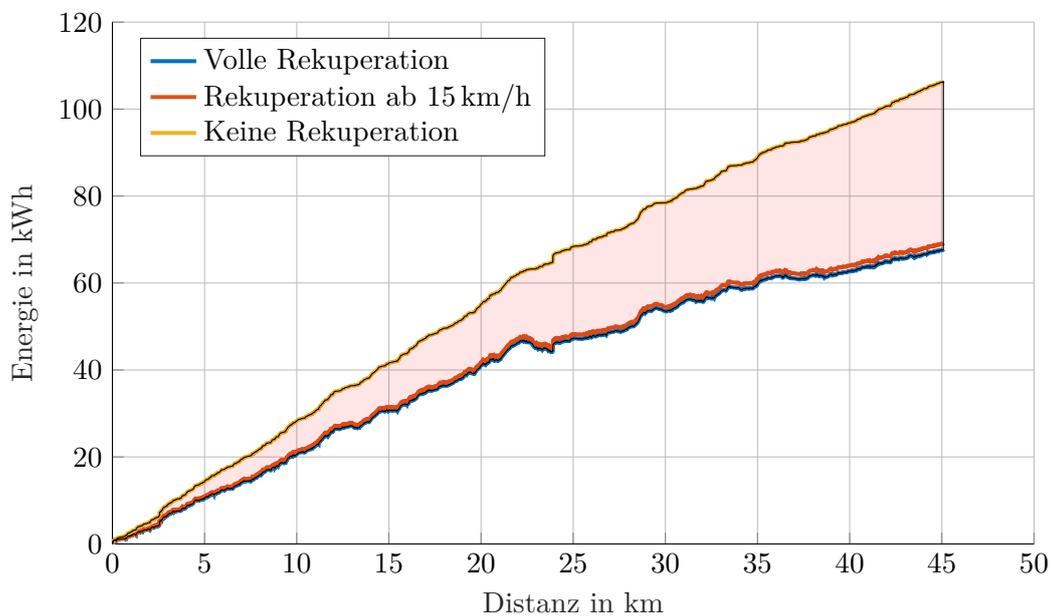


Abbildung A.15: Traktionsenergie bei konstanten Nebenverbrauch von 15 kW (Linie 364)

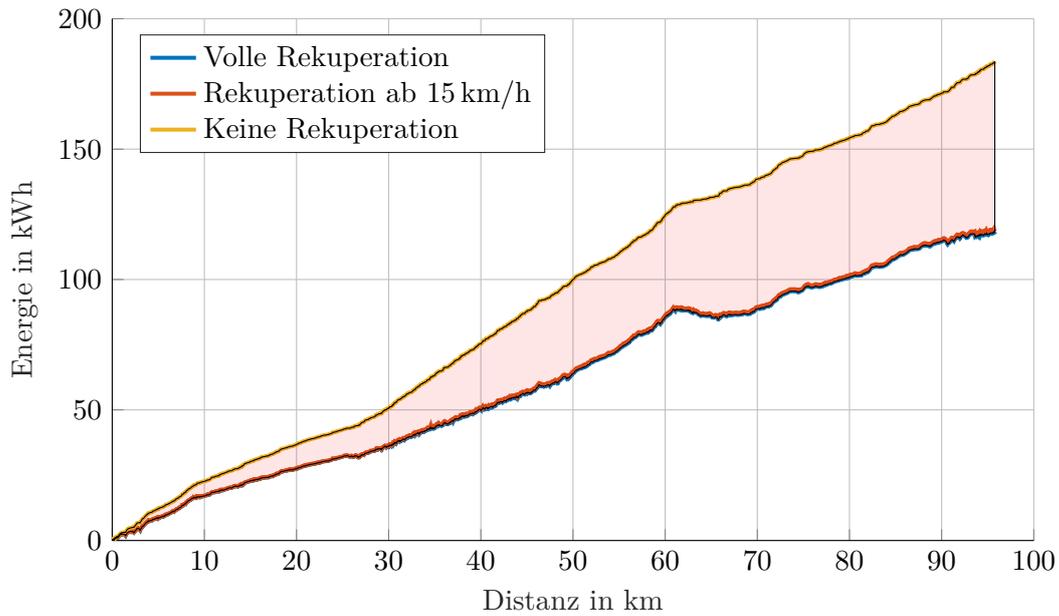


Abbildung A.16: Traktionsenergie bei konstanten Nebenverbrauch von 5 kW (Linie H)

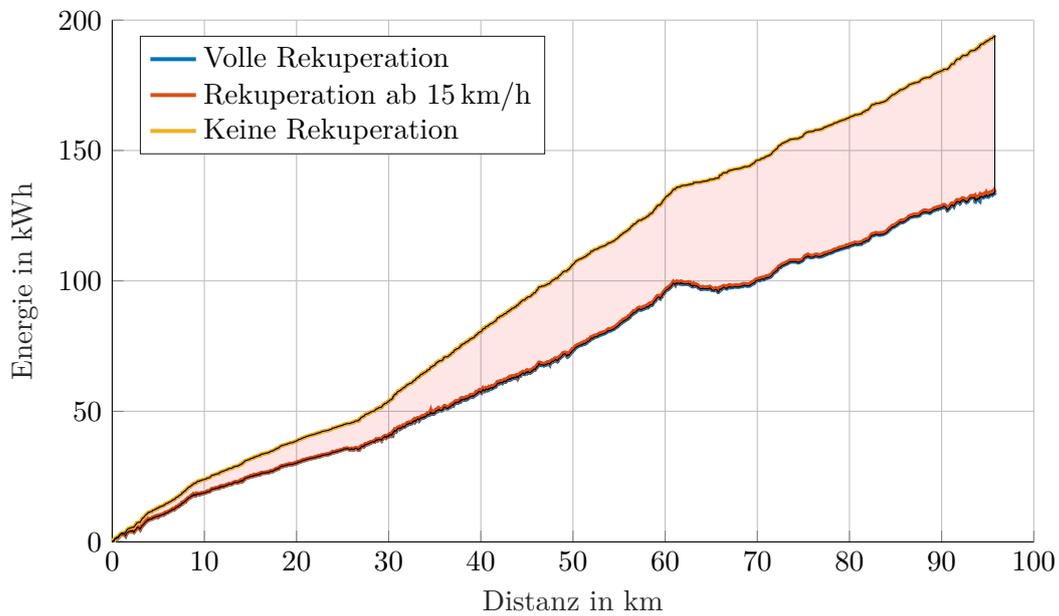


Abbildung A.17: Traktionsenergie bei konstanten Nebenverbrauch von 15 kW (Linie H)

A.4 Tabellen für Messungen und Berechnungen

Tabelle A.1: Daten zu den Messungen an der TU-Wien (Renault ZOE)

Titel	Garage 33-100	Garage 66-100	Garage 0-100	Warm 33-100	Warm 66-100
Datum	09.12. 2015	10.12. 2015	08.12. 2015	08.12. 2015	09.12. 2015
Uhrzeit Start	08:58	09:41	08:57	13:57	13:47
Uhrzeit Ende	11:00	11:08	11:20	15:50	15:30
SOC Start	32 %	66 %	4 %	35 %	65 %
SOC Ende	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Temp. Start	7,5 °C	9 °C	5,6 °C	5,6 °C	8,7 °C
Temp. Ende	7,5 °C	12 °C	5,7 °C	5,5 °C	7,9 °C
Anmerkung	Garage 18,2 °C	Garage 18,3 °C	Garage 18,7 °C	Ladestart nach Fahrt	Ladestart nach Fahrt
Knickpunkt	79,1 % SOC	79,8 % SOC	81,6 % SOC	79,8 % SOC	82,5 % SOC

Tabelle A.2: Daten zu den Messungen in Ebreichsdorf (Nissan Leaf)

Titel	Kalt 22 kW	Warm 22 kW	Kalt 50 kW	Warm 50 kW
Datum	17.12. 2015	16.12. 2015	16.12. 2015	15.12. 2015
Uhrzeit Start	09:33	14:17	09:15	14:59
Uhrzeit Ende	11:15	16:00	10:54	16:07
SOC Start	6,9 % (13,6 %)	– (12,9 %)	– (15,1 %)	1,3 % (15,6 %)
SOC Ende	100 % (91,2 %)	100 % (88,9 %)	100 % (94,2 %)	100 % (95,6 %)
Temp. Start	5,4 °C (11,8 °C)	6,9 °C (28 °C)	5,3 °C (13,3 °C)	5,0 °C (30,5 °C)
Temp. Ende	5,5 °C (19,6 °C)	7,5 °C (30,4 °C)	6,8 °C (22,3 °C)	4,3 °C (38,6 °C)
Anmerkung	Leaf 22 kW (55 A)	Leaf 22 kW (55 A)	Leaf 55 kW (120 A)	Leaf 55 kW (120 A)
Knickpunkt	64,3 % SOC	74,3 % SOC	56,9 % SOC	47,0 % SOC

Tabelle A.3: Vergleich der Energetischen Parameter der Linie 221

		Nebenverbraucher = 5 kW	Nebenverbraucher = 15 kW
Elektrischer Verbrauch	Volle Rekuperation	102,5 kWh/100km	133,7 kWh/100km
	Rekuperation ab 15 km/h	104,9 kWh/100km	135,3 kWh/100km
	Keine Rekuperation	152,9 kWh/100km	174,9 kWh/100km
Energieverbrauch bzw. Zugewinn	E_{OUTmax}	57,6 kWh	66,0 kWh
	E_{INmax}	-19,0 kWh	-15,6 kWh

Tabelle A.4: Vergleich der Energetischen Parameter der Linie 364

		Nebenverbraucher = 5 kW	Nebenverbraucher = 15 kW
Elektrischer Verbrauch	Volle Rekuperation	110,2 kWh/100km	150,2 kWh/100km
	Rekuperation ab 15 km/h	114,8 kWh/100km	153,4 kWh/100km
	Keine Rekuperation	208,4 kWh/100km	236,0 kWh/100km
Energieverbrauch bzw. Zugewinn	E_{OUTmax}	94,0 kWh	106,4 kWh
	E_{INmax}	-44,3 kWh	-38,6 kWh

Tabelle A.5: Vergleich der Energetischen Parameter der Wieselbus Linie H

		Nebenverbraucher = 5 kW	Nebenverbraucher = 15 kW
Elektrischer Verbrauch	Volle Rekuperation	123,4 kWh/100km	139,6 kWh/100km
	Rekuperation ab 15 km/h	124,7 kWh/100km	140,6 kWh/100km
	Keine Rekuperation	191,6 kWh/100km	202,7 kWh/100km
Energieverbrauch bzw. Zugewinn	E_{OUTmax}	183,5 kWh	194,1 kWh
	E_{INmax}	-65,4 kWh	-60,4 kWh

A.5 EN 50160 in Kurzform

Tabelle A.6: Netzspannungsqualität nach DIN EN 50160:2011 in Kurzform

Merkmale der Versorgungsspannung	Werte bzw. Wertebereiche		Mess- und Auswerteparameter			
	Niederspannung	Mittelspannung	Basisgröße	Integrationsintervall	Beobachtungsperiode	Prozentsatz
Frequenz	49,5 Hz bis 50,5 Hz 47 Hz bis 52 Hz		Mittelwert	10 s	1 Woche	95% 100%
Langsame Spannungsänderungen	230 V ± 10 %	$U_c \pm 10 \%$	Effektivwert	10 min	1 Woche	95%
Schnelle Spannungsänderungen	5% max. 10%	4% max. 6%	Effektivwert	10 ms	1 Tag	100%
Flicker (Langzeit)	maximal $P_t = 1$		Flickeralgorithmus	2 h	1 Woche	95%
Spannungseinbrüche (< 1 min.)	einige 10 bis 1000 pro Jahr (unter 85%)		Effektivwert	10 ms	1 Jahr	100%
Kurze Versorgungsunterbrechungen (< 3 min.)	einige 10 bis mehrere 100 pro Jahr (unter 1% U_c)		Effektivwert	10 ms	1 Jahr	100%
zufällige lange Versorgungsunterbrechungen (> 3 min.)	einige 10 bis 50 pro Jahr (unter 1% U_c)		Effektivwert	10 ms	1 Jahr	100%
zeitweilige netzfrequente Überspannungen (Außenleiter-Erde)	meist <1,5 kV	1,7 bis 2,0 (je nach Sternpunktbehandlung)	Effektivwert	10 ms	keine Angabe	100%
Transiente Überspannungen (Außenleiter - Erde)	meist <6 kV	entsprechend der Isolationskordination	Scheitelwert	kein	keine Angabe	100%
Spannungsunsymmetrie	meist 2%, in Sonderfällen 3%		Effektivwert	10 min	1 Woche	95%
Oberschwingungsspannung (Bezugswert U_h)	Gesamtoberschwingungsgehalt (THD) 8%		Effektivwert	10 min	1 Woche	95%
Zwischenharmonische Spannung	Werte in Beratung		Werte in Beratung			
Signalspannung (Bezugswert U_h)	Bereich 9 bis 95 kHz in Beratung		Effektivwert	3 s	1 Tag	99%

Anhang B

Untersuchte Verteilnetze

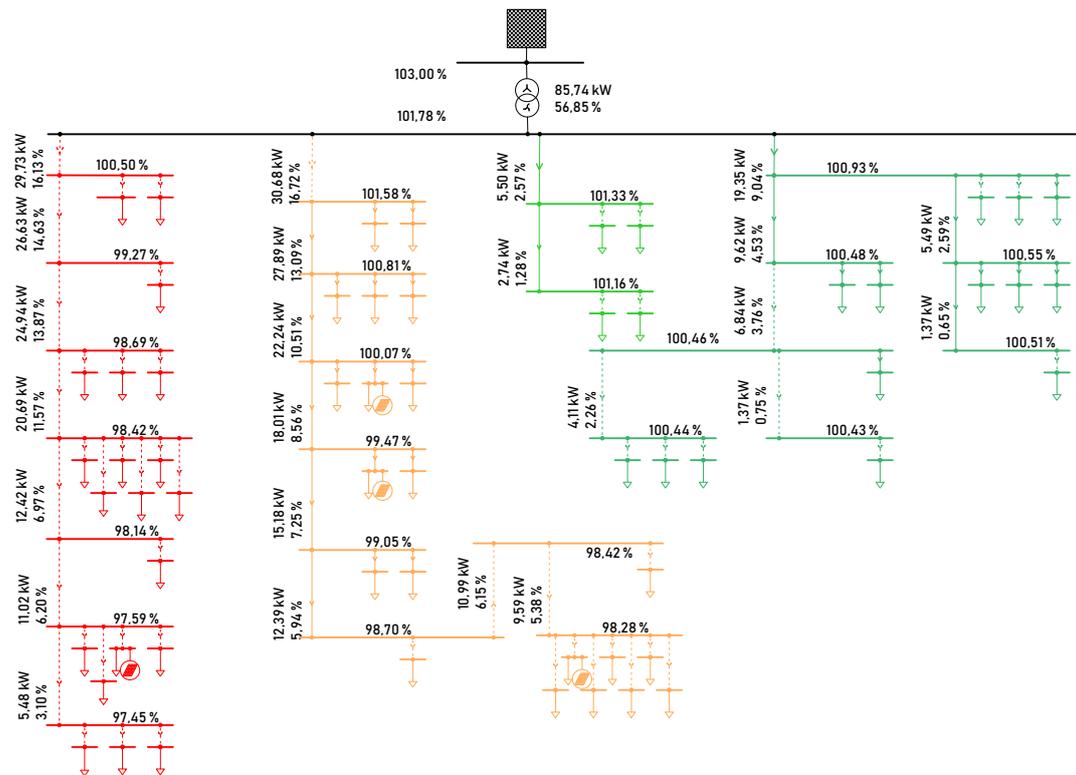


Abbildung B.1: Ein beispielhaftes ländliches Netz im Ausgangszustand

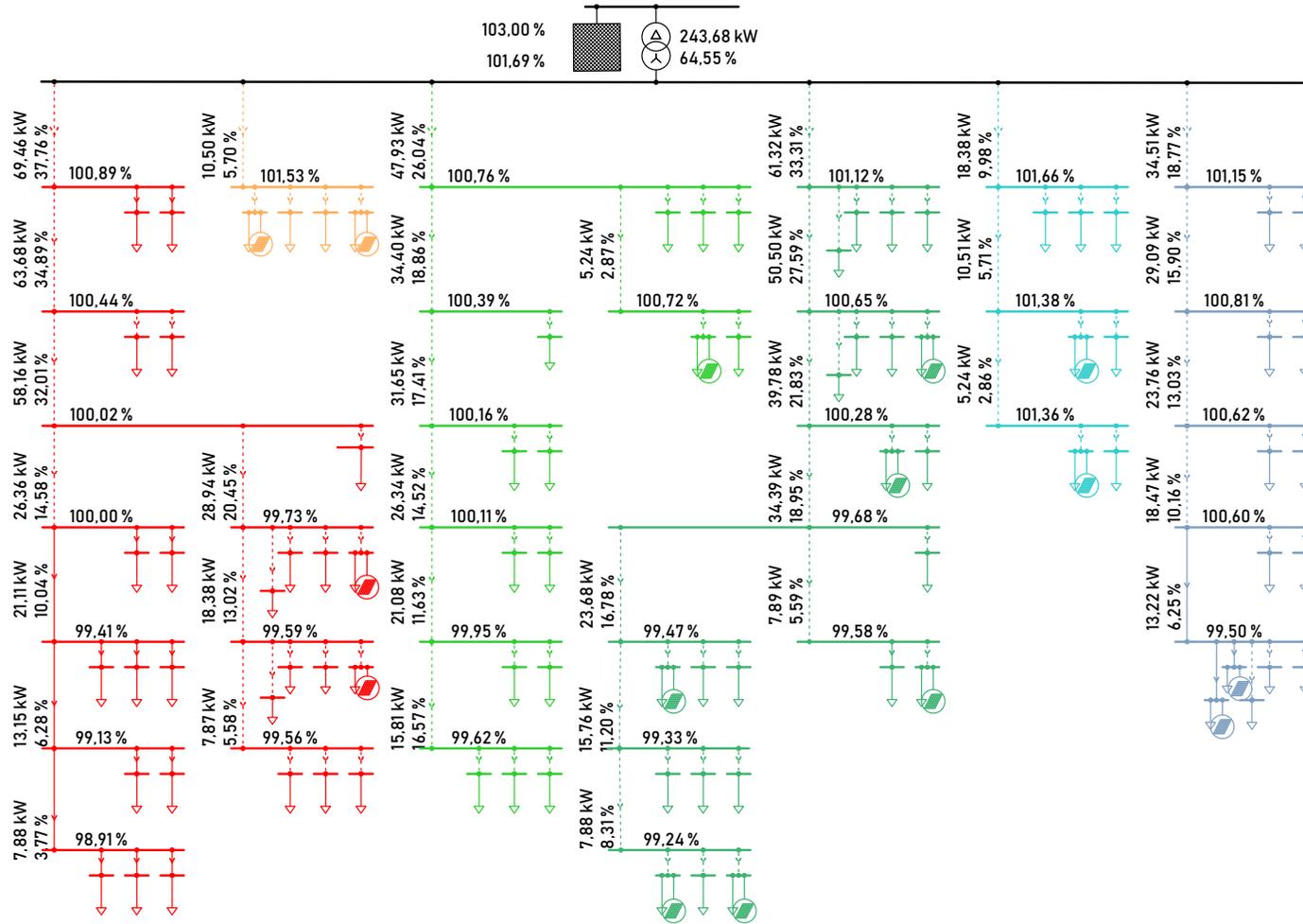


Abbildung B.2: Ein kleinstädtisches Netz im Ausgangszustand

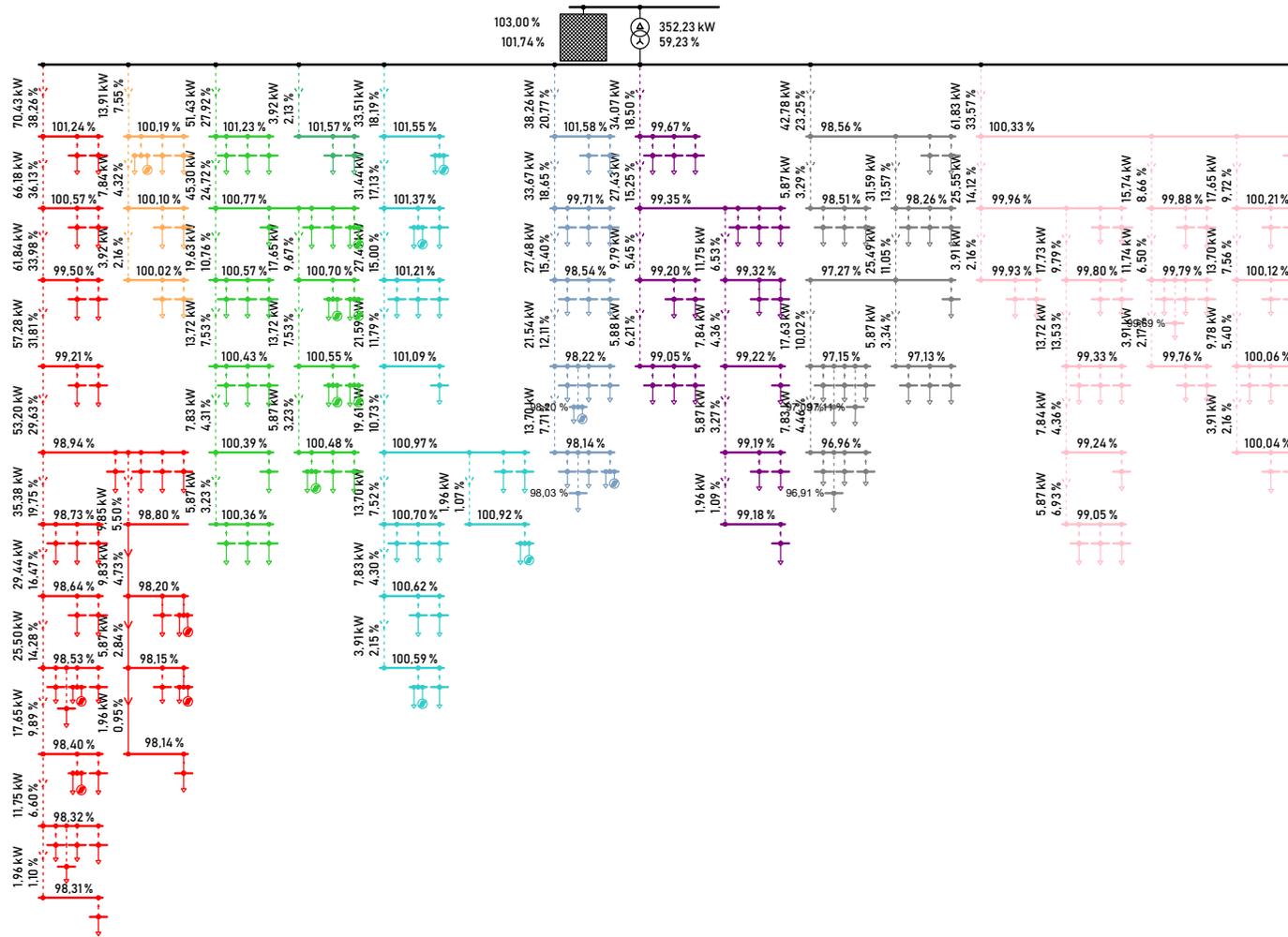


Abbildung B.3: Ein großstädtisches Netz im Ausgangszustand



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

Anhang C

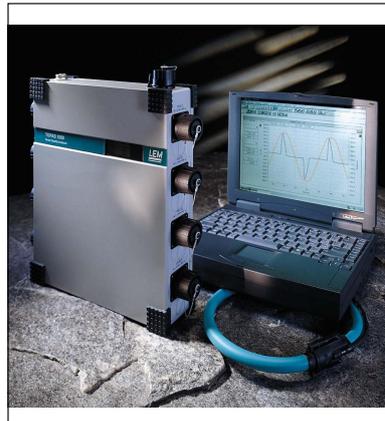
Datenblätter

C.1 TOPAS 1000

Power Quality Analyser TOPAS 1000

Die Messaufgaben im Mittel/Niederspannungsnetz schnell mit einem einzigen Instrument erledigen:

- Störungen und deren Ursache analysieren
- Reserven von Transformatoren und Abgängen ermitteln
- Transiente Ereignisse analysieren
- Spannungsqualität nach EN50160
- Störende Netzrückwirkungen und kostspielige Leistungsspitzen aufspüren
- Funktionsprüfung der Rundsteueranlage
- Tagesextremwerte, Lastprofile
- Reportgenerator



Allgemeines

Messsystem

TOPAS 1000 ist ein Netzanalysator, der zur Störungsaufklärung und zur normgerechten Beurteilung der Netzspannungsqualität eingesetzt werden kann. Der äußerst robuste mechanische Aufbau (IP65) des **TOPAS 1000** bewährt sich vor allem beim Feldeinsatz in verschmutzter oder feuchter Umgebung. Durch den großen Datenspeicher (512 MB Compact Flash-Karte, optional 1 GB oder 2 GB) können umfangreiche Langzeitaufzeichnungen durchgeführt werden. Diese bilden die Grundlage für detaillierte Auswertungen und Analysen zur Beurteilung von Störungen und der Netzspannungsqualität.

TOPAS 1000 wurde in Zusammenarbeit mit Energieversorgungsunternehmen für den Feldeinsatz und für Anforderungen beim Betrieb elektrischer Energieversorgungsanlagen entwickelt.

TOPAS 1000 Applikationen:

- Störungsaufklärung
- Spannungs-, Strom-, Leistungsanalysen
- Last- und Energiemessungen
- Transientenanalyse
- Rundsteuersignalanalyse
- Netzqualitätsanalyse gemäß EN 50160

Mess- und Auswertverfahren

- Netzqualitätsmessung gemäß EN 50160
- Effektivwertmessungen mit einstellbaren Intervallen
- Momentanwerte (Oszilloskop)
- Frequenzspektren
- Analyse von Rundsteuersignalen
- Transienten

Allgemeine technische Daten

Eigenabweichung:	bezieht sich auf den Referenzbedingungen, wird für 2 Jahre gewährleistet
Qualitätssystem:	Konstruiert, produziert nach DIN ISO 9001
Umgebungsbedingungen:	
Betriebstemperaturbereich:	0°C ... +40°C
Lagertemperaturbereich:	-20°C ... +70°C
Referenztemperaturbereich:	23°C ±2K
Relative Feuchte:	10% ... 80%, keine Betauung
Arbeitshöhe:	max. 2000 m
Referenzbedingungen:	23°C ±2K, 230 V ±10%, 50 Hz / 60 Hz 10 Minuten Intervalle, PF=1.0
Gehäuse:	isoliertes, robustes Kunststoffgehäuse
Schutzart:	IP65 nach EN 60529 bei geschlossener Schnittstellenabdeckung
Sicherheit:	TOPAS 1000 ist CE-konform und entspricht EN 61010 „Sicherheitsbestimmungen für elektrische Mess-, Steuer-, Regel- und Laborgeräte“.
EMV:	
Emission:	EN 61326-1: 1997, S.12, Tab. 3: Grenzwerte für die Betriebsmittel der Klasse A
Immission:	Messeingänge Spannung: EN 61326-1: 1997, EN 61326-6/7, amendment A1: 1998

Versorgung:

Bereich: AC: 83 V ... 264 V, 45...65Hz
 DC: 100 V ... 375 V
 Sicherheit: IEC/EN 61010-1 300 V CAT II SK I
 Leistungsaufnahme: max. 30 VA

Bei Ausfall der Versorgungsspannung übernimmt ein eingebauter Akkumulator für 3 Minuten die Versorgung des **TOPAS 1000**. Danach oder bei entladenem Akkumulator schaltet das Gerät definiert ab und setzt die Messung nach Wiederkehr der Versorgungsspannung mit den zuletzt gültigen Einstellungen fort.

Anzeigen

TOPAS 1000 besitzt 9 LEDs zur Statusanzeige der 8 Messkanäle und der Spannungsversorgung.

Netz-LED

- Dauerleuchten bedeutet ungestörte Netzversorgung,
- Blinken bedeutet Versorgung über den Akkumulator bei fehlender Netzversorgung.

Kanal-LEDs

- Kurzes Aufblitzen bedeutet Untersteuerung bzw. kein Messsignal
- Leuchten mit kurzem Verlöschen bedeutet Übersteuerung
- Dauerleuchten bedeutet „Signalpegel im Normbereich“
- schnelles Blinken bedeutet „falsche Sensoren angeschlossen“.

Speicher: Interne 512 MB Compact Flash Karte (optional 1 GB oder 2 GB CF-Karte)

Speichermodell: Linear oder zirkular

Schnittstellen: Ethernet (100MB / s, kompatibel zu Windows® 98 / ME / NT / 2000 / XP), RS 232, externes Modem an RS232

Baudrate für RS232: 9600 Baud ... 115 kBaud,

Abmessungen: 325 mm x 300 mm x 65 mm (H x B x T)

Masse: ca. 4 kg (ohne Zubehör)

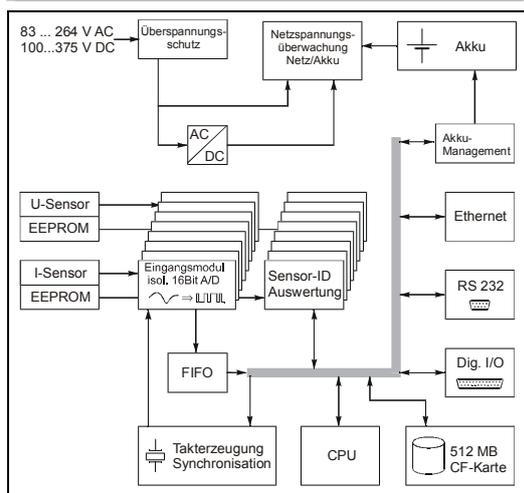
Gewährleistung: 2 Jahre

Kalibrierintervall: 2 Jahre empfohlen

Selbsttest

TOPAS 1000 besitzt umfangreiche Funktionen zur Systemdiagnose. Datenspeicher, Eingangskanäle, Sensoren, Schnittstellen und Akkumulator werden überprüft und ein Diagnoseprotokoll erstellt. Die Analogkanäle werden durch Messung der Rauschspannung und der Offsetspannung geprüft und die Werte mit Referenzdaten verglichen.

Blockschaltbild



Signalaufbereitung

Abtastung

Die Abtastung wird auf die Netzfrequenz im Bereich von 45 Hz bis 65 Hz mit einer Auflösung von 10 ppm synchronisiert und beträgt 6400 Hz im 50 Hz Netz. Der maximale Fehler für Frequenzmessungen beträgt 200 ppm.

Messintervalle

Spannungs-, Stromeffektivwerte: 10 ms, 3 s, 10 min, 1 h, 24 h
 Min-, Max-Werte: basierend auf 10 ms Effektivwerten

Transienten: 100 kHz ... 10 MHz/Kanal
 Frequenz: 10 s, 3 s, 10 min, 1 h, 24 h
 Harmonische: 160 ms / 320 ms
 Flicker nach EN 61000-4-15: 10 min (Pst), 2 h (Plt)

Eingänge

TOPAS 1000 verfügt über 8 galvanisch getrennte Analogeingänge für Strom- und Spannungsmessungen.

Sicherheit: 600 V CAT III

Nennspannung (effektiv): 0,2 V

Messbereich (Spitzenwert): 280 mV

Überlastbarkeit: 1000 V dauernd

Spannungsanstiegsgeschwindigkeit: max. 15 kV/µs

Eingangswiderstand: 1 MΩ

Eingangskapazität: 5 pF

Messfehler: < 1 % von 0 ... 2,5 kHz

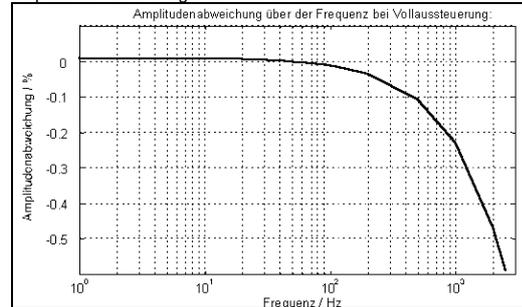
Messfehler für Harmonische: Klasse A nach EN 61000-4-7

Jeder Kanal ist mit einem passiven Tiefpassfilter, einem Anti-Aliasing-Filter und einem 16 Bit-A / D-Umsetzer ausgestattet. Die Abtastung aller Kanäle erfolgt synchron mittels quartzgesteuertem Taktsignal.

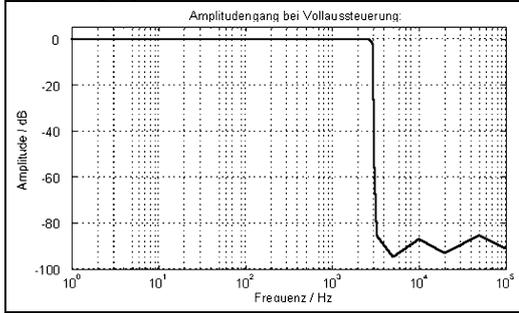
Die Eingangsfiler schützen vor Spannungstransienten und begrenzen die Anstiegsgeschwindigkeit, senken hohe Frequenzanteile und den Rauschspannungsanteil oberhalb der halben Abtastrate des A/D-Umsetzers um 80 dB ab. Dadurch werden geringe Messfehler in einem großen Amplitudenbereich erzielt. Diese werden auch unter extremen Betriebsbedingungen wie z. B. bei transienten Spannungsüberhöhungen und am Ausgang von Umrichtern eingehalten.

TOPAS 1000 misst mit genau definiertem Frequenzgang. Zwischen der 3-dB-Grenzfrequenz bei 0,45-facher Abtastfrequenz und der um 1,2 höheren Frequenz fällt der Amplitudengang um 80 dB unter die Auflösung des A/D-Umsetzers. Im Bereich dieses Amplitudenabfalls wird besonders auf identische Phasengänge der Analogeingänge geachtet, um Fehler bei der Leistungsmessung zu vermeiden.

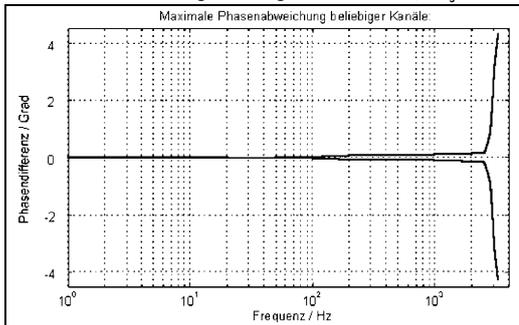
Frequenzgang von 0 Hz bis 2500 Hz
 Amplitudenabweichung für eine Abtastrate $f_s = 6400$ Hz:



Amplitudengang von 0 Hz bis 100 kHz

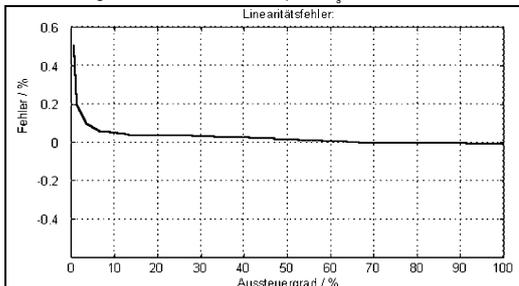


Phasendifferenz beliebiger Analogkanäle von 0 - 0,54 f_s



Linearität

bei 50 Hz Signal und einer Abtastfrequenz $f_s = 6400$ Hz:



Messfehler

Die Gesamtfehler des Messsystems **TOPAS 1000** samt Spannungs- oder Stromsensoren liegen in Klasse 0,5 und die Fehler der Harmonischen in Klasse A nach EN 61000-4-7.

TOPAS 1000 ist für Strom-, Spannungs- und Leistungsmessungen an Frequenzrichtern geeignet. Direkte Strommessungen am Umrichter mit Nebenwiderständen sind möglich. Unter Berücksichtigung der maximalen Spannungsanstiegsgeschwindigkeit gelten die gleichen Fehlerangaben wie für Netzmessungen.

Der Gesamtfehler ergibt sich aus dem Fehler des **TOPAS 1000** Messkanals und dem Fehler des angeschlossenen Sensors. Die angegebenen Fehler gelten ohne Sensoren unter Referenzbedingungen für betriebswarmes Gerät, bei 25° Umgebungstemperatur bis zur maximalen Spannungsanstiegsgeschwindigkeit:

Frequenz	Signal	Fehler U, I in % vom MW.	Fehler Leistung für PF=1 In % vom MW.
50 Hz	100 %	<0,1 %	<0,2 %
50 Hz	>1 %	<0,5 %	<1 %
<2500 Hz	100 %	<1 %	<1,2 %
<2500 Hz	>1 %	<1,2 %	<2,2 %

Gleichtaktunterdrückung

Gleichtaktunterdrückung zwischen 0 Hz und 100 kHz:
-130 dB vom Messbereich

Temperaturdrift

Änderung der Verstärkung über der Temperatur: < 150 ppm/K

Alterung

Änderung der Verstärkung infolge Alterung: < 0,06 %/Jahr

Rauschen

Rauschspannung bei kurzgeschlossenem Eingang: < 20 μ V
Spektrale Rauschspannungsdichte: 0,4 μ V/ \sqrt Hz

Messfunktionen

TOPAS 1000 kann als Datenlogger lange Zeit Messdaten erfassen oder diese online an einen Auswerte-PC (z.B. einen Laptop-PC) liefern. Das Abholen von Messdaten ist jederzeit ohne Unterbrechung der Messung über eine der Schnittstellen möglich. **TOPAS 1000** misst 4 Ströme / 4 Spannungen oder 8 Spannungen.

Logger-Betrieb

Beurteilung der Netzqualität nach EN 50160, Effektivwerte, Spitzenwerte, Flickerstärke, Spannungseinbrüche, Spannungsunterbrechungen (kurz und lang), Überspannungen, Spannungsunsymmetrie, Oberschwingungen, THD, Zwischenharmonische, Signalspannungen, Oberschwingungsleistungen nach Betrag und Phase, Rundsteuersignalanalyse, Transienten.

Online-Betrieb

Momentanwerte (Oszilloskop) von Strom und Spannung, Spektren von Wirk- und Blindleistungen und Transienten, Effektivwerte, Wirkleistung, Leistungsfaktor, Zeigerdiagramme von Strom, Spannung und Scheinleistung.

Messverfahren

Beurteilung der Netzqualität nach EN 50160

- Harmonische
- THD U
- Flicker
- Spannungsereignisse
- Unsymmetrie
- Frequenz

Mittelwerte mit einstellbaren Intervallen von 20 ms ... 24 h

- Effektivwerte von Spannung und Strom
- Wirkleistung
- Scheinleistung
- Leistungsfaktor
- Energie
- Tagesextremwertkurven

Momentanwerte (Oszilloskop)

- Spannung
- Strom

Transienten (optional)

- Aufzeichnung in 4 Spannungskanälen
- 100 kHz bis 10 MHz Abtastrate pro Kanal
- 20 ms bis 2 s Aufzeichnungsdauer
- Triggerung auf Spannungspegel hochfrequenter Signalanteile
- 6 kV Eingangsspannungsbereich

Frequenzspektren

- Spannung, Strom
- Wirkleistung, Blindleistung

Rundsteuersignale

- Messung der Rundsteuersignale in 3 Spannungskanälen
- Messung der Rundsteuerfrequenz
- Pegelmessung
- Zeitverlauf

Symmetrische Komponenten

- Null-, Mit-, Gegensystem

C.2 Chauvin Arnoux - C.A. 8332B Qualistar

■ NETZANALYSATOR

C.A 8332 C.A 8334



DEUTSCH

Bedienungsanleitung

 CHAUVIN
ARNOUX

6.1 Bezugsbedingungen

Einflussgröße	Bezugsbedingungen
Umgebungstemperatur	23°C ± 3K
Rel. Luftfeuchte:	45% HR
Luftdruck	860 bis 1060 hPa
Phasenspannung	230 Veff und 110 Veff ±2% ohne DC
Eingangsspannung des Stromkreises Zange	0,03 V ≤ I ≤ In = 1 Veff ohne DC (< 0,5%)
Eingangsspannung des Stromkreises AmpFLEX	11,8 mV ≤ I ≤ In = 118 mVeff ohne DC (< 0,5%)
Erkennungsschwelle der Stromeingangsspannung	0,001 In
Frequenz des elektrischen Netzes	50 und 60 Hz ±0,1 Hz
Phasenverschiebung V/I	0 Grad oder 90 Grad
Oberwellen	< 0,1%

Die Ungenauigkeiten bei Leistungs- und Energiemessungen sind maximal für $\cos \varphi = 1$ oder $\sin \varphi = 1$ und typisch für die anderen Phasenverschiebungen.

6.2 Elektrische Daten

Abtastrate: 12,8 kHz/Kanal mit 50 Hz (256 Abtastungen/Periode)

6.2.1 Spannungseingänge

- Betriebsbereich: - Phase – Phase: 960 Veff
- Phase – Nulleiter: 480 Veff
- Eingangsimpedanz: 340 kΩ zwischen Phase und Nulleiter
- Zulässige Überlastung: 1,2 Vn dauernd
2 Vn während 1 Sek.

6.2.2 Stromeingänge

- Funktionsbereich: 0 – 1 V
- Eingangsimpedanz: 100 kΩ für Stromkreis außer AmpFLEX und 12,4 kΩ für den Stromkreis AmpFLEX
- Zulässige Überlastung: 1,7 V

6.2.3 Technische Daten des Geräts (ohne Stromwandler)

Messung	Messspanne		Auflösung der Anzeige	Fehler im Bezugsbereich	
	Minimum	Maximum			
Frequenz	40Hz	69Hz	0,01Hz	±(0,01Hz)	
Phasenspannungen TRMS	6V	480V	0,1V	±(0,5%+0,2V)	
Verkettete Spannungen TRMS	10V	960V	0,1V	±(0,5%+0,2V)	
Gleichspannung	6V	680V	0,1V	±(1%+0,2V)	
Strom TRMS	ohne AmpFLEX	$I_{nom} \div 1000$ [A]	$1,2 \times I_{nom}$ [A]	0,1A I < 1000A	±(0,5%+0,2A)
				1A I ≥ 1000A	
	AmpFLEX	10A	6500A	0,1A I < 1000A	±(0,5%+1A)
				1A I ≥ 1000A	
Gleichströme (Pince PAC)	1A	1700A ⁽¹⁾	0,1A I < 1000A	±(1%+1A)	
			1A I ≥ 1000A		

(1) $1,2 \times 1000 \times \sqrt{2} = 1700A$

Messung		Messspanne		Auflösung der Anzeige	Fehler im Bezugsbereich
		Minimum	Maximum		
Ströme Peak	ohne AmpFLEX	0A	$1,7 \times I_{nom}$ [A] ⁽¹⁾	0,1A I < 1000A	±(1%+1A)
	AmpFLEX		9190A ⁽²⁾	1A I ≥ 1000A	
Ströme TRMS Halbwellen ⁽⁵⁾	ohne AmpFLEX	$I_{nom} \div 100$ [A]	$1,2 \times I_{nom}$ [A]	0,1A I < 1000A	±(1%+0,5A)
				1A I ≥ 1000A	±(1%+1A)
	AmpFLEX	100A	6500A	0,1A I < 1000A	±(1,5%+4A)
				1A I ≥ 1000A	
Phasenspannungen Peak		6V	680V ⁽³⁾	0,1 V	±(1%+0,5V)
Verkettete Spannungen Peak		10V	1360V ⁽⁴⁾	0,1V U < 1000V	±(1%+0,5V)
				1V U ≥ 1000V	
Phasenspannung TRMS Halbwellen ⁽⁵⁾		6V	480V	0,1V	±(0,8%+0,5V)
Verkettete Spannungen TRMS Halbwellen ⁽⁵⁾		10V	960V	0,1V	±(0,8%+0,5V)
Klirrfaktor		1	9,99	0,01	±(1%+0,02)

1) - $1,2 \times I_{nom} \times \sqrt{2} = 1,7 \times I_{nom}$

2) - $6500 \times \sqrt{2} = 9190A$

3) - $480 \times \sqrt{2} = 680V$

4) - $960 \times \sqrt{2} = 1360V$

5) - Achtung: Der Absolutwert des Offsets darf höchstens 14% der Spitzenamplitude betragen.

Anders ausgedrückt: mit $s(t) = S \times \sin(\omega t) + O$ erhält man $|O| \leq 0,14 \times S$ (mit S positiv).

Die "Halbwellenwerte" sind jeweils die MAX- und MIN-Werte im Modus Kurvenform, sowie die im Modus Alarm verwendeten Werte für V_{RMS} , U_{RMS} und A_{RMS} (außer Neutralleiterstrom).

Messung		Messspanne		Auflösung der Anzeige	Fehler im Bezugsbereich
		Minimum	Maximum		
Wirkleistung	ohne AmpFLEX	0W	9999kW	4 digits	$\pm(1\%)$ $\text{Cos } \phi \geq 0,8$
					$\pm(1,5\%+10\text{pts})$ $0,2 \leq \text{Cos } \phi < 0,8$
	AmpFLEX	0W	9999kW	4 digits	$\pm(1\%)$ $\text{Cos } \phi \geq 0,8$
					$\pm(1,5\%+10\text{pts})$ $0,5 \leq \text{Cos } \phi < 0,8$
Blindleistung	ohne AmpFLEX	0VAR	9999kVAR	4 digits	$\pm(1\%)$ $\text{Sin } \phi \geq 0,5$
					$\pm(1,5\%+10\text{pts})$ $0,2 \leq \text{Sin } \phi < 0,5$
	AmpFLEX	0VAR	9999kVAR	4 digits	$\pm(1,5\%)$ $\text{Sin } \phi \geq 0,5$
					$\pm(2,5\%+20 \text{ pts})$ $0,2 \leq \text{Sin } \phi < 0,5$
Scheinleistung		0	9999kVA	4 digits	$\pm(1\%)$
Leistungsfaktoren		-1	1	0,001	$\pm(1,5\%)$ $\text{Cos } \phi \geq 0,5$
					$\pm(1,5\%+0,01)$ $0,2 \leq \text{Cos } \phi < 0,5$
Tangens $\text{VA} \geq 50\text{VA}$		-32,76	32,76	0,001 $\text{Tan } \phi < 10$	$\pm(1^\circ)$ sur ϕ
				0,01 $\text{Tan } \phi \geq 10$	

Messung		Messspanne		Auflösung der Anzeige	Fehler im Bezugsbereich
		Minimum	Maximum		
Wirkenergie	Hors AmpFLEX	0Wh	9999MWh	4 digits	$\pm(1\%)$ $\text{Cos } \phi \geq 0,8$
					$\pm(1,5\%)$ $0,2 \leq \text{Cos } \phi < 0,8$
	AmpFLEX	0Wh	9999MWh	4 digits	$\pm(1\%)$ $\text{Cos } \phi \geq 0,8$
					$\pm(1,5\%)$ $0,5 \leq \text{Cos } \phi < 0,8$
Blindenergie	Ohne AmpFLEX	0VARh	9999MVARh	4 digits	$\pm(1\%)$ $\text{Sin } \phi \geq 0,5$
					$\pm(1,5\%)$ $0,2 \leq \text{Sin } \phi < 0,5$
	AmpFLEX	0VARh	9999MVARh	4 digits	$\pm(1,5\%)$ $\text{Sin } \phi \geq 0,5$
					$\pm(2,5\%)$ $0,2 \leq \text{Sin } \phi < 0,5$
Scheinenergie		0VAh	9999MVAh	4 digits	$\pm(1\%)$
Symmetriefaktor (Drehstromnetz)		0%	100%	0,1%	$\pm(1\%)$
Phasenverschiebungen		-179°	180°	1°	$\pm(2^\circ)$

Messung	Messspanne		Auflösung der Anzeige	Fehler im Bezugsbereich
	Minimum	Maximum		
Klirrfaktor ($V_{RMS} > 50V$) ($I_{RMS} > I_{nom} \div 100$) Ordnung $\in [1 ; 50]$	0%	999%	0,1%	$\pm(1\%+0,5\%)$
Oberwellenwinkel ($V_{RMS} > 50V$) ($I_{RMS} > I_{nom} \div 100$)	-179°	180°	1°	$\pm(3^\circ)$ Ordnung $\in [1 ; 25]$
				$\pm(10^\circ)$ Ordnung $\in [26 ; 50]$
Gesamtklirrfaktor Ordnung ≤ 50	0%	999%	0,1%	$\pm(1\%+0,5\%)$
K-Faktor	1	99,99	0,01	$\pm(5\%)$

6.2.4 Nennbetriebsbereich

Frequenz:	40 bis 69Hz
Oberwellen:	THD (I): 0 bis 40%
	THD (U): 0 bis 20%
Magnetfeld:	0 bis 400 A/m
Elektrisches Feld:	0 bis 3 V/m
Relative Luftfeuchte:	10% bis 90%, ohne Kondensation.

6.3 Technische Daten der Zangenstromwandler (mit C.A 8332/34)

■ Technische Daten der Stromwandler C193 (Zubehör)

- Nennbereich: 1000A AC für $f \leq 1$ kHz
- Messbereich: 3 A bis 1200 A AC ($I > 1000A$ nicht dauernd)
- Übersetzungsverhältnis: 1mV AC / A AC
- Maximale Umschließung.: 52 mm
- NF EN 61010-2-032, 600 V, CAT III, POLL 2
- Bezugsbedingungen

Umgebungstemperatur	23°C ± 3 K
Rel. Feuchte	20% bis 75% r.F.
Frequenz des Signals	48...65 Hz
Klirrfaktor des Signals	< 1% ohne Überlagerten DC-Strom
Externes Magnetfeld	< 40 A/m (Erdmagnetfeld)

■ Fehler bei Bezugsbedingungen*

Stromstärke (in A AC)	3...10 A	10...100 A	100...1200 A
Genauigkeit (in % des Eingangssignals)	$\leq 0,8\%$	$\leq 0,3\%$	$\leq 0,2\%$
Phasenverschiebung (in °)	$\leq 1^\circ$	$\leq 0,5^\circ$	$\leq 0,3^\circ$

* zwischen den angegebenen Werte Logarithmische Interpolation durchführen
(1) +5 μV (2) +3 μV

C.3 Christ - CLM1000 Professional(Plus)



PEWA
Messtechnik GmbH
Weidenweg 21
58239 Schwerte
Tel.: 02304-96109-0
Fax: 02304-96109-88
E-Mail: info@pewa.de
Homepage : www.pewa .de



Bedienungsanleitung Leistungsmessgerät CLM1000 Professional(Plus)



Dokument-Nr.	E461756
Revision	04
Stand	07.01.2014

Copyright	Kein Teil dieser Dokumentation darf in irgendeiner Form ohne vorherige schriftliche Zustimmung der Christ-Elektronik GmbH reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden. Auch die Übersetzung in eine andere Sprache bedarf der schriftlichen Genehmigung. Diese Dokumentation ist ausschließlich dem Besitzer des Gerätes oder Mitarbeitern der Christ-Elektronik GmbH zum persönlichen Gebrauch anvertraut.
-----------	--

Technische Änderung	Die Christ-Elektronik GmbH behält sich vor, die in dieser Dokumentation enthaltenen Angaben, Ausführungen und technischen Daten ohne vorherige Ankündigung zu ändern.
---------------------	---

5. Technische Daten

5.1 CLM1000 Varianten und Messfunktionen

CLM1000	H=Home	S=Standard	P=Professional (Plus)			
Betriebsarten	Bereich	Auflösung	H	S	P	
Wirkleistung	0,0 - 4224 W	0,1 W / 1 W	•	•	•	
Wirkleistung (min/max)	0,0 - 4224 W	0,1 W / 1 W		•	•	
Scheinleistung	0,0 - 4224 VA	0,1 VA / 1 VA			•	
Blindleistung	0,0 - 4224 var	0,1 var / 1 var			•	
Wirkenergie (Verbrauch)	0,0000 - 99999,99 kWh	0,0001 - 0,01 kWh	•	•	•	
Wirkenergie/24h (Verbrauch/24h)	0,0000 - 108,0000 kWh	0,0001 kWh	•	•		
Scheinenergie	0,0000 - 99999,99 kVAh	0,0001 - 0,01 kVAh				•
Blindenergie	0,0000 - 99999,99 kvarh	0,0001 - 0,01 kvarh				•
Verbrauchskosten	0,00 - 99999,99 €	0,01 €		•		
Verbrauchskosten /24h	0,00 - 99999,99 €	0,01 €		•		
Tarif	0,000 - 99,999 €	0,001 €		•		
Messzeit	00:00 - 9999:59 h	1 Minute	•	•	•	
% ON (Schwellwertmessung)	0,0 - 100,0 %	0,1 %		•	•	
Spannung	100,0 - 264,0 V	0,1 V		•	•	
Spannung (min/max)	100,0 - 264,0 V	0,1 V		•	•	
Strom	0,000 - 16,00 A	0,001 A / 0,01 A		•	•	
Strom (min/max)	0,000 - 16,00 A	0,001 A / 0,01 A		•	•	
Lasterkennung	Ohmscher Widerstand, Kapazität, Induktivität					•
Leistungsfaktor	0,000 - 1,000	0,001				•
Datenlogger (Plus-Version)	Bei einer Speicherrate von 1 Sekunde kann 24 Stunden aufgezeichnet werden. Bei 5 Sekunden, 5 Tage usw. Maximal 60 Tage.					•
USB Schnittstelle (Plus-Version)	Max. Übertragungsgeschwindigkeit 115200 Baud					•



5.2 Anzeige und Bedienung

Display	128*64 Grafikdisplay mit unterschiedlichen Hintergrundbeleuchtungen
Bedienelemente	3 Folientaster

5.3 Messprinzip und Genauigkeit

Messprinzip	Spannung wird direkt am Verbraucher und Strom über einen Präzisions-Shunt gemessen
Messrate	ca. 1 Sekunde
Abtastrate	ca. 2000 Hz
Leerlauferkennung	Bei $I < 0,002$ Ampere werden Strom und Leistungswerte auf Null gesetzt. Bei $P < 0,2$ Watt werden Leistungswerte und Strom auf Null gesetzt. Der Leistungsfaktor wird in diesem Fall mit 1,00 angezeigt. Lasterkennung: Widerstand
EEPROM-Speicher	Alle Messwerte bleiben nach dem Ausstecken erhalten
Messfehler	$\pm 0,3\% \pm 3$ Digit vom Anzeigewert bei Leistungsfaktor $> 0,3$

5.4 Spannungsversorgung

Anschluss	Steckdose am Zwischenstecker, Dauerbelastung max. 16A
Versorgungsspannung	100 - 264 V _{AC} , 47 - 63 Hz
Leistungsaufnahme	< 4 VA

5.5 Umwelt und Abmessungen

Maße	ABS Kunststoffgehäuse ca. 200*95*35 [mm] (L*B*H)
Gewicht	ca. 490 g
Anschlusskabel	ca. 1,2 m
Betriebstemperatur	0°C - 50°C, Betauung nicht zulässig
Schutzart	IP 50 nach DIN EN 60529 (mit USB- Schnittstelle IP40) mit Dichtungset auch höher möglich
Schutzklasse	Schutzklasse II (Schutzisoliert) nach DIN EN 61140
Messkategorie	CAT II nach DIN EN 61010-1

CLM1000

Abbildungsverzeichnis

1.1	Aktuelle Verteilung der Primärenergieträger nach Sektoren [3]	2
1.2	Anteil des Verkehrssektors an den Emissionen von Treibhausgasen und dessen Anstieg von 1990 bis 2015 in Österreich [1]	2
1.3	Zeitstrahl der umgesetzten Forschungsprojekte mit Schwerpunkt Elektromobilität am <i>Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe</i> (Fachbereich: <i>Energiesysteme und Netze</i>)	5
1.4	Aufbau der vorliegenden Arbeit	8
2.1	Übersicht über verschiedene Antriebskonzepte	11
2.2	CO ₂ -Emissionen von ausgewählten Neuwagen aufgetragen über das Fahrzeuggewicht; Darstellung der EU-Flottenziele von 2015 bis 2025 als Geraden [28]	12
2.3	PKW-Neuzulassungen für das Jahr 2016 [29]	13
2.4	Bestandsentwicklung von Elektro- und Plug-in-Hybridfahrzeugen in Österreich im Zeitraum von 2006 bis 2018 [30], [31]	14
2.5	Vergangene und zukünftige Beispiele von technologischer Substitution	15
2.6	Systemansätze zum Laden eines Elektrofahrzeuges nach [34]	15
2.7	Verhältnis von Ladepunkten zu E-PKW im internationalen Vergleich [35]	18
2.8	Übersicht der wichtigsten Normen für allgemeine Anforderungen	19
2.9	Übersicht der wichtigsten Normen für die Fahrzeugtechnik	20
2.10	Übersicht der wichtigsten Normen für die Ladeschnittstelle	21
2.11	Anzuwendende Normen bei kabelgebundenen Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen	21
2.12	Steckertypen für AC- und DC-Ladungen [39]	24
2.13	Entwicklung des CHAdeMO-Protokolls laut CHAdeMO Association [40]	25
2.14	Induktives Laden von Elektrofahrzeugen	26
2.15	Übersicht über Lademöglichkeiten mit typischen Ladeleistungen [37]	26
2.16	Möglichkeiten der Betankung von elektrisch betriebenen Bussen nach einer Einteilung von [41]	27
2.17	NEFZ - Neuer Europäischer Fahrzyklus	32
2.18	WLTC der Klasse 3	33

2.19	Vergleich von ausgewählten Parametern des NEFZ und des WLTP (gemeint ist genaugenommen der WLTC Class 3) nach [50]	35
2.20	Überblick über die Infrastrukturziele [55]	38
2.21	Marktrollen beim elektrischen Laden [58]	41
3.1	Leistungsdreieck bei nichtsinusförmigem Strom	45
3.2	Supraharmonischer im Spektrum von Strom und Spannung eines ladenden Elektrofahrzeugs [66]	48
3.3	Typische Oberschwingungserzeuger nach [68]	52
3.4	Spannungsmerkmale laut EN 50160 nach einer Darstellung aus [71]	63
3.5	Beurteilungsschema für Oberschwingungen aus dem Kompendium der Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen	64
3.6	Diagramm für die Bewertung des Oberschwingungslastanteils in der MS und NS Ebene	65
4.1	Eine vereinfachte Darstellung der Struktur des Stromnetzes und dessen beteiligte Komponenten nach [74]	68
4.2	Netztopologien in Niederspannungsnetzen [64]	69
4.3	Mittelspannungsnetz aus strahlenförmig betriebenen Ringleitungen nach [64]	70
4.4	Varianten im indirektem Berührungsschutz bei Niederspannungsnetzen in TN-Ausführung nach [64]	74
4.5	Prinzipieller Aufbau des Fehlerstrom- bzw. FI-Schutzschalters nach [64]	74
4.6	Indirekter Berührungsschutz bei Niederspannungsnetzen in TT- und IT-Ausführungen nach [64]	75
4.7	Schutzmaßnahmen bei Ladevorgängen mit Ladekabel für diverse Netzformen [76]	76
4.8	Übersicht der Lademodi und dessen Schutzmaßnahmen [77]	77
4.9	Relevante Netzebenen für die Elektromobilität (Quelle: E-Control)	78
4.10	Gleichzeitigkeitsfaktoren „Anlagen für Wohnzwecke“ nach [56]	79
4.11	Vergleich der Gleichzeitigkeitsfaktoren von Wohneinheiten bzw. Ladestellen mit 11 kW nach [80]	81
4.12	Summenmessung des UV3 vom 11. Juli bis zum 19. Juli 2016	82
4.13	Summenmessung des UV3 vom Dienstag, den 12. Juli 2016	82
4.14	Mittlerer Verlauf an Werktagen (MO-FR)	83
4.15	Mittlerer Verlauf am Wochenende (SA-SO)	84
4.16	Übergang von der Belastungskurve a) zur Leistungsdauerlinie b) auf die normierte Leistungsdauerlinie c) nach [62]	84
4.17	Tagesbelastungskurve aus Abbildung 4.14 mit zugehöriger (normierter) Leistungsdauerlinie sowie deren Annäherung nach Gleichung 4.5	86

4.18	Exemplarische Darstellung der möglichen Umsetzung einer HPC-Anlage von Enercon	87
4.19	Visualisierung einer Schwungradspeicher-Anlage von Chakratec als mögliche Alternative zu kostenintensiven Akkumulatorspeichern	88
5.1	Ein E-Bus der Holding Graz bei einer Flash-Ladung des Supercaps an einer entsprechenden Ladestation (Quelle: Holding Graz).	94
5.2	Schematischer Ablauf der energetischen Speicherung von Überschussstrom in Form von Wasserstoff im Umsetzungsprojekt TSO2020	96
5.3	Ragone-Diagramm für den Vergleich der Energie- und Leistungsdichte verschiedener Speichertechnologien	97
5.4	Lithium-Ionen-Zellen ausgeführt als: a.) Knopfzelle, b.) Flachzelle, c.) Zylinderzelle, d.) prismatische Zelle [93]	100
5.5	Konstantspannungs-Ladeverfahren	101
5.6	Konstantstrom-Ladeverfahren	102
5.7	Pulsladeverfahren inklusive Erhaltungsladung (am Ende)	103
5.8	CCCV-Ladeverfahren am Beispiel einer einzelnen Lithium-Zelle von SONY (US18650G4 Li+) [95]	103
5.9	Verlauf der Wirk- und Blindleistung sowie der geladenen Energie bei einer Vollladung eines E-Bikes	105
5.10	Vollladung eines Renault Twizy (Leichtfahrzeug) an einer herkömmlichen Schuko-Haushaltssteckdose (Stecker-Typ F) mit ca. 2 kW	106
5.11	Vollladung eines BMWi3 an einer 22 kW DC Schnellladestation	106
5.12	Schnellladung eines e-Smart mit 22 kW AC	107
5.13	Kyburz eTrolley mit hohem Blindleistungsanteil	107
5.14	E-Moped Piaggio Liberty (Erste Messung)	108
5.15	E-volution Jetflyer	109
5.16	Renault Kangoo (Erster Messvorgang)	110
5.17	Mercedes Vito E-Cell (Erster Messvorgang)	110
5.18	Vergleich der Batterietemperatur eines Nissan Leaf vor und kurz nach Fahrtbeginn	112
5.19	Anzeige der 96 Zell-Modul-Spannungen und weiterer Batterieparameter	112
5.20	Vergleich eines Citroën C-Zero bei Schnellladungen mit unterschiedlichen maximalen Ladeleistungen	113
5.21	Vergleich von verschiedenen Vollladungen eines Nissan Leaf mit unterschiedlichen Ladeleistungen und Batterietemperaturen	116
5.22	Vergleich von Ladevorgängen eines BMW i3 (links), eines Mitsubishi i-MiEV (mittig) und eines Nissan Leaf (rechts) zu verschiedenen Jahreszeiten [99]	116
5.23	Häufigkeitsverteilung der Standorte (Mo-Fr)	117

5.24	Verlauf der Beginnzeiten der Wege in Niederösterreich nach Wegzwecken an Werktagen nach [84]	118
5.25	Häufigkeitsverteilung der Standorte (Sa-So)	119
5.26	Verlauf der Wahrscheinlichkeiten von Laden/Angesteckt (Mo-Fr)	119
5.27	Verlauf der Wahrscheinlichkeiten von Laden/Angesteckt (Sa-So)	120
5.28	Verlauf des Leistungsprofils (Normiertes Standardprofil für Haushalte - H0) und des Ladeprofiles für Werktage multipliziert mit einer Ladeleistung von 3,7 kW	120
5.29	Vergleich von Ladevorgängen mit unterschiedlichen Ladeleistungen	123
5.30	Verschiebung des Umschaltpunktes aufgrund erhöhter Ladeleistungen	124
5.31	Vergleich zwischen gemessenen (vgl. Abbildung 5.11) und simulierten Ladevorgang mit gleicher maximalen Ladeleistung und den Faktoren aus Tabelle 5.3	124
5.32	Verlauf des Speicherzustandes (grün) beim Laden und Entladen in einem exemplarischen Netz in PSS®SINCAL.	126
5.33	Vereinfachte Darstellung der Kräfte, die auf ein aufwärts fahrendes Fahrzeug wirken [107].	127
5.34	Die Stadtbuslinien A, B, C und die Linie R in Baden (Quelle: http://www.baden.at)	130
5.35	Streckenverlauf eines Umlaufs der Citybus Linie A in Baden	130
5.36	Verläufe der relevanten Profile mit Begrenzung der maximalen Beschleunigung (in Orange dargestellt)	132
5.37	Verlauf der Traktionsenergie bei einem konstanten Nebenverbrauch von 5 kW (Stadtbuslinie)	133
5.38	Verlauf der Traktionsenergie bei einem konstanten Nebenverbrauch von 15 kW (Stadtbuslinie)	133
5.39	Die Regionallinie 221 (Quelle: VOR)	134
5.40	Streckenverlauf eines Umlaufs der Linie 221	135
5.41	Die Linie 364 Mödling - Gruberau (Quelle: VOR)	136
5.42	Streckenverlauf der Linie 364 Mödling – Gruberau	137
5.43	Die „Wieselbus“ Linie H (Quelle: https://www.openstreetmap.org/)	138
5.44	Streckenverlauf der Linie H von Wiener Neustadt nach St. Pölten	138
6.1	Entwicklung des Inlandstromverbrauches in Österreich und dessen Aufbringung der letzten Jahrzehnte aus [109]	140
6.2	Entwicklung der installierten Leistung des österreichischen Kraftwerksparks der letzten Jahrzehnte [109]	141
6.3	Möglichkeiten der Standortverteilung von Ladeinfrastruktur und deren Rahmenbedingungen nach [122]	147
6.4	Beispielhafter Ladeverlauf einer Messung aus [124]	149

6.5	Anstieg des THD_I während eines Ladevorganges von zwei unterschiedlichen Fahrzeugen (jeweils auf der Phase L_1)	150
6.6	Oberschwingungsspektrum und Verlauf von Strom und Spannung des „E-Mobil-02“ nach [126]	151
6.7	Oberschwingungsspektrum und Verlauf von Strom und Spannung des „E-Mobil-14“ nach [126]	151
6.8	Oberschwingungsspektrum und Verlauf der gemessenen Ladeleistungen nach [126]	152
6.9	Beispielhafte Umsetzung einer Spannungsbandverteilung eines österreichischen Netzbetreibers [81]	155
6.10	Darstellung der zulässigen Spannungsniveaus von der Übergabestelle bis zum Endverbraucher [128]	156
6.11	Auswirkung von Unterspannung auf den Ladevorgang bei Elektrofahrzeugen [129]	157
6.12	Angenommene Verteilungen der maximalen Ladeleistungen an den Ladepunkten	158
6.13	Lastgang der kumulierten Ladeleistung der Maximalwoche (KW-3) in Österreich bei einer Durchdringung von 100 % aufgeteilt nach Leistungsklassen	159
6.14	Altersstruktur der im Einsatz befindlichen Kabel der Wiener Netze GmbH aufgeteilt nach Netzebenen [134]	160
6.15	Der untersuchte ländliche Netzabschnitt mit zufällig verteilten Ladestationen (25 Stück) und zusätzlicher Kennzeichnung der Auslastungen und Spannungsniveaus an ausgewählten Knoten	161
6.16	Der untersuchte kleinstädtisches Netzabschnitt mit zufällig verteilten Ladestationen (27 Stück) und zusätzlicher Kennzeichnung der Auslastungen und Spannungsniveaus an ausgewählten Knoten	163
6.17	Der untersuchte großstädtisches Netzabschnitt mit zufällig verteilten Ladestationen (50 Stück) und zusätzlicher Kennzeichnung der Auslastungen und Spannungsniveaus an ausgewählten Knoten	164
6.18	Vergleich der Ladestrategien und deren Kommunikationsbedarf in Anlehnung an [138]	168
6.19	Geladene Energiemengen im Jahr 2030 und deren Potential zur Verschiebung nach [132]	169
A.1	Verlauf von Wirk- und Blindleistung sowie Leistungsfaktor beim Ladevorgang eines vermessenen Laptops (HP EliteBook 8540w)	193
A.2	Verlauf von Wirkleistung und Leistungsfaktor beim Ladevorgang eines vermessenen Laptops (HP EliteBook 8540w)	194
A.3	Vergleich verschiedener Vollladungen eines Pedelec der Firma Kalkhoff	194
A.4	Schnellladung eines Peugeot iOn (Erste Messung)	195

A.5	Schnellladung eines Peugeot iOn (Zweite Messung)	195
A.6	Schnellladung eines VW eUP (4,0 °C Umgebungstemperatur)	196
A.7	Schnellladung eines VW eUP (5,8 °C Umgebungstemperatur)	196
A.8	E-Moped Piaggio Liberty (Zweite Messung)	197
A.9	E-Moped Piaggio Liberty (Dritte Messung mit einem Qualistar Messgerät)	197
A.10	Renault Kangoo (Zweiter Messvorgang)	198
A.11	Mercedes Vito E-Cell (Zweiter Messvorgang)	198
A.12	Traktionsenergie bei konstanten Nebenverbrauch von 5 kW (Linie 221) . .	199
A.13	Traktionsenergie bei konstanten Nebenverbrauch von 15 kW (Linie 221) .	199
A.14	Traktionsenergie bei konstanten Nebenverbrauch von 5 kW (Linie 364) . .	200
A.15	Traktionsenergie bei konstanten Nebenverbrauch von 15 kW (Linie 364) .	200
A.16	Traktionsenergie bei konstanten Nebenverbrauch von 5 kW (Linie H) . . .	201
A.17	Traktionsenergie bei konstanten Nebenverbrauch von 15 kW (Linie H) . .	201
B.1	Ein beispielhaftes ländliches Netz im Ausgangszustand	205
B.2	Ein kleinstädtisches Netz im Ausgangszustand	206
B.3	Ein großstädtisches Netz im Ausgangszustand	207

Tabellenverzeichnis

1.1	Überblick über die wichtigsten Publikationstätigkeiten der vergangenen Jahre	6
2.1	Vergleich der drei SORT-Zyklen anhand einzelner Parameter	33
2.2	Vergleich von NEFZ- und WLTC-Fahrzyklus	34
3.1	Beobachtungsintervalle und Grenzwerte für P_{st} und P_{lt} nach EN 61000-3-3:2014	51
3.2	Grenzwerte für Geräte der Klasse A (EN 61000-3-2:2015)	54
3.3	Grenzwerte für Geräte der Klasse C (EN 61000-3-2:2015)	55
3.4	Grenzwerte für Geräte der Klasse D (EN 61000-3-2:2015)	55
3.5	Aussendungsgrenzwerte für Oberschwingungsströme für Geräte, die keine symmetrischen dreiphasigen Geräte sind (EN 61000-3-12:2012)	56
3.6	Aussendungsgrenzwerte für Oberschwingungsströme für symmetrische dreiphasige Geräte (EN 61000-3-12:2012)	57
3.7	Aussendungsgrenzwerte für Oberschwingungsströme für symmetrische dreiphasige Geräte unter besonderen Bedingungen (a, b, c) (EN 61000-3-12:2012)	57
3.8	Aussendungsgrenzwerte für Oberschwingungsströme für symmetrische dreiphasige Geräte unter besonderen Bedingungen (d, e, f) (EN 61000-3-12:2012)	59
3.9	Verträglichkeitspegel für die Grenzabweichung der Spannung, Spannungssymmetrie und Schwankungen der Netzfrequenz	60
3.10	Maximalwerte des Gesamtoberschwingungsgehaltes	60
3.11	Standards und Richtlinien für Oberschwingungen im nationalen und internationalen Vergleich [69]	61
3.12	Bereich der erlaubten Frequenzabweichungen von der Nennfrequenz	62
3.13	Grenzwerte für Oberschwingungsspannungen an der Übergabestelle bis zur 25. Ordnung in Prozent der Grundschwingungsspannung U_1 nach EN 50160:2011 (gültig für NS- und MS-Netze)	63
5.1	Überblick über die wichtigsten technischen und ökonomischen Parameter für relevante Speichertechnologien für die Elektromobilität [27]	98
5.2	Zusammenfassung der gewonnenen Erkenntnisse aus den gemessenen Ladevorgängen diverser Elektrofahrzeuge	111

5.3	Ausgewählte Parameter für einen angenäherten Ladeleistungsverlauf bei einer maximalen Ladeleistung von 22 kW eines Renault ZOE und eines BMW i3 auf Basis von Messungen	122
5.4	Vergleich der einzelnen Batteriesysteme anhand ihrer Parameter [38] . . .	125
5.5	Parameter für die energetischen Berechnungen eines Umlaufes diverser Buslinien für einen exemplarischen 12 m Bus (nach [41], [107] bzw. eigene Annahmen)	129
5.6	Vergleich der energetischen Parameter der Citybuslinie A	134
5.7	Gemessene sowie simulierte Verbrauchswerte eines Umsetzungsprojektes in Berlin [41] als Validierung für die eigenen Berechnungen	134
6.1	Zulässige Auslastungswerte der Betriebsmittel im Normal- und Störungsbetrieb aus [115],[116] und [117]	143
6.2	Überblick von spezifischen Investitionskosten wichtiger Betriebsmittel nach [64], [127] und [142]	171
6.3	Mögliche Maßnahmen der Netzerweiterung und deren Kosten in einem beispielhaften Referenzszenario nach [127]	172
6.4	Kostenabschätzung für Ladeinfrastruktur aus [143]	173
A.1	Daten zu den Messungen an der TU-Wien (Renault ZOE)	202
A.2	Daten zu den Messungen in Ebreichsdorf (Nissan Leaf)	202
A.3	Vergleich der Energetischen Parameter der Linie 221	203
A.4	Vergleich der Energetischen Parameter der Linie 364	203
A.5	Vergleich der Energetischen Parameter der Wieselbus Linie H	203
A.6	Netzspannungsqualität nach DIN EN 50160:2011 in Kurzform	204

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, 1. September 2019
