

Masterarbeit

AUSWIRKUNGEN DER ELEKTROMOBILITÄT AUF DIE NIEDERSpannungSEBENE

erstellt am

Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Vorgelegt von:

Bernd Thormann, Bsc

1135038

Betreuer:

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger

Dipl.-Ing. Julia Vopava

Leoben, November 17

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

AFFIDAVIT

I declare in lieu of oath, that I wrote this thesis and performed the associated research myself, using only literature cited in this volume.

Ort/Datum

Unterschrift

KURZFASSUNG

Die Elektromobilität dient als wichtige Säule der eingeleiteten Energiewende, stellt allerdings gleichzeitig Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Die steigende Durchdringung der Elektrofahrzeuge führt auf der Niederspannungsebene zu einer ansteigenden Belastung und erhöht die Notwendigkeit eines Netzausbaus. Um diesen jedoch zu verhindern bzw. hinauszuzögern, werden innerhalb dieser Arbeit für unterschiedliche Durchdringungsgrade die Konsequenzen einphasiger Ladevorgänge auf die Niederspannungsebene aufgezeigt. Diesen Konsequenzen soll in weiterer Folge durch die Entwicklung von Gegenmaßnahmen entgegengewirkt werden. Um die Auswirkungen der steigenden Durchdringung der Elektrofahrzeuge auf die Niederspannungsebene zu ermitteln und damit eine Aussage über die Notwendigkeit des zukünftig zu erwartenden Netzausbaus zu ermöglichen, wird ein reales städtisches Niederspannungsnetz der Energienetze Steiermark GmbH herangezogen, an dem Haushaltskunden angeschlossen sind. Mit Hilfe der Messung realer Ladevorgänge heutiger Elektrofahrzeuge wird die Auswirkung zukünftiger Durchdringungsgrade analysiert. Die Ermittlung von Netzbelastungen in Form von unzulässigen Spannungsabfällen, Leitungsüberlastungen und unsymmetrischen Spannungszuständen in Folge einphasig ladender Elektrofahrzeuge erfolgt anhand von Lastflussberechnungen im Programm NEPLAN und dient der Bestimmung kritischer Netzbereiche. Mittels diverser Lösungsstrategien, wie Demand Side Maßnahmen, dem Einsatz von Speichereinheiten in Kombination mit Photovoltaikeinspeisung sowie dem Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators, sollen gefährdete Netzelemente entlastet werden. Mit Hilfe von Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektrofahrzeuge, die auf Basis eines probabilistischen Ansatzes und realer Mobilitätsdaten aus Österreich berechnet werden, lassen sich zeitliche Abweichungen zwischen den Ladevorgängen innerhalb des Niederspannungsnetzes berücksichtigen.

Einphasiges Laden führt bereits bei einer Durchdringung von 20 % zu unzulässiger Unsymmetrie sowie zu Spannungsbandverletzungen und muss daher durch dreiphasiges Laden ersetzt werden. Ab einer Durchdringung der Elektromobilität von 60 % treten auch bei gleichmäßiger Phasenverteilung der Ladevorgänge die ersten unzulässigen Spannungsabfälle in mehreren Knoten des längsten Netzausläufers auf. Gleichzeitig entsteht die Überlastung einer Leitung, die aufgrund der hohen Anzahl an versorgten Elektrofahrzeugen hervorgerufen wird. Anhand der Gegenüberstellung der analysierten Szenarien wird aufgezeigt, dass vor allem Demand Side Maßnahmen, wie die Reduktion der Ladeleistung und zeitlich versetztes Laden, sowie der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators zur entscheidenden Entlastung des Netzes führen. Innerhalb des betrachteten Niederspannungsnetzes lässt sich unter der Berücksichtigung der genannten Maßnahmen selbst eine hundertprozentige Elektromobilitätsdurchdringung ohne konventionelle Netzausbaumaßnahmen integrieren.

ABSTRACT

While electromobility is an important cornerstone of the initiated energy revolution, it certainly leads to new challenges for grid operators. An increasing penetration of electric vehicles results in raising loads at the low-voltage level and enhance the necessity of grid extensions. The consequences of single-phase charging for the low-voltage level are demonstrated for different penetration rates in order to prevent or delay these expansion measures. Additionally, these consequences should be counteracted by developing several approaches. The impact of an increasing penetration of electric vehicles on the low-voltage level is analysed on the basis of a real urban power grid operated by Energienetze Steiermark GmbH. Therefore, future electric vehicle numbers are considered by the use of measured charging curves of a modern car model. The analysis of grid loads in terms of voltage drops, line utilisation and unbalance triggered by single-phase charging is executed by load flow simulations based on the software NEPLAN in order to identify critical grid areas. These areas should be relieved by the use of Demand Side measures, the application of energy storages in combination with photovoltaic systems and the implementation of a variable transformer. Temporal deviations regarding charging processes within the low-voltage grid are taken into account by the use of simultaneity factors, which are determined by means of a probabilistic approach and real mobility data from Austria.

Single-phase charging cause excessive unbalance in combination with voltage range deviations even for a penetration of 20 % and should therefore be replaced by three-phase charging. The first critical voltage drops in case of a uniform phase distribution occur in a numerous number of nodes within the longest feeder with a penetration of 60 % electric vehicles. Simultaneously, this results in the overloading of one grid line due to the great number of electric vehicles. The comparison of all the examined scenarios illustrates, that critical grid areas could be discharged especially by Demand Side measures and the use of a variable transformer. As a result, even a hundred percent electromobility penetration could be integrated in the analysed low-voltage grid without conventional grid extensions by the consideration of mentioned measures.

VORWORT

Da mein Interesse für diese, meiner Meinung nach, zukunftssträchtige Technologie während meines Studiums geweckt wurde, fiel mir die Themenwahl meiner Masterarbeit leicht. Das wissenschaftliche Auseinandersetzen mit der Elektromobilität im Rahmen dieser Arbeit steigerte meine Freude und Begeisterung in Bezug auf diese Thematik.

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen bedanken, die mich bei der Anfertigung dieser Arbeit unterstützt und durch ihren Zuspruch motiviert haben. Ich möchte ganz besonders Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger und Dipl.-Ing. Julia Vopava vom Lehrstuhl für Energieverbundtechnik der Montanuniversität Leoben danken, die mich während meiner Zeit als Diplomand betreut und mir wertvolle Anregungen und Hilfestellungen für das Gelingen meiner Arbeit gegeben haben. Ein spezieller Dank an Prof. Kienberger für die Bereitstellung des Elektrofahrzeuges sowie der Wallbox und die Bereitschaft Ladevorgänge an diesen durchzuführen und zu messen.

Mein Dank gilt außerdem dem Team rund um Dipl.-Ing. Johannes Wisiak der Energienetze Steiermark GmbH für ihre Unterstützung. Besonders bei Dr. René Braunstein und Dipl.-Ing. Alma Dzinic möchte ich mich für den reibungslosen Daten- und Informationsaustausch bedanken. Ein großer Dank auch an Ing. Erwin Zaff und Dipl.-Ing. Walter Hipp von der Mess- und Prüftechnik der Energie Steiermark Technik GmbH für den Aufbau und die Überwachung der Messungen sowie der Übermittlung der Messergebnisse.

Zusätzlich möchte ich mich bei meinen Kollegen am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben für ihre Beiträge zur Arbeit und die nette Zusammenarbeit am Lehrstuhl bedanken.

Ein besonderer Dank gilt meiner Familie, die mich stets in allen Entscheidungen unterstützt hat und mir zur Seite stand.

INHALTSVERZEICHNIS

Nomenklatur	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	VII
1 Einleitung	1
2 Aufgabenstellung.....	3
3 Stand der Technik	4
3.1 Elektrische Energieversorgung	4
3.1.1 Netztopologie.....	4
3.1.2 Definition der Kurzschlussleistung.....	5
3.1.3 Definition der Unsymmetrie	5
3.1.4 VDEW Standardlastprofile.....	6
3.1.5 Definition des Gleichzeitigkeitsfaktors.....	6
3.2 Konzepte der Elektromobilität.....	7
3.3 Relevante Richtlinien im Bereich der Lade- und Netzinfrastruktur.....	7
3.3.1 Anforderungen an die Ladeinfrastruktur	7
3.3.2 Richtlinien bezüglich Spannungsbandgrenzen.....	9
3.3.3 Beurteilung von unsymmetrischen Spannungszuständen.....	10
3.4 Strategien zur Implementierung der Elektromobilität.....	11
3.4.1 Projekt „Vlotte Elektrisch Mobil“ in Vorarlberg.....	11
3.4.2 Projekt „StromMobil“ der Linz AG	12
3.4.3 Norwegen: Musterbeispiel für die Integration der Elektromobilität.....	12
3.5 Analyse bereits durchgeführter Studien.....	19
3.5.1 Beschreibung der Studien	20
3.5.2 Auswirkungen der E-Mobilität	22
3.5.3 Maßnahmen zur erfolgreichen Implementierung der E-Mobilität.....	29
4 Messung	35

Inhaltsverzeichnis

4.1 Messkonzept.....	35
4.2 Messaufbau und -parametrisierung.....	36
4.3 Messinstrumente und -software.....	37
4.4 Elektrofahrzeug und Wallbox.....	39
4.5 Messergebnisse.....	39
5 Aufbau eines Simulationsmodells.....	41
5.1 Kenndaten und Struktur des untersuchten Niederspannungs-netzes.....	41
5.2 Modellierung des NS-Netzes.....	42
5.3 Modellierung der Lastprofile.....	44
5.3.1 Modellierung der Verbraucherlasten mittels VDEW Standardlastprofilen.....	44
5.3.2 Modellierung von Lastprofilen der EV.....	46
5.3.3 Modellierung der PV-Einspeisung.....	52
5.3.4 Überblick der verwendeten Lastprofile.....	53
6 Simulation.....	55
6.1 Simulationsumgebung.....	55
6.2 Beschreibung der Szenarien.....	55
6.2.1 Worst-Case Szenarien (S01 - S03).....	56
6.2.2 Zeitlich versetztes Laden (S04 und S05).....	57
6.2.3 Reduktion der Ladeleistung (S06).....	59
6.2.4 Integration der PV-Einspeisung in Kombination mit Energiespeicher (S07).....	60
6.2.5 Regelbarer Ortsnetztransformator (S08).....	61
6.3 Anstieg des Energiebedarfs durch die Elektromobilität.....	62
6.4 Ergebnisse.....	63
6.4.1 Ermittlung kritischer Netzbereiche anhand Worst-Case Szenarien.....	63
6.4.2 Gegenüberstellung der Szenarien.....	67
7 Zusammenfassung und Ausblick.....	72
8 Literaturverzeichnis.....	74
9 Anhang.....	83

NOMENKLATUR

Abkürzungen

EV	Electric Vehicle
DG	Durchdringungsgrad
EE	Erneuerbare Energien
BEV	Battery Electric Vehicle
PHEV	Plug-In Hybrid Electric Vehicle
HEV	Hybrid Electric Vehicle
FCV	Fuel Cell Vehicle
ONT	Ortsnetztransformator
AMS	Advanced Metering Systems
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
L1, L2, L3	Phase 1, 2, 3
N	Nullleiter
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
NVE	Norwegian Water Resources and Energy Directorate
DSM	Demand Side Management
EVC	Electric Vehicle Charging
M1, M2, M3	Messung 1, 2, 3
GZF	Gleichzeitigkeitsfaktor

Nomenklatur

Indizes

Indizes	Erklärung [Einheit]
I_k	Kurzschlusswechselstrom [A]
U_n	Nennspannung [V]
k_U	Unsymmetriegrad [%]
S_A	Anschlussleistung [VA]
S_K	Kurzschlussleistung [VA]
S_{UN}	Unsymmetriescheinleistung [VA]
p.u.	per unit
g	Gleichzeitigkeitsfaktor [-]

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1: Anteil der Elektrofahrzeuge an neu zugelassenen Fahrzeugen in Ländern der EU für 2016 [2].....	1
Abbildung 3-1: Arten der Netztopologie: Strahlennetz (links), Ringnetz (mitte) und Maschennetz (rechts) [14].....	4
Abbildung 3-2: Besetzung der Pinplätze des Typ 2 Ladesteckers gemäß IEC 62196-2 [29].....	8
Abbildung 3-3: Spannungsband für Spannungssenkungen und -anhebungen im Mittel- und Niederspannungsnetz [6].....	10
Abbildung 3-4: Vergleich des Marktanteils der Elektroautos in internationalen Märkten zwischen 2012 und 2015 [44].....	13
Abbildung 3-5: Geografische Verteilung der Dichte an Ladestationen in Norwegen [53].....	15
Abbildung 3-6: Vergleich des Stromverbrauches pro Kopf zwischen Norwegen und Österreich, Quelle: World Bank.....	17
Abbildung 3-7: Simulierte Spannungsänderungen im Niederspannungsnetz durch die Einbindung der Elektromobilität unter unregelmäßigem Laden - alle Fahrzeuge laden an Phase L1 [6]	23
Abbildung 3-8: Simulierte Spannungsänderungen im Niederspannungsnetz durch die Einbindung der Elektromobilität unter unregelmäßigem Laden - Fahrzeuge laden auf allen Phasen verteilt [6]	24
Abbildung 3-9: Kumulierte Verteilungsfunktion der Unsymmetriescheinleistung für die Szenarien Haushalt mit PHEV (A, links) und Haushalt mit PHEV und PV (B, rechts) [72].....	25
Abbildung 3-10: Kumulierte Verteilungsfunktion der Spannungsunsymmetriegrade mit (durchgezogen) und ohne (strichliert) PHEV [72]	26
Abbildung 3-11: Einfluss des Lademanagements auf die Betriebsmittelauslastung von zehn Niederspannungsnetzen mit 3,7 kW (links) und 11 kW (rechts) Anschlussleistung [73]	27
Abbildung 3-12: Betriebsmittel- und Grenzwertüberschreitungen in analysierten Niederspannungsnetzen bei unregelmäßigem Laden [9].....	28
Abbildung 3-13: Einfluss ungesteuerter Ladevorgänge mit 3 kW Anschlussleistung auf den Tageslastgang eines Niederspannungsnetzes [74]	29
Abbildung 3-14: Unterteilung des Demand Side Managements im Energiesektor [76].....	30
Abbildung 3-15: : Einfluss gesteuerter Ladevorgänge auf den Tageslastgang eines Niederspannungsnetzes [74]	32
Abbildung 3-16: Betriebsmittel- und Grenzwertüberschreitungen in Niederspannungsnetzen bei Einsatz eines anreizbasierten Netzmanagementsystems [9]	32
Abbildung 3-17: Schema eines regelbaren Ortsnetztransformators (RONT) [14]	33
Abbildung 4-1: Skizze des Messkonzepts mit der Anordnung der Messpunkte M1, M2 und M3	35
Abbildung 4-2: Skizze des ausgewählten Messaufbaus	36

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-3: Messaufbau innerhalb der Trafostation (links) und im Inneren des Verteilerkastens (rechts).....	37
Abbildung 4-4: Innerhalb der Messung eingesetzte Messinstrumente: DEWE-638-PNA (links, [79]) und MiniFlex MA193 (rechts, [80])	38
Abbildung 4-5: Parametrisierung der Messinstrumente mittels Marlin Power Measurement.....	38
Abbildung 4-6: Aufbereitete Messergebnisse für Trafo (M1), Abgang (M2) und Haushalt (M3) innerhalb der Simulationsperiode.....	39
Abbildung 4-7: Aufgezeichneter Ladevorgang des BMW i3 mit 16 A Ladestrom	40
Abbildung 5-1: Schema der Datengrundlage für die Durchführung unterschiedlicher Simulationsszenarien	41
Abbildung 5-2: Darstellung des in NEPLAN [12] erstellten Modells des Niederspannungsnetzes und detaillierter Darstellung der Verbraucher bzw. Einspeisung pro Knoten.....	43
Abbildung 5-3: Standardlastprofil für drei ausgewählte Verbraucher innerhalb der gesamten Simulationsperiode (oben) und innerhalb eines Tages (unten)	45
Abbildung 5-4: Vergleich der Simulationsergebnisse mit zuvor durchgeführten Messungen für Trafo, Abgang und Hausanschluss.....	46
Abbildung 5-5: Schema zur Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für EV anhand eines probabilistischen Ansatzes.....	47
Abbildung 5-6: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion und stetige Verteilungsfunktion der Ankunftszeiten der EV anhand der Mobilitätsdaten aus [90].....	48
Abbildung 5-7: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion und stetige Verteilungsfunktion der nach der letzten Fahrt des Tages benötigten Ladeenergiemengen anhand der Mobilitätsdaten aus [91]	48
Abbildung 5-8: Probabilistische Ermittlung des Gleichzeitigkeitsfaktors und Näherung durch Formel (5-2) gemäß [25]	50
Abbildung 5-9: Veranschaulichung der Skalierung von Ladekurven anhand von zwei EV-Verbrauchern für 20 % DG und 100 % DG	52
Abbildung 5-10: 15-minütig aufgelöster Lastgang der Photovoltaik-Einspeisung für drei PV-Einspeiser innerhalb der gesamten Simulationsperiode (oben) und innerhalb eines Tages (unten).....	53
Abbildung 6-1: Übersicht der untersuchten Szenarien	56
Abbildung 6-2: Zeitliches Verschieben der Ladevorgänge nach Konzept V1 (S04).....	57
Abbildung 6-3: Zeitliches Verschieben der Ladevorgänge nach Konzept V2 (S05).....	58
Abbildung 6-4: Aufgezeichneter Ladevorgang des BMW i3 mit 10 A Ladestrom	59
Abbildung 6-5: Reduktion der Netzlasten durch die modellierte Integration von Photovoltaik und Energiespeicher.....	61
Abbildung 6-6: Simulierter Anstieg des Energiebedarfs aufgrund der Elektromobilität	62

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 6-7: Auswertung der Ergebnisse für das Worst-Case Szenario (S01) mit einer Durchdringung von 60 %.....	64
Abbildung 6-8: Geordnete Spannungs-Dauerlinien kritischer Knoten für das Worst-Case Szenario (S01) mit einer Durchdringung von 60 %.....	65
Abbildung 6-9: Darstellung der maximalen Unsymmetriegrade für das Worst-Case Szenario (S02) mit einer Durchdringung von 20 %.....	65
Abbildung 6-10: Geordnete Dauerlinie der kritischen Leitung für das Worst-Case Szenario (S01) mit einer Durchdringung von 60 %.....	67
Abbildung 6-11: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 20 % (33 EV).....	68
Abbildung 6-12: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 60 % (100 EV).....	69
Abbildung 6-13: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 100 % (167 EV).....	70
Abbildung 6-14: Gegenüberstellung der Szenarien anhand der Bewertung der Spannungsabfälle in den Netzknoten gemäß EN 50160 für Winter.....	71
Abbildung 9-1: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S00 (Referenz) im Winter.....	83
Abbildung 9-2: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S01 (Worst Case) im Winter für eine Durchdringung von 20 %.....	84
Abbildung 9-3: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S02 (Worst Case L1) im Winter für eine Durchdringung von 20 %.....	84
Abbildung 9-4: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S03 (Worst Case GZF=1) im Winter für eine Durchdringung von 20 %.....	85
Abbildung 9-5: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S04 (zeitlich versetztes Laden V1) im Winter für eine Durchdringung von 20 %.....	85
Abbildung 9-6: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S05 (zeitlich versetztes Laden V2) im Winter für eine Durchdringung von 20 %.....	86
Abbildung 9-7: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S06 (Red. Ladeleistung) im Winter für eine Durchdringung von 20 %.....	86
Abbildung 9-8: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S07 (Speicher + PV) im Winter für eine Durchdringung von 20 %.....	87
Abbildung 9-9: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S08 (RONT) im Winter für eine Durchdringung von 20 %.....	87
Abbildung 9-10: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S01 (Worst Case) im Winter für eine Durchdringung von 60 %.....	88
Abbildung 9-11: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S02 (Worst Case L1) im Winter für eine Durchdringung von 60 %.....	88

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 9-12: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S03 (Worst Case GZF=1) im Winter für eine Durchdringung von 60 %.....	89
Abbildung 9-13: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S04 (zeitlich versetztes Laden V1) im Winter für eine Durchdringung von 60 %	89
Abbildung 9-14: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S05 (zeitlich versetztes Laden V2) im Winter für eine Durchdringung von 60 %	90
Abbildung 9-15: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S06 (Red. Ladeleistung) im Winter für eine Durchdringung von 60 %.....	90
Abbildung 9-16: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S07 (Speicher + PV) im Winter für eine Durchdringung von 60 %.....	91
Abbildung 9-17: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S08 (RONT) im Winter für eine Durchdringung von 60 %.....	91
Abbildung 9-18: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 20 % (33 EV) im Winter.....	92
Abbildung 9-19: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 40 % (67 EV) im Winter.....	92
Abbildung 9-20: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 60 % (100 EV) im Winter.....	93
Abbildung 9-21: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 80 % (134 EV) im Winter.....	93
Abbildung 9-22: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 100 % (167 EV) im Winter.....	94
Abbildung 9-23: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 20 % (33 EV) im Sommer	94
Abbildung 9-24: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 40 % (67 EV) im Sommer	95
Abbildung 9-25: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 60 % (100 EV) im Sommer	95
Abbildung 9-26: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 80 % (134 EV) im Sommer	96
Abbildung 9-27: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 100 % (167 EV) im Sommer	96
Abbildung 9-28: Gegenüberstellung der Szenarien anhand der Bewertung der Spannungsabfälle in den Netzknoten gemäß EN 50160 für Sommer	97
Abbildung 9-29: Gegenüberstellung der Szenarien anhand der Bewertung der Spannungsabfälle in den Netzknoten gemäß EN 50160 für Winter	97

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 3-1: Vergleich der Daten bezüglich Elektromobilität zwischen Norwegen und Österreich [51], Stand: 05.06.2017	14
Tabelle 3-2: Gegenüberstellung der Studien gemäß ihren untersuchten Auswirkungen.....	22
Tabelle 3-3: Gegenüberstellung der Studien gemäß ihren analysierten Lösungsmaßnahmen	29
Tabelle 4-1: Details der durchgeführten Messungen.....	35
Tabelle 4-2: Eingangsbereiche der Strom- und Spannungsmessungen	37
Tabelle 5-1: Kenndaten des betrachteten Niederspannungsnetzes und des ONT	42
Tabelle 5-2: Einteilung der Verbraucher nach Verbrauchertypen gemäß [19, 20].....	44
Tabelle 5-3: Übersicht der untersuchten Durchdringungsgrade mit der entsprechenden Anzahl an EV	51
Tabelle 5-4: Überblick der erstellten Lastprofile sowie deren Datenquelle und zeitliche Auflösung...	54
Tabelle 6-1: Parameter der eingesetzten Speichereinheiten.....	60
Tabelle 6-2: Farbschema der Ergebnisdarstellungen	63
Tabelle 9-1: Farbschema der Ergebnisdarstellungen	83

1 EINLEITUNG

Die Europäische Kommission will ihr Ziel, die Treibhausgasemissionen innerhalb des Verkehrssektors bis zum Jahre 2050 um 60 % im Vergleich zu 1990 zu senken, unter anderem durch die Beseitigung von „mit konventionellem Kraftstoff betriebenen“ Fahrzeugen im städtischen Gebiet erreichen. [1] Die strengeren Klimaschutzanforderungen der letzten Jahre führten zu einer steigenden Anzahl an energiepolitischen Zielsetzungen und damit zu einem Umdenken im Energiesektor. Sowohl die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien als auch die Elektromobilität, zwei Hauptakteure der Energiewende, gewinnen weltweit an Relevanz. Der rasante Anstieg der Anzahl an Elektrofahrzeugen (EV - Electric Vehicle) auf Österreichs Straßen deutet darauf hin, dass sich der Trend zur Elektromobilität auch in Zukunft fortsetzen wird. Im Jahr 2016 wurden in Österreich 3.826 Elektrofahrzeuge neu zugelassen, was einer Steigerung um 128 % gegenüber dem Vorjahr entspricht. Der Anteil der EV an neuzugelassenen Fahrzeugen in Österreich betrug im Jahr 2016 1,2 %, dem dreifachen EU-weiten Durchschnitt. Mit diesen Zahlen ist Österreich innerhalb der EU-27 Spitzenreiter in dieser Rubrik (siehe Abbildung 1-1). In absoluten Zahlen sind lediglich in Frankreich, Deutschland, Großbritannien und in den Niederlanden mehr Elektrofahrzeuge auf den Straßen zu finden. [2]

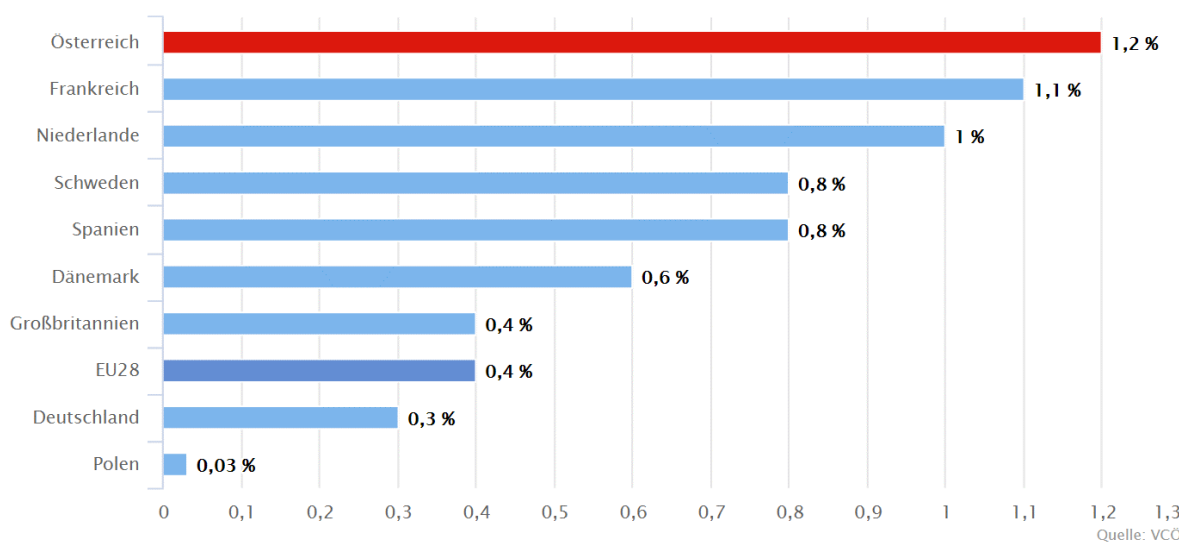


Abbildung 1-1: Anteil der Elektrofahrzeuge an neu zugelassenen Fahrzeugen in Ländern der EU für 2016 [2]

Die Vorreiterrolle Österreichs im Bereich der Elektromobilität resultiert aus der Tatsache, dass das Land aufgrund eines ausgeprägten Verkehrssystems, zahlreichen Forschungsschwerpunkten auf diesem Gebiet und einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien sehr gute Voraussetzungen für die erfolgreiche Entwicklung der Elektromobilität

besitzt. Laut Umweltbundesamt wird die Anzahl rein elektrisch betriebener Fahrzeuge unter vorausgesetzten idealen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Österreich bis zum Jahr 2020 auf 210.000 Fahrzeuge ansteigen. Schätzungen für das Jahr 2020 zur Folge wird der Durchdringungsgrad (DG), definiert durch den Anteil der EV an der Gesamtanzahl der bereits zugelassenen Fahrzeuge, auf 4 % und der Marktanteil auf 17 % ansteigen. [3] In der Stadt Graz mit 131.723 gemeldeten Personenkraftwagen (Stand 31.12.2016, [4]) müssten unter der Berücksichtigung dieser Zahlen bereits im Jahr 2020 5.270 Fahrzeuge mit Strom versorgt werden. Durch die zielstrebige Erweiterung des Ökostromgesetzes wird der zukünftige Anteil an erneuerbaren Energien im österreichischen Strom-Mix die derzeitigen 70 % übersteigen. In Folge ist die Versorgung der Elektrofahrzeuge mit „sauberem“ Strom auch langfristig gedeckt. [5] Die Vorteile der Elektromobilität, vor allem im städtischen Gebiet, sind schnell gefunden. Neben den niedrigeren Schadstoffemissionen und geringeren Geräuschkontaminationen spricht vor allem die Tatsache, dass Elektrizität aus einer Vielzahl an Energieformen gewonnen wird, für diese Technologie. Das Potenzial der Elektrofahrzeuge, besonders in Kombination mit der stark fokussierten Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE), ist vielen Teilen der Bevölkerung allerdings nicht bewusst. Mit Hilfe der erfolgreichen Interaktion zwischen erneuerbaren Energien und der Elektromobilität kann die Energieeffizienz gesteigert, der Energiebedarf gesenkt und die Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr reduziert werden. [5]

Andererseits stellt der Anstieg der dezentral eingespeisten Energie, ausgelöst durch den Ausbau der EE, Energieversorger und Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Zusätzliche Belastungen durch Elektrofahrzeuge führen, wie bereits mehrere Studien belegen [6–9], vor allem in Mittel- und Niederspannungsnetzen zu spürbaren Auswirkungen. Vor allem Niederspannungsnetze sind aufgrund der steigenden Durchdringung der Elektromobilität in Form von privaten und öffentlichen Ladestationen gefährdet. Obwohl der Anteil an elektrisch betriebenen Fahrzeugen stetig steigt, sind derzeit (Stand 2017) lediglich etwa 10.000 Fahrzeuge [10] auf Österreichs Straßen unterwegs. Die Auswirkungen der Elektromobilität auf Mittel- und Niederspannungsnetze lassen sich aus diesem Grund nur schwer anhand realer Messergebnisse ermitteln. Szenarioanalysen eignen sich dazu, mögliche Konsequenzen näherungsweise zu identifizieren und Gegenmaßnahmen aufzuzeigen. Obwohl die Zuständigkeit für das Einhalten definierter Grenzen für Spannungsqualität und Netzkapazität bei den Netzbetreibern liegt, werden die Kosten für einen potenziell notwendigen Ausbau der Niederspannungsnetze auf die Kunden und damit auf die Verursacher umgelegt. [5] Es liegt daher auch im Interesse der Elektrofahrzeugbesitzer, durch die Elektromobilität hervorgerufene Probleme zu ermitteln, Lösungsmaßnahmen zu erarbeiten und damit den potenziell notwendigen Netzausbau so lange wie möglich hinauszuzögern.

2 AUFGABENSTELLUNG

Im Rahmen dieser Arbeit sollen einerseits die Auswirkungen der Elektromobilität auf die Niederspannungsebene und andererseits das Zusammenspiel zwischen der Einspeisung mittels erneuerbaren Ressourcen, konventionellen Lastgängen im Netz und Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen für unterschiedliche Durchdringungsszenarien untersucht werden. Es gilt etwaige Folgen der Elektromobilität, wie zum Beispiel unsymmetrische Belastungen des Netzes sowie aufgrund der vermehrten Installation von Ladestationen auftretende Gleichzeitigkeiten, zu analysieren und Gegenmaßnahmen aufzuzeigen. Ziel dieser Arbeit ist die Ermittlung von unzulässigen Knotenspannungen, Unsymmetrien und Leitungsauslastungen innerhalb eines realen städtischen Niederspannungsnetzes der Energienetze Steiermark GmbH für unterschiedliche Durchdringungsgrade. Um die Aussagekraft der Simulation zu erhöhen, werden Messungen innerhalb des untersuchten Netzes inklusive der Messung eines Elektroautos durchgeführt und deren Ergebnisse zur Speisung des Lastflussmodells eingesetzt. In weiterer Folge wird ein Ausblick gegeben, ob sich durch die Änderung der Ladestrategie bzw. durch die Einspeisung von erneuerbaren Ressourcen in Verbindung mit Energiespeichern potenziell notwendige Netzausbaumaßnahmen vermeiden lassen.

Die vorliegende Arbeit ist daher wie folgt aufgebaut: In Kapitel 3 wird der im Vorfeld ermittelte Stand der Technik bezüglich vorhandener Richtlinien sowie bereits durchgeführter Studien im Bereich der Elektromobilität erläutert. Zusätzlich sollen Erfahrungen und Lösungsansätze aus Norwegen, ein Land das als Vorreiter der Elektromobilität gilt, aufgezeigt werden. Zur Untersuchung der Auswirkungen steigender Durchdringung von Elektromobilität auf ein städtisches Verteilungsnetz wird ein Modell entwickelt, in welche reale Ladekurven eingebunden werden sollen. Der Aufbau der durchgeführten Messungen zur Erhaltung der Ladekurven sowie die dabei eingesetzten Messinstrumente werden in Kapitel 4 geschildert. Gleichzeitig werden in diesem Kapitel die Ergebnisse der Messungen präsentiert. Kapitel 5 dient der Beschreibung der Modellierung der für die Simulation der unterschiedlichen Szenarien eingesetzten Inputdaten. Darin werden die Vorgehensweisen zur Modellierung des betrachteten Niederspannungsnetzes (5.2) mit Hilfe der Software für Lastflusssimulationen NEPLAN [12] beschrieben. Anschließend wird die Herangehensweise bei der Modellierung der Lasten (Verbraucher sowie EV) bzw. Einspeisung (5.3) verdeutlicht. Die Beschreibung der durchgeführten Simulationsszenarien und die Darstellung der in MATLAB [11] ausgewerteten Ergebnisse erfolgt schließlich in Kapitel 6. Die ausgewählten Szenarien werden in drei Gruppen eingeteilt - Referenz, Worst-Case und Lösungsstrategien. Kapitel 7 fasst die wichtigsten Erkenntnisse dieser Arbeit zusammen und bietet abschließend einen Ausblick auf weitere mögliche Forschungsschwerpunkte auf diesem Gebiet.

3 STAND DER TECHNIK

3.1 Elektrische Energieversorgung

3.1.1 Netztopologie

In Bezug auf die Netztopologie wird zwischen Strahlen-, Ring- und Maschennetzen unterschieden (siehe Abbildung 3-1). Netze einer bestimmten Netztopologie können wiederum abhängig von Spannungsebene, Lastdichte und Landschaftsbild deutlich voneinander abweichen. Die Leitungen innerhalb eines Strahlennetzes (Abbildung 3-1, links) sind strahlenförmig um die Netzeinspeisung, wie zum Beispiel ein Transformator, angeordnet. [13] Diese Netztopologie ist hauptsächlich in der Niederspannungsebene sowohl in öffentlichen als auch in industriellen Netzen zu finden [13]. Der Nachteil dieser einfach aufgebauten Netzstruktur ist, dass Knoten lediglich von einer Seite gespeist werden und dies bei einem Fehler im entsprechenden Abgang zu einem Stromausfall führt. Außerdem stellt sich die Aufrechterhaltung der Nennspannung in Netzen dieser Topologie vor allem in längeren Netzausläufern häufig als Problem dar. [13] Strahlennetze zeichnen sich allerdings durch geringe Netzschutzanforderungen und vergleichsweise niedrigem Planungsaufwand aus. [13]

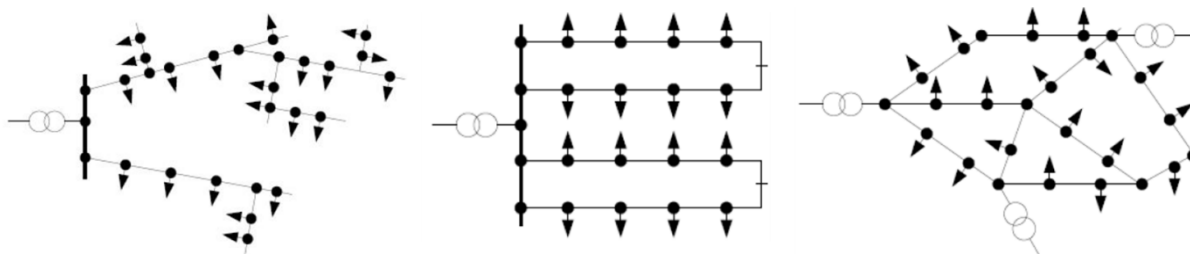


Abbildung 3-1: Arten der Netztopologie: Strahlennetz (links), Ringnetz (mitte) und Maschennetz (rechts) [14]

In Ringnetzen (Abbildung 3-1, mitte) können zwei Abgänge zu sogenannten „Halbringen“ miteinander verbunden werden, um Verbraucher von zwei Seiten mit elektrischer Energie zu versorgen. Bei einem Fehler innerhalb des Halbringes wird die Verbindung der Abgänge getrennt, damit Verbraucher des nicht betroffenen Strahles weiterhin versorgt werden. Der Vorteil dieser Netztopologie ist, dass alle Knoten innerhalb dieser Maschen im Bedarfsfall von zwei Seiten gespeist werden, um so die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Ringnetze werden vor allem in Niederspannungsstraßennetzen und auf der Mittelspannungsebene [13] und in städtischen Gebieten auf der Niederspannungsebene verwendet [15]. Maschennetze (Abbildung 3-1, rechts) weisen eine vollständige Vermaschung auf, wodurch jede Station in einem Maschennetz von mindestens zwei Seiten versorgt wird. Daher besitzen Maschennetze

sehr hohe Versorgungssicherheit sowie geringe Leitungsverluste, führen gleichzeitig aber zu höheren Investitionskosten und Wartungsaufwand. [13]

3.1.2 Definition der Kurzschlussleistung

Der Wert der dreiphasigen Kurzschlussleistung S_{kQ} , definiert durch den Kurzschlusswechselstrom I_k an einem Netzknoten Q und der Nennspannung U_Q (siehe Formel (3-1)), dient unter anderem der Bewertung der Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln. [13]

$$S_{kQ} = \sqrt{3} U_Q I_{kQ} \quad (3-1)$$

Die Kurzschlussleistung - mit der Einheit VA - eignet sich außerdem als Maß für die Netzimpedanz zwischen dem Ort der Stromerzeugung und dem Entstehungsort eines Kurzschlusses. Mit zunehmender Kurzschlussleistung steigt auch der maximal zulässige Kurzschlussstrom an der Fehlerstelle. Mittels dieses Wertes lassen sich Netzabschnitte lediglich anhand der Quellenspannung und der Netzimpedanzen beschreiben. Die Kurzschlussleistung ist ein entscheidendes Kriterium bei der Planung und Errichtung von Stromnetzen, da der Ausbau des Netzes und die damit verbundene Verringerung der Netzimpedanzen zu einer Erhöhung der Kurzschlussleistung führt. [13] Die Kurzschlussleistung wird als Bewertungskriterium für den Anschluss von Ladestationen herangezogen. Vor der Installation einer Ladestation, muss die minimale Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt überprüft werden, um Netzurückwirkungen in den zulässigen Grenzen zu halten. [16] In Kapitel 3.3.1 sind entsprechende Grenzwerte der Kurzschlussleistung für die Errichtung von Ladestationen definiert.

3.1.3 Definition der Unsymmetrie

Ein- oder zweiphasige Lasten führen zu unsymmetrischen Belastungen der drei Außenleitungen des Drehstromsystems. Diese unsymmetrische Belastung kann zum Beispiel bei Drehfeldmaschinen zu überdurchschnittlicher Erwärmung oder zusätzlichen mechanischen Beanspruchungen führen. Der Unsymmetriegrad k_U dient der Beurteilung von unsymmetrischen Spannungszuständen in Netzknoten und entspricht für Zweiphasenlasten zwischen Außenleiter-Außenleiter und für Einphasenlasten zwischen Außen- und Neutralleiter dem Verhältnis aus der Anschlussleistung der ein- oder zweiphasigen Last S_A in VA und der Kurzschlussleistung S_K am Verknüpfungspunkt Q in VA (siehe Formel (3-2)). [17]

$$k_U \approx \frac{S_A}{S_{kQ}} \quad (3-2)$$

Die Berechnung des Unsymmetriegrades k_U erfolgt innerhalb dieser Arbeit mit Hilfe der symmetrischen Komponenten gemäß DIN EN 50160 [18]. Diese dienen dazu, ein unsymmetrisches Dreiphasensystem in drei symmetrische Systeme - Mit-, Gegen- und Nullsystem - aufzuteilen. Dadurch lässt sich ein unsymmetrisches System durch die Betrachtung einer Phase beschreiben und muss nicht durch aufwendige Berechnungen charakterisiert werden. [14] Der Unsymmetriegrad k_U ergibt sich, wie in Formel (3-3) definiert, aus dem Verhältnis der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Gegen- und Mitsystemkomponente. [18]

$$k_U = \frac{U_{Gegen}}{U_{Mit}} \quad (3-3)$$

3.1.4 VDEW Standardlastprofile

Standardlastprofile dienen der Modellierung von Lastgängen von Endverbrauchern mit einem Jahresenergieverbrauch von unter 100.000 kWh oder einer Anschlussleistung unter 50 kW. Dies ist für Kunden, deren Leistung nicht gemessen wird, im Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (ELWOG) 2010 festgelegt. Seit 1. Oktober 2001 werden vom Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) definierte Standardlastprofile als Basis für von Seiten des Bilanzgruppenkoordinators bereitgestellte Lastprofile herangezogen. [19] Die BTU Cottbus wurden dazu vom VDEW beauftragt, standardisierte Lastprofile für typische Verbrauchertypen zu erstellen. [20] Die Lastprofile basieren auf Messungen mehrerer Verbraucher vom selben Typ, durchgeführt in den 1990er Jahren in Deutschland. [21] Insgesamt stehen zwölf verschiedene VDEW-Lastprofile (H0, L0...2, G0...7), die für Österreich um neun weitere Lastprofile der E-Control erweitert wurden, zur Verfügung. Die 15-minütig aufgelösten Lastgänge unterscheiden sich nach Saison (Sommer, Winter und Übergangszeit) und Wochentag (werktags, samstags und sonntags) und ergeben somit in Summe neun Datensätze für jeden Verbrauchertyp. [19] Die Datensätze der Standardlastprofile sind frei zugänglich und können online zum Beispiel unter [22] heruntergeladen werden.

3.1.5 Definition des Gleichzeitigkeitsfaktors

Der Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt, dass die Anschlussleistung mehrerer Wohnungen in Häusern oder Wohnsiedlungen nicht zeitgleich abgerufen wird. Um eine Überdimensionierung der Stromleitungen zu vermeiden, werden Gleichzeitigkeitsfaktoren bei der Auslegung dieser eingesetzt. [8, 23] Analog zur Auslegung der Netzkapazitäten in Bezug auf herkömmliche Verbraucher, verlangt eine realitätsnahe Betrachtung der Auswirkungen der Elektromobilität ebenfalls die Verwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren. Der

Gleichzeitigkeitsfaktor g ist definiert als das Verhältnis aus der maximalen Summe der Leistungen aller Lasten und der Summe der maximalen Einzelleistungen der Lasten [24] (siehe Formel (3-4) [24]).

$$g(n) = \frac{\max_t \sum_i^n P_i(t)}{\sum_i^n \max_t P_i(t)} \quad (3-4)$$

Der Gleichzeitigkeitsfaktor (GZF) für Elektrofahrzeuge hängt von der Ladeleistung (P_i), der Anzahl der EV (n) bzw. dem DG und dem Ladeverhalten der Fahrzeugbesitzer ab [25]. In Bezug auf die Elektromobilität berücksichtigt der Gleichzeitigkeitsfaktor das Verhältnis aus der maximalen Ladeleistung zu einem gewissen Zeitpunkt bezogen auf die gesamte angeschlossene Leistung der Ladestationen.

3.2 Konzepte der Elektromobilität

Hinsichtlich der Energiebereitstellung für elektrisch angetriebene Fahrzeuge wird zwischen vier unterschiedlichen Konzepten unterschieden. Rein batteriebetriebene Elektroautos (BEV - Battery Electric Vehicle), deren Akkumulatoren über das Netz geladen werden, besitzen lediglich einen oder mehrere Elektromotoren. Sogenannte Plug-In Hybridfahrzeuge (PHEV - Plug-In Hybrid Electric Vehicle) sind mit Elektromotoren und mindestens einer zusätzlichen Antriebsform ausgestattet und werden ebenfalls über das Stromnetz versorgt. Batterien herkömmlicher Hybridfahrzeuge (HEV - Hybrid Electric Vehicle) sind mit einer ergänzenden Antriebseinheit, in den meisten Fällen ein Verbrennungsmotor, über einen dazugehörenden Generator verbunden und werden ausschließlich durch diesen geladen. Fahrzeuge, die mit einer Brennstoffzelle ausgestattet sind (FCV - Fuel Cell Vehicle), werden zwar hauptsächlich durch diese mit Strom versorgt, besitzen jedoch aufgrund der Trägheit der Brennstoffzelle und zum Zweck der Energierückgewinnung eine zusätzliche Batterie. [26] Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf rein batteriebetriebene Elektrofahrzeuge (BEV) und Plug-In Hybridfahrzeuge (PHEV), da nur diese während des Ladevorganges an das Netz gekoppelt sind. Daher schließt die Bezeichnung Elektrofahrzeug bzw. EV in der folgenden Arbeit nur diese Fahrzeugmodelle mit ein.

3.3 Relevante Richtlinien im Bereich der Lade- und Netzinfrastruktur

3.3.1 Anforderungen an die Ladeinfrastruktur

Das Schaffen rechtlicher Rahmenbedingungen ist sowohl aus Sicht der Netzbetreiber als auch der Kunden eine notwendige Maßnahme, um bei einer steigenden Anzahl an Ladestationen

zukünftige Konflikte untereinander zu vermeiden. Im Abschlussbericht nach [16] dienen Erfahrungen der Netzbetreiber im Umgang mit der rasanten Entwicklung der Elektromobilität dazu, erforderliche Kriterien für die Errichtung einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur festzulegen. Darin wird unter anderem gefordert, dass der Netzanschluss von Ladestationen in Netzebene 7 rechtlich vorgegeben sein sollte, wobei einzelne Ausnahmen einer Absprache mit den Netzbetreibern bedürfen. Durch den Anschluss der Ladeinfrastruktur in Netzebene 7 sind für einphasige Ladevorgänge der maximale Ladestrom bzw. die maximale Ladeleistung mit 16 A bzw. 3,68 kVA begrenzt. Aus dem Bericht geht außerdem hervor, dass Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der jeweiligen Ladestrategie als variierende Verbraucher im Netz zu betrachten sind. Die Anmeldung der Installation einer Ladestation bei Netzbetreibern ist daher für einphasige Anschlüsse ab einer Anschlussleistung von 1,3 kVA und für dreiphasige Anschlüsse ab 3,68 kVA verpflichtend. Für die positive Zulassung der Errichtung einer Ladestelle sollte dem Abschlussbericht zufolge eine minimale Kurzschlussleistung von 570 kVA bzw. 750 kVA für Anschlussleistungen bis bzw. ab 11 kW am Netzanschlusspunkt vorhanden sein. [16]

Auch in Bezug auf die Ladetechnologie empfiehlt sich die Festlegung von Normen und Richtlinien um einheitliche Systeme zu schaffen. In ihrem Memo vom 24. Jänner 2013 [27] schlug die Europäische Kommission den Typ 2 Ladestecker, hergestellt von der Firma Mennekes, für ein einheitliches Ladevorrichtungssystem als Standard vor. Innerhalb der Norm IEC 62196-2 [28] ist der Aufbau sowie die Belegung der Plätze der einzelnen Pins (siehe Abbildung 3-2) festgelegt. [28]

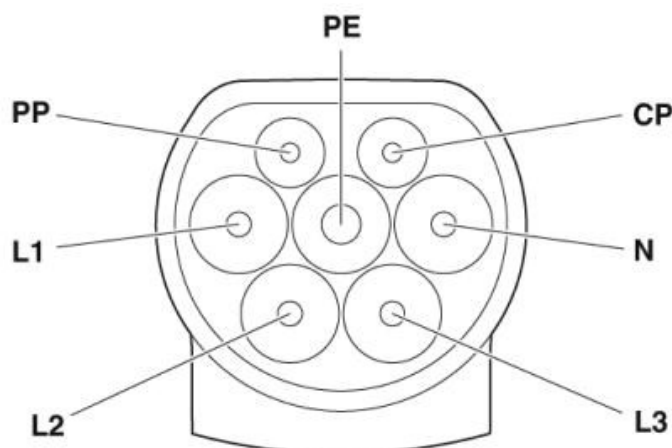


Abbildung 3-2: Besetzung der Pinplätze des Typ 2 Ladesteckers gemäß IEC 62196-2 [29]

Neben den drei Phasen (L1, L2, L3), dem Nullleiter (N) und der Schutzerde (PE) sind Ladestecker zusätzlich mit zwei Plätzen für Pilotsteuerung (CP) und Annäherungserkennung (PP) ausgestattet. Die Pilotsteuerung bzw. Annäherungserkennung dienen dabei dem

Datenaustausch bzw. der Überprüfung, ob ein EV angeschlossen ist. In IEC 62196-2 [28] ist außerdem festgelegt, dass einphasige Ladevorgänge stets zwischen Phase L1 und Nullleiter erfolgen. Die Ladebuchse einphasig ladender EV besitzt daher nur einen Pin auf dem Steckplatz der Phase L1 (siehe Abbildung 3-2) wohingegen die Plätze der restlichen Phasen nicht belegt sind. [28]

3.3.2 Richtlinien bezüglich Spannungsbandgrenzen

Für die Bewertung der Auswirkungen von Verbrauchern auf das Stromnetz wird laut DIN EN 50160 [18] der Effektivwert der Spannung als 10-Minuten-Mittelwert herangezogen [6]. Die zulässige Spannungsbreite im Mittel- und Niederspannungsnetz beträgt $\pm 10\%$ bezogen auf die Nennspannung. Für einen reibungslosen Netzbetrieb wird vorausgesetzt, dass für jedes Wochenintervall folgende Kriterien erfüllt werden: 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Spannung müssen sich innerhalb des Spannungsbandes von $[-10\% \text{ bis } +10\%]$ der Nennspannung befinden. Außerdem darf keiner der 10-Minuten-Mittelwerte außerhalb des Intervalls $[-15\% \text{ bis } +10\%]$ der Nennspannung liegen. [17, 18] Die Einhaltung der oberen Spannungsbandgrenze soll den Schutz von Betriebsmitteln vor zu hohen Spannungen gewährleisten. Das Unterschreiten der unteren Spannungsbandgrenze führt bei gleicher übertragener Leistung zu höheren Strömen, damit zu höheren Netzverlusten und verringert gleichzeitig die Spannungsqualität im Netz. [30]

Nach DIN EN 50160 [18] ist ein Spannungseinbruch als ein kurzzeitiges Unterschreiten der unteren Spannungsgrenze von 90 % der Nennspannung definiert. Dieses Absinken der Spannung entlang der Leitung entsteht durch ausschließliches Entnehmen von Leistung. Die Gefahr für Unterschreitungen des Spannungsbandes steigt mit der Leitungslänge weshalb vor allem lange Netzausläufer betroffen sind. Das Überschreiten der oberen Spannungsgrenze tritt häufig bei Leitungen auf, denen permanent Leistung, zum Beispiel durch Photovoltaikanlagen, eingespeist wird. Da die Spannung wiederum am Ende der Leitung am höchsten ist, sind lange Leitungen bzw. lange Netzausläufer besonders gefährdet. [31] Für Netzbetreiber, welche die Spannung für jeden Netzknoten in den zulässigen Grenzen halten müssen, ergibt sich das in Abbildung 3-3 dargestellte Spannungsband für das Anheben bzw. Senken der Spannung, um Unter- und Überschreitungen des Spannungsbandes zu vermeiden. [6] Bei einem maximalen Spannungsabfall im darüber gelagerten Mittelspannungsnetz und einem maximalen Spannungsabfall am Ortsnetztransformator (ONT) ergibt sich für Netzbetreiber auf der Niederspannungsebene ein Spannungsband von 6 % (untere grüne Linie in Abbildung 3-3). [6] Die in diesem Kapitel 3.3.2 genannten Grenzwerte wurden innerhalb dieser Arbeit als Kriterium für die Bewertung der Knoten verwendet.

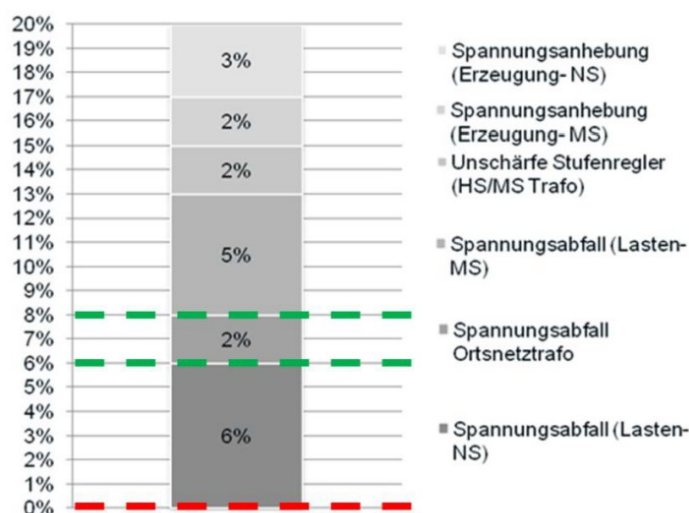


Abbildung 3-3: Spannungsband für Spannungssenkungen und -anhebungen im Mittel- und Niederspannungsnetz [6]

3.3.3 Beurteilung von unsymmetrischen Spannungszuständen

Mit Hilfe der Untersuchung von Ladeverläufen [32] wurde gezeigt, dass der Großteil der EV Modelle beim jetzigen Stand der Technik einphasig lädt. Auf welcher Phase ein einphasig ladendes EV tatsächlich an das Netz angeschlossen ist, hängt wiederum davon ab, wie die Phasen der Wallbox mit jenen des Netzes verbunden sind. Bei der Installation einer Ladestation muss vom zuständigen Elektroinstallateur vor Ort die Wahl für die Reihenfolge der Anschlüsse der Phasen in Abhängigkeit der bestehenden Auslastung der Netzinfrastruktur gewählt werden. Es existieren bereits - sehr teure - Lösungen für Ladestationen mit einer Phasenumschaltung um unsymmetrische Spannungen im Netz zu vermeiden. Durch gezielte Koordination der Reihenfolge angeschlossener Phasen mehrerer Ladestationen lässt sich diese Problematik jedoch auch kostengünstiger vermeiden, wenn das dazu nötige Know-how vorhanden ist. [33]

Spannungsunsymmetrien - im Folgenden auch Unsymmetrien genannt – stellen ein wichtiges Kriterium für die Beurteilung der Netzqualität dar. Mit der gleichen Ladeleistung ergeben sich durch einphasiges Laden zwei- bis dreimal so hohe Ladeströme und dadurch zwei- bis sechsmal so hohe Verluste, wodurch die maximalen Lasten für Leitungen und Transformatoren auf die Hälfte bzw. ein Drittel der Nennleistung reduziert werden. Laut DIN EN 50160 [18] dürfen innerhalb einer Woche nur 5 % der Unsymmetriegrade die Grenze von 2 % überschreiten. [18] Um das Problem der durch einphasige Ladevorgänge ausgelösten Spannungsunsymmetrien zu vermeiden, wird im Abschlussbericht [16] geraten, den Ladestrom einphasiger Ladevorgänge auf 16 A zu begrenzen und den einheitlichen Umstieg auf dreiphasiges Laden voranzutreiben. [16]

3.4 Strategien zur Implementierung der Elektromobilität

Dieses Kapitel dient der Zusammenfassung bereits bestehender Strategien für die erfolgreiche Integration der Elektromobilität in das Energiesystem.

3.4.1 Projekt „Vlotte Elektrisch Mobil“ in Vorarlberg

Das Projekt „Vlotte“ in Vorarlberg wurde im Februar 2009 mit dem Ziel gestartet, das Bundesland als Modellregion für Elektromobilität zu etablieren. Die Errichtung der Ladeinfrastruktur sowie die Bereitstellung der Energie für Ladevorgänge erfolgt durch die Vorarlberger Kraftwerke AG. Zum Start des Projektes, das vom Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung mit 4,7 Mio. Euro [34] gefördert wird, waren 30 Elektrofahrzeuge im Einsatz, wobei die Aufstockung auf 100 Fahrzeuge planmäßig vorgesehen ist. In der Modellregion Vorarlberg sind bereits neun Schnellladestationen und über 200 öffentliche und halböffentliche Stromtankstellen installiert. [34] (Stand April 2017) Mit Hilfe von Messungen an jeder einzelnen Ladestation, an denen Kunden im Rahmen des Projektes kostenlos laden dürfen, wird der Bedarf an Ladeenergie für jede Ladestation ermittelt. Die Berechnung der benötigten Ladeenergie pro Fahrzeug erfolgt mit Hilfe von Verbrauchsmessungen, die in jedem Fahrzeug integriert sind. Damit lässt sich zusätzlich der Verbrauch jedes Benutzers unabhängig von Ort und Zeitpunkt der Beladung erfassen. [8] Mittlerweile sind 357 EV [34] (Stand April 2017) im Rahmen des Projektes VLOTTE auf den Straßen unterwegs. Um die Aufbringung des zusätzlichen Energiebedarfs für Ladevorgänge CO₂-neutral zu decken, wurden neue Energiequellen errichtet. Neben drei PV-Anlagen - mit 60 MWh, 40 MWh und 6,3 MWh Jahresenergieerzeugung - steht seit 2011 ein Kleinwasserkraftwerk mit einer jährlichen Energieerzeugung von 648 MWh zur Verfügung.

Das Land Vorarlberg hat sich in ihrem Strategiepapier für Elektromobilität 2015 bis 2020 [35] das Ziel gesetzt, den Anteil an EV bis 2020 auf 5 % (10.000 EV) zu steigern. In diesem Strategiepapier sind zusätzlich zahlreiche Ziele und Maßnahmen ausgearbeitet, um die Elektromobilität im Land Vorarlberg zu forcieren. Ein entscheidender Aspekt dieser Vorhaben ist die Tatsache, dass die für Ladevorgänge benötigte Energie vollständig aus erneuerbaren Energien gedeckt wird. Neu errichtete Wohnanlagen, Firmenparkplätze sowie öffentliche Parkplätze werden außerdem mit Leerverrohrungen oder Kabeltrassen ausgestattet, um die Errichtung einer Ladeinfrastruktur im Bedarfsfall einfach und kostengünstig zu ermöglichen. [35] Durch die Einführung der Elektrofahrzeuge in Vorarlberg im Rahmen des Projektes „Vlotte“ wurden erste Erfahrungen im Umgang mit der Elektromobilität gesammelt, die in weiterer Folge dazu genutzt werden, künftige Herausforderungen im Bereich der Energieversorgung und -übertragung besser zu meistern.

3.4.2 Projekt „StromMobil“ der Linz AG

Das Projekt „StromMobil“ der Linz AG wurde mit den Zielen ins Leben gerufen, einerseits wichtige Erfahrungen auf dem Gebiet der Elektromobilität zu gewinnen und andererseits Elektrofahrzeugbesitzern die möglichen Chancen und Herausforderungen die damit verbunden sind bewusst zu machen. Das Projekt sieht die Errichtung von 20 öffentlichen Ladestationen, die auf unterschiedlichen Modellen basieren, im Ballungsraum Linz vor. Als Verbraucher dienen dabei Segways, Elektroroller, Elektrofahrräder und EV. Gleichzeitig wird ermittelt, an welchen Stellen die Errichtung von Ladestationen aus Sicht der Energieversorger und aus Sicht der Kunden am sinnvollsten wäre. Schließlich wird die Machbarkeit einer flächendeckenden Integration von Ladestationen anhand eines Businessplanes bewertet. [8] Besitzer eines Elektrofahrzeuges dürfen dieses an insgesamt 552 Lademöglichkeiten per Normal- oder Schnellladung mit Strom versorgen. Laut [36] bietet die LINZ AG damit das dichteste Ladeinfrastrukturnetz im deutschsprachigen Raum. [36] Um sich als Nutzer innerhalb des versorgten Gebiets zurechtzufinden, wird eine eigene App namens „StromMOBIL“ von LINZ AG bereitgestellt. Dies ermöglicht das schnelle Auffinden der nächste E-Ladestation sowie die Überlieferung von Informationen bezüglich Steckersystem und beladbare Fahrzeugtypen. [36] Analog zu dem in Kapitel 3.4.1 beschriebenen Projekt VLOTTE, wird auch von der LINZ AG ein All-inklusive Paket namens „E-Mobil Super Deal“ angeboten. Im monatlichen Betrag von 669 € sind alle Gebühren für das Fahrzeug (BMW i3), Service und Sicherheitscheck, Vollkaskoversicherung, eine hauseigene Wallbox sowie die Kosten für den Ladestrom für 15.000 km im Jahr inkludiert. [36]

Linz AG ist einer der Partner des vom Klima- und Energiefonds geförderten Projektes „Clean Motion Offensive“, im Rahmen dessen kostengünstige und leicht anwendbare Fahrzeugtechnologien weiterentwickelt werden. Eines der zahlreichen Ziele dieses Projektes ist die Überprüfung der Alltagstauglichkeit der Elektromobilität in Verbindung mit der entsprechenden Ladeinfrastruktur. Gleichzeitig wird an einem automatisierten Netz-Managementsystem gearbeitet, welches dazu dient, Überlastungen des Stromnetzes durch Kontrolle der Ladevorgänge zu verhindern. Dieses Vorhaben wurde innerhalb von drei Feldversuchen mit Elektrofahrzeugen, Ladeinfrastruktur und Netz-Managementsystem erfolgreich getestet. [37]

3.4.3 Norwegen: Musterbeispiel für die Integration der Elektromobilität

Die norwegische Regierung hat sich das Ziel gesetzt, ab 2025 nur mehr auf emissionsfreie Fahrzeuge und Hybridfahrzeuge zu setzen, ohne jedoch Verbrennungskraftmotoren gesetzlich zu verbieten. Weiters soll der gesamte Energiebedarf ab 2050 durch den Verzicht auf fossile

Energieträger schadstofffrei bereitgestellt werden. [38, 39]. Mit Hilfe dieser Zielsetzungen wird bis 2030 eine Reduktion der verursachten Emissionen um 40 % im Vergleich zu 1990 angestrebt. [40] Die Realisierung dieser Bestrebungen führt bis zum Jahr 2020 zur Begrenzung des durchschnittlichen CO₂-Ausstoßes auf 85 g CO₂/km. [41] Um diese ambitionierten Ziele zu erfüllen, setzt Norwegen als weltweit dritt größter Absatzmarkt für EV [40] seit Jahren verstärkt auf das Thema Elektromobilität. In keinem anderen Land der Welt ist die Elektromobilität so erfolgreich und aufstrebend wie in Norwegen. Begründet wird dies unter anderem durch zahlreiche Förderungen, steuerliche Vorteile und dem von der Regierung angetriebenen Ausbau der Ladeinfrastruktur. In Norwegen muss beim Erwerb eines Neuwagens eine sogenannte Registrierungssteuer, die von Fahrzeuggewicht und CO₂-Ausstoß abhängt, vom Kunden bezahlt werden. Neben dieser Registrierungssteuer ersparen sich Käufer eines Elektrofahrzeuges zusätzlich noch 25 % in Form der Mehrwertsteuer, wodurch viele Elektrofahrzeuge billiger sind als ihre Konkurrenten mit Verbrennungsmotor. Hinzu kommen Anreize wie der Erlass der Maut und Parkgebühr, die legale Benutzung der Busspur, die kostenlose Benutzung nationaler Autofähren sowie kostenloses Laden der Elektrofahrzeuge [42]. [43] Abbildung 3-4 zeigt, dass der Anteil elektrisch angetriebener Fahrzeuge am gesamten Fahrzeugmarkt im Laufe der Jahre nicht nur in Norwegen gestiegen ist.

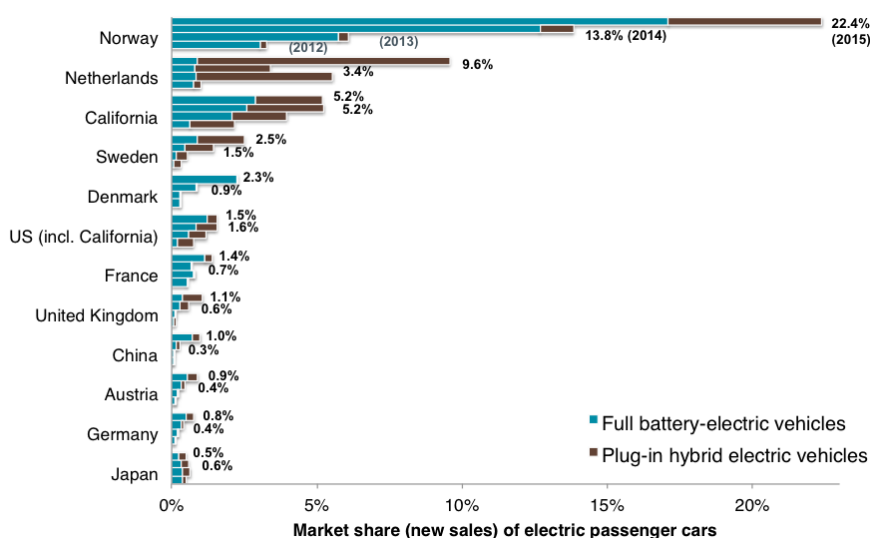


Abbildung 3-4: Vergleich des Marktanteils der Elektroautos in internationalen Märkten zwischen 2012 und 2015 [44]

Norwegen weist jedoch eine deutlich höhere Anstiegsrate auf als der Rest Europas und vor allem auch als Kalifornien, dass seit 1990 zahlreiche Programme und Förderungen zur Forcierung der Elektromobilität gestartet hat [45]. Derzeit befinden sich mehr als 110.000 Elektrofahrzeuge (Stand 23.08.2017), dies entspricht einem Durchdringungsgrad von 18 %, auf Norwegens Straßen [39]. Laut [39] dürfte diese Anzahl bis Ende 2017 auf 150.000

Fahrzeuge ansteigen. Norwegen hat die Maßnahmen zur Förderung der Elektromobilität bis Ende 2017 verlängert [41], wird allerdings ab 2018 damit beginnen diese sukzessive abzuschaffen [46]. Zum Zeitpunkt des Jahres 2014 haben die gesetzten Anreize etwa 400 Mio. Euro und die Errichtung der Ladeinfrastruktur etwa 6,7 Mio. Euro an Kosten für Norwegen verursacht. [46] Zum positiven Image und der Beliebtheit der Elektromobilität in Norwegen tragen mehrere Aspekte bei. Entscheidend ist allerdings der hohe Anteil der Wasserkraft (95,7 %) am norwegischen Strommix. Hinzu kommen die mit 0,163 Euro/kWh [47] niedrigen Stromkosten - EU-28-Schnitt im Mai 2017: 0,205 Euro/kWh - und der vergleichsweise hohe Gaspreis. [48] Der Beliebtheit der EV können lange Wegstrecken und kalte Temperaturen, die geringere Netto-Batteriekapazitäten und geringere Ladeleistungen verursachen, nichts anhaben. [49]

3.4.3.1 Ladeinfrastruktur

Norwegen besitzt eine flächendeckende Ladeinfrastruktur, die sowohl in den Ballungsräumen als auch in ländlicheren Gebieten für ein Überangebot an Lademöglichkeiten sorgt. Dazu gehören insgesamt 2.079 Ladestationen bzw. 9.113 Ladepunkte (8.115 davon öffentlich). Darin inkludiert sind unter anderem 612 CHAdeMO Schnellladestationen, 246 Tesla Supercharger, 890 AC-Typ-2-Schnellladestationen und 137 11 kW AC-Typ-2-Stationen. [50] Die ausgeprägte Ladeinfrastruktur ist ein entscheidender Grund für die Vorreiterrolle Norwegens im Bereich der Elektromobilität. In Tabelle 3-1 sind ausgewählte Daten in Bezug auf den Straßenverkehr für Norwegen und Österreich gegenübergestellt, um den Unterschied beim Fortschritt der Elektromobilität zu verdeutlichen. Mit 1,4 öffentlichen Ladestationen pro 1.000 Einwohner liegt Norwegen deutlich vor Österreich mit 0,2 Ladestationen pro 1.000 Einwohner.

Tabelle 3-1: Vergleich der Daten bezüglich Elektromobilität zwischen Norwegen und Österreich [51], Stand: 05.06.2017

	Norwegen	Österreich
Einwohner	5.194.000	8.662.588
Fläche [km ²]	323.802	83.858
Fahrzeuge	2.500.000	4.641.000
Länge Autobahn [km]	194	1.720
EV Marktanteil 2016 (2017)	29,3 % (33,8 %)	1,5 % (1,7 %)
EV Neuzulassungen 2016 (2017)	44.888 (16.757)	5.063 (2.052)
Öffentliche Ladestationen	7.367	2.062
Öffentliche Schnellladestationen	1.387	424

In Norwegen haben etwa 96 % der Besitzer eines EV die Möglichkeit ihr Fahrzeug zu Hause an einer heimischen Ladestation zu laden. Umfragen aus dem Jahr 2015 ergaben, dass nur 7 % bzw. 17 % der norwegischen EV-Besitzer öffentliche Ladestationen - ausgenommen Schnellladestationen - täglich bzw. wöchentlich verwenden. [52] Dennoch bietet Norwegen eine flächendeckende Ladeinfrastruktur mit durchschnittlich 2,4 öffentlichen Ladestationen pro 1.000 EV. In Abbildung 3-5 ist die geografische Verteilung der Dichte an Ladestationen in Norwegen abgebildet. Der dicht besiedelte Süden Norwegens rund um die Hauptstadt Oslo besitzt eine deutlich stärker ausgebaute Ladeinfrastruktur als der gering besiedelte Norden. [53]

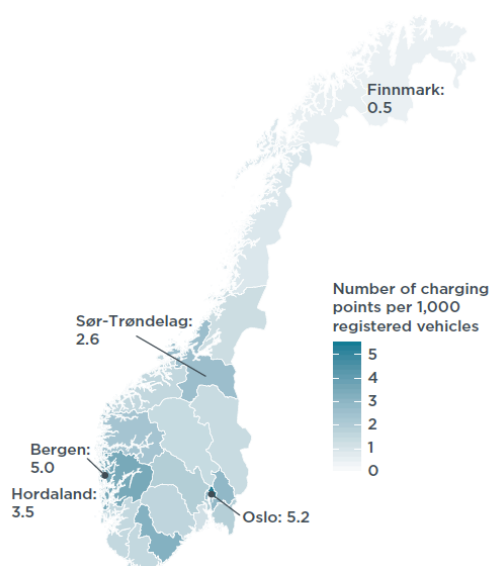


Abbildung 3-5: Geografische Verteilung der Dichte an Ladestationen in Norwegen [53]

Das wohl besondere am Beispiel Norwegen ist, dass obwohl die Anfänge der Elektromobilität fast ausschließlich in den Ballungsräumen stattfanden, die Begeisterung gegenüber der Elektromobilität relativ rasch auch auf ländlichere Gebiete überging. [52]

3.4.3.2 Netzcharakteristik der Niederspannungsebene in Norwegen

Aufgrund des norwegischen Landschaftsbildes unterscheiden sich Niederspannungsnetze in ländlicheren Regionen in Bezug auf den Ausbaugrad entscheidend von jenen in Ballungsräumen. Der Norden Norwegens ist mit einem deutlich schwächeren Netz als der Süden ausgestattet, wodurch der Stromimport aus Nachbarländern oder dem Süden Norwegens erschwert wird. Dies macht sich wiederum durch zum Teil höhere Stromkosten und höhere Netzbelastungen bemerkbar. [54] Durch die geringe Bevölkerungsdichte und der damit verbundenen geringeren Last werden in diesen Gebieten häufig Freileitungen mit langen Netzausläufern installiert. [55] Ein typisches Beispiel dafür bietet das Niederspannungsnetz in Namsskogan in der norwegischen Region Nord-Trøndelag mit etwa

926 Einwohner. Dieses wurde zwischen 1950 und 1960 errichtet und ist infolgedessen hauptsächlich auf die Versorgung der Verbraucher ausgerichtet. Dezentrale Einspeisung und die verstärkte Integration der Elektrofahrzeuge in das Energiesystem werden vor allem in diesen ländlichen Netzen zu Problemen führen. [55] Denn laut [56] besitzen 40-50 % der norwegischen Niederspannungsnetze höhere Netzimpedanzen als die von der International Electrotechnical Commission (IEC) definierten Referenzimpedanz. [56–58] In diesen schwachen Netzbereichen stellt die gegenseitige Beeinflussung der Spannungsqualität durch mehrere Verbraucher eine realistische Bedrohung dar. Auf der anderen Seite werden die Kosten für den Ausbau der Niederspannungsebene in dem Bericht [57] auf 2-15 Milliarden Euro geschätzt. [56] Regionen mit schwachen Netzstrukturen besitzen meist sehr gute Bedingungen für die dezentrale Einspeisung elektrischer Energie, meist in Form von Kleinwasserkraftwerken. Durch diese Kombination muss in Situationen mit geringer Last und hoher dezentraler Einspeisung bzw. hoher Last und geringer Einspeisung mit Spannungsbandverletzungen gerechnet werden. [56] Hinzu kommt, dass in Gebieten mit schwachen Netzen die Einbindung von EV und Photovoltaik entscheidend zur Veränderung des Spannungsprofils entlang der Leitungen beiträgt bzw. zur Entstehung von Flicker führt. [59]

Große Teile des NS-Netzes in Norwegen (etwa 70 % [59]) sind mit einer verketteten Spannung von 230 V mit isoliertem Sternpunkt [56] - zum Unterschied zu vielen Teilen Europas mit einer Spannung von 400 V - ausgeführt. Um die gleiche Leistung zu übertragen, werden aufgrund der niedrigeren Netzspannung um den Faktor $\sqrt{3}$ höhere Ströme benötigt, wodurch höhere Spannungsabfälle und höhere Leitungsverluste bei gleicher Netzcharakteristik entstehen. [59] Mittlerweile versuchen Netzbetreiber den Großteil der Niederspannungsebene auf 400 V mit geerdetem Sternpunkt umzustellen. [56] Die Anforderungen an einen reibungslosen Netzbetrieb in Norwegen sind laut [60] ähnlich, wenn auch ein wenig strikter, als für den Rest Europas in EN 50160 [18] definiert. Laut der Richtlinie bezüglich der Versorgungsqualität im elektrischen Energiesystem FOR-2004-11-30 nr 1557 muss der 1-Minuten-Mittelwert des Effektivwertes der Spannung an jedem Netzknoten 100 % der Zeit innerhalb der Spannungsgrenzen von ± 10 % der Nennspannung (230 V) liegen. [54, 61] Ein Spannungsabfall ist als das Absinken der Spannung zwischen 1 % und 90 % der Nennspannung definiert. [55, 60] Wie in Kapitel 3.3.2 beschrieben, müssen hingegen in Österreich 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Spannung die Grenzen gemäß EN 50160 [18] einhalten [17].

Auch in Bezug auf die für Raumwärme eingesetzten Energieträger unterscheiden sich Norwegen und Österreich voneinander. Während in Norwegen 74 % der Haushalte mit

elektrischer Energie heizen - 9 % elektrische Fußbodenheizung, 44 % elektrische Direktheizung und 21 % Wärmepumpe [62], sind es in Österreich nur 8 % - 5,2 % elektrische Direktheizung und 2,8 % Wärmepumpe [63]. Bemerkbar ist dieser Unterschied anhand des deutlich höheren Stromverbrauchs pro Kopf in Norwegen (siehe Abbildung 3-6).

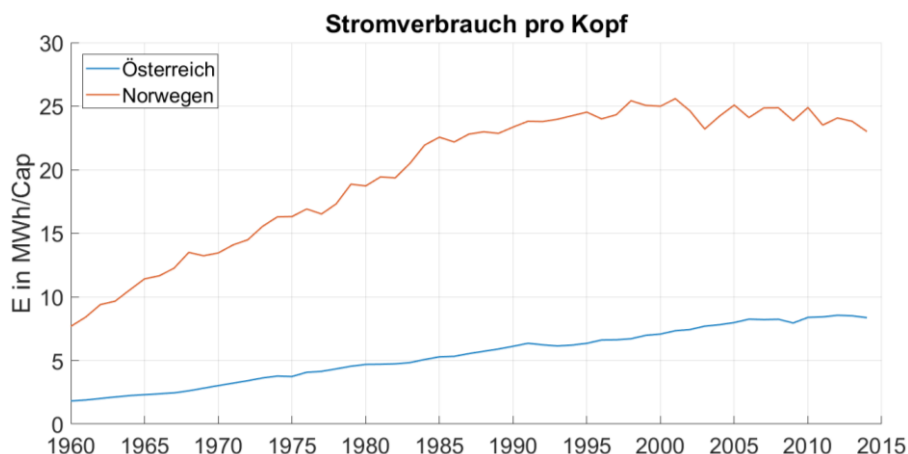


Abbildung 3-6: Vergleich des Stromverbrauches pro Kopf zwischen Norwegen und Österreich, Quelle: World Bank

Aus Berechnungen der Abteilung Norwegian Water Resources and Energy Directorate geht hervor, dass die maximale Leistung des heutigen Netzes in Norwegen ausreicht, um etwa 1,5 Mio. Elektrofahrzeuge zu laden. Dies würde einem Energiebedarf von 4 TWh entsprechen, etwa 3 % des gesamten Energiebedarf Norwegens. [64] Gleichzeitig wird allerdings erwähnt, dass die zukünftig angestrebte Anzahl an EV bei gleichzeitiger Beladung durchaus in Ballungsräumen, dicht besiedelten Vororten oder in ländlichen Gebieten mit schwachen Netzen zu unzulässig hohen Auslastungen führen kann. Um Gleichzeitigkeiten der Ladevorgänge zu verhindern, wird in Norwegen die verpflichtende Einführung von Smart-Meter verstärkt angestrebt. [64]

3.4.3.3 Vermeidung des Netzausbaus durch Smart-Grids

Der hohe Anteil an Haushalten mit elektrischer Heizung kann vor allem in kalten Jahreszeiten zu Überlastungen des norwegischen Niederspannungsnetzes führen. Zusätzlich zu saisonalen Schwankungen entstehen ausgeprägte Tagesspitzen, welche die Niederspannungsnetze an ihre Grenzen bringen. Mit Hilfe der flächendeckenden Einführung von Smart-Meters - Advanced Metering Systems (AMS) - soll der zukünftig notwendige Netzausbau in Norwegen, ausgelöst durch die starke Elektrifizierung durch EV und elektrischen Heizungen, verhindert oder zumindest zeitlich verzögert werden. Die geplante Einführung von Smart-Grids basiert in weiterer Folge auf dieser Smart-Meter-Technologie. In der norwegischen Richtlinie FOR-1999-03-11-301 [65] sind die Aufgaben und Anforderungen der Smart-Meter genau definiert [66].

Vorangetrieben wird dieses Vorhaben hauptsächlich durch nationale politische Rahmenbedingungen und Regulierungen, weniger durch norwegische Netzbetreiber, die vor dem Risiko durch die neue und noch nicht vollständig ausgereifte Technologie zurückschrecken. [66] Die Abteilung für Wasserressourcen und Energie (Norwegian Water Resources and Energy Directorate - NVE) hat die Aufgabe, den Fortschritt bei der Implementierung der Smart-Meter-Technologie zu überwachen. Alle Netzbetreiber waren außerdem verpflichtet, einen Entwicklungsplan zur Einführung der Smart-Meter bis zum 1. Januar 2012 zu erstellen, diesen der NVE zu präsentieren und über dessen Erfolg zu berichten. Bis zum 1. Januar 2016 bzw. bis zum 1. Januar 2017 sollten mindestens 80 % bzw. 100 % der Anlagen als Smart-Meter ausgeführt sein. [66] Die Frist für die vollständige Umstellung auf die Smart-Meter-Technologie wurde später jedoch auf 2019 verschoben [59].

Die Einführung der Smart-Meter-Technologie ermöglicht die Verbindung zwischen Verteilernetz und Verbraucher, wodurch sich Netzbetreiber eine detaillierte Datenbasis für Lastflusssimulationen und Prognosen der Netzauslastungen versprechen. [56] In Norwegen gibt es einige Gründe, die deutlich für die Integration eines intelligenten Stromnetzes sprechen. Der hohe Anteil an elektrischer Energie in Haushalten bietet gute Voraussetzungen für Demand Side Management (DSM). Hinzu kommen große Ressourcen an dezentraler Einspeisung durch Wasserkraft, die steigende Durchdringung der EV und mehrere Regionen mit schwach ausgebauten Netzbereichen. [67] In Norwegen sind diese zukünftigen Herausforderungen bekannt, weshalb der Aufwand im Bereich Forschung und Entwicklung von Smart-Grids, wie zum Beispiel in Form der Projekte „The Norwegian Smartgrid Centre“, „The National Smart Grid Laboratory“ oder „Demo Norway“, deutlich erhöht wurde. Das Norwegian Smartgrid Centre wurde im Jahr 2010 auf Empfehlung des Ministeriums für Petroleum und Energie innerhalb eines Entwicklungsplans für die Forschung im Bereich Energie gegründet. Die Organisation arbeitet mit derzeit 47 Mitgliedern aus Industrie, Forschung und Bildung, wie zum Beispiel dem Übertragungsnetzbetreiber Statnet, zusammen. Ziel dieser Organisation ist die Schaffung von Rahmenbedingungen für die Demonstration von Vorzeigeprojekten und Forschungsaktivitäten in Norwegen. [67] Um die zahlreichen bereits existierenden Smart-Grid Labors in Norwegen besser zu koordinieren wurde ein zentrales nationales Smart-Grid Labor in Trondheim im Jahr 2014 errichtet. Dieses dient der Testung neuer Technologien und Funktionen vor der ersten Anwendung unter möglichst realistischen Bedingungen. Weitere Labors und Forschungsstellen sind durch ein Kommunikationssystem miteinander verbunden. [67] Im Projekt Demo Norway werden Versuchsnetze mit Smart-Grids, sogenannten „Living Labs“, errichtet und getestet. Diese „Living Labs“ sind wiederum mit den Smart-Grid-Labors verbunden, um Daten in beide

Richtungen zu übermitteln. Insgesamt hat das Norwegian Smartgrid Centre bereits sechs dieser Versuchsprojekte verteilt in ganz Norwegen installiert. [67]

3.4.3.4 Geplanter Ausbau des Verteilernetzes

Trotz der ambitionierten Zielsetzungen zur Integration der Smart-Meter haben norwegische Netzbetreiber zahlreiche Projekte zur Weiterentwicklung des norwegischen Netzes verlautbart. Laut Hafslund Nett, dem Verteilernetzbetreiber im Raum in und um Oslo, wurden etwa 105 Mio. Euro für die Ausbauarbeiten im Verteilernetz in Oslo investiert, um die Netzkapazitäten und die Versorgungssicherheit zu erhöhen bzw. die Netzverluste zu verringern. Gleichzeitig ist ab dem Jahr 2017 die Errichtung weiterer regionaler Leitungen in Akershus und Østfold geplant. [68] Der norwegische Übertragungsnetzbetreiber Statnett gibt in seinem Netzentwicklungsplan aus dem Jahr 2015 [69] bekannt, dass 540 km an neuen Leitungen gelegt und 340 km an bestehenden Leitungen zwischen 2010 und 2014 erneuert wurden. In dieser Periode wurden insgesamt 1,7 Mio. Euro in diverse Projekte investiert, darunter auch Projekte in der Hauptstadt Oslo. Für den Zeitraum zwischen 2016 und 2020 ist in etwa derselbe Betrag für Investitionen eingeplant. Innerhalb des Projektes „The Greater Oslo Grid Plan“, das 2010 gestartet wurde, wird das Niederspannungsnetz in und um Oslo aufgrund des Alters des Netzes und dem durch verstärktes Bevölkerungswachstum steigenden Energieverbrauch erneuert. Insgesamt beinhaltet das Vorhaben fünf Projekte [70] die bis 2030 umgesetzt werden sollen. [69] Bis 2025 sollen laut Entwicklungsplan [71] 14,8 Mrd. Euro in die Entwicklung des norwegischen Stromnetzes investiert werden. Davon werden voraussichtlich 39 % für das Übertragungsnetz, 23 % für das Regionalnetz, 31 % für das Verteilernetz und 7 % für die Integration der Smart-Meter-Technologie eingesetzt. [71] Norwegen führt deutlich vor Augen, dass der rasante Anstieg der Elektromobilität einerseits mit der Errichtung einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur und andererseits mit Maßnahmen wie der Einführung von Smart-Meters oder Investitionen in den Ausbau des Netzes verknüpft sind.

3.5 Analyse bereits durchgeführter Studien

In diesem Kapitel werden bereits durchgeführte Studien in Bezug auf die Auswirkungen der Elektromobilität und auf mögliche Gegenmaßnahmen erläutert. In Folge wird die Herangehensweise jeder Studie beschrieben sowie ihre Ergebnisse und Erkenntnisse kurz zusammengefasst. Die Studien sind gemäß ihren Auswertungskriterien (siehe Tabelle 3-2) und der erarbeiteten Lösungsmaßnahmen (siehe Tabelle 3-3) eingeteilt.

3.5.1 Beschreibung der Studien

3.5.1.1 Studie der Technischen Universität Dresden und der Salzburg Netz GmbH

Die Abteilung für Electrical Engineering an der Technischen Universität Dresden führte 2016 in Zusammenarbeit mit der Salzburg Netz GmbH eine Analyse [72] über die Auswirkungen der Durchdringung von Plug-In Elektrofahrzeugen (PHEV) in Kombination mit PV-Anlagen auf Niederspannungsnetze durch. Dabei wurde der Einfluss der PHEV und der PV-Einspeisung erst einzeln und schließlich in Kombination anhand dreiwöchiger Messungen bezüglich Spannungsunsymmetrien untersucht. Das betroffene Niederspannungsnetz beinhaltet 90 Haushalte, 43 PV-Anlagen (48 % der Haushalte) und 36 PHEV (40 % der Haushalte). Um die Aussagekraft der Untersuchung zu erhöhen, wurden die PV-Inverter gleichmäßig auf alle drei Phasen aufgeteilt. Bei Haushalten, die sowohl PHEV als auch PV besitzen, wurden beide auf verschiedene Phasen angeschlossen. Für diese Arbeit sind ausschließlich die Kombinationen Haushalt mit PHEV (A) und Haushalt mit PHEV und PV (B) und deren Ergebnisse relevant. Für die Auswertung der Ergebnisse von Fall A wurden jene Zeiträume verwendet, in denen die PHEV geladen wurden, die PV-Anlagen allerdings keine Leistung erzeugt haben. Die Kombination der Haushaltslasten mit PV-Einspeisung und PHEV-Lasten sollte anhand von zwei verschiedenen Haushalten betrachtet werden. Dafür wurden Daten zwischen Mitternacht und drei Uhr nachmittags herangezogen, um Spitzenlasten der PV und der PHEV miteinzubeziehen. [72]

3.5.1.2 V2G – Strategies

Das Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe an der Technischen Universität Wien untersuchte im Rahmen des Projekts V2G-Strategies [6] die Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien auf zwei Mittel- und acht Niederspannungsnetze. Mit Hilfe eines selbst erstellten Durchdringungsszenarios wurde das mögliche Ausmaß der Penetration durch Elektrofahrzeuge analysiert und schließlich auf die elektrischen Netze angewandt. In weiterer Folge wurden die Ergebnisse der Durchdringungsstudie - 40 % DG in 2030 und 100 % DG in 2050 - für die Abschätzung der EV-Anzahl pro Netzanschluss herangezogen. Dies ermöglicht die Verteilung der Elektrofahrzeuge je nach Anschlusspunkt. Die Auswirkungen auf die Niederspannungsebene wurden anhand der Spannungen in den Netzknoten und der Auslastung einzelner Leitungsabschnitte und Transformatoren ermittelt. Um zusätzlich die Folgen für das Mittelspannungsnetz zu analysieren, erfolgte die Berechnung der Anzahl der Elektrofahrzeuge pro Trafostation und betrachtete diese als eine einheitliche Fahrzeugflotte, deren Summenladeprofil zum Gesamtlastprofil der Trafostation addiert wurde. [6]

3.5.1.3 Studie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR)

Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) betrachtete in einer Studie aus dem Jahr 2013 [73] die Auswirkungen der Ladestrategie in Kombination mit dezentraler Photovoltaikeinspeisung auf das Stromnetz unter definierten Rahmenbedingungen. Für die Untersuchungen dienten zehn Niederspannungsnetze in Gebieten mit einem hohen Anteil an Einfamilienhäusern. Durch die Durchführung einer probabilistischen Lastflussanalyse konnte die Auslastung der Niederspannungsnetze bei gesteuerten und ungesteuerten Ladevorgängen mit 3,7 kW und 11 kW Anschlussleistung simuliert werden. Die Realisierung für gesteuertes Laden erfolgte durchdurch günstigere Ladetarife zum Zeitpunkt hoher Photovoltaikeinspeisung und teurere Tarife zu Spitzenlasten. [73]

3.5.1.4 Studie der IEH Uni Stuttgart

In einer weiteren Analyse [74] (2010), durchgeführt von der IEH Uni Stuttgart, wurde der Einfluss der erfolgreichen Implementierung der Elektromobilität auf das Niederspannungsnetz untersucht. Als Vorlage für die Nachbildung des Netzes diente ein Teilstück eines realen Niederspannungsnetzes in Stuttgart. Zusätzlich wurde evaluiert, ob Demand Side Maßnahmen einen nützlichen und vor allem auch wirtschaftlichen Beitrag zur Entlastung des Niederspannungsnetzes leisten können. Auf die detaillierten Rahmenbedingungen bezüglich der Modellierung des Netzes und der Elektrofahrzeuge innerhalb dieser Simulation wird an dieser Stelle nicht weiter eingegangen (Details siehe [74]). Der Durchdringungsgrad der Elektrofahrzeuge wurde anhand des Nationalen Entwicklungsplanes der Deutschen Bundesregierung [74] für die Jahre 2020 (2,5 %), 2030 (12,5 %) und 2050 (50 %) festgelegt. Die Simulation der Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge erfolgte mit einer Anschlussleistung von 3 kW bzw. 10 kW vorzugsweise zwischen dem späten Nachmittag und Abend. [74]

3.5.1.5 Projekt Flottenversuch Elektromobilität

Das Pilotprojekt Flottenversuch Elektromobilität [9] diente der Analysierung der Auswirkungen des Nutzerverhaltens von Elektrofahrzeugbesitzern auf die Stromnetze. Dies erfolgte anhand von zehn Mittelspannungsnetzen inklusive der anhängenden Niederspannungsnetze in Vorstädten und ländlichen Gebieten. Anhand der Grenzwerte für einen störungsfreien Netzbetrieb gemäß EN 50160 [18] und DIN VDE 0276-1000 [9] wurden Betriebsmittel- und Grenzwertüberschreitungen für verschiedene Anschlussleistungen bei einem Durchdringungsgrad von 8 % ermittelt. [9]

3.5.1.6 Studie der Norwegian University of Science and Technology

Innerhalb der Studie [54] aus dem Jahr 2013, durchgeführt vom Department of Electric Power Engineering an der Norwegian University of Science and Technology, wurde die flächendeckende Integration der Elektromobilität auf ein Niederspannungsnetz analysiert. Das betrachtete NS-Netz befindet sich in einem Wohngebiet in Steinkjer in der norwegischen Region Nord-Trøndelag und versorgt die insgesamt 856 Verbraucher hauptsächlich über Aluminiumleitungen. Daten bezüglich Netzaufbau und Energieverbrauch wurden durch den Energieversorger Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk bereitgestellt. Für die 24-stündige Simulation eines „worst case“ Szenarios wurde der 2. Februar als der Tag mit dem höchsten Energieverbrauch ausgewählt. Gleichzeitig wurde die Integration einer Windkraftanlage nahe dem Wohngebiet simuliert.

Mit Hilfe der Simulation sollten innerhalb verschiedener Szenarien die Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz untersucht und das Potenzial der Windkraftanlage zur Steigerung der Autarkie ermittelt werden. In den einzelnen Szenarien wurden jeweils unterschiedliche Ladestrategien angewandt - Laden bei Spitzenlast bzw. unregelmäßiges Laden und gesteuertes Laden durch intelligentes Lademanagement. Ziel der Untersuchung war es außerdem die Relevanz der räumlichen Verteilung bzw. der Konzentration der ladenden EV für Netzbelastungen zu erforschen. [54] Innerhalb einer ähnlichen Arbeit [75], in der ein kleineres Niederspannungsnetz betrachtet wurde, konnten ähnliche Ergebnisse wie in der Arbeit [54] festgestellt werden. Mit Hilfe einer Langzeitsimulation wurden zum einen die Ergebnisse der 24-stündigen Lastflussberechnung überprüft. Zum anderen wurde dadurch ermittelt, inwiefern sich eine Windkraftanlage zur langfristigen Deckung des zusätzlichen Energieverbrauchs durch EV eignet.

3.5.2 Auswirkungen der E-Mobilität

In Tabelle 3-2 sind alle analysierten Studien anhand der darin untersuchten Schwerpunkte - Spannungsbandverletzung, Unsymmetrie, Betriebsmittelauslastung und Netzlast - eingeteilt.

Tabelle 3-2: Gegenüberstellung der Studien gemäß ihren untersuchten Auswirkungen

Auswirkungen	Studien
Spannungsbandverletzung	[6, 54, 75, 75]
Unsymmetrie	[6, 72]
Betriebsmittelauslastung	[6, 9, 73]
Netzlast	[74]

3.5.2.1 Spannungsbandverletzung

3.5.2.1.1 V2G – Strategies

Im Projekt V2G-Strategies an der Technischen Universität Wien [6] wurden unter anderem die Knotenspannungen als Auswertungskriterium herangezogen. In Abbildung 3-7 sind die Simulationsergebnisse der Untersuchung unter ungeregeltem einphasigem Laden mit 16 A Ladestrom mit und ohne der Einbindung der EV dargestellt. Dieses Szenario fand unter der Voraussetzung statt, dass alle Fahrzeuge innerhalb des Niederspannungsnetzes an Phase L1 laden. Die Bedingungen für einen reibungslosen Netzbetrieb laut Norm EN50160 [18], dass keine Spannungswerte unter 0,85 p.u. und nur 5 % der 10-Minuten-Mittelwerte unter 0,9 p.u. liegen dürfen, wurden erfüllt.

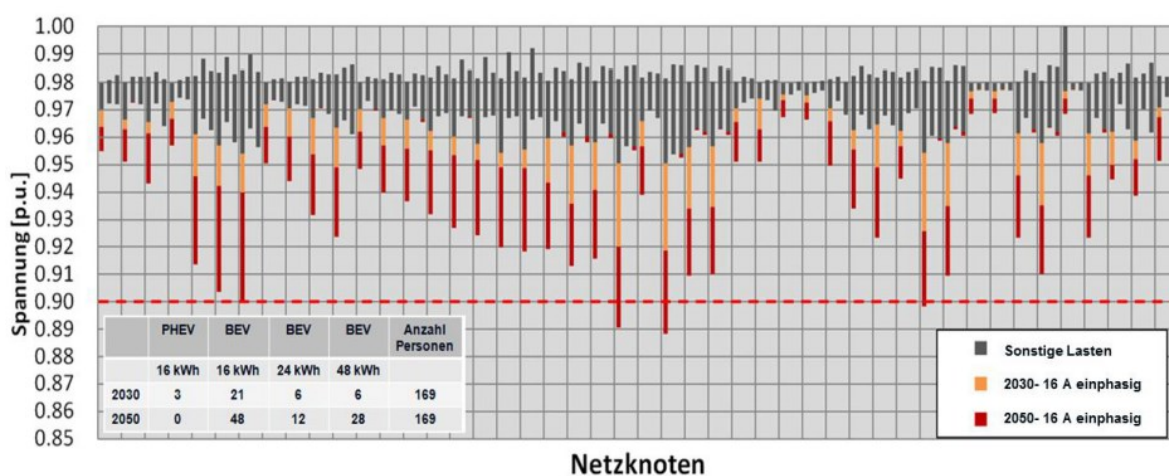


Abbildung 3-7: Simulierte Spannungsänderungen im Niederspannungsnetz durch die Einbindung der Elektromobilität unter ungeregeltem Laden - alle Fahrzeuge laden an Phase L1 [6]

Schließlich wurde ein weiteres Szenario, in dem alle Elektrofahrzeuge gleichmäßig auf alle drei Phasen verteilt werden, durchgeführt (siehe Abbildung 3-8). Die entsprechenden Netzknotten wurden durch die gleichmäßige Verteilung der Ladevorgänge entscheidend entlastet. In Niederspannungsnetzen, in denen die untere Spannungsbandgrenze von 0,9 p.u. auch ohne die Integration der Elektromobilität nur knapp eingehalten wird, führt ungeregeltes einphasiges Laden (alle EV auf Phase L1) mit 16 A Ladestrom zu deutlichen Spannungsbandverletzungen. [6] Die Einbindung der Elektromobilität kann vor allem in bereits ausgelasteten Niederspannungsnetzen bei steigender Durchdringung zu Netzproblemen führen. Bei einem Durchdringungsgrad von 40 %, der laut Durchdringungsszenario im Jahr 2030 erreicht wird, und gleichmäßiger Phasenverteilung der Ladevorgänge sind 7 % bzw. 35 % der untersuchten Niederspannungsnetze bei einer Ladeleistung von 3,5 kW bzw. 10,5 kW gefährdet. Eine Ladeleistung von 10,5 kW resultiert bereits ab einer Durchdringung von 40 % in einem verstärkten Anstieg der Netzengpässe.

Ungesteuertes einphasiges Laden führt ab einem Durchdringungsgrad von 40 % vor allem am Nachmittag bzw. Abend zu Problemen im Niederspannungsnetz. Besonders gefährdet sind Netzknoten an langen Netzausläufern in Strahlennetzen. [6]

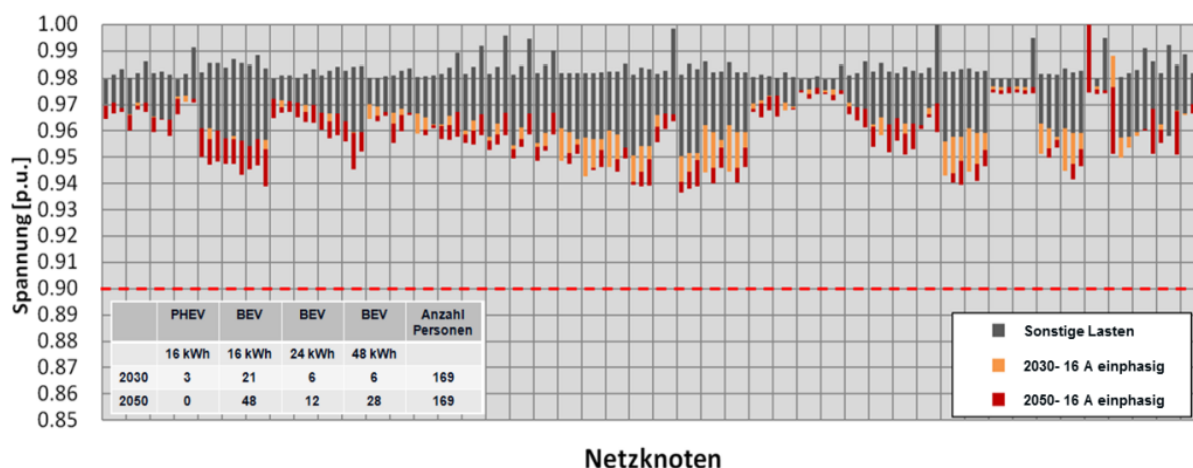


Abbildung 3-8: Simulierte Spannungsänderungen im Niederspannungsnetz durch die Einbindung der Elektromobilität unter unregelmäßigem Laden - Fahrzeuge laden auf allen Phasen verteilt [6]

Auf der Mittelspannungsebene betrug der maximale Spannungsabfall bei einer Durchdringung von 40 % und unregelmäßigem Laden 0,2 %, womit die Spannungsbandgrenze von 10 % der Nennspannung deutlich eingehalten wird. In der Analyse wurde selbst bei einer Durchdringung von 100 % unter vorausgesetztem dreiphasigen Laden mit 16 A Ladestrom ein maximaler Spannungsabfall von lediglich 1,46 % dokumentiert. Dadurch konnte verdeutlicht werden, dass sogar eine vollständige Durchdringung der Elektromobilität keine entscheidenden Netzprobleme in der Mittelspannungsebene auslösen. Dennoch stehen durch die Einbindung der Elektrofahrzeuge Netzreserven für Erhöhungen der Erzeugungs- und/oder Verbrauchsleistung nicht mehr zur Verfügung. [6]

3.5.2.1.2 Studie der Norwegian University of Science and Technology

Die Arbeit der Norwegian University of Science and Technology [54] zeigt die Relevanz der räumlichen Anordnung der ladenden EV in Bezug auf die simulierten Netzbelastungen. Bei stark konzentrierter Verteilung der EV kommt es bereits bei einem DG von 7 % zu ersten Spannungsbandverletzungen. Unter vorausgesetzter räumlicher Verteilung der Fahrzeuge werden die Spannungsgrenzen auch bei einem DG von 20 % eingehalten. Es wurde aufgezeigt, dass die Verteilung der EV ein ebenso entscheidender Faktor für die Netzauswirkungen ist, wie die Anzahl bzw. die Durchdringung der EV. [54] Innerhalb einer ähnlichen Arbeit der Norwegian University of Science and Technology [75], in der ein kleineres Niederspannungsnetz betrachtet wurde, konnten ähnliche Ergebnisse wie in der Arbeit [54] festgestellt werden. Selbst bei der Verwendung eines intelligenten Lademanagementsystems

muss mit Spannungsbandverletzungen ab 60 % Durchdringung gerechnet werden. Bereits bei einem DG von 10 % wurden in einem Knoten des längsten Netzausläufers unzulässige Spannungswerte festgestellt, wodurch ein maximaler DG von unter 10 % als Begrenzung festgelegt wurde. [75]

3.5.2.2 Spannungsunsymmetrie

3.5.2.2.1 Studie der Technischen Universität Dresden und der Salzburg Netz GmbH

Die Beurteilung der Unsymmetrien innerhalb der Studie der Technischen Universität Dresden in Zusammenarbeit mit der Salzburg Netz GmbH [72] erfolgt mit Hilfe der Unsymmetriescheinleistung S_{un} , gebildet anhand der komplexen Scheinleistung aller drei Phasen gemäß IEC 61000-3-14. Die Unsymmetriescheinleistung entspricht der Gegensystemkomponente der symmetrischen Komponenten der Scheinleistung eines unsymmetrischen Dreiphasensystems. Je höher damit die Unsymmetriescheinleistung, desto unsymmetrischer die Belastung der drei Phasen. [72] In Abbildung 3-9 (links) sind die Unsymmetriescheinleistungen mit und ohne Ladevorgänge (Electric Vehicle Charging - EVC) anhand von kumulierten Verteilfunktionen gegenübergestellt, wobei hier drei Haushalte mit jeweils unterschiedlicher Farbe dargestellt sind. Die Differenz zwischen den Kurven ohne PHEV (durchgezogene Linien) und den Kurven mit PHEV (strichlierte Linien) betragen annähernd konstante 2,3 kVA, das in etwa der Ladeleistung der Elektrofahrzeuge entspricht. Außerdem wird deutlich, dass sich die Unsymmetrien der Haushaltslasten und jene der Ladevorgänge nicht ausgleichen. Anhand der Verläufe unter der Berücksichtigung von Ladevorgängen (mit EVC - strichlierte Linien) lassen sich Phasen mit konstanter Ladeleistung während des Ladevorganges deutlich erkennen. [72]

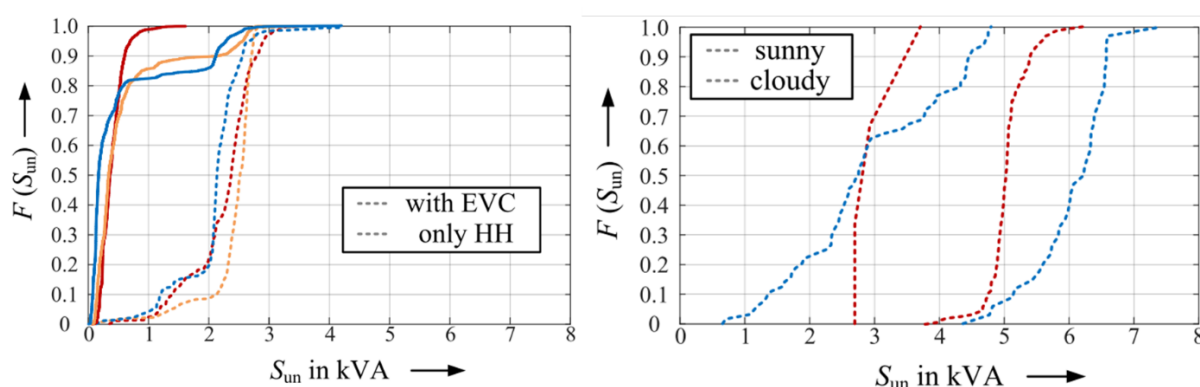


Abbildung 3-9: Kumulierte Verteilungsfunktion der Unsymmetriescheinleistung für die Szenarien Haushalt mit PHEV (A, links) und Haushalt mit PHEV und PV (B, rechts) [72]

Die Ergebnisse des Szenarios, in dem Haushaltslasten mit PV-Einspeisung und PHEV-Lasten kombiniert wurden, sind in Abbildung 3-9 (rechts) für zwei verschiedene Haushalte in

unterschiedlichen Farben dargestellt. Durch die Unterscheidung zwischen sonnigen und wolkenreichen Verhältnissen, wird die deutlich geringere Leistung der PV-Anlagen unter wolkenreichen Bedingungen ersichtlich. Die Unsymmetriescheinleistung im Falle der kombinierten Last aus Haushalt, PV-Anlage und PHEV ist um den Faktor 30 höher als jene eines Haushalts ohne PHEV und PV. Dies macht die Auswirkungen beider Technologien auf die Niederspannungsebene im Form von unsymmetrischen Spannungszuständen deutlich. [72] Um nun ausschließlich die Auswirkungen der Elektrofahrzeuge auf das Niederspannungsnetz in Bezug auf Spannungsunsymmetrien zu analysieren, wurde ein Netzausläufer in Perioden ohne PV-Einspeisung betrachtet. Dazu wurde der Unsymmetriegrad k_U mit Hilfe der Unsymmetriescheinleistung und der Kurzschlussleistung an diesem Netzausläufer gemäß Formel (3-2) in Kapitel 3.1.3 gebildet (siehe Abbildung 3-10). Unter der Berücksichtigung der Haushaltslasten und der Lasten durch PHEV (strichlierte Linie) steigt der Unsymmetriegrad nur etwa um 0,1 % wodurch der in EN 50160 [18] definierte Grenzwert von 2 % eingehalten wird. [72]

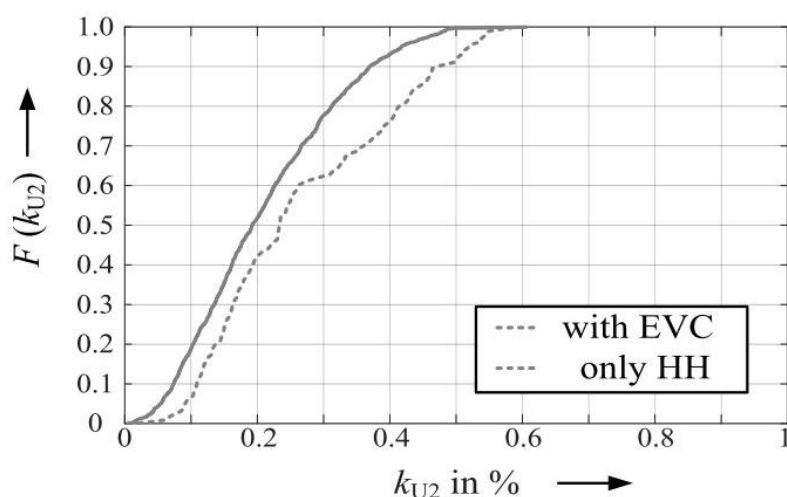


Abbildung 3-10: Kumulierte Verteilfunktion der Spannungsunsymmetriegrade mit (durchgezogen) und ohne (strichliert) PHEV [72]

Aus den Messungen geht hervor, dass der Einfluss der PV-Inverter auf die Unsymmetrie im Niederspannungsnetz deutlich größer ist, als jener der Elektrofahrzeuge. Der Grund dafür liegt darin, dass Ladevorgänge der EV im Unterschied zu Photovoltaikanlagen, die bei sonnigen Verhältnissen gleichzeitig Leistung einspeisen, aufgrund der unterschiedlichen Benutzer- und Ladeverhalten der Besitzer zeitlich variieren. Hinzu kommt natürlich, dass die installierte Leistung aller PV-Anlagen mit 185 kVA zweimal so hoch ist wie jene der PHEV mit 83 kVA. Die Erkenntnis dieser Studie ist, dass die Einbindung von PV-Anlagen zu deutlich stärkeren Netzauswirkungen in Form der Unsymmetrie führt als die Integration der Elektromobilität. [72]

3.5.2.2.2 V2G – Strategies

Die Erkenntnisse der Auswertung der Spannungsbandverletzungen in der Studie V2G-Strategies der Technischen Universität Wien [6] lassen sich durch die Analyse der Unsymmetrie im Niederspannungsnetz wiederholen. Durch einheitliches einphasiges Laden der Fahrzeuge an Phase L1 werden unzulässige Phasenunsymmetrien verursacht. Mit Hilfe der gleichmäßigen Verteilung der Ladevorgänge auf alle drei Phasen lassen sich unsymmetrische Spannungszustände der Netzknoten vermeiden. [6]

3.5.2.3 Betriebsmittelauslastung

3.5.2.3.1 V2G – Strategies

Die Studie V2G-Strategies [6] zeigt neben den Spannungsbandverletzungen und unsymmetrischen Spannungszuständen, dass durch die simulierte Einbindung der Elektromobilität keine Leitungs- und Transformatorüberlastungen entstehen. Ausgenommen ist wiederum der Grenzfall unter einheitlichem einphasigem Laden mit 16 A Ladestrom auf Phase L1 in bereits ausgelasteten Netzabschnitten. Auch auf der Mittelspannungsebene wurden keine kritischen Betriebsmittelauslastungen festgestellt. Das Projekt V2G-Strategies führt damit vor Augen, dass obwohl die Netzinfrastruktur durch ungesteuertes oder marktorientiert gesteuertes Laden ineffizient genutzt wird, der Ausbau der Niederspannungsnetze erst in 10-20 Jahren notwendig wird. Dennoch werden zukünftig benötigte Netzkapazitäten durch unregelmäßiges Laden verbraucht. [6]

3.5.2.3.2 Studie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR)

Die Ergebnisse der Studie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) [73] in Form der maximalen Betriebsmittelauslastung innerhalb von zehn analysierten Niederspannungsnetzen sind in Abbildung 3-11 für eine Anschlussleistung von 3,7 kW (links) und 11 kW (rechts) dargestellt. Bei einer Anschlussleistung von 3,7 kW nähert sich die maximale Auslastung erst bei hundertprozentiger Durchdringung der Grenze von 100 %. [73]

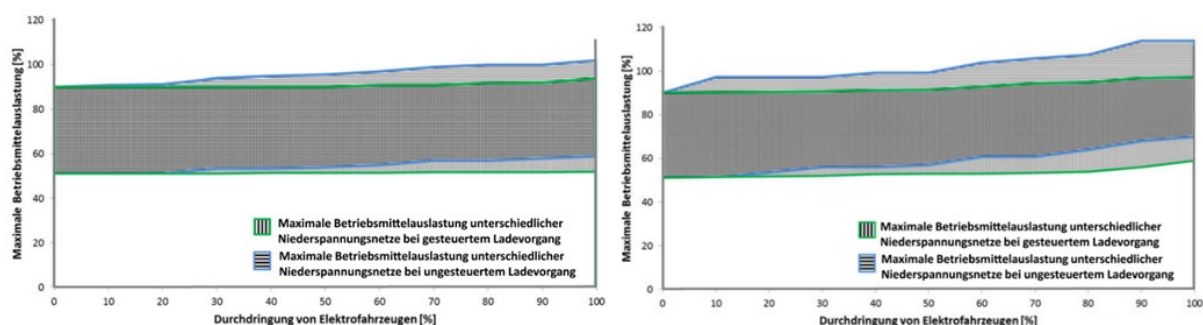


Abbildung 3-11: Einfluss des Lademanagements auf die Betriebsmittelauslastung von zehn Niederspannungsnetzen mit 3,7 kW (links) und 11 kW (rechts) Anschlussleistung [73]

Durch die Erhöhung der Anschlussleistung auf 11 kW entstehen erste Überlastungen ab einem Durchdringungsgrad von etwa 50 %. Die maximale Betriebsmittelauslastung wird durch den weiteren Anstieg des Durchdringungsgrades nur unwesentlich erhöht. Dies verdeutlicht den geringen Einfluss der EV-Anzahl auf die Auswirkungen der Elektromobilität in dieser Studie. [73]

3.5.2.3.3 Projekt Flottenversuch Elektromobilität

Die in dem Pilotprojekt Flottenversuch Elektromobilität [9] analysierten Mittelspannungsnetze weisen keine Überschreitungen der geforderten Grenzwerte oder Netzüberlastungen auf. Die Ergebnisse der untersuchten Niederspannungsnetze sind in Abbildung 3-12 dargestellt. Die Überlastung der Leitungen erfolgt durch die Überschreitung der thermischen Grenzleistung, hervorgerufen durch die Überlagerung mehrerer Ladevorgänge. Da die Länge der überlasteten Kabelsegmente sehr gering ist, wird die Netzkapazität von den Autoren der Studie dennoch als ausreichend bewertet. Die ersten Spannungsbandverletzungen treten erst bei einer Anschlussleistung von 44 kW auf, wobei dieser Wert für einen normalen Hausanschluss überdurchschnittlich hoch ist. Bei der Untersuchung der für Haushalte üblichen Anschlussleistungen - 3,7 kW und 11 kW - konnten keine Spannungsbandverletzungen festgestellt werden. [9]

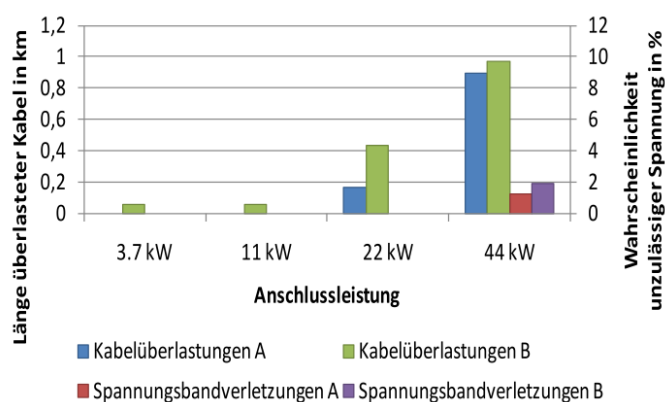


Abbildung 3-12: Betriebsmittel- und Grenzwertüberschreitungen in analysierten Niederspannungsnetzen bei unregelmäßigem Laden [9]

3.5.2.4 Netzlast

3.5.2.4.1 Studie Studie der IEH Uni Stuttgart

Die Studie IEH Uni Stuttgart [74] zieht die durch die Elektromobilität hervorgerufene Netzlast für die Auswertung der Auswirkungen auf die Niederspannungsebene heran. Aus den Ergebnissen der Analyse mit einer Ladeleistung von 3 kW (siehe Abbildung 3-13) geht hervor, dass erste entscheidende Abweichungen der Netzlast im Vergleich zu 2010 erst im Jahr 2030 mit einer Durchdringung von 12,5 % auftreten. Auf den relativ niedrigen Anstieg der

Spitzenlast in 2020 (Anstieg um 2 %) folgen deutliche Anstiege bis 2030 (14 %) und 2050 (80 %). [74]

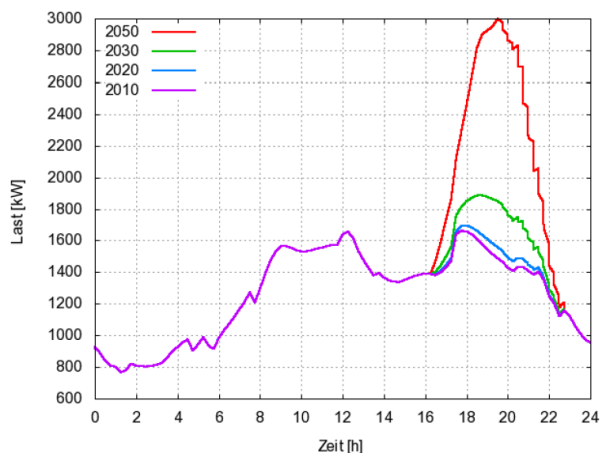


Abbildung 3-13: Einfluss ungesteuerter Ladevorgänge mit 3 kW Anschlussleistung auf den Tageslastgang eines Niederspannungsnetzes [74]

Ungesteuertes Laden führt bei lokalen Ansammlungen von Elektrofahrzeugen bereits im Jahr 2020 zu Problemen im Niederspannungsnetz. Laut dieser Studie würden bereits fünf Elektrofahrzeuge, die gleichzeitig an einer Leitung laden, zu ähnlichen Netzsituationen wie für 2030 prognostiziert und damit zu deutlichen Spannungseinbrüchen führen. Bei gleichmäßiger Verteilung der EV treten erste Netzüberlastungen innerhalb des simulierten Netzbereichs erst in 2030 und damit bei einem Durchdringungsgrad von 12,5 % auf. Obwohl weder die erhöhte Ansammlung von Elektrofahrzeugen in urbanen Räumen, noch der ohnehin zukünftig ansteigende Energiebedarf berücksichtigt wurden, ergeben sich durch ungesteuerte Ladevorgänge erkennbare Probleme im Niederspannungsnetz. [74]

3.5.3 Maßnahmen zur erfolgreichen Implementierung der E-Mobilität

Im folgenden Kapitel werden mögliche Maßnahmen zur Integration der Elektromobilität in das Energiesystem beschrieben und die in Kapitel 3.5.1 genannten Studien dementsprechend zugeteilt. In Tabelle 3-3 sind alle analysierten Studien, die Gegenmaßnahmen für die Auswirkungen der Elektromobilität analysierten, nach ihren Lösungsstrategien eingeordnet.

Tabelle 3-3: Gegenüberstellung der Studien gemäß ihren analysierten Lösungsmaßnahmen

Auswirkungen	Studien
Demand Side Management	[6, 9, 54, 73–75]
RONT	-
EE-Einspeisung (+ Speicher)	[72]

3.5.3.1 Demand Side Management

Demand Side Management bezeichnet alle Maßnahmen die das Ziel haben, die Stromnachfrage zu beeinflussen. Demand Side Management wird, wie in Abbildung 3-14 dargestellt, unterteilt in Laststeuerung und Verbrauchssteuerung. Die Laststeuerung hat das Ziel, die benötigte Leistung im Netz dementsprechend zu regulieren, so dass Lastspitzen bzw. -täler vermieden werden und der Lastverlauf damit geglättet wird. Dafür werden direkte und anreizbasierte Maßnahmen, wie zum Beispiel variable Tarife, zur Laststeuerung eingesetzt. Im Gegensatz zur Laststeuerung, bei der der Leistungsbedarf geregelt wird, wird durch die Verbrauchssteuerung der Energiebedarf reduziert. Dazu wird entweder die Ausgangsseite - z.B. geringere Einsatzdauern elektrischer Geräte - oder die Eingangsseite - höhere Effizienz in den Geräten - angepasst bzw. verbessert. [76]

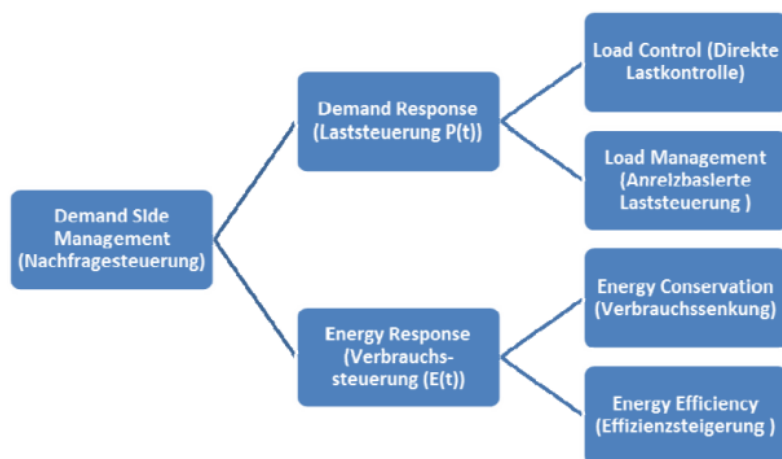


Abbildung 3-14: Unterteilung des Demand Side Managements im Energiesektor [76]

Die Elektromobilität eignet sich ebenfalls dazu, Netzlasten in Form von Demand Side Maßnahmen zu beeinflussen. Durch geregelte Ladevorgänge besteht die Möglichkeit, die Beladung des Elektrofahrzeuges an die Preissituation und Bedürfnisse des Benutzers, wie zum Beispiel eine gewünschte Reichweite zu einem bestimmten Zeitpunkt, zeitlich anzupassen und damit zur Verringerung der zeitlichen Spreizung von Stromerzeugung und -nutzung einzusetzen. [77] Eine weitere Form des Demand Side Managements mit Hilfe der Elektrofahrzeuge ist die last-, markt- oder erzeugungsorientierte Anpassung des Ladestromes bzw. der Ladeleistung. [76]

3.5.3.1.1 V2G - Strategies

Innerhalb der Studie V2G-Strategies [6] wurde die Entlastung der in Kapitel 3.5.2 beschriebenen Auswirkungen anhand von Demand Side Maßnahmen analysiert. Marktorientiert gesteuertes Laden, das von Elektromobilitätsdienstleitern angestrebt wird um

den Strom möglichst günstig einzukaufen [6], führt aufgrund eines hohen Gleichzeitigkeitsfaktors bereits ab einem Durchdringungsgrad von 25 % zu Netzüberlastungen. Durch die Reduktion der Ladeleistung und die gleichmäßige Aufteilung der Ladevorgänge auf alle drei Phasen wird die Anzahl der auftretenden Spannungsprobleme reduziert. Nichtsdestotrotz, werden Netzreserven durch unflexible Ladevorgänge verbraucht. Dies gilt auch für Mittelspannungsnetze, wenngleich die Integration der Elektromobilität zu keinen Netzüberlastungen auf der Mittelspannungsebene führt. Laut der Studie lässt sich der starke Verbrauch von Kapazitäten des Niederspannungsnetzes durch lastorientiert gesteuertes Laden nur kurzzeitig reduzieren. Nur durch die Umstellung auf geregeltes Laden unter der Berücksichtigung zeitnaher Messwerte wird ein optimaler Zustand der gesamten Netzintegration erzielt und der Verbrauch von Netzkapazitäten dauerhaft verringert. Um den Ausbau des bestehenden Netzes zu vermeiden sollte geregeltes Laden der Elektrofahrzeuge durchgesetzt werden. Natürlich ist dies mit der Implementierung der dafür benötigten Stecker- und Ladeinfrastruktur, wie zum Beispiel durch Smart-Grids, verbunden. An dieser Stelle müssen allerdings die Kosten des Netzausbaus mit jenen der erwähnten Ladeinfrastruktur verglichen werden. [6]

3.5.3.1.2 Studie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR)

Innerhalb der Studie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) [73] wurde mit Hilfe von Demand Side Maßnahmen in Form von gesteuertem Laden die Photovoltaikeinspeisung, Haushaltslasten und die Lasten der Elektrofahrzeuge zum Teil ausgeglichen und das Stromnetz entscheidend entlastet. [73] Die maximale Betriebsmittelauslastung der untersuchten Niederspannungsnetze liegt durch diese Maßnahme für beide analysierten Anschlussleistungen bei etwa 90 %. Dies zeigt, dass durch Demand Side Maßnahmen der Einfluss der Anschlussleistung auf das Ausmaß der Betriebsmittelauslastung deutlich verringert wurde. [73]

3.5.3.1.3 Studie der IEH Uni Stuttgart

Um die innerhalb der Studie IEH Uni Stuttgart [74] durch ungesteuertes Laden entstehenden Netzprobleme zu vermeiden, wurde zusätzlich der Einsatz intelligenter Ladevorrichtungen untersucht. Mit Hilfe eines Lademanagementsystems sollte zum einen die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge verringert werden und zum anderen der Zeitraum zwischen Nachmittag und Abend als Ladezeitpunkt vermieden werden, um die Überlagerung der Haushaltslasten zu verhindern. Der Grund für die Verschiebung der Ladevorgänge, zum Beispiel durch tarifliche Anreize, spielte hier keine Rolle. Die Ergebnisse der Simulation mit Hilfe eines Lademanagementsystems sind in Abbildung 3-15 dargestellt. Die Ladevorgänge sind dabei in

die Nacht, zum Zeitpunkt geringer Last, zeitlich verschoben worden, wodurch Spitzenlasten vermieden werden. [74]

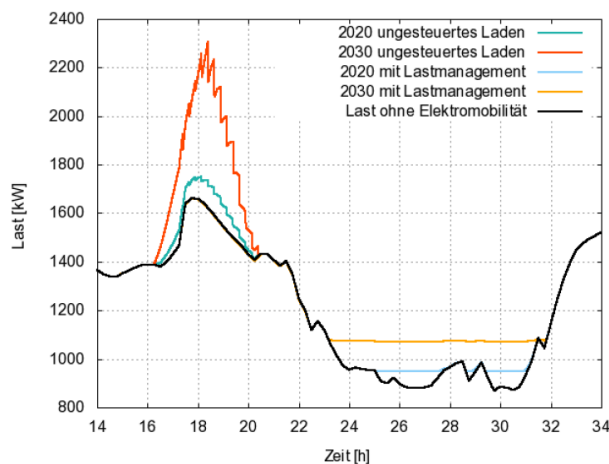


Abbildung 3-15: : Einfluss gesteuerter Ladevorgänge auf den Tageslastgang eines Niederspannungsnetzes [74]

Der Einsatz eines intelligenten Lademanagementsystems ermöglicht es laut dieser Simulation, Netzüberlastungen, die unter ungesteuertem Laden spätestens in 2030 auftreten, bis zum Jahr 2050 vorzubeugen. [74]

3.5.3.1.4 Projekt Flottenversuch Elektromobilität

Um den Effekt eines Netzmanagementsystems innerhalb des Projekts Flottenversuch Elektromobilität [9] zu bewerten, wurden Untersuchungen unter dem Einsatz eines preisbasierten Anreizsystems durchgeführt. Die Verteilung von freien Netzkapazitäten auf die Besitzer der EV erfolgte mit Hilfe eines Auktionsmechanismus anhand aktueller Börsenpreise. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3-16 ersichtlich. Die Anzahl bzw. die Wahrscheinlichkeit einer Betriebsmittel- oder Grenzwertüberschreitung wurde deutlich reduziert und Spannungsbandverletzungen dadurch völlig vermieden (vgl. mit Kapitel 3.5.2.3.3). [9]

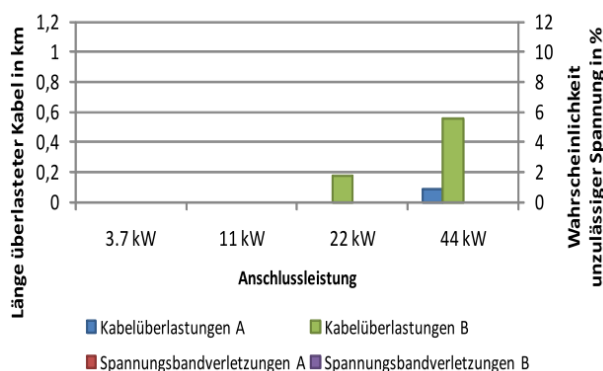


Abbildung 3-16: Betriebsmittel- und Grenzwertüberschreitungen in Niederspannungsnetzen bei Einsatz eines anreizbasierten Netzmanagementsystems [9]

Da trotz dieser Maßnahme Überlastungen ab einer Anschlussleistung von 22 kW bei einem in dieser Studie berücksichtigten Durchdringungsgrad von 8 % entstehen, muss davon ausgegangen werden, dass diese mit steigendem Durchdringungsgrad auch bei 3,7 kW Anschlussleistungen auftreten werden. [9]

3.5.3.1.5 Studie der Norwegian University of Science and Technology

Die Studien der Norwegian University of Science and Technology [54, 75] analysierten neben der Verletzung der Spannungsbandgrenzen den Einsatz von Demand Side Maßnahmen. Der Einsatz intelligenter Ladestrategien führte dazu, dass Spannungsschwankungen reduziert und der Einfluss des DG auf die Netzbelastung verringert wurde. Die 1-Tagessimulation zeigte allerdings, dass bei einem DG von 50 % selbst optimale Ladestrategien nicht vor Netzauslastungen schützen. Selbst bei der Verwendung eines intelligenten Lademanagementsystems muss mit Spannungsbandverletzungen ab 60 % Durchdringung gerechnet werden. [54, 75]

3.5.3.2 Regelbarer Ortsnetztransformator (RONT)

Der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (RONT) ermöglicht die Trennung der Mittel- und Niederspannungsebene in Bezug auf das einzuhaltende Spannungsband. Damit wird das zulässige Spannungsband von $\pm 10\%$ der Nennspannung in der jeweiligen Spannungsebene erweitert. Die Anpassung der Spannung im RONT wirkt sich auf alle Abgänge des Niederspannungsnetzes aus. [78] Ziel des RONT ist die automatische Anpassung der Schaltstufe an der Unterspannungsseite und der damit verbundenen Senkung bzw. Erhöhung der Unterspannung des Transformators entsprechend der Spannung der Netzausläufer. Diese wird durch die verstärkte Einspeisung durch erneuerbare Energien erhöht (siehe Abbildung 3-17, rot dargestellt) und durch die vermehrte Leistungsentnahme durch Verbraucher gesenkt (siehe Abbildung 3-17, grün), was wiederum zu Verletzungen des Spannungsbands führen kann. [14] Durch das Anheben bzw. Senken der Unterspannung in einem bestimmten Regelbereich (siehe Abbildung 3-17) lassen sich Spannungsbandunterschreitungen bzw. -überschreitungen verhindern.

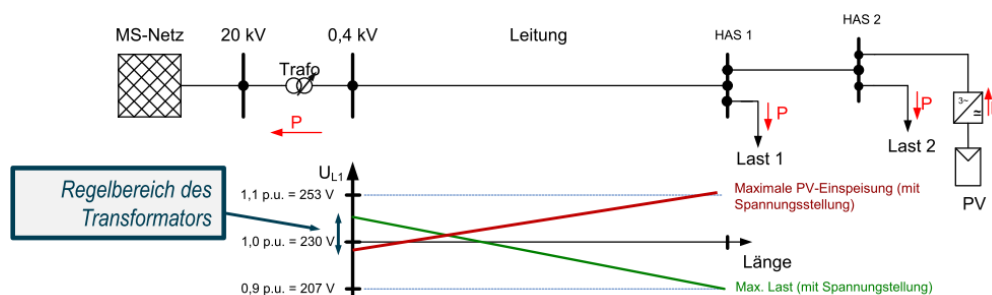


Abbildung 3-17: Schema eines regelbaren Ortsnetztransformators (RONT) [14]

3.5.3.3 Einspeisung durch EE (inkl. Speicher)

Mit Hilfe der Einspeisung von erneuerbaren Energien sollen Lastspitzen, hervorgerufen durch gleichzeitig ladende EV, abgedeckt werden. Gleichzeitig können EV zur Aufnahme der überschüssigen Energien durch die Einspeisung der EE eingesetzt werden. Der Einsatz von Energiespeicher stellt dabei eine Möglichkeit, zeitliche und räumliche Differenzen zwischen der Einspeisung durch EE und dem Verbrauch der EV zu überbrücken, dar.

3.5.3.3.1 Studie der Technischen Universität Dresden und der Salzburg Netz GmbH

In keinem Szenario innerhalb der Studie der Technischen Universität Dresden in Zusammenarbeit mit der Salzburg Netz GmbH [72] bestand die Möglichkeit Unsymmetrie durch die Wechselwirkung zwischen EV und PV-Einspeisung vollständig auszugleichen. Laut den Autoren dieser Studie lassen sich die Grenzwerte für unsymmetrische Spannungszustände dennoch mit Hilfe von dreiphasigem Laden der PHEV, der Begrenzung des Lade- bzw. Einspeisestroms oder durch die Verwendung der selben Phase für den einphasigen PV-Inverter und der Ladeeinheit des PHEV einhalten. Der Fokus sollte jedoch auf der gleichmäßigen Verteilung der PV-Inverter und der Ladestationen auf alle drei Phasen im Niederspannungsnetz liegen. [72]

3.5.3.3.2 Studie der Norwegian University of Science and Technology

Um den Energiebedarf der EV mit Hilfe der Windkraft zu gewährleisten, ist die Integration eines Energiespeichers von Nöten. Das Ausmaß der für die Kombination aus EV und Windkraftanlage notwendigen Speicherkapazität fällt jedoch unverhältnismäßig hoch aus. [54]

4 MESSUNG

In diesem Kapitel werden Messkonzept, Messaufbau und die innerhalb der Dauermessung eingesetzten Messinstrumente erläutert sowie ein Auszug der Messergebnisse und deren Aufbereitung präsentiert.

4.1 Messkonzept

Das gewählte Messkonzept beinhaltet drei Messpunkte, welche in Tabelle 4-1 und Abbildung 4-1 zusammen mit den jeweiligen Messorten und Messbereichen beschrieben werden. Messpunkt M1 dient der Ermittlung des Lastprofils des gesamten ONT innerhalb des Messzeitraumes. Am für diese Arbeit ausgewählten Abgang des ONT wurde ein zweiter Messpunkt M2 installiert, um das Lastprofil des gesamten Abganges zu erhalten.

Tabelle 4-1: Details der durchgeführten Messungen

Bezeichnung	Messort	Messbereich	Gem. Leitungen
M 1	Trafohaus	Gesamter MS/NS Trafo	L1, L2, L3, N
M 2	Trafohaus	Abgang	L1, L2, L3, Erde
M 3	Verteilerkasten	Hausanschluss	L1, L2, L3, N

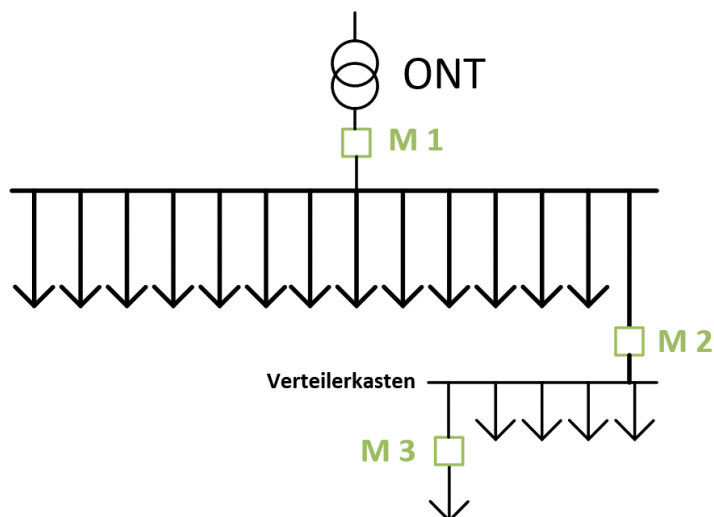


Abbildung 4-1: Skizze des Messkonzepts mit der Anordnung der Messpunkte M1, M2 und M3

Für die Messungen an den Messpunkten M1 und M2 wurde das Messequipment in dem Transformatorhaus aufgebaut (siehe Kapitel 4.2). Mit Hilfe des Messpunktes M3, angeschlossen im Verteilerkasten des Mehrparteienhauses, wurde der Lastverlauf des zu überprüfenden Haushalts gemeinsam mit der angeschlossenen Wallbox aufgezeichnet. Innerhalb der mehrwöchigen Messung erfolgte, als Ergänzung zum ungesteuerten Laden, eine

Beeinflussung des Messverlaufs durch Anpassung des Ladeverhaltens um Demand Side Management, wie geregeltes Laden und Laden mit reduzierter Ladeleistung, zu simulieren. Zur Betrachtung von geregelterm Laden, wurden die Ladevorgänge gezielt zeitlich verschoben. Die Umsetzung des Ladens mit reduzierter Ladeleistung wurde durch Herabsetzung des Ladestroms an der gemessenen Wallbox von 16 A auf 10 A verwirklicht.

4.2 Messaufbau und -parametrisierung

Der ausgewählte Messaufbau ist in Abbildung 4-2 skizziert, wobei Strommessungen durch blaue und Spannungsmessungen durch rote Linien dargestellt sind. Die Messung von Stromsignalen erfolgte indirekt über Strommessschleifen, die um die Leitungen angebracht wurden. Die Spannungssignale wurden direkt an den Anschlussklemmen in der Trafostation bzw. im Verteilerkasten aufgezeichnet. In Abbildung 4-3 (links) sind die in der Trafostation aufgebauten Messinstrumente dokumentiert. Dazu gehören die Messgeräte, die dazugehörigen GPRS Modems (blaue Kästchen) sowie die Strommessschleifen (rot), die um die Leitungen angebracht sind, für die Messpunkte M1 und M2. Der Messaufbau des Messpunkts M3 im Inneren des Verteilerkastens ist in Abbildung 4-3 (rechts) dargestellt.

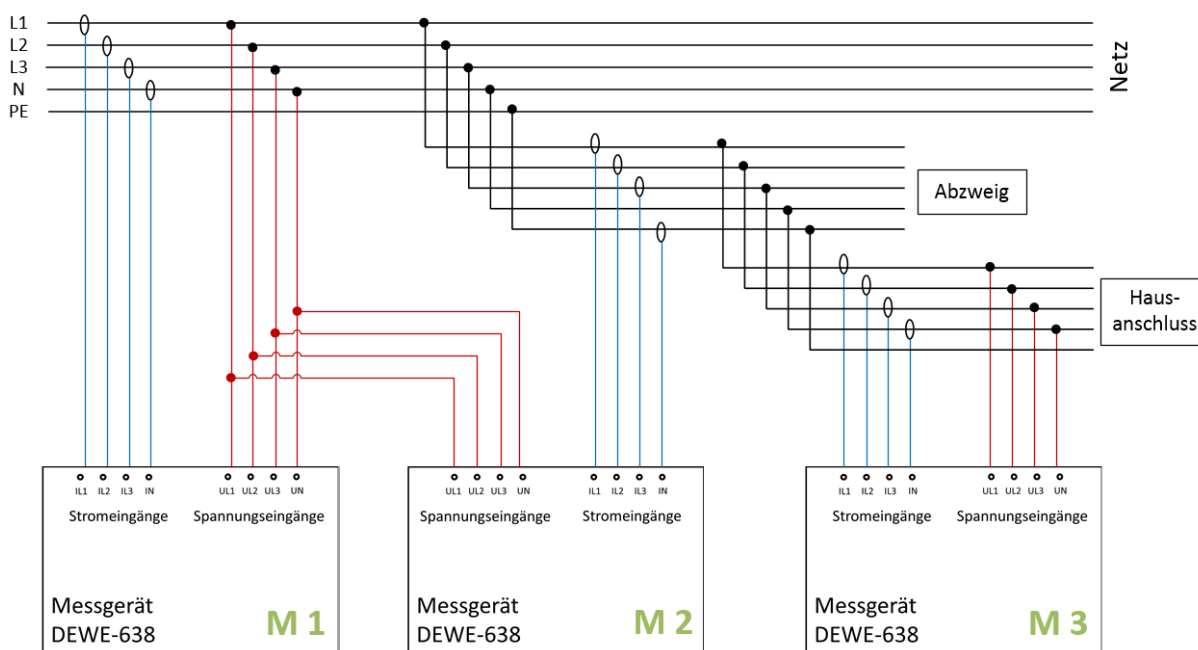


Abbildung 4-2: Skizze des ausgewählten Messaufbaus

Die eingesetzten Messgeräte zeichnen neben den drei Strom- und Spannungssignalen der drei Phasen (L1, L2 und L3) zudem die Signale des Nullleiters (M1 und M3) sowie der Schutzterde (M2) auf.



Abbildung 4-3: Messaufbau innerhalb der Trafostation (links) und im Inneren des Verteilerkastens (rechts)

Für die Messungen wurde eine Abtastrate von 10 ms gewählt, um das gesamte Strom- und Spannungssignal aufzuzeichnen und alle Werte zu berücksichtigen. Aus den gemessenen Werten wurden mit Hilfe des Messgeräts 1-Minuten-Mittelwerte gebildet um in weiterer Folge Minimal-, Maximal- und Mittelwert innerhalb der betrachteten Minute zu dokumentieren. Die für die Messungen zur Verfügung stehenden Eingangsbereiche für Strom und Spannung sind in Tabelle 4-2 aufgelistet.

Tabelle 4-2: Eingangsbereiche der Strom- und Spannungsmessungen

Messung	Eingangsbereich Strom	Eingangsbereich Spannung
M 1	225 A	800 V
M 2	75 A	800 V
M 3	50 A	800 V

Mit Hilfe der eingesetzten Messinstrumente und -software wurden aus den gemessenen Strom- und Spannungssignalen die für diese Arbeit benötigten Effektivwertgrößen - Schein-, Wirk- und Blindleistung für alle drei Phasen sowie Unsymmetriegrad - ermittelt. Die Messdaten wurden schließlich in regelmäßigen zeitlichen Abständen in Form von MATLAB [11] Dateien übermittelt.

4.3 Messinstrumente und -software

Zur Umsetzung des Messkonzeptes und zur Ermittlung der realen Verbraucherlasten der Messpunkte M1, M2 und M3 wurden drei mobile Messgeräte Dewe-638-PNA [79] (siehe Abbildung 4-4 links) von Energie Steiermark Technik GmbH zur Verfügung gestellt. Das Dewe-638 Messgerät führt die PQ-Messung laut den Standards in EN50160 [18] durch und erfüllt die Messanforderungen in IEC 61000-4-30 Klasse A. [79]

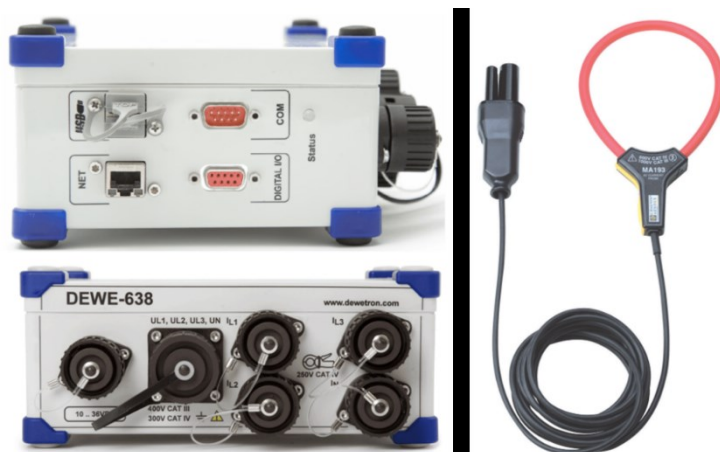


Abbildung 4-4: Innerhalb der Messung eingesetzte Messinstrumente: DEWE-638-PNA (links, [79]) und MiniFlex MA193 (rechts, [80])

Das Dewe-638 Messgerät eignet sich für die Messung von vier Spannungssignalen bis zu $\pm 1400\text{ V}$ und vier Stromsignalen bis zu 10.000 A . [81] Mit Hilfe eines verbundenen GPRS Modems vom selben Hersteller wurden die gemessenen Daten in Echtzeit übermittelt. Das Messgerät verfügt zudem über einen internen 2 GB -Speicher, wodurch die Daten im Falle einer unterbrochenen Datenübertragung gespeichert werden können. Die Stromversorgung der Messgeräte wurde durch den Messstrom gewährleistet. Für die Messung der vier Stromsignale kommen die flexiblen Stromwandler MiniFlex MA193 [80] (siehe Abbildung 4-4 rechts) zum Einsatz. Diese in Form von Rogowski-Spulen aufgebauten Strommessschleifen sind in der Lage Ströme zwischen 100 mA und 10 kA mit einer Messgenauigkeit von $\pm 2\%$ zu messen. [80] Die Parametrisierung der Messinstrumente (siehe Abbildung 4-5) fand über die webbasierte Messsoftware Marlin Power Measurement der Firma DEWETRON GesmbH statt.

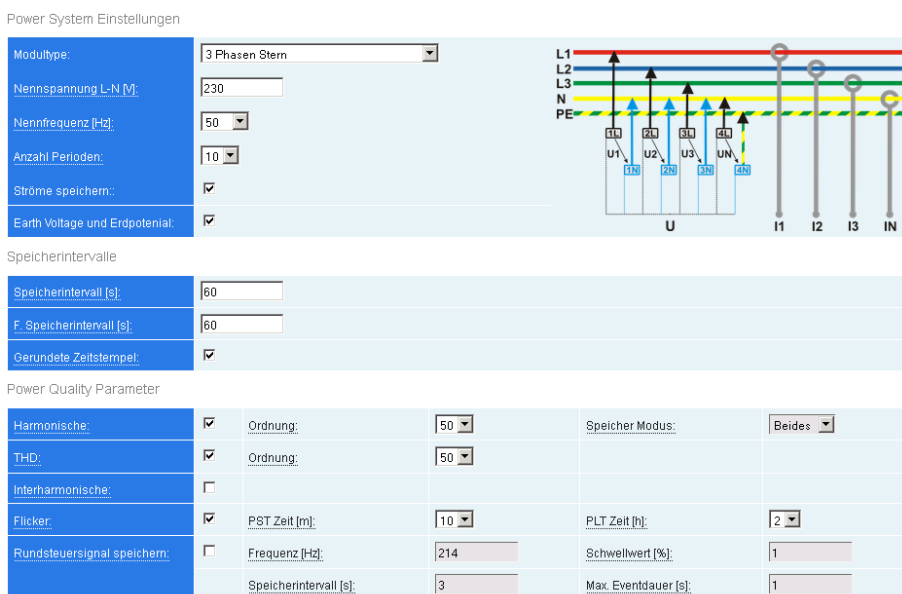


Abbildung 4-5: Parametrisierung der Messinstrumente mittels Marlin Power Measurement

4.4 Elektrofahrzeug und Wallbox

Für die gesamte Messung steht ein reines Elektrofahrzeug vom Modell BMW i3 zur Verfügung. Dieses ist mit einer Lithium-Ionen-Batterie mit einer Netto-Kapazität von 18,8 kWh [82] und einem zusätzlichen Range-Extender ausgestattet. Das Elektrofahrzeug wird über einen Typ-2-Stecker (siehe Kapitel 3.3.1) mit einer heimischen Wallbox der Firma BMW verbunden und geladen. Die Ladestation ist im Verteilerkasten an den Hausanschluss mit einer Leistung von 3,68 kW angeschlossen und wird an dieser Stelle gemessen. Der untersuchte BMW i3 ist, wie die Mehrheit der EV Modelle [16, 32], nur in der Lage einphasige Ladevorgänge durchzuführen. Die heimische Wallbox ist dagegen dreiphasig an der Netzebene 7 angeschlossen, wobei Phase L1 der Wallbox mit Phase L3 des Niederspannungsnetzes während der Installation verbunden wurde. Aus diesem Grund finden, wie im folgenden Kapitel anhand der Messergebnisse ersichtlich, die Ladevorgänge des EV an Phase L3 statt.

4.5 Messergebnisse

Die von der Energie Steiermark Technik GmbH übermittelten Messergebnisse wurden schließlich mit Hilfe der Software MATLAB [11] in das benötigte Format umgewandelt und für das Einlesen in die Simulationssoftware NEPLAN [12] aufbereitet. Um die Rechendauer der Lastflussberechnungen zu verkürzen, wurde ein Zeitraum von zwei Wochen aus den Messdaten extrahiert, mit dem Ziel möglichst viele Ladevorgänge zu berücksichtigen. In Abbildung 4-6 sind die Messergebnisse der drei Messpunkte innerhalb dieses Zeitraums jeweils für drei Phasen dargestellt.



Abbildung 4-6: Aufbereitete Messergebnisse für Trafo (M1), Abgang (M2) und Haushalt (M3) innerhalb der Simulationsperiode

Wie bereits in Kapitel 4.2 erwähnt, beinhaltet die Messung jeder Phase neben dem Minimal- und Maximalwert auch den Mittelwert innerhalb einer Minute. Um den kritischsten Lastfall zu berücksichtigen, wurden die maximalen Effektivwerte der Messung als Datengrundlage für Lastflussberechnungen herangezogen. Da Wallbox und Haushalt überlagert gemessen wurden, mussten die Messergebnisse des Messpunkts M3 entsprechend aufbereitet werden, um getrennte Lastprofile für Haushalt und EV zu erhalten. Mit Hilfe des charakteristischen Strom-Spannungsprofils der EV wurden die Lasten der Wallbox identifiziert und mit Hilfe der Software MATLAB [11] extrahiert. Anhand der Ladekurven konnten Ladeleistung (Abbildung 4-7, C) und Ladeschlussleistung (Abbildung 4-7, D), diese entspricht der Leistung kurz vor Ende des Ladevorganges, identifiziert werden.

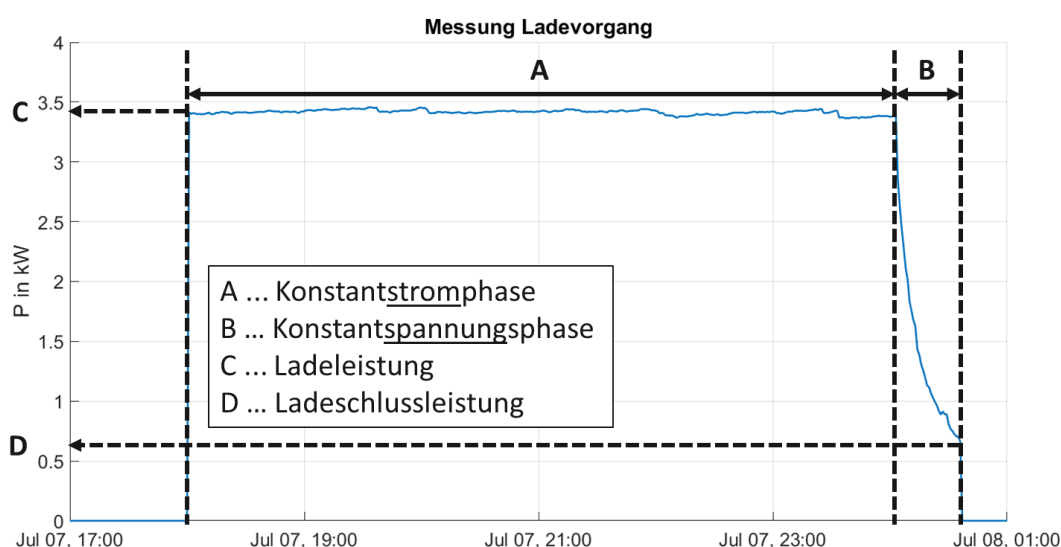


Abbildung 4-7: Aufgezeichneter Ladevorgang des BMW i3 mit 16 A Ladestrom

Der Ladestrom bzw. die Ladeleistung während des einphasigen Ladevorganges des BMW i3, dargestellt in Abbildung 4-7, liegt innerhalb der Konstantstromphase in etwa bei 14,8 A bzw. 3,4 kW. Dies entspricht einem Ladewirkungsgrad von 92,5 %, welcher mit geringer Abweichung mit jenem im Bericht [83] von 93 % übereinstimmt. Deutlich zu sehen ist auch der Übergang zwischen Konstantstrom- (A) und Konstantspannungsphase (B), der laut mehreren wissenschaftlichen Quellen [84, 85] bei einem Ladezustand von etwa 80 % eintritt. Der exponentiell abklingende Leistungsverlauf in der Konstantspannungsphase (B) und der Wert der Ladeschlussleistung von 0,7 kW für Lithium-Ionen Akkus stimmen mit den Werten aus der Arbeit [85] überein.

5 AUFBAU EINES SIMULATIONSMODELLS

Im folgendem Kapitel wird die Modellierung der für die Durchführung der Simulationsszenarien benötigten Daten und deren Quellen beschrieben sowie Auszüge der modellierten Datenbasis präsentiert. In Abbildung 5-1 ist das Schema der Datengrundlage dieser Arbeit zusammenfassend geschildert. Den entscheidenden Baustein der Simulationen stellt die Modellierung des Netzes (Kapitel 5.2) in NEPLAN [12] dar. Das erstellte Netzmodell wird schließlich mit diversen Inputdaten, die aus Messungen oder realer Datenbasis gewonnen wurden, gespeist. Für die Durchführung der unterschiedlichen Szenarien erfolgt eine Adaption des Basismodells des Netzes.

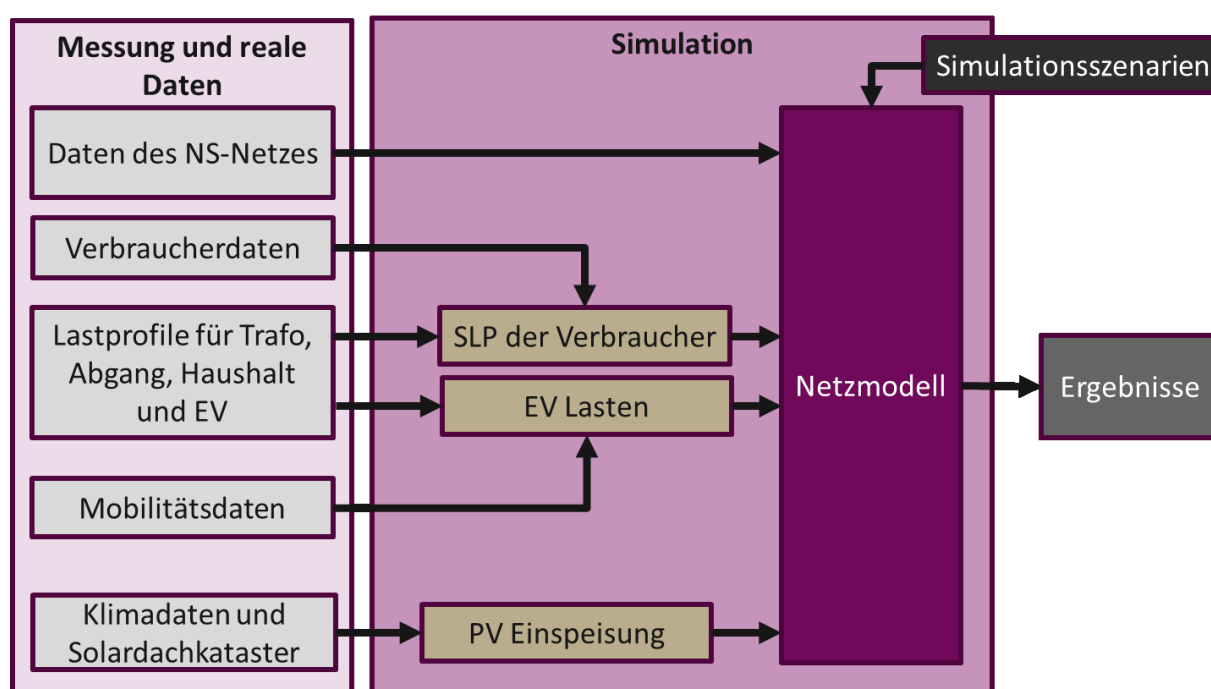


Abbildung 5-1: Schema der Datengrundlage für die Durchführung unterschiedlicher Simulationsszenarien

5.1 Kenndaten und Struktur des untersuchten Niederspannungsnetzes

Um die Aussagekraft bzw. die Gültigkeit der Simulation der Auswirkungen der Elektromobilität auf die Niederspannungsebene zu erhöhen, wird ein reales städtisches Niederspannungsnetz in Graz untersucht. Das betrachtete Niederspannungsnetz ist an einen ONT mit einer Kurzschlussleistung von 630 kVA angeschlossen, der die Mittelspannung von 20 kV auf die Niederspannungsebene von 400 V umwandelt. Die Ober- bzw. Unterspannungswicklungen des ONT der Schaltgruppe Dyn5 sind in Dreieck- bzw. Sternform verschalten. Die wichtigsten

Kenndaten des analysierten Netzes sowie des MS/NS-Transformators sind in Tabelle 5-1 aufgelistet.

Tabelle 5-1: Kenndaten des betrachteten Niederspannungsnetzes und des ONT

Hausanschlüsse	80
Verbraucheranlagen	303
Leitungslänge	6130 m
Fläche	ca. 131.700 m ²
Lastdichte	10,4 W/m ²
Anzahl der Abgänge des ONT	12 + 2 direkte Verbraucher
Schaltgruppe ONT	Dyn5
Kurzschlussleistung ONT	630 kVA

Die Anschlussleistungen, Verbrauchertyp und Jahresenergieverbräuche aus dem Jahr 2015 werden für jeden der insgesamt 303 Verbraucheranlagen von Energienetze Steiermark GmbH bereitgestellt. Zusätzlich werden aktuellere Daten aus dem Jahr 2016 für die Verbraucher des gemessenen Abzweigs zur Verfügung gestellt. Die gesamte Länge der verlegten Leitungen beträgt 6.130 m, wobei der längste Abzweig eine Länge von 1.070,2 m besitzt. Für die Übertragung der Energie innerhalb des Netzes dienen ausschließlich Kabelleitungen, die zum großen Teil in Form eines Strahlennetzes (siehe Kapitel 3.1.1) mit dem ONT verbunden sind. Das untersuchte Niederspannungsnetz ist strahlenförmig aufgebaut, besitzt jedoch drei offen betriebene Trennstellen, die im Bedarfsfall geschlossen werden. Damit lässt sich das betrachtete Netz gemäß der in Kapitel 3.1.1 genannten Netztopologien als Ringnetz einordnen.

5.2 Modellierung des NS-Netzes

Als Basis für die Durchführung der Simulationen diverser Szenarien dient das Modell des untersuchten Niederspannungsnetzes. Dieses wird anhand realer Daten mit Hilfe der Software NEPLAN [12], einem Berechnungs- und Dokumentationsprogramms für Strom-, Gas- und Fernwärmenetze, nachgebildet. Die für die Modellierung des Netzes benötigten Unterlagen, wie zum Beispiel Kabellängen und -typen und kartografische Pläne, werden von Energienetze Steiermark GmbH zur Verfügung gestellt. Das Netzmodell setzt sich zusammen aus 125 Knoten, 127 Leitungen und 80 Verbraucherlasten. In Abbildung 5-2 ist das nachmodellerte Niederspannungsnetz in geordneter Darstellung abgebildet. Aus Gründen der Veranschaulichung ist in dieser Abbildung lediglich eine Verbraucherlast pro Knoten als Pfeil dargestellt. Jeder Pfeil in Abbildung 5-2 repräsentiert einen herkömmlichen Verbraucher für Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaften (in der folgenden Arbeit als „Verbraucher“

bezeichnet), eine weitere Last in Form der Elektrofahrzeuge (in der folgenden Arbeit als „EV-Verbraucher“ bezeichnet) sowie einen PV-Einspeiser und eine Speichereinheit. Diese sind in Abbildung 5-2 im Detailbild verdeutlicht.

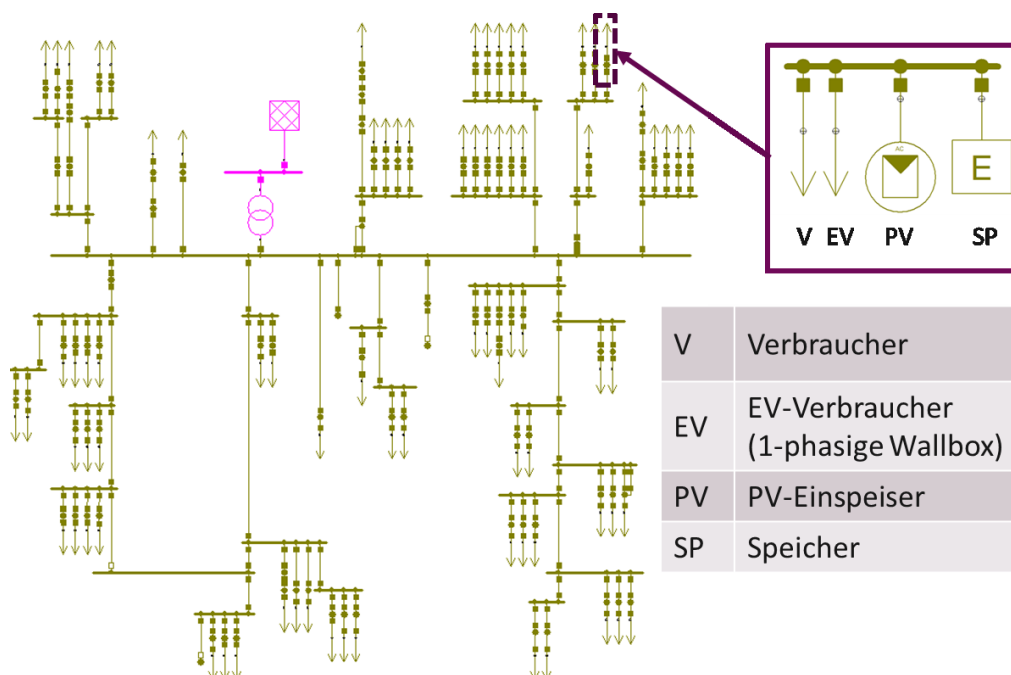


Abbildung 5-2: Darstellung des in NEPLAN [12] erstellten Modells des Niederspannungsnetzes und detaillierter Darstellung der Verbraucher bzw. Einspeisung pro Knoten

Das Netzmodell besitzt daher für jeden Hausanschluss einen EV-Verbraucher, welcher wiederum je nach Anzahl der Personen mehrere EV berücksichtigt. Die Elektrofahrzeuge werden als einphasige EV-Verbraucher in das Netzmodell integriert, wobei die Phase des EV bzw. der Wallbox in (mit Ausnahme eines Szenarios, siehe Kapitel 6.2) allen Szenarien gleichmäßig auf alle drei Phasen des Netzes aufgeteilt werden. Der Anschluss der PV-Module und Speichereinheiten erfolgt einphasig jeweils an die Phase des EV, wohingegen Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaften als dreiphasige Verbraucher berücksichtigt werden. Innerhalb der Simulationsumgebung in NEPLAN [12] werden die Werte für Lasten, PV-Einspeiser und Speichereinheiten mittels der Option „Lastprofile aus Messdaten“ importiert. Für die Aufbereitung der entsprechenden Lastverläufe aller Elemente dient die Software MATLAB [11] (siehe Kapitel 5.3). Um Spannungsschwankungen des Mittelspannungsnetzes zu vernachlässigen, wird der ONT an der Oberschwingungsseite mit einem sogenannten Slack - einer konstanten Netzeinspeisung - verbunden. Der Sollwert der Netzspannung von 230 V wird mit 1.0 per unit (p.u.) und der untere bzw. obere Grenzwert mit 0.9 p.u. bzw. 1.1 p.u. nach Absprache mit Energienetze Steiermark GmbH festgelegt.

5.3 Modellierung der Lastprofile

Um das erstellte Netzmodell mit Lastprofilen auf Basis von Messungen - EV und Haushalt - und Datenarchiven - PV und Standardlastprofile - zu speisen, müssen diese mit Hilfe der Software MATLAB [11] aufbereitet und in das für NEPLAN [12] benötigte Format umgewandelt werden. Mit diesen Lastprofilen werden sowohl minütlich aufgelöste Wirk- als auch Blindleistungswerte in NEPLAN [12] eingelesen, um die Genauigkeit der Szenarioanalysen zu erhöhen.

5.3.1 Modellierung der Verbraucherlasten mittels VDEW Standardlastprofilen

Für die Modellierung der Lastprofile von herkömmlichen Verbrauchern - Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft - werden standardisierte VDEW Lastprofile herangezogen. Die genauen Bezeichnungen der für diese Arbeit relevanten Verbrauchertypen sind in Tabelle 5-2 gemeinsam mit der Anzahl der Verbraucher und der summierten Anschlussleistung dokumentiert. Insgesamt beträgt die im Niederspannungsnetz angeschlossene Leistung 1.375,5 kW. Die 303 Verbraucheranlagen des Niederspannungsnetzes werden in weiterer Folge gemäß [19] nach Verbrauchertypen unterteilt (siehe Tabelle 5-2) und den insgesamt 80 Verbrauchern im Netzmodell entsprechend zugeordnet.

Tabelle 5-2: Einteilung der Verbraucher nach Verbrauchertypen gemäß [19, 20]

Verbrauchertyp		Anzahl	P _{Anschl.} [kW]
Haushalt	H0	181	714,5
Allgemeine Anlage in Verbindung mit einer Speicherheizung	HF	5	83,3
Warmwasserspeicher ohne Tagnachladung	ULA	84	222,7
Mischanlagen mit Tagnachladung	ULF	1	14,4
Gewerbe allgemein	G0	14	127,6
Gewerbe werktags 8-18 Uhr	G1	14	83,4
Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden	G2	1	40,0
Gewerbe durchlaufend	G3	2	74,0
Landwirtschaftsbetriebe (sofern keine Einteilung in L1 und L2)	L0	1	15,6
Summe		303	1.375,5

Die für die Modellierung benötigten Jahresenergieverbräuche sowie die Anschlussleistungen aller Verbraucheranlagen im Netz werden von Energienetze Steiermark GmbH zur Verfügung

gestellt. Mit Hilfe der Jahresenergieverbräuche der an einem Verbraucher angeschlossenen Haushalte, Gewerbe oder Landwirtschaften erfolgt die Skalierung der auf 1.000 kWh normierten Standardlastprofile. Die Lastgänge werden schließlich in MATLAB [11] in 15-minütiger Auflösung in das für NEPLAN [12] benötigte Format umgewandelt. In Abbildung 5-3 sind die erstellten Standardlastprofile für drei ausgewählte Verbraucher innerhalb der simulierten Zeitspanne (oben) und innerhalb eines Tages (unten) dargestellt. Deutlich erkennbar sind Lastspitzen des Verbrauchers Nr.1, die durch die nächtliche Nachladung der Warmwasserspeicher entstehen.

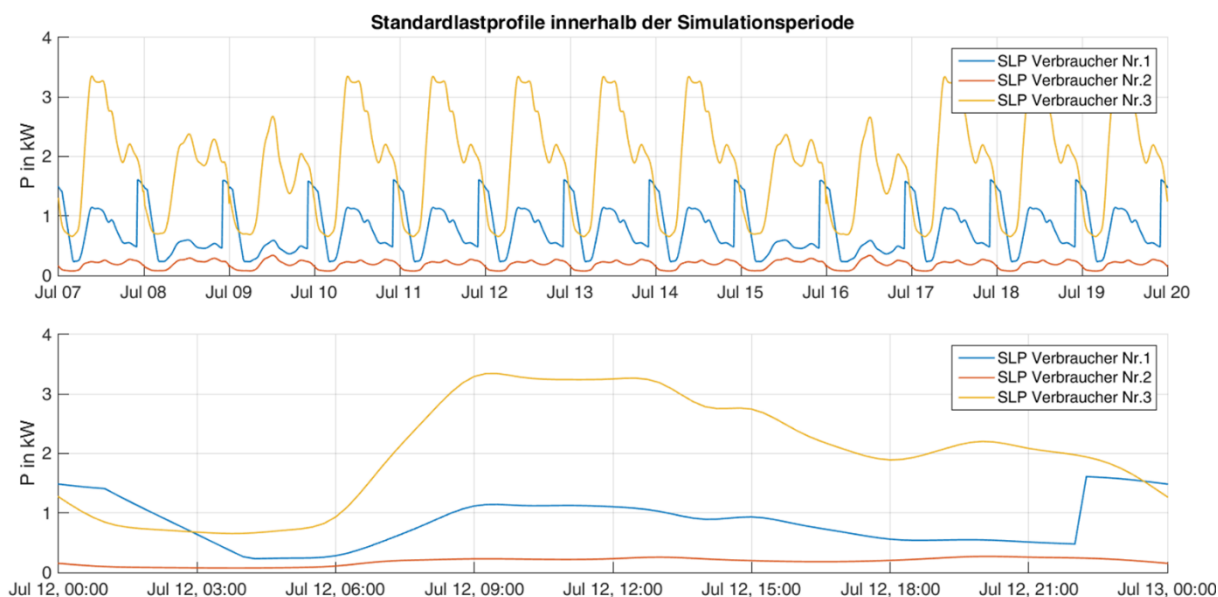


Abbildung 5-3: Standardlastprofil für drei ausgewählte Verbraucher innerhalb der gesamten Simulationsperiode (oben) und innerhalb eines Tages (unten)

Die Standardlastprofile werden jeweils für den gesamten Verbraucher, der wiederum mehrere Verbrauchereinrichtungen (Haushalte, Gewerbe oder Landwirtschaften) berücksichtigt, berechnet. Dadurch kommt es zur Überlagerung von mehreren Lastverläufen unterschiedlicher Verbrauchertypen an einem Verbraucher.

5.3.1.1 Validierung der Standardlastprofile durch Messergebnisse

Mit Hilfe der zuvor durchgeführten Messungen an Trafo, Abgang und Hausanschluss wird die Gültigkeit der Standardlastprofile überprüft. In Abbildung 5-4 sind die Ergebnisse der Simulation mit jenen der Messung gegenübergestellt. Darin ist zu erkennen, dass die Genauigkeit der Standardlastprofile mit steigender Verbraucheranzahl deutlich zunimmt. Der durch Standardlastprofile simulierte Lastverlauf des gesamten Transformators stimmt mit den Messergebnissen annähernd überein (siehe Abbildung 5-4, oben). Innerhalb der zweiwöchigen Simulationsperiode im Sommer beträgt der Energieverbrauch des gesamten Trafos laut Messung 24.944 kWh. Die Simulation ergibt für die selbe Zeitspanne einen

Energiebedarf von 23.803 kWh. Für den gesamten Transformator weichen die Ergebnisse der Simulation damit nur um 4,6 % gegenüber den Messergebnissen ab. Bei Betrachtung des Abgangs sind die Differenzen in Bezug auf den Energiebedarf innerhalb der zwei Wochen zwischen Messung (2.666 kWh) und Simulation (2.437 kWh) mit 8,6 % etwas größer. Diese Erkenntnis wird durch die Betrachtung des Lastverlaufes innerhalb des Abgangs (Abbildung 5-4, Mitte) bestätigt. Vor allem am Wochenende weist der Lastverlauf der Standardlastprofile deutliche Unterschiede zu den gemessenen Lasten auf.

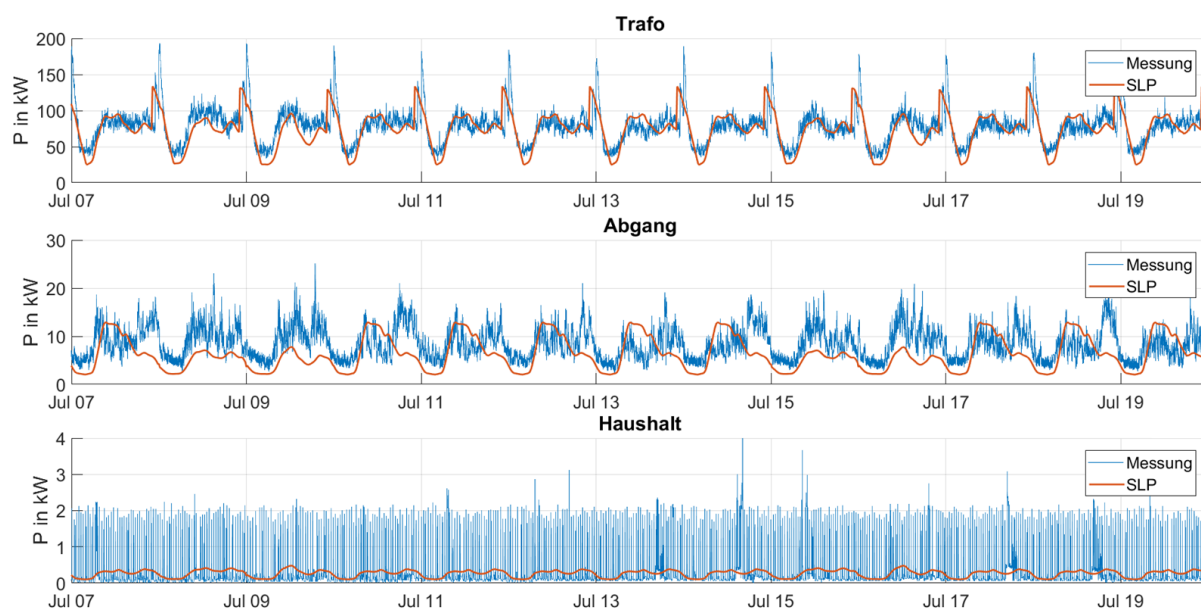


Abbildung 5-4: Vergleich der Simulationsergebnisse mit zuvor durchgeführten Messungen für Trafo, Abgang und Hausanschluss

Noch deutlicher sind die Unterschiede zwischen Simulation und Messung bei Betrachtung des Haushalts (siehe Abbildung 5-4, unten). Diese Erkenntnisse stimmen zum Teil mit jenen der Arbeit [20] überein. Unterschiede zwischen Messung und Standardlastprofile können auch aufgrund bereits vorhandener EV innerhalb des Niederspannungsnetzes, die in den Messpunkten M1 und M2 berücksichtigt werden, entstehen. Aufgrund der einfachen Handhabung der VDEW Standardlastprofile werden diese dennoch für die Modellierung der nicht gemessenen Verbraucherlasten innerhalb dieser Arbeit herangezogen.

5.3.2 Modellierung von Lastprofilen der EV

5.3.2.1 Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektrofahrzeuge

Um die Verteilung des Gleichzeitigkeitsfaktors als Funktion der EV-Anzahl für jede Stunde des Tages zu erhalten, wird ein probabilistischer Ansatz gemäß [25, 86–88] gewählt. Das Schema der für diese Arbeit angepassten Herangehensweise ist in Abbildung 5-5 dargestellt und wird im Folgenden erläutert. Da der GZF mit steigender EV-Anzahl stark sinkt und sich erst bei einer

hohen Anzahl einem Grenzwert annähert [89], muss dieses Verfahren für unterschiedliche EV-Mengen - das Intervall wird von 2 bis 1000 EV gewählt - durchgeführt werden.

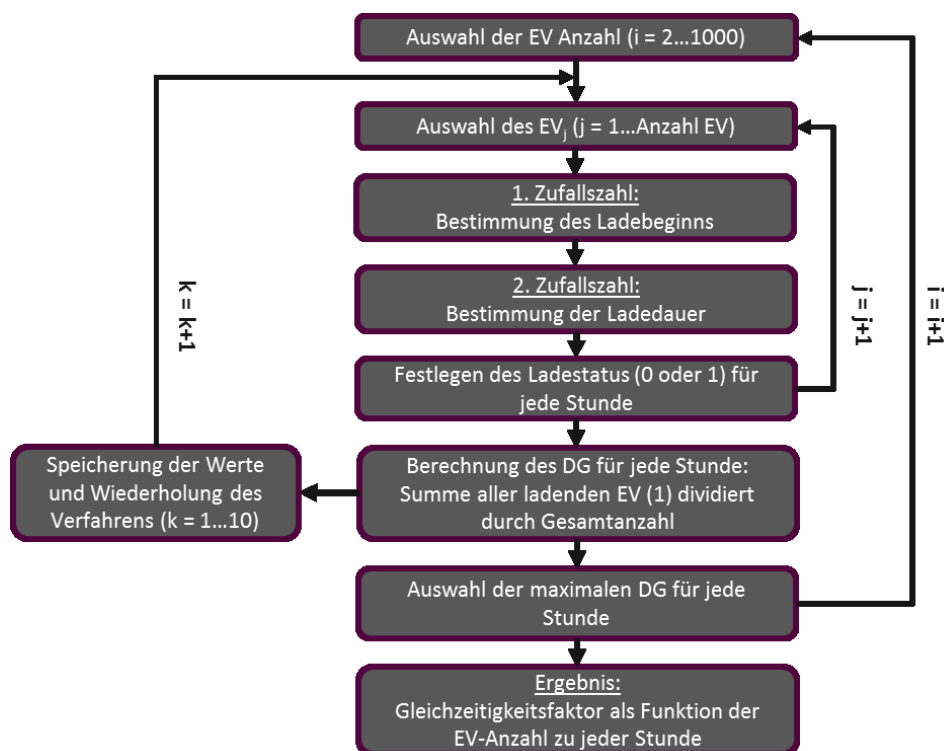


Abbildung 5-5: Schema zur Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für EV anhand eines probabilistischen Ansatzes

Nach Auswahl der EV-Anzahl (index i) wird schließlich mittels zweier Zufallszahlen für den Ladebeginn und der zu ladenden Energiemenge der Ladestatus (0 für „lädt nicht“ oder 1 für „lädt“) für jede Stunde des Tages und für jedes EV (index j) bestimmt und in eine Matrix ($24 \times \text{EV-Anzahl}$) [86] eingetragen. Der Gleichzeitigkeitsfaktor lässt sich zu jeder Stunde durch das Verhältnis aus der Summe der ladenden EV (1) und der Gesamtanzahl der EV berechnen. Dieser Vorgang wird zehnmal wiederholt (index k) um schließlich den maximalen Gleichzeitigkeitsfaktor jeder Stunde auszuwählen. Dieser Schritt dient dazu, den Extremfall und damit den höchsten GZF zu berücksichtigen (vgl. [25]). Schließlich wird die Gesamtanzahl der EV (index i) um eins erhöht und das Verfahren erneut gestartet. Die probabilistische Ermittlung der Startzeiten der Ladevorgänge sowie die zu ladende Energiemenge nach Beendigung der letzten Fahrt des Tages erfolgt, wie bereits erwähnt, mittels Zufallszahlen gemäß dem Ansatz der Studie nach [87]. Aus den Mobilitätsdaten der Verkehrsanalyse [90] wird die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Ankunftszeiten (siehe Abbildung 5-6, links) abgeleitet. Mit Hilfe der ersten Zufallszahl und der stetigen Verteilfunktion der Ankunftszeiten wird der Ladebeginn für ein bestimmtes EV probabilistisch ermittelt (siehe Abbildung 5-6, rechts). Ähnlich wie in Studie [87] wird die relative Häufigkeitsverteilung anhand einer

linearen Interpolation sowie einer Extremwert- und Normalverteilung angenähert. Wie in Abbildung 5-6 ersichtlich, liefert lediglich die lineare Interpolation zwischen den Stützstellen eine angemessene Näherung.

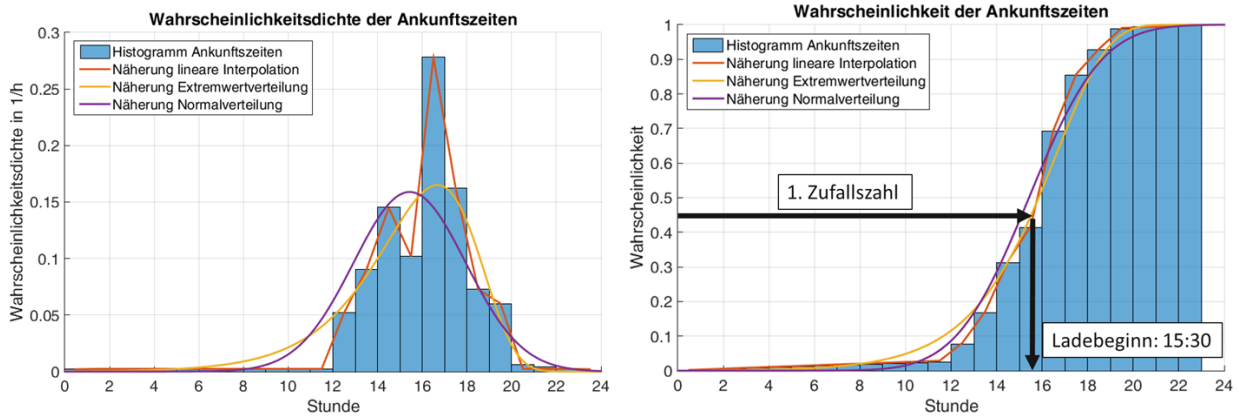


Abbildung 5-6: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion und stetige Verteilungsfunktion der Ankunftszeiten der EV anhand der Mobilitätsdaten aus [90]

Diese Erkenntnisse decken sich mit jenen aus [87]. Die selbe Herangehensweise fand schließlich für die Ermittlung der Ladedauer Anwendung. Die Werte für die durchschnittlichen Wege pro Tag und Person sowie die Häufigkeitsverteilung der mit dem Auto zurückgelegten Wegstrecken werden aus [91] entnommen. Die Ermittlung des durchschnittlichen Verbrauchs der EV mit 14,825 kWh/100 km erfolgt durch Bildung die des Mittelwertes mehrerer EV aus [92] gemäß dem Ansatz der Arbeit [93]. Dieser Wert ermöglicht die Umrechnung der probabilistisch ermittelten zurückgelegten Wegstrecken in die nach der letzten Fahrt des Tages benötigte Ladeenergiemenge. Für die Annäherung der relativen Häufigkeitsverteilung der zurückgelegten Wegstrecken (siehe Abbildung 5-7) wird die Log-Normalverteilung (siehe Formel (5-1)) gewählt (vgl. [87]).

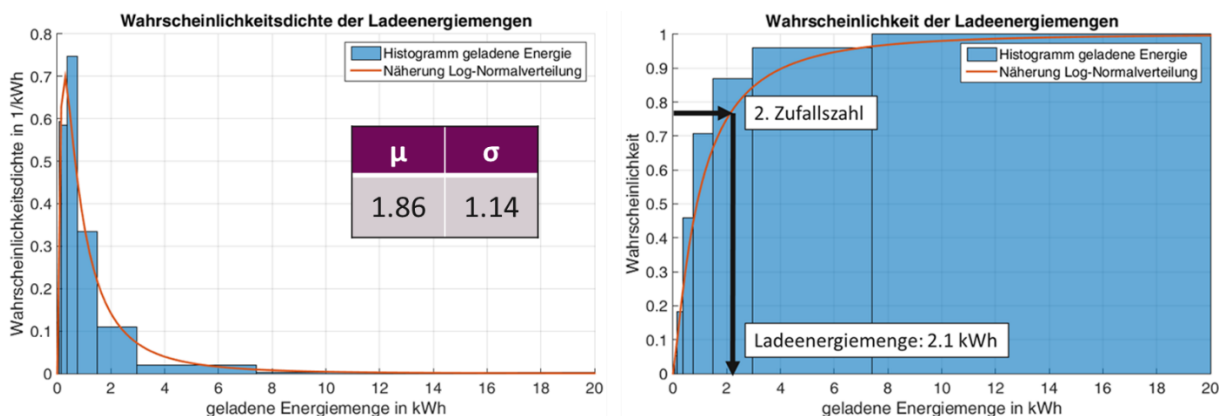


Abbildung 5-7: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion und stetige Verteilungsfunktion der nach der letzten Fahrt des Tages benötigten Ladeenergiemengen anhand der Mobilitätsdaten aus [91]

Die geeigneten Werte für Erwartungswert μ und Standardabweichung σ basieren auf der Ermittlung in MATLAB [11] und sind ebenfalls in Abbildung 5-7 abgebildet. Anhand der stetigen Verteilfunktion der zu ladenden Energiemenge und der zweiten Zufallszahl kann die benötigte Energiemenge für ein bestimmtes EV ermittelt werden (siehe Abbildung 5-7, rechts).

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma x} \exp\left(-\frac{(\ln(x) - \mu)^2}{2\sigma^2}\right), & x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases} \quad (5-1)$$

Die Batteriekapazität der EV wird mit 18,8 kWh entsprechend der Kapazität des gemessenen BMW i3 und der Ladestrom mit 16 A angenommen. Diese Parameter dienen der Berechnung der benötigten Ladeenergiemenge in die notwendige Dauer des Ladevorganges. Das Ergebnis dieses Verfahrens stellen Verläufe des Gleichzeitigkeitsfaktors in Abhängigkeit der EV-Anzahl für jede Stunde des Tages dar (siehe Abbildung 5-8). Die berechneten Kurven werden durch die Formel der Studie [25] (siehe Formel (5-2)) angenähert, wobei der Faktor c für jede Stunde angepasst wird.

$$g = g_{\infty} + \frac{(1 - g_{\infty})}{c\sqrt{n}} \quad (5-2)$$

g_{∞} ... Grenzwert des GZF	$c = \begin{cases} 1.0 \dots 23:00 - 10:00 \\ 1.5 \dots 11 - 12:00 \text{ und } 22:00 \\ 2.0 \dots 13:00 \text{ und } 21:00 \\ 2.5 \dots 14:00 \text{ und } 20:00 \\ 3.0 \dots 19:00 \\ 3.5 \dots 15:00 - 18:00 \end{cases}$
n ... Anzahl der EV	

In Abbildung 5-8 sind die Verläufe des Gleichzeitigkeitsfaktors in Abhängigkeit der EV-Anzahl für unterschiedliche Uhrzeiten gemeinsam mit der Näherung durch Formel (5-2) dargestellt. Die stündliche Verteilung des Faktors c spiegelt die stündlich aufgelöste Verteilung der Ankunftszeiten wieder. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein EV um 18:00 zu laden beginnt, ist deutlich größer als etwa um 13:00 (siehe Abbildung 5-6). Analog dazu ist auch der Faktor c , wie in Abbildung 5-8 erkennbar, um 18:00 (3,5) größer als um 13:00 (2). Vor allem für eine geringe EV-Anzahl weicht der probabilistisch ermittelte Gleichzeitigkeitsfaktor gegenüber der Näherungsformel ab. Dieser Aspekt wird in der Arbeit [25] mit der hohen Anzahl an Wiederholungen (index k) mit der das Verfahren durchgeführt wird und durch das Heranziehen des Maximalwerts für jede Stunde begründet.

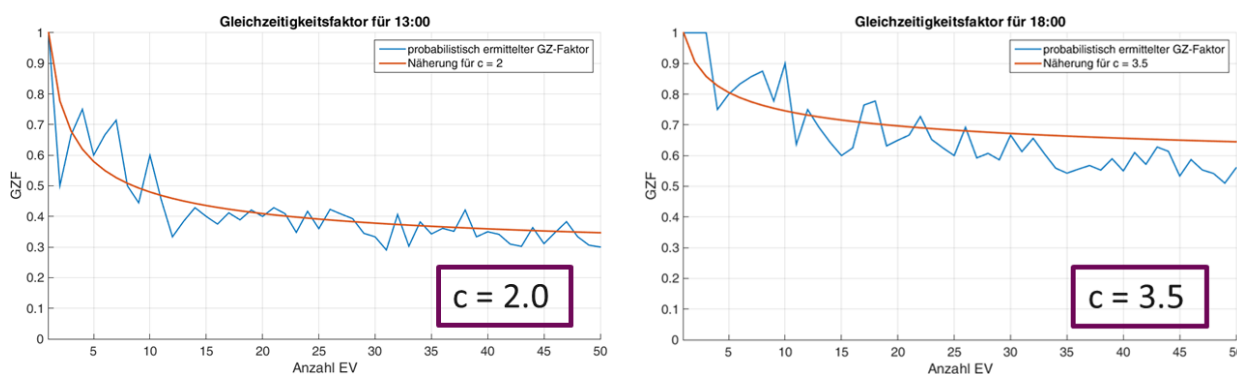


Abbildung 5-8: Probabilistische Ermittlung des Gleichzeitigkeitsfaktors und Näherung durch Formel (5-2) gemäß [25]

Dadurch können vor allem bei geringer EV-Anzahl Extremfälle auftreten. [25] Der Faktor c wird jedoch für jede Stunde so gewählt, dass die Abweichung zwischen Formel und Berechnung vor allem bei einer geringen EV-Anzahl möglichst gering ist.

5.3.2.2 Skalierung der gemessenen Ladekurven

Das Grundkonzept der Modellierung der EV-Lasten besteht darin, den gemessenen und aufbereiteten Lastverlauf des BMW i3 (siehe Kapitel 4) für jeden EV-Verbraucher anhand eines Skalierungsfaktors (SF) anzupassen (siehe Formel (5-3)). Der Skalierungsfaktor (SF) wird wiederum anhand der Personenanzahl des entsprechenden Verbrauchers, Motorisierungsgrad (MG), Durchdringungsgrad (DG) und dem Gleichzeitigkeitsfaktor (GZF) (siehe Kapitel 5.3.2.1) für jeden EV-Verbraucher ermittelt (siehe Formel (5-4)).

$$\text{Lastprofil } EV_i = SF (EV_i) * \text{Messverlauf} \quad (5-3)$$

$$SF (EV_i) = \text{Personenanzahl}_i * MG * DG * GZF_i \quad (5-4)$$

Für die Festlegung der EV-Anzahl für jeden EV-Verbraucher erfolgt zuerst die Bestimmung der Personenanzahl, die der dazugehörige Verbraucher beinhaltet. Da keine detaillierten Angaben zu der Anzahl der an den untersuchten Verbrauchern gemeldeten Personen zur Verfügung stehen, müssen diese Zahlen abgeschätzt werden. Dazu wird die Anzahl der Personen pro Verbraucher anhand des Jahresenergieverbrauches des gesamten Verbrauchers und einem mittleren Jahresenergieverbrauch von $2.019 \frac{kWh}{Person * a}$ [94] (vgl. Vorgehensweise der Arbeit [6]) für alle Verbraucher vom Typ H0 und HF ermittelt. Innerhalb dieser Arbeit werden lediglich Ladevorgänge an heimischen Ladestationen berücksichtigt, weshalb die Verbraucheranlagen vom Typ Gewerbe für die Ermittlung der EV-Anzahl vernachlässigt werden. Da außerdem nur ein Verbraucher vom Typ Landwirtschaft in dem betrachteten Netz vorhanden ist, wird dieser mit einer Anzahl von 4 Personen angenommen. Diese Berechnungsmethode ergab eine

Gesamtanzahl von 360 Personen im gesamten Niederspannungsnetz. Bezogen auf die 182 Verbraucheranlagen vom Typ H0, HF und L0 ergibt sich eine durchschnittliche Personenanzahl pro Verbraucheranlage von 1,98. Mit Hilfe dieser Daten wird in weiterer Folge unter der Berücksichtigung des Motorisierungsgrades die Anzahl an EV pro EV-Verbraucher ermittelt. Der Motorisierungsgrad (MG) stellt das Verhältnis zwischen der Anzahl an Fahrzeugen und der Gesamtbevölkerungsanzahl in einem bestimmten Gebiet dar [95]. Der anhand der Daten der Stadt Graz mit 46,4 % [4] herangezogene Wert ergibt innerhalb des analysierten Gebiets eine Gesamtanzahl von 167 Fahrzeugen. Die Auswahl der in den Szenarien untersuchten Durchdringungsgrade (DG) erfolgt dabei entsprechend Tabelle 5-3.

Tabelle 5-3: Übersicht der untersuchten Durchdringungsgrade mit der entsprechenden Anzahl an EV

DG	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Anzahl EV	33	67	100	134	167

In Abbildung 5-9 sind vier unterschiedliche Ladekurven zur Veranschaulichung der Skalierung der Messdaten dargestellt. Der gemessene Lastverlauf des BMW i3 wird für zwei unterschiedliche EV-Verbraucher (Nr.1 und Nr.2) sowie zwei unterschiedliche Durchdringungen (20 % und 100 %) entsprechend skaliert. Die Abweichungen zwischen den Ladekurven aufgrund diverser Parameter sind zusätzlich in Abbildung 5-9 aufgezeigt. Die Unterschiede zwischen den Verläufen des Ladestroms von EV-Verbraucher Nr.1 (gelbe und blaue Ladekurve) sind verschiedenen DG geschuldet. Natürlich unterscheiden sich die Ladekurven von EV-Verbraucher Nr.1 und EV-Verbraucher Nr.2 aufgrund der abweichenden EV-Anzahl. Zu erkennen ist außerdem die Stufung der Ladekurven aufgrund der stündlich aufgelösten Gleichzeitigkeitsfaktoren. Die Differenzen zwischen den einzelnen Tageszeiten steigen mit der EV-Anzahl, erkennbar anhand des Vergleichs zwischen der violetten und roten Ladekurve. Dadurch wird der Zweck von Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektrofahrzeuge innerhalb dieser Arbeit deutlich. Der Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt damit die zeitliche Verteilung der Ladevorgänge aller Elektrofahrzeuge an einem EV-Verbraucher. Da für einen EV-Verbraucher nur eine Messkurve eingelesen wird, muss zeitlich unterschiedliches Ladeverhalten mehrerer EV an einem EV-Verbraucher durch diesen Faktor modelliert werden. Diese skalierten Ladekurven besitzen nicht mehr die herkömmliche Charakteristik, stellen sie doch teilweise die aufsummierten Ladekurven mehrerer EV innerhalb eines EV-Verbrauchers dar.

Da die Skalierung der gemessenen Ladekurven keinen Einfluss auf den Beginn des Ladevorgangs hat (siehe Abbildung 5-9), laden alle EV-Verbraucher, entsprechend der Definition des Worst-Case Szenarios in Kapitel 6.2.1, zur selben Zeit. Schließlich werden die

Lastprofile in das für NEPLAN [12] notwendige Format umgewandelt und für die Simulation der Szenarien mit dem jeweiligen Durchdringungsgrad in das Netzmodell importiert.

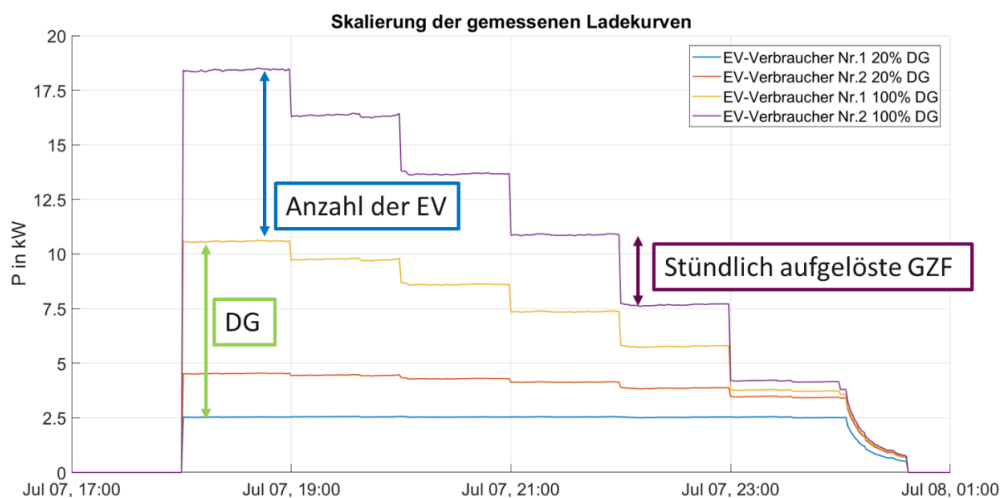


Abbildung 5-9: Veranschaulichung der Skalierung von Ladekurven anhand von zwei EV-Verbrauchern für 20 % DG und 100 % DG

5.3.3 Modellierung der PV-Einspeisung

Die Modellierung der potenziellen Einspeisung durch Photovoltaikanlagen zur Entlastung des Niederspannungsnetzes wird mit Hilfe des Solardachkatasters der Stadt Graz [96] und Einstrahlungs- und Temperaturmessdaten der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) für Kapfenberg aus dem Jahr 2014 [97] durchgeführt. Da der freizugängliche Solardachkataster des Landes Steiermark die Stadt Graz nicht mit einschließt, mussten die Daten für das in dieser Arbeit betrachtete Gebiet im Solardachkataster der Stadt Graz online abgerufen und exportiert werden. Der Solardachkataster basiert auf den digitalen Daten des Bildfluges Graz aus dem Jahr 2011 und des städtischen Geo Informations Systems (GIS). Dabei werden alle Dachflächen erfasst und anhand der Verschattung, Neigung, Ausrichtung und Dachfläche nach ihrer Eignung in die Kategorien „Sehr gut“ und „Gut“ eingeteilt [96]. Diese Kategorien repräsentieren „den Anteil am maximal möglichen Ertrag einer Solaranlage“ [98].

Für das Photovoltaikpotenzial werden nur jene Dächer mit einer Fläche größer als 20 m² in Betracht gezogen [96]. Die Ermittlung der PV-Jahreslastgänge für jede Dachfläche basiert auf einer am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik [98] entwickelten Methode. Dazu werden die insgesamt 107 Dachflächen innerhalb des betrachteten Niederspannungsnetzes den 80 PV-Einspeisern im Netzmodell zugeteilt. Die entwickelte Methode basiert auf der Leistungsberechnung mittels des Modells nach Perez in MATLAB [11]. Die Globalstrahlung wird dabei in einen direkten und einen diffusen Anteil mit Hilfe des sogenannten Clearness-Index nach Skartveit/Olseth unterteilt. Für den photovoltaischen Wirkungsgrad bzw. für die

temperaturabhängige Leistungsabnahme der Zellen werden Werte von 14 % bzw. -4,2 % pro °C angenommen [98]. Die Werte für Außentemperatur und Globalstrahlung werden aus den 10-minütig aufgelösten Messwerten der ZAMG für Kapfenberg aus dem Jahr 2014 entnommen. Insgesamt besitzen 75 der 80 PV-Einspeiser Potenzial für die Einspeisung durch Photovoltaik und die gesamte Anschlussleistung dieser beträgt 1.006 kW. Die 15-minütig aufgelösten Lastgänge von drei ausgewählten PV-Einspeisern innerhalb der Simulationsperiode im Sommer sind in Abbildung 5-10 dargestellt.

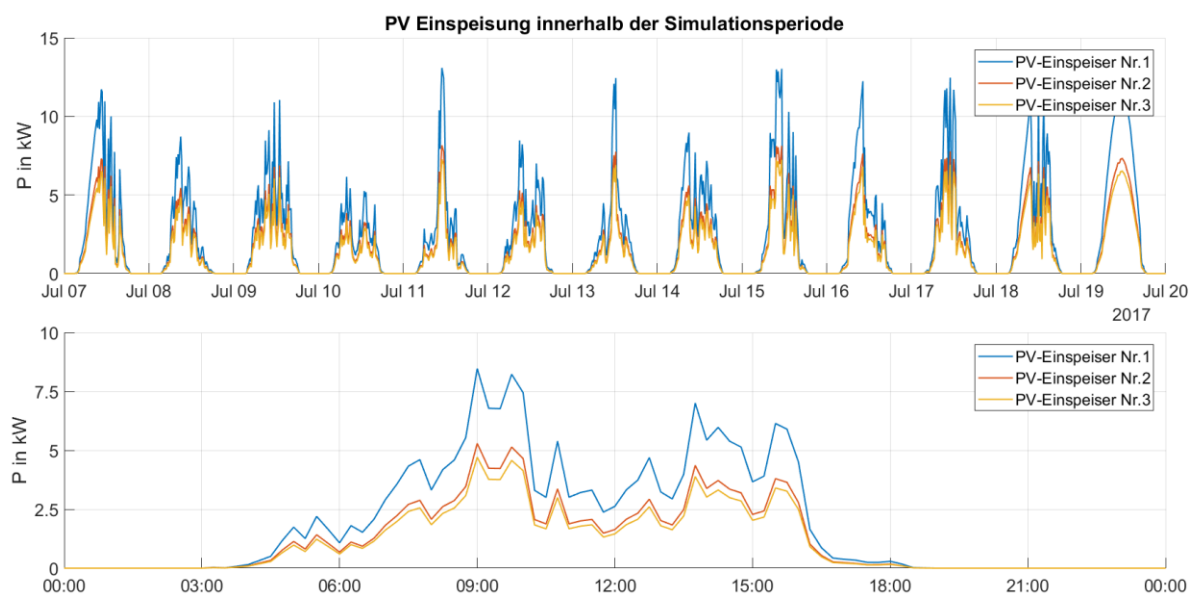


Abbildung 5-10: 15-minütig aufgelöster Lastgang der Photovoltaik-Einspeisung für drei PV-Einspeiser innerhalb der gesamten Simulationsperiode (oben) und innerhalb eines Tages (unten)

Die summierten Dachflächen der PV-Einspeiser Nr. 1, 2 und 3 betragen 97 m², 61 m² und 54 m². Schließlich werden die erstellten Jahreslastgänge der PV-Einspeiser in das Netzmodell integriert. Die maximal eingespeiste Leistung wird für jeden PV-Einspeiser ermittelt und als Anschlussleistung in NEPLAN [12] herangezogen. Die Modellierung der Speicher erfolgt im Anschluss an die Ermittlung der kritischen Knoten und Leitungen innerhalb des Netzmodells anhand des Worst-Case Szenarios. Dadurch konnte die Modellierung der Speicher eigens auf diese Elemente zugeschnitten werden. Die schlussendliche Herangehensweise der Modellierung der Speicher-Lastprofile ist in Kapitel 6.2.4 beschrieben.

5.3.4 Überblick der verwendeten Lastprofile

Um einen Überblick der erstellten Lastprofile zu ermöglichen, sind in Tabelle 5-4 die wichtigsten Fakten zusammengefasst. Mit Hilfe der eigens durchgeführten Messungen ist es möglich, Ladekurven mit einem Zeitintervall von einer Minute aufzuzeichnen, um Details des Ladevorganges, wie zum Beispiel der Übergang zwischen Konstantstrom- und Konstantspannungsphase, nicht zu vernachlässigen.

Tabelle 5-4: Überblick der erstellten Lastprofile sowie deren Datenquelle und zeitliche Auflösung

Last	Datenquelle	Zeitliche Auflösung
Verbraucher	VDEW Standardlastprofile	15 min
EV-Verbraucher	Skalierung der Ladekurven	1 min
PV-Einspeiser	Berechnung mit Hilfe von Klimadaten und Solardachkataster	15 min
Speicher	Berechnung anhand Verbraucher, EV-Verbraucher und PV-Einspeiser	1 min

Aus diesem Grund wird für die Lastflusssimulationen in NEPLAN [12] ebenfalls ein Zeitintervall von einer Minute ausgewählt. In NEPLAN [12] werden die 15-minütig aufgelösten Werte der VDEW Standardlastprofile und der PV-Einspeiser dazu linear interpoliert. Dieser Vorgang wurde durch mehrere Testsimulationen überprüft und die Verwendung des Zeitintervalls von einer Minute als zulässig erachtet.

6 SIMULATION

Innerhalb dieses Kapitels werden die für die Simulation definierten Parameter und Bedingungen erläutert, gefolgt von der Beschreibung der wesentlichen Aspekte der analysierten Szenarien. Als nächstes werden die Resultate der beschriebenen Szenarien aufgezeigt, um die in Kapitel 2 genannten Forschungsfragen zu beantworten

6.1 Simulationsumgebung

Mit Hilfe von Lastflussberechnungen sollen Leitungsströme und Knotenspannungen in Abhängigkeit der vorgegebenen Lasteinspeisung und -entnahme numerisch ermittelt werden. Dazu wird das Newton-Raphson-Verfahren innerhalb der Simulationssoftware NEPLAN [12] gewählt. Dieses Verfahren dient der Lösung nichtlinearer Gleichungssysteme und gehört zu den am meist angewandten Methodiken der Lastflussberechnung. [99] Genauere Details zu diesem Berechnungsverfahren bzw. Gleichungen der Berechnungsmethodik sind in der Literatur [99] geschildert. Mit der Wahl dieser Berechnungsmethode ist es möglich das erstellte Netzmodell als unsymmetrisches Dreiphasensystem zu betrachten, um so jede Phase einzeln zu analysieren. Dies ist notwendig, um innerhalb dieser Arbeit die Folgen von einphasig ladenden EV in Bezug auf unsymmetrische Spannungszustände zu überprüfen. Um die Auswirkungen der Elektromobilität auf die Niederspannungsebene ganzjährig zu untersuchen, werden für die Simulationsperioden der Szenarien jeweils zwei Sommer- und zwei Winterwochen - eine Simulationsdauer von 319 Stunden - herangezogen und getrennt voneinander analysiert. Die Lastgänge der Verbraucher in Form von Standardlastprofilen sowie Wetterdaten für die PV-Einspeisung stehen ganzjährig zur Verfügung und werden für die entsprechenden Sommer- und Winterwochen eingelesen. Für die Betrachtung der EV-Verbraucher in den Winterwochen, wird lediglich das Datum der Messkurven angepasst. Wie bereits in Kapitel 5.3.4 erwähnt, werden die Simulationen mit einem Zeitintervall von einer Minute durchgeführt. Die damit einhergehende längere Rechendauer wird aufgrund der höheren Genauigkeit in Kauf genommen.

6.2 Beschreibung der Szenarien

Um die Auswirkungen einer steigenden Nachfrage an Elektroautos auf das Niederspannungsnetz zu untersuchen, wird in einem ersten Schritt ein Referenzszenario (S00) ohne die Berücksichtigung von Elektrofahrzeugen betrachtet. Basierend auf diesem Szenario soll ein Vergleich mit weiteren Szenarien, welche unterschiedliche Durchdringungsgrade berücksichtigen, ermöglicht werden. Das Worst-Case Szenario und seine Abwandlungen

dienen der Identifizierung kritischer Knoten und Leitungen sowie einer Abschätzung des Bedarfs an Lösungsmaßnahmen. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen sollen Lösungsstrategien zur Entlastung der kritischen Netzbereiche, basierend auf Worst-Case Szenario S01, durch die Analyse fünf weiterer Szenarien entwickelt werden. Die genauen Bezeichnungen sowie Details der untersuchten Szenarien sind Abbildung 6-1 zu entnehmen.

	Ladevorgang	GZF	EV Phase	Zusatz
S00: Keine EV	-	-	-	Referenz
S01: Worst-Case	simultan	real	1-phasig: verteilt	-
S02: Worst-Case (L1)	simultan	real	1-phasig: alle L1	-
S03: Worst-Case (GZF=1)	simultan	g = 1	1-phasig: verteilt	-
Lösungsstrategien				
S04: Versetztes Laden V1	Zeitlich versetzt	real	1-phasig: verteilt	Alle laden um 23:00
S05: Versetztes Laden V2	Zeitlich versetzt	real	1-phasig: verteilt	Zeitl. Taktung der EV
S06: Red. Ladeleistung	simultan	real	1-phasig: verteilt	10 A Ladestrom
S07: Speicher + PV	simultan	real	1-phasig: verteilt	Speicher + PV
S08: RONT	simultan	real	1-phasig: verteilt	Anhebung US um 2 %

Abbildung 6-1: Übersicht der untersuchten Szenarien

6.2.1 Worst-Case Szenarien (S01 - S03)

Zur Betrachtung der Worst-Case Szenarien werden drei unterschiedliche Varianten gewählt. Wie in Kapitel 5.3.2.2 beschrieben, laden alle EV-Verbraucher innerhalb dieser Szenarien simultan, wobei die jeweiligen Ladekurven entsprechend der EV-Anzahl, dem Gleichzeitigkeitsfaktor und dem Durchdringungsgrad skaliert werden. Für das Szenario S01 werden Ladevorgänge der einphasig ladenden EV-Verbraucher innerhalb eines Abganges gleichmäßig auf alle drei Netzphasen aufgeteilt. Da die Wahl der Phase bei der Installation der Wallbox getroffen wird (siehe Kapitel 3.3.1), kann dies als realistisches Szenario betrachtet werden. Ziel der Worst-Case Szenarien ist die Ermittlung kritischer Knoten und Leitungen, an denen die ersten unzulässigen Spannungsbandverletzungen bzw. Leitungsauslastungen auftreten, und damit nach einem Netzausbau verlangen. Durch die geographische Bestimmung dieser problematischen Elemente, lassen sich Lösungsmaßnahmen auf diese Netzbereiche abstimmen. In weiterer Folge können durch die Adaptierung dieses Szenarios zwei Extremfälle des Worst-Case Szenarios untersucht werden. Das Szenario S02 betrachtet den Einfluss, einphasiger Ladevorgänge auf das Netz, wenn alle EV an der gleichen Phase (L1)

angeschlossen sind. Obwohl alle einphasigen Ladevorgänge stets zwischen der Phase L1 an der Wallbox und Nullleiter stattfinden (siehe Kapitel 3.3.1), gilt dieses Szenario als Extremfall, da es durch Regeln bezüglich der Installation von heimischen Ladestationen vermieden werden kann. Das Szenario S03 soll die Relevanz der Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für EV analysieren, indem der Gleichzeitigkeitsfaktor aller EV mit 1 angenommen wird. Auch dieses Szenario kann als Extremfall gesehen werden, da ein gleichzeitiges Laden ($GZF = 1$) bei einer hohen EV-Anzahl unwahrscheinlich ist. Dennoch hilft die Untersuchung dieses Szenarios, die Notwendigkeit der Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren zu überprüfen.

6.2.2 Zeitlich versetztes Laden (S04 und S05)

Eine Variante des Demand Side Managements durch Elektrofahrzeuge stellt die zeitliche Verschiebung der Ladevorgänge dar. Diese zielt innerhalb dieser Arbeit darauf ab, die Überlagerung von Lastspitzen durch Haushalt und EV zu vermeiden. Dazu werden zwei Szenarien mit unterschiedlichen Ansätzen (V1 und V2) untersucht. In Szenario S04 mit zeitlicher Verschiebung der Ladevorgänge nach Konzept V1 werden die letzten Ladevorgänge des Tages aller EV-Verbraucher jeweils auf 23:00 verschoben. Ziel dieses Szenarios ist die Vermeidung der Überlagerung von Haushaltslasten und Lasten der EV. In Abbildung 6-2 ist die Verschiebung der Ladevorgänge nach Konzept V1 dargestellt. Die mit Hilfe der Software MATLAB [11] realisierte zeitliche Anpassung der gemessenen Ladekurven (blaue Kurve) ergibt die für dieses Szenario verwendeten Lastprofile (orange Kurve).

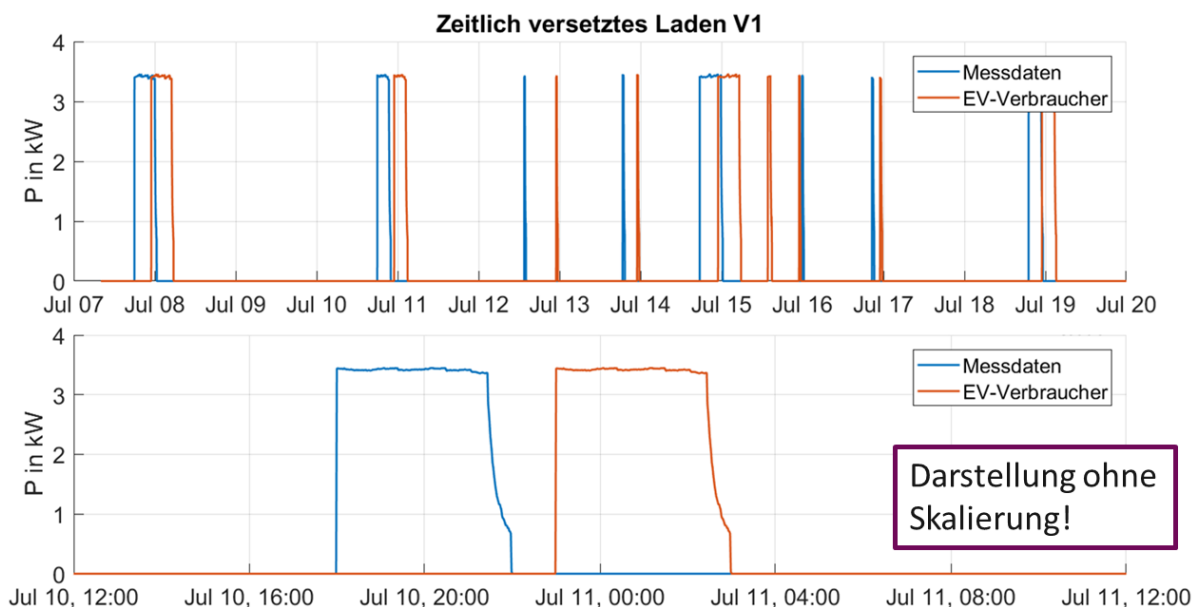


Abbildung 6-2: Zeitliches Verschieben der Ladevorgänge nach Konzept V1 (S04)

Wie auch in den genannten Worst-Case Szenarien finden die Ladevorgänge der EV-Verbraucher simultan und unter der Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren statt. Um zusätzlich die Vermeidung des gleichzeitigen Ladens aller EV-Verbraucher zu untersuchen, wird ein weiteres Szenario mit zeitlicher Verschiebung der Ladekurven nach Konzept V2 analysiert. In diesem Szenario werden die Ladevorgänge aller an einem Abgang befindlichen EV-Verbraucher zeitlich versetzt angeordnet. Ziel dieses Ansatzes ist die Gewährleistung, dass innerhalb eines Abgangs zu jeder Zeit maximal ein EV-Verbraucher lädt. Diese Herangehensweise dient der Simulation von geregelterm Laden innerhalb eines Abgangs. In Abbildung 6-3 sind die nach diesem Konzept erstellten Ladekurven eines Abgangs mit drei EV-Verbrauchern dargestellt.

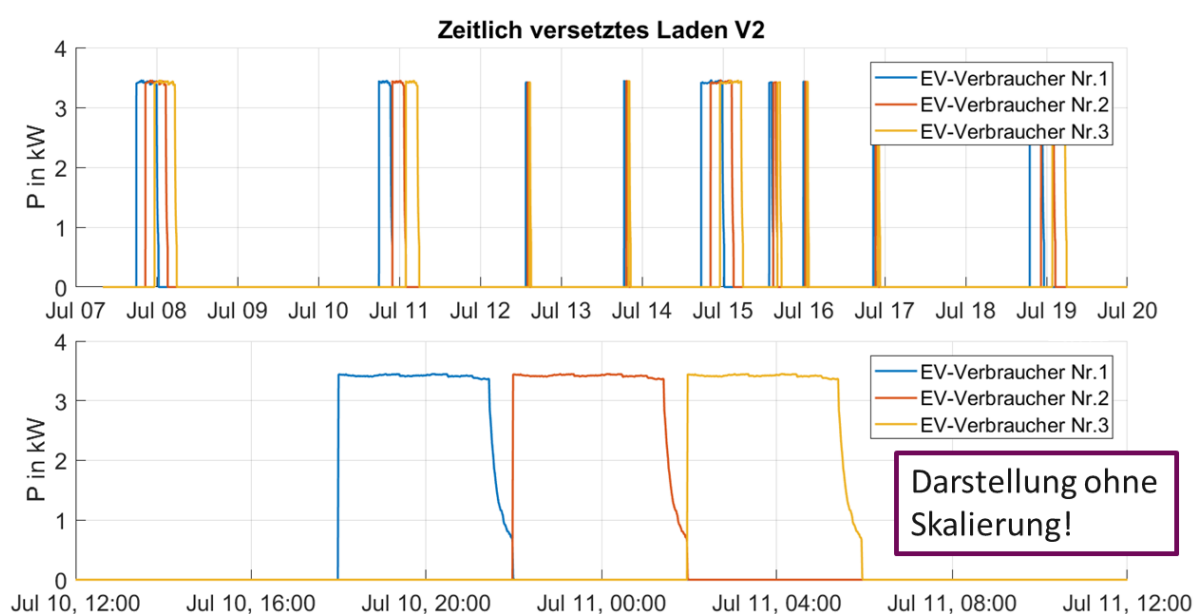


Abbildung 6-3: Zeitliches Verschieben der Ladevorgänge nach Konzept V2 (S05)

Die Ladekurven der EV-Verbraucher Nr.1-3 sind in Abbildung 6-3 ohne Skalierung abgebildet, um den Fokus auf die zeitliche Verschiebung zu legen. Eine weitere Bedingung des Konzeptes V2 ist die Beendigung aller Ladevorgänge um 06:00 in der Früh. Sollte eine Einhaltung aufgrund der hohen Anzahl der EV-Verbraucher an einem Abzweig oder der Dauer der Ladevorgänge nicht möglich sein, folgt eine Überlagerung der einzelnen Ladekurven (siehe Abbildung 6-3 am 15. Juli). Obwohl eine zeitliche Überlagerung der Ladekurven nicht komplett verhindert wird, gelingt es, die Summe der überlagerten Ladeleistungen und die Dauer der Überlagerungen zu reduzieren. Auch in diesem Szenario werden zeitlich unterschiedliche Ladeverhalten der EV innerhalb eines EV-Verbrauchers durch Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt. Die nach diesen Ansätzen erstellten Lastprofile der EV-Verbraucher werden schließlich entsprechend der Skalierungsfaktoren hochskaliert und für die Simulation in NEPLAN [12] aufbereitet.

6.2.3 Reduktion der Ladeleistung (S06)

Da innerhalb dieser Arbeit die Auslastung des Niederspannungsnetzes überprüft wird, fokussiert sich dieses Szenario (S06) auf die lastorientierte Reduzierung des Ladestromes. Zur Realisierung dieses Szenarios wurde eigens für dieses Szenario der Ladestrom an der untersuchten Wallbox von 16 A auf 10 A reduziert, um entsprechende Ladekurven mit geringerer Ladeleistung aufzuzeichnen. Eine mit reduzierter Ladeleistung (2,3 kW) gemessene Ladekurve ist in Abbildung 6-4 dargestellt. Analog zu Abbildung 4-7 in Kapitel 4.5 sind die wichtigsten Parameter einer Ladekurve wie zum Beispiel Konstantstrom- und Konstantspannungsphase gekennzeichnet.

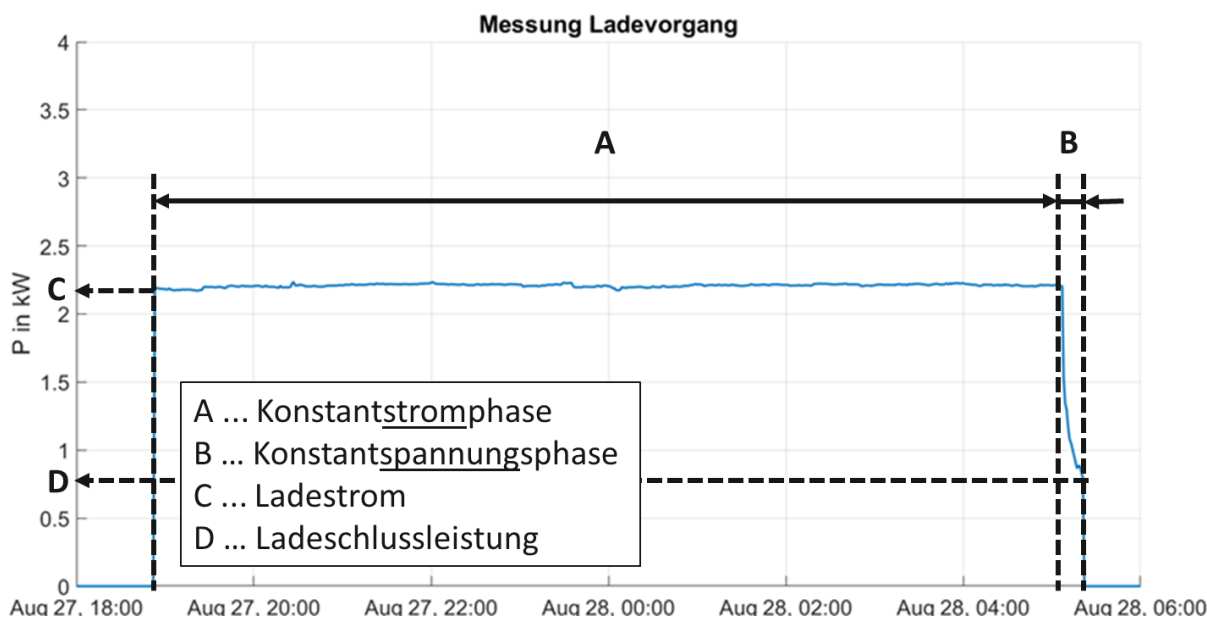


Abbildung 6-4: Aufgezeichneter Ladevorgang des BMW i3 mit 10 A Ladestrom

Anhand der Gegenüberstellung der Ladekurven mit 16 A Ladestrom und mit 10 A Ladestrom kann aufgezeigt werden, dass die Dauer des Ladevorganges bei reduziertem Ladestrom um etwa vier Stunden verlängert wird (annähernd gleiche Batterieladezustände vor dem Ladevorgang vorausgesetzt). Dies wird durch den gemessenen Ladevorgang in Abbildung 6-4, der erst gegen 05:00 in der Früh des nächsten Tages beendet wird, verdeutlicht. Der Ladevorgang mit einem Ladestrom von 16 A (siehe Abbildung 4-7) ist dagegen bereits gegen 00:30 beendet. Um die aufgrund des geringeren Ladestroms erhöhten Gleichzeitigkeitsfaktoren in Szenario S06 zu berücksichtigen, werden diese für einen Ladestrom von 10 A neu berechnet. Die Berechnungsmethode und die Näherung durch die entsprechende Formel (5-2) werden gemäß der Beschreibung in Kapitel 5.3.2.1 durchgeführt. Schließlich werden die gemessene Ladekurve erneut mit den entsprechenden Skalierungsfaktoren multipliziert und in NEPLAN [12] eingelesen.

6.2.4 Integration der PV-Einspeisung in Kombination mit Energiespeicher (S07)

Die Verwendung der Photovoltaikeinspeisung in Kombination mit Energiespeichern wird innerhalb dieser Arbeit als potenzielle Lösungsmaßnahme für auftretende Netzengpässe durch die Elektromobilität behandelt. Daher erfolgt die Modellierung bzw. die Auslegung der Speicher erst nach der Auswertung der Ergebnisse des Worst-Case Szenarios (siehe Kapitel 6.4), um gezielt kritische Netzelemente zu entlasten. Bei der Erstellung des Modells werden an allen Verbrauchern Speicher berücksichtigt, es werden jedoch nur jene aktiviert und modelliert die netzdienlich sind. Die Speicher werden daher nur in jenen Bereichen eingesetzt, wo sie auch tatsächlich zur entscheidenden Entlastung des Netzes beitragen. Gleichzeitig konnte dadurch die Rechendauer dieses Szenarios reduziert werden. Ziel der Speicher ist es, sowohl positive (durch Verbraucher und EV-Verbraucher) als auch negative (durch PV-Einspeisung) Spitzen der Netzlast zu reduzieren. Dazu sollen die Speicher durch die PV-Einspeisung geladen und für die Ladevorgänge der EV in den Abendstunden entleert werden. Die Auslegung der Speichereinheiten, dokumentiert in Tabelle 6-1, erfolgt aufgrund der kritischsten Leitung und des längsten Abgangs, an dem in Szenario (S01) unzulässige Spannungsabfälle registriert wird. Dazu werden die modellierten Lastprofile der Verbraucher, EV-Verbraucher und PV-Einspeiser (siehe Kapitel 5.3) herangezogen. Die problematische Leitung ist mit einem Verbraucher, der eine Siedlung mit 40 Haushalten repräsentiert, verknüpft. Basierend auf dieser Anzahl an Haushalten wird ein Speicher mit 70 kWh (Speicher 2) ausgewählt.

Tabelle 6-1: Parameter der eingesetzten Speichereinheiten

	Kapazität	P_{max} laden	P_{max} entladen	Anzahl
Speicher 1	20 kWh	5 kW	3 kW	20
Speicher 2	70 kWh	10 kW	10 kW	1

Die Entlastung des kritischen Abgangs, an dem in mehreren Knoten Spannungsabfälle auftreten, erfolgt durch die Integration von 20 Speichereinheiten - eine für jeden Verbraucher - mit jeweils 20 kWh Speicherkapazität (Speicher 1). Die Kapazität des Speichers 1 wird entsprechend der Batteriekapazität des untersuchten EV ausgelegt um sicherzustellen, dass jeder Ladevorgang vollständig aus dem Speicher gespeist werden kann. Die Integration von 20 Speichern mit dieser Kapazität stellt zumindest in naher Zukunft kein realistisches Szenario dar und muss daher als Auslegungsmaß für die Einbindung der Elektromobilität mit 60 % Durchdringungsgrad verstanden werden. Durch die Programmierung der Speicherlastprofile in MATLAB [11] wird die Entladung der Speicher erst ab einer definierten Netzlast freigegeben,

um dafür zu sorgen, dass die Speicher ausschließlich für das Puffern der Ladevorgänge verwendet werden. Um die geringere PV-Einspeisung im Winter zu kompensieren, werden die Speicher im Bedarfsfall während der Vormittagsstunden, meist Zeiten mit geringer Netzauslastung, aus dem Netz geladen. In Abbildung 6-5 ist die Modellierung der Speicher zur Entlastung des Niederspannungsnetzes für einen Verbraucher im Sommer dargestellt.

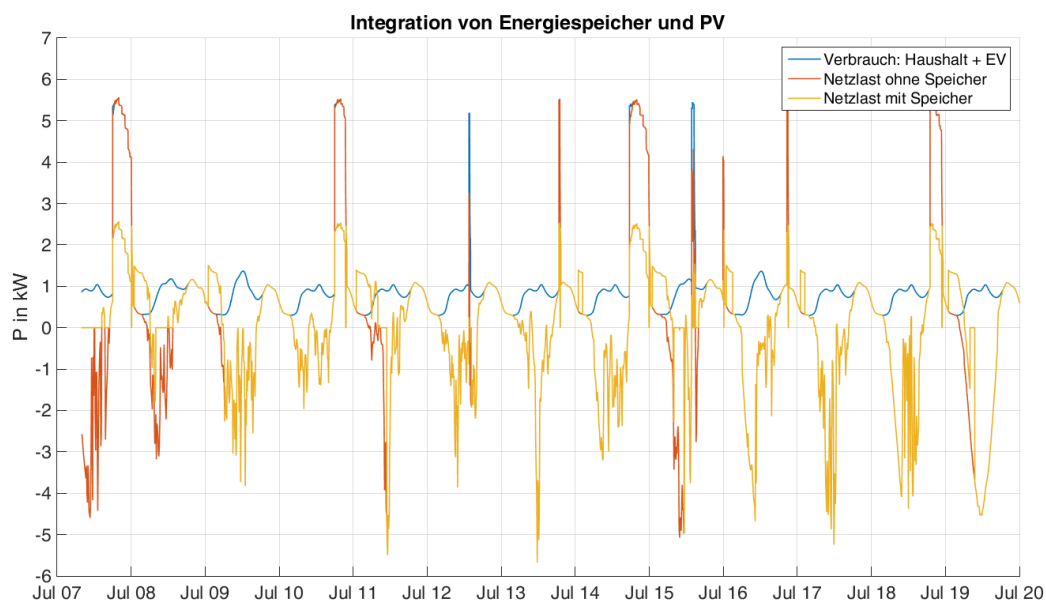


Abbildung 6-5: Reduktion der Netzlasten durch die modellierte Integration von Photovoltaik und Energiespeicher

Die Verbraucherlast im Netz, dargestellt durch die blaue Kurve, setzt sich aus der Summe der Haushalts- und EV-Lasten zusammen. Die rote Linie stellt die Netzlast bei zusätzlicher Einspeisung durch PV dar, wobei hier noch keine Speicher berücksichtigt werden. Die Kombination aus Verbraucherlasten, PV-Einspeisung und Speicher ist schließlich durch den Verlauf der gelben Kurve aufgezeigt. Die Reduktion der Netzlasten durch die Einbindung der Speicher - die Differenz zwischen roter und gelber Kurve - ist während der Ladevorgänge deutlich sichtbar. Trotz dem Einsatz von Speichern treten vor allem in den Mittagsstunden aufgrund vollgeladener Speicher erhöhte Einspeisespitzen im Netz auf. Durch diesen Ansatz wird gezeigt, dass die erfolgreiche Integration der Elektromobilität mit Hilfe der Photovoltaik für Haushaltskunden nur durch den Einsatz großer Speicherkapazitäten gewährleistet wird.

6.2.5 Regelbarer Ortsnetztransformator (S08)

Die automatische Regelung des Ortsnetztransformators entsprechend eines vorgegeben Netzknottens kann in NEPLAN [12] für ein unsymmetrisches Netz nicht realisiert werden. Aus diesem Grund wird der Sollwert der Unterspannungsseite mit 102 % festgelegt, um im

Bedarfsfall die Spannung an der Unterspannungsseite um bis zu 2 % anzuheben und Spannungsabfälle an langen Netzausläufern zu vermeiden.

6.3 Anstieg des Energiebedarfs durch die Elektromobilität

Um innerhalb dieser Arbeit eine Aussage über den zukünftigen Anstieg des Energiebedarfs durch die Elektromobilität zu ermöglichen, wurde der Energiebedarf im untersuchten Niederspannungsnetz für den gesamten Trafo und für den in der Messung betrachteten Abgang innerhalb des Worst-Case Szenarios (S01) für Sommer und Winter dokumentiert. In Abbildung 6-6 ist der Anstieg des Energiebedarfs in Abhängigkeit der Durchdringung dargestellt. Die benötigte Energiemenge im Sommer ohne Einbeziehung der Elektromobilität, entsprechend dem Referenzszenario (S00), beträgt für den gesamten Trafo 23,8 MWh und für den Abgang 2,4 MWh. Diese Werte wurden anhand der in Kapitel 4.1 beschriebenen Messungen M1 und M2 validiert (siehe Kapitel 5.3.1.1). Das Umweltbundesamt hat in ihrem Bericht [3] mehrere Szenarien für die Entwicklung der Elektromobilität entwickelt und rechnet in den Jahren 2030 bzw. 2050 mit Durchdringungsraten von 27 % bzw. 74 % [3]. Die Umlegung dieser Zahlen auf das untersuchte Niederspannungsnetz würde bedeuten, dass bis zum Jahr 2030 insgesamt 45 EV zu einem Anstieg des Energiebedarfs um 13,4 % (Sommer) und 9,6 % (Winter) im Vergleich zum jetzigen Zeitpunkt führen. Im Jahr 2050 würde die Anzahl der EV auf 124 steigen, was wiederum in einem um 30,7 % (Sommer) und 21,8 % (Winter) höheren Energiebedarf resultiert.

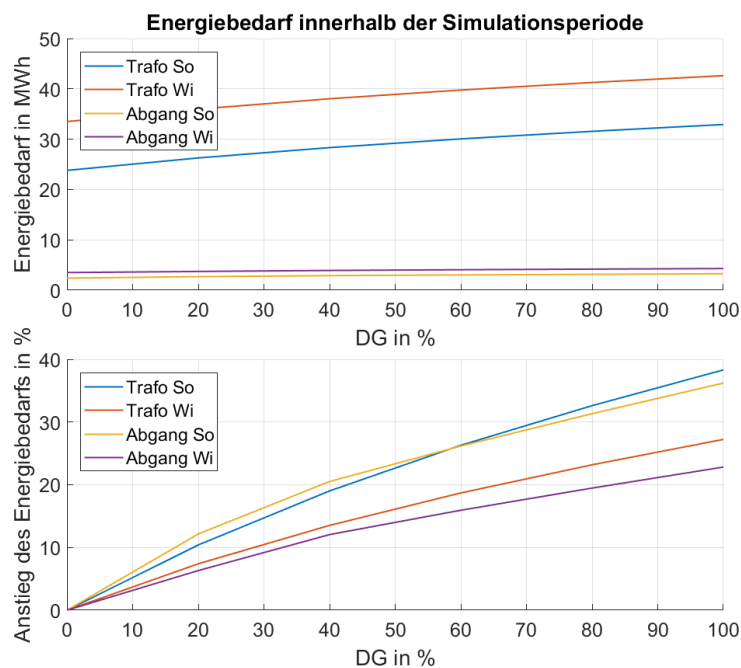


Abbildung 6-6: Simulierter Anstieg des Energiebedarfs aufgrund der Elektromobilität

Die Charakteristik des prozentualen Anstiegs der Energienachfrage in Abbildung 6-6 (unten) deckt sich mit den Erkenntnissen aus [100], einer Studie, welche die steigende Energienachfrage aufgrund der Elektromobilität anhand mehrerer Szenarien analysierte. Das Abflachen des linearen Anstiegs ab etwa 20 % Durchdringung ist dem mit steigender Durchdringung sinkendem Gleichzeitigkeitsfaktor geschuldet.

6.4 Ergebnisse




Die Ergebnisse der in NEPLAN [12] durchgeführten Lastflusssimulationen werden in MATLAB [11] ausgewertet und aufbereitet. Die Analyse der Netzknoten erfolgte zum einen anhand der minimalen Spannung jedes Knotens innerhalb der Simulationsperiode. Zum anderen wird, wie in Kapitel 3.3.3 beschrieben, mittels symmetrischer Komponenten der maximale Unsymmetriegrad für jeden Netzknoten ermittelt. Um die Auswirkungen auf die Leitungen innerhalb des Netzes zu beurteilen, wird die maximale Auslastung innerhalb der Simulationsperiode jeder Leitung herangezogen.

6.4.1 Ermittlung kritischer Netzbereiche anhand Worst-Case Szenarien

6.4.1.1 Knotenspannungen

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse für einen Durchdringungsgrad von 60% (100 EV) dargestellt, da die Analysen der Ergebnisse zeigten, dass hier zum ersten Mal kritische Netzbereiche identifiziert werden können. Die Ergebnisse aller Szenarien für 20 % und 60 % Durchdringung sind im Anhang gesammelt dargestellt. In Abbildung 6-7 sind die ausgewerteten Ergebnisse des Worst-Case Szenarios (S01) abgebildet. Dabei ist die minimale Spannung jedes der insgesamt 125 Netzknoten je nach Wert in unterschiedlichen Farben dargestellt (siehe Tabelle 6-2).

Tabelle 6-2: Farbschema der Ergebnisdarstellungen

	Knotenspannung	Unsymmetrie	Leitungsauslastung
	$U > 0,95 \text{ p.u.}$	$k_U < 0,7 \%$	Ausl. < 75 %
	$0,95 \leq U \leq 0,9 \text{ p.u.}$	$0,7 \leq k_U \leq 2,0 \%$	$75 \leq \text{Ausl.} \leq 100 \%$
	$U < 0,9 \text{ p.u.}$	$k_U > 2,0 \%$	Ausl. > 100 %

Knotenspannungen über 0,95 p.u. der Nennspannung sind grün, jene zwischen 0,95 p.u. und 0,9 p.u. gelb und Knotenspannungen unter 0,9 p.u. sind rot eingefärbt. Die untere Spannungsbandgrenze gemäß EN 50160 [18] von 90 % der Nennspannung (siehe Kapitel 3.3.2) ist mit Hilfe einer roten Linie gezeigt. Für die weitere Auswertung der Ergebnisse und der Gegenüberstellung der untersuchten Szenarien werden drei kritische Knoten in

unterschiedlichen Bereichen des Niederspannungsnetzes ausgewählt und mit „Knoten 1-3“ bezeichnet. Zusätzlich ist in Abbildung 6-7 für jeden Netzknoten die Anzahl der an diesem Knoten vorhandenen EV als blauer Graph dargestellt. Innerhalb des Worst-Case Szenarios (S01) treten erste Unterschreitungen der unteren Spannungsbandgrenze ab einer Durchdringung von 60 % auf. Alle elf betroffenen Knoten (rot) befinden sich im selben Netzbereich wie „Knoten 2“ und sind alle Teil des längsten Netzausläufers im Niederspannungsnetz. Diese Erkenntnis ist aufgrund der in Kapitel 5.1 erläuterten Tatsache, dass Probleme bei der Spannungshaltung häufig in langen Leitungen innerhalb eines Strahlennetzes auftreten, durchaus plausibel. „Knoten 2“ stellt somit den kritischsten Netzknoten dar, obwohl bei einer Durchdringung von 60 % nur zwei EV an diesem Knoten mit Strom versorgt werden.

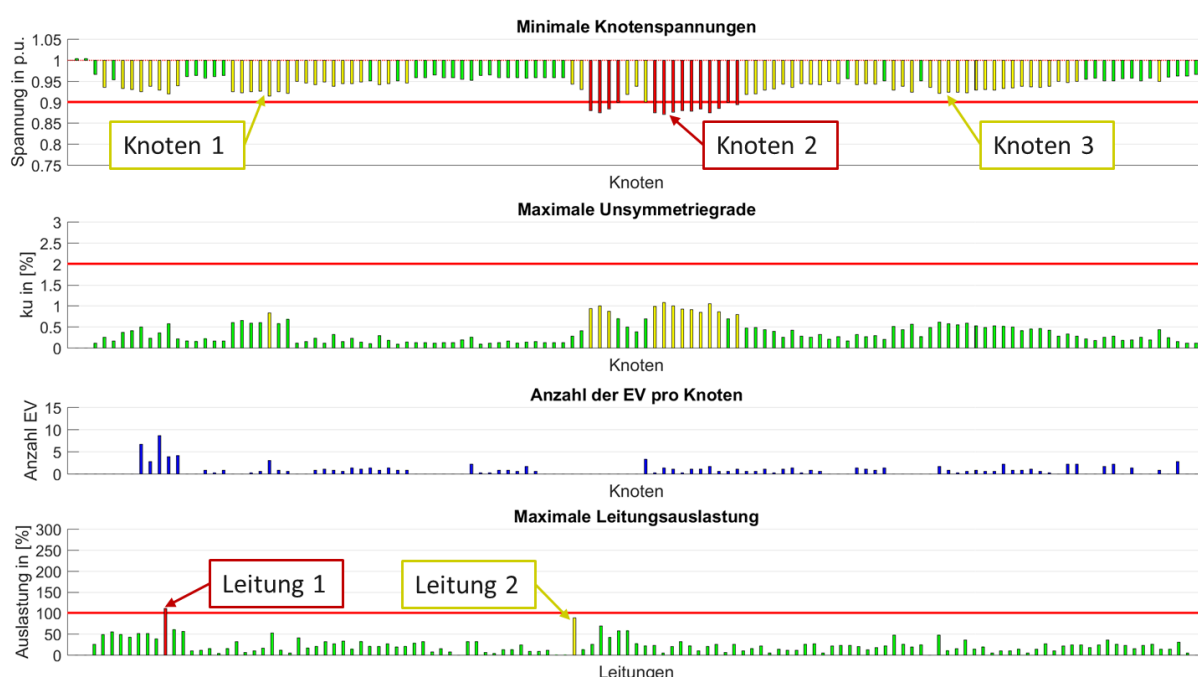


Abbildung 6-7: Auswertung der Ergebnisse für das Worst-Case Szenario (S01) mit einer Durchdringung von 60 %

Zusätzlich zu den minimalen Spannungswerten, lassen sich anhand der NEPLAN-Ergebnisse geordnete Dauerlinien der Spannung kritischer Knoten erstellen, um die Dauer der Spannungsbandunterschreitungen zu untersuchen. Die geordneten Dauerlinien jener elf Knoten, welche die untere Spannungsbandgrenze mindestens eine Minute unterschreiten, sind in Abbildung 6-8 jeweils mit einer unterschiedlichen Farbe abgebildet. Die Dauer der Unterschreitung der Spannungsbandgrenze von 0,9 p.u. der Nennspannung beträgt für „Knoten 2“ innerhalb der Simulationsperiode 15 Stunden und 9 Minuten. Dies entspricht 4,8 % der gesamten Simulationsperiode von 319 Stunden. Die geordneten Dauerlinien der elf

kritischen Netzknoten weisen hinsichtlich ihrer Kurven dieselbe Charakteristik auf und unterscheiden sich lediglich in deren Maximalwert.

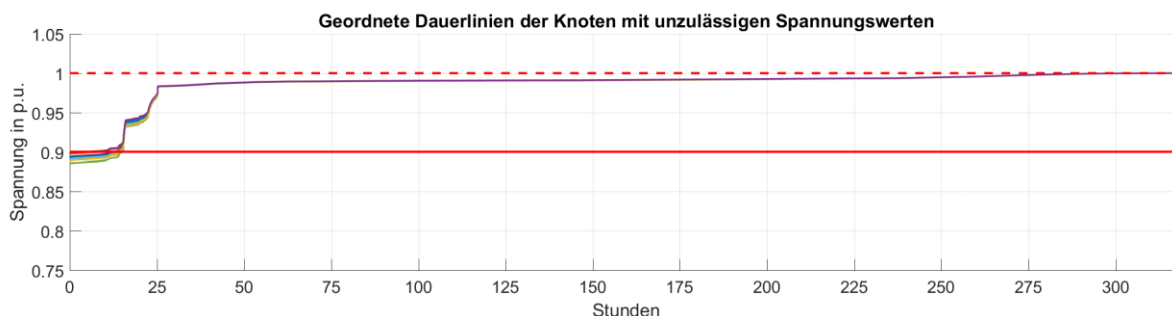


Abbildung 6-8: Geordnete Spannungs-Dauerlinien kritischer Knoten für das Worst-Case Szenario (S01) mit einer Durchdringung von 60 %

6.4.1.2 Unsymmetrische Spannungszustände der Netzknoten

Auch die maximalen Unsymmetriegrade aller Netzknoten sind in Abbildung 6-7 gemeinsam mit der in Kapitel 3.3.3 erwähnten Grenze von 2 % [18], dargestellt durch eine rote Linie, abgebildet. Um auch hier zwischen mehr oder weniger kritischen Knoten zu differenzieren, wurden Knoten bis 0,7 % Unsymmetrie grün, zwischen 0,7 % und 2 % gelb und Knoten über 2 % Unsymmetrie rot dargestellt (siehe Tabelle 6-2). Der maximale Unsymmetriegrad in „Knoten 2“ beträgt bei einer Durchdringung von 60 % in etwa 1 % und liegt damit deutlich unter der zulässigen Grenze. Selbst bei vollständiger Durchdringung der Elektromobilität (100 % DG) wird die zulässige Grenze von 2 % innerhalb des Worst-Case Szenarios (S01) mit einem Wert von 1,8 % Unsymmetrie eingehalten. Die unsymmetrische Belastung durch einphasige Ladevorgänge stellt selbst bei hundertprozentiger Durchdringung aufgrund der gleichmäßigen Verteilung der Phasen keine Probleme für das betrachtete Niederspannungsnetz dar. Neben der gleichmäßigen Verteilung der Phasen (S01) werden innerhalb des Worst-Case Szenarios S02 die Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz für den Fall, dass alle Ladevorgänge auf Phase L1 stattfinden, analysiert. Um die Problematik der unsymmetrischen Spannungszustände bei einheitlichem Laden auf Phase L1 zu verdeutlichen, sind in Abbildung 6-9 die maximalen Unsymmetriegrade aller Netzknoten in Szenario S02 bei einem Durchdringungsgrad von lediglich 20 % dargestellt.

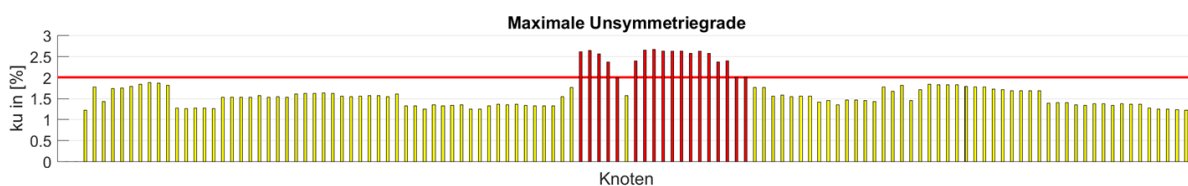


Abbildung 6-9: Darstellung der maximalen Unsymmetriegrade für das Worst-Case Szenario (S02) mit einer Durchdringung von 20 %

In diesem Szenario überschreiten die maximalen Unsymmetriegrade mehrerer Netzknoten bereits bei einer Durchdringung von 20 % die zulässige Grenze. Ab 40 % Durchdringung treten in allen Knoten Überschreitungen der zulässigen Grenze von 2 % [18] auf. Die gewonnenen Erkenntnisse verdeutlichen, dass einheitliches einphasiges Laden auf Phase L1 zu unzulässigen Spannungsunsymmetrien im Niederspannungsnetz führt. Wie in Szenario S01 bereits gezeigt, können diese allerdings durch die gleichmäßige Verteilung der Phasen zwischen Wallbox und Niederspannungsnetz vermieden werden.

6.4.1.3 Leitungsauslastung

Da die ersten Leitungsüberlastungen im Worst-Case Szenario S01 ebenfalls bei einem Durchdringungsgrad von 60 % auftreten, dient wiederum Abbildung 6-7 zur Veranschaulichung der kritischen Leitungen innerhalb des Niederspannungsnetzes. Analog zu den minimalen Knotenspannungen und maximalen Unsymmetriegraden ist die maximale Auslastung jeder Leitung innerhalb der Simulationsperiode abhängig vom Wert in unterschiedlichen Farben dargestellt (siehe Tabelle 6-2). Leitungen mit einer maximalen Auslastung unter 75 % sind grün, jene zwischen 75 % und 100 % gelb und Leitungen mit einer maximalen Auslastung von über 100 % rot gekennzeichnet. Wie in Abbildung 6-7 ersichtlich, sind zwei Leitungen, die für die weitere Auswertung und der Gegenüberstellung der durchgeführten Szenarien mit „Leitung 1“ (rot) und „Leitung 2“ (gelb) bezeichnet werden, stark belastet. Bei einem Durchdringungsgrad von 60 % überschreitet jedoch nur „Leitung 1“ die Grenze von 100 % Auslastung. Die Überlastung von „Leitung 1“ wird verursacht durch die Anzahl an Wohneinheiten bzw. in weiterer Folge durch die Anzahl an EV, die durch diese Leitung versorgt werden. Sie dient der Versorgung eines größeren Wohnblocks und muss daher bei einer Durchdringung von 60 % die für die Ladevorgänge von 9 EV benötigte Leistung übertragen.

Wiederum analog zu der Auswertung der Knotenspannungen werden geordnete Dauerlinien der Leitungsauslastung erstellt, um die Dauer der Überlastung zu beurteilen. In Abbildung 6-10 ist die geordnete Dauerlinie von „Leitung 1“, die innerhalb der Simulationsperiode die Grenze von 100 % Auslastung mindestens eine Minute lang überschreitet, für eine Durchdringung von 60 % abgebildet. Die Auslastung der kritischen Leitung übersteigt für 34 Minuten innerhalb der Simulationsperiode die kritische Grenze, was wiederum 0,2 % der Simulationsdauer von 319 Stunden entspricht. Aus den in Kapitel 6.4.1 präsentierten Ergebnissen des Worst-Case Szenarios S01 folgt, dass unsymmetrische Spannungszustände der Netzknoten keine Probleme innerhalb des untersuchten Niederspannungsnetzes darstellen (gleichmäßige Verteilung der Phasen vorausgesetzt). Auch die Auslastung der Leitungen erreicht erst bei einer Durchdringung von 60 % für nur zwei der insgesamt 127 Leitungen kritische Werte.

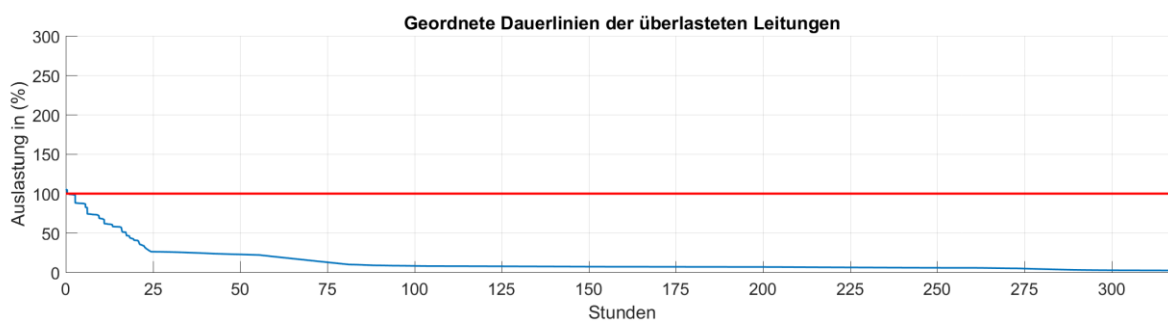


Abbildung 6-10: Geordnete Dauerlinie der kritischen Leitung für das Worst-Case Szenario (S01) mit einer Durchdringung von 60 %

Die aufgrund der Elektrofahrzeuge verursachten Spannungsabfälle nehmen ebenfalls bei einer Durchdringung von 60 % kritische Ausmaße an und entstehen in mehreren Netzknoten in unterschiedlichen Abgängen. Besonders betroffen sind wie erwartet die drei längsten Netzausläufer innerhalb des Netzes. Im kommenden Kapitel 6.4.2 werden die Ergebnisse aller durchgeführten Szenarien - Worst-Case und Lösungsstrategien - gegenübergestellt, um die Wirksamkeit der untersuchten Lösungsmaßnahmen zu erläutern. Wie bereits erwähnt, erfolgt der Vergleich anhand von drei kritischen Knoten und zwei kritischen Leitungen, die in diesem Kapitel 6.4.1 ermittelt wurden. Die Nomenklatur dieser Elemente wird für die restliche Arbeit beibehalten.

6.4.2 Gegenüberstellung der Szenarien

Um die Resultate der insgesamt neun verschiedenen Szenarien gegenüberzustellen, werden die Ergebnisse aus NEPLAN [12] grafisch aufbereitet und in diesem Kapitel 6.4.2 präsentiert. Die in MATLAB [11] erstellten Grafiken sind für die Durchdringungsgrade 20 %, 60 % und 100 % in Abbildung 6-11 bis Abbildung 6-13 für Winter dargestellt und dienen der direkten Gegenüberstellung der analysierten Szenarien. Die gesamten Ergebnisse aller Durchdringungen sind wiederum im Anhang angeführt. In den aufbereiteten Grafiken sind die minimalen Spannungen der drei ausgewählten Knoten - „Knoten 1-3“ - in p.u. (links oben) sowie die maximalen Auslastungen der zwei ausgewählten Leitungen - „Leitung 1-2“ - in % (rechts oben) für jedes Szenario nebeneinandergestellt. In der Mitte der Grafik befindet sich die Legende mit der farblichen Darstellung der Szenarien, die für sämtliche Diagramme der Grafik beibehalten wurde. Zusätzlich zu den minimalen Spannungswerten und maximalen Auslastungen wurden explizit für „Knoten 2“ (links unten) und „Leitung 1“ (rechts unten) geordnete Dauerlinien zu den Diagrammen hinzugefügt. Um den entscheidenden Bereich der Dauerlinien detaillierter darzustellen, sind nur 30 der insgesamt 319 Stunden abgebildet. Ab etwa 30 Stunden nähert sich der Verlauf der Dauerlinien einem konstanten Wert und ist für die Verdeutlichung der Ergebnisse irrelevant.

6.4.2.1 20 % Durchdringung (33 EV)

Bei Betrachtung der Ergebnisse für 20 % Durchdringung bzw. einer Anzahl von 33 EV (siehe Abbildung 6-11) wird deutlich, dass im Worst-Case Szenario (S01) die untere Spannungsgrenze von 0.9 p.u. von allen Netzknoten deutlich eingehalten wird. Für den Fall, dass entsprechend Szenario S02 alle Ladevorgänge an Phase L1 stattfinden, sinkt die Spannung in „Knoten 2“ bereits bei einer Durchdringung von 20 % unter die untere Spannungsgrenze und führt somit zu einem unzulässigen Spannungsabfall. Auch in den restlichen Szenarien stellt eine Durchdringung von 20 % keine Probleme bei der Spannungshaltung in den Netzausläufern dar, weshalb auf die geordneten Dauerlinien der Knotenspannungen nicht näher eingegangen wird.

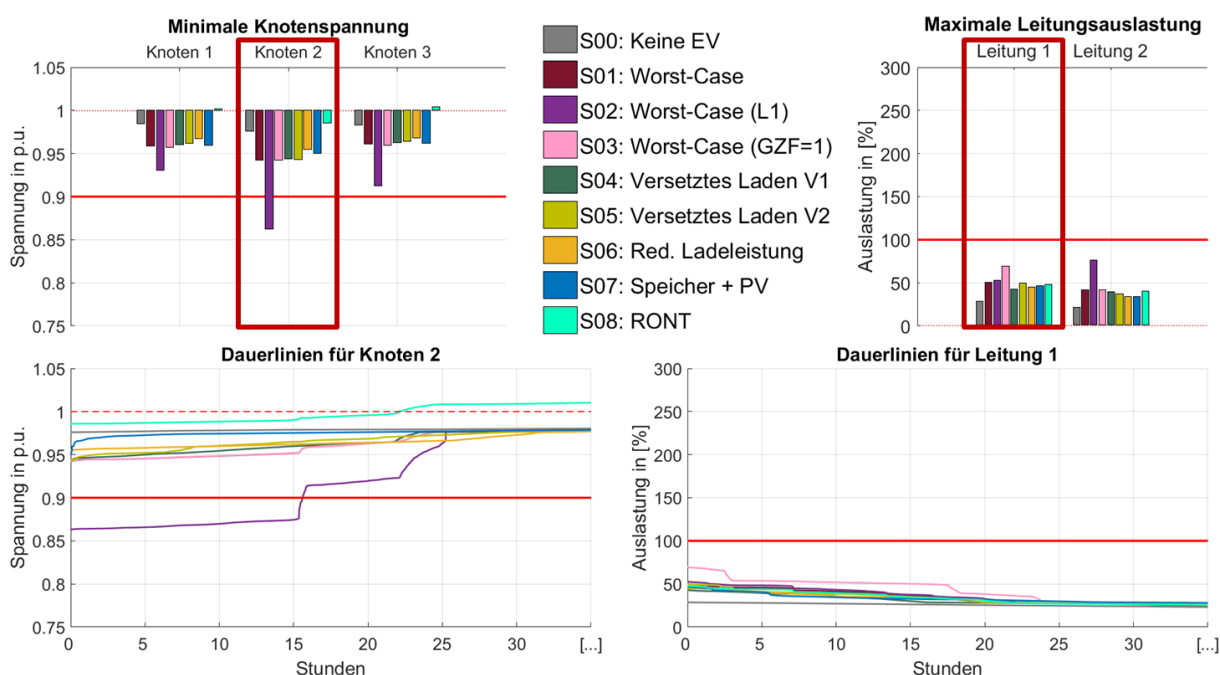


Abbildung 6-11: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 20 % (33 EV)

Auch in Bezug auf die maximalen Leitungsauslastungen reichen 20 % Durchdringung der Elektromobilität nicht aus, um das Niederspannungsnetz zu überlasten. Innerhalb des Worst-Case Szenarios (S01) wird „Leitung 1“ maximal zu 50 % belastet. Die Unterschiede zwischen den Worst-Case Szenarien und den Szenarien der Lösungsstrategien sind für eine Durchdringung von 20 % sowohl bezüglich der Knoten - bis auf Szenario S08 - als auch bezüglich der Leitungen gering. Deutlich größer ist der Unterschied zwischen dem Referenzszenario (S00), in dem keine EV berücksichtigt wurden, und dem Worst-Case Szenario (S01). Bereits bei einer Durchdringung von 20 % müssen die Zustände der Knoten und Leitungen aufgrund der Einbindung der Elektromobilität in das Niederspannungsnetz neu bewertet werden.

6.4.2.2 60 % Durchdringung (100 EV)

Wie bereits in Kapitel 6.4.1 erwähnt, treten ab einer Durchdringung von 60 %, dies entspricht 100 EV, die ersten unzulässigen Spannungsabfälle sowie Leitungsüberlastungen auf. Dies wird bei der Betrachtung des Worst-Case Szenario (S01), dargestellt durch den braunen Graphen, in Abbildung 6-12 deutlich. Auch innerhalb der zwei Varianten des Worst-Case Szenarios - besonders in Szenario S02 - wird die untere Spannungsbandgrenze von 0.9 p.u. deutlich unterschritten.

Durch zeitlich versetztes Laden, in Szenario S04 (dunkelgrün) und Szenario S05 (hellgrün), wird die minimale Knotenspannung in geringem Ausmaß reduziert, wenngleich der unzulässige Spannungsabfall nicht verhindert wird. Anhand der geordneten Dauerlinien für „Knoten 2“ (siehe Abbildung 6-12, links unten) lässt sich allerdings erkennen, dass in beiden Szenarien des zeitlich versetzten Ladens (S04 und S05) die Dauer der Spannungsbandunterschreitung von 4,8 % (S01) auf 1 % der Zeit reduziert wird.

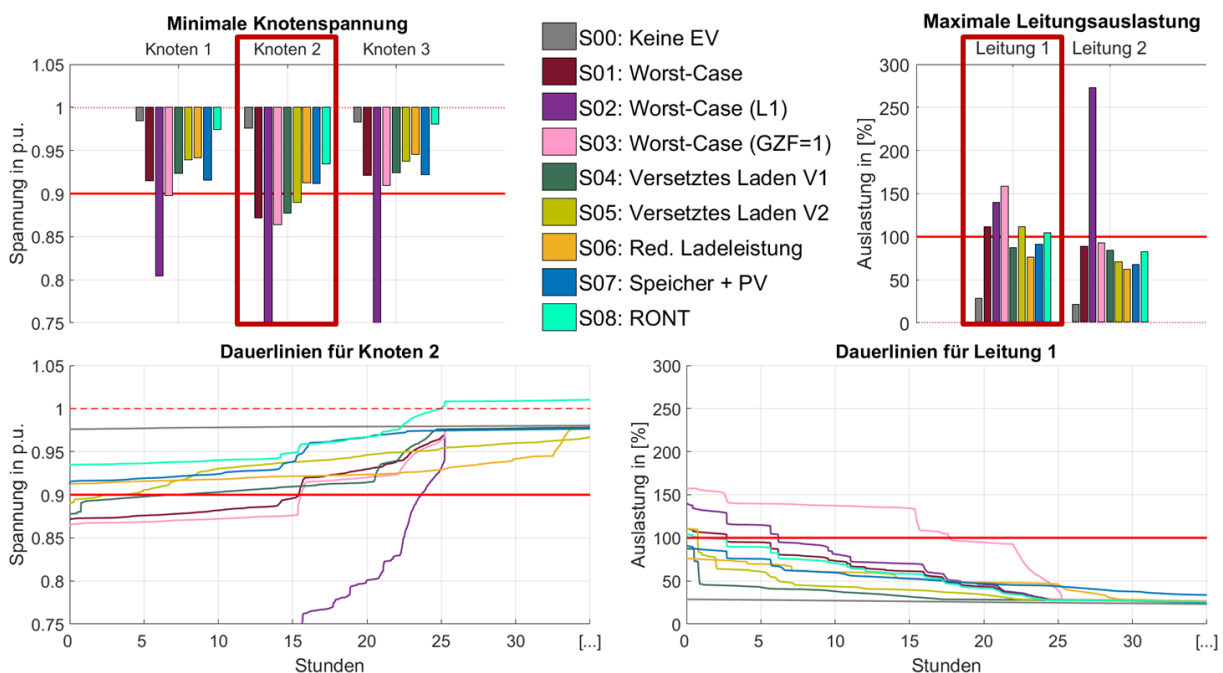


Abbildung 6-12: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 60 % (100 EV)

Mit Hilfe der Reduktion der Ladeleistung (Szenario S06, orange) und dem Einsatz von Speichereinheiten in Kombination mit PV-Einspeisung (Szenario S07, blau) kann die Unterschreitung der Spannungsbandgrenze von 0.9 p.u. bei einer Durchdringung von 60 % vermieden werden. Noch wirksamer ist der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators, wodurch die minimale Spannung in „Knoten 2“ um mehr als die Hälfte im Vergleich zu Szenario S01 erhöht wird. Der Vergleich der maximalen Leitungsauslastung in „Leitung 1“ (Abbildung 6-12, rechts oben) der beiden Worst-Case Szenarien S01 (mit GZF) und S03 (ohne

GZF) zeigt die Relevanz der Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren auf. Vor allem für Leitungen, die eine große Anzahl an EV versorgen, werden die Ergebnisse durch die Berücksichtigung realer Gleichzeitigkeitsfaktoren entscheidend beeinflusst. Zeitlich versetztes Laden in Szenario S04 sowie der Einsatz von Speichern und PV-Einspeisung in Szenario S07 verhindern die Überlastung von „Leitung 1“ und reduzieren die Dauer der Belastung. Überlastungen der kritischen Leitungen können mit Hilfe der Reduktion der Ladeleistung, dargestellt durch den orangenen Graphen, am wirksamsten vermieden werden.

6.4.2.3 100 % Durchdringung (167 EV)

In Abbildung 6-13 sind die Ergebnisse der untersuchten Szenarien für den Extremfall der hundertprozentigen Durchdringung der Elektromobilität gegenübergestellt. Das Spannungsbandkriterium kann in „Knoten 2“ in keinem der untersuchten Szenarien eingehalten werden, jedoch tragen Lösungsstrategien zur deutlichen Entlastung der überlasteten Elemente bei.

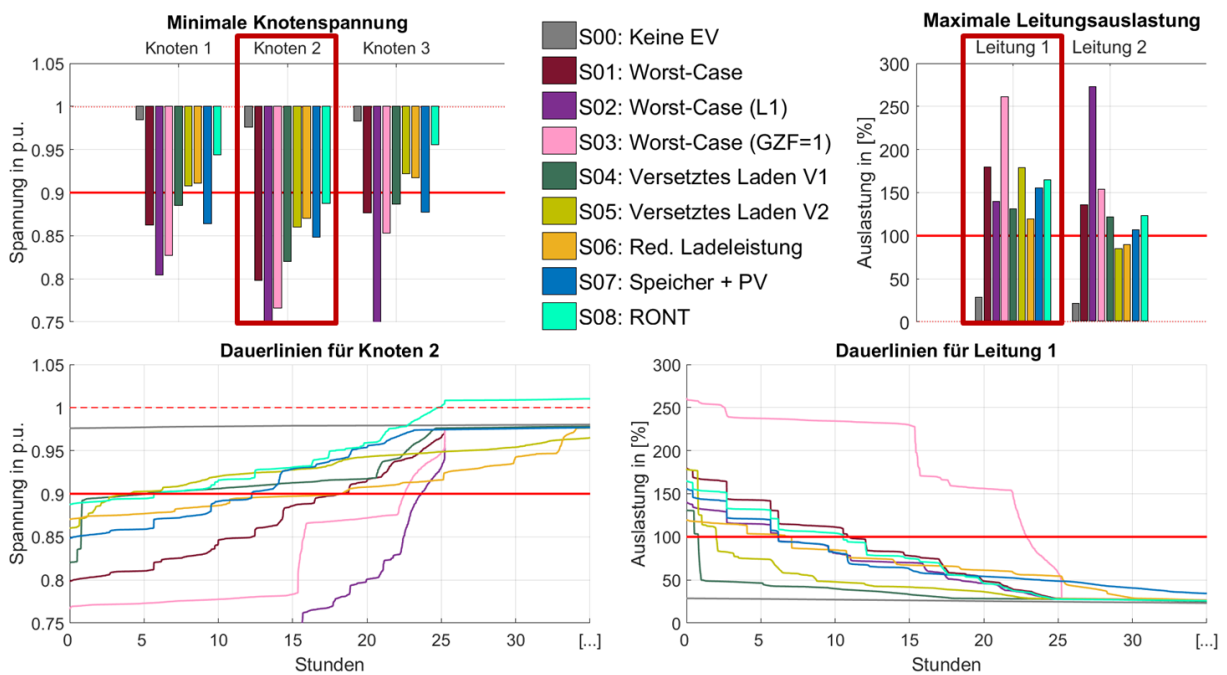


Abbildung 6-13: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 100 % (167 EV)

Durch zeitlich versetztes Laden in Szenario S05 wird die Dauer der Spannungsbandunterschreitung auf 1,7 % der Simulationsdauer bezogen auf Szenario S01 reduziert. Die maximale Auslastung von „Leitung 1“ wird bei einer Durchdringung von 100 % durch keine Lösungsstrategie ausreichend verringert, um Überlastung zu verhindern. Allerdings lässt sich durch zeitlich versetztes Laden sowie mit Hilfe der Reduktion der Ladeleistung die Dauer der Überlastung auf 0,25 % bzw. 2,2 % der Zeit reduzieren. „Leitung 2“ wird durch diese Maßnahmen sogar vor Überlastung geschützt. Durch die Anhebung der

Unterspannungsseite am regelbaren Ortsnetztransformator in Szenario S08, wird selbst bei einer Durchdringung von 100 % die untere Spannungsbandgrenze in „Knoten 2“ nur knapp unterschritten und für die beiden restlichen Knoten sogar eingehalten. Um die Ergebnisse aller Netzknoten innerhalb des Niederspannungsnetzes zusammenzufassen, werden die Spannungsabfälle für alle Szenarien und Durchdringungsraten für Winter gemäß EN 50160 [18] bewertet (siehe Abbildung 6-14). Innerhalb des Worst-Case Szenarios (S01) wird die untere Spannungsbandgrenze von 0,9 p.u. bei einer Durchdringung von 60 % von 4,5 % der 10-Minuten-Mittelwerte der effektiven Spannung unterschritten. Ab 80 % Durchdringungsgrad fällt die Spannung von mindestens einem 10-Minuten-Mittelwert unter 85 % der Nennspannung. In Szenario S05 wird die Anzahl der kritischen 10-Minuten-Mittelwerte, die unter 0,9 p.u. liegen, deutlich reduziert und bleibt auch bei steigender Durchdringung annähernd konstant. Durch den Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (Szenario S08) können alle Knotenspannungen bis zu einem Durchdringungsgrad von 80 % in den zulässigen Grenzen gehalten werden. Das Spannungsbandkriterium gemäß EN 50160 [18] wird in diesem Szenario selbst bei einer Durchdringung von 100 % erfüllt.

Szenario	Durchdringungsgrad				
	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
S01: Worst-Case			4.5 %	A	A, B
S02: Worst-Case (L1)	4.9 %	A, B	A, B	A, B	A, B
S03: Worst-Case (GZF=1)			4.9 %	A, B	A, B
S04: Versetztes Laden V1			2.0 %	A	A
S05: Versetztes Laden V2			1.0 %	1.0 %	1.2 %
S06: Red. Ladeleistung				2.4 %	B
S07: Speicher + PV				2.7 %	A
S08: RONT					1.8 %

	Kein Spannungswert unter 0.9 p.u.
	Spannungswerte unter 0.9 p.u.
A	Weniger als 100 % der Zeit innerhalb [-15 %; 10 %]
B	Weniger als 95 % der Zeit innerhalb [-10 %; 10 %]

Winter

Abbildung 6-14: Gegenüberstellung der Szenarien anhand der Bewertung der Spannungsabfälle in den Netzknoten gemäß EN 50160 für Winter

Anhand Abbildung 6-14 wird deutlich, dass sämtliche Lösungsstrategien das Potenzial besitzen, die Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen in den Netzknoten zumindest in geringem Ausmaß zu unterstützen. Eine umfangreichere Sammlung an Ergebnissen befindet sich im Anhang dieser Arbeit (siehe Kapitel 9).

7 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Das Ziel dieser Arbeit bestand darin, kritische Netzbereiche innerhalb eines realen städtischen Niederspannungsnetzes in Folge einer steigenden Durchdringung der Elektromobilität mit Hilfe der Lastflussberechnung in NEPLAN [12] anhand eines Worst-Case Szenarios zu ermitteln. Die Berücksichtigung von unterschiedlichen Durchdringungen erfolgte anhand der Skalierung der während der mehrwöchigen Messung aufgezeichneten Ladekurven eines ausgewählten Elektrofahrzeuges. Um eventuelle Gleichzeitigkeiten der Ladevorgänge zu berücksichtigen, wurden Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektrofahrzeuge anhand eines probabilistischen Ansatzes und realer Mobilitätsdaten berechnet. Innerhalb zahlreicher Szenarien sollten Lösungsstrategien für die Entlastung der problematischen Netzbereiche analysiert und gegenübergestellt werden. Neben Demand Side Maßnahmen, in Form von zeitlich versetztem Laden und der Reduzierung der Ladeleistung, wurde die Integration von Speichereinheiten in Kombination mit Photovoltaikeinspeisung sowie der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators simuliert.

Durch die Aufzeichnung der benötigten Energiemenge innerhalb des Worst-Case Szenarios lassen sich Rückschlüsse auf den Anstieg der Energienachfrage innerhalb des betrachteten Niederspannungsnetzes schließen. Demnach würde die benötigte Energiemenge durch die vollständige Durchdringung der Elektromobilität um 38 % im Vergleich zum jetzigen Zeitpunkt zunehmen. Der Vergleich zwischen Messung und Simulation in Bezug auf die benötigte Energiemenge ergab für die Betrachtung des gesamten Transformators nur geringe Abweichungen. Aufgrund der Durchführung der Worst-Case Szenarien mit (Szenario S01) und ohne die Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten (Szenario S03) und der Gegenüberstellung ihrer Ergebnisse, lässt sich die Relevanz von Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Elektromobilität abschätzen. Besonders für Leitungen, die eine große Anzahl an Elektrofahrzeugen mit Strom versorgen, sollten die Auswirkungen der steigenden Durchdringung unter der Miteinbeziehung von Gleichzeitigkeitsfaktoren beurteilt werden.

Unsymmetrische Spannungszustände in den Netzknoten aufgrund einphasig ladender Elektrofahrzeuge können durch die Verteilung der Ladevorgänge auf alle drei Netzphasen selbst bei vollständiger Durchdringung der Elektromobilität vermieden werden. Für den Fall, dass alle Ladevorgänge an Phase L1, die gemäß der Norm für einphasige Ladevorgänge herangezogen wird, stattfinden, treten bereits bei Durchdringungsraten von ca. 20 % unzulässige Spannungsunsymmetrien in mehreren Netzknoten auf. Dieser Aspekt muss in die Planung der Installation heimischer und öffentlicher Ladestationen miteinbezogen werden, falls ein Großteil der Elektrofahrzeuge weiterhin einphasig lädt. An dieser Stelle sind natürlich

auch die Fahrzeughersteller gefragt, um ein Umdenken in Richtung dreiphasiges Laden voranzutreiben.

Im Worst-Case Szenario (S01) treten die ersten unzulässigen Spannungsabfälle ab einer Durchdringung von 60 % auf, wobei sich die elf betroffenen Netzknoten allesamt innerhalb des längsten Netzausläufers des Strahlennetzes befinden. Die selbe Durchdringung führt auch zur Überlastung einer Leitung aufgrund der hohen Anzahl an Elektrofahrzeugen, die an dieser Leitung laden. An dieser Leitung zeigen sich besonders deutlich die Unterschiede in den Ergebnissen zwischen den Szenarien mit und ohne Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren. Durch die Gegenüberstellung der insgesamt neun untersuchten Szenarien wurde die Wirksamkeit der Lösungsmaßnahmen bewertet. Obwohl die Unterschreitung der unteren Spannungsbandgrenze von 90 % der Nennspannung durch zeitlich versetztes Laden nicht vermieden wird, lässt sich die Dauer des unzulässigen Spannungsabfalles deutlich reduzieren. Die Reduktion der Ladeleistung und die Einbindung von Speichereinheiten in Kombination mit Photovoltaikeinspeisung gewährleisten zulässige Knotenspannung bis zu einer Durchdringung von 80 %. Die wirksamste Maßnahme, um Knotenspannungen in den zulässigen Grenzen zu halten, ist der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators. Bei einer Anhebung der Unterspannungsseite um maximal 2 % wird selbst bei vollständiger Durchdringung der Elektrofahrzeuge die untere Spannungsbandgrenze nur um 0,02 p.u. der Nennspannung unterschritten. Um Leitungen des Niederspannungsnetzes zu entlasten und den aufgrund der steigenden Durchdringung der Elektromobilität drohenden Netzausbau zu vermeiden, dienen vor allem Maßnahmen auf der Verbraucherseite (Demand Side). Zeitlich geregeltes Laden und die Reduktion der Ladeleistung senken sowohl den Maximalwert als auch die Dauer der Leitungsauslastung. Gleichzeitig muss jedoch an dieser Stelle erwähnt werden, dass aufgrund der Untersuchung eines realen Niederspannungsnetzes im städtischen Gebiet unter der Verwendung realer Netzdaten allgemeine Rückschlüsse für andere Niederspannungsnetztopologien unzulässig sind.

Um die Analyse der Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz zu erweitern, müssten weitere Untersuchungen für dreiphasige Ladevorgänge durchgeführt werden. Dabei sollten die steigenden Leistungen der Ladestationen sowie zunehmende Batteriekapazitäten der Elektrofahrzeuge berücksichtigt werden. Die Realisierung und vor allem auch die Machbarkeit von Demand Side Maßnahmen mit Hilfe einer intelligenten Ladeinfrastruktur (Smart-Grid) müssen vor allem auch in Bezug auf die Kundenakzeptanz analysiert werden. Nur durch das Zusammenwirken der Netzbetreiber und der Kunden lassen sich entscheidende Entlastungen des Niederspannungsnetzes durch Demand Side Maßnahmen ermöglichen.

8 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Weißbuch zum Verkehr : Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum, hin zu einem wettbewerbsorientierten und ressourcenschonenden Verkehrssystem*. Luxemburg : Amt für Veröff. der Europ. Union, 2011
- [2] *Österreich ist Europameister bei Neuzulassungen von Elektroautos*. URL <http://diepresse.com/home/wirtschaft/economist/5163725/Oesterreich-ist-Europameister-bei-Neuzulassungen-von-Elektroautos> – Überprüfungsdatum 2017-05-22
- [3] FRIEDRICH PÖTSCHER ; RALF WINTER ; GÜNTHER LICHTBLAU: *Elektromobilität in Österreich : Szenario 2020 und 2050*. REP-0257. 2010. – REP-0257
- [4] STATISTIK AUSTRIA: *Kraftfahrzeuge - Bestand 2016*. URL http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/index.html – Überprüfungsdatum 2017-07-31
- [5] *Umsetzungsplan : Elektromobilität in und aus Österreich*. Juni 2012
- [6] DIPL.-ING. RUSBEH REZANIA, DR. WOLFGANG PRÜGGLER, DIPL.-ING. MARKUS LITZLBAUER, DIPL.-ING. ANDREAS SCHUSTER, UNIV. PROF. DR.-ING. WOLFGANG GAWLIK, DIPL.-ING. HANS-JÜRGEN BACHER, DIPL.-ING. THOMAS RIEDER, DIPL.-ING. RUDOLF POINTNER, DIPL.-ING. DANIEL BURNIER DE CASTRO, DIPL.-ING. HELFRIED BRUNNER: *V2G-Strategien - Konzeption von Vehicle to Grid bezogenen Entwicklungsstrategien für österreichische Entscheidungsträger : NEUE ENERGIEN 2020 - Publizierbarer Endbericht*
- [7] UL-HAQ, Azhar ; CECATI, Carlo ; STRUNZ, Kai ; ABBASI, Ehsan: *Impact of Electric Vehicle Charging on Voltage Unbalance in an Urban Distribution Network*. In: *Intelligent Industrial Systems* 1 (2015), Nr. 1, S. 51–60
- [8] PROF. DI MAG. DR. HEINZ STIGLER, DI DR. CHRISTOPH GUTSCHI, DI GERNOT NISCHLER, DI WILHELM SÜBENBACHER, DI STEFAN OTZASEK: *Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft*. 2010
- [9] POLLOK ET AL.: *Flottenversuch Elektromobilität - Netzmanagementstrategien mittels elektrifizierter Fahrzeugflotten : Technologien - Infrastruktur - Märkte ; VDE-Kongress 2010 Leipzig, 8. - 9. November 2010 Congress Center Leipzig ; Kongressbeiträge*
- [10] DIEPRESSE ONLINE: *Verbund-Tochter baut ultraschnelle Ladestationen für Elektro-Autos*. URL <http://diepresse.com/home/motor/elektroautos/5182387/VerbundTochter-baut->

- ultraschnelle-Ladestationen-fuer-ElektroAutos. – Aktualisierungsdatum: 2017-03-13 –
Überprüfungsdatum 2017-06-13
- [11] THE MATHWORKS INC.: *MATLAB*. USA. URL <https://www.mathworks.com> –
Überprüfungsdatum 0509.2017
- [12] NEPLAN AG: *NEPLAN*. 8700 Küsnacht - Zürich Switzerland. URL <http://www.neplan.ch/> –
Überprüfungsdatum 2017-09-05
- [13] SCHWAB, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg,
2012
- [14] PROF. DR. THOMAS KIENBERGER: *Vorlesungsskriptum zur LV Energienetze : Lehrstuhl für
Energieverbundtechnik*. – Leoben. Sommersemester 2016
- [15] HEUCK, Klaus ; DETTMANN, Klaus-Dieter ; SCHULZ, Detlef: *Elektrische Energieversorgung*.
Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013
- [16] OESTERREICHS ENERGIE: *Abschlussbericht des EP EMN Ladeinfrastruktur des AK
Verteilernetze*. 2016
- [17] E-CONTROL: *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von
Netzen; Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen* –
Überprüfungsdatum 2006
- [18] ISO DIN EN 50160. 2011. *Merkmale der Spannung in öffentlichen
Elektrizitätsversorgungsnetzen*
- [19] Version 3.3. *Sonstige Marktregeln Strom: Kapitel 6 - Zählwerte, Datenformate und
standardisierte Lastprofile*
- [20] NORMAN LÜBKE , AXEL HOLST, ROLANDO TOLZMANN: *Entwicklung eines synthetischen
Entwicklung eines synthetischen Jahreslastprofils für Haushaltsabnahme aus Elt.-
Versorgungsnetzen*
- [21] MICHAEL HINTERSTOCKER, SERAFIN VON ROON, MARINA RAU: *Bewertung der aktuellen
Standardlastprofile Österreichs und Analyse zukünftiger Anpassungsmöglichkeiten im
Strommarkt*. 13. Symposium Energieinnovation, 12.-14.2.2014, Graz/Austria
- [22] *EnWG Veröffentlichung*. URL <http://www.gipsprojekt.de/featureGips> –
Überprüfungsdatum 2017-07-23
- [23] OESTERREICHS ENERGIE (Hrsg.); OVE ÖSTERREICHISCHER VERBAND FÜR ELEKTROTECHNIK (Hrsg.):
TAEV 2012 : Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche

Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt, mit Erläuterungen der einschlägigen Vorschriften

- [24] CHRISTOPH GROIB, SALZBURG NETZ GMBH: *Analyse der Gleichzeitigkeitsfaktoren von Prosumer-Haushalten mit Elektrofahrzeugen*. 14. Symposium Energieinnovation, 10. bis 12. Februar 2016, Technische Universität Graz, www.EnInnov.TUGraz.at
- [25] LEITINGER, C. ; LITZLBAUER, M.: *Netzintegration von solar-elektrischer Mobilität*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 129 (2012), Nr. 3, S. 134–140
- [26] PEHNT, Martin ; HÖPFNER, Ulrich: *Elektromobilität und erneuerbare Energien. Arbeitspapier Nr. 5 im Rahmen des Projektes "Energiebalance - Optimale Systemlösungen für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz"* (2007), S. 1–16
- [27] EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Clean power for transport – Frequently asked questions : Alternative fuels: challenges and key figures*. Brüssel, 24. Jänner 2013. URL http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-13-24_en.htm
- [28] ÖVE/ÖNORM EN 62196-2
- [29] PHOENIX CONTACT | *AC-Ladekabel - EV-T2G3P-1AC20A-4,0M2,5EHBK01 - 1627731*. URL <https://www.phoenixcontact.com> – Überprüfungsdatum 2017-07-13
- [30] ALEXANDER PROBST DIPL.-ING.: *Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung*. Universität Stuttgart, Fakultät Informatik, Elektrotechnik und Informationstechnik. 2014
- [31] WERTH, Torsten: *Netzberechnung mit Erzeugungsprofilen*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016
- [32] ANDREAS SULZENBACHER BSC: *Niederfrequente Netzrückwirkungen von Elektrofahrzeugen*. Graz, Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen. Masterarbeit
- [33] EMAILVERKEHR MIT MITARBEITERN VON SMARTRICS UND ABL SURSUM. 12. - 14. Juli 2017
- [34] *Vorarlberger Elektroautomobil Planungs- und Beratungs GmbH*. URL <https://www.vlotte.at/> – Überprüfungsdatum 2017-04-19
- [35] AMT DER VORARLBERGER LANDESREGIERUNG (Hrsg.): *Elektromobilitätsstrategie Vorarlberg 2015-2020 - Elektrisch mobil*. Oktober 2015
- [36] <https://www.linzag.at>. URL <https://www.linzag.at> – Überprüfungsdatum 2017-05-06
- [37] LINZ AG: *Am Punkt : Das Kundenmagazin der Linz AG*, 03/2013
- [38] *EV Norway*. URL <http://elbil.no/english/> – Überprüfungsdatum 2017-05-02

- [39] H, STANDARD Verlagsgesellschaft m. b.: *Warum die Erdölnation Norwegen einsamer E-Mobil-Vorreiter ist*. URL <http://mobil.derstandard.at> – Überprüfungsdatum 2017-08-24
- [40] FRANKFURTER ALLGEMEINE ZEITUNG GMBH: *Skandinavische Elektromobilität: Norwegen profitiert vom Elektroauto-Boom*. URL <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/neue-mobilitaet/norwegens-regierung-setzt-auf-elektroautos-14538376.html>. – Aktualisierungsdatum: 2017-05-22 – Überprüfungsdatum 2017-05-22
- [41] RECOMMENDATION FROM THE MINISTRY OF THE ENVIRONMENT: *Norwegian Climate Policy : Report No. 21 (2011-2012) to the Storting (white paper) Summary*. 25 April 2012
- [42] HANNISDAHL, Ole Henrik ; MALVIK, Havard Vaggen ; WENSAAS, Guro Boe: The future is electric! The EV revolution in Norway — Explanations and lessons learned. In: *World Electric Vehicle Symposium and Exposition (EVS 27), 2013 : Barcelona, Spain, 17 - 20 Nov. 2013*. Piscataway, NJ : IEEE, 2013, S. 1–13
- [43] SÜDDEUTSCHE.DE GMBH ; MUNICH ; GERMANY: *Säulen-Eilige*. URL <http://www.sueddeutsche.de/auto/staatliche-foerderung-der-elektromobilitaet-saeulen-eilige-1.2639442> – Überprüfungsdatum 2017-05-02
- [44] INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION: *2015 Global electric vehicle trends: Which markets are up (the most) | International Council on Clean Transportation*. URL <http://www.theicct.org/blogs/staff/2015-global-electric-vehicle-trends> – Überprüfungsdatum 2017-05-04
- [45] CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD: *Advanced Clean Cars Summary*. URL http://www.arb.ca.gov/msprog/clean_cars/acc%20summary-final.pdf
- [46] PICS SCIENCE WRITER: *Norway's electric vehicle revolution: Lessons for British Columbia : Briefing Note 2015 - 43*. 26 October, 2015
- [47] *Electricity price statistics - Statistics Explained*. URL http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics – Überprüfungsdatum 2017-06-05
- [48] SYDNEY VERGIS, AICP: *The Norwegian Electric Vehicle Market: A Technological Innovation Systems Analysis*. TRB 2014 Annual Meeting. – TRB 2014 Annual Meeting
- [49] FIGENBAUM, Erik ; ASSUM, Terje ; KOLBENSTVEDT, Marika: *Electromobility in Norway : Experiences and Opportunities*. In: *Research in Transportation Economics* 50 (2015), S. 29–38

- [50] *NOBIL english*. URL <http://info.nobil.no/index.php/english#> – Überprüfungsdatum 2017-06-08
- [51] *EAFO | European Alternative Fuels Observatory*. URL <http://www.eafo.eu/> – Überprüfungsdatum 2017-05-19
- [52] PETTER HAUGNELAND, CHRISTINA BU, ESPEN HAUGE: *The Norwegian EV success continues*. EVS29 Symposium, Montréal, Québec, Canada, June 19-22, 2016
- [53] MORLAND, John: *Comparing the Top 5 European Countries For Electric Vehicle Adoption*. URL <http://www.fleetcarma.com/european-countries-electric-vehicle-adoption/> – Überprüfungsdatum 2017-06-05
- [54] ØYSTEIN SAGOSEN: *Analysis of Large Scale Integration of Electric Vehicles in Nord-Trøndelag*. Norwegian University of Science and Technology, Department of Electric Power Engineering. Master Thesis. June 2013
- [55] TØNNE, E. ; SAND, K. ; FOOSNÆS, J. A. ; PAULSEN, R.: Integration of distributed generation into mv distribution grid in Norway - the Namsskogan case. In: *CIREC workshop : 29-30 May 2012, Lisbon congress centre, Lisbon, Portugal*. [Stevenage] : IET, 2012, S. 146
- [56] FOOSNS, J. A. ; TNNE, E. ; PYNTEEN, T.: Power system planning in distribution networks today and in the future with smart grids. In: *CIREC 2013: Electricity distribution systems for a sustainable future : 10-13 June 2013, Stockholm*. IET/CIREC : Institution of Engineering and Technology, 2013, S. 1426
- [57] H. SELJESETH, K. SAND, T. B. SOLVANG: *Håndtering av utfordrende elektriske apparater som tilknyttes elektrisitetsnettet (Dealing with challenging electrical appliances connected to the electricity grid)*. 2012
- [58] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. TECHNICAL COMMITTEE: *TR 60725 : Consideration of reference impedances and public supply network impedances for use in determining the disturbance characteristics of electrical equipment having a rated current smaller than or equal to 75 A per phase*. 2012
- [59] THE SCIENTIFIC COMMITTEE OF THE NORWEGIAN SMART GRID CENTRE (Hrsg.): *Norwegian Smart Grid Research Strategy*. June 2015
- [60] MINISTRY OF PETROLEUM AND ENERGY; NORWEGIAN WATER RESOURCES AND ENERGY DIRECTORATE: *Reg. No. 1557 of 30 November 2004: Regulations relating to the quality of supply in the Norwegian power system (in Kraft getr. am 2004) (2004)*
- [61] FOR 2004-11-30 nr 1557. 2004. *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*

- [62] SSB-STATISTICS NORWAY: *Statistics on Energy consumption in Households, Tabelle 10571: Household by main heating source 2012*. URL
<https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/saveselections.asp>
- [63] STATISTIK AUSTRIA: *ANTEILIGER EINSATZ ALLER ENERGIETRÄGER ALLER HAUSHALTE INSGESAMT UND NACH VERWENDUNGSZWECKEN*. 2015/2016
- [64] *Electric Charging - Can Global Grids Withstand an EV Boom?* URL
<https://www.automotive-iq.com/powertrain/articles/electric-charging-can-global-grids-withstand-ev-boom> – Überprüfungsdatum 2017-06-08
- [65] *FOR-1999-03-11-301: Forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv - Lovdata*. URL
<https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-301> – Überprüfungsdatum 2017-06-04
- [66] EVEN BJØRNSTAD, NATIONAL EXPERT FOR NORWAY: *The Impact of Electricity Markets on Customers : International Energy Agency Demand-Side Management Programme Task XXIII: The Role of Customers in Delivering Effective Smart Grids*. September 2012
- [67] FOSSO, Olav B. ; MOLINAS, Marta ; SAND, Kjell ; COLDEVIN, Grete H.: Moving towards the Smart Grid: The Norwegian case. In: *International Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014 - ECCE-Asia), 2014 : 18 - 21 May 2014, International Conference Center Hiroshima*. Piscataway, NJ : IEEE, 2014, S. 1861–1867
- [68] *Hafslund Nett : Networks*. URL
https://www.hafslund.no/english/about_hafslund/networks/8150 – Überprüfungsdatum 2017-06-12
- [69] STATNETT: *Grid development plan 2015*
- [70] STATNETT: *The Greater Oslo Grid Plan : Projects*. URL
<http://www.statnett.no/en/Projects/The-Greater-Oslo-Grid-Plan/Projects/> – Überprüfungsdatum 2017-06-12
- [71] ENERGINORGE: *Investeringer i strømnettet 2015-2025 : Prognoser per november 2016*
- [72] F. MÖLLER, J. MEYER, M. RADAUER: *Impact of a High Penetration of Electric Vehicles and Photovoltaic Inverters on Power Quality in an Urban Residential Grid : Part I – Unbalance*. In: *Renewable Energy and Power Quality Journal (RE&PQJ)* (2016), Vol.1, No.14, S. 817–822

- [73] PREGGER, Thomas ; LUCA DE TENA, Diego ; SCHMID, Stephan ; WILLE-HAUSSMANN, Bernhard ; POLLOK, Thomas ; SOWA, Torsten: *Optimierte Integration der Elektromobilität in das Stromversorgungssystem bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien*. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37 (2013), Nr. 4, S. 297–306
- [74] ALEXANDER PROBST DIPL.-ING. ; STEFAN TENBOHLEN PROF. DR.-ING.: *Herausforderungen und Chancen für das Stromnetz durch Elektromobilität : Technologien - Infrastruktur - Märkte ; VDE-Kongress 2010 Leipzig, 8. - 9. November 2010 Congress Center Leipzig ; Kongressbeiträge*
- [75] ÅSHILD VATNE: *Analysis of Large Scale Adoption of Electrical Vehicles and Wind Integration in Nord-Trøndelag*. Norwegian University of Science and Technology, Department of Electric Power Engineering. Master Thesis. June 2012
- [76] PAETZ, A.-G. ; JOCHEM, P. ; FICHTNER, W.: *Demand Side Management mit Elektrofahrzeugen - Ausgestaltungsmöglichkeiten und Nutzerakzeptanz*. In: *EnInnov 2012 - 12. Symposium Energieinnovation - Alternativen für die Energiezukunft Europas - Kurzfassungsband*. Hrsg.: U. Bachhiesl (2012)
- [77] RICHTER, Moritz ; STEINER, Lutz ; HARTKOPF, Thomas: *Begleitforschungs-Studie Elektromobilität: Potentialermittlung der Rückspeisefähigkeit von Elektrofahrzeugen und der sich daraus ergebenden Vorteile*. In: *Begleitforschungsstudie Elektromobilität: Potentialermittlung der Rückspeisefähigkeit von Elektrofahrzeugen und der sich daraus ergebenden Vorteile* (2011), S. 0
- [78] DR. ANDREAS NOLDE ; DOMINIK ROHRER ; DR. WOLFGANG ZANDER: *Kosten und Nutzenaspekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid : im Auftrag des Bundesamt für Energie*. Aachen und Zofingen, 15.12.2014
- [79] DEWETRON GESMBH, Austria: *DEWE-x38-PNA Benutzerhandbuch*
- [80] CHAUVIN ARNOUX GROUP, France: *MiniFlex MA193 User Manual : Flexible AC-Stromwandler*
- [81] DEWETRON GESMBH, Austria: *Power Network Analyzer and Fault Recorder : DEWE-638-PNA and DEWE-838-PNA*
- [82] *BMW i3 : Technische Daten*. URL <http://www.bmw.at/de/neufahrzeuge/bmw-i/i3/2016/technische-daten.html> – Überprüfungsdatum 2017-06-26
- [83] SIEMENS INNOVATION DAY 2011: *Induktives Laden für Elektroautos : Energy - Smart Grid Applications*

- [84] DIPL.-ING. ANDREAS SCHUSTER, DIPL.-ING. CHRISTOPH LEITINGER: *LADEVERHALTEN MOBILER LI-IONEN-SPEICHER IN DER ELEKTROMOBILITÄT*. Wien, Technische Universität Wien, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft. Kurzdarstellung. 2009
- [85] ANDREAS SCHUSTER: *Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen*. TU Wien, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik. Diplomarbeit. 2008
- [86] MARTIN ANTONIUS GÖBEL: *Auswirkungen der Elektromobilität auf die Niederspannungsnetze. : Eine praxisorientierte Betrachtung*. Fachhochschule Münster, Lehrgebiet Elektrotechnik und Elektrizitätsversorgung. Bachelorarbeit. 2011
- [87] WIELAND, Thomas ; REITER, Michael ; SCHMAUTZER, Ernst ; FICKERT, Lothar ; FABIAN, Jürgen ; SCHMIED, Robert: *Probabilistische Methode zur Modellierung des Ladeverhaltens von Elektroautos anhand gemessener Daten elektrischer Ladestationen – Auslastungsanalysen von Ladestationen unter Berücksichtigung des Standorts zur Planung von elektrischen Stromnetzen*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 132 (2015), Nr. 3, S. 160–167
- [88] DIPL.-ING ALEXANDER PROBST ; PROF. DR. MARTIN BRAUN ; PROF. DR. STEFAN TENBOHLEN: *Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse*
- [89] DIPL.-ING. RALF HARTIG: *Untersuchungen zur Optimierung des Energiemanagements im Privatkundenbereich*. Technischen Universität Chemnitz, Fakultät Elektrotechnik. Dissertation. 2001
- [90] VERKEHRPLUS GMBH: *Mobilitätsdaten Leoben im Rahmen des Projekts "Move2Grid"*. 2017
- [91] BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE (Hrsg.); AUTOBAHNEN- UND SCHNELLSTRASSEN-FINANZIERUNGS-AKTIENGESELLSCHAFT (Hrsg.); ÖSTERREICHISCHE BUNDESBAHNEN INFRASTRUKTUR AG (Hrsg.); AMT DER BURGENLÄNDISCHEN LANDESREGIERUNG (Hrsg.); AMT DER NIEDERÖSTERREICHISCHEN LANDESREGIERUNG (Hrsg.); AMT DER STEIERMÄRKISCHEN LANDESREGIERUNG (Hrsg.); AMT DER TIROLER LANDESREGIERUNG (Hrsg.): *Ergebnisbericht zur österreichweiten Mobilitätserhebung Österreich unterwegs 2013/2014 :*
Ergebnisbericht zur österreichweiten Mobilitätserhebung „Österreich unterwegs 2013/2014“. Wien, Juni, 2016
- [92] DAT DEUTSCHE AUTOMOBIL TREUHAND GMBH (Hrsg.): *Leitfaden über den Kraftstoffverbrauch, die CO2-Emmissionen und den Stromverbrauch : aller neuer Personenkraftwagenmodelle, die in Deutschland zum Verkauf angeboten werden*. 1. Quartal 2017

- [93] KLIMA- UND ENERGIEFONDS (Hrsg.): *Modellregionen der Elektromobilität in Österreich : Erfahrungen aus sechs Jahren Pionierarbeit*
- [94] DR. WOLFGANG BITTERMANN ; DR. MANFRED GOLLNER ; MAG. (FH) DI MANUELA STRASSER: *MODELLIERUNG DES STROMVERBRAUCHS IN DEN PRIVATEN HAUSHALTEN*. Wien, 2014
- [95] HERRY CONSULT GMBH: *Verkehr in Zahlen : Österreich Ausgabe 2011*. Wien, Juli 2012
- [96] GEODATENPORTAL DER STADT GRAZ - MAGISTRAT GRAZ / STADTVERMESSUNG: *Solardachkataster der Landeshauptstadt Graz - GEOPORTAL Graz*. URL <http://www.geoportal.graz.at/cms/ziel/5163127/DE/> – Überprüfungsdatum 2017-07-23
- [97] ZAMG: *Einstrahlungsmessdaten und Temperaturmesswerte des Jahres 2014 für Kapfenberg*
- [98] PATRICK PRETSCHUH, Bsc.: *Solares Energiepotential kleiner und mittlerer Städte*. Leoben, Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Bachelorarbeit. April 2016
- [99] KUNDUR, Prabha: *Power system stability and control*. New York NY u.a. : McGraw-Hill, 1994 (The EPRI power system engineering series)
- [100] HEINRICHS, Heidi Ursula: *Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund*. Zugl.: Karlsruhe, KIT, Diss., 2013. Karlsruhe, Hannover : KIT Scientific Publishing; Technische Informationsbibliothek u. Universitätsbibliothek, 2013 (Produktion und Energie 5)

9 ANHANG

Im Folgenden werden die Ergebnisse aller Netzknoten und Leitungen für jedes analysierte Szenario für eine Durchdringung von 20 % (Abbildung 9-2 bis Abbildung 9-9) und 60 % (Abbildung 9-10 bis Abbildung 9-17) sowie die Ergebnisse des Referenzszenarios S00 (Abbildung 9-1) im Winter anhand von Grafiken präsentiert. Das Farbschema der grafisch dargestellten Ergebnisse ist in Tabelle 9-1 erläutert.

Tabelle 9-1: Farbschema der Ergebnisdarstellungen

	Knotenspannung	Unsymmetrie	Leitungsauslastung
	$U > 0,95$ p.u.	$k_U < 0,7$ %	Ausl. < 75 %
	$0,95 \leq U \leq 0,9$ p.u.	$0,7 \leq k_U \leq 2,0$ %	$75 \leq \text{Ausl.} \leq 100$ %
	$U < 0,9$ p.u.	$k_U > 2,0$ %	Ausl. > 100 %

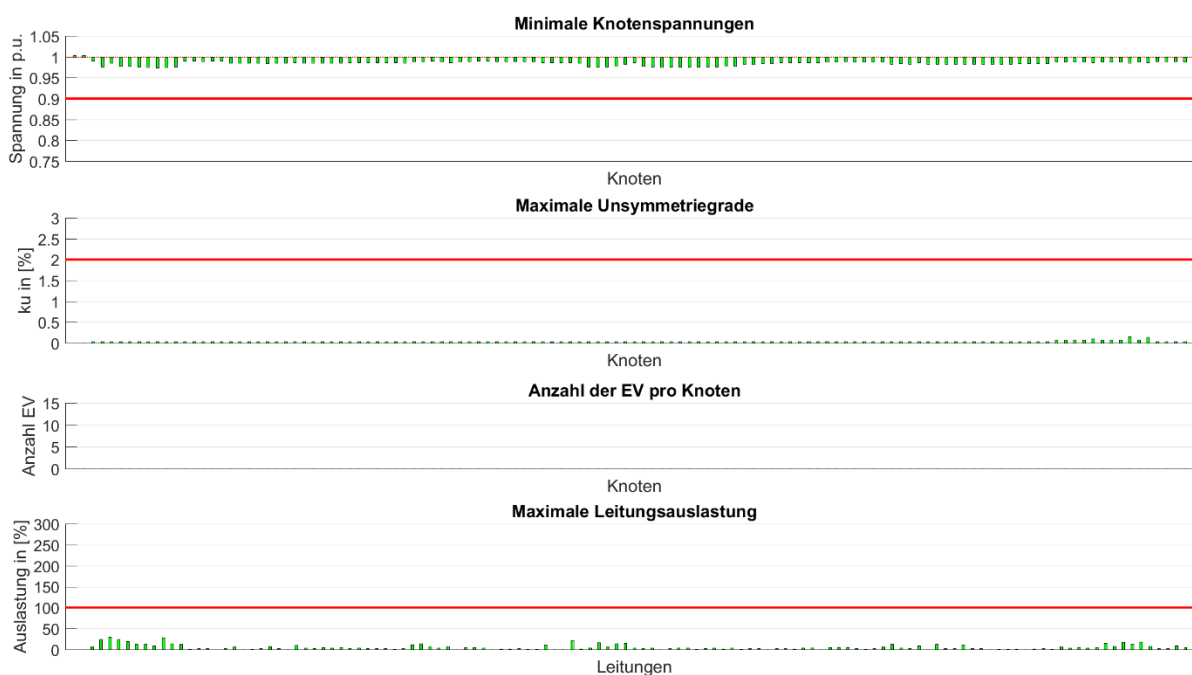


Abbildung 9-1: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S00 (Referenz) im Winter

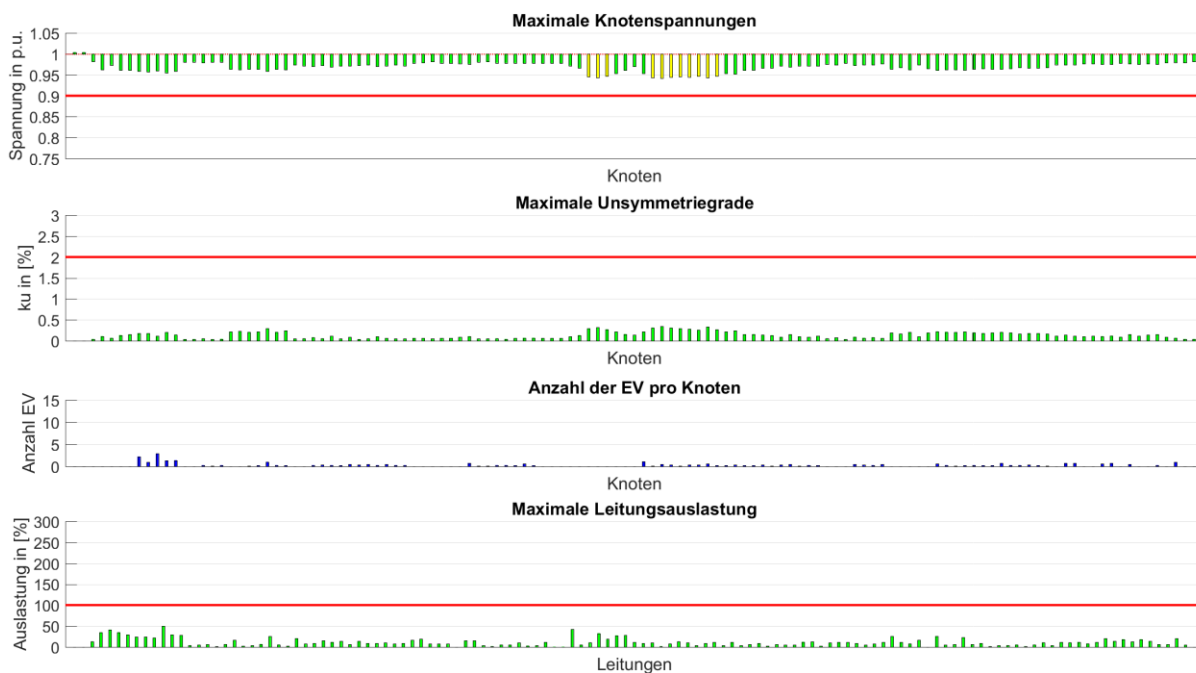


Abbildung 9-2: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S01 (Worst Case) im Winter für eine Durchdringung von 20 %

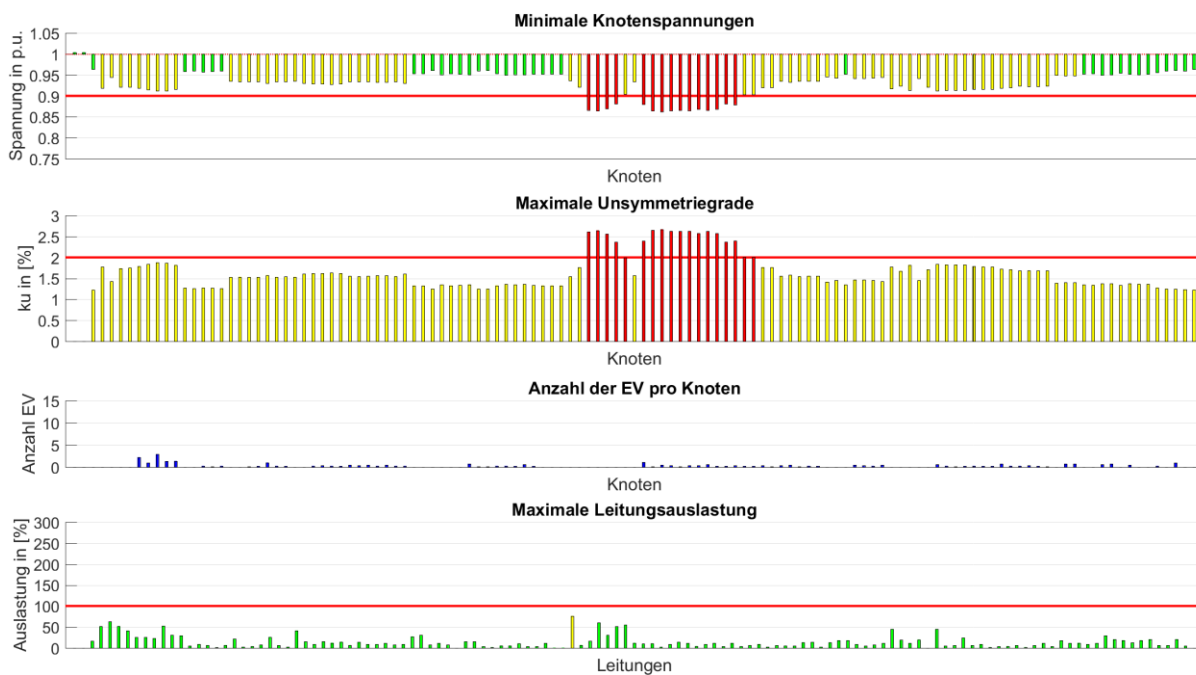


Abbildung 9-3: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S02 (Worst Case L1) im Winter für eine Durchdringung von 20 %

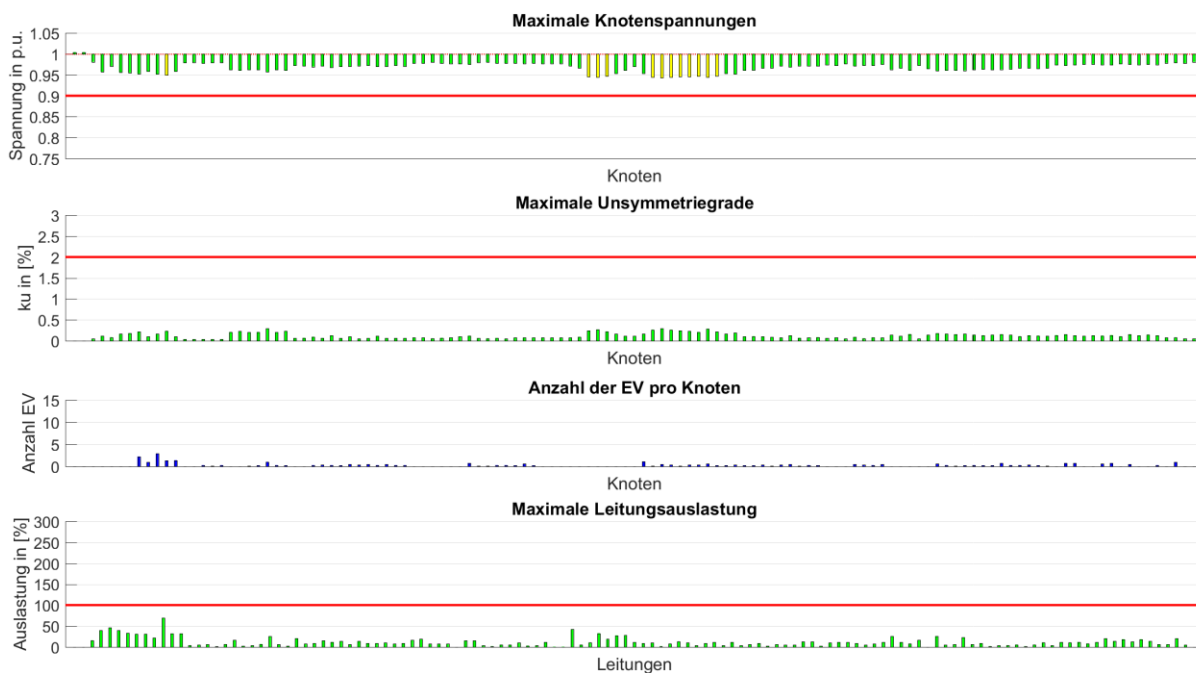


Abbildung 9-4: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S03 (Worst Case GZF=1) im Winter für eine Durchdringung von 20 %

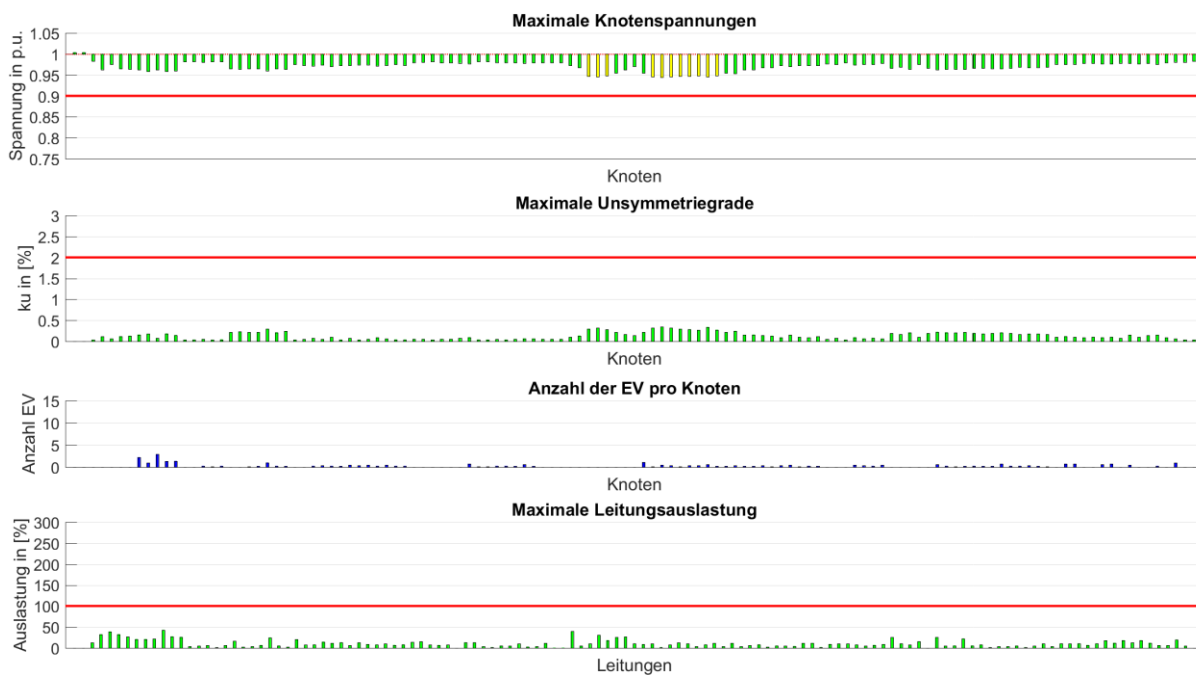


Abbildung 9-5: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S04 (zeitlich versetztes Laden V1) im Winter für eine Durchdringung von 20 %

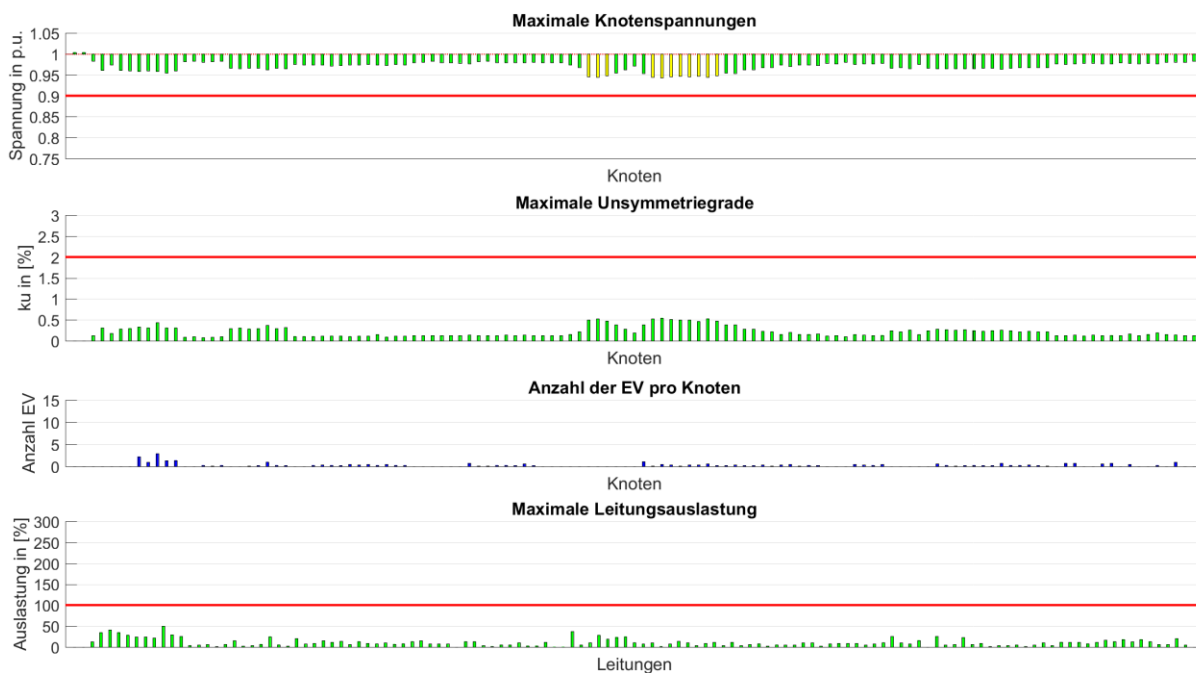


Abbildung 9-6: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S05 (zeitlich versetztes Laden V2) im Winter für eine Durchdringung von 20 %

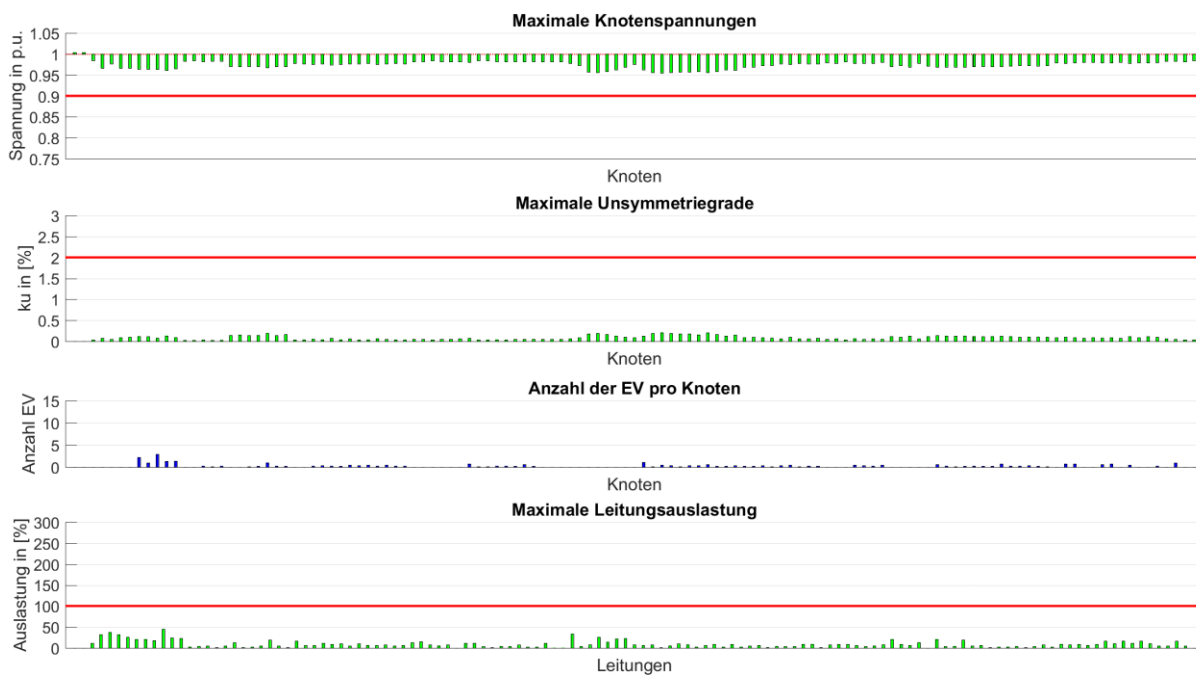


Abbildung 9-7: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S06 (Red. Ladeleistung) im Winter für eine Durchdringung von 20 %

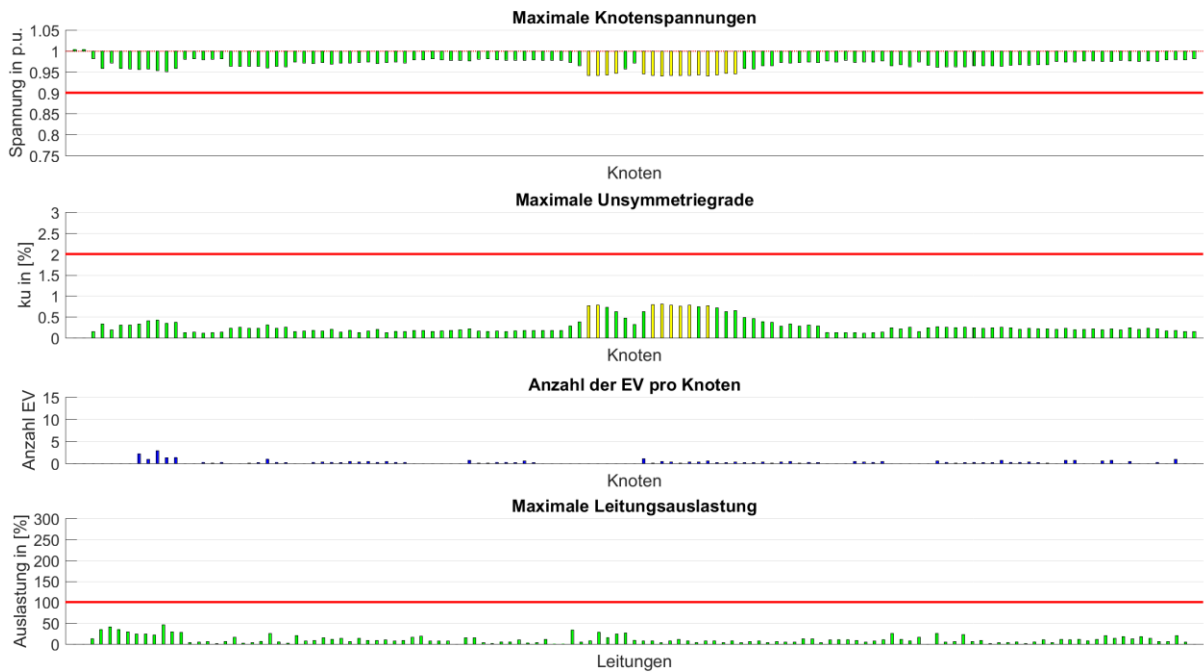


Abbildung 9-8: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S07 (Speicher + PV) im Winter für eine Durchdringung von 20 %

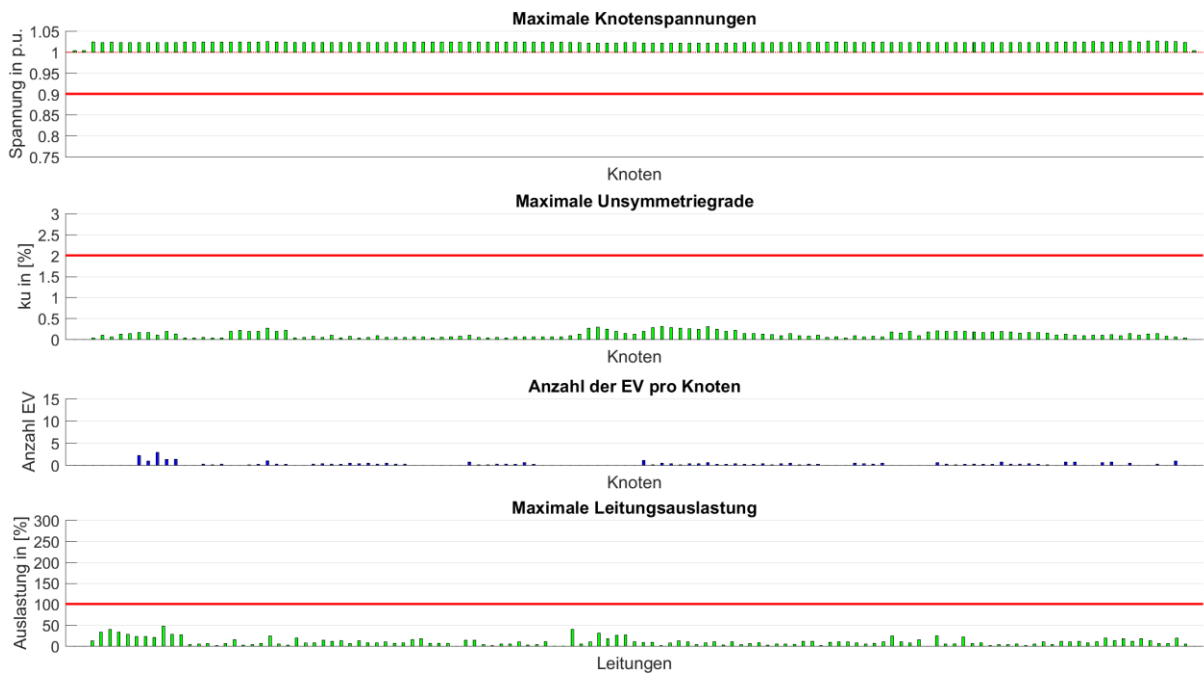


Abbildung 9-9: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S08 (RONT) im Winter für eine Durchdringung von 20 %

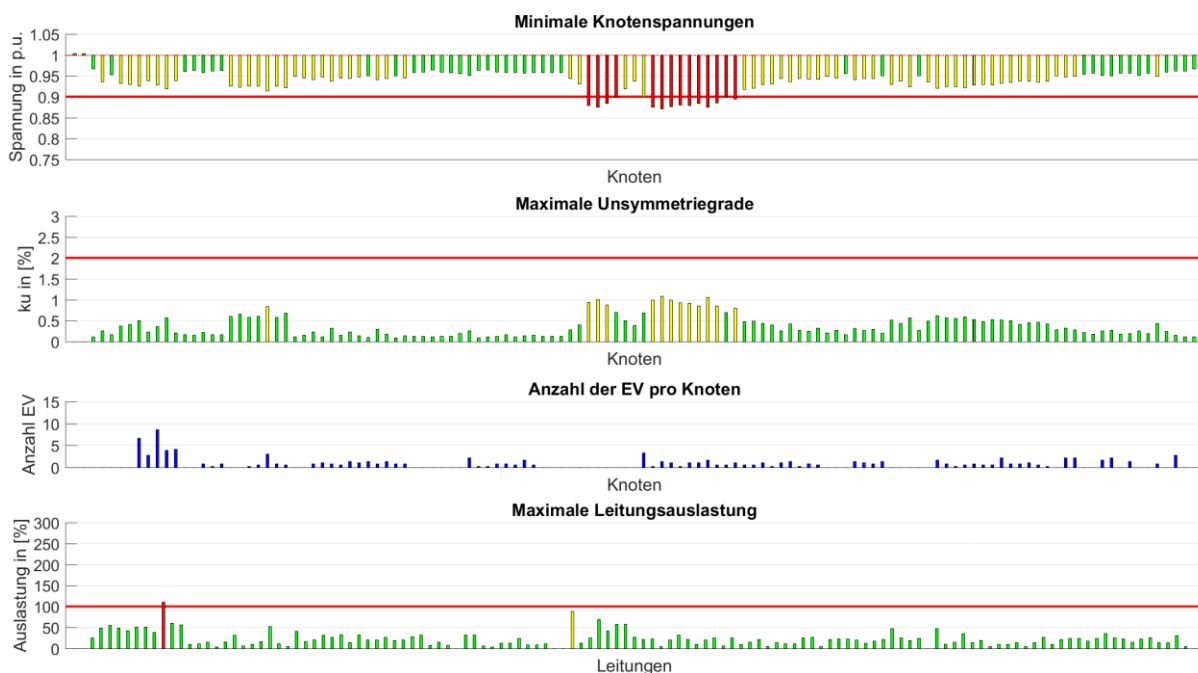


Abbildung 9-10: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S01 (Worst Case) im Winter für eine Durchdringung von 60 %

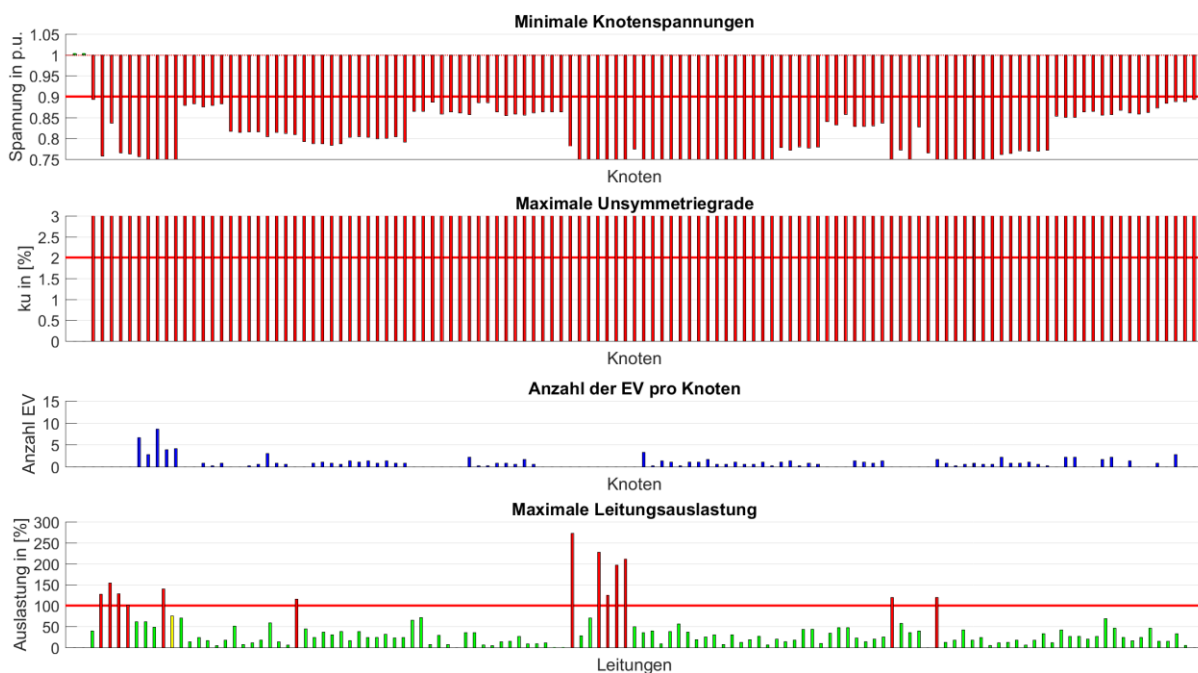


Abbildung 9-11: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S02 (Worst Case L1) im Winter für eine Durchdringung von 60 %

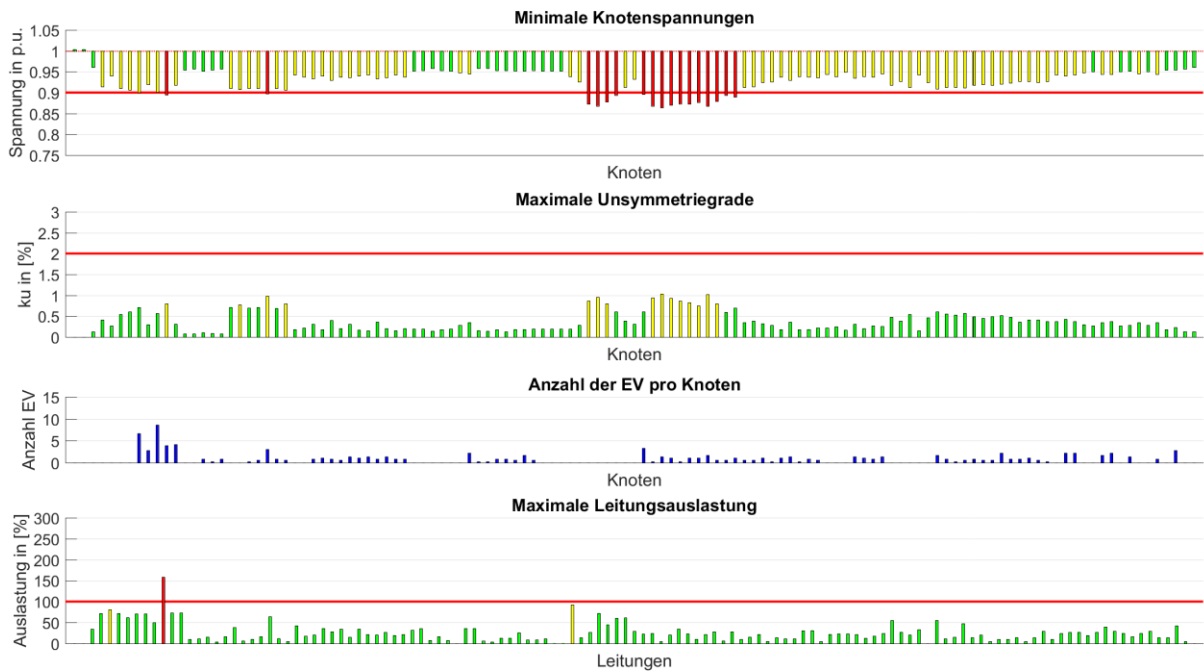


Abbildung 9-12: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S03 (Worst Case GZF=1) im Winter für eine Durchdringung von 60 %

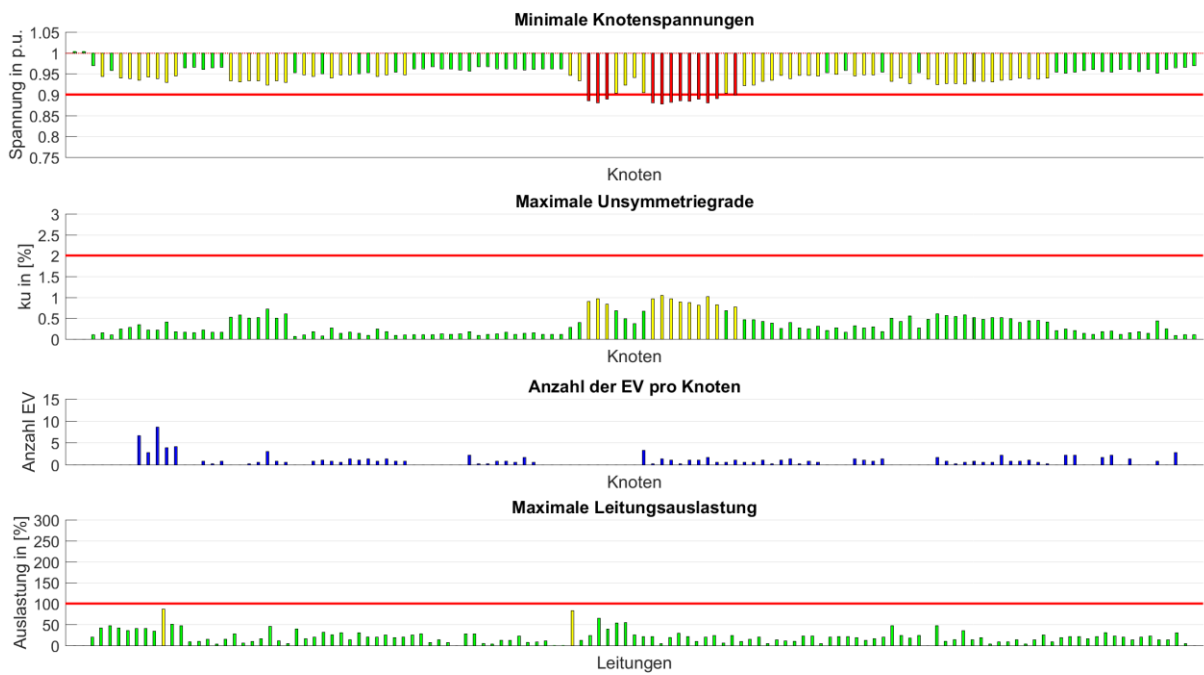


Abbildung 9-13: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S04 (zeitlich versetztes Laden V1) im Winter für eine Durchdringung von 60 %

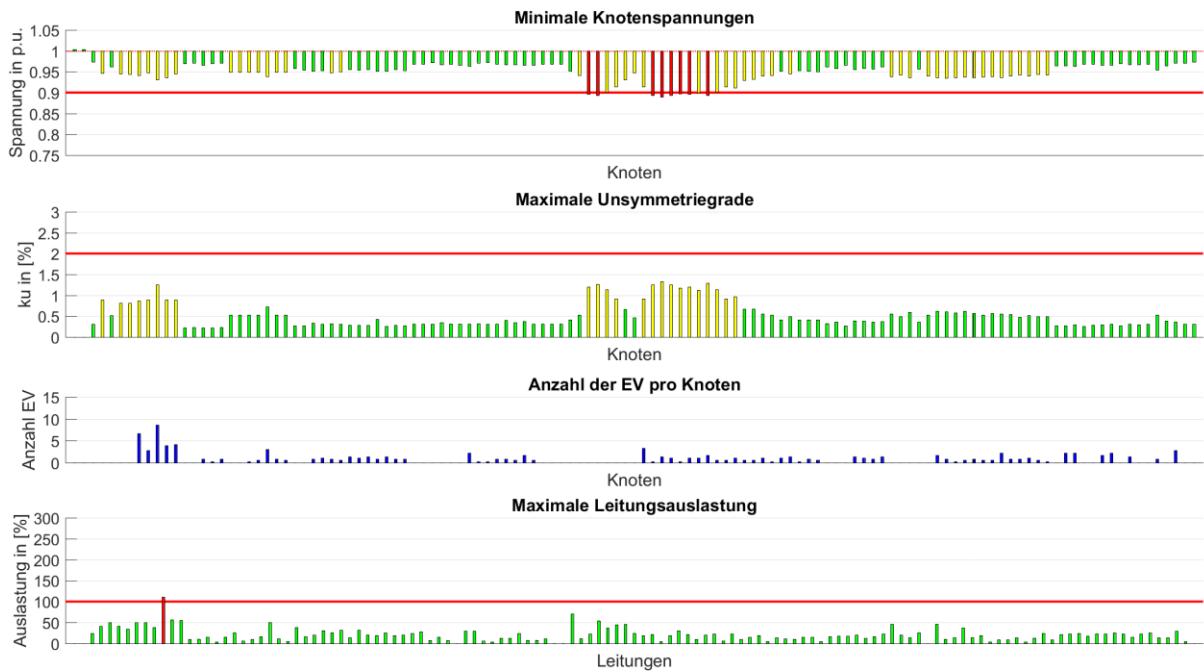


Abbildung 9-14: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S05 (zeitlich versetztes Laden V2) im Winter für eine Durchdringung von 60 %

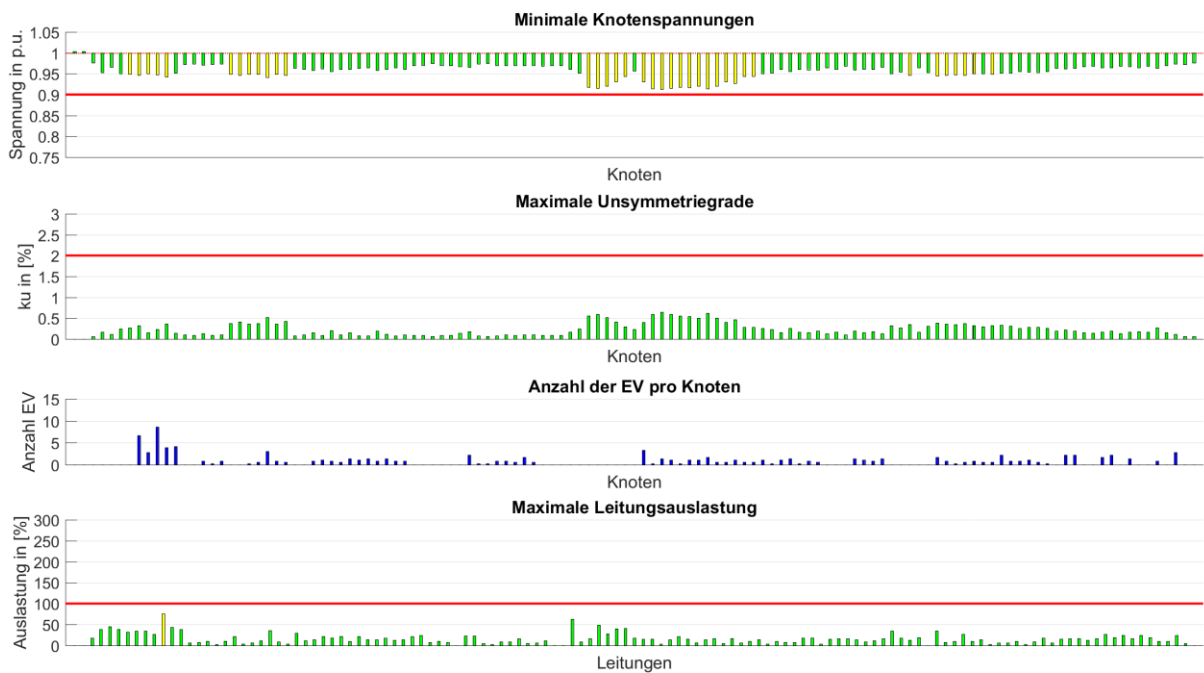


Abbildung 9-15: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S06 (Red. Ladeleistung) im Winter für eine Durchdringung von 60 %

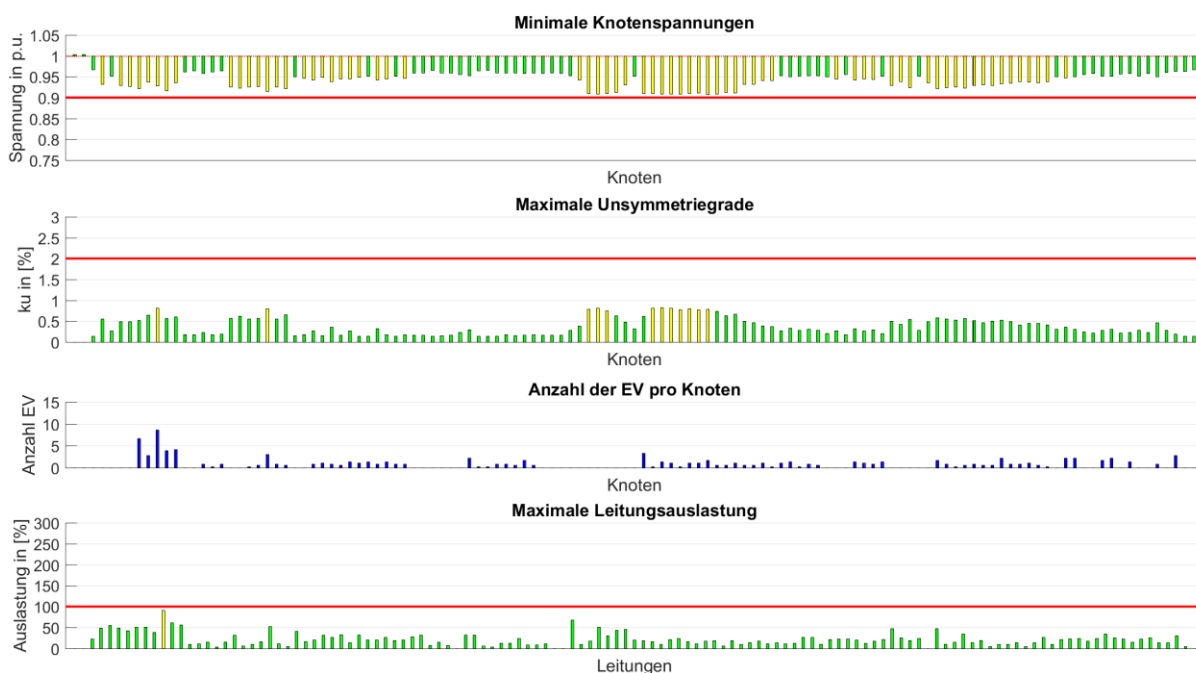


Abbildung 9-16: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S07 (Speicher + PV) im Winter für eine Durchdringung von 60 %

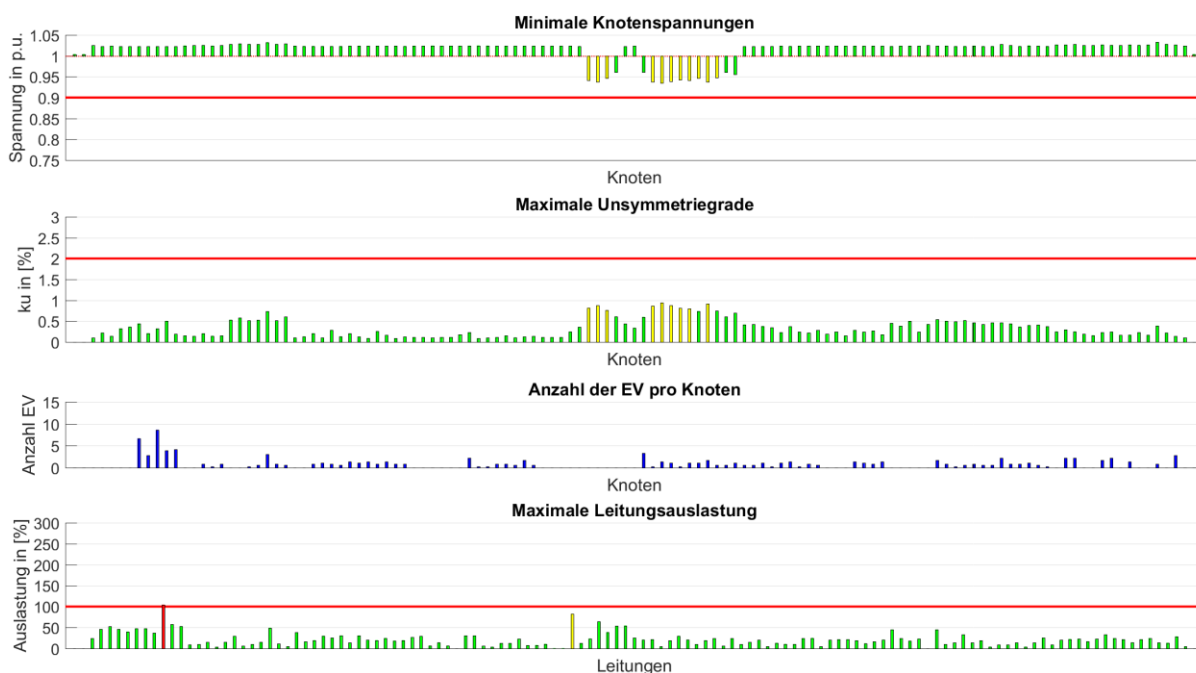


Abbildung 9-17: Darstellung der Ergebnisse des Szenarios S08 (RONT) im Winter für eine Durchdringung von 60 %

Weiters wird die Gegenüberstellung der untersuchten Szenarien anhand von drei kritischen Knoten und zwei kritischen Leitungen für alle betrachteten Durchdringungsgrade im Winter (Abbildung 9-18 bis Abbildung 9-22) und Sommer (Abbildung 9-23 bis Abbildung 9-27) dargestellt.

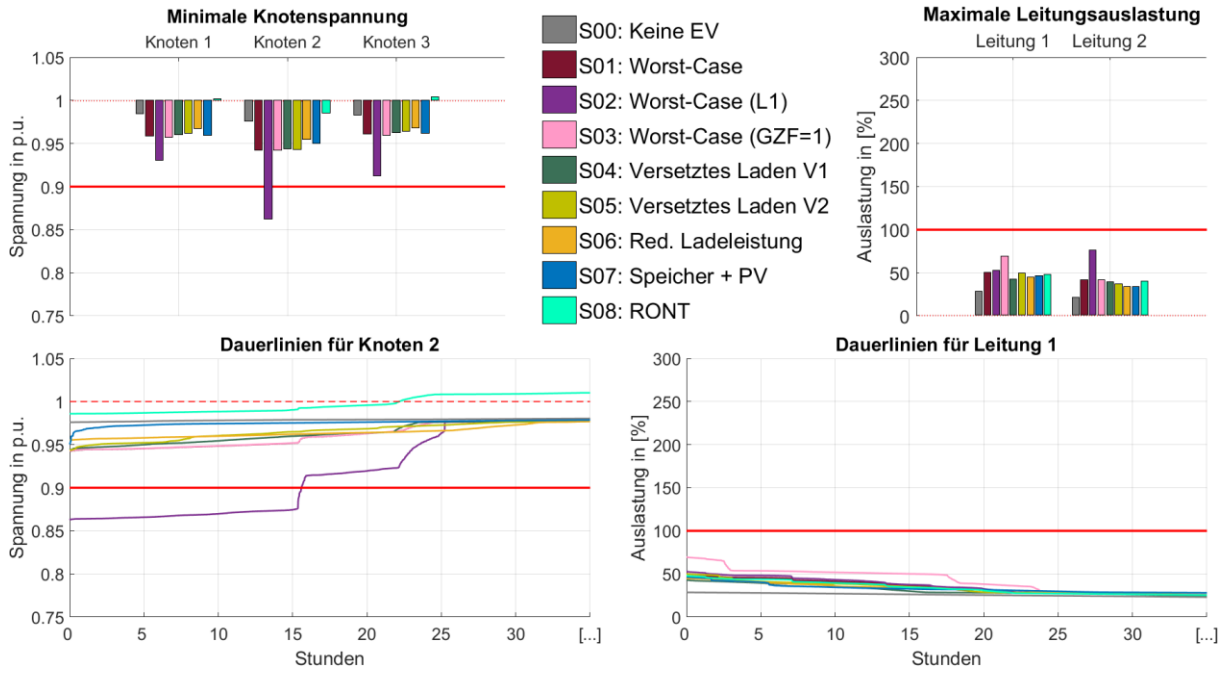


Abbildung 9-18: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 20 % (33 EV) im Winter

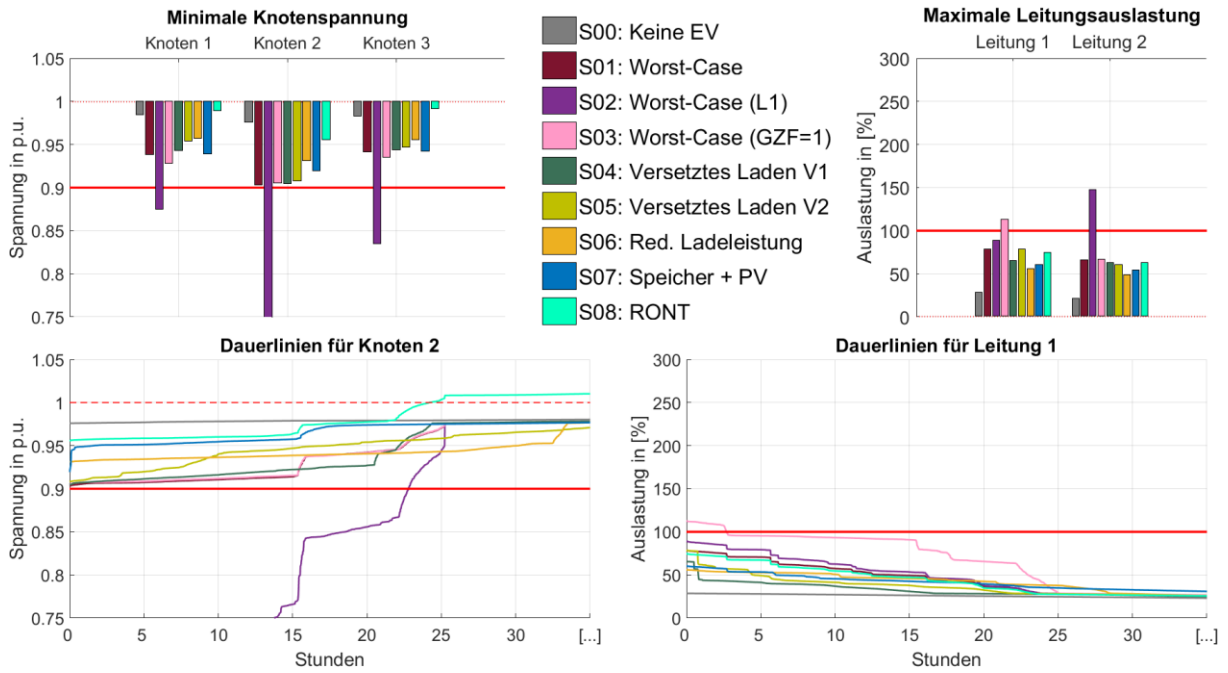


Abbildung 9-19: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 40 % (67 EV) im Winter

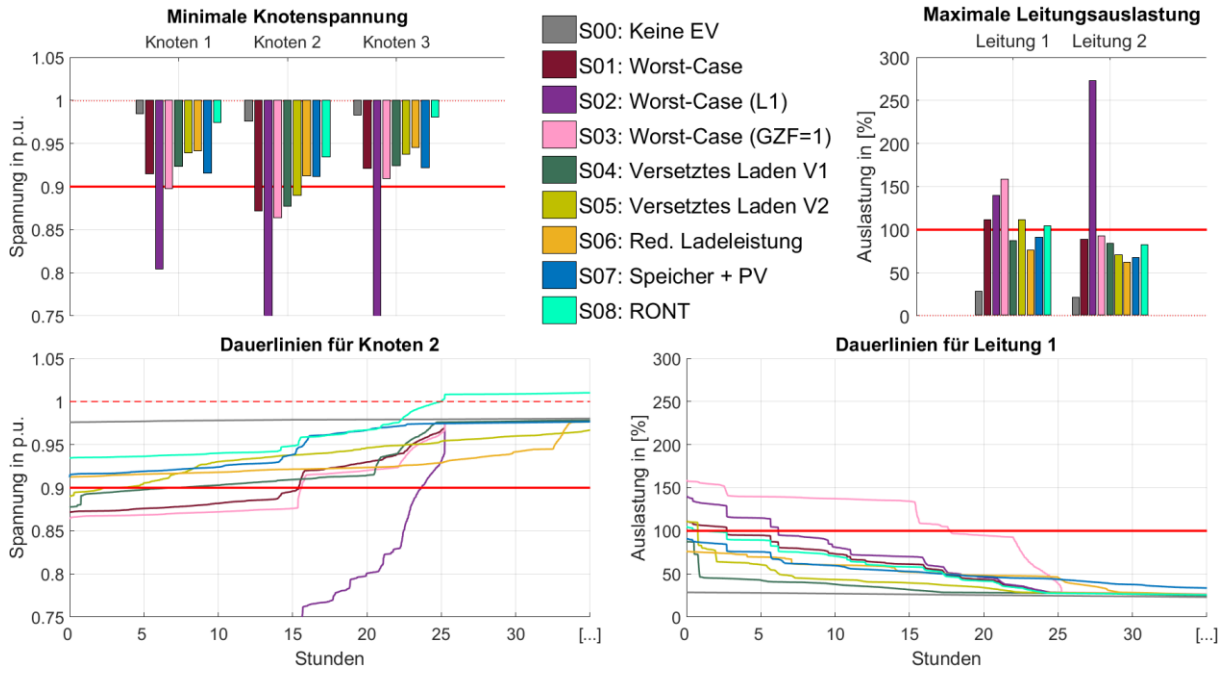


Abbildung 9-20: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 60 % (100 EV) im Winter

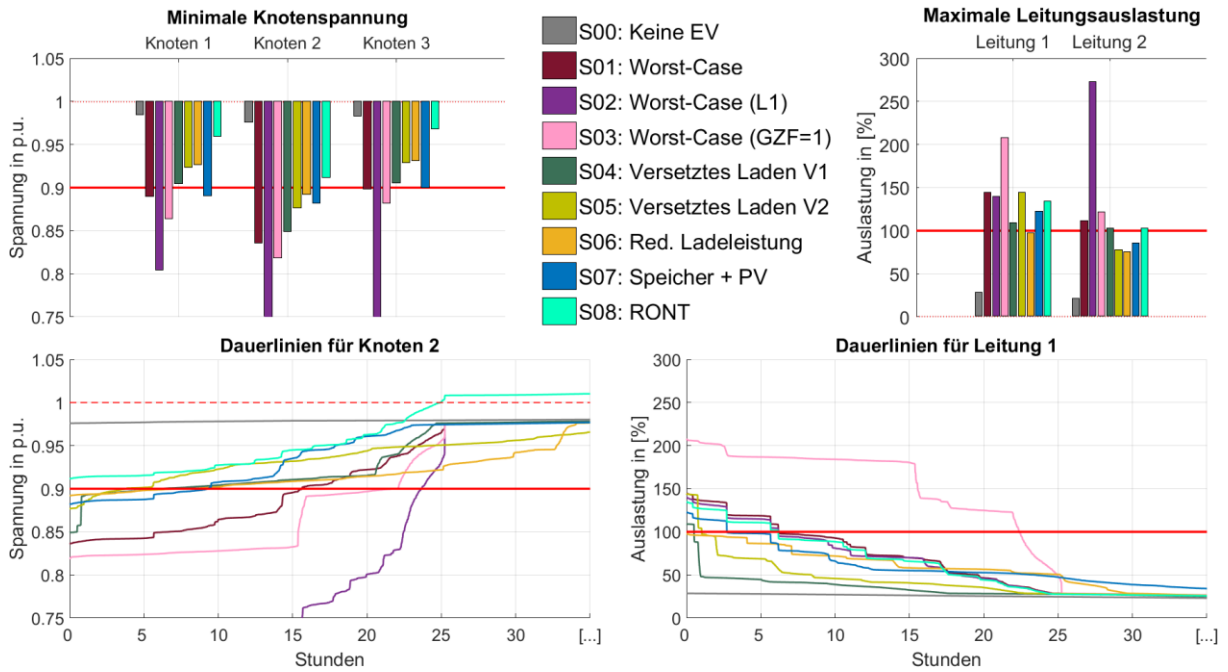


Abbildung 9-21: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 80 % (134 EV) im Winter

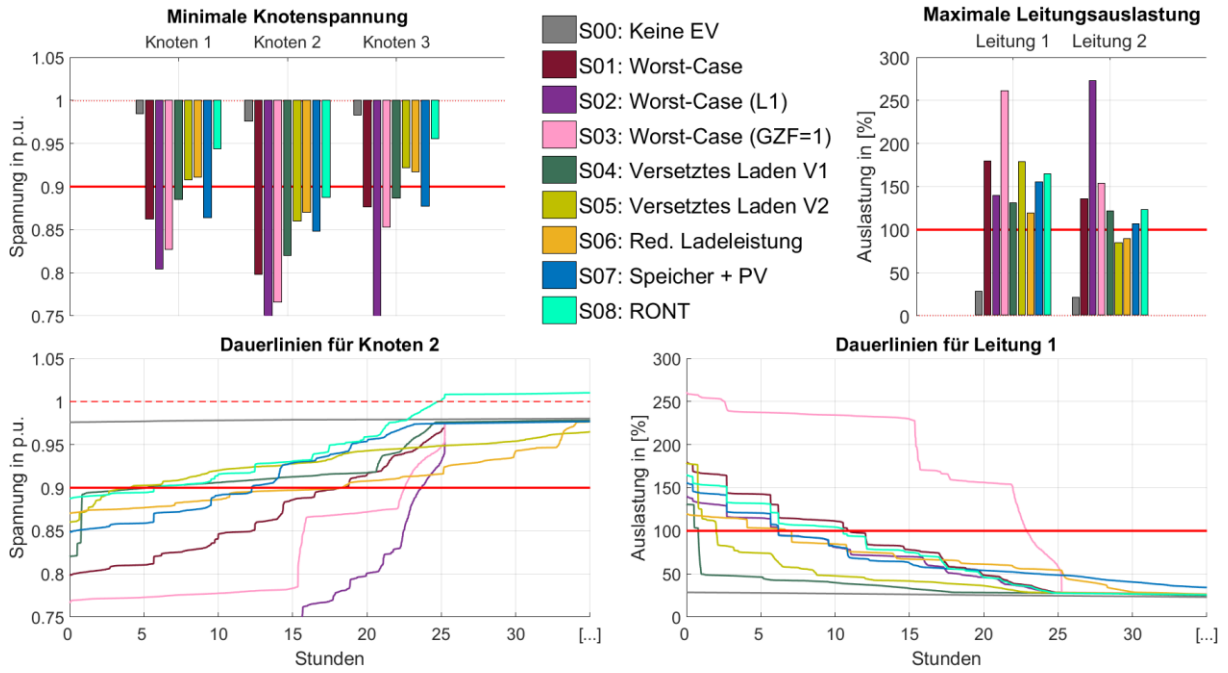


Abbildung 9-22: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 100 % (167 EV) im Winter

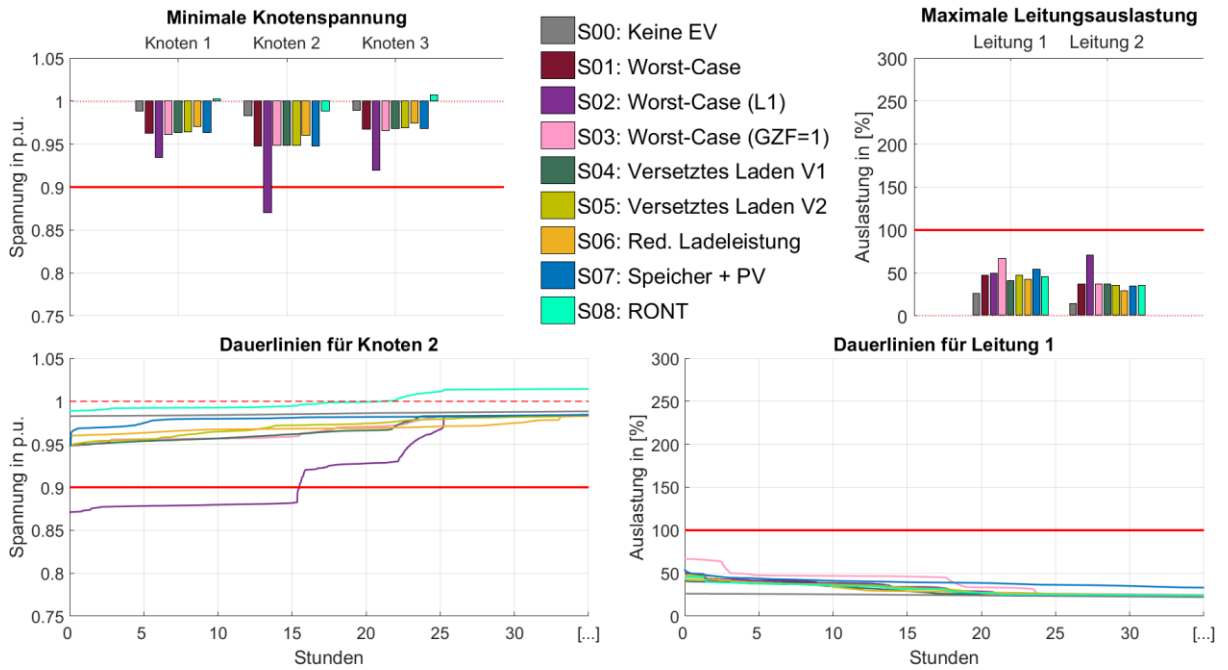


Abbildung 9-23: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 20 % (33 EV) im Sommer

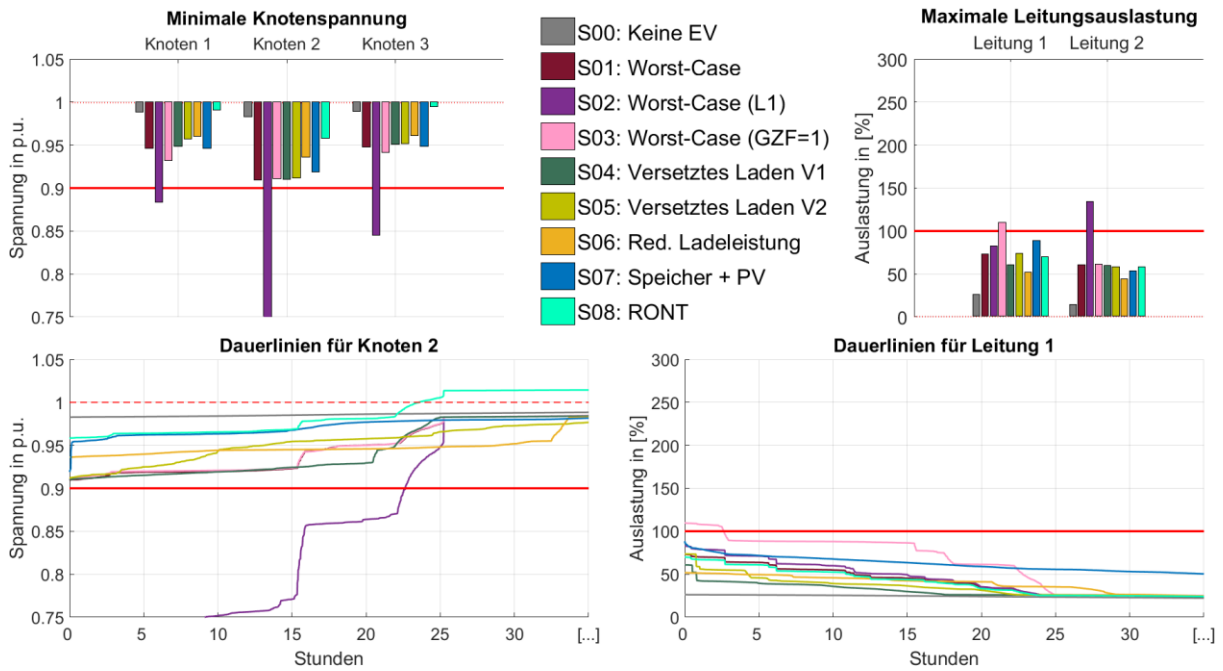


Abbildung 9-24: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 40 % (67 EV) im Sommer

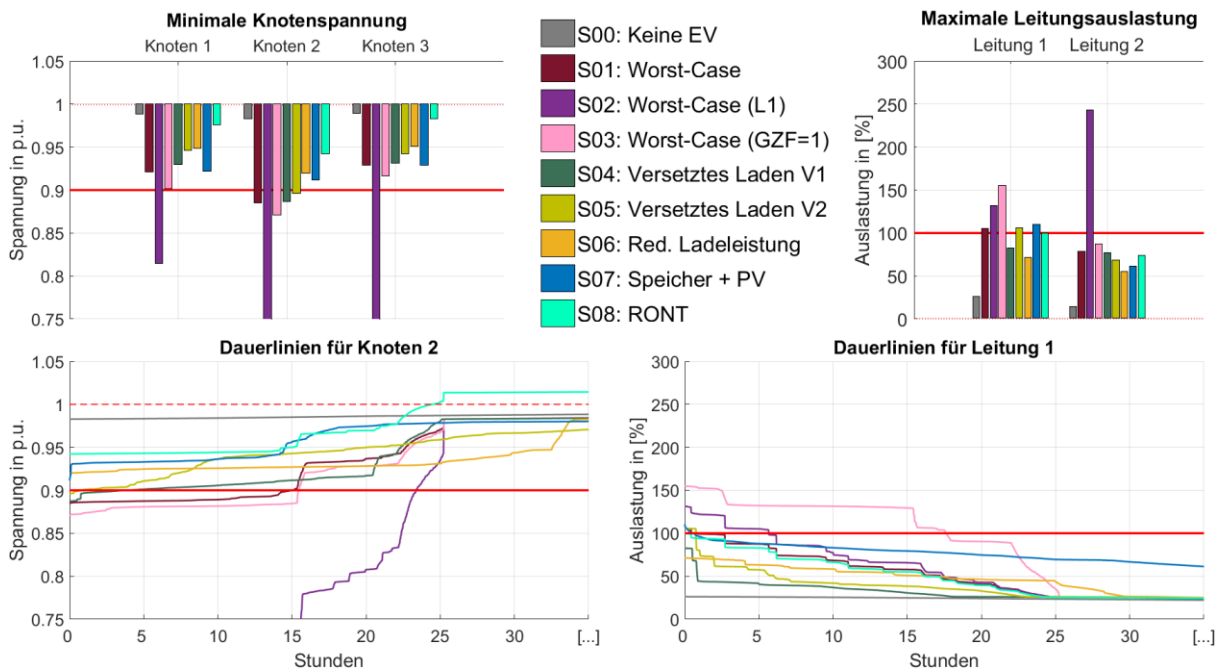


Abbildung 9-25: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 60 % (100 EV) im Sommer

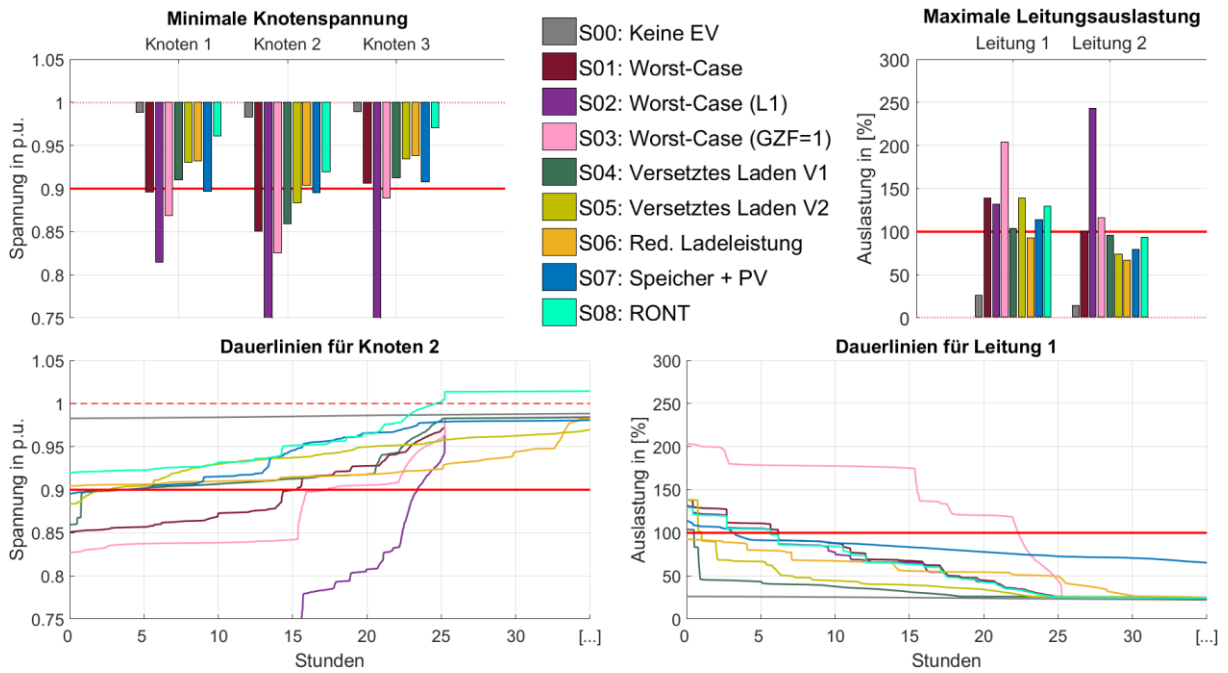


Abbildung 9-26: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 80 % (134 EV) im Sommer

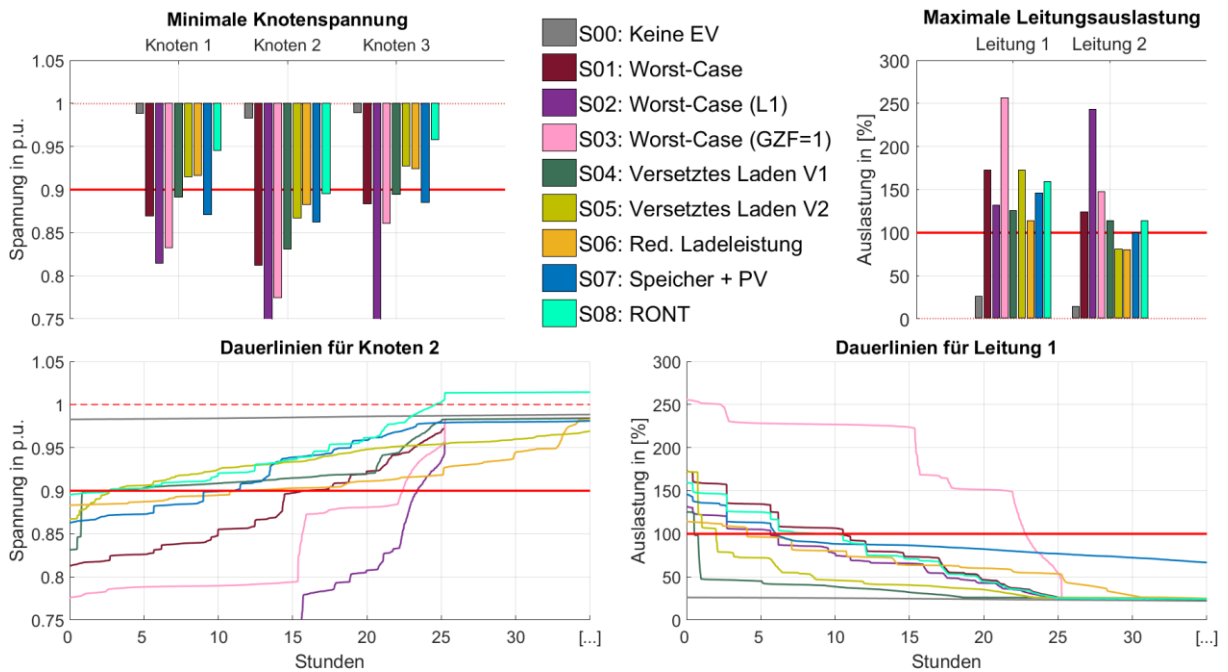


Abbildung 9-27: Gegenüberstellung der analysierten Szenarien für eine Durchdringung von 100 % (167 EV) im Sommer

Zusammenfassend sind die Ergebnisse der Gegenüberstellung aller analysierten Szenarien anhand der Bewertung der Spannungsabfälle in den Netzknoten gemäß EN 50160 für Sommer (Abbildung 9-28) und Winter (Abbildung 9-29) dargestellt.

Szenario	Durchdringungsgrad				
	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
S01: Worst-Case			4.8 %	4.8 %	A, B
S02: Worst-Case (L1)	4.8 %	A, B	A, B	A, B	A, B
S03: Worst-Case (GZF=1)			4.8 %	A, B	A, B
S04: Versetztes Laden V1			1.0 %	0.9 %	A
S05: Versetztes Laden V2			0.3 %	0.7 %	0.7 %
S06: Red. Ladeleistung					3.6 %
S07: Speicher + PV				0.8 %	3.3 %
S08: RONT					0.8 %

	Kein Spannungswert unter 0.9 p.u.
	Spannungswerte unter 0.9 p.u.
A	Weniger als 100 % der Zeit innerhalb [-15 %; 10 %]
B	Weniger als 95 % der Zeit innerhalb [-10 %; 10 %]

Sommer

Abbildung 9-28: Gegenüberstellung der Szenarien anhand der Bewertung der Spannungsabfälle in den Netzknoten gemäß EN 50160 für Sommer

Szenario	Durchdringungsgrad				
	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
S01: Worst-Case			4.5 %	A	A, B
S02: Worst-Case (L1)	4.9 %	A, B	A, B	A, B	A, B
S03: Worst-Case (GZF=1)			4.9 %	A, B	A, B
S04: Versetztes Laden V1			2.0 %	A	A
S05: Versetztes Laden V2			1.0 %	1.0 %	1.2 %
S06: Red. Ladeleistung				2.4 %	B
S07: Speicher + PV				2.7 %	A
S08: RONT					1.8 %

	Kein Spannungswert unter 0.9 p.u.
	Spannungswerte unter 0.9 p.u.
A	Weniger als 100 % der Zeit innerhalb [-15 %; 10 %]
B	Weniger als 95 % der Zeit innerhalb [-10 %; 10 %]

Winter

Abbildung 9-29: Gegenüberstellung der Szenarien anhand der Bewertung der Spannungsabfälle in den Netzknoten gemäß EN 50160 für Winter