

Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze

Vom Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik
der Technischen Universität Darmstadt zur Erlangung des akademischen
Grades eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Dissertation



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

von
Lan Liu, M.Sc.
aus Jiangsu, China

Referent: Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer

Korreferentin: Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson

Tag der Einreichung: 20.06.2017

Tag der mündlichen Prüfung: 18.10.2017

D17
Darmstadt 2018

Meine Eltern und meine Familie

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energiesysteme in der Forschungsgruppe Elektrische Energieversorgung der Technischen Universität Darmstadt.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer, der mich hervorragend betreut und das Referat übernommen hat. Darüber hinaus bedanke ich mich für die vielen Ideen und Anregungen, die hilfsbereite und vertrauensvolle Zusammenarbeit am Institut. Sein stetes Interesse, die lehrreichen Diskussionen, und die konstruktiven Hinweise haben insgesamt maßgeblich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen.

Bei Frau Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson möchte ich mich für die Übernahme des Korreferats, das entgegengebrachte Interesse an meiner Arbeit sowie das genaue Durcharbeiten meiner Arbeit bedanken.

Ich danke der EnBW AG für die Zurverfügungstellung der Netzdaten und Herrn Dr. Alois Kessler (EnBW) für seine stetige Unterstützung zur Realisierung der Forschungsaktivitäten.

Meinen ehemaligen Kolleginnen und Kollegen möchte ich für ihre zuverlässige Unterstützung, für die freundschaftliche Atmosphäre, die abwechslungsreichen Gesprächen, die unvergesslichen Erlebnisse auf internationalen Konferenzen und für alle sportlichen Veranstaltungen, sowie die schöne Zeit am Institut danken. Ferner möchte ich mich bei den Studenten bedanken, die mit ihren Studien-, Master- und Diplomarbeiten einen wichtigen Beitrag zu dieser Arbeit geleistet haben.

Der größte Dank gilt meinen Eltern und meiner Familie, die zu jeder Zeit hinter mir standen und mich bei allen Problemen immer unterstützt haben. Ganz besonders möchte ich meiner Frau und meinen Kindern für ihr entgegengebrachtes Verständnis, ihre Geduld und aufmunternde Unterstützung danken.

Darmstadt, 17. Dezember 2017

Lan Liu

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	XI
Formelzeichen und Abkürzungen	XIII
Kurzfassung	XIX
Abstract	XXI
1 Einleitung	1
1.1 Motivation der Arbeit.....	1
1.2 Stand der Technik.....	2
1.3 Zielsetzung der Arbeit.....	3
1.4 Aufbau der Arbeit	4
2 Grundlagen	5
2.1 Mittel- und Niederspannungsnetz	5
2.1.1 Netzstruktur der Niederspannungsnetze.....	6
2.1.2 Betriebsmittel im Niederspannungsnetz	8
2.2 Modellierung der Netzlasten.....	10
2.2.1 Stromverbrauch der Haushalte	11
2.2.2 Standardlastprofile	12
2.2.3 Gleichzeitigkeitsfaktor und Spitzenlastabschätzung	14
2.2.4 Methode zur Modellierung von Haushaltslasten.....	16
2.2.5 Spannungsabhängigkeit.....	17
2.3 Elektromobilität	18
2.3.1 Elektrofahrzeuge	19
2.3.2 Lithium-Ionen-Batterien	23
2.3.3 Energieverbrauch von Elektrofahrzeugen	28
2.3.4 Lademöglichkeiten.....	36
2.4 Technische Bewertungskriterien	37
2.4.1 Belastbarkeit der Betriebsmittel.....	37
2.4.2 Einfluss auf Lebensdauerverbrauch von Transformatoren	38

2.4.3	Spannungsqualität	40
2.4.4	Netzzuverlässigkeit	41
3	Mobilitätsverhalten.....	45
3.1	Studie der Mobilität in Deutschland.....	45
3.1.1	Vorstellung der Studie MiD 2008.....	46
3.1.2	Datenauswahl aus der Studie MiD 2008	47
3.2	Bevölkerungs- bzw. Fahrzeugstruktur	49
3.2.1	Bevölkerungsstruktur	49
3.2.2	Fahrzeugstruktur	51
3.2.3	Mobilität und Parkmöglichkeiten.....	53
3.2.4	Haushaltsstruktur	55
3.3	Stochastische Modellierung des Mobilitätsverhaltens	56
3.3.1	Fahrzyklus am Tag.....	56
3.3.2	Methode der Modellierung	58
3.3.3	Verteilungsfunktion der Kenngrößen	59
3.3.4	Vorgehensweise der Simulation	66
3.4	Zeitliche Verfügbarkeit von Elektrofahrzeugen	67
3.5	Lastkurve der Batterien.....	69
3.5.1	Ermittlung der Lastganglinie.....	69
3.5.2	Batterieladen mit Steuerung	75
4	Auswirkungen auf die untersuchten Verteilungsnetze	77
4.1	Reale Verteilungsnetze.....	78
4.1.1	Mittelspannungsnetze	78
4.1.2	Niederspannungsnetze.....	80
4.1.3	Vorhandene Lasten in Verteilungsnetzen	85
4.1.4	Nachbildung dezentraler Erzeugungsanlagen.....	90
4.2	Lastflussberechnung.....	91
4.2.1	Annahme der Szenarien.....	92
4.2.2	Methode der Lastflussberechnung.....	93
4.2.3	Ergebnisse der Lastflussberechnung.....	95
4.2.4	Fallstudie: Steuerung der Batterieaufladung.....	105
4.2.5	Ermittlung des Lebensdauer verbrauchs von Ortsnetztransformatoren.....	107
4.3	Zuverlässigkeitsanalyse in Niederspannungsnetzen	109
4.3.1	Abgrenzung der Zuverlässigkeitsanalyse im betrachteten Netzgebiet	110

4.3.2	Funktionsprinzip des Kabelverteilerschranks	111
4.3.3	Ermittlung der mittleren Nichtverfügbarkeit	111
4.3.4	Fallstudie: Netzverstärkungsmaßnahmen zur Erhöhung der Zuverlässigkeit..	113
5	Batterieanwendung und Lebensdauer	117
5.1	Einsatzmöglichkeit der Batterie von Elektrofahrzeugen.....	117
5.2	Zeitlich verfügbare Leistung und Speicherkapazität	118
5.3	Sekundärregelleistung	120
5.3.1	Verlauf des Regelleistungsbedarfs	121
5.3.2	Potential der Batterieanwendung hinsichtlich der Regelleistung	122
5.4	PV-Prognosefehler	125
5.4.1	Verlauf der Prognosefehler	125
5.4.2	Potential der Batterieanwendung zum Ausgleich von Prognosefehlern	126
5.5	Einschätzung der Batteriealterung.....	127
5.5.1	Vorstellung der Modellierungsmethode.....	127
5.5.2	Batteriealterung je nach Anwendungsfall	130
6	Zusammenfassung	133
7	Literaturverzeichnis.....	137
	Eigene Veröffentlichungen.....	XXIII
	Lebenslauf.....	XXIX

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1: Netzstruktur der Niederspannungsnetze [12]	6
Abb. 2.2: Aufbau eines NS-Netzes [13]	8
Abb. 2.3: Grundbedarf elektrischer Energie eines Haushalts [24]	11
Abb. 2.4: Bemessungsgrundlage für 5-adrige Hauptleitungen (3L, N, PE) in Wohngebäuden ohne und mit Elektroheizung [29]	15
Abb. 2.5: Einordnung der elektrischen Fahrzeugkonzepte hinsichtlich der benötigten Batterieleistung und -kapazität [33]	19
Abb. 2.6: Marktaktivierung der Elektrofahrzeuge [35].....	20
Abb. 2.7: Entwicklung der Batteriekosten [36]	21
Abb. 2.8: Fahrzeugstruktur je nach Haushalt	22
Abb. 2.9: Grund für Verzicht auf einen Pkw je nach Region.....	23
Abb. 2.10: Spezifische Leistung und Energie für verschiedene Speichertechnologien und Angabe von verschiedenen kommerziellen Lithium-Ionen-Zellen [39]	24
Abb. 2.11: Darstellung der Ladeleistung und SOC während des Ladevorgangs.....	26
Abb. 2.12: Darstellung SOC-Fenster hinsichtlich der Ladesicherheit [45]	27
Abb. 2.13: Energiedurchsatz mit Berücksichtigung der Rekuperation	31
Abb. 2.14: ARTEMIS Fahrprofil.....	33
Abb. 2.15: Modell in Simulink zur Bestimmung des Energiebedarfs mittels ARTEMIS-Profiles	33
Abb. 2.16: Antriebsleistung in Abhängigkeit zur Geschwindigkeit für drei Szenarien	34
Abb. 2.17: Verteilung der C-Rate während der Fahrt bei verwendetem Fahrprofil ARTEMIS.	35
Abb. 2.18: Blockdiagramm des thermischen Differenzialgleichungsmodells für Öl-Transformatoren [51]	38
Abb. 2.19: Lebensdauerverbrauch in Abhängigkeit von der Heißpunkttemperatur θ_h und Auslastung	39
Abb. 2.20: Darstellung des zulässigen Spannungsfalls im Verteilungsnetz.....	40
Abb. 2.21: Abhängigkeit akzeptierter Unterbrechungsdauer T_u vom Umfang einer Versorgungsunterbrechung [55]	41

Abb. 2.22: DISQUAL-Kenngröße Nichtverfügbarkeit Q_u in min/a [56], [57].....	42
Abb. 2.23: Zeitlicher Ablauf einer Störung bis zur Wiederherstellung des Normalzustandes..	44
Abb. 3.1: Flussdiagramm der Auswertung der Mobilitätsdaten aus der Studie MiD 2008	48
Abb. 3.2: Aufteilung der verhaltensbezogenen Personengruppen in Abhängigkeit der untersuchten Netzbezirke.....	50
Abb. 3.3: Anteil der Berufstätigen in Bezug auf die örtlich angemeldeten Beschäftigten.....	51
Abb. 3.4: Schematische Fahrzeugstruktur auf der Auto- und der Personenebene.....	52
Abb. 3.5: Zuordnung der Fahrzeugnutzerguppe auf der Autoebene.....	52
Abb. 3.6: Mobilität nach Wochentag.....	53
Abb. 3.7: Mittlere tägliche Fahrleistung je nach Region, Tagestyp und Nutzergruppe.....	54
Abb. 3.8: Parkmöglichkeit je nach Region	55
Abb. 3.9: Autoanzahl eines Haushalts in Abhängigkeit zur Haushaltsgröße	56
Abb. 3.10: Zeitliche und örtliche Zustände des Fahrzeuges	57
Abb. 3.11: Darstellung eines Fahrzyklus an einem Tag	57
Abb. 3.12: Schematische Darstellung der Beziehung zwischen den Kenngrößen.....	58
Abb. 3.13: Verteilung des Fahrzwecks von Erwerbstätigen (G1) im Winter	59
Abb. 3.14: Verteilungsfunktion der Startzeit nach Fahrzweck im Falle von Berufstätigen (G1)	60
Abb. 3.15: Mittlere Weganzahl je nach Startzeit des ersten Weges.....	61
Abb. 3.16: Verteilungsfunktion der Parkdauer nach Fahrzweck	62
Abb. 3.17: Verteilungsfunktion der Wegelänge nach Fahrzweck (nur Hinweg)	63
Abb. 3.18: Gemeinsame Dichtefunktion in Bezug auf Fahrstrecke und Fahrtdauer	64
Abb. 3.19: Darstellung eines beispielhaften Mikrozyklus mit unterschiedlicher Weganzahl ...	64
Abb. 3.20: Verteilungsfunktion des Korrekturfaktors K_L	65
Abb. 3.21: Flussdiagramm zur Simulation des individuellen Mobilitätsverhaltens	66
Abb. 3.22: Zeitliche Verfügbarkeit der Fahrzeuge in unterschiedlichen Regionen	67
Abb. 3.23: Zeitliche Verfügbarkeit der Fahrzeuge in R1 je nach Lademöglichkeiten	68

Abb. 3.24: Zeitliche Verfügbarkeit der Fahrzeuge in R3 nach Tagestyp WT: Werktag, SA: Samstag, So: Sonntag; Ga: alle Nutzer.....	68
Abb. 3.25: Zeitliche Ladeleistung und Ladezustand eines Elektrofahrzeugs von Erwerbstätigen	70
Abb. 3.26: Mittlere Ladekurve der Elektrofahrzeuge von Erwerbstätigen in Abhängigkeit der Ladeleistung	71
Abb. 3.27: Mittlere Ladekurve der Elektrofahrzeuge von Erwerbstätigen nach Region	71
Abb. 3.28: Mittlere Ladekurve der Elektrofahrzeuge nach Nutzergruppe	72
Abb. 3.29: Gleichzeitigkeitsfaktor nach Ladeleistung für das Aufladen Zuhause	73
Abb. 3.30: Mittlere Ladekurve der Elektrofahrzeuge nach Ladeszenario am Werktag im Winter	73
Abb. 3.31: Mittlere Ladekurve der Elektrofahrzeuge nach Ladeszenario am Werktag im Winter in R2	74
Abb. 3.32: Mittlere Ladekurve der Elektrofahrzeuge nach Ladeszenario am Werktag im Winter in R3	75
Abb. 4.1: Methode und Vorgehensweise der Untersuchung	77
Abb. 4.2: Anzahl der MS-Lasten und der Haushalte im Netzgebiet der Region R3	79
Abb. 4.3: 20-kV-Netzplan der Gemeinde R3-2 (Ausschnitt)	80
Abb. 4.4: Übersicht zu Kabeltypen und deren Länge in untersuchten NS-Netzen nach Versorgungsgebiet.....	81
Abb. 4.5: Identifikation der Haushaltsanzahl am Netzanschluss	83
Abb. 4.6: Statistische Verteilung der Haushalte am Netzanschluss im NS-Netz „R“	83
Abb. 4.7: Kumulierte Häufigkeit der Anzahl von Haushalten je Netzanschluss	84
Abb. 4.8: Gemessene Lastkurven am Tag eines Haushalts.....	85
Abb. 4.9: Anpassung einer LL-Verteilung an die Messdaten eines K1-Haushalts (um 19:00 Uhr)	87
Abb. 4.10: Zufällige Lastkurve eines Haushalts aus K1 (am Werktag im Winter).....	88
Abb. 4.11: Haushaltsverteilung nach Haushaltsgröße in Abhängigkeit von Personenanzahl..	89
Abb. 4.12: Durchschnittliche aggregierte Haushaltslasten von 230 Haushalten	90

Abb. 4.13: Messdaten einer PV-Anlage an einem Winter- und Sommertag.....	91
Abb. 4.14: Flussdiagramm für die Bereitstellung der Elektrofahrzeuge am Netzanschluss	93
Abb. 4.15: Zuweisung der Elektrofahrzeuge im NS-Netz	94
Abb. 4.16: Auslastung der 104 MS-Kabel bei 50%-iger Durchdringung und Ladeszenario 1 ..	97
Abb. 4.17: Auslastung der 104 MS-Kabel bei 50 %-iger Durchdringung und Ladeszenario 2 .	97
Abb. 4.18: Auslastung des Kabels „Kb1“ an 10 Werktagen im Winter bei Sz.2	98
Abb. 4.19: Knotenspannung im MS-Netz von R2 bei 50%-iger Durchdringung	98
Abb. 4.20: Auslastung der MS-Kabel im MS-Netz von R2 bei 50 %-iger Durchdringung	99
Abb. 4.21: Knotenspannung in NS-Netzen von R2 bei 50 %-iger Durchdringung	99
Abb. 4.22: Auslastung der NS-Kabel bei 50%-iger Durchdringung im NS-Netz von R2	100
Abb. 4.23: Auslastung des Transformators von Netz „MU“ bei 50 %-iger Durchdringung	100
Abb. 4.24: Auslastung der MS-Kabel bei 50 %-iger Durchdringung und Ladeszenario 1	101
Abb. 4.25: Auslastung der NS-Kabel bei 50 %-iger Durchdringung und Ladeszenario 1.....	101
Abb. 4.26: Knotenspannung in NS-Netzen von R2 bei Sz.1 bei 50 %-iger Durchdringung ...	102
Abb. 4.27: Auslastung der Ortsnetztransformatoren in NS-Netzen bei Sz.1 bei 50 %-iger Durchdringung	102
Abb. 4.28: Gesamte Haushaltlast am Samstag hinsichtlich der Batterieladung mit und ohne Steuerung	106
Abb. 4.29: Zeitliche Verläufe der gemessenen Umgebungstemperatur	107
Abb. 4.30: Simulierte Ergebnisse für den Lebensdauerverbrauch F_{LV} des Transformators	108
Abb. 4.31: Simulierte Ergebnisse für den Lebensdauerverbrauch F_{LV} des Transformators	109
Abb. 4.32: Typisches Schema einer Ortsnetzstation [76]	110
Abb. 4.33: Definition von Freisalt- und Abschaltbereich im Fehlerfall [15]	111
Abb. 4.34: Netztopologie eines Ringnetzes mit und ohne Trennstelle	112
Abb. 4.35: Darstellung der Netztopologie inklusive Anzahl der Netzanschlüsse im Netz „B“	113
Abb. 5.1: Ladezustand einer Batterie im Lauf eines Tages.....	119
Abb. 5.2: Mittlere Verfügbarkeit der Batterien und Speicherkapazität pro Batterie im Laufe eines Tages.....	120

Abb. 5.3: Tatsächliche abgerufene negative und positive Sekundärregelleistung am Beispielwerktag.....	121
Abb. 5.4: Ablauf zur Ermittlung des Potentials zur Bereitstellung der Regel- bzw. Ausgleichsenergie.....	122
Abb. 5.5: Tatsächliche abgerufene und von Elektrofahrzeugen geleistete negative Sekundärregelleistung am Beispielwerktag.....	123
Abb. 5.6: Relative Prognosefehler im Lauf des Jahres 2011	125
Abb. 5.7: Verläufe von PV-Prognosefehlern und der mit Batterien realisierten Leistung an fünf aufeinanderfolgenden Tagen im März 2011.....	126
Abb. 5.8: Kalendarische Alterung in Abhängigkeit der Tage und der Berechnungsparameter	128
Abb. 5.9: Zyklische Alterung in Abhängigkeit vom Ladungsdurchsatz.....	129
Abb. 5.10: Abschätzung der mittleren Lebensdauer einer Batterie unter Berücksichtigung unterschiedlicher Szenarien	131

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Profiltyp der Standardlastprofile.....	13
Tabelle 2.2: Typische Werte für die Spannungsabhängigkeit von Lasten	17
Tabelle 2.3: Simulationsergebnisse der relevanten Kenngrößen beim ARTHEMIS-Profil	35
Tabelle 2.4: Berechnungsverfahren der Zuverlässigkeitskenngröße	43
Tabelle 4.1: Überblick zu Mittelspannungsnetzen	78
Tabelle 4.2: Anzahl der Haushalte in den Regionen.....	79
Tabelle 4.3: Überblick zu Niederspannungsnetzen.....	80
Tabelle 4.4: Information der sechs NS-Modellnetze in Gemeinde R3-2.....	82
Tabelle 4.5: Jährlicher Energieverbrauch nach Haushaltsgröße	86
Tabelle 4.6: Übersicht zu den Ergebnissen der Lastflussberechnung	96
Tabelle 4.7: Änderungen der höchsten Leistungsauslastung $K_{MS, max}$ und der niedrigsten Knotenspannung $U_{MS, min}$ je nach Durchdringungsrate und Ladeszenario in R1	104
Tabelle 4.8: Änderungen der höchsten Auslastung der Betriebsmittel und der niedrigsten Knotenspannung je nach Durchdringungsrate beim Ladeszenario 1 in R2	104
Tabelle 4.9: Änderungen der höchsten Auslastung der Betriebsmittel und der niedrigsten Knotenspannung je nach Durchdringungsrate beim Ladeszenario 1 in R3	104
Tabelle 4.10: Erhöhung der mittleren Nichtverfügbarkeit im NS-Netz „B“ und „HA“	112
Tabelle 4.11: Senkung der mittleren Nichtverfügbarkeit bei Einsatz von NV-Maßnahmen ..	115
Tabelle 5.1: Übersicht zu der von Batterien realisierten Regelleistung.....	124

Formelzeichen und Abkürzungen

Formelzeichen

\dot{A}	Annuitätswert in €
A	Stirnfläche in m^2
A_h	der kumulierte über Batterie abgegebene Ladungsmenge in Ah
A_k, B_k, C_k	Berechnungsparameter abhängig von der Temperatur und SOC
a_F	Beschleunigung in m/s^2
a_i, b_i	Ankunfts- und Abfahrtszeitpunkt des Elektrofahrzeuges i
B	Parameter abhängig von Stromstärke
C_b^i, C_c^i	Batteriekapazität und Ladezustand der Batterie des Fahrzeuges i zum Zeitpunkt a_i
C_{rate}	Stromstärke (C-Rate) beim Auf- und Entladen
C_W	Luftwiderstandsbeiwert
DoD	Entladetiefe (Depth of discharge) in %
$E_{A,ges}$	gesamter Energieverbrauch in kWh
E_{Bat}	Nennkapazität der Batterie in kWh
$E_{Durchsatz}$	gesamte abgegebene Energie während der Fahrt in kWh
e_i	Massenfaktor
F_{AA}	Faktor der beschleunigten Alterung
F_B	gesamte Beschleunigungswiderstandskraft in N
F_L	Luftwiderstandskraft in N
F_{LV}	Lebensdauerverbrauch
F_R	Rollwiderstandskraft in N
F_{St}	Steigungswiderstand in N
f_r	Rollwiderstandsbeiwert
g	Erdbeschleunigung in m/s^2
$g_0(n)$	Gleichzeitigkeitsfaktor abhängig von Anzahl der Verbraucher
g_∞	Gleichzeitigkeit der Verbrauchergruppe bei unendlicher Anzahl
$g_{DH}(n)$	Gleichzeitigkeitsfaktor bzgl. Durchlauferhitzer

g_v	Gleichzeitigkeitsfaktor für alle Verbraucher eines Typs
H_u	Unterbrechungshäufigkeit in 1/a
$i(t)$	zeitliche Stromverläufe in A
$i(t)$	Entladestrom in A
J	Massenträgheitsmoment in kg m ²
j	Versorgungsstufen bei Versorgungsunterbrechungen
K_0	Kapitalwert in €
K_{soc}	Korrekturfaktor zur Berechnung der abgegebenen Energie
$K_{\text{MS,max}}$	höchste Auslastung der Leitung im MS-Netz in %
$K_{\text{NS,max}}$	höchste Auslastung der Leitung im NS-Netz in %
LV	Lebensdauerverbrauch
$L_1^i(t)$	Gesamtlast bestehend aus Haushaltslasten und der Ladekurve des Elektrofahrzeuges i
$L_c^i(t)$	zu optimierende Ladekurve des Fahrzeuges i
$L_{g,h}^i(t)$	Gesamtes Haushaltslastprofil
$L_h^i(t)$	Lastkurve des einzelnen Haushalts
$L_{o,g,h}^i, L_{o,c}^i$	Mittelwert der Haushaltslasten und der Ladekurve des Elektrofahrzeuges i
$L_{o,g}^i$	optimale konstante Gesamtlast während des Aufladens vom Elektrofahrzeug i
m_F	Gesamtmasse des Fahrzeugs zzgl. Fahrergewicht in kg
m_{zu}	Zuladung in kg
N	Betrachtungszeitraum in Jahren
N_h	Haushaltsanzahl
n	Anzahl der Verbraucher
n_{WE}	Anzahl aller Verbraucher eines Typs
n_j	Anzahl der unterbrochenen Kunden je Versorgungsstufe
P_0	maximale Leistung vom einzelnen Verbraucher in kW
P_A	elektrische Antriebsleistung in kW
P_{DH}	Nennleistung des Durchlauferhitzers in kW
$P_{\text{ges}}(n)$	Gesamte Leistung aller Verbraucher in kW

P_{konst}	Ladeleistung beim konstanten Strom in kW
P_{LS}	Ladeabschaltleistung in kW
P_{Nb}	Nebenbedarf in kW
P_r, Q_r	Wirk-bzw. Blindleistung im Bemessungsbetrieb in W und Var
P_{Rek}	Leistung der Rekuperation in kW
P_t	zufällig generierte Wirkleistung zu einem bestimmten Zeitpunkt t in W
$P(U)$	von der Last stationär aufgenommene Wirkleistung in W
$Q_{\text{loss,z}}$	Kapazitätsverlust durch Zyklisierung in %
Q_n	Nennkapazität der Batterie in Ah
Q_u	Nichtverfügbarkeit in min/a
$Q(U)$	von der Last stationär aufgenommene Blindleistung in Var
R	die allgemeine Gaskonstante $8,314 \text{ J} / (\text{mol}\cdot\text{K})$
r	eine Zufallszahl zwischen 0 und 1
r	Kalkulationszinssatz in %
r_{dyn}	Dynamischer Radhalbmesser Radradius in m
S_j	unterbrochene Bemessungsleistung je Versorgungsstufe
S_u	Ladeumschaltpunkt in %
SOC	State-of-Charge (Ladezustand) (%)
SOH_t	State-of-Health der Batterie hinsichtlich der kalendarischen Abnutzung
T	die Batterietemperatur in Kelvin
T_D	Zeitdauer der Entladung in h
T_f	Fahrzeit in h
$T(t)$	Temperatur
T_u	Unterbrechungsdauer in Minuten
t	Zeit in Tag
t_j	Dauer der Versorgungsstufe
U	Knotenspannung in V
$U_{n,\text{Bat}}$	Nennspannung der Batterie in V
U_n	Netzennspannung in V

$U_{MS,min}$	niedrigste Spannung im MS-Netz in kV
$U_{NS,min}$	niedrigste Spannung im NS-Netz in V
$WL_{max,N-1}$	max. Weglänge vor der letzten Fahrt
WL_j	Die Weglänge einer einzelnen Fahrt aus dem Mikrofahrzyklus
Δt	Zeitliche Auflösung des Ladeintervalls (15 Minuten)
ΔSOC_f	Differenz des Ladezustandes bei der Fahrt in kWh
ΔSOC_{Rek}	durch Rekuperation zurückgespeiste Energie in kWh
$\alpha(i)$	Korrektur abhängig von der Stromstärke
$\beta(T)$	Korrektur abhängig von der Temperatur
θ_h	Heißpunkttemperatur in °C
$\theta_{h,R}$	Referenz-Heißpunkt-Temperatur in °C
κ_P, κ_Q	Exponenten zur Beschreibung der stationären Leistungsaufnahme der Wirk- und Blindlast
κ_v	Exponent je nach Typ des Verbrauchers
ρ_L	Luftdichte in kg/m ³
σ_t, μ_t	Parameter der LL-Verteilung, abhängig von Tageszeit, Tagestyp und Jahreszeit
v_F	Fahrzeuggeschwindigkeit in m/s
v_W	Windgeschwindigkeit in m/s
$\dot{\omega}_r$	Winkelbeschleunigung in rad s ⁻²

Abkürzungen

Abb.	Abbildung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEV	rein elektrisches Elektrofahrzeug
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung

DG	Durchdringungsrate der Elektrofahrzeuge in %
DIN	Deutsches Institut für Normung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IQR	Interquartilsabstand
IUa-Verfahren	konstant-Strom-konstant-Spannung-Verfahren
KS-Test	Kolmogorow-Smirnow-Test
KVS	Kabelverteilerschränke, Kabelverteilerschrank
LL-Verteilung	Logarithmisch-Logistische Verteilung
LS	Leistungsschalter
MiD	Mobilität in Deutschland
MIV-Wege	motorisierte Individualverkehrswege
MLE	Maximum-Likelihood-Estimation
MS-Netz	Mittelspannungsnetz
NaNiCl ₂	Natrium-Nickelchlorid
NEFZ-Zyklus	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NH-Sicherungen	Niederspannungs-Hochleistungs-Sicherung
NiMH	Nickel-Metallhydrid
NS-Netz	Niederspannungsnetz
ONT	Ortsnetztransformator
OS	Oberspannung
Pb	Blei
PFC	Power Factor Correction
PHEV	Plug-In Hybridfahrzeuge
Pkw	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
p.u.	per Unit

REEV	Range Extender Elektrofahrzeug
SA	Samstag
SDL	Systemdienstleistungen
SOC	State-of-Charge
SO	Sonntag
SRL	Sekundärregelleistung
SS	Sammelschiene
TS	Trennschalter
Tsd.	Tausend
ÜNB	Übertragungsnetzbetreibern
US	Unterspannung
UW	Umspannwerk
WT	Werktag
V2G	Vehicle-to-Grid, Vehicle-to-Grid
VPE	vernetztes Polyethylen

Kurzfassung

Im Rahmen des Energiekonzepts ist das Ziel von der deutschen Bundesregierung ausgegeben worden, bis zum Jahr 2030 sechs Millionen Elektrofahrzeuge auf die Straße zu bringen. Dies stellt für die Mittel- und Niederspannungsnetze eine Herausforderung dar.

In dieser Arbeit wird der Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze eines Verteilungsnetzbetreibers in drei verschiedenen Netzgebieten untersucht: Großstadt, Kleinstadt, ländliche Gebiete.

Die unterschiedlichen repräsentativen Niederspannungsnetze werden jeweils zusammen mit übergeordneten Mittelspannungsnetzen in einem Netzberechnungsprogramm nachgebildet. Zur Nachbildung der Haushaltslasten wird ein Modell entwickelt, mit dem die Lastkurve nach Haushaltsgröße zufällig generiert werden kann.

Anhand der Statistik aus der Studie „Mobilität in Deutschland 2008“ ist ein stochastisches Modell zur Erstellung individueller täglicher Fahrzyklen entwickelt worden. Unter Berücksichtigung der möglichen Einflussfaktoren, unter anderem das Mobilitätsverhalten, der spezifische Energieverbrauch der Fahrt und der Lademöglichkeit, werden Ladekurven der mobilen Batterien modelliert. Die aggregierten mittleren Lastkurven je Fahrzeug werden für verschiedene Ladeszenarien ermittelt. Der Gleichzeitigkeitsfaktor lässt sich für das Szenario „Aufladen nur zuhause“ je nach Ladeleistung errechnen.

Für die Netzuntersuchung wird angesichts des Kaufinteresses davon ausgegangen, dass die Berufstätigen die Hauptnutzer der Elektrofahrzeuge bis zu einer 50 % Durchdringungsrate darstellen. Durch eine realitätsbezogene, probabilistische Zuordnung der Elektrofahrzeuge an die Netzanschlüsse im Niederspannungsnetz, wird mit Hilfe von Lastfluss- und Zuverlässigkeitsberechnungen untersucht, wo die potentiellen Schwachstellen der jeweiligen Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze liegen. Mit Hilfe eines Kosten-Nutzen-Vergleichs lässt sich eine optimale Kombination der direkten Netzverstärkungsmaßnahmen in Bezug auf eine Verringerung der mittleren Nichtverfügbarkeit feststellen.

Darüber hinaus wird die Einsatzmöglichkeit der Batterien als Speicher zur Bereitstellung der Regelenenergie und zum Ausgleich von PV-Prognosefehlern untersucht. Ferner wird die Lebensdauer der Batterie mit Hilfe eines Alterungsmodells im Falle mit und ohne Beitrag zur Systemdienstleistung abgeschätzt.

Abstract

Within the framework of the energy concept, the German Federal Government's goal is to bring six million electric vehicles on the road by 2030. This presents a challenge to the medium and low voltage networks.

This work examines the influence of private electric vehicles on medium and low voltage networks of a distribution network operator in three different network areas: urban, small town, and rural areas.

The various representative low-voltage networks are modeled together with superordinate medium-voltage networks in the network calculation program respectively. One model is developed to simulate household loads, which can be used to generate the load curve according to household size randomly.

On the basis of the statistics of the study "Mobility in Germany 2008", one stochastic model was built for the development of the individual daily driving cycles. Considering the influencing factors, among other mobility characteristics, specific energy consumption of each trip, charging options, the load curves of mobile batteries are modeled. The aggregated mean load curves per electric vehicle are determined for different load scenarios. The simultaneity factor depending on the charging power can be calculated in case of the charging scenario "charging at home".

In view of the purchase interest, the network investigation is based on the assumption that the employees are the main users of the electric vehicles with a penetration rate of up to 50%. Through reality-related probabilistic assignment of electric vehicles to grid connections in the low-voltage network, it is objectively examined by load flow and reliability calculations, where are the potential weak points of the respective medium-voltage and low-voltage networks. An optimal combination of direct reinforcement measures to reduce the average non-availability can be established by the cost-benefit comparison.

In addition, the application of batteries for providing secondary control energy and balancing photovoltaic forecast errors are investigated. Furthermore, the life expectancy of the battery has been estimated using an aging model in case with and without contribution to the grid service.

1 Einleitung

1.1 Motivation der Arbeit

Zur Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und damit zu Einsparungen beim CO₂-Ausstoß, der im direkten Zusammenhang mit dem Klimawandel steht, gewinnen Elektrofahrzeuge im Zuge der Energiewende in Deutschland immer mehr an Interesse. Die Bundesregierung strebt in ihrem „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“ an, bis 2020 eine Million und bis 2030 sechs Millionen Elektrofahrzeuge auf die deutschen Straßen zu bringen. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung soll bis 2020 zudem mindestens 35 Prozent und bis zum Jahr 2050 auf rund 80 Prozent ansteigen [1]. Werden die Batterien der Elektrofahrzeuge mit Energie aus erneuerbaren Ressourcen aufgeladen, wird eine vollständig emissionsfreie Mobilität gewährleistet.

Hinsichtlich der Reichweite sowie der Batteriekosten sind Elektrofahrzeuge aktuell noch nicht konkurrenzfähig gegenüber herkömmlich angetriebenen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor. Doch durch den ständig steigenden Fortschritt in der Batterieentwicklung mit Lithium-Ionen-Technologie ist mit einer zunehmenden Verbreitung von Elektrofahrzeugen zu rechnen. Außerdem zeigen die Automobilhersteller ein großes Interesse in Lösungen zur Elektromobilität zu investieren, damit in naher Zukunft mit der Serienfertigung von Elektrofahrzeugen begonnen werden kann. Zu den technischen Herausforderungen der Automobilhersteller zählen neben dem Elektrofahrzeug selbst die Entwicklung von Konzepten für die Ladeinfrastruktur bzw. die Anbindung an die Verteilnetze. Dies umfasst insbesondere die Entwicklung der Leistungselektronik, des elektrischen Antriebs sowie Systeme zur Verbrauchserfassung und zum Speichermanagement.

Aufgrund der Tauglichkeit für tägliche Berufswege und des hohen Preisniveaus werden nach der Prognose [2] die Berufstätigen als private Besitzer zuerst die Kaufentscheidung für ein Elektrofahrzeug treffen. Bevor eine flächendeckende Ladeinfrastruktur realisiert wird, lässt sich die Batterie größtenteils nur zuhause oder möglicherweise auch bei der Arbeitsstelle im Niederspannungsnetz mit einer netzbedingten Ladeleistung aufladen, was unter Umständen das Mobilitätsverhalten der Fahrer beeinflussen kann.

Im Falle der Aufladung direkt nach der Ankunft zuhause überlagert die Ladekurve oftmals die bereits vorhandene Lastspitze von Privathaushalten in den Abendstunden. Hierbei stellt die Elektromobilität eine Herausforderung vor allem für die elektrischen Verteilungsnetze dar, da

eine steigende Anzahl von Elektrofahrzeugen zur Netzüberlastung führen bzw. eine Wirkung zu Lasten der Versorgungssicherheit zur Folge haben kann. Demzufolge ist es notwendig, potentielle Schwachstellen der bestehenden Verteilungsnetze zu identifizieren, und gegebenenfalls notwendige Netzverstärkungsmaßnahmen zu ergreifen.

Andererseits bietet eine intelligente Integration ins Netz jedoch neuartige Nutzungsmöglichkeiten. Sofern ein gesteuerter Ladevorgang ermöglicht wird, lassen sich verschiedene strategische Ladekonzepte entwickeln [3], [4], [5], beispielsweise kann das Aufladen erst dann erfolgen, wenn überschüssige erneuerbare Energie im Netz vorhanden ist oder für den Fall, dass der Energiepreis niedriger ist.

Dies kann sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Besitzer eines Elektrofahrzeugs Vorteile haben. Einerseits können Batterien als dezentrale Speicher für die überschüssige Energie zu Starkwindzeiten oder zu den Mittagsstunden bei hoher PV-Erzeugung zum Einsatz kommen, so dass die Netze zu diesen Zeiten weniger stark ausgelastet werden. Andererseits können die Fahrzeugbesitzer auch bei der Bereitstellung ihres Elektrofahrzeugs profitieren.

Ein sehr vielversprechendes Konzept, das sich der Bereiche Elektromobilität und regenerativer Energiezeugung bedient, ist unter dem Begriff „Vehicle-to-Grid“ (V2G) zusammenzufassen. Grundidee dahinter ist, dass langfristig an das Niederspannungsnetz angeschlossene Elektrofahrzeuge in Funktion von Speichern oder Generatoren, V2G-Dienstleistungen anbieten, wie etwa die Lieferung von Regelleistung oder Energie zu Spitzenlastzeiten. Doch bedarf es technischer Voraussetzungen, wie beispielsweise eine bidirektionale Netzverbindung sowie eine intelligente Ladesteuerung mit Kommunikationsschnittstelle. Darüber hinaus erhöht sich in gewissem Umfang die Batterieabnutzung, wodurch die Lebensdauer der Batterie dementsprechend beeinträchtigt wird.

1.2 Stand der Technik

Seit Bekanntgabe des *Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität* der deutschen Bundesregierung aus dem Jahr 2009 [6], sind diverse Untersuchungen bezüglich der Auswirkung der Elektrofahrzeuge auf Verteilungsnetze durchgeführt worden [7], [8], [9]. Basierend auf der Mobilitätsstudie [10] wird eine Methode zur Nachbildung des Mobilitätsverhaltens in [8] vorgestellt. Bereits existierende Arbeiten sind im Rahmen der Auswirkungen von Elektrofahrzeugen entweder auf das Standardreferenznetz oder ausschließlich auf ein einziges Niederspannungsnetz eingegangen. Bei [9] werden nur Standardlastprofile für die Haushaltslasten verwendet.

Im Rahmen dieser Arbeit werden vielfältige reale Niederspannungsnetze zusammen mit kompletten übergeordneten Mittelspannungsnetzen in verschiedenen Regionen nachgebildet und die gewonnenen Simulationsergebnisse umfangreich ausgewertet. Bei der Nachbildung des Mobilitätsverhaltens werden einerseits die tempoabhängigen Fahrzeiten und andererseits die Weglängen der letzten Fahrten eines Fahrzyklus näher in Betracht gezogen. Zudem werden die Fahrzyklen für die Aus- und Einpendler aus verschiedenen Regionen modelliert, damit das städtische Mittelspannungsnetz für das Szenario „Aufladen zuhause und bei der Arbeitsstelle“ entsprechend geprüft werden kann.

Zur Nachbildung der Haushaltslasten wird ein Modell gemäß den vom Smart-Meter erfassten Messdaten entwickelt. Durch eine realitätsbezogene, probabilistische Zuordnung der Elektrofahrzeuge an die Netzanschlüsse werden zum einen die technischen potentiellen Schwachstellen der Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze identifiziert und zum anderen die möglichen direkten Netzverstärkungsmaßnahmen näher betrachtet.

Die in der Arbeit gewonnenen Erkenntnisse können als allgemeine Beurteilung und Hinweise für die Netzentwicklung hinsichtlich der Elektrofahrzeuge im Niederspannungsnetz je nach Region gelten, bevor im Einzelfall mit der vorgestellten Herangehensweise das Niederspannungsnetz objektiv und individuell geprüft wird.

1.3 Zielsetzung der Arbeit

Im Rahmen eines Unterauftrages des vom BMBF geförderten Projekts wurde die Forschung durchgeführt. Hauptziel dieser Arbeit ist die Prüfung, in wie weit die bereits bestehenden Verteilungsnetze in verschiedenen Regionen Süddeutschlands Elektrofahrzeuge als hinzukommende Lasten verkraften können. Dafür werden reale Verteilungsnetze und die dazu gehörigen unterschiedlichen Netzlasten nachgebildet. Daneben wird das Mobilitätsverhalten der verschiedenen Nutzergruppen analysiert und modelliert, so dass sich die Lastkurven der Batterie abhängig von dem Mobilitätsverhalten der Fahrzeugnutzer und den Lademöglichkeiten individuell ermitteln lassen. Aus technischer Sicht wird also die Auswirkung der Elektrofahrzeuge auf die verschiedenen Mittel- und Niederspannungsnetze näher betrachtet.

Des Weiteren wird die Einsatzmöglichkeit der Batterien von Elektrofahrzeugen zur Bereitstellung der Regelenergie und zum Ausgleich von Prognosefehlern in Bezug auf die Stromerzeugung von Photovoltaik-Anlagen untersucht. Dabei sind die zeitlich verfügbaren Speicherkapazitäten der an Systemdienstleistung beteiligten Elektrofahrzeuge und die daraus resultierende

ersparte Regelenergie zu ermitteln. Ferner soll die Lebensdauer der Batterie mit Hilfe eines Alterungsmodells jeweils mit und ohne Beitrag zur Systemdienstleistung abgeschätzt werden.

1.4 Aufbau der Arbeit

Um den Zielen der vorliegenden Arbeit gerecht zu werden, gliedert sich die Arbeit inhaltlich wie folgt:

In Kapitel 2 werden die Grundlagen zum Untersuchungsvorhaben dargestellt. Dabei werden der Aufbau der Mittel- und Niederspannungsnetze und die Modellierung der unterschiedlichen Netzlasten präsentiert. Der spezifische Energieverbrauch wird dabei ausgehend von den Fahrzyklen ermittelt. Die Bewertungskriterien hinsichtlich der Auswirkung der Integration von Elektrofahrzeugen in das Verteilungsnetz werden abschließend erläutert.

Das Kapitel 3 geht auf die Nachbildung der Batterien als mobile Netzlasten unter Einbeziehung der Mobilität von Fahrzeugnutzern, dem Ladekonzept und der Ladeinfrastruktur ein. Der Hauptteil befasst sich zudem mit der stochastischen Modellierung des Mobilitätsverhaltens nach Regionen und Nutzergruppen. Hinsichtlich der Ladeszenarien werden die Ladekurven der Elektrofahrzeuge in ausgewählten Netzgebieten ermittelt.

In Kapitel 4 werden die Auswirkungen auf die realen Verteilungsnetze durch Lastflussberechnungen und Zuverlässigkeitsberechnungen aufgezeigt.

Das Kapitel 5 wiederum befasst sich mit der Bewertung der Einsatzmöglichkeit und der Einschätzung der Lebensdauer von Batterien.

In Kapitel 6 werden zum Abschluss alle in dieser Arbeit gewonnenen Erkenntnisse bezüglich der Auswirkung der Elektromobilität auf die Verteilungsnetze und der Einsatzmöglichkeit der Batterien von Elektrofahrzeugen zusammengefasst.

2 Grundlagen

In diesem Kapitel werden sämtliche notwendigen Grundlagen zum Untersuchungsvorhaben dargestellt. In Kapitel 2.1 werden zunächst die Grundlagen zu den Verteilungsnetzen vorgestellt, anschließend erfolgt in Kapitel 2.2 eine Einführung in die Methode zur Modellierung der Netzlasten. In Kapitel 2.3 werden dann die Elektrofahrzeuge im Sinne zukünftiger zusätzlicher Netzlasten präsentiert. Schließlich befasst sich das Kapitel 2.4 mit den Bewertungskriterien hinsichtlich der Auswirkungen der Integration von Elektrofahrzeugen in das Verteilungsnetz.

2.1 Mittel- und Niederspannungsnetz

In Zukunft soll das Aufladen der Batterie von privaten Elektrofahrzeugen meist in Niederspannungsnetzen geschehen, deshalb steht die Untersuchung der Auswirkungen auf die Verteilungsnetze im Vordergrund. Somit wird im Rahmen dieser Arbeit das zu untersuchende Stromnetz auch auf die Verteilungsnetze eingegrenzt.

Neben der Industrie sind die Haushalte, der Handel und das Gewerbe, die öffentlichen Einrichtungen und die Landwirtschaft die Hauptbezieher elektrischer Energie aus den Mittel- und Niederspannungsnetzen (10 oder 20 kV und 0,4 kV), die zusammen als Verteilungsnetze bezeichnet werden. Bei sehr hoher Lastdichte in Ballungsgebieten werden häufig auch die 60- und 110-kV-Netze als Verteilungsnetze aufgefasst. Das deutsche Stromnetz besitzt eine Stromkreislänge von rund 1,83 Millionen km, davon entfallen auf die Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) jeweils 28,1% und 65,5% [11].

Das Mittelspannungsnetz ($1 \text{ kV} < U_n \leq 60 \text{ kV}$) bezieht seine Energie wiederum aus dem vorgelagerten Hochspannungsnetz und verteilt diese an die Transformatorenanlagen des Niederspannungsnetzes. Windparks und größere Photovoltaikkraftwerke werden auch an das Mittelspannungsnetz angeschlossen.

Mittelspannungsnetze sind üblicherweise als Ringnetze ausgeführt. In ländlichen Regionen werden sie aufgrund der geringen Lastdichte und der vereinfachten Fehlerklärung häufig offen betrieben. Die elektrischen Hauptunterschiede der Netzstrukturen liegen zudem bei den Schutzkonzepten, der Fehlersicherheit und der Spannungshaltung [12].

Die Speisung des MS-Netzes erfolgt in Umspannwerken aus der nächst höheren Netzebene. Hierbei kommen Transformatoren mit Stufenschaltern zum Einsatz, die eine Anpassung der

Netzspannungen im Betrieb erlauben. Die maximale Spannung im MS-Netz tritt aufgrund der Leistungsflussrichtung zum Verbraucher an der Sammelschiene im Umspannwerk auf. Durch die lastabhängige Regelung der Sammelschienenspannung liegt die mittlere Knotenspannung im Netz möglichst nahe an der Nennspannung [13].

Die Versorgung der Niederspannungsnetze ($U_n \leq 1 \text{ kV}$), aus denen die Endverbraucher (Haushalte, Industrie, Gewerbe, etc.) versorgt werden, erfolgt über das vorgelagerte Mittelspannungsnetz. Zudem wird durch die Zunahme dezentraler Anlagen und deren Anschlusspflicht durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) immer mehr Energie in das Niederspannungsnetz eingespeist und weiter verteilt. Maßgeblich bei der Auslegung von Niederspannungsnetzen sind neben den elektrischen Randbedingungen vor allem lokale Gegebenheiten, wie etwa die Straßenführung sowie Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen [13].

2.1.1 Netzstruktur der Niederspannungsnetze

Vergleichend zum MS-Netz soll im Folgenden die Netzstruktur des NS-Netzes näher betrachtet werden. Die Ausdehnung und Struktur des Niederspannungsnetzes spiegelt meist die Siedlungsstruktur wider. So folgen Kabel im Regelfall dem Straßenverlauf, während Freileitungen über größere Distanzen den Grundstücksgrenzen folgen.

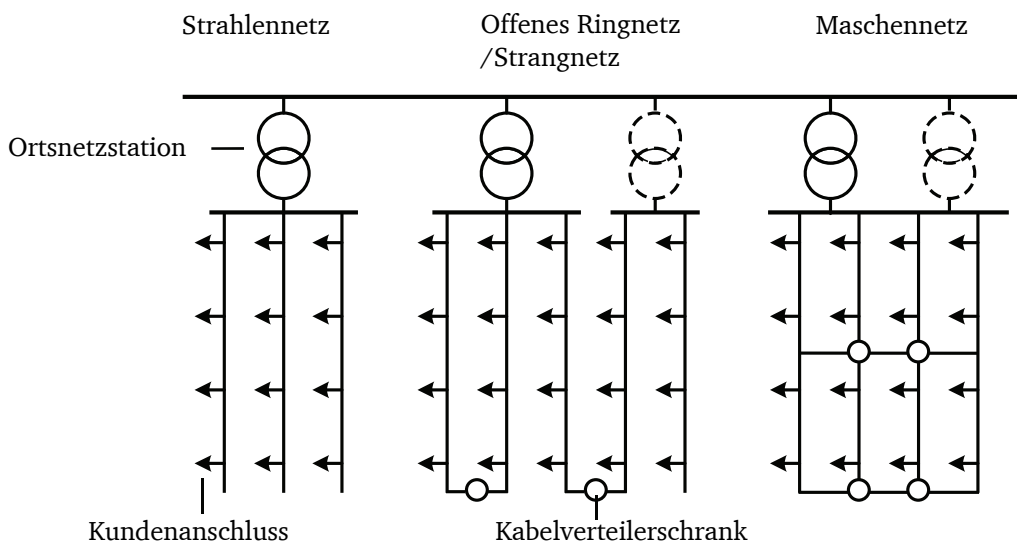


Abb. 2.1: Netzstruktur der Niederspannungsnetze [12]

Die unterschiedlichen Netzstrukturen der NS-Netze werden in Abb. 2.1 gezeigt. In ländlichen Gebieten mit geringer Nutzerdichte werden einfache Strahlennetze bevorzugt. Diese Netzstruktur zeichnet sich durch einen einfachen Aufbau, geringe Investitionskosten und eine ein-

fache Betriebsführung aus [12]. Wenn die Möglichkeit einer Kopplung von Netzstrahlen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit vorgesehen ist, so entsteht ein offenes Ringnetz.

Für städtische Gebiete werden zur Verbesserung der Spannungsqualität und der Versorgungssicherheit Maschennetze verwendet. Ein Maschennetz wird aus einer oder mehreren Netzstationen gespeist. Die Netzstrahlen sind untereinander verbunden. Die Komplexität und damit der Aufwand für die Betriebsführung sind bei dieser Variante am größten [14].

2.1.1.1 Strahlennetze

Das Strahlennetz ist sehr einfach in seinem Aufbau, die Versorgungsleitungen laufen in Strahlennetzen strahlenförmig von der Einspeisung weg. Insbesondere in deren Übersichtlichkeit und der damit verbundenen einfachen Netzplanung und Betriebsführung besteht ein wesentlicher Vorteil. Nachteilig ist allerdings, dass im Fall eines Kurzschlusses eines Strahls darauf folgende Verbraucher ausfallen und daher mit einem erhöhten Instandhaltungsaufwand zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu rechnen ist. Problematisch sind zudem auch die von der Einspeisestelle entfernungsabhängigen Spannungsfälle und die höheren Leitungsverluste.

2.1.1.2 Ringnetze

Ringnetze sind ebenfalls sehr übersichtlich und einfach aufgebaut. Falls es im Kurzschlussfall zu einer Unterbrechung des Rings kommt, können dennoch die weiteren Verbraucher versorgt werden. Der im Kurzschlussfall betroffene Teil des Rings wird hierbei herausgetrennt und die verbliebenen Verbraucher können durch das Zuschalten von Querverbindungen von dem jeweils ungestörten Strahl weiterversorgt werden. Der Vorteil der Ringnetze liegt daher in einer erhöhten Versorgungssicherheit.

2.1.1.3 Strangnetze

Als Erweiterung des Ringnetzes bieten sogenannte Strangnetze gegenüber Ringnetzen nicht nur Redundanz für Leitungsfehler, sondern auch für Ortsnetzstationsfehler und Wartungsarbeiten an Ortsnetzstationen [15], wobei die Netzlasten über benachbarte Ortsnetzstationen und Niederspannungsnetze weiter versorgt werden. Hierfür werden die von unterschiedlichen Ortsnetzstationen ausgehenden Strahlen miteinander verbunden, so wie Abb. 2.1 aufzeigt.

Strangnetze können auch offen oder geschlossen betrieben werden. Bei geschlossenem Betrieb führt der Ortsnetzstationsfehler zu keiner Versorgungsunterbrechung, da die benachbarten Ortsnetzstationen die Versorgung sofort übernehmen können. [15].

2.1.1.4 Maschennetze

Maschennetze sind im Vergleich zu Strahlennetzen und Ringnetzen komplizierter aufgebaut. Bei größeren Maschennetzen speisen mehrere Verteiltransformatoren elektrische Energie ein. Knoten und Zweige werden dadurch mehrfach versorgt, was sich zu Gunsten der Versorgungssicherheit auswirkt. Vorteile der Mehrfacheinspeisung sind u.a. eine gute Versorgungszuverlässigkeit, Spannungshaltung bzw. Spannungsqualität und geringe Leitungsverluste. Nachteilig sind insbesondere die erhöhten Investitionskosten sowie der hohe Wartungs- und Planaufwand. Mit zunehmender Lastdichte kommen verschiedene Netztopologien in der Reihenfolge Strahlennetze, Ringnetze und Maschennetze zum Einsatz [16].

2.1.2 Betriebsmittel im Niederspannungsnetz

Der typische Aufbau eines Niederspannungsnetzes ist in Abb. 2.2 dargestellt. Die Netzstation wird aus dem 20-kV bzw. 10-kV-Netz gespeist. Über eine offene Trennstelle wird das Niederspannungsnetz in Ringform betrieben. Die NH-Sicherungen (Niederspannung-Hochleistungs-Sicherung) dienen zum Schutz der Abgänge von der Niederspannungssammelschiene und sind häufig bei Abzweigen in Kabelverteilern eingesetzt. Ihre Dimensionierung muss derart erfolgen, dass der Fehlerort zuverlässig abgeschaltet werden kann [17]. Der Anschluss von NS-Kunden erfolgt über Hausanschlusskästen.

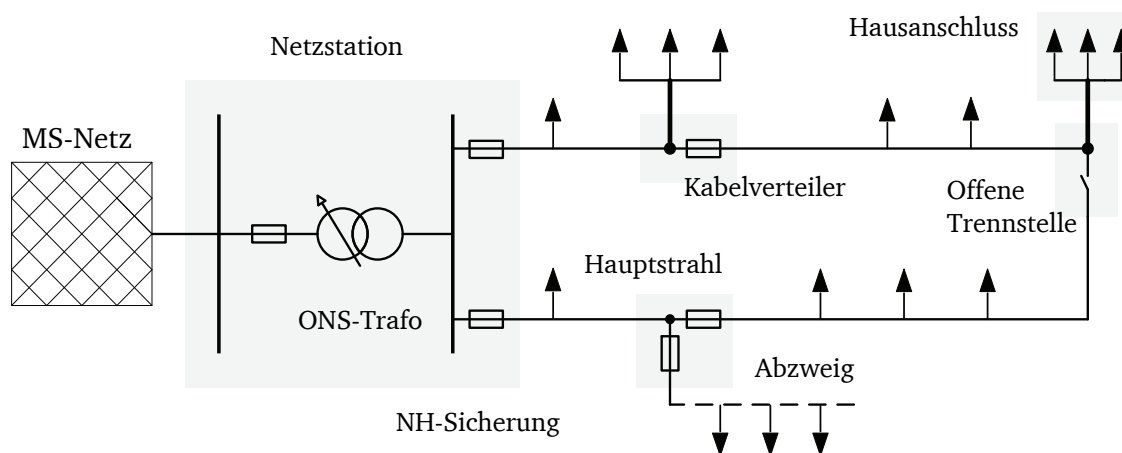


Abb. 2.2: Aufbau eines NS-Netzes [13]

Als Kurzschluss- und Überspannungsschutz in Niederspannungsnetzen werden üblicherweise NH-Sicherungslasttrennschalter verwendet. Bei einer Einspeisung in das Niederspannungsnetz ist darauf zu achten, dass durch eine Erhöhung bzw. Änderung des Kurzschlussstromes die Selektivität des Netzschutzes nicht beeinträchtigt wird [18]. Bei hoch ausgenutzten Maschen-netzen werden gegebenenfalls Schleppzeigeramperemeter am Transformator zur Kontrolle der Höchstlast installiert [13].

Zu den relevanten Betriebsmitteln in Niederspannungsnetzen gehören Leitungen, Verteilnetztransformatoren und Kabelverteilerschränke. Aufgrund wirtschaftlicher Betriebsführung entscheiden sich die Netzbetreiber zumeist für die Verwendung einheitlicher Betriebsmittel [9].

2.1.2.1 Leitungen

Die eingesetzten Leitungen in Niederspannungsnetzen können sowohl Freileitungen als auch Kabel sein. Der Einsatz von Leitungen im Niederspannungsnetz ist sehr unterschiedlich. In Stadt- und Dorfgebieten sind überwiegend Kabel verbreitet, in ländlichen Gebieten hingegen ist oftmals eine Durchmischung von Kabeln und Freileitungen anzutreffen. Wegen des geringen Betriebsaufwands werden heutzutage fast ausschließlich einheitliche Leiterquerschnitte verwendet. Überwiegend kommen in den deutschen Niederspannungsnetzen PVC-Kabel (Polyvinylchlorid) und VPE-Kabel (vernetztes Polyethylen) zum Einsatz. Diese Kabel können rund (eindräftig oder mehrdräftig) oder sektorförmig (eindräftig oder mehrdräftig) sein.

2.1.2.2 Verteilnetztransformatoren

In der Netzstation zur Speisung des Niederspannungsnetzes werden in der Regel Öl-Verteilnetztransformatoren entsprechend der DIN-42500 eingesetzt. Die Auswahl der Bemessungsleistung von Transformatoren hängt außerdem stark vom versorgten Netzgebiet ab.

Bemessungscheinleistungen im Bereich von 250 kVA bis 2000 kVA haben Verteilnetztransformatoren zur Kupplung zwischen den Mittelspannungsnetzen (10 kV oder 20 kV) und den Niederspannungsnetzen (0,4 kV) [19]. In Vorstadtnetzen werden in der Regel nur 400-kVA- und 630-kVA Transformatoren verwendet. Mit der Schaltgruppe Dyn5 sind die Sternpunkte der Verteilnetztransformatoren auf der Niederspannungsseite geerdet.

2.1.2.3 Kabelverteilerschrank

Die Kabelverteilerschränke dienen dazu, Schaltstellen in einem Niederspannungsnetz einzubauen. Im Fehlerfall trennen sie unterschiedliche Netzstrecken voneinander ab, um den Fehlerort freizuschalten und einzugrenzen, so dass ein Teil der betroffenen Kunden schnell wieder versorgt wird. Außerdem wird durch den Einsatz von Kabelverteilerschränken die Zahl der zu trennenden Anschlüsse eingegrenzt. Dies wiederum führt zu einem geringen Betriebsaufwand.

Die Schaltmöglichkeiten im Kabelverteilerschrank (KVS) werden normalerweise durch den Einsatz von Sicherungseinsätzen realisiert. Mit geeigneter Schutzstaffelung spricht jeweils die nächstliegende Sicherung an, damit nicht alle Kunden im Abgang von einer Versorgungsunterbrechung betroffen sind [15]. Somit ist der Kabelverteilerschrank ein wesentliches Element zur Beeinflussung der Zuverlässigkeit.

Die Zahl der eingesetzten Kabelverteilerschränke hängt zudem von der jeweiligen Netzstruktur ab. Im Strahlennetz erfolgt der Einsatz von Kabelverteilerschränken nur dann, wenn mehrere Netzstrahlabschnitte durch Kabelverteilerschränke miteinander verbunden werden müssen. Bei Ringnetzen wiederum wird mindestens ein Kabelverteilerschrank in der Abgangsmitte eingesetzt. Bei Maschennetzen muss in jeder Masche ein Kabelverteilerschrank eingesetzt werden, um eine flexible Schaltmöglichkeit im Netz zu haben. Die Bandbreite des Einsatzes von Kabelverteilerschränken in realen Netzen liegt je nach Versorgungsaufgabe von null bis zu fünf Kabelverteilerschränken je Abgang [15].

2.2 Modellierung der Netzlasten

Niederspannungsnetze stehen im Zuge der Energiewende vor stetig fortschreitenden Herausforderungen. Für die Planung und den Betrieb von Niederspannungsnetzen sind Lastmodelle erforderlich. In der Vergangenheit wurde außer Standardlastprofilen und der maximalen Jahreslast gemessen am Ortsnetztransformator wenig Aufmerksamkeit auf die Verhältnisse in der Niederspannungsebene gelegt [20].

Der steigende Kostendruck durch die Anreizregulierung erfordert nunmehr ein besseres Verständnis des Verbraucherverhaltens von Haushalten, das sich im Zuge der Verbreitung von Elektrofahrzeugen in gewissem Umfang noch ändern wird.

2.2.1 Stromverbrauch der Haushalte

Der jährliche Strombedarf wird wesentlich von der Wohnfläche, der Anzahl der im Haushalt lebenden Personen und dem damit im Zusammenhang stehenden Ausstattungsgrad mit elektrischen Geräten bestimmt [14], [21]. Im Allgemeinen wird die Haushaltsgröße als Hauptindikator zur Einschätzung des Energiebedarfs verwendet, da die anderen Einflussgrößen mehr oder weniger als personenzahlbezogen zu betrachten sind. Ferner weisen Wohngebäude mit ein und zwei Wohneinheiten generell eine höhere durchschnittliche Zahl von Personen je Wohneinheit auf.

Eine weitere Determinante der Energienachfrage der Haushalte ist das verfügbare Nettoeinkommen. Denn ein höheres Einkommen ermöglicht die Anschaffung weiterer Elektrogeräte, erlaubt eine großzügigere und modernere Wohnsituation usw. [22]. Jede zusätzliche Person verursacht einen zusätzlichen Energiebedarf. Dabei nimmt der Stromverbrauch pro Person im Haushalt allerdings mit steigender Haushaltsgröße kontinuierlich ab [23].

Etwa 20 % aller Haushalte verwenden zur Warmwasserbereitung hauptsächlich Strom und setzen dazu elektrisch beheizte Speicher oder Durchlauferhitzer ein. Pro Person beträgt ein durchschnittlicher Stromverbrauch alleine für Warmwasser ca. 450-550 kWh pro Jahr [24].

Die Werte für den durchschnittlichen Jahresverbrauch sind stark davon abhängig, welche elektrischen Verbraucher im Haushalt vorhanden sind und wie diese genutzt werden. Dies betrifft insbesondere die Ausstattung mit Haushaltsgroßgeräten und deren Energieeffizienz, die Art der Warmwasseraufbereitung sowie die Art des Kochens.

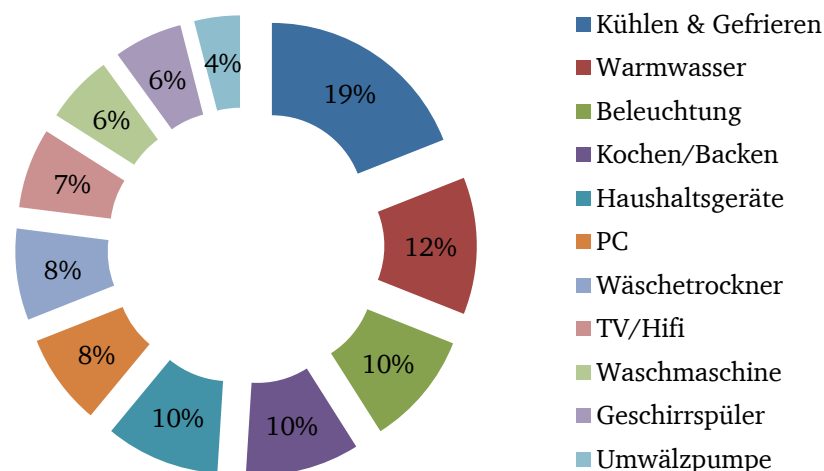


Abb. 2.3: Grundbedarf elektrischer Energie eines Haushalts [24]

In Abb. 2.3 wird die Aufteilung des Energieverbrauchs je nach Haushaltsgerät eines Beispielhaushalts dargestellt. Davon wird ca. 19 % der Energie von Kühl- und Gefriergeräten verbraucht, während 10 % der Energie für Beleuchtungen benötigt wird.

Für einzelne Haushalte kann als gesicherter Verbrauch der Stand-by-Verbrauch angenommen werden. Dieser liegt bei ca. 11 % des Jahresenergieverbrauchs [20]. Zusätzlich kann der Anteil am Energieverbrauch in Bezug auf Kühl- und Gefriergeräten von ca. 19 % ebenfalls als gesichert angesehen werden.

Ob bzw. inwieweit sich der Energiebedarf der Haushaltslasten erhöhen wird, hängt unter anderem mit der Siedlungsstruktur und der Nutzung der energieeffizienten Haushaltsgeräte zusammen. Künftig ist generell ein leichter Lastzuwachs von einzelnen Haushalten, vor allem von Haushalten mit zwei bis vier Personen, zu erwarten [22]. Jedoch kann der gesamte Energieverbrauch im Haushaltsbereich unter Umständen aufgrund der Änderung der Siedlungsstruktur und der daraus resultierenden Haushaltsstruktur nur wenig zurückgehen.

Bei der folgenden Untersuchung wird angenommen, dass sich der Energiebedarf und das Energieverbrauchsverhalten der Haushalte kaum verändern werden, solange bis der angesetzte Durchdringungsgrad von Elektrofahrzeugen zustande kommen wird.

2.2.2 Standardlastprofile

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) stellt den Energieversorgern allgemeingültige Lastprofile für typische Kundengruppen zur Verfügung, deren Jahresverbrauch unterhalb von 100.000 kWh liegt. Dadurch soll bei diesen Kunden die viertelstündige Leistungsmessung, wie das der Fall bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von über 100.000 kWh ist, vermieden werden. Somit erfolgt die Energieversorgung dieser Kunden unter Verwendung von Standardlastprofilen. Ihre Netznutzung wird jedoch nach ihrem tatsächlichen Energieverbrauch abgerechnet [25].

Der Jahresverlauf der BDEW-Standardlastprofile wird durch die Aneinanderreihung von Tagesprofilen generiert, die durch Tagesarten (Werktag, Samstag und Sonntag) und Saisonarten charakterisiert sind. Dabei sind die Definitionen der Lastperioden wie folgt definiert:

- Sommer: 15.05 -14.09 (123 Tage)
- Winter: 01.11. - 20.03 (140 Tage)
- Übergangszeit: 21.03. - 14.05 und 15.09 - 31.10 (102 Tage)

Diese jahreszeitlichen Differenzen werden mit Hilfe einer Dynamisierungsfunktion berücksichtigt. Zudem werden die Profile je nach Kundengruppen in verschiedene Profiltypen, wie in Tabelle 2.1 aufgelistet, weiter unterteilt.

Das Jahreslastprofil wird noch auf einen Jahresenergieverbrauch von 1000 kWh normiert, wobei die Summe aller viertelstündigen Leistungswerte im gesamten Jahr einen Wert von 1000 kWh ergibt.

Tabelle 2.1: Profiltyp der Standardlastprofile

Profiltyp	Kundengruppe
H ₀	Haushalt, Privatverbrauch, ggf. geringfügig gewerblicher Bedarf
G ₀	Gewerbe allgemein, Mittelwert der Gesamtgruppe
G ₁	Gewerbe, werktags 8-18 Uhr (z.B. Büros, Arztpraxen, Werkstätten, Verwaltungseinrichtungen usw.)
G ₂	Gewerbe, überwiegender Verbrauch in den Abendstunden (z.B. Abendgaststätten, Freizeiteinrichtungen, Sportvereine, Fitnessstudios, Solarien etc.)
G ₃	Gewerbe durchlaufend (Kühlhäuser, Pumpen, Gemeinschaftsanlagen, Zwangsbelüftung ...)
G ₄	Gewerbe, Läden aller Art, Friseursalons
G ₅	Gewerbe, Bäckereien mit Backstube
G ₆	Gewerbe, Wochenendbetrieb (z.B. Gaststätten, Ausflugslokale, Kinos, Sporteinrichtungen)
L ₀	Landwirtschaft allgemein, Mittelwert der Gesamtgruppe

Aufgrund des stochastischen Verhaltens eines einzelnen Haushalts ist die Genauigkeit des Profils von der Anzahl der betrachteten Einzelverbraucher abhängig. Ab einer Anzahl von ca. 400 Haushalten ist mit maximalen Abweichungen um den Ganglinienmittelwert von $\pm 10\%$ zu rechnen [20]. Bereits ab 150 Haushalten stellt sich eine Streuung der Verbraucherlasten um den Mittelwert des Profils ein und kann somit in erster Näherung verwendet werden [26]. Unterhalb einer Anzahl von 150 Haushalten muss der Verbrauch anderweitig abgeschätzt werden.

Wichtige Einflussgröße bei der Verwendung des BDEW-Standardlastprofils ist die Vorgabe eines von der Haushaltgröße abhängigen Energieverbrauchs. In städtischen Gebieten sind viele Ein- und Zweipersonen-Haushalte; im ländlichen Raum sind hingegen Ein- oder Mehr-

familienhäuser mit mehreren Personen je Haushalt vorherrschend. Somit stellt der Siedlungstyp eine wichtige Einflussgröße bei der Generierung synthetischer Lastprofile dar [20].

Demgegenüber sind die Lastverläufe der gewerblichen Lasten im Vergleich zu dem realen Lastprofil für die Haushalte nicht stark stochastisch schwankend und relativ glatt, weshalb sie mit Standardlastprofilen berücksichtigt werden können, sofern deren jährlicher Energiebedarf vorher abgeschätzt wird. Standardlastprofile können bei der Netzsimulation dabei helfen, einen groben Überblick über die Situation in einem Netz zu gewinnen [27].

2.2.3 Gleichzeitigkeitsfaktor und Spitzenlastabschätzung

Ein weiterer wesentlicher Punkt ist die Berücksichtigung von sogenannten Gleichzeitigkeitsfaktoren. Die Last in verschiedenen Abgängen und von verschiedenen Gruppen von Haushalten nimmt nicht zwingend zum gleichen Zeitpunkt ihr Lastmaximum an, wie dies durch Standardlastprofile jedoch vereinfachend angenommen wird. Um dies zu berücksichtigen, werden sie zusätzlich mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor multipliziert, der sich aus dem Quotienten des Lastmaximums aller Haushalte gemeinsam betrachtet zu der Summe der einzelnen Lastmaxima bildet, wie die Gl. (2.1) darlegt. Dieser Gleichzeitigkeitsfaktor bewegt sich immer zwischen 0 und 1.

$$g(n) = \frac{P_{\text{ges}}(n)}{n \cdot P_0} \quad (2.1)$$

Mit:

$g(n)$	Gleichzeitigkeitsfaktor abhängig von Anzahl der Verbraucher,
$P_{\text{ges}}(n)$	gesamte Leistung in kW,
P_0	max. Leistung vom einzelnen Verbraucher in kW,
n	Anzahl der Verbraucher.

Die Auslegung der Betriebsmittel zum Anschluss von Haushaltsverbrauchern erfolgt über die Abschätzung der Spitzenlast mittels des Gleichzeitigkeitsfaktors g . Dabei wird in der Regel von vollelektrifizierten Haushalten mit einer Spitzenlast von 30 kW und einem Gleichzeitigkeitsgrad g_∞ im Bereich von 0,06 bis 0,07 ausgegangen [12]. Abhängig von der Anzahl der Haushalte ergibt sich eine dimensionierungsrelevante Spitzenleistung. Bei der Spannungsfallberechnung mit dem aktiven Parameter „Gleichzeitigkeit nach Anzahl der Verbraucher eines Typs“ werden die Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit von der Anzahl der Wohnungseinheiten n_{WE} nach Gl. (2.2) berechnet [28].

$$g_v(n) = g_\infty + (1 - g_\infty) \cdot n_{WE}^{-\kappa_v} \quad (2.2)$$

Mit:

- g_v Gleichzeitigkeitsfaktor für alle Verbraucher eines Typs
- g_∞ Gleichzeitigkeit der Verbrauchergruppe bei unendlicher Anzahl
- n_{WE} Anzahl aller Verbraucher eines Typs
- κ_v Exponent je nach Typ des Verbrauchers

Für die Haushaltsgruppe mit Durchlauferhitzer werden die Anteile der Warmwasserbereitung wie folgt separat betrachtet:

$$P_{ges}(n) = n \cdot g_0(n) \cdot P_0 + n \cdot g_{DH}(n) \cdot P_{DH} \quad (2.3)$$

Mit:

- $g_0(n)$ Gleichzeitigkeitsfaktor abhängig von Anzahl der Verbraucher
- $P_{ges}(n)$ Gesamte Leistung aller Verbraucher in kW
- P_0 Maximale Leistung vom einzelnen Verbraucher in kW
- n Anzahl der Verbraucher
- $g_{DH}(n)$ Gleichzeitigkeitsfaktor bzgl. Durchlauferhitzer
- P_{DH} Nennleistung des Durchlauferhitzers in kW

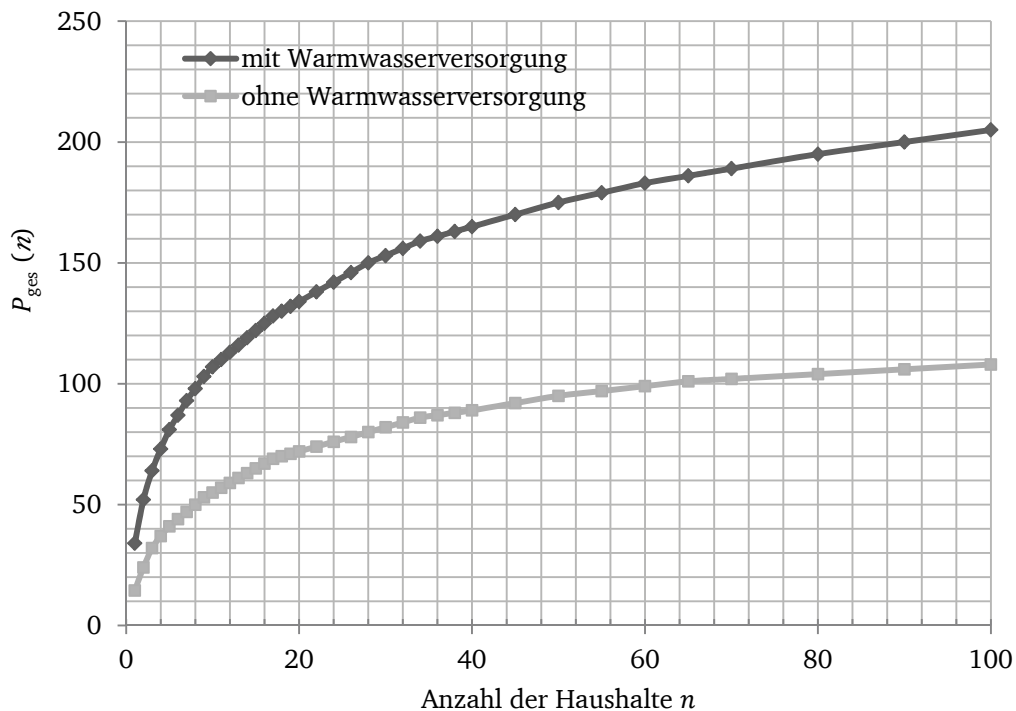


Abb. 2.4: Bemessungsgrundlage für 5-adrige Hauptleitungen (3L, N, PE) in Wohngebäuden ohne und mit Elektroheizung [29]

Unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors wird zur Dimensionierung der zu verlegenden Leitungen die Spitzenlast der Haushalte (bis 100) jeweils mit und ohne Warmwasserbereitung in DIN 18015 angegeben. Dementsprechend zeigt Abb. 2.4 die Abhängigkeit der Spitzenlasten von der Anzahl der Haushalte. Bei 100 Haushalten liegt die Spitzenlast jeweils bei 100 kW (ohne Warmwasserversorgung) im Gegensatz zu 200 kW (mit Warmwasserversorgung).

2.2.4 Methode zur Modellierung von Haushaltslasten

Zur Modellierung des Energieverbrauchverhaltens eines einzelnen Haushalts werden normalerweise folgende zwei Konzepte betrachtet:

- Synthetisches Profil (Bottom-Up) und
- analytisches Profil (Top-Down).

Beim „Bottom-Up“-Ansatz werden zunächst die Besitz- bzw. Benutzungswahrscheinlichkeit der Haushaltsgeräte je nach Tageszeit und Tagestyp (Werktag, Samstag, Sonntag) festgestellt. Durch die Auswahl des Einschaltzeitpunkts und der Einsatzdauer wird die Lastkurve des einzelnen Geräts ermittelt. Mittels der Aufsummierung der Lastkurven aller Haushaltsgeräte ergibt sich dann die Lastganglinie eines Haushalts im Laufe des Tages.

Der große Vorteil dieser Vorgehensweise liegt darin, dass nicht auf vorgefertigte Lastgänge für Haushalte, wie etwa das BDEW-Standardlastprofil zurückgegriffen werden muss, die lediglich stochastisch variiert werden. Zur Erstellung von probabilistischen Lastgängen für die Verbraucherklassen sind grundlegende Kenntnisse über deren statistisches Nutzungsverhalten unabdingbar. Aufgrund unterschiedlicher Installationswahrscheinlichkeiten für elektrische Geräte zum Kochen und zur Warmwasseraufbereitung muss zwischen Haushalten mit und ohne Gasanschluss unterschieden werden.

Im Gegensatz zum Bottom-Up-Ansatz werden beim Top-Down-Ansatz zunächst umfangreiche Verbrauchsmessungen bei einer Vielzahl von verschiedenen Verbrauchern durchgeführt. Auf Basis dieser Messdaten werden zunächst die Haushalte je nach jährlichem Stromverbrauch klassifiziert. Durch die Analyse des gemessenen zeitlichen Verhaltens des Stromverbrauchs wird ein Modell zur Generierung einer stochastischen Lastkurve je nach Jahreszeit, bzw. Tagestyp erstellt. In der vorliegenden Arbeit werden die Lastkurven unterschiedlicher Haushaltslasten anhand des Top-Down-Ansatzes nachgebildet und in Kap. 4 eingehend beschrieben.

2.2.5 Spannungsabhängigkeit

Die bei Leistungsflussberechnungen an den einzelnen Knotenpunkten auftretenden Belastungen setzen sich meist aus einer Vielzahl von Einzelverbrauchern zusammen, wie z.B. Beleuchtungseinrichtungen, Elektroherde, usw. Die aufgenommenen Wirk- und Blindleistungen dieser Einzelverbraucher sind in unterschiedlicher Weise von der Spannung der einzelnen Netzknoten abhängig. Die Spannungsabhängigkeit der Lasten ist bei Modellierung zu berücksichtigen, da sie bei dem Lastfluss einen Selbstregeleffekt impliziert [26].

Die Frequenzabhängigkeit ist bei der statischen Lastmodellierung der Haushaltslasten vernachlässigbar, somit lässt sich näherungsweise die Spannungsabhängigkeit der Lasten in dem Bereich zwischen 80 % und 120 % der Nennspannung durch ein exponentielles Modell wie folgt nachbilden [14]:

$$P(U) = P_r \cdot \left(\frac{U}{U_n}\right)^{\kappa_P} \quad (2.4)$$

$$Q(U) = Q_r \cdot \left(\frac{U}{U_n}\right)^{\kappa_Q} \quad (2.5)$$

Mit:

U Knotenspannung in V

U_n Netznennspannung in V

$P(U)$ von der Last stationär aufgenommene Wirkleistung in W

$Q(U)$ von der Last stationär aufgenommene Blindleistung in Var

P_r, Q_r Wirk-bzw. Blindleistung im Bemessungsbetrieb in W und Var

κ_P, κ_Q Exponenten zur Beschreibung der stationären Leistungsaufnahme der Wirk- und Blindlast, dimensionslos

Typische Wertebereiche für die Parameter sind in [30] für verschiedene Verbrauchergruppen ermittelt worden und in der Tabelle 2.2 aufgeführt:

Tabelle 2.2: Typische Werte für die Spannungsabhängigkeit von Lasten

Verbrauchergruppe	κ_P	κ_Q
Haushalte	0,7 bis 1,3	2,0 bis 4,4
Gewerbebetriebe	1,0 bis 1,5	2,0 bis 3,9
Industrie / Landwirtschaft	0,1 bis 0,6	2,0 bis 6,0

Mit der Wahl der Exponenten κ_P und κ_Q kann erreicht werden, dass sich Belastungen wie konstante Leistungen, konstante Ströme oder konstante Impedanzen verhalten. Maßgeblich für die Auswahl der Komponenten ist neben der Zusammensetzung der Last auch der Spannungsbereich.

Dank der leistungselektronischen Steuerung von PV-Modulen bzw. dem Ladegerät der Elektrofahrzeuge werden die PV-Einspeisung und die Batterie als Elemente mit konstanter Leistung behandelt. Somit werden sie später im Gegensatz zur klassischen Haushaltslast unabhängig von der tatsächlichen Knotenspannung modelliert.

Das Spannungsabhängigkeitsmodell (exponentielles Modell mit konstanten Koeffizienten) wird in den nächsten Simulationen verwendet. Für das gesamte Verbraucherkollektiv werden zudem konstante Werte von $\kappa_P = 1,2$ und $\kappa_Q = 2,5$ angesetzt.

Ein weiteres Merkmal bei der Nachbildung der Haushaltslasten ist der Leistungsfaktor der Haushaltsgeräte. Thermische Haushaltsgeräte haben zumeist einen hohen Leistungsfaktor ($\cos \varphi > 0,95$). Demgegenüber ist bei Haushaltskleingeräten wie Computer mit einem Leistungsfaktor zwischen 0,5 und 0,85 zu rechnen [14].

2.3 Elektromobilität

Das Thema Elektromobilität hat in den letzten Jahren eine Wiederbelebung erfahren. Als Treiber dieses Auflebens sind vornehmlich die folgenden drei Faktoren zu benennen:

- Die bereits umgesetzten und für die Zukunft geplanten Maßnahmen zur Erreichung vereinbarter Klimaschutzziele,
- die drohende Ressourcenknappheit fossiler Brennstoffe sowie steigende Kraftstoffpreise und
- nicht zuletzt technologische Fortschritte, welche die Technologie von Elektrofahrzeugen alltagstauglicher machten und eine Senkung der Produktionskosten herbeiführten.

Hierbei sind zum einen Fortschritte im automobilen Leichtbau durch neue und leichtere Verbundwerkstoffe, im Bereich der Leistungselektronik und des Batteriemangements sowie vor allem in der für die Elektromobilität wichtigen und kritischen Batterietechnologie zu nennen. Heutige Elektrofahrzeuge erzielen bereits Reichweiten, die von einem Großteil der Personen durchschnittlich am Tag zurückgelegt werden.

Von den momentan knapp 43,5 Millionen zugelassenen Fahrzeugen in Deutschland sind ca. 34.000 Elektrofahrzeuge vorhanden [31]. Dies entspricht einem Anteil an der Gesamtheit der in Deutschland zugelassenen Fahrzeuge von deutlich unter einem Prozent und ist damit immer noch verhältnismäßig sehr gering. Mit dem „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“ aus dem Jahr 2009 jedoch hat die Bundesregierung ihre Förderstrategie für die Elektromobilität in Deutschland vorgestellt und bekräftigt. Bis zum Jahr 2020 sollen eine Million und bis 2030 sechs Millionen Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen bewegt werden. Grundsätzlich besteht ein erhebliches Akzeptanzpotential für Elektrofahrzeugkonzepte. Wichtige Einflussfaktoren auf die Größe des Potentials sind die Verbrauchs- und Anschaffungskosten [32].

2.3.1 Elektrofahrzeuge

Im Kontext des „Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität“ wird der Begriff der Elektromobilität auf Personenkraftwagen, leichte Nutzfahrzeuge, Zweiräder (Elektroroller, Elektrofahrräder) und Leichtfahrzeuge bezogen. Im Vergleich zu dem konventionellen Fahrzeug wird ein Elektrofahrzeug durch einen elektrischen Motor betrieben, der anhand einer Batterie versorgt wird. Dabei unterscheiden sich drei elektrische Fahrzeugtypen voneinander: Range Extender Elektrofahrzeug (REEV), Plug-In Hybridfahrzeuge (PHEV), rein elektrisches Elektrofahrzeug (BEV).

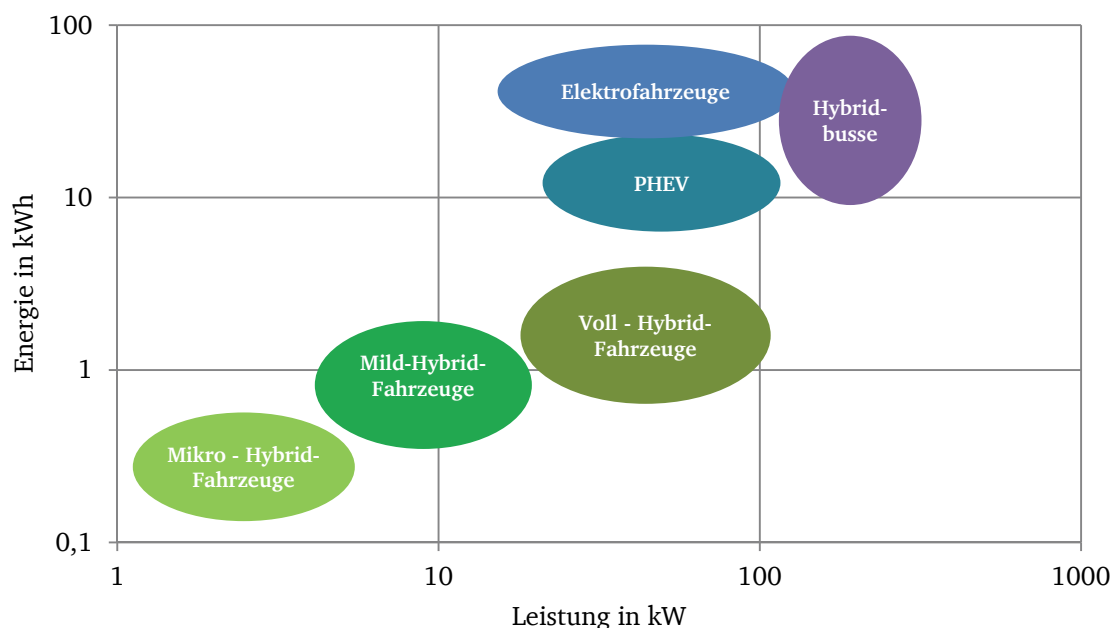


Abb. 2.5: Einordnung der elektrischen Fahrzeugkonzepte hinsichtlich der benötigten Batterieleistung und -kapazität [33]

Bei Elektrofahrzeugen kommen häufig Hochenergiebatterien zum Einsatz, um eine möglichst hohe Reichweite bei möglichst geringem Batterievolumen und -gewicht zu ermöglichen. Abb. 2.5 ordnet die verschiedenen elektrischen Fahrzeugkonzepte hinsichtlich der benötigten verfügbaren Batterieleistung und -kapazität ein.

Im Falle von Elektrofahrzeugen liegt die erwünschte Leistung im Bereich von 10 kW bis 100 kW und die Batteriegröße hingegen im Bereich von 15 kWh bis ca. 90 kWh. Die wichtigsten, für reine Elektrofahrzeuge erfolgsbestimmenden Parameter des Batteriespeichers sind dessen Energiedichte und Leistungsdichte, da sie für eine vorgegebene Reichweite das Bauvolumen und das Gewicht der Batterie bestimmen. Die verwendeten Lithium-Ionen Zellen sind deshalb im Gegensatz zum Hybridfahrzeug speziell auf hohen Energieinhalt optimiert [34].

2.3.1.1 Potential für Elektrofahrzeuge

Anhand des aktuellen Pkw-Bestands kann das Potential für Elektrofahrzeuge abgeleitet werden. Dabei kann theoretisch eine Unterscheidung in vier Stufen erfolgen, wie die Abb. 2.6 veranschaulicht.

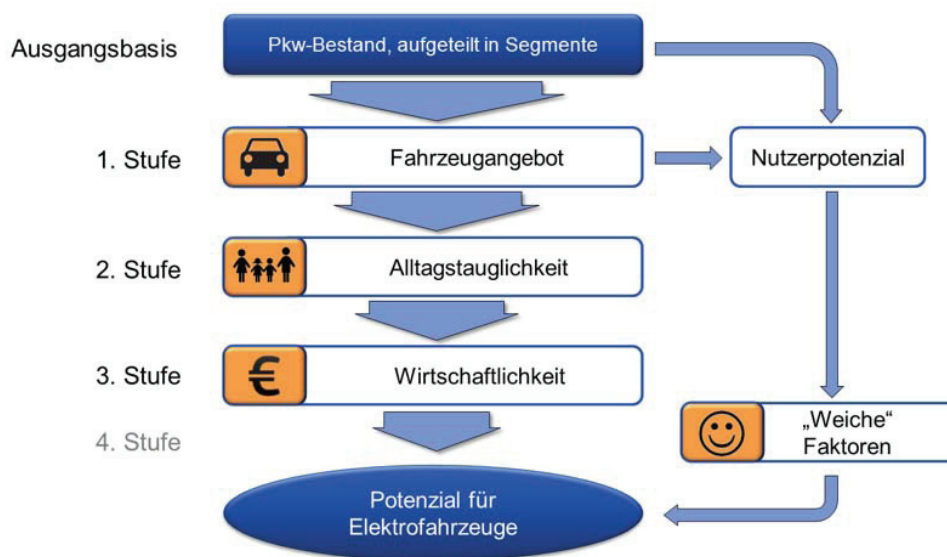


Abb. 2.6: Marktaktivierung der Elektrofahrzeuge [35]

1. Stufe Fahrzeugangebot: Sofern die Fahrleistung der Elektrofahrzeuge mit den zu ersetzenden konventionellen Fahrzeugen vergleichbar ist, können sie zuerst auf dem Markt angeboten werden.
2. Stufe Alltagstauglichkeit: Anschließend stellt sich grundsätzlich bei der Anschaffung eines Elektrofahrzeugs gegenüber einem konventionellen Automobil unter anderem

die Frage, inwieweit die Nutzungstauglichkeit für die Fahrer durch eine geringere Reichweite und die damit verbundene Ladehäufigkeit und Ladezeit eingeschränkt wird.

3. Stufe Wirtschaftlichkeit: Bei dieser Stufe spielt die wirtschaftliche Betrachtung eine wesentliche Rolle. Dazu zählen beispielsweise Batterieanschaffungs- sowie Wartungskosten und Steuern usw. Abb. 2.7 zeigt die Prognosen für die Entwicklung der Batteriekosten auf. Generell sollten sich in der Zukunft die Anschaffungskosten reduzieren, so können sie optimistisch auf 200 €/kWh im Jahr 2020 sinken.

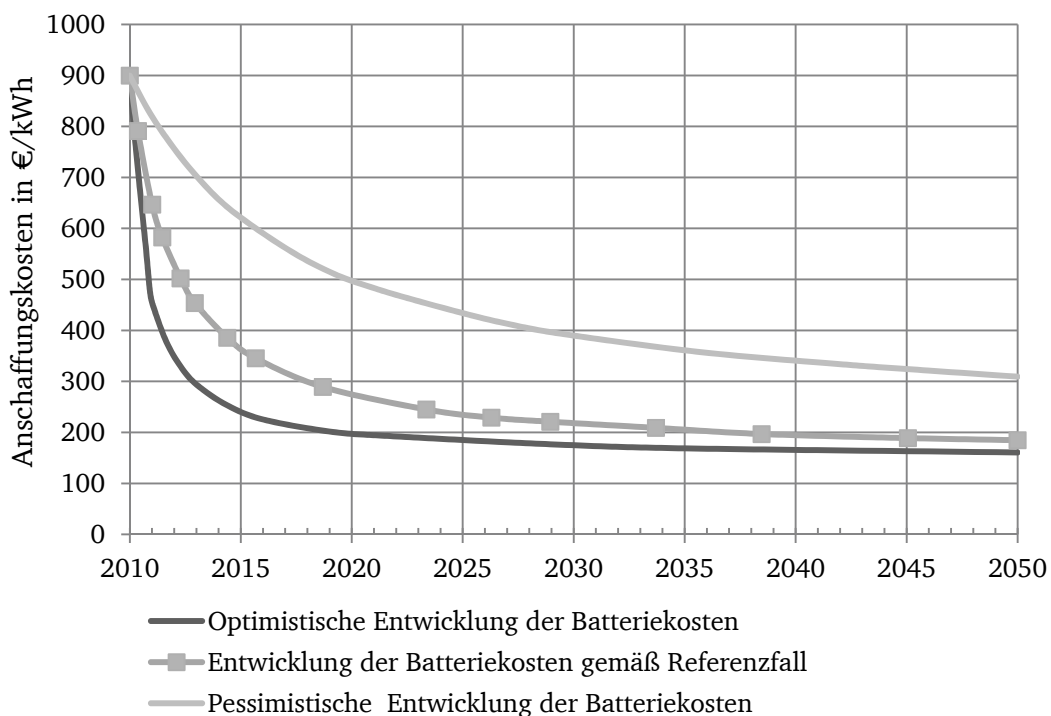


Abb. 2.7: Entwicklung der Batteriekosten [36]

4. Stufe Weiche Faktoren: Neben den rationalen Faktoren haben auch weitere, nur schwer erfassbare „emotionale Kriterien“ Einfluss auf die Kaufentscheidung. Berücksichtigt wird hiermit das Potential an Verbrauchern, die technikbegeistert, umwelt- oder trendorientiert sind.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass im Privatkundenbereich eine generelle Bereitschaft zum Kauf von Elektrofahrzeugen vorhanden ist. Ob das Elektrofahrzeug in Zukunft weiter eine hohe Durchdringung erzielen wird, hängt unter anderem von den Fortschritten der Batterietechnologie und der Absenkung der Batteriekosten ab. Ferner wird in [37] erläutert, dass bei hohen Batteriekosten von 400 €/kWh der maximale Marktanteil unter Einbeziehung dichter Ladeinfrastruktur und Batteriegröße einen Wert von ca. 15 % erzielt, wäh-

rend er bei einer Batteriekapazität von 12 kWh mit sinkenden Batteriekosten von 200 €/kWh auf 40 % steigt.

2.3.1.2 Potentielle Nutzergruppe

Die ersten Kundengruppen von Elektrofahrzeugen haben letztendlich vergleichbare Bedürfnisse und Anforderungen an konventionelle Fahrzeuge. Sie sind in der Regel bereit, Geld auszugeben, wenn die Leistung ihren Anforderungen entspricht, wobei vor allem im Privatkundenbereich der wahrgenommene Nutzen dabei höchst subjektiv bewertet wird [38]. Laut [2] könnten sich in der Aktivierungsphase von Elektrofahrzeugen Erwerbstätige im Alter von ca. 40 Jahren zuerst ein Elektrofahrzeug zulegen.

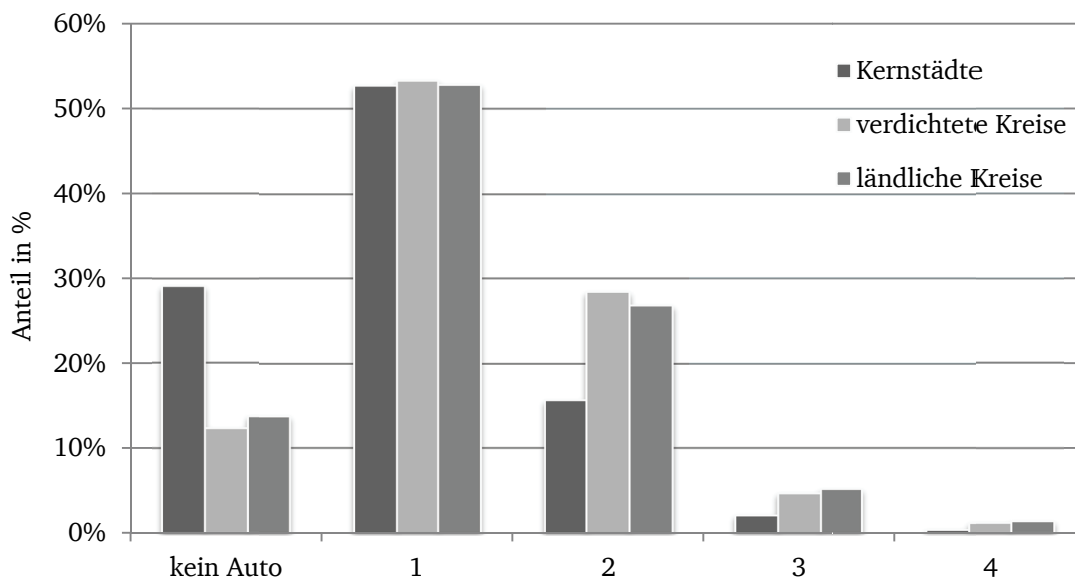


Abb. 2.8: Fahrzeugstruktur je nach Haushalt

Bei den einzelnen Haushaltstypen wird ferner nach der Verfügbarkeit von Fahrzeugen differenziert. Anhand von Mobilitäts-Studien (Mobilität in Deutschland 2008) wird eine Verteilung der Anzahl der Automobile eines Haushalts je nach Region in der Abb. 2.8 dargestellt [10]. Etwa 50 % sämtlicher Haushalte besitzen lediglich einen Wagen, wohingegen knapp 30 % der Haushalte in der Kernstadt über kein Automobil aufgrund guter Verkehrsinfrastruktur und weniger Parkplätze verfügen.

Hinsichtlich der Begründung für das Fehlen eines Automobils, wie in der Abb. 2.9 geschildert, ist außer den (aus ökologischen Gründen) bewusst auf ein Automobil verzichteten Haushalten, kaum Potential der Kunden aus Haushalten ohne Pkw zu erwarten, bevor das Elektrofahrzeug wirtschaftliche Vorteile aufweist.

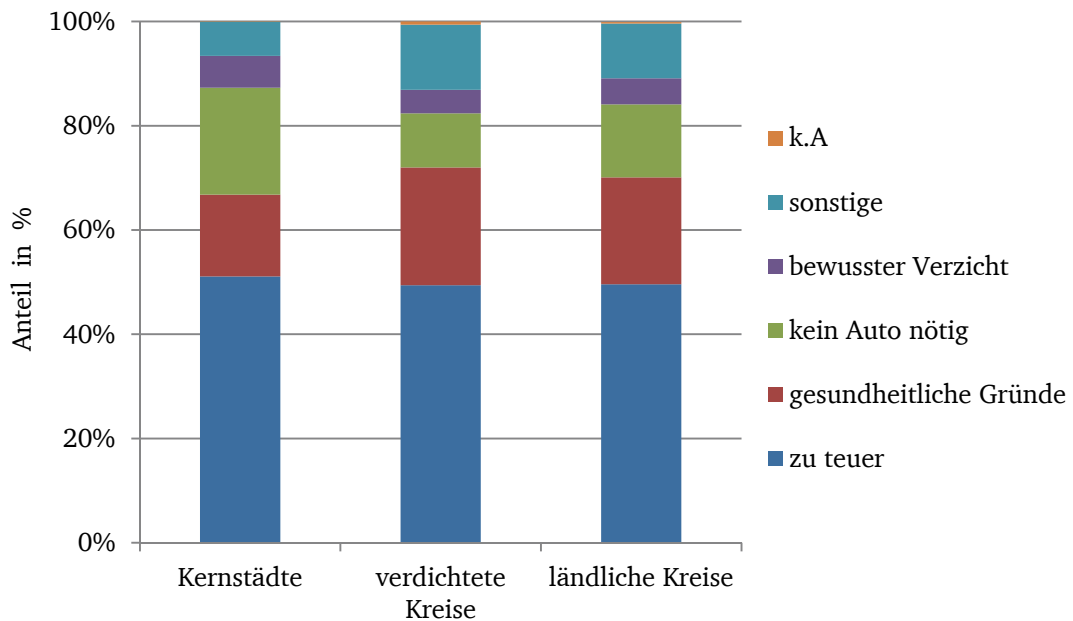


Abb. 2.9: Grund für Verzicht auf einen Pkw je nach Region

2.3.2 Lithium-Ionen-Batterien

In Elektrofahrzeugen können unterschiedliche Batterietechnologien zum Einsatz kommen. In der Vergangenheit wurden in Elektrofahrzeugen u.a. Batterien auf Basis von Bleisäure (Pb), Nickel-Metallhydrid (NiMH) und Natrium-Nickelchlorid (NaNiCl₂) eingesetzt.

Nach mehrjähriger Forschung haben sich auf dem Markt überwiegend Lithium-Ionen-Batterien durchgesetzt. Die elektrische Leistungsfähigkeit, Lebensdauer und Sicherheit hängen insbesondere von den verwendeten Materialkombinationen für die Kathode bzw. Anode ab. Durch entsprechende Materialkombinationen kann die Batterie sehr genau auf die gewünschten kundenspezifischen Anforderungen abgestimmt werden.

Die Untersuchung der Netzauswirkungen der Elektromobilität auf das Verteilnetz erfolgt aufgrund der bereits angesprochenen Vorteile auf Basis der Li-Ionen-Batterietechnologie.

2.3.2.1 Energie- und Leistungsdichte

Charakteristisch für die Unterscheidung der einzelnen Batteriesysteme ist das sogenannte Ragone-Diagramm. In Abb. 2.10 sind die Energie- und Leistungsdichten der verschiedenen Batteriesysteme angegeben. Das Optimum eines elektrischen Speichers befindet sich oben rechts.

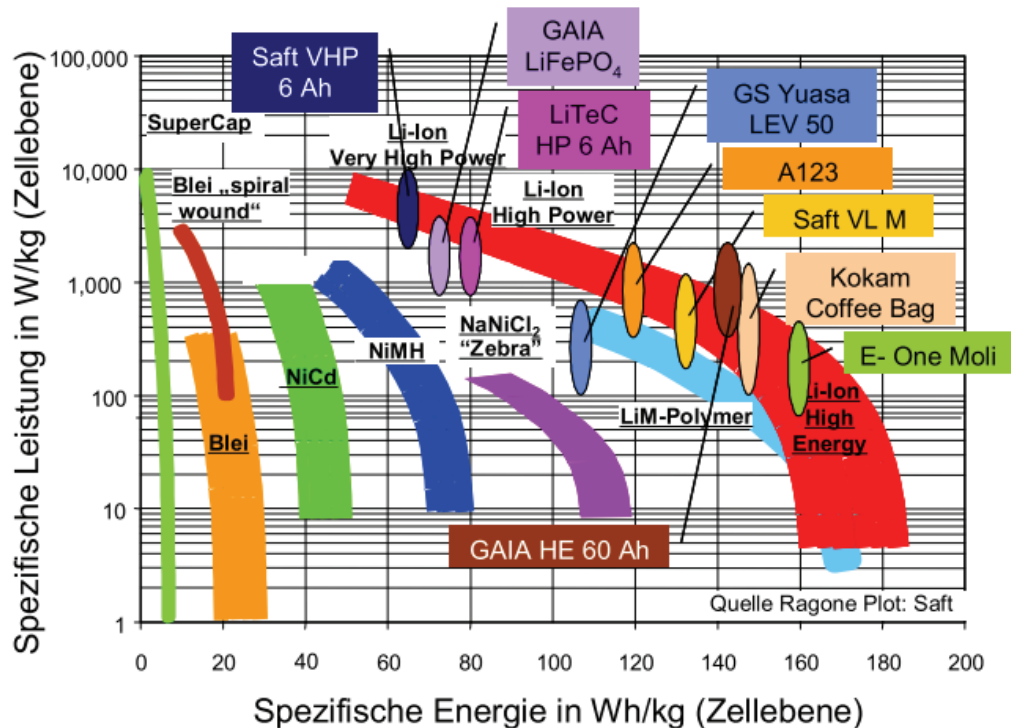


Abb. 2.10: Spezifische Leistung und Energie für verschiedene Speichertechnologien und Angabe von verschiedenen kommerziellen Lithium-Ionen-Zellen [39]

Die Vorteile der Li-Ionen-Batterien im Vergleich zu anderen Batteriesystemen bestehen in der hohen Energie- und Leistungsdichte, der langen zyklischen Lebensdauer sowie in der hohen Effizienz bzw. Zellspannung. Die Wirkungsgrade der Li-Ionen-Batterien liegen bei 90 bis 95 %. Die Li-Ionen-Zelle muss vor einem neuen Ladevorgang nicht vollständig entladen werden, was sich positiv auf die Lebensdauer auswirkt. Nachteilig bei den Li-Ionen-Batterien sind allerdings erhöhte Kosten, die problematische Über- bzw. Überentladung sowie die Notwendigkeit eines ausgereiften Batteriemangements.

Die Traktionsbatterie aus mehreren Modulen mit jeweiligen Batteriezellen wird als Kernteil des Elektrofahrzeugs bezeichnet. Als Schlüsseltechnologie hat die Batterie hinsichtlich der Marktverbreitung eine große Bedeutung [40].

Die entnehmbare Energie einer Lithium-Ionen-Batterie ist außerdem abhängig von der Temperatur und der Stromhöhe. Für eine akkurate Modellierung der Batteriekapazität müssen diese Effekte berücksichtigt werden. Es werden Korrekturfaktoren eingeführt, mit welchen der tatsächliche Entladestrom für die Berechnung der entnommenen Ladung multipliziert wird. Für die Batterietemperatur wird der Faktor β verwendet und für die Entladestromstärke der Faktor α . Die Entladetiefe berechnet sich dann folgendermaßen [41]:

$$DoD(i(t), T(t)) = \frac{1}{Q_n} \cdot \int_{T_D} \alpha(i(t)) \cdot \beta(T(t)) \cdot i(t) \cdot dt \quad (2.6)$$

Mit:

$DoD(i, T)$	Entladetiefe (Depth of discharge) in %
Q_n	Nennkapazität der Batterie in Ah
T_D	Zeitdauer der Entladung in h
$T(t)$	Temperatur in °C
$i(t)$	Entladestrom in A
$\alpha(i)$	Korrekturfaktor, abhängig von der Stromstärke, dimensionslos
$\beta(T)$	Korrekturfaktor, abhängig von der Temperatur, dimensionslos

2.3.2.2 Aufladung der Batterie

Der Ladevorgang ist für die Lebensdauer einer Batterie von wesentlicher Bedeutung. Bei den Li-Ionen-Batterien erfolgt die Ladung nach dem sogenannten *IUa*-Verfahren (konstant-Strom-konstant-Spannung-Verfahren). Bei diesem Verfahren wird die Batterie zunächst bei konstantem Strom (I) und darauffolgend bei konstanter Spannung (U) mit selbsttätiger Abschaltung (a) geladen.

Als Kenngröße wird dabei die sogenannte C-Rate verwendet. Sie stellt eine Normierung des Stroms eines elektrischen Energiespeichers auf dessen Nennkapazität dar und lässt sich beispielhaft wie folgt erklären: Beträgt die Kapazität einer Traktionsbatterie 20 Ah, so kann der Batterie 20 A eine Stunde lang entnommen werden. Dieses würde einer C-Rate von Eins entsprechen. Bei Verdoppelung der C-Rate verdoppelt sich zugleich die Stromstärke, und somit halbiert sich die mögliche Zeit für die Stromentnahme.

Beim Laden mit konstantem Strom wird der größte Teil der Energie zugeführt. In der zweiten Phase erfolgt der Ladevorgang wesentlich langsamer und der Strom fällt exponentiell ab. Der Ladevorgang wird dann aufgrund eines Abbruchkriteriums unterbrochen, in der Regel dann, wenn der Ladestrom unterhalb der Rate $C = 0,03$ liegt [42]. Der Leistungsverlauf ist bei konstantem Strom konstant, wohingegen in der zweiten Phase, bei konstanter Spannung, sich die Ladeleistung mathematisch nach folgender Formel beschreiben lässt [43]:

$$P_{L,bat} = P_{konst} \cdot f(P_{konst}, E_{Bat}, SoC, P_{LS}, S_u) \quad (2.7)$$

Mit:

P_{konst}	Ladeleistung bei konstantem Strom in kW
E_{Bat}	Nennkapazität der Batterie in kWh
SoC	State-of-Charge (Ladezustand) in %
P_{LS}	Ladeabschaltleistung in kW
S_u	Ladeumschaltzeitpunkt in %

In Abb. 2.11 werden die Lastganglinie mit dreiphasigem Ladeanschluss (11 kW) und der entsprechende Ladezustand (State-of-Charge) für eine leere Batterie mit einer Bemessungskapazität von 30 kWh dargestellt. Nach etwa zwei Stunden wird der Ladeumschaltzeitpunkt (75% Ladezustand) erreicht, woraufhin der Vorgang nach knapp drei Stunden zu Ende geführt wird und wobei die Ladedauer mit einphasiger Ladeleistung wesentlich größer ist.

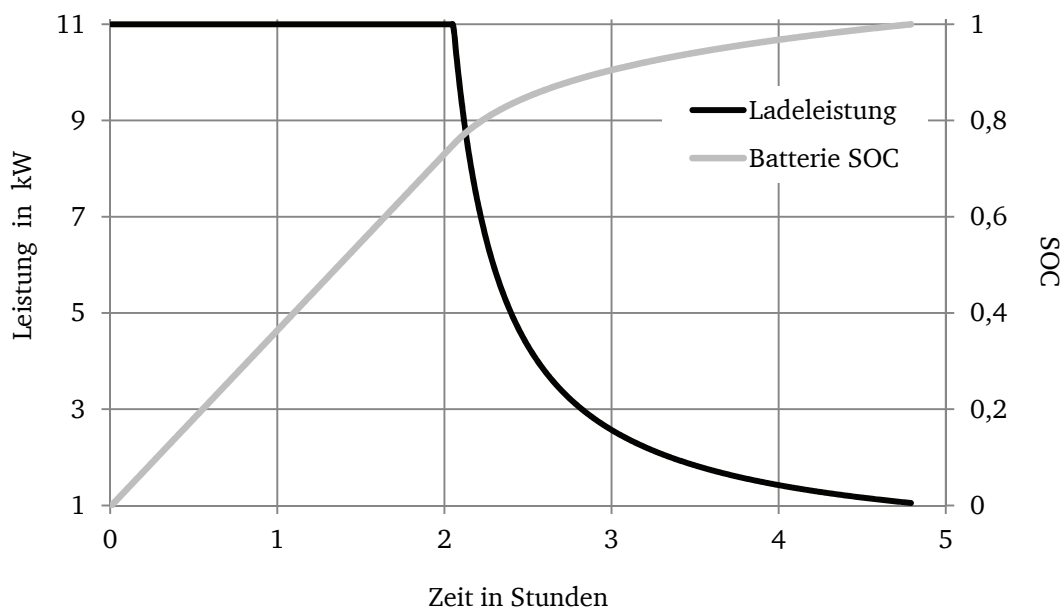


Abb. 2.11: Darstellung der Ladeleistung und SOC während des Ladevorgangs

In Ladeeinrichtungen für batteriebetriebene Elektrofahrzeuge werden oftmals PFC-Stufen (Power Factor Correction) genutzt, um den Oberschwingungsgehalt zu reduzieren und den EMV-Anforderungen gerecht zu werden. Dadurch kann ein resultierender Leistungsfaktor des Aufladens von annähernd eins erreicht werden. Weiterhin sind die Ladeverluste u.a. aufgrund des Innenwiderstands der Batterie nicht vernachlässigbar, nach [44] ist mit einem Wirkungsgrad von etwa 90 % zu rechnen.

Um das Risiko einer Überladung und einer Tiefentladung zu vermeiden, ist üblicherweise ein Batterie-Management-System notwendig, wie die Abb. 2.12 aufzeigt, wodurch sich die Batterie im SOC-Bereich z.B. zwischen 10 % und 90 % entlädt sowie auflädt und insgesamt ca.

80 % der Batteriekapazität zur Verfügung gestellt wird. Infolgedessen lässt sich auch die Ladezeit entsprechend verkürzen.

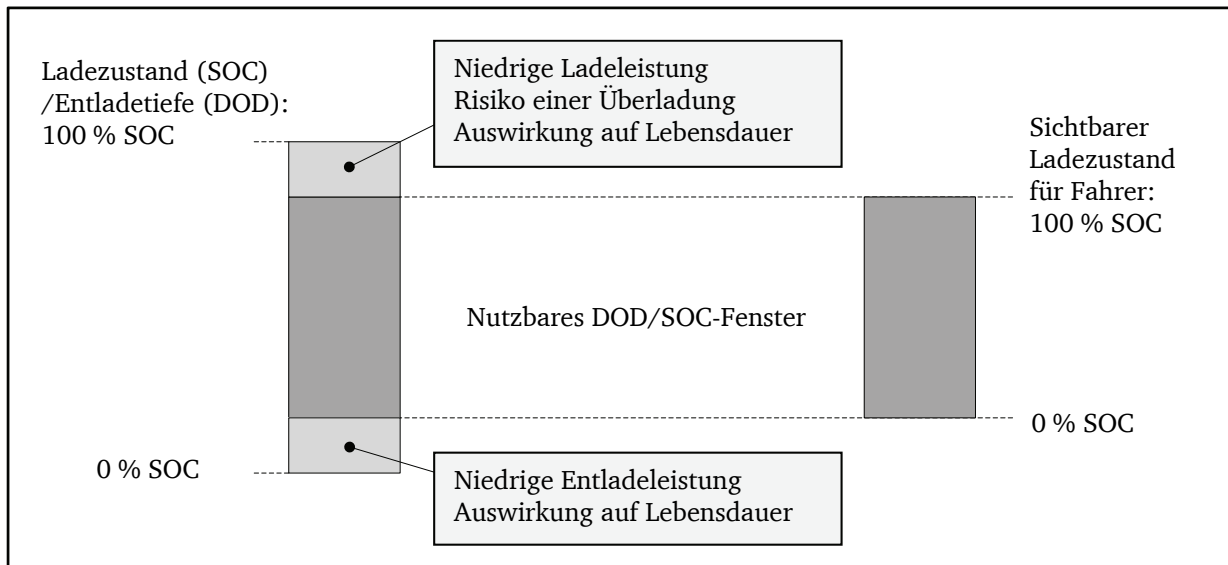


Abb. 2.12: Darstellung SOC-Fenster hinsichtlich der Ladesicherheit [45]

SOC State-of-Charge (Ladezustand)

DOD Depth of Discharge (Entladetiefe)

2.3.2.3 Abnutzung der Batterie

Durch das Aufladen und Entladen wird die Batterie ständig abgenutzt. Die den Alterungsprozess bedingenden Stressfaktoren von Li-Ionen-Batterien lauten wie folgt [33]:

- Das Durchlaufen von Lade- und Entladezyklen,
- hohe Ladezustände und tiefe Entladungen,
- hohe Betriebstemperaturen,
- hohe Ladespannungen und Ladeströme (C-Rate) und
- das kalendarische Alter.

Die Lebensdauer einer Batterie wird durch mehrere Faktoren unterschiedlich stark beeinflusst. So führt eine höhere Betriebstemperatur der Batterie bei sonst gleichen Rahmenbedingungen der Benutzung zu einer deutlich schnelleren Alterung. Auch eine höhere Ladespannung und der damit einhergehende höhere Ladestrom führen zu einer Beschleunigung des Alterungsprozesses.

Bei einer niedrigen C-Rate spielt die Entladetiefe im Vergleich zu der Umgebungstemperatur kaum eine Rolle, während sie bei einer sehr hohen C-Rate aufgrund ihres Einflusses auf die Arbeitstemperatur der Batteriezelle nicht mehr zu vernachlässigen ist.

Das Lebensende einer Batterie ist definitionsgemäß dann erreicht, wenn die verfügbare Kapazität nur noch 80 % der ursprünglichen Kapazität entspricht.

Im Allgemeinen werden zur Annäherung der Batteriealterung unterschiedliche Alterungsmodelle vorgestellt und angewendet. Sie reichen von physikalisch-chemischen bis hin zu rein empirischen Modellen und beziehen sich auf den wachsenden Kapazitätsverlust im Zuge des Gebrauchs und der Alterung der Batterien [46].

Alterungsanalysen werden entweder in Abhängigkeit von Ladezyklen oder dem Energiedurchsatz durchgeführt. Im Rahmen von Alterungsmodellen nimmt die Lebenszeit einer Batterie aufgrund der gesamten Nutzungsanzahl oder des gesamten Energiedurchsatzes ab.

Stressfaktor-Alterungsmodelle verknüpfen mittels eines mathematischen Terms die Lebenszeit oder den Gesamtenergiedurchsatz einer Batterie mit den zuvor genannten Stressfaktoren. So kann eine Batterie in ihrer Lebenszeit eine bestimmte Anzahl von Vollzyklen mit einer immer gleichen Entladungstiefe durchlaufen oder eine definierte Energiemenge abgeben. Bei kleineren Batterien ist aufgrund der regelmäßigen Nutzung des gesamten Batteriebereichs mit einer schnelleren Alterung zu rechnen [37].

2.3.3 Energieverbrauch von Elektrofahrzeugen

Der Energieverbrauch während einer Fahrt hängt hauptsächlich mit der Fahrdynamik, dem Nebenverbrauch und der Rekuperation zusammen. Durch die Verwendung der repräsentativen Profile lässt sich zuerst die dynamische Fahrleistung bei unterschiedlichen Verkehrssituationen beschreiben. Ein Simulationsmodell zur Ermittlung der Antriebsleistung wird hinsichtlich eines Referenzautomobils erstellt. Das daraus resultierende Ergebnis dient im Nachhinein zur Bestimmung des Energieverbrauchs während einer beliebigen Fahrt.

2.3.3.1 Ermittlung der Antriebsleistung

Mit Hilfe eines dynamischen Fahrzyklus wird zunächst die erforderliche Antriebsleistung für das Durchfahren eines Standardfahrprofils bestimmt. Bei dynamischer Fahrt setzt sich die Antriebsleistung aus den Leistungen zur Überwindung der Roll-, Steigungs-, Luft- sowie Beschleunigungswiderstände zusammen [47]. Für die aufzubringende momentane Antriebsleistung P_A soll Folgendes gelten:

$$P_A = (F_R + F_{St} + F_L + F_B) \cdot v_F \quad (2.8)$$

Mit:

F_R	Rollwiderstandskraft in N
F_{St}	Steigungswiderstand in N
F_L	Luftwiderstandskraft in N
F_B	gesamte Beschleunigungswiderstandskraft in N
v_F	Fahrzeuggeschwindigkeit in m/s

Im Folgenden werden die mathematischen Zusammenhänge der verschiedenen auf das fahrende Automobil wirkenden Kräfte aufgeführt. Rollwiderstandskraft F_R und Steigungswiderstand F_{St} :

$$F_R = f_r \cdot m_F \cdot g \cdot \cos(\alpha) \quad (2.9)$$

$$F_{St} = m_F \cdot g \cdot \sin(\alpha) \quad (2.10)$$

Mit:

f_r	Rollwiderstandsbeiwert, dimensionslos
m_F	Gesamtmasse des Fahrzeugs zzgl. Fahrergewicht in kg
g	Erdbeschleunigung in m/s^2
α	Steigungswinkel in Grad

Durch das Aufliegen der Autoreifen auf der Fahrbahn und deren Verformung durch die Fahrzeugmasse entsteht die sogenannte Rollwiderstandskraft.

Luftwiderstandskraft F_L :

$$F_L = \frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot C_W \cdot A \cdot (v_F \pm v_W)^2 \quad (2.11)$$

Mit:

ρ_L	Luftdichte in kg/m^3
C_W	Luftwiderstandsbeiwert, dimensionslos
A	Stirnfläche in m^2
v_F	Fahrzeuggeschwindigkeit in m/s
v_W	Windgeschwindigkeit in m/s

Die Luftwiderstandskraft setzt sich aus der Luftdichte ρ_L , dem Luftwiderstandsbeiwert c_W , der Stirnfläche A des Fahrzeugs und der Geschwindigkeit zusammen. Um die Geschwindigkeit des Fahrzeugs zu ändern, muss der Beschleunigungswiderstand überwunden werden. Neben der translatorischen Beschleunigung der Fahrzeugmasse muss dabei eine rotatorische Beschleuni-

gung der sich drehenden Fahrzeugteilmassen erfolgen. Die Beschleunigungswiderstandskraft F_B setzt sich aus einem translatorischen F_{a_tran} und einem rotatorischen Teil F_{a_rot} zusammen. Zur Vereinfachung wird noch ein Massenfaktor e_i eingeführt [48]. Die einzelnen Teilwiderstände werden wie folgt bestimmt:

$$F_{a_rot} = \frac{J \cdot \dot{\omega}_r}{r_{dyn}} \quad (2.12)$$

$$F_{a_tran} = (m_F + m_{zu}) \cdot a_F \quad (2.13)$$

$$F_B = F_{a_rot} + F_{a_tran} = (e_i \cdot m_F + m_{zu}) \cdot a_F \quad (2.14)$$

$$e_i = \frac{J}{m_F \cdot r_{dyn}^2} + 1 \quad (2.15)$$

Mit:

J	Massenträgheitsmoment in $\text{kg} \cdot \text{m}^2$
$\dot{\omega}_r$	Winkelbeschleunigung in rad s^{-2}
r_{dyn}	Dynamischer Radradius in m
m_F	Masse des Fahrzeuges in kg
m_{zu}	Zuladung in kg
a_F	Beschleunigung in m/s^2
e_i	Massenfaktor, dimensionslos

Als translatorische Beschleunigungswiderstandskraft wirkt sich die beschleunigte Fahrzeugmasse aus, wohingegen die rotatorische Widerstandskraft durch drehende Komponenten zustande kommt. Dazu zählen hauptsächlich sich drehende Räder, Zahnräder und Wellen [7]. In der Simulation wird ein Referenzwagen gewählt. Die entsprechenden relevanten Simulationsparameter, wie etwa Luftwiderstandsbeiwert und Stirnfläche, sind aus [49] zu entnehmen.

2.3.3.2 Rekuperation

In der Fahrzeugtechnik wird unter Rekuperation bzw. regeneratives Bremsen die Energie-rückwandlung der kinetischen Energie beim Bremsen verstanden. Der Elektromotor arbeitet als Generator und die zurückgewonnene kinetische Energie wird in der Batterie eingespeichert. Bei hohen Verzögerungswerten setzt dies eine elektrische Maschine mit hoher Bemessungsleistung voraus [47]. Weiterhin wird hinsichtlich der Batterietechnik angenommen, dass

vom theoretischen Rekuperationspotential pauschal 65 % genutzt werden können, das sich durch die mögliche Reichweite des Fahrzeugs auch verlängert.

Unter Berücksichtigung der Rekuperation und der Nebenverbraucher, wie beispielsweise der Beleuchtung, berechnet sich der Energieverbrauch, der die Ladedauer wieder beeinflusst, wie folgt:

$$E_{A,ges} = \int_{T_f} (P_A + P_{Nb} - P_{Rek}) \cdot dt \quad (2.16)$$

Mit:

$E_{A,ges}$	gesamter Energieverbrauch in kWh
P_A	elektrische Antriebsleistung in kW
P_{Nb}	Nebenbedarf in kW
P_{Rek}	Leistung der Rekuperation in kW
T_f	Fahrzeit in h

Die bei einer Fahrt tatsächlich von der Batterie abgegebene Energiemenge $E_{Durchsatz}$ ist bei der Auswertung der nutzungsbedingten Batterieabnutzung eine der wichtigsten Einflussfaktoren und ergibt sich als:

$$E_{Durchsatz} = \int_{T_f} (P_A + P_{Nb}) \cdot dt \quad (2.17)$$

Wie in Abb. 2.13 veranschaulicht, ergibt sich der gesamte Energiedurchsatz $E_{Durchsatz}$ aus der Differenz des Ladezustands ΔSOC_f und der zurückgespeisten Energiemenge ΔSOC_{Rek} .

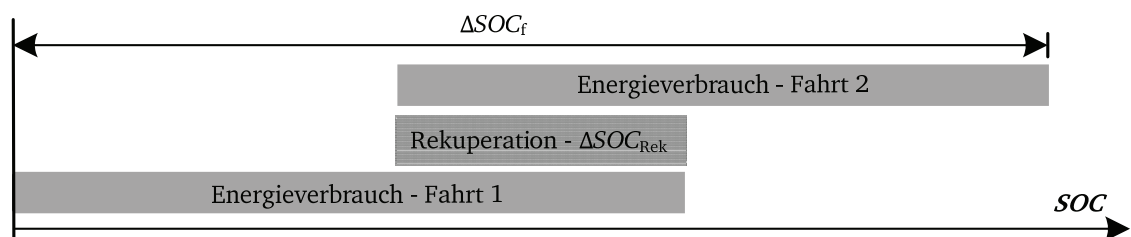


Abb. 2.13: Energiedurchsatz mit Berücksichtigung der Rekuperation

Dabei wird ein Korrekturfaktor K_{soc} eingeführt, der sich nach Gleichung (2.18) berechnet:

$$E_{Durchsatz} = K_{soc} \cdot E_{A,ges} \quad (2.18)$$

$$K_{\text{soc}} = \frac{E_{\text{Durchsatz}}}{E_{\text{A,ges}}} = 1 + \frac{\Delta SOC_{\text{Rek}}}{\Delta SOC_{\text{f}}} \quad (2.19)$$

Mit:

$E_{\text{Durchsatz}}$	gesamte abgegebene Energie während der Fahrt in kWh
K_{soc}	Korrekturfaktor zur Berechnung der abgegebenen Energie
ΔSOC_{f}	Differenz des Ladezustandes bei der Fahrt in kWh
ΔSOC_{Rek}	durch Rekuperation zurückgespeiste Energie in kWh

Für einen Zyklus wird die gesamte zurückgespeiste Energiemenge ΔSOC_{Rek} bei einer Simulation nach Gl. (2.20) folgendermaßen berechnet:

$$\Delta SOC_{\text{Rek}} = 0,5 \cdot U_{\text{n,Bat}} \cdot \left(\int_{T_{\text{f}}} |i(t)| \cdot dt - \left| \int_{T_{\text{f}}} i(t) \cdot dt \right| \right) \quad (2.20)$$

Mit:

$i(t)$	zeitliche Stromverläufe
$U_{\text{n,Bat}}$	Nennspannung der Batterie

2.3.3.3 Fahrzyklus

Für konventionelle Fahrzeuge stehen unterschiedliche realitätsnähere Testfahrzyklen zur Ermittlung des Energieverbrauchs zur Verfügung:

- NEFZ-Zyklus: Neuer Europäischer Fahrzyklus
- Artemis-Zyklus: Assessment and Reliability of Transport Emission Models and Inventory Systems

Beim NEFZ-Zyklus handelt es sich um einen „synthetisch konstruierten“ Fahrzyklus, der nicht auf Basis von realen Straßenfahrten zustande kommt. Für die Simulation wird der Artemis-Zyklus als Eingangsgröße verwendet. Er besteht dabei je nach Geschwindigkeit aus einem Stadt-, Überland- und Autobahnanteil und ist ursprünglich im Rahmen eines EU-Projektes entworfen worden, um Verbrauch und Schadstoffausstoß realistischer bestimmen zu können [50].

Aus der Abb. 2.14 ist ersichtlich, dass beim Stadtverkehr das Auto oftmals gebremst wird, dabei soll die Rekuperation häufiger stattfinden und somit wird mehr Energie in die Batterie zurückgespeist. Dies hat zur Folge, dass in dieser Zeit der Korrekturfaktor K_{soc} für die Berechnung des Energiedurchsatzes entsprechend höher ist.

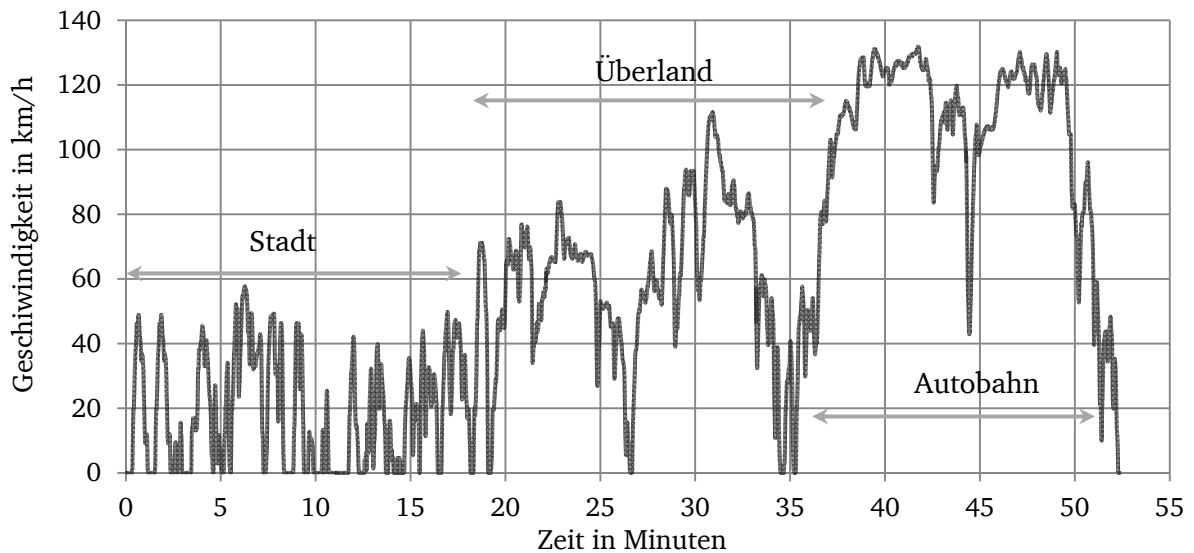


Abb. 2.14: ARTEMIS Fahrprofil

2.3.3.4 Modellbildung

Unter Berücksichtigung des Wirkungsgrads eines Motorantriebs und der Rekuperation wird ein Simulationsmodell zur Berechnung der Kenngröße, wie z.B. der Motorleistung während der Fahrten, erstellt. Dabei sind das Fahrprofil, der Nebenbedarf und auch die Batteriekapazität als Eingangsgrößen definiert, wie die Abb. 2.15 verdeutlicht. Daraus ergeben sich dann die Antriebsleistung, die C-Rate, der Energiebedarf, der Energiedurchsatz sowie der Ladezustand.

Wie bereits im vorherigen Kapitel 2.3.3.2 erwähnt, verfügt ein Fahrzeug über zahlreiche Nebenverbraucher, die ebenfalls Energie aus der Traktionsbatterie benötigen. Im Rahmen der Simulation sind Nebenverbraucher wie Klimaanlage, Heizung etc. pauschal mit einer konstanten Leistung von 1,2 kW berücksichtigt.

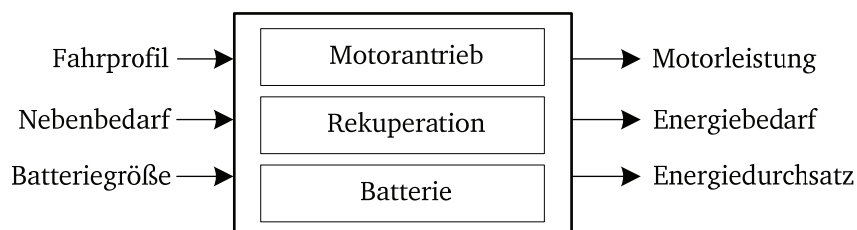


Abb. 2.15: Modell in Simulink zur Bestimmung des Energiebedarfs mittels ARTEMIS-Profiles

Mit diesem Modell wird die benötigte Motorleistung je nach Geschwindigkeit für folgende drei Situationen errechnet:

- konstantes Tempo ohne dynamisches Fahrprofil (stationäres Profil)

- konstantes Tempo ohne dynamisches Fahrprofil mit Steigung von 4%
- zuletzt ARTEMIS-Profil (dynamisches Fahrprofil)

Mit Hilfe der stationären Profile wird das vereinfachte Modell zuerst validiert. Die Abb. 2.16 zeigt deren mittlere Motorleistung in Abhängigkeit der durchschnittlichen Geschwindigkeit, welche für die Dimensionierung des Motors und der Batterie relevant ist. Tendenziell erhöht sich die Motorleistung bei steigender Geschwindigkeit. Bei einer Steigung von 4 % bedarf es jedoch einer höheren Motorleistung gegenüber der Fahrt auf der Ebene. Bei einem konstanten Tempo von 100 km/h liegt die Antriebsleistung bei 15 kW, während bei einer Steigung von 4 % eine Motorleistung von etwa 30 kW benötigt wird.

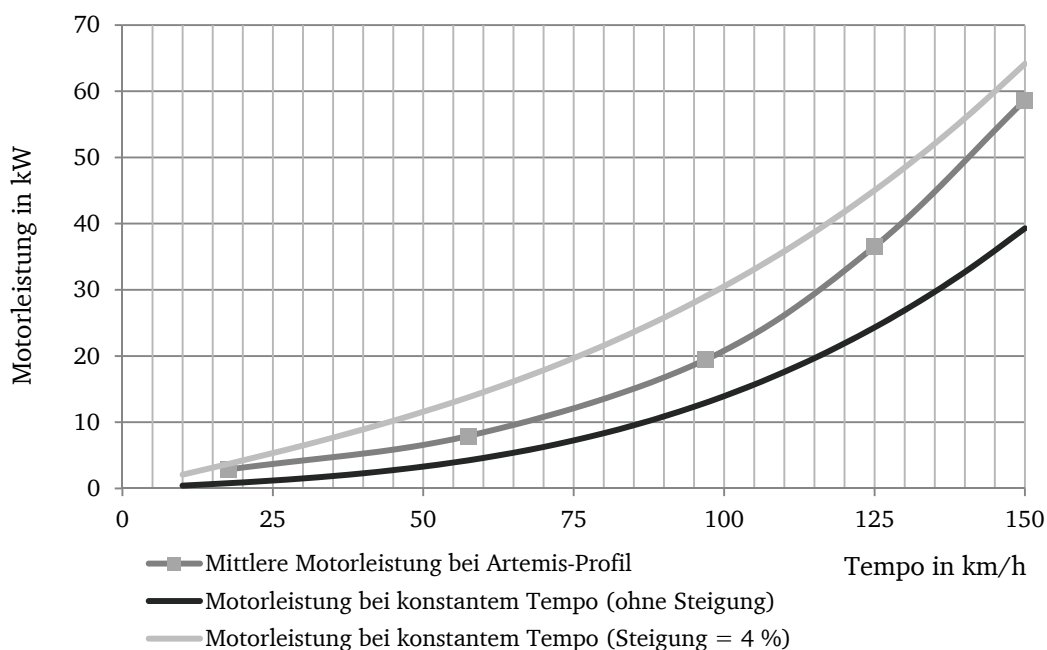


Abb. 2.16: Antriebsleistung in Abhängigkeit zur Geschwindigkeit für drei Szenarien

Im Vergleich zum stationären Profil ergibt sich stets eine höhere mittlere Antriebsleistung aufgrund entsprechender Beschleunigung und Verzögerung beim ARTEMIS-Profil. Für die Verkehrssituationen der Stadt-, Überland- und Autobahnfahrt wird die durchschnittliche Antriebsleistung separat aus den Kennlinien gemäß der Abb. 2.16 ermittelt. Diese resultierende Kennlinie der Antriebsleistung in Abhängigkeit der Geschwindigkeit wird als Referenzkurve für die Bestimmung der mittleren Leistung einer realen Fahrt mit beliebiger Geschwindigkeit verwendet, beispielsweise ergibt sich bei einer durchschnittlichen Geschwindigkeit von 75 km/h eine Antriebsleistung von ca. 12 kW, wodurch der gesamte Energieverbrauch inklusive Nebenbedarf für eine Fahrt ermittelt werden kann. Die simulierten Kenngrößen beim ARTEMIS-Profil gibt die Tabelle 2.3 wider.

Tabelle 2.3: Simulationsergebnisse der relevanten Kenngrößen beim ARTEMIS-Profil

ARTEMIS	Stadt	Landstraße	Autobahn	Gesamt
Mittlere Geschwindigkeit in km/h	17,65	57,47	96,86	58,28
Mittlerer Energieverbrauch (ohne NB) in kWh/100 km	16,22	13,78	20,05	17,55
Mittlere Motorleistung in kW	2,86	7,92	19,42	10,23
Korrekturfaktor K_{soc} für Energiedurchsatz	1,23	1,15	1,07	1,11

Zudem zeigt Abb. 2.17 das Histogramm für die C-Rate der Batterie über das gesamte ARTEMIS-Profil auf. Dabei liegt die C-Rate vorwiegend unter 1 C und erreicht einen Höchstwert von 3 C. Bei negativer C-Rate wird die Energie durch Rekuperation wieder in die Batterie zurückgespeichert.

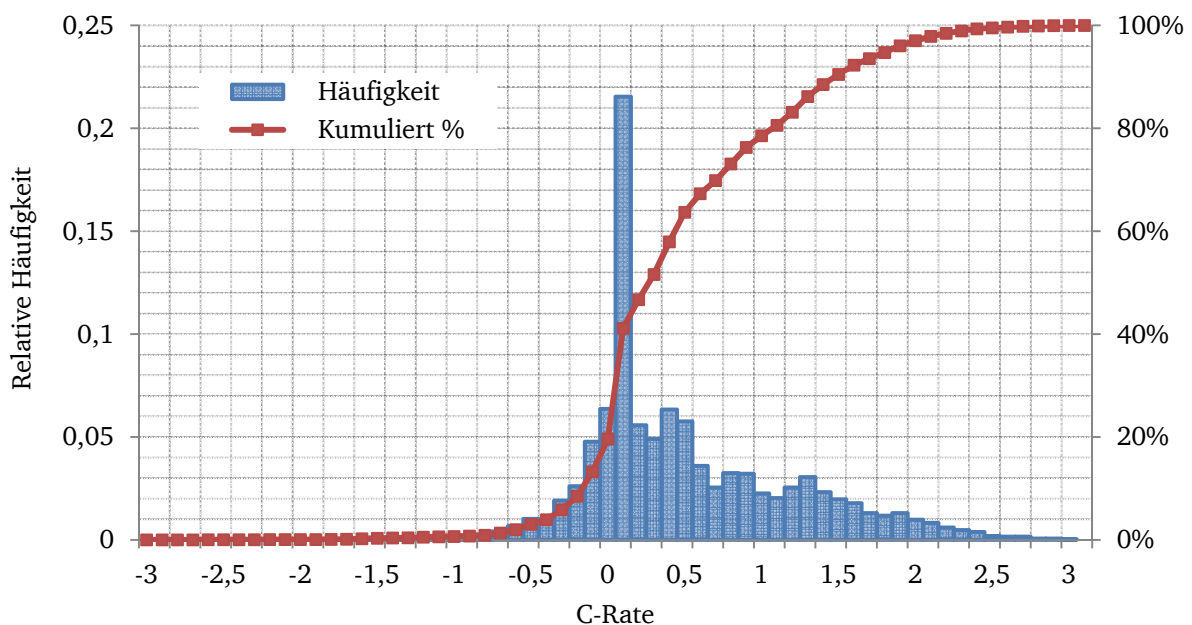


Abb. 2.17: Verteilung der C-Rate während der Fahrt bei verwendetem Fahrprofil ARTEMIS

Die reine Antriebsleistung eines Elektrofahrzeugs kann zwar die Bemessungsleistung der Batterie überschreiten. Allerdings tritt diese Spitzenleistung in der Praxis, vor allem im Stadtverkehr, nur selten auf.

2.3.4 Lademöglichkeiten

Neben dem Energieverbrauch während der Fahrten hängt die durch Zwischenladung erweiterte Reichweite noch mit der Ladeinfrastruktur zusammen. Ohne flächendeckende Ladeinfrastruktur hat die Batterie ohne Zwischenladung die tägliche Fahrleistung abzudecken, wobei die verfügbare Batteriekapazität die wichtigste Rolle spielt. Mit einer größeren Batterie steigen allerdings einerseits die Anschaffungskosten, andererseits nimmt der Energieverbrauch wegen des erhöhten Batteriegewichtes auch leicht zu, wodurch eine größere Batterie zugleich eine negative Auswirkung auf die Reichweite mit sich bringt. Aus diesen Gründen ist zuerst die verfügbare Batteriekapazität je nach Fahrzeugklasse und Fahrbedarf wirtschaftlich zu dimensionieren [7], [37].

Im Hinblick auf die Ladetechnik liegt das maximale Marktpotential der Elektrofahrzeuge mit einer Batteriekapazität von 24 kWh zwischen 60 % (Laden nur zu Hause) und knapp 80 % (Laden bei jeder Gelegenheit) [37]. Wenn das Aufladen zu Hause (Garage bzw. auf eigenem Parkplatz) stattfindet, wird dieses Potential hinsichtlich der Verfügbarkeit der Parkplätze allerdings weiter eingeschränkt.

Potentielle Ladeanschlüsse können in drei Gruppen kategorisiert werden [7]:

- öffentliche Grundstücke mit öffentlichen Anschlusspunkten.
- private Grundstücke mit öffentlichen Anschlusspunkten.
- private Grundstücke mit privaten Anschlusspunkten.

In städtischen Gebieten verlaufen die Niederspannungskabel oftmals auf beiden Straßenseiten, womit eine hohe Flexibilität in Bezug auf potentielle Standorte für Ladeanschlüsse besteht. Aus Gründen des Sicherheitsrisikos wird das Aufladen im öffentlichen Raum eher nicht den Normalfall darstellen [7]. In die Kategorie der privaten Grundstücke mit öffentlichen Anschlusspunkten fallen beispielsweise Lademöglichkeiten in Parkhäusern.

Private Anschlusspunkte auf privaten Grundstücken können die Verfügbarkeit der Lademöglichkeit mit geringem Sicherheitsrisiko gewährleisten. Zur Anbindung einer häuslichen Ladevorrichtung wird ein separater Stromkreis mit Fehlerstromschutzschalter eingerichtet.

Die Anschlussart der Fahrzeuge am Versorgungsnetz ist von der Ladeleistung der Fahrzeuge bzw. von der maximal zu Verfügung stehenden Leistung des Netzanschlusses abhängig. Bei einem einphasigen Anschluss mit einer Ladeleistung von bis zu 3,5 kW (16 A) liegt die übliche Ladedauer für eine Vollladung bei Elektrofahrzeugen zwischen 7 und 10 Stunden. Eine kürze-

re Ladedauer kann mit einem Drehstromanschluss und einer Ladeleistung von bis zu 11 kW erzielt werden.

Beim ungesteuerten Laden, bei dem die Batterie direkt aufgeladen wird, sofern das Elektrofahrzeug geparkt und eine Lademöglichkeit vorhanden ist, kann das elektrische Netz ohne weitere Netzverstärkungsmaßnahmen durch Batterieintegration überlastet werden. Deswegen soll ferner das in Zukunft durch ein hohes Maß an bidirektionaler Kommunikation ermöglichte gesteuerte Laden je nach Ladestrategie eingeführt werden. In [44] werden die Strategien zur Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit vorgestellt:

- verbrauchsorientiert,
- netzorientiert,
- erzeugungsorientiert.

Darüber hinaus wird zur Optimierung der Ladekosten in [4] auf ein von zeitvariablen Stromtarifen abhängiges Ladekonzept eingegangen.

2.4 Technische Bewertungskriterien

Aus technischer Sicht wird die Aufnahmefähigkeit eines realen Verteilungsnetzes für die Elektrofahrzeuge in der vorliegenden Arbeit bewertet, ohne dass Netzverstärkungsmaßnahmen ergriffen werden. Dabei wird durch eine Lastflussberechnung die Belastbarkeit der Betriebsmittel und die Spannungshöhe überprüft. Daneben wird ebenfalls kontrolliert, ob bei geplanten Umschaltmaßnahmen in kritischen Fällen ein Netzbetrieb weiterhin möglich ist.

2.4.1 Belastbarkeit der Betriebsmittel

Die zur Bestimmung der Belastbarkeit wesentlichen Betriebsmittel in Niederspannungsnetzen sind Freileitungen, Kabel sowie Ortsnetztransformatoren. Weitere Betriebsmittel wie Kabelendverschlüsse sind bezüglich der Belastungsfähigkeit nicht berücksichtigt. Bei der betriebsmäßigen Belastung während eines längeren Zeitraumes ist die verlustbedingte thermische Belastung der Betriebsmittel maßgebend.

Bei einer Belastung mit den Bemessungsgrößen unter den gegebenen Randbedingungen altert das Betriebsmittel nicht vorzeitig. Bei einer Belastung darüber hinaus ist mit einem erhöhten Lebensdauerverbrauch zu rechnen.

Bei Ortsnetztransformatoren wird in der Arbeit die Bemessungsscheinleistung als Grenzleistung für die jeweilige Netzbelastung verwendet.

2.4.2 Einfluss auf Lebensdauerverbrauch von Transformatoren

In Niederspannungsverteilnetzen werden typischerweise Öl-Verteilnetztransformatoren entsprechend der DIN-42 500 eingesetzt. Zur Ermittlung der Erwärmung wird ein Simulationsmodell entsprechend der DIN EN 60076-7 [51] entwickelt. Das Blockdiagramm des Differenzialgleichungsmodells ist in Abb. 2.18 dargestellt. Das mathematische Modell berücksichtigt neben der aktuellen Umgebungstemperatur auch die unterschiedlich schnelle Erwärmung von Windungen und Öl.

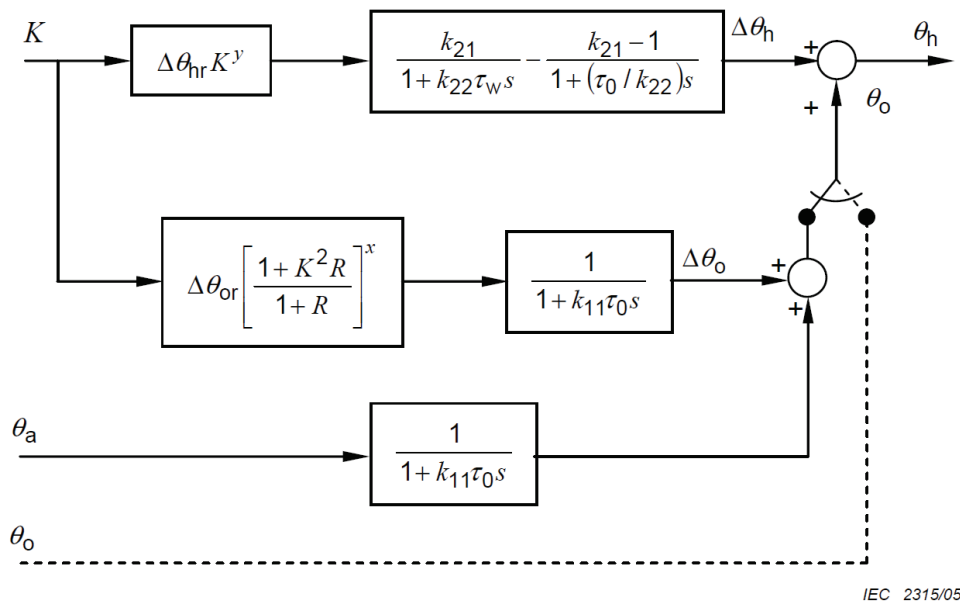


Abb. 2.18: Blockdiagramm des thermischen Differenzialgleichungsmodells für Öl-Transformatoren [51]

Mit dem Auslastungsprofil K sowie der Umgebungstemperatur (ambient) θ_a , können die Temperatur der obersten Ölschicht (top oil) θ_o und die Heißpunkttemperatur (hot spot) θ_h ermittelt werden.

Zur Bestimmung des Lebensdauerverbrauchs von Transformatoren nach der IEEE-Norm C57.91 wird der Faktor für die beschleunigte Alterung (aging accelerating factor) eingeführt, der wie folgt definiert ist [52]:

$$F_{AA} = e^{\frac{15000}{\theta_{h,R}(t)+273} - \frac{15000}{\theta_h(t)+273}} \quad (2.21)$$

Mit:

F_{AA} Faktor der beschleunigten Alterung

$\theta_{h,R}$ Referenz-Heißpunkt-Temperatur, als Referenz aus der Norm wird hier 110°C angesetzt

Der gesamte Lebensdauerverbrauch LV über einen bestimmten Zeitraum (Betriebszeit T) kann nach Gl. (2.22) berechnet werden.

$$LV = \int_T F_{AA}(t) \cdot dt \quad (2.22)$$

Der errechnete Lebensdauerverbrauch in Abhängigkeit von der Außentemperatur und der stationären Auslastung lässt sich aus der Abb. 2.19 entnehmen.

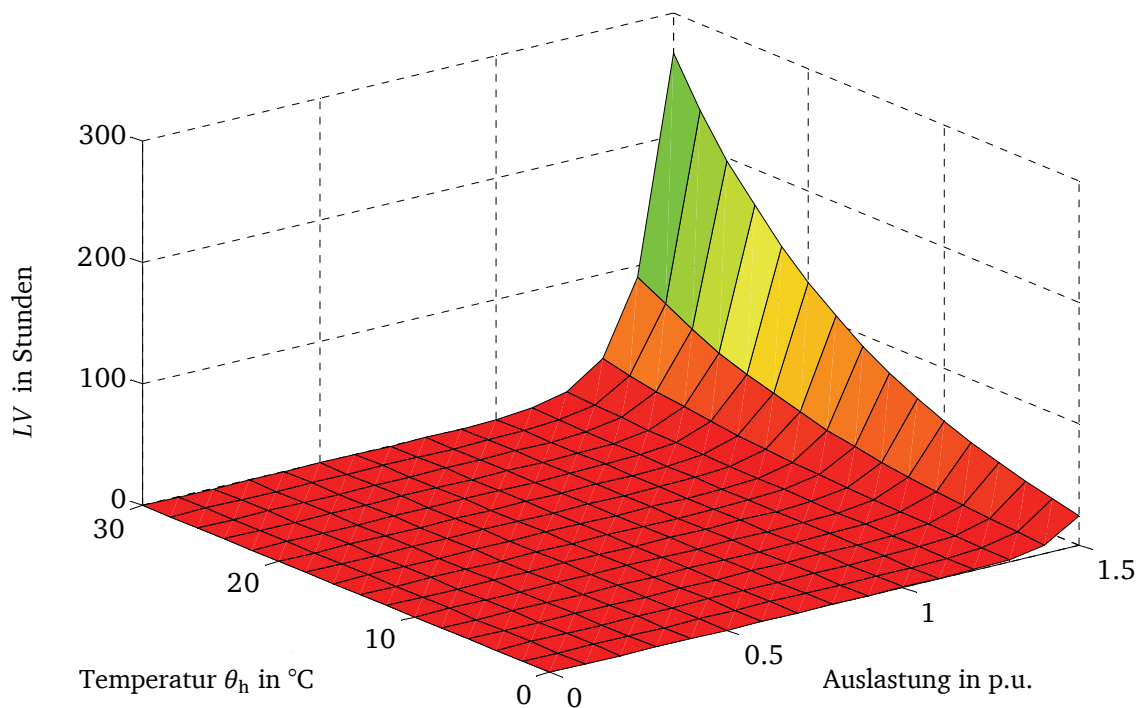


Abb. 2.19: Lebensdauerverbrauch in Abhängigkeit von der Heißpunkttemperatur θ_h und Auslastung

Bei einer Außentemperatur von 30 °C und einer Auslastung von 150 % beträgt der Lebensdauerverbrauch ca. 270 Stunden bei einer tatsächlichen Betriebszeit von einer Stunde. Demgegenüber liegt er bei einer Temperatur von 0 °C und einer Auslastung von 150 % nur bei 25 Stunden. Bei höherer Überlastung und Außentemperatur steigt er entsprechend schneller an, weshalb im Falle einer höheren Außentemperatur der Transformator im Allgemeinen nur möglichst kurzzeitig überlastet werden darf.

2.4.3 Spannungsqualität

Die Anforderungen an die Spannungsqualität öffentlicher Energieversorgungsnetze sind in der Norm DIN-EN 50160 gegeben. Die Einhaltung dieses Standards am Hausanschluss ist durch den Netzbetreiber sicherzustellen. Maßgeblich sind hierbei:

- Netzfrequenz,
- Spannungsabweichung,
- Flicker,
- Oberschwingungsgehalt,
- Asymmetrie.

Diese Norm spezifiziert die wesentlichen Merkmale der Netzspannung am Netzanschlusspunkt unter normalen Betriebsbedingungen [53]. In Anlehnung an die Norm muss die Spannung 100 % der Zeit zwischen -15 % und 10 % und mindestens 95 % der Zeit zwischen -10 % und 10 % der Netznominalspannung gehalten werden. Jede Last bewirkt eine Absenkung der Spannung, während Einspeisungen eine Anhebung verursachen. Aufgabe des Netzbetreibers ist es, das Netz so auszulegen, dass die Spannungshaltung innerhalb der Toleranzen nach DIN-EN 50160 gewährleistet ist.

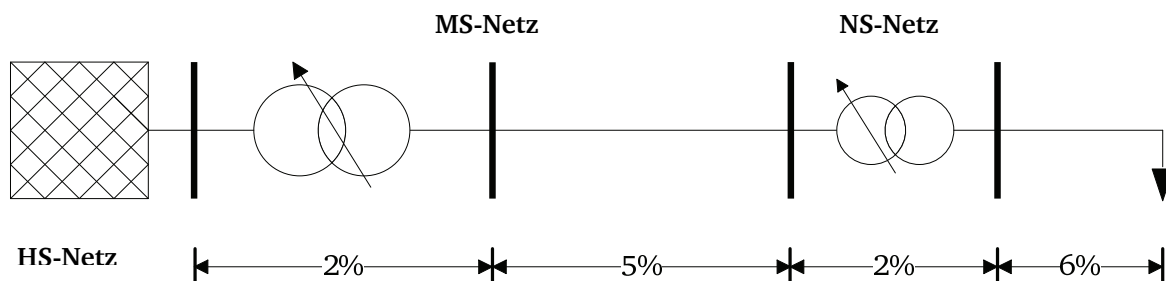


Abb. 2.20: Darstellung des zulässigen Spannungsfalls im Verteilungsnetz

Abb. 2.20 zeigt eine beispielhafte Spannungsabsenkung aufgrund der Lasten in einem Verteilungsnetz, in dem das Spannungsband im Bereich zwischen +5 % und -10 % der Nennnetzspannung liegt. Hierbei wird eine Spannungsreserve von +5 % der Netzspannung für dezentrale Erzeugung noch gewährleistet, wobei die zulässige Spannungsanhebung im MS-Netz 2 % und im NS-Netz 3 % beträgt.

Eine Störung der Spannungsqualität kann auch durch Asymmetrien beim Laden von Elektrofahrzeugen auftreten [54]. DIN-EN 50160 schreibt vor, dass unter normalen Betriebsbedingungen und innerhalb eines beliebigen Wochenintervalls 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte

des Effektivwertes des Grundschwingungsanteils der Gegensystemkomponente der Versorgungsspannung zwischen 0 % und 2 % des entsprechenden Grundschwingungsanteils der Mitsystemkomponente liegen muss.

2.4.4 Netzzuverlässigkeit

Aus Sicht der Kunden ist die Netzzuverlässigkeit ein wichtiges Kriterium zur Beschreibung der Versorgungsqualität. Sie wird anhand verschiedener Kenngrößen beschrieben. Eine der entscheidenden Kenngrößen für die Netzzuverlässigkeit ist der Erwartungswert der Unterbrechungshäufigkeit H_u , der die im Durchschnitt auftretende Zahl der Versorgungsunterbrechungen je Kundenanschluss innerhalb eines Jahres angibt. Eine weitere Kenngröße ist der Erwartungswert der Unterbrechungsdauer T_u , sie gibt die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung am Kundenanschluss an.

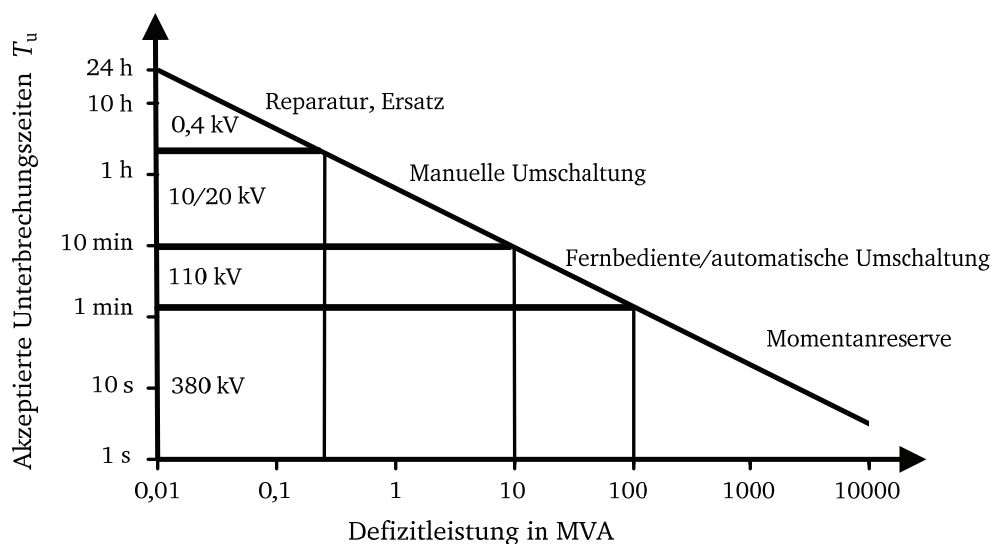


Abb. 2.21: Abhängigkeit akzeptierter Unterbrechungsdauer T_u vom Umfang einer Versorgungsunterbrechung [55]

Im Allgemeinen besteht ein Zusammenhang zwischen dem Ausmaß und der Dauer einer Störung. Bei Versorgungsunterbrechungen mit geringem Ausmaß wird eine längere Unterbrechungsdauer akzeptiert als bei Unterbrechungen mit hohem Ausmaß. In Abb. 2.21 wird eine Referenz für die akzeptierten Unterbrechungszeiten nach den jeweiligen Spannungsebenen aufgeführt. Im NS-Netz kann eine Unterbrechung von wenigen Stunden bis hin zu einem Tag andauern. Demgegenüber sind im MS-Netz kürzere Unterbrechungszeiten von unter einer Stunde akzeptiert.

Der Parameter „Nichtverfügbarkeit“ wiederum berechnet sich aus den Erwartungswerten der Unterbrechungshäufigkeit und -dauer und gibt die Wahrscheinlichkeit der Nichtversorgung eines Kundenanschlusses an.

$$Q_u = H_u \cdot T_u \quad (2.23)$$

Mit:

Q_u Nichtverfügbarkeit in min/a

H_u Unterbrechungshäufigkeit in 1/a

T_u Unterbrechungsdauer in min

Die Nichtverfügbarkeit ist ein Maß für die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Zeitraums von einem Jahr, in dem ein Letztverbraucher von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist.

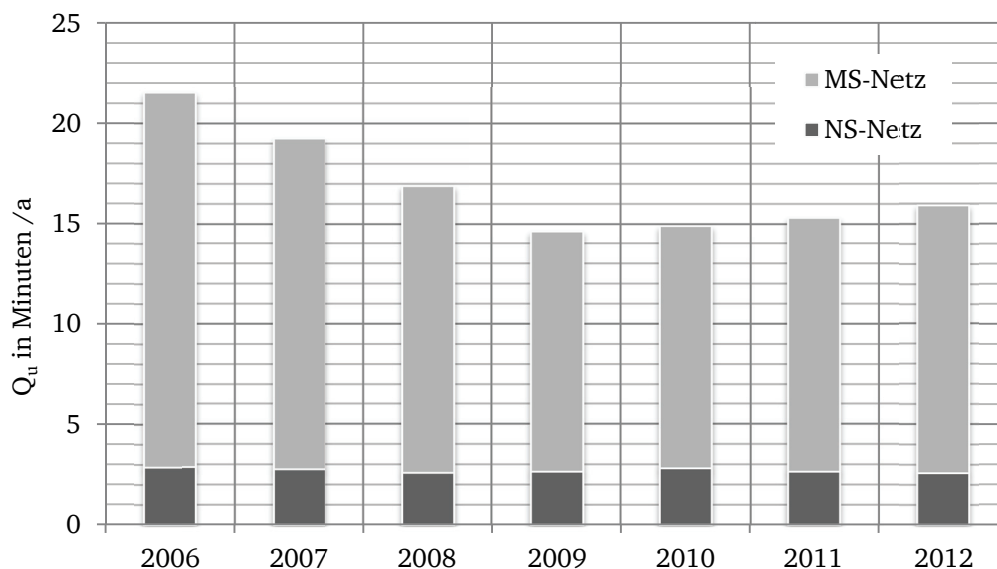


Abb. 2.22: DISQUAL-Kenngröße Nichtverfügbarkeit Q_u in min/a [56], [57]

Deutsche Versorgungsnetzbetreiber übermitteln der Bundesnetzagentur gemäß §52 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) jährlich einen Bericht über die in ihrem Netz aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen. Die Bundesnetzagentur ermittelt aus diesen Meldungen den sog. SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index), der die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenen Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres widerspiegelt. Die Abb. 2.22 verdeutlicht, dass im Durchschnitt die Nichtverfügbarkeit im MS-Netz meist 15 Minuten und im Falle des NS-Netzes etwa 3 Minuten beträgt.

Zur Beurteilung der Versorgungsqualität können diese Systemkenngrößen einzelner Versorgungsgebiete miteinander verglichen werden. Die Definition der Nichtverfügbarkeit wird je nach Spannungsebene entweder bezogen auf die Anzahl der versorgten Kunden (Verfahren A) oder auf die insgesamt installierte Scheinleistung (Verfahren B) dargestellt, wie die Tabelle 2.4 aufzeigt. Für Niederspannungsnetze kommt das Verfahren A und für Mittelspannungsnetze hingegen das Verfahren B zur Anwendung [58].

Tabelle 2.4: Berechnungsverfahren der Zuverlässigkeitskenngröße

Kenngröße	Einheit	Berechnung nach Verfahren A	Berechnung nach Verfahren B
Unterbrechungshäufigkeit	1/a	$H_U = \frac{\sum_j n_j}{N_{\text{ges}}}$	$H_U = \frac{\sum_j s_j}{S_{\text{ges}}}$
Unterbrechungsdauer	min	$T_U = \frac{\sum_j n_j t_j}{\sum_j n_j}$	$T_U = \frac{\sum_j s_j t_j}{\sum_j s_j}$
Nichtverfügbarkeit	min/a	$Q_U = \frac{\sum_j n_j t_j}{N_{\text{ges}}}$	$Q_U = \frac{\sum_j s_j t_j}{S_{\text{ges}}}$

Mit:

- j Versorgungsstufen bei Versorgungsunterbrechungen
- t_j Dauer der Versorgungsstufe
- n_j Anzahl der unterbrochenen Kunden je Versorgungsstufe
- s_j unterbrochene Bemessungsleistung je Versorgungsstufe
- N_{ges} Anzahl der insgesamt versorgten Kunden
- S_{ges} Insgesamt installierte Bemessungsleistung

In Abb. 2.23 ist der zeitliche Ablauf einer Störung dargestellt. Dieser Störungsablauf umfasst die Beschreibung der nachfolgenden Schalt- und Instandsetzungsmaßnahmen zur Wiederversorgung bis hin zur Wiederherstellung des Normalschaltzustandes [59].

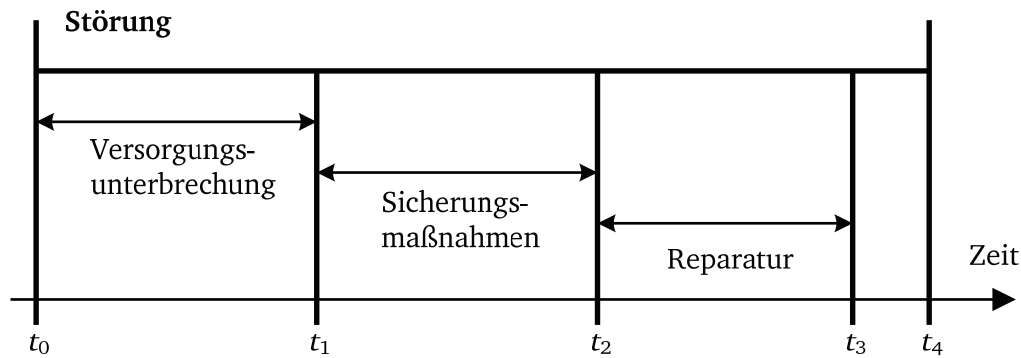


Abb. 2.23: Zeitlicher Ablauf einer Störung bis zur Wiederherstellung des Normalzustandes

Zum Zeitpunkt t_0 trete ein Kurzschluss auf, der praktisch verzögerungsfrei ordnungsgemäß abgeschaltet wird. Durch diesen Ausfall wird die Versorgung des Verbrauchers unterbrochen. Die anschließenden Wiederversorgungsmaßnahmen führen dann dazu, dass zum Zeitpunkt t_1 die Versorgung des Verbrauchers wiederhergestellt ist.

Von t_1 bis t_4 erfolgen die Sicherungsmaßnahmen, die Instandsetzung und unter Umständen eine Umschaltung mit Zeitverzug ($t_4 - t_3$), so dass der Normalzustand wieder erreicht wird (t_4). Anhand dieses Störungsbeispiels sind u.a. die Dauer der Versorgungsunterbrechung ($t_1 - t_0$) und die Aus-Dauer der defekten Komponente ($t_4 - t_0$) zu unterscheiden. Die Dauer der Versorgungsunterbrechung ist jedoch von den möglichen Wiederversorgungsmaßnahmen abhängig.

Ferner soll bei der Untersuchung überprüft werden, ob im Fehlerfall die bestehende Möglichkeit zur Wiederversorgung im NS-Netz durch das Aufladen der Batterien nicht mehr gegeben wird, so dass eine weitere Aussage in der Hinsicht getroffen werden kann, ob die Unterbrechungsdauer in diesem Fall länger ist und folglich einen Einfluss auf die Nichtverfügbarkeit hat.

3 Mobilitätsverhalten

Zur Überprüfung, ob bzw. in wie weit die bestehenden Verteilungsnetze die Elektrofahrzeuge aufnehmen können, werden die Batterien zuerst als zusätzliche mobile Netzlasten nachgebildet. Hierbei ist das individuelle Ladeverhalten einzelner Batterien von Elektrofahrzeugen auf die Mobilität der Fahrzeugnutzer, das Ladekonzept und die Ladeinfrastruktur zurückzuführen.

Anhand der Studie „Mobilität in Deutschland 2008“ (MiD 2008) wird daher das Mobilitätsverhalten je nach Region und Nutzergruppe näher betrachtet. Darauf basierend wird ein stochastisches Modell zur Simulation des individuellen Mobilitätsverhaltens nach den ausschlaggebenden Einflussfaktoren entwickelt. Hinsichtlich des Ladekonzepts lässt sich dann die Lastkurve der einzelnen Batterien, in Abhängigkeit von Regionen, Tagestypen usw. generieren. In Bezug auf die örtliche Fahrzeugstruktur und mit der Annahme der etwaigen Durchdringung der Elektrofahrzeuge werden die realitätsnahen potentiellen Lastkurven der Elektrofahrzeuge in ausgewählten Netzgebieten ermittelt.

3.1 Studie der Mobilität in Deutschland

Bei der Charakterisierung von Elektrofahrzeugen als zusätzliche Last handelt es sich vor allem um die Modellierung einer mobilen Last. Im Gegensatz zu herkömmlichen Haushaltsgeräten stellt sich die Frage, wann sie am Netz angeschlossen sind und zu welchem Zeitpunkt mit dem Ladevorgang begonnen werden kann. Dazu ist eine Mobilitätsstudie erforderlich, mit welcher sich das tägliche Nutzerverhalten von konventionellen Fahrzeugen zunächst näher in Betracht ziehen lässt. Seit Jahrzehnten werden bereits verschiedene Studien durchgeführt und veröffentlicht, so dass deren statistischen Daten zur Verfügung stehen. Im Vergleich zu allen anderen Studien hat die MiD 2008 spezielle Vorteile hinsichtlich:

- einer bundesweiten Befragung.
- zielgerichteter Fragen und
- verfügbarer Erhebungsdaten.

In diesem Zusammenhang sollen anschließend die zu Grunde gelegten statistischen Studien in Bezug auf die „MiD 2008“ und die Verwendung derer Erhebungsdaten eingehend vorgestellt werden.

3.1.1 Vorstellung der Studie MiD 2008

Die Studie „Mobilität in Deutschland 2008“ (MiD 2008) stellt eine bundesweite Befragung von rund 50.000 Haushalten zu ihrem Verkehrsverhalten im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung (BMVBS) dar. Sie hat das Mobilitätsverhalten der in Deutschland vorhandenen Personen zum Gegenstand, wobei bestimmte Fragestellungen, wie etwa Folgende untersucht werden:

- Wie oft sind die Menschen unterwegs?
- Welche Verkehrsmittel nutzen sie?
- Was ist der Zweck der Fahrt?

Die MiD 2008 stellt zusätzlich umfassende Informationen zu den Mobilitätsvoraussetzungen bereit, die etwa folgende Aspekte enthalten:

- Mit welchen Fahrzeugen sind die Haushalte ausgestattet?
- Wo leben die Menschen?

In der bundesweiten Studie wird die Basiserhebung erfasst, damit eine Differenzierung der Aussagen nach Bundesländern und Regionstypen ebenfalls möglich ist.

Die Erhebungsdaten auf solche konkreten Fragen sind relevant und nützlich für weitere Untersuchungen, wie beispielsweise hinsichtlich der Fahrzeugstruktur in unterschiedlichen Regionen. Anschließend werden die Stichproben anhand von Selektivitätsanalysen und der Durchführung einer Non-Response-Studie kontrolliert und die Daten unter Berücksichtigung der Datengewichtung und Hochrechnung strukturiert und aufbereitet. Durch eine geeignete Gewichtungsprozedur wird dann eine proportionale Auswertung für die gesamte Bundesrepublik gewährleistet.

Bei der **Gewichtung** erfolgt eine Angleichung der prozentualen Verteilungen der relevanten Merkmale in der Stichprobe an die Verteilungen in der Grundgesamtheit. Die Fallzahl innerhalb der Stichprobe wird dabei konstant gehalten.

Bei der **Hochrechnung** hingegen werden die gewichteten Fallzahlen mit einer Konstanten multipliziert, so dass die Fallzahl der Anzahl der Einheiten (z.B. Personen) in der Grundgesamtheit entspricht.

Die Datengewichtung ist ein wesentlicher Bestandteil der Ergebnisaufbereitung und stellt die grundlegende Voraussetzung für eine Auswertung der prozentualen Ergebnisse dar. Die Hoch-

rechnung erfolgt, wenn auf die absolute Verteilung geschlossen werden soll, wie z.B. im Falle der Berechnung des Verkehrsaufkommens und der Verkehrsleistung [10].

Insgesamt werden pro Tag in Deutschland im Personenverkehr 281 Mio. Wege (Verkehrsaufkommen) und 3,2 Mrd. Personenkilometer (Verkehrsleistung) zurückgelegt. Der Pkw bleibt dabei das wichtigste Verkehrsmittel, das Wachstum im motorisierten Individualverkehr (MIV) ist jedoch deutlich abgeschwächt. Im Gegenzug nehmen der Öffentliche Verkehr und der nicht-motorisierte Individualverkehr leicht an Bedeutung zu.

3.1.2 Datenauswahl aus der Studie MiD 2008

Die Erhebungsdaten stellen wichtige Ergebnisse zur Alltagsmobilität der deutschen Wohnbevölkerung zur Verfügung. Diese fließen einerseits in die Verkehrsplanung ein und bieten andererseits eine breite Datengrundlage für die Mobilitätsforschung. Ebenso stellt die Studie MiD 2008 die Basis für die Modellierung des individuellen Nutzerverhaltens dar. Mit Hilfe der MiD 2008 kann die Mobilität der deutschen Bevölkerung auf fünf Auswertungsebenen betrachtet werden:

- Haushaltsebene (25.922 Haushalten),
- Personenebene (60.713 Personen),
- Wegeebene (193.290 Wegen),
- Pkw-Ebene (34.601 Fahrzeugen) und
- Reiseebene (36.182 Reisen).

Für weitere Untersuchungen sind die Ergebnisse auf den ersten vier Ebenen verwendbar. Auf der **Haushaltsebene** werden Angaben zu den Merkmalen eines Haushalts, wie z.B. die Haushaltsgröße und der Bestand an Verkehrsmitteln, bereitgestellt. Dadurch lässt sich beispielsweise die Verteilung der Haushalte mit mehr als einem Pkw bestimmen, was hinsichtlich des Einsatzes von Elektrofahrzeugen in der ersten Vermarktungsphase von Interesse ist.

Die **Personenebene** wiederum enthält personenspezifische Angaben, wie z.B. die Tätigkeit der befragten Person und ob ein Berufstätiger mit verfügbarem Pkw am Tag tatsächlich mobil bzw. außer Haus ist oder MIV-Wege (motorisierte Individualverkehrswege) vorgenommen hat. Diese Nutzungshäufigkeit des Pkw beeinflusst die gesamte Lastganglinie der Elektrofahrzeuge, weil es für das Elektrofahrzeug, das am Tag nicht genutzt wird, keiner Aufladung bedarf.

Auf der **Pkw-Ebene** werden detaillierte Angaben über die vorhandenen Automobile im Haushalt zur Verfügung gestellt. So können Ergebnisse zur Zusammensetzung der in privaten Haushalten verfügbaren Wagen gewonnen und Aussagen über die Nutzung des Automobils am Stichtag getroffen werden.

Auf der **Wegeebene** hingegen sind Angaben über die am Stichtag von einer Person zurückgelegten Wege enthalten. Auf dieser Ebene kann die Mobilität der Bevölkerung am jeweiligen Stichtag ausgewertet werden.

Des Weiteren werden auf allen inhaltlichen Ebenen Raumvariablen bereitgestellt, so dass beispielsweise Auswertungen nach Bundesländern oder Kreistypen möglich sind, was für die weitere Netzuntersuchung der vorliegenden Arbeit hilfreich ist. Bevor die Ladeinfrastruktur flächendeckend aufgebaut und die Batterietechnologie ausgereift ist, sind stets die Lademöglichkeiten des Fahrzeugs in Betracht zu ziehen. Demzufolge könnte mit einem Elektrofahrzeug das persönliche Mobilitätsverhalten abweichend vom ursprünglichen sein.

Bei der Auswahl von Stichproben als Eingangsgröße für die Nachbildung des Mobilitätsverhaltens werden folglich technische Merkmale, wie etwa die Reichweite, bereits realitätsnah berücksichtigt, beispielsweise werden einzelne Weglängen größer als 200 Kilometer direkt ausgeschlossen.

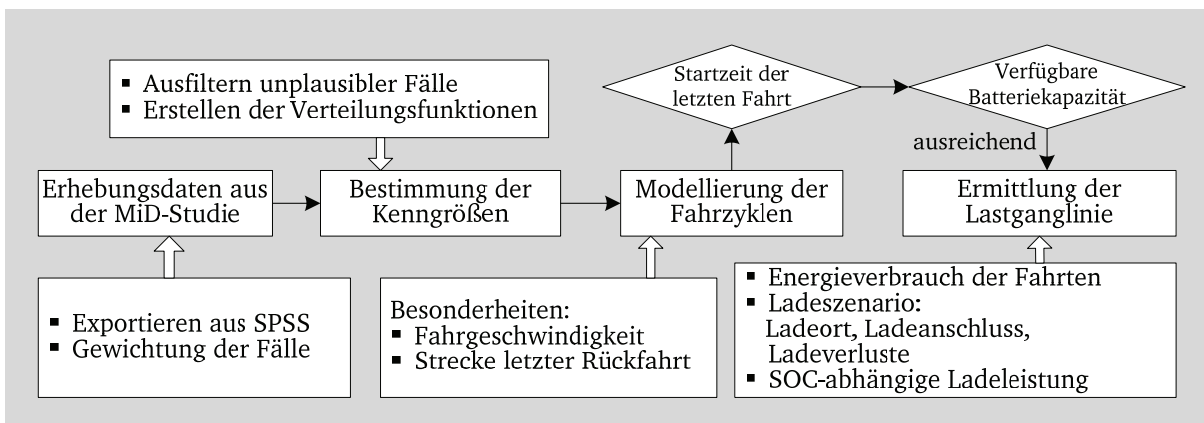


Abb. 3.1: Flussdiagramm der Auswertung der Mobilitätsdaten aus der Studie MiD 2008

Das Flussdiagramm der Auswertung von Mobilitätsdaten wird in Abb. 3.1 dargestellt. Unter Berücksichtigung der Gewichtung werden zuerst die zur Verfügung gestellten Erhebungsdaten mit dem Statistikprogramm SPSS exportiert. Dabei werden die nicht plausiblen Fälle, wie z.B. unvollständige Fahrzyklen, ausgeklammert. Anschließend werden die relevanten Kenngrößen, wie etwa Fahrzweck, Fahrzeit, Parkdauer usw. bereitgestellt und deren Verteilungsfunktion ermittelt, welche für die nächste Modellierung des individuellen Fahrverhaltens nützlich sind.

Bei der Modellierung wird hinsichtlich der aktuellen Lademöglichkeiten davon ausgegangen, dass das private Elektrofahrzeug am Tag von zuhause losfährt und am Ende eines Fahrzyklus wieder nach Hause zurückkehrt. Weiterhin gilt es zu beachten, dass einerseits die Fahrgeschwindigkeit unter Einbeziehung der Leistung des Elektrofahrzeugs eingeschränkt werden muss und andererseits die Strecke der letzten Fahrt nicht beliebig lang sein darf, sondern von vorherigen gesamten Weglängen abhängig ist. Zuletzt wird die verfügbare Batteriekapazität derart geprüft, ob der tatsächlich benötigte Energieverbrauch für die Fahrten am Tag von der Batterie abgedeckt werden kann.

Hinsichtlich der Reichweite und Lademöglichkeiten werden nur ca. 80 % an MIV-Wegketten für die Simulation berücksichtigt, unter der Bedingung, dass der erste Weg von zuhause und der letzte Weg nach Hause und am selben Tag stattfinden. Die Lastganglinie für ein Elektrofahrzeug lässt sich dann ermitteln, wenn dessen Fahrzyklus am Tag vollständig ist und die technischen Merkmale jeder Zwischenfahrt im Hinblick auf die technische Leistung des Elektrofahrzeugs plausibel sind.

3.2 Bevölkerungs- bzw. Fahrzeugstruktur

Die vorhandenen ausgewählten Verteilungsnetze, die im Folgenden untersucht werden, befinden sich in unterschiedlichen Regionen. Zur Abbildung der aggregierten Lastganglinie in den Netzgebieten spielen die Anzahl und das tägliche Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen eine wichtige Rolle. Basis für die Durchdringungsszenarien der Elektrofahrzeuge ist der aktuelle Pkw-Bestand und die Fahrzeugstruktur je nach Hauptnutzer. Anhand der Studie MiD 2008 und des statistischen Landesamtes werden die Bevölkerungsstruktur und die entsprechende Fahrzeugstruktur nach dem jeweiligen Regionstyp bestimmt.

3.2.1 Bevölkerungsstruktur

Als erstes werden die untersuchten Regionen nach einigen wesentlichen Merkmalen klassifiziert, hierzu gehören:

- Kernstädte (R1),
- verdichtete Kreise (R2) und
- ländliche Kreise (R3).

die im Folgenden jeweils mit R1, R2 und R3 gekennzeichnet werden.

Auf der Personenebene werden dann die Einwohner einzelner Regionen hinsichtlich verschiedener verhaltenshomogener Personengruppen eingestuft, hierbei sind zwei Nutzergruppen mit jeweils einem verfügbaren Fahrzeug von entscheidender Bedeutung:

- Personengruppen (G1): Erwerbstätige/Berufstätige inklusive Auszubildende,
- Personengruppen (G2): Nichterwerbstätige inklusive Studenten.

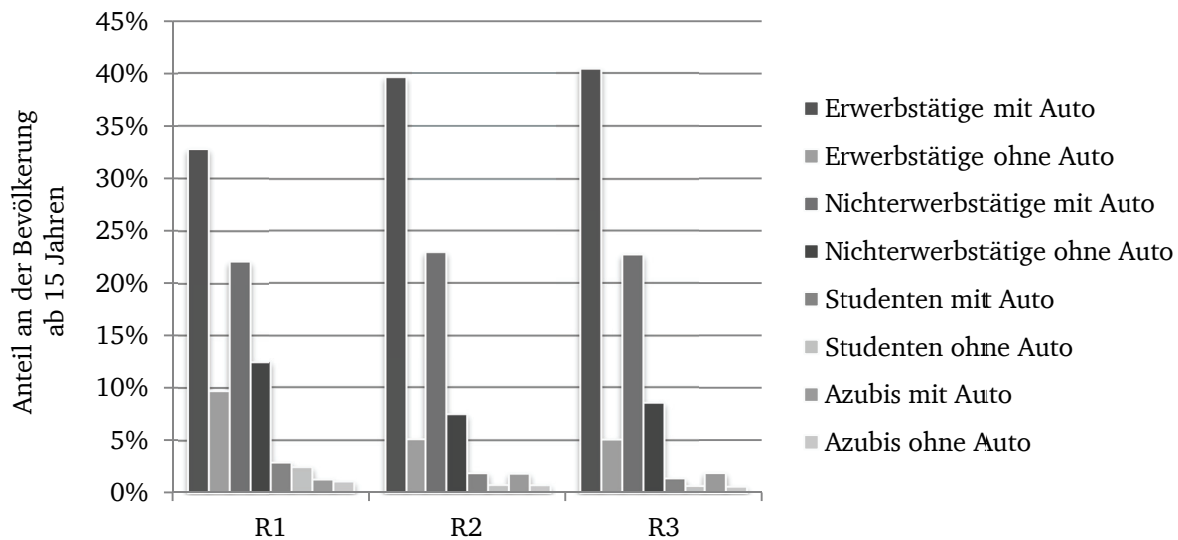


Abb. 3.2: Aufteilung der verhaltensbezogenen Personengruppen in Abhängigkeit der untersuchten Netzbezirke

Den Unterschied hinsichtlich der Bevölkerungsstruktur in ländlichen bzw. städtischen Gebieten zeigt die Abb. 3.2 detailliert auf. Der Anteil der Erwerbstätigen mit Auto in Kernstädten (R1) liegt bei 33%, während er in verdichteten (R2) und ländlichen Kreisen (R3) ca. 40% beträgt. Dies deutet darauf hin, dass die Erwerbstätigen aus R1 aufgrund der guten Verkehrsinfrastruktur und der womöglich kürzeren Berufswege wenig Bedarf an einem Wagen haben.

Für die örtlichen Berufstätigen als Hauptnutzer ist noch zu unterscheiden, ob sie Ein- oder Auspendler sind. Hierbei sind Pendler im Sinne der Beschäftigungsstatistik alle sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten, deren Arbeitsort sich vom Wohnort unterscheidet. Pendler werden demnach nach Ein- und Auspendlern unterschieden:

- Einpendler sind sozialversicherungspflichtige Beschäftigte, die nicht am Arbeitsort wohnen,
- Auspendler sind sozialversicherungspflichtige Beschäftigte, die nicht am Wohnort arbeiten.

Die statistischen Daten bezüglich der Anzahl der Auspendler, Einpendler und auch die Beschäftigten, die am Wohnort arbeiten, werden aus den Angaben des Statistischen Landesam-

tes entnommen. Das Verhältnis zwischen Einpendlern und Auspendlern schwankt zwischen den Regionen erheblich.

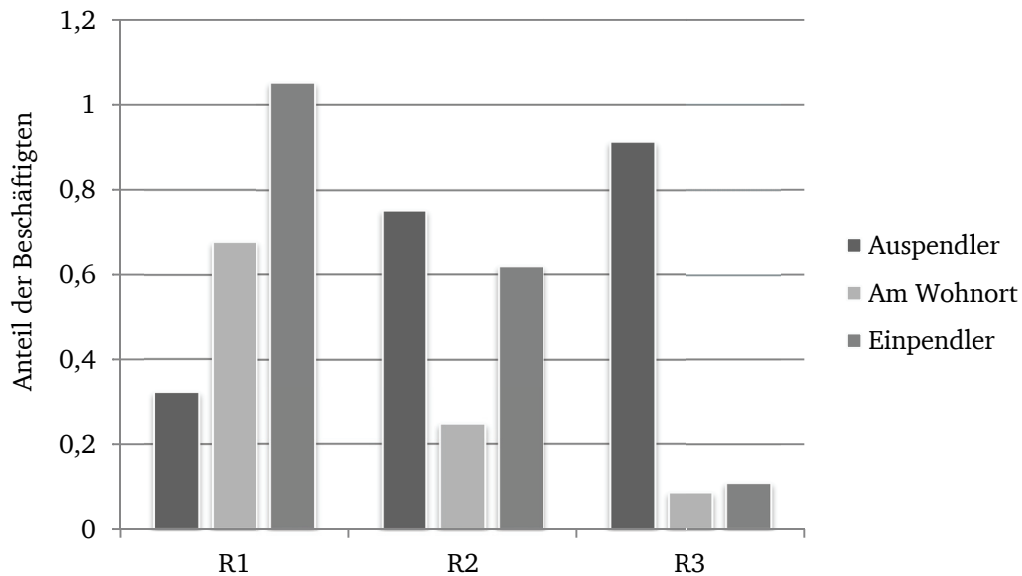


Abb. 3.3: Anteil der Berufstätigen in Bezug auf die örtlich angemeldeten Beschäftigten

Ebenso zeigt die Abb. 3.3, dass die Anzahl der Einpendler in Kernstädten (R1) sogar höher ist als die der örtlich angemeldeten Beschäftigten (Auspendler und Berufstätige am Wohnort, welches einem Wert von „1“ (100 %) entspricht, wobei in ländlichen Kreisen (R3) die Erwerbstätigen überwiegend Auspendler sind. Das kann zur Folge haben, dass der zuhause stattfindende Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs vom Auspendler aus einer ländlichen Gegend wesentlich kürzer ist, wenn die Batterie an der Arbeitsstelle auch aufgeladen werden kann. Folglich wird das Verteilungsnetz im ländlichen Gebiet (R3) unter Umständen geringer belastet als im Falle des Szenarios „Aufladen nur Zuhause“.

3.2.2 Fahrzeugstruktur

Zur Modellierung des Fahrverhaltens eines Fahrzeugs ist es notwendig, zuerst dessen Hauptnutzer zu kennen bzw. ob das Fahrzeug vorwiegend von Erwerbstätigen oder Nicht-Erwerbstätigen genutzt wird, da das Fahrverhalten von diesen zwei Nutzergruppen vor allem an Werktagen wegen der Berufswege unterschiedlich ist und die tägliche Ladekurve der Batterie damit auch einem starken Einfluss unterliegt. Relevant ist hierzu die Fahrzeugstruktur nach Hauptnutzern, hierbei repräsentiert der Hauptnutzer eine Person mit einem jederzeit verfügbaren Automobil.

Die Studie MID 2008 gibt die Statistik für die jeweilige Fahrzeugstruktur in verschiedenen Regionen sowohl auf der Autoebene als auch auf der Personenebene an, wie in Abb. 3.4 wiedergegeben.

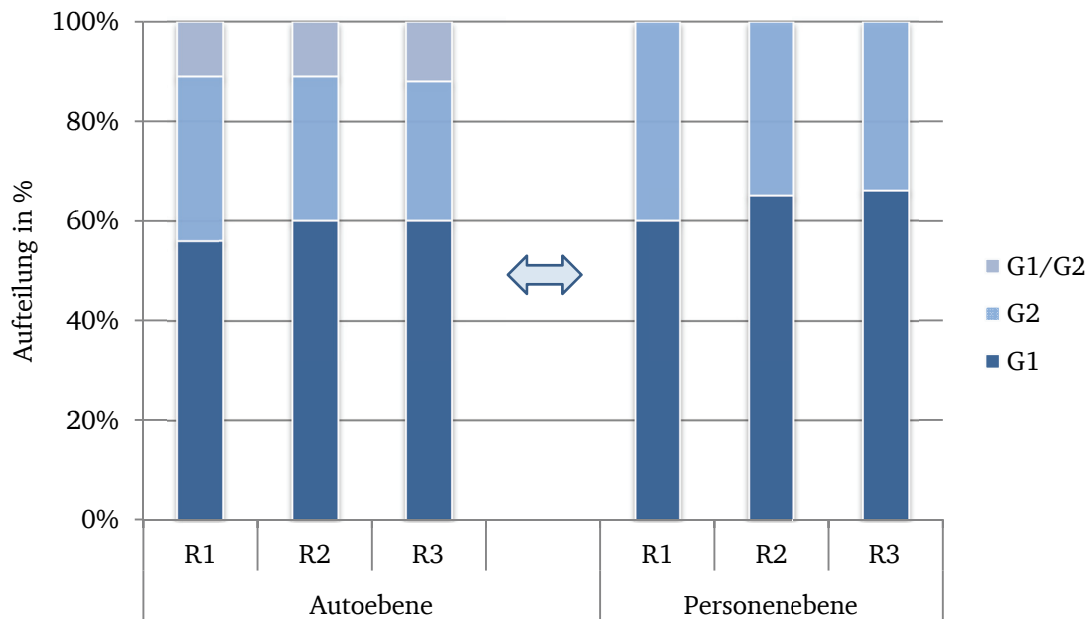


Abb. 3.4: Schematische Fahrzeugstruktur auf der Auto- und der Personenebene

Auf der Personenebene ist erkennbar, dass ein Anteil von ca. 60% der Fahrzeuge von Berufstätigen (G1) im Sinne eines Hauptnutzers genutzt wird, wobei diese Quote im ländlichen Gebiet (R3) etwas höher ist als in Kernstädten (R1). Auf der Autoebene entspricht dies der Tatsache, dass ein Anteil von ca. 10% der Fahrzeuge nicht explizit (entweder G1 oder G2) zugeordnet werden kann, weil in der Tat die Fahrzeuge beiden Nutzergruppen zur Verfügung stehen können, wie auch die Abb. 3.5 schildert.

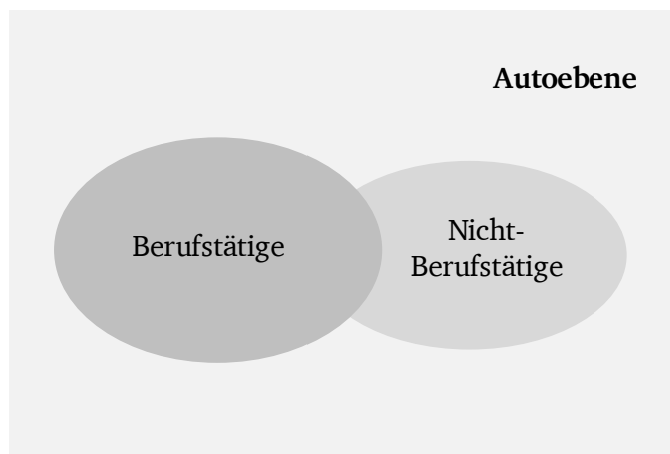


Abb. 3.5: Zuordnung der Fahrzeugnutzergruppe auf der Autoebene

Später wird die Erhebungstatistik bezüglich der verhaltenshomogenen Personengruppen zur Festlegung der Fahrzeugstruktur gewählt, wobei ein weiterer Vorteil darin besteht, dass es anhand der vom Statistischen Amt angegebenen Informationen möglich ist, die Anzahl der Einpendler mit verfügbaren Fahrzeugen zu bestimmen. Die Anwendbarkeit dieser Personenstatistik ist wie folgt für die betrachteten Regionen verifiziert und validiert. Zuerst wird der Fahrzeugbestand mit der örtlichen Einwohnerzahl und der Erhebungstatistik bezüglich der jeweiligen Personengruppen abgeleitet. Anschließend wird die abgeschätzte Summe der Fahrzeuge in jeder Region mit dem tatsächlichen Pkw-Bestand verglichen. Als Ergebnis liegen die Abweichungen jeweils bei knapp 10%, 5%, und 1% in den Regionen R1, R2 und R3.

Im Falle einer niedrigen Durchdringung kann die Nutzerstruktur der Elektrofahrzeuge nicht wie bei konventionellen Fahrzeugen sein, unter anderem sollte zuerst der große Anteil an Elektrofahrzeugen von Erwerbstätigen genutzt werden, wie in Kapitel 2.3.1.2 erläutert. Aus diesem Grund werden die zwei Nutzergruppen bei der Modellierung des Fahrverhaltens stets separat in Betracht gezogen.

3.2.3 Mobilität und Parkmöglichkeiten

Es stellt sich die Frage, wie häufig in der Realität ein Fahrzeug vom Hauptnutzer verwendet wird, so dass eine Aussage über die Anzahl der täglich am Netz angeschlossenen Elektrofahrzeuge getroffen werden kann. Die MiD-Studie zeigt die Mobilität der jeweiligen Nutzergruppe nach Wochentagen, wie in Abb. 3.6 dargestellt.

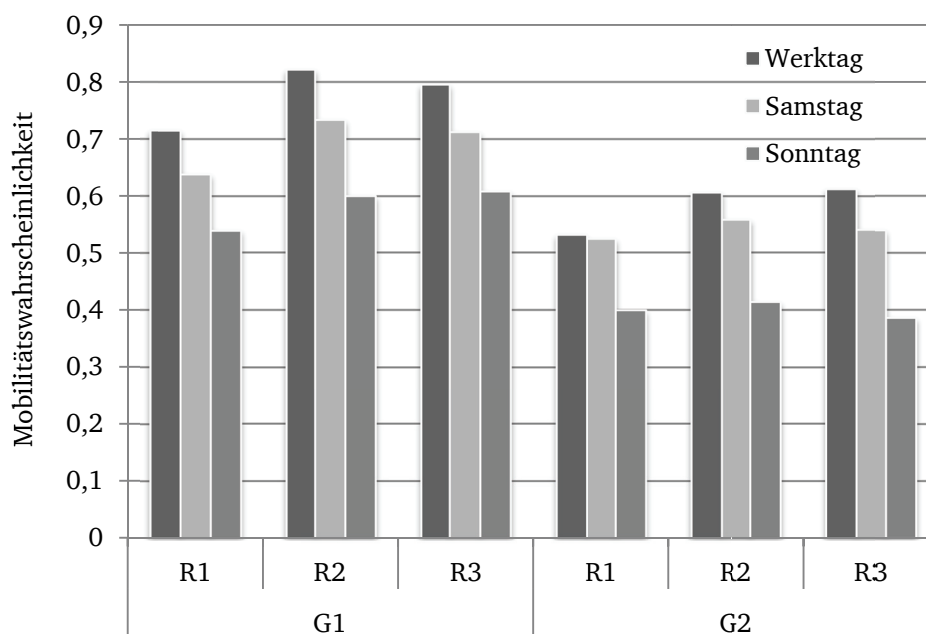


Abb. 3.6: Mobilität nach Wochentag

Hierbei werden aufgrund der ähnlichen Mobilität die Werktage von Montag bis Freitag einfach als Typ „Werktag“ behandelt.

Die Quote, ob ein Erwerbstätiger an einem Werktag mit einem Auto als Fahrer unterwegs ist, ist von der Region abhängig. Die Tendenz zeigt jedoch, dass die Hauptnutzer in den Regionen R2 und R3 mobiler sind als in Städten, da in größeren Städten das Fahrziel auch mit öffentlichen Verkehrsmitteln gut erreichbar ist. In der Region R3 sind ca. 80% der Nutzergruppe G1 mit dem Auto am Werktag unterwegs, während es an Sonntagen im Vergleich nur 60% sind, da sie offenbar am Wochenende weniger mobil sein müssen. Dies hat zur Folge, dass die zusätzliche Belastung durch das Aufladen von Elektrofahrzeugen an einem Sonntag geringer als an einem Werktag ist.

Bei einer niedrigen Durchdringung der Elektrofahrzeuge wird immer davon ausgegangen, dass am Arbeitstag sämtliche Elektrofahrzeuge mobil sind und am Wochenende, ähnlich wie bei konventionellen Fahrzeugen, nur im angemessenen Verhältnis zur Mobilität am Werktag.

Ferner wird die mittlere tägliche Fahrleistung je nach Region und Nutzergruppe in der Abb. 3.7 dargestellt. In der Kernstadt (R1) legen die Erwerbstätigen an Werktagen ca. 40 km zurück, also weniger als in R2 und R3, während deren tägliche Fahrleistung an Sonntagen höher ist. Genauso ist es auch bei Nichterwerbstätigen, da an einem Sonntag eine höhere Fahrleistung zurückgelegt werden kann, obwohl am Sonntag das Fahrzeug weniger genutzt wird.

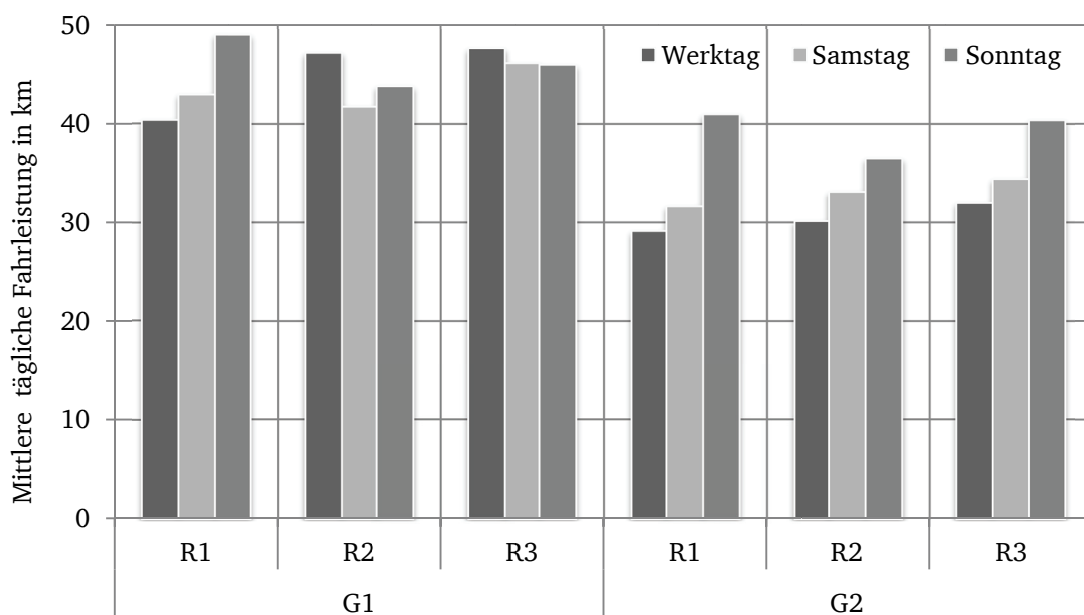


Abb. 3.7: Mittlere tägliche Fahrleistung je nach Region, Tagestyp und Nutzergruppe

Für die Prognose hinsichtlich der Durchdringung ist die Parkmöglichkeit äußerst relevant. Die MiD-Studie gibt eine Antwort darauf, wo die Nutzer zuhause parken können, wie die Abb. 3.8 aufzeigt.

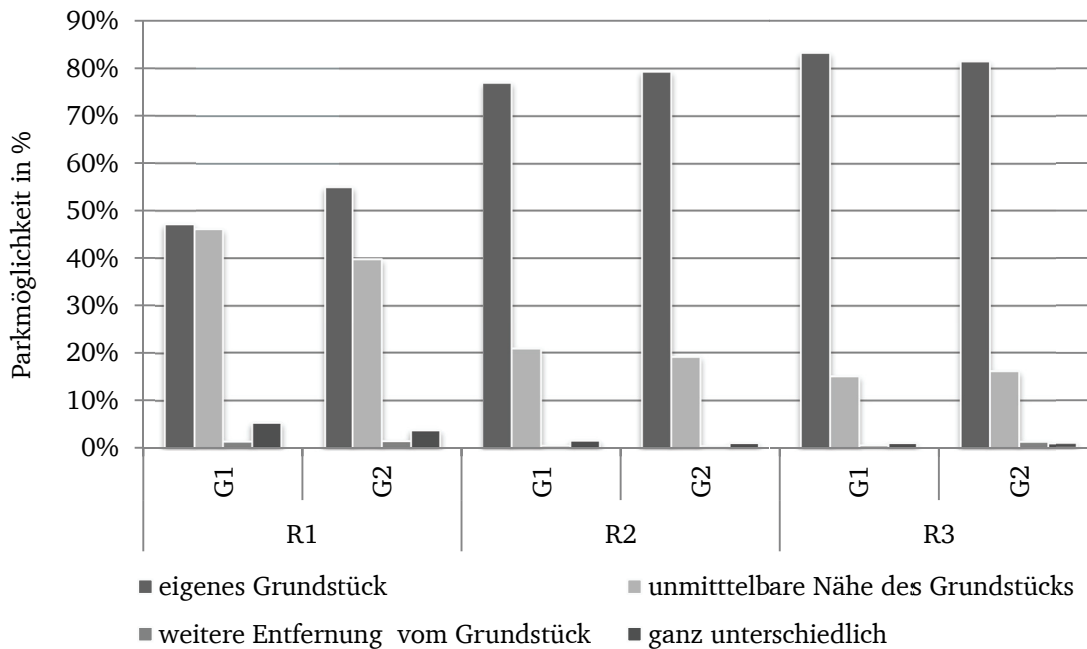


Abb. 3.8: Parkmöglichkeit je nach Region

Wenn das Fahrzeug auf dem eigenen Grundstück geparkt wird, ist es möglich, dass ein Ladeanschluss für das Elektrofahrzeug schnellstmöglich nachgerüstet werden kann. In Region R1 verfügen knapp 50 % der Nutzergruppe G1 über eigene Parkplätze auf dem eigenen Grundstück, während es in den Regionen R2 und R3 ca. 80 % sind.

3.2.4 Haushaltsstruktur

Der Energieverbrauch und die Spitzenlast eines Haushalts sind unter anderem von deren Personenanzahl abhängig. Die Haushaltstruktur bezogen auf die Haushaltsgröße und Autoanzahl eines Haushalts ist in der Abb. 3.9 dargestellt. Die größeren Haushalte besitzen tendenziell auch mehr Fahrzeuge; die durchschnittliche Anzahl der Fahrzeuge pro Haushalt steigt somit bei erhöhter Haushaltsgröße entsprechend an und liegt jeweils bei 0,67 Fahrzeuge bei einem Ein-Person-Haushalt. Die Anzahl der Fahrzeuge steigt jeweils auf 1,25 (Zwei-Personen); 1,71 (Drei-Personen); 1,80 (Vier-Personen); 1,83 (Fünf-Personen).

Wie in Kapitel 2.3.1.1 bereits erläutert, sollen die Elektrofahrzeuge bei der Marktaktivierung zuerst als Ersatz des Zweitwagens des jeweiligen Haushalts in Frage kommen. In diesem Zu-

sammenhang deutet sich an, dass sich die Spitzenlasten von Zwei- bzw. Mehrpersonenhaushalten mit einem höheren Stromverbrauch durch das Aufladen der Elektrofahrzeuge potentiell weiter erhöhen.

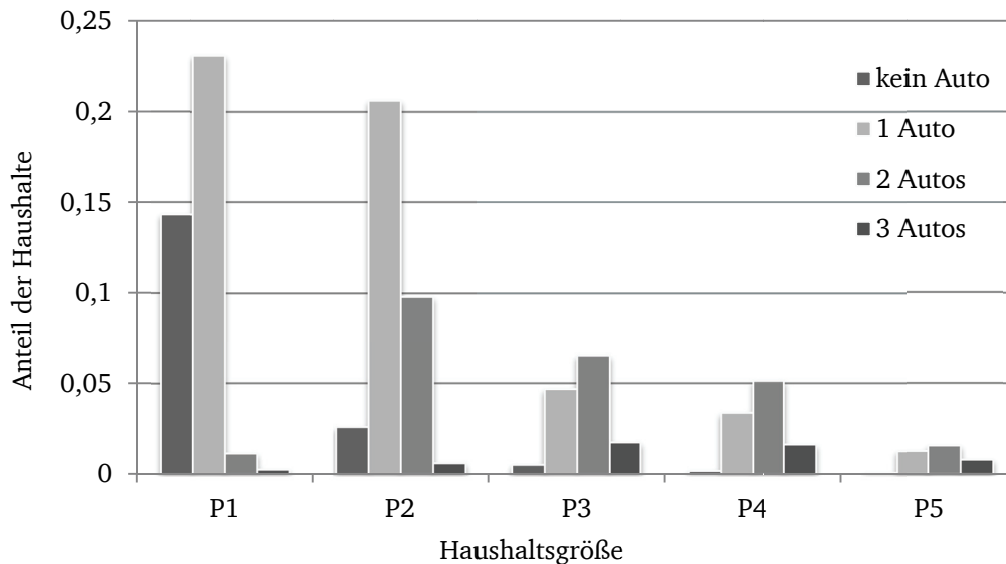


Abb. 3.9: Autoanzahl eines Haushalts in Abhängigkeit zur Haushaltsgröße

3.3 Stochastische Modellierung des Mobilitätsverhaltens

Anhand von Erhebungsdaten aus der MiD-Studie wird das Mobilitätsverhalten der zwei Nutzergruppen individuell analysiert. Darauf aufbauend wird zudem das Fahrverhalten jeder Nutzergruppe modelliert. Dabei werden also die signifikanten Faktoren, die das Mobilitätsverhalten beeinflussen können, herangezogen, wie z.B. Tagestyp, Jahreszeit und Regionstyp. Das Mobilitätsverhalten am Montag und Freitag unterscheidet sich nur gering im Vergleich zur Kernwoche (von Dienstag bis Donnerstag), somit werden die Wochentage von Montag bis Freitag im Gegensatz zum Samstag und Sonntag als „Werktag“ kategorisiert.

3.3.1 Fahrzyklus am Tag

Einen klassischen Fahrzyklus im Laufe des Tages gibt die Abb. 3.10 wieder. Die erste Fahrt startet am frühen Morgen, wobei das Fahrzeug anschließend bei der Arbeitsstelle geparkt wird. Vor der letzten Fahrt nach Hause findet noch eine weitere Einkaufsfahrt statt. Über die Nacht ist das Fahrzeug dann wieder zuhause abgestellt. Durch Merkmale, wie z.B. die Startzeit am Tag und die Fahrten bzw. der tägliche Fahrzyklus, können charakteristische Größen abgeleitet werden. Dazu gehören der Fahrzweck, die Weganzahl, Weglänge, Startzeit sowie Fahrt- und Parkdauer.

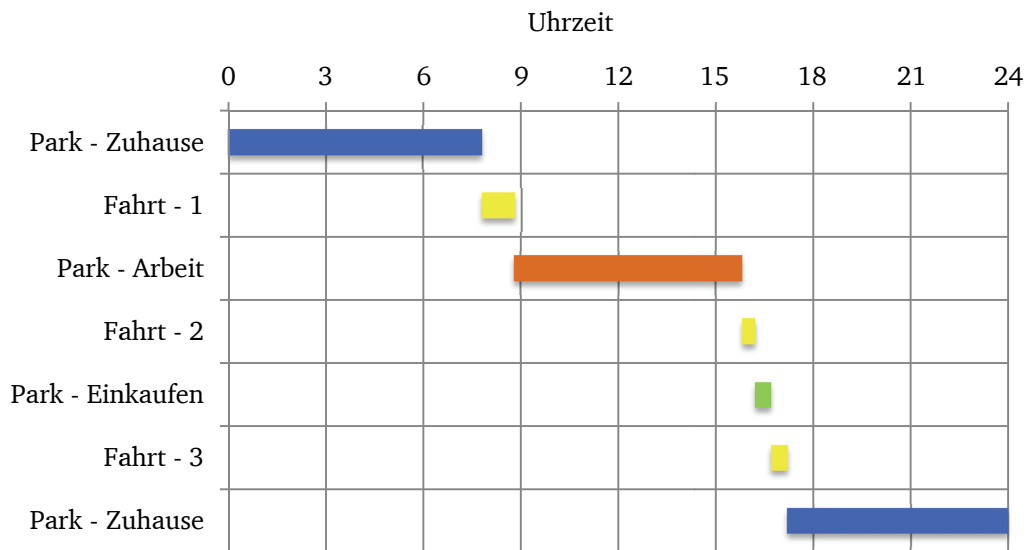


Abb. 3.10: Zeitliche und örtliche Zustände des Fahrzeuges

In der vorliegenden Arbeit wird der Mikrofahrzyklus so definiert, dass er sich über die erste Fahrt bis zur letzten Fahrt erstreckt, unter der Voraussetzung, dass am Standort das Fahrzeug mit der ersten Fahrt beginnt und an demselben Tag wieder am Standort zurückfährt, wie die Abb. 3.11 veranschaulicht. Der Fahrzyklus eines Elektrofahrzeugs am Tag kann einen oder mehrere Mikrofahrzyklen umfassen. Aus der MiD-Studie besteht ein täglicher Fahrzyklus im Durchschnitt aus ca. 1,4 Mikrozyklen.

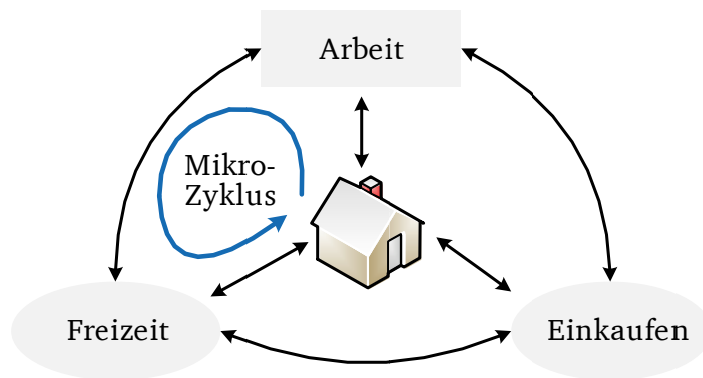


Abb. 3.11: Darstellung eines Fahrzyklus an einem Tag

Bei der Modellierung des Mobilitätsverhaltens wird auch von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Erste Fahrt von Zuhause; letzte Fahrt nach Hause am selben Tag;
- Mikrofahrzyklus (MFZ): von Zuhause – unterschiedliche Fahrziele – nach Hause.

3.3.2 Methode der Modellierung

Im Folgenden werden die Merkmale der Fahrten bei der Modellierung als Kenngröße betrachtet. Die erfassten und für das Elektrofahrzeug zumutbaren Erhebungsdatensätze der relevanten Kenngrößen werden zur Ermittlung der Verteilungsfunktion aus der MiD-Studie entnommen und aufbereitet. Der Zusammenhang zwischen den Kenngrößen wird in Abb. 3.12 geschildert.

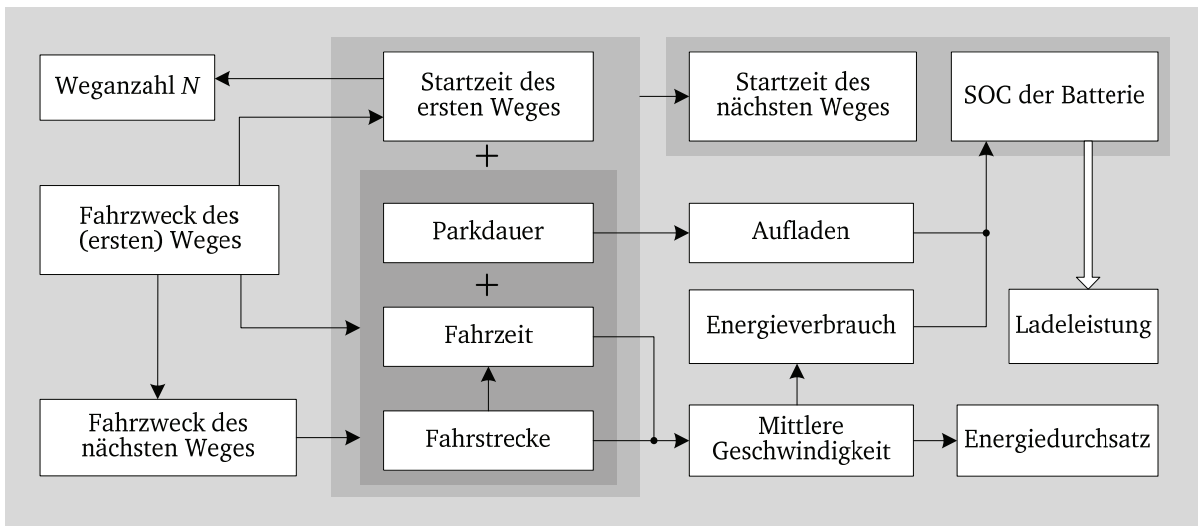


Abb. 3.12: Schematische Darstellung der Beziehung zwischen den Kenngrößen

Vom Fahrzweck des ersten Weges wird die Startzeit bestimmt, die wiederum die Weganzahl am Tag beeinflusst. Zudem sind die Parkdauer, die Fahrzeit, die Fahrstrecke und auch das nächste Fahrziel von dem aktuellen Fahrzweck abhängig. Daraus resultiert dann die Startzeit der nächsten Fahrt.

Anhand der aus Fahrstrecke und Fahrzeit resultierenden Geschwindigkeit lassen sich die für die Fahrstrecke benötigte Energie zur Bestimmung des Ladezustands (SOC) und der entsprechende Energiedurchsatz zur Abschätzung des Kapazitätsverlustes ausrechnen.

Wenn die Batterie während des Parkens aufgeladen bzw. auch zur Systemdienstleistung entladen wird, nimmt der Ladezustand - je nach der von SOC abhängigen Ladeleistung - entsprechend zu bzw. ab. Die Startzeit des letzten Weges und der Ladezustand der Batterie dienen zur Prüfung der Gültigkeit der individuell generierten Fahrtroute. Die letzte Fahrt soll schließlich am selben Tag erfolgen und der Energieverbrauch im Laufe des Tages weniger als die verfügbare Batteriekapazität sein.

3.3.3 Verteilungsfunktion der Kenngrößen

Des Weiteren werden die Stichproben nach folgenden Haupteinflussfaktoren weiter unterteilt in:

- Regionen: Kernstadt (R1), Kleinstadt (R2), Dorf (R3).
- Jahreszeiten: Winter, Sommer, Übergangszeit.
- Tagestypen: Werktag, Samstag, Sonntag.
- Nutzergruppen: Erwerbstätige (G1), und Nicht-Erwerbstätige (G2).

Nach der Aufbereitung und Aussortierung der zur Modellierung verwendeten Stichprobe werden die Verteilungsfunktion der Kenngrößen, wie z.B. die Weglänge sowie die Fahrt- und Parkdauer, ermittelt sowie aufgestellt und in den folgenden Kapiteln detailliert vorgestellt.

3.3.3.1 Fahrzweck

In der Mobilitätsstudie werden insgesamt drei Fahrzwecke als Hauptkategorie wie folgt zusammengefasst:

- Berufswege (Arbeitsstelle).
- Einkaufen (Supermarkt, Einkaufszentrum usw.).
- Freizeit und sonstige, wie Begleitungen oder private Erledigungen usw.

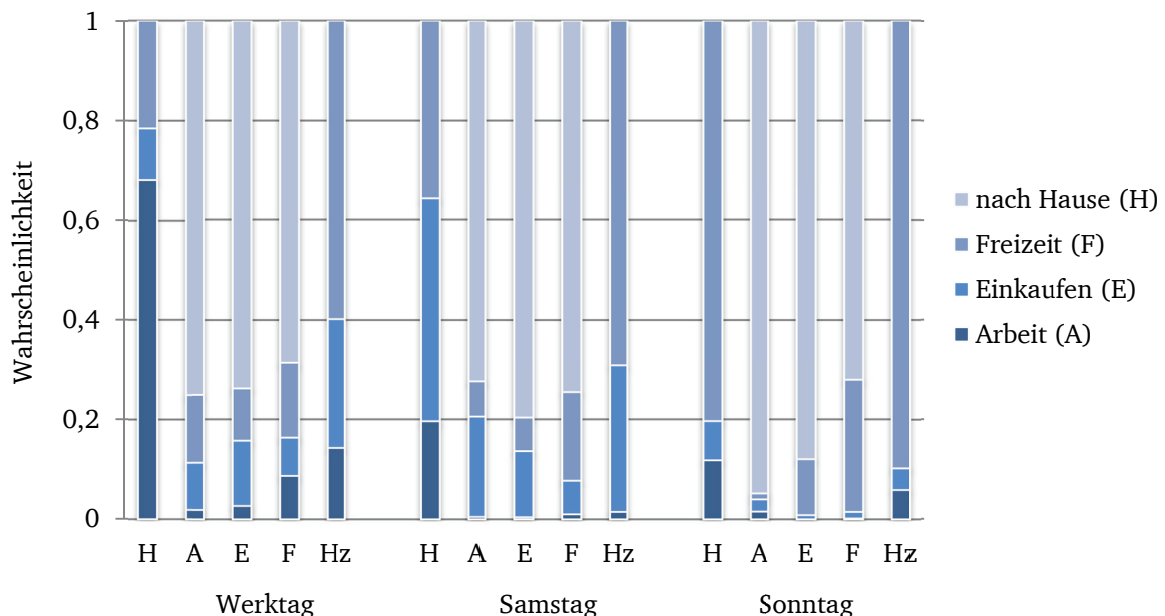


Abb. 3.13: Verteilung des Fahrzwecks von Erwerbstätigen (G1) im Winter

In der Abb. 3.13 wird die Wahrscheinlichkeit des Fahrzwecks der nächsten Fahrt abhängig vom Fahrziel der vorherigen Fahrt dargestellt. Am Tag können mehrere Mikrofahrzyklen statt-

finden, wobei zwischendurch das Fahrzeug etwa nach Hause fährt, um später wieder von Zuhause aus fortzufahren. In diesem Fall wird der Standort „Zuhause“ zusätzlich als „Hz“ gekennzeichnet.

Ausgehend vom Zuhause impliziert der Fahrzweck des ersten Weges folgende drei Möglichkeiten: „Arbeiten“, „Einkaufen“ oder „Freizeit“. Am Werktag liegt die Wahrscheinlichkeit der ersten Fahrt zur Arbeit bei knapp 70 % (Balken H) und mit 75 %-iger Wahrscheinlichkeit wird dann nach der Arbeit direkt nach Hause (Balken A) gefahren. Demgegenüber sind an Samstagen die Fahrten zum Einkaufen in ihrer Anzahl deutlich höher als an Werktagen, während zu Sonntagen mehr Wege für Freizeitaktivitäten zurückgelegt werden.

3.3.3.2 Startzeit der ersten Fahrt

Die Verteilungsfunktion der Kenngröße „Startzeit nach Fahrzweck“ für die Nutzergruppe G1 wird unter Berücksichtigung der Einflussfaktoren wie dem Tagestyp ermittelt, so wie die Abb. 3.14 aufzeigt. Hiermit wird später bei der Modellierung eine zufällige Startzeit generiert. Aufgrund der Berufswege an Werktagen beginnt die erste Fahrt der Erwerbstätigen von zu Hause meist vor 8 Uhr; nach 16 Uhr erfolgen ca. 85 % der ersten Fahrten aufgrund von Freizeitaktivitäten oder Einkaufen. Nach 20 Uhr wiederum finden nur sehr wenig erste Fahrten statt. Generell beeinflusst der tägliche Fahrbedarf die Startzeit indirekt, beispielsweise wenn am Tag mehrere motorisierte Individualverkehrswege (MIV-Wege) zurückzulegen sind, beginnt die erste Fahrt tendenziell auch früher als im Falle einer niedrigen Weganzahl.

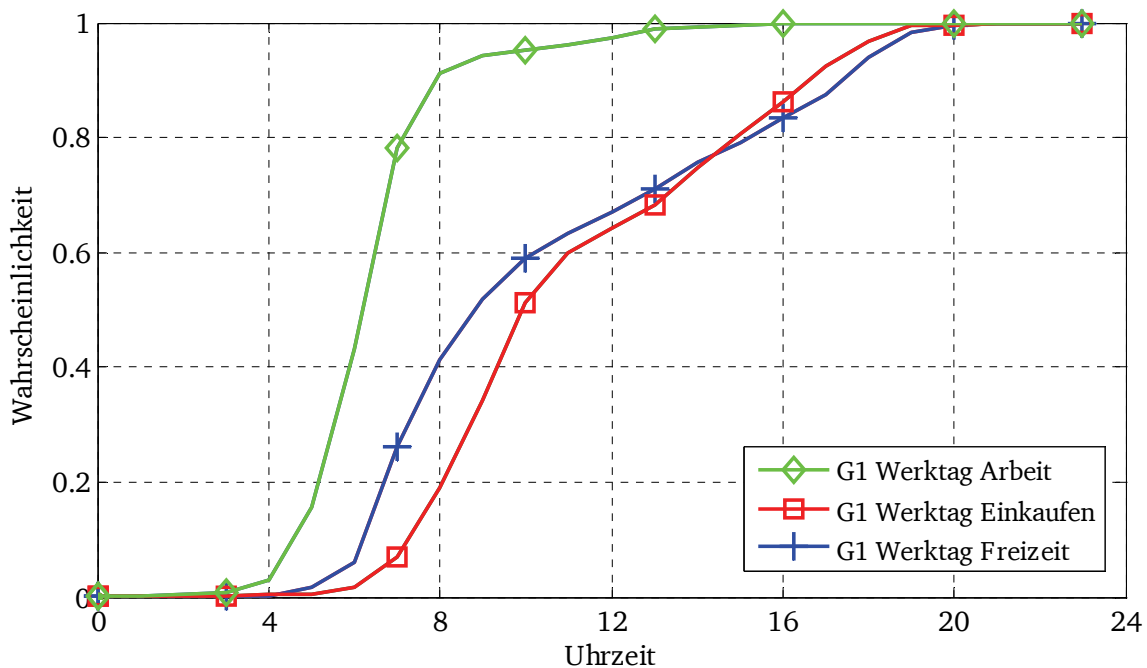


Abb. 3.14: Verteilungsfunktion der Startzeit nach Fahrzweck im Falle von Berufstätigen (G1)

3.3.3.3 Weganzahl

Die Weganzahl spiegelt den täglichen Fahrbedarf wider und ist wesentlich von der Startzeit des ersten Weges abhängig. Die mittlere Weganzahl nach Startzeit des ersten Weges ist in Abb. 3.15 stündlich dargestellt.

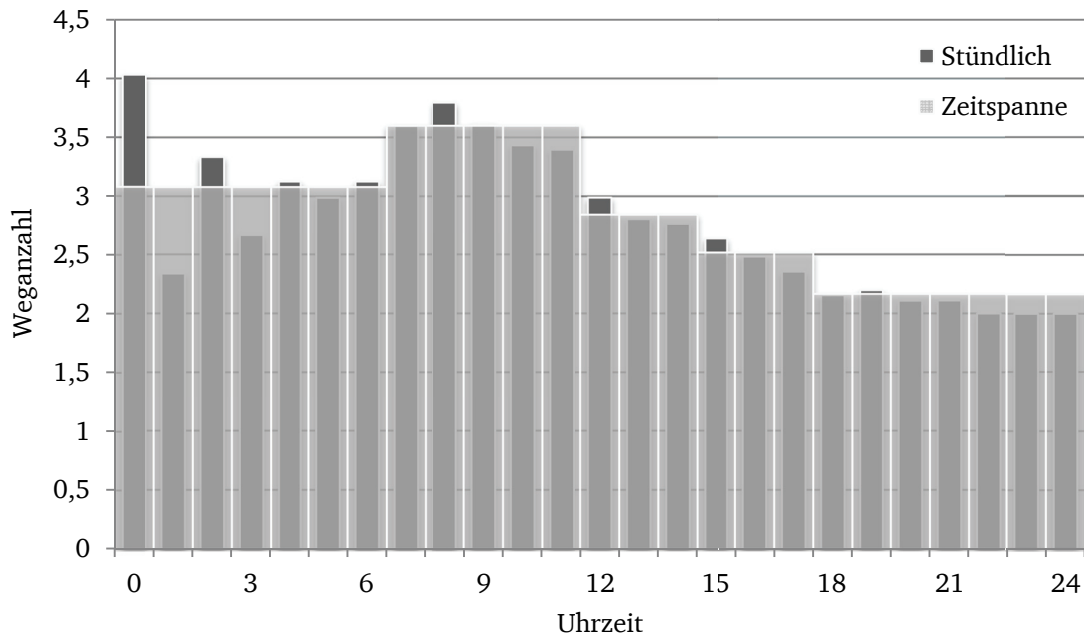


Abb. 3.15: Mittlere Weganzahl je nach Startzeit des ersten Weges

Der tägliche Fahrzyklus enthält im Durchschnitt 3,6 Wege, wenn die Startzeit zwischen 9:00 Uhr und 10:00 Uhr liegt. Laut der MiD-Studie ist die Anzahl der Stichproben am Abend und in der Nacht entsprechend gering. Aus diesen Gründen werden die 24 Stunden in fünf Hauptzeitintervalle unterteilt, wobei die Fahrzyklen auch eine vergleichbare Weganzahl aufweisen. In jeder Zeitspanne wird dann eine Verteilungsfunktion dieser diskret ganzzahligen Kenngröße aufbereitet.

3.3.3.4 Parkdauer

Nach einer Fahrt wird das Elektrofahrzeug bis zur nächsten Fahrt am Zielort geparkt. Dabei lässt sich die Batterie je nach Ladeleistung und Parkdauer möglicherweise bis auf einen Ladezustand von 100 % wieder aufladen, sofern ein Ladeanschluss zur Verfügung steht. Hierbei ist die Parkdauer wiederum vom Fahrzweck abhängig. Die Parkdauer bei der Arbeitsstelle ist generell länger als bei einem Einkauf oder bei Freizeitaktivitäten.

Die Verteilungsfunktion der Parkdauer lässt sich auf Basis der verfügbaren Stichproben ermitteln. In der Abb. 3.16 ist die Verteilungsfunktion der Parkdauer nach dem Fahrzweck aufgetragen. Beispielsweise beträgt die Parkdauer am Arbeitsplatz bei einer Wahrscheinlichkeit von 0,4 ca. 7,5 Stunden. Im Vergleich dazu beträgt mit der gleichen Wahrscheinlichkeit das Parken beim Einkaufen etwa 30 Minuten.

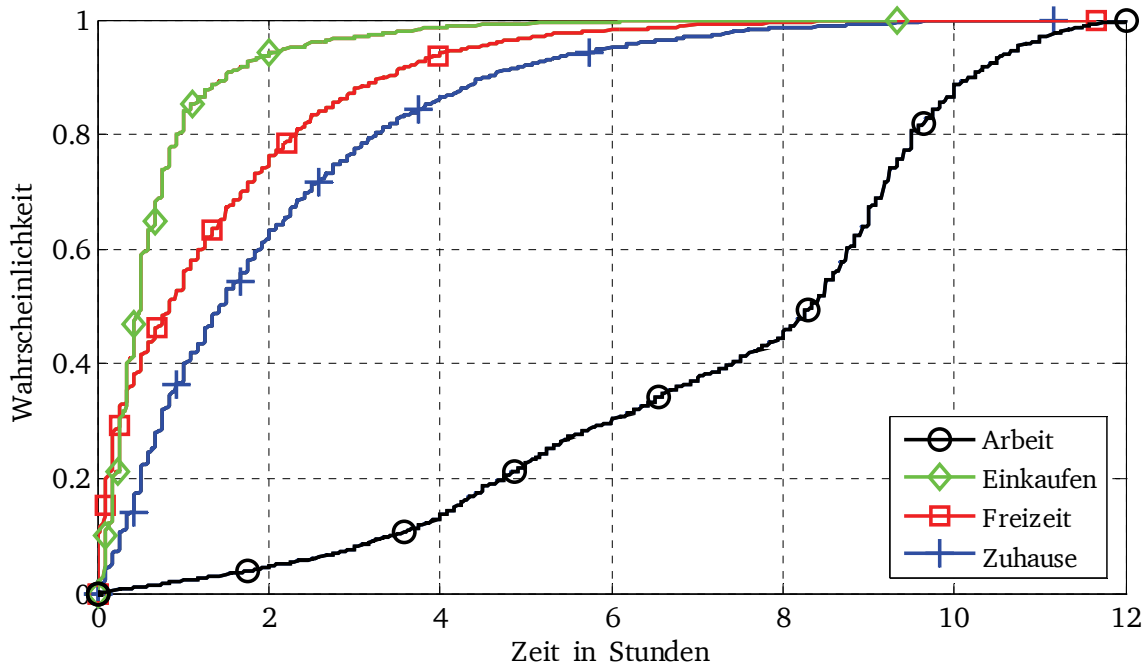


Abb. 3.16: Verteilungsfunktion der Parkdauer nach Fahrzweck

Wenn ein täglicher Fahrzyklus aus mehreren Mikrofahrzyklen besteht, ist auch die zwischenzeitliche Parkdauer zu Hause relevant, bei einer Wahrscheinlichkeit von 0,6 beträgt die Dauer dann knapp zwei Stunden.

3.3.3.5 Weglänge

Als Weglänge gilt die Strecke zwischen Abfahrts- und Ankunftsort. Die Verteilungsfunktion der Weglänge nach dem Fahrzweck unterscheidet sich eindeutig, wie die Abb. 3.17 verdeutlicht. Bei derselben Wahrscheinlichkeit ist der Weg zur Arbeit am längsten, während der Einkaufsweg die kürzere Weglänge impliziert. Mit einer Zufallszahl zwischen 0 und 1 lässt sich die individuelle Weglänge bestimmen.

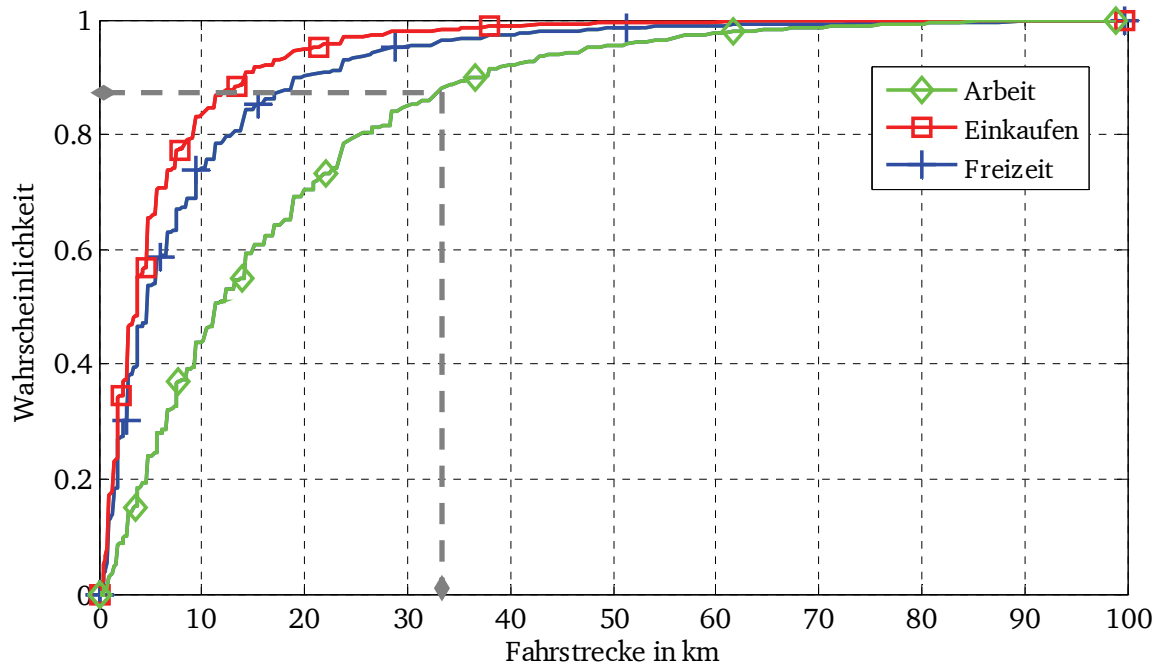


Abb. 3.17: Verteilungsfunktion der Wegelänge nach Fahrzweck (nur Hinweg)

3.3.3.6 Fahrzeit und Fahrgeschwindigkeit

Die Fahrzeit hängt von der Fahrstrecke und auch von der Verkehrssituation, beispielsweise innerhalb der Stadt oder auf der Autobahn, ab. Bei der Erhebung ist die Fahrzeit des Fahrers nicht minutengenau, sondern auf 5 Minuten bzw. 10 Minuten abgerundet. Für eine bestimmte Fahrstrecke sind unterschiedliche Fahrzeiten möglich. Die gemeinsame Dichtefunktion der Fahrstrecke und Fahrtdauer ist aus der Studie MID 2008 entnommen, wie die Abb. 3.18 zeigt.

Wird eine beliebige Fahrstrecke bestimmt, sind die dafür möglichen Fahrzeiten der Studie MID 2008 entnommen. Hierbei werden Fahrzeiten mit einer Weglänge zwischen 95 % und 105 % der gegebenen Fahrstrecke als möglich angesehen. Darauf basierend wird eine entsprechende Dichtefunktion der möglichen Fahrzeiten erstellt, die zur Generierung der zufälligen Fahrzeit dient.

Aus dieser Fahrzeit und deren Fahrstrecke ergibt sich dann die mittlere Geschwindigkeit einzelner Fahrten, womit der entsprechende Energiebedarf der Fahrt abgeschätzt werden kann, wie in Kapitel 2.3.3.4 erläutert.

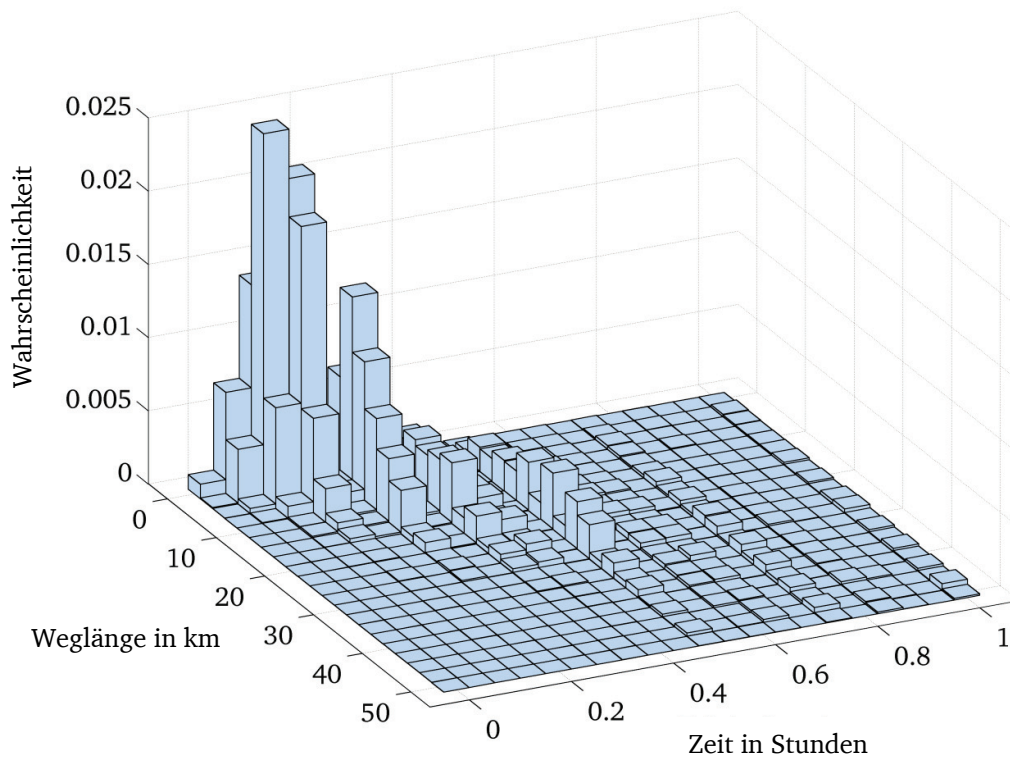


Abb. 3.18: Gemeinsame Dichtefunktion in Bezug auf Fahrstrecke und Fahrtdauer

3.3.3.7 Weglänge der letzten Fahrt im Rahmen eines Mikrofahrzyklus

Die Länge der letzten Fahrt innerhalb eines Mikrofahrzyklus soll nicht anhand der vorbereiteten Verteilungsfunktion der Weglänge beliebig generiert werden, weil sie noch von den vorher zurückgelegten Fahrten abhängig ist. Wie in Abb. 3.19 dargestellt, können im Wesentlichen folgende drei Situationen bezogen auf die Weganzahl des Zyklus unterschieden werden: zwei Wege, drei Wege und mehr als drei Wege.

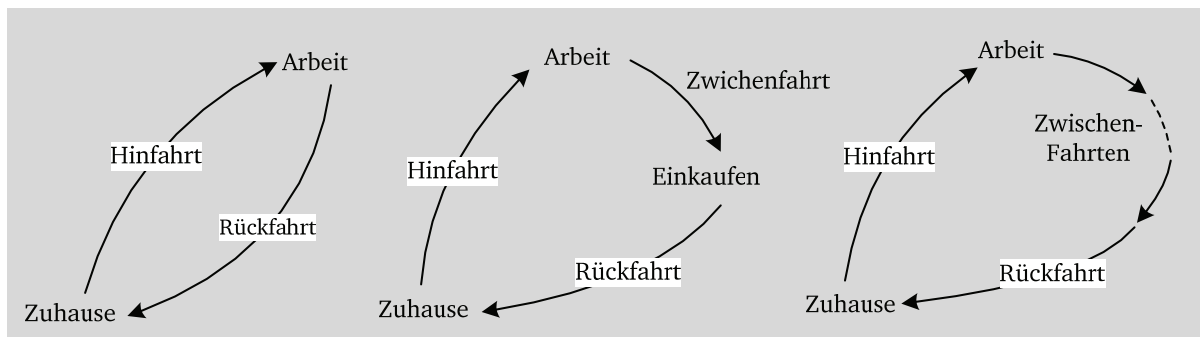


Abb. 3.19: Darstellung eines beispielhaften Mikrozyklus mit unterschiedlicher Weganzahl

Bei einem Mikrozyklus mit mehr als zwei Wegen kann die letzte Fahrstrecke entweder sehr kurz oder länger als die gesamte Weglänge der vorherigen Fahrten sein. Hierbei wird ein Kor-

rekturfaktor zur Bestimmung der Weglänge der letzten Fahrt eingeführt. Der Korrekturfaktor K_L wird wie folgt berechnet:

$$K_L = \frac{\sum_{j=1}^N WL_j - WL_{\max,N-1}}{WL_{\max,N-1}} \quad (3.1)$$

Mit:

WL_j die Weglänge einer einzelnen Fahrt im Rahmen des Mikrofahrzyklus,

$WL_{\max,N-1}$ max. Weglänge vor der letzten Fahrt.

Anhand von Erhebungsdaten aus MiD-Studien wird der Korrekturfaktor der Mikrofahrzyklen und dessen Verteilungsfunktion errechnet, wie in Abb. 3.20 veranschaulicht.

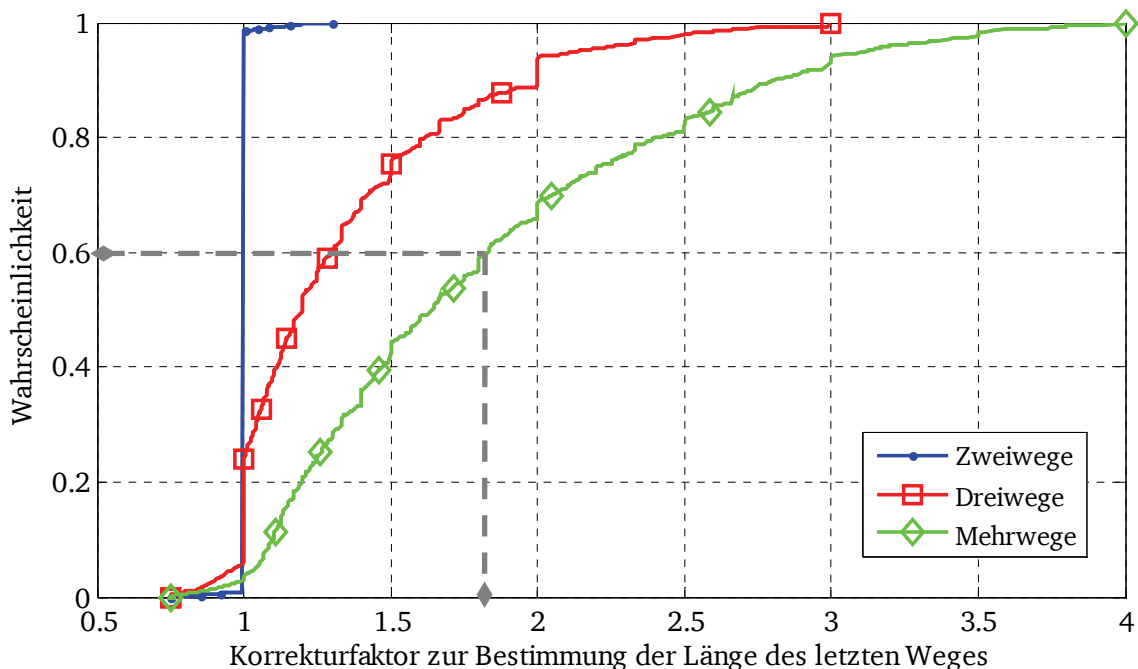


Abb. 3.20: Verteilungsfunktion des Korrekturfaktors K_L

Wenn ein Mikrozyklus beispielsweise aus zwei Wegen besteht, dann ist die Weglänge der Rückfahrt theoretisch beinahe genauso lang wie die der Hinfahrt. Nur im Falle eines etwaigen Umwegs kann die Weglänge auch leicht variieren. Mit diesem Berechnungsfaktor wird dann die Länge der letzten Fahrt während der Nachbildung eines Fahrzyklus abgeschätzt. Beispielsweise werden die Weglängen der ersten drei Fahrten eines Fahrzyklus mit vier Wegen mit jeweils 25 km (max. Weglänge), 5 km und 8 km individuell bestimmt. Anschließend wird mit einer Zufallszahl zwischen 0 und 1 (hier z.B. 0,6) der Berechnungsfaktor K_L mit einem Wert von 1,8 ermittelt. Daraus ergibt sich folgende Weglänge der letzten Fahrt: $1,8 \cdot 25 - (5 + 8) = 32$ km.

3.3.4 Vorgehensweise der Simulation

Das Flussdiagramm zur Festlegung der täglichen Aktivitäten wird in der Abb. 3.21 aufgezeigt. Ist der Nutzer des Fahrzeugs bekannt, werden die zuvor aus der Studie erarbeiteten Dateien, wie z.B. die Verteilungsfunktion, abgerufen. Als nächstes wird der Fahrzweck der ersten Fahrt festgelegt und anhand der aufbereiteten Verteilungsfunktion die Startzeit nach dem Fahrzweck zufällig bestimmt, womit sich die entsprechende Weganzahl am Tag ermitteln lässt. Anschließend werden die Parkdauer, die Fahrstrecke und das nächste Fahrziel hinsichtlich des Fahrzwecks bestimmt. Diese Vorgehensweise wiederholt sich bis zur letzten Fahrt nach Hause.

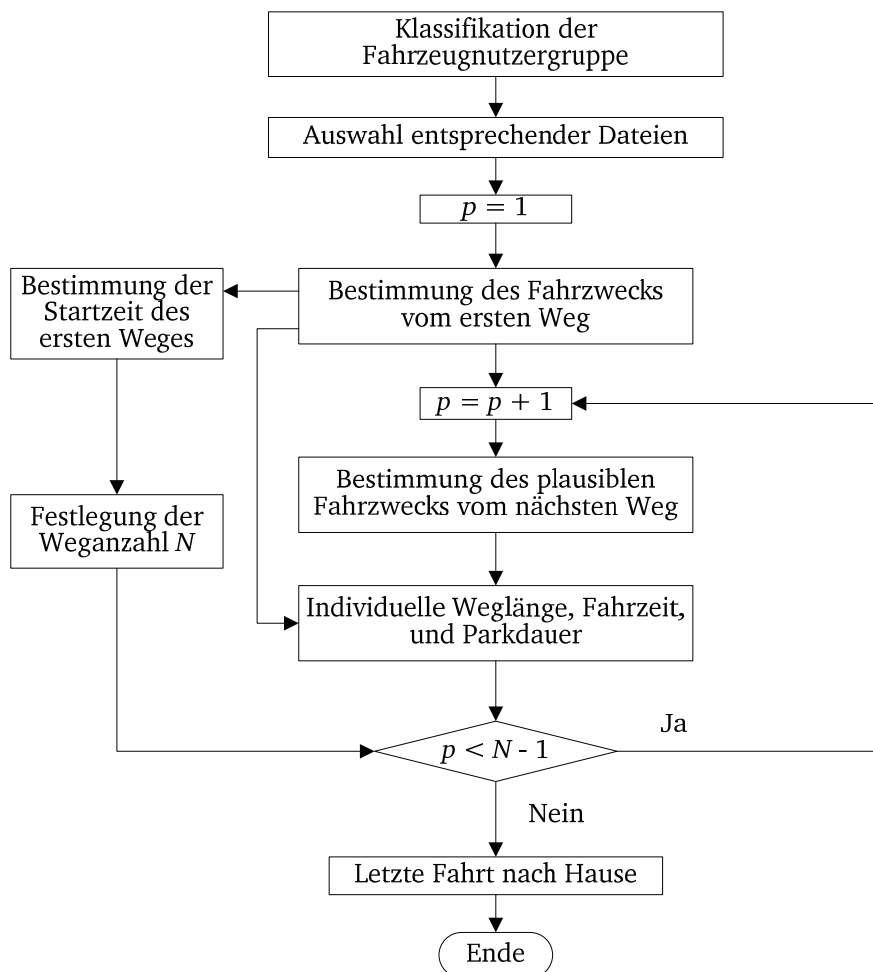


Abb. 3.21: Flussdiagramm zur Simulation des individuellen Mobilitätsverhaltens

Schließlich wird geprüft, ob der tägliche Energieverbrauch für die Fahrten mehr als die verfügbare Energie der Batterie beansprucht oder die letzte Fahrt nach Hause nicht mehr am selben Tag stattfinden kann. Wenn die Rahmenbedingungen nicht erfüllt sind, wird die Simulation erneut ausgeführt, ansonsten wird die simulierte Fahrkette gespeichert und für weitere Analysen zur Verfügung gestellt.

Auf diese Weise werden Standorte und der Ladezustand der Batterie festgestellt, so dass sich die Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge und die damit verbundene tägliche Lastganglinie bei unterschiedlichen Ladeszenarien ermitteln lassen.

3.4 Zeitliche Verfügbarkeit von Elektrofahrzeugen

Mit jeweils 4000 simulierten Fahrketten werden die zeitlich verfügbaren Elektrofahrzeuge mit einer Zeitauflösung von 0,01 Stunden im Laufe eines Tages ermittelt. Für das Szenario „Aufladen nur Zuhause“ veranschaulicht die Abb. 3.22 die zeitliche Verfügbarkeit der Fahrzeuge am Wochentag im Winter je nach Nutzergruppe. Der Einflussfaktor „Region“ ist hierbei allerdings nur von geringer Bedeutung. Denn dies würde dazu führen, dass die zeitliche Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge von den Nutzergruppen in den einzelnen Regionen beinahe identisch ist, weshalb im Folgenden lediglich die Kombinationen der Einflussfaktoren R1G1, R2Ga und R3G2 herangezogen werden, um sie besser identifizieren zu können.

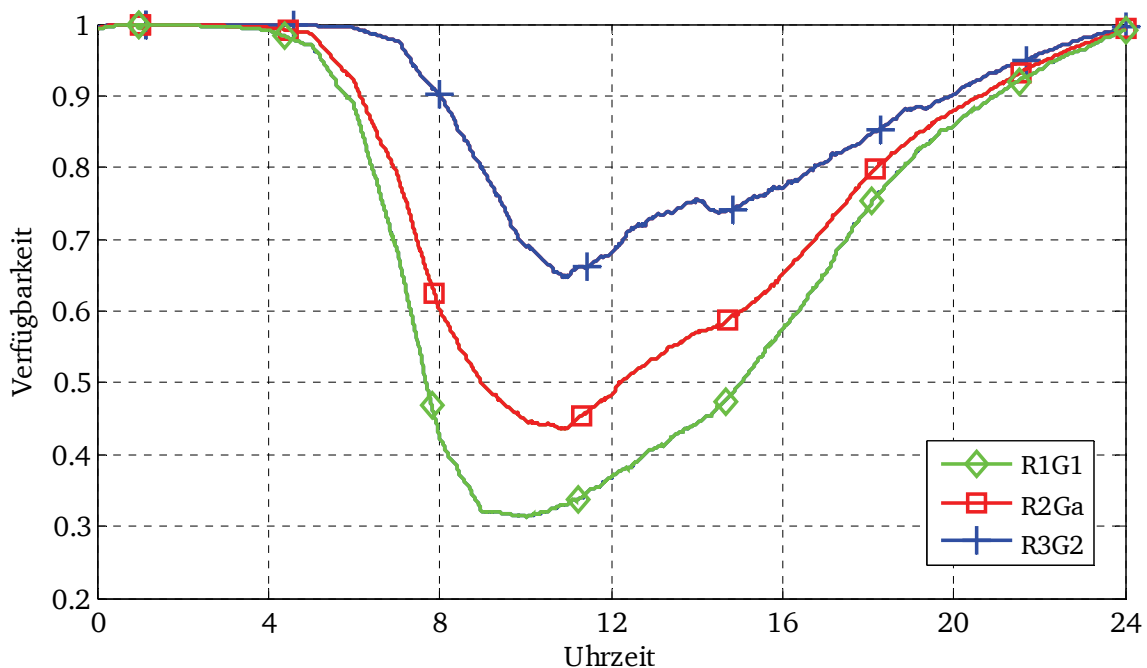


Abb. 3.22: Zeitliche Verfügbarkeit der Fahrzeuge in unterschiedlichen Regionen

R1: Kernstadt; R2: Kleinstadt; R3: ländliche Räume;

G1: Erwerbstätige; G2: Nichterwerbstätige; Ga: alle Nutzer.

Durch das Überlagern der Verfügbarkeiten der Fahrzeuge von zwei Gruppen in Bezug auf die aktuelle Fahrzeugnutzerstruktur ergibt sich das gesamte Verfügbarkeitsprofil der Region R2. Dabei liegt gegen 10:00 Uhr die niedrigste Verfügbarkeit der Fahrzeuge von G1 bei 31%. Zudem ist erkennbar, dass die Verfügbarkeit der Fahrzeuge von G2 in R3 gegen 15:00 Uhr sinkt, da die Nutzer häufig am Nachmittag noch von Zuhause noch einmal wegfahren.

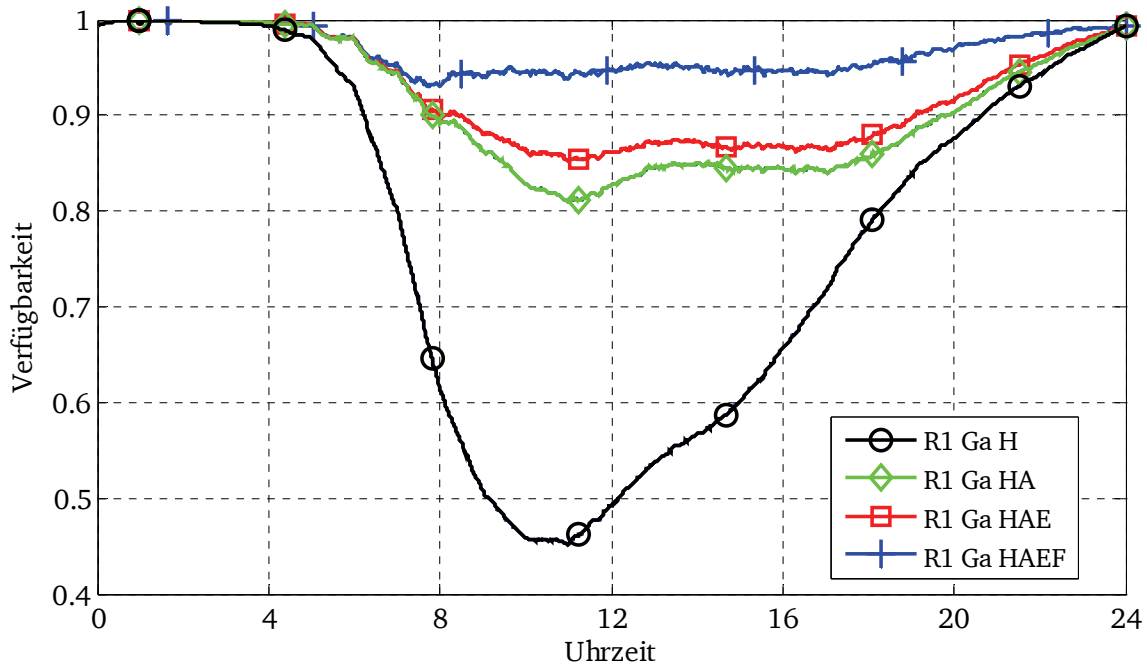


Abb. 3.23: Zeitliche Verfügbarkeit der Fahrzeuge in R1 je nach Lademöglichkeiten
 Lademöglichkeiten: H - Zuhause; HA - auch bei der Arbeit; HAE – zzgl. Einkauf; HAEF: überall

Für die unterschiedlichen Ladeszenarien wird in der Abb. 3.23 die zeitliche Verfügbarkeit der Fahrzeuge am Werktag im Winter für die Region R1 dargestellt. Die Verfügbarkeit erhöht sich hierbei erheblich, wenn die Batterien bei der Arbeitsstelle auch aufgeladen werden können. Bei flächendeckender Ladeinfrastruktur liegt sie stets über 95%.

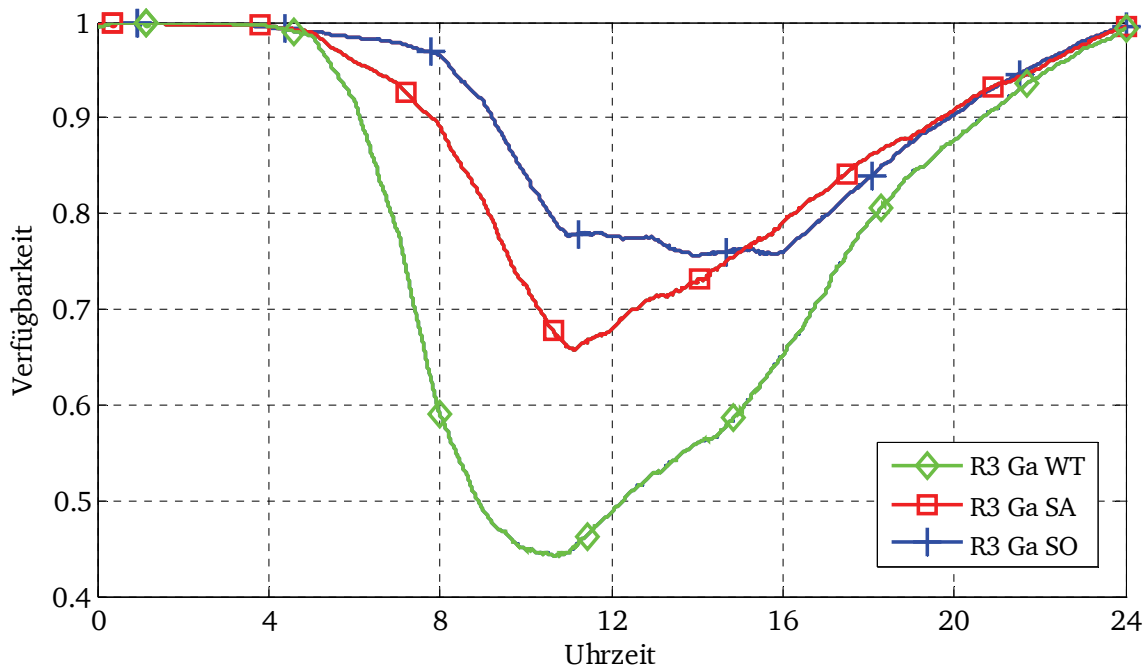


Abb. 3.24: Zeitliche Verfügbarkeit der Fahrzeuge in R3 nach Tagestyp
 WT: Werktag, SA: Samstag, So: Sonntag; Ga: alle Nutzer.

Für das Szenario „Aufladen Zuhause“ wird in der Abb. 3.24 die zeitliche Verfügbarkeit je nach Tagestyp im Winter für die Region R3 gezeigt. Am Sonntag werden die Fahrzeuge zwar nur wenig benutzt, jedoch sind zwischen 11:00 Uhr und 16:00 Uhr ca. 25% der Fahrzeuge ständig unterwegs.

3.5 Lastkurve der Batterien

Anhand des modellierten Mobilitätsverhaltens lässt sich die individuelle Lastkurve einer Batterie im Laufe eines Tages ermitteln. Dabei werden folgende Ladeszenarien im Hinblick auf die Ladeorte und Ladeleistungen berücksichtigt:

- Ladeorte: Nur am Hausanschluss, Zuhause und bei der Arbeitsstelle.
- Ladeleistung: Einphasig (3,5 kW), dreiphasig (11 kW oder 22 kW).

Bei einer Ladeleistung von 22 kW ist eine Batterie als Stromverbraucher vergleichbar mit einem Durchlauferhitzer im Haushalt. Die technischen Daten der Batterien wurden folgendermaßen angenommen:

- Kapazität: 25 kWh; Ladungsverluste: 10 %;
- beschränkter Ladezustand nur zwischen 5 % bis 95 %.

Um ein Überladen und eine tiefe Entladung zu vermeiden, ist im Rahmen dieser Arbeit der Ladezustand auf einen Bereich von 5 % und 95 % der gesamten Kapazität von 25 kWh beschränkt. Somit entspricht der sichtbare Ladezustand (SOC) von 0 % bzw. 100 % einer restlichen Energie von 1,25 kWh und 23,75 kWh, wie in Kapitel 2.3.2.2 vorgestellt. Anhand einer konventionellen Lademethode wird die Batterie unter Berücksichtigung eines Ladeverlusts in Höhe von 10 % aufgeladen.

3.5.1 Ermittlung der Lastganglinie

Unter der technischen Voraussetzung wird die zeitliche Lastganglinie einer Batterie hinsichtlich der Fahrkette ermittelt. Die Auflösung der Lastganglinie ist auf 0,01 Stunden angesetzt, so dass mit einer Ladeleistung von 11 kW eine Abweichung von 0,11 kWh bezüglich der Simulationsschritte für die Batteriegröße akzeptabel ist.

Wie in der Abb. 3.25 dargelegt, beginnt vor 08:00 Uhr die erste Fahrt zur Arbeit, dabei wird der Energieverbrauch der Fahrt entsprechend der Fahrgeschwindigkeit berechnet. Die geringe Selbstentladung während des Parkens wird zudem vernachlässigt.

Steht ein Ladeanschluss bei der Arbeitsstelle zur Verfügung, wird die Batterie direkt mit einer Ladeleistung von 11 kW voll aufgeladen (Ladezustand-SOC und Ladeleistung rechts), bevor das Fahrzeug mit der nächsten Fahrt startet. Ansonsten wird sie erst aufgeladen (oben links), solange bis das Fahrzeug wieder zuhause abgestellt wird. Für die städtischen Netze ist das Aufladen des Elektrofahrzeugs von Pendlern während der Arbeitszeit (unten rechts: 08:00 Uhr - 10:00 Uhr) von Interesse, wobei in diesem Fall das Niederspannungsnetz am Wohnort wenig belastet ist.

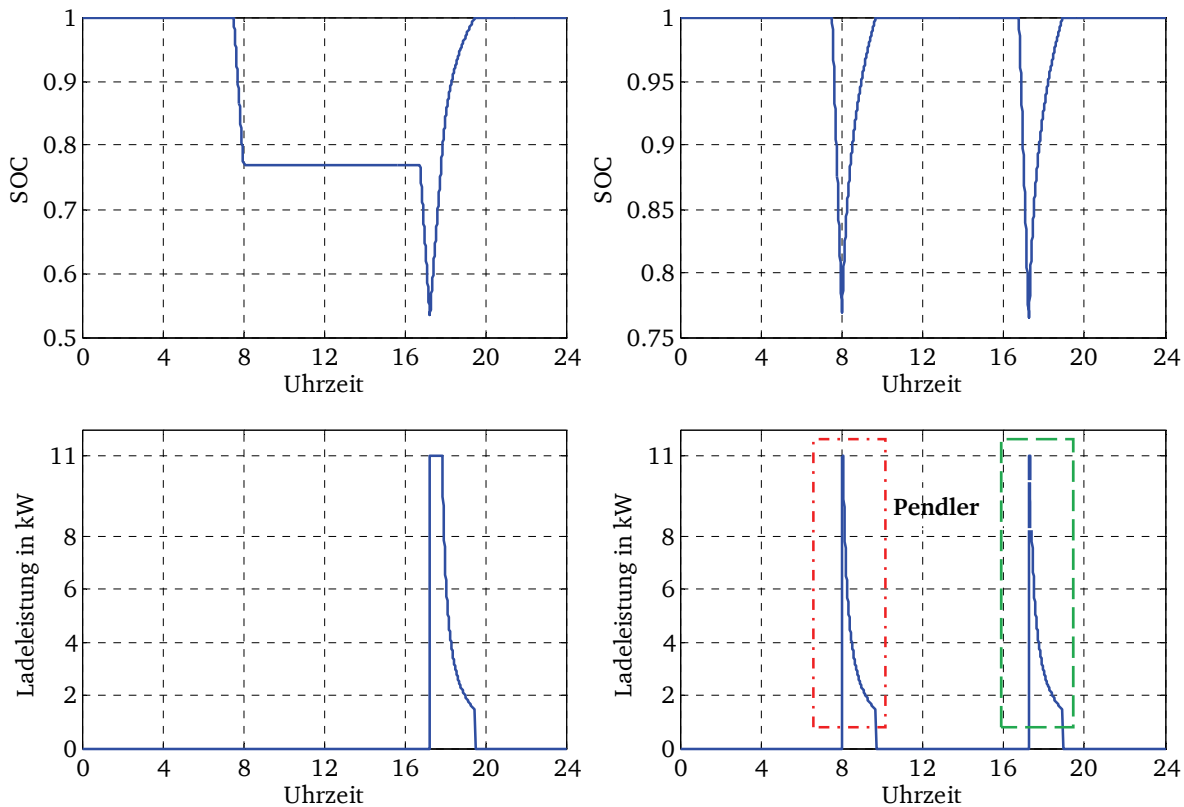


Abb. 3.25: Zeitliche Ladeleistung und Ladezustand eines Elektrofahrzeugs von Erwerbstätigen

links: Aufladung zu Hause

rechts: Aufladung bei der Arbeitsstelle auch möglich

3.5.1.1 Aufladen nur Zuhause

Beim Szenario „Aufladen nur Zuhause“ wird eine mittlere Lastganglinie von 4000 Elektrofahrzeugen unter Einbeziehung der relevanten Einflussfaktoren ermittelt. Die Lastkurven der mobilen Batterien werden außerdem aufsummiert und auf die Gesamtzahl der Fahrzeuge bezogen.

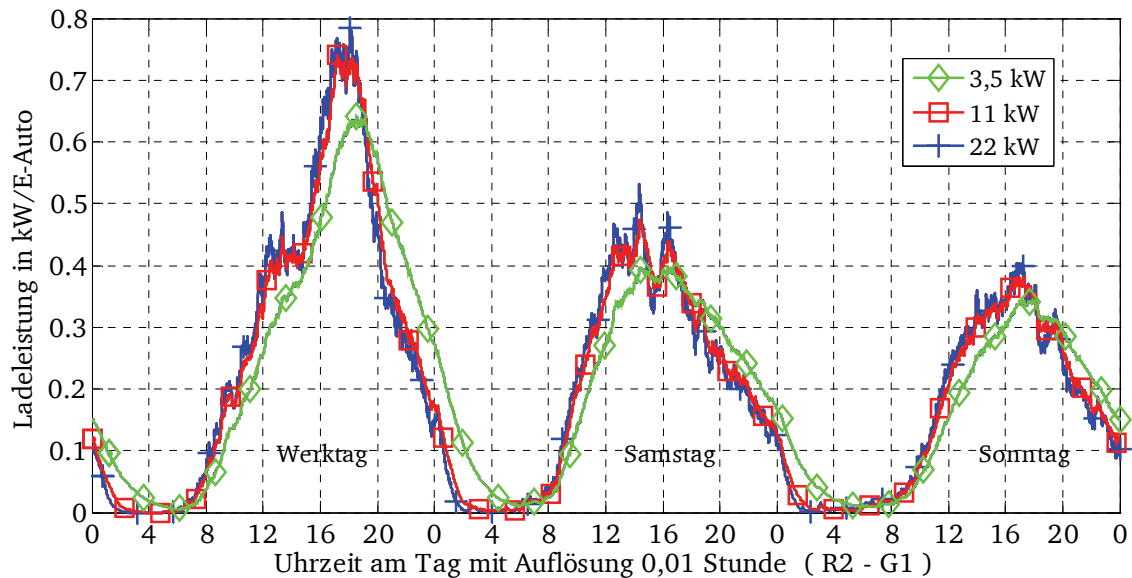


Abb. 3.26: Mittlere Ladekurve der Elektrofahrzeuge von Erwerbstätigen in Abhängigkeit der Ladeleistung

Die Abb. 3.26 verdeutlicht, dass die Spitzenlast immer an Werktagen (Mo.-Fr.) auftritt. Bei 22 kW liegt sie bei ca. 0,7 kW und ist damit nur ein wenig höher als bei 11 kW. Aufgrund der langen Ladedauer bei einphasigem Anschluss von 3,5 kW verschiebt sich die Spitzenlast um ca. eine Stunde nach hinten.

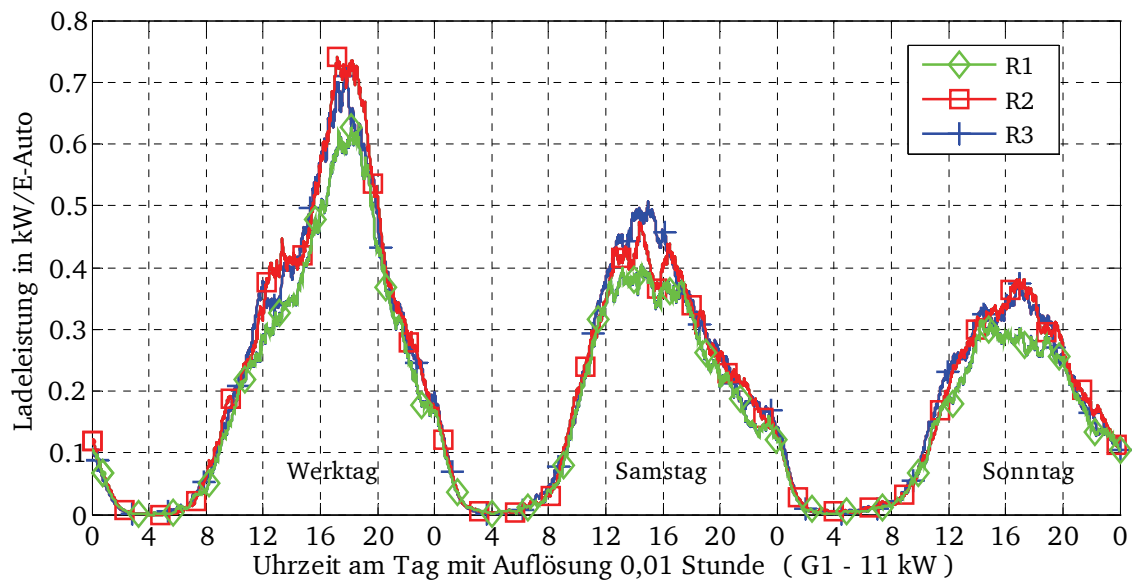


Abb. 3.27: Mittlere Ladekurve der Elektrofahrzeuge von Erwerbstätigen nach Region

Im Falle einer Ladeleistung von 11 kW treten die Spitzenlasten der Elektrofahrzeuge in den betrachteten Regionen zwischen 17:00 Uhr und 19:00 Uhr am Werktag (Mo.-Fr.) auf, wie die Abb. 3.27 visualisiert. Die Spitzenlast in R1 ist deutlich niedriger als in den beiden anderen Regionen. Des Weiteren ist auch bemerkenswert, dass am Wochenende die zeitlich mittlere

Leistungsabnahme in R1 niedriger ist, weil die Erwerbstätigen noch weniger mobil als in den Regionen R2 und R3 sind.

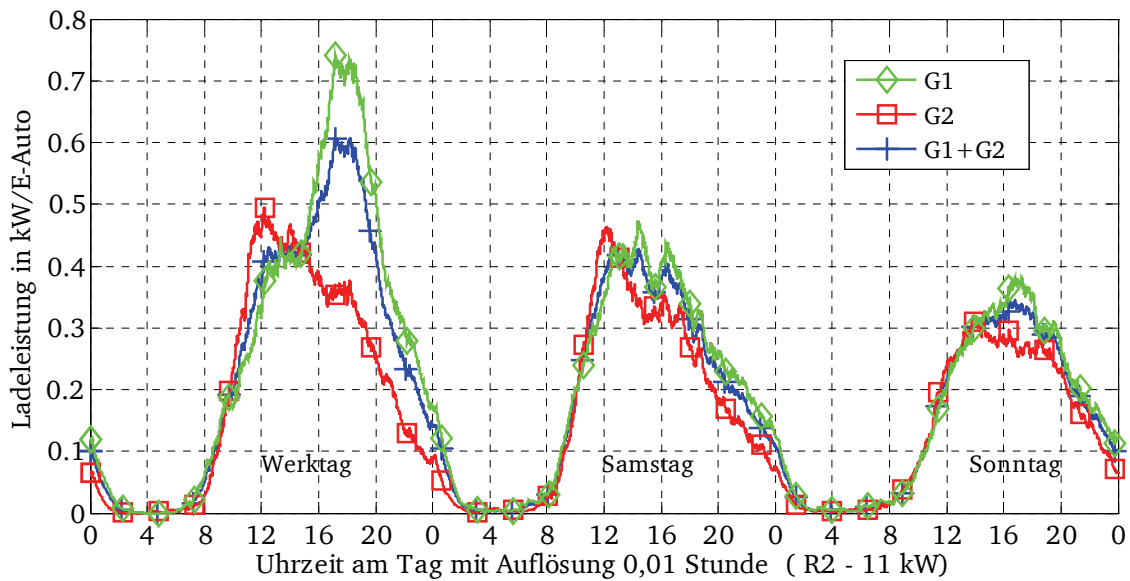


Abb. 3.28: Mittlere Ladekurve der Elektrofahrzeuge nach Nutzergruppe

Unter der Annahme, dass die Nutzerstruktur von Elektrofahrzeugen genauso wie im Falle konventioneller Fahrzeuge sich nicht ändern wird, ist die mittlere Ladekurve in der Abb. 3.28 dargestellt. Die Spitzenlast verringert sich dabei um 0,1 kW, wobei die Elektrofahrzeuge ausschließlich von Erwerbstätigen genutzt werden. Wenn in Zukunft die Nutzerstruktur und das Mobilitätsverhalten sich kaum verändern, beträgt die durch die Elektrofahrzeuge verursachte zusätzliche Spitzenlast ca. 0,6 GW bei einer Durchdringung von einer Million Elektrofahrzeugen in Deutschland.

3.5.1.2 Gleichzeitigkeitsfaktor für Elektrofahrzeuge

Ähnlich wie bei Haushaltsgeräten werden die Gleichzeitigkeitsfaktoren für bis zu 500 Elektrofahrzeuge nach Gl. (2.1) berechnet, die jeweils nach Nutzergruppe und Ladeleistung in der Abb. 3.29 dargestellt sind.

Ab einer Anzahl von 200 Fahrzeugen nimmt der Gleichzeitigkeitsfaktor bei 22 kW langsam ab, bei mehr als 500 Elektrofahrzeugen der Nutzergruppe G2 bleibt er hingegen nahezu konstant. Mit diesem Faktor lässt sich die zusätzliche Spitzenlast einschätzen, was für die Dimensionierung der Betriebsmittel relevant ist.

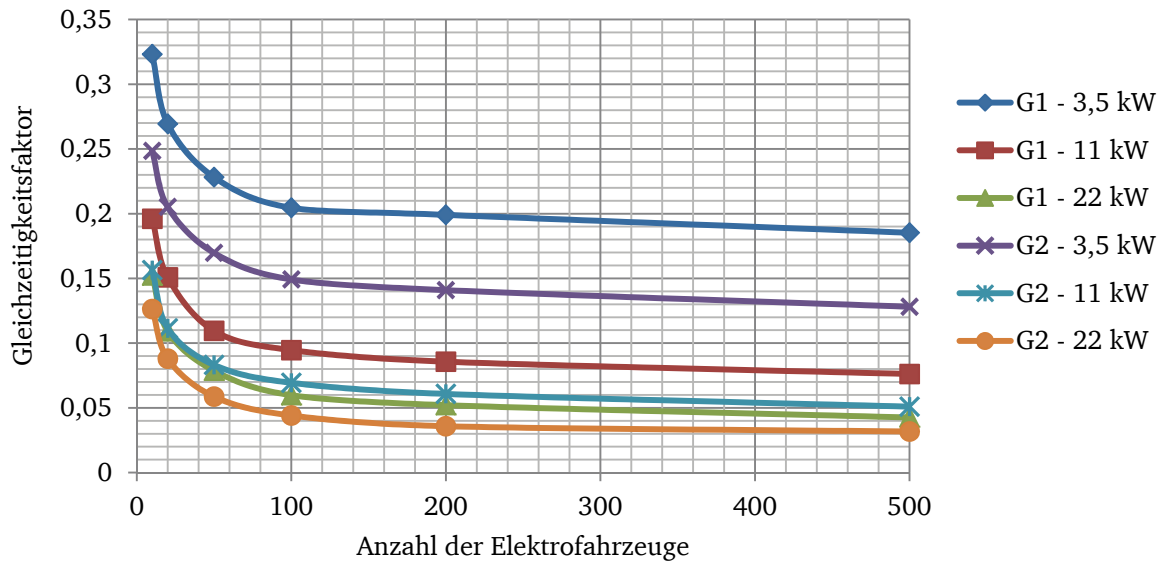


Abb. 3.29: Gleichzeitigkeitsfaktor nach Ladeleistung für das Aufladen Zuhause

3.5.1.3 Aufladen Zuhause und bei der Arbeitsstelle

Für das Szenario „Aufladen Zuhause und bei der Arbeitsstelle“ wird die mittlere Lastganglinie im Hinblick auf die in Kapitel 3.2.1 vorgestellte Bevölkerungsstruktur in jeder Region ermittelt. Bei diesem Szenario ist einerseits wegen Auspendlern mit einer Reduzierung der Spitzenlasten am Abend zu rechnen.

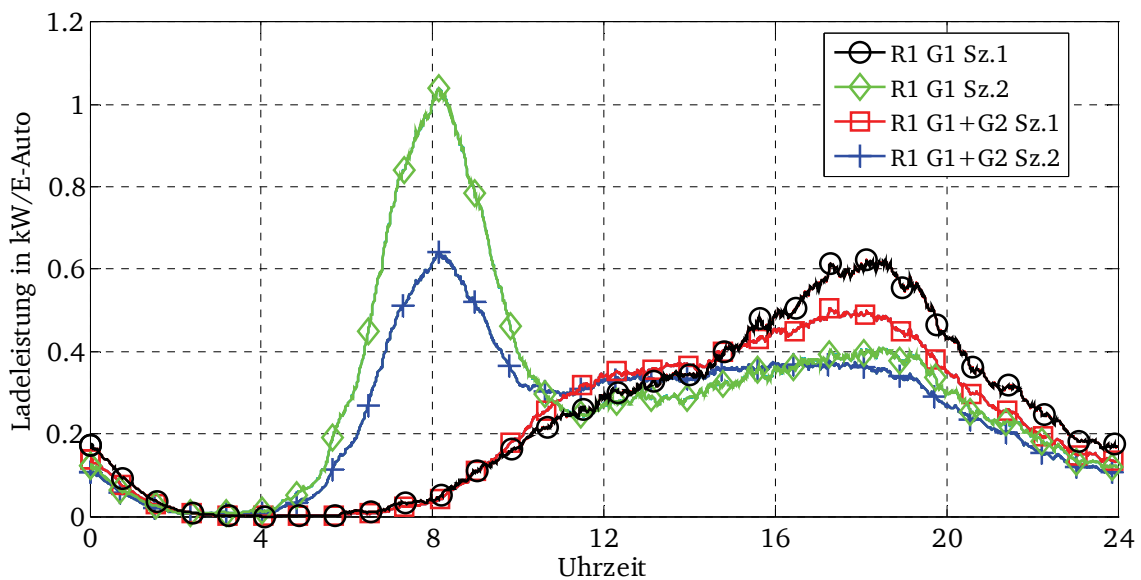


Abb. 3.30: Mittlere Ladekurve der Elektrofahrzeuge nach Ladeszenario am Werktag im Winter in Region R1

Sz.1: Aufladen nur Zuhause; Sz.2: Aufladen Zuhause und bei der Arbeitsstelle;

G1: Erwerbstätige; G1+G2: aktuelle Nutzerstruktur inklusive Nichterwerbstätige.

Andererseits erhöht sich aufgrund der Einpendler die Leistungsabnahme am Vormittag. Hierbei wird auch von 4000 Elektrofahrzeugen und einer Ladeleistung von 11 kW ausgegangen, wobei zudem je nach örtlicher Nutzerstruktur die Anzahl der Fahrzeuge von Einpendlern geschätzt wird.

Die mittleren Ladekurven am Werktag im Winter in der Region R1 werden nach der Nutzerstruktur in der Abb. 3.30 dargestellt. Bei „R1 G1 Sz.2“ entsteht eine Spitzenlast kurz nach 08:10 Uhr und liegt bei 1,04 kW, dieses entspricht einer Erhöhung von ca. 0,4 kW gegenüber „R1 G1 Sz.1“. Wenn die Elektrofahrzeuge entsprechend der aktuellen Nutzerstruktur aufgeteilt werden, reduziert sich die Spitzenlast hingegen auf 0,64 kW.

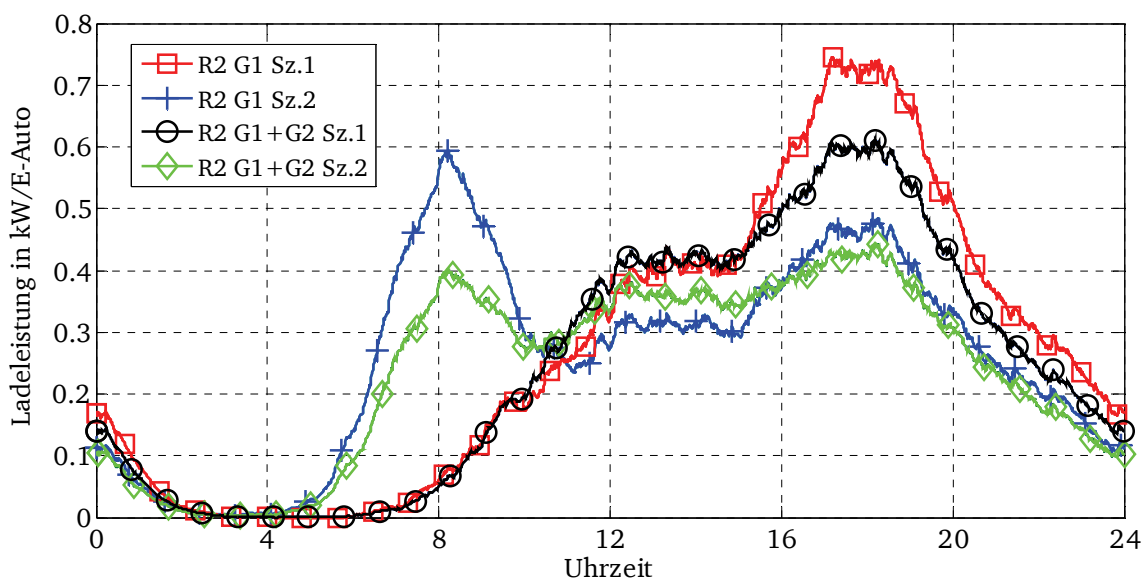


Abb. 3.31: Mittlere Ladekurve der Elektrofahrzeuge nach Ladeszenario am Werktag im Winter in R2

Ebenso tritt die Spitzenlast bei „R2 G1 Sz.2“ kurz nach 08:00 Uhr auf, während sie sich am Abend im Vergleich zu „R2 G1 Sz.1“ um 0,27 kW verringert, wie die Abb. 3.31 illustriert.

Da die Zahl der Einpendler in R3 deutlich geringer als in R1 und R2 ist, lässt sich aus der Abb. 3.32 entnehmen, dass sich die Lastganglinie bei „R3 G1 Sz.2“ gegen 08:00 Uhr nur wenig erhöht, während am Abend die Spitzenlast sich um 0,25 kW erheblich reduziert, da die Auspendler zumeist nur den Energieverbrauch für die Rückfahrten aufladen müssen.

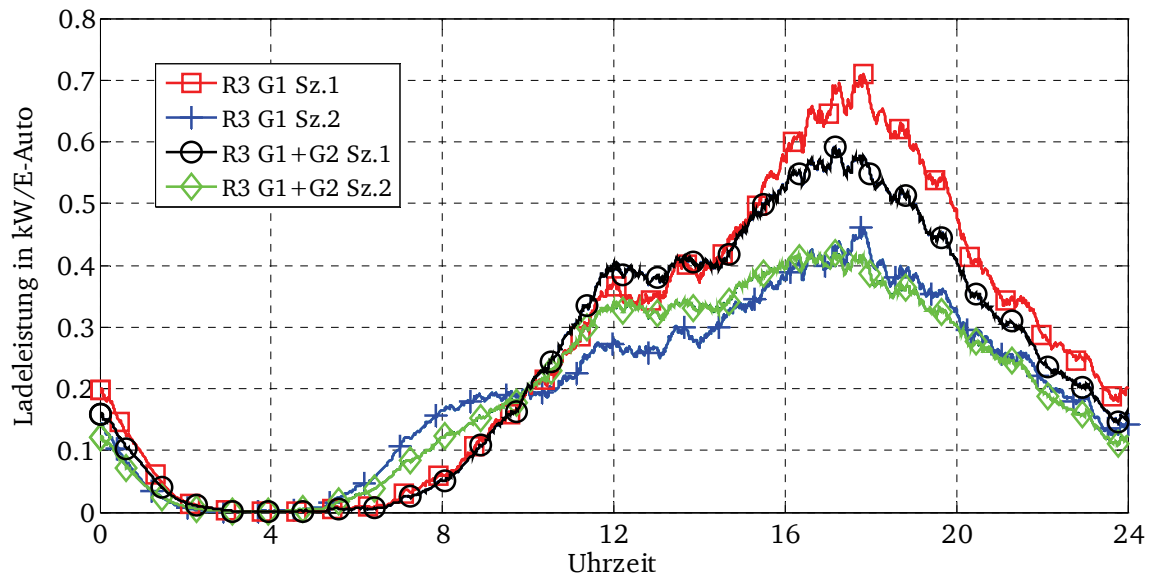


Abb. 3.32: Mittlere Ladekurve der Elektrofahrzeuge nach Ladeszenario am Werktag im Winter in R3

3.5.2 Batterieladen mit Steuerung

Um der Problematik der angesprochenen Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge und der daraus resultierenden Netzbelastungen aktiv entgegenzuwirken, ist eine gezielte Koordination der einzelnen Ladevorgänge notwendig. Folgende Gründe sprechen für eine Steuerung der Batterieladung:

- Verlustminimierung im Netz,
- Spannungsbandverletzungen,
- Minimierung der Netzbetriebskosten durch optimierte Betriebsmittelauslastung,
- direkte Nutzung erneuerbarer Energien.

Der Ladevorgang von Elektrofahrzeugen lässt sich über die Steuerung der Ladeleistung bzw. des Ladezeitpunkts beeinflussen. Die Steuerung der Ladezeitpunkte kann auf verbrauchsorientierte bzw. optimierte Weise erfolgen. Die Lastkurve der Fahrzeuge kann hierbei in Abhängigkeit zum Optimierungsziel angepasst werden, beispielsweise durch preisbasiertes Laden zu nächtlichen Schwachlastzeiten zu minimalen Kosten, wodurch wiederum eine Glättung der Lastganglinie erfolgen kann. Bei der erzeugungsorientierten Steuerung hingegen erfolgt die Ladung entsprechend der Erzeugung erneuerbarer Energien.

Bei der Steuerung der Ladeleistung muss aktiv in die Leistungselektronik des Ladereglers usw. eingegriffen werden, was mit einem hohen Aufwand verbunden ist. Dies macht nur besonders dann Sinn, wenn eine hohe Durchdringung erreicht wird.

4 Auswirkungen auf die untersuchten Verteilungsnetze

In diesem Kapitel wird die Belastbarkeit der realen Verteilungsnetze in verschiedenen Gebieten überprüft. Die entsprechende Vorgehensweise gibt die Abb. 4.1 wieder. Hierfür wurden zuerst anhand der vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellten Netzdaten die jeweiligen Mittelspannungsnetze (MS-Netz) in einem Netzberechnungsprogramm modelliert. Hinsichtlich der Merkmale von Niederspannungsnetzen (NS-Netz), wie etwa der Netzstruktur, wurden jeweils sechs und drei repräsentative Niederspannungsnetze im ländlichen Gebiet, in der Kleinstadt und in der Stadt nachgebildet.

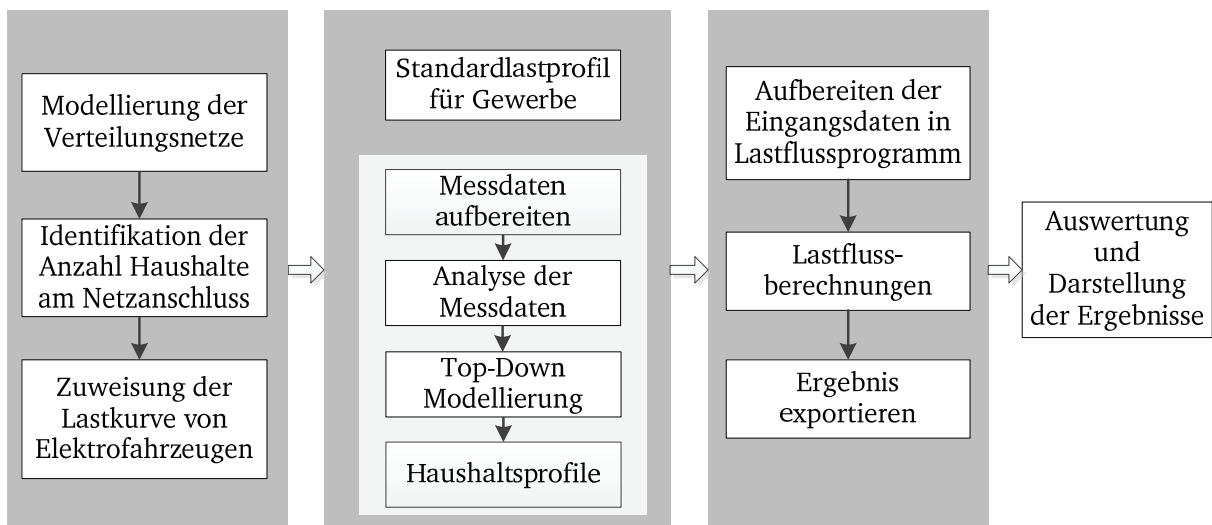


Abb. 4.1: Methode und Vorgehensweise der Untersuchung

Für die Nachbildung der gewerblichen und landwirtschaftlichen Netzlasten werden die entsprechenden Standardprofile direkt verwendet. Zur Modellierung der Haushaltslasten ohne Elektrofahrzeug wird basierend auf den Smart-Meter-Messdaten realer Haushalte aus dem Projekt „MeRegio“ [60] ein stochastisches Modell erstellt, welches der Generierung individueller Haushaltslastkurven dient.

Nach einer zufälligen Zuweisung des Elektrofahrzeugs als zusätzliche Last am Netzanschluss in Niederspannungsnetzen werden probabilistische Lastflussberechnungen durchgeführt, wodurch sich die Spannungshaltung sowie die Auslastung von Betriebsmitteln wie Ortsnetztransformatoren prüfen lassen.

Abschließend wird eine Zuverlässigkeitsanalyse ausgeführt, um den Einfluss auf die Nichtverfügbarkeit im Niederspannungsnetz näher zu untersuchen. Ferner werden anhand einer Fallstudie die Netzverstärkungsmaßnahmen aus der Kostensicht bewertet.

4.1 Reale Verteilungsnetze

Der Einfluss von Elektrofahrzeugen auf elektrische Verteilungsnetze wird anhand von realen Verteilungsnetzen eines Verteilungsnetzbetreibers untersucht. In diesem Kapitel wird auf die nachzubildenden realen Verteilungsnetze inklusive der Niederspannungsnetze detailliert eingegangen.

4.1.1 Mittelspannungsnetze

Es stehen drei verschiedene Mittelspannungsnetze (10 kV bzw. 20 kV) aus dem Netzgebiet eines Verteilungsnetzvertreibers zur Verfügung. Diese sind so ausgewählt, dass sie jeweils Teile einer Großstadt, einer Kleinstadt und des ländlichen Raums abdecken. Die folgende Tabelle 4.1 gibt einen Überblick über die MS-Netzgebiete. Die Nennspannung des MS-Netzes mit zwei Hochspannungstransformatoren der Großstadt beträgt 10 kV. Als Leitungen sind dort ausschließlich Erdkabel verlegt, wobei Freileitungen im ländlichen Gebiet im Hinblick auf die Siedlungsstruktur und die Kosten ebenfalls zum Einsatz kommen und somit der Verkabelungsgrad im Netzgebiet R3 lediglich bei 54,30 % liegt.

Tabelle 4.1: Überblick zu Mittelspannungsnetzen

Mittelspannungsnetze	R1	R2	R3
<i>Repräsentatives Netzgebiet</i>	<i>Großstadt</i>	<i>Kleinstadt</i>	<i>Land</i>
Spannung in kV	10	20	20
Anzahl HS-Einspeisungen (Transformatoren)	2	1	1
Anzahl MS-"Lasten" (d.h. MS/NS-Stationen)	82	113	210
Anzahl Teilleitungen	103	126	246
Summierte Trassenlängen in km	37,1	61,5	172,2
Leitungslänge Kabel in km	37,1	57	93,5
Verkabelungsgrad	100,00 %	92,73 %	54,30 %

Die jeweilige örtliche demographische Statistik [61] aus den einzelnen Netzgebieten ist in der Tabelle 4.2 aufgeführt. In der Großstadt liegt die durchschnittliche Haushaltsgröße bei 1,9 Personen/Haushalt und ist damit niedriger als in der Kleinstadt. Die anhand der geographischen Karte abgeschätzte Haushaltsanzahl im Netzgebiet legt sowohl die Nachbildung der aufsummierten MS-Lasten als auch die Anzahl der Elektrofahrzeuge je nach Durchdringung fest.

Tabelle 4.2: Anzahl der Haushalte in den Regionen

Netzgebiet	R1	R2	R3
Haushaltsanzahl (Statistik)	321.000	11.836	17.459
Haushaltsanzahl (betrachtet)	13.052	8.993	14.061
Anzahl Personen / Haushalt	1,9	2,3	2,2

Über ein Verteilungsnetz mit 210 Ortsnetzstationen als MS-Lasten im ländlichen Gebiet werden insgesamt neun Gemeinden bzw. Ortsteile mit ca. 31.000 Einwohnern mit elektrischer Energie versorgt. Die MS-Lasten sind hinsichtlich der verfügbaren Information, wie z.B. der gemessenen jährlichen Spitzenlast am Ortsnetztransformator, in folgende drei Gruppen kategorisiert: Haushaltslasten (Wohngebiet), gewerbliche Lasten (Industriegebiet) und gemischte Gebiete. Abb. 4.2 veranschaulicht die Anzahl der verschiedenen MS-Lasten in vier Gemeinden aus der Region R3. In jeder Gemeinde wird die Haushaltsanzahl anhand von Lasttypen, Spitzenlasten und der Haushaltsstatistik abgeschätzt.

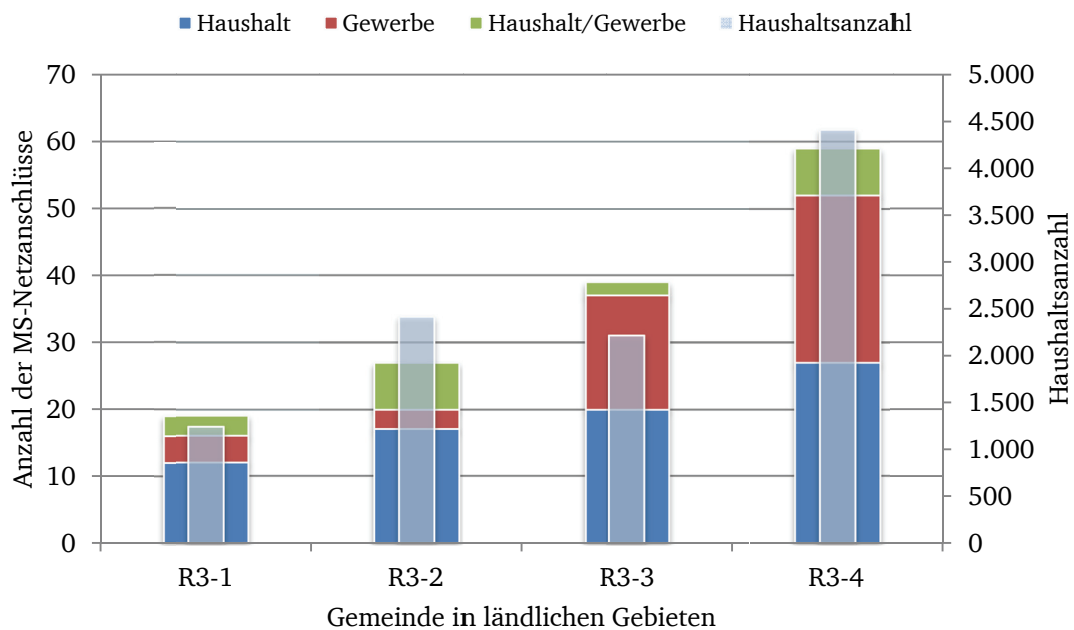


Abb. 4.2: Anzahl der MS-Lasten und der Haushalte im Netzgebiet der Region R3

Das Teilnetz in der Gemeinde R3-2 setzt sich aus 26 NS-Netzen (inklusive einer Kundenstation) zusammen, wobei dessen Ausschnitt aus dem 20-kV-Netzplan für die ganze Region in der Abb. 4.3 dargestellt wird. Dieses Netzteil befindet sich am Rand des gesamten eingegrenzten Netzgebietes und ist am weitesten vom Hochspannungstransformator entfernt.

Für die eigentliche Auswahl der Niederspannungsnetze werden fünf verschiedene Parameter erhoben und daraus Kenngrößen abgeleitet, dabei erfolgt die Betrachtung der NS-Netze getrennt nach der Netztopologie. Die Klassifizierung in Strahlen-, Ring- oder Maschennetze erfolgt durch die graphische Auswertung der Netzpläne. Folgende Kriterien werden als besonders relevant eingestuft [62], [63]:

- Leistung S_{\max} in kVA: maximal gemessene Leistung an den Ortsnetztransformatoren
- Abgänge pro Leistung in 1/100 kVA: Anzahl der Abgänge an der Ortsnetzstation bezogen auf 100 kVA Leistung S_{\max}
- Verkabelungsgrad in %: Anteil der Kabelstrecken bezogen auf die gesamte Leitungslänge
- Leitungslänge pro Leistung S_{\max} in m/kVA: Gesamtlänge des Leitungsnetzes bezogen auf 1 kVA Leistung S_{\max}

Nach einem Vergleich der oben aufgeführten relevanten Kriterien werden die Modellnetze jeweils nach der Topologie ausgewählt. Im Netzgebiet R3-2 werden später insgesamt sechs NS-Modellnetze weiter detailliert nachgebildet.

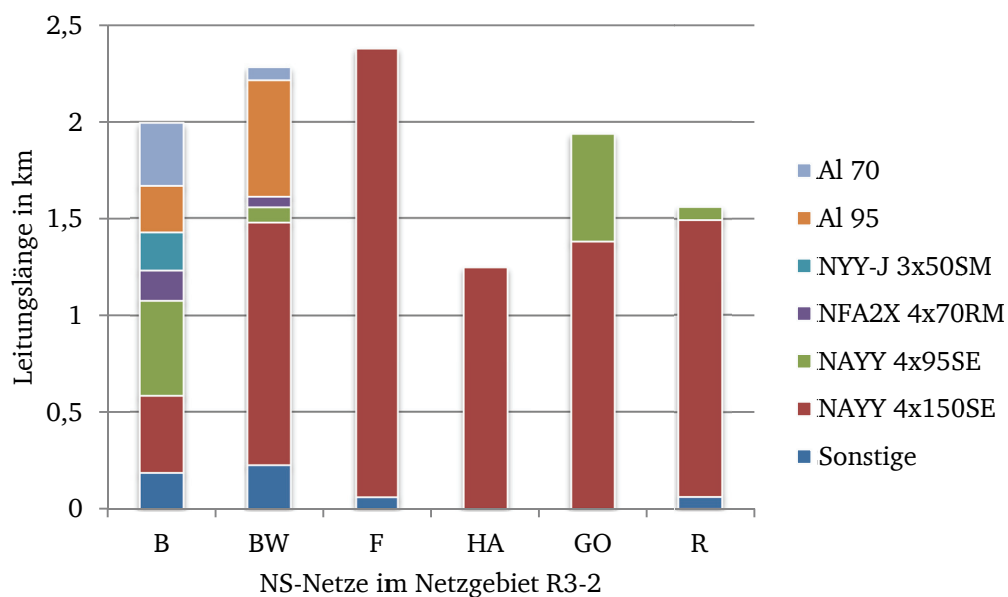


Abb. 4.4: Übersicht zu Kabeltypen und deren Länge in untersuchten NS-Netzen nach Versorgungsgebiet, Beschreibung der Netze siehe Text

Abb. 4.4 gibt eine Übersicht über die Typen und die Länge der Leitungen von ausgewählten NS-Netzen. Ähnlich wie im MS-Netz, werden oftmals Freileitungen im NS-Netz verwendet, während in der Kleinstadt vorwiegend Erdkabel verlegt sind. Die NS-Netze „F“, „HA“ und „GO“ befinden sich in neuen Wohngebieten am Gemeinderand, in denen nur Erdkabel vorge-

sehen sind. Im NS-Netz „B“ und „BW“ aus alten Wohngebieten sind im Laufe der Zeit unterschiedliche Leistungstypen verwendet worden.

In Tabelle 4.4 sind die Kenngrößen der Modellnetze nach der Netzstruktur aufgelistet. Das Netz „GO“ ist als Strahlennetz betrieben, dort existieren nur 58 erfasste Haushalte, die sich meist in einem Einfamilienhaus befinden. Das Netz „R“ wiederum befindet sich in der Mitte der Gemeinde, das relativ hoch ausgelastet ist und die höchste jährliche Spitzenlast aufweist. Neben den vielen Haushaltskunden gibt es dort außerdem auch einige gewerbliche Kunden.

Tabelle 4.4: Information der sechs NS-Modellnetze in Gemeinde R3-2

Kenngröße	B	HA	R	F	GO	BW
Anzahl Netzanschlüsse	58	24	63	95	44	81
Spitzenscheinleistung S_{\max} in kVA	249	166	365	233	199	274
Leistung pro Netzanschluss in kVA	4,29	6,92	5,79	2,45	4,52	3,38
Bemessungsscheinleistung S_r in kVA	400	250	400	400	400	400
Anzahl NS-Abgänge	4	5	6	7	6	5
Anzahl Netzanschlüsse pro Abgang	14,5	4,8	10,5	13,6	7,33	16,2
Anzahl der Kabelverteilerschränke	4	4	4	3	3	4
Verkabelungsgrad	54,4 %	100 %	100 %	100 %	100 %	66,5 %
Erfasste Haushalte/NS-Netz	170	140	184	177	58	159
Anzahl Haushalte /Netzanschluss	2,93	5,83	2,92	1,86	1,32	1,96
Anzahl Haushalte/Abgang	39,8	28	30,7	25,3	9,7	31,8
Netztopologie	Ringnetz		Maschennetz		Strahlennetz	

Im Regelfall werden Erdkabel entlang der Straße verlegt, somit können anhand des Netzplans und der geographischen Karte die Netzanschlüsse den Gebäuden zugeordnet werden. Ist das Gebäude ein Wohnhaus, wird die Anzahl der dortigen Haushalte anhand der Anzahl der Briefkästen festgestellt. Bei einem Netzanschluss, wie in Abb. 4.5 dargestellt, wird zuerst die örtliche Lage der Leitungen und Netzanschlüsse festgehalten. Darüber hinaus wird geprüft, ob ein Kabelverteilerschrank bei der Abzweigstelle vorhanden ist.

Die ermittelte Haushaltsanzahl für jeden Netzanschluss ist auch ein relevanter Einflussfaktor für die Zuweisung der Elektrofahrzeuge am Netzanschluss im Falle einer niedrigen Durch-

dringung. Die Elektrofahrzeug-Besitzwahrscheinlichkeit eines Haushalts im Gebäude 1 (Geb.1) soll höher als im Geb.3 sein, weil dort die Lade- und Parkmöglichkeit in erster Linie deutlich besser ist, was wiederum das Kaufpotential stark beeinflusst.

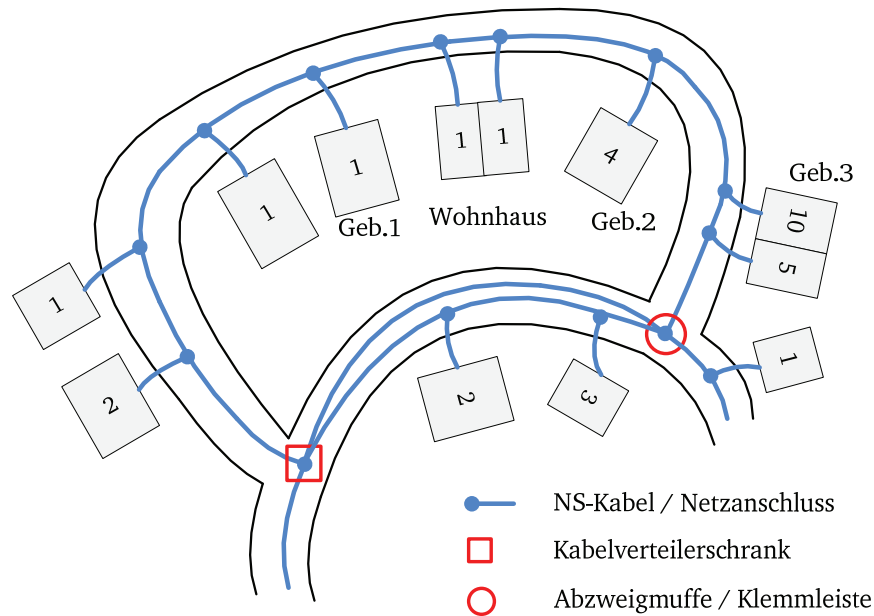


Abb. 4.5: Identifikation der Haushaltsanzahl am Netzanschluss

Darüber hinaus ist der durchschnittliche Stromverbrauch pro Haushalt in einem Mehrfamilienhaus wie dem Geb.10 niedriger als im Falle eines Einfamilienhauses. Dies ist bei der Modellierung der Haushaltslast zu berücksichtigen.

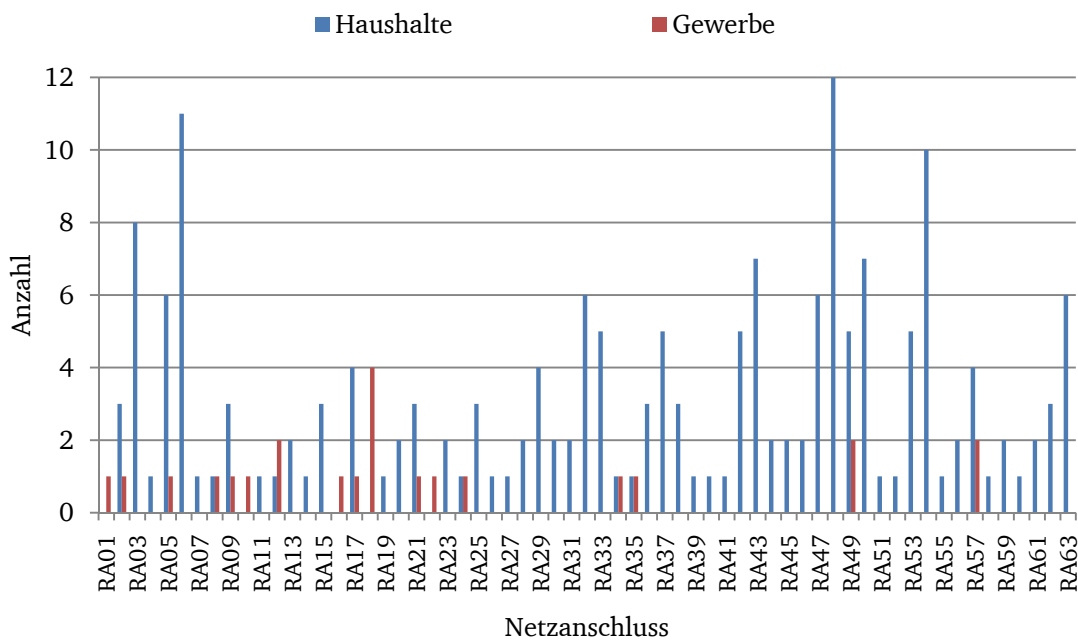


Abb. 4.6: Statistische Verteilung der Haushalte am Netzanschluss im NS-Netz „R“

Auf diese Art wird die Anzahl der Haushalte an allen Netzanschlüssen von repräsentativen NS-Netzen erfasst. Es ist zudem auch möglich, dass an einem Netzanschluss lediglich Gewerbetakunden angeschlossen sind. In diesem Fall wird die Anzahl von Gewerbebetrieben zusätzlich ermittelt.

Einen Überblick über die statistische Verteilung der Haushalte am Netzanschluss im Netz „R“ zeigt Abb. 4.6. Im Vergleich zu anderen NS-Netzen innerhalb eines Wohngebiets liegen in diesem Fall vier Mehrfamilienhäuser mit mehr als acht Haushalten vor, was tendenziell zu Spannungsproblemen aufgrund der hohen Energieabnahme zu bestimmten Zeiten führen kann. Zum anderen spielt die Haushaltstruktur ebenfalls eine Rolle bei der Zuweisung der Elektrofahrzeuge, da aufgrund der Prognose die Haushalte im Rahmen von Ein- oder Zweifamilienhäusern vorzeitig ein Elektrofahrzeug besitzen werden. Die kumulierte Wahrscheinlichkeit der Haushalte pro Netzanschluss ist in Abb. 4.7 dargestellt. In der Region R3 umfassen ca. 90 % der Netzanschlüsse weniger als fünf Haushalte. Im NS-Modellnetz der Region R3 existieren zudem durchschnittlich ca. 2,43 Haushalte pro Netzanschluss, dieser Wert ist niedriger als in der Region R2, was der Tendenz der Einwohnerdichte in der Realität entspricht.

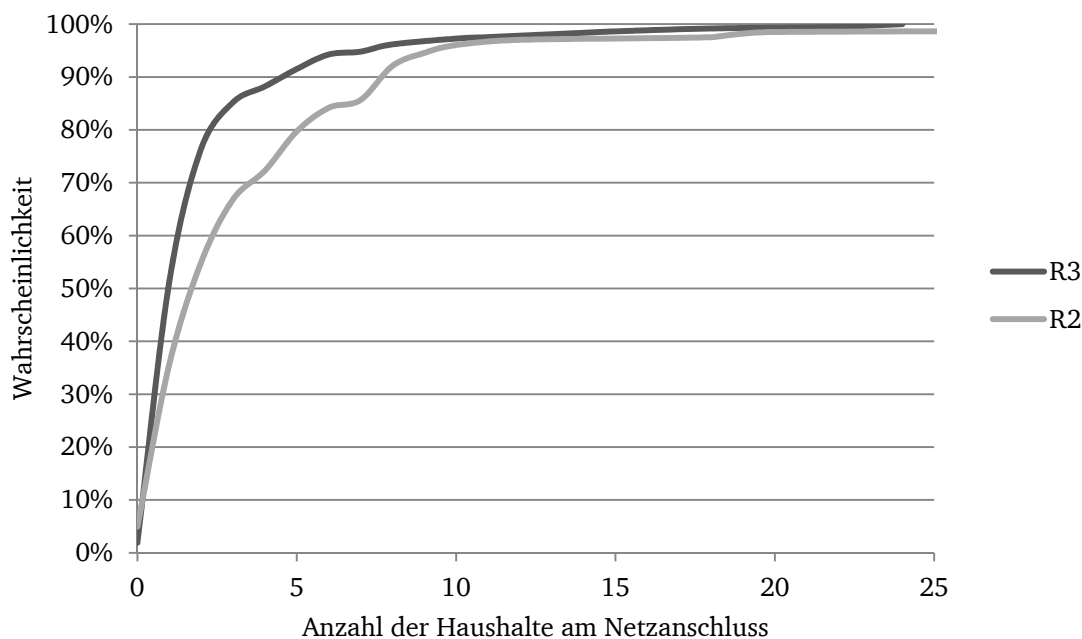


Abb. 4.7: Kumulierte Häufigkeit der Anzahl von Haushalten je Netzanschluss

Des Weiteren wird die Anzahl der Haushalte der restlichen NS-Netze anhand der gemessenen höchsten jährlichen Spitzenlast am Ortsnetztransformator und der örtlichen Haushaltsstatistik verhältnismäßig abgeschätzt, womit die aggregierten NS-Lasten letztendlich als MS-Lasten für die Szenarien mit und ohne Elektrofahrzeuge nachgebildet werden können.

4.1.3 Vorhandene Lasten in Verteilungsnetzen

Die Belastung der Betriebsmittel im NS-Netz steht in Abhängigkeit zu den Wohnlasten und den gewerblichen Lasten. Nachdem die Lasttypen und deren Anzahl an jedem Netzanschluss bestimmt sind, soll der Energieverbrauch einzelner Kunden modelliert werden. Das Ziel besteht darin, eine individuelle Lastkurve zu generieren und so die Lastflussberechnung über eine Zeitspanne von einem Jahr bereitzustellen.

4.1.3.1 Modellierung der Haushaltslasten

Da die Standardlastprofile H0 erst ab einer Anzahl von 150 Haushalten Anwendung finden können, gilt es die Lastkurve für einen einzelnen Haushalt zu modellieren. In diesem Kapitel soll zunächst die Vorgehensweise der Modellierungsmethode [64] vorgestellt werden.

Im Jahr 2011 wurden die Messdaten von unterschiedlichen Haushalten, die im Rahmen des Projekts „MeRegio“ erfasst worden sind, freigegeben. Insgesamt sind 917 Haushalte identifiziert worden, wobei die Lastkurven von 243 Haushalten nahezu vollständig über das Jahr 2010 vorhanden sind und weshalb diese für die folgende Untersuchung weiter verwendet werden. Weiterhin gibt es zwei unterschiedliche Stromtarife, nämlich den „Hochtarif“ und den „Niedertarif“, woraus sich der gesamte jährliche Energieverbrauch eines Haushalts ergibt, welcher der Klassifikation der Haushalte dient.

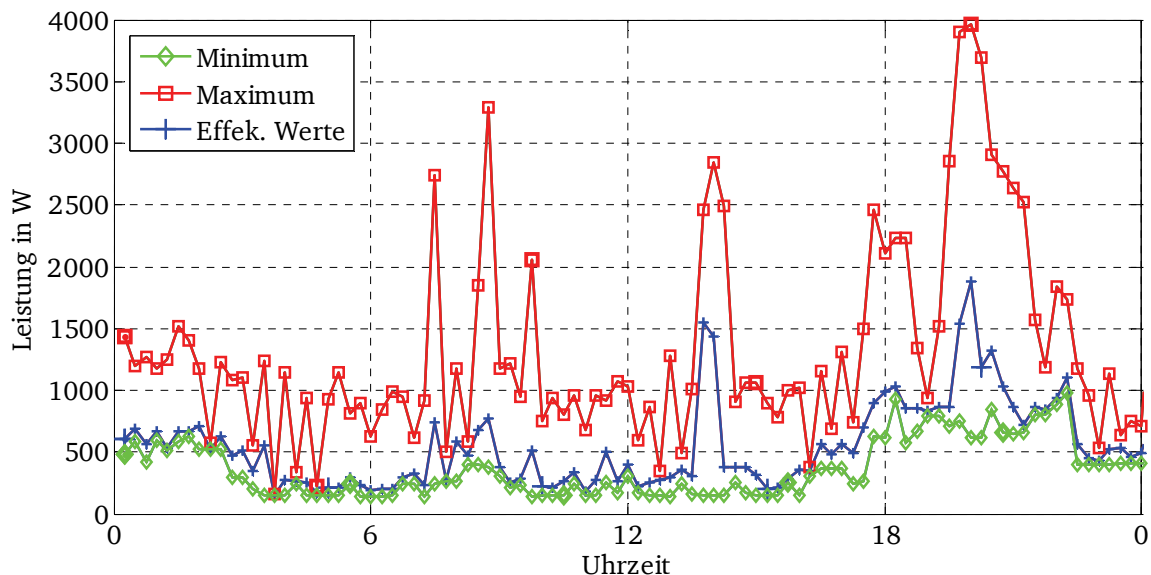


Abb. 4.8: Gemessene Lastkurven am Tag eines Haushalts

Abb. 4.8 zeigt die gemessene Lastganglinie eines Haushalts am Tag mit einer Auflösung von 15 Minuten, wobei sich die einzelnen minimalen, maximalen und effektiven Werte der Lasten

stark voneinander unterscheiden und diese jeweilig erfasst worden sind. Zudem wird ersichtlich, dass während der 15-minütigen Mittelungszeit tatsächlich erhebliche Lastschwankungen festzustellen sind. Bei der Modellierung werden die effektiven durchschnittlichen Leistungswerte weiter ausgewertet und verwendet.

Weiterhin wird grundsätzlich angenommen, dass der jährliche Energieverbrauch eines Haushalts vorwiegend von der Haushaltsgröße abhängig ist. Mit der Anzahl der Haushaltsmitglieder steigt demnach also der Stromverbrauch eines Haushalts.

Aus der Erhebung des BDEW [65] und anhand eigener gesammelter Informationen aus dem Online-Vergleichsportal „Check 24“ [66] wird der durchschnittliche jährliche Energieverbrauch eines Haushalts je nach Haushaltsgröße entsprechend der folgenden Tabelle 4.5 aufgetragen. So verbraucht ein Ein-Personen-Haushalt im Schnitt 1944 kWh, während der Verbrauch pro Person in einem Zwei-Personen-Haushalt bei lediglich 1709 kWh liegt. Auffallend ist außerdem die stete Verkleinerung des Verbrauchs pro Person bei steigender Haushaltsgröße. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich mit einer Verdopplung der Zahl der Haushaltsmitglieder nicht auch die Zahl der elektrischen Geräte verdoppelt, sondern diese im Gegensatz dazu besser ausgelastet und damit effizienter betrieben werden.

Tabelle 4.5: Jährlicher Energieverbrauch nach Haushaltsgröße

Haushaltsgröße	BDEW	CHECK 24
1 Person	1700 kWh/Jahr	1944 kWh/Jahr
2 Personen	3000 kWh/Jahr	3417 kWh/Jahr
3 Personen	3500 kWh/Jahr	4350 kWh/Jahr
4 Personen	4200 kWh/Jahr	5149 kWh/Jahr

In der VDI Norm 4655 wird der jährliche Energiebedarf nach Haustypen angegeben, im Einfamilienhaus wird beispielsweise ein Wert von 2000 kWh/Person bei weniger als 3 Personen angenommen, während der Energiebedarf eines Haushalts im Mehrfamilienhaus unabhängig von der Personenzahl angenommen werden darf.

Anhand des ermittelten gesamten jährlichen Energieverbrauchs werden die 243 Haushalte in sechs Klassen nach Haushaltsgrößen aufgeteilt. Dies wird in Anlehnung an die in Tabelle 4.5 vorhandenen Werte von „Check 24“ als Grenzwerte vorgenommen. Anschließend werden die vom Smart-Metering gemessenen Lastgänge jeder Klasse der Haushalte nach Jahreszeit und

Tagestyp aussortiert und an einem typischen Stichtag, wie z.B. an einem Werktag im Winter, werden dann die erfassten Leistungswerte zu jedem Zeitpunkt - alle 15 Minuten - weiter unterteilt und anschließend statistisch ausgewertet.

Eine geeignete empirische Verteilung wird bestimmt, die jeweils zu den 15-Min-Messwerten passt. Mit Hilfe des Matlab[®]-Hilfsprogramms „*dffitool*“ werden zuerst verschiedene Verteilungen auf deren Passgenauigkeit hin überprüft. Im Zuge dessen wird die *Logarithmisch-Logistische* Verteilung (LL-Verteilung) als die optimale empirische Verteilung zur Anpassung der Messdaten zu jedem Zeitpunkt festgestellt.

$$f(x, \mu, \sigma) = \frac{e^z}{\sigma \cdot x \cdot (1 + e^z)^2} ; x \geq 0 \quad (4.1)$$

$$z = \frac{\ln(x) - \mu}{\sigma} \quad (4.2)$$

Deren Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion ist in Gl. (4.1) und Gl. (4.2) beschrieben [67]. Aus der Natur der Logarithmusfunktion ergibt sich darüber hinaus der Vorteil, dass diese Verteilung keine negativen Werte annehmen kann.

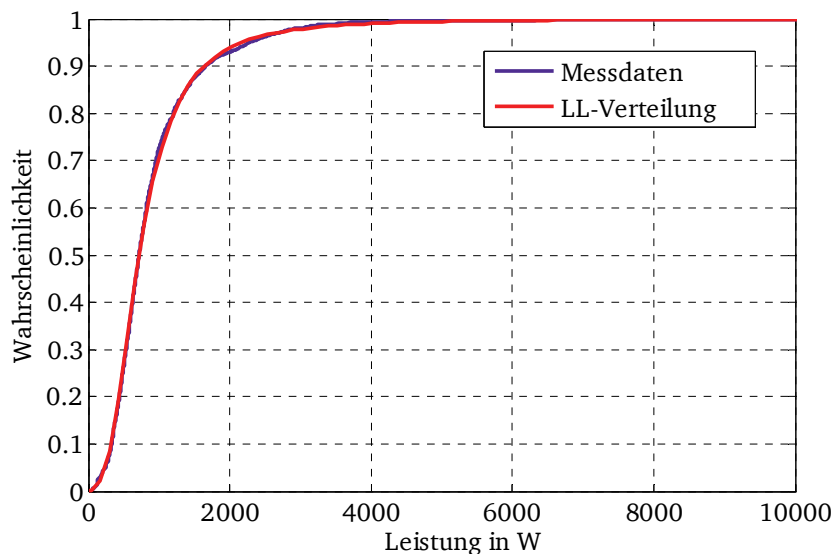


Abb. 4.9: Anpassung einer LL-Verteilung an die Messdaten eines K1-Haushalts (um 19:00 Uhr)

Als Beispiel werden die Messwerte um 19:00 Uhr an einem Werktag im Winter von allen Haushalten aus der Klasse „K1“ aussortiert. Deren Verteilungsfunktion (blaue Markierung) zeigt Abb. 4.9 auf. Dabei wird ersichtlich, dass die entsprechende LL-Verteilung sehr gut zu den aussortierten Messdaten passt.

Die Werte für die beiden Parameter μ und σ der Dichtefunktion werden mit Hilfe der Maximum-Likelihood-Estimation (MLE) für die unterteilten 15-Min-Messdatensätze nach Jahreszeit, Tagestyp und Haushaltsklasse bestimmt. Anhand bestimmter Parameter und einer beliebigen Zufallszahl r können dann die Leistungswerte zu einem entsprechenden Zeitpunkt gemäß der Gl. (4.3) berechnet werden [68].

$$P_t = \exp \left[\ln \left(\frac{r}{1-r} \right) \cdot \sigma_t + \mu_t \right] \cdot \quad (4.3)$$

Mit:

P_t zufällig generierte Wirkleistung zu einem bestimmten Zeitpunkt t in W

r eine Zufallszahl zwischen 0 und 1

σ_t, μ_t Parameter der LL-Verteilung, abhängig von Tageszeit, Tagestyp und Jahreszeit

Ferner wird die synthetische Lastkurve durch 96 zeitliche Leistungswerte aus dem Laufe eines Tages gebildet. Unter der Annahme, dass ein Haushaltsanschluss durch eine Überstrom-Schutzeinrichtung mit einem Bemessungsstrom von 63 A ausgerüstet ist, wird eine zufällig generierte Wirkleistung, die höher als 40 kW ist, als ungültig gewertet, so dass sie folglich erneut berechnet werden muss.

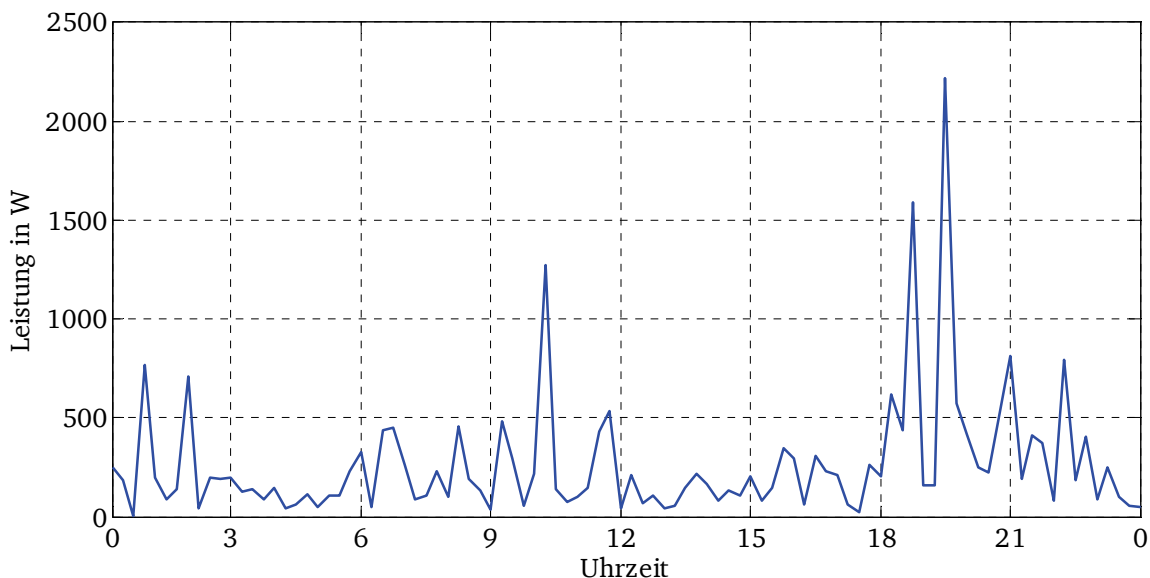


Abb. 4.10: Zufällige Lastkurve eines Haushalts aus K1 (am Werktag im Winter)

Abb. 4.10 visualisiert eine Lastkurve eines Haushalts aus Klasse 1, wobei einige charakteristische Stellen des Verlaufs der Lastkurve erkannt werden können. Die Spitzenlast tritt hierbei in den Abendstunden auf, wenn die Haushaltsmitglieder nach Hause zurückkehren und dann oftmals Mahlzeiten kochen und dabei viele elektronische Geräte in Betrieb sind.

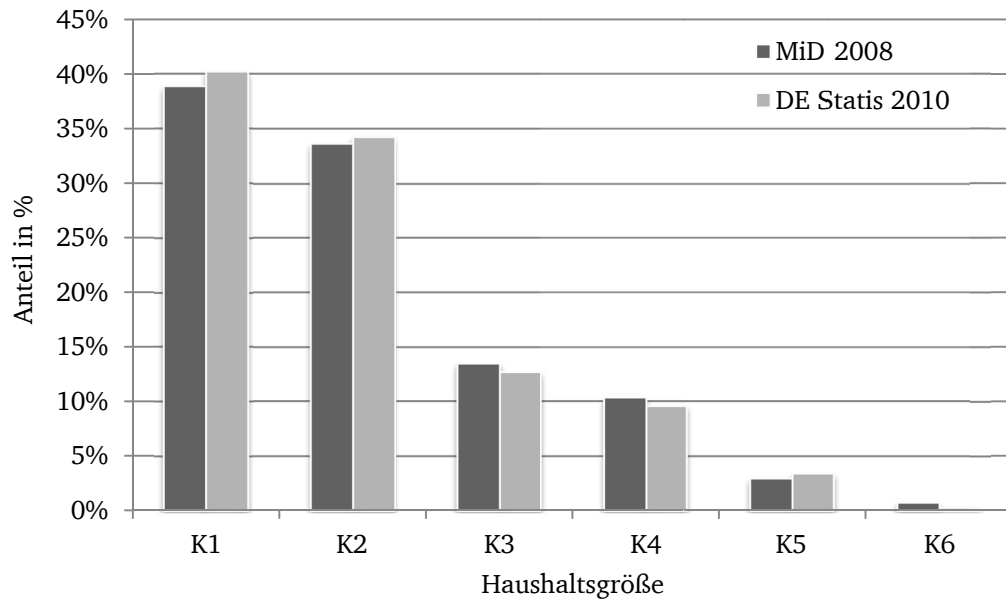


Abb. 4.11: Haushaltsverteilung nach Haushaltsgröße in Abhängigkeit von Personenanzahl

Gemäß den zwei Studien „Mobilität in Deutschland 2008“ und „DeStatist 2010“ [69] lässt sich eine Aufteilung nach Haushaltsgrößen in Deutschland anhand der Abb. 4.11 darstellen. Hierbei sind ca. 40% der Haushalte Einpersonenhaushalte, wobei die Anzahl der Haushalte mit mehr als vier Personen bei weniger als 5% liegt. Die durchschnittliche Haushaltsgröße beläuft sich auf 2,03 Personen/Haushalt.

In Übereinstimmung mit der Haushaltsverteilung der Studie „MiD 2008“ ist eine aggregierte Lastkurve für die Haushalte aus einem NS-Netz in Bezug auf Tag und Jahreszeit stochastisch bestimmbar. So sind beispielsweise die durchschnittlichen Lastkurven für 230 Haushalte aus einem NS-Netz für neun typspezifische Tage errechnet worden und aus der Abb. 4.12 zu entnehmen. Dabei werden die entsprechenden Werte für die Parameter der LL-Verteilung abgerufen, so dass die täglichen 15-Minuten-Lastkurven der Haushalte aus jeder Klasse jeweils zufällig individuell generiert werden.

In diesem Zusammenhang ist zu erkennen, dass die Spitzenlast mit 850 Watt/Haushalt am Abend eines Werktages im Winter liegt. Im Herbst ist die Spitzenlast auch an einem Sonntag wiederzufinden. Wie auch beim Standardlastprofil H0, ist generell im Sommer die Leistungsabnahme von Haushalten niedriger als im Winter. Wenn die Ermittlung der Lastkurven für 230 Haushalte erneut ausgeführt wird, kann die aggregierte Spitzenlast anstelle eines Werktags an einem Samstagabend im Winter auftreten.

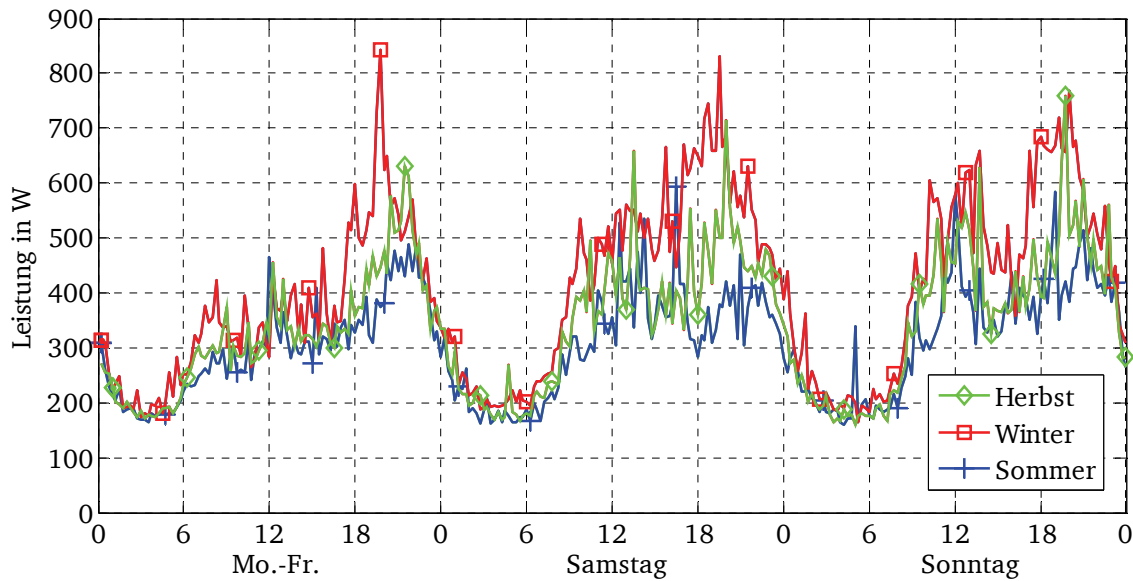


Abb. 4.12: Durchschnittliche aggregierte Haushaltslasten von 230 Haushalten

4.1.3.2 Gewerbliche Lasten

Das Standardlastprofil G0 für gewerbliche Lasten, welches auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh normiert ist, wird zur Modellierung von gewerblichen Kunden verwendet. Dazu soll zuerst der jährliche Stromverbrauch der gewerblichen Last im NS-Netz abgeschätzt werden, womit das Standardlastprofil zu skalieren ist. Beispielsweise ist für einen gewerblichen NS-Kunden mit einem jährlichen Energieverbrauch von 5000 kWh das Lastprofil mit dem Faktor fünf zu skalieren.

4.1.4 Nachbildung dezentraler Erzeugungsanlagen

In den betrachteten Netzgebieten bzw. in der Region R2 und R3 liegen bereits dezentrale Photovoltaik-Anlagen vor, die bei der Netzmodellierung unter folgenden Bedingungen berücksichtigt werden:

- Verwendung realer installierter Leistungen mit normierten PV-Profilen (für ein Jahr) für insgesamt 16 Erzeugungseinheiten im Netzgebiet.
- Anlagengrößen aus der EEG-Meldung des Netzbetreibers.

Die realen PV-Profile von 16 PV-Anlagen aus der Region werden als Basisprofile verwendet, womit eine genauere Abbildung hinsichtlich der realen Einspeisung einer PV-Anlage im Rahmen der Simulation realisierbar ist. Anhand eines ausgewählten normierten PV-Profiles und der angemeldeten Anlagengröße wird dann die individuelle Einspeisekurve jeder vorhandenen einzelnen PV-Anlage generiert [70].

Abb. 4.13 zeigt die einzelnen Einspeiseprofile einer PV-Anlage an einem Winter- und Sommertag. Die PV-Anlagen erzeugen generell mehr Energie im Sommer als im Winter, wobei zur Mittagszeit die maximale Einspeisungsleistung auftritt. Da die Spitzenlast von Haushalten sowohl ohne als auch mit Elektrofahrzeugen meistens am Abend erfolgt, kann die erzeugte PV-Energie im Laufe des Sommertages jedoch nicht gleichzeitig verbraucht werden.

Im Hinblick auf den Fokus der vorliegenden Arbeit bzw. auf die Auswirkungen von Elektrofahrzeugen, werden die PV-Einspeisungen im betrachteten Netzgebiet lediglich auf den aktuellen Bestand eingeschränkt.

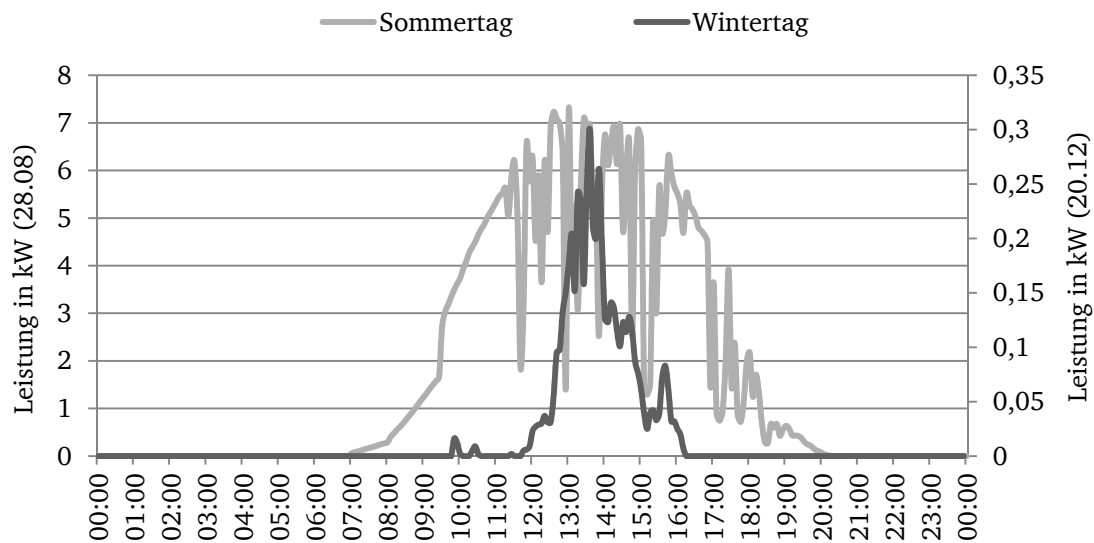


Abb. 4.13: Messdaten einer PV-Anlage an einem Winter- und Sommertag

4.2 Lastflussberechnung

Steigt die Nutzung von Elektrofahrzeugen durch die Bevölkerung an, könnte zukünftig die Versorgungszuverlässigkeit der Niederspannungsnetze darunter leiden, da die Betriebsmittel mehr ausgelastet und ggf. überlastet werden [71].

Es ist daher detailliert zu untersuchen, ob etwa Netzüberlastungen bzw. Probleme bei der Einhaltung von Spannungsgrenzen in realen Niederspannungsnetzen vor dem Hintergrund einer zusätzlichen Belastung durch Elektrofahrzeuge auftreten können, wodurch sich die Notwendigkeit für entsprechende Netzverstärkungsmaßnahmen ergeben kann.

Durch eine Lastflussberechnung lassen sich innerhalb einer Spannungsebene anhand der Lasten und der Einspeiseleistungen die jeweiligen Wirk- und Blindleistungsflüsse ermitteln. Bei der Planung von Verteilungsnetzen muss eine möglichst exakte Prognose über die zukünftigen

Lastflüsse zugrunde gelegt werden, da hinsichtlich der Versorgungssicherheit Investitionen in die Netzinfrastruktur mit hohen Investitionskosten und Betriebsmittel mit sehr langen Nutzungsdauern verbunden sind. Nur bei genauer Kenntnis dieser Lastflüsse ist es möglich, das elektrische Netz hinsichtlich der jeweiligen Betriebsmittel und der Spannungshaltung nach wirtschaftlichen und technischen Aspekten zu optimieren.

In diesem Kapitel wird bei unterschiedlichen Szenarien die Vorgehensweise der Lastflussberechnungen vorgestellt, wobei basierend auf deren resultierenden Ergebnissen, wie z.B. die Auslastung der Betriebsmittel bzw. der Spannungsfall an Knoten, die möglichen Auswirkungen der Elektrofahrzeuge als mobile zusätzliche Lasten auf die realen Verteilungsnetze in den verschiedenen Regionen dargestellt werden.

4.2.1 Annahme der Szenarien

Für die Lastflussberechnung gilt es zuerst die Szenarien festzulegen. Hierbei handelt es sich um die Ladeleistung, Ladeszenarien und Durchdringung, welche nach Regionen wie folgt angegeben werden:

- Ladeleistung: 11 kW für R1, R2, R3,
- Ladeszenarien:
 - Nur zuhause (Sz.1) für R1, R2, R3,
 - Zuhause und bei der Arbeitsstelle (Sz.2) für R1,
- Durchdringung: 15 %, 30 %, 50 % für R1, R2, R3.

Mit einer dreiphasigen Ladeleistung von 11 kW werden die Batterien von Elektrofahrzeugen aufgeladen. Dabei werden, wie in Kapitel 3.5 vorgestellt, zwei Ladeorte herangezogen, nämlich „Zuhause“ und „bei der Arbeitsstelle“. Für die Regionen R2 und R3 wiederum findet nur das Basisladeszenario (Sz.1) Berücksichtigung, zumal in diesem Fall das Verteilungsnetz, einer größeren Herausforderung gegenübersteht. Da die Batterien in diesem Szenario zuhause länger aufgeladen werden müssen, führt dies zu höheren aggregierten Spitzenlasten, so wie in Kapitel 3.5.1.3 bereits dargelegt.

Angesichts der verfügbaren Parkplätze und der potentiellen Marktentwicklung werden drei Durchdringungen angenommen, so dass jeweils 15 %, 30 % und 50 % des aktuellen Fahrzeugbestands durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden. Eine Durchdringung von 15% entspricht dem Ziel der Bundesregierung, das im Jahr 2030 erreicht werden soll und wie zuvor in Kapitel 2.3 vorgestellt worden ist. Eine Durchdringung von 50% hingegen wird als ein Zukunftsszenario angesehen. Hierbei wird weiterhin davon ausgegangen, dass die Hauptnutzer der

Elektrofahrzeuge bei einer Durchdringung von bis zu 50 % die Berufstätigen sind, was zugleich das „Worst-Case“-Szenario für das Verteilungsnetz darstellt.

4.2.2 Methode der Lastflussberechnung

Die Lasten in den untersuchten MS- und NS-Netzen ohne Elektrofahrzeuge werden unter Berücksichtigung der vorgegebenen Leistungsfaktoren und der Spannungsabhängigkeit, wie bereits in Kapitel 2.2.5 dargelegt, nachgebildet. Die Lastkurven der Haushalte werden zuerst jeden Tag zufällig generiert.

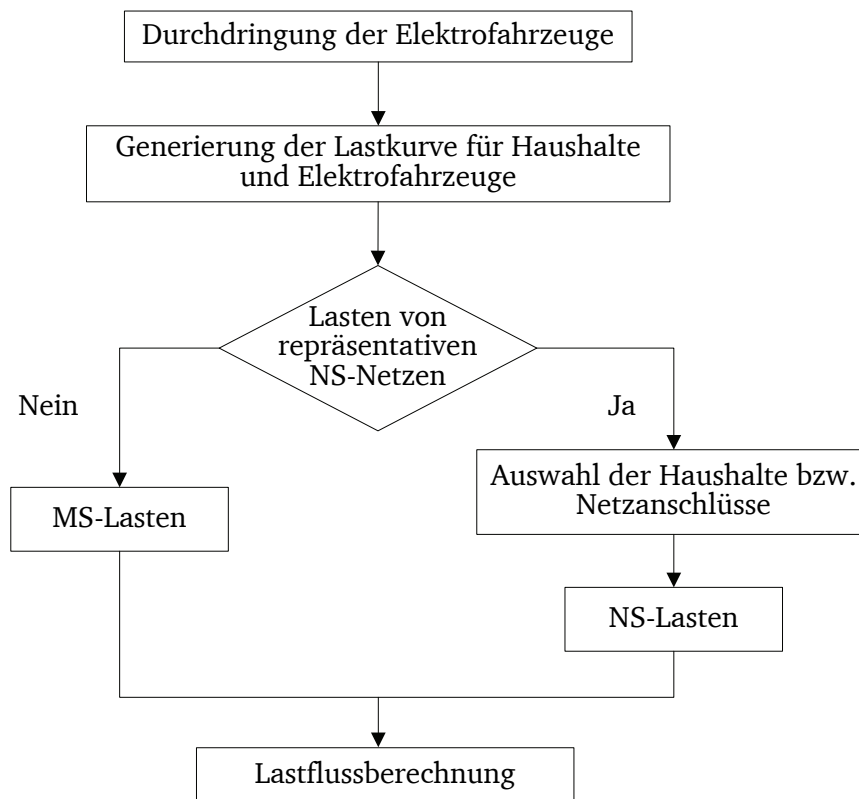


Abb. 4.14: Flussdiagramm für die Bereitstellung der Elektrofahrzeuge am Netzanschluss

Die Vorgehensweise zur Bereitstellung der Ladekurven von Elektrofahrzeugen an jedem MS- und NS-Anschluss ist in Abb. 4.14 dargestellt. Bei einer bestimmten Durchdringung wird zuerst anhand der ermittelten Haushaltsstatistik die Anzahl der Elektrofahrzeuge für jedes NS-Netz festgestellt.

Die tägliche Ladekurve jedes Elektrofahrzeugs wird durch das Mobilitätsmodell nach dem Ladeszenario jeweils individuell generiert. Darüber hinaus ist die Auflösung der Ladekurve der vorherigen 0,01 Stunden auf 0,25 Stunden (15-Minuten-Effektivwerte) umzurechnen. Bei Elektrofahrzeugen aus dem NS-Modellnetz wird deren Ladekurve den Netzanschlüssen zufäl-

lig zugewiesen. Andernfalls werden die Ladekurven der Elektrofahrzeuge summiert und als zusätzliche MS-Lasten im nachgebildeten Netz eingefügt.

Abb. 4.15 zeigt die Zuweisung von Elektrofahrzeugen an die Netzanschlüsse im NS-Netz schematisch auf. An jedem Netzanschluss werden die Haushalte unterschiedlicher Größe angeschlossen. Am Netzanschluss Nr.5 ist neben zwei Haushalten zusätzlich noch ein gewerblicher Kunde (Gw.1) vorhanden.

Netzanschluss (NA)	NA.#1			NA.#2		NA.#3			NA.#4	NA.#5			...
Haushalt	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	Gw.1	...
Elektrofahrzeug	↑					↑				↑			

Abb. 4.15: Zuweisung der Elektrofahrzeuge im NS-Netz

Die NS-Netzanschlüsse, an denen die Elektrofahrzeuge angeschlossen sind, werden jeden Tag zufällig erneut ausgewählt, wobei angesichts der Durchdringung und der Parkmöglichkeit die Netzanschlüsse für ein Wohngebäude mit 1 bis 2 Wohneinheiten vorrangig einbezogen werden.

Hierbei sind beispielsweise drei Elektrofahrzeuge jeweils dem Haushalt H2, H7 und H11 zugewiesen. Dabei kann auch einem Netzanschluss mehrere Elektrofahrzeuge zugeordnet werden. In diesem Fall ist mit einer höheren zusätzlichen Belastung zu rechnen, wenn die Fahrzeuge am Tag gleichzeitig aufgeladen werden.

Ferner wird die Ladekurve jedes Elektrofahrzeugs jeden Tag probabilistisch generiert. Durch die täglich erneuerten Ladekurven und die Auswahl der etwaigen Anschlüsse kann das Verteilungsnetz möglichst objektiv derart untersucht werden, ob es die Elektrofahrzeuge aufnehmen kann bzw. wo mögliche Schwachstellen existieren. Für die Lastflussberechnung werden die Lastganglinien der MS- und NS-Lasten mit Elektrofahrzeugen für einen Zeitraum von einem Jahr generiert.

Im Vergleich zur Situation ohne Elektrofahrzeuge ergibt sich bei den Simulationen, dass die höchsten Spitzenlasten in einem NS-Netz mit Elektrofahrzeugen nicht unbedingt an jenem Tag auftreten, an den Spitzenlasten ohne Elektrofahrzeuge entstehen. Obwohl die Energieab-

nahme der Elektrofahrzeuge im Sommer höher als im Winter ist, treten aggregierte Spitzenlasten dennoch im Winter auf.

4.2.3 Ergebnisse der Lastflussberechnung

In diesem Kapitel wird auf die Simulationsergebnisse nach Region, Aufladungsszenario bzw. Durchdringung von Elektrofahrzeugen eingegangen.

Das Prüfkriterium lautet hierbei wie folgt:

- Zulässige Spannungsänderung an jedem Knoten nach Norm EN 50160,
- Auslastung des Transformators sowie der Kabel und Freileitungen.

Laut der Norm EN 50160 muss die Spannung 100 % der Zeit zwischen [-15 %, +10 %] und mindestens 95 % der Zeit zwischen [-10 %, +10 %] bezogen auf die Nennspannung gehalten werden. Die Leitungen in NS-Netzen können bis zu 100 %, bezogen auf den zulässigen maximalen Strom, belastet werden. Aufgrund des (n-1)-Kriteriums ist zu empfehlen, die Leitungen in MS-Netzen bis zu 60 % auszulasten [8]. Der Ortsnetztransformator kann zwar kurzzeitig eine Überlastung erfahren, allerdings wird dies einen deutlich erhöhten Lebensdauerverbrauch zur Folge haben.

Bezüglich der beiden Szenarien „Aufladen zu Hause“ sowie „Aufladen zu Hause und bei der Arbeitsstelle“ gibt Tabelle 4.6 eine Übersicht zu den Auswirkungen des Ladens der Elektrofahrzeuge in Bezug auf die Auslastung des Ortsnetztransformators und der Leitungen sowie auf die Knotenspannung in verschiedenen Regionen.

In der **Großstadt R1** wird anhand der verfügbaren Netzdaten das MS-Netz bei der Untersuchung betrachtet. Bei Sz.2 kommen noch die Elektrofahrzeuge von Einpendlern hinzu. Da die MS-Kabel vorher ohne Elektrofahrzeug bereits eine relativ hohe Auslastung erfahren haben, ist somit eine Leitung bei einer Durchdringung von 15 % schon überlastet, die Netzspannungen an jedem Knoten sind hierbei hingegen nicht kritisch.

In der **Kleinstadt R2** wiederum ist nur die Auslastung des Ortsnetztransformators auffällig. Schon ab einer Durchdringung von 15 % ist ein Ortsnetztransformator überlastet.

Im **ländlichen Gebiet R3** hingegen sind die jeweilige Auslastung eines MS-Kabels und eines Ortsnetztransformators und der Spannungsfall in einem Netz bei einer 30 %-igen Durchdringung problematisch.

Tabelle 4.6: Übersicht zu den Ergebnissen der Lastflussberechnung

Großstadt - R1		Szenario 1	Szenario 2
MS-Netz	Leitungen (Ltg.)	15 % : 1 Ltg. 50 % : 3 Ltg.	15 % : 1 Ltg. 50 % : 2 Ltg.
	Knotenspannung	✓	✓

Szenario 1		R2	R3
MS-Netz	Leitungen	✓	30 % : 1 Ltg.
	Knotenspannung	✓	✓
NS-Netz	Leitungen	✓	✓
	Knotenspannung	✓	30 % : 7 Knoten 50 % : 18 Knoten
Ortsnetztransformator (ONT)		15 % : 1 ONT	15 %, 30 % : 1 ONT 50 % : 2 ONT

In den nächsten Kapiteln werden die Ergebnisse der Lastflussberechnung für 45 Tage im Winter (jeweils 15 Tage für Werktage, Samstage, Sonntage) in jeder Region weiter graphisch dargestellt. Dabei wird die sogenannte Kastengrafik (Box-plot) verwendet, die aus einem Rechteck (auch Box genannt) und zwei verlängerten Linien (als Antenne oder Whisker bezeichnet) besteht. Die Box entspricht jenem Bereich, in dem die mittleren 50 % der Daten (von 25 % bis 75 %) liegen. Sie wird also durch das obere und das untere Quartil begrenzt, wobei die Länge der Box dem Interquartilsabstand (IQR) entspricht. Durch die Antennen wiederum werden die außerhalb der Box liegenden Werte dargestellt. Sofern Werte außerhalb der Grenze von $1,5 \cdot \text{IQR}$ vorliegen, werden diese separat in das Diagramm eingetragen und als Ausreißer bezeichnet.

4.2.3.1 Ergebnisse für das Verteilungsnetz in der Großstadt R1

Die Knotenspannungen im MS-Netz in der Großstadt liegen jederzeit im zulässigen Bereich, da das MS-Netz stets mit einer Spannung, die höher als die Nennspannung ist, betrieben wird. Der minimale Wert an einem Knoten erreicht im Falle einer 50 %-igen Durchdringung jeweils 10,31 kV bei Sz.1 und 10,25 kV bei Sz.2.

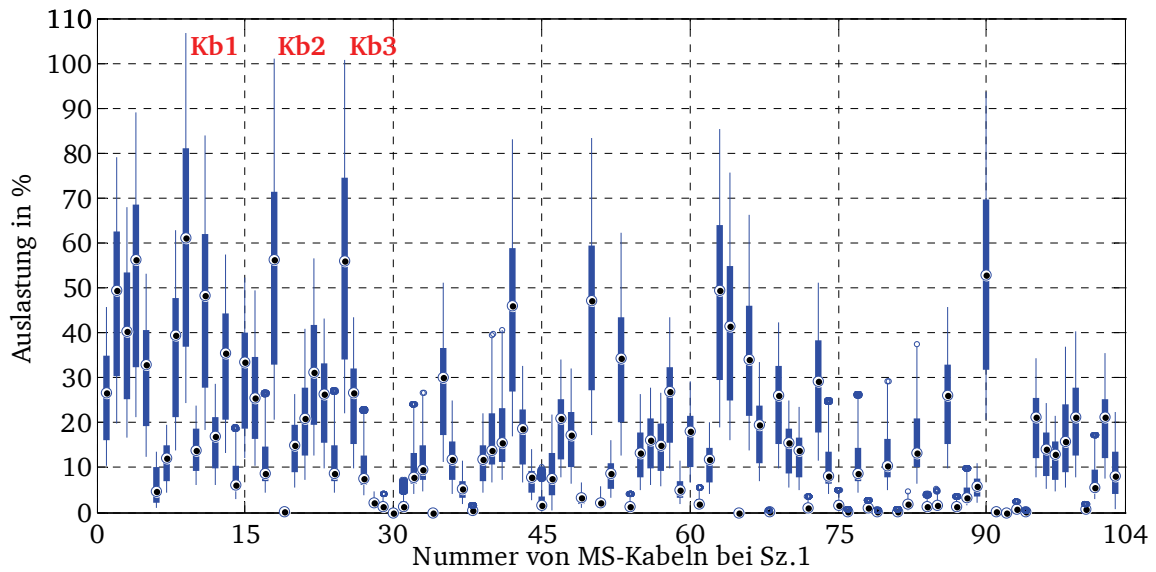


Abb. 4.16: Auslastung der 104 MS-Kabel bei 50%-iger Durchdringung und Ladeszenario 1

Ab einer Durchdringung von 15 % ist ein MS-Kabel „Kb1“ bereits gering überlastet. Bei einer Durchdringung von 50 % und dem Ladeszenario 1 werden noch zwei MS-Kabel „Kb2“ und „Kb3“ überlastet. In der Abb. 4.16 wird die Auslastung der 104 MS-Kabel anhand der Kasten- grafik dargestellt. Das Kabel „Kb2“ stellt einen Netzstrahl mit offener Trennstelle am Lei- tungsende in einem reinen Wohngebiet dar und ist deshalb beim Sz.2 weniger ausgelastet als bei Sz.1, wie die Abb. 4.17 aufzeigt. Demgegenüber erfährt das Kabel „Kb3“ eine noch höhere Überlastung, weil über dieses Kabel überwiegend gewerbliche Kunden versorgt werden.

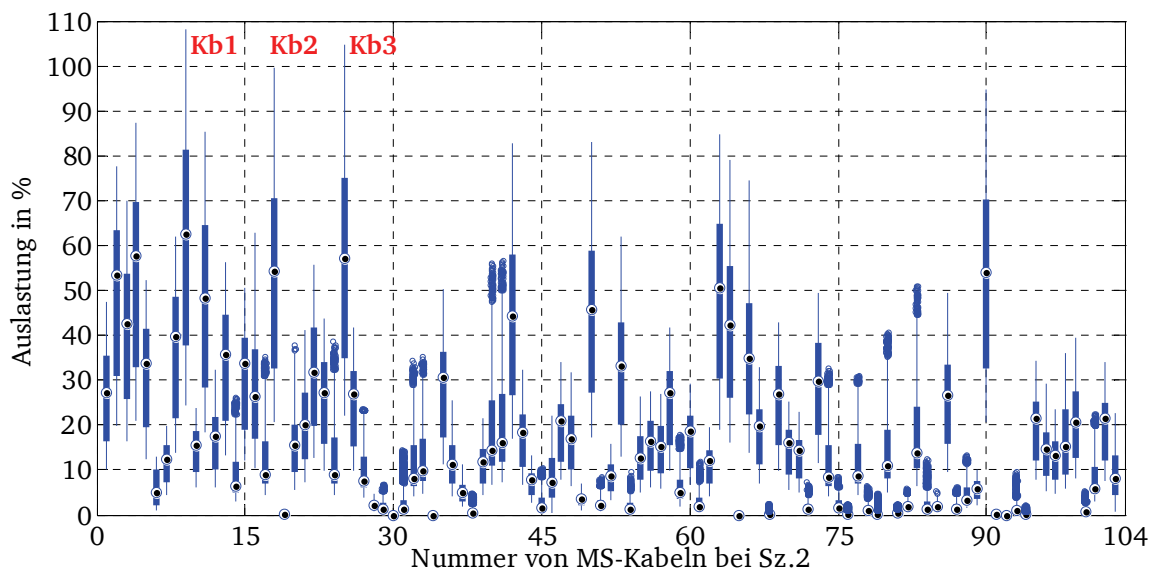


Abb. 4.17: Auslastung der 104 MS-Kabel bei 50 %-iger Durchdringung und Ladeszenario 2

Abb. 4.18 veranschaulicht vor dem Hintergrund einer Durchdringung von 50 % die Auslas- tung des Kabels „Kb1“ an 10 Werktagen im Winter für Sz1. und Sz.2. Die höchste Auslastung von 108 % tritt bei Sz.2 am Vormittag des zweiten Tages auf, während sie bei Sz.1 erst am 6.

Tag am Abend entsteht. Es ist in diesem Fall zu bedenken, entweder eine Netzverstärkungsmaßnahme oder eine Ladesteuerung vorzunehmen, um diese höhere Auslastung zu reduzieren.

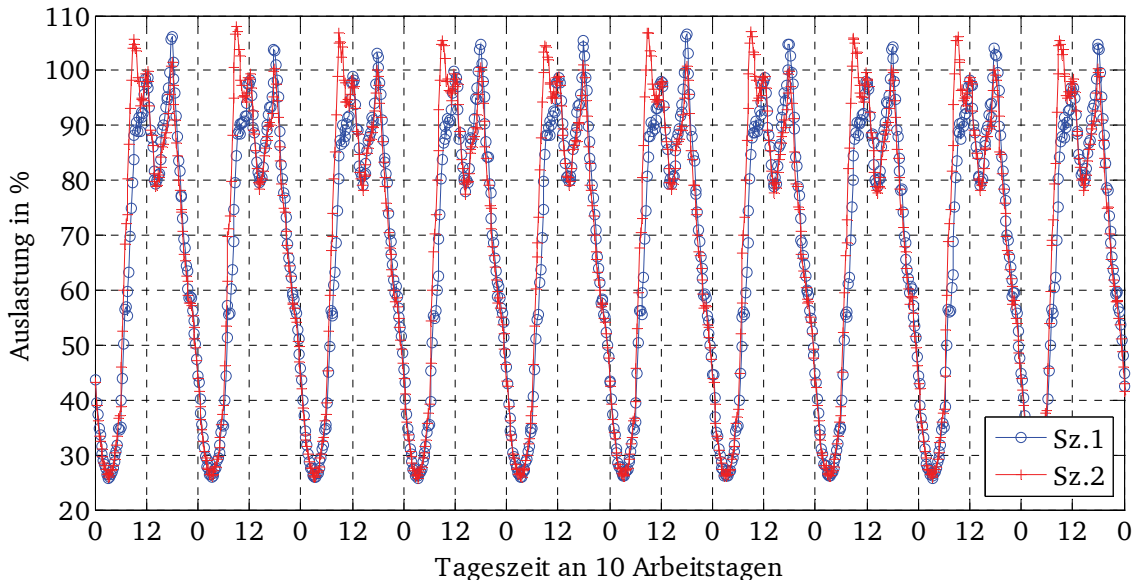


Abb. 4.18: Auslastung des Kabels „Kb1“ an 10 Werktagen im Winter bei Sz.2

4.2.3.2 Ergebnisse für das Verteilungsnetz in der Kleinstadt R2 (Szenario 1)

Das Verteilungsnetz in der Kleinstadt R2 kann die Elektrofahrzeuge bis zu einer Durchdringung von 50 % verkraften, allerdings werden dabei zwei Ortsnetztransformatoren (Netz „WI“ und „MU“) jeweils über 0,5 und 35,25 Stunden überlastet. Dies stellt aber nur ein geringes Problem dar, da im Prinzip ein Öl-Transformator auch kurzzeitig überlastet werden darf.

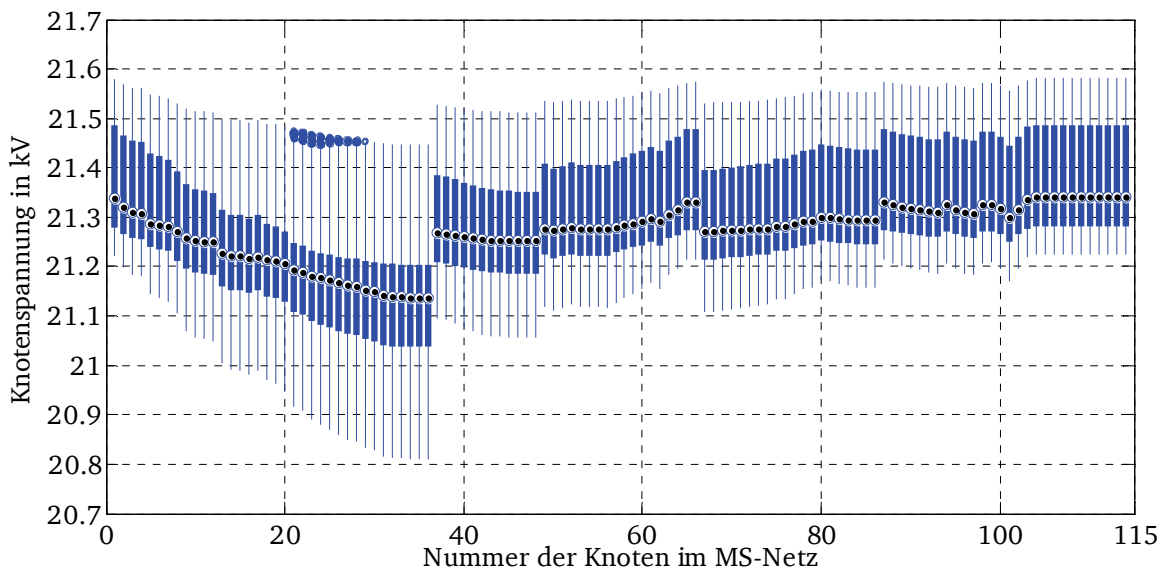


Abb. 4.19: Knotenspannung im MS-Netz von R2 bei 50%-iger Durchdringung

Abb. 4.19 zeigt die Spannungen an insgesamt 115 Knoten im MS-Netz, wobei je nach Betriebsführung und der daraus resultierenden physikalischen Entfernung der Hochspannungstransformatoren, sich die Spannung verringert und damit der minimale Wert bei 20,82 kV liegt.

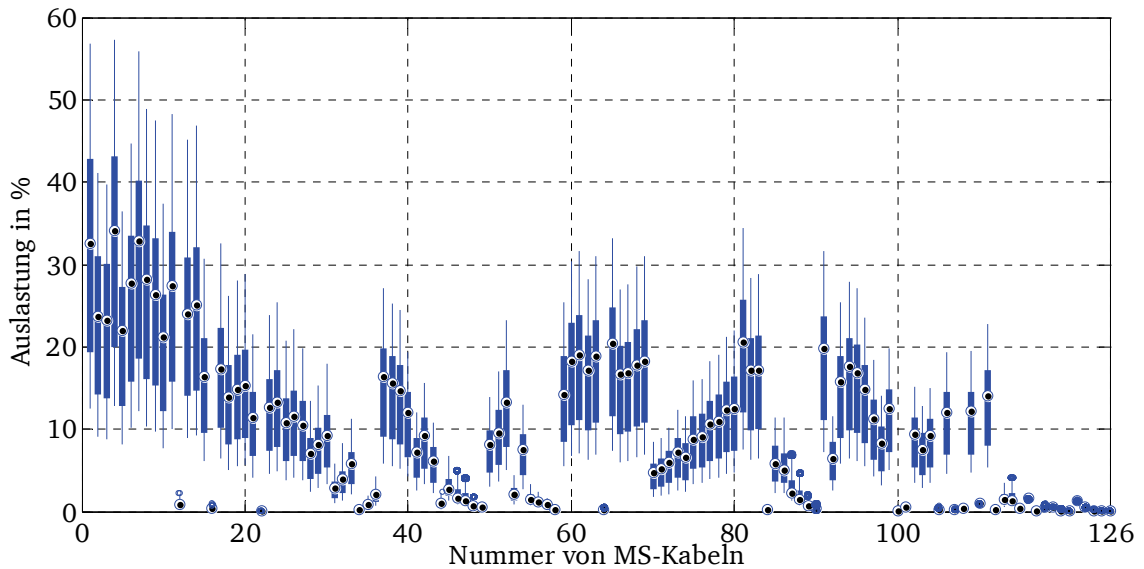


Abb. 4.20: Auslastung der MS-Kabel im MS-Netz von R2 bei 50 %-iger Durchdringung

Die Auslastung der 126 MS-Kabel bei einer Durchdringung von 50 % wird in der Abb. 4.20 gezeigt. Hierbei sind lediglich die Abgangskabel der Hochspannungsnetzstation relativ hoch ausgelastet, allerdings überschreiten sie den Grenzwert von 60 % nicht.

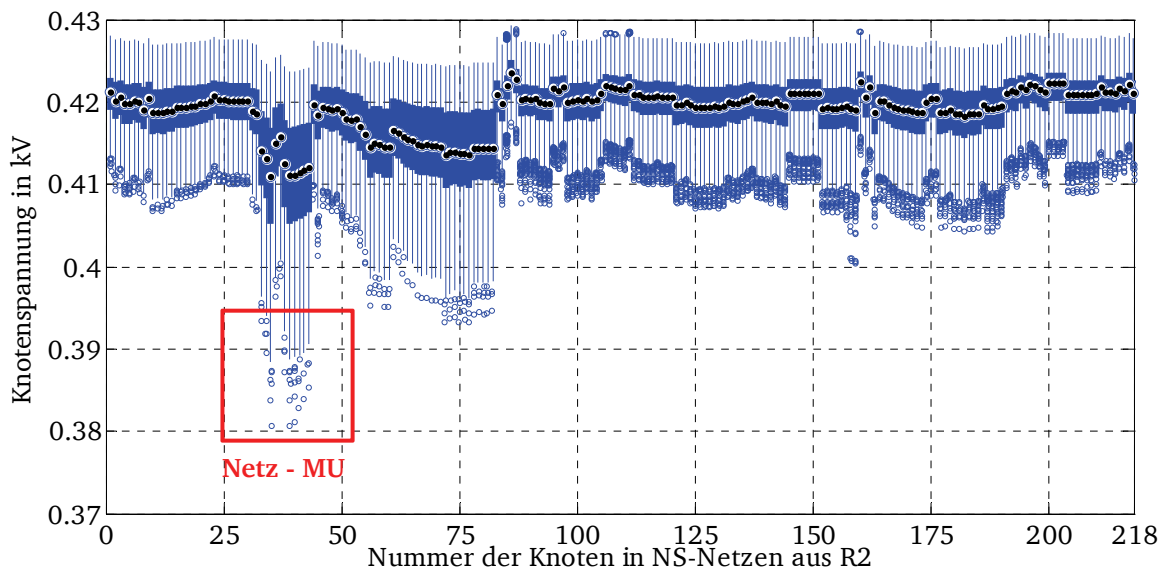


Abb. 4.21: Knotenspannung in NS-Netzen von R2 bei 50 %-iger Durchdringung

Abb. 4.21 zeigt die Knotenspannung in den NS-Netzen bei einer Durchdringung von 50 % auf. Die Spannung an den Knoten im NS-Netz „MU“ sind zu bestimmten Zeitpunkten relativ niedrig,

da sie sehr weit von der Ortsnetzstation entfernt sind. Der minimale Wert liegt mit ca. 380 V noch im zulässigen Bereich.

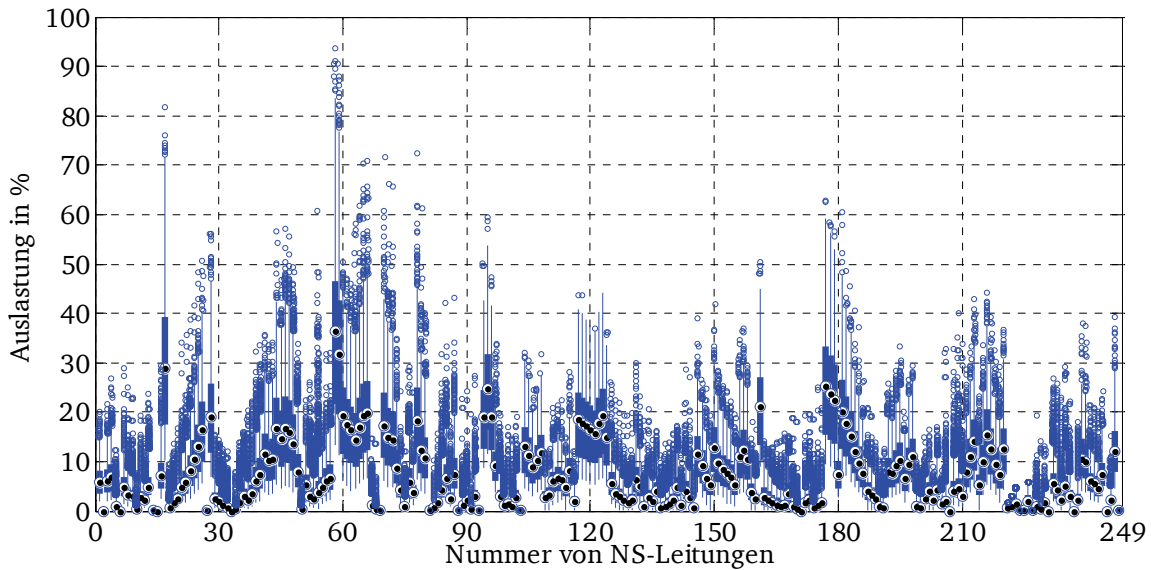


Abb. 4.22: Auslastung der NS-Kabel bei 50%-iger Durchdringung im NS-Netz von R2

Die Auslastung der 249 NS-Kabel bei einer Durchdringung von 50 % liegen stets unter 100 %, so wie Abb. 4.22 darstellt. Nur drei Leitungen an der Sammelschiene des Netzes „MU“ sind zu einigen Zeitpunkten über 80 % ausgelastet.

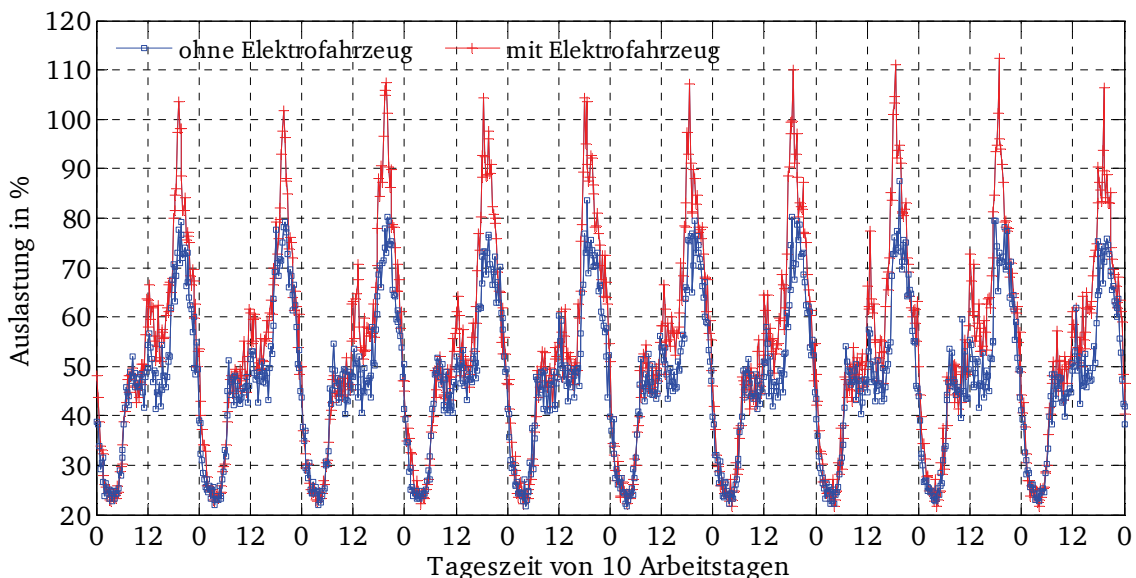


Abb. 4.23: Auslastung des Transformators von Netz „MU“ bei 50 %-iger Durchdringung

Der Ortsnetztransformator des Netzes „MU“ ist ab einer Durchdringung von 15 % bereits überlastet, wobei der entsprechende Transformator des Netzes „WI“ erst bei 50 % kurzzeitig leicht überlastet wird. Abb. 4.23 veranschaulicht die Auslastung des Transformators des Netzes „MU“ an zehn Werktagen im Winter. Ohne Elektrofahrzeuge ist der Transformator stets

unter 100 % ausgelastet, während bei der Aufnahme von Elektrofahrzeugen er am Abend jeweils für 30 bis 60 Minuten eine Überlastung erfährt.

4.2.3.3 Ergebnisse für das Verteilungsnetz im ländlichen Gebiet R3 (Szenario 1)

Die Knotenspannungen im MS-Netz in der Region R3 liegen stets im zulässigen Bereich, wobei der minimale Wert an einem Knoten mit 20,80 kV in Sz.1 bei einer Durchdringung von 50 % erreicht wird.

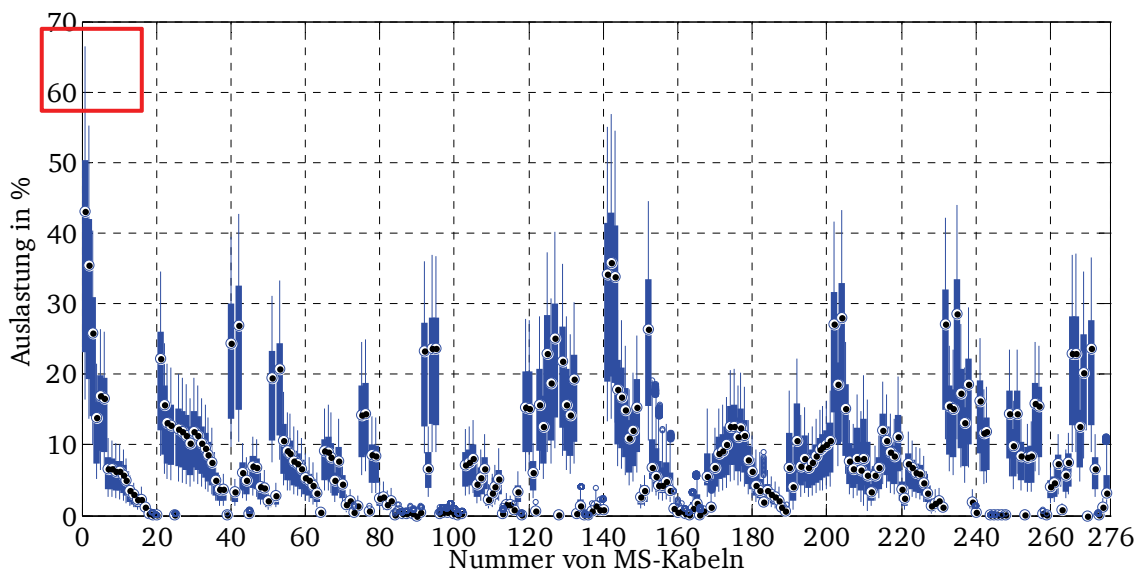


Abb. 4.24: Auslastung der MS-Kabel bei 50 %-iger Durchdringung und Ladeszenario 1

Die Auslastung der 276 MS-Kabel bei einer Durchdringung von 50 % verdeutlicht Abb. 4.24. Hierbei ist nur ein Abgangskabel zur Hochspannungsstation kurzzeitig über 60 % ausgelastet.

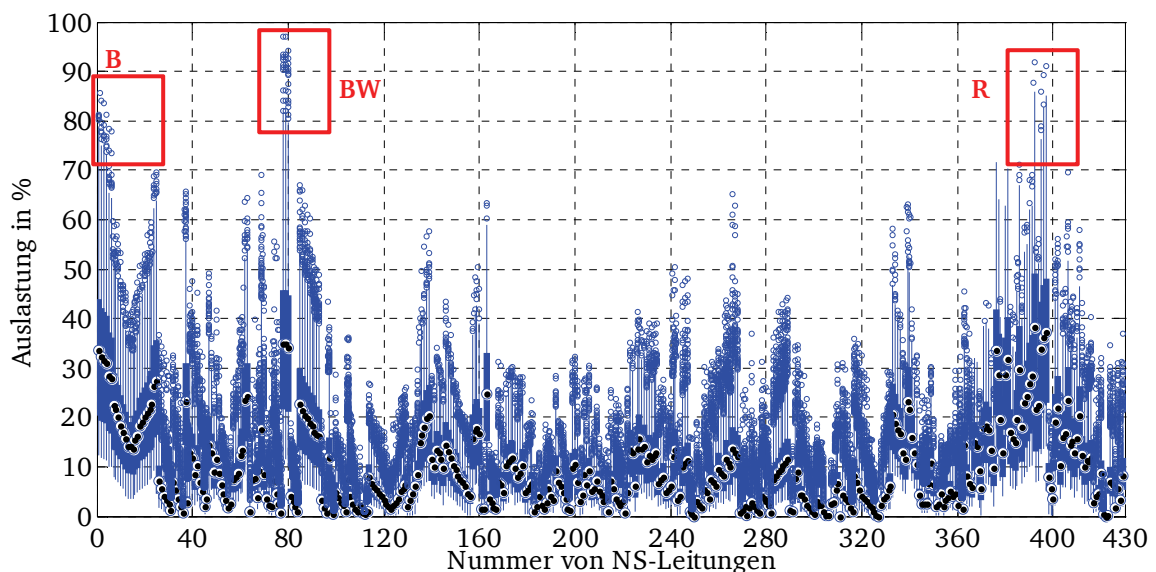


Abb. 4.25: Auslastung der NS-Kabel bei 50 %-iger Durchdringung und Ladeszenario 1

Die Auslastung der 420 NS-Kabel bei einer Durchdringung von 50 % liegen stets unter 100 %, wie die Abb. 4.25 veranschaulicht. Nur die Leitungen an der Sammelschiene aus den Netzen „B“, „BW“ und „R“ sind zu einigen Zeitpunkten über 80 % ausgelastet.

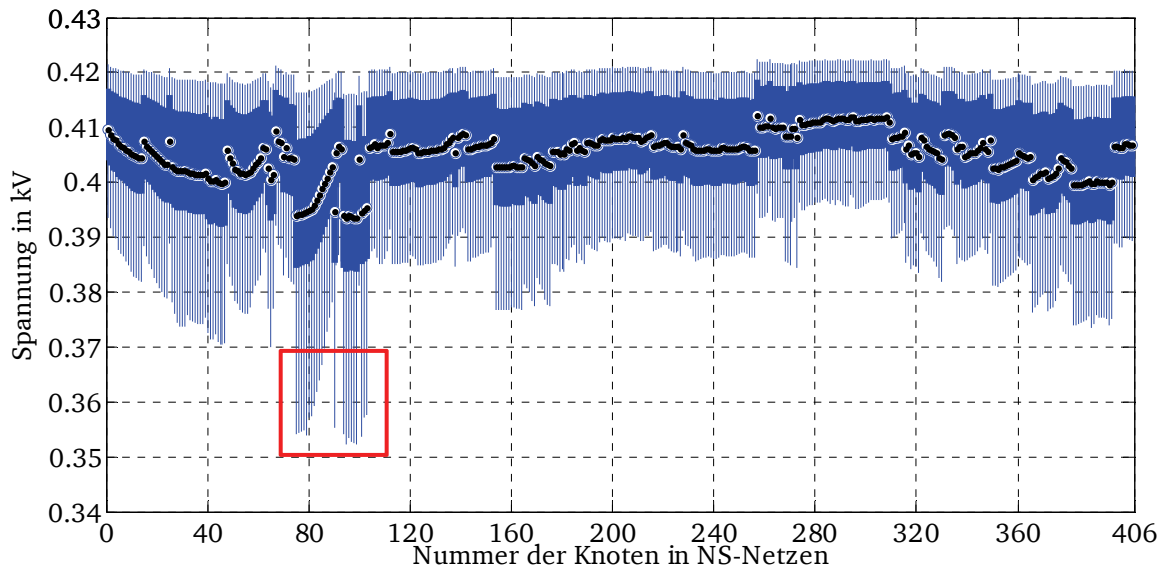


Abb. 4.26: Knotenspannung in NS-Netzen von R2 bei Sz.1 bei 50 %-iger Durchdringung

Die Knotenspannung in NS-Netzen bei einer Durchdringung von 50 % ist in der Abb. 4.26 dargestellt. Nur jene Spannung an den Knoten des NS-Netzes „BW“, die weiter von der Ortsnetzstation entfernt sind, liegen zu bestimmten Zeitpunkten unter 360 V. Allerdings entspricht diese Dauer nur 0,7 % des gesamten Simulationszeitintervalls.

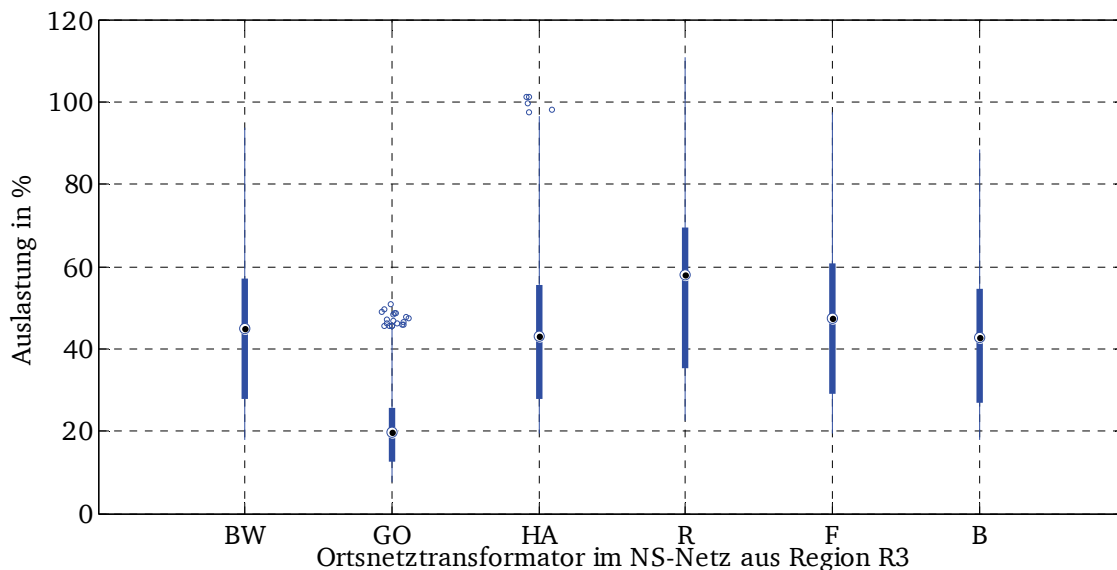


Abb. 4.27: Auslastung der Ortsnetztransformatoren in NS-Netzen bei Sz.1 bei 50 %-iger Durchdringung

Der Ortsnetztransformator aus dem Netz „R“ erfährt ab einer Durchdringung von 15 % bereits eine Überlastung, wobei ein Transformator aus dem NS-Netz „HA“ erst bei 50 % kurz überlastet ist. In Abb. 4.27 werden die Auslastungen der NS-Transformatoren bei einer Durchdringung von 50 % aufgeführt. Der Transformator des Netzes „R“ wird für ca. 10 Stunden bis auf 110 % überlastet, während er im Netz „HA“ mit einer maximalen Auslastung von 101,5 % für ca. 30 Minuten eine Überlastung erfährt.

4.2.3.4 Zusammenfassung der Lastflussberechnung

Aus den Ergebnissen der Lastflussberechnung in den untersuchten realen Verteilungsnetzen lassen sich die folgenden Rückschlüsse ziehen:

- Aufgrund der höheren Betriebsspannung gibt es kein Spannungsproblem im MS-Netz.
- Bei einer Durchdringung von 50 % werden bis zu drei MS-Kabel in Großstadt R1 überlastet, während dies in der Kleinstadt R2 und im ländlichen Gebiet R3 weniger problematisch ist.
- Spannungen an Knoten, die sich am Leitungsende im NS-Strahlennetz im ländlichen Gebiet R3 befinden, sind kritisch. Insgesamt sind bis zu 18 NS-Netzknoten identifiziert, bei denen die Spannungen unter dem Grenzwert liegen können, allerdings ist die Wahrscheinlichkeit niedrig.
- Manche Leitungen von alten NS-Netzen in den beiden Regionen R2 und R3 sind zwar hoch ausgelastet, jedoch liegen keine Überlastungen vor.
- Die Transformatoren, welche vorher bereits relativ hoch ausgelastet sind, können im Laufe der Durchdringung der Elektrofahrzeuge überlastet werden. Ab einer Durchdringung von 15 % wird jeweils ein Ortsnetztransformator in R2 und R3 überlastet.
- Generell ist das Verteilungsnetz in der Kleinstadt R2 gut genug ausgelegt, somit führt die Durchdringung von Elektrofahrzeugen kaum zu technischen Problemen. In den Regionen R1 und R3 sollten gegebenenfalls Netzverstärkungsmaßnahmen zum Einsatz kommen.

In folgenden Tabellen werden die Änderungen der höchsten Auslastung der kritischen Betriebsmittel und die minimalen Spannungen am kritischen Netzknoten im Falle mit und ohne Elektrofahrzeuge aufgeführt.

Tabelle 4.7: Änderungen der höchsten Leistungsauslastung $K_{MS, \max}$ und der niedrigsten Knotenspannung $U_{MS, \min}$ je nach Durchdringungsrate und Ladeszenario in R1

R1	Ladeszenario 1		Ladeszenario 2	
DG in %	$U_{MS, \min}$ /kV	$K_{MS, \max}$ in %	$U_{MS, \min}$ /kV	$K_{MS, \max}$ in %
0 %	10,31	98,41	10,31	98,41
15 %	10,30	100,38	10,30	100,46
30 %	10,29	102,18	10,28	102,76
50 %	10,25	106,67	10,26	108,13

Tabelle 4.8: Änderungen der höchsten Auslastung der Betriebsmittel und der niedrigsten Knotenspannung je nach Durchdringungsrate beim Ladeszenario 1 in R2

R2	MS-Netz		NS-Netz		
DG in %	$U_{MS, \min}$ /kV	$K_{MS, \max}$ in %	$U_{NS, \min}$ /V	$K_{NS, \max}$ in %	$K_{T, \max}$ in %
0 %	20,84	50,45	388,32	83,96	92,91
15 %	20,82	51,96	384,65	87,04	101,83
30 %	20,82	53,39	383,92	88,36	107,08
50 %	20,81	57,32	380,64	93,69	117,03

Tabelle 4.9: Änderungen der höchsten Auslastung der Betriebsmittel und der niedrigsten Knotenspannung je nach Durchdringungsrate beim Ladeszenario 1 in R3

R3	MS-Netz		NS-Netz		
DG in %	$U_{MS, \min}$ /kV	$K_{MS, \max}$ in %	$U_{NS, \min}$ /V	$K_{NS, \max}$ in %	$K_{T, \max}$ in %
0 %	20,37	55,41	368,11	75,68	93,96
15 %	20,24	57,62	360,73	87,90	100,65
30 %	20,07	61,33	357,34	88,75	105,93
50 %	20,02	66,49	352,30	97,06	110,69

DG: Durchdringungsrate der Elektrofahrzeuge in %
 $U_{MS, \min}$: niedrigste Spannung im MS-Netz in kV
 $K_{MS, \max}$: höchste Auslastung der Leitung im MS-Netz in %

$U_{NS, \min}$:	niedrigste Spannung im NS-Netz in V
$K_{NS, \max}$:	höchste Auslastung der Leitung im NS-Netz in %
$K_{T, \max}$:	höchste Auslastung der Ortsnetztransformatoren in %

4.2.4 Fallstudie: Steuerung der Batterieaufladung

Wie bereits in Kapitel 3.5.2 erwähnt, können die Batterien unter Berücksichtigung unterschiedlicher Ladestrategien gesteuert aufgeladen werden. In diesem Kapitel wird ein Steuerungsverfahren im Zusammenhang mit der Strategie zur Minimierung der Auslastung der Transformatoren vorgestellt [72].

Bei dieser Ladestrategie wird basierend auf den vorgegebenen Haushaltslastprofilen eine globale Optimierung der Ladezeitpunkte bzw. der Ladeleistungen der Elektrofahrzeuge durchgeführt, so dass das Gesamtlastprofil bezüglich des Ortsnetztransformators, bestehend aus Haushaltslastprofil und Lastprofil der Elektrofahrzeuge, geglättet wird (Peak-Shaving). Voraussetzung ist hierfür, dass die Ladeleistung des Elektrofahrzeugs kontinuierlich (viertelstündlich) verstellbar ist. Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Zielfunktion:

$$\min f = \sum_{t=a_i}^{b_i-1} (L_{o,g}^i - L_1^i(t))^2 \quad (4.4)$$

$$L_{o,g}^i = L_{o,g,h}^i + L_{o,c}^i \quad (4.5)$$

$$L_{o,g,h}^i = \frac{1}{b_i - a_i} \cdot \sum_{t=a_i}^{b_i-1} L_{g,h}^i(t) \quad (4.6)$$

$$L_{g,h}^i(t) = \sum_{h=1}^{N_h} L_h^i(t) \quad (4.7)$$

$$L_{o,c}^i = \frac{C_b^i - C_c^i}{b_i - a_i} \cdot \frac{1}{\Delta T} \quad (4.8)$$

$$L_1^i(t) = L_{g,h}^i(t) + L_c^i(t) \quad (4.9)$$

$$C_c^i + \sum_{t=a_i}^{b_i-1} L_c^i(t) \cdot \Delta T = C_b^i \quad (4.10)$$

Mit:

a_i, b_i Ankunfts- und Abfahrtszeitpunkt des Elektrofahrzeugs i in h

$L_{o,g}^i$ optimale konstante Gesamtlast während des Aufladens vom Elektrofahrzeug i

$L_1^i(t)$	Gesamtlast, bestehend aus Haushaltslasten und der Ladekurve des Elektrofahrzeugs i
$L_{o,g,h}^i, L_{o,c}^i$	Mittelwert der Haushaltslasten und der Ladekurve des Elektrofahrzeugs i
$L_{g,h}^i(t)$	Gesamtes Haushaltslastprofil
$L_h^i(t)$	Lastkurve des einzelnen Haushalts
N_h	Haushaltsanzahl
C_b^i, C_c^i	Batteriekapazität und Ladezustand der Batterie des Fahrzeugs i zum Zeitpunkt a_i
ΔT	Zeitliche Auflösung des Ladeintervalls (15 Minuten)
$L_c^i(t)$	zu optimierende Ladekurve des Fahrzeugs i

Die Aufgabe der Zielfunktion besteht nun darin, die optimale Ladekurve $L_c^i(t)$ zu finden unter der Nebenbedingung nach Gl. (4.10), dass die Batterie des jeweiligen Fahrzeugs innerhalb des zur Verfügung stehenden Zeitintervalls komplett aufgeladen wird.

Die optimale konstante Gesamtlast $L_{o,g}^i$ (Zielkurve) ergibt sich aus der Summe der mittleren Haushaltslasten $L_{o,g,h}^i$ und der mittleren Batterielast $L_{o,c}^i$ zwischen dem Zeitpunkt a_i und b_i . Die erwartete optimale Ladekurve $L_c^i(t)$ des Elektrofahrzeugs i während der Parkzeit lässt sich dann mit Hilfe der Funktion *fmincon* in Matlab® iterativ ermitteln. Auf diese Weise wird die optimale Ladekurve jeder Batterie bestimmt, woraus die aggregierte Haushaltskurve inklusive Batterieaufladung erfolgt.

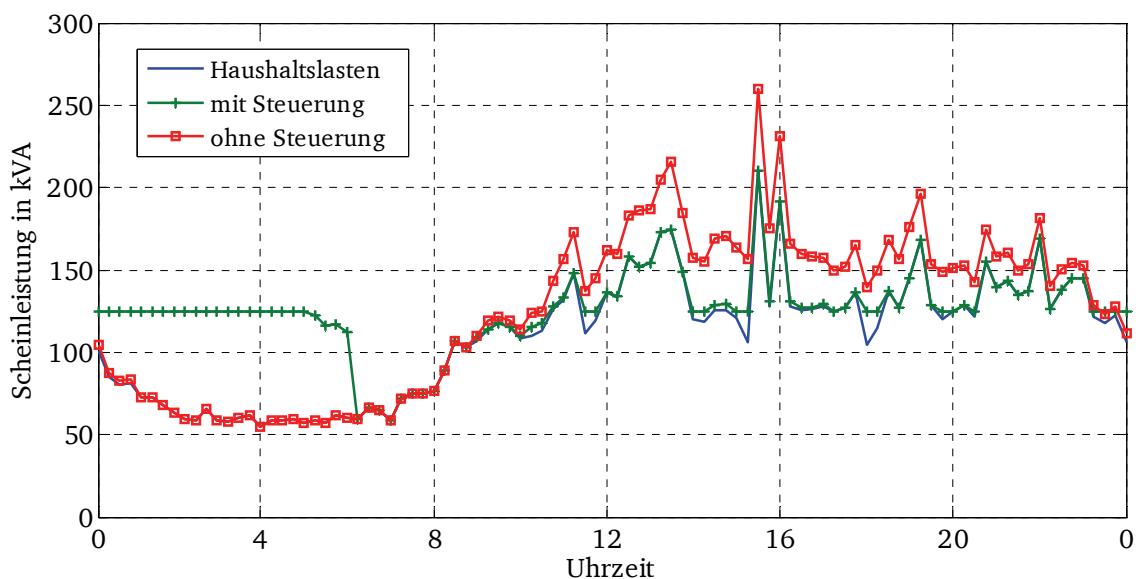


Abb. 4.28: Gesamte Haushaltslast am Samstag hinsichtlich der Batterieaufladung mit und ohne Steuerung

Die gesamte Lastkurve am 250-kVA-Ortsnetztransformator im NS-Netz „HA“ wird hinsichtlich der Batterieladung jeweils mit und ohne Steuerung in Abb. 4.28 dargestellt. Hierbei handelt es sich um eine Batteriedurchdringung von 50 %. Zwischen 15:00 Uhr und 16:00 Uhr ereignet sich eine kurze Überlastung, diese lässt sich jedoch mit gesteuertem Aufladen vermeiden. Die Batterien werden am Tag nur eingeschränkt aufgeladen, während sie über Nacht bis 06:00 Uhr morgens wieder voll aufgeladen sein sollen. Durch die Steuerung der Aufladung von Batterien kann der Lebensdauerverbrauch des Ortsnetztransformators im NS-Netz deutlich reduziert werden [73].

4.2.5 Ermittlung des Lebensdauerverbrauchs von Ortsnetztransformatoren

Anhand der aus der Lastflussberechnung resultierenden Auslastung der Ortsnetztransformatoren wird des Weiteren deren Lebensdauerverbrauch errechnet. Dazu wird das in Kapitel 2.4.2 vorgestellte Modell via Matlab/Simulink implementiert.

Als Eingangsgröße neben der Auslastung wird die Umgebungstemperatur als sehr entscheidender Einflussfaktor benötigt. Eine Reihe real gemessener Temperaturprofile [74] wird verwendet, aus denen jeweils drei Beispieltage je Saison in der Abb. 4.29 dargestellt werden. Im Winter ist die Temperatur zwar niedriger, allerdings ist die Auslastung generell aufgrund des hohen Stromverbrauchs der NS-Kunden entsprechend höher, wodurch eine höhere Lebensverbrauchsdauer die Folge sein kann.

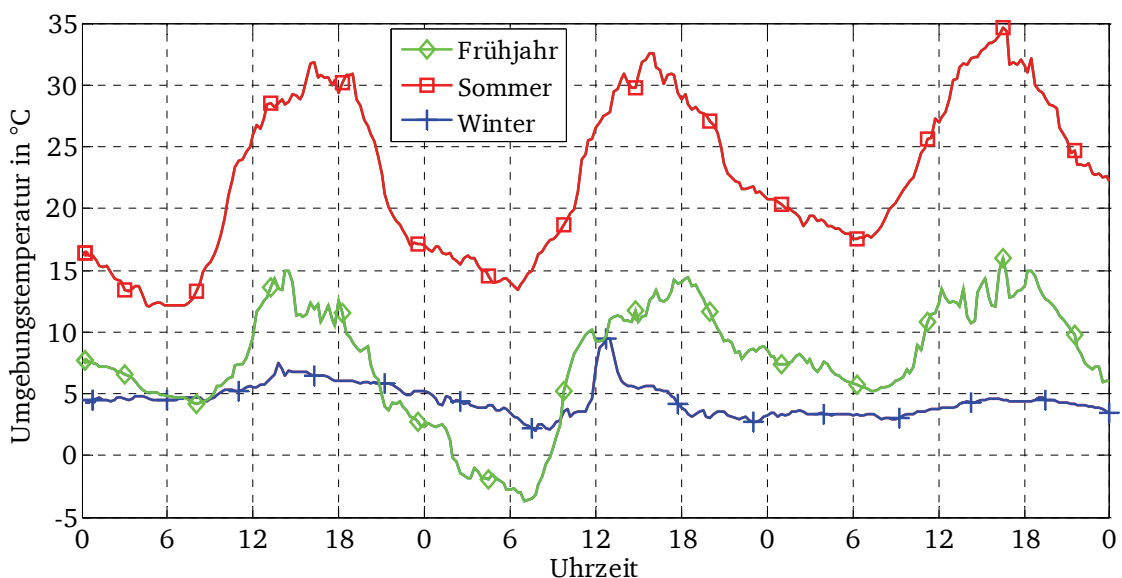


Abb. 4.29: Zeitliche Verläufe der gemessenen Umgebungstemperatur

Die Werte für die zum Modell dazugehörigen Simulationsparameter sind aus dem Anhang A.2 zu entnehmen. Abschließend erfolgen einerseits die Ermittlung des Lebensdauer verbrauchs und andererseits ein Vergleich der jeweiligen Durchdringungsszenarien.

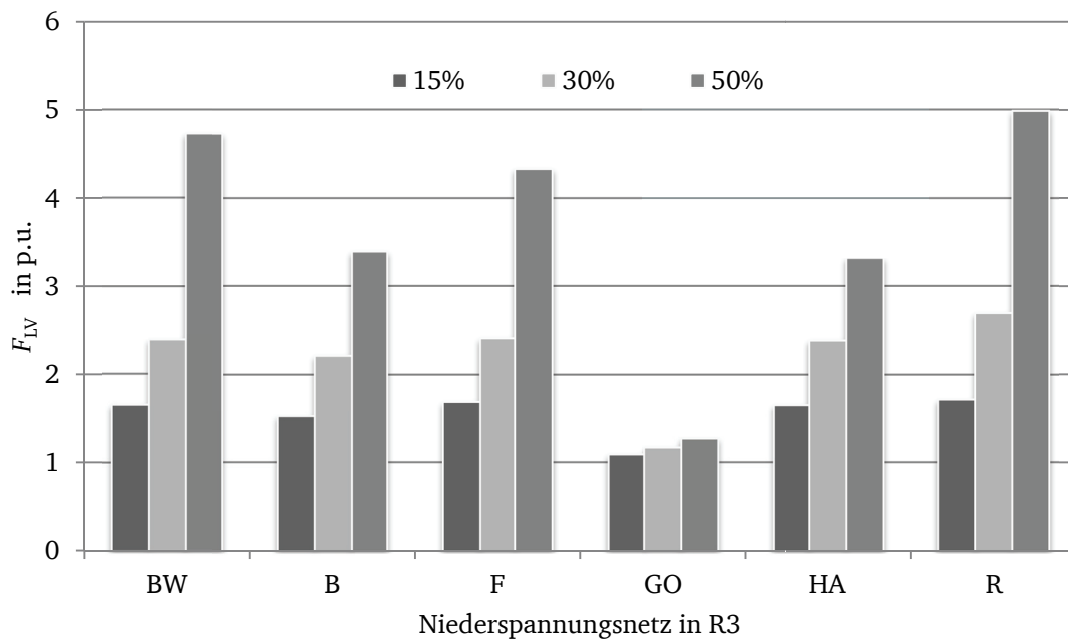


Abb. 4.30: Simulierte Ergebnisse für den Lebensdauerverbrauch F_{LV} des Transformators

Hierzu wird der Lebensdauerverbrauch des Transformators für ein Betriebsjahr im jeweiligen NS-Netz für den Fall ohne Elektrofahrzeuge als $F_{LV} = 1$ p.u. (per Unit) bezeichnet. Wie die Abb. 4.30 verdeutlicht, erhöht sich der Lebensdauerverbrauch des Transformators für ein Betriebsjahr im Falle einer 50 %-igen Durchdringung von Elektrofahrzeugen aus dem Netz „R“ auf ca. $F_{LV} = 5$ p.u. im Vergleich zu vorher, während im Netz „GO“ nur eine geringe Änderung zu erkennen ist, da das NS-Netz stets relativ schwach ausgelastet ist.

Ebenso nimmt der Lebensdauerverbrauch des Transformators aus dem Netz „MU“ in der Region R2 deutlich zu, wie aus der Abb. 4.31 ersichtlich wird, da bei einer steigenden Durchdringung der Elektrofahrzeuge der Ortsnetztransformator verhältnismäßig häufiger eine Überlastung erfährt. Demgegenüber ist im Netz „SW“ hinsichtlich des Lebensdauer verbrauchs des Transformators kaum eine Änderung auszumachen.

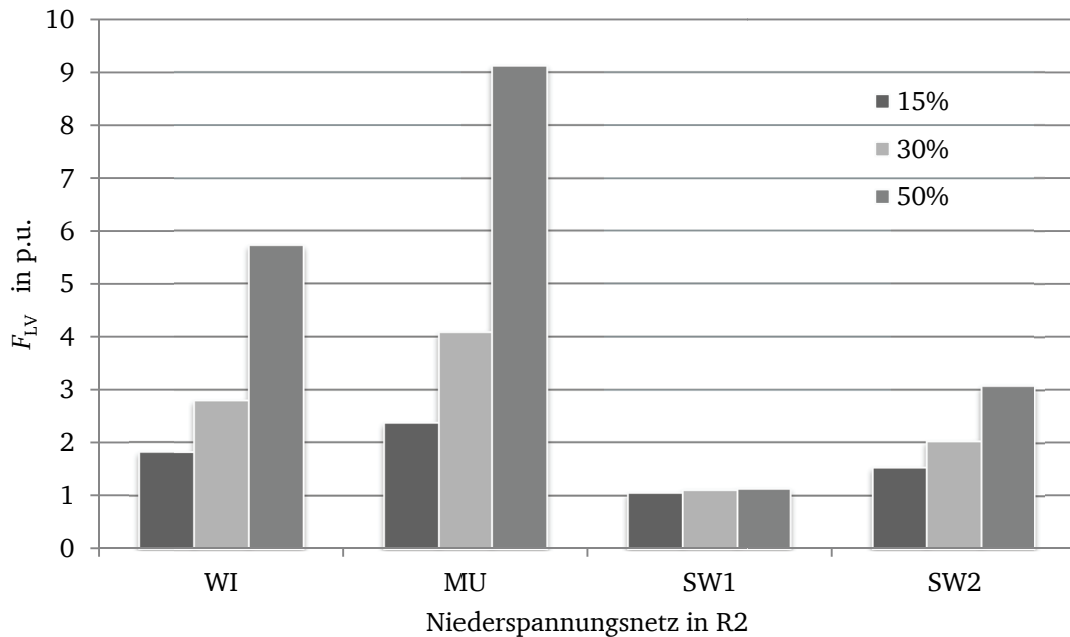


Abb. 4.31: Simulierte Ergebnisse für den Lebensdauerverbrauch F_{LV} des Transformators

Mit Elektrofahrzeugen wird der Ortsnetztransformator im Durchschnitt entsprechend höher als zuvor ausgelastet. Im Falle einer Überlastung erhöht sich der Lebensdauerverbrauch pro Betriebsjahr deutlich. Im Rahmen der Untersuchung finden hier die effektiven Leistungswerte aller 15 Minuten Verwendung, aufgrund dessen besteht die Möglichkeit, dass nicht alle tatsächlichen hohen Auslastungen bzw. Überlastungen im betrachteten Zeitraum berücksichtigt werden, was allerdings bei der Berechnung des Lebensdauerverbrauchs ausschlaggebend ist. Deswegen sollte stattdessen die Erhöhung des Lebensdauerverbrauchs signifikanter sein.

Mit dem aufgeführten Vergleich lässt sich quantitativ erkennen, inwieweit der Lebensdauerverbrauch des Ortsnetztransformators vor dem Hintergrund einer bestimmten Durchdringung von Elektrofahrzeugen beeinflusst wird.

4.3 Zuverlässigkeitsanalyse in Niederspannungsnetzen

Mit Hilfe einer Zuverlässigkeitsberechnung ist es möglich, die Auswirkungen eines Ausfallgeschehens von Betriebsmitteln nachzubilden und die Kenngrößen für die zu erwartenden Versorgungsunterbrechungen der angeschlossenen Kunden zu ermitteln. Beispiele für solche Kenngrößen sind die Häufigkeit (in 1/a) oder die Wahrscheinlichkeit von Versorgungsunterbrechungen (in min/a).

Die Anwendung der Zuverlässigkeitsberechnung ermöglicht es, strukturelle Schwachstellen im Netzaufbau aufzuzeigen und erlaubt zudem einen quantitativen Vergleich des Nutzens, den unterschiedliche Ausbaumaßnahmen im Netz auf die Versorgungszuverlässigkeit haben [75].

4.3.1 Abgrenzung der Zuverlässigkeitsanalyse im betrachteten Netzgebiet

Für die Durchführung einer Zuverlässigkeitsanalyse im NS-Netz werden die Zuverlässigkeitskenndaten folgender Betriebsmittel verwendet: Transformator, Kabel, Freileitung, Sammelschiene (SS), Leistungsschalter (LS), Trennschalter (TS).

Weiterhin wird auch die Sammelschiene des Ortsnetztransformators im Niederspannungsnetz als ideal betrachtet, da die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung vernachlässigbar gering ist. An den Kabelverteilerschränken als auch an den Sammelschienen des Ortsnetztransformators werden Leitungen normalerweise über Sicherungen angeschlossen. Den prinzipiellen Aufbau bzw. die Konfiguration der Schutzeinrichtung einer NS-Netzstation gibt die Abb. 4.32 wieder.

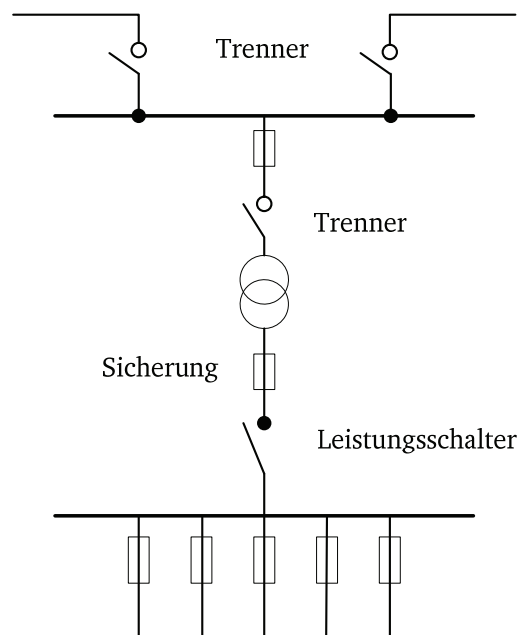


Abb. 4.32: Typisches Schema einer Ortsnetzstation [76]

Die Auslösezeiten von Niederspannungs-Hochleistungssicherungen (NH-Sicherungen) unterscheiden sich mit verschiedenen Nennströmen auch bei kleinen Strömen hinreichend, so dass sich im Niederspannungsbereich ein selektiver Überstrom- und Kurzschlusschutz ohne Staffelzeiten erreichen lässt. Die Sicherungen werden an der NS-Sammelschiene sowie in allen Kabelverteilerschränken eingesetzt und für die Simulation im Netzprogramm weiter nachgebildet.

4.3.2 Funktionsprinzip des Kabelverteilerschranks

Wie in Kapitel 2.1.2.3 vorgestellt, ist der Kabelverteilerschrank ein wesentliches Element zur Beeinflussung der Zuverlässigkeit der NS-Netze.

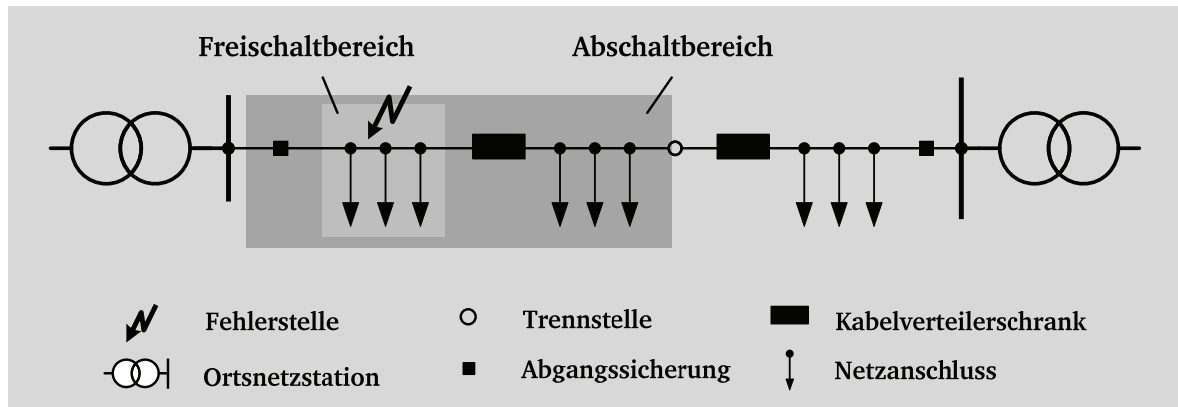


Abb. 4.33: Definition von Freischalt- und Abschaltbereich im Fehlerfall [15]

Tritt ein Fehler auf einem Leitungsabschnitt ein, wie in der Abb. 4.33 dargestellt, löst die Abgangssicherung zuerst innerhalb kürzester Zeit aus. Nicht versorgt nach einer Schutzauslösung sind alle Lasten im Abschaltbereich. Die betroffenen Lasten bis zum Kabelverteilerschrank werden dann für die Reparatur freigeschaltet. Die restlichen Lasten im Abschaltbereich werden durch Einschalten der offenen Trennstelle entweder über dieselbe oder über die benachbarte Ortsnetzstation wieder versorgt, sofern keine weiteren Betriebsmittel eine Überlastung erfahren.

4.3.3 Ermittlung der mittleren Nichtverfügbarkeit

Zur Überprüfung, ob und inwieweit sich die Zuverlässigkeit des NS-Netzes im Falle einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen beeinflussen lässt, gilt es die Nichtverfügbarkeit als Systemkenngröße zu ermitteln. Dabei steht unter anderem das bestehende Ringnetz im Vordergrund, dessen Netztopologie jeweils mit und ohne Trennstelle in der Abb. 4.34 vereinfacht dargestellt wird. Die Nichtverfügbarkeit wird sich dann ändern, wenn bei Ausfall einer Leitung die Last aufgrund der Überlastung anderer Leitungen nicht mehr weiter versorgt werden kann.

Um diesen Aspekt genauer zu untersuchen, werden die Zeitpunkte, zu denen die Lastspitzen vor bzw. nach der Integration von Elektrofahrzeugen aufgetreten sind, für die Simulation gewählt.

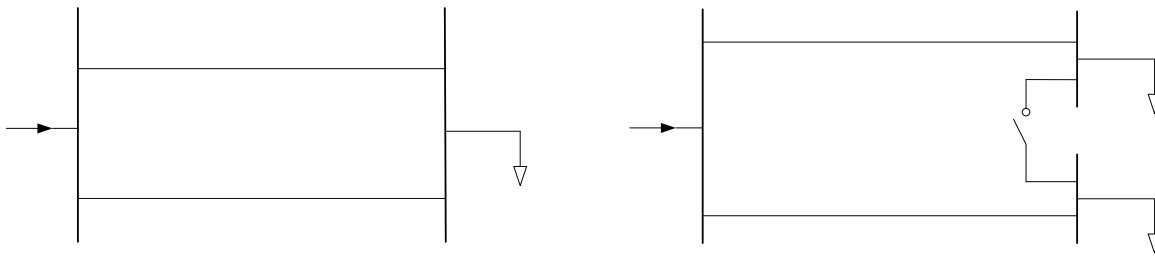


Abb. 4.34: Netztopologie eines Ringnetzes mit und ohne Trennstelle

Die Zuverlässigkeitsberechnung wird für die Niederspannungsnetze im Falle unterschiedlicher Durchdringungsgrade von Elektrofahrzeugen durchgeführt.

Hinsichtlich der Realitätsnähe wird nur das Ausfallmodell, nämlich der unabhängige stochastische Ausfall bei der Simulation berücksichtigt, weil die anderen bzw. die sogenannten Common-Mode-Ausfälle in Niederspannungsnetzen nur selten vorkommen.

Schließlich lässt sich feststellen, dass die mittlere Nichtverfügbarkeit nur in den Ringnetzen „B“ und „HA“ durch die Fahrzeugintegration beeinflusst wird. Zudem ergibt sich, dass sich die mittlere Nichtverfügbarkeit im NS-Netz „B“ bei einer Durchdringung von 30 % von 1,475 auf 2,132 min/a erhöht, während sie bei einer Durchdringung von 50 % zusätzlich im NS-Netz „HA“ von 0,459 auf 0,751 min/a steigt, wie die Tabelle 4.10 aufzeigt.

Tabelle 4.10: Erhöhung der mittleren Nichtverfügbarkeit im NS-Netz „B“ und „HA“

Mittlere Nichtverfügbarkeit in min/a	ohne Elektrofahrzeuge	Durchdringung der Elektrofahrzeuge	
		30%	50%
NS-Netz „B“	1,475	2,132	3,204
NS-Netz „HA“	0,459	0,459	0,751

Hierfür wird die Ursache festgestellt, weshalb die mittlere Nichtverfügbarkeit des NS-Netzes „B“ im Falle einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen ansteigt. Die Abb. 4.35 zeigt die Netztopologie inklusive Angaben zur Anzahl der Netzanschlüsse und der Haushalte (in Klammern). So sind an der Leitung L3 insgesamt 13 Netzanschlüsse und 35 Haushalte angeschlossen.

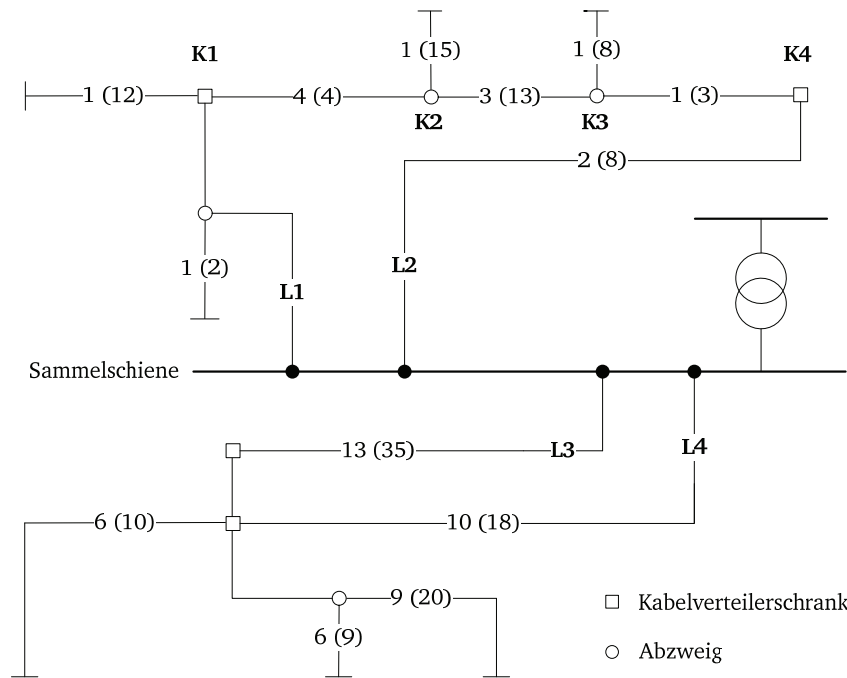


Abb. 4.35: Darstellung der Netztopologie inklusive Anzahl der Netzanschlüsse im Netz „B“

Fällt beispielsweise ein Abschnitt der Leitung L1 aufgrund eines Fehlers aus, kommt es zu einer Überlastung des Teilabschnitts von der Leitung L2. Infolgedessen können die Knoten zwischen K1 und K4 bis zur Fehlerbehebung für eine bestimmte längere Zeitdauer nicht wieder versorgt werden, wobei diese Möglichkeit vor der Aufnahme von Elektrofahrzeugen durch die Trennung der Leitung L1 jedoch gegeben ist. Des Weiteren kann dabei die Knotenspannung bei Ausfall der Leitung die vorgegebene Spannungsgrenze unterschreiten und selbst zu einer Überlastung des Transformators führen.

4.3.4 Fallstudie: Netzverstärkungsmaßnahmen zur Erhöhung der Zuverlässigkeit

Seit der Einführung der Anreizregulierung im Jahr 2009 sind die Netzbetreiber einem erhöhten Kostendruck ausgesetzt. Sie sind somit gezwungen auch im Bereich der Netzverstärkung die Kosten zu senken. Die Qualitätsregulierung für den Strombereich hat in Deutschland seit dem Jahr 2012 begonnen. Hierbei ist das Ziel des Asset-Managements, eine kostenoptimale Maßnahme zu finden, mit der die möglichst höchste Zuverlässigkeit des Netzes erreicht werden kann.

Für die Hoch- und Mittelspannungsnetze wurden vielfach Untersuchungen zu Kostensenkungsmöglichkeiten durchgeführt. Da der Anteil der Niederspannungsnetze an den gesamten Netzkosten etwa 50 % beträgt, ist es auch hier wichtig, deren Einsparpotentiale aufzudecken

[15]. Es stellt sich somit die Frage, durch welche Netzverstärkungsmaßnahmen in Niederspannungsnetzen eine Effizienzsteigerung in Bezug auf Kosten und Qualität realisiert werden kann. Es wird im Folgenden auf die Möglichkeiten der Netzverstärkungsmaßnahmen im Rahmen von Niederspannungsnetzen eingegangen. Dabei wird eine Unterscheidung der folgenden Netzverstärkungsmaßnahmen getroffen:

- Erhöhung der Transformatorleistung,
- Zubau von Ortsnetzstationen,
- Erhöhung des Kabelquerschnitts,
- Bau von Parallelsystemen,
- Einsatz von Kabelverteilerschränken.

Im Hinblick auf die Maßnahme der „Erhöhung der Transformatorleistung“ bleibt die Anzahl der Ortsnetzstationen konstant, d. h. die Transformatoren in den Ortsnetzstationen werden durch leistungsstärkere ersetzt. Aufgrund des Platzmangels kommt diese Maßnahme zumeist in dicht besiedelten Regionen zur Anwendung.

Bei der Netzverstärkungsmaßnahme „Zubau von Ortsnetzstationen“ werden zusätzliche Ortsnetzstationen zwischen den bereits bestehenden zugebaut, damit die bereits vorhandenen entlastet werden. Diese Maßnahme wird dort angewendet, wo genügend Raum zur Verfügung steht, wie z.B. in Gebieten am Stadtrand oder in Streusiedlungen. Diese Maßnahme wird bei den meisten Netzbetreibern als letzte Lösung betrachtet, da sie sehr kostenintensiv ist.

Unter der Netzverstärkungsmaßnahme „Erhöhung des Kabelquerschnitts“ ist vor allem der Austausch einer bestehenden Leitung durch eine Leitung mit einem höheren Querschnitt zu verstehen. Diese Maßnahme kommt dann zur Anwendung, wenn in Netzen ein Kabel überlastet und die Versorgung der Anschlusskunden durch das Kabel nicht mehr gegeben ist. Durch die Anwendung einer solchen Maßnahme kann die Nichtverfügbarkeit im Netz verringert werden.

Wird in einem Niederspannungsnetz ein Kabel überlastet und/oder werden die Spannungsgrenzen nicht eingehalten, so wird die betreffende Kabeltrasse durch ein Parallelkabel desselben Querschnitts von der Netzstation ausgehend verstärkt [77]. Da ein System alleine in der Lage ist, den Gesamtstrom zu übertragen, kann die Anlage auch bei Ausfall eines Systems ohne Überlastung vollständig weiterbetrieben werden. Dadurch verringert sich das Ausfallsrisiko.

Ohne eine Steuerung der Batterieaufladung vorzunehmen, kommen die direkten Netzverstärkungsmaßnahmen (NV-Maßnahmen) zum Einsatz: Bau von Parallelsystemen und Einsatz von Kabelverteilerschränken, die beide im 30%-Szenario im Netz „B“ in Betracht gezogen werden, um die festgestellten Schwachstellen im Netz zu beheben und damit die Nichtverfügbarkeit zu senken.

- Maßnahme 1 (M1): eine Parallelleitung von der Sammelschiene zum Anschlusspunkt K2 neu verlegen
- Maßnahme 2 (M2): am Anschlusspunkt K2 einen Kabelverteilerschrank einsetzen
- Maßnahme 3 (M3): am Anschlusspunkt K3 einen Kabelverteilerschrank einsetzen

Bei der Verlegung des Kabels als Parallelleitung mit einer Länge von etwa 217 m kann die mittlere Nichtverfügbarkeit verringert werden. Soll die Nichtverfügbarkeit in diesem Netz weiter gesenkt werden, ist es sinnvoll, zusätzlich zu der ersten Maßnahme am Anschlusspunkt K2 oder K3 einen Kabelverteilerschrank einzubauen.

Die Tabelle 4.11 zeigt die Änderung der mittleren Nichtverfügbarkeit bei verschiedenen Szenarien. Bei den NV-Maßnahmen M1+M2 erreicht sie 0,957 min/a und ist damit niedriger als ohne Elektrofahrzeuge, wie in Tabelle 4.10 gezeigt.

Tabelle 4.11: Senkung der mittleren Nichtverfügbarkeit bei Einsatz von NV-Maßnahmen

NS-Netz „B“	M1	M1+M2	M1+M3	M1+M2+M3
Mittlere Nichtverfügbarkeit in min/a	1,883	0,957	1,328	0,812
Investition in Euro	13.629	16.029	16.029	18.429
Annuität in Euro	689	810	810	931
ΔQ in min/a	1,320	2,246	1,876	2,392
Annuität / ΔQ in €/min/a	521,9	360,6	431,8	389,2

Aus wirtschaftlicher Sicht lassen sich die NV-Maßnahmen weiter bewerten. Hinsichtlich der Kabelkosten (inklusive Material, Montage und Kabelprüfung etc.) und der Kabelgrabungskosten liegen die Kosten für die Maßnahme M1 bei ca. 13.629 Euro. Mit einer Lebensdauer des

Kabeln von 40 Jahren und einem Kalkulationszinssatz von 4 % ergibt sich der Annuitätswert von 689 €/a nach Gl. (4.11), während sich der Annuitätswert bei M1 und M2 auf 810 €/a beläuft.

$$\dot{A} = K_0 \cdot \frac{r \cdot (1+r)^N}{(1+r)^N - 1} \quad (4.11)$$

Mit:

- \dot{A} Annuitätswert in €
- K_0 Kapitalwert in €
- r Kalkulationszinssatz in 1/100
- N Betrachtungszeitraum in Jahren

Für jede Maßnahmenkombination lässt sich der Annuitätswert berechnen, somit ergibt sich der wirtschaftliche Vergleich der Netzverstärkungsmaßnahmen hinsichtlich der Verbesserung der Zuverlässigkeit. Dabei ist die Kombination der Maßnahmen „M1+M2“ als kostenoptimale Variante zu empfehlen.

Im Gegensatz zur Investition für die Netzverstärkung kann der Verteilnetzbetreiber bei der zusätzlichen jährlichen Stromabnahme eines Elektrofahrzeugs von 2400 kWh, was einer jährlichen Fahrleistung eines Elektrofahrzeugs von 15.000 km entspricht, hinsichtlich des Netznutzungsentgelts einen zusätzlichen Gewinn erreichen.

5 Batterieanwendung und Lebensdauer

In diesem Kapitel wird die technische Einsatzmöglichkeit der Batterie von Elektrofahrzeugen als mobile Speicher untersucht. Hierbei wird unter anderem das Potential zur Bereitstellung der im Lauf eines Jahres abzurufenden Sekundärregelleistung und zum Ausgleich der Prognosefehler von installierten Photovoltaik-Anlagen näher betrachtet. Abschließend wird eine Methode zur Einschätzung der Lebensdauer der Batterie vorgestellt, wobei darauf basierend eine Bewertung bezüglich der Auswirkung des Beitrags zur Systemdienstleistung auf die Lebensdauer der Batterie erfolgt.

5.1 Einsatzmöglichkeit der Batterie von Elektrofahrzeugen

Die Erwartungen an die Elektromobilität sind groß, bereits heute sind bundesweit mehr als 34.000 Elektrofahrzeuge in Betrieb und mit überproportional steigender Tendenz[31]. Wenn Batterien abgesehen von den notwendigen Fahrten weiter genutzt werden können, stellen sie eine große Energiespeicherkapazität dar.

Im Hinblick auf die in Deutschland beschlossene Energiewende und den Wandel von der gut steuerbaren zentralen Energieerzeugung hin zu einer schwer steuerbarer Energieerzeugung aus dezentralen erneuerbaren Energien, wächst der Bedarf und die Notwendigkeit von Speichermöglichkeiten, da die Energieerzeugung laufend der Energienachfrage angepasst werden muss.

Daher liegt der Gedanke nahe, Konzepte der Nutzbarmachung dieses zukünftigen Energiespeicherpotentials für die Energieversorgung der Zukunft zu entwickeln. Der Begriff „Vehicle-to-Grid“ (V2G) fasst diese Art von Konzepten zusammen, welche die Integration von reinen Elektro- und Plug-in-Hybridfahrzeugen in das elektrische Stromnetz betreffen. Elektrofahrzeuge sollen so über eine bidirektionale Verbindung zum Stromnetz als Speicher, variable Lasten und sogar als Energieerzeuger fungieren [78].

Bei angenommenen 45.000 Elektrofahrzeugen, was ca. 1 % der derzeitigen existierenden Fahrzeuge in Deutschland entspricht, ergibt sich bei einer durchschnittlich reservierten Batteriekapazität von 5 kWh und einer Leistung von 11 kW, eine Speicherkapazität von 225 MWh und eine Leistung von 495 MW.

Nichtsdestotrotz dienen die Fahrzeuge primär der Befriedigung des Mobilitätsbedürfnisses des Fahrzeughalters. Dieses Mobilitätsverhalten ist jedoch zum überwiegenden Anteil vorhersag-

bar. Der Großteil der Elektrofahrzeuge des Individualverkehrs ist tagsüber vorwiegend geparkt und steht so grundsätzlich zur Verfügung. Nachfolgend werden denkbare Einsatz-Ausprägungen aufgeführt:

- Die Bereitstellung von Netz-Systemdienstleistungen [79]
- Nutzbarmachung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien [78] [80]
- Optimierte Nutzung von PV-Anlagen [81]
- Lieferung von Energie zu Spitzenlastzeiten oder Abschalten des Ladevorgangs zu Spitzenlastzeiten [3]
- Abnahme von Energie zu Schwachlastzeiten [82]
- Optimierung des Auslastungsgrades des Kraftwerksparks von Energieerzeugern

Vor dem Hintergrund hoher Batteriepreise und der eingeschränkten Lebensdauer sei an dieser Stelle angemerkt, dass unter aktuell gegebenen Voraussetzungen nur solche Anwendungskonzepte für die Fahrzeughalter wirtschaftlich von Vorteil sein können, sofern dazu eine gewinnbringende Vergütung gewährleistet ist [83], [84]. Die Vorteilhaftigkeit steigt einerseits mit steigendem Preisniveau der zu leistenden Dienstleistung und andererseits mit sinkender Beanspruchung der Batterie. Dies trifft beispielsweise auf die Bereitstellung von Regelleistung in Deutschland zu.

Im Rahmen verschiedener Konzepte wird es nötig sein, Elektrofahrzeuge in Fahrzeugpools zu virtuellen Kraftwerken zusammen zu fassen, um Anforderungen wie Mindestgröße hinsichtlich der Leistung oder Kapazität sowie eine gewisse zeitliche Verfügbarkeit anbieten zu können.

5.2 Zeitlich verfügbare Leistung und Speicherkapazität

In Kapitel 3.4 wird die Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge hinsichtlich der Lademöglichkeit gezeigt. Mit einer Anzahl von zu jedem Zeitpunkt am Netz angeschlossenen Elektrofahrzeugen lässt sich die gesamte zeitliche verfügbare Lade- oder Entladeleistung von der Fahrzeugflotte (Speicherung bzw. Abgabe der Energie) festlegen. Allerdings besteht dabei jederzeit eine Grenze sowohl für die Speicherung als auch für die Rückspeisung. Wenn etwa innerhalb eines bestimmten Zeitraums die Batterien voll aufgeladen sind, können sie dann zum nächsten Zeitpunkt keine Energie mehr speichern.

Hinsichtlich der höheren Beschaffungskosten der Batterie kommt es in naher Zukunft in Frage, die Batterie von Elektrofahrzeugen zuerst ausschließlich als Speicher zu nutzen, weil in

diesem Fall keine zusätzlichen Kosten verursacht werden, sondern stattdessen als notwendige Systemdienstleistung eine zusätzliche Gewinnmöglichkeit besteht.

Bei der Beurteilung, in wie weit eine Speicherung der negativen Regelenenergie jeweils durch die Batterien tatsächlich geleistet werden kann, spielen die zeitliche verfügbare Speicherkapazität und der zeitliche Speicherbedarf eine wesentliche Rolle.

Als nächstes wird zuerst anhand des individuellen Fahrverhaltens die verfügbare Speicherkapazität jeder Batterie aus der Fahrzeugflotte ermittelt. In der Regel ergibt sie sich direkt aus dem täglichen Fahrbedarf des Fahrzeughalters. Abb. 5.1 zeigt den Verlauf des Ladezustandes einer Batterie eines berufstätigen Hauptnutzers. An dem betrachteten Tag wird zudem nur von einer Hin- und Rückfahrt zwischen dem Zuhause und der Arbeitsstelle des Hauptnutzers ausgegangen. Der Energieverbrauch jeder Fahrt lässt sich anhand der Fahrgeschwindigkeit berechnen, wobei zwischen 09:00 Uhr und 18:00 Uhr die Batterie ca. 7,3 kWh (entspricht 30 % der Nennkapazität) an Speicherkapazität zur Verfügung steht. Wenn die Batterie nach der Ankunft zuhause nicht direkt aufgeladen wird, kann sie weitere 7,6 kWh bereitstellen.

Im Rahmen der Mobilitätsanalyse wird angenommen, dass die Batterie den täglichen Fahrbedarf abdecken soll und muss. In der Regel hat sie ohne Zwischenladung am Ende eines Tages noch verfügbare Energie. Somit darf die Batterie nicht sofort vollgeladen werden, so dass sich deren Speicherkapazität erhöht.

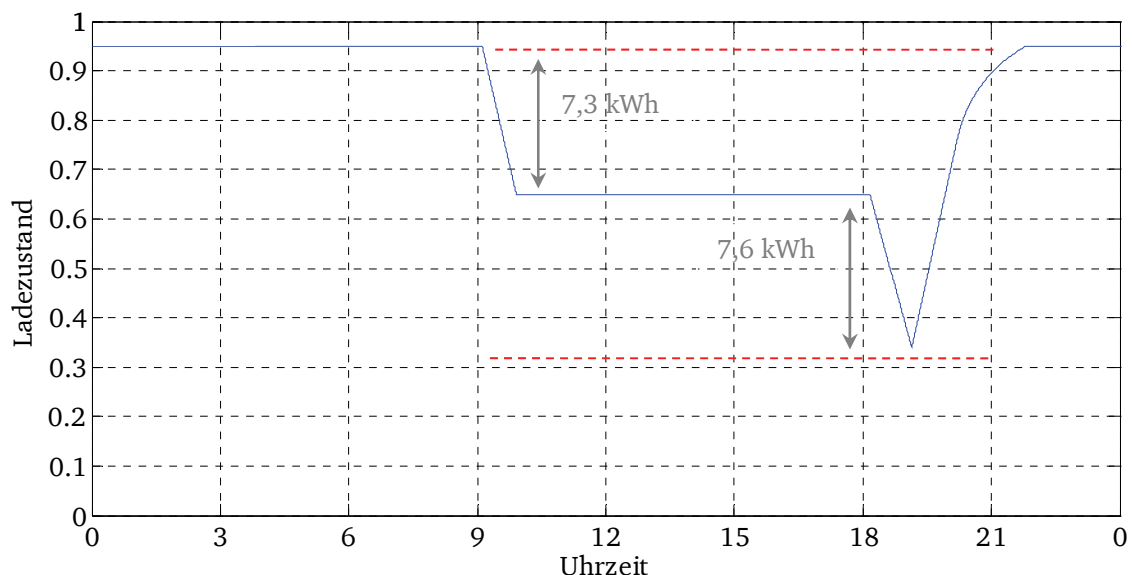


Abb. 5.1: Ladezustand einer Batterie im Lauf eines Tages

Es wird weiterhin angenommen, dass jede Batterie 5 kWh (entspricht 20 % der Batteriekapazität) als Speicherreserve zur Verfügung stellt, wenn abzüglich dessen die Energie für die

Fahrten am Tag immer noch ausreicht, wird die Batterie anstelle von 95 % auf 75 % aufgeladen.

Im Rahmen dieser Analyse wird das Mobilitätsverhalten von 4000 Fahrzeugen ohne Differenzierung der Regionen modelliert. Abb. 5.2 zeigt die Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge von Berufstätigen für das Szenario: Aufladen sowohl zuhause als auch bei der Arbeit. Die minimale Verfügbarkeit am Werktag im Winter liegt gegen 17:00 Uhr bei 85 %. Aus dem täglichen Fahrverhalten jedes Fahrzeugs resultiert die zeitliche mittlere verfügbare Speicherkapazität pro Batterie. Zu Beginn sind durchschnittlich weniger als 5 kWh verfügbar, weil ca. 6 % der 4000 Batterien aufgrund des Fahrbedarfs keine Speicherreserve anbieten können. Im Laufe des Tages steigt die Speicherkapazität ohne Zwischenladung bis ca. 10,1 kWh an, dieses entspricht einer mittleren täglichen Fahrleistung von 35 km. Je nach Tagestyp und Jahreszeit werden neun Profile erstellt, die der nächsten Überprüfungen des zeitlich tatsächlichen Speicherpotentials dienen.

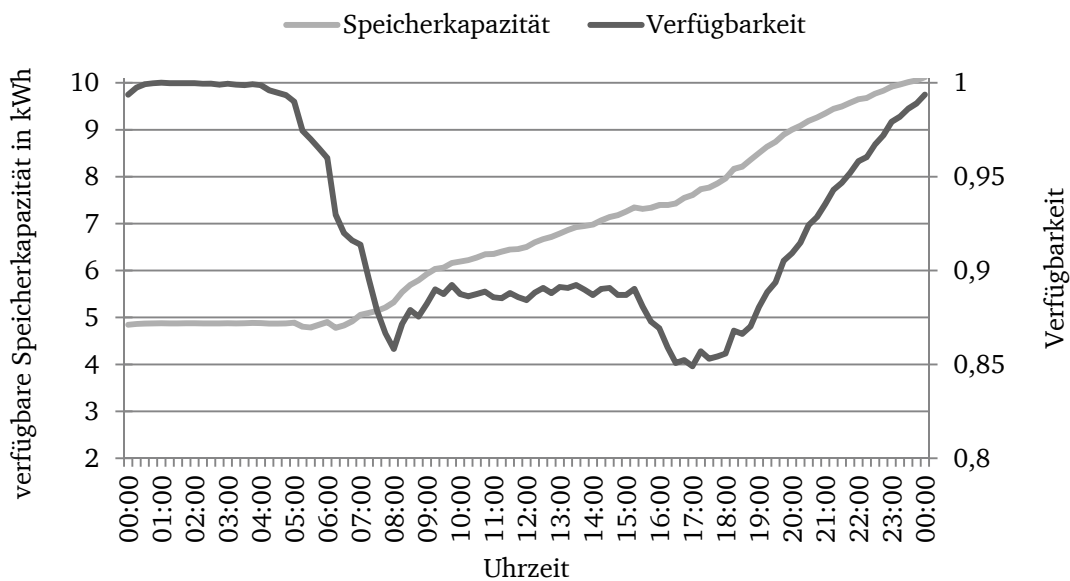


Abb. 5.2: Mittlere Verfügbarkeit der Batterien und Speicherkapazität pro Batterie im Laufe eines Tages

5.3 Sekundärregelleistung

Die Aufgabe der Aufrechterhaltung der Netzstabilität obliegt in Deutschland den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) 50Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO und TransnetBW. Die Erfüllung der Versorgungssicherheit ist dem jeweiligen ÜNB zugeschrieben, der für die Leistungs-Frequenz-Regelung seiner Regelzone verantwortlich ist.

Die Aufgabe der Frequenzhaltung wird in verschiedene Regelstufen eingeteilt: Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung. Die Aktivierung der jeweiligen Regelleistung kommt im Zeitverlauf sukzessive zum Einsatz [85], [86]. Im Vergleich zu anderen Regelleistungen ist die Sekundärregelleistung für Elektrofahrzeuge attraktiv, denn der Markt für Sekundärregelleistung charakterisiert sich durch eine hohe Volatilität und eine große Abrufwahrscheinlichkeit [79].

5.3.1 Verlauf des Regelleistungsbedarfs

Die benötigten Verläufe des Regelleistungsbedarfs des Übertragungsnetzbetreibers Tennet und dessen Regelzone werden für die weitere Untersuchung verwendet [87]. Hierbei handelt es sich um die auf der Internetplattform (regelleistung.net) der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichten Daten hinsichtlich der abgerufenen Sekundärleistungsreserve (SRL) im Netzgebiet aus dem Jahr 2016. Die Daten geben je 15 Minutenblock die absolute Menge der tatsächlich abgerufenen SRL an, jeweils für positive und negative SRL. Aufgrund der niedrigen zeitlichen Auflösung kommt es außerdem vor, dass im Rahmen eines 15 Minutenblocks sowohl positive als auch negative Leistungen abgerufen wird. Die maximale positive und negative Leistung liegt jeweils bei 460 MW sowie -515 MW, die mittlere Regelenergie pro Tag beläuft sich auf 1,136 GWh und -261,5 MWh.

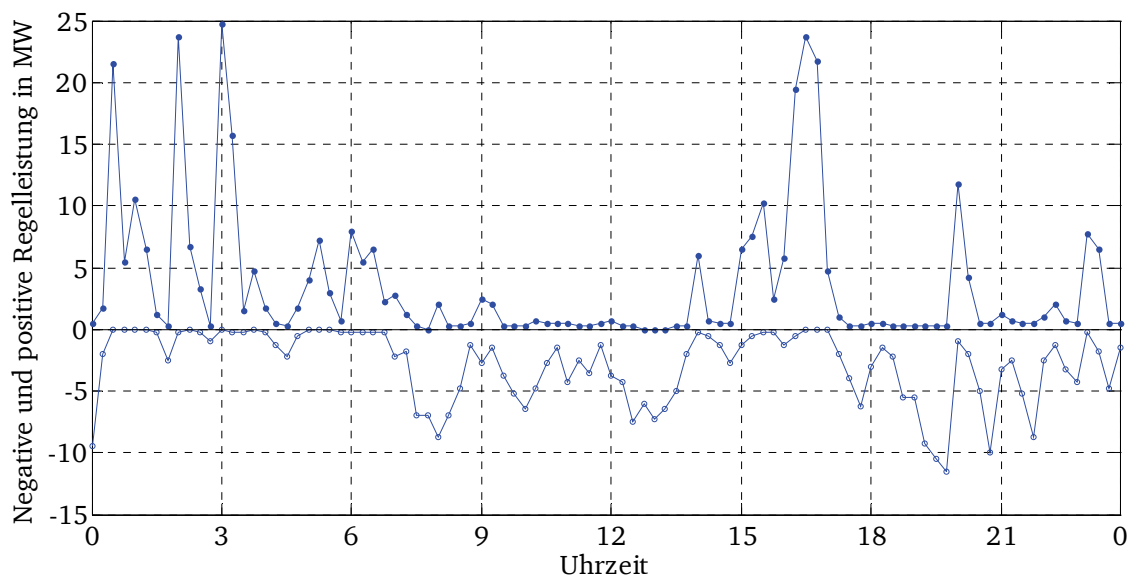


Abb. 5.3: Tatsächliche abgerufene negative und positive Sekundärregelleistung am Beispielwerktag

Abb. 5.3 zeigt die Verläufe der negativen und positiven abgerufenen Sekundärregelleistungen an einem Beispielwerktag im Winter auf. Selbst während der Nacht wird die positive Regelleistung benötigt. Zwischen 07:00 Uhr und 15:00 Uhr wird vorwiegend die negative Regelleistung abgerufen, wobei überschüssige Energie gespeichert werden muss. Bei der Vergütung

von Sekundärregelleistung wird zwischen Leistungspreis und Arbeitspreis unterschieden. Während der Leistungspreis die Vorhaltung von Regelleistung über den gesamten Ausschreibungszeitraum vergütet, wird mit dem Arbeitspreis die tatsächlich abgerufene Energie je MWh bewertet.

5.3.2 Potential der Batterieanwendung hinsichtlich der Regelleistung

In diesem Kapitel wird die Vorgehensweise der Ermittlung des täglich maximalen Speicherpotentials von Batterien vorgestellt. Wie in Abb. 5.4 dargestellt, werden zuerst Initialwerte wie der Ladezustand der Batterie und die Anzahl der Zeitintervalle definiert.

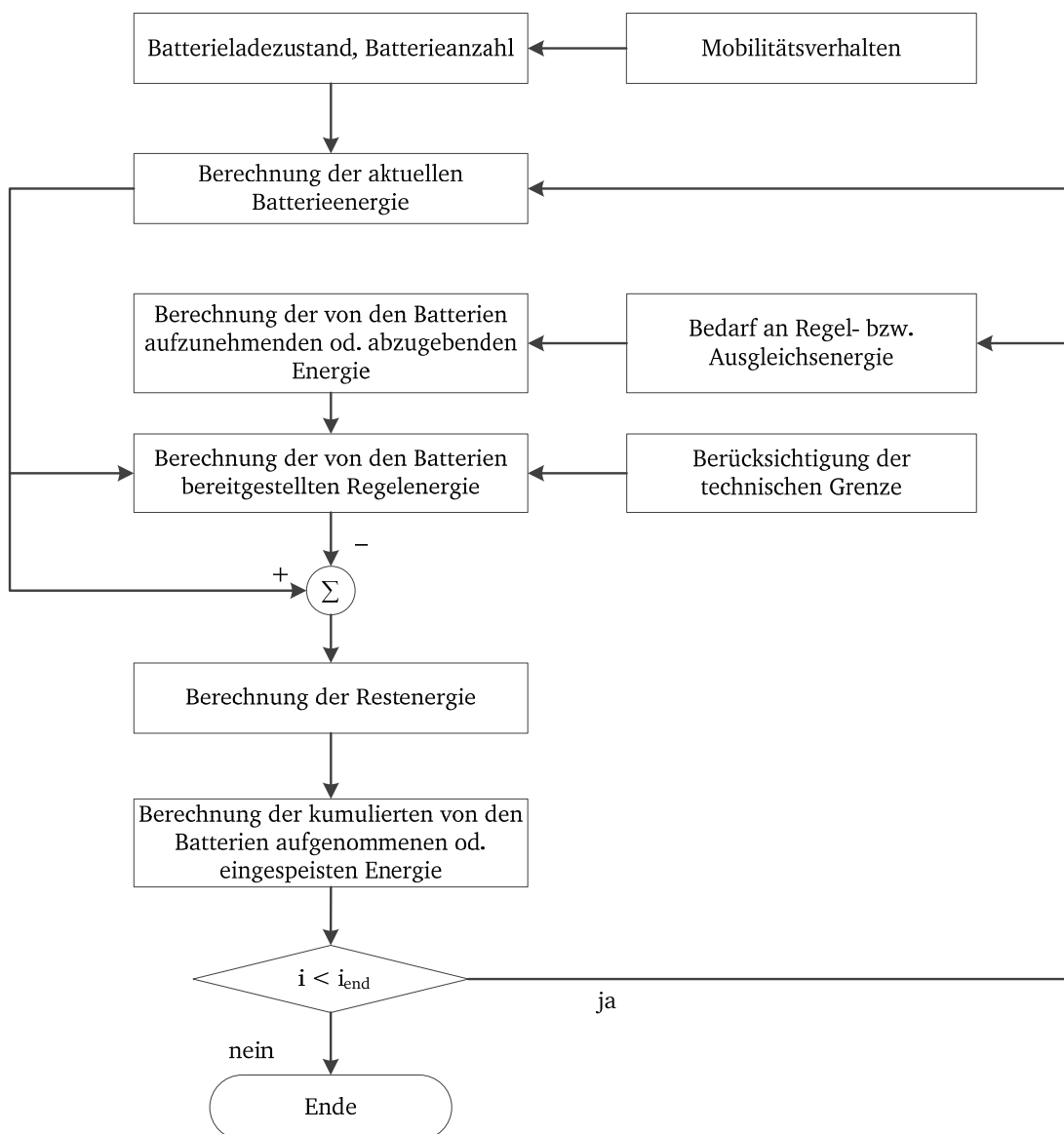


Abb. 5.4: Ablauf zur Ermittlung des Potentials zur Bereitstellung der Regel- bzw. Ausgleichsenergie

Anhand des Mobilitätsverhaltens wird anschließend die Anzahl der verfügbaren Elektrofahrzeuge und deren aktueller Ladezustand, unter Berücksichtigung der Anzahl der gesamten beteiligten Fahrzeugflotte und der Lademöglichkeit berechnet. Darauf basierend werden die gesamt Ladeleistung und die zeitliche Speicherkapazität ermittelt, die beim Abruf der negativen SRL zu jedem Zeitpunkt jeweils zur Festlegung der technischen Grenze dienen. Abschließend ergibt sich die kumulierte ersparte Regelenenergie.

Die Berechnung wird über einem Zeitraum von einem Jahr für das Szenario 1 „Bereitstellung der negativen Regelleistung“ (Sz.1) durchgeführt. Die Bedingungen werden wie folgt angesetzt:

- Anzahl der Elektrofahrzeuge von Berufstätigen jeweils: 10, 20 und 50 Tsd.
- Batteriekapazität: 25 kWh; Aufladen Zuhause und bei der Arbeit mit einer Ladeleistung von 11 kW.
- Speicherreserve der Batterie: 5 kWh, wenn die restliche Energie für die Fahrt ausreicht.

Abb. 5.5 illustriert die Verläufe der abgerufenen negativen Regelleistung, und die jeweils von 10 und 20 Tsd. Elektrofahrzeugen zeitlich geleistete Regelleistung für drei Tage im Januar 2016. Bei einer erhöhten Anzahl an Elektrofahrzeugen lässt sich mehr negative Regelleistung ausgleichen.

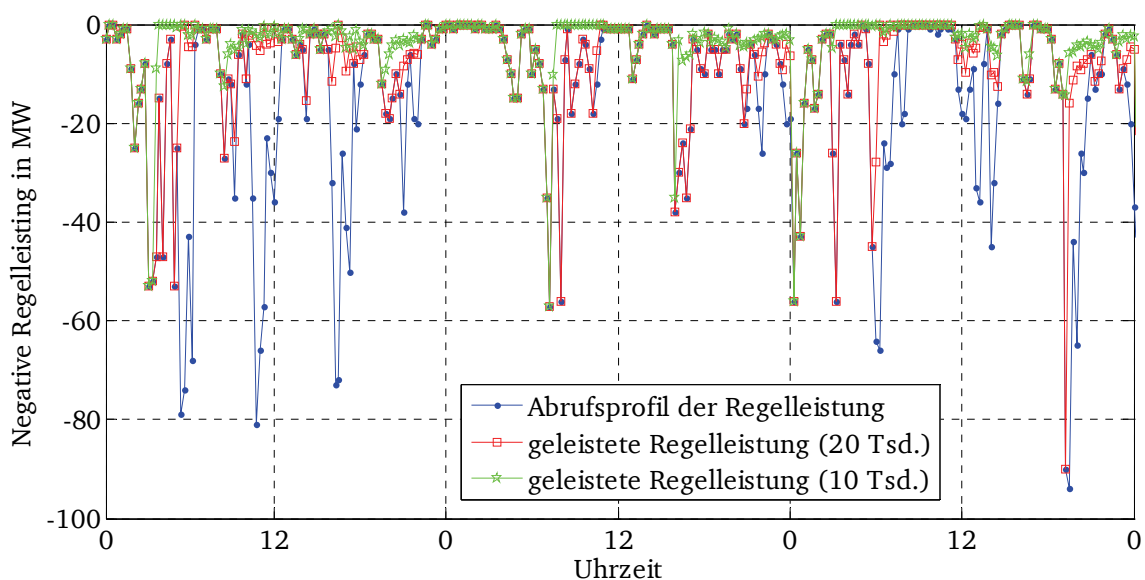


Abb. 5.5: Tatsächliche abgerufene und von Elektrofahrzeugen geleistete negative Sekundärregelleistung am Beispielwerktag

Um die Batterien im Sinne eines Speichers bei niedriger Durchdringung weiterhin auszunutzen, soll die positive Regelleistung von Batterien bereitgestellt werden. Um die dadurch verursachte zusätzliche Abnutzung der Batterie zu begrenzen, wird für dieses Szenario 2 „Bereit-

stellung der positiven und negativen Regelleistung“ (Sz.2) die folgende zusätzliche Bedingung vorausgesetzt:

- Zur Bereitstellung der positiven Sekundärregelleistung: die Energie wird nur dann abgegeben, wenn die Speicherkapazität der Batterie geringer als die Anfangsreserve von 5 kWh ist.

Die Simulationsergebnisse sind in Tabelle 5.1 präsentiert. Für das Sz.1 kann im Falle von 50 Tsd. Elektrofahrzeugen 89,1 % der negativen Regelenergie gespeichert werden. Beim Sz.2 ist S_{neg} im Falle von 10 Tsd. Elektrofahrzeugen deutlich höher ausgeprägt als im Vergleich zum Sz.1, in diesem Fall wird die Batterie wegen der Bereitstellung der Regelenergie jedoch häufig auf- und entladen. Dieses hat zur Folge, dass die durch die Batterie abgegebene Energie E_{pos} höher ist, wodurch die Abnutzung der Batterie stark beeinflusst wird. Dieser Effekt ist wesentlich schwächer bei steigender Anzahl von Batterien.

Tabelle 5.1: Übersicht zu der von Batterien realisierten Regelleistung

Anzahl der beteiligten Elektrofahrzeuge	Bereitstellung der negativen Sekundärregelleistung (Sz.1)		Bereitstellung der negativen und positiven Sekundärregelleistung (Sz.2)			
	E_{neg}/kWh	S_{neg}	E_{neg}/kWh	S_{neg}	E_{pos}/kWh	S_{pos}
10 Tsd.	-9,40	35,9 %	-17,72	67,8 %	12,29	10,8 %
20 Tsd.	-7,79	59,6 %	-10,52	80,4 %	6,07	10,7 %
50 Tsd.	-4,66	89,1 %	-4,92	94,1 %	2,09	9,2 %

E_{neg} , E_{pos} : Mittlere Energieaufnahme und Abgabe hinsichtlich der Regelenergie pro Batterie am Tag
 S_{neg} , S_{pos} : durch die Batterien abgedeckte Regelenergie in Prozent

Bei einer höheren Anzahl beteiligter Elektrofahrzeuge kann die abgerufene negative Regelenergie im Jahr 2016 in der Regelzone größtenteils von Batterien geleistet werden. Bei geringerer Anzahl an Elektrofahrzeugen können sich E_{neg} und S_{neg} zwar im Sz.2 erhöhen, allerdings ist die geleistete Energieabgabe E_{pos} entsprechend höher. So liegt E_{pos} bei 10 Tsd. und 20 Tsd. Elektrofahrzeugen jeweils bei 12,29 kWh und 6,07 kWh, was ca. 49,2 % und 24,3 % der Nennkapazität entspricht.

Für eine abschließende Beurteilung ist es notwendig, die zusätzliche Abnutzung der Batterien abzuschätzen, damit das Anwendungskonzept wirtschaftlich beurteilt werden kann.

5.4 PV-Prognosefehler

Die Stromerzeugung erneuerbarer Energien, wie Wind- und Sonnenenergie, ist nur fluktuierend und steht somit nicht jederzeit gesichert zur Verfügung. Der notwendige Einsatz konventioneller Kraftwerke kann daher lediglich auf Basis einer zwangsweise fehlerbehafteten Vortagsprognose der Erzeugung aus erneuerbaren Energien geplant werden. Wird untertäglich auf Basis einer Kurzfristprognose eine Abweichung zu der tags zuvor erstellten Day-Ahead Prognose festgestellt, folgt ein Versuch des Ausgleichs dieser Differenz im Intraday-Handel. Abweichungen zwischen Kurzfristprognose und tatsächlicher Einspeisung wiederum werden als Ausgleichsenergie im EEG-Bilanzkreis vermerkt und nachträglich mit den geltenden Ausgleichsenergiepreisen verrechnet [88].

In diesem Kapitel wird das Potential der Batterieanwendung zum Ausgleich von Abweichungen zwischen der Day-Ahead-Prognose und der tatsächlichen PV-Einspeisung untersucht. Dabei bedarf es eines normierten jährlichen Profils der Prognosefehler bezogen auf die installierte Leistung.

5.4.1 Verlauf der Prognosefehler

Von der Bundesnetzagentur wird die installierte Leistung nach Region und dem Inbetriebnahmedatum veröffentlicht [89]. Darauf basierend wird die gesamte installierte Leistung in Deutschland ermittelt. Von der EEX-Transparenzplattform lassen sich die zeitlichen (15 Minuten) Verläufe der tatsächlichen bzw. erwarteten Solar-Produktion im Jahr 2011 abrufen. Der Spitzenwert bei tatsächlicher Solar-Produktion trat am 09. Mai 2011 um 12:15 Uhr auf.

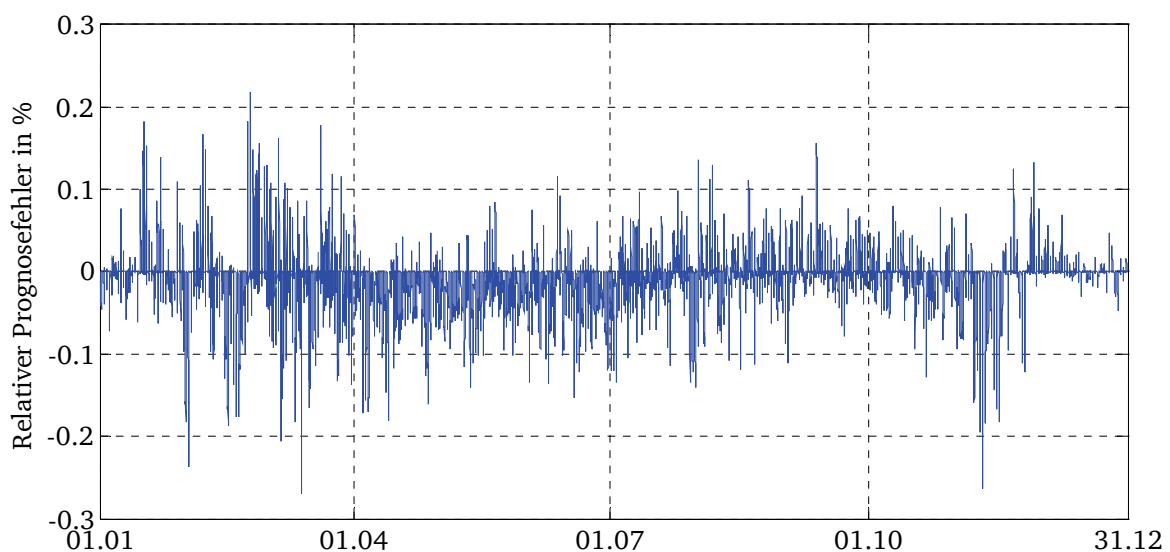


Abb. 5.6: Relative Prognosefehler im Lauf des Jahres 2011

Die zeitlich relativen Prognosefehler aus der Gegenüberstellung der tatsächlichen bzw. erwarteten Solar-Produktion sind in Abb. 5.6 dargestellt. Das normierte Profil wird für die Abschätzung des Ausgleichspotentials durch Batterien verwendet. Die positiven Fehler deuten auf mehr Erzeugung als erwartet hin, so dass Speicher bzw. negative Ausgleichsenergie benötigt wird. Zudem ist ersichtlich, dass von April bis Juni eine höhere Solar-Produktion prognostiziert worden ist.

5.4.2 Potential der Batterieanwendung zum Ausgleich von Prognosefehlern

Gemäß der Vorgehensweise und unter den Bedingungen, entsprechend der Analyse hinsichtlich der Regelleistung, wird eine Berechnung für 20 Tsd. Elektrofahrzeuge und 1 GW installierte PV-Leistung über einen Zeitraum von einem Jahr durchgeführt. Die Verläufe der Prognosefehler und der von Batterien ausgeglichenen Abweichungen an fünf Tagen werden in Abb. 5.7 dargelegt. Im Vergleich zur Regelleistung treten die Prognosefehler erst morgens auf. Am dritten Tag werden die Abweichungen beinahe komplett durch die Batterien abgedeckt, weil die positive Abweichung am Vormittag dominiert, und am Nachmittag sowohl eine negative als auch positive Abweichung aufeinander folgen. Im Vergleich dazu bedarf es am Mittag des vierten Tages aufgrund der begrenzten Speicherkapazität weiterer negativer Ausgleichsenergie.

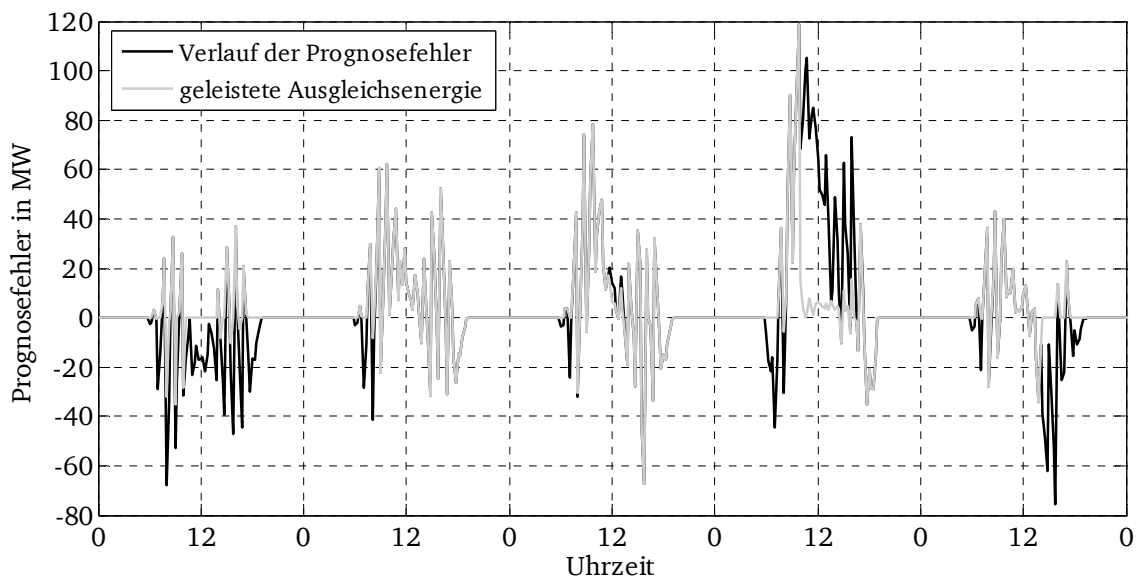


Abb. 5.7: Verläufe von PV-Prognosefehlern und der mit Batterien realisierten Leistung an fünf aufeinanderfolgenden Tagen im März 2011

Die täglich von Batterien geleistete Ausgleichsenergie ist stark vom zeitlichen Verlauf und der Höhe der Prognosefehler abhängig. Insgesamt wird hierbei 51,42 % der gesamten höheren

erzeugten Solarenergie von ca. 44,83 GWh durch die Speicherung von Batterien ausgeglichen, während nur 3,72 % der benötigten positiven Ausgleichsenergie durch die Rückspeisung von Batterien geleistet wird.

5.5 Einschätzung der Batteriealterung

In diesem Kapitel wird eine Methode zur Modellierung der Abnutzung von Batterien präsentiert. Anhand dessen wird die Lebensdauer der Batterie aufgrund der täglichen Fahrten und der zusätzlichen Systemdienstleistungen eingeschätzt.

5.5.1 Vorstellung der Modellierungsmethode

Der Alterungsprozess einer Batterie wird von zahlreichen Einflussfaktoren, wie der Entladetiefe sowie Stromstärke usw. bestimmt werden. Nach der in [90] vorgestellten Methode lässt sich dieser Prozess vereinfacht durch:

- die kalendarische Alterung (abhängig von Temperatur, SOC, Zeit) und
- die zyklische Alterung (abhängig von Temperatur, Stromstärke).

unabhängig voneinander beschrieben.

5.5.1.1 Kalendarische Alterung

Unter der kalendarischen Alterung wird der irreversible Kapazitätsverlust bei reiner Lagerung bzw. Nicht-Benutzung der Batterie verstanden. Mit einer Potenzfunktion nach Gl. (5.1) wird sie tageweise nachgebildet. Dabei gilt eine Anfangs-SOH (State-of-Health, im Weiteren Zustand genannt) von 95 %, da die Alterung einer neuen Batterie in der Anfangsphase sehr stark ist und somit nicht genau genug reproduziert wird [91]. Die Berechnungsparameter sind daher hauptsächlich von der Temperatur und dem Ladezustand (SOC) abhängig.

$$SOH_t = A_k \cdot (t + B_k)^{C_k} \quad (5.1)$$

Mit:

SOH_t	Zustand der Batterie hinsichtlich der kalendarischen Abnutzung
A_k, B_k, C_k	Berechnungsparameter abhängig von der Temperatur und dem Ladezustand
t	Zeit in Tagen

Einen Überblick über die verschiedenen Alterungskurven liefert Abb. 5.8. Hierbei wird deutlich, dass sich die Alterungseffekte sowohl mit zunehmender Lagerungstemperatur merklich

erhöhen. Bei einer Temperatur von 40 °C erreicht der Zustand der Batterie nach knapp 600 Tagen 80 %, womit die Batterie nicht mehr brauchbar ist.

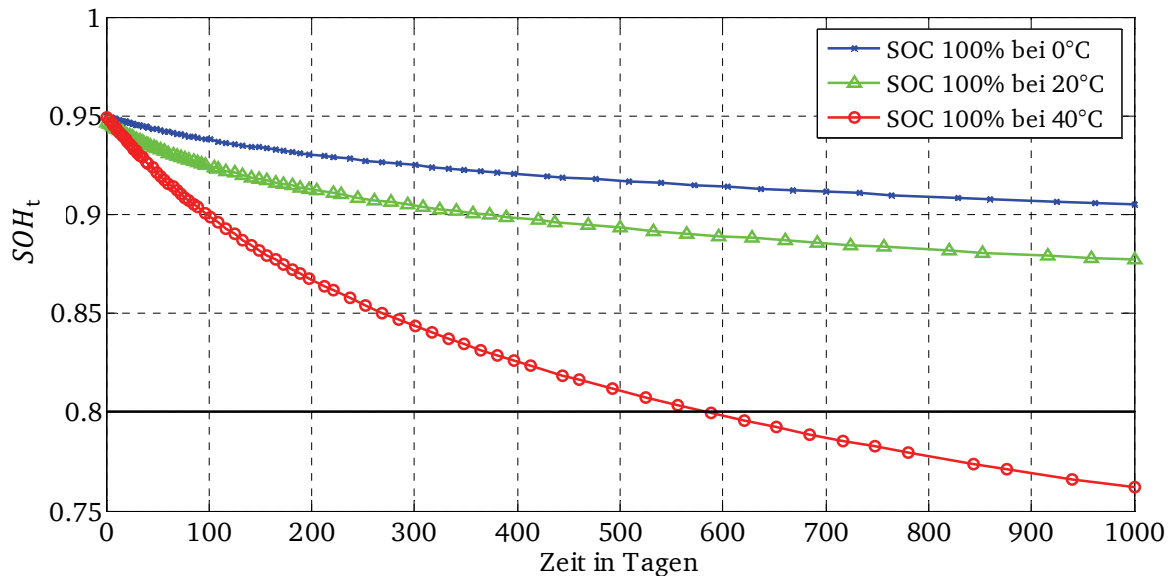


Abb. 5.8: Kalendarische Alterung in Abhängigkeit der Tage und der Berechnungsparameter

5.5.1.2 Zyklische Alterung

Unter der zyklischen Alterung wird verstanden, dass ein irreversibler Kapazitätsverlust durch das Laden und Entladen der Batterie zustande kommt. Nach Gl. (5.2) kann der Kapazitätsverlust wie folgt nachgebildet werden [92]:

$$Q_{\text{loss,z}} = B \cdot \exp\left(\frac{-31700 + 370,3 \cdot C_{\text{rate}}}{R \cdot T}\right) \cdot (A_h)^{0,55} \quad (5.2)$$

Mit:

$Q_{\text{loss,z}}$	Kapazitätsverlust durch Zyklisierung
B	Parameter abhängig von der Stromstärke (31.630, 21.681, 12.934 bei 0,5 C, 2 C, und 6 C)
C_{rate}	Stromstärke (C-Rate) beim Auf- und Entladen (Normierung des Stroms einer Batterie auf dessen Nennkapazität)
R	allgemeine Gaskonstante (8,314 J / (mol·K))
T	Batterietemperatur in Kelvin
A_h	kumulierte über Batterie abgegebene Ladungsmenge in Amperestunde

Bei einem 0,5 C-Zyklus altert die Batterie schneller als im Falle eines 3 C-Zyklus, da der Zyklus mit einer niedrigen C-Rate länger andauert. Dabei spielt die Stromstärke bis ca. 6 C im

Vergleich zur Zyklusdauer für die elektrochemische Energieumwandlung eine untergeordnete Rolle [91].

Der zyklische Kapazitätsverlust bei einer C-Rate von 0,5 C wird in Abhängigkeit der Temperatur in Abb. 5.9 veranschaulicht. Hierbei handelt es sich um eine Batteriezelle mit einer Nennkapazität von 2,3 Ah. Bei einer Temperatur von 0°C erreicht der Kapazitätsverlust 4 % nach ca. 4000 Ah, dies entspricht ca. 1800 Vollzyklen. Mit einer höheren Temperatur erhöht sich zudem der Verlust deutlich beim Vorhandensein desselben Stromdurchsatzes.

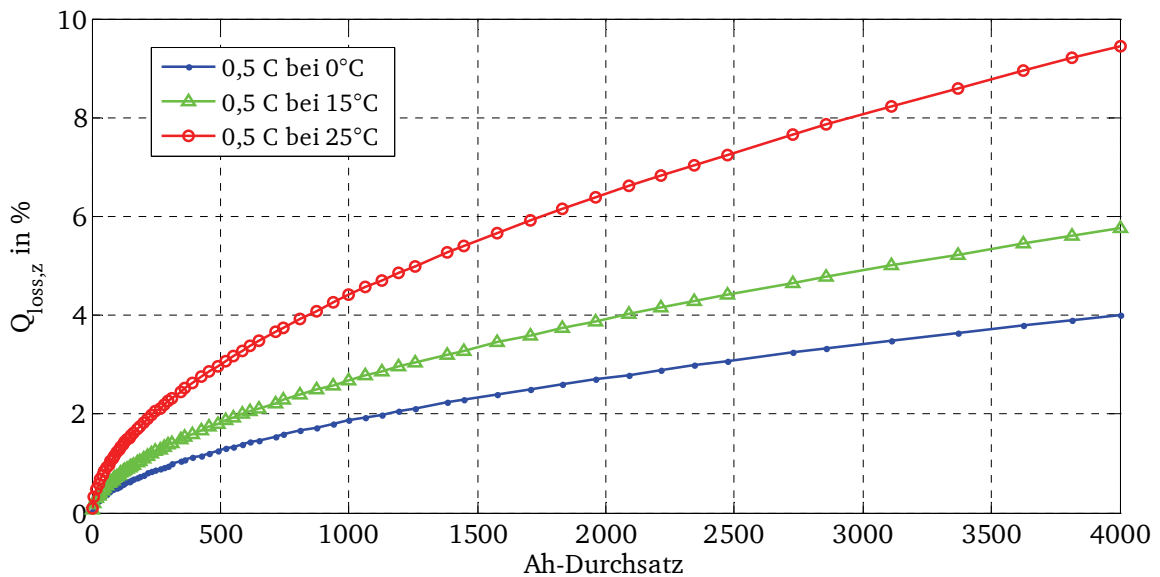


Abb. 5.9: Zyklische Alterung in Abhängigkeit vom Ladungsdurchsatz

Hinsichtlich der zyklischen und kalendarischen Alterung lassen sich der gesamte Kapazitätsverlust und der Zustand (SOH-Wert) einer Batterie nach Gl. (5.3) und Gl. (5.4) ermitteln.

$$Q_{\text{loss}} = Q_{\text{loss,t}} + Q_{\text{loss,z}} \quad (5.3)$$

$$SOH = 1 - Q_{\text{loss}} \quad (5.4)$$

Eine Batteriezelle, die im „fabrikneuen“ Zustand zunächst ihre maximale Kapazität erreicht, entspricht hierbei einem SOH von 100 %. Im Laufe der Zeit finden Alterungsprozesse sowohl durch die Lagerung als auch durch die Benutzung der Batterie statt, so dass sich von diesem Zeitpunkt an der Zustand permanent verringert.

5.5.2 Batteriealterung je nach Anwendungsfall

Aufgrund der vorgestellten Berechnungsbasis ist es möglich, das Alterungsverhalten der Batterien von Elektrofahrzeugen für verschiedene Szenarien zu untersuchen. Die nutzungsbedingte zyklische Alterung hängt mit dem Fahrzyklus zusammen. Aus dem Mobilitätsverhalten der Fahrzeuge ist die für die zyklische Alterung benötigte Ladungsmenge jeweils abzuleiten.

Abb. 2.17 verdeutlicht, dass bei Fahrten die Stromstärke meist nur unterhalb von 1 C liegt. Für die Einschätzung der Alterung wird die mittlere C-Rate auf 0,5 C (entspricht hierbei einer Leistung von 11 kW) für das Auf- und Entladen angesetzt, was bei der Alterungsanalyse eine „Worst Case“ Betrachtung darstellt.

Mit einer mittleren Fahrgeschwindigkeit können die mittlere Entladeleistung und der Energieverbrauch berechnet werden. Anhand entsprechender Korrekturfaktoren aus der Tabelle 2.3 ergibt sich die tatsächliche durch die Batterie abgegebene Energie bzw. die entsprechende Ladungsmenge.

Ferner ist Folgendes zu beachten, wenn sich die Temperatur am Tag bei der Berechnung ändert. In diesem Fall ist der Ladungsdurchsatz zuerst nach der Umkehrfunktion von der Gl. (5.2) in äquivalente Werte mit der neuen Temperatur umzurechnen [90]. Für die Berechnung der kalendarischen Alterung werden im Falle einer Temperaturänderung zuerst die äquivalente Anzahl der Tage ausgerechnet.

Für einen Zeitraum von 16 Jahren wird die Berechnung zur Einschätzung der Batteriealterung durchgeführt. Die durchschnittliche Umgebungstemperatur wird jeweils für Winter, Übergangszeit und Sommer auf 0°C, 15°C und 25°C eingestellt. Die unterschiedlichen täglichen Fahrzyklen zweier bundesweiter Nutzergruppen werden stochastisch generiert, wobei darauf basierend die Ladungsmenge jeder Fahrt für die Ermittlung der Alterung aufbereitet wird.

Bezüglich der Anwendung von Batterien zum Beitrag der Systemdienstleistungen (SDL), wie Tabelle 5.1 aufzeigt, bei geringer Anzahl an beteiligten Elektrofahrzeugen kann es dadurch vorkommen, dass am Tag eine zusätzliche Ladungsmenge von der Batterie abgegeben wird. Durch die Alterungsberechnung wird zudem quantitativ geprüft, wie sich dieses auf die Lebensdauer auswirkt.

Mit einem anfänglichen SOH-Wert von 0,95 wird die Simulation gestartet, an jedem Tag werden unter angegebener Temperatur die zyklische und kalendarische Alterung und der daraus resultierende SOH-Wert separat berechnet, wie in Abb. 5.10 dargestellt. Der wellenförmige

Verlauf der Alterung ist jeweils auf die jahreszeitbedingte Temperaturänderung zurückzuführen.

Es zeigt sich, dass die Alterung der Batterien bei Berufstätigen schneller voran schreitet. Nach ca. 10,2 Jahren erreicht der Zustand (SOH) der Batterie in diesem Fall einen Wert von (G1) 80 %, und somit ist das Lebensende erreicht. Die Batterie der Nicht-Berufstätigen (G2) hingegen kann ca. 11,84 Jahre lange verwendet werden.

Wenn die Batterie täglich zusätzliche Systemdienstleistungen anzubieten hat, besteht hierfür die Annahme, dass jeweils 20 % und 40 % der Batteriekapazität (entspricht 5 kWh und 10 kWh Energie) täglich zusätzlich von der Batterie abgegeben wird. Die Lebensdauer der Batterie von G1 und G2 wird bei dem 20 %-Szenario auf 7,28 und 7,87 Jahre verkürzt. Aufgrund der ähnlichen Zyklisierung sind im Falle der 40%-Szenarien die Lebensdauer der Batterie von G1 und G2 beinahe identisch, und liegen bei etwa 6 Jahren.

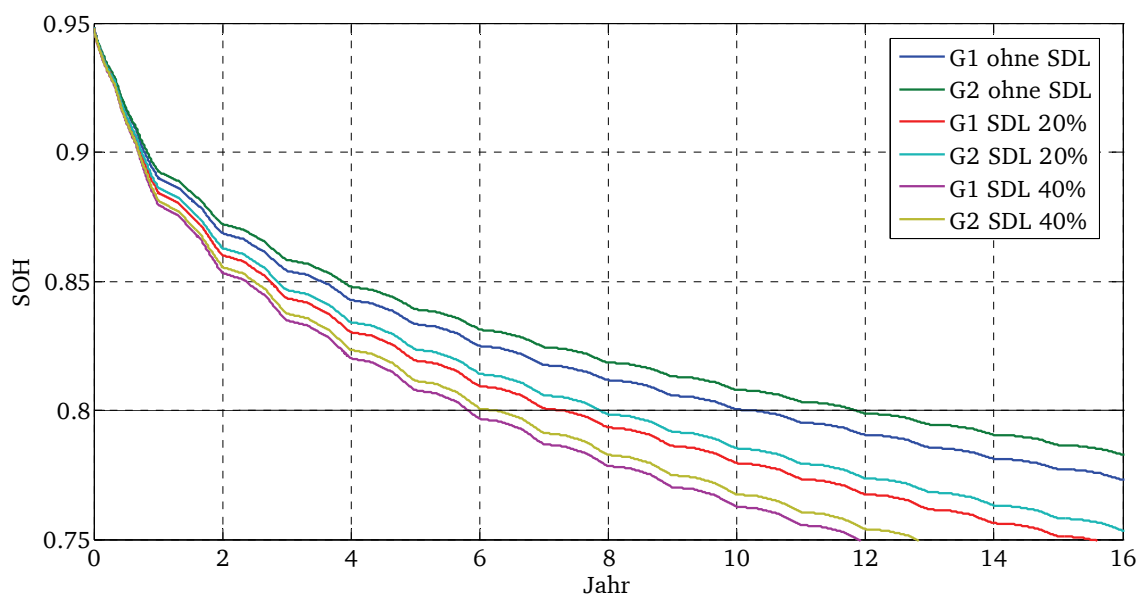


Abb. 5.10: Abschätzung der mittleren Lebensdauer einer Batterie unter Berücksichtigung unterschiedlicher Szenarien

Im Hinblick auf den Verlust an Lebensdauer durch zusätzliche Systemdienstleistungen lassen sich die damit verbundenen Batteriekosten pro Jahr abschätzen. Somit kann beurteilt werden, ob die Einnahmen aus den zusätzlichen Systemdienstleistungen finanziell sinnvoll sind, wenn außer für den Fahrtzyklus zusätzliche Energie rückgespeist bzw. abgegeben wird.

6 Zusammenfassung

Im Zuge der Energiewende in Deutschland spielt unter anderem im Verkehrssektor die Elektromobilität eine äußerst wichtige Rolle. Elektrofahrzeuge reduzieren die Abhängigkeit vom Öl und werden erst durch die Kopplung der Elektromobilität an die Erzeugung von erneuerbarem Strom praktisch zu Nullemissionsfahrzeugen. Im Rahmen des Energiekonzepts ist das Ziel von der deutschen Bundesregierung ausgegeben worden, bis zum Jahr 2030 sechs Millionen Elektrofahrzeuge auf die Straße zu bringen. Dies stellt allerdings die Mittel- und Niederspannungsnetze vor einer Herausforderung, um die Integration einer so hohen Anzahl an Elektrofahrzeugen zu bewältigen.

In dieser Arbeit wird der Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze eines Verteilungsnetzbetreibers in drei verschiedenen Netzgebieten untersucht: Großstadt, Kleinstadt, ländliche Gebiete. Unter Berücksichtigung von Netzstruktur und charakteristischen Kenngrößen werden unterschiedliche repräsentative Niederspannungsnetze jeweilig ausgewählt und zusammen mit übergeordneten MS-Netzen im Netzberechnungsprogramm NEPLAN® nachgebildet, um abschließend allgemeine Grundsätze ableiten zu können.

Zur Nachbildung der verschiedenen Netzlasten wird das Standardlastprofil für gewerbliche Lasten verwendet und ein Modell zur Generierung einzelner Haushaltslastkurven entwickelt. Dabei liegen die im Projekt „MeRegio“ erfassten Messdaten von unterschiedlichen Probehaushalten zugrunde.

Anhand des jährlichen Energieverbrauchs werden die Messdaten eines jeden Haushalts in sechs Klassen nach Haushaltsgrößen aufgeteilt. An einem typischen Stichtag nach Jahreszeit und Tagestyp werden die erfassten Leistungswerte zu jedem Zeitpunkt (15 Minütig) aussortiert. Nach der statistischen Auswertung wird die *Logarithmisch-Logistische* Verteilung als die beste geeignete empirische Verteilung zur Anpassung der Messdaten zu jedem Zeitpunkt festgestellt. Anhand der ermittelten Parameter der Verteilungsfunktion nach Jahreszeit, Tagestyp und Haushaltsklasse kann der Leistungswert zufällig bestimmt werden. Dadurch wird die tägliche Lastkurve aus 96 zeitlichen Leistungswerten für einen Haushalt gebildet.

Die stochastisch modellierte Lastkurve des Haushalts kann das Stromverbrauchverhalten realitätsnah wiedergeben. Des Weiteren kann dadurch die Siedlungsstruktur im Netzgebiet einbezogen werden. Beispielsweise ist es möglich, in einem Niederspannungsnetz eines Wohngebiets, Ein- bzw. Zweifamilienhäuser mit mehr Personenmitgliedern einer höheren Haushaltsklasse zuzuordnen.

Zur Nachbildung der Ladekurve der Batterie als mobile Lasten sind folgenden Einflussfaktoren zu berücksichtigen:

- Durchdringungsrate der Elektrofahrzeuge,
- Energieverbrauch der täglichen Fahrten,
- Ladeinfrastruktur bzw. Ladeszenarien,
- Mobilitätsverhalten der Nutzer von Elektrofahrzeugen.

Aktuell werden ca. 65 % der Fahrzeuge hauptsächlich von Berufstätigen gefahren. Aufgrund der beschränkten Reichweite und des hohen Preises ist aktuell lediglich eine langsame Marktdurchdringung der Elektrofahrzeuge möglich. Bei einer niedrigen Durchdringungsrate werden zuerst die Berufstätigen ein Elektrofahrzeug erwerben. Bei der Netzuntersuchung wird zudem davon ausgegangen, dass nur die Berufstätigen als Hauptnutzer eines Elektrofahrzeugs gelten.

Der Energieverbrauch der Fahrt ist hauptsächlich von der Fahrdynamik abhängig. Im innerstädtischen Verkehr kann das Elektrofahrzeug nur mit einem beschränkten Tempo fahren im Gegensatz zur Autobahn. Dazu wird eine niedrige mittlere Motorleistung in Anspruch genommen, und somit wird innerhalb der Fahrzeit weniger Energie verbraucht. Basierend auf dem ARTEMIS-Profil wird die mittlere Motorleistung nach der mittleren Fahrgeschwindigkeit der Verkehrssituation entsprechend bestimmt. Durch Interpolation zwischen den spezifischen mittleren Geschwindigkeiten wird die Motorleistung für eine beliebige Geschwindigkeit errechnet, woraus sich der Energieverbrauch der Fahrt ergibt.

Wird die Ladeinfrastruktur in Zukunft umfangreich ausgebaut, können die Batterien auch bei der Arbeitsstelle aufgeladen werden. Dadurch wird das Niederspannungsnetz im Wohnort am Abend weniger ausgelastet als wenn eine Aufladung nur von zu Hause aus möglich ist. Hierbei ist jedoch das Mittelspannungsnetz in der Großstadt am Tag höher ausgelastet, weil die große Kernstadt generell eine sehr hohe Quote von Einpendlern besitzt. Im untersuchten Netzgebiet der Großstadt ist die Anzahl der Einpendler höher als die Anzahl der örtlichen Berufstätigen.

Angesichts der oben genannten Sachverhalte war das Mobilitätsverhalten der jeweiligen Hauptnutzergruppe der Elektrofahrzeuge je nach Regionen nachzubilden. Anhand der Statistik bezüglich der Kenngrößen der Fahrten aus der Studie „Mobilität in Deutschland (MiD) 2008“ ist ein stochastisches Modell zur Erstellung der individuellen täglichen Fahrzyklen entwickelt worden.

Neben dem Energieverbrauch hängt die tägliche Ladekurve noch mit der Ladeleistung und den Ladeszenarien zusammen. Unter Berücksichtigung der nicht-linearen Charakteristik des konventionellen Ladeverfahrens werden die aggregierten mittleren Lastkurven je Fahrzeug nach Ladeleistung ermittelt. Bei der Netzuntersuchung wird von einer dreiphasigen Ladeleistung mit 11 kW ausgegangen.

Beim Ladeszenario I „Laden nur zuhause“ ist die Spitzenlast der mittleren Ladekurve von Elektrofahrzeugen für Berufstätige in der Kleinstadt am höchsten. Beim Ladeszenario II „Laden zuhause und bei der Arbeitsstelle“ hingegen tritt die Spitzenlast der mittleren Ladekurve in der Großstadt morgens am Werktag auf. Ferner lässt sich der Gleichzeitigkeitsfaktor beim Ladeszenario I in Abhängigkeit von unterschiedlichen Ladeleistungen errechnen, womit die Spitzenlast einer bestimmten Anzahl von Elektrofahrzeugen einfach abschätzbar ist, und folglich der Dimensionierung von Betriebsmitteln im Niederspannungsnetz dienen kann.

Die NS-Netzanschlüsse, an denen die Elektrofahrzeuge angeschlossen sind, werden jeden Tag zufällig erneut ausgewählt, wobei angesichts der Durchdringung und der Parkmöglichkeit die Netzanschlüsse für ein Wohngebäude mit 1 bis 2 Wohneinheiten vorrangig einbezogen werden. Durch tägliche erneut generierte Ladekurven und Haushaltslastganglinien sowie die Auswahl etwaiger Anschlüsse können die MS- und NS-Netze im Rahmen der Lastflussberechnung objektiv derart untersucht werden, um die möglichen Schwachstellen zu zeigen. Es lassen sich folgende Grundsätze schlussfolgern:

- Aufgrund der höheren Betriebsspannung stellt die Integration der privaten Elektrofahrzeuge kein Spannungsproblem im MS-Netz dar.
- Großstadt (R1): Ab einer 15 %-Durchdringung (DG) wird ein MS-Kabel bei beiden Ladeszenarien überlastet; bei der 50 %-DG sind bis zu drei MS-Kabel überlastet.
- Kleinstadt (R2): Das untersuchte Verteilungsnetz (Kleinstadt) kann grundsätzlich die Elektrofahrzeuge gut aufnehmen, mit der Ausnahme, dass ein Ortsnetztransformator ab 15%-DG leicht überlastet wird.
- Im ländlichen Gebiet (R3): Ab der 15 %-DG wird ein Ortsnetztransformator überlastet; bei der 30 %-DG wird ein MS-Kabel über die Grenze ausgelastet; bei der 50 %-DG können die Spannungen an 18 NS-Knoten unter dem Grenzwert liegen.
- Manche Leitungen der NS-Netzen in den beiden Regionen R2 und R3 sind zwar hoch ausgelastet, jedoch liegen keine Überlastungen vor.

Generell sind das MS-Netz und die untergeordneten NS-Netze in der Kleinstadt gut genug ausgelegt, somit bringen die Elektrofahrzeuge kaum technische Probleme hervor. Bei Vorhandensein von Schwachstellen bei Netzen innerhalb einer Großstadt und eines ländlichen Gebiets sollen gegebenenfalls Netzverstärkungsmaßnahmen zum Einsatz kommen. Bei einer Überlastung des Ortsnetztransformators wird dessen jährlicher Lebensdauerverbrauch deutlich erhöht. Dies kann allerdings nur dann unterdrückt werden, wenn die Batterien gesteuert aufgeladen werden können.

Seit der Einführung der Qualitätsregulierung im Jahr 2012 soll auch heute noch der Netzbetreiber Wert auf die Zuverlässigkeit der NS-Netze legen. Durch die Zuverlässigkeitsberechnung wird festgestellt, ob die Nichtverfügbarkeit der Kunden nur in alten NS- Ringnetzen bei hoher Durchdringung von Elektrofahrzeugen beeinflusst wird. Durch entsprechende Netzverstärkungsmaßnahmen wird die potentielle Nichtverfügbarkeit verringert, während mit Hilfe eines Kosten-Nutzen-Vergleichs sich eine optimale Kombination von Verstärkungsmaßnahmen empfehlen lässt.

Die gewonnenen Erkenntnisse können als allgemeine Hinweise für die Netzentwicklung hinsichtlich der Elektrofahrzeuge im Niederspannungsnetz je nach Region gelten, bevor mit der vorgestellten Herangehensweise das Niederspannungsnetz individuell geprüft wird.

Darüber hinaus wird die Einsatzmöglichkeit der Batterien als Speicher zur Bereitstellung der Regel- bzw. Ausgleichsenergie untersucht. Nach der Anzahl der verfügbaren Elektrofahrzeuge und dem zeitlichen Bedarf an Speicherkapazität wird diese Anwendungsmöglichkeit geprüft. Bei 50 Tsd. beteiligten Elektrofahrzeugen kann die abgerufene negative Regelenergie im Jahr 2016 in der betrachteten Regelzone bereits größtenteils von Batterien geleistet werden.

Ein Alterungsmodell bezüglich der zyklischen und kalendarischen Abnutzung wird zur Einschätzung der Lebensdauer von Batterien verwendet. Hinsichtlich der über die Batterie abgegebenen Energiemenge jeder Fahrt aus erstellten stochastischen Fahrzyklen wird der tägliche Kapazitätsverlust berechnet, woraus sich wiederum die eingeschätzte Lebensdauer ergibt.

Wenn die Batterien täglich positive Regelenergie zusätzlich bereitstellen sollen, wie etwa jeweils 20 % und 40 % der Batteriekapazität, wird die Lebensdauer der Batterie von Elektrofahrzeugen Berufstätiger von 10,2 Jahre auf 7,28 und 5,92 Jahre verkürzt. Die weiteren Anwendungen können hinsichtlich der damit verbundenen Lebensdauerverkürzung bewertet werden.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), *Energiekonzept: für eine umwelt schonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Berlin, 2010.
- [2] M. Wietschel, E. Dütschke, S. Funke, A. Peters, "Kaufpotenzial für Elektrofahrzeuge bei sogenannten "Early Adoptern"," Karlsruhe, 2012.
- [3] T. Mezger, "Energiewirtschaftliche Betrachtung von Lademodellen für Elektroautos: Zwischenbericht zum Projekt KW21 BY 2E - Einsatzmöglichkeiten von Elektroautos zum Lastmanagement," München, 2012.
- [4] M. Agsten, "Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung," Dissertation, Technischen Universität Ilmenau, Ilmenau, 2011.
- [5] C. Leitinger, "Netzintegration von solarer elektrischer Mobilität - Auswirkungen auf das elektrische Energiesystem," Dissertation, Technische Universität Wien, Wien, 2011.
- [6] Bundesregierung, "Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung," Berlin, 2009.
- [7] Forschungszentrum Jülich GmbH, "Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen," Berlin, 2012.
- [8] L. Zhao, "Modellierung der Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf elektrische Verteilungsnetze," Dissertation, Technische Hochschule Aachen, Aachen, 2012.
- [9] S. Ying, "Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen," Dissertation, Technische Universität Cottbus, Cottbus, 2011.
- [10] R. Follmer, D. Gruschwitz, B. Jesske, S. Quandt, "Mobilität in Deutschland 2008 Ergebnisbericht: Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends," Bonn und Berlin, 2010.
- [11] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., "Energemarkt Deutschland: Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung," 2012.
- [12] W. Kaufmann, *Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme*, 1st ed. Berlin: VDE-Verl., 1995.
- [13] G. Kerber, "Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen," Dissertation, Technischen Universität München, München, 2010.

-
- [14] J. Scheffler, "Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten," Dissertation, Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, 2002.
- [15] J. Feldmann, "Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung von Versorgungsqualität und Kosten," Dissertation, Technische Hochschule Aachen, Aachen, 2010.
- [16] A. J. Schwab, S. Börnick, *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.
- [17] H. Egger, "Strukturmerkmale für die vergleichende Bewertung von NS-Netzen," Dissertation, Technische Hochschule Aachen, Aachen, 2008.
- [18] *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, VDE-AR-N 4105, 2011.
- [19] D. Oeding, B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 7th ed. Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2011.
- [20] P. Esslinger, R. Witzmann, "Entwicklung und Verifikation eines Stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte," 12. Symposium Energieinnovation, TU Graz, Austria, 2012.
- [21] R. Hartig, "Untersuchungen zur Optimierung des Energiemanagements im Privatkundenbereich," Dissertation, Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, 2001.
- [22] M. Frondel, M. Andor, N. Ritter, "Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2009-2010," Berlin, 2013.
- [23] B. Schlomann, E. Gruber, W. Eichhammer, "Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)," Karlsruhe, 2004.
- [24] Stromprinz, *Stromverbrauch in Deutschland*. [Online] Available: <http://www.stromprinz.de/Stromverbrauch/>. Accessed on: May 06 2015.
- [25] C. Fünfgeld, R. Tiedemann, "Anwendung der repräsentativen VDEW-Lastprofile step by step," Cottbus, 2000.
- [26] K. Engels, "Probabilistische Bewertung der Spannungsqualität in Verteilungsnetzen," Dissertation, RWTH Aachen, Aachen, 2000.
- [27] A. Probst, M. Braun und S. Tenbohlen, "Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse," Internationaler ETG-Kongress, Würzburg, 2011.
- [28] ABB Neplan, *NEPLAN User's Guide V5*, 2008.
- [29] DIN 18015-1, "Elektrische Anlagen in Wohngebäuden – Teil 1: Planungsgrundlagen," 2012.

-
- [30] E. Handschin, M. Langer, "Integrierte Wirk- und Blindleistungsmodellierung," *Elektrizitätswirtschaft*, vol. 95, no. 26, S. 1725–1730, 1996.
- [31] *Statista - Anzahl der Elektroautos in Deutschland von 2006 bis 2017*. [Online] Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/265995/umfrage/anzahl-der-elektroautos-in-deutschland/>. Accessed on: Apr. 07 2017.
- [32] K. Götz, G. Sunderer, B. Birzle-Harder, "Attraktivität und Akzeptanz von Elektroautos: Arbeitspaket 1 des Projekts OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen," Frankfurt am Main, 2011.
- [33] C. A. Rosenkranz, U. Köhler, *Modern Battery Systems for Plug-In Hybrid Electric Vehicles*. [Online] Available: http://www.lifepo4.info/Battery_study/Batteries/Modern_Battery_Systems_for_Plug_In_Hybrid_Vehicles.pdf. Accessed on: May 01 2013.
- [34] B. Ketterer, U. Karl, D. Möst, S. Ulrich, "Lithium-Ionen Batterien: Stand der Technik und Anwendungspotenzial in Hybrid-, Plug-In Hybrid- und Elektrofahrzeugen," Forschungszentrum Karlsruhe, 2009.
- [35] S. Brunnert, "Modellierung des technisch-wirtschaftlichen Einsatzpotentials von Elektrofahrzeugen in Großstädten," Dissertation, Technischen Universität München, München, 2012.
- [36] K. Götz, G. Sunderer, B. Birzle-Harder, "Potenziale der Elektromobilität bis 2050 – Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration," Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Köln, 2010.
- [37] F. Kley, "Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge: Entwicklung und Bewertung einer Ausbaustrategie auf Basis des Fahrverhaltens," Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2011.
- [38] W. Pepels, *Marktsegmentierung: Erfolgsnischen finden und besetzen*, 2nd ed. Düsseldorf: Symposion Publ, 2007.
- [39] VDE - ETG, "VDE-Studie Elektrofahrzeuge: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf," 2010.
- [40] Bundesumweltministerium (BMU), "Konzept eines Programms zur Markteinführung von Elektrofahrzeugen: 1. Schritt: Marktaktivierung von 100.000 Elektrofahrzeugen bis 2014," Berlin, 2009. [Online] Available: www.bmu.de. Accessed on: May 14 2011.
- [41] L. Gao, S. Liu, R. A. Dougal, "Dynamic lithium-ion battery model for system simulation," *IEEE*, vol. 25, no. 3, pp. 495–505, 2002.

- [42] A. Jossen and W. Weydanz, *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*, 1st ed. Neusäß: Ubooks-Verl., 2006.
- [43] A. Schuster, "Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen," Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Wien, 2008.
- [44] A. Schuster, C. Leitinger, *Wissenschaftliche Begleitforschung in der Elektromobilitäts-Region VLOTTE*. [Online] Available: https://www.ea.tuwien.ac.at//fileadmin/t/ea/projekte/VLOTTE/Schuster_Begleitforschung_VLOTTE_EnInnov2010_LF.pdf. Accessed on: Apr. 16 2015.
- [45] C. Cluzel and C. Douglas, "Cost and performance of EV batteries," Cambridge, 2012.
- [46] K. Smith, M. Earleywine, E. Wood, J. Neubauer, and A. Pesaran, *Comparison of Plug-In Hybrid Electric Vehicle Battery Life Across Geographies and Drive Cycles*. [Online] Available: https://www.ea.tuwien.ac.at//fileadmin/t/ea/projekte/VLOTTE/Schuster_Begleitforschung_VLOTTE_EnInnov2010_LF.pdf. Accessed on: May 20 2015.
- [47] M. Konz, N. Lemke, S. Försterling, M. Eghtessad, "Spezifische Anforderungen an das Heiz-Klimasystem elektromotorisch angetriebener Fahrzeuge," Forschungsvereinigung Automobiltechnik e.V. (FAT), Berlin, 2011.
- [48] B. Heißing, M. Ersoy, S. Gles, *Fahrwerkhandbuch: Grundlagen: Fahrdynamik, Komponenten, Systeme, Mechatronik, Perspektiven*: Springer Verlag, 2013.
- [49] T. Nowakowski, "Simulation der Energieflüsse des Toyota Prius in Europäischen Fahrzyklus," Masterarbeit, FH Düsseldorf, 2006.
- [50] A. Engstle, "Energiemanagement in Hybridfahrzeugen," Dissertation, Technischen Universität München, München, 2008.
- [51] *Loading guide for oil-immersed power transformers*, IEC 60076-7, 2005.
- [52] *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*, IEEE Std C57.91, 2011.
- [53] *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, DIN EN 50160, 2010.
- [54] D. Burnier de Castro, R. Rezaia, M. Litzlbauer, "V2G-Strategien: Auswirkung verschiedener Elektromobilitätsszenarien auf die Spannungsqualität von Niederspannungsnetzen unter Betrachtung der Phasenunsymmetrie," 12. Symposium Energieinnovation, TU Graz, Austria, 2012.
- [55] CONSENTEC - Consulting für Energiewirtschaft, "Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung," Bonn, 2008.

-
- [56] FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, "Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik: - Berichtjahr 2008," Berlin, 2009.
- [57] Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2012," Berlin, 2013.
- [58] Bundesnetzagentur, "Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung," 2010.
- [59] H. J. Haubrich, Ed., *Zuverlässigkeitsberechnungen von Verteilnetzen*, 1996.
- [60] H. Frey, "E-Energy: MeRegio: Aufbruch zu Minimum-Emission-Regions," EnBW AG, 2013.
- [61] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, *demographische Statistik*. [Online] Available: <https://www.statistik-bw.de/>. Accessed on: May 24 2013.
- [62] M. Eisenreich, L. Liu, G. Balzer, A. Kessler, "Modellierung der Integration von Elektrofahrzeugen in ein reales Niederspannungsnetz," Mainz, 2. Tagung Kraftwerk Batterie: Lösungen für Automobil und Energieversorgung, 2010.
- [63] L. Liu, M. Eisenreich, G. Balzer, "Jahresbericht für HE-Lion Projekt im Auftrag von EnBW AG," Darmstadt, HE-Lion - Hochenergie-Lithium-Ionen-Batterien für die Zukunft, 2013.
- [64] J. Lenzen, "Auswirkungen der Elektromobilitätsziele des Energiekonzepts der Bundesregierung auf das deutsche Niederspannungsnetz," Studienarbeit, TU Darmstadt, Darmstadt, 2011.
- [65] C. Oberascher, *Stromverbrauch im Haushalt*. [Online] Available: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20_bdew-energie-info-stromverbrauch-im-haushalt-aktualisiert-de. Accessed on: Feb. 05 2017.
- [66] Check24, *Stromverbrauch in Deutschland*. [Online] Available: <https://www.check24.de/studien>. Accessed on: Apr. 03 2012.
- [67] Mathworks, *Loglogistic Distribution*. [Online] Available: <https://de.mathworks.com/help/stats/loglogistic-distribution.html>. Accessed on: Jan. 09 2011.
- [68] Mathworks, *Log Logistic Distribution*. [Online] Available: https://de.mathworks.com/matlabcentral/newsreader/view_thread/143700. Accessed on: Jan. 09 2011.
- [69] Destatis - Statistisches Bundesamt, *Haushalte nach Haushaltsgrößen Deutschland*, [Online] Available: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Indikatoren/LangeReihen/Bevoelkerung/Irbev05.html>. Accessed on: Aug. 20 2016.

-
- [70] A. Tsioulakis, "Spannungshaltung im Mittelspannungsnetz bei flächendeckendem Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren," Diplomarbeit, Technische Universität Darmstadt, Darmstadt, 2012.
- [71] L. Liu, M. Eisenreich, G. Balzer, A. Kessler, F. Teufel, "Possibility of electric vehicle integration into existing distribution grids in various regions," Bologna, THE ELECTRIC POWER SYSTEM OF THE FUTURE - Integrating supergrid and microgrid, 2011.
- [72] K. Mets, T. Verschueren, W. Haerick, C. Develder and F. Turck, "Optimizing Smart Energy Control Strategies for Plug-In Hybrid Electric Vehicle Charging," S. 293-299, 2010.
- [73] L. Liu, G. Balzer, A. Kessler, "Impact of Electric Vehicle Integration on the Lifespan of Low-Voltage Transformers," Yokohama, Distribution Systems and Dispersed Generation, CIGRE SC C6 COLLOQUIUM, 2013.
- [74] *Wetter in Friedberg*. [Online] Available: <http://www.wetter61169.de/>. Accessed on: Jun. 30 2013.
- [75] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. Boston, MA.: Springer US, 1996.
- [76] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*, 2nd ed. Berlin: Springer, 2007.
- [77] M. Lödl, G. Kerber, R. Witzmann, and M. Metzger, "Vergleich von Energiespeichern und Netzverstärkungsmaßnahmen in Niederspannungs-Verteilnetzen bei hoher dezentraler Einspeisung," Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik; VDE-Kongress; VDE-Kongress. E-Mobility, Leipzig, 2010.
- [78] W. Kempton and J. Tomi, "Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy," *Journal of Power Sources*, vol. 144, no. 1, S. 280–294, 2005.
- [79] FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., "Energiewirtschaftliche Betrachtung von Lademodellen für Elektroautos: Zwischenbericht zum Projekt KW21 BY 2E - Einsatzmöglichkeiten von Elektroautos zum Lastmanagement," München, 2012.
- [80] H. Lund and W. Kempton, "Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G," *Energy Policy*, vol. 36, no. 9, S. 3578–3587, 2008.
- [81] T. L. Gibson and N. A. Kelly, "Solar photovoltaic charging of lithium-ion batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 195, no. 12, S. 3928–3932, 2010.

-
- [82] S. B. Peterson, J. F. Whitacre, and J. Apt, "The economics of using plug-in hybrid electric vehicle battery packs for grid storage," *Journal of Power Sources*, vol. 195, no. 8, S. 2377–2384, 2010.
- [83] W. Kempton and J. Tomi, "Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue," *Journal of Power Sources*, vol. 144, no. 1, S. 268–279, 2005.
- [84] L. Liu, G. Balzer, A. Kessler, F. Teufel, "Economic Assessment of Lithium-Ion Batteries in terms of V2G Utilisation," Romania, EPE, 2012.
- [85] O. Brückl, "Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft," Dissertation, Technischen Universität München, München, 2006.
- [86] H. J. Haubrich, "Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs," CONSENTEC - Consulting für Energiewirtschaft, Bonn, 2008.
- [87] Tennet TSO, *Tatsächlich abgerufene Sekundärregelleistung ab 01.01.2011*. [Online] Available: <https://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/einsatz-regelleistung/tatsaechlich-abgerufene-sekundaerregelleistung-ab-01.01.2011>. Accessed on: Jan. 01 2011.
- [88] S. Roon, "Auswirkungen von Prognosefehlern auf die Vermarktung von Windstrom," Dissertation, Technischen Universität München, München, 2012.
- [89] Bundesnetzagentur, *Zahlen, Daten und Informationen zum EEG*. [Online] Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html. Accessed on: Jun. 05 2016.
- [90] M. Brüggemann, "Diplomarbeit - Entwicklung und Verifizierung eines Simulationsmodells einer Li-Ionen-Batterie," Diplomarbeit, Technische Universität Darmstadt, Darmstadt, 2012.
- [91] FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., "Detaillierte Betrachtung von Lademodellen für Elektroautos: Endbericht zum Projekt KW21 BY 2E – Einsatzmöglichkeiten von Elektroautos zum Lastmanagement," München, 2012.
- [92] J. Wang, P. Liu, and Elena Sherman, "Cycle-life model for graphite-LiFePO₄ cells," *Journal of Power Sources*, vol. 196, no. 8, S. 3942–3948, 2011.

Eigene Veröffentlichungen

- M. Eisenreich, L. Liu, G. Balzer, A. Kessler, “Modellierung der Integration von Elektrofahrzeugen in ein reales Niederspannungsnetz”, 2. Tagung Kraftwerk Batterie: Lösungen für Automobil und Energieversorgung, Mainz, 2010.
- L. Liu, M. Eisenreich, G. Balzer, A. Kessler, “Potentielle Einsatzmöglichkeit der Batterien von Elektroautos in Niederspannungsnetzen”, 11. Symposium Energieinnovation, Graz, Austria, 2010.
- L. Liu, M. Eisenreich, G. Balzer, A. Kessler, “Impact Assessment of Electric Vehicles on Existing Distribution Grids with Decentralized Photovoltaic Generators”, Modern Electric Power Systems (MEPS), Breslau, Polen, 2010.
- L. Liu, M. Eisenreich, G. Balzer, A. Kessler, “Evaluation of Absorption Capacity of Distribution Grids for Electric Vehicle Integration in Rural Areas”, 2nd European Conference: SmartGrids and E-Mobility, Brussels, Belgium, 2010.
- M. Eisenreich, L. Liu, G. Balzer, “Development and Assessment of Synthetic Load Profiles for Low Voltage Grids”, 2nd European Conference: SmartGrids and E-Mobility, Brussels, Belgium, 2010.
- J. Backes, A. Kessler, H. Sigle, G. Balzer, M. Eisenreich, L. Liu, “Untersuchung möglicher Auswirkungen von Elektromobilität und Wärmepumpen auf Verteilnetze der Nieder- und Mittelspannung anhand realer Netzbeispiele”, VDE Kongress 2010: E-Mobility, Leipzig, 2010.
- L. Liu, M. Eisenreich, G. Balzer, A. Kessler, F. Teufel, “Possibility of electric vehicle integration into existing distribution grids in various regions”, Cigre Symposium: The Electric Power System of the Future - Integrating supergrid and microgrid, Bologna, 2011.
- L. Liu, G. Balzer, A. Kessler, F. Teufel, “Reliability calculations of a low voltage power grid - Case study of impact of E-Mobility on power grid reliability”, PMAPS’2012, Istanbul, Turkey, 2012.
- L. Liu, G. Balzer, A. Kessler, F. Teufel, “Economic Assessment of Lithium-Ion Batteries in terms of V2G Utilisation”, EPE 2012, IASI, Romania, 2012.

-
- L. Liu, G. Balzer, A. Kessler, F. Teufel, “Impact of Electric Vehicles Integration on the Lifespan of Low-Voltage Transformers”, CIGRE SC C6 Colloquium, Yokohama, Japan, 2013.
 - L. Liu, R. Sahebjan, G. Balzer, A. Kessler, “Bewertung der Netzverstärkungsmaßnahmen zur Senkung der Nichtverfügbarkeit in Niederspannungsnetzen”, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2014.

Anhang

A.1. Mittelspannungsnetz in verschiedenen Regionen

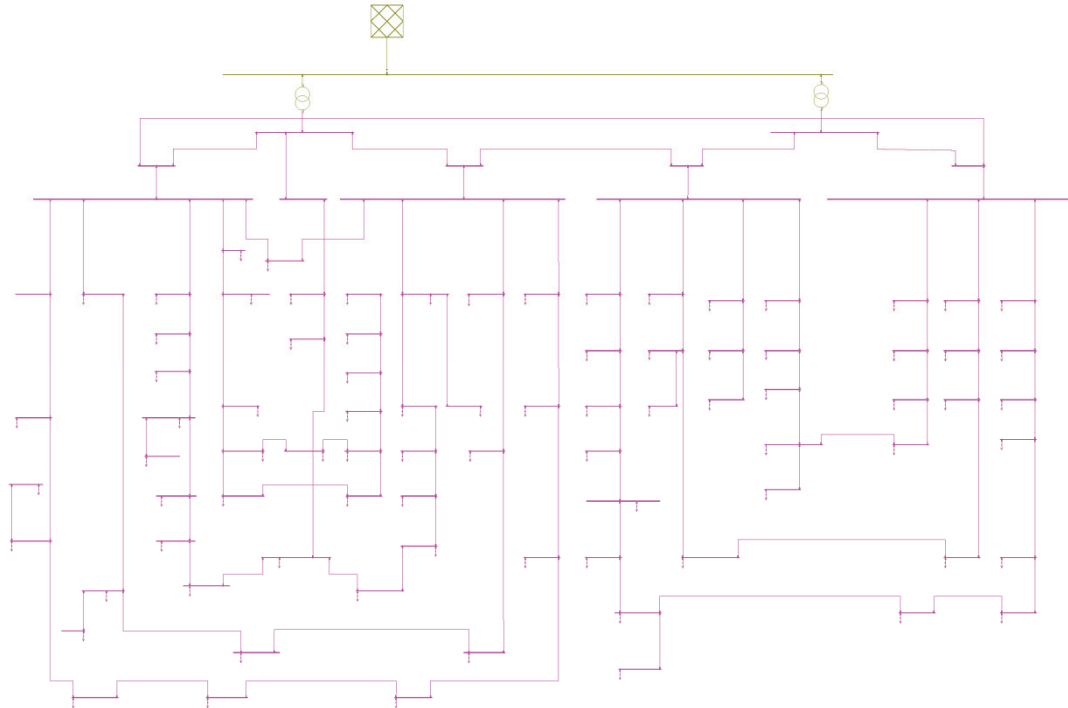


Abb. A.1: Mittelspannungsnetz in Region R1 (Großstadt)

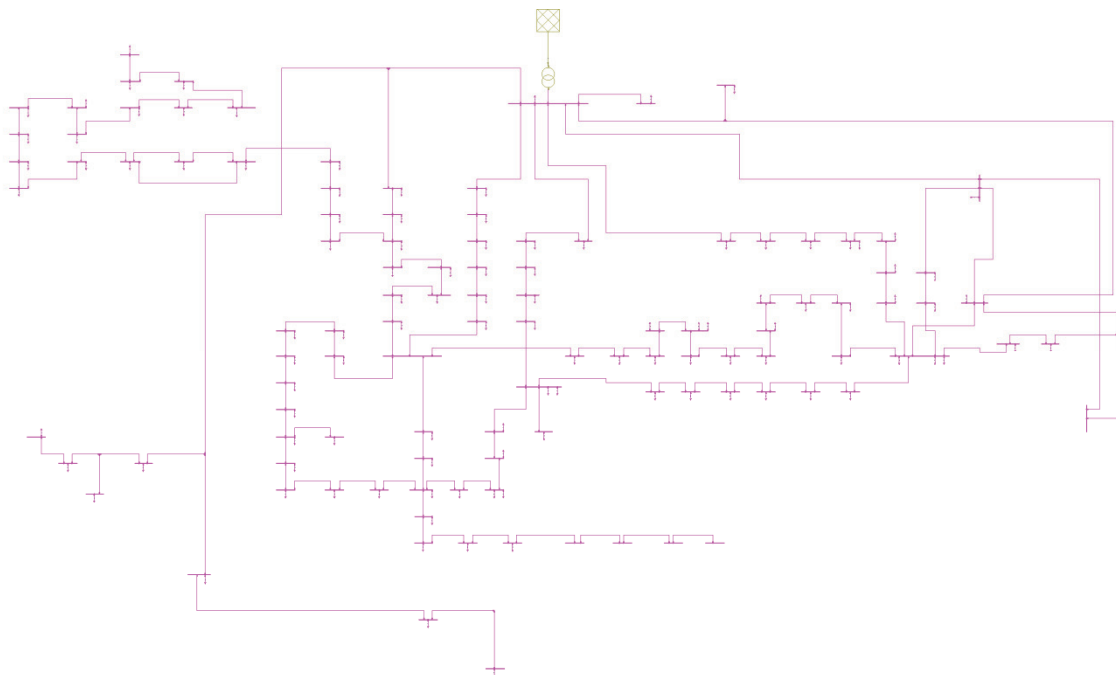


Abb. A.2: Mittelspannungsnetz in Region R2 (Kleinstadt)

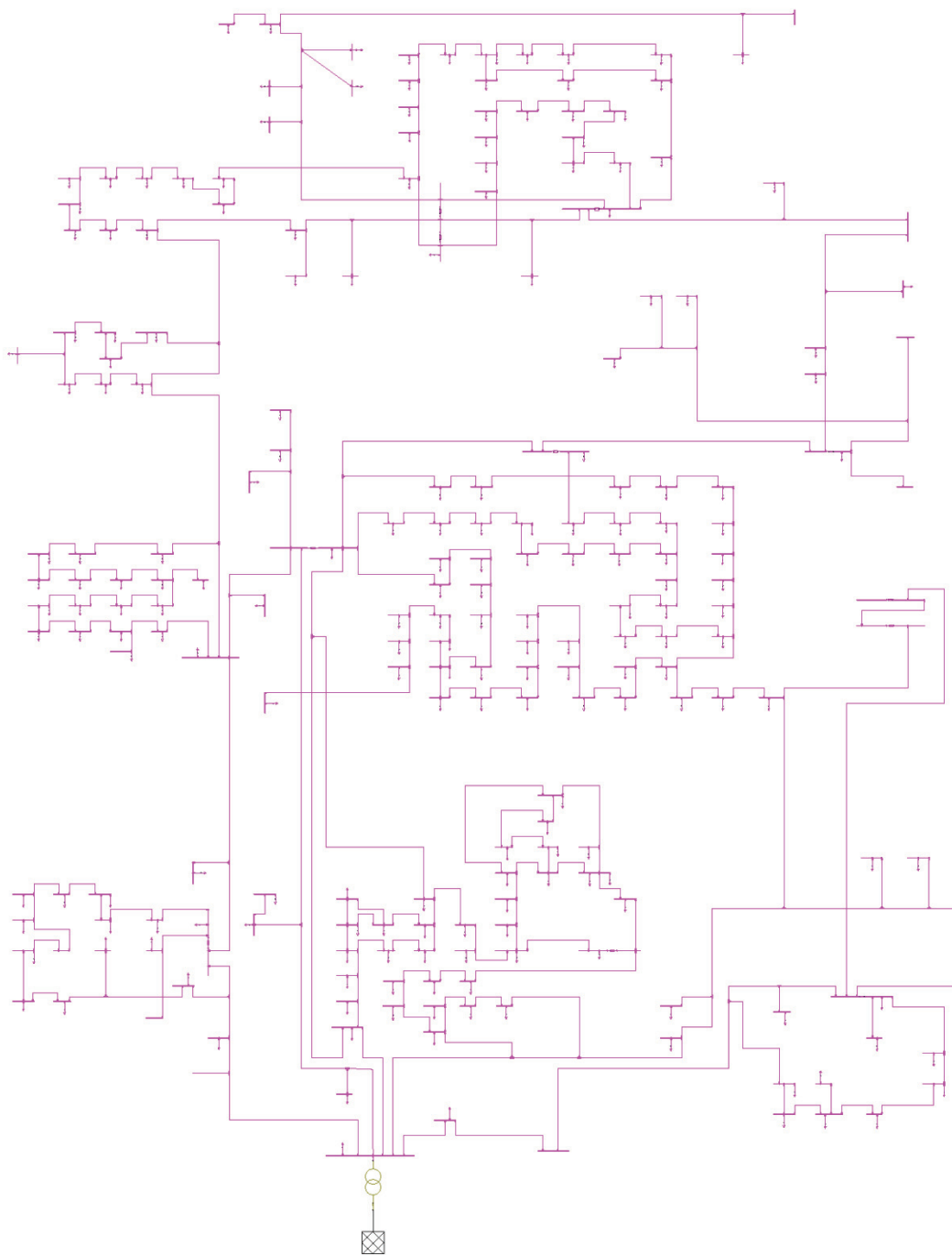


Abb. A.3: Mittelspannungsnetz in Region R3 (ländliches Gebiet)

A.2. Parameter für das Simulationsmodell nach DIN EN 60076-7

Tabelle A.1: Typische Werte für die Parameter zur Ermittlung der Heißpunkttemperatur [51]

	Parameter	Wert
Ölexponent	x	0,8
Windungsexponent	y	1,6
Verlustverhältnis	R	5
Öl-Zeit-Konstante	τ_o	180
Windungs-Zeit-Konstante	τ_w	4
Öl-Heißpunkt-Temperatur	$\Delta\theta_{hr}$	25
Anstieg der Ölhöchsttemperatur	$\Delta\theta_{or}$	55
Umgebungstemperatur	T_a	beliebig
Thermische Zeitkonstanten	k_{11}	1
	k_{21}	1
	k_{22}	2

Lebenslauf

Persönliche Daten

Name Lan Liu
Geburtsdatum: 28. August 1982
Geburtsort Jiangsu, China
Familienstand verheiratet, zwei Kinder

Schulbildung

1987 - 1993 Funing Schule, Jiangsu, China
1993 - 1999 Gymnasium Funing, Jiangsu, China

Hochschulstudium

1999 - 2003 Studium der Elektrotechnik und Informationstechnik
an der Universität Hohai, Jiangsu, China
Vertiefungsrichtung: Elektrische Energiesysteme
Abschluss: B.Sc.
2005 - 2008 Studium der Elektrotechnik und Informationstechnik
an der Technischen Universität Kaiserslautern
Vertiefungsrichtung: Elektrische Energietechnik
Abschluss: M.Sc.

Bisheriger beruflicher Werdegang

2008 - 2009 Wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Professur Energie- und
Hochspannungstechnik an der Technischen Universität Chemnitz
2009 - 2014 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische
Energieversorgung an der Technischen Universität Darmstadt
2015 - 2017 Projektleiter bei der GELPAG Advanced Technology GmbH, Lorsch

