

Ein Beitrag zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen als steuerbare Lasten und mobile Speicher durch einen Aggregator

Von der Fakultät für Maschinenbau, Elektrotechnik und Energiesysteme
der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg
zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften

genehmigte

Dissertation

vorgelegt von

Dipl.-Ing.

Erik Blasius

geboren am 17.05.1985 in Cottbus

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. Gerhard Lappus

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz

Gutachter: Gastprofessor Dr.-Ing. Przemysław Janik

Tag der mündlichen Prüfung: 18.05.2016

Kurzfassung

Der stete Zuwachs des Erzeugungsleistungs- und Energieaufkommens aus erneuerbaren Energien (EE) wirkt sich immer deutlicher auf die elektrischen Energieversorgungsnetze aus. Die Folge: Hohe Leistungsgradienten der Erzeugung und kritische Auslastungsgrade der Übertragungs- und Verteilnetze. Räumlich verteilte Energiespeicher können helfen, die EE besser zu integrieren und resultierende negative Effekte zu egalisieren.

Der durch die Bundesregierung proklamierte Entwicklungsplan der sog. *Energiewende* fordert eine deutliche Zunahme des Anteils der EE und der Elektromobilität. Diese auch zukünftig gewünschte Entwicklung könnte die gegenwärtig betriebenen Energieversorgungsnetze weiter stärker belasten.

Die vorliegende Arbeit bietet einen möglichen Lösungsbeitrag der Elektrofahrzeuge als Speichertechnologie für die Bewältigung der Herausforderung der netzverträglichen Integration von EE und Elektromobilität. Hierzu wird ein Konzept zur Einbindung mobiler Speicher (Elektrofahrzeuge mit V2G-Fähigkeit) vorgestellt. Dieses Konzept wird in einem Reallabor an der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg evaluiert. Insbesondere die Informations- und Kommunikationstechnologie zwischen Elektrofahrzeug, Ladesäule und einem Aggregator wird eingehend betrachtet, denn sie bildet einen Grundpfeiler der Nutzbarmachung mobiler Speicher.

Hinsichtlich der eingesetzten prozessualen Intelligenz zur Bewältigung nötiger Verfahren und Methoden werden ein Lademanagementsystem für die Ladesäulen und ein Energiemanagementsystem für den Aggregator eingeführt. Beide lassen die externe Verwaltung der Prozesse durch einen Betreiber zu. Es folgt eine Untersuchung der empirischen Verfügbarkeit der Elektrofahrzeugflotte während eines mehrmonatigen Betrachtungszeitraumes. Die Auswertung und Analyse dieser Verfügbarkeit liefert konkrete Ergebnisse hinsichtlich einer Abschätzung zukünftiger Nutzungspotentiale eines mobilen Speichers. Abschließend werden zu erwartende Auswirkungen der Nutzung der mobilen Speicher auf die kalendariische sowie zyklische Alterung der Traktionsbatterie diskutiert.

Abstract

The constant growth of power generation and power supply capacities from renewable energies (EE) leads to more and more distinctive effects on the power system. The consequences are a high range of the level of efficiency concerning the generation and the critical degrees of utilization of the distribution and transmission network. Spatially distributed energy storage can be useful to integrate the EE even better and to equalize the resulting negative effects of the EE-facilities.

The federal government proclaims and postulates in the so-called *Energiewende* a significant increase in EE and in electric mobility. Thus may strain the currently used electric energy networks even further.

This paper offers a possible approach to solve the dilemma by using electrically powered vehicles as a storage technology in order to accomplish the challenge of a network-compatible integration of EE and electric mobility. Therefore, a concept will be presented to integrate mobile storage devices (electric vehicles with V2G-capability). This concept will be evaluated in a field laboratory at the BTU-Cottbus-Senftenberg. Especially the information and communication technology (ICT) between electric vehicle, charging station and aggregator will be thoroughly observed. The ICT generates the keystone in the utilization of mobile storages.

Regarding the applied processual intelligence to accomplish necessary methods and techniques, a charging management system for charging stations and an energy management system for the aggregator will be introduced. Both of them allow the external administration of the processes through an operator. Continuing with an empirical analysis concerning the availability of the electric vehicle fleet during a period of several months. This survey provides precise results concerning the estimation of future utilization potentials of mobile storage devices. As a last point, there will be an examination of the anticipated effects relating to the usage of mobile storage considering the calendric and cyclic ageing.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Motivation	1
1.1	Problematik	1
1.2	Zielsetzung und These	7
1.3	Struktur	8
2	Grundlagen.....	10
2.1	Netzbetriebsführung und Wandel in der Energieversorgung	10
2.2	Charakterisierung von Batteriespeichertechnologien in der Elektromobilität.....	15
2.3	Konduktive Ladesysteme und Ladeschnittstellen.....	19
2.4	Ladebetriebsarten.....	25
2.5	Lastverläufe eines Elektrofahrzeugs.....	27
2.6	Gesteuertes Laden als Erfordernis des Energieversorgungsnetzes.....	32
2.6.1	Lademethoden einzelner Elektrofahrzeuge	32
2.6.2	Steuerungskonzepte gepoolter Verbünde	37
3	Konzept zur Einbindung mobiler Speicher in das Energieversorgungsnetz	42
3.1	Ladesäulenpark und lokale Energieversorgungsstruktur	42
3.2	Akteure und Managementsysteme - Interdependenzen und Funktionen	47
3.3	Priorität der Nutzerwünsche	53
3.4	Definition von Ladetypen	56
3.5	Prozessablauf im Ladetyp 1 und 2	60
4	Feld-Komponenten und Vernetzung im Ladesäulenpark	70
4.1	Technischer Aufbau	70
4.2	Topologie und Vernetzung	77
4.3	Massendatenarchivierung	79
5	Kommunikation zwischen Ladesäule und Elektrofahrzeug.....	82

5.1	Einfache Kommunikation	82
5.2	Digitale Kommunikation	85
5.2.1	Vernetzung und Datenübertragung.....	85
5.2.2	Implikationen aus dem Informationsfluss in der Ladebetriebsart 3	91
5.2.3	ISO 15118.....	95
5.2.4	Vergleich der Varianten	103
6	Lade- und Energiemanagementsystem des Ladesäulenparks	106
6.1	IEC 61850 und Datenmodell	106
6.2	Open Charge Point Protocol	108
6.3	Prozesse des Lademanagementsystems	109
6.4	Prozesse des Energiemanagementsystems.....	112
6.5	Prozessuale Engpässe	121
7	Empirische Nutzungspotentiale des mobilen Speichers	124
7.1	Voraussetzungen.....	124
7.2	Verwendete Daten und Auswertung	125
7.3	Methodik am Beispiel eines Monats.....	126
7.4	Zusammenführung der Ergebnisse	132
8	Achillesferse: Lithium-Ionen-Batterie?	143
9	Konklusion und Ausblick.....	150
10	Quellenverzeichnis	153
11	Anlagen	166

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Tage mit Maßnahmen gem. EnWG §13 Abs. 1 und 2 in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH [13].....	3
Abbildung 1-2:	Verkaufszahlen ausschließlich batteriegetriebener Elektrofahrzeuge und Plug-in-Hybride [18].....	4
Abbildung 1-3:	Zielkurve der Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland [21]	5
Abbildung 1-4:	Markt und Industrie EVI ausgewählter Nationen nach McKinsey (Stand: Februar 2015) [23].....	6
Abbildung 1-5:	Struktur der Arbeit	9
Abbildung 2-1:	Anteil der Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2014 (Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2014: 625,3 TWh, davon Brutto-Inlandsstromverbrauch inkl. Netzverluste und Eigenverbrauch: 589,8 TWh) [27]	10
Abbildung 2-2:	prinzipielle Organisation der elektrischen Energieversorgung und Netzbetriebsführung in Anlehnung an [11], [26].....	11
Abbildung 2-3:	Überblick von Studienergebnissen zur Entwicklung des Strommixes in Deutschland bis zum Jahr 2050 [32].....	13
Abbildung 2-4:	Ragone-Diagramm gebräuchlicher Batteriespeichertechnologien in der Elektromobilität [42].....	19
Abbildung 2-5:	Entwicklung des Bestandes der öffentlich zugänglichen Ladepunkte und Elektrofahrzeuge in Deutschland (Stand: Ende 2014) [21]	20
Abbildung 2-6:	Combined Charging System vorgesehen für den europäischen Markt [21]	21
Abbildung 2-7:	Zuordnung der Leistungsklassen zu schematisierten Ausführungsformen von AC- bzw. DC-Ladepunkten [21]	22
Abbildung 2-8:	Übersicht international normierter Ladeschnittstellen [21]	23
Abbildung 2-9:	Vorderansicht eines Typ 2-Steckers mit Bezeichnung der Kontakte [53]	24
Abbildung 2-10:	Typischer Strom- und Spannungsverlauf beim Laden und Entladen eines Lithium-Ionen-Akkumulators nach dem CCCV-Lade- und CC- Entladeverfahren (Beispiel: Vollzylus, Li(Ni, Mn, Co)O ₂ /C-System, Nennkapazität 53 Ah, 1C) [54]	28

Abbildung 2-11:	typischer Verlauf einer Ladekurve des Cetos in der Ladebetriebsart 2 (ohne Heizung und ohne Kühlung)	29
Abbildung 2-12:	typischer Verlauf einer Ladekurve des Cetos in der Ladebetriebsart 3 (ohne Heizung und ohne Kühlung)	30
Abbildung 2-13:	Entladekurven einer 11,5-Ah-Lithium-Eisenphosphat-Batterie [39].....	31
Abbildung 2-14:	ungesteuerter Summenlastgang im Ladesäulenpark mit stochastischen An- und Abfahrtszeiten im Tagesverlauf.....	33
Abbildung 2-15:	beispielhafter simulierter Lastgang von Haushalten ohne (beige) und mit (grün) zusätzlichem Verbrauch durch ungesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen (Durchdringung: 40 %) in Anlehnung an [60]	34
Abbildung 2-16:	beispielhafter Tageslastgang und Einflussmöglichkeiten (<i>valley-filling</i> und <i>peak-shaving</i>) des Intelligenten Ladens	36
Abbildung 2-17:	Wechselbeziehungen des gepoolten Verbunds mit direkter Steuerung in Anlehnung an [63]	38
Abbildung 2-18:	Wechselbeziehungen des gepoolten Verbunds mit verteilter Steuerung in Anlehnung an [63]	39
Abbildung 2-19:	Wechselbeziehungen des gepoolten Verbunds mit hierarchischer Steuerung in Anlehnung an [63]	41
Abbildung 3-1:	vereinfachte strukturelle Darstellung der energetischen Anschlusssituation der Ladesäulen im MG	44
Abbildung 3-2:	örtliche Situation des Ladesäulenparks mit GEC Cetos und Ladesäulen	45
Abbildung 3-3:	Akteure und Kommunikationswege zur Integration mobiler Speicher	48
Abbildung 3-4:	kommunikationstechnische Verknüpfung der Akteure über Netzwerke in Anlehnung an [67], [68].....	49
Abbildung 3-5:	konzeptionelle Organisation und Verortung der Aufgaben der beteiligten Managementsysteme im Ladesäulenpark	51
Abbildung 3-6:	grundlegende Hierarchie und Priorität des Steuerungskonzeptes im Ladesäulenpark	53
Abbildung 3-7:	nutzerverträgliche energetische Integration des Elektrofahrzeuges in den Ladesäulenpark.....	54
Abbildung 3-8:	Blick auf das HMI für die Eingabe der Nutzerdaten im Handschuhfach des Cetos	55

Abbildung 3-9:	Systematik der definierten Ladetypen.....	56
Abbildung 3-10:	qualitative Abhängigkeit der Automatisierungsanforderungen der vier Ladetypen in Anlehnung an [72]	60
Abbildung 3-11:	idealisiertes Schema des zulässigen Energiezustandsraumes (schraffierter Bereich) im Ladetyp 1 und 2 [73]	61
Abbildung 3-12:	Verwendung der Traktionsbatterie aus Nutzer- und Netzsicht.....	63
Abbildung 3-13:	Energieverlauf und lineare Regression der GLKL eines Cetos im Ladetyp 1 (CC-Phase, $I_{Anforderung} = 14 \text{ A}$, $P = 9,36 \text{ kW}$)	67
Abbildung 3-14:	Prozessablaufdiagramm zur Nutzung der Elektrofahrzeuge als steuerbare Last oder mobile Speicher	68
Abbildung 4-1:	funktionaler Komponenteneinsatz zur Einbindung mobiler Speicher [74]	71
Abbildung 4-2:	Ethernet-Switch [76]	71
Abbildung 4-3:	Messgerät [76].....	72
Abbildung 4-4:	Ladecontroller [76]	73
Abbildung 4-5:	speicherprogrammierbare Steuerung [76].....	74
Abbildung 4-6:	RS232-Modul [76]	74
Abbildung 4-7:	Signalumsetzer.....	75
Abbildung 4-8:	Ansicht und Anordnung der Komponenten in der Ladesäulen [74]	75
Abbildung 4-9:	zentrale Prozesssteuerung [76].....	76
Abbildung 4-10:	Topologie der vernetzten Ladesäulen und deren Anbindung an den Aggregator im Ladesäulenpark	77
Abbildung 4-11:	Messgeräte und deren Position im Ladesäulenpark (schematisch).....	79
Abbildung 4-12:	Schema der Kommunikationswege der Messgeräte zum Aggregator	80
Abbildung 4-13:	Ordner- und Dateistruktur des Datenarchives des Aggregators.....	81
Abbildung 5-1:	Referenz-Ersatzschaltbild des typischen Pilotstromkreises (ohne Induktivitäten) [45]	82
Abbildung 5-2:	Einstellbarer Ladestrom in Abhängigkeit des Tastverhältnisses des PWM-Signales zwischen 0 und 100 %	83
Abbildung 5-3:	eingesetzte IKT-Netzwerke für die digitale Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladesäule.....	85

Abbildung 5-4:	Umsetzer für den Einsatz in der Ladesäule (Fotografie)	86
Abbildung 5-5:	Oszillogramm der Datenübertragung im negativen Spannungsbereich des PWM-Signales unter Verwendung eines proprietären Protokolls.....	87
Abbildung 5-6:	Kompatibilität der Kommunikationsvarianten.....	92
Abbildung 5-7:	funktionale Nutzungspotentiale aus der Kommunikations- und Rückspeise-fähigkeit von Elektrofahrzeug und Ladesäule in der Ladebetriebsart 3.....	92
Abbildung 5-8:	Informationsfluss während des Ladevorganges im Ladetyp 1 und 2.....	94
Abbildung 5-9:	Überblick über die Dokumentstruktur der ISO 15118 und Einordnung in das OSI-Referenzmodell in Anlehnung an [85].....	97
Abbildung 5-10:	Überblick über beteiligte Akteure des Grundszenarios der ISO 15118 in Anlehnung an [86]	98
Abbildung 5-11:	Überblick über die Funktionsgruppen der Anwendungsfälle in Anlehnung an [86]	99
Abbildung 5-12:	Unterbrechung der Kommunikationssession in Anlehnung an [85].....	101
Abbildung 6-1:	Identifikation und Integration der verschiedenen Ladetypen im Energiemanagementsystem.....	114
Abbildung 6-2:	prinzipielle Organisation der zyklischen Vergabe der Leistungsanforderungen durch das EMS	115
Abbildung 6-3:	externe Leistungsanforderung und typische Leistungsänderungsgeschwindigkeit eines Cetos im Ladetyp 2	117
Abbildung 6-4:	externe Leistungsanforderung und typische Leistungsänderungsgeschwindig-keit eines Cetos im Ladetyp 1	118
Abbildung 6-5:	beispielhafter Verlauf eines netzfrequenzabhängigen Ladevorgangs durch externe Anforderungen	119
Abbildung 7-1:	Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Juni 2014.....	127
Abbildung 7-2:	Verfügbarkeit am Mittwochentag des Monats Juni 2014	129
Abbildung 7-3:	zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittwochentag des Monats Juni 2014.....	131
Abbildung 7-4:	relative Verfügbarkeit an den Mittwochentagen von September 2013 bis Juni 2014	136

Abbildung 7-5:	zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit an den Mittelwochentagen des Betrachtungszeitraumes	139
Abbildung 7-6:	Änderung der Verfügbarkeit an den Mittelwochentagen von September 2013 bis Juni 2014	141
Abbildung 8-1:	Normierte Kapazität in Abhängigkeit der Zyklenzahl bei verschiedenen Entladetiefen einer Lithium-Ionen-Zelle eines Li(Ni, Mn, Co)O ₂ /C-Systems (Raumtemperatur, einstündiger Lade- und Entladestrom) [54]	143
Abbildung 8-2:	typische Entwicklung der Kapazität und des Innenwiderstands einer Li-Ionen-Batterie in Abhängigkeit der Betriebstemperatur und einem SoC von 50 % [102].....	145
Abbildung 8-3:	typische Entwicklung der Kapazität und des Innenwiderstands einer Li-Ionen-Batterie in Abhängigkeit des Ladezustandes und einer Temperatur von 50 °C [102]	146
Abbildung 8-4:	erwartete Zyklenfestigkeit von Li-Ionen- und NiMH-Batterien in Abhängigkeit ihrer relativen Nutzung in Anlehnung an [104]	147
Abbildung 8-5:	erwartete Entwicklungspfade der Li-Ionen-Technologie [105]	148
Abbildung 9-1	Einflussfaktoren auf die Nutzungspotentiale einer Traktionsbatterie (hohe Bedeutung bei der Aggregation)	151
Abbildung 11-1:	Schema des Datenmodells	168
Abbildung 11-2:	Typical der Elektrofahrzeuge.....	168
Abbildung 11-3:	Typical der Messgeräte des Ladesäulenparks	169
Abbildung 11-4:	Typical der Ladecontroller des Ladesäulenparks.....	170
Abbildung 11-5:	Typical der SPS des Ladesäulenparks	171
Abbildung 11-6:	Typical der Software-SPS des Ladesäulenparks.....	172
Abbildung 11-7:	Verfügbarkeit der Fahrzeuge im August 2013	173
Abbildung 11-8:	Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats August 2013	174
Abbildung 11-9:	zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats August 2013	175
Abbildung 11-10:	Verfügbarkeit der Fahrzeuge im September 2013	177
Abbildung 11-11:	Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats September 2013	178

Abbildung 11-12: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats September 2013	179
Abbildung 11-13: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Oktober 2013	181
Abbildung 11-14: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Oktober 2013	182
Abbildung 11-15: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Oktober 2013	183
Abbildung 11-16: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im November 2013	185
Abbildung 11-17: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats November 2013	186
Abbildung 11-18: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats November 2013	187
Abbildung 11-19: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Dezember 2013	189
Abbildung 11-20: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Dezember 2013	190
Abbildung 11-21: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Dezember 2013	191
Abbildung 11-22: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Januar 2014.....	193
Abbildung 11-23: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Januar 2014	194
Abbildung 11-24: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Januar 2014.....	195
Abbildung 11-25: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Februar 2014.....	197
Abbildung 11-26: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Februar 2014	198
Abbildung 11-27: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Februar 2014	199
Abbildung 11-28: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im März 2014.....	201
Abbildung 11-29: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats März 2014	202
Abbildung 11-30: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats März 2014.....	204
Abbildung 11-31: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im April 2014.....	205
Abbildung 11-32: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats April 2014	206
Abbildung 11-33: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats April 2014.....	207
Abbildung 11-34: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Mai 2014.....	209

Abbildung 11-35: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Mai 2014	210
Abbildung 11-36: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Mai 2014.....	211

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	installierte Leistung von Windkraftanlagen in ausgewählten Ländern und deren Vergleich zum Bundesgebiet Deutschlands im Jahr 2014 [5]	1
Tabelle 1-2:	Kennzahlen der Erzeugungs- und Verbrauchsleistung in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH im Jahr 2013 [6], [7], [8], [9], [10]	2
Tabelle 2-1:	Kenzahlen und Parameter zur Charakterisierung von Batteriespeichern [40], [41]	18
Tabelle 2-2:	Eigenschaften der Ladebetriebsarten (übliche Ausführungen in Deutschland) gemäß DIN EN 61851-1 [45]	26
Tabelle 3-1:	Zuordnung und energetisches Potential der GEC Cetos im Ladesäulenpark	46
Tabelle 3-2:	benötigte Nutzereingaben zur energetischen Netzintegration mobiler Speicher.....	55
Tabelle 3-3:	fahrzeugspezifische Charakteristika der Ladetypen im Ladesäulenpark ...	59
Tabelle 3-4:	relevante Werte für die externe Steuerung der Ladetypen 1 und 2	62
Tabelle 4-1:	Messgenauigkeit des Messgerätes [77]	72
Tabelle 4-2:	Komponenteneinsatz im Ladesäulenpark	76
Tabelle 5-1:	protokolierte Sendedaten der Ladesäule an das Elektrofahrzeug	88
Tabelle 5-2:	übertragene Informationen im 8-Bit-Statusregister von der Ladesäule an das Elektrofahrzeug.....	89
Tabelle 5-3:	protokolierte Sendedaten vom Elektrofahrzeug an die Ladesäule	89
Tabelle 5-4:	übertragene Informationen im 8-Bit-Statusregister vom Elektrofahrzeug an die Ladesäule	91
Tabelle 5-5:	Struktur der ISO 15118 in Anlehnung an [55].....	95
Tabelle 6-1:	Hauptbedingungen für die Aggregation des mobilen Speichers (Integrationswerte)	119
Tabelle 6-2:	prozessuale Zustandsparameter des mobilen Speichers.....	121
Tabelle 7-1:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im Juni 2014.....	127
Tabelle 7-2:	Charakteristika der Extrema im Juni 2014.....	128

Tabelle 7-3:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im Juni 2014	130
Tabelle 7-4:	Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im Juni 2014	130
Tabelle 7-5:	Ergebnisse des Boxplots der Daten im Juni 2014	132
Tabelle 7-6:	minimale Anzahl nötiger Ladevorgänge zur Erreichung der Enpassleistung von 110 kVA (ohne Grundlast und Verluste)	133
Tabelle 7-7:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im Betrachtungszeitraum	133
Tabelle 7-8:	globale Minima und Maxima des Ladesäulenparks der einzelnen Monate des Betrachtungszeitraumes	135
Tabelle 7-9:	minimale und maximale Verfügbarkeiten der Mittelwochentage	137
Tabelle 7-10:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers an den Mittelwochentagen der einzelnen Monate des Betrachtungszeitraumes	137
Tabelle 7-11:	Ergebnisse des Boxplots der zusammengeführten Daten der Mittelwochentage	140
Tabelle 7-12:	Bereiche des Verfügbarkeitsverhaltens	142
Tabelle 11-1:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im August 2013	173
Tabelle 11-2:	Charakteristika der Extrema im August 2013	173
Tabelle 11-3:	Arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im August 2013	174
Tabelle 11-4:	Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im August 2013	175
Tabelle 11-5:	Ergebnisse des Boxplots der Daten im August 2013	176
Tabelle 11-6:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im September 2013	177
Tabelle 11-7:	Charakteristika der Extrema im September 2013	177
Tabelle 11-8:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im September 2013	178

Tabelle 11-9:	Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im September 2013.....	179
Tabelle 11-10:	Ergebnisse des Boxplots der Daten im September 2013.....	180
Tabelle 11-11:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im Oktober 2013	181
Tabelle 11-12:	Charakteristika der Extrema im Oktober 2013	181
Tabelle 11-13:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im Oktober 2013	182
Tabelle 11-14:	Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im Oktober 2013.....	183
Tabelle 11-15:	Ergebnisse des Boxplots der Daten im Oktober 2013.....	184
Tabelle 11-16:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im November 2013.....	185
Tabelle 11-17:	Charakteristika der Extrema im November 2013	185
Tabelle 11-18:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im November 2013.....	186
Tabelle 11-19:	Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im November 2013	187
Tabelle 11-20:	Ergebnisse des Boxplots der Daten im November 2013	188
Tabelle 11-21:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im Dezember 2013	189
Tabelle 11-22:	Charakteristika der Extrema im Dezember 2013	189
Tabelle 11-23:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im Dezember 2013	190
Tabelle 11-24:	Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im Dezember 2013	191
Tabelle 11-25:	Ergebnisse des Boxplots der Daten im Dezember 2013	192
Tabelle 11-26:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im Januar 2014	193
Tabelle 11-27:	Charakteristika der Extrema im Januar 2014	193
Tabelle 11-28:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im Januar 2014	194

Tabelle 11-29:	Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im Januar 2014	195
Tabelle 11-30:	Ergebnisse des Boxplots der Daten im Januar 2014	196
Tabelle 11-31:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im Februar 2014	197
Tabelle 11-32:	Charakteristika der Extrema im Februar 2014	197
Tabelle 11-33:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im Februar 2014	198
Tabelle 11-34:	Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im Februar 2014	199
Tabelle 11-35:	Ergebnisse des Boxplots der Daten im Februar 2014	200
Tabelle 11-36:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im März 2014	201
Tabelle 11-37:	Charakteristika der Extrema im März 2014	202
Tabelle 11-38:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im März 2014	203
Tabelle 11-39:	Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im März 2014	203
Tabelle 11-40:	Ergebnisse des Boxplots der Daten im März 2014	204
Tabelle 11-41:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im April 2014	205
Tabelle 11-42:	Charakteristika der Extrema im April 2014	205
Tabelle 11-43:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im April 2014	206
Tabelle 11-44:	Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im April 2014	207
Tabelle 11-45:	Ergebnisse des Boxplots der Daten im April 2014	208
Tabelle 11-46:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im Mai 2014	209
Tabelle 11-47:	Charakteristika der Extrema im Mai 2014	209
Tabelle 11-48:	arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im Mai 2014	210

Tabelle 11-49:	Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im Mai 2014	211
Tabelle 11-50:	Ergebnisse des Boxplots der Daten im Mai 2014	212

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current
AM	Arithmetischer Mittelwert
AR	Anwendungsregel
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMS	Batteriemanagementsystem
bspw.	beispielsweise
BTU	Brandenburgische Technische Universität
BTUCSP	BTU Charge Smart Protocol
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise
CAN	Controller Area Network
CC	constant current
CCS	Combined Charging System
CP	control pilot
CPU	Central Processing Unit
CV	constant voltage
DC	Direct Current
DIN	Deutsches Institut für Normung
EE	erneuerbare Energien
EF	Elektrofahrzeug
EMS	Energiemanagementsystem
EN	Europäische Norm
engl.	englisch
etc.	et cetera
e. V.	eingetragener Verein
EV	Electric Vehicle

EVI	Electric Vehicle Index
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GEC	German E-Cars GmbH
GEC R&D	German E-Cars Research & Development GmbH
gem.	gemäß
ggf.	gegebenenfalls
HEV	Hybrid Electric Vehicle
HMI	Human Machine Interface
ICCB	Incable Control Box
ID	Identifikation
IEC	International Electrotechnical Commission
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IS	International Standard
ISO	International Organization for Standardization
i. V.	in Verbindung
KOV	Kabeloberflurverteiler
L	Leiter
LAN	Local Area Network
Li	Lithium
LMS	Lademanagementsystem
LS	Ladesäule
MAS	Multi-Agenten System
MG	Microgrid
MS-Netz	Mittelspannungsnetz

N	Nenn
NAT	Network Address Translation
Nr.	Nummer
NTP	Network Time Protocol
OCPP	Open Charge Point Protocol
OSCP	Open Smart Charging Protocol
OSI	Open System Interconnection
P2V	Power-to-Vehicle
PC	Personal Computer
PE	protective earth
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PKW	Personenkraftwagen
PP	proximity pilot
PVA	Photovoltaikanlage
RC	Release Candidate
RNB	Regionalnetzbetreiber
SchuKo	Schutzkontakt
SG	Smart Grid
SM	Smart Meter
sog.	sogenannt
SPS	speicherprogrammierbare Steuerung
StAbw	Standardabweichung
TAB	Technische Anschlussbedingungen

Abkürzungsverzeichnis

u. a.	unter anderem
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V2G	Vehicle-to-Grid
VER	verteilte Energieressource
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
WAN	Wide Area Network
WKA	Windkraftanlage
z. B.	zum Beispiel

1 EINLEITUNG UND MOTIVATION

1.1 Problematik

Auf internationaler Ebene verpflichteten sich die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union zu den so genannten *20-20-20-Zielen*. Demnach soll bis zum Jahr 2020 die Energieeffizienz um 20 % gesteigert [1], der Anteil der erneuerbaren Energien (EE) am Gesamtenergieverbrauch auf 20 % erhöht [2] sowie der Ausstoß von Treibhausgasemissionen um 20 % in Bezug auf das Jahr 1990 reduziert sein [3]. Auf nationaler Ebene ist die drastische Minderung von CO₂-Emissionen darüber hinaus erklärtes Ziel der deutschen Bundesregierung und wurde per Kabinettsbeschluss vom 03. Dezember 2014 mit dem „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ bekräftigt. Ab 2020 sollen durch Deutschland danach jährlich 40 % und ab 2050 80 % bis 95 % weniger Treibhausgase als im Referenzjahr 1990 ausgestoßen werden dürfen [4].

Seit der Verabschiedung der ersten Fassung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (kurz: EEG) im Jahr 2000 ist die Anzahl der Erzeugungsanlagen für EE stetig gestiegen. Obgleich es sich um ein bundesdeutsches Gesetz handelt, ist der jeweilige Fortschritt des Ausbaus und damit die Verteilung dieser Erzeugungsanlagen in Abhängigkeit regionaler, klimatischer, wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Faktoren länderspezifisch differenziert. EEG-Anlagen werden dort errichtet, wo die wirtschaftliche Amortisationszeit beeinflusst durch diese Faktoren vertretbar erscheint. Im bundesdeutschen Vergleich tragen beispielsweise die nordostdeutschen Bundesländer wie Brandenburg oder Sachsen-Anhalt einen großen Anteil der Erzeugungsleistung aus der Nutzung der Windkraft (Tabelle 1-1). Gemäß dieser Tabelle tragen drei Bundesländer einen Anteil von 32,79 % an der im gesamten Bundesgebiet installierten Leistung von Windkraftanlagen (WKA).

Tabelle 1-1: installierte Leistung von Windkraftanlagen in ausgewählten Ländern und deren Vergleich zum Bundesgebiet Deutschlands im Jahr 2014 [5]

geografische Bezugsgröße	installierte Leistung von WKA in MW
Mecklenburg-Vorpommern	2.706
Brandenburg	5.456
Sachsen-Anhalt	4.336
übrige Länder	25.617
Deutschland gesamt	38.115

Am Beispiel der Nutzung der Windkraft wird deutlich, dass in Regionen mit vergleichsweise geringer Bevölkerung, industriestrukturerlicher Schwäche und hohem Windaufkommen, die

installierte Erzeugungsleistung signifikant höher sein könnte als die Verbraucherleistung im selben Netzgebiet. Durch diese länderdifferenzierte Entwicklung des Ausbaus der EEG-Anlagen kann es zu einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung aus EE und der tatsächlich benötigten Leistung in einer Regelzone kommen und sich theoretischen Extrema annähern.

Die Tabelle 1-2 verdeutlicht mit Daten aus dem Jahr 2013 die geschilderte Problematik für die Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH. Die maximale EEG-Erzeugungsleistung aus Windkraft und Photovoltaik liegt bei 16.410 MW und steht einer durchschnittlichen Regelzonelast von 9.129 MW gegenüber. In einem denkbaren Szenario läge die Erzeugung somit mit dem Faktor 1,8 über dem mittleren Verbrauch in dieser Regelzone.

Tabelle 1-2: Kennzahlen der Erzeugungs- und Verbrauchsleistung in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH im Jahr 2013 [6], [7], [8], [9], [10]

Beschreibung	Wert in MW
maximale Erzeugungsleistung von Windkraftanlagen	11.064
größter Viertelstundensprung von Windkraftanlagen	+1.431/-901
maximale Erzeugungsleistung von PV-Anlagen	5.346
größter Viertelstundensprung von PV-Anlagen	+1.594/-752
installierte Bruttoleistung von Erzeugungsanlagen mit konventionellen Energieträgern (inkl. KWK/ Speicher/ Wasserkraft)	21.592
maximale Regelzonelast (davon Netzgebiet Hamburg)	13.326 (1.955)
durchschnittliche Regelzonelast (davon Netzgebiet Hamburg)	9.129 (1.451)
minimale Regelzonelast (davon Netzgebiet Hamburg)	2.958 (917)

Der Netzbetreiber hat in der heute gegebenen Energieversorgungstopologie drei Möglichkeiten auftretende Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch zu nivellieren [11]:

- Ableitung der überschüssigen Energie über die Übertragungsnetze in Regionen erhöhten Bedarfes,
- Drosselung oder Abschaltung von Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung des § 13 Abs. 2 EnWG und § 11 EEG,
- Speicherung der überschüssigen Energie.

Aufgrund der Tatsache, dass es zum aktuellen Zeitpunkt und seit der deutschen Wiedervereinigung im Jahr 1990 nur wenige Kuppelleitungen gibt, die die deutschen Regelzonen im Westen und Süden mit der 50Hertz-Regelzone verbinden und auch die Transitmöglichkeiten nach Polen sowie Tschechien nicht ausreichen, beschränken sich die Lösungsvarianten, wie mit der auftretenden Erzeugung umgegangen werden soll, zusätzlich.

Zur Aufrechterhaltung einer Netzfrequenz von 50 Hz ist die Vorhaltung von sog. Regelleistung notwendig, um im Falle eines Ungleichgewichtes zwischen der Erzeugung elektrischer Energie und dessen momentanen Verbrauchs Ausgleichsenergie bereitstellen zu können. Diesbezüglich gibt es drei Regelleistungsarten, die unterschiedlichen technischen Anforderungen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen genügen müssen. Die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung wird vom verpflichteten Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber der betreffenden Regelzone beschafft. Die Vorhaltung und der Einsatz jeder dieser Leistungsarten wird als Systemdienstleistung bezeichnet und dient vornehmlich der Spannungs- bzw. Frequenzhaltung und somit der Versorgungssicherheit [12].

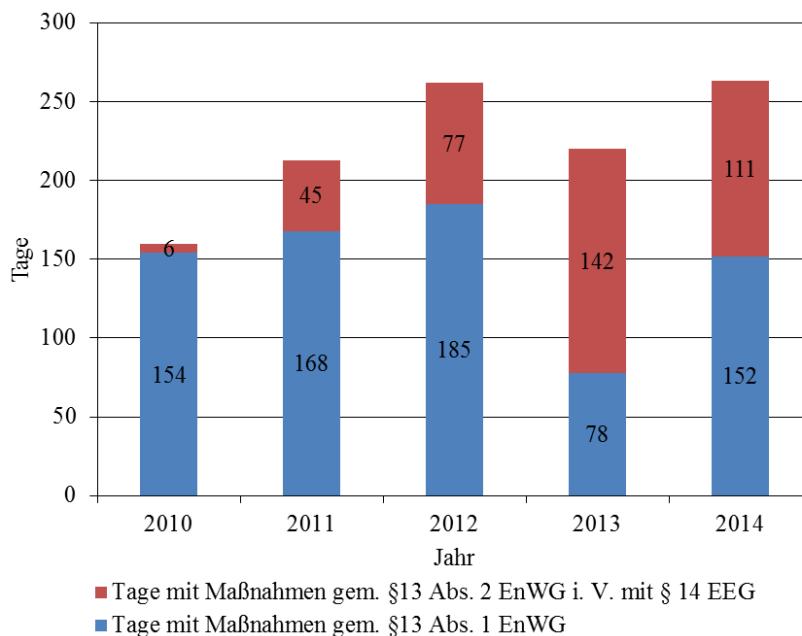


Abbildung 1-1: Tage mit Maßnahmen gem. EnWG §13 Abs. 1 und 2 in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH [13]

Aufgrund der geschilderten Problematiken kam es in den vergangenen Jahren zu steigenden Eingriffen durch den Übertragungsnetzbetreiber (Abbildung 1-1). Im Jahr 2014 wurde an insgesamt 263 Tagen im Jahr zulässige Zwangsmaßnahmen gemäß §13 Abs. 1 EnWG und an 111 Tagen gemäß §13 Abs. 2 EnWG i. V. mit § 14 EEG durchgeführt. Hierbei handelte es sich entweder um Redispatch und markbezogene Maßnahmen von Kraftwerken oder Anweisungen zur Zwangsdrosselung bzw. -abschaltung von regenerativen Erzeugungsanlagen [11], [14], [15].

Der Ausbau von konventionellen Speichertechnologien, wie Pumpspeicherwerkstätten, ist ein bewährter Weg zur Vorhaltung nötiger Speicherkapazitäten. In Deutschland befinden sich momentan Pumpspeicherwerkstätten mit einer Leistung von ca. 8.000 MW in Planungs- oder Genehmigungsverfahren, allein die Bundesländer Baden-Württemberg und Thüringen haben weitere Ausbaupotentiale von insgesamt ca. 24.000 MW [16]. Demgegenüber steht die Frage hinsichtlich des wirtschaftlichen Betriebs dieser Speichertechnologie wodurch Investitionen zurückhaltend durchgeführt und folglich weitere Zubauten in geeigneten Gebieten behindert werden könnten [17].

Mobile Speicher aus aggregierten Elektrofahrzeugbatterien¹ könnten einen Beitrag zur Vorhaltung nötiger Speicherreserven zur Erbringung von Systemdienstleistungen leisten und damit eine opportune Alternative zu den etablierten Technologien darstellen.

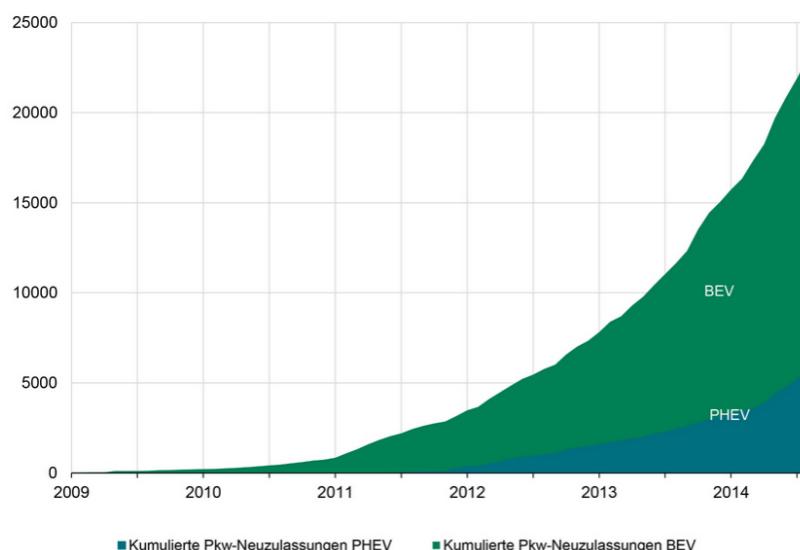


Abbildung 1-2: Verkaufszahlen ausschließlich batteriegetriebener Elektrofahrzeuge und Plug-in-Hybride [18]

In der sog. Markt vorbereitungsphase von 2010 bis Ende 2014 war in Deutschland ein exponentieller Anstieg der Verkaufszahlen batteriebetriebener Elektrofahrzeuge und Plug-in-Hybride zu verzeichnen (siehe Abbildung 1-2). Getrieben und begleitet wird dieser Anstieg durch verschiedene staatlich angeordnete Maßnahmen, Vergünstigungen und Privilegien. Hierzu zählen die Befreiung von der Kraftfahrzeugsteuer, der geldwerte Vorteil bei der Dienstwagenbesteuerung, die öffentlichen Initiativen zur Beschaffung von Elektrofahrzeugen,

¹ Im Verlauf dieser Arbeit beziehen sich die Begriffe „Elektrofahrzeug“ und „Elektromobilität“ sowie daraus abgeleitete Begriffe stets auf Straßenfahrzeuge, die entweder ausschließlich batteriegetrieben oder als Plug-in-Hybrid ausgeführt sind und einen konduktiven Anschluss an das elektrische Versorgungsnetz benötigen, um laden zu können.

die Schaffung rechtlicher Rahmenbedingungen hinsichtlich Laden und Ladeinfrastruktur sowie das Elektromobilitätsgesetz, welches am 26.09.2014 verabschiedet wurde und u. a. die Benutzung von Busspuren erlaubt sowie Park- und Halteregelungen für Elektrofahrzeuge lockert [19]. Konkrete Vorschläge zur Erreichung der Entwicklungsziele hinsichtlich Elektromobilität sollen von der *Nationalen Plattform Elektromobilität* (NPE) als Beratungsgremium bestehend aus Vertreter der Wissenschaft, Industrie, Politik, Kommunen sowie Verbrauchern erarbeitet und in den politischen Entscheidungsprozess eingebracht werden [20].



Abbildung 1-3: Zielkurve der Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland [21]

Gemäß Abbildung 1-3 befindet sich die Marktphasenplanung der NPE in der sog. Markthochlaufphase bis Ende 2017, in welcher der Weg für das durch die Bundesregierung proklamierte Ziel von einer Million zugelassener Elektrofahrzeuge bis 2020 beschritten werden soll. Bis 2030 soll dieser Bestand bei sechs Millionen zugelassener Elektrofahrzeuge liegen [22]. Trotz des Verfehlens des Planungsbestandes von 100.000 zugelassenen Elektrofahrzeugen bis Ende 2014 (Istbestand Ende 2014: 24.000 Elektrofahrzeuge) hält die NPE unter der Voraussetzung der Durchführung von weiteren umfassenden Förderungsmaßnahmen sowie Investitionen an diesem Ziel fest [21].

Im internationalen Vergleich gestaltet sich die deutsche Marktpositionierung und -entwicklung laut einem von der Beratungsgesellschaft *McKinsey & Company, Inc.* entwickeltem Index ambivalent (Abbildung 1-4).

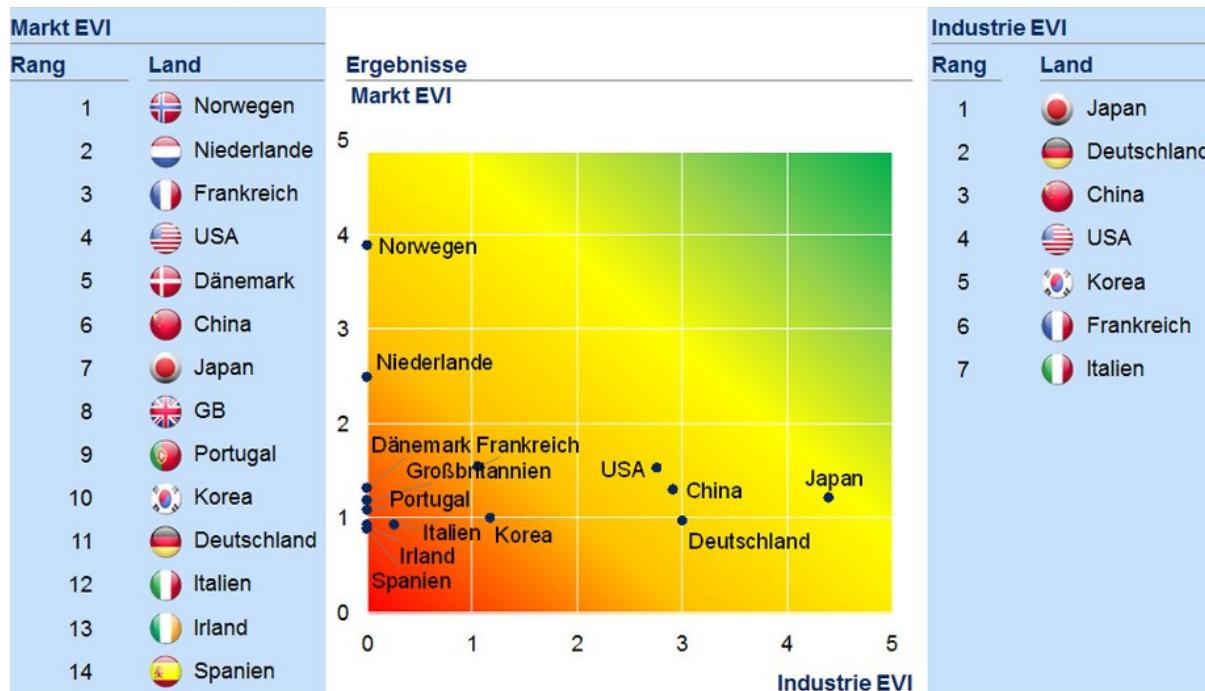


Abbildung 1-4: Markt und Industrie EVI ausgewählter Nationen nach McKinsey (Stand: Februar 2015) [23]

Der *Electric Vehicle Index*² (EVI) vergleicht 14 führende Industrienationen hinsichtlich gemeinsamer Merkmalsausprägungen mit Bezug zur Elektromobilität. Hierbei wird jeweils ein Markt- sowie ein Industrie-EVI ermittelt und die Länder so in einer Bewertungsmatrix positioniert. Je weiter sich die Nationen dem rechten, oberen Diagrammbereich nähern desto ausgewogener und entwickelter sind die beiden Merkmale.

In den nachfrageorientierten Markt-EVI fließen Merkmale wie der Marktanteil der Elektromobilität am Gesamtmarkt, Subventionen, weitere Anreizmaßnahmen, verfügbare Ladeinfrastruktur und das Angebot an Elektrofahrzeugen ein. Der angebotsorientierte Industrie-EVI bewertet den Erfolg der nationalen Automobilbranche im Bezug auf Elektromobilität. Hierzu zählt der gegenwärtige und zukünftige Anteil der nationalen Produktion an Elektrofahrzeugen sowie Komponenten (Traktionsbatterien, Elektromotoren etc.) am Weltmarkt.

Deutschland hat gemäß dieser Indexverortung einen vergleichsweise geringen Markt-EVI von 1,0 und einen vergleichsweise hohen Industrie-EVI von 3,0. Der Index stellt nicht den Anspruch auf Vollständigkeit der Merkmalsausprägungen. Er dient lediglich der qualitativen Einordnung

² Electric Vehicle Index, engl.: Elektrofahrzeug-Index

in die zweidimensionale Matrix und erleichtert den überschlägigen Vergleich verschiedener Länder [23].

Bei der Verknüpfung von Systemdienstleistungserbringung und Ladevorgang des Elektrofahrzeuges ist die zentrale Frage nach der Vereinbarkeit mit den Bedürfnissen des Fahrzeugnutzers nach zuverlässiger Energieversorgung der Traktionsbatterie im Speziellen und der wirtschaftlichen Nutzung des Elektrofahrzeuges im Allgemeinen zu stellen. Der Erfüllung des Nutzerwillens, nach einem zugesicherten Ladezustand zu einer gewünschten Abfahrtszeit muss oberste Priorität eingeräumt werden, damit die gesellschaftliche Akzeptanz dieser Technologie gelingen kann. Hierbei muss das Verhalten des Nutzers hinsichtlich der An- und Abfahrtszeitpunkte an einer Ladestation gleichsam mit der variablen Gleichzeitigkeit der verfügbaren Elektrofahrzeuge aggregierter Ladestationen einbezogen werden. Weiterhin sind die Gewohnheiten des Nutzers insbesondere hinsichtlich des Wunsches nach ständiger Verfügbarkeit des Elektrofahrzeuges in ausreichendem Maße Rechnung zu tragen und bei der Dimensionierung eines mobilen Speichers zu beachten. Aus technischer Sicht ist ein weiteres zentrales Kriterium hinsichtlich der Akzeptanz der Nutzung von Traktionsbatterien als mobile Speicher und für die Erbringung von Systemdienstleistungen die Auswirkung der zusätzlichen Leistungsanforderungen auf den Batteriealterungsprozess.

1.2 Zielsetzung und These

Zur Abschätzung der Nutzungspotenziale eines aggregierten mobilen Speichers wird ein Ladesäulenpark bestehend aus 15 Ladesäulen und einer aggregierenden Leitwarte aufgebaut. Den errichteten Ladesäulen werden 15 Elektrofahrzeuge vom Modell German E-Cars Cetos³ (Cetos) zugeordnet, die durch Mitarbeiter der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg (BTU) beruflich und privat genutzt werden können. Somit hat der Fahrzeugpool die Charakteristik einer firmeneigenen Pendlerflotte, der ein halb-öffentlicher Ladesäulenpark zur Verfügung steht. Eine monetäre Abrechnung findet nicht statt, der bezogene Ladestrom ist für den Nutzer kostenfrei.

Die Zielmotivation der wissenschaftlichen Untersuchung besteht in der Klärung der Frage, ob es möglich ist einen Ladesäulenpark zuverlässig im Energieversorgungsnetz zu betreiben und inwieweit sich, aus technisch dazu geeigneten Elektrofahrzeugen, ein mobiler Speicher aggregieren lässt, der gesamtumfänglich zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen genutzt werden kann. Weiterhin soll die Untersuchung zeigen in wie weit daraus abgeleitete

³ German E-Cars Cetos sind Opel Corsa, die von der German E-Cars GmbH zu Elektrofahrzeugen umgerüstet wurden.

Nutzungspotentiale des aggregierten Gesamtspeichers ausgeschöpft werden können und sich die Nutzung auf den Alterungsprozess der Elektrofahrzeubatterien auswirken könnte.

Die Arbeit beschäftigt sich weiterhin mit der Konzeption und den Aufbau des entsprechenden Ladesäulenparks, der Schaffung der Voraussetzungen zur Integration rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge und der daraus resultierenden möglichen energetischen Potentiale. Das Konzept der rückspeisefähigen Elektrofahrzeuge, auch als sog. Vehicle-to-Grid (V2G) bezeichnet, beschreibt die Fähigkeit von Elektrofahrzeugen während des angeschlossenen Parkens neben dem Laden auch elektrische Energie in das Energieversorgungsnetz zurück speisen zu können und somit benötigte Speicherkapazitäten zur Verfügung zu stellen [24].

Die These der Arbeit lautet, dass mit Hilfe eines Aggregators einzelne Elektrofahrzeuge eines dienstlich genutzten Fahrzeugpools durch das Anschließen an lokal verteilte halb-öffentliche AC-Ladesäulen zu einem mobilen Speicher zusammengefasst werden können und sich hierdurch energetische Nutzungspotentiale hinsichtlich netzbezogener technisch-physikalischer Zusatznutzen (bspw. Systemdienstleistungen) offerieren lassen. Ökonomische Opportunitäten und mögliche monetäre Mehrwerte durch die zukünftige Partizipation am Spot- und Regelleistungsmarkt werden erwartet [25], sind aber nicht Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit.

1.3 Struktur

Folgende Kapitel sollen die aufgestellte These evaluieren.

In den Grundlagen wird der nötige Rahmen geschaffen, um die Inhalte und Ergebnisse der darauffolgenden Kapitel einordnen zu können. Dazu wird auf die deutsche Energieversorgung ebenso eingegangen, wie auf Charakteristiken von Traktionsbatterien. Charakteristika der Ladevorgänge und des Lastmanagements werden grundlegend thematisiert.

Kapitel 3 beschäftigt sich mit der Konzeption zur Integration mobiler Speicher. Hierzu wird auf den Versuchsaufbau an der BTU abgestellt. Die notwendige Berücksichtigung des Nutzers ist eine der zentralen Inhalte. Abgeschlossen wird das Kapitel mit konkreten Implikationen hinsichtlich sog. Ladetypen und der entsprechenden Prozessabläufe.

Das darauffolgende Kapitel 4 greift diese Konzeption auf und verdeutlicht die tatsächlich umgesetzte Ausgestaltung des Ladesäulenparks insbesondere hinsichtlich der verwendeten Komponenten und der umgesetzten IKT.

Detailliert thematisiert wird im folgenden Kapitel die einfache und digitale Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladeinfrastruktur, die Voraussetzung für das bidirektionale Laden ist. Hierbei wird vertiefend auf die eigenentwickelte Technologie der digitalen

Kommunikation eingegangen, die abschließend durch die Thematisierung des bedeutenden Standard ISO 15118 technologisch eingeordnet wird.

Die softwaretechnische Intelligenz des Ladesäulenparks wird durch das Lademanagementsystem der Ladesäulen und das Energiemanagementsystem, den Aggregator gebildet. Im Kapitel 6 werden hierzu der notwenige Informationsaustausch und grundlegende Prozesse erläutert, die die Integration der Elektrofahrzeuge entlang ihrer differenzierten technischen Möglichkeiten für das Last- und Speichermanagement, also letztendlich die Nutzung des mobilen Speichers ermöglichen.

Kapitel 7 konkretisiert diese Möglichkeiten hinsichtlich einer empirischen Untersuchung der Verfügbarkeit der Elektrofahrzeugflotte in einem mehrmonatigen Betrachtungszeitraum. Es werden relative Verfügbarkeiten sowie maximale energetische Potentiale, zur verfügbaren Scheinleistung und nutzbaren Energiekapazität, ermittelt, mit deren Hilfe eine Potentialabschätzung ähnlicher Ladesäulenparks gelingen kann.

Kapitel 8 thematisiert zu erwartende Auswirkungen der Nutzung der Traktionsbatterie auf die kalendarische sowie zyklische Alterung, und versucht einen Überblick über die wichtigsten Einflussfaktoren zu geben. Die für die Evaluierung der These bedeutendsten Schlussfolgerungen werden abschließend im letzten Kapitel zusammengefasst.

Die folgende Abbildung 1-5 fasst die Struktur der Kapitel entlang von Schlagwörtern überblicksartig zusammen.

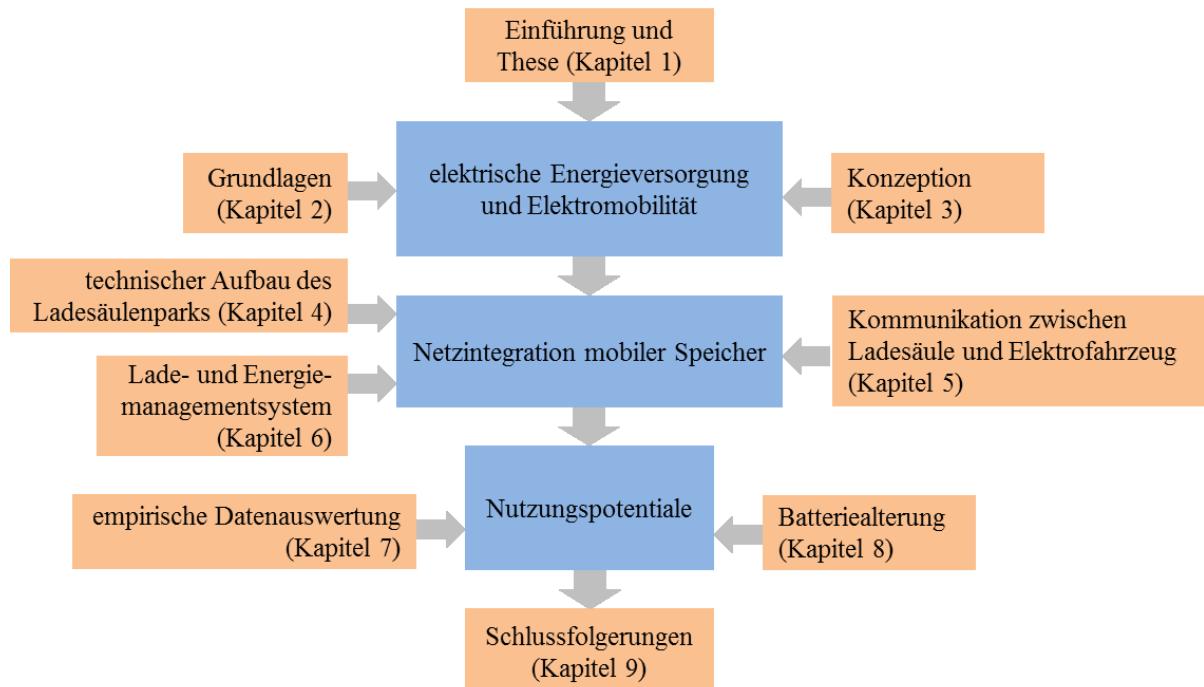


Abbildung 1-5: Struktur der Arbeit

2 GRUNDLAGEN

In den Grundlagen werden die Basis und der Rahmen für die darauffolgenden Kapitel geschaffen. Neben dem Verständnis zur aktuellen Netzbetriebsführung und den Entwicklungstendenzen der Energieversorgung in Deutschland wird auf grundlegende Wissensbereiche in Bezug auf die Elektromobilität abgestellt.

2.1 Netzbetriebsführung und Wandel in der Energieversorgung

Um in Deutschland den Bedarf an elektrischer Energie zu decken werden fossil befeuerte Kraftwerke (Kohle, Erdgas), Kernkraftwerke sowie Erzeugungsanlagen, die EE verwenden, eingesetzt. Die Grundlast wird durch sog. Grundlastkraftwerke gedeckt. Da sich Grundlastkraftwerke für das Nachfahren größerer Leistungsgradienten nicht eignen, beteiligen sich flexiblere Kraftwerke an der Deckung der Mittellast. Um auch kurzfristige Spitzenlasten im Tagesverlauf zu decken, werden sehr flexible Pumpspeicher- und Gaskraftwerke eingesetzt. Der tatsächliche Kraftwerkseinsatz richtet sich nach den Betriebskosten der jeweiligen Erzeugungseinheit. Grundlastkraftwerke weisen geringere Betriebskosten auf als spezialisierte Spitzenlastkraftwerke, die ihre Maximalleistung innerhalb kürzerer Frist bereitstellen können [26]. Durch den forcierten Ausbau der Erzeugungsanlagen, die EE nutzen, betrug der Anteil dieser Energieträger an der deutschen Bruttostromerzeugung im Jahr 2014 etwa 25,74 % (Abbildung 2-1).

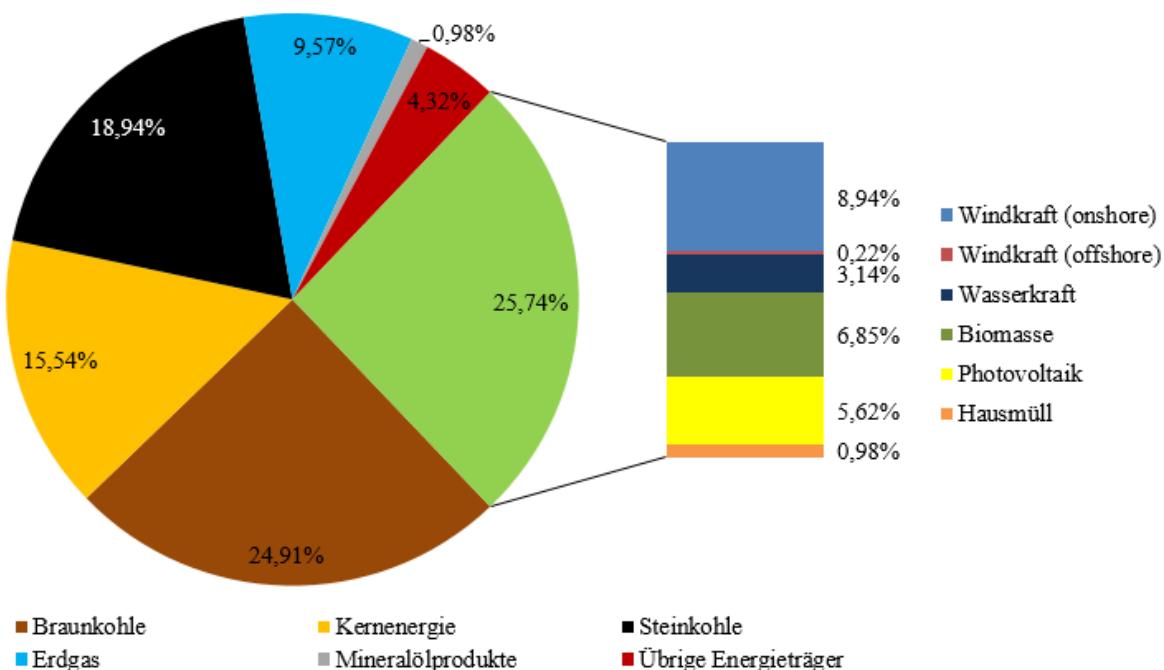


Abbildung 2-1: Anteil der Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2014 (Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2014: 625,3 TWh, davon Brutto-Inlandsstromverbrauch inkl. Netzverluste und Eigenverbrauch: 589,8 TWh) [27]

Das Ausbauziel für EE im Jahr 2050 ist laut § 1 Abs. 2 EEG ein Anteil von 80 %. Dazu soll der Ausbau stetig bis zum Jahr 2025 zu einem Anteil von 40 - 45 % und bis zum Jahr 2035 auf einem Anteil von 55 - 60 % am deutschen Bruttostromverbrauch führen [15]. Eine weitere Determinante der Energiedeckschaft stellt der beschlossene sukzessive Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 [28] und der damit einhergehende forcierte Rückgang von konventionellen Kraftwerksreserven dar.

Seit dem Inkrafttreten der Neuregelung des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) im Jahr 1998 wird eine sog. Entflechtung in der Energiewirtschaft regulierungsbehördlich vorgeschrieben und durchgesetzt. Sie umfasst die wettbewerbs- und kartellrechtliche Entflechtung der Geschäftspolitik der Erzeugung, des Transportes und der Verteilung elektrischer Energie, die von verschiedenen, wirtschaftlich voneinander unabhängigen, Unternehmen erfüllt werden sollen.

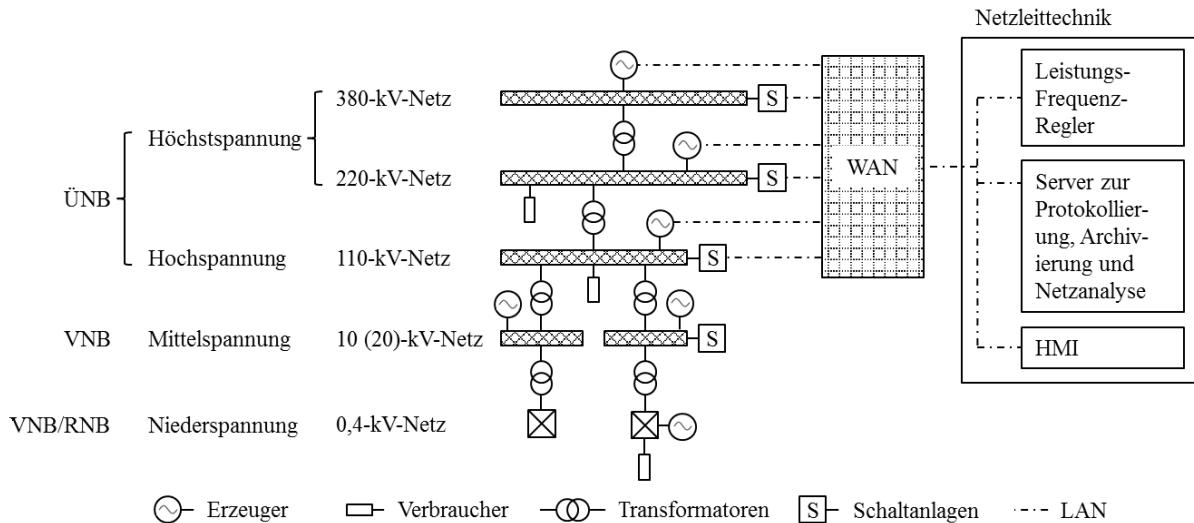


Abbildung 2-2: prinzipielle Organisation der elektrischen Energieversorgung und Netzbetriebsführung in Anlehnung an [11], [26]

Zur Wahrung des stabilen Systembetriebes ist der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verantwortlich. Ihm zugeordnet ist eine Regelzone. Wie in der Abbildung 2-2 zu erkennen ist, umfasst eine Regelzone die Höchst- und Hochspannungsebene des Übertragungsnetzes. Dieser unterlagert sind die Mittel- und Niederspannungsebene, welche von Verteilungs- und Regionalnetzbetreibern (VNB bzw. RNB) verwaltet werden. In den unterschiedlichen Spannungsebenen sind sämtliche Erzeuger, Speicher und Verbraucher angeschlossen. Großkraftwerke speisen auf der Höchst- und Hochspannungsebene elektrische Energie in das Versorgungsnetz ein. Regenerativ gespeiste Erzeugungseinheiten speisen in Abhängigkeit ihrer Anlagengröße und des Standortes in alle Netzebenen, aber vor allem der Mittelspannungsebene ein. Der Systembetrieb ist durch die Leistungsflüsse aufgrund der momentanen Erzeugung und des momentanen Verbrauchs geprägt. Diese Leistungsflüsse bilden sich aus dem

Kraftwerkseinsatz, den stochastisch volatil gespeisten Erzeugungseinheiten der regenerativen Energien, und dem Lastverhalten der Verbraucher.

Die Daten über die Leistungsflüsse werden in der Prozess- oder Feldebene erfasst und über Local Area Network⁴ (LAN) an die Stationsleitebene, weiter über das regelzonenumfassende Wide Area Network⁵ (WAN) an die Netzelektrotechnik gesendet und auf Datenservern archiviert [26]. Hierzu wird ein Protokoll gemäß DIN EN 60870-5-104 [29] verwendet, welches die Kommunikation zwischen Leitstelle und Unterstation via TCP/IP-Protokoll definiert [30]. Darüber hinaus gehen hier die Daten über die Einsatzfahrpläne der Kraftwerksbetreiber und die Verbrauchsprognosen der Bilanzkreisverantwortlichen ein. Auch die historischen Daten sind in der Netzeleitung zugriffsfähig in Datenbanken archiviert. Mithilfe eines Netzwerkes aus Servern, der sog. Netzrechner, werden die verschiedensten Aufgabenstellungen, wie Protokollierung, Archivierung und Netzanalyse bearbeitet. Integrierte Softwarepakete führen on- oder offline für die aktuellen Netzzustände die Betriebsführung des Übertragungsnetzes durch. Der Leistungs-Frequenz-Regler der Regelzone wird ebenfalls mit aktuellen Daten des Netzes versorgt, um automatisiert Veränderungen der Netzfrequenz systematisch entgegenzuwirken [11], [26].

Auf Grundlage der bereits in der Einleitung dargelegten Problematik begründet mit dem Anstieg des Anteils regenerativ gespeister Erzeuger muss und wird sich die deutsche Energieversorgungsstruktur in den nächsten Jahren und Dekaden wandeln. Der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) mahnt hinsichtlich des Gelingens der Energiewende, umgehend Investitionen in den Netzausbau der Verteilungs- und Übertragungsnetze, die Infrastruktur der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT), Speichertechnologien und Backup⁶-Kraftwerke sowie Energieeffizienzmaßnahmen an. Es wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2020 für das gesamte bundesdeutsche Netzgebiet zeitweise eine vollständige Deckung des Verbrauches mit EE möglich sein könnte. Damit das Energieversorgungssystem die netzbetrieblichen Herausforderungen und die sichere dauerhafte und nahezu vollständige Versorgung des Verbrauches mit Energie aus EEG-Erzeugern leisten kann, sind nach 2020 Speicher mit einem Vielfachen der heutigen verfügbaren Leistung und Energiekapazität erforderlich. Weiterhin sind hierbei insbesondere flexible Lasten, die auf das stochastisch-fluktuiierende Dargebot der EE reagieren können besonders vorteilhaft, da eine dauerhafte signifikante Senkung des Energiebedarfes aufgrund der Ausschöpfung von Energieeffizienzpotentialen nicht erwartet wird. Einhergehend mit diesem Zusammenhang liegt

⁴ Local Area Network, engl.: lokales Areal-Netzwerk

⁵ Wide Area Network, engl.: weites Areal-Netzwerk

⁶ Backup, engl.: Unterstützung

die Vermutung zugrunde, dass die installierte Leistung den erwarteten nationalen Jahreshöchstbedarf an elektrischer Leistung bis 2020 deutlich überschritten haben wird [31].

Der Wandel der Prämissen des nachfrageabhängigen Angebots der betriebsstarren fossilen Kraftwerke hin zu einer angebotsabhängigen Nachfrage aufgrund flexibler Erzeuger und Verbraucher sowie Speicher, die auf das stochastische Dargebot elektrischer Energie aus Sonne und Wind regieren, gründet sich auf den breiten Konsens eines erwarteten dauerhaft starken Anstieg des Anteiles der EE an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 (Abbildung 2-3).

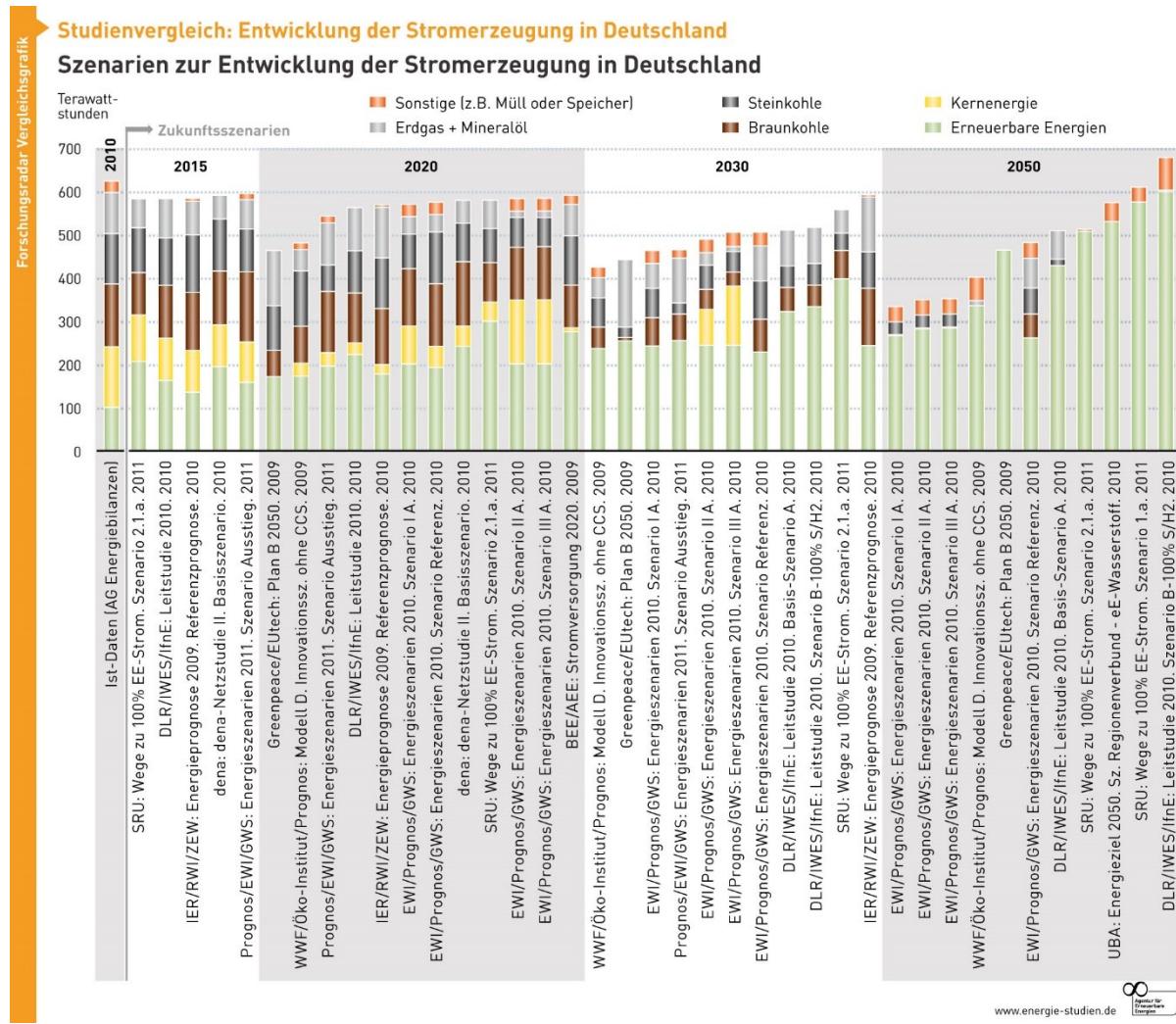


Abbildung 2-3: Überblick von Studienergebnissen zur Entwicklung des Strommixes in Deutschland bis zum Jahr 2050 [32]

Systemische Lösungen zur netzverträglichen Integration dieses erwarteten Anstiegs der fluktuierenden Erzeugung bieten sog. Smart Grids (definiert in [33] und [34]), die durch

gepoolte Energieversorgungsverbünde, automatisierte Verteilungsnetze, Smart Meter⁷ (IKT-gestützte Messsysteme), einer IKT-Ausstattung sämtlicher Ebenen des Energieversorgungssystems sowie Anpassungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zur Förderung von Investitionsanreizen zu einer Flexibilisierung der Erzeugung, des Verbrauches und damit zu einer Erhöhung der Systemstabilität beitragen können.

Damit einhergehend sind stets Maßnahmen zur Implementation zusätzlicher Speicherkapazitäten verbunden und gemeint, da diese für das zukünftige Elektroenergiesystem unverzichtbar sind. Neben Pumpspeicherkraftwerken, Power-to-Gas-Anlagen und Druckluftspeichern stellen netzverfügbare Speicherkapazitäten der Elektromobilität eine mögliche Alternative hinsichtlich der Schaffung von Sekunden- und Stundenspeichern (sog. Kurzzeitspeicher) dar, da bei einer Marktdurchdringung von 10 % (Anteil der Elektrofahrzeuge am gesamten PKW-Markt) bereits Leistungen und Energiekapazitäten erreicht werden können, die den heutigen Pumpspeicherkapazitäten entsprechen (Leistung von etwa 7.000 MW bei einer Energiekapazität von etwa 40.000 MWh). Voraussetzung einer netzdienlichen Integration ist allerdings ein intelligentes Lastmanagementsystem [31].

Die VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende“ kommt unter Annahmen diverser Randbedingungen zu dem Ergebnis, dass Speicher, bei einem Anteil der EE von 40 %, vor allem der Einsatzoptimierung thermischer Kraftwerke zur Glättung der Residuallast dienen werden und weniger der Integration regenerativer Erzeuger. Weiterhin konstatiert die Studie, dass mit einer Kombination aus flexiblen fossilen Kraftwerken und KWK-Anlagen, flexiblen Verbrauchern, Speichern und EE-Abregelungsmaßnahmen ein Energieversorgungssystem mit einem EE-Anteil von 80 % sicher betrieben werden kann [35].

Das im Sommer 2015 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vorgestellte sog. *Weißbuch* kommt nach der Konsultation zahlreicher Akteure zu dem Schluss, dass die Weiterentwicklung des gegenwärtig organisierten Strommarktes zu einem sog. *Strommarkt 2.0* mit integrierter Kapazitätsreserve der optimale Pfad der nationalen Energieversorgung der nächsten Jahre darstellt, um den Herausforderungen der Energiewende zu begegnen. Unter Einhaltung des energiewirtschaftlichen Zieldreieckes (Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit) sollen 20 Maßnahmen den Strommarkt 2.0 umsetzen. Zusammenfassend stehen die Maßnahmen für eine Erhöhung der Effizienz auf dem Strommarkt, durch Stärkung der Marktmechanismen (dienen vor allem zur Refinanzierung benötigter Leistungskapazitäten), für eine optimierte Stromversorgung durch eine flexible und effiziente Stromversorgung (bspw. wettbewerbliche Öffnung der Regelleistungsmärkte,

⁷ Smart Meter, engl.: intelligenter Zähler

Verbreitung der Elektromobilität, Ausbau von Flexibilitätsoptionen wie flexible Erzeuger, steuerbare Lasten und Speicher sowie Ausbau der Netze) und der Integration einer Kapazitätsreserve, die die Versorgungssicherheit gewährleisten soll (z. B. durch einen vom Strommarkt entkoppelten konventionellen Kraftwerkspool) [36].

2.2 Charakterisierung von Batteriespeichertechnologien in der Elektromobilität

Elektromobilität umfasst im Kontext dieser Arbeit rein elektromotorisch angetriebene Elektrofahrzeuge sowie Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge der Klasse M1 (PKW), die ihre elektrische Energie aus einer Traktionsbatterie beziehen sowie konduktiv über das elektrische Energieversorgungsnetz geladen werden, und deren Antriebssysteme in SOARES (2013) [37] schematisch beschrieben sind. Davon sind Fahrzeuge mit Batteriewechselsystemen oder Redox-Flow-Batterien ausgenommen.

Die kleinste funktionale Einheit eines Batteriesystems ist die Batteriezelle. Sie ist eine einsatzfähige Batterieeinheit und besteht aus einer nicht-leitfähigen, aber zellkontakteierten Hülle, welche die positiv geladenen Kathode, die negativ geladene Anode und den Separator mit Elektrolyt (Verhinderung des inneren Kurzschlusses und Gewährleistung der Ionenleitung) vor äußeren Umwelteinflüssen schützt. Batteriezellen können über parallele und serielle Verschaltung zu Batteriesystemen verbunden werden.

Durch die serielle Verschaltung mehrerer Batteriezellen ($n = 1, 2, \dots \forall n \in N$) erhöht sich die Gesamtspannung des Batteriesystems, wobei die elektrische Gesamtkapazität konstant bei der einer Batteriezelle bleibt. Bei serieller Verschaltung gilt:

$$U_{\text{ges}} = U_1 + U_2 + \dots + U_n \quad 2-1$$

$$C_{\text{ges}} = C \quad 2-2$$

Die parallele Verschaltung mehrerer Batteriezellen ($n = 1, 2, \dots \forall n \in N$) bewirkt eine Erhöhung der elektrischen Gesamtkapazität des Batteriesystems, die Gesamtspannung bleibt bei dieser Verschaltung konstant. Bei paralleler Verschaltung gilt:

$$U_{\text{ges}} = U \quad 2-3$$

$$C_{\text{ges}} = C_1 + C_2 + \dots + C_n$$

2-4

Um eine hohe Gesamtspannung und eine hohe Gesamtkapazität zu erreichen, besteht ein Batteriesystem somit aus mehreren seriell und parallel verschalteten Batteriezellen. Eines oder mehrere dieser Batteriesysteme werden im Elektrofahrzeug verbaut und durch ein Batteriemanagementsystem (BMS) überwacht und geschützt. Es hat von allen Managementsystemen den größten Einfluss auf die Traktionsbatterie. Es überwacht den Ladevorgang, um die Traktionsbatterie möglichst betriebsmittelschonend zu laden und schützt im Fehlerfall vor Überladung, Überlastung und Tiefenentladung. Weiterhin steuert es das Balancing (Zellspannungsausgleich) und Erhaltungsladen. Die Aufgaben des BMS bestehen weiterhin in der Ermittlung der maximal zulässigen Lade-/Entladeströme sowie der Ermittlung des Ladezustandes. Zusätzliche notwendige Systeme zum Betrieb des Batteriesystems sind die Leistungselektronik, das Thermomanagement und etwaige Belüftungseinrichtungen [38], [39].

Batteriespeicher haben ein breites Einsatzspektrum, welches sich über viele verschiedene Anwendungen erstreckt. Sie finden vom Elektrokleingerät bis zum Elektrofahrzeug, Schienenfahrzeug und stationärem Batteriespeicherkraftwerk Anwendung. Zur Einordnung und Bewertung von Batteriesystemen sind deshalb die Kenntnis und der Vergleich von typischen Kennzahlen und Parametern unumgänglich. Darauf bezugnehmend folgt die Notwendigkeit der Kenntnis und des Gebrauches spezifischer Begrifflichkeiten, welche gemäß YOUNG (2013) [38] und BODACH (2006) [40] wie folgt definiert sind:

Die *Energiekapazität* ist die gesamte aufnahmefähige Energiemenge des Batteriesystems. Beschränkt durch die *nutzbare Energiekapazität*, welche die entnahmefähige und aufladbare Energiemenge begrenzt. Die Energiekapazität (E) einer Traktionsbatterie berechnet sich aus der Nenn-Batteriekapazität (C_N) und der Nenn-Spannung (U_N) des Ladungsspeichers (Formel 2-5).

$$E = C_N \cdot U_N$$

2-5

Im weiteren Verlauf der Arbeit wird der Nenn-Wert der gesamten nutzbaren Energiekapazität als Bezugs- und Systemgröße für die Energiekapazität der Traktionsbatterie verstanden und verwendet.

Der *State of Charge*⁸ (SoC) beschreibt das prozentuale Verhältnis zwischen der, zu einem beliebigen Zeitpunkt, im Batteriesystem enthaltenen nutzbaren Energiekapazität (E_{Ist}) bezogen auf dessen gesamte nutzbare Energiekapazität (E_N). Sie ist dementsprechend ein Maß für den energetischen Füllstand. Der SoC ist einer der bedeutendsten Zustandswerte des Batteriemanagements. Seine zu approximierende Bestimmung basiert auf mathematischen Modellen und ist entsprechend aufwendig und komplex, nichtsdestotrotz aber entscheidend für den sicheren und lebenszeitoptimierten Betrieb des Batteriesystems (Formel 2-6).

$$\text{SoC} = \frac{E_{\text{Ist}}}{E_N} \cdot 100 \% \quad 2-6$$

Der *Depth of Discharge*⁹ (DoD) ist die prozentuale Angabe der entladenen Energiekapazität bezogen auf die nutzbare Energiekapazität des Batteriesystems. Üblicherweise liegt der maximal zulässige DoD bei elektromobilen Batteriesystemen bei ca. 80 % bezogen auf die gesamte Nenn-Energiekapazität (Formel 2-7).

$$\text{DoD} = 1 - \text{SoC} \quad 2-7$$

Der *State of Health*¹⁰ (SoH) ist das prozentuale Verhältnis der maximal aufnahmefähigen Energiekapazität (E_A) eines gebrauchten Batteriesystems bezogen auf die nutzbare Nenn-Energiekapazität (E_N) des selbigen. Der SoH ist eine Kennziffer, die den Alterungszustand des Batteriesystems beschreibt und Rückschlüsse auf die verbleibende Lebensdauer zulässt (Formel 2-8).

$$\text{SoH} = \frac{E_A}{E_N} \cdot 100 \% \quad 2-8$$

⁸ State of Charge, engl.: Ladezustand

⁹ Depth of Discharge, engl.: Entladetiefe

¹⁰ State of Health, engl.: Gesundheitszustand

Weitere Kennzahlen und Parameter sind in Tabelle 2-1 aufgelistet.

Tabelle 2-1: Kennzahlen und Parameter zur Charakterisierung von Batteriespeichern [40], [41]

Kennzahl bzw. Parameter	Einheit	Beschreibung
massebezogene (spezifische) Energiedichte	kWh/kg	Verhältnis zwischen nutzbarer Energiekapazität und Masse des Batteriesystems
volumenbezogene (spezifische) Energiedichte	kWh/m ³	Verhältnis zwischen nutzbarer Energiekapazität und Volumen des Batteriesystems
elektrische Ladung/ Batteriekapazität	Ah	Ladung, die einer vollständig geladenen Batterie unter spezifischen Bedingungen entnommen werden kann
C-Rate	1/h	Kehrwert der Zeit, für die die Batteriekapazität eines Batteriesystems mit maximalem Strom geladen oder entladen werden kann
massebezogene (spezifische) Leistungsdichte	kW/kg	Verhältnis zwischen Nennleistung und Masse des Batteriesystems
volumenbezogene (spezifische) Leistungsdichte	kW/m ³	Verhältnis zwischen Nennleistung und Volumen des Batteriesystems
Leistungsgradient	kW/s	Leistungsänderung je Zeiteinheit
Ansprechzeit	s	Zeitraum zwischen Leistungsanforderung und Leistungsabgabe
Verlustleistung	kW	Lade-/Entladeverluste und Selbstentladung des Batteriesystems sowie Verbrauchsleistung der Hilfsaggregate
kalendarische Lebensdauer	h	Lebensdauer des Batteriesystems über die Zeit bei Lagerung bzw. unter periodischen Bedingungen bis zum Ende der Einsatzfähigkeit. Abhängig von Umgebungstemperatur, SoC, etc.
zyklische Lebensdauer	Größe der Dimension Zahl	maximal mögliche Anzahl von vollständigen Entlade-Lade-Zyklen eines Batteriesystems, bevor es zum Verfehlen spezifischer Betriebsvorgaben kommt. Abhängig von Temperatur, Strom, DoD etc.
Kosten (Wirtschaftlichkeit)	€/kWh	spezifische Anschaffungskosten, Betriebskosten, Entsorgungskosten, etc. des Batteriesystems

Für den Einsatz im mobilen Sektor sind Batteriesysteme mit möglichst hohen masse- und volumenbezogenen Energie- bzw. Leistungsdichten zielführend, da diese höhere Reichweiten und Beschleunigungen bedingen. Gleichzeitig müssen sie bei vertretbaren Kosten aber auch platz- und gewichtssparend sein. Die am weitesten verbreiteten Batteriespeichertechnologien

sind Nickel-Metall-Hydrid- (NiMH-) und Lithium-Ionen- (Li-Ionen-) Akkumulatoren. Aufgrund vergleichsweise höherer spezifischer Leistungs- und Energiedichten werden im Elektromobilbau zum jetzigen Zeitpunkt hauptsächlich Batteriesysteme auf der Basis von Lithium-Ionen verbaut. Abbildung 2-4 zeigt hierzu eine Übersicht dieser und weiterer gebräuchlicher Batteriespeichertechnologien im Mobilitätssektor.

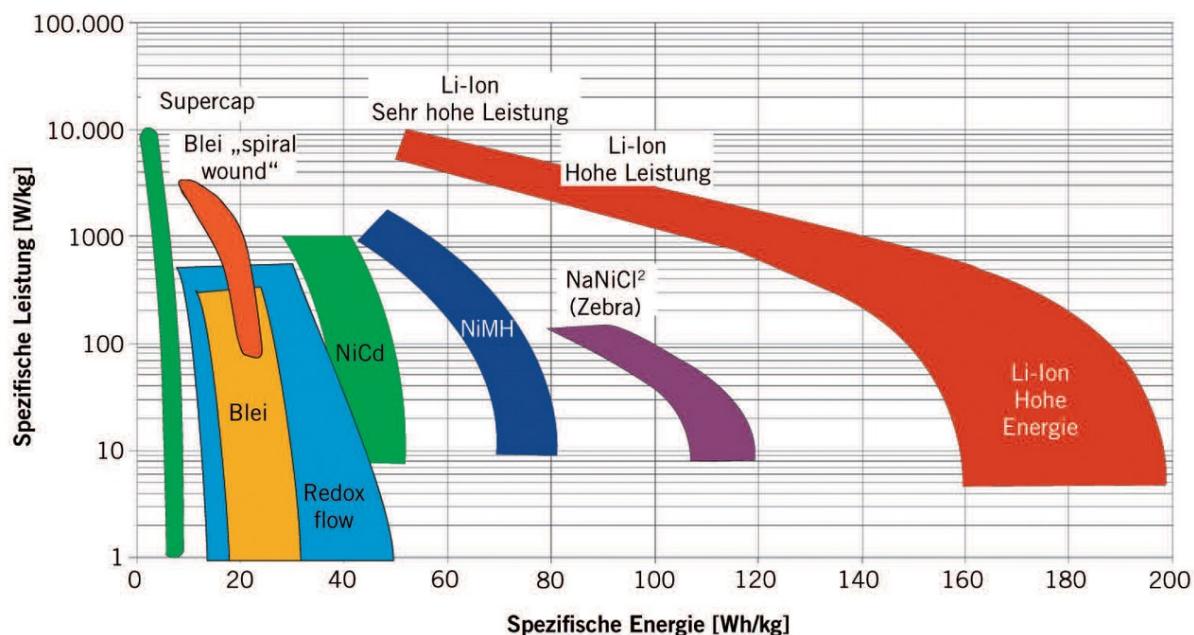


Abbildung 2-4: Ragone-Diagramm gebräuchlicher Batteriespeichertechnologien in der Elektromobilität [42]

Die Darstellung visualisiert die genannten Vorteile hinsichtlich der massebezogenen spezifischen Leistungs- und Energiedichte, die einerseits für die benötigte Beschleunigung und andererseits für die Reichweite des Elektrofahrzeugs maßgebend sind.

2.3 Konduktive Ladesysteme und Ladeschnittstellen

Die Kategorisierung ladeinfrastruktureller Systeme kann in Lademöglichkeiten des privaten (ausschließlich private Nutzung), halb-öffentlichen (öffentliche zugänglich, aber in Privatbesitz) und öffentlichen Bereiches (ausschließlich öffentliche Nutzung) erfolgen. Dem Konzept der Elektromobilität liegt, nach derzeitigem technologischem Stand, die Eigenschaft inne, dass dort wo ein Elektrofahrzeug geladen werden soll, dieses auch geparkt werden muss. Aufgrund variabler Ladeleistungen der unterschiedlichsten Lademöglichkeiten (typisch 3,7 kVA¹¹ –

¹¹ Aufgrund der, in der Literatur, häufigen Durchmischung von Schein- und Wirkleistung im Kontext der Elektromobilität erfolgt im Laufe dieser Arbeit die präferierte Verwendung der Scheinleistung in kVA.

100 kVA) variiert die Lade- und damit Parkdauer, womit sich eine Abhängigkeit zur Eignung des Standortes der Lademöglichkeit ergibt [43].

In Deutschland kann im Jahr 2015 von einer moderaten Ausstattung mit Ladepunkten gesprochen werden. Laut Fortschrittsbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität waren Ende 2014 rund 24.000 Elektrofahrzeuge in Deutschland zugelassen und rund 4.800 öffentlich zugängliche Ladepunkte eingerichtet (Abbildung 2-5) [21].

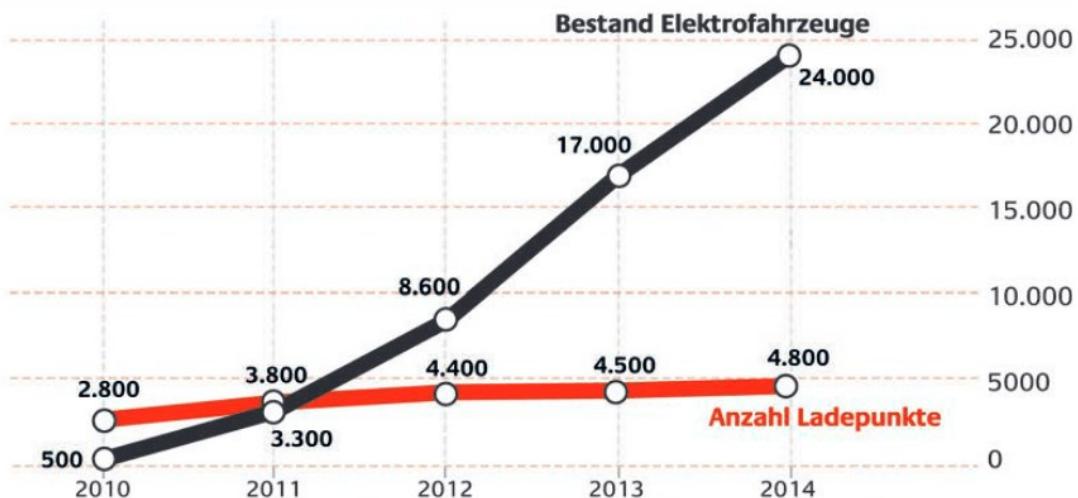


Abbildung 2-5: Entwicklung des Bestandes der öffentlich zugänglichen Ladepunkte und Elektrofahrzeuge in Deutschland (Stand: Ende 2014) [21]

In der Abbildung 2-5 ist zu erkennen, dass der jährliche Anstieg des Bestandes zugelassener Elektrofahrzeuge stets höher ausfällt, als die Entwicklung des Bestandes öffentlicher Ladepunkte. Die Ursache hierfür liegt vor allem im Fehlen wirtschaftlicher Geschäfts- und Finanzierungsmodelle für Ladeinfrastrukturen. Zwar wurden und werden viele Projekte zu Themen der Abrechnungs- und Bezahlsysteme durchgeführt, jedoch führt gerade die Vielfältigkeit der Alternativen, wie Radio Frequency Identification¹² (RFID), Smartphone-Apps, ladekabelbasiertes Plug & Charge¹³, EC-/Kreditkartenzahlung, Near Field Communication¹⁴ (NFC), Parkautomaten, Barzahlung und das Fehlen einer überwölbenden Standardisierung hinsichtlich einer E-Mobility-Bezahlplattform zur Planungsunsicherheit bei Investoren. Weiterhin dürfen die Zahlen der bundesweit geltenden Bestandsaufnahme nicht über das Faktum hinwegtäuschen, dass es sich nicht um eine flächendeckende gleichmäßig

¹² Radio Frequency Identification, engl.: Radiofrequenz-Identifikation

¹³ Plug & Charge, engl.: Anstecken und Laden

¹⁴ Near Field Communication, engl.: Nahbereichskommunikation

verteilte Ausstattung mit Ladepunkten handelt. Vielmehr konzentrieren sich die Ladepunkte in Ballungszentren, geförderten Projektstandorten und Regionen [21].

Nichtsdestotrotz stellt der Bestand an knapp 4.800 öffentlich zugänglichen Ladepunkten eine tragfähige Basis für den Betrieb und die Weiterentwicklung der bestehenden deutschen Elektrofahrzeugflotte dar, da die Relation zwischen dem Bestand der Elektrofahrzeuge und öffentlicher Ladepunkte, das in der europäischen Richtlinie 2014/94/EU empfohlene Verhältnis von 10 zu 1 überbietet [44].

Mit der standortgebundenen privaten, halb-öffentlichen und öffentlichen Ladeinfrastruktur untrennbar verbunden ist das Erfordernis genormter Steckverbindungen und Ladedosen des Elektrofahrzeuges und des Ladepunktes. Hier haben sich ebenfalls unterschiedliche Systeme verbreitet. Für den europäischen Markt wird vor allem die Verbreitung des sog. *Combined Charging System*¹⁵ (CCS) in Elektrofahrzeugen und Ladepunkten des öffentlichen Bereiches vorangetrieben. Dies liegt vor allem an der bereits etablierten Normung in diesem Bereich und der damit verbundenen hohen Marktakzeptanz sowie -offenheit. Weiterhin offeriert das System den Vorteil der alternativen Kombination von Wechsel (AC)- und Gleichstromladen (DC) über die Verwendung einer genormten Ladedose und zweier Stecker (Abbildung 2-6).

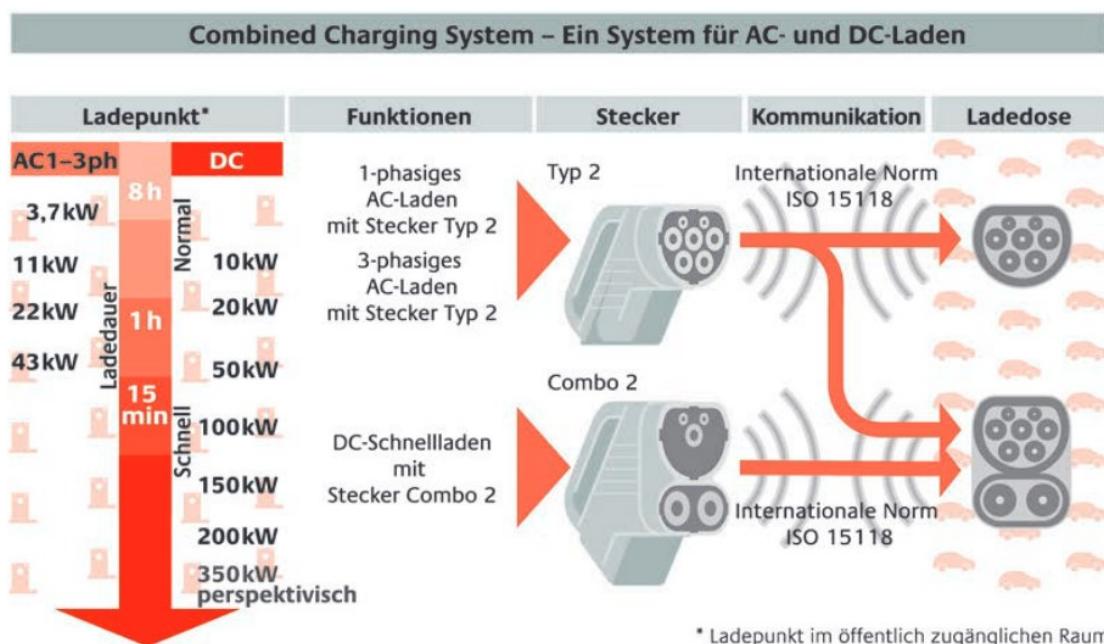
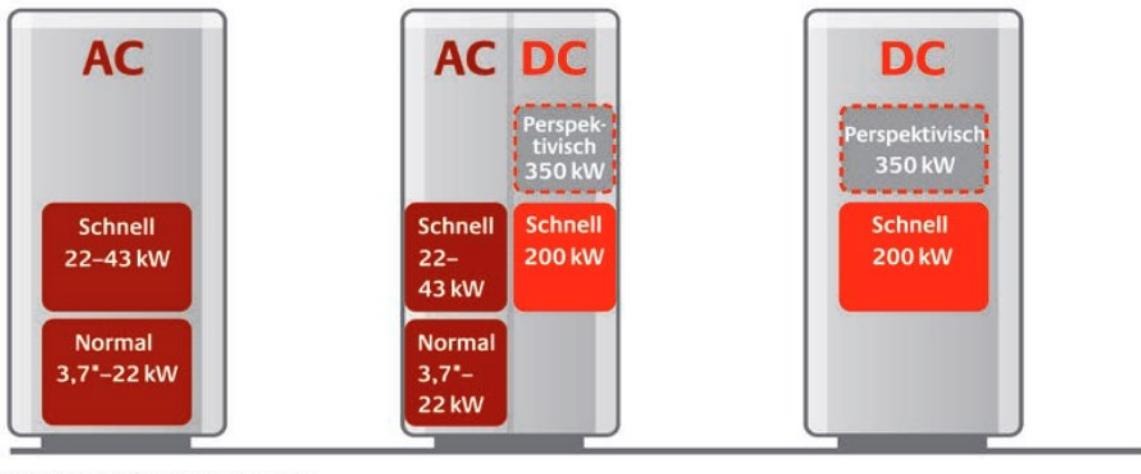


Abbildung 2-6: Combined Charging System vorgesehen für den europäischen Markt [21]

¹⁵ Combined Charging System, engl.: kombiniertes Ladesystem

Wie der Abbildung 2-6 zu entnehmen ist, deckt das System 1- bis 3-phasisches AC-Laden und DC-Laden des Leistungsbereiches von 3,7 kVA bis 350 kVA ab, wobei die Obergrenze der Marktverfügbarkeit aktuell bei 100 kVA (DC) liegt [21]. Dem AC-Laden wird vor allem durch die Normen DIN EN 61851-1 (Schnittstellenbeschreibung, Signalisierung) und DIN EN 62196-2 (Typ 2-Stecker) [45], [46] Rahmenbedingungen gesetzt. Das DC-Laden erhält seine regulatorische Abgrenzung durch die Normen DIN EN 61851-23, DIN EN 61851-24 (Schnittstelle, Signalisierung, Kommunikation) und DIN EN 62196-3 (Combo 2-Stecker) [47], [48], [49]. Hinsichtlich der Einführung einer kabelgebundenen höheren, digitalen Kommunikation zwischen Ladepunkt und Elektrofahrzeug zur Durchführung von Dienstleistungen, die über die Erfordernisse der Schnittstellennormung geht, gilt die Etablierung des internationalen Standards ISO 15118 als akzeptierter marktübergreifender Konsens [21].

Ist das Elektrofahrzeug mit einer Combo 2-Ladedose ausgestattet ist es in der Lage durch Ladepunkte, die entweder AC- oder DC-Laden anbieten, versorgt zu werden, da sowohl der Typ 2- als auch der Combo 2-Stecker fahrzeugseitig passen.



* Realwert, keine Maximalangabe

Abbildung 2-7: Zuordnung der Leistungsklassen zu schematisierten Ausführungsformen von AC- bzw. DC-Ladepunkten [21]

Die Ladepunkte sind entsprechend der Abbildung 2-7 in drei Variationen unterteilt. Der AC-Ladepunkt stellt ausschließlich das AC-Laden über das Typ 2-Steckersystem zur Verfügung. Der AC- und DC-Ladepunkt bietet beide Leistungsübertragungsmöglichkeiten über das Combo 2-Steckersystem und der DC-Ladepunkt ausschließlich das DC-Laden über das Combo 2-Steckersystem an.

Auch zum CCS gehörig, zählt das in Japan entwickelte Typ 1- bzw. Combo 1-Steckersystem. Über Ersteres lassen sich, ausschließlich einphasig, Leistungen von bis zu 19,2 kVA übertragen. Mit der DC-Ausführung (Combo 1) 90 kVA bis 240 kVA [21].

In Abgrenzung und als Konkurrenz zum CCS gilt das originär japanische sog. CHAdeMO-System, welches auf dem europäischen Markt beachtenswerte Anteile besitzt. Hierbei handelt es sich um eine spezifische Bauform der DC-Ladeschnittstelle mit der Leistungen von typischerweise 50 kVA übertragen werden können. Das CHAdeMO-System wird in der DIN EN 61851-23 und DIN EN 61851-24 normativ benannt. Für die digitale Kommunikation wird der im Automobilsektor etablierte Standard CAN verwendet [50], [51], [52].

Die folgende Abbildung 2-8 gibt einen Überblick über die international normierten Schnittstellensysteme und bezieht die Länder USA und China als Akteure der Ladeschnittstellennormierung mit ein.

	Europa	USA	Japan	China
AC-Laden				
Combined Charging System				
Kommunikation				
Ladeleistung				
DC-Laden				
Kommunikation				
Ladeleistung				
Normen				
	 	 	 	 
	Typ 2 PWM / PLC * Max. 43 kW AC 3ph	Typ 1 PWM / PLC * Max. 19,2kW AC 1ph	Typ 1 PWM / PLC * Max. 19,2kW AC 1ph	China GB/T PWM ** Max. 12,8kW AC 1ph
	 	 	 	 
	PWM / PLC Max. 200 kW Perspektivisch Max. 350 kW	PWM / PLC Max. 90 kW, Perspektivisch Max. 240 kW	CHAdeMO CAN Max. 50 kW	China GB/T CAN *** Max. 187 kW
	IEC 62196-1/-2/-3 ISO 15118 DIN SPEC 70121 IEC 61851	IEC 62196-1/-2/-3, SAE J1772 ISO 15118, SAE J2931 DIN SPEC 70121 IEC 61851	IEC 62196-1/-2/-3 SAE J1772 IEC 61851-1/-23/-24	GB/T 20234, 1/2/3 GB/T 27930

* PLC optional ** Ähnlich IEC 61851 *** Herstellerspezifisch unterschiedlich, inkompatible Varianten

Abbildung 2-8: Übersicht international normierter Ladeschnittstellen [21]

Da im Verlauf der weiteren Arbeit ausschließlich auf den in Abbildung 2-9 dargestellten Typ 2-Stecker abgestellt wird, soll dieser kurz beschrieben werden.

Die Normen DIN EN 62196-2 und DIN EN 61851-1 umfassen die Vorgaben dieser Steckverbindung und seiner insgesamt bis zu sieben Kontakte (Abbildung 2-9), die jeweils unterschiedliche Aufgaben haben.

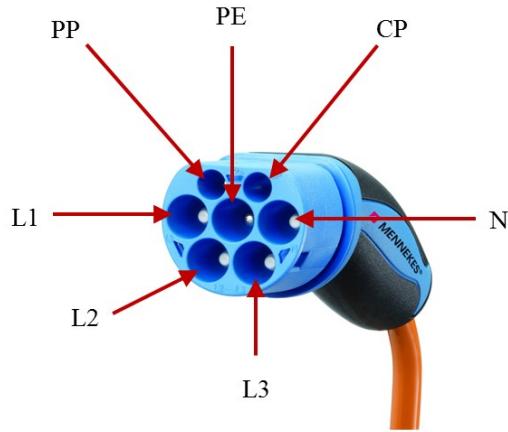


Abbildung 2-9: Vorderansicht eines Typ 2-Steckers mit Bezeichnung der Kontakte [53]

Die Kontakte L1, L2 und L3 dienen der Stromübertragung während des Ladevorganges, wobei nicht alle Kontakte durchgeleitet sein müssen, womit auch der ein- oder zweiphasige Ladebetrieb möglich ist. Obligatorisch hierbei sind der PE¹⁶- und N-Leiter. Der PP¹⁷-Leiter ist ein Hilfskontakt, über den die korrekte Steckverbindung zwischen Ladekabel und Elektrofahrzeug überprüft wird. Weiterhin gibt dieser Kontakt über eine Widerstandscodierung die maximale Stromtragfähigkeit des Ladekabels an das Elektrofahrzeug bzw. die Ladestation weiter. Der CP¹⁸-Leiter gewährleistet die wichtige Pilotfunktion und ist damit der vorgesehene Leiter für die Übertragung von darüberhinausgehenden Informations- und Kommunikationssignalen. Es erfolgt ein obligatorischer Informationsaustausch über ein pulsweitenmoduliertes 1-kHz-Signal, welches in Abhängigkeit der Spannungsamplitude und eines einstellbaren Tastverhältnisses diverse Informationen überträgt. Durch die Höhe der positiven und negativen Spannungsamplitude wird der Systemzustand übermittelt. Dieser gibt bspw. Auskunft über den Anschluss des Elektrofahrzeuges, die notwendige Belüftung einer ggf. ausgasenden Traktionsbatterie und die Bereitschaft der Energieaufnahme. Über das Tastverhältnis kann die Ladestation dem Elektrofahrzeug einen maximal zulässigen Soll-Ladestrom vorgeben. Der tatsächlich bezogene Wert wird aber vorrangig durch die Ladestromvorgabe des BMS determiniert, das für den betriebsmitteloptimalen Ladevorgang der Traktionsbatterie verantwortlich ist. Darüber hinaus kann über die Einstellung des Tastverhältnisses das Erfordernis nach digitaler Kommunikation angezeigt werden, die einen noch weiter gehenden Informationsaustausch gestattet [45].

¹⁶ protective earth, engl.: Schutzleiter

¹⁷ proximity pilot, engl.: Annährungskontakt

¹⁸ control pilot, engl.: Pilotleiter

2.4 Ladebetriebsarten

Für das konduktive Laden von Elektrofahrzeugen mit Wechsel- oder Gleichstrom sind vier Ladebetriebsarten (engl.: *modes*) normiert. Die Eigenschaften der Ladebetriebsarten sind untereinander differenziert. Kenntnisse über diese sind für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen unumgänglich.

Gemäß der Norm DIN EN 61851-1 wird zwischen vier normierten Ladebetriebsarten differenziert, die sich durch folgende Eigenschaften voneinander unterscheiden [45]:

Ladebetriebsart 1

Der Ladeanschluss zwischen Elektrofahrzeug und dem Wechselstromnetz findet mittels genormter Steckdosen statt. Eine Kommunikation zwischen beiden Instanzen ist nicht vorgesehen. Der maximal zulässige Bemessungsstrom liegt bei 16 A. Der Schutz erfolgt über eine externe Fehlerstrom-Schutzeinrichtung, die bspw. durch die Gebäudeinstallation zu gewährleisten ist.

Ladebetriebsart 2

Der Ladeanschluss zwischen Elektrofahrzeug und Wechselstromnetz findet mittels einer genormten Pilotfunktion (gewährleistet über eine elektrische oder mechanische Vorrichtung, die Funktionen Schutz und Datenaustausch zur Wahrung des sicheren Betriebes) und einer Fehlerstrom-Schutzeinrichtung zwischen Elektrofahrzeug und dem Stecker, üblicherweise ausgeführt als sog. In-Cable Control Box¹⁹ (ICCB) statt. Der maximal zulässige Bemessungsstrom darf 32 A nicht überschreiten (die tatsächlichen Grenzwerte des Stromes liegen unter den Bemessungswerten der verwendeten Normsteckdosen).

Ladebetriebsart 3

Der Ladeanschluss zwischen Elektrofahrzeug und Wechselstromnetz findet mittels einem dauerhaft mit dem Wechselstromnetz verbundenen sog. Electric Vehicle Supply Equipment²⁰ (EVSE) statt. Sie ist Element der stationären Ladeinfrastruktur und gewährleistet u. a. die Ausführung der Pilotfunktion. Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen sind ebenfalls Teil der stationären Ladeinfrastruktur. Eine im Ladekabel untergebrachte ICCB ist daher in dieser

¹⁹ In-Cable Control Box, engl.: ladekabelintegriertes Steuer- und Schutzgerät

²⁰ Electric Vehicle Supply Equipment, engl.: stationäre Stromversorgungseinrichtungen für das Elektrofahrzeug

Ladebetriebsart nicht mehr vorhanden. Eine vorgeschriebene beidseitige Verriegelung (z. B. durch einen Aktuator) verhindert das Abziehen des Ladekabels während des Ladevorganges.

Ladebetriebsart 4

Der Ladeanschluss zwischen Elektrofahrzeug und Wechselstromnetz findet über eine DC-Ladeeinrichtung statt. Das Ladegerät (Leistungselektronik, Hochleistungsumrichter etc.) befindet sich nicht mehr im Fahrzeug selbst, sondern ist Teil dieser DC-Ladeeinrichtung. Auch die DC-Ladestation verfügt über eine Pilotfunktion und Fehlerstrom-Schutzeinrichtung. Darüber hinaus ist eine digitale Kommunikationsschnittstelle zwischen Elektrofahrzeug und Ladeeinrichtung eingerichtet [48]. Die Stromversorgungsleitung (Ladekabel) ist fest mit der Ladestation verbunden und somit Bestandteil dieser. Analog zur Ladebetriebsart 3 verhindert eine Verriegelung das Abstecken des Ladekabels vom Elektrofahrzeug, während des Ladevorganges. Die Schutzfunktionen sind aufgrund des Gleichstroms aufwendiger als bei den Ladebetriebsarten 1 bis 3.

Die folgende Tabelle gibt einen zusammenfassenden Überblick der unterschiedlichen Charakteristika der vier Ladebetriebsarten.

Tabelle 2-2: Eigenschaften der Ladebetriebsarten (übliche Ausführungen in Deutschland) [45]

Ladebetriebsart	1	2	3	4
Netzanschluss	Schutzkontakt (SchuKo)- oder CEE-Steckdose	SchuKo- oder CEE-Steckdose	Typ 2	fest installiertes Ladekabel an Ladestation
übliche Fahrzeugschnittstelle	Typ 2-Inlet ²¹	Typ 2-Inlet	Typ 2-Inlet	Combo 2- oder CHAdeMO-Inlet
Leistungsübertragung	AC	AC	AC	DC
maximaler Bemessungsstrom:				
einphasig	16 A	16 A	32 A	16 A
dreiphasig	-	-	32 A	bis einige 100 A (Ladespannung variiert)
maximale Ladeleistung	3,7 kVA	3,7 kVA	22,2 kVA	200 kVA

²¹ Inlet, engl.: Einlassöffnung

Ladebetriebsart	1	2	3	4
Kommunikation mit dem Elektrofahrzeug (Pilotfunktion)	keine	ICCB	EVSE	EVSE
Verriegelung der Anschlüsse des Ladekabels	nur Elektrofahrzeug	nur Elektrofahrzeug	Elektrofahrzeug und Ladeeinrichtung	Elektrofahrzeug; an der Ladestation fest verbunden

2.5 Lastverläufe eines Elektrofahrzeugs

Das Lastverhalten eines Elektrofahrzeugs wird vor allem durch das Ladeverhalten der Traktionsbatterie determiniert, welches durch das BMS gesteuert wird. Weitere Verbraucher sind die Nebenaggregate des Ladeprozesses, wie bspw. die Gleichrichter oder die Küheinrichtungen. Generell lädt das Elektrofahrzeug in allen Ladebetriebsarten mit Strömen, die die zulässige Stromtragfähigkeit des Ladekabels und den Sicherungswert der Ladeinfrastruktur nicht übersteigen. Beim Laden einer Traktionsbatterie basierend auf der Lithium-Ionen-Technologie, wird das Konstantstrom- mit dem Konstantspannungs-Ladeverfahren zum sog. *Constant Current Constant Voltage*²²- (CCCV-) Ladeverfahren kombiniert. Wie in der Abbildung 2-10 erkennbar ist, zeichnet sich dieses durch Zeitabschnitte mit konstantem Ladestrom (hier positiver Wertebereich) und konstanter Batteriezellspannung aus. Mit Ausnahmen von sehr geringen Ladezuständen, erhöht sich die Batteriezellspannung, während eines konstanten Ladestromes zeitlich vergleichsweise langsam. Sobald der SoC einen bestimmten Ladezustand und damit die Zellspannung eine parametrierte Ladeschlussspannung erreicht hat, beginnt die Phase des Ladens mit konstanter Spannung und der Ladestrom strebt exponentiell gegen den Wert Null, da die Spannungsdifferenz zwischen Ladeeinrichtung und Traktionsbatterie kleiner wird. Ist ein vorgegebener Stromwert (hier bei $I = C/20$) erreicht, wird der Ladestrom abgeschaltet. Es kann aber auch noch nach Erreichen des maximalen Ladezustandes ($SoC = 100\%$) ein geringer Reststrom fließen, um der Selbstentladung entgegenzuwirken [38].

²² constant current constant voltage, engl.: Konstantstrom-Konstantspannung

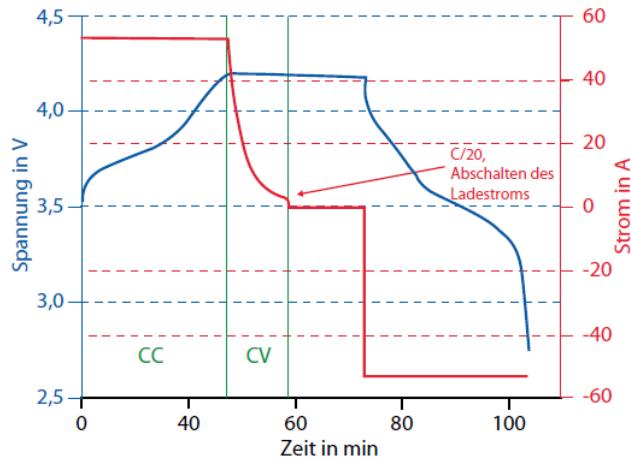


Abbildung 2-10: Typischer Strom- und Spannungsverlauf beim Laden und Entladen eines Lithium-Ionen-Akkumulators nach dem CCCV-Lade- und CC-Entladeverfahren (Beispiel: Vollzyklus, Li(Ni, Mn, Co)O₂/C-System, Nennkapazität 53 Ah, 1C) [54]

Der typische Verlauf einer Ladekurve am Beispiel eines German E-Cars Cetos (fortlaufend als *Cetos* bezeichnet) wird ebenfalls maßgeblich vom BMS des Elektrofahrzeuges bestimmt. Allerdings hängen diese Ladeverläufe von situativen Einflussfaktoren ab, die über verschiedene Wirkungsketten zu voneinander abweichenden Ergebnissen führen können. Der Cetos verfügt über eine Lithium-Eisenphosphat-Batterie mit einer Nenn-Energiekapazität von 21,4 kWh, die nutzbare Nenn-Energiekapazität liegt bei 17,1 kWh. In der Ladebetriebsart 2 lässt sich der Ladeverlauf in die eben erläuterten zwei Bereiche zerlegen. Nach dem Anstecken des Fahrzeugs an die Ladeinfrastruktur und der Freigabe des Leistungsschützes beginnt die Traktionsbatterie mit dem vom BMS determinierten konstanten Maximalstrom zu laden (CC-Ladeverfahren). Die Traktionsbatterie wird solange beladen bis eine Batteriezelle die Ladeschlussspannung erreicht hat, wodurch die Phase des CV-Ladeverfahrens eingeleitet wird. Der Ladestrom fällt im Zeitverlauf exponentiell gegen den Wert Null. Um untereinander relativ homogene Batteriezellspannungen zu erreichen, wird durch das BMS das sog. Balancing ausgeführt. Dieses Verfahren dient dazu sämtliche Batteriezellen untereinander auf ein homogenes maximales Nenn-Spannungsniveau zu bringen. Da die Batteriezellen in Reihe geschaltet sind werden sie zwar mit demselben Ladestrom betrieben, haben aber unterschiedliche Ladezustände. Dies liegt vor allem an der physikalisch-elektrischen Heterogenität der Batteriezellen, da durch den Hersteller nicht exakt dieselbe elektrische Kapazität jeder Batteriezelle erreicht werden kann (heterogene Betriebsparameter jeder Zelle). Weiterhin haben die Zellen unterschiedliche Verhaltensweisen bei der Selbstentladung, minimal verschiedene Innenwiderstände und Materialunterschiede. Um das Batteriesystem vor Überhitzung, Überladung und Überentladung zu schützen, bestimmt stets die schwächste Batteriezelle, die die oberen bzw. unteren Betriebsgrenzen zuerst erreicht, den Ladevorgang. Somit ist das Batteriesystem auch erst dann vollständig geladen, wenn alle Batteriezellen das maximale Nenn-Spannungsniveau erreicht haben [38]. Das Balancing zeichnet sich durch einen

exponentiellen Verlauf aus und ist während des CV-Ladeverfahrens gut zu erkennen (Abbildung 2-11). Der Beginn des CV-Ladeverfahrens ist variabel und hängt maßgeblich vom Ladezustand, der Temperatur und der Ladeleistung ab. Sie beginnt nach MÜLTIN (2014) [55] umso früher, je tiefer die Temperatur oder höher die Ladeleistung ist, was mit dem früheren Erreichen der Ladeschlussspannung im Zusammenhang steht.

Die Erhaltungsladung gleicht nach dem Balancing Energieverluste in der Traktionsbatterie aus und sorgt somit dafür, dass sie sich, während des angeschlossenen Parkens, nicht entlädt. Der typische Verlauf einer Ladekurve des Cetos in der Ladebetriebsart 2 als Funktion der Leistung bzw. SoCs über die Zeit ist in Abbildung 2-11 dargestellt.

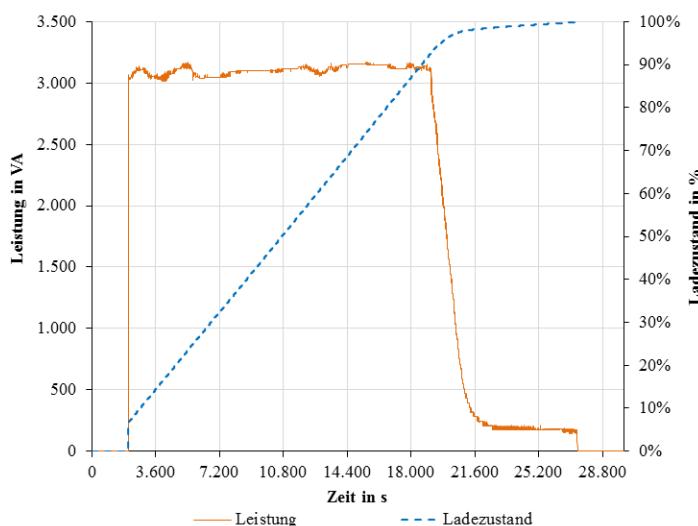


Abbildung 2-11: typischer Verlauf einer Ladekurve des Cetos in der Ladebetriebsart 2 (ohne Heizung und ohne Kühlung)

Die typische Ladekurve des Ladens in der Ladebetriebsart 3 gleicht prinzipiell dem einphasigen Laden mit den zwei charakteristischen Ladephasen des CCCV-Ladeverfahrens. Durch drei stromführende Leiter wird die gesamte Energieaufnahme je Zeiteinheit im Vergleich zum einphasigen Laden erhöht und somit die Ladedauer signifikant reduziert (Abbildung 2-12).

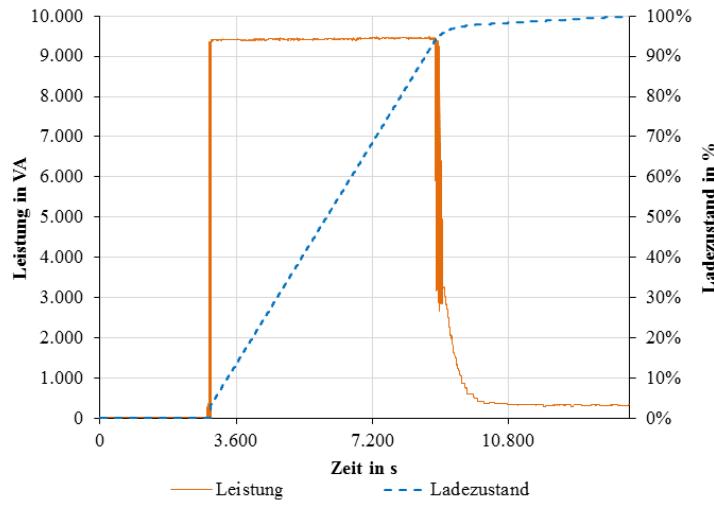


Abbildung 2-12: typischer Verlauf einer Ladekurve des Cetos in der Ladebetriebsart 3 (ohne Heizung und ohne Kühlung)

Eine Besonderheit beim dreiphasigen Laden des Cetos ist, dass das BMS ab einem bestimmten Leistungswert (etwa ein Drittel der maximal zulässigen Ladeleistung) zwei der drei Lader (Gleichrichter) abschaltet und der Ladevorgang ab diesem Zeitpunkt nur noch über eine stromführende Phase stattfindet. Gelangt der Ladestrom in der exponentiell abklingenden Phase in kleinere Bereiche wird der Wirkungsgrad je Lader geringer. Somit übernimmt ab diesem Zeitpunkt eine einzelne Phase die Versorgung im CV-Ladeverfahren, damit der Gesamtwirkungsgrad der Ladung optimiert wird. Die nicht benötigten Lader werden abgeschaltet und der Verbleibende übernimmt die Gleichrichtung des geforderten Stromes.

Darüber hinaus können während des Ladens durch das BMS weitere Verbraucher zugeschaltet werden. Nähert sich die Temperatur der Leistungselektronik des Elektrofahrzeugs während des Ladevorgangs unzulässigen Werten wird vom BMS ein fahrzeuginterner Kühlkreislauf zugeschalten, dessen Medium die Wärme abtransportieren soll. Die Kühlung ist wie die Heizung obligatorisch und dient vor allem der Betriebsmittelsicherheit.

Die Zellspannung und die nutzbare Energiekapazität der Batteriezelle sind stark von der Betriebstemperatur abhängig. Bei 0 °C kann einer Lithium-Eisenphosphat-Batterie lediglich etwa 80 % der nutzbaren Energiekapazität entnommen werden, die bei 25 °C desselben Batteriesystems bei 100 % liegt [54], [39]. Aus diesem Grund schaltet das Thermomanagement des Cetos eine Batterieheizung zu, falls die Durchschnittstemperatur aller Batteriezellen der Traktionsbatterie unter 3 °C liegt. Diese bleibt solange aktiviert bis die Durchschnittstemperatur über das Temperaturkriterium gebracht ist. Die Leistungsübertragung während des Heizens erfolgt im Falle des Modelles Cetos einphasig und mit etwa 300 W. Da die Temperatur der Batteriezellen von stochastischen Gegebenheiten wie der Umgebungstemperatur abhängt, ist auch die Zeitdauer der Heizphase selbst stochastisch. Die Kühl- und Heizphase ist bedeutend für die externe Laststeuerung, da diese Prozesse

obligatorisch sind und daher, bis auf das Abschalten, kein externer Einfluss genommen werden kann. Der Ladevorgang und damit die Steuerfähigkeit desselben beginnen erst, wenn das Erwärmen abgeschlossen ist.

Wie der Abbildung 2-10 ebenfalls entnommen werden kann, erfolgt die Entladung der Traktionsbatterie nach dem CC-Verfahren, demgemäß mit konstantem Strom (hier negativer Wertebereich) bis zur Erreichung der parametrisierten Entladeschlussspannung entladen wird. Der zulässige Spannungsbereich zwischen Ladeschluss- und Entladeschlussspannung ist von der Zellchemie abhängig und deshalb beschränkt. Die Überwachung und Begrenzung der Einzelzellspannungen ist deshalb für einen sicheren Betrieb unerlässlich [54].

Bezüglich des Betriebes zeigt die Abbildung 2-13 Kennlinien einer Lithium-Eisenphosphat-Batterie, abgeleitet als entnahmefähige Batteriekapazität als Maß der Energiekapazität, bei unterschiedlich hohen Entladeströmen und Temperaturen.

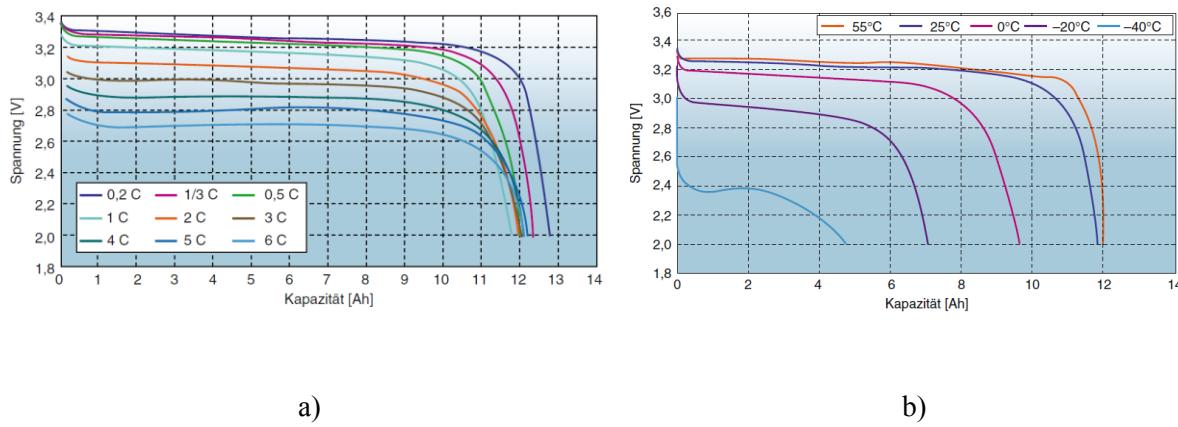


Abbildung 2-13: Entladekurven einer 11,5-Ah-Lithium-Eisenphosphat-Batterie [39]

a) bei unterschiedlichen Entladeströmen

b) bei unterschiedlichen Temperaturen

Auffällig ist der nicht-lineare Zusammenhang zwischen entnommener Batteriekapazität und Spannung, der typisch für Lithium-Eisenphosphat-Zellen ist. Allerdings kann für die Spannung zwischen 10 % bis 90 % der entnahmefähigen Batteriekapazität konstatiert werden, dass diese selbst bei Entladeströmen von bis zu 2C relativ wenig differenziert bleibt und somit über diesen SoC-Bereich eine konstante Leistungsentnahme der Batterie möglich ist, da sich der Innenwiderstand entsprechend wenig verändert (Abbildung 2-13a). Das rechte Bild macht die starke Abhängigkeit der entnahmefähigen Batteriekapazität von der Betriebstemperatur deutlich. Einerseits steigt mit abnehmender Temperatur der Innenwiderstand der Batteriezelle wodurch die verfügbare maximale Leistung sinkt, andererseits wird die entnahmefähige Batteriekapazität deutlich herabgesetzt (Abbildung 2-13b). Stark nachteilig auf die

entnahmefähige Energiekapazität von Lithium-Eisenphosphat-Batterien wirken sich demnach tiefe Temperaturen bei gleichzeitig hohen Strömen aus.

Vorteile liegen u. a. in der guten Schnellladefähigkeit bis zu Ladezuständen von 85 % – 90 % (erst dann beginnt das CV-Laden) und dem hohen Lade- bzw. Entladewirkungsgrad von > 95 %. Weiterhin gibt es keine nachteiligen Prozesse, wie den Memory²³- oder Batterieträgerheitseffekt (Lazy²⁴-Effekt) [39].

2.6 Gesteuertes Laden als Erfordernis des Energieversorgungsnetzes

2.6.1 *Lademethoden einzelner Elektrofahrzeuge*

Das proklamierte Ziel der Bundesregierung von einer Million zugelassenen Elektrofahrzeugen bis 2020 und der damit zu erwartende sukzessive Anstieg des Anteils dieser Fahrzeuge am gesamten Mobilitätssektor bewirkt einen Anstieg der Nachfrage elektrischer Energie und Anschlussleistung insbesondere auf der Niederspannungsebene. Mit Blick auf die nationalen Ziele hat sich die Elektromobilität bislang nicht erwartungsgemäß entwickelt, was zu großen Teilen einerseits mit hohen Kosten der Elektrofahrzeuge und andererseits mit niedrigen spezifischen Energiedichten der Batteriesysteme erklärt werden kann. Nichtsdestotrotz darf die Entwicklung der absoluten volkswirtschaftlichen Kennzahl nicht über die Tatsache hinwegtäuschen, dass hohe lokale oder auch regionale Elektrofahrzeugdichten schon heute Realität sind (bspw. elektrifizierte Firmenfuhrparks) und zu technischen Erschwernissen führen können. Problematisch ist in diesem Zusammenhang viel weniger die Bereitstellung der geforderten Energiemengen als vielmehr die auftretenden Einzel- und Summenladeleistungen unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit stattfindender Ladevorgänge an neuralgischen Netzverknüpfungspunkten bzw. in kritischen Netzstrukturen mit begrenzten Versorgungsleistungen [11]. Beim ungesteuerten Laden der Elektrofahrzeuge wird ohne Berücksichtigung weiterer Einschränkungen unmittelbar nach dem Verbinden des Ladekabels mit der maximal zulässigen Leistung geladen bis der SoC bei 100 % liegt oder der Nutzer die Ladung unterbricht. Bei der lokalen Gleichzeitigkeit mehrerer Ladevorgänge addieren sich die Einzelladeleistungen auf, die in Summe zu thermischen Überlastungen von Ortsnetztransformatoren und Leitungen [56], Spannungseinbrüchen [57], Phasenunsymmetrien [58] und Harmonischen [59] führen können. Dies bedeutet verdeutlichend, dass die NetzinTEGRATION von Elektrofahrzeugen die Versorgungsqualität und – Sicherheit der elektrischen Energieversorgung beeinträchtigen kann.

²³ memory, engl.: Gedächtnis

²⁴ lazy, engl.: träge

Die Abbildung 2-14 zeigt die Verläufe ungesteuerter Summenlastgänge im Ladesäulenpark der BTU. Die Ankunfts- und Abfahrtszeiten der Elektrofahrzeuge konzentrieren sich in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens, dementsprechend kann sich die Summenlast in kurzen Zeitabständen zu Vielfachen der Einzelladeleistungen entwickeln, für die die Anschlussleistung des Ladesäulenparks ausgelegt werden sollte. Liegt die Anschlussleistung des Ladesäulenparks unter den maximal zulässigen Ladeleistungen der einzelnen angebundenen Ladestationen kann dies zur Abschaltung des gesamten Ladesäulenparks führen, wenn es zu einer, die Grenzen überschreitende, gleichzeitige Häufung von Ladevorgängen kommt.

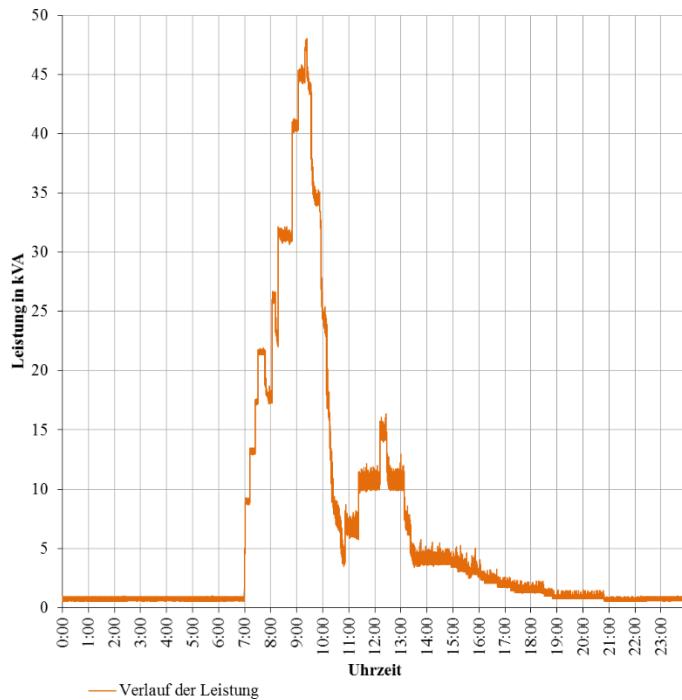


Abbildung 2-14: ungesteuerter Summenlastgang im Ladesäulenpark mit stochastischen An- und Abfahrtszeiten im Tagesverlauf

Aus diesen Gründen erwächst das zwingende Erfordernis nach der externen Steuerung der Ladevorgänge zur Ermöglichung eines Lastmanagements für die Summenlast eines solchen Ladesäulenparks. Diese Feststellung wird zusätzlich durch Untersuchungen von LOPES/SOARES/ALMEIDA (2011) [57] und DE HOOG (2013) [60] unterstützt.

Der Einfluss der täglichen zusätzlichen Energienachfrage durch Elektrofahrzeuge ist von vielen Faktoren abhängig. Konstante Faktoren sind laut [61]:

- die Durchdringung von Elektrofahrzeugen im Straßenverkehr,
- die vorhandene Ladeinfrastruktur und die dabei unterstützten Ladebetriebsarten,
- die Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur im privaten, halb-öffentlichen und öffentlichen Bereich,

- die Ladeverlustleistung und
- die verwendete Ladestrategie.

Demgegenüber stehen stochastische Faktoren wie:

- die angeschlossenen Fahrzeugklasse,
- die zurückgelegte Fahrstrecke bzw. der Energiebedarf und
- die Standzeiten (Anschlussdauer an der Ladeinfrastruktur).

Hinsichtlich der Ladestrategie für einzelne Elektrofahrzeuge unterscheidet HATZIARGYRIOU/KARFOPOULOS/TSATSAKIS (2013) [61] vier grundlegende Methoden.

Methode 1: ungesteuertes Laden (*Dumb Charging*)

Hierbei handelt es sich um die einfachste Variante der Ladesteuerung. Es findet kein externer Eingriff auf den Ladeverlauf statt. Das ladebereite Elektrofahrzeug bezieht Energie mit der maximal zulässigen Ladeleistung bis der Ladevorgang beendet ist. Daher entspricht das Elektrofahrzeug einem ungesteuerten Verbraucher. Die Beladung findet stets dann statt, wenn es nötig oder Gelegenheit dazu ist. Anreize zur Lastverschiebung durch Preissignale werden nicht wahrgenommen. Ungesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in abgegrenzten Netzgebieten führt im Vergleich zu gesteuerten Ladestrategien zu *worst case*²⁵-Szenarien, in denen das Energieversorgungsnetz stärker belastet wird als durch gesteuerte Ladevorgänge, da Spitzenlasten, wie in Abbildung 2-15 gezeigt, maximiert werden können [56], [60], [61], [62].

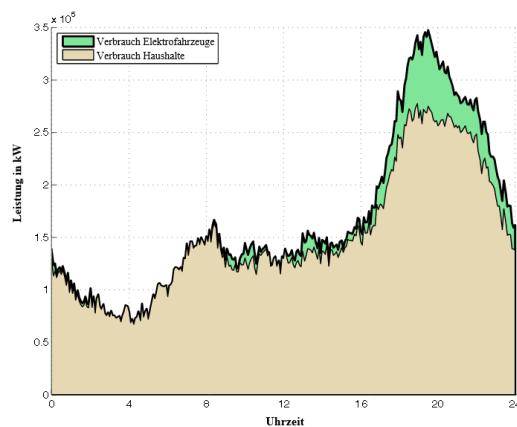


Abbildung 2-15: beispielhafter simulierter Lastgang von Haushalten ohne (beige) und mit (grün) zusätzlichem Verbrauch durch ungesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen (Durchdringung: 40 %) in Anlehnung an [60]

²⁵ worst case, engl.: schlechtester Fall

Methode 2: tarifabhängiges Laden (*Multiple Tariff Charging*)

Der Ladeleistungsbedarf des Elektrofahrzeugs wird bei dieser Strategie über Strommarktmechanismen gesteuert. Für Zeitabschnitte mit Spitzenlast im Energieversorgungsnetz wird ein hoher Arbeitspreis (in €/kWh) gefordert, die Energienachfrage sinkt. Für Zeitabschnitte mit geringer Last im Energieversorgungsnetz wird ein geringerer Arbeitspreis verlangt, die Energienachfrage zum Laden des Elektrofahrzeugs steigt. Der Nutzer kann sein Elektrofahrzeug, wann immer der Preis gering genug ist, zu beliebigen Zeitpunkten des Tages laden. Nachteiliger Effekt dieser Ladestrategie ist, dass bei hoher Durchdringung mit Elektrofahrzeugen, der massenhafte Ladebeginn zu Niedrigpreisphasen bei geringer Stromnachfrage, zu ähnlichen negativen Spitzenlasteffekten führen kann wie das ungesteuerte Laden [61], [62].

Methode 3: intelligentes Laden (*Smart Charging*)

Bei dieser Ladestrategie wird die Ladeleistung des Elektrofahrzeugs in Abhängigkeit der Lastsituation im Energieversorgungsnetz von einer externen Einzelsteuerung oder einem externen Aggregator (Steuerungssystem für mehrere Elektrofahrzeuge) variiert. Die Ladeleistung des Elektrofahrzeugs wird erhöht, wenn eine geringe Leistungsnachfrage des Energieversorgungsnetzes besteht (*valley-filling*²⁶) und verringert, wenn die Leistungsnachfrage hoch ist (*peak-shaving*²⁷). Diesbezügliche Einflussmöglichkeiten sind in Abbildung 2-16 dargestellt. Die Steuerung kann auch von weiteren Führungsgrößen abhängig sein. Die Hauptaufgabe eines Aggregators ist die Hebung von wirtschaftlichen Opportunitäten auf dem Strommarkt durch die Bündelung vieler Ladestationen unter Beachtung der jeweiligen Nutzerwünsche. Das intelligente Laden ist die effizienteste Ladestrategie, da Ressourcen optimal verwendet werden können. So kann bspw. auf Preissignale ebenso wie auf Signale eines *Demand Side Response*²⁸ durch eine Änderung der Ladeleistung reagiert werden. Netzengpässen und weiteren negativen Netzeffekten wird durch das intelligente Laden entgegengewirkt. Weiterhin wird durch Aggregation und Flexibilisierung die Teilnahme am Regelleistungsmarkt möglich, womit weitere Erlöse realisiert werden könnten [61], [62].

²⁶ valley-filling, engl.: talfüllend

²⁷ peak-shaving, engl.: spitzensenkend

²⁸ Demand Side Response, engl.: nachfrageseitige Reaktion

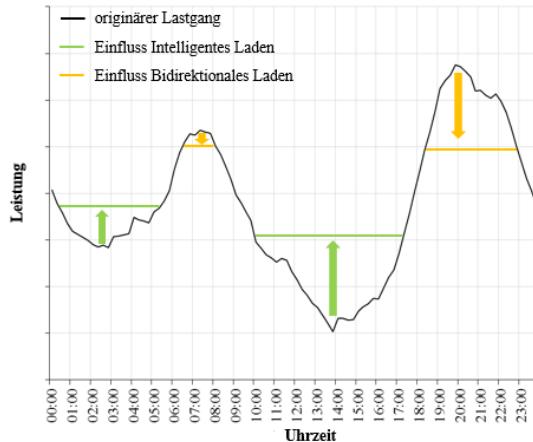


Abbildung 2-16: beispielhafter Tageslastgang und Einflussmöglichkeiten (*valley-filling* und *peak-shaving*) des Intelligenten Ladens

Methode 4: bidirektionales Laden (*Vehicle-to-Grid*)

Das bidirektionale Laden bildet eine Erweiterung des intelligenten Ladens um die Rückspeisefähigkeit des Elektrofahrzeugs und ist vor allem aus Netzsicht besonders viel versprechend. Da das Elektrofahrzeug sowohl geladen als auch entladen werden kann, ist es möglich dieses im Energieversorgungsnetz als Speicher einzubinden und es bspw. bei Netzüberlastungen oder Spannungshaltungsproblemen entsprechend hilfreich einzusetzen. Das mögliche Nutzungspotential der Traktionsbatterien als Netzspeicher ergibt sich daraus, dass Elektrofahrzeuge die meiste Zeit des Tages geparkt (20 h bis 22 h pro Tag) und, sofern sie zur Ladung angeschlossen sind, für längere Zeit eine Verbindung mit dem Energieversorgungsnetz besteht. Zum Erreichen eines gewünschten Ladezustandes könnte dementsprechend, trotz der Nutzung der Rückspeisefähigkeit, genügend Zeit bleiben. Wie in Abbildung 2-16 zu erkennen ist, lassen sich durch den Einsatz so gewonnener Speicherkapazitäten bspw. Verbrauchsleistungen in Zeitabschnitten mit hoher Leistungsnachfrage durch den Einsatz von Entladeleistung absenken und ggf. kritische Netzsituationen vermeiden (*peak shaving*). Nachteilig an dieser Ladestrategie könnte sich die, aufgrund der Möglichkeit der Rückspeisung, ergebende Erhöhung der Zyklenzahl je Zeitabschnitt auswirken. Da Traktionsbatterien nur über eine endliche Zahl an Zyklen verfügen bis sie unbrauchbar werden, würde die Erhöhung der Zyklenrate eine Beschleunigung der Batteriealterung entsprechen, was die Lebensdauer zusätzlich zur fahrtenbezogenen Nutzung, verkürzt. Diese Nachteile könnten durch spezifische monetäre oder andere zusatznutzenbezogene Opportunitäten ausgeglichen werden, da der Nutzer ansonsten nicht angereizt wäre, diese Ladestrategie dem Intelligenten Laden vorzuziehen. Auch das bidirektionale Laden eröffnet die Möglichkeit zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt und bietet dem Aggregatormaximale Lastflexibilität, wodurch zusätzlicher Nutzen generiert werden könnte [61], [62].

2.6.2 Steuerungskonzepte gepoolter Verbünde

Der sich aus der sukzessiven Verbesserung der Steuerfähigkeit des Ladevorganges ergebende Nutzen der Netzintegration von Elektrofahrzeugen ist die mögliche Unterstützung der Frequenz- und Spannungshaltung, die verbesserte Integration EE, die Flexibilisierung des Lastmanagements (*Demand Side Management*²⁹ und *Demand Side Response*), die Energiesystemoptimierung sowie der Aufbau aggregationsfähiger Speicherkapazitäten.

Da aber die Lade- bzw. Entladeleistungen einzelner Elektrofahrzeuge in den Ladebetriebsarten 1 bis 3 auf maximal einige 10 kVA begrenzt sind, ist ein Lastmanagement erst sinnvoll, wenn mehrere Ladevorgänge aggregiert werden, da sich dann die maximal verfügbaren Leistungen entsprechend summieren. Dies gilt ebenfalls für die nutzbare Energiekapazität des gebildeten mobilen Speichers. So wird laut YOUNG (2013) [38] erst durch die Aggregation und Laststeuerfähigkeit mehrerer angeschlossener Elektrofahrzeuge, deren Teilnahme auf dem Strommarkt bedeutsam. Aggregatoren fassen die Lastmanagementressourcen der einzelnen Elektrofahrzeuge zusammen und könnten neben anderen Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchseinheiten bspw. in gepoolten Verbünden durch den Betreiber via IKT-gestützter Managementfunktionen optimal eingesetzt bzw. verwertet werden. Das sog. *Control Center*³⁰ eines gepoolten Verbunds könnte diese Managementaufgaben übernehmen und würde, in *Echtzeit*, über eine von drei verschiedenen Steuerungskonzepten für die Organisation des Informations- oder Signalaustauschs, auf die Ressourcen des Aggregators der Elektrofahrzeuge zugreifen [63]. Diese drei idealisierten Steuerungskonzepte werden im Folgenden erläutert.

Direktes bzw. Zentrales Steuerungskonzept

Das Control Center als zentrales Leitsystem verarbeitet sämtliche Aggregationsfunktionen, führt die Optimierung aller beteiligten und zugriffsfähigen Akteure bzw. Teilnehmer im gepoolten Verbund aus und stellt direkte Steueraufforderungen bzw. -anfragen in Abhängigkeit der Optimierungsziele (Abbildung 2-17). Da das Control Center über kommunikative Verbindungen zum Strommarkt wie auch zum verantwortlichen ÜNB und VNB verfügt, können u. a. sowohl erlösmaximierende als auch netzdienliche Zielfunktionen Gegenstand der Optimierung sein. Hierbei werden die jeweiligen akteurspezifischen Restriktionen und Eigenschaften beachtet. Eine Ausnahme bilden Managementsysteme, welche die angebundenen Akteure in Abhängigkeit lokaler Restriktionen und Bedingungen aggregieren

²⁹ Demand Side Management, engl.: nachfrageseitiges Management

³⁰ Control Center, engl.: Leitsystem

und repräsentieren. Die einzelnen bzw. aggregierten Ladestationen in Managementsystemen können sowohl im öffentlichen, halb-öffentlichen als auch privaten Bereich im Einsatz sein. Sämtliche Akteure verfügen über Smart Meter, welche die Messwerte erfassen und diese an die jeweilige Bedarfsstelle (VNB, Control Center, Managementsystem) weitergeben. Durch die direkten Kommunikationsverbindungen und die zentrale Steuerung ist dieses Konzept einfach zu realisieren. Außerdem werden Informationen schnell angefordert und ausgetauscht. Demgegenüber steht das Erfordernis einer performanten IKT, welche die hohen zentral anfallenden Datenmengen beherrscht. Ein weiterer Nachteil besteht darin, dass im Falle eines Ausfalls des Control Centers auch die Steuerung sämtlicher Teilnehmer ausfällt, was aber durch die Einrichtung eines Back-up-Systems verhindert werden kann [63].

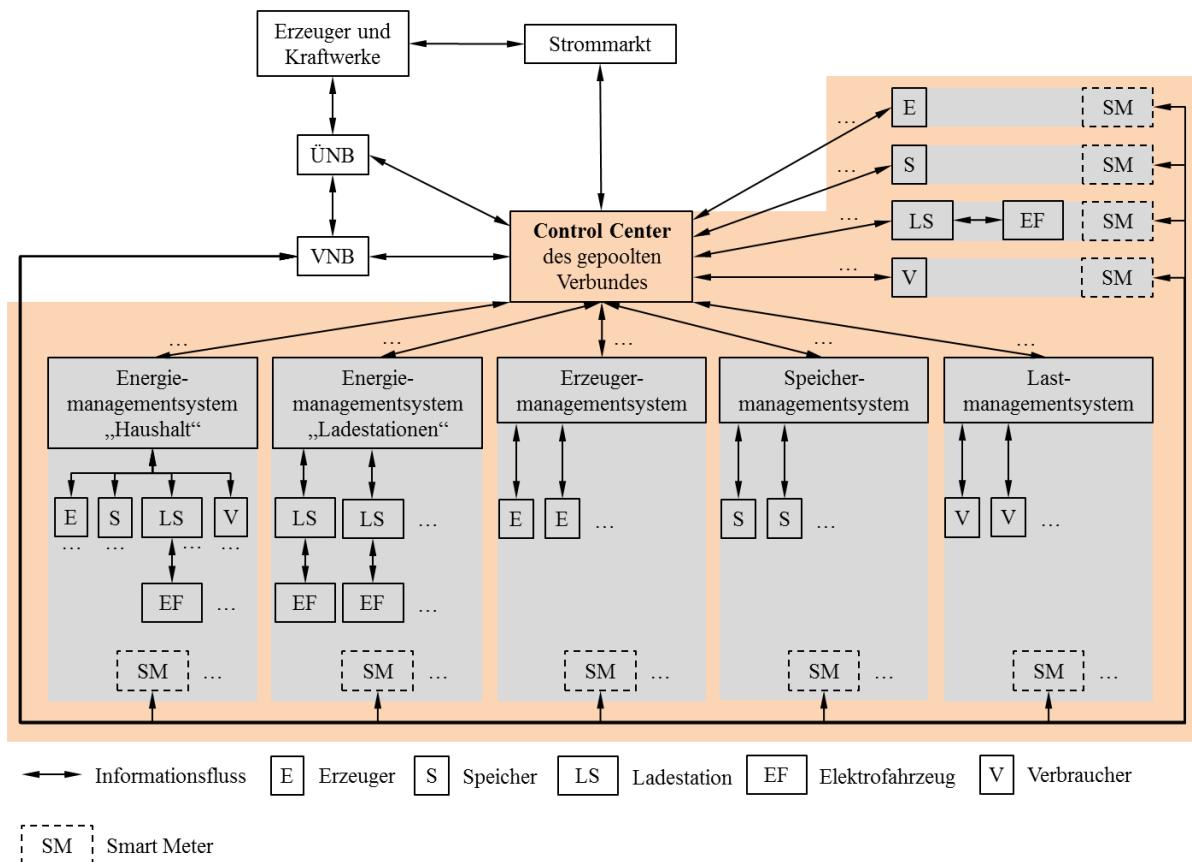


Abbildung 2-17: Wechselbeziehungen des gepoolten Verbunds mit direkter Steuerung in Anlehnung an [63]

Verteilte bzw. Dezentrale Steuerung

Ein weiteres Konzept zur Integration von Ladestationen des privaten, halb-öffentlichen und öffentlichen Bereiches ist die verteilte Steuerung (Abbildung 2-18). Hierbei hat die Steuerung durch das Control Center keinen direkten Einfluss auf das Betriebsverhalten der teilnehmenden Akteure. Es ist aber an den Strommarkt gekoppelt und folgt damit preisabhängigen Kalkülen für die Erzeugung und den Verbrauch elektrischer Energie. Von diesen Kalkülen abhängig, gibt

es Preissignale an dezentrale Aggregatoren weiter, die daraufhin ihr Betriebsverhalten in Abhängigkeit dieser Signale optimieren. Das Konzept basiert auf optimierten Betriebsweisen der dezentralen Aggregatoren, die abgegrenzt vom Control Center ihre gebündelten Akteure über spezifische lokal geltende Zielfunktionen und Nebenbedingungen direkt steuern bzw. koordinieren. Dies setzt jedoch intelligente Rechnerressourcen in den verteilten Aggregatoren voraus. Die Aggregationsfunktionen, die dem Control Center untergliedert sind, reduzieren insgesamt die Anforderungen an die IKT des gepoolten Verbunds. Durch die Dezentralisierung von Aufgaben in unterschiedlichen Ebenen wird die im Control Center anfallende Datenmenge reduziert, da nur noch verarbeitete, konzentrierte Informationen und nicht mehr die Rohdaten durch die Aggregatoren weitergegeben werden. Weiterhin erlaubt die Einrichtung der verteilten Aggregatoren den optimierten Betrieb in Abhängigkeit lokaler technischer oder ökonomischer Gegebenheiten. Nachteilig wirkt sich dies jedoch auf die Ansprechgeschwindigkeit bzgl. Anforderungen des Control Centers aus, die im direkten Steuerungskonzept höher ist. Im verteilten Steuerungskonzept kann jede Aggregationsfunktion eigenen Preisstrategien für die Erzeugung und den Verbrauch folgen. Betriebsanforderungen und -anweisungen durch das Control Center stellen in diesem Konzept lediglich Sollwerte für die Akteure dar und sind somit nicht bindend [63].

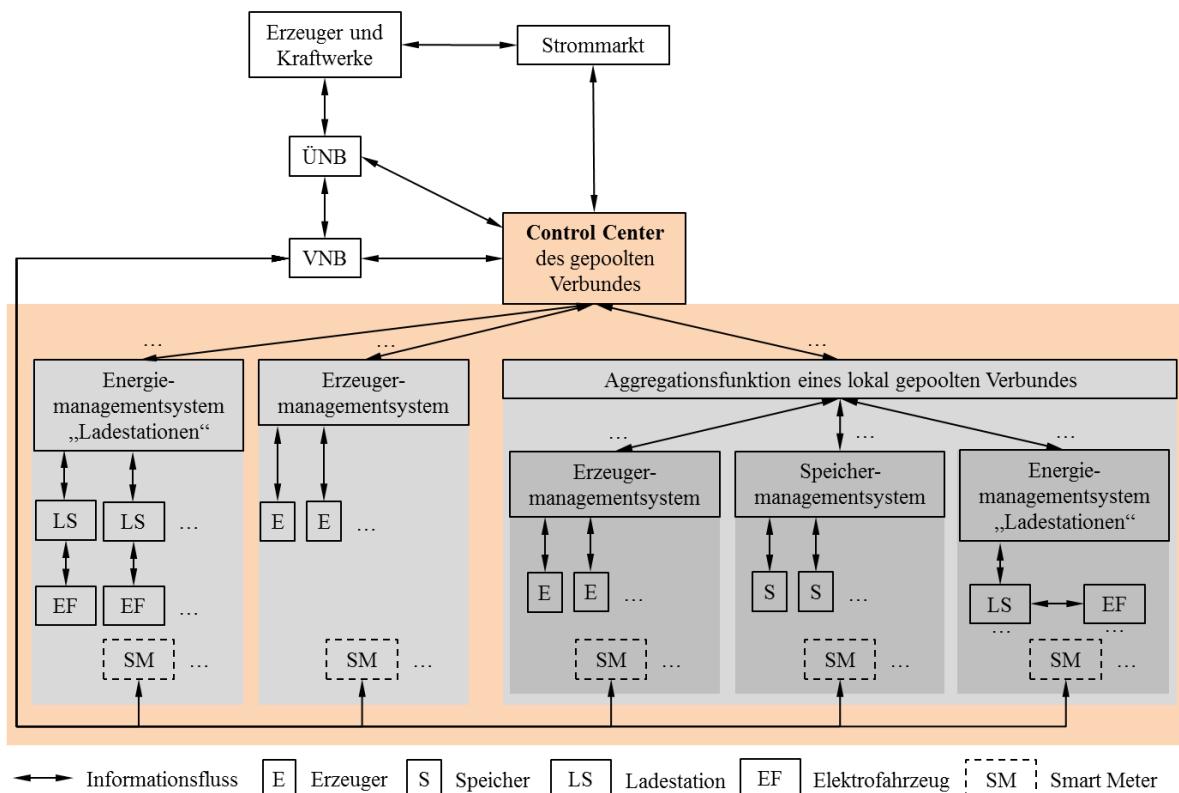


Abbildung 2-18: Wechselbeziehungen des gepoolten Verbunds mit verteilter Steuerung in Anlehnung an [63]

Hierarchische Steuerung

Im hierarchischen Steuerungskonzept werden Ebenen innerhalb des gepoolten Verbunds eingeführt, die voneinander abgegrenzte Aufgaben wahrnehmen. Sogenannte Managementmodule organisieren hierin Funktionseinheiten wie z. B. Ladestationen und Elektrofahrzeuge des privaten, halb-öffentlichen sowie öffentlichen Bereiches, arbeiten aber unter der Metaebene des Control Centers des gepoolten Verbunds. Die Managementmodule bereiten die verschiedenen Marktstrategien der untergeordneten Aggregatoren für das Control Center auf, welches an den Strommarkt angekoppelt ist. Die untergeordneten Aggregatoren bündeln die Managementsysteme der Ladestationen und Elektrofahrzeuge. Das Ziel ist hierbei die Minimierung der Batterieladekosten oder die Maximierung des Erlöses. Die Unterscheidung in Aggregationsfunktionen differenziert für jede Gruppe spezifische Randbedingungen gemäß derer optimiert wird, und spezifische Dienstleistungen, die angeboten werden können. Wie im verteilten Steuerungskonzept wird durch die Dezentralisierung von Aufgaben in unterschiedlichen Ebenen, die im Control Center anfallende Datenmenge reduziert. Weiterhin erlaubt die Einrichtung der verteilten Aggregatoren, auch in diesem Konzept, den optimierten Betrieb in Abhängigkeit lokaler technischer oder ökonomischer Gegebenheiten, der mit Einschränkungen hinsichtlich der Ansprechgeschwindigkeiten einhergeht. Sowohl das direkte als auch das hierarchische Steuerungskonzept haben ressourceneinheitliche Preisstrategien, die für die Erzeugung und den Verbrauch jeweils einen einheitlichen Preis ansetzen. Weiterhin liegt diesen beiden Konzepten das Prinzip inne, dass Betriebsanforderungen und -anweisungen direkt, also vom Control Center zum Teilnehmer oder über Hierarchieebenen von oben nach unten, weitergeleitet werden [63].

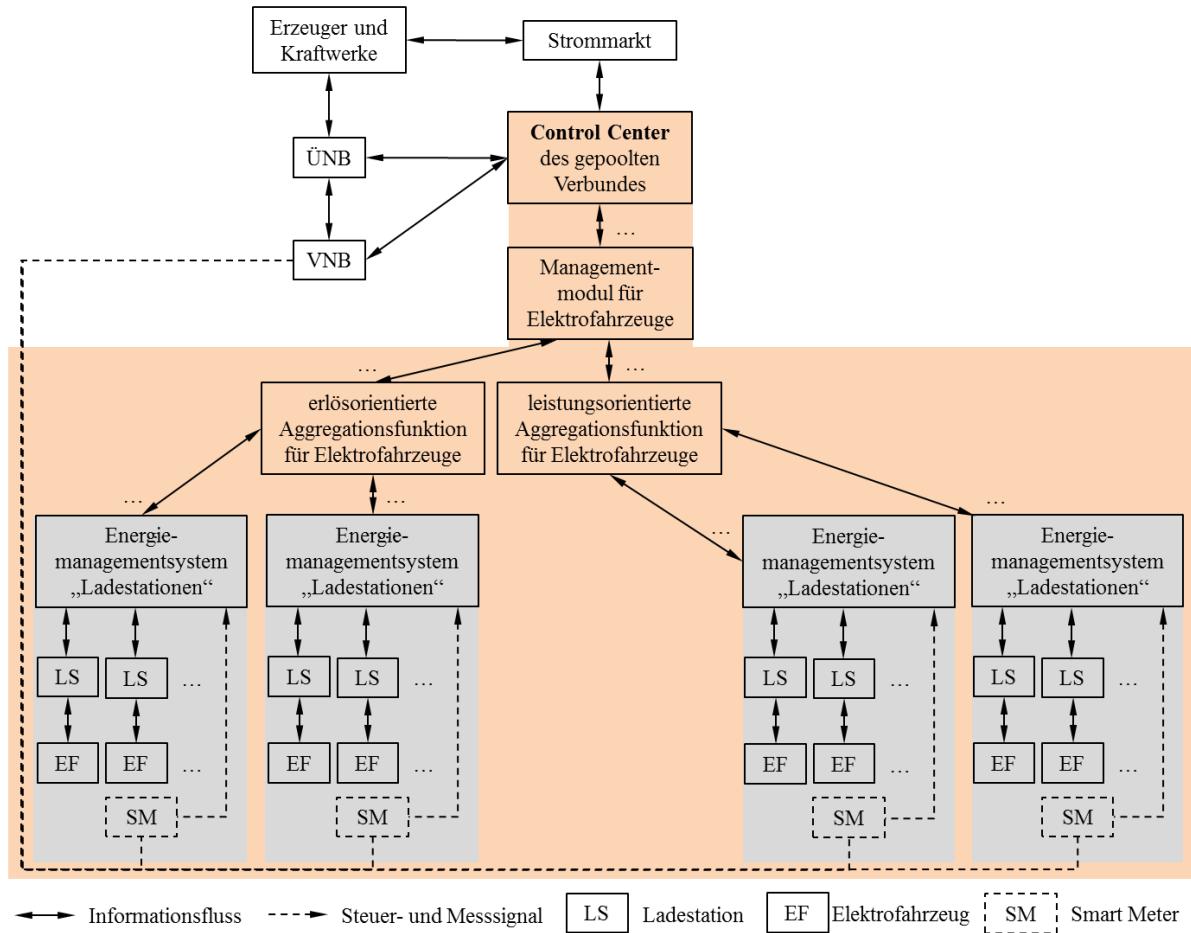


Abbildung 2-19: Wechselbeziehungen des gepoolten Verbunds mit hierarchischer Steuerung in Anlehnung an [63]

Die angeführten Steuerungskonzepte zur Integration der Elektromobilität erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

3 KONZEPT ZUR EINBINDUNG MOBILER SPEICHER IN DAS ENERGIEVERSORGUNGSNETZ

Dieses Kapitel befasst sich mit der Konzeption zur Einbindung mobiler Speicher in das Energieversorgungsnetz. Die darin dargestellten Zusammenhänge und Ergebnisse beziehen sich auf einen Ladesäulenpark, der auf dem Campus der BTU errichtet wurde. Deshalb wird zuallererst auf die konkreten technischen Gegebenheiten der örtlichen Situation abgestellt. Der betrachtete Ladesäulenpark bildet den Untersuchungsgegenstand. Dieser fasst 15 lokal-verteilte Ladesäulen organisatorisch zusammen. Er ist in einem Microgrid (MG) an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Im folgenden Verlauf der Arbeit wird wiederholt von der Ladesäule als funktionale Einheit der Ladeinfrastruktur gesprochen. Im Kontext dieser Arbeit gilt der Begriff *Ladestation* als Synonym für *Ladesäule*, da sämtlichen Ladeeinrichtungen, die die Ladebetriebsart 3 unterstützen, mit den Ausführungen zum gesteuerten Laden gemeint sind. Die zur Integration von steuerbaren Lasten sowie mobilen Speichern nötigen Informationen werden entlang der implementierten Management- und Leitsysteme der einzelnen Akteure ausgetauscht. Die perfomante kommunikative Verknüpfung findet über regionale, lokale oder personalisierte Netzwerke bzw. Teilnehmer-Netzwerke statt. Darüber hinaus wird weiterhin die Organisation der Aufgabenverteilung auf die beteiligten Managementsysteme umrissen, wobei sowohl die Bedeutung des Nutzers als auch verallgemeinerte Prozessabläufe herausgestellt werden.

3.1 Ladesäulenpark und lokale Energieversorgungsstruktur

Der betrachtete Ladesäulenpark befindet sich in einem sog. Microgrid (MG) und ist, innerhalb dieses, mit dem elektrischen Energieversorgungsnetz verbunden. Defitorisch lässt sich ein MG als ein an ein Mittelspannungsnetz (MS-Netz) angeschlossenes, lokal begrenztes Niederspannungsnetz, bestehend aus Erzeugungseinheiten (z. B. Mini-Blockheizkraftwerke, kleine Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen etc.) der Leistungsklassen von einigen 10 kW, die Wärme und elektrische Energie bereitstellen, beschreiben. Es besteht weiterhin aus Speicheranlagen und (steuerbaren) Verbrauchern, die am selben Netzverknüpfungspunkt mit dem überlagerten Energieversorgungsnetz verbunden sind. Alle Akteure im MG werden durch ein Netzleitsystem überwacht, gesteuert und geregelt. Das MG ist in der Lage dem MS-Netz im Netzparallelbetrieb, Energie zu entnehmen oder zur Verfügung zu stellen. Darüber hinaus besitzt es die Fähigkeit im Inselnetzbetrieb und somit physikalisch vom MS-Netz getrennt, autonom betrieben werden zu können [62], [64], [65].

Der Ladesäulenpark ist im MG angeschlossen und befindet sich damit, per definitionem, in der Niederspannungsebene. Er umfasst 15 baugleiche Ladesäulen, an denen Elektrofahrzeuge in der Ladebetriebsart 2 mit einer maximal zulässigen Scheinleistung von 3,7 kVA (einphasig,

$I = 16 \text{ A}$) oder in der Ladebetriebsart 3 mit einer maximal zulässigen Scheinleistung von etwa 22 kVA (dreiphasig, $I = 32 \text{ A}$) mit elektrischer Energie versorgt werden können. Weiterhin setzt sich das MG aus folgenden Erzeugungs- und Speichereinheiten zusammen:

- einer Photovoltaikanlage (PVA) mit einer installierten Leistung von 110 kVA_p,
- einem stationären Bleisäure-Batteriespeicher mit einer Nenn-Scheinleistung von 60 kVA und einer installierten Energiekapazität von 2000 kWh, von der 500 kWh nutzbar sind,
- einem erdgasbetriebenen, stromgeführten Mini-Blockheizkraftwerk (Mini-BHKW) mit einer Nenn-Scheinleistung von 40 kVA_{el} und 80 kW_{th} sowie einem
- 0,4-kV-/20-kV-Transformator mit einer Scheinleistung von 630 kVA.

Alle genannten Komponenten haben die Fähigkeit zur Blindleistungsbereitstellung. Begrifflich wird deren Verbund fortan als sog. *vorgelagertes Energieversorgungsnetz* zusammengefasst.

Das MG kann zwei grundlegende Fahrweisen annehmen, für die jeweils eigene Randbedingungen definiert sind. Im Netzbetrieb ist eine Versorgung mit der definierten Netzanschlussleistung des Ladesäulenparks von 110 kVA gesichert. Die zweite grundlegende Fahrweise ist der Inselnetzbetrieb. In diesem Zustand ist der Leistungsschalter zum angeschlossenen 0,4-kV-/20-kV-Transformator, der das Nieder- und Mittelspannungsnetz koppelt, geöffnet. Es findet somit ausschließlich eine Versorgung mit den verbleibenden Erzeugungs- und Speichereinheiten des MG statt. In diesem Betrieb kann wie beim Netzbetrieb eine Leistungsflussoptimierung stattfinden, die jedoch umfangreicheren Einschränkungen unterliegt, da keine Verbindung zur *24/7-Energie-Reserve*, dem MS-Netz besteht. Damit bedarf es, aufgrund der resultierenden zeitlich veränderlichen Gesamt-Erzeugungsleistung (aus PVA, Mini-BHKW und Speicher) sowie der begrenzten Energiemengen, einer zeitlich optimalen Verteilung der verfügbaren Energie.

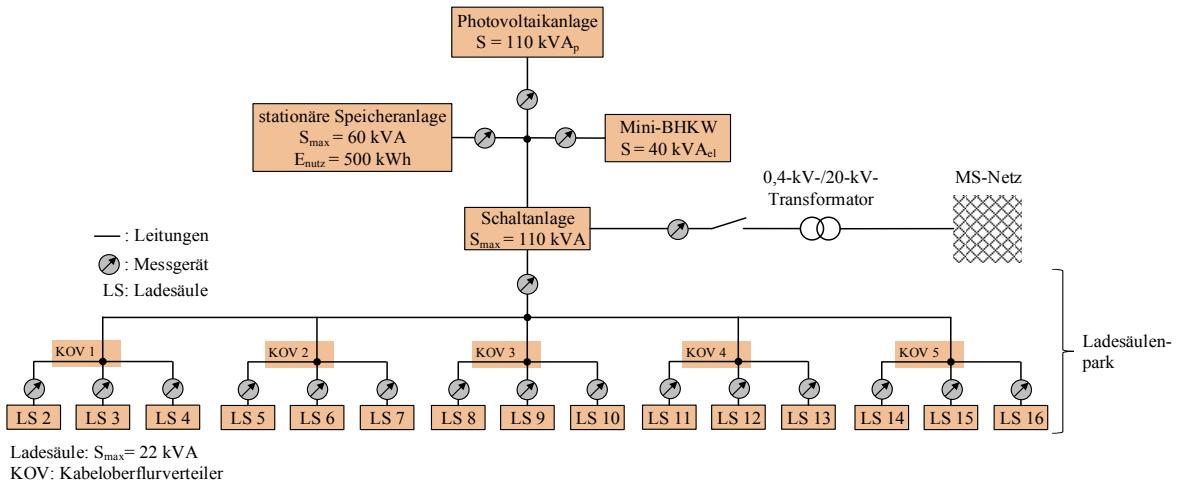


Abbildung 3-1: vereinfachte strukturelle Darstellung der energetischen Anschluss situation der Ladesäulen im MG

Abbildung 3-1 zeigt vereinfacht die Anschluss situation der im MG angeschlossen 15 Ladesäulen. Durch die Begrenzung der Schaltanlage auf 110 kVA ist auch der Ladesäulenpark auf eine Scheinleistung von maximal 110 kVA abgesichert. Da damit rechnerisch bereits durch fünf Ladesäulen die maximale Netzanschlussleistung erreicht wird, existiert ein Netzengpass, da die Anschlussleistung der einzelnen Ladesäulen in Summe dreimal höher als der Nenn-Sicherungswert der Elektroenergieversorgungsleitung ist. Wird die Netzanschlussleistung des Ladesäulenparks überschritten, tritt mit dem Abschalten der Anschlussleitung zur Schaltanlage der Versorgungsausfall sämtlicher Ladesäulen und damit auch Fahrzeuge ein. Somit muss durch ein intelligentes Lastmanagement sichergestellt sein, dass sich die Verbrauchsleistung innerhalb zulässiger Grenzen bewegt.

Die nutzungsbezogene Nummerierung der Ladesäulen beginnt mit der Nummer zwei, da die erste Ladesäule lediglich zu Entwicklungsaufgaben genutzt und im Ladesäulenpark selbst somit nicht verwendet wurde. Da sich die Ladesäulen im Eigentum der Universität befinden und frei zugänglich auf dem Campus aufgestellt sind, ist der Nutzungsraum dem halb-öffentlichen Bereich zuzuordnen. 15 Elektrofahrzeuge des Modells Cetos sind an Angestellte (fortlaufend als *Nutzer* bezeichnet) der BTU verliehen und können sowohl dienstlich als auch privat genutzt bzw. geladen werden. Die Fahrten finden folglich systematisch zwischen Arbeitsplatz und Wohnort statt. Somit könnte die Nutzungscharakteristik des halb-öffentlichen zugänglichen Ladesäulenparks als Pendlerparkplatz umschrieben werden, bei dem sich die gleichzeitige Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge stark am Arbeitsverhalten orientieren sollte. Durch das arbeitszeitabhängige An- und Abfahrverhaltens der einzelnen Elektrofahrzeuge wäre somit bspw. eine hohe gleichzeitige Verfügbarkeit in der Kernarbeitszeit zwischen 09:00 Uhr – 15:00 Uhr zu vermuten. Tatsächlich erreichen die Nutzer morgens vor Arbeitsbeginn die jeweilige Ladesäule und schließen das Elektrofahrzeug zur Beladung an diese an. Mit Antritt des Heimweges werden die Elektrofahrzeuge von den Ladesäulen

abgesteckt und für die Heimfahrt verwendet. Hierdurch ist die Charakteristik der Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge an den Ladesäulen vor allem durch verteilte Ankunfts- und Abfahrtszeiten geprägt, die sich in spezifischen arbeitsverhaltensabhängigen Zeiträumen mit einer höheren Wahrscheinlichkeitsdichte konzentrieren, als zu anderen Zeiten.

Wie in Abbildung 3-2 gezeigt, ist jeder Ladesäule genau ein Elektrofahrzeug zugeordnet. Bei den Fahrzeugen handelt es sich um einen, auf Elektroantrieb umgebauten, Opel Corsa der EG-Fahrzeugklasse M1. Aufgrund der vollständigen Elektrifizierung durch GEC erhielt das Modell die bereits genannte Bezeichnung Cetos. Die Lithium-Eisenphosphat (LiFePO_4)-Traktionsbatterie dieses Kleinwagens hat eine Nenn-Batteriekapazität von 60 Ah, was einer Nenn-Energiekapazität von etwa 21,4 kWh entspricht. Zum Schutz vor Tiefenentladung und Überladung begrenzt das BMS die nutzbare Energiekapazität auf 17,1 kWh je Elektrofahrzeug. Der Energieverbrauch durch den maximal 60 kW leistenden Elektromotor liegt laut Herstellerangaben zwischen 13 kWh/100 km und 20 kWh/100 km [66].



Abbildung 3-2: örtliche Situation des Ladesäulenparks mit GEC Cetos und Ladesäulen

Die verwendeten Cetos' laden ausschließlich in den Ladebetriebsarten 2 und 3. Der jeweilige Ladestrom wird durch die zulässigen Betriebsparameter der Ladeelektronik im Elektrofahrzeug begrenzt. In der Ladebetriebsart 2 ist ein Nenn-Ladestrom von maximal 13,2 A ($S = 3,0 \text{ kVA}$) und in der Ladebetriebsart 3 ein Nenn-Ladestrom von maximal 14,0 A ($S = 9,70 \text{ kVA}$) zulässig. Abhängig von der gewählten Ladebetriebsart sind zwei unterschiedliche Ladekabel zu verwenden. Das Ladekabel der Ladebetriebsart 2, mit ICCB und SchuKo- (ladesäulenseitig) bzw. Typ 2-Stecker (fahrzeugseitig), hat eine maximale Stromtragfähigkeit von 16 A. Das Ladekabel der Ladebetriebsart 3, beidseitig mit Typ 2-Stecker ausgeführt, hat eine maximale Stromtragfähigkeit von 20 A. Allein das Ladekabel der Ladebetriebsart 3 verfügt über den notwendigen durchgeleiteten CP-Leiter zur Einrichtung einer normkonformen digitalen Kommunikation mit einer externen Steuerung.

Jeweils drei Elektrofahrzeuge sind in insgesamt fünf Gruppen eingeteilt, die sich in Abhängigkeit der Wegdistanz zwischen Arbeitsplatz und Wohnsitz des Nutzers

ausdifferenzieren. Durch die Zuordnung genau einer Ladesäule zu einer Nutzer-Fahrzeug-Kombination wird einerseits gewährleistet, dass die Ladesäule stets für einen Nutzer verfügbar ist, andererseits erleichtert dies die weitergehende Auswertung hinsichtlich des Mobilitätsverhaltens der einzelnen Nutzer. Die Einordnung der Ladesäulen und Elektrofahrzeuge kann der Tabelle 3-1 entnommen werden.

Tabelle 3-1: Zuordnung und energetisches Potential der GEC Cetos im Ladesäulenpark

LS	Modell	amtliches Kennzeichen	Wegedistanz in km	nutzbare Nenn-Energiekapazität in kWh	maximal zulässige Nenn-Ladeleistung in kVA
2	GEC Cetos	CB-EC 103	40 – 60	17,1	9,7
3	GEC Cetos	CB-EC 104	40 – 60	17,1	9,7
4	GEC Cetos	CB-EC 106	40 – 60	17,1	9,7
5	GEC Cetos	CB-EC 107	20 – 40	17,1	9,7
6	GEC Cetos	CB-EC 108	20 – 40	17,1	9,7
7	GEC Cetos	CB-EC 109	20 – 40	17,1	9,7
8	GEC Cetos	CB-EC 110	10 – 20	17,1	9,7
9	GEC Cetos	CB-EC 112	10 – 20	17,1	9,7
10	GEC Cetos	CB-EC 113	10 – 20	17,1	9,7
11	GEC Cetos	CB-EC 115	5 – 10	17,1	9,7
12	GEC Cetos	CB-EC 116	5 – 10	17,1	9,7
13	GEC Cetos	CB-EC 117	5 – 10	17,1	9,7
14	GEC Cetos	CB-EC 119	2 – 5	17,1	9,7
15	GEC Cetos	CB-EC 120	2 – 5	17,1	9,7
16	GEC Cetos	CB-EC 121	2 – 5	17,1	9,7
Σ				256,5	145,5

Gemäß dieser Tabelle ergibt sich für das betrachtete Elektrofahrzeugmodell im Zusammenhang mit der gleichzeitigen Verfügbarkeit im Ladesäulenpark eine theoretische maximale Nenn-Ladeleistung von 145,5 kVA und eine maximal nutzbare Nenn-Energiekapazität von 256,5 kWh. Somit könnte bei der maximal zulässigen Ladeleistung des Cetos die Überlastung des Netzanschlusspunktes und somit der Versorgungsausfall für alle Fahrzeuge ab der

Gleichzeitigkeit von zwölf Elektrofahrzeugen (entspricht einer Fahrzeugverfügbarkeit von 80 %) eintreten. Ein intelligentes Lastmanagement muss folglich, auf Grundlage zur Verfügung gestellter Informationen, in der Lage sein, die aggregierte Verbrauchsleistung am Engpass automatisiert auf den Sicherungswert von 110 kVA zu begrenzen.

Eine digitalisierte Autorisierung des Nutzers an der Ladesäule findet nicht statt. Der Nutzer hat durch die Zuordnung zu seiner persönlichen Ladesäule und einem zugehörigen Schlüssel die Möglichkeit die Ladesäulentür zu öffnen, wodurch der Zugriff auf die Steckanschlüsse frei gegeben wird. Die durch die Elektrofahrzeuge bezogene Elektroenergie ist für die Nutzer kostenfrei, eine Abrechnung entfällt.

3.2 Akteure und Managementsysteme - Interdependenzen und Funktionen

Konzeptionell müssen sämtliche beteiligte Akteure im Ladesäulenpark informations- und kommunikationstechnisch berücksichtigt werden. Akteure bezeichnen in diesem Zusammenhang alle technischen Komponentensysteme die spezifische Funktionen vereinheitlichen sowie die Nutzer der Elektrofahrzeuge. Um Elektrofahrzeuge als steuerbare Lasten und mobile Speicher im Ladesäulenpark zu integrieren, ist ein durchgehender performanter Informationsfluss vom Nutzer bis zum Aggregator der Ladesäulen notwendig. Der Aggregator erhält sämtliche relevanten Informationen der angebundenen Ladesäulen. Sie sind so verdichtet, dass zwischen den Ladesäulen, dem Ladesäulenpark sowie ggf. dem MG bzw. Energieversorgungsunternehmen (EVU) oder ÜNB lediglich die essentiellen Informationen zur nutzerverträglichen Integration und Nutzung der Laststeuerungspotentiale sowie mobilen Speicherkapazitäten auflaufen. Somit steht den übergeordneten Akteuren (MG, EVU, ÜNB) ausschließlich der Aggregator als Kommunikationspartner zur Verfügung, wodurch zusätzlich notwendige Kommunikationswege und Datenmengen vermieden werden. Das hierzu aufzubauende Kommunikationssystem verbindet die in der Abbildung 3-3 dargestellten Akteure des Ladesäulenparks in der Niederspannungsebene zur Umsetzung eines wechselseitigen Informationstransportes. Diese Organisation ist dem vorgestellten dezentralen Steuerungskonzept aus Kapitel 2.6 angelehnt. Hierbei kann eine Kommunikationsschnittstelle zum angelagerten Smart Grid (SG) im Allgemeinen oder MG im Speziellen aufgebaut sein, die jedoch nicht zwingend erforderlich ist. Zur Bündelung der Funktionen und Hebung des Nutzens (z. B. intelligentes Lastmanagement) müssen darüber hinaus Dienstplattformen implementiert sein, die u. a. das Messen, Monitoren und Steuern zulassen.

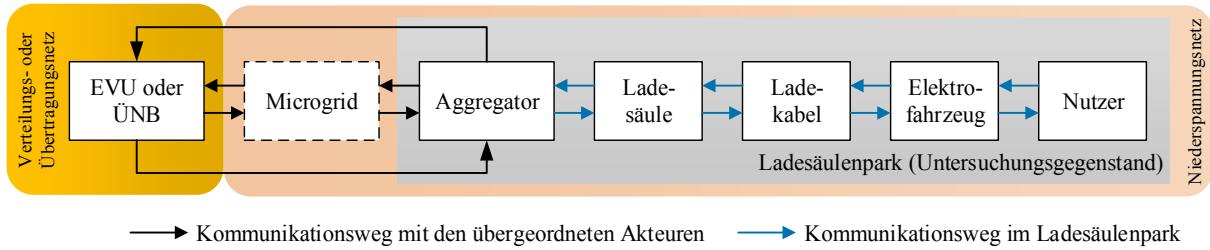


Abbildung 3-3: Akteure und Kommunikationswege zur Integration mobiler Speicher

Die Traktionsbatterie im Elektrofahrzeug ist fest verbaut und über das Ladekabel energetisch an das Energieversorgungsnetz angebunden. Da sie als aktives Element im elektrischen Netz verwendet werden soll, das gesteuert laden oder Energie ins Netz speisen kann, müssen diejenigen Akteure, die den Ladevorgang der Fahrzeughülle und deren Integration durch einen Aggregator betreffen, nötige Informationen für Messung, Monitoring und Steuerung über IKT-Schnittstellen bereitstellen und an die geforderten nachgelagerten Akteure übergeben können. Dies betrifft den Nutzer des Elektrofahrzeugs, das Elektrofahrzeug, das Ladekabel mit den Steckverbindungen, die Ladesäule sowie den Ladesäulenpark als die Organisationseinheit der aggregierten Ladesäulen. Das angebundene MG wird als vorgelagertes Energieversorgungsnetz berücksichtigt. Die Netzintegration der Elektrofahrzeuge in lokal bzw. regional abgegrenzte Versorgungsstrukturen setzt deshalb den Informationsaustausch mit dem betreffenden MG oder EVU bzw. ÜNB voraus (Abbildung 3-3), damit bspw. bekannt ist, wieviel Versorgungsleistung, durch verteilte Energieressourcen (VER) im MG, zur Verfügung steht. Die Darstellung blendet die Verknüpfung zu Märkten, Dienstleistern sowie politisch-regulatorischen Instanzen aus, da die Ausführungen in dieser Arbeit ausschließlich auf die technische Integration innerhalb eines Ladesäulenparks abstellt. Das Ziel ist die Verfügbarmachung mobiler Speicherkapazitäten für den Betreiber, um bspw. kritische Netzsituationen zu vermeiden oder zusätzliche Dienstleistungen anzubieten, wie in der Einleitung anhand der These präzisiert wurde.

Hinsichtlich der Einbindung des Ladesäulenparks in IKT-gestützte Netze ist gemäß [67] und [68] die Verknüpfung über Kommunikationsnetzwerke erforderlich. Die Umsetzung dieses Konzeptes führt zu den in Abbildung 3-4 dargestellten Teilnetzwerken:

- Feld Areal-Netzwerk (FAN) oder Weites Areal-Netzwerk (WAN): großflächige Datennetzwerke mit angebundenen Erzeugungseinheiten, Speichern, Schaltanlagen etc. und Leittechnik des EVU oder ÜNB,
- lokales Areal-Netzwerk des MG (LAN MG) lokales Datennetzwerk des MG mit angebundenen VER wie Erzeuger, Speicher und Verbraucher sowie der Leittechnik (MG CC – MG Control Center),

- lokales Areal-Netzwerk der Elektrofahrzeuge (LAN EF): lokales Datennetzwerk des Ladesäulenparks mit angebundenen Ladesäulen und Aggregator,
- personalisiertes Areal-Netzwerk der Elektrofahrzeuge (PAN EF): lokales personalisiertes Datennetzwerk zwischen fest installierten Ladesäulen und ortsveränderlichen Elektrofahrzeugen,
- Teilnehmernetzwerk (TN): lokales personalisiertes Datennetzwerk zwischen Elektrofahrzeug und Nutzer.

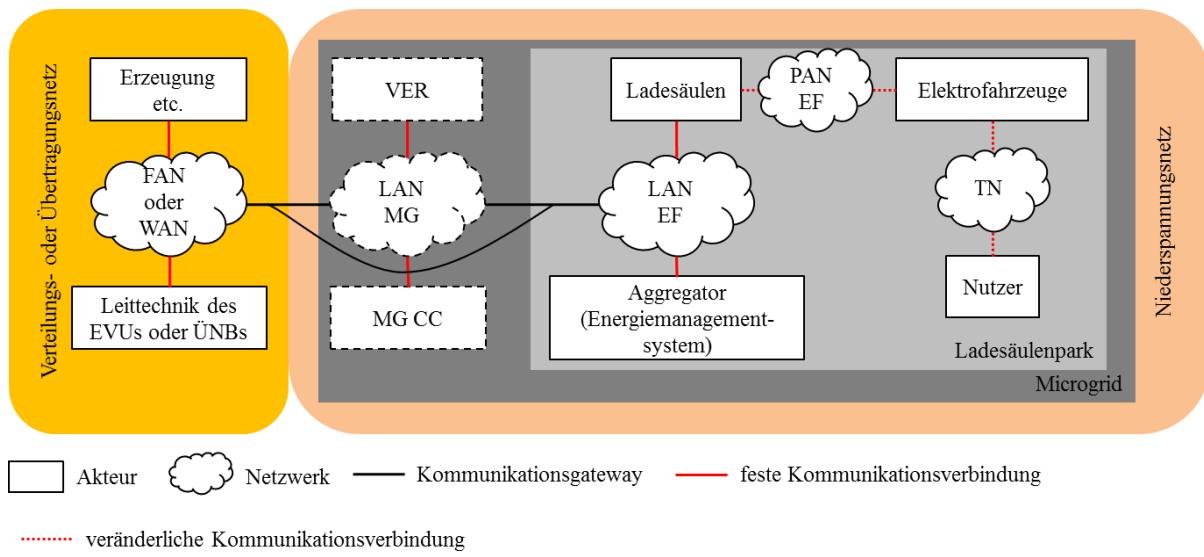


Abbildung 3-4: kommunikationstechnische Verknüpfung der Akteure über Netzwerke in Anlehnung an [67], [68]

Die Netzwerke des EVU bzw. ÜNB sind über Kommunikationsgateways an die Netzwerke des MG oder Ladesäulenparks angebunden. Innerhalb der Netzwerke von EVU bzw. ÜNB, MG und Ladesäulenpark gibt es eine jeweilige vereinheitlichte Protokollierung mit standardisierten Schnittstellen.

Das konduktive Übertragungsmedium der Kommunikationssignale zwischen Ladesäule und Elektrofahrzeug ist das Ladekabel. Dieses baut, in Abhängigkeit des orts- und zeitveränderlich angeschlossenen Elektrofahrzeugs, ein personalisiertes Netzwerk mit der Ladesäule auf. Dieses Netzwerk erweitert sich um ein TN zwischen Fahrzeug und Nutzer, der dem Aggregator über das PAN und LAN EF obligatorische Nutzerinformationen zuleitet. Durch die Aufteilung in verschiedene Netzwerke werden nicht nur die für die jeweiligen Teilnetzwerke optimierte Hardware und Protokolle eingesetzt, sondern auch Informationsflüsse bzw. ausgetauschten Datenmengen bedarfsgenau aufgeteilt und so die Anforderungen an die Gesamtheit der Kommunikationsnetze gesenkt [68].

Erst die Verknüpfung der genannten Akteure über Netzwerke, ermöglicht die Netzintegration der Elektrofahrzeuge als steuerbare Lasten bzw. Speicher und die Nutzbarmachung ihrer Potentiale. Die Herausforderung der Integration der Elektrofahrzeuge in das Energieversorgungsnetz (im Speziellen das MG) ist folglich die einheitliche kommunikative Anbindung innerhalb des Ladesäulenparks und die kommunikative Verknüpfung mit dem vorgelagerten Energieversorgungsnetz. Für den Aggregator des Ladesäulenparks sind verschiedene Informationen notwendig, die folgenden grundlegenden Zwecken dienen:

- Personen- und Betriebsmittelschutz,
- Monitoring, Organisation und Steuerung durch das Lade- und Energiemanagement,
- Überwachung der Restriktionen der Ladeinfrastruktur und des MG,
- Überwachung weiterer netzseitiger Restriktionen,
- Berücksichtigung fahrzeugseitiger Restriktionen,
- Nutzeridentifikation und Berücksichtigung der Nutzerwünsche,
- Datenarchivierung.

Hierzu können die einzelnen Prozesse der miteinander vernetzten Akteure aus der Abbildung 3-3 in verantwortliche hierarchisch organisierte Managementsysteme untergliedert werden, die als Informationsquellen die notwendigen Daten aufbereiten und über die umgesetzte IKT an die Zielkomponenten weitergeben. Die durch die jeweiligen Managementsysteme benötigten Informationen sind durch ihre unterschiedlichen Aufgaben im Ladesäulenpark bedingt. Es bedarf daher der Einrichtung von zusätzlichen Kommunikationswegen und -Schnittstellen zwischen den unterschiedlichen Akteuren, bei denen diese Informationen erzeugt werden und die schematisch in der folgenden Abbildung 3-5 dargestellt sind.

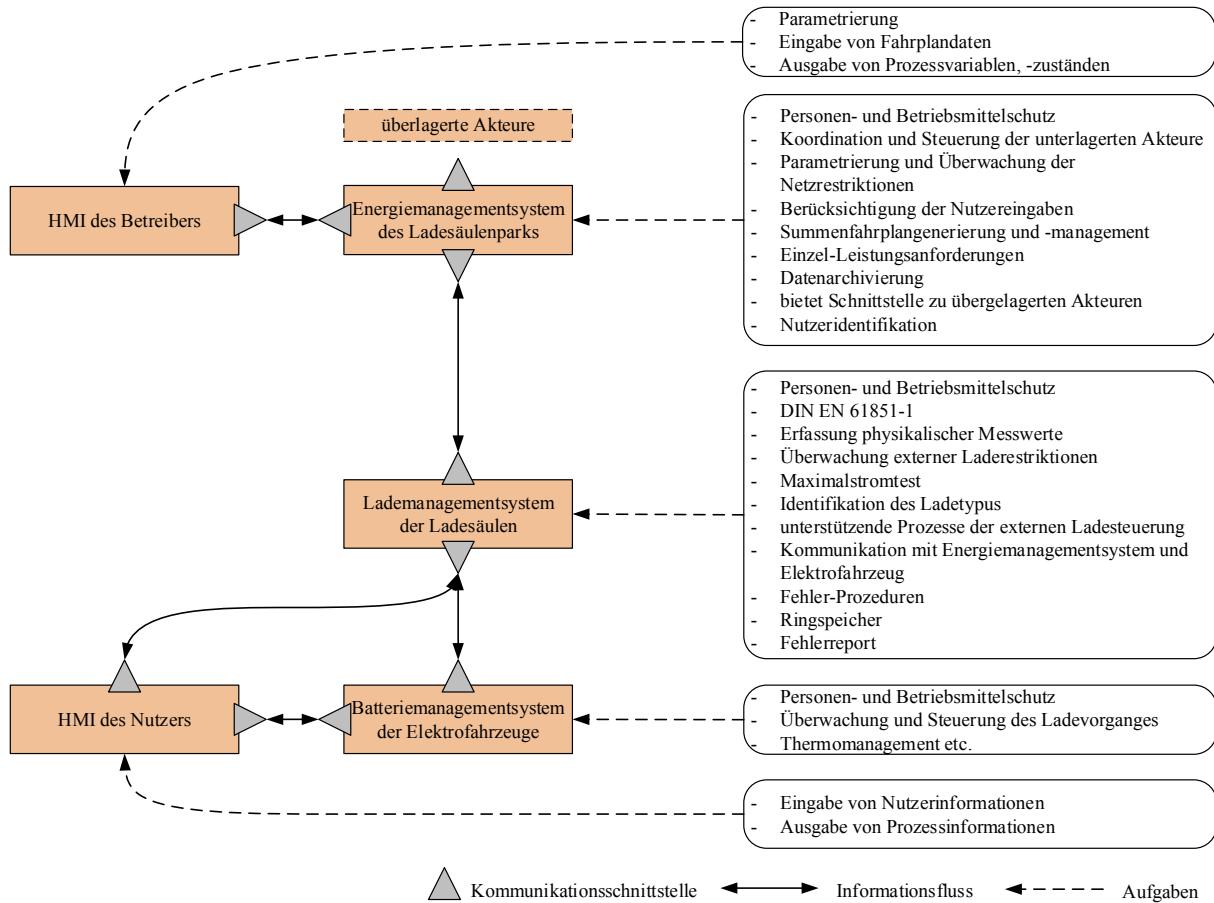


Abbildung 3-5: konzeptionelle Organisation und Verortung der Aufgaben der beteiligten Managementsysteme im Ladesäulenpark

Hierbei wird von vornherein die Annahme getroffen, dass auf Grundlage der Vorbetrachtungen, durch den Einsatz eines Aggregators, Elektrofahrzeuge über diese Systematik verwaltet werden und gemeinsam Zusatznutzen bzw. Dienstleistungen bereitstellen können. Der Aggregator heißt in diesem Zusammenhang *Energiemanagementsystem* (EMS) und bildet die lokal aggregierende funktionale Einheit im Ladesäulenpark. Diesem sind hinsichtlich der funktionalen Einheit das dezentrale sog. *Lademanagementsystem* (LMS) der angebundenen Ladesäulen und das BMS des Elektrofahrzeugs unterlagert. Durch die Aggregation autonom arbeitender Akteure, und der darüber hinaus dezentralen Steuerungsfunktion im MG (unter Beachtung der übrigen Ressourcen) ist deren Interdependenz durch ein Multi-Agenten System (MAS) geprägt. Dies bedeutet, dass durch die Akteure (Aggregator, Ladesäule, Elektrofahrzeug), die in dieser Ontologie Agenten darstellen, mehrere intelligente Steuerungen bzw. Managementsysteme integriert sind. Jeder dieser Agenten beeinflusst durch Aktionen und Reaktionen das Systemverhalten des Ladesäulenparks. Da weiterhin auch eine möglichst hohe

Kommunikation (ähnlich dem Ausdrucksmöglichkeiten des Menschen³¹⁾ benötigt wird, setzt dies allerdings einen hohen Ausbau-Grad an IKT voraus [69].

Die in Abbildung 3-5 dargestellte Kommunikation mit dem BMS und dem Nutzerinterface des Elektrofahrzeugs bedingt den Austausch von Informationen, welche über die normierte Kommunikation gemäß DIN EN 61851-1 nicht verfügbar wären. Hierzu zählen bspw. der Ladezustand der Fahrzeugbatterie und nutzerspezifische Informationen [45].

Die Ladesäule und das Ladekabel sind die physische Verbindung zwischen Elektrofahrzeug und Energieversorgungsnetz. Sie beherbergen die Kommunikationsschnittstellen zur Weiterleitung von Informationen zum Aggregator. Das LMS sammelt und verarbeitet nötige Informationen und gibt sie an das Energiemanagementsystem weiter. Weiterhin empfängt es Steuerungsanforderungen des Aggregators. Eine weitere Aufgabe besteht in der Messung der aktuellen physikalischen Zustände, wie z. B. den Energieverbrauch oder die Leistung. Durch die Parametrierung lokaler Netzparameter und der Überwachung der fahrzeug- und nutzerspezifischen Laderestriktionen wird der Ladevorgang stets innerhalb zulässiger Grenzen durchgeführt. Autonom arbeitende Prozesse des LMS gewährleisten die Energieversorgung des Elektrofahrzeugs auch bei Kommunikationsunterbrechungen. Der Ladevorgang kann über die Schaltung des Versorgungsschützes der Ladesäule abgebrochen werden.

Das EMS ist die zentrale Prozesssteuerung des Ladesäulenparks (Aggregator). Es misst, überwacht und steuert sämtliche Prozesse soweit es die Autonomie der unterlagerten Akteure zulässt. Erst durch die Aggregation durch das EMS werden die energetischen Potentiale gesamtheitlich gehoben. Zur bedarfsgerechten Verwertung kann eine weitere Schnittstelle zu den überlagerten Akteuren (MG, SG, EVU und/oder ÜNB) eingerichtet sein.

Das EMS errechnet aus den Zustandsparametern des Energieversorgungsnetzes und dem Soll-Summenfahrplan des Betreibers, Einzellade- oder Einzelentladeleistungen für jedes Elektrofahrzeug und gibt diese als Steuerungsanforderungen an die Elektrofahrzeuge weiter. Die konzeptionelle Einordnung in die organisatorische Hierarchie aus BMS, Nutzer, Ladekabel, LMS und EMS darf nicht darüber hinweg täuschen, dass die Priorität der Steuerungsanforderungen der einzelnen Instanzen dieser Hierarchie gegenläufig ist (Abbildung 3-6).

³¹ Hiermit ist gemeint, dass nicht nur Binärvariablen und Werte sondern auch Erkenntnisse, Befehle, Bedürfnisse wechselseitig übermittelt werden können.

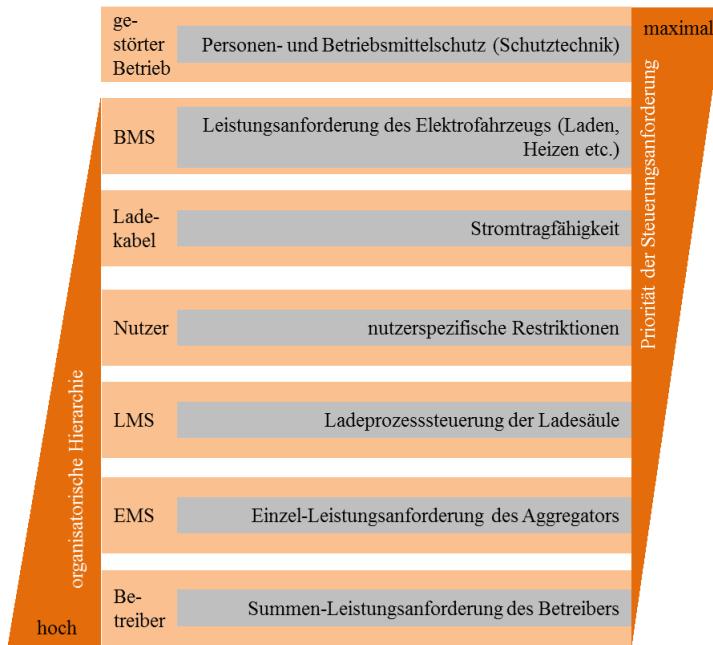


Abbildung 3-6: grundlegende Hierarchie und Priorität des Steuerungskonzeptes im Ladesäulenpark

Oberste Priorität haben, abgesehen vom gestörten Betrieb, stets die Vorgaben des BMS. Diese können durch externe Steuerungsanforderungen nicht umgangen werden. Somit kann eine Diskrepanz zwischen den Anforderungen des Betreibers des Ladesäulenparks zum tatsächlich eintretenden Ist-Wert der Scheinleistung des Elektrofahrzeuges auftreten.

Die Anforderungen des Betreibers können im ungestörten Betrieb durch die Anforderung des EMS, durch Prozesse des LMS, durch Anforderungen aufgrund von Nutzervorgaben, durch die Stromtragfähigkeit des Ladekabels und durch das BMS begrenzt werden.

3.3 Priorität der Nutzerwünsche

Um gesteuerte Ladevorgänge mit ggf. verfügbarer V2G-Funktionalität nutzerverträglich durchführen zu können, ist es notwendig Informationen des Nutzers zu gewinnen sowie hieraus, unter Beachtung der fahrzeug- sowie ladeinfrastrukturellen Restriktionen, sog. zulässige Energiezustandsräume zu definieren, in denen die Lade- bzw. Entladeleistung gemäß externer Steuerungsanforderungen beliebig variiert werden kann [70]. Dieses Erfordernis leitet sich aus der Möglichkeit ab, dass die Traktionsbatterie zum gewünschten Abfahrtszeitpunkt einen zu geringen Ladezustand aufweisen könnte, um eine beabsichtigte Fahrtstrecke bewältigen zu können. Hieraus ergäbe sich ein Konflikt mit den Erwartungen des Nutzers des Elektrofahrzeuges, der vorrangig aus der Mobilität seinen Nutzen zieht. Wird dem Nutzer keine Möglichkeit gegeben Informationen seiner Bereitschaft, zur Freigabe seiner Batterieenergiiekapazität für externe Steuerungen mitzuteilen, würde die Traktionsbatterie nicht nutzerverträglich verwendet werden können. Die Ermittlung und Übertragung der

Nutzerinformationen ist somit für die nutzerverträgliche Netzintegration der Elektrofahrzeuge essentiell [71].

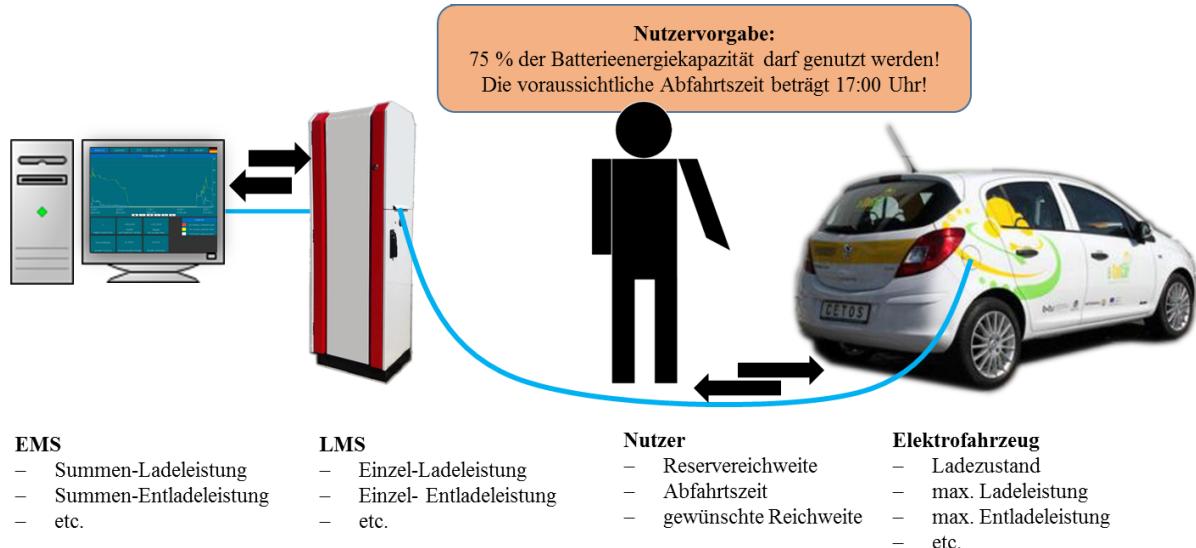


Abbildung 3-7: nutzerverträgliche energetische Integration des Elektrofahrzeugs in den Ladesäulenpark

Abbildung 3-7 illustriert die Erfordernisse der Übermittlung der Nutzerinformationen an das EMS und die daraus abgeleiteten Daten des Nutzers. Unabhängig von den externen Steuerungsanforderungen ist der Nutzer vor allem daran interessiert, dass das Elektrofahrzeug ausschließlich gemäß seines persönlichen Willens genutzt wird und Informationen hierüber eine hohe Priorität bei der Verwendung haben. Es müssen dementsprechend nutzerverträgliche zeitliche und energetische Verfügbarkeiten der Traktionsbatterie angezeigt werden, die dem Aggregatoren Grenzen der Nutzung anzeigen. In dem folglich zu definierenden, zulässigen Energiezustandsraum kann die Traktionsbatterie durch Anforderungen der zentralen Prozesssteuerung geladen bzw. entladen werden.

Der Nutzer über gibt hierzu die planmäßige Abfahrtszeit und eine dazugehörige gewünschte Reichweite ein. Diese Reichweite muss ab dem Abfahrtszeitpunkt durch einen entsprechenden Energiezustand garantiert sein und darf durch Steuerungsanforderungen des EMS nicht mehr unterschritten werden. Weiterhin wird eine nutzerspezifische zulässige Entladetiefe der nutzbaren Energiekapazität abgefragt. Diese als Reserve-Reichweite einzugebende Strecke dient dazu, unvorhergesehene Fahrten (z. B. Notfälle) vor dem Eintreten der planmäßigen Abfahrtszeit absolvieren zu können. Damit wird dem Sicherheitsbedürfnis des Nutzers Rechnung getragen. Folglich werden drei Informationen benötigt, die in Tabelle 3-2 aufgelistet sind.

Tabelle 3-2: benötigte Nutzereingaben zur energetischen Netzintegration mobiler Speicher

Formelzeichen	Bezeichnung und Einheit des Eingabewertes im HMI ³²	Erläuterung
$t_{\min, \text{Abfahrt}}$	Abfahrtszeit als Datum und Uhrzeit	Datum und Uhrzeit des mutmaßlich frühesten Zeitpunktes des Fahrtantritts, übergeben als Zeitdifferenz zwischen Ankunfts- und Abfahrtszeit in s
E_{Soll}	gewünschte Reichweite in km	gewünschte Mindestreichweite ab der definierten Abfahrtszeit, übergeben als Energiekapazität in Wh (Umrechnung erfolgt im Elektrofahrzeug)
E_R	Reserve-Reichweite in km	benutzerdefinierte, maximale Entladetiefe für außerplanmäßige Fahrtstrecken, übergeben als Energiekapazität in Wh

Die Eingabe erfolgt über ein im Fahrzeughandschuhfach integriertes Display. Bedient wird dieses über einen Drehknopf am rechten Gehäusefrontbereich (Abbildung 3-8).



Abbildung 3-8: Blick auf das HMI für die Eingabe der Nutzerdaten im Handschuhfach des Cetos

Das Fahrzeug berechnet aus den eingegebenen Strecken und unter Einbezug des Norm-Energieverbrauches des Cetos, die benötigten Energiemengen und gibt diese an die Ladeinfrastruktur weiter. Letztendlich bestimmt also der Fahrzeughalter, ob, wann und wieviel Batterieenergiekapazität durch das EMS verwendet werden darf.

Voraussetzung der Übertragung der Nutzerwünsche ist aber eine Erweiterung der Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladeinfrastruktur, da der obligatorische Informationsaustausch gemäß DIN EN 61851-1 diese Möglichkeit nicht bietet.

³² Human-Machine Interface, engl.: Mensch-Maschine-Schnittstelle

3.4 Definition von Ladetypen

Für das extern gesteuerte Lademanagement der einzelnen Elektrofahrzeuge, also der Einzel-Fahrpläne im Speziellen aber auch für das Energiemanagement im Allgemeinen und damit des gesamten Summen-Fahrplans des Ladesäulenparks, ist es aufgrund unterschiedlicher Eigenschaften notwendig, sog. *Ladetypen* zu identifizieren, zu definieren und in Lastmanagementpotentiale einzuordnen. Dies begründet sich aus dem Umstand, dass je Ladesäule zwei verschiedene Ladeanschlüsse vorhanden sind und somit entweder mit der Ladebetriebsart 2 oder 3 geladen werden kann. Aufgrund der darüberhinausgehenden Implementation einer notwendigen digitalen Kommunikation und der V2G-Fähigkeit differenziert sich die Ladebetriebsart 3 aus, da sich in Abhängigkeit der Ausbaustufe (Kommunikation und Rückspeisefähigkeit) unterschiedliche technische Anforderungen und Informationsumfänge ergeben, die differenziert organisiert werden müssen. Daraus folgend lassen sich insgesamt vier Ladetypen identifizieren, die in Abbildung 3-9 definitorisch systematisiert sind.

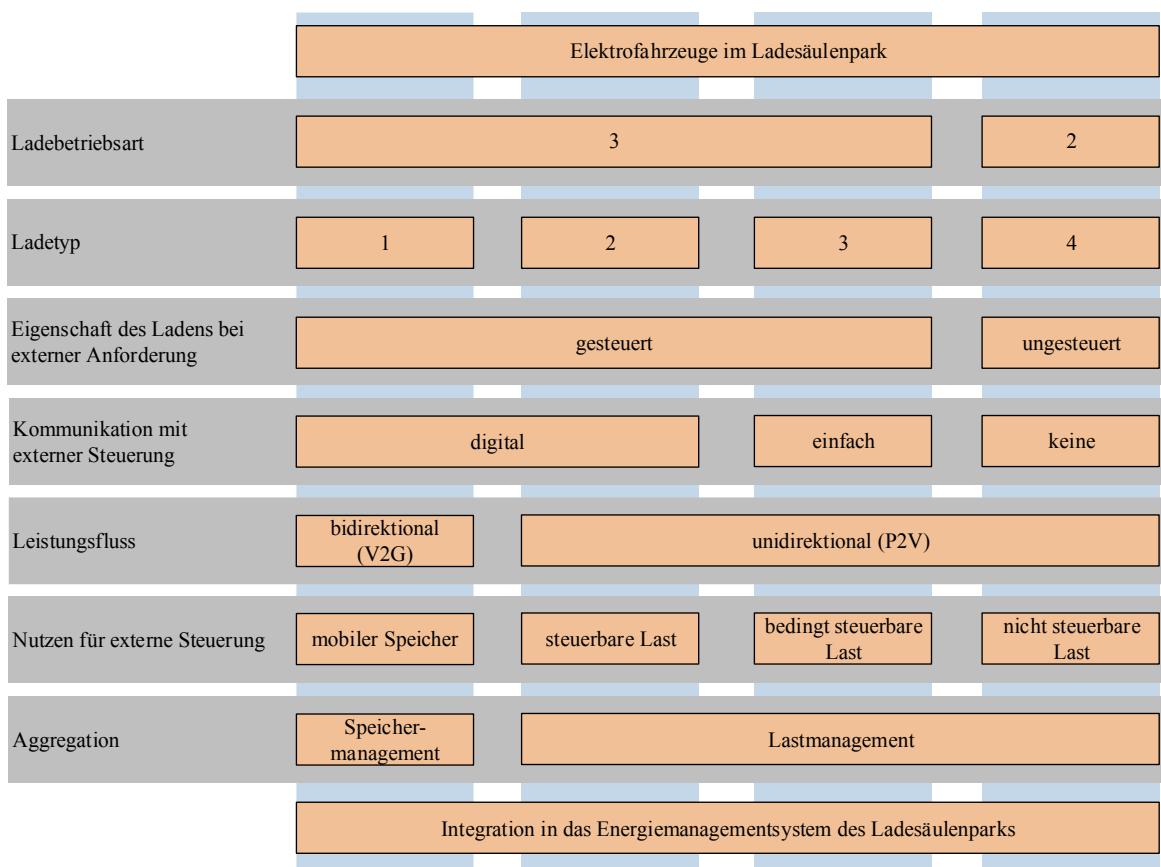


Abbildung 3-9: Systematik der definierten Ladetypen

Die Ladebetriebsarten 2 und 3 sind gemäß DIN EN 61851-1 normiert. Da sich die vier Ladetypen innerhalb dieses normativen Rahmens differenzieren, werden die angeschlossenen

Elektrofahrzeuge stets normgerecht geladen. Die Ladetypen 1 bis 3 sind Formen der Ladebetriebsart 3, der Ladetyp 4 entspricht vollständig der Ladebetriebsart 2.

Je weiter die Lade- und Kommunikationstechnologie entwickelt ist, desto kleiner wird die Ladetypenziffer. Weiterhin gliedern sich die Ladetypen in ungesteuerte und steuerfähige Ladevorgänge. Hierbei meint die Steuerfähigkeit die Einflussnahme auf die Lade- oder Entladeleistung während des CC-Verfahrens, durch die externe Steuerung. Eine weitere Untergliederung findet anhand der Qualität der Kommunikationsfähigkeit zwischen Elektrofahrzeug und externer Steuerung statt, welche entweder gar nicht, als einfache (Pilotfunktion des EVSE) oder digitale Kommunikation umgesetzt ist.

Ladetyp 4

Im Ladetyp 4, dem sog. *Notladen* wird das Laden über das einphasige Ladekabel durch die ICCB überwacht und gesteuert, sie gewährleistet die Kommunikation mit dem Elektrofahrzeug. Die Bezeichnung Notladen folgt der Annahme, dass ein Fahrzeughalter stets bestrebt ist die Fahrzeughülle so schnell wie möglich zu laden. In diesem Sinne ist das, im Vergleich zum dreiphasigen Laden der Ladebetriebsart 3 leistungsschwächere, einphasige Laden eine Alternative mit geringerem Nutzen (Energiekapazität) bei gleichem Ladezeitraum. Das Notladen könnte demgemäß vorrangig dann zum Einsatz kommen, wenn die Ladung mit dem dreiphasigen Anschluss aus technischen Gründen nicht möglich ist. Im Ladetyp 4 findet kein Informationsaustausch mit der externen Steuerung statt. Der Ladevorgang ist demnach auch nicht durch externe Managementsysteme steuerbar (lediglich ggf. über eine manuelle Steuereinrichtung der ICCB) und wird ausschließlich durch das BMS des Elektrofahrzeugs oder der Anforderung der ICCB (integrierte Pilotfunktion) determiniert. Dadurch stellt das Elektrofahrzeug in diesem Ladetyp und aus externer Sicht einen nicht-steuerbaren Verbraucher dar. Ein externes Managementsystem kann über die Auswertung der physikalischen Zustandsdaten des Messgerätes in der Ladesäule Informationen und Rückschlüsse auf den Ladevorgang ziehen.

Ladetyp 3

Der Ladetyp 3 entspricht dem genormten Laden in der Ladebetriebsart 3 gemäß DIN EN 61851-1 mit einfacher Kommunikation. Es erfolgt ein obligatorischer Informationsaustausch zwischen dem Elektrofahrzeug und dem EVSE. Der Ladestrom lässt sich über die Einstellung des Nenn-Tastverhältnisses eines pulsweitenmodulierten (PWM) Signales auf dem CP-Leiter des Ladekabels parametrieren bzw. steuern. Das Nenn-Tastverhältnis des PWM-Signales ist eine natürliche Zahl zwischen 1 und 100, welcher in einem definierten Wertebereich, ein Nenn-Ladestromwert zugeordnet ist. Der minimale zulässige Ladestrom ist demgemäß 6 A (Nenn-Tastverhältnis = 8 %, S = 4,1 kVA). Der maximale zulässige Ladestrom liegt bei 80 A (Nenn-

Tastverhältnis = 97 %, S = 55,2 kVA). Der Strom kann stufenweise in 0,6-A-Schritten bis zur zulässigen ladeinfrastrukturellen Obergrenze von 32 A variiert werden (bei höherem Ladestrom sind auch 2,5 A- bzw. 4 A-Schritte möglich) [45]. Diese Art der Kommunikation lässt, über das EVSE, einen Einfluss auf den Ladeprozess des Elektrofahrzeuges zu. Die Einstellung des Ladestromes durch das EVSE ordnet sich aber stets den Ladestromvorgaben des fahrzeugseitigen BMS unter, welches die maximal zulässige Obergrenze determiniert. Da im Ladetyp 3 Nutzerinformationen sowie aktuelle Energiekapazitätsinformationen der Traktionsbatterie fehlen, ist das Elektrofahrzeug aufgrund der einschränkenden Bedingungen eine bedingt steuerbare Last.

Ladetyp 2

Der Ladetyp 2 entspricht prinzipiell dem Ladetyp 3, erlaubt aber einen erweiterten Datenaustausch und eine bessere Steuerfähigkeit des Ladevorganges als Ladetyp 3. Durch die Implementation der digitalen Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladeinfrastruktur wird es möglich Ladeinformationen auszutauschen, die wesentlich umfangreicher sind, als die obligatorischen Informationen nach DIN EN 61851-1. Durch die digitale Kommunikation mit dem Elektrofahrzeug ist der Leistungsbereich zwischen 0,5 kVA und 22,0 kVA, in 0,1-A-Schritten, steuerfähig. Weiterhin erlaubt die digitale Kommunikation u. a. die Übergabe von Nutzerinformationen sowie aktuellen Ladezustandsinformationen, die das Elektrofahrzeug als steuerbare Last integrierbar macht.

Ladetyp 1

Der Ladetyp 1 ist die Erweiterung des Ladetypus 2 um die V2G-Fähigkeit. Hierzu ist ein bidirektonaler Lader im Elektrofahrzeug verbaut, der über die digitale Kommunikation durch eine externe Steuerung angesprochen werden kann. Der steuerbare Leistungsbereich wird durch die Rückspeisefähigkeit erweitert und beläuft sich auf -22,0 kVA (Rückspeisung) bis +22,0 kVA (Ladung), variierbar in 0,1-A-Schritten. Da das Elektrofahrzeug unter Beachtung der Nutzer- sowie Ladezustandsinformationen auch Energie in das elektrische Netz geben kann, wird es in diesem Typus als mobiler Speicher in ein Speichermanagement des Aggregators integriert.

Elektrofahrzeuge stellen im Energieversorgungsnetz des Ladesäulenparks demgemäß verschiedene Grade von Lasten oder Speichern dar, die sich in der Flexibilität der Steuerungsfähigkeit unterscheiden. Jeder Ladetyp zeichnet sich durch unterschiedliche Charakteristika, Informationsmengen und verschieden hohe Freiheitsgrade hinsichtlich der externen Einflussnahme aus. Zur Schöpfung des sich daraus ergebenen spezifischen Nutzens muss die übergeordnete Prozesssteuerung diese Ladetypen erkennen können. Denn das Managementsystem hat aufgrund dieser Kategorisierung die Möglichkeit die Elektrofahrzeuge

entweder mit konstanter Leistung zu laden oder die jeweiligen Vorteile der steuerbaren Lasten bis hin zum mobilen Speicher zu nutzen. Durch zusätzliche Restriktionen der Elektrofahrzeuge, im Speziellen des Cetos, ergeben sich fahrzeugspezifische Charakteristika der Ladetypen, die in der folgenden Tabelle 3-3 zusammengefasst sind.

Tabelle 3-3: fahrzeugspezifische Charakteristika der Ladetypen im Ladesäulenpark

Ladetyp	4	3	2	1
Ladebetriebsart gemäß DIN EN 61851-1	2	3	3	3
Leistungsübertragung	einphasig	dreiphasig	dreiphasig	dreiphasig
Schaltfähigkeit	Nein	Ja	Ja	Ja
Steuerfähigkeit	Nein	Ja	Ja	Ja
digitale Kommunikation	Nein	Nein	Ja	Ja
minimale Nenn-Ladeleistung	3,0 kVA	4,1 kVA	0,5 kVA	0,5 kVA
maximale Nenn-Ladeleistung	3,0 kVA	9,6 kVA	9,7 kVA	9,7 kVA
minimale Nenn-Entladeleistung	-	-	-	0,5 kVA
maximale Nenn-Entladeleistung	-	-	-	9,7 kVA
zulässiges minimales Inkrement bzw. Dekrement der Stromänderung	-	0,6 A	0,1 A	0,1 A
Quantität externer Freiheitsgrade	gering	mäßig	hoch	sehr hoch

Durch die sukzessive Erhöhung der Last- bzw. Speichermanagementmöglichkeiten der vier definierten Ladetypen, steigen aber auch die Anforderungen an den Automatisierungsgrad und die Informationsverarbeitung der Prozesse des Ladesäulenparks (Abbildung 3-10).

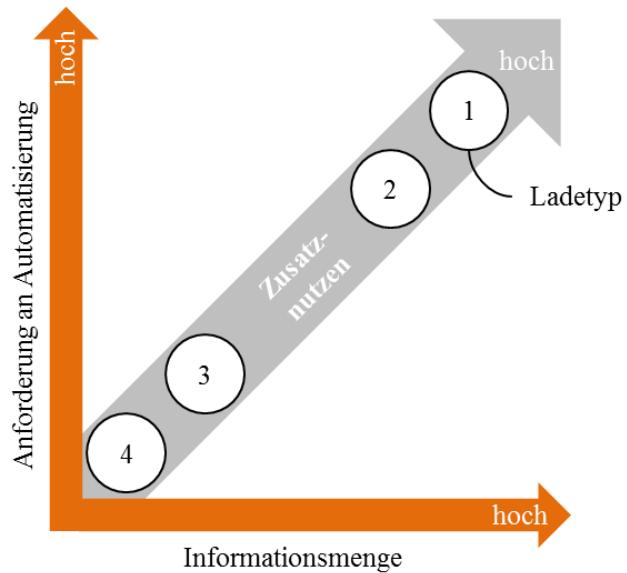


Abbildung 3-10: qualitative Abhängigkeit der Automatisierungsanforderungen der vier Ladetypen in Anlehnung an [72]

3.5 Prozessablauf im Ladetyp 1 und 2

Aus den übermittelten Daten des Nutzers und den zusätzlichen Restriktionen des Elektrofahrzeugs, der Ladeinfrastruktur und des gesamten Ladesäulenparks wird ein zulässiger Energiezustandsraum für die Ladetypen 1 und 2 gebildet. Nur innerhalb dieses Zustandsraums ist das gesteuerte Laden oder Entladen der Fahrzeugbatterie durch externe Steuerungsanforderungen des Aggregators zulässig. Hierbei ist der Prozessablauf stark an der Maximierung der Verfügbarkeit freier Batterieenergiiekapazitäten orientiert. Dies bedeutet, dass obwohl die vom Nutzer gewünschte Energiekapazität erreicht ist der Aggregator die bis zur Vollladung verbliebene Energiekapazität nutzen kann. Die gewünschte Energiekapazität (E_{Soll}) ist in diesem Sinne keine Maximal- sondern eine Minimalbedingung des Nutzers. Werden Grenzen des Energiezustandsraums verletzt, wird dies durch das LMS registriert und die Ladeganglinie automatisiert, über Steuerungsanforderungen des EMS, in den zulässigen Bereich zurückgesteuert. Der zulässige Energiezustandsraum während des Ladetypus 1 und 2 ist hierzu in Bereiche unterteilt, in denen differenzierte Bedingungen für die Nutzung der steuerbaren Last oder des mobilen Speichers herrschen.

Aufgrund der weitgehend vollständigen Kenntnis des EMS über notwendige BMS-determinierte Eigenschaften des Ladevorganges der Traktionsbatterie eines GEC Cetos kann ein zulässiger Energiezustandsraum für den zeitabhängigen Zustand der geladenen Energiekapazität während des Ladens im Ladetyp 1 und 2 definiert werden (Abbildung 3-11). Hierbei spielen die drei eingegebenen Nutzerinformationen eine wesentliche Rolle. Der Nutzer

trifft die Entscheidung ob, wann und in welchem Ausmaß die Traktionsbatterie seines Fahrzeugs als steuerbare Last oder mobiler Speicher verwendet werden darf. Hierzu gibt er die voraussichtliche Abfahrtszeit $t_{\min, \text{Abfahrt}}$ kombiniert mit dem zu diesem Zeitpunkt gewünschten Energiezustand der Traktionsbatterie E_{Soll} an. Außerdem kann er eine Reserveenergie E_R definieren. Dies ist ein Ladezustand, der der Traktionsbatterie in minimaler Zeit zur Verfügung gestellt werden muss. Nach der Ladung der Reserveenergie darf diese durch Anforderungen des EMS nicht mehr unterschritten werden. Das Elektrofahrzeug interpretiert die benötigten Energieangaben aus der, durch den Nutzer, eingegebene Strecke und dem Nenn-Energieverbrauch des Cetos. In der folgenden Abbildung 3-11 sind die genannten Werte in den Energiezustandsraum übertragen. Die zeitliche Verfügbarkeit und somit auch das energetische Potential der steuerbaren Last oder des mobilen Speichers werden maßgeblich durch diese Werte beeinflusst [73].

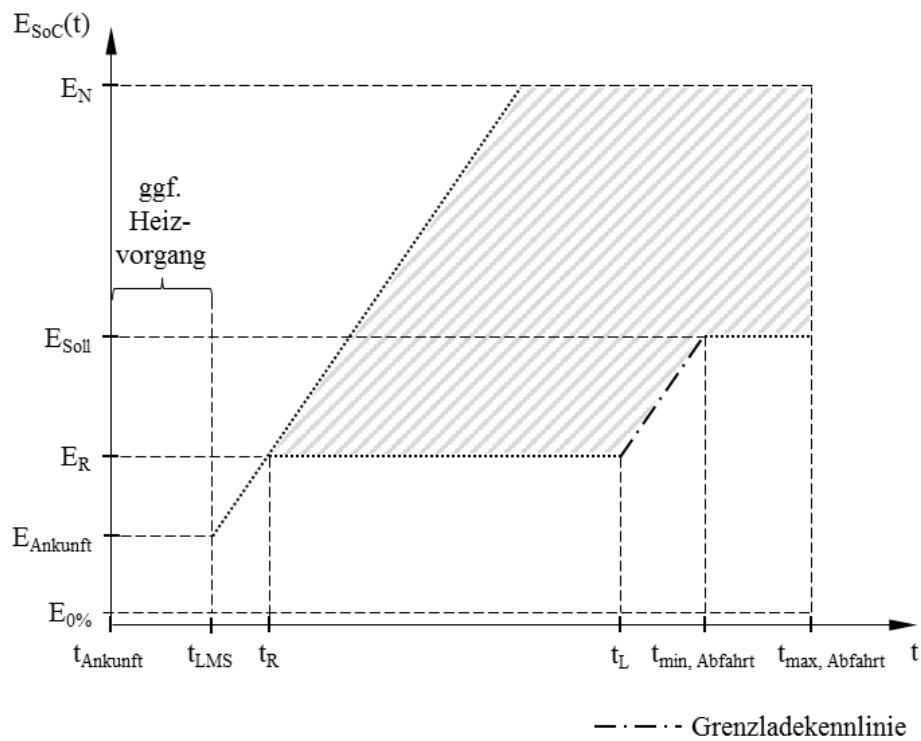


Abbildung 3-11: idealisiertes Schema des zulässigen Energiezustandsraumes (schraffierter Bereich) im Ladetyp 1 und 2 [73]

Folglich der Abbildung 3-11 müssen dem LMS und EMS zusätzlich zu den drei Nutzereingaben weitere relevante Informationen bekannt sein, um den zulässigen Energiezustandsraum ableiten zu können. Diese Werte sind in der folgenden Tabelle 3-4 aufgelistet.

Tabelle 3-4: relevante Werte für die externe Steuerung der Ladetypen 1 und 2

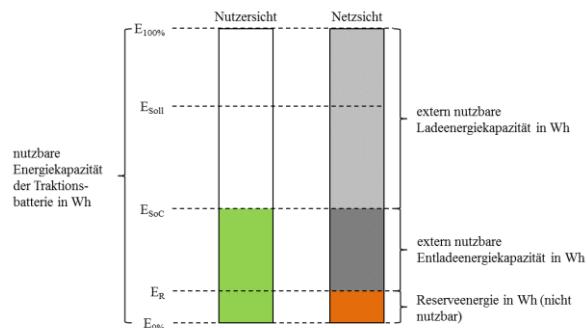
Formelzeichen	Einheit	Erläuterung
E_N	Wh	nutzbare Nenn-Energiekapazität der Traktionsbatterie
E_{Soll}	Wh	nötige Energiekapazität für gewünschte Mindestreichweite ab der definierten Abfahrtszeit (abgeleitet aus der Nutzereingabe)
E_R	Wh	benutzerdefinierte maximale Entladetiefe für außerplanmäßige Fahrtstrecken (abgeleitet aus der Nutzereingabe)
$E_{Ankunft}$	Wh	Energiekapazität zum Zeitpunkt des Ansteckens an der Ladesäule
$E_{0\%}$	Wh	vollständig entladene nutzbare Energiekapazität (entspricht einem SoC von 0 %)
E_{SoC}	Wh	aktueller Energiezustand
$t_{Ankunft}$	s	Zeitpunkt des Ansteckens an der Ladesäule
t_{LMS}	s	Beginn der aktiven Einbindung des Elektrofahrzeugs als steuerbare Last bzw. mobiler Speicher (externe Anforderungen des EMS)
t_R	s	Zeitpunkt ab dem die Reserveenergie in die Traktionsbatterie eingespeichert ist, wenn $E_R \leq E_{Ankunft}$, dann $t_R = t_{LMS}$
t_L	s	spätester Zeitpunkt, um bei minimal zulässigem Ladezustand, die Soll-Energiekapazität zum Abfahrtszeitpunkt $t_{min,Abfahrt}$ mit maximal zulässiger Ladeleistung zu erreichen
$t_{min,Abfahrt}$	s	mutmaßlich frühester Zeitpunkt des Fahrstartes (abgeleitet aus Nutzereingabe)
$t_{max,Abfahrt}$	s	Zeitpunkt des Absteckens von der Ladesäule

Dem Ladebeginn kann eine Heizphase vorangehen, während der die Traktionsbatterie in den zulässigen Temperaturbereich gebracht wird. Die zeitliche Dauer dieses Heizvorganges ist von der Umgebungstemperatur sowie der Durchschnittstemperatur der Traktionsbatterie abhängig und somit stochastisch. Während dieser Phase hat das EMS keine Einflussmöglichkeit, der Ladevorgang beginnt erst, wenn die zulässige Grenztemperatur der Traktionsbatterie erreicht ist.

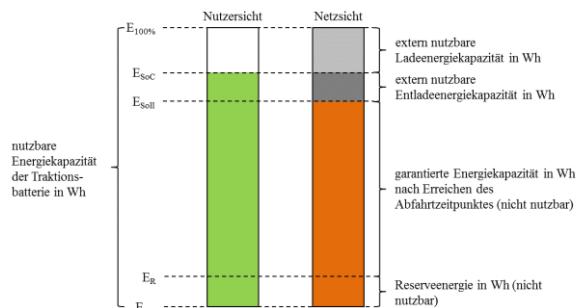
Die Grenzladekennlinie (GLKL) ist ein zentraler Bestandteil des zulässigen Energiezustandsraums. Sie beschreibt für jeden Zeitpunkt, in dem das Elektrofahrzeug vor Erreichen des gewünschten Abfahrtszeitpunktes geladen bzw. entladen wird, wann das EMS eine externe Anforderung mit maximal zulässiger Ladeleistung stellen muss, damit die gewünschte Mindestreichweite zum Abfahrtszeitpunkt garantiert wird. Demnach entspricht der

Anstieg der GLKL, dem maximal zulässigen positiven Energiegradienten während dieser Zeitperiode ($\Delta t = t_{\min, \text{Abfahrt}} - t_L$), der vom Elektrofahrzeug umgesetzt werden muss. Die dafür in der Zeitperiode Δt notwendige maximal zulässige Ladeleistung muss vom EMS a priori vorgehalten werden, damit die benötigte Leistung durch das Elektrofahrzeug abgerufen werden kann. Weiterhin muss sichergestellt sein, dass während dieser Zeit keine Restriktionen (Netzparameter, Batterieparameter etc.) verletzt werden. Die Kenntnis über die GLKL und deren garantierte Beachtung während des Ladeprozesses ist somit ein essentieller Bestandteil des nutzerverträglichen Integrationskonzepts des Elektrofahrzeugs als steuerbare Last oder mobilen Speicher.

Eine Aufgabe des LMS bzw. EMS besteht in der Überwachung der Grenzen des Energiezustandsraums jedes teilnehmenden Elektrofahrzeugs, das den Ladetyp 1 oder 2 unterstützt und stellt Leistungsanforderungen nur innerhalb der zulässigen Restriktionen. Aus den Informationen des Energiezustandsraums leiten sich für das EMS, unter Beachtung der nutzerspezifischen Vorgaben, weitere Implikationen ab (Abbildung 3-12).



a)



b)

Abbildung 3-12: Verwendung der Traktionsbatterie aus Nutzer- und Netzsicht

a) vor Eintreten des vom Nutzer eingegebenen mutmaßlichen Abfahrtzeitpunktes $t_{\min, \text{Abfahrt}}$

b) nach Eintreten des vom Nutzer eingegebenen mutmaßlichen Abfahrtzeitpunktes $t_{\min, \text{Abfahrt}}$

Der Nutzer ist vor allem an der ausreichenden Beladung der Traktionsbatterie in akzeptabler Zeit interessiert. Hierfür hat er die geforderten Nutzerinformationen durch Eingabe in das HMI, an die Prozesssteuerung weitergegeben. Für das EMS im Speziellen und das Energieversorgungsnetz im Allgemeinen stellt die Traktionsbatterie in diesem definierten Ladeprozess entweder eine steuerbare Last oder einen mobilen Speicher dar, der durch externe Leistungsanforderungen genutzt werden kann. Diese Leistungsanforderung durch das EMS ist, wie im Kapitel 3.2 dargelegt, aber nicht priorität. Bei Zu widerlaufen der externen Steuerungsanforderung gegen die Akteure Nutzer, BMS, Ladekabel oder LMS werden die Vorgaben des EMS nicht umgesetzt.

Die genannten Restriktionen und Energiezustandsänderungen verändern dynamisch das Verhältnis zwischen der nutzbaren Lade- und Entladeenergiiekapazität sowie die extern nutzbare Gesamtenergiiekapazität. Vor dem Erreichen der Abfahrtszeit ($t < t_{\min, \text{Abfahrt}}$) wird die extern nutzbare Energiiekapazität lediglich durch die Reserveenergie und die maximale nutzbare Energiiekapazität begrenzt (Abbildung 3-12a). Nach dem Erreichen der Abfahrtzeit ($t \geq t_{\min, \text{Abfahrt}}$) und dem gewünschten energetischen Füllstand der Traktionsbatterie bildet die nötige Energiiekapazität für die gewünschte Mindestreichweite ab der definierten Abfahrtszeit, die untere Grenze der extern nutzbaren Energiiekapazität. Obwohl die obere Grenze die maximal nutzbare Energiiekapazität bleibt, hat sich die nutzbare Energiiekapazität reduziert (Abbildung 3-12b). Die Höhe der Reduktion hängt von den Vorgaben des Nutzers ab, der über die Bereitstellung extern nutzbarer Energiiekapazität seiner Traktionsbatterie entscheidet. Die extern nutzbare Energiiekapazität ist dementsprechend maximal, wenn E_R durch den Nutzer minimiert und im Optimum auf 0 kWh gebracht sowie E_{Soll} in Kombination mit der Abfahrtszeit maximiert wird.

Aus den vorangegangenen Ausführungen können für den Leistungsbedarf des Elektrofahrzeugs und die Leistungsanforderungen des extern steuernden EMS Aussagen formuliert werden, die den Ladebetrieb während des Ladetypus 1 und 2 beschreiben.³³ Der Energiezustand nach dem Laden oder Entladen der Traktionsbatterie eines Elektrofahrzeugs n ergibt sich aus der zeitlichen Inanspruchnahme (dt) der Lade- bzw. Entladeleistung (S_n) des Anschlusses an einer der 15 Ladesäulen des Ladesäulenparks.

³³ Die Ausführungen in dieser Arbeit orientieren sich ausschließlich am Verbraucherzählspfeilsystem. Der Bezugspunkt dafür ist der Verknüpfungspunkt des Ladesäulenparks am Microgrid (in der Schaltanlage). Der Bezug elektrischer Leistung vom vorgelagerten Energieversorgungsnetz wird mit positivem Vorzeichen, die Rückspeisung elektrischer Leistung in das vorgelagerte Energieversorgungsnetz mit negativem Vorzeichen gezählt.

$$\int_{t_{LMS}}^{t_{max, Abfahrt}} S_n dt = E_{SoC,n} \quad \forall n \quad 3-1$$

Das Maximum von $E_{SoC,n}$ entspricht der maximal nutzbaren Energiekapazität der Traktionsbatterie (E_N). Das Minimum ist die vollständig entladene nutzbare Energiekapazität der Traktionsbatterie ($E_{0\%}$). Die gesamte umgesetzte Energie während des Ladens der Traktionsbatterie (E_n) im Ladetypus 1 und 2 berechnet sich aus der Zeitdifferenz (dt) und dem Betrag der Lade- bzw. Entladeleistung (S_n) des Anschlusses an der Ladesäule.

$$\int_{t_{LMS}}^{t_{max, Abfahrt}} |S_n| dt = E_n \quad \forall n \quad 3-2$$

Der Betrag der Lade- bzw. Entladeleistung darf die zulässige Maximalleistung der Ladeelektronik des Elektrofahrzeugs, vorgegeben durch das BMS ($S_{BMS,n}^{\max}$), und die zulässige Stromtragfähigkeit des Ladekabels ($S_{LK,n}^{\max}$), welche dem Elektrofahrzeug, LMS und EMS bekannt ist, nicht überschreiten. Weiterhin darf der Betrag der Leistung die zulässige Maximalleistung, welche durch die übergeordnete Prozesssteuerung vorgegeben wird ($S_{EMS,n}^{\max}$) und die zulässigen Maximalleistung der Ladesäule ($S_{LMS,n}^{\max}$) nicht überschreiten.

$$|S_n| \leq S_{BMS,n}^{\max} \leq S_{LK,n}^{\max} \leq S_{LMS,n}^{\max} \leq S_{EMS,n}^{\max} \quad \forall n \quad 3-3$$

Die geladene Energie muss, während des gesamten Prozesses, gleich oder größer der Reserveenergie E_R sein. Wenn das Elektrofahrzeug an die Ladesäule angeschlossen wird und die durch den Nutzer eingegebene Reserveenergie über der tatsächlich verfügbaren Energiekapazität liegt, soll priorisiert mit maximal verfügbarer Leistung (S_n^{\max}) geladen werden bis das Kriterium erfüllt ist. Da diese Phase stark dem ungesteuerten Laden (*dumb charging*) ähnelt, sollte der Nutzer angereizt werden, eine möglichst geringe Reserve anzusetzen und somit die notwendige Zeit zum Laden der Reserveenergie zu minimieren.

$$E_R \leq \int_{t_{LMS}}^{t_{max, Abfahrt}} S_n dt \quad \forall n \quad 3-4$$

Die tatsächlich verfügbare Energiekapazität in der Traktionsbatterie kann nur zwischen einem SoC = 0 % und SoC = 100 % bzw. der maximal nutzbaren Energiekapazität E_N liegen.

$$E_{0\%} \leq \int_{t_{\text{Ankunft}}}^{t_{\text{max}, \text{Abfahrt}}} S_n dt \leq E_N \quad \forall n \quad 3-5$$

Zum mutmaßlichen Abfahrtszeitpunkt ($t_{\min, \text{Abfahrt}}$) muss der Ladezustand gleich oder größer der durch den Nutzer eingegebenen Wunschenergie (E_{Soll}) sein.

$$E_{\text{Soll}} \leq \int_{t_{\text{LMS}}}^{t_{\min, \text{Abfahrt}}} S_n dt \quad \forall n \quad 3-6$$

Eine bedeutende Restriktion des Zustandsraumes stellt die GLKL dar. Sie determiniert maßgeblich, wie lange die, durch den Nutzer vor der Abfahrtszeit, freigegebene Energiekapazität zur Verfügung steht. Ist die geladene Energiekapazität der Traktionsbatterie größer als die Zustandsfunktionswerte der GLKL, darf mit beliebiger zulässiger Leistung (S_n) geladen bzw. entladen werden. Bei Berührung der GLKL darf nur noch mit maximal zulässiger Leistung (S_n^{\max}) geladen werden, bis die Wunschenergie (E_{Soll}) zum Abfahrtszeitpunkt ($t_{\min, \text{Abfahrt}}$) erreicht ist.

$$\int_{t_L}^{t_{\min, \text{Abfahrt}}} S_n dt := \begin{cases} S_n dt & \text{für } \int_{t_L}^{t_{\min, \text{Abfahrt}}} S_n dt > E_{\text{SoC}}(t) = \frac{E_{\text{Soll}} - E_R}{t_{\min, \text{Abfahrt}} - t_L} (t - t_L) + E_R \\ S_n^{\max} dt & \text{für } \int_{t_L}^{t_{\min, \text{Abfahrt}}} S_n dt \leq E_{\text{SoC}}(t) = \frac{E_{\text{Soll}} - E_R}{t_{\min, \text{Abfahrt}} - t_L} (t - t_L) + E_R \end{cases} \quad \forall n \quad 3-7$$

Ab Erreichen des Abfahrtszeitpunktes darf die eingegebene Wunschenergie bis zum Abstecken des Elektrofahrzeugs durch externe Anforderungen nicht mehr unterschritten werden.

$$E_{\text{Soll}} \leq \int_{t_{\text{LMS}}}^{t_{\max, \text{Abfahrt}}} S_n dt \quad \forall n \quad 3-8$$

In den vorangegangen Ausführungen sind die Eigenverbräuche des Elektrofahrzeugs und der Ladeinfrastruktur nicht enthalten. Das Elektrofahrzeug gibt in den Ladetypen 1 und 2 den aktuellen Energiefüllzustand der Traktionsbatterie über die digitale Kommunikation an das EMS weiter. Die nötige Energie zur Versorgung der Nebenverbraucher wird aber durch das Messgerät in der Ladesäule aufgezeichnet. Hierdurch kann zwischen der nötigen Energie für die Ladung der Traktionsbatterie sowie der Versorgung der Ladeinfrastruktur und des Elektrofahrzeugs differenziert werden. Die, in jedem Zeitabschnitt, zur gesamten

Energieversorgung und während des Ladevorganges benötigte Scheinleistung des Elektrofahrzeugs n ($S_{Brutto,n}$), setzt sich aus der Scheinleistung für die Ladung der Traktionsbatterie (S_n), der Versorgungsscheinleistung für die Ladesäule m ($S_{Ladesäule,m}$) sowie der Scheinleistung zur Versorgung der Bordelektronik, der Zusatzsysteme (Kühl-, Heizvorgang) des Elektrofahrzeugs ($S_{Elektrofahrzeug,n}$) und der auftretenden Verluste zusammen.

$$\int_{t_{Ankunft}}^{t_{max,Abfahrt}} S_{Brutto,n} dt = \int_{t_{Ankunft}}^{t_{max,Abfahrt}} (S_n + S_{Ladesäule,m} + S_{Elektrofahrzeug,n} + S_{Verluste}) dt \quad \forall n \quad 3-9$$

Durch die Formel 3-9 wird deutlich, dass zum Laden der Traktionsbatterie auch die Energie für die Ladeinfrastruktur und die Elektronik des Elektrofahrzeugs zur Verfügung gestellt werden muss. Wird die für das Laden der Traktionsbatterie aufgewendete Wirkleistung (P_n) in Relation zur gesamten aufgewendeten Scheinleistung ($S_{Brutto,n}$) gesetzt, errechnet sich ein Leistungsfaktor der Ladung (λ_{Ladung}).

$$\lambda_{Ladung} = \frac{|P_n|}{S_{Brutto,n}} \quad \forall n \quad 3-10$$

Um den Energiezustandsraum möglichst exakt abzubilden ist darüber hinaus die Kenntnis über den Verlauf der GLKL nötig. Näherungsweise kann der Verlauf gemäß Abbildung 3-13 übernommen werden.

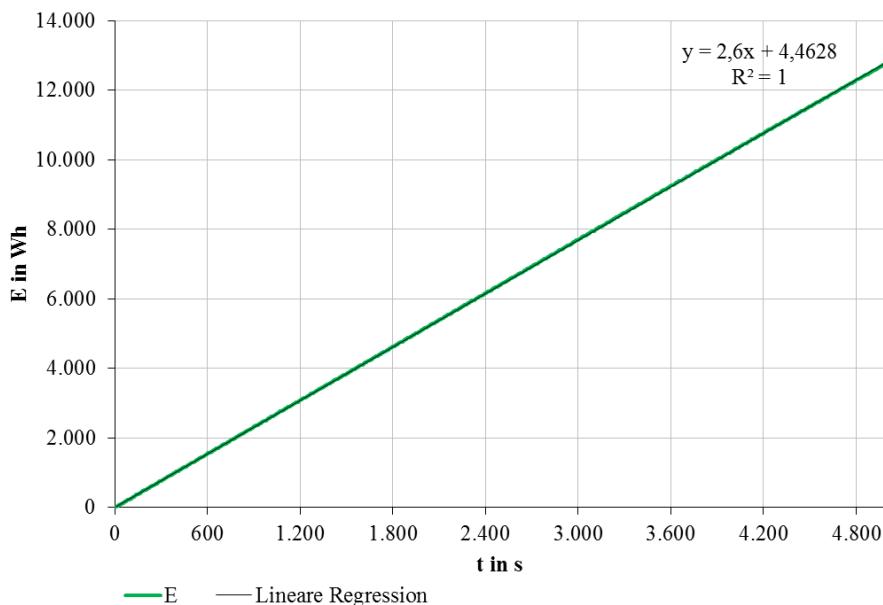


Abbildung 3-13: Energieverlauf und lineare Regression der GLKL eines Cetos im Ladetyp 1 (CC-Phase, $I_{Anforderung} = 14 \text{ A}$, $P = 9,36 \text{ kW}$)

Die lineare Regression des Energieverlaufes während der externen Ladeleistungsanforderung zum Laden mit maximal zulässiger Nenn-Scheinleistung ($S = 9,7 \text{ kVA}$) in der CC-Phase liefert einen Anstieg von $2,6 \text{ Wh/s}$, was einer eingesetzten Wirkleistung von $9,36 \text{ kW}$ und somit einem Leistungsfaktor von etwa $0,965^{34}$ entspricht (weitere Wandlungsverluste bzw. Verluste während des Speicherns und der Entnahme der Energie werden hierunter nicht subsumiert). Diese Diskrepanz muss durch das EMS mit Hilfe von Korrekturfaktoren berücksichtigt werden, da die Gefahr besteht, dass zum gewünschten Abfahrtzeitpunkt nicht die gewünschte Energie geladen ist. Hierzu kann die GLKL in der Abbildung 3-11 entweder parallel nach links verschoben oder in ihrem Anstieg nachträglich verringert werden, ohne dabei die Abfahrtszeit oder die gewünschte Energiemenge zu beeinflussen. Hierdurch reduziert sich aber auch die nutzbare Energiekapazität und die extern verfügbaren Freiheitsgrade für die gegebene Anschlussdauer, da die GLKL das Laden mit maximal zulässiger Leistung erfordert und somit dem Charakter des *dumb charging* entspricht. Die GLKL sollte aus diesem Grund als Grenze verstanden werden, die es insbesondere in relativ geringen Ladezuständen nicht anzustreben gilt, da dies die Ladezeit, in der mit maximal zulässiger Leistung geladen werden muss, vergrößert.

Das Konzept des Prozessablaufes der Ladetypen 1 und 2 mit den Interdependenzen zwischen BMS, Nutzer, LMS und EMS stellt sich in Abbildung 3-14 dar.

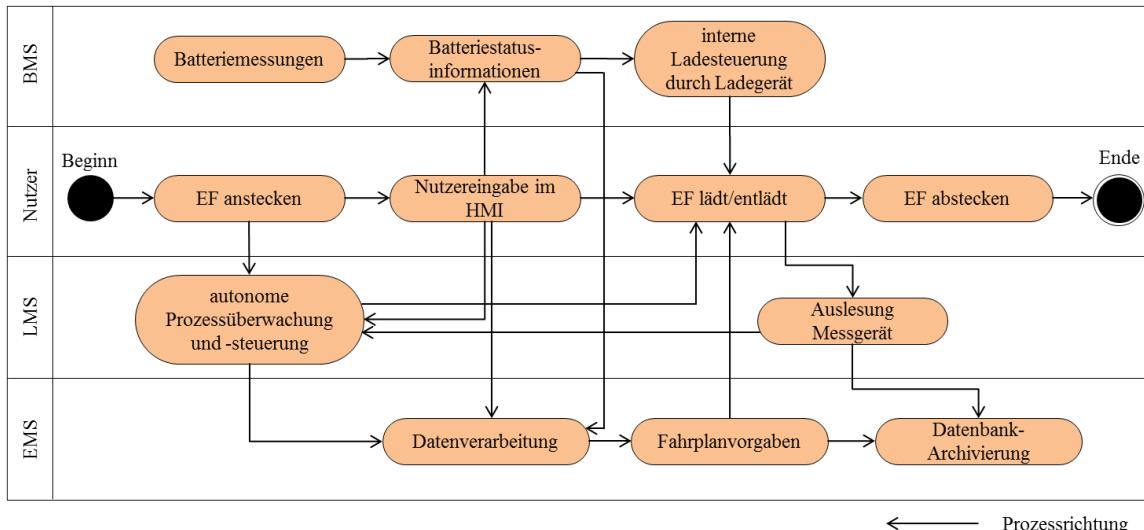


Abbildung 3-14: Prozessablaufdiagramm zur Nutzung der Elektrofahrzeuge als steuerbare Last oder mobile Speicher

³⁴ Die Größenordnung dieses ermittelten Wertes wird bspw. von VEZZINI (2012) in [39] bestätigt.

Der Nutzer erreicht mit seinem Elektrofahrzeug die Ladesäule und verbindet beides über das Ladekabel. Er ist vor allem an der Beladung seiner Traktionsbatterie in vorgegebener Zeit interessiert und gibt dazu die drei Nutzereingaben aus Kapitel 3.3 in das HMI ein. Die Nutzerinformationen und weitere Ladeinformationen (maximal zulässige Ladeleistung des Elektrofahrzeugs etc.) werden danach an das LMS und EMS weitergegeben. Das LMS führt autonome Prozeduren durch, die das EMS unterstützen. Hierzu gehören u. a. die Auslesung des Messzählers in der Ladesäule, die aufbereitete Weitergabe von Informationen, die Restriktions- und Fehlerüberwachung sowie die Durchführung der digitalen Kommunikation. Das EMS generiert aus den gesammelten Daten Fahrplanvorgaben in Form von maximalen Steuerungsanforderungen, die an das Elektrofahrzeug übermittelt werden. Das Elektrofahrzeug lädt bzw. entlädt daraufhin die Traktionsbatterie in Abhängigkeit der Restriktionen des BMS (Energie- und Thermomanagement der internen Ladesteuerung). Die beim Ladevorgang anfallenden Messdaten (Scheinleistung, Energie etc.) werden wiederrum vom LMS und EMS verarbeitet. Die Datenarchivierung der Prozessdaten ist Funktionsteil des EMS. Die Verfügbarkeit des Elektrofahrzeugs als steuerbare Last oder mobilen Speicher endet spätestens mit dem Abstecken von der Ladeinfrastruktur durch den Nutzer, der den Prozessablauf hierdurch beendet.

4 FELD-KOMPONENTEN UND VERNETZUNG IM LADESÄULEN-PARK

Die Umsetzung der im vorangegangenen Kapitel erläuterten Konzeption und dem damit einhergehenden wechselseitigen Informationsaustausch setzt die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug, Ladeinfrastruktur und Aggregator voraus. Weiterhin bedingt das Konzept einerseits ein kommunikationsfähiges Messgerät in der Ladesäule, um die umgesetzten physikalischen Werte zu validieren und andererseits die Implementierung der Steuerfähigkeit des Ladevorganges durch externe Steuerungsanforderungen, in Abhängigkeit des Ladetypus. Das folgende Kapitel beschreibt die komponententechnische Umsetzung der Konzeption im Ladesäulenpark.

4.1 Technischer Aufbau

Zusätzliche technische Voraussetzungen zur Unterstützung der vier Ladetypen und der Implementierung einer externen Ladesteuerung sind die Automatisierung der Ladesäule, die Durchführung einer digitalen Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladesäule sowie der Aufbau einer zentralen Prozesssteuerung [74].

Die Ladesäule bildet das immobile energie- und kommunikationstechnische Bindeglied zwischen dem Elektrofahrzeug, dem Aggregator und dem Energieversorgungsnetz. Sie enthält eine normierte Elektroinstallation, die die Energieversorgung der Komponenten und des Elektrofahrzeugs, das Schalten und den Leitungs-, Fehlerstrom- und Überspannungsschutz sowie die Messung gewährleistet. Die enthaltene IKT muss den benötigten nutzenorientierten Informationsaustausch zwischen Nutzer, Elektrofahrzeug, Ladesäule, Aggregator und Betreiber sicherstellen, um Signale und Daten zuverlässig zu transportieren. Dies dient der Umsetzung des Funktionsumfangs hinsichtlich der Aufgaben Steuerung, Überwachung, Diagnose und Fernwartung. Beim Aufbau und der Installation der Ladesäulen müssen die geltenden Normen (z. B. für den Schutz gegen elektrischen Schlag, das Errichten von Niederspannungsanlagen etc.) eingehalten werden [75].

Die Automatisierung der Ladesäule umfasst die Ausstattung und Verschaltung von elektrotechnischen Komponenten, die eine automatisierte Lade- und Entladesteuerung der Traktionsbatterien zulassen, so wie sie im Kapitel 3.5 vorgestellt wurde. Weiterhin müssen bei einer Kommunikationsunterbrechung autarke Notfallprozeduren ausgeführt werden, um die Versorgungssicherheit des Elektrofahrzeuges zu gewährleisten.

Die folgende Abbildung 4-1 verdeutlicht den in Bezug zur Konzeption umgesetzten funktionalen Komponenteneinsatz im Ladesäulenpark und dessen kommunikative Verbindungen.

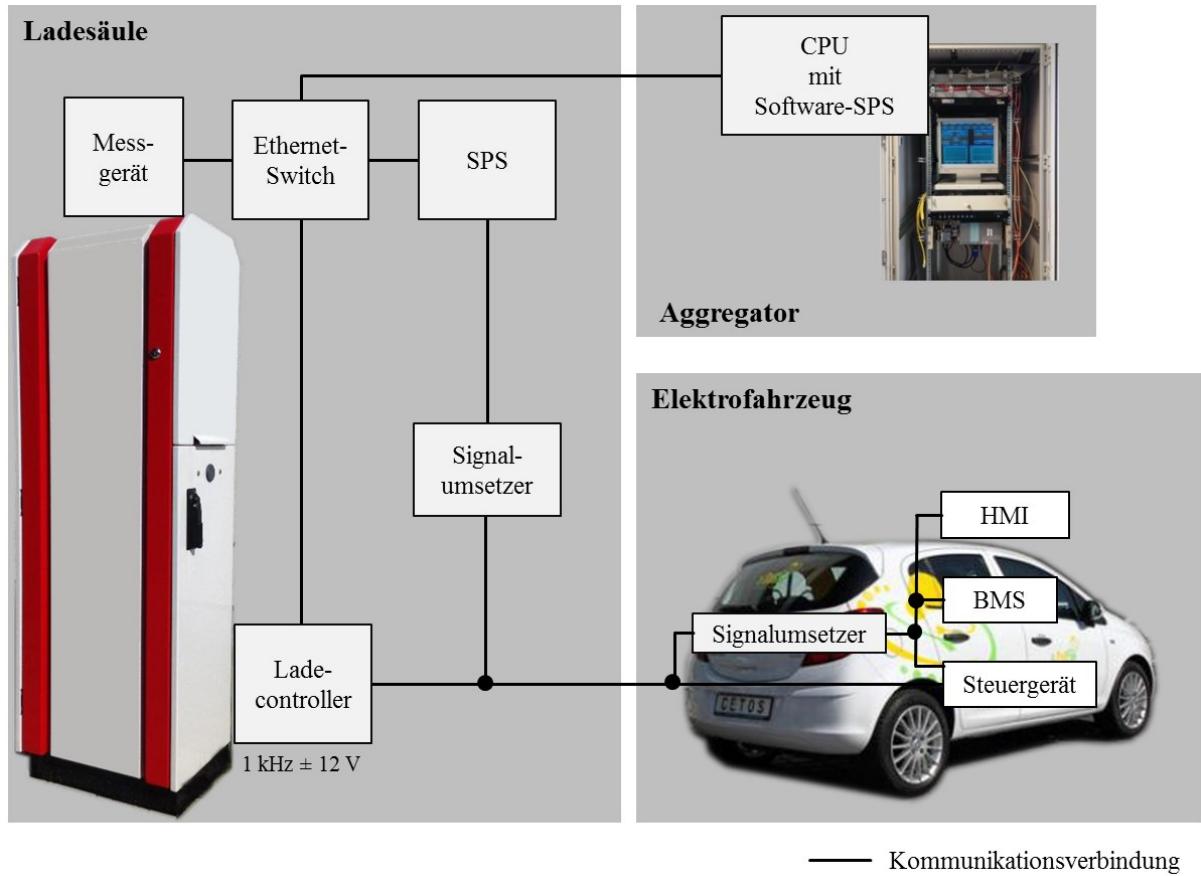


Abbildung 4-1: funktionaler Komponenteneinsatz zur Einbindung mobiler Speicher [74]

Innerhalb der Ladesäule ist das Ethernet-Switch (Abbildung 4-2) die Kopplungskomponente aller Kommunikationsverbindungen via Ethernet. Es verbindet die einzelnen Kommunikationspartner in der Ladesäule sowie die Komponenten mit dem Aggregatordes Ladesäulenparks, der aus einer CPU³⁵ mit installierter Software-SPS besteht.



Abbildung 4-2: Ethernet-Switch [76]

³⁵ Central Processing Unit (CPU), engl.: Hauptprozessor

Daran angebunden ist das in Abbildung 4-3 dargestellte Messgerät. Es ist in der Lage die Ist-Werte physikalischer Daten in ein-sekündlicher Auflösung in den vier Quadranten zu erfassen und diese Daten an die SPS weiterzugeben. Es werden die Ströme, Spannungen und Leistungsfaktoren der drei Phasen sowie die Wirk- und Blindleistung gemessen. Ebenfalls wird die bezogene Energie der Ladesäule aufgenommen. Die integrierte Kommunikationsschnittstelle verwendet das Kommunikationsprotokoll Modbus-TCP/IP [77]. Die Fehlergrenzen der gemessenen elektrischen Größen ist in Tabelle 4-1 dargestellt.

Tabelle 4-1: Messgenauigkeit des Messgerätes [77]

Messwert	Messfehler bezogen auf den Messwert
Spannung	$\pm 0,3 \%$
Strom	$\pm 0,2 \%$
Schein-, Wirk-, Blindleistung	$\pm 0,5 \%, \pm 0,5 \%, \pm 2 \%$
Wirkenergie	Klasse 0,5 S



Abbildung 4-3: Messgerät [76]

Der in Abbildung 4-4 dargestellte sog. Ladecontroller ist Teil des stationären EVSE und gewährleistet die Umsetzung der DIN EN 61851-1, die konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge normiert. Das EVSE umfasst sämtliche technische Elemente (Leiter, Stecker, technische Geräte etc.), die notwendig sind, um ein Elektrofahrzeug mit elektrischer Energie zu versorgen. Der Ladecontroller ist das stationäre, ladesäulenintegrierte Steuer- und Überwachungsgerät des Ladevorganges und ermöglicht die dreiphasige Stromversorgung der Ladebetriebsart 3. Das Elektrofahrzeug ist der mobile systemische Kommunikationspartner des stationären EVSE. Folgende wesentliche Funktionen können durch das stationäre EVSE realisiert werden:

- dreiphasige Leistungsübertragung,
- Generierung eines oszillierenden 1 kHz-PWM-Signales mit einer Nenn-Spannungsamplitude von $\pm 12 \text{ V}$,
- Parametrierung des maximalen Ladestromes,

- Parametrierung des maximal zulässigen Ladestromes der Ladesäule,
- Freigabe des Leistungsschutzes zur Energieübertragung,
- genormte konduktive Verbindung mit dem Elektrofahrzeug,
- Detektieren der korrekten Steckverbindung,
- Detektieren der maximal zulässigen Stromtragfähigkeit des Ladekabels,
- Überwachung der Luftfeuchte und Umgebungstemperatur,
- Erdkurzschlussüberwachung und,
- Initialisierung der digitalen Kommunikation mit dem Elektrofahrzeug.

Über Widerstandscodierungen und amplitudenmodulierte PWM werden Informationen zwischen Elektrofahrzeug und Ladesäule standardisiert über den PP- und CP-Leiter des Typ 2-Ladekabels ausgetauscht. Dieser Kommunikationsumfang wird als einfache Kommunikation bezeichnet [45]. Zur Überwachung und Parametrierung durch den Bediener, besitzt der Ladecontroller eine Ethernet-Schnittstelle mit TCP/IP-Protokollierung [78].

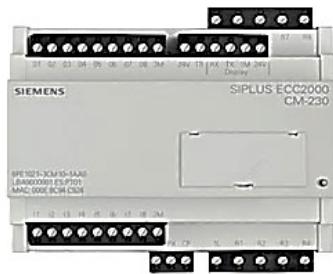


Abbildung 4-4: Ladecontroller [76]

Die speicherprogrammierbare Steuerung (Abbildung 4-5) ist die interne Prozesssteuerung, die das LMS der Ladesäule programmatisch ausführt. Die Hardware besteht im Wesentlichen aus einem Mikroprozessor, einer Spannungsversorgung, Signaleingängen und –ausgängen sowie der Profinet-Schnittstelle. Die SPS führt als Funktionen des LMS den sog. Maximalstromtest durch und steuert die Initialisierung der höheren digitalen Kommunikation. Weiterhin bereitet sie die Daten des Messgerätes auf, überwacht die Restriktionen des Ladevorganges und führt Notfallprozeduren bei einer Kommunikationsunterbrechung zur gesicherten Versorgung des Elektrofahrzeugs durch. Weiterhin empfängt sie sämtliche relevanten Informationen des Ladecontrollers und parametriert im Ladetyp 3 die Soll-Ladestromvorgabe über das PWM-Signal des Ladecontrollers. Zusätzlich bietet die SPS die Kommunikationsschnittstelle für den Signalumsetzer, welcher die Botschaften während der digitalen Kommunikation überträgt.



Abbildung 4-5: speicherprogrammierbare Steuerung [76]

Hierzu ist an die SPS ein Kommunikationsmodul angesteckt. Das in Abbildung 4-6 gezeigte Modell erweitert die SPS um eine RS232-Schnittstelle, die sie in der Standardausführung nicht besitzt.



Abbildung 4-6: RS232-Modul [76]

Der sog. Signalumsetzer (Abbildung 4-7) moduliert Informationen auf den CP-Leiter des Ladekabels und adaptiert das modulierte Kommunikationssignal der digitalen Kommunikation durch eine eindrähtigen Punkt-zu-Punkt-Verbindung über die RS232-Schnittstelle zur SPS. Hierdurch wird eine ladekabelgebundene Kommunikationsverbindung zwischen SPS und Elektrofahrzeug hergestellt. Durch die eingerichtete Kommunikationsverbindung können zwischen beiden Akteuren Informationen ausgetauscht werden, die nicht durch die einfache Kommunikation der Ladebetriebsart 3 übertragbar sind (bspw. Ladezustand und zulässige Lade- bzw. Entladeströme). Ein zweiter Signalumsetzer, der als Kommunikationspartner im Elektrofahrzeug fungiert, setzt das Signal auf das CAN-Bus-Kommunikationsnetz des Elektrofahrzeuges um.



Abbildung 4-7: Signalumsetzer

Der FI-Schalter, der Lasttrennschalter (ein- und dreiphasiges Schütz) sowie die Überstromschutzeinrichtung sind ebenfalls in der Ladesäule verbaut. Die folgende Abbildung 4-8 zeigt den umgesetzten technischen Aufbau der 15 Ladesäulen.

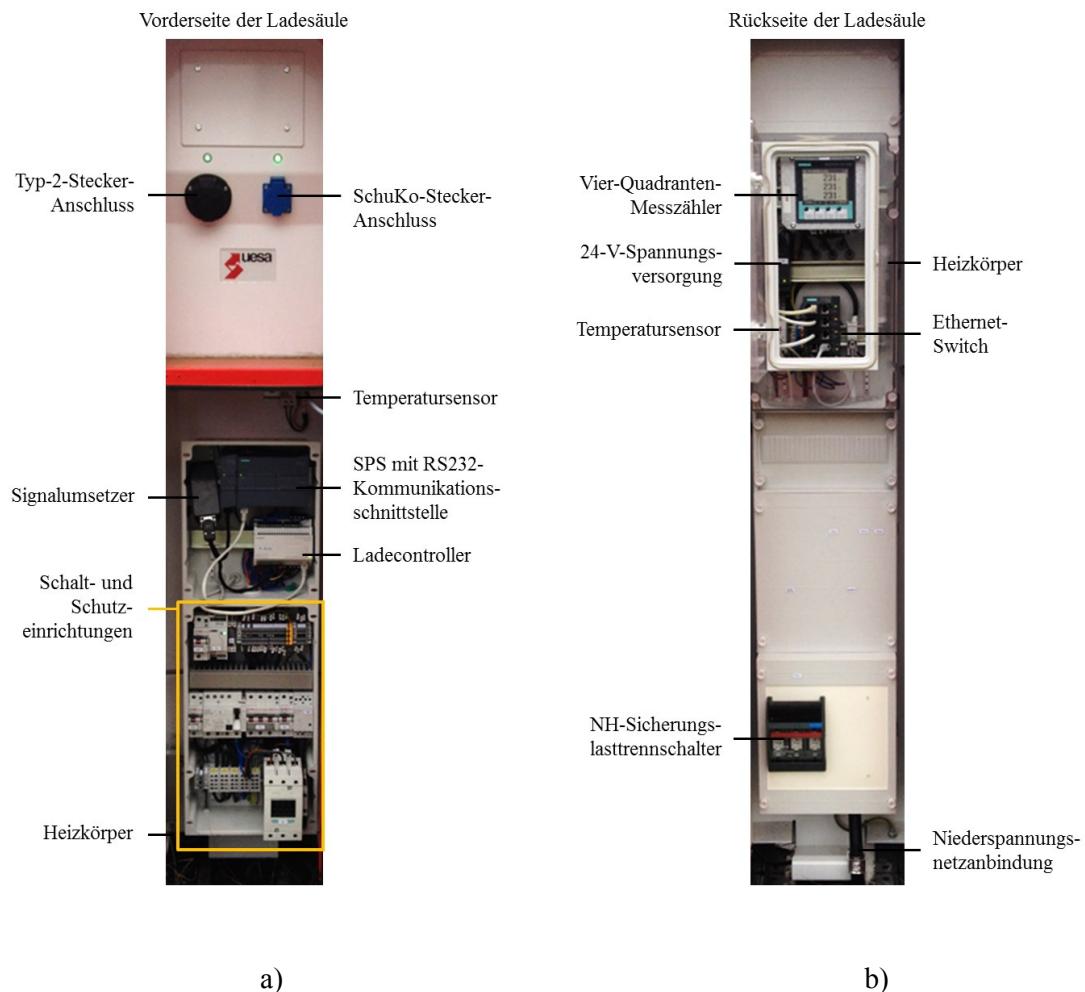


Abbildung 4-8: Ansicht und Anordnung der Komponenten in der Ladesäulen [74]

a) Vorderseite der Ladesäule

b) Rückseite der Ladesäule

Durch die implementierten Komponenten hat die Ladesäule eine maximale Grundlast von etwa 125 VA (beide Heizkörper mit jeweils 50 VA wären hierbei aktiv).

Ein PC mit integrierter CPU und Software-SPS (Abbildung 4-9) bildet die zentrale Prozessüberwachung und -steuerung des Ladesäulenparks. Sie aggregiert die Funktionalitäten aller kommunikativ angeschlossenen Ladesäulen und führt die Software *EMS* aus.



Abbildung 4-9: zentrale Prozesssteuerung [76]

In Abhängigkeit der Zustandsdaten des Versorgungsnetzes bzw. der Vorgaben des Betreibers werden von hier aus maximal zulässige Soll-Summenlade- bzw. Soll-Summenentladeleistungen definiert, die als einzelne Leistungsanforderungen an die Ladesäulen weitergegeben werden. Weiterhin visualisiert und archiviert die zentrale Prozesssteuerung sämtliche relevanten Zustandsdaten der Ladeinfrastruktur. Das verwendete Kommunikationsprotokoll ist ISO-on-TCP [79].

Die folgende Tabelle 4-2 listet die verbauten Komponenten der Ladesäulen und des Ladesäulenparks auf.

Tabelle 4-2: Komponenteneinsatz im Ladesäulenpark

Komponentenbezeichnung	Produktbezeichnung	Feldgerät
Ethernet-Switch	SIEMENS SCALANCE X108	Ladesäule
Messgerät	SIEMENS SENTRON PAC 3200	Ladesäule
SPS	SIEMENS SIMATIC S7-1200 CPU1215C DC/DC/DC	Ladesäule
RS232-Modul	SIEMENS SIMATIC CM1241 RS232	Ladesäule
Signalumsetzer	German E-Cars LIN-RS232-Signalumsetzer	Ladesäule
Ladecontroller	SIEMENS SIPLUS ECC2000 CM230 sm	Ladesäule
PC (CPU mit Software-SPS)	SIEMENS SIMATIC IPC427C mit WinAC RTX 2010 und WinCC RT advanced flexible	Aggregator

4.2 Topologie und Vernetzung

Die Topologie der kommunikationstechnisch vernetzten Ladesäulen ist durch eine Mischform aus Stern- und Bus-Strukturen, zu einer sog. Baum-Struktur charakterisiert. Hierdurch werden die Vorteile beider Anordnungen genutzt [80]. Die Kommunikationsverbindungen der einzelnen Ladesäulen des Ladesäulenparks sind in der Abbildung 4-10 dargestellt.

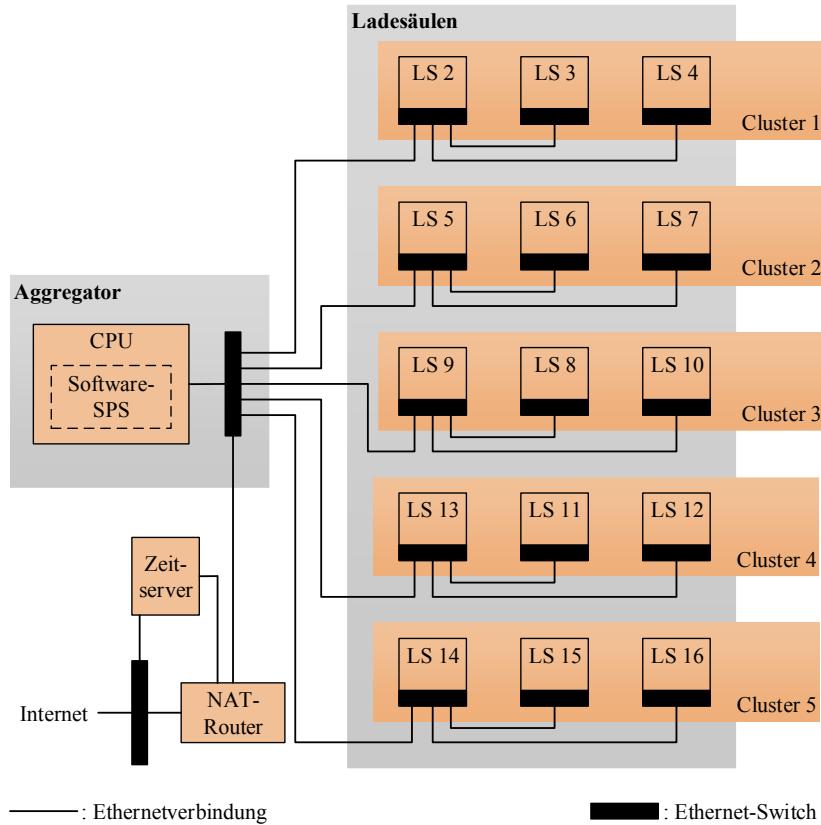


Abbildung 4-10: Topologie der vernetzten Ladesäulen und deren Anbindung an den Aggregator im Ladesäulenpark

Jeweils drei Ladesäulen sind zu einem Stern und somit zu einem Cluster verbunden. Durch die sternförmige Anordnung sind die Ladesäulen innerhalb des Clusters einfach zu verbinden und zu erweitern, weiterhin können beliebig viele Ladesäulen innerhalb des Clusters verbunden werden und es besteht eine hohe Ausfallsicherung. Nachteilig ist die aufwendigere Verwaltung. Jedes Cluster und jede Ladesäule für sich kann autark arbeiten und ist hinsichtlich einer gesicherten Versorgung der Elektrofahrzeuge befähigt.

Jedes der fünf Cluster ist über eine Kommunikationsverbindung mit dem Aggregator zu einer Bus-Struktur vernetzt. Die Gesamtheit aller Cluster innerhalb der Bus-Struktur bildet mit der kommunikationstechnischen Verbindung zur übergeordneten Gesamtprozesssteuerung den Ladesäulenpark als funktionale Einheit. Die Vorteile der Bus-Struktur liegen, nach JACOB (2013) [80], in der einfachen Erweiterbarkeit und ökonomischen Ressourcennutzung. Ein

Nachteil ergibt sich durch eine begrenzte Netzausdehnung, die sich im Falle des vorliegenden Ladesäulenparks aber, aufgrund der fixen Anbindung von 15 lokal aufgestellten Ladesäulen egalisiert. Der größte Nachteil der Bus-Struktur besteht im Netzausfall bei Kabelbruch, in dessen Falle alle hinter dem Kabelbruch liegenden Cluster bzw. Ladesäulen kommunikationstechnisch nicht mehr von der Gesamtprozesssteuerung zu erreichen wären. Um die negativen Folgen eines solches Ausfalles, insbesondere die Gefährdung der gesicherten Weiterversorgung der Elektrofahrzeuge zu gewährleisten, müssen softwaretechnische Notfallprozeduren implementiert werden.

Wie bereits erläutert, ist jede Ladesäule sowie der Aggregator mit einem Ethernet-Switch ausgestattet. Somit sind die Akteure untereinander mit Ethernet-Kabeln und über RJ45-Steckverbindungen vernetzt. Auch der, in der Abbildung 4-10, dargestellte Zeitserver ist mit dieser Kommunikationsverbindung ausgestattet und hat die Aufgabe über NTP³⁶ eine synchronisierte Uhrzeit zwischen den beteiligten Komponenten im Ladesäulenpark sicherzustellen [81]. Dies betrifft einerseits den Aggregator (EMS) und andererseits die Steuerungen in den Ladesäulen (LMS). Durch den, ebenfalls über Ethernet mit dem Internet zwischengeschalteten, NAT³⁷-Router wird im Ladesäulenpark ein privates Netzwerk erstellt, dessen festgelegte IP³⁸-Adressen einen privaten NAT-Bereich bilden und nicht öffentlich bekannt sind [81]. Hierdurch wird sichergestellt, dass über die Steuerungen im Ladesäulenpark keine unberechtigten Zugriffe in oder aus diesen gesicherten NAT-Bereich stattfinden. Der berechtigte Zugang aus dem Ladesäulenpark zum Internet findet über eine durch Firewalls gesicherte Verbindung (über eine definierten IP-Adresse) statt.

Durch die Vernetzung innerhalb des Ladesäulenparks stellt sich die Frage nach dem Schutz der Daten und Informationen vor unberechtigtem Zugriff. Hierbei wird insbesondere auf den Schutz der Daten der Smart Meter abgestellt. Da sich die Kommunikation im Ladesäulenpark auf genormte Kommunikationsverbindungen und Protokolle stützt ist auch ein standardisierter Schutz der Kommunikationsverbindungen der dem Stand der Technik entspricht gewährleistet. Hierzu gibt der nationale Referentenentwurf der „Verordnung über technische Mindestanforderungen an den Einsatz intelligenter Messsysteme (Messsystemverordnung – MsV)“ eine legislative Orientierung, die bis über das Jahr 2020 reichen soll. Der Referentenentwurf bezieht sich gleichzeitig auf die bisher nicht verbindliche technische Richtlinie BSI TR-03109. Beide Entwürfe sind bei der Europäischen Kommission seit dem 20.03.2013 zur Notifizierung (2013/0164/D - N20E) eingereicht [82]. Alle nicht genormten

³⁶ Network time protocol, engl.: Netzwerkzeitprotokoll

³⁷ Network address translation, engl.: Netzwerkadressenübersetzung

³⁸ Internet protocol, engl.: Internetprotokoll

Kommunikationsverbindungen, im speziellen die später dargestellte eigenentwickelte digitale Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladesäule sind proprietär und dementsprechend durch diese strukturelle Eigenart geschützt.

4.3 Massendatenarchivierung

Um die elektrischen Zustände des Ladesäulenpark erfassen zu können, wurde eine Messinfrastruktur umgesetzt. Vorrangiges Ziel solcher Infrastrukturen soll es, gemäß den Ausführungen in PEDERSEN (2013) [68] sein, die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge zu überwachen und zu steuern. Weiterhin soll somit die Möglichkeit geschaffen werden, die Netzintegration der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit des Ladetypus und der Nutzerpräferenzen unter Verwaltung des Aggregators zu stellen und somit aggregierte Lastmanagement- sowie Speicherpotentiale zu heben. Hierzu wurden an verschiedenen Messstellen des Ladesäulenparks Messpunkte eingerichtet, die anfallende Messdaten erfassen und an einen Bestimmungspunkt übertragen. Wie im Kapitel 4.1 dargelegt, enthält jede Ladesäule ein Messgerät, welches an das Ethernet-Switch angebunden ist. Da auch der Gesamtabgang des Ladesäulenparks ein Messgerät besitzt, sind somit insgesamt 16 kommunikationsfähige Messstellen eingerichtet. Die Positionierung der Messgeräte ist in Abbildung 4-11 dargestellt.

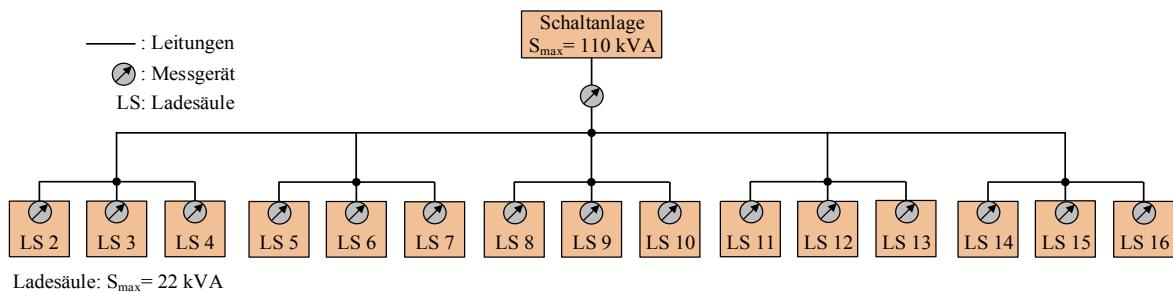


Abbildung 4-11: Messgeräte und deren Position im Ladesäulenpark (schematisch)

Durch diese umgesetzte Mess-Infrastruktur können die physikalischen Kennwerte sowohl jeder einzelnen Ladesäule als auch des gesamten Ladesäulenparks überwacht, erfasst und transportiert werden. Das Messgerät ist u. a. in der Lage die benötigte Wirk-, Blind, und Scheinleistung der Ladesäule und des Elektrofahrzeugs zu messen. Die Messwerte werden sekündlich über das Protokoll Modbus-TCP/IP an die SPS übertragen, dort aufbereitet und über das Protokoll ISO-on-TCP an den Datensammler des Aggregators gesendet. Auch die physikalischen Messwerte am Summenabgang des Ladesäulenparks (Teil des Aggregators) werden durch ein Messgerät erfasst (Abbildung 4-12).

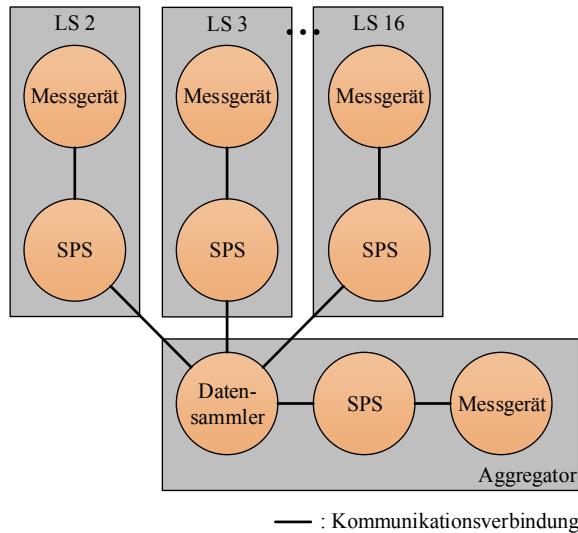


Abbildung 4-12: Schema der Kommunikationswege der Messgeräte zum Aggregat

Die SPS wandelt die Daten des Messgerätes in eine einheitliche Struktur, bestehend aus dem aktuellen Zeitstempel, der Bezeichnung und dem Wert bzw. Status um [83]. Die Strukturierung ist zur einheitlichen Verarbeitung und Archivierung der Daten im Aggregatator notwendig.

Der Datensammler des Aggregators archiviert die anfallenden Daten gemessen in den Ladesäulen und am Summenabgang auf zwei gespiegelten Datenträgern. Hierzu wird im Archiv für jeden Monat ein separater Ordner erstellt. Über die physikalischen Messwerte hinaus werden durch die SPS in den Ladesäulen ereignisbasierte Daten (bspw. Ankunfts- und Abfahrtszeiten, Daten der digitalen Kommunikation) erfasst, verarbeitet und an den Aggregatator gesendet. Die Ordner- und Dateistruktur des Datenarchives ist in Abbildung 4-13 abgebildet.

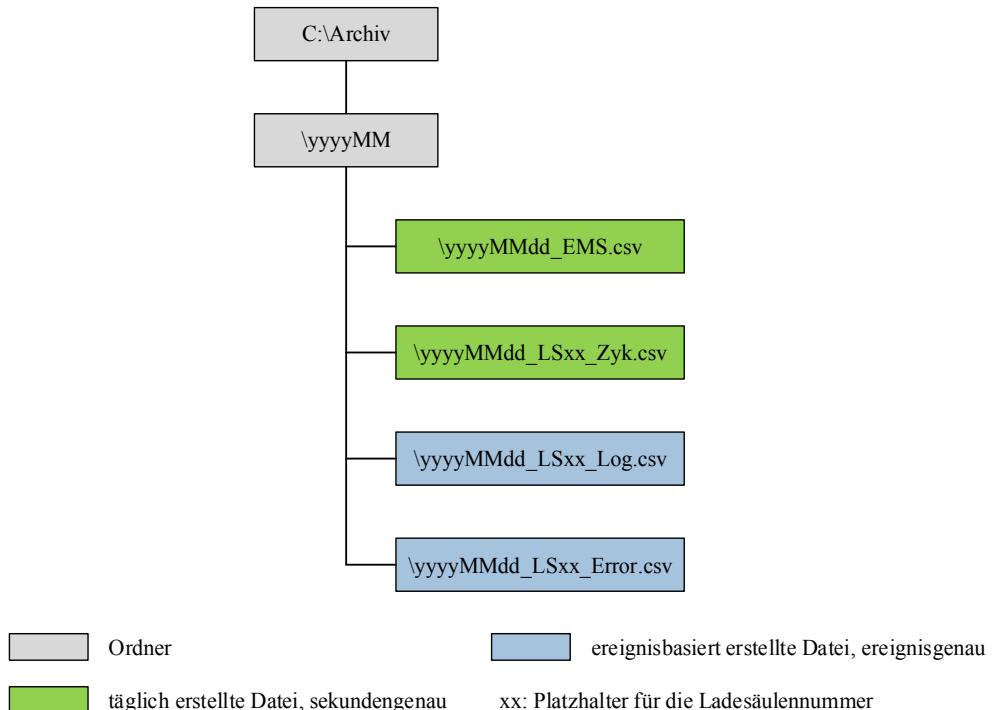


Abbildung 4-13: Ordner- und Dateistruktur des Datenarchives des Aggregators

Bei der täglichen Dateierstellung wird zwischen zyklischer und ereignisbasierter Datenaufnahme unterschieden. In den zyklischen Dateien werden die physikalischen Werte eines Tages sekundengenau und fortlaufend archiviert. Die ereignisbasierten Dateien werden erstellt, wenn vom Aggregator auslösende Ereignisse registriert werden. Dies ist im Falle der Log-Datei das An- und Abstecken eines Elektrofahrzeuges von der Ladeinfrastruktur. Die Error³⁹-Datei dokumentiert Kommunikationsunterbrechungen zwischen den Komponenten der Ladeinfrastruktur sowie zum Aggregator und wird erst bei Auftreten dieses Fehlers erzeugt [79].

³⁹ Error, engl.: Fehler

5 KOMMUNIKATION ZWISCHEN LADESÄULE UND ELEKTROFAHRZEUG

Die Erhöhung der Anzahl flexibler Akteure, die im elektrischen Netz interagieren bzw. kommunizieren führt zu steigenden Anforderungen an die IKT, die das Messen, Monitoren, Steuern und Regeln zulässt. Hierzu müssen auch innovative Kommunikationslösungen eingeführt und standardisiert werden, um Interaktionen zwischen Akteuren im elektromobilen Bereich (Elektrofahrzeug, Ladesäule, Aggregator) zu ermöglichen [68]. Hierzu zählt mit Bezug auf die vorangegangenen Kapitel in besonderer Weise auch die Interdependenz der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen mit dem Energieversorgungsnetz. Voraussetzung hierfür ist ein ausreichender Datenaustausch zwischen Ladesäule und Elektrofahrzeug, der dem Aggregator in Hinblick auf das Last- und Speichermanagement größtmögliche Flexibilität einräumt.

5.1 Einfache Kommunikation

Beim Laden der Elektrofahrzeuge wird die europäische Norm DIN EN 61851-1 umgesetzt. Neben mechanischen und elektrischen Anforderungen an die konduktiven Ladesysteme für Elektrofahrzeuge werden die Ladebetriebsarten 1 bis 4 definiert. Die Kupplung des Ladekabels zwischen Ladeinfrastruktur und dem Elektrofahrzeug für die Nutzung der Ladebetriebsarten 2 und 3 ist, gemäß DIN EN 62196-2 normiert und wird wie bereits im Kapitel 2.3 beschrieben als Typ 2-Stecker bezeichnet. Über den in der Ladesäule befindlichen genormten Ladecontroller (Bestandteil der EVSE) wird, während der Ladebetriebsart 3 ein elektrisches Signal mit einer Frequenz von 1 kHz und einer Spannungsamplitude von ± 12 V über den CP-Leiter des Ladekabels bereitgestellt und nach der korrekten Verbindung an das Elektrofahrzeug weitergegeben (Abbildung 5-1).

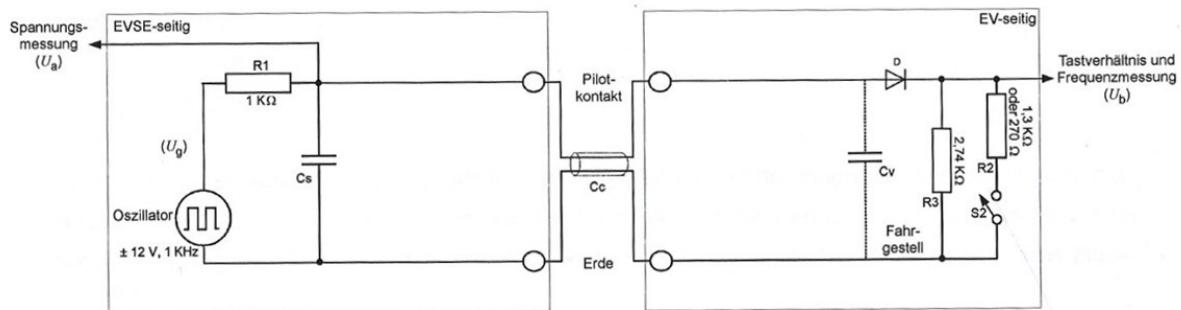


Abbildung 5-1: Referenz-Ersatzschaltbild des typischen Pilotstromkreises (ohne Induktivitäten) [45]

Der etablierte typische Pilotstromkreis zwischen EVSE und Elektrofahrzeug bietet die Möglichkeit dem Elektrofahrzeug eine maximal zulässige Ladestromstärke vorzugeben und den Systemzustand von Elektrofahrzeug und EVSE zu bestimmen [45].

Die Vorgabe des maximal zulässigen Ladestromes des Elektrofahrzeugs findet über die Pulsweitenmodulation des oszillierenden 12-V-Signales durch das EVSE statt. Jedem hierdurch generierten Nenn-Tastverhältnis ist eine spezifische Eigenschaft zugeordnet, die den Ladevorgang determiniert. Über die extern einstellbaren Nenn-Tastverhältnisse zwischen 8 % und 97 % kann über den CP-Leiter des Ladekabels der maximal zulässige Ladestrom des Elektrofahrzeugs parametrieren werden (Abbildung 5-2).

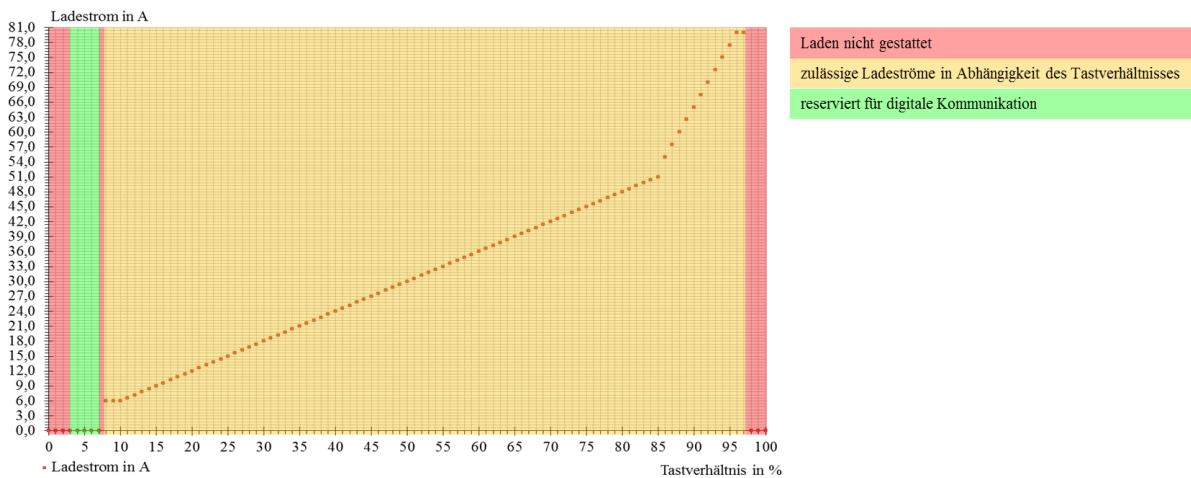


Abbildung 5-2: Einstellbarer Ladestrom in Abhängigkeit des Tastverhältnisses des PWM-Signales zwischen 0 und 100 %

Darüber hinaus bietet das PWM-Signal die Möglichkeit der Initialisierung einer kabelgebundenen sog. höheren digitalen Kommunikation bei einem Nenn-Tastverhältnis von 5 % [45].

Das Elektrofahrzeug kann der Ladesäule über die Variation der Spannungsamplitude des PWM-Signales definierte Systemzustände mitteilen. Wie aus der Abbildung 5-1 ersichtlich, wird diese Spannungsamplitude an der Stelle U_a von der Ladesäule gemessen. Über definierte Widerstände im Elektrofahrzeug werden die unterschiedlichen Systemzustände codiert. Hierzu misst das EVSE aus dem Spannungsteiler zwischen Widerstand R_1 und den parallel geschalteten Widerständen R_2 und R_3 die Spannungsamplitude, welche durch das Elektrofahrzeug auf +9 V, +6 V oder +3 V variiert werden kann. Dem EVSE wird hierüber der Systemzustand signalisiert. Dieser zeigt im:

- Systemzustand A, die fehlende Verbindung zum Elektrofahrzeug (+12 V),
- Systemzustand B, die Verbindung des Elektrofahrzeuges mit der EVSE bei fehlender Ladebereitschaft (+9 V),

- Systemzustand C, die Bereitschaft zum Start des Ladevorganges ohne Belüftung der Traktionsbatterie (+ 6 V) und
- Systemzustand D, die Bereitschaft zum Start des Ladevorganges mit Belüftung der Traktionsbatterie (+3 V) an.

Weiterhin können:

- im Systemzustand E, Energieversorgungsnetzprobleme und Pilotleiter-Kurzschlüsse gegen Erde (0 V) sowie
- im Systemzustand F, die Nicht-Verfügbarkeit des EVSE (-12 V) angezeigt werden.

Der Ladevorgang wird erst gestartet, wenn eine Prüfkette erfolgreich abgeschlossen und der erforderliche Systemzustand hergestellt wurde. Die ladesäulenseitige Steckvorrichtung wird durch einen Aktuator verriegelt. Ebenso verriegelt die fahrzeugseitige Ladesteckvorrichtung. Anschließend fordert das Elektrofahrzeug den Beginn des Ladevorgangs an. Hiernach prüft das EVSE die Verbindung des Schutzeiters von der Ladesäule über das Ladekabel zum Elektrofahrzeug und verhandelt über das PWM-Signal den maximalen Ladestrom. In der Ladebetriebsart 2 übernimmt diese Funktion die ICCB. Das Batteriemanagement des Elektrofahrzeuges stellt die Lader entsprechend dieser Information ein. Sind alle Bedingungen erfüllt, wird mit der Energieversorgung begonnen. Das Ende der Ladung (SoC = 100 %), wie auch die Entriegelung der Steckvorrichtung wird durch das Elektrofahrzeug gesteuert.

Es kann konstatiert werden, dass die Standard-Kommunikation über das 12-V-PWM-Signal gemäß DIN EN 61851-1 lediglich den nötigen Informationsaustausch für einen betriebssicheren Ladevorgang gewährleistet sowie die einzige übertragbare Information des EVSE an das Elektrofahrzeug, die maximal zulässige Ladestromstärke ist. Für einen darüber hinaus gehenden Informationsaustausch zwischen Elektrofahrzeug und Ladesäule ist eine höhere digitale Kommunikation essentiell, die in dieser Norm aber nicht genauer spezifiziert wird [47]. Folglich zeigen die Ausführungen, dass der obligatorische Informationsaustausch zwischen EVSE und Elektrofahrzeug in der Ladebetriebsart 3 beschränkt ist und lediglich ein sehr restriktives externes Last- bzw. Speichermanagement zulässt, da Informationen bzgl. des Batteriezustandes oder der nutzerbezogenen Freigabe nicht übertragen werden können.

5.2 Digitale Kommunikation

5.2.1 Vernetzung und Datenübertragung

Zum Zeitpunkt der Entscheidung für eine technische Entwicklung des Übertragungswegs der Informationen zwischen Elektrofahrzeug und Ladesäule war die Standardisierung oder Normierung einer digitalen Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladeinfrastruktur nicht abgeschlossen. Auch zum aktuellen Zeitpunkt sind keine technischen Komponenten und die dazugehörige Software auf dem Markt verfügbar, die dieses Problem löst. Aus diesem Grunde wurde eine proprietäre digitale Kommunikation entwickelt, die die Normen ISO IEC 62196-2 und DIN EN 61851-1 sowie die Anforderungen des Untersuchungsgegenstandes umsetzt.

In enger Zusammenarbeit zwischen der BTU und der Firma German E-Cars Research & Development⁴⁰ GmbH (GEC R&D) ist die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladesäule über ein kabelgebundenes Netzwerk umgesetzt worden. Bedingung war, die serielle Signalübertragung über die typische Pilotfunktion des vorhandenen CP-Leiters des Ladekabels zu gewährleisten. Hierzu wurden Schnittstellenkoppler, sog. Signalumsetzer (fortlaufend Umsetzer genannt), entwickelt, die die unterschiedlichen Kommunikationsnetze in Fahrzeug und Ladesäule verbinden sowie gleichzeitig das Signal der digitalen Kommunikation auf das vorhandene PWM-Signal des CP-Leiters modulieren (Abbildung 5-3).

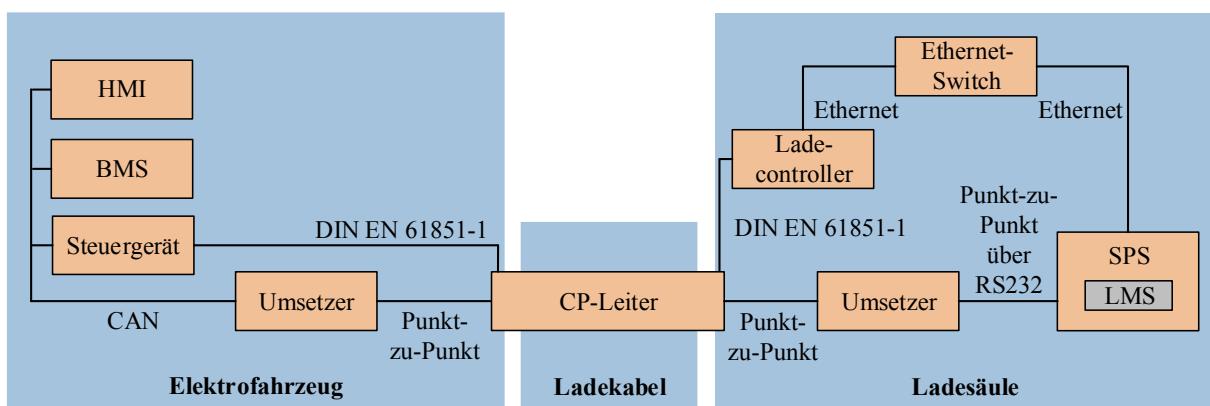


Abbildung 5-3: eingesetzte IKT-Netzwerke für die digitale Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladesäule

Das vorrangige Ziel war einen digitalen Datenaustausch über ein proprietäres Protokoll einzurichten, mit dem der Aggregator in die Lage versetzt wird, die Elektrofahrzeuge in

⁴⁰ Research & Development, engl.: Forschung & Entwicklung

Abhängigkeit ihrer Ladetypen zu organisieren und so die energetischen Potentiale hinsichtlich netzbezogener technisch-physikalischer Zusatznutzen (steuerbare Last, Speicher) nutzbar machen zu können.

Hierzu wurden Punkt-zu-Punkt-Verbindungen (PzP) bei denjenigen Kommunikationswegen eingerichtet, für die eine Standardisierung bislang fehlt. PzP-Verbindungen sind einfache serielle Kommunikationsverbindungen, bei denen zwei Feldgeräte miteinander verbunden werden [81]. Die übrigen verwendeten Kommunikationsnetzwerke sind weitestgehend gängig. So wird für das interne Kommunikationsnetz des Elektrofahrzeugs der im Automobilbau übliche CAN-Bus für die kommunikative Vernetzung von Steuergerät, HMI und Umsetzer verwendet. In der Ladesäule sind die Verbindungen des Ladecontrollers, der SPS und des Switches über das in der Automatisierungstechnik etablierte Ethernet realisiert. Zwischen Elektrofahrzeug und EVSE wird weiterhin die einfache Kommunikation über die bereits erläuterte DIN EN 61851-1 durchgeführt, da dessen Funktionalitäten für die Einrichtung der digitalen Kommunikation essentiell sind.

Die umgesetzte digitale Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladesäule basiert grundsätzlich auf dem Einsatz von zwei Umsetzern. Ein Umsetzer befindet sich im Elektrofahrzeug, der andere in der Ladesäule (Abbildung 5-4).



Abbildung 5-4: Umsetzer für den Einsatz in der Ladesäule (Fotografie)

Durch die Umsetzer wird einerseits die Kommunikationsschnittstelle zwischen CAN-Bus und der PzP-Verbindung im Fahrzeug sowie andererseits zwischen den PzP-Verbindungen in der Ladesäule bereitgestellt. Im Gegensatz zu den PzP-Verbindungen des Ladekabels mit den Umsetzern, die jeweils einer Eindraht-Kommunikation entsprechen ist die PzP-Verbindung zwischen dem Umsetzer in der Ladesäule und der SPS über die durch das zusätzliche Kommunikationsmodul angebotene RS232-Schnittstelle realisiert (siehe Kapitel 4.1).

Die Datenübertragung der digitalen Kommunikation findet bei einem Nenn-Tastverhältnis des PWM-Signals von 5 % statt, das vorher durch den Ladecontroller eingestellt werden muss. Hierzu moduliert der Umsetzer ein zusätzliches Kommunikationssignal auf den CP-Leiter des

Ladekabels, wodurch mittels eines proprietären Protokolls, welches allen Instanzen (Elektrofahrzeug, LMS, EMS) bekannt ist, für die Netzintegration essentielle Informationen ausgetauscht werden. Dieser Kommunikationsweg gewährleistet den Informationsaustausch im Systemzustand B und C bzw. D.

Das Senden und Empfangen des proprietären sog. *BTU Charge Smart Protocol*⁴¹ (BTUCSP) findet im negativen Spannungsbereich des PWM-Signales auf dem CP-Leiter des Ladekabels statt. Da der Ladecontroller in der Ladesäule gemäß DIN EN 61851-1 nur den positiven Spannungsbereich des Signales zur Identifikation des Systemzustandes liest, wird somit der Ladevorgang, aufgrund der vermiedenen Spannungseinsenkung nicht abgebrochen. Die folgende Abbildung 5-5 zeigt das PWM-Signal bei einem Nenn-Tastverhältnis von 5 % mit der modulierten Nachricht im negativen Spannungsbereich.

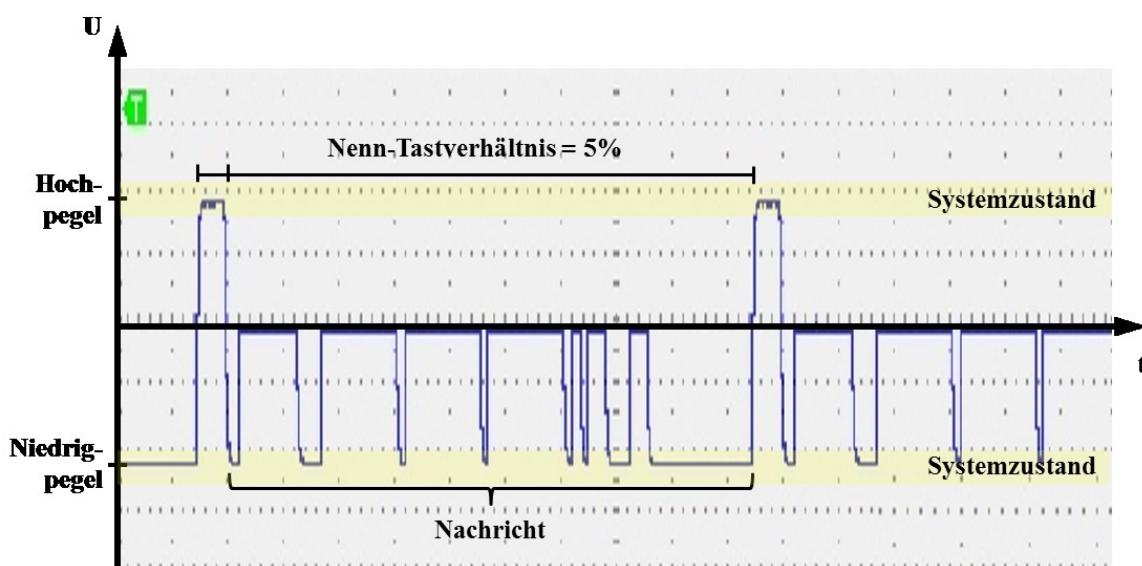


Abbildung 5-5: Oszillogramm der Datenübertragung im negativen Spannungsbereich des PWM-Signales unter Verwendung eines proprietären Protokolls

Um die Traktionsbatterien nutzerverträglich als steuerbare Last (Ladetyp 2) oder Speicher (Ladetyp 1) im Netz einbinden zu können ist ein definierter prozessorientierter Informationsaustausch über die erläuterte digitale Kommunikation zwischen dem Elektrofahrzeug und der Ladesäule Voraussetzung. Der Informationsaustausch selbst findet über ID-gesteuerte Pakete statt, die nacheinander abgearbeitet werden. Innerhalb des BTUCSP werden die Pakete bidirektional zwischen Elektrofahrzeug und LMS ausgetauscht. So sendet

⁴¹ Charge Smart Protocol, engl.: intelligentes Ladeprotokoll

die Ladesäule zyklisch (ein-sekündlich) die folgenden sieben Werte an das Elektrofahrzeug (Tabelle 5-1).

Tabelle 5-1: protokollierte Sendedaten der Ladesäule an das Elektrofahrzeug

Nr.	Beschreibung	Einheit	Zweck
1	Bestätigung der digitalen Kommunikation	Größe der Dimension Zahl	Kommunikationsaufbau
2	maximal zulässige Ladeleistung der Ladesäule	VA	Restriktion
3	maximale zulässige Entladeleistung der Ladesäule	VA	Restriktion
4	Sollwert: aktuelle Ladeleistung	VA	Steuerung
5	Sollwert: aktuelle Entladeleistung	VA	Steuerung
6	Uhrzeit und Ladesäulen-Statusregister	Größe der Dimension Zahl	Statusmitteilung
7	Ladesäulen-ID	Größe der Dimension Zahl	Identifikation

Die erste Information betrifft die Bestätigung der digitalen Kommunikation. Hiermit teilt die Ladesäule dem Elektrofahrzeug mit, digital kommunizieren zu können. Die zwei folgenden Informationen sind die maximal zulässige Lade- und Entladescheinleistung der Ladesäule, die das BMS benötigt um die zulässigen Grenzen bei der Beladung oder Entladung der Traktionsbatterie auszuschöpfen. Die aktuelle Lade- und Entladeleistung sind maximale Soll-Leistungsanforderungen des LMS oder EMS, die das Elektrofahrzeug umsetzen kann. Diese Werte werden zur externen Steuerung des Ladevorganges verwendet. Der folgende Wert über gibt die Uhrzeit und ein Ladesäulen-Statusregister. Die Uhrzeit ist diejenige Systemzeit, welche durch den Zeitserver (Kapitel 4.2) übergeben wird. Durch die Übermittlung wird sichergestellt, dass die Akteure im Ladesäulenpark (Elektrofahrzeug, LMS und EMS) ausreichend zeitsynchron arbeiten (Information des NTP-Servers). Die Ladesäulen-ID dient der Identifikation der Ladesäule durch das Elektrofahrzeug. Weiterhin wird hierbei eine Session-ID des Ladevorganges übergeben, um die Anzahl getätigter Ladevorgänge des Elektrofahrzeugs an der Ladesäule zu ermitteln.

Darüber hinaus wird ein 8-Bit-Statusregister übermittelt, welches dem Fahrzeug weitere Informationen zur Verfügung stellt. Die nicht belegten Bits sind in der Tabelle 5-2 nicht dargestellt und dienen als Platzhalter.

Tabelle 5-2: übertragene Informationen im 8-Bit-Statusregister von der Ladesäule an das Elektrofahrzeug

Bit	Status	Zweck
0	Phase 1	Anforderung: Laden mit Phase 1
1	Phase 2	Anforderung: Laden mit Phase 2
2	Phase 3	Anforderung: Laden mit Phase 3

Mit diesen Informationen können durch das EMS unsymmetrische Belastungen, die durch mehrere einphasige Ladevorgänge verursacht werden könnten ausgeglichen werden. Voraussetzung hierfür ist, dass das Fahrzeug über mehr als einen steuerfähigen Lader zur Leistungsübertragung verfügt.

Das Elektrofahrzeug sendet zyklisch (ein-sekündlich) 13 Werte an die Ladesäule (Tabelle 5-3).

Tabelle 5-3: protokollierte Sendedaten vom Elektrofahrzeug an die Ladesäule

Nr.	Beschreibung	Einheit	Zweck
1	Anfrage digitale Kommunikation	Größe der Dimension Zahl	Kommunikationsaufbau
2	maximal zulässige Ladeleistung	VA	Restriktion
3	maximal zulässige Entladeleistung	VA	Restriktion
4	aktuelle Energiekapazität	Wh	Steuerung
5	aktuelle Ladeenergie	Wh	Steuerung
6	aktuelle Entladeenergie	Wh	Steuerung
7	Reserveenergie	Wh	Steuerung
8	Soll-Energie	Wh	Steuerung
9	Ladezeit	min	Steuerung
10	Fahrzeug-Statusregister	Größe der Dimension Zahl	Statusmitteilung
11	Fahrzeug-ID	Größe der Dimension Zahl	Identifikation
12	Fahrzeug-Zustand	Größe der Dimension Zahl	Statusmitteilung
13	kumulierte Energie über die Lebensdauer der Traktionsbatterie	dWh	Ermittlung der Batteriealterung

Der erste Wert betrifft die Anfrage zur digitalen Kommunikation nachdem das PWM-Signal mit einem Nenn-Tastverhältnis von 5 % durch das Elektrofahrzeug akzeptiert wurde. Wird die digitale Kommunikation durchgeführt folgen zwei Informationen, die die maximal zulässige Lade- und Entladeleistung des Elektrofahrzeugs übermitteln. Diese beiden Werte dienen dem Aggregator zur Unterscheidung des Ladetypus 1 und 2. Hat die Entladeleistung den Wert Null so wird das Elektrofahrzeug dem Ladetyp 2 zugeordnet (steuerbare Last). Hat dieser Parameter einen Wert der größer Null ist, so hat das Elektrofahrzeug die Fähigkeit zur Rückspeisung der Energie und wird entsprechend dem Ladetyp 1 zugeordnet (mobiler Speicher). Weiterhin sind die maximal zulässige Lade- und Entladeleistung wichtige Restriktionen, die zur Steuerung des Ladevorgangs durch den Aggregator essentiell sind, da sich hieraus bspw. der maximal zulässige positive Energiegradient ergibt (GLKL, siehe Kapitel 3.5). Die folgenden drei Werte (aktuelle Energiekapazität, aktuelle Lade- und Entladeenergie) geben Aufschluss über den Ladezustand der Traktionsbatterie und sind ausgehend von der Konzeption ebenfalls essentiell. Einerseits kann der Aggregator mithilfe der Informationen zur aktuellen Lade- und Entladeenergie die maximale, extern nutzbare Energiekapazität (ohne die Reserveenergiekapazität) und andererseits über die aktuelle Energiekapazität in Relation zur gesamten nutzbaren Energiekapazität den SoC herleiten. Die Werte zur Reserveenergie, Soll-Energie (gewünschte Energiekapazität zum mutmaßlichen Abfahrtszeitpunkt) und Ladezeit sind die drei Nutzereingaben, die über das HMI des Cetos eingegeben werden können und in den Kapiteln 3.3 und 3.5 erläutert wurden. Das Fahrzeug-Statusregister übergibt wie das Ladesäulen-Statusregister zusätzliche Informationen. Die Fahrzeug-ID ist eine definierte Bezeichnung des Fahrzeuges, die der Identifikation und Zuordnung durch den Aggregator dient. Weiterhin wird auch hier eine Session-ID übergeben, die Aufschluss über die getätigten Ladevorgänge des betreffenden Elektrofahrzeugs an der Ladesäule gibt. Die Information zum Fahrzeug-Zustand meint die Übermittlung des Systemzustandes des Fahrzeugs. Dieser kann den Systemzustand B oder C einnehmen (Kapitel 5.1) und dient lediglich Service-Zwecken des Fahrzeugherstellers, da auch schon der Ladecontroller alle Systemzustände an den Aggregator sendet. Der letzte Wert übergibt eine Information der kumulierten Energie über die gesamte Lebensdauer der Traktionsbatterie, aus der sich Implikationen hinsichtlich des zyklischen Alters der Batterie ergeben könnten. Bspw. könnte der Aggregator in Abhängigkeit der kumulierten Zyklen, die Lade- und Entladeenergie entsprechend so steuern, dass diese Traktionsbatterien im Ladesäulenpark weniger genutzt werden als diejenigen mit einer geringeren Anzahl an Zyklen.

Auch das Elektrofahrzeug sendet ein 8-Bit-Statusregister an die Ladesäule. Die nicht verwendeten Bits sind in der Tabelle 5-4 nicht dargestellt, sie dienen als Platzhalter.

Tabelle 5-4: übertragene Informationen im 8-Bit-Statusregister vom Elektrofahrzeug an die Ladesäule

Bit	Status	Zweck
0	Phase 1	Antwort Laden mit Phase 1
1	Phase 2	Antwort Laden mit Phase 2
2	Phase 3	Antwort Laden mit Phase 3
3	Heizung	Statusmitteilung
4	Lüfter	Statusmitteilung
5	Balancing/Erhaltungsladen	Statusmitteilung

Die ersten drei Bits sind mit der Antwort auf die Anforderung phasenabhängigen Ladens zur Vermeidung der Entstehung von Unsymmetrie (unzulässig ungleichmäßige Phasenbelastung) im Energieversorgungsnetz des Ladesäulenparks belegt. Darauf folgen drei Statusmitteilungen, die für die externe Ladevorgangssteuerung durch das LMS und EMS wichtig sind. Die zusätzlichen Verbraucher Heizung und Lüfter müssen in der Leistungs- und Energiebilanz des Aggregators berücksichtigt werden, da sie einerseits einphasige Verbraucher sind (mögliche Entstehung von Unsymmetrie im Ladesäulenpark) und sich andererseits auf die bezogene bzw. bereitgestellte Lade- bzw. Entladeleistung aufaddieren können. Weiterhin kann der Ladevorgang während des Heizens nicht extern gesteuert werden, weshalb die Kenntnis über den Heizungsstatus für den Aggregator wichtig ist. Der Start des Balancing und Erhaltungsladens zeigt den Übergang vom CC- zum CV-Ladeverfahren an. Der Aggregator muss diesen Übergangszeitpunkt ebenfalls kennen, da die externe Steuerfähigkeit des Ladevorganges in dieser Phase ebenfalls verloren geht (die Energie kann im Ladetyp 1 aber weiterhin von der Traktionsbatterie an das Energieversorgungsnetz zurückgeben werden, da die Entladung gemäß dem CC-Ladeverfahren durchgeführt wird) und die dabei aufgenommene Energie einen hohen Anteil an der gesamten geladenen Energie einnehmen kann. Der konkrete Zeitpunkt des Eintritts des CV-Ladeverfahrens ist jedoch stochastisch und hängt von Faktoren wie dem SoC zu Ladebeginn, der Ladestromstärke sowie der Batterietemperatur ab.

5.2.2 *Implikationen aus dem Informationsfluss in der Ladebetriebsart 3*

Der Informationsaustausch über die digitale Kommunikation wird ausgeführt, wenn sowohl das EVSE als auch das Elektrofahrzeug mit einem Umsetzer ausgestattet sind. Die Durchführung der Kommunikation ist hierbei abwärtskompatibel. Dies bedeutet, dass im Falle des Nichtvorhandenseins oder Defekts eines Umsetzers in einem oder beiden Akteuren, der Ladevorgang mit der einfachen Kommunikation der genormten Vorgaben der DIN EN 61851-1 durchgeführt wird (Abbildung 5-6).

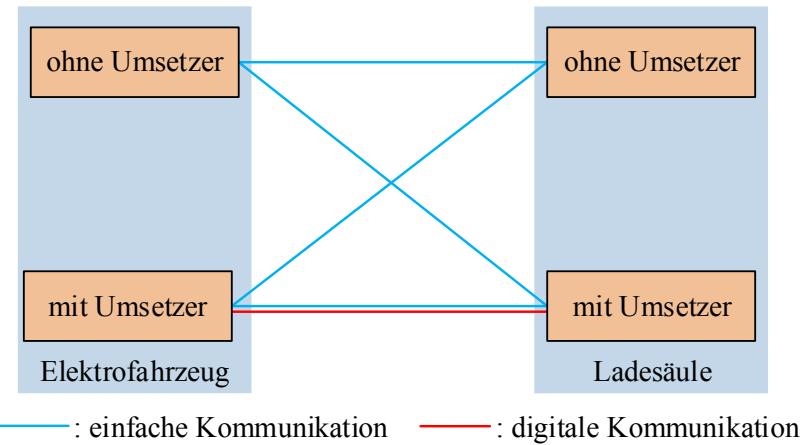


Abbildung 5-6: Kompatibilität der Kommunikationsvarianten

Somit wird gewährleistet, dass auch Elektrofahrzeuge, die nicht über die proprietäre digitale Kommunikation verfügen, geladen werden können. Ein, über die Norm DIN EN 61851-1, hinausgehender Informationsaustausch ist dann aber mit der hier dargelegten Technologie nicht möglich. Aus der Fähigkeit zur digitalen Kommunikation und einer gegebenenfalls vorhandenen Fähigkeit zur Rückspeisung in das Energieversorgungsnetz ergeben sich die weiteren Einsatzmöglichkeiten des Elektrofahrzeugs im Energiemanagement des Ladesäulenparks (siehe Kapitel 3.4). Die Integration mobiler Speicher ist untrennbar mit der Fähigkeit zur digitalen Kommunikation und der Rückspeisefähigkeit (V2G) des Elektrofahrzeugs und der Ladesäule als vorauszusetzende Bedingung beider Akteure verbunden. Sowohl das Elektrofahrzeug als auch die Ladesäulen müssen den höheren Anforderungen an den notwendigen Informationsumfang gerecht werden, bevor mit der optionalen Fähigkeit zur Rückspeisung mobile Speicher durch den Aggregator nutzbar gemacht werden können (Abbildung 5-7).

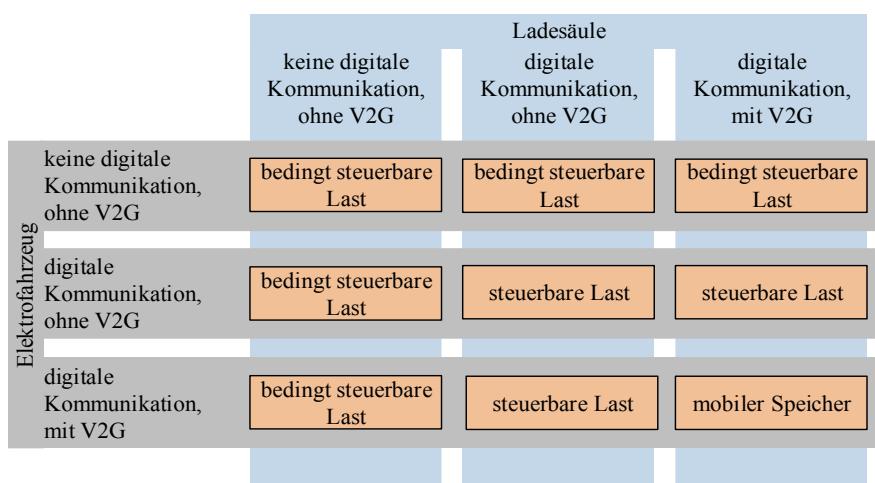


Abbildung 5-7: funktionale Nutzungspotentiale aus der Kommunikations- und Rückspeisefähigkeit von Elektrofahrzeug und Ladesäule in der Ladebetriebsart 3

Sind beide Akteure mit einem Umsetzer ausgerüstet, so kann die digitale Kommunikation durchgeführt werden. Der Informationsfluss zwischen Elektrofahrzeug, Ladesäule und Aggregator läuft dann entsprechend der folgenden Abbildung 5-8 ab. Der Nutzer verbindet das Elektrofahrzeug über das Ladekabel mit der Ladeinfrastruktur. Nachdem die korrekte Steckverbindung identifiziert wurde, stellt der Ladecontroller das Nenn-Tastverhältnis des PWM-Signales auf 5 % ein. Akzeptiert das Elektrofahrzeug dieses Signal, stellt es über das BTUCSP die Anfrage zur digitalen Kommunikation. Bestätigt die Ladesäule ihrerseits, ebenfalls über das BTUCSP, diese Kommunikation wird das Fahrzeug vom Aggregator in Abhängigkeit der Rückspeisefähigkeit dem Ladetyp 1 oder 2 zugeordnet und somit, die im Kapitel 5.2.1, eingeführten Daten ausgetauscht. Der zyklische Austausch zur Anfrage und Bestätigung der digitalen Kommunikation ist ein Prozess, der im zyklischen Austausch des BTUCSP enthalten, also, wie bereits im Kapitel 5.2.1 erläutert, Teil des Protokolls ist. Dass diese parallel ablaufenden Prozesse in der Abbildung 5-8 getrennt sind, dient allein der besseren Übersicht. Eine besondere Bedeutung während des Informationsflusses kommt dem Aggregator zu, der die Quelle der externen Steuerungsanforderungen an das Elektrofahrzeug ist. Hierzu berechnet das EMS aus dem Summen-Fahrplan, der für den gesamten Ladesäulenpark gilt, über einen Verteilungsalgorithmus die jeweils, an die Elektrofahrzeuge, zu übertragenen Einzel-Leistungsanforderungen. Dieser Verteilungsalgorithmus kann sich entlang verschiedener Zielstellungen ausgestalten und entspricht im Untersuchungsgegenstand einer Gleichverteilung auf die, am Last- und Speichermanagement, teilnehmenden Fahrzeuge. Dies bedeutet, dass alle angeschlossenen und ladenden Elektrofahrzeuge, dieselbe Einzel-Leistungsanforderung in Abhängigkeit der maximal zulässigen Summen-Scheinleistung erhalten. In Abhängigkeit der tatsächlich umgesetzten Steuerungsbefehle wird darauffolgend der Ladevorgang durchgeführt und das Elektrofahrzeug als steuerbare Last oder mobiler Speicher verwendet.

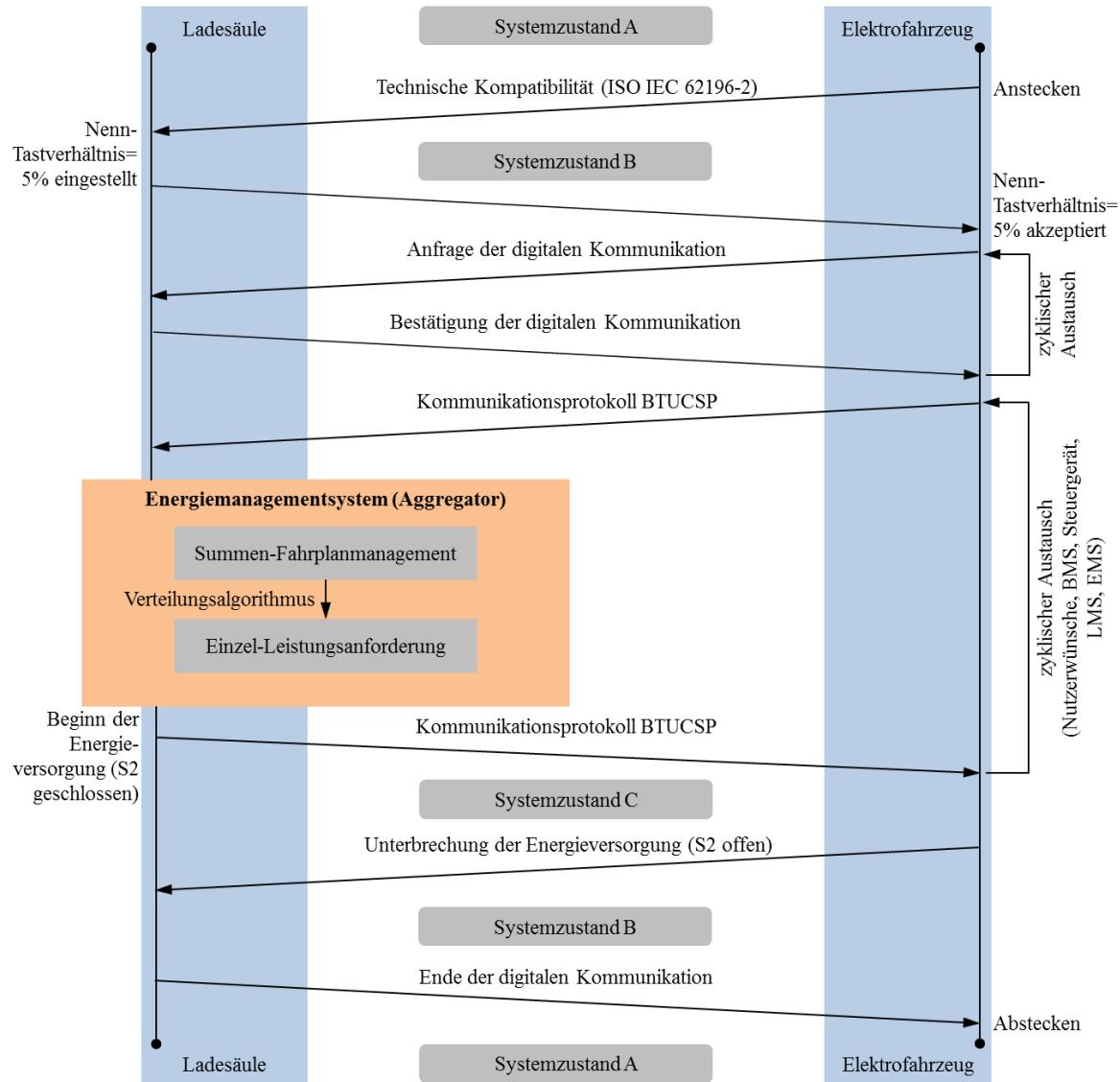


Abbildung 5-8: Informationsfluss während des Ladenvorganges im Ladetyp 1 und 2

Nach dem Erreichen eines festgelegten Energiezustandes bzw. des maximalen Ladezustands und eines Wechsels in den Systemzustand B wird die digitale Kommunikation weiterhin aufrechterhalten, um auf ggf. kurzfristige Anforderungen des Aggregators weiterhin reagieren zu können. Dies setzt voraus, dass die digitale Kommunikation und sämtliche dafür benötigte Komponenten während der gesamten Anschlusszeit des Elektrofahrzeugs nicht abgeschaltet werden. Mit dem Wechsel des detektierten Systemzustandes von B nach A ist das Elektrofahrzeug von der Ladesäule abgesteckt und damit auch die digitale Kommunikation beendet. Da eine tiefergehende Erläuterung der kommunikationstechnologischen Umsetzung für den weiteren Verlauf der Arbeit nicht von Bedeutung ist wird hierauf nicht eingegangen.

5.2.3 ISO 15118

In der europäischen Union gelangt die ISO 15118 (Titel: *Road vehicles – Vehicle to grid communication interface*⁴²) als Standard für eine höhere, digitale Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladesäule (EVSE) zu wachsender Bedeutung. Hierzu schlossen sich ab 2009 die *International Organization for Standardization*⁴³ (ISO) und die *International Electrotechnical Commission*⁴⁴ (IEC) für einen Standardisierungsprozess zusammen.

Der Standardisierungsprozess führte bis zum aktuellen Zeitpunkt zu einem achtteiligen Dokument, mit dem Ziel der Standardisierung einer digitalen IP-basierten Kommunikation für das konduktive und induktive Laden. Die jeweiligen Teile sind in der Tabelle 5-5 dargestellt.

Tabelle 5-5: Struktur der ISO 15118 in Anlehnung an [55]

Teil	englischer Originaltitel
1	General information and use case definition (IS: 04/2013)
2	Network and application protocol requirements (IS: 04/2014)
3	Physical layer and data link layer requirements (IS: 05/2015)
4	Network and application protocol conformance test
5	Physical layer and data link layer conformance test
6	General information and use case definition for wireless communication
7	Network and application protocol requirements for wireless communication
8	Physical layer and data link layer requirements for wireless communication

Es sei darauf hingewiesen, dass lediglich die Teile eins bis drei den Stand eines *International Standard*⁴⁵ (IS) erreicht haben und entsprechend veröffentlicht sind. Die übrigen Teile befinden sich noch in der Bearbeitung durch die beteiligten Organisationen (aktuelle Informationen können unter www.iso.org abgerufen werden) und haben folglich den Stand IS noch nicht erreicht. Die Teile eins bis fünf beziehen sich auf die bidirektionale Kommunikation beim konduktiven Laden und die Teile sechs bis acht auf die bidirektionale Kommunikation beim

⁴² Road vehicles – Vehicle to grid communication interface, engl.: Straßenfahrzeuge – Bidirektionale Kommunikationsschnittstelle

⁴³ International Organization for Standardization, engl.: Internationale Organisation für Standardisierung

⁴⁴ International Electrotechnical Commission, engl.: Internationale Elektrotechnische Kommission

⁴⁵ International Standard, engl.: Internationaler Standard

induktiven Laden. Aus diesen Gründen wird im Folgenden dieser Arbeit auf die Teile eins bis drei eingegangen.

Die mit der ISO 15118 zu lösenden Aufgaben orientierten sich neben automatisierten *External Identification Means*⁴⁶-Lademethoden mit externen Bezahlsystemen (z. B. RFID-Karte, Kreditkarte etc.), insbesondere an einem vertragsbasierten und benutzerfreundlichen *Plug and Charge*⁴⁷-Mechanismus unter Verwendung des CCS, der die automatisierte Authentifizierung, Autorisierung, Abrechnung (günstiges Bezahlsystem im *Mikrobetragsbereich*) und ein intelligentes Lastmanagement zulässt. Das Kommunikationsprotokoll der ISO 15118 führt die nötige Ergänzung der einfachen analogen Kommunikation nach DIN EN 61851-1 auf höherer digitaler Kommunikationsebene ein, indem es auf diese Norm aufsetzt. Bei einem Nenn-Tastverhältnis des PWM-Signales von 5 % (CP-Leiter des Ladekabels) wird die digitale Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und EVSE aufgebaut und durchgeführt [55].

Wie in Abbildung 5-9 zu erkennen ist, beziehen sich die Teile eins bis drei auf unterschiedliche Schichten der Architektur des OSI⁴⁸-Referenzmodells. Dieses Modell gliedert die sieben Teilaufgaben der digitalen Datenkommunikation in hierarchisch angeordnete Schichten, um einen herstellerunabhängigen Informationsaustausch zwischen Kommunikationspartnern zu gewährleisten [84].

⁴⁶ External Identification Means, engl.: externe Identifikationsmittel

⁴⁷ Plug and Charge, engl.: Stecken und Laden

⁴⁸ Open System Interconnection (OSI), engl.: offene Systemverknüpfung

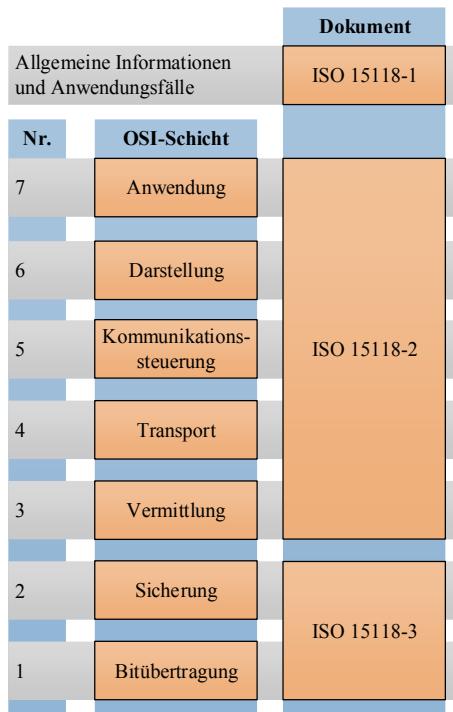


Abbildung 5-9: Überblick über die Dokumentstruktur der ISO 15118 und Einordnung in das OSI-Referenzmodell in Anlehnung an [85]

ISO 15118-1

Der erste Teil des Standards enthält allgemeine Informationen sowie Definitionen von typischen Anwendungsfällen. Eine der Kernaussagen des ersten Teiles ist die Definition von Primär- und Sekundärakteuren bei der Anwendung der ISO 15118 (Abbildung 5-10). Primärakteure untergliedern sich demnach in die Bestandteile Elektrofahrzeug und EVSE. Sie sind direkt in den Ladeprozess verwickelt und können durch Anwendung der ISO 15118 digital und bidirektional miteinander kommunizieren. Der Fahrzeughalter ist in dieser Darstellung ein wichtiger, aber passiver Akteur, da der Standard zwar ausdrücklich dessen Rolle für die Integration des Elektrofahrzeugs hervorhebt, aber nicht den notwendigen Informationsaustausch zwischen Nutzer und Elektrofahrzeug bzw. EVSE vorschreibt. Sekundärakteure sind in dieser Darstellung angelagerte Instanzen, die indirekt in den Ladeprozess involviert sind und im Standard über den Ladevorgang hinausgehende Dienstleistungsangebote, Zusatznutzen und Geschäftsmodelle offerieren. Aber auch hier spezifiziert die ISO 15118 nicht das Kommunikationsprotokoll und auch keine nähere Beziehung zwischen Primär- und Sekundärakteuren, obwohl deren kommunikative Einbindung ebenfalls nötig wird, wenn wichtige Informationen (bspw. Marktsignale) vom Sekundärakteur zum Elektrofahrzeug übertragen werden müssen, um den Ladevorgang im Sinne eines intelligenten Lastmanagements zu steuern. Es werden demgemäß proprietäre Protokollinhalte der genannten Teilnehmer gefördert und in der ISO 15118 folglich ausschließlich die bidirektionale Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und EVSE standardisiert. Auch die

Verschlüsselung der Daten durch kryptografische Verfahren wird lediglich zwischen Elektrofahrzeug und EVSE standardisiert nicht aber diejenige Datenübermittlung zu den Sekundärakteuren.

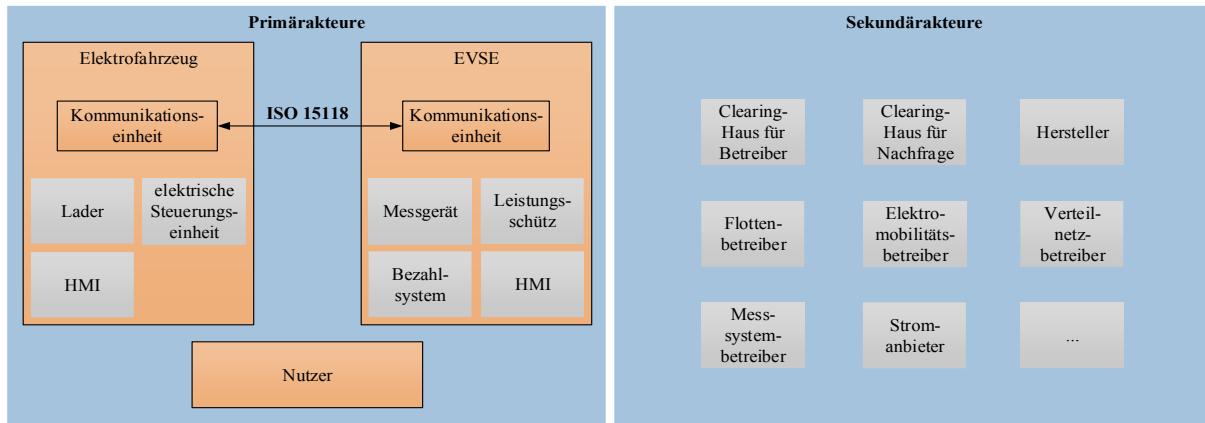


Abbildung 5-10: Überblick über beteiligte Akteure des Grundszenarios der ISO 15118 in Anlehnung an [86]

Zur Anwendung der ISO 15118 zwischen Primärakteuren ist jeweils eine Kommunikationseinheit als Teil des Elektrofahrzeugs und des EVSE, die als Kommunikationspartner agieren, Voraussetzung. Sie dienen dem Aufbau der Kommunikation und der Durchführung weiterer Funktionen (bspw. Verschlüsselung, Entschlüsselung und Datentransfer). Die angelagerten Systeme in den grau hinterlegten Elementen bilden abhängige Komponenten zur Nutzerdateneingabe und Prozessdatenausgabe, Energieversorgung, Energiemessung sowie Abrechnung [86].

Abbildung 5-11 zeigt die, durch den Standard klassifizierten, acht grundlegenden Funktionsgruppen der Anwendungsfälle des Kommunikationssystems zwischen Elektrofahrzeug und EVSE, deren Hierarchie oder Anwendung nicht vorgeschrieben werden.



Abbildung 5-11: Überblick über die Funktionsgruppen der Anwendungsfälle in Anlehnung an [86]

Die Funktionsgruppen (subsumiert unter den Buchstaben A bis H) differenzieren sich weiterhin jeweils in zwei bis sechs spezifische elementare Anwendungsfälle. Alle praktischen Anwendungsfälle sind somit eine Kombination der spezifischen elementaren Anwendungsfälle, definiert im Standard ISO 15118-1.

Unter die Funktionsgruppe *Start des Ladevorganges* fällt die Prozessinitialisierung nach dem Anstecken des Elektrofahrzeuges, welche grundlegende Anforderungen an den anschließenden Ladevorgang setzt (bspw. Verfügbarkeit des PWM-Signales, Verfügbarkeit der digitalen Kommunikation etc.). Die *Kommunikationseinrichtung* etabliert die kommunikative Verbindung. Danach schließt sich die *Zertifikathandhabung* an, welche alle Prozesse rund um die Zertifikataktualisierung und deren Implementierung umfasst. In der Funktionsgruppe D werden alle Methoden zur Identifikation, Authentifikation und Autorisierung der beteiligten Primärakteure durch Zertifikate oder externe Anmeldeinformationen durchgeführt. Vor Beginn des Ladevorganges werden innerhalb der Funktionsgruppe E Informationen zwischen Elektrofahrzeug, EVSE und Sekundärakteuren ausgetauscht, die für den Beginn und die Durchführung des Ladevorganges nötig sind (Abfahrtszeit, zu ladende Energie, maximal angebotene Ladeleistung etc.). Weiterhin wird der Ladefahrplan zwischen Elektrofahrzeug und EVSE ausgehandelt. In der darauf folgenden Funktionsgruppe wird die Überwachung und Steuerung des Ladevorganges sowie die Neuverhandlung des Ladefahrplanes, aufgrund der Veränderung beeinflussender Faktoren, wie z. B. des Strompreises oder der

Energieversorgungsnetsituation durchgeführt. *Zusatzdienstleistungen* der Funktionsgruppe G meint alle begleitenden Methoden und Funktionen, die nicht für den eigentlichen Ladevorgang benötigt werden. Dies betrifft z. B. die Übertragung medialer Daten zur Aktualisierung eines Navigationssystems oder ähnlichem. Der Ladevorgang wird durch Methoden beendet, die der Gruppe H zugeordnet sind. Trotz der dargestellten verallgemeinernden Gruppierung der Funktionen ist die tatsächliche Ausgestaltung der Anwendungsfälle differenziert und hängt vom Einsatz des Elektrofahrzeugs, des EVSE oder eines Geschäftsmodells in Bezug auf den Ladevorgang ab [86].

ISO 15118-2

Der zweite Teil des Standards bezieht sich auf die Definition des notwendigen Informations-, Daten- sowie Nachrichtenaustauschs und der dabei zu verwendenden Datenformate und Protokolle zwischen Elektrofahrzeug und EVSE, um die Anwendungsfälle der bidirektonalen Kommunikation aus dem ersten Teil des Standards umzusetzen. Hierdurch sollen bspw. die Voraussetzungen zur Schaffung eines intelligenten Lastmanagements geschaffen werden [85].

Im weiteren Verlauf der Arbeit wird ausschließlich auf die Ausgestaltung des Protokolls und die Protokollhandhabung mit Relevanz zum physikalischen Energietransfer zwischen Elektrofahrzeug und EVSE eingegangen, da sich insbesondere hieraus deutliche Unterschiede zur umgesetzten Konzeptionierung zeigen, die Schlussfolgerungen hinsichtlich der möglichen Verwendung der ISO 15118 im Ladesäulenpark zulassen.

Bei der Kommunikationssession selbst, wird zwischen den Kommunikationseinheiten des Elektrofahrzeuges und des EVSE, das V2G-Transfer-Protokoll angewendet. Das Elektrofahrzeug ist in dieser Kommunikationssession der Client. Informationen werden spätestens alle 60 Sekunden durch request⁴⁹-Befehle an die EVSE angefordert. Das EVSE ist der Server, der auf die Anfrage durch response⁵⁰-Befehle innerhalb eines definierten Zeitraumes (ca. 2 – 5 Sekunden) antworten muss und damit die angeforderten Informationen an das Elektrofahrzeug liefert. Wird dieser Zeitraum durch das EVSE überschritten, erfolgt ein Kommunikationsabbruch. Die digitale Kommunikation kann daraufhin wieder vom Elektrofahrzeug angefordert werden. Vor Beginn des Ladevorganges wird zwischen den Primärakteuren eine Session-ID ausgehandelt, die Informationen des aktuellen Ladevorganges eindeutig markieren und somit identifizieren lassen. Folglich wird es möglich, dass das Elektrofahrzeug den Ladevorgang geplant (z. B. aufgrund eines ausgehandelten späteren

⁴⁹ request, engl.: Anforderung

⁵⁰ response, engl.: Antwort

Ladebeginns), aber auch ungeplant unterbrochen und mit den originären Informationen des Ladevorganges durch deren Zuordnung zur ausgetauschten Session-ID fortsetzt (Abbildung 5-12). Durch die Pause wird auch die digitale Kommunikation über alle Protokollsichten beendet. Um elektrische Energie zu sparen kann zusätzlich die Kommunikationseinheit im Elektrofahrzeug und des EVSE ausgeschaltet werden, wichtige Informationen werden hierbei gespeichert [55], [85].

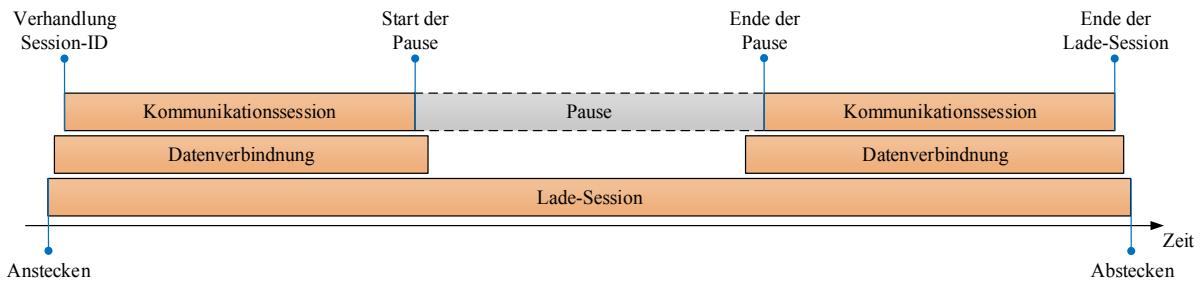


Abbildung 5-12: Unterbrechung der Kommunikationssession in Anlehnung an [85]

In diesem Fall hat dies aber zur Folge, dass nur nach Aufforderung durch die Kommunikationseinheit des Elektrofahrzeugs die digitale Kommunikation und damit der Ladevorgang wieder initialisiert werden können, auch wenn sich externe Parameter oder Zielsetzungen (EVSE, Sekundärakteure) ändern sollten. Wenn sich also bspw. während einer nichtverhandelten und somit durch das EVSE ungeplanten Pause die Ladestrategie des Aggregators aufgrund von Anforderungen eines Netzbetreibers ändert, kann das Fahrzeug nicht erreicht werden. Die Flexibilität eines intelligenten Lastmanagements und damit die ausschöpfbaren Mehrwerte der Sekundärakteure könnten dadurch stark eingeschränkt werden. Eine Lösung besteht momentan nur in einem zeitkostenden Neustart der Kommunikationsverbindung und der Lade-Session durch den Ladesäulen-Betreiber sowie einer darauffolgenden Neuverhandlung der Ladefahrpläne zwischen EVSE und Elektrofahrzeug. Hierbei ist bspw. auch nicht geklärt in wie weit sich die Neuverhandlung der Session-ID auf die Abrechnung des Ladevorganges der vorherigen Session-ID auswirkt.

Nach der Autorisierung des Elektrofahrzeugs und vor Beginn des Ladevorgangs werden relevante Parameter ausgetauscht sowie sog. Fahrplan-Tupel verhandelt (die sog. *ChargeParameterDiscoveryReq*-Nachricht). Das Fahrzeug übermittelt laut MÜLTIN (2014) folgende standardisierte Parameter:

- Abfahrtszeitpunkt (Nutzereingabe),
- benötigte Energiemenge (für Vollladung und Versorgung von Nebenverbrauchern),
- maximale Nennspannung der Phasen (zwischen Leiter und N-Leiter),
- maximaler Ladestrom je Phase,

- minimaler Ladestrom je Phase [55].

Wichtige Parameter, die essentiell für die Integration der Rückspeisefähigkeit wären (bspw. aktueller Energiezustand oder nutzbare Gesamtenergiiekapazität) sind in der ISO 15118-2 nicht berücksichtigt [85], obwohl in den Anwendungsfällen der ISO 15118-1 ein nötiger spezifischer Informationsaustausch vorausgesetzt wird [86]. Folglich kann konstatiert werden, dass die dargelegte proprietäre Umsetzung der Konzeption zur Integration mobiler Speicher im Allgemeinen und die Rückspeisefähigkeit als informations- und kommunikationstechnologische Herausforderung im Speziellen, die Möglichkeiten des aktuellen Standards überfordert und dieser hinsichtlich dessen einer Überarbeitung bedarf.

Das EVSE überträgt nach MÜLTIN (2014) restriktive Ladeparameter (die sog. *ChargeParameterDiscoveryRes*-Nachricht) wie:

- maximal zulässiger Ladestrom je Phase,
- Nenn-Spannung und
- Fahrplan-Tupel [55].

Mit den Fahrplan-Tupel (im Standard als *SAScheduleTuple* bezeichnet) können bis zu zwei zeitabhängige Verläufe übermittelt werden. Fakultativ ist hierbei ein Preisverlauf in Abhängigkeit der Zeit (im Standard als *SalesTariff* bezeichnet). Hierbei soll der gewählte Fahrplan des Fahrzeuges in Abhängigkeit monetärer Inputvariablen (Strompreis etc.) angereizt werden, einen für den Fahrzeughalter optimierten Verlauf zu nehmen. Hierzu wird eine zeitabhängige Preisfunktion übermittelt. Im Gegensatz zum *SalesTariff* ist die Übergabe eines Fahrplanes für die zulässige Leistungsobergrenze obligatorisch, deren Werte während des Ladevorgangs nicht durch das Elektrofahrzeug überschritten werden dürfen (im Standard durch *PMaxSchedule* bezeichnet). Hierbei handelt es sich um Leistungswerte in Abhängigkeit eines Zeitintervalls, jeweils definiert für den gesamten Ladevorgang (zeitabhängige Funktion der Ladeleistung). Wird diese maximal zulässige Obergrenze durch das Elektrofahrzeug überschritten, wird der Ladevorgang durch das EVSE abgebrochen. Die Kombination der tariflichen Optionen des *SalesTariff* mit den energetischen Restriktionen des *PMaxSchedule* soll dem Fahrzeug eine hohe Flexibilität und Eigenverantwortlichkeit bei der Wahl des resultierenden Ladepfades geben. Bspw. kann das EVSE dem Elektrofahrzeug in Zeitintervallen mit hohem Windenergiedargebot günstige Strompreise übermitteln und so den resultierenden Ladeverlauf des Elektrofahrzeugs dazu anreizen, aber nicht verpflichten, in diesen Intervallen mehr Energie aufzunehmen. Die Entscheidung darüber liegt aber stets beim Elektrofahrzeug. Wird keine energetische netzseitige Obergrenze durch *PMaxSchedule* übergeben, gelten die dynamischen bzw. statischen Parameter der maximal zulässigen Ströme des BMS, des Ladekabels und der Ladeinfrastruktur unverändert. Hat das Elektrofahrzeug das

von der Kommunikationseinheit des EVSE beantwortete Lastprofil (*SAScheduleTuple*) erhalten, führt die fahrzeugseitige Intelligenz eine Plausibilitätsprüfung sowie ggf. notwendige Anpassungen durch und sendet wiederrum, das bestätigte Lastprofil als Anforderung an das EVSE. Das EVSE muss dieses Lastprofil akzeptieren (solange *PMaxSchedule* nicht überschritten wird) und durch Schließen des Leistungsschützes mit der Energieversorgung beginnen (Systemzustand wechselt von B auf C). Während des Ladevorgangs werden Daten zur Plausibilitätsprüfung ausgetauscht (bspw. Zählerdaten des EVSE). Weiterhin kann das aktuelle Ladeprofil (*SAScheduleTuple*) durch die EVSE neuverhandelt werden, um bspw. auf veränderte Bedingungen der Anforderungen eines Sekundärakteurs reagieren zu können. Die Traktionsbatterie wird unter Berücksichtigung einer ggf. notwendigen Neuverhandlung solange geladen bis sie den gewünschte Ladezustand erreicht hat oder der Nutzer den Ladevorgang abbricht [55], [85].

ISO 15118-3

Der dritte Teil der ISO 15118 befasst sich mit der Sicherungs- und Bitübertragungsschicht des OSI-Referenzmodells. Konkret wird die *Powerline Communication*⁵¹-Technologie *HomePlug Green PHY™* [87] im Standard verwendet [88]. Der Begriff *Powerline Communication* suggeriert in Verbindung mit der ISO 15118 und dem Laden von Elektrofahrzeugen die Nachrichtenübermittlung über eine der drei leistungsübertragenden Phasen. Tatsächlich ist die Bezeichnung in diesem Falle aber irreführend, da die Nachrichten auf dem PWM-Signal des CP-Leiters im Ladekabel übertragen werden und es sich somit um eine Art der Trägerfrequenz-Technologie handelt [81]. Besitzen sowohl das Elektrofahrzeug als auch das EVSE ein *HomePlug GreenPHY™*-Kommunikationsmodul werden die Datensignale auf das PWM-Signal des CP-Leiters moduliert und somit eine digitale Datenübertragung realisiert [88].

5.2.4 Vergleich der Varianten

Abschließend werden die beiden vorgestellten Kommunikationsvarianten hinsichtlich der Eignung für die vorgestellte Konzeptionierung verglichen. Die dargestellte proprietäre Datenübertragung mit dem entwickelten Protokoll wurde an der Zielerreichung, nämlich der möglichst flexiblen, externen Laststeuerung und der zusätzlichen Nutzung mobiler Speicher durch den Aggregator, ausgerichtet. Die übertragenen Daten dienen somit, wie bereits erläutert, vornehmlich der nutzerverträglichen Integration des Elektrofahrzeugs und der daraus resultierenden, möglichst freien Nutzung durch das übergeordnete EMS. Folglich ist als Vorteil der proprietären IKT der hohe Informationsgehalt des Protokolls zu nennen. Zwischen

⁵¹ Powerline Communication, engl.: Stromleiterkommunikation

Elektrofahrzeug und Ladesäule werden die für das Konzept essentiellen Parameter ausgetauscht. Hier sind insbesondere auch die aktuelle Energiekapazität sowie die weiteren zeitabhängigen Kenngrößen der Traktionsbatterie zu nennen. Diese Informationen sind teilweise gemäß aktuellem Standard ISO 15118 nicht Inhalt des Protokolls. Ein weiterer Unterschied besteht in der Organisation der Steuerungsanforderungen durch eine externe Steuerung. Im gewählten proprietären Ansatz wird versucht, dem Aggregator durch den Datenaustausch größtmögliche Autonomie und Flexibilität bei der Entscheidung über eine Leistungsanforderung einzuräumen. Die Ladung bzw. Entladung der integrierten Traktionsbatterien richtet sich vornehmlich entlang der Zielfunktion des Ladesäulenparks aus (z. B. Lastmanagement). Bei einem derartigen direkten externen Steuerungskonzept darf nicht übersehen werden, dass die Leistungsanforderungen des Elektrofahrzeugs (Steuergerät, BMS) weiterhin übergeordnete Priorität haben (Kapitel 3.2). Das EMS darf lediglich den Änderungszeitpunkt und die extern geltende, maximal zulässige Scheinleistung direkt bestimmen, ohne den avisierten Fahrplan mit dem Elektrofahrzeug verhandeln zu müssen. Das Elektrofahrzeug versucht die Anforderung des Aggregators zu bedienen und sich dem extern vorgegebenen Soll-Wert, unter Einschränkungen durch die fahrzeuginterne Steuerung und anderen unterlagerten Akteuren (Ladekabel, Ladesäule etc.), maximal anzunähern. Die externe Steuerung ist hinsichtlich der Bedienung durch den Betreiber entsprechend transparent und einfach ausgeführt. Darüberhinausgehende Zusatznutzen oder Mehrwertdienste sind nicht erschlossen bzw. wie bereits begründet auch nicht nötig (z. B. Authentifikation, Abrechnung etc.). Auf der anderen Seite bedeutet dies, dass die Performanz zwar für die Übertragung des erläuterten Datenprotokolls ausreicht, aber für die Darbietung zusätzlicher Dienste zu gering sein könnte. Größter Unterschied beider Varianten hinsichtlich der Steuerung ist, dass dem Elektrofahrzeug in der ISO 15118 eine höhere Autonomie eingeräumt wird. Das Fahrzeug entscheidet selbstständig über Anforderungen. Die Fahrpläne werden mit der externen Steuerung verhandelt und es gibt keine Verpflichtung sich bei einer externen Steuerungsanforderung dem maximal zulässigen Soll-Wert anzunähern. Das Elektrofahrzeug kann unterhalb dieser maximal zulässigen Leistungsanforderung vielmehr frei entscheiden und den Ladevorgang entlang interner Zielfunktionen steuern (z. B. Kostenoptimierung). Da die Ladeinfrastruktur sich somit vorrangig an den Anforderungen des Fahrzeugs orientiert, könnte in diesem Fall von einem indirekten externen Steuerungskonzept gesprochen werden.

Nachteile der proprietären IKT ergeben sich weiterhin vor allem daraus, dass sie nicht standardisiert ist und dementsprechend bei anderen Fahrzeug- oder Ladesäulenherstellern nicht umgesetzt wird. Daraus folgt der Ausschluss aller Elektrofahrzeuge, die diese Technologie nicht verwenden und im Ladesäulenpark entsprechend nicht, gemäß Ladetyp 1 oder 2, geladen werden können. Die ISO 15118 hingegen ist ein internationaler Standard und wird durch ein breites Wirtschaftskonsortium getragen, das eine gewisse Marktmacht und damit Durchsetzungskraft bei der Verbreitung dieser Technologie entfalten kann. Weiterhin wird in

den ersten beiden Teilen des Standards ersichtlich, dass Performanz und Funktionsumfang aufeinander abgestimmt sind. Dies bereitet die Grundlage für Interoperabilität und damit auch Marktakzeptanz des Standards.

Da aber die ISO 15118, im Gegensatz zur proprietären Lösung, bspw. auf eine Übermittlung von detaillierten Batteriezustandsinformationen verzichtet ist der Standard nicht umfänglich genug, um die vorgestellte Konzeption zu realisieren, da ein externes Energiemanagementsystem dadurch zu stark beschränkt würde. Hinsichtlich der dargelegten Konzeption aus Kapitel 3 könnte der Standard in seinem aktuellen Entwicklungsstand ungeeignet für die Zielerreichung sein, da wichtige Informationen fehlen oder die dargestellten Prozesse nicht analog übertragbar sind. Somit wird konstatiert, dass die ISO 15118 im aktuellen Entwicklungsstand nicht den Anforderungen des implementierten Aggregators und dessen Funktionsumfang hinsichtlich eines intelligenten Lastmanagements und des Angebotes von flexiblen Lasten und mobilen Speicherkapazitäten genügt. Aufgrund des erst kürzlich erworbenen Status als internationaler Standard kann aber aus der ISO 15118 kein Anspruch auf Vollständigkeit sämtlicher Szenarien abgeleitet werden. Der Standard befindet sich mutmaßlich in einem Evaluierungsprozess, in dem sich Änderungen und Erweiterungen in der näheren Zukunft durch Abhängigkeiten zum Markt ergeben könnten, so auch Veränderungen hinsichtlich der vereinfachten Integration mobiler Speicher. Über die genannten zwei Methoden zur digitalen Kommunikation gibt es noch weitere kabelgebundene Varianten, wie die digitale Kommunikation basierend auf dem CAN-Standard [48] oder eine Halbduplex Echtzeit-Basisbandkommunikation [45], die wegen geringerer Relevanz für die Umsetzung im CCS, aber nicht näher erläutert werden.

6 LADE- UND ENERGIEMANAGEMENTSYSTEM DES LADESÄULEN-PARKS

Das Kapitel 6 befasst sich mit der prozessualen Umsetzung der Integration der Elektrofahrzeuge in das Energiemanagementsystem (EMS) des Ladesäulenparks. Hierzu wird einleitend auf den implementierten Informationsaustausch und die Datenstruktur eingegangen, die sich an die IEC 61850 anlehnt. Darauf aufbauend werden die grundlegenden Prozesse des Lademanagementsystems (LMS) der Ladesäule und des Aggregators in zwei Unterkapiteln dargelegt. Bei der Erläuterung des LMS wird auf einzelne dezentral organisierte Funktionen und mit Bezug auf das EMS als Aggregator aller Ladesäulen, auf zentral organisierte Funktionen eingegangen. Diese Funktionen haben in ihrer Gesamtheit den Zweck, die Elektrofahrzeuge entlang der Ladetypen und der jeweiligen Restriktionen in das Energiemanagement zu integrieren und nutzbar zu machen.

6.1 IEC 61850 und Datenmodell

Die 2005 veröffentlichte Normenreihe IEC 61850 (englischer Originaltitel *Communication networks and systems in substations*⁵²) wurde ursprünglich allein für Schutzanwendungen und die Automatisierung von Schaltanlagen entwickelt. Die aus mehreren Teilen bestehende IEC 61850 wird seit Jahren erweitert und ist mittlerweile die bedeutendste Normenreihe für den Informationsaustausch in der elektrischen Energieversorgung [89]. Grund für die Entwicklung dieser Normenteile sind die immer weiter steigenden Anforderungen an die Übermittlung von Signalen (Schaltbefehle, Parameter, Statusinformationen, Messwerte etc.), einhergehend mit dem zunehmenden Einsatz dezentraler Prozesse der unterschiedlichsten Akteure. In Folge dessen kam es, einhergehend mit gestiegenen Anforderungen, zu herstellerspezifischen IKT-Lösungen, die in Verbindung mit den bisherigen angewandten Normen an ihre Grenzen stießen, weswegen ab 1995 die Entwicklung der Normenreihe IEC 61850 initiiert wurde. Der wachsende Einsatz intelligenter, vernetzter Komponenten auf allen Spannungsebenen des elektrischen Energieversorgungsnetzes wird auch in Zukunft den Bedarf nach performanter, interoperabler Kommunikation, herstellerspezifischer Komponenten bedingen. Hierbei ist der Vorteil der IEC 61850 vorrangig in der Fülle des möglichen Informationsgehaltes zur Beschreibung der übertragenen Signale zu sehen, die anhand dieser Informationen genau verortet, bestimmt und exakt identifiziert werden können (z. B. Spannungsmesswert der Phase L1 gegen Erde des Messgerätes 1 in der Ladesäule 2 mit der Einheit Volt) [89]. In der

⁵² Communication networks and systems in substations, engl.: Kommunikationsnetzwerke und –systeme in Schaltanlagen

Normenreihe werden im Wesentlichen vier Themenschwerpunkte definiert, die aufeinander aufbauen:

- genormte Informationen (IEC 61850-7-3/-7-4),
- genormte Dienste (IEC 61850-7-2),
- genormte Netzwerke für den Nachrichtenaustausch (IEC 61850-8-1/-9-1/-9-2) und
- genormte Konfiguration für die Gerätebeschreibung (IEC 61850-6).

Hauptintention der Bemühungen rund um die IEC 61850 ist eine interoperable Kommunikation zwischen verschiedenen herstellerspezifischen, elektronischen Geräten, die die genormten Informationen untereinander austauschen, erkennen und verwenden können [89]. Ein weiterer Vorteil dieser Normenreihe ist die sukzessive Erweiterung des Anwendungsportfolios. So bezieht sich die IEC 61850-7-420 speziell auf die sog. logischen Knoten dezentraler Energieressourcen (BHKWs, PV-Anlagen etc.) [90]. Obwohl Elektrofahrzeuge als dezentrale steuerbare Lasten und mobile Speicher in der elektrischen Energieversorgung eingesetzt werden können, finden sie in diesem Normenteil keine Berücksichtigung. Dieser Mangel soll durch die IEC TR 61850-90-8 geschlossen werden. Hierbei handelt es sich jedoch, in der aktuellen Fassung um einen technischen Report, der informativen aber keinen normativen Charakter hat. Weiterhin knüpft dieser Teil an die ISO 15118 hinsichtlich der digitalen Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und EVSE an, dessen Eignung für das umgesetzte System in Kapitel 5.2 bezweifelt wurde. Untersuchungen zum Ansatz der Verknüpfung von ISO 15118 und IEC 61850 sind in [91] und [92] durchgeführt worden. Die Implikationen der vorliegenden Arbeit konzentrieren sich vor allem auf die Erstellung eines, durch den tatsächlichen Betrieb, evaluierten Datenmodells auf Basis des umgesetzten Funktionsumfangs des Energiemanagementsystems. In Anlehnung an das normierte Datenmodell der IEC 61850 werden deshalb spezifische, objektorientierte Datenmodelle für die Prozesse des Ladesäulenparks eingeführt. Auf den drei Ebenen Leitstelle (Aggregator), Station (Ladesäule) und Feld (Messen, Steuerung, Schalten) wurden dazu Typicals⁵³ für die sog. logischen Knoten Elektrofahrzeug, Ladecontroller, Messgerät, SPS und Software-SPS erstellt. Die wichtigsten dieser Daten sind, mit ihrer, auf die Prozesse des Lade- und Energiemanagementsystems spezifizierten Struktur in der Anlage A 1 hinterlegt.

⁵³ Typical, engl.: kennzeichnende Datenstruktur

6.2 Open Charge Point Protocol

Das Open Charge Point Protocol⁵⁴ (OCPP) ist ein nicht-standardisiertes Protokoll für Betreiber von Ladesäulennetzen, zur Implementation einer offenen Systemlösung für die Kommunikation zwischen Ladestation (enthält mindestens einen Fahrzeuganschluss) und einem sog. *zentralen System*. Originär startete die europaweite Initiative im Jahr 2009 durch das E-Laad-Konsortium (jetzt ElaadNL). Mittlerweile wird das Konsortium durch eine breite Beteiligung öffentlicher und privater Organisationen getragen, die sich in der *Open Charge Alliance*⁵⁵ organisieren. Die aktuelle Version des Protokolls ist mit *OCPP 2.0 RC* bezeichnet, wobei aktuell lediglich die abwärtskompatible Version *OCPP 1.6* auf der Webseite eingesehen werden kann [93]. Mithilfe der Syntax soll vor allem der interoperable Informationsaustausch zur Überwachung und Verwaltung von Ladevorgängen sowie die Übertragung von Nutzer- und Abrechnungsdaten zwischen vernetzten Ladestationen und einem dem Netzwerk zugehörigen zentralen System möglich gemacht werden. Durch die Ladestation werden bspw. Aufgaben wie die Datenübertragung, Autorisierung, Authentifizierung, Diagnose, Messung, Softwareaktualisierung sowie Start und Ende des Ladevorganges durchgeführt. Das zentrale System bearbeitet bspw. die Aufgaben Datenübertragung, Konfiguration der Ladestationen, Diagnose, Fernsteuerung der Ladestationen (Ladekabelverriegelung, Neustart des Ladevorganges etc.) und Softwareaktualisierung [94].

In der aktuellen Version OCPP 1.6 ist keine Datenübertragung über eine digitale Kommunikation zwischen Ladestation und Elektrofahrzeug berücksichtigt. Folglich wäre die Adaption des hier dargestellten Lade- und Energiemanagementsystems auf OCPP 1.6 aufgrund des Informationsmangels mit deutlichen Einschränkungen der Funktionalität des Aggregators verbunden. Erst die neue Version OCPP 2.0 RC erweitert das Protokoll OCPP 1.6 um folgende Funktionen:

- Möglichkeit der Berücksichtigung von Preismodellen und Kostenfunktionen beim Ladevorgang,
- Unterstützung des genormten PWM-Signales und des Standards ISO 15118,
- verbessertes Monitoring und verbesserte Steuerungsmöglichkeiten [95].

Seit Mai 2015 ist darüber hinaus das Open Smart Charging Protocol⁵⁶ (OSCP) 1.0 freigegeben. Das Protokoll definiert die Kommunikation zwischen dem zentralen System, der vernetzten

⁵⁴ Open Charge Point Protocol, engl.: offenes Ladepunktprotokoll

⁵⁵ Open Charge Alliance, engl.: offener Ladezusammenschluss

⁵⁶ Open Smart Charge Protocol, engl.: offenes intelligentes Ladeprotokoll

Ladestationen und dem Betreiber des angebundenen Energieversorgungsnetzes (z. B. VNB), um mögliche netzseitige Engpässe im Summen-Ladefahrplan der beteiligten Elektrofahrzeuge zu berücksichtigen und so ein intelligentes Lastmanagement durchführen zu können. Hierzu stellt der Betreiber des Netzes, dem Betreiber des zentralen Systems über das Protokoll OSCP 1.0 eine Vorhersage seiner Netzkapazitäten in Abhängigkeit der Zeit, im betreffenden Netzabschnitt zur Verfügung. Danach kann das zentrale System optimale Summen-Ladefahrpläne errechnen, ohne das Netz zu überlasten. Dadurch sollen zehnmal mehr Ladestationen in dem betreffenden Netzgebiet integrationsfähig sein, als ohne dem angewandten OSCP 1.0. Weiterhin können Anforderungen bzgl. der Einsenkung von Verbrauchsleistung oder weiterer Mehrwertdienste gestellt werden [96]. Ein Anreiz für, über diese Arbeit hinausgehende Entwicklungspfade, wäre die mögliche Adaption der Funktionalitäten des Lade- und Energiemanagementsystems auf die aktuellen Protokolle OCPP 2.0 RC und OSCP 1.0. Dies wird aber im weiteren Verlauf dieser Arbeit nicht näher betrachtet.

6.3 Prozesse des Lademanagementsystems

Der Begriff des Lademanagementsystems wurde eingeführt, um sämtliche Prozesse, Aufgaben und Funktionen, die durch die SPS durchgeführt werden, begrifflich zu bündeln. Hierbei organisiert das LMS auch die Prozesse der einzelnen Komponenten und deren Interaktion mit dem Energiemanagementsystem. Dies betrifft den Ladecontroller, das Messgerät, das RS232-Kommunikationsmodul und den Umsetzer. Das LMS ist somit Teil des EVSE und umfasst die nötige Software zur Durchführung der Organisationsprozesse auf der Stationsebene, es bildet die nötige lokale Intelligenz der Ladestation. Die Umsetzung der Prozesse durch programmierte Software ist durch MATZEKAT (2014) [72], MATZEKAT (2013) [83] sowie KABNER (2013) [97] dargelegt und soll im weiteren Verlauf nicht erläutert werden.

Die wichtigsten, zum Teil schon in den vorangegangenen Kapiteln erläuterten Aufgaben des LMS sind:

- Personen- und Betriebsmittelschutz
- Auslesen des Messgerätes sowie Verarbeitung und Weitergabe der erfassten Daten,
- Kommunikation mit dem Energiemanagementsystem,
- Kommunikation mit dem Elektrofahrzeug,
- unterstützende Identifikation des Ladetypus,
- Überwachung der Restriktionen des Ladevorganges,
- Lade-Prozeduren bei Kommunikationsunterbrechung,
- Ringspeicherfunktionalität und
- Fehler-Reporting.

Gegenüber dem EMS (Server) ist das LMS der passive Kommunikationspartner (Client). Das LMS antwortet demnach stets auf Sendeaufrüderungen des EMS.

Identifikation des Ladetypus

Die Identifikation des Ladetypus ist eine der wichtigsten Aufgaben des LMS. Aufgrund der unterschiedlichen Freiheitsgrade, die die jeweiligen Ladetypen der externen Steuerung offerieren (Kapitel 3.4), muss dem EMS diese Information zur Verfügung gestellt werden. Wird ein Elektrofahrzeug an die Ladesäulen angeschlossen, hat das LMS somit die Aufgabe den Ladetypus zu identifizieren und diese Information, nach Aufforderung, an das EMS weiterzugeben. Die Identifikation selbst erfolgt prinzipiell über die kennzeichnenden Charakteristika der Ladetypen. Der Ladetyp 1 wird durch die Übermittlung des BTUCSP identifiziert. Im Unterschied zum Ladetyp 2 enthält die Information über die maximal zulässige Entladeleistung einen Wert ungleich 0. Somit kann das LMS zwischen Ladetyp 1 und 2 unterscheiden. Ladetyp 3 zeichnet sich durch die Übermittlung eines Systemstatus (B, C, D) über das PWM-Signal aus, bei dem gleichzeitig der Aufbau der digitalen Kommunikation fehlschlägt. Ladetyp 4 wird durch das Fehlen eines modifizierten PWM-Signales und über die Auswertung der Ströme der drei Außenleiter identifiziert. Überschreitet die Phasenunsymmetrie des einphasigen Ladens einen Grenzwert, wird erkannt, dass über die Schuko-Steckdose und somit im Ladetyp 4 geladen wird.

Maximalstromtest

Zur Integration des Elektrofahrzeugs als bedingt steuerbare Last im Ladetyp 3, ist die Kenntnis des maximalen Ladestromes zwingend erforderlich. Das EMS verwendet die Information über die daraus abgeleitete maximal zulässige Ladeleistung als Restriktion der Einzelsteuerungsanforderung und kann somit den Soll-Summenfahrplan des Ladesäulenparks optimal auf die einzelnen Elektrofahrzeuge verteilen, auch wenn diese nicht digital kommunizieren können. Kennt das EMS diesen Wert nicht, könnte die einzelne Steuerungsanforderung deutlich über dem maximal zulässigen Wert liegen und somit die Qualität des geplanten Soll-Summenfahrplanes stark beeinträchtigen, da die maximal verfügbare Verbrauchsleistung unbekannt ist. Gemäß der Norm DIN EN 61851-1 und der dort beschriebenen einfachen Kommunikation wird dieser Wert aber nicht übermittelt. Lediglich die Information über den maximal zulässigen Strom des Ladekabels und der Ladesäule sind dem Ladecontroller und damit dem Aggregator bekannt. Somit muss ein Prozess eingeführt werden, der dem maximal zulässigen Strom des Elektrofahrzeugs ermittelt. Dieser sog. Maximalstromtest besteht im Wesentlichen aus der zum Ladebeginn gestellten Aufforderung zum Bezug der maximal zulässigen Ladeleistung des Akteur-Verbunds aus Elektrofahrzeug, Ladekabel und Ladesäule. Das Minimum dieser drei jeweils zulässigen Leistungswerte ist das gewünschte Ergebnis des Tests. Hierbei wird das Minimum der maximal zulässigen

Ladeströme der Akteure Ladekabel und Ladesäule durch das EMS und über die SPS als Steuerungsaufforderung an den Ladecontroller übermittelt. Der Ladecontroller stellt das Tastverhältnis des PWM-Signales gemäß dieser Anforderung ein und übermittelt die Information so an das Elektrofahrzeug. Dieses wiederrum lädt nun in Abhängigkeit der Vorgaben des BMS mit maximal zulässigem Strom. Der sich daraufhin einstellende Leistungsbezug wird durch das Messgerät gemessen und durch die SPS ausgewertet. Verläuft der Leistungsbezug innerhalb einer parametrierten Zeit (einige Sekunden), innerhalb eines definierten Leistungstoleranzbandes, wird dieser Wert als zulässige maximale Einzel-Steuerungsaufforderung gespeichert und an das EMS gesendet. Hierauf stellt das EMS die Einzel-Steuerungsaufforderung des Elektrofahrzeugs gemäß dem geltenden Soll-Summenfahrplan ein. Das Elektrofahrzeug ist nun in das Energiemanagementsystem integriert. Die Steuerung dieses Prozesses wird somit durch das EMS übernommen, jedoch stellt die SPS die nötigen Routinen zur Auswertung der drei Außenleiter und der Parametrierung des Ladecontrollers zur Verfügung. Befindet sich die Batterie in der Heizphase, beginnt der Maximalstromtest erst nach dessen Beendigung. Das LMS wertet hierzu die Außenleiter ebenfalls entsprechend aus.

Lade-Prozeduren bei Kommunikationsunterbrechung

Kommt es während eines Ladevorganges im Ladetyp 1, 2 oder 3 zu einer unzulässige Kommunikationsunterbrechung zwischen dem Aggregator und der SPS, könnten keine Leistungsanforderungen mehr an das Elektrofahrzeug gesendet werden. Dies hätte zur Folge, dass das Elektrofahrzeug ungesteuert mit der zuletzt angeforderten Leistung weiterlädt bis es vollständig geladen ist und folglich ab dem Eintritt der Kommunikationsunterbrechung nicht mehr am Energiemanagement des Aggregators teilnimmt. Um aber die Freiheitsgrade hinsichtlich freier Leistungskapazitäten des EMS zu erhöhen sind im LMS Prozeduren hinterlegt, die aktiviert werden, wenn keine Kommunikationsverbindung vorliegt. Bei der Identifikation einer fehlenden Kommunikationsverbindung, weist das LMS, entweder über die einfache oder die digitale Kommunikation, das Elektrofahrzeug, an mit dem gemäß DIN EN 61851-1 minimal zulässigen Ladestrom von 6,0 A zu laden. Hierdurch wird einerseits sichergestellt, dass das Elektrofahrzeug zwar mit Einschränkungen, aber doch mit einer gesicherten minimalen Leistung geladen wird, andererseits kann das EMS während der Kommunikationsunterbrechung diese Leistung (etwa 4,2 kVA) für das Elektrofahrzeug reservieren und mit den freiwerdenden Leistungskapazitäten das Energiemanagement der verbleibenden Ladesäulen mit aufgebauter Kommunikationsverbindung fortführen. Ist die Kommunikationsunterbrechung vorüber, endet auch diese Prozedur und das LMS empfängt die jeweilig aktuellen Leistungsanforderungen des EMS, welche es an das Elektrofahrzeug übermittelt.

Eine zweite Prozedur betrifft die unzulässige Kommunikationsunterbrechung zwischen Ladecontroller und SPS im Ladetyp 1, 2 oder 3. Durch den Verlust der Kommunikation kann der Ladecontroller im Ladetyp 3 keine Steuerungsanforderungen mehr empfangen. Folglich sind auch sämtliche Informationen, die vom Ladecontroller stammen (bspw. der Systemzustand) nicht mehr verfügbar. Der Ladevorgang ist dementsprechend ungesteuert und wird nicht mehr überwacht. Da dies ein unzulässiger Zustand ist, wird dem Ladecontroller mit der fehlenden Kommunikationsverbindung die Freigabe (Systemzustand F) entzogen, da sich dies durch die Logik des Ladecontrollers gegenseitig bedingt. Hierdurch wird der Ladevorgang solange unterbrochen bis die Kommunikation wieder aufgebaut ist. Das Elektrofahrzeug fällt für diesen Zeitraum aus dem Energiemanagementsystem heraus. Diese Prozedur wäre bei der Durchführung des Ladetypus 1 oder 2 nicht notwendig, da alle benötigten Informationen über die digitale Kommunikation übermittelt werden und eine Kommunikationsverbindung zwischen dem Ladecontroller und der SPS nicht zwingend erforderlich wäre. Dies ist aber bei der Verwendung eines Ladecontrollers nicht möglich, dem, wie hier geschildert, bei einer Kommunikationsunterbrechung generell die Freigabe entzogen wird.

Ringspeicherfunktionalität

Im Falle einer Kommunikationsunterbrechung mit dem Aggregator ist das LMS in der Lage für eine gewisse Zeit anfallende Daten (bspw. Messwerte) zu speichern und nach dem erneuten Kommunikationsaufbau an das EMS zu senden. Hierdurch wird für diese Zeit das Risiko eines Datenverlustes reduziert. Falls der implementierte Speicher der SPS nicht ausreicht, kommt es zu einem Überlauf der Daten, durch den die ältesten Daten durch die neuesten Werte überschrieben werden.

Fehler-Reporting

Das Fehler-Reporting registriert sämtliche auftretende Kommunikationsunterbrechungen zwischen dem Aggregator und der SPS sowie in der Ladesäule zwischen der SPS, dem Messgerät, dem Ladecontroller und der RS232-Schnittstelle. Nach dem Kommunikationsaufbau mit dem EMS sendet das LMS diese Daten zusammen mit dem Datum, der Zeit und dem Fehlerereignis an den Aggregator, wo die Informationen archiviert werden. Hierdurch wird die Fehleranalyse für den Betreiber erleichtert.

6.4 Prozesse des Energiemanagementsystems

Das eigenentwickelte EMS fasst sämtliche Prozesse, Verfahren und Funktionen zur Überwachung und Steuerung des Ladesäulenparks zusammen. Hier findet die Fahrplangenerierung des Summen-Fahrplans des Ladesäulenparks und das zentrale Last- und Speichermanagement der angeschlossenen Elektrofahrzeuge statt. Weiterhin werden hierunter die Kommunikationsschnittstellen zu den Ladesäulen und den übergeordneten Akteuren sowie

das Monitoring, die Archivierung und die Plattform für Erweiterungstools (Prognose, Optimierung etc.) subsumiert. Der Funktionsumfang des EMS wurde bereits in BLASIUS (2014) [74] beschrieben. Die Umsetzung der Prozesse wurde in MATZEKAT (2014) [72], MATZEKAT (2013) [83], KABNER (2013) [97] sowie KABNER/KLARHÖFER (2014) [79] untersucht und umgesetzt. Sie soll im weiteren Verlauf nicht erläutert werden.

Die wichtigsten, zum Teil schon in den vorangegangenen Kapiteln erläuterten Aufgaben des EMS sind:

- Personen- und Betriebsmittelschutz,
- Parametrierung und Überwachung der Netzrestriktionen,
- Koordination und Steuerung der unterlagerten Akteure,
- Identifikation und Integration der Ladetypen,
- Freigabe zum Laden im Ladetyp 1, 2 und 3,
- Nutzeridentifikation und Berücksichtigung der Nutzereingaben,
- Summenfahrplangenerierung und –management,
- Übermittlung der Einzel-Leistungsanforderungen,
- Kommunikationspartner der Ladesäulen,
- Schnittstelle des Betreibers,
- Kommunikationsschnittstelle zu übergelagerten Akteuren,
- Aggregation und Vorhaltung von Leistung und Energiekapazität im mobilen Speicher und
- Datenarchivierung.

Mit Bezug auf das Energiemanagement der Elektrofahrzeuge soll im Folgenden vor allem auf die Prozesse zur Identifikation und Integration der Elektrofahrzeuge, auf die Steuerungsfähigkeit der Elektrofahrzeuge im Ladetyp 1 und 2 sowie auf die Prozesse zur Bildung des mobilen Speichers eingegangen werden.

Wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln erläutert besitzt jeder Ladetyp charakteristische Eigenschaften anhand derer die einzelnen Ladetypen identifiziert und in das EMS integriert werden können. Die Prozesse zur Identifikation und Integration folgen ab dem Anstecken eines beliebigen Elektrofahrzeuges an die Ladesäule stets denselben Abläufen, die in Abbildung 6-1 dargestellt sind.

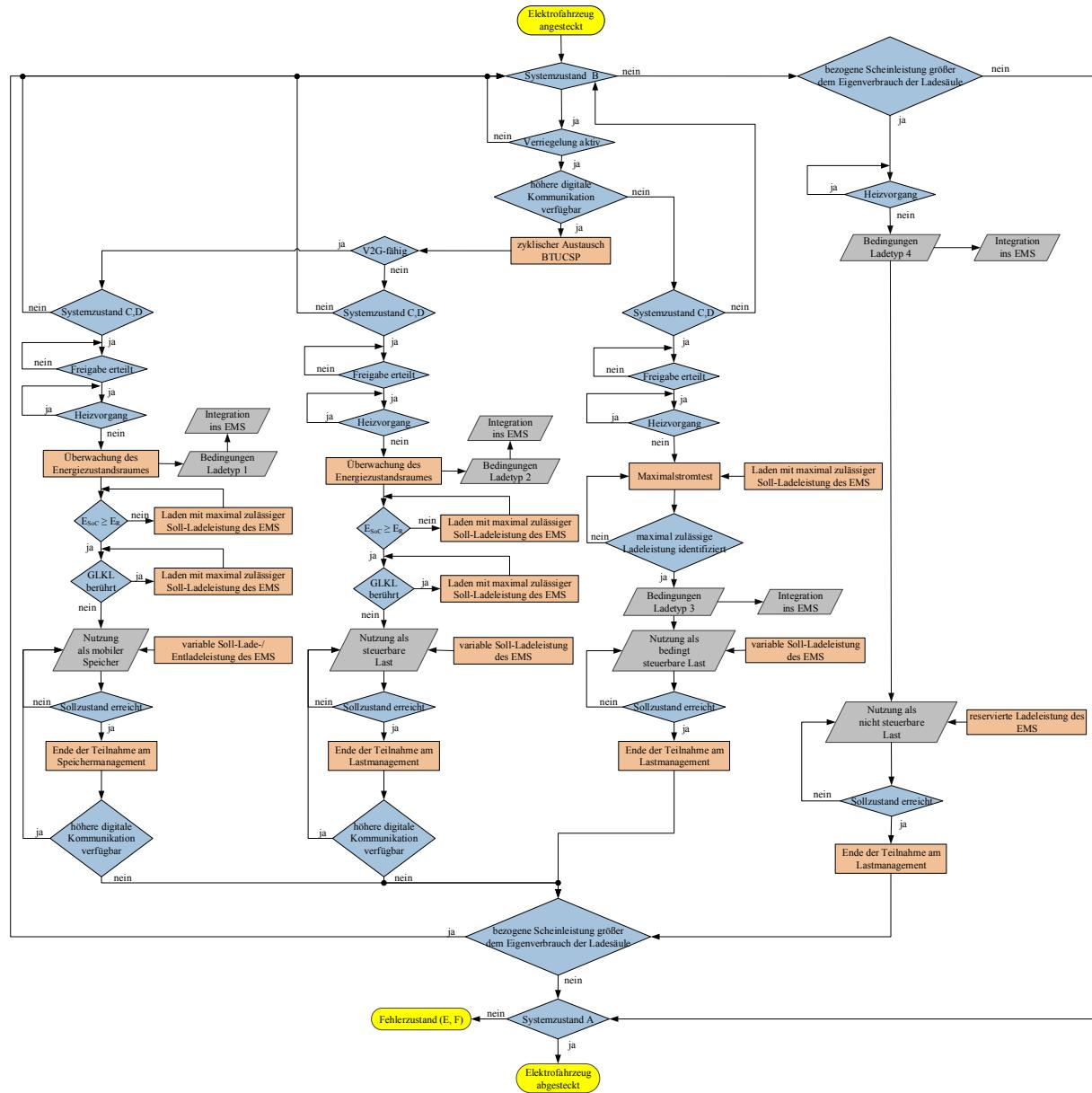


Abbildung 6-1: Identifikation und Integration der verschiedenen Ladetypen im Energiemanagementsystem

Grundsätzlich betten sich die einzelnen Ladetypen, während der Prozessabläufe, in die Normumgebung der DIN EN 61851-1 ein. Alle Pfade die letztendlich zur Identifikation der Ladetypen führen, setzen die Erfassung des Systemzustands des Elektrofahrzeugs voraus. Erst in den nächsten Schritten wird über die Ermittlung der Kommunikations- und Rückspeisefähigkeit eine weitere Differenzierung vorgenommen. Die Teilnahme am Last- oder Speichermanagement findet solange statt, bis der definierte Sollzustand des Elektrofahrzeugs erreicht ist. Dieser kann sich sowohl auf den Ladezustand der Traktionsbatterie (vom Nutzer gewünschter SoC, SoC = 100 %, CV-Ladeverfahren etc.) oder auf das Elektrofahrzeug selbst (Zeitpunkt des Absteckens von der Ladesäule etc.) beziehen und ist abhängig von den Managementzielen des Betreibers. Da sich der Sollzustand im Laufe der Teilnahme am Last-

oder Speichermanagement ändern kann, wird dieser Zustand fortwährend überwacht. Das EMS hat darüber hinaus in jedem Zustand des Ladetypus 1, 2 und 3 die Möglichkeit, den Ladevorgang durch den Entzug der Freigabe zu beenden.

Die Soll-Einzelfahrpläne der Elektrofahrzeuge ergeben sich aus dem Soll-Summenfahrplan des Ladesäulenparks, die durch das EMS berechnet und *just in time*⁵⁷ als Einzel-Leistungsanforderungen über das LMS an die Elektrofahrzeuge gesendet werden (Abbildung 6-2).

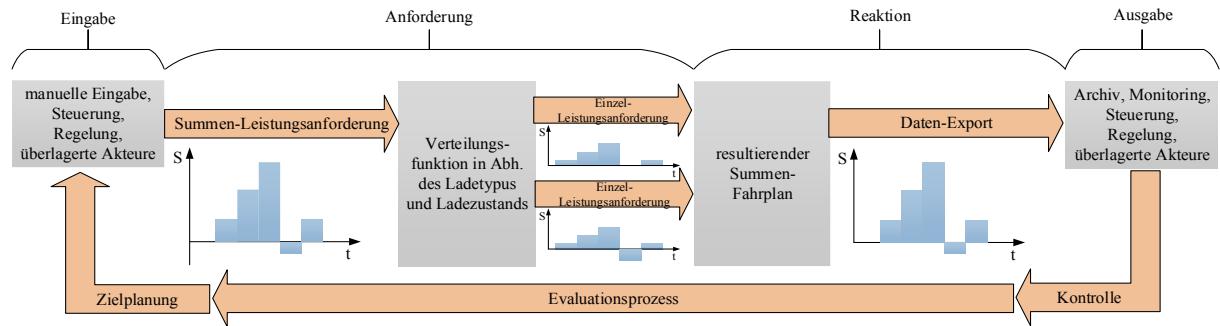


Abbildung 6-2: prinzipielle Organisation der zyklischen Vergabe der Leistungsanforderungen durch das EMS

Der automatisierte Vorgang erlaubt dem EMS, aus der zu Verfügung stehenden Summen-Leistung, die zeitlich veränderlichen, maximal zulässigen Soll-Lade- und Entladeleistungen für die Ladevorgänge der angeschlossenen Elektrofahrzeuge zu determinieren. Auf den Soll-Summenfahrplan des Ladesäulenparks kann der Betreiber durch Parametrierung der Einzel- oder Summen-Leistungsanforderungen Einfluss nehmen. Folglich werden die Fahrplangenerierung und das -management vor allem hinsichtlich einer optimalen Lastverteilung der angeschlossenen Elektrofahrzeuge auf Grundlage eines Soll-Summenfahrplans durchgeführt.

Mithilfe der Bedienoberfläche des EMS kann der Betreiber Summenfahrpläne für die angeschlossenen Elektrofahrzeuge des Ladesäulenparks definieren. Diese bestehen im Grunde aus 96 Summen-Scheinleistungswerten für jede Viertelstunde eines Tages. Übersteigt die angeforderte Scheinleistung die maximal zulässige Scheinleistung des Ladesäulenparks ($S_{max} = 110 \text{ kVA}$) wird die Anforderung vom EMS ignoriert und somit die zulässige Obergrenze als Restriktion sichergestellt. Weiterhin werden hinsichtlich der Einzel-Anforderung, die Grenzen des maximal zulässigen Stromes der Kabeloberflurverteiler, der

⁵⁷ just in time, engl.: bedarfsabhängig

Ladesäule, des Ladekabels und des Elektrofahrzeuges beachtet. Folgerichtig bewegen sich die gestellten Summen- und Einzel-Anforderungen des EMS innerhalb sämtlicher zulässiger Grenzen des Ladesäulenparks und den zulässigen Grenzen des vorgelagerten Energieversorgungsnetzes. Das Grundprinzip der Verteilung der Summen-Leistungsanforderung auf die Einzel-Leistungsanforderungen orientiert sich an der automatisierten Gleichverteilung der verfügbaren Scheinleistung, um eine diskriminierungsfreie Aufteilung des verfügbaren Summen-Stromes auf alle angeschlossenen Fahrzeuge des Ladesäulenparks zu gewährleisten.

Durch die Eingabe des Betreibers wird durch das EMS für jeden betrachtete Zeitperiode t eine Summen-Leistungsanforderung ($S_{t,Gesamt,CC}$) gestellt. Diese wird auf alle angeschlossenen Fahrzeuge derselben betrachteten Zeitperiode t ($N_{t,CC}$) gleichverteilt.

$$S_{t,Einzel,CC} = \frac{S_{t,Gesamt,CC}}{N_{t,CC}} \quad 6-1$$

Jedoch ist die Verteilung stark vom Ladetyp, vom Charakter und Zustand des Ladevorganges des Elektrofahrzeuges und der Grundlast des Ladesäulenparks abhängig, da nur die Elektrofahrzeuge die sich im CC-Ladeverfahren befinden gesteuert werden können und dementsprechend überhaupt auf eine Einzel-Steuerungsanforderung reagieren. Aus diesem Grund muss die gesamte verfügbare Scheinleistung des Soll-Fahrplanes ($S_{t,Gesamt}$) in den bereits eingeführten steuerfähigen, zeitvariablen Anteil ($S_{t,Gesamt,CC}$) und einen nicht-steuerfähigen, zeitvariablen Anteil des Ladesäulenparks ($S_{t,Grundlast,Ladesäulenpark}$) sowie der angeschlossenen Elektrofahrzeuge ($S_{t,Grundlast,Elektrofahrzeuge}$) eingeteilt werden.

$$S_{t,Gesamt} = S_{t,Gesamt,CC} + S_{t,Grundlast,Ladesäulenpark} + S_{t,Grundlast,Elektrofahrzeuge} \quad 6-2$$

Unter den beiden nicht-steuerfähigen, zeitvariablen Anteilen kann die Scheinleistung zur Versorgung der Komponenten des Ladesäulenparks, der Nebenverbraucher der Ladeinfrastruktur und der Elektrofahrzeuge, der Heizvorgänge, der Reserveenergie, der Maximalstromtests, der GLKL, der Ladevorgänge des Ladetypus 4, der Grundlast des Ladetypus 3 im CC-Ladeverfahren ($I= 6 A$) und sämtlicher CV-Ladeverfahren subsumiert werden. Demgemäß lässt sich schlussfolgern, dass das EMS ein aktives Energiemanagement (Last- und Speichermanagement) der steuerfähigen Akteure durchführt, das ein obligatorisches passives Energiemanagement (Lastversorgung) der nicht-steuerfähigen Verbraucher nach sich zieht. Weiterhin kann die Anforderung des Soll-Summenfahrplanes nie erfüllt werden, wenn diese unter der benötigten Scheinleistung der jeweiligen Grundlastanteile liegt. Sollte die Grundlast bspw. aufgrund eines Maximalstromtests ansteigen, werden die Ladevorgänge der

im CC-Ladeverfahren befindlichen Elektrofahrzeuge automatisiert, um die Höhe der benötigten Scheinleistung des Tests heruntergeregt.

Bei der Übermittlung der externen Steuerungsbefehle durch das EMS an das Elektrofahrzeug, die zur tatsächlichen Änderung der Scheinleistung des Lastganges führt, spielt die maximal verfügbare Leistungsänderungsgeschwindigkeit eine bedeutende Rolle. Um die Dynamik der Leistungsanforderungen des EMS einordnen zu können, sind in Abbildung 6-3 zwei beispielhafte Verläufe der Reaktion eines Ladevorganges auf externe Leistungsanforderungen im Ladetyp 2 dargestellt. Die Anforderung wird mit einer tatsächlich bezogenen Ladescheinleistung beantwortet, die sich der Anforderung annähert. Hierbei können typische positive und negative Leistungsgradienten in Höhe von einigen 1.000 VA/s auftreten.

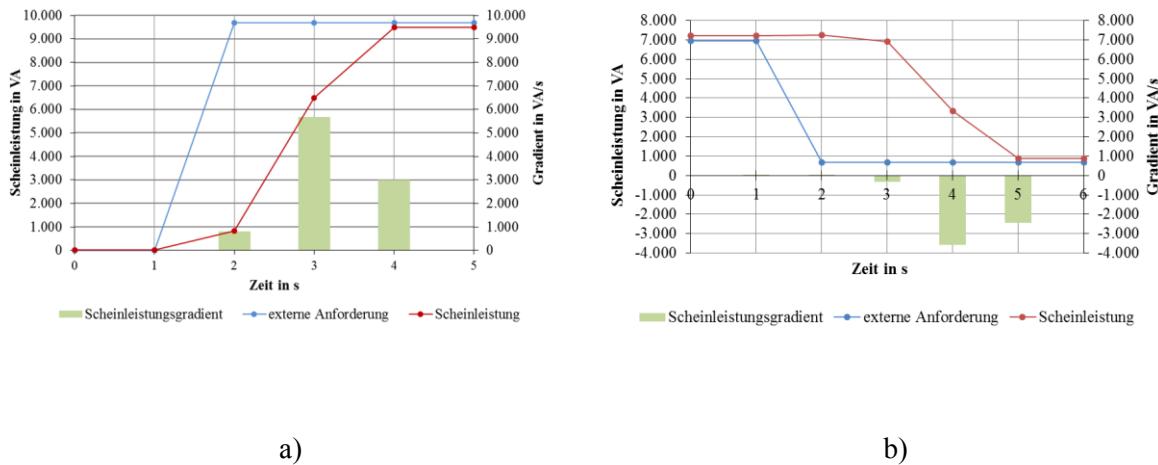


Abbildung 6-3: externe Leistungsanforderung und typische Leistungsänderungsgeschwindigkeit eines Cetos im Ladetyp 2

a) Erhöhung der Verbrauchsleistung

b) Reduktion der Verbrauchsleistung

Gemäß diesen Darstellungen werden externe Leistungsanforderungen, die eine Lasterhöhung oder -reduktion bewirken, jeweils mit einer zeitlichen Verzögerung von einigen wenigen Sekunden (etwa 3 s bis 4 s), und dementsprechend sehr schnell, übernommen, was die Flexibilität des EMS, verschiedene Anforderungen innerhalb eines engen Zeitraumes anzugeben, erhöht. In Abbildung 6-4 ist der exemplarische Verlauf der Reaktion eines Ladevorganges auf eine Leistungsanforderung im Ladetyp 1 dargestellt.

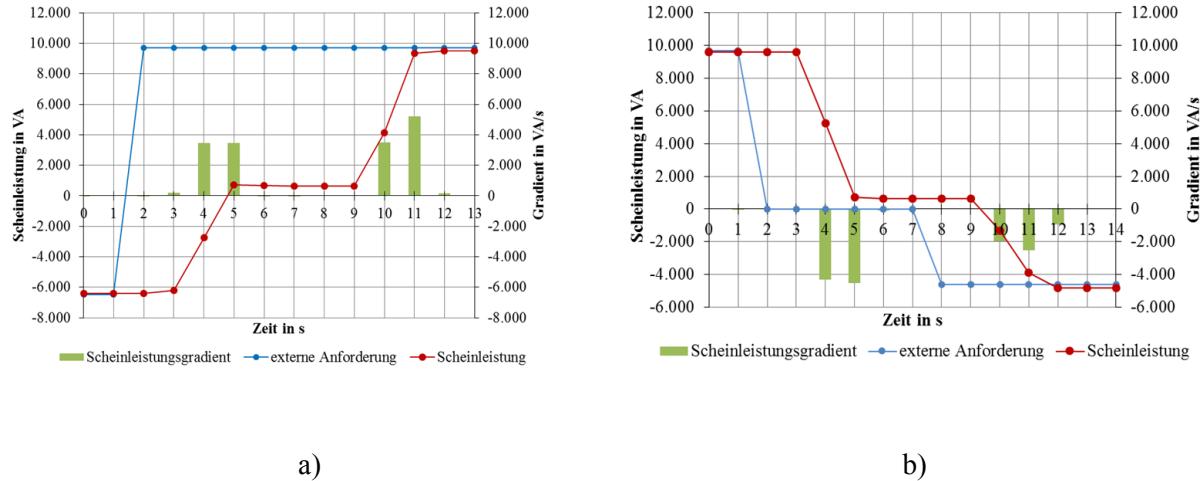


Abbildung 6-4: externe Leistungsanforderung und typische Leistungsänderungsgeschwindigkeit eines Cetos im Ladetyp 1

a) Wechsel vom Erzeuger zum Verbraucher

b) Wechsel vom Verbraucher zum Erzeuger

Wieder ist erkennbar, dass sich die Scheinleistung mit einigen 1.000 VA/s innerhalb weniger Sekunden an die angeforderten Werte annähert. Dies betrifft im linken Diagramm die Anforderung des Rückspeisens zum Bezug elektrischer Scheinleistung (Abbildung 6-4a). Analog gilt dies für die Anforderung zur Beendigung des Ladens und das darauf folgende Rückspeisen der Scheinleistung (Abbildung 6-4b). Hierfür wird eine längere Zeitspanne als die der dargestellten Verläufe des Ladetypus 2 benötigt (etwa 10 s). Dies könnte sowohl mit der bidirektionalen Ladetechnologie im Elektrofahrzeug als auch mit der hohen Leistungsdifferenz in Relation stehen.

Innerhalb eines denkbaren zukünftigen Anwendungsfalls ist diese Dynamik des EMS, während des Präqualifikationsprozesses [98], eine der vielen Voraussetzungen, um bspw. gepoolte Elektrofahrzeuggressourcen auf dem Regelleistungsmarkt anzubieten. Hierzu könnten die externen Anforderungen des EMS in Abhängigkeit der Netzfrequenz variiert werden und so ein zeitdiskreter, frequenzgesteuerter Fahrplan an die teilnehmenden Elektrofahrzeuge des Pools gesendet werden, die wie gezeigt, sekundenschnell auf diese Anforderungen durch Scheinleistungsänderungen reagieren. Ein solcher Anwendungsfall wurde wie in Abbildung 6-5 dargestellt, ebenfalls erprobt.

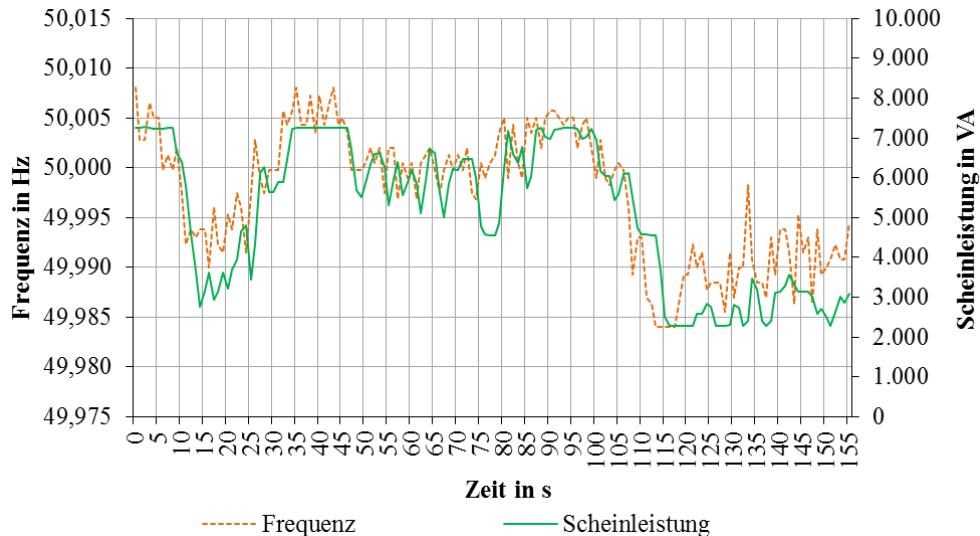


Abbildung 6-5: beispielhafter Verlauf eines netzfrequenzabhängigen Ladevorgangs durch externe Anforderungen

Um die Potentiale des mobilen Speichers für das EMS nutzbar zu machen ist die Aggregation der verfügbaren Scheinleistung und Energiekapazität notwendig. Auch der Betreiber hat so einen exakten Überblick, wieviel Leistung und Energiekapazität in jedem Zeitpunkt zur Verfügung steht. Hierzu wird der mobile Speicher mit den in Tabelle 6-1 dargestellten Integrationswerten aggregiert.

Tabelle 6-1: Hauptbedingungen für die Aggregation des mobilen Speichers (Integrationswerte)

Beitrag zum mobilen Speicher	Heizvorgang	$E_{SOC} \leq E_R$	im zulässigen Energie-zustandsraum	$E_{SOC} \leq E_{GKL}$	$E_{SOC} \leq E_{Soll}$ nach Erreichen von $t_{min,Abfahrt}$	CV-Lade-verfahren bzw. SoC= 100 %	digitale Kommunikation unterbrochen
Ladeleistung	0	0	$S_{N,n,Lade}^{\max}$	0	0	0	0
Ladeenergie-kapazität	0	0	$E_{t,n,Lade}$	0	0	0	0
Entlade-leistung	0	0	$S_{N,n,Entlade}^{\max}$	0	0	$S_{N,n,Entlade}^{\max}$	0
Entlade-energie-kapazität	0	0	$E_{t,n,Entlade}$	0	0	$E_{t,n,Entlade}$	0

Unter Berücksichtigung der dargestellten Hauptbedingungen werden vom EMS Nutzungspotentiale des aggregierten mobilen Speichers berechnet. Die Anzahl der angeschlossenen V2G-fähigen Elektrofahrzeuge determiniert die maximal zulässige Lade- und

Entladeleistung. Weiterhin wird in Abhängigkeit der Einzel-Ladezustände der beteiligten Elektrofahrzeuge die aggregierte, zur Verfügung stehende Lade- und Entladeenergiiekapazität ermittelt. Die je Elektrofahrzeug n maximal verfügbare Nenn-Lade- ($S_{N,n,Lade}^{max}$) und Nenn-Entladescheinleistung ($S_{N,n,Entlade}^{max}$) wird zusammen mit der zeit- und zustandsabhängigen nutzbaren Lade- ($E_{t,n,Lade}$) und Entladeenergiiekapazität ($E_{t,n,Entlade}$) in den Summenspeicher integriert und somit nutzbar gemacht. Hierbei ist es von entscheidender Bedeutung in welchem Bereich sich die einzelnen Traktionsbatterien des eingeführten Energiezustandsraumes befinden, da sich hieraus der Summen-SoC des mobilen Speichers ($SoC_{t,ges}$) ableitet.

$$S_{N,ges,Lade}^{max} = \sum_{n=1}^{15} S_{N,n,Lade}^{max} \quad 6-3$$

$$S_{N,ges,Entlade}^{max} = \sum_{n=1}^{15} S_{N,n,Entlade}^{max} \quad 6-4$$

$$SoC_{t,ges} = \left(\frac{\sum_{n=1}^{15} E_{t,n,Entlade}}{\sum_{n=1}^{15} (E_{t,n,Lade} + E_{t,n,Entlade})} \right) \cdot 100 \% \quad 6-5$$

Aus der Tabelle 6-1 wird deutlich, dass das rückspeisefähige Elektrofahrzeug dem mobilen Speicher nur unter bestimmten Bedingungen Nenn-Leistung und Energiiekapazität zur Verfügung stellen kann. Diese Bedingungen orientieren sich grundsätzlich an der Durchführung des CC-Ladeverfahrens und der Zulässigkeit innerhalb des Energiezustandsraums. Die Information der zur Verfügung stehenden Lade- und Entladeleistung ist hierbei der minimale Nennwert der verglichenen Grenzgrößen, die durch das Elektrofahrzeug (BMS), das Ladekabel (maximal zulässige Stromtragfähigkeit), die Ladeinfrastruktur (Sicherungswert) und das EMS bereitgestellt werden. Die Informationen zur Lade- und Entladeenergiiekapazität werden fortlaufend durch das Elektrofahrzeug aktualisiert und übermittelt. Nach dem Erreichen der mutmaßlichen Abfahrtszeit ($t_{min,Abfahrt}$) reduziert das EMS die gesamte nutzbare Energiiekapazität um den gewünschten Energiezustand (E_{Soll}) des betreffenden Fahrzeuges, was eine Reduktion der nutzbaren Energiiekapazität des mobilen Speichers nach sich zieht. Sämtliche Zustandsparameter die zur Aggregation, Visualisierung und Nutzung des mobilen Speichers im EMS hinterlegt sind, werden in der Tabelle 6-2 wiedergegeben.

Tabelle 6-2: prozessuale Zustandsparameter des mobilen Speichers

Parameterbezeichnung	Einheit	Erklärung
V2G_Anzahl	Elektrofahrzeuge	Anzahl angeschlossener V2G-fähiger Elektrofahrzeuge
V2G_S_maxcharge	kVA	maximal verfügbare Ladeleistung
V2G_S_maxdischarge	kVA	maximale verfügbare Entladeleistung
V2G_E_charge	kWh	nutzbare Ladeenergiakapazität
V2G_E_discharge	kWh	nutzbare Entladeenergiakapazität
V2G_Charge	kVA	aktuell genutzte Summen-Ladeleistung des aggregierten Speichers
V2G_Discharge	kVA	aktuell genutzte Summen-Entladeleistung des aggregierten Speichers

6.5 Prozessuale Engpässe

Im Folgenden werden einige Engpässe erläutert, die sich aus den implementierten Prozessen und den lokalen Bedingungen ergeben können.

Unsymmetrie

Beim Anschluss mehrerer Elektrofahrzeuge, die in der Ladebetriebsart 2 oder in der Ladebetriebsart 3, ein- bzw. zweiphasig, laden, kann es zu Unsymmetrie im Energieversorgungsnetz des Ladesäulenparks kommen. Unsymmetrie tritt auf, wenn auf einer Phase eine Scheinleistungsdifferenz von mehr als 4,6 kVA im Vergleich zu den anderen Außenleitern umgesetzt wird. Gemäß VDE AR-N 4105 ist dies für Erzeugungsanlagen und nach den TAB 2007 für elektrische Verbraucher im Niederspannungsnetz unzulässig [99], [100]. Das genannte Kriterium wäre bereits durch zwei Elektrofahrzeuge, die auf einem gemeinsamen Außenleiter laden oder entladen verletzt. Konkrete Normen oder Standards für die Anschlussbedingungen von Elektrofahrzeugen, insbesondere mit der Fähigkeit zur Rückspeisung gibt es aktuell nicht. Eine Lösung zum Schutz vor Unsymmetrie im Ladesäulenpark wurde durch MATZEKAT (2014) [72] untersucht.

Reserveenergie und Maximalstromtest

Während einer Häufung von beginnenden Ladevorgängen der Ladetypen 1, 2 und 3 kann es aufgrund von gleichzeitig stattfindenden Ladevorgängen, zur Ladung der Reserveenergie und Durchführung des Maximalstromtests, zu hohen Leistungsspitzen kommen (Charakteristik des *dumb charging*), die den Soll-Summenfahrplan überschreiten. Verschärft wird die Restriktion durch die begrenzte Anschlussleistung des Ladesäulenparks, die bereits durch fünf gleichzeitig durchgeführte Prozesse mit jeweils 22 kVA erreicht wäre. Eine Lösung bestünde darin, diese hohen Spitzenleistungen durch eine Restriktion hinsichtlich zulässiger, gleichzeitig stattfindender Maximalstromtests, die nur wenige Sekunden dauern, zu verringern und die verbleibende Summen-Verbrauchsleistung des Ladesäulenparks während dieser Zeit zu minimieren. Weiterhin könnte auch die Beladung der Reserveenergie zeitlich gestaffelt werden oder mit geringerer Leistung in Abhängigkeit des Abfahrtzeitpunktes und der verfügbaren Summen-Ladeleistung des Ladesäulenparks geladen werden, um diese Überlastung zu verhindern.

Grenzladekennlinie (GLKL)

Die Berücksichtigung der GLKL ist essentiell für die nutzerverträgliche Integration der Elektrofahrzeuge im Ladetyp 1 und 2. Aber auch hier wird, ähnlich dem Maximalstromtest und Reserveenergieladen, prädiktiv ein maximal zulässiger Energiegradient vorausgesetzt, unabhängig davon, ob die benötigte maximale Einzel-Leistung als Teil der verfügbaren Summen-Leistung im Zeitraum des Bedarfes vollumfänglich zur Verfügung steht. Diesbezüglich sind besonders Tagesabschnitte hohen Bedarfes oder geringer Summen-Lastanforderungen durch das EMS kritische Zeiten. Eine Lösung bietet hier die Einführung von ladesäulenspezifischen Dämpfungsfaktoren, die die Höhe des Energiegradienten der GLKL reduzieren. Hierdurch wird ebenfalls ein Erreichen der gewünschten Energiemenge zum Abfahrtszeitpunkt garantiert, jedoch mit höherem Zeitbedarf. Weiterhin könnten starre Leistungskontingente für kritische Zeiten vorgehalten werden, die sich in Abhängigkeit der Abfahrtszeiten auf die jeweiligen Elektrofahrzeuge staffeln. Später abfahrende Elektrofahrzeuge könnten während dieser Zeit auch mit geringerer Leistung laden und den Prozess so unterstützen. Letztendlich ist es aber auch möglich bereits deutlich vor Erreichen der Abfahrtszeit hohe Ladezustände, bspw. in Zeiten mit erhöhtem Bedarf an Verbrauchsleistung, anzustreben und so die restliche, benötigte Energie zu minimieren. Die Auswertung historischer Daten der Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge im Ladesäulenpark ist hierfür eine Voraussetzung, um Prognosen ableiten zu können.

Gewünschte Reichweite und CV-Ladeverfahren

Bei der Nutzereingabe von sehr hohen gewünschten Reichweiten zum Abfahrtszeitpunkt kann es passieren, dass die GLKL einen exponentiellen Verlauf hat, da sich der Ladevorgang bereits im CV-Ladeverfahren befindet, in dem der Ladestrom sukzessive durch das BMS verringert wird. Eine externe Einflussnahme durch das EMS ist hier nicht mehr möglich. Der Zeitpunkt des Beginns des CV-Ladeverfahrens muss dem EMS also für jedes einzelne Elektrofahrzeug bekannt sein, damit es diese Restriktion bei der Berechnung der GLKL berücksichtigen kann. Dieser Wert müsste vom Elektrofahrzeug ebenfalls übermittelt und in Abhängigkeit der Temperatur und der Ladeleistung aktualisiert werden. Folglich sind möglichst genaue Informationen nicht nur hinsichtlich der benötigten Ladeleistung relevant, sondern auch für die Abschätzung der aufzunehmenden Energiemenge, da diese Größen den Eintrittszeitpunkt des CV-Ladeverfahrens bedingen und somit dessen Anteil am gesamten CCCV-Ladeverfahren beeinflussen.

Summen-SoC des mobilen Speichers

Wird der mobile Speicher in der erläuterten Form verwendet, könnte aufgrund externer Steuerungsanforderungen der Fall eintreten, dass keine Lade- oder Entladeleistung mehr zur Verfügung steht, weil die einzelnen Ladevorgänge entweder einen SoC von 0 % aufweisen oder sich im CV-Ladeverfahren befinden. Dies könnte dazu führen, dass Leistung, die bspw. für zukünftige Zwecke des Speichermanagements eingesetzt werden sollte, nicht mehr zur Verfügung steht. Eine zusätzliche Steuerung könnte das Problem lösen, indem die einzelnen Ladezustände der Elektrofahrzeuge in optimalen Betriebsbereichen gehalten und gesamtheitlich auf einen definierten mittleren Summen-SoC (bspw. 50 %) optimiert werden. Somit wäre gewährleistet, dass in diesen definierten Zeiträumen, der zusätzlichen Optimierung des Summen-SoC, eine gesetzte, verfügbare Leistung und Energiemenge zur Verfügung stünde, mit der Mehrwerte angeboten werden könnten.

Wirkungsgrad der Ladung

Der Aggregator ist in der Lage, Elektrofahrzeugen des Ladetypus 1 und 2, sehr kleine Ladeleistungen zuzuweisen. Theoretisch ist es sogar möglich, vor allem die Nebenverbraucher zu versorgen und nur noch mit sehr geringen Strömen zu laden oder zu entladen. Dies führt zu einem Wirkungsgrad, der umso schlechter ist, je geringer der Lade- oder Entladestrom ist. Dies macht den gesamten Prozess des Ladevorganges ineffizient. Eine Lösung besteht darin, minimal zulässige Lade- und Entladeleistungen zu definieren, die auf die Elektrofahrzeuge verteilt werden dürfen. Somit müsste dem Summen-Fahrplan eine untere Grenze für den effizienten Betrieb der Ladevorgänge vorgegeben werden, die sich in Abhängigkeit der beteiligten Elektrofahrzeuge anpasst.

7 EMPIRISCHE NUTZUNGSPOTENTIALE DES MOBILEN SPEICHERS

In den vorangegangen Kapiteln wurde auf die technischen und prozessualen Voraussetzungen zum Betrieb eines Ladesäulenparks mit integrierten, aggregierten Elektrofahrzeugen eingegangen. Nun sollen dessen energetische Nutzungspotentiale, hinsichtlich der Realisierung des Last- und Speichermanagements mit aggregierten Elektrofahrzeugen, untersucht und umrissen werden. Soll durch das EMS ein nutzenorientiertes Last- oder Speichermanagement stattfinden, müssen neben dem geeigneten Ladetypus und der Kapazitätsfreigabe durch den Nutzer a priori die wahrscheinliche Verfügbarkeit dieser Kapazitäten bekannt sein. Erst dann lässt sich der etwaige Aufbau ähnlicher Aggregatoren und ihr Einsatz im Vorhinein planen. Und auch erst dann können aus der innovativen Speichertechnologie *V2G* Geschäftsmodelle abgeleitet werden.

7.1 Voraussetzungen

Die nutzbaren Potentiale aggregierter Elektrofahrzeubatterien, die im Verbund als steuerbare Lasten oder mobile Speicher eingesetzt werden sollen, hängen maßgeblich von der zeitlichen Verfügbarkeit der angeschlossenen Elektrofahrzeuge und ihrer zeitlich abhängigen, abrufbaren Leistung und nutzbaren Energiekapazität ab. Wenn kein Elektrofahrzeug über das Ladekabel energetisch und kommunikativ angeschlossen ist, sind dessen Ressourcen für den Aggregator auch nicht verfügbar. Weiterhin hängt auch die zeitabhängige Nutzung, zur Verfügung stehender Leistung und Energiekapazität von vielen Einflussfaktoren ab.

In der folgenden Datenauswertung wird sich auf ein Szenario zur Ermittlung maximaler Potentiale gestützt und auf Grundlage dessen analysiert. Die Ergebnisse können in der Praxis durch geeignete Faktoren oder Skalierungen nachjustiert werden. Dementsprechend gründen sich die folgenden Annahmen auf dem Erfordernis der Ermittlung der Maxima der nutzbaren Potentiale aus Nenn-Leistung und Nenn-Energiekapazität. Auf die Restriktionen, die diese Annahmen determinieren, wurde in den vorangegangenen Kapiteln eingegangen, deren Gültigkeit ist entsprechend einer gewissen Modellhaftigkeit geschuldet.

Alle, in der Viertelstunde t angeschlossenen Elektrofahrzeuge im Ladesäulenpark, sind vom Typ Cetos mit einer maximal verfügbaren Nenn-Leistung von 9,7 kVA je Fahrzeug n ($S_{N,t,n}^{\max}$). Hiermit sollen alle Verluste und Nebenverbraucher bei Ladung bzw. Entladung versorgt sein. Ein dem Ladevorgang vorangehender Heizvorgang oder innerhalb des Ladens geschalteter Kühlkreislauf wird nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse der Auswertung beziehen sich auf die maximal zulässige Verfügbarkeit während des CC-Ladeverfahrens und einer maximal nutzbaren Nenn-Energiekapazität von 17,1 kWh je Fahrzeug n ($E_{N,t,n}^{\max}$). Diese Nenn-Energiekapazität wird in der Untersuchung weder durch technische noch durch

nutzerspezifische Bedingungen beschränkt. Die Grundlast des Ladesäulenparks wird vernachlässigt, sie muss aber im Energiemanagement berücksichtigt werden.

Eine logische Speichereinheit entspricht in der Auswertung alle im Ladesäulenpark angeschlossenen Elektrofahrzeuge. Dies lässt sich über die absolute Verfügbarkeit messen, die abhängig von der Zeit ist. Die damit ebenfalls zeitabhängigen Potentiale hinsichtlich Leistung und Energiekapazität jedes einzelnen, angeschlossenen Elektrofahrzeuges n werden entsprechend folgender Formeln und unter Beachtung der Annahmen für jede Viertelstunde aggregiert:

$$S_{N,t,ges}^{\max} = \sum_{n=1}^{15} S_{N,t,n}^{\max} \quad 7-1$$

$$E_{N,t,ges}^{\max} = \sum_{n=1}^{15} E_{N,t,n}^{\max} \quad 7-2$$

Folglich sind die zeitabhängigen Werte für die Lade- bzw. Entladeleistung $S_{N,t,ges}^{\max}$ und Energiekapazität $E_{N,t,ges}^{\max}$ die ermittelten maximalen Potentiale jeder Viertelstunde t.

Hinsichtlich der Analyse, der ausgewerteten Daten, wird weiterhin davon ausgegangen, dass alle Elektrofahrzeuge dem Ladetyp 1 zuzuordnen sind. Erst hierdurch wird die Rückspeisefähigkeit des Elektrofahrzeugs notwendige Voraussetzung und damit die externe Nutzung als mobiler Speicher möglich. Wie bereits erläutert, beinhaltet dieser Ladetyp sämtliche Voraussetzungen des Ladetypus 2, weshalb die Konklusionen, unter Ausschluss der Rückspeisefähigkeit, auch für das Lastmanagement derselben Fahrzeugflotte gelten.

7.2 Verwendete Daten und Auswertung

Die Auswertung umfasst einen Zeitraum von etwa zehn Monaten. Vom August 2013 bis Juni 2014 wurden Daten bzgl. der Anschlusssituation am Ladesäulenpark gesammelt und archiviert. Der gewählte Zeitraum orientiert sich an zwei Zäsuren, die jeweils Beginn und Ende markieren. Am 23.08.2013 wurde der Aggregator EMS im Ladesäulenpark eingeführt. Erst ab diesem Zeitpunkt fand eine konsistente Datenerfassung, -aufbereitung und –archivierung statt, die das standardisierte Auswerten großer Datenmengen erlaubt. Da im Monat August lediglich neun Tage vollständig erfasst werden konnten, bildet dieser in der Auswertung des Betrachtungszeitraumes aufgrund des geringen Datenumfangs einen Sonderfall. In die Zusammenführung der Ergebnisse flossen aus diesem Grund nur die ausgewerteten Daten vom 01.09.2013 bis 30.06.2014 ein. Die Ergebnisse aus der Auswertung des Augusts 2013 werden

aber der Vollständigkeit halber aufgeführt. Begründet mit der begrenzten Projektlaufzeit und der damit verbundenen Abmeldung der Elektrofahrzeugflotte endet die Auswertung mit dem 30.06.2014.

Aus den archivierten Daten wurden Zeitreihen generiert, die das tägliche Anschlussverhalten der 15 Elektrofahrzeuge (entspricht der Grundgesamtheit) in viertelstündlicher Auflösung wiedergeben. Aus der absoluten Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge für externe Steuerungsanforderungen des Energiemanagementsystems wurden für jede Viertelstunde eines Tages die relative Verfügbarkeit in Prozent (die Grundgesamtheit sind 15 Elektrofahrzeuge), die maximal verfügbare Nenn-Leistung in kVA und die maximal nutzbare Energiekapazität in kWh berechnet. Aus diesen Werten können Rückschlüsse über das Verhalten und das Potential eines aggregierten mobilen Speichers gezogen werden.

Die berechneten statistischen Kenndaten sind:

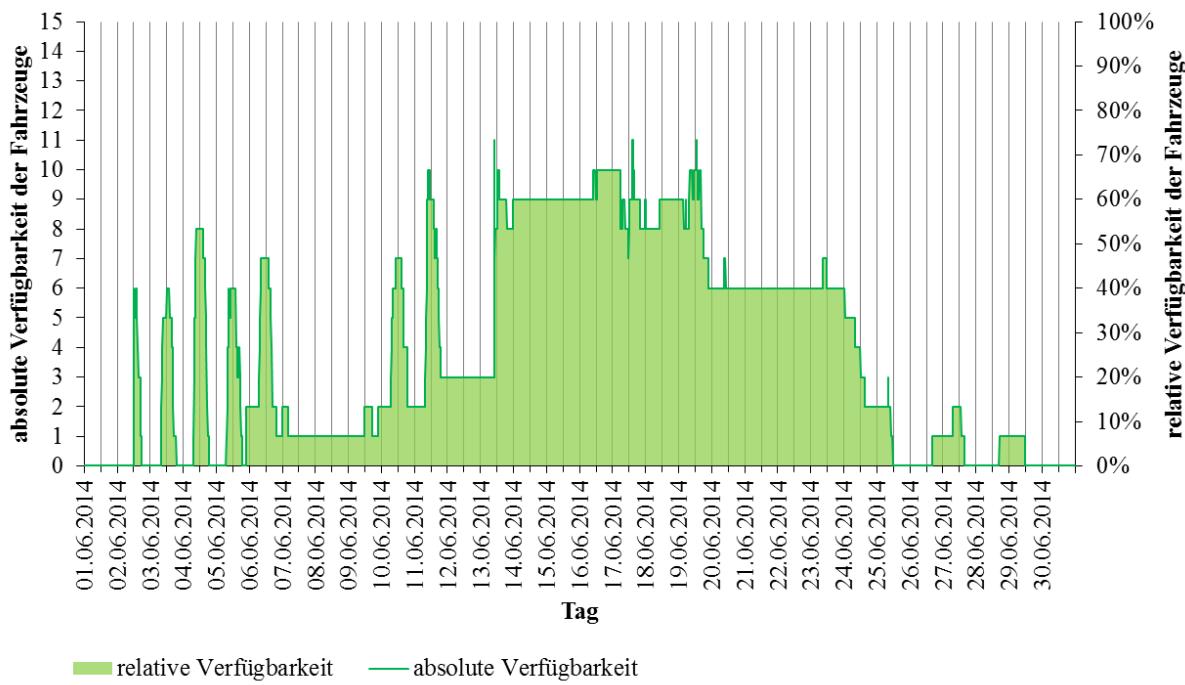
- arithmetischer Mittelwert,
- Standardabweichung,
- globale Extrema,
- Median und
- Quartile.

Die verwendeten Programme sind MathWorks® MATLAB® R2014b und Microsoft® Office Excel® 2013. Geringe Abweichungen der Ergebnisse bei identischen Ausgangsdaten begründen sich auf Ungenauigkeiten durch die Rundung.

7.3 Methodik am Beispiel eines Monats

Aufgrund der Fülle der ausgewerteten Daten wird die Methodik zur Extraktion der Ergebnisse exemplarisch für den Juni 2014 vollzogen. Alle übrigen Monate wurden auf die gleiche Weise ausgewertet, die Ergebnisse sind visuell und tabellarisch in der Anlage A 2 hinterlegt.

Die Abbildung 7-1 zeigt den Verlauf der Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge, also die Zeiträume der tatsächlichen Verbindung mit dem Energieversorgungsnetz über das angeschlossene Ladekabel.

**Abbildung 7-1: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Juni 2014**

Die Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge beschreibt den Auslastungsgrad des Ladesäulenparks in absoluten und relativen Werten. Bezogen auf die vorhandenen Ladesäulen im untersuchten Ladesäulenpark, ist die maximal mögliche Anzahl gleichzeitig angeschlossener Elektrofahrzeuge 15 und die relative Verfügbarkeit folglich 100 %. Die aus der relativen Verfügbarkeit gezogenen Implikationen hinsichtlich der maximal verfügbaren Nenn-Leistung und maximal nutzbaren Energiekapazität beziehen sich auf das eingesetzte Fahrzeugmodell Cetos.

Aus der dargestellten Zeitreihe vom 01.06.2014 bis 30.06.2014 wurden die arithmetischen Mittelwerte zentraler Kennzahlen zur Beschreibung der Nutzungspotentiale des mobilen Speichers ermittelt. Die Ergebnisse können der folgenden Tabelle 7-1 entnommen werden.

Tabelle 7-1: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im Juni 2014

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximal verfügbare Nenn-Leistung in kVA	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh
3,90 (3,48)	25,97	37,79	66,62

Im gesamten Monat Juni 2014 sind im arithmetischen Mittel 3,9 Elektrofahrzeuge angeschlossen. Die Standardabweichung von 3,48 Elektrofahrzeugen zeigt an, dass die Erwartungswerte in Höhe dieses Wertes streuen und auch gegen null tendieren können. Die

entsprechenden Schlussfolgerungen bestätigt die visuelle Kontrolle des Verfügbarkeitsverlaufes der Abbildung 7-1. Insbesondere während der Wochenenden sowie während der Abend- bis frühen Morgenstunden eines Wochentages treten Minima auf. Die durchschnittliche relative Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge über den gesamten Monat liegt bei 25,97 %, bezogen auf die Grundgesamtheit von 15 verfügbaren Elektrofahrzeugen. Dies bedeutet, dass durchschnittlich eine maximale Nenn-Leistung von 37,79 kVA verfügbar und eine Energiekapazität von maximal 66,62 kWh nutzbar war.

Sämtliche aufgezeichneten Werte der Abbildung 7-1 schwanken zwischen dem Minimum und dem Maximum der gesamten Zeitreihe. Die entsprechenden Ausprägungen dieser Extrema sind der folgenden Tabelle 7-2 zu entnehmen.

Tabelle 7-2: Charakteristika der Extrema im Juni 2014

	Minimum	Maximum
absolute Verfügbarkeit der Fahrzeuge	0	11
relative Verfügbarkeit in %	0	73,33
maximale Nenn-Leistung in kVA	0	106,70
nutzbare Energiekapazität in kWh	0	188,10

Das Minimum tritt im Monatsverlauf mehrfach auf und ist dadurch gekennzeichnet, dass kein Elektrofahrzeug im Ladesäulenpark angeschlossen ist. Die quantifizierten Kennzahlen haben dementsprechend den Wert null. Das ebenfalls mehrfach auftretende Maximum liegt bei elf Elektrofahrzeugen, die gleichzeitig angeschlossen waren. Dies entspricht einer relativen Verfügbarkeit von 73,33 %, einer maximalen Nenn-Leistung von 106,70 kVA und einer maximal nutzbaren Energiekapazität von 188,10 kWh.

Zur weiteren Untersuchung der aufgezeichneten Werte des Monats Juni 2014 wird ein durchschnittlicher Wochentag ermittelt. Hierbei werden nur die Daten der Wochentage Montag bis Freitag berücksichtigt, da aufgrund der Charakteristik der Nutzung der Elektrofahrzeuge als Pendlerfahrzeug zwischen Wohnort und Arbeitsplatz am Wochenende wenig oder keine Fahrzeuge zu erwarten sind und damit der zusätzliche energetische Nutzen zur Bildung eines mobilen Speichers, innerhalb des betrachteten Ladesäulenparks, entsprechend zu vernachlässigen ist [101]. Gesetzliche Feiertage wurden hingegen in der Auswertung belassen. Nichtsdestotrotz könnten diese Tage Störgrößen darstellen (insbesondere mit Berücksichtigung ggf. in Anspruch genommener Brückentage), die die Ergebnisse mutmaßlich signifikant verringern, da sie, ähnlich wie Wochenenden, Tage mit wenigen oder keinen angeschlossenen Fahrzeugen darstellen. Weil sich die Größenordnung bei zehn Tagen bewegt, die sich auf die einzelnen Monate verteilen, wird deren Einfluss aber als relativ gering eingestuft.

Die Berechnung des durchschnittlichen Wochentages wird durch die Bildung des arithmetischen Mittelwertes der äquivalenten Viertelstundenwerte sämtlicher Wochentage durchgeführt. Folglich entsteht ein sog. Mittelwochentag für den betrachteten Monat, der sich durch den zeitlichen Verlauf von 96 gemittelten Viertelstundenwerten aller Wochentage des Monats darstellen lässt (Abbildung 7-2).

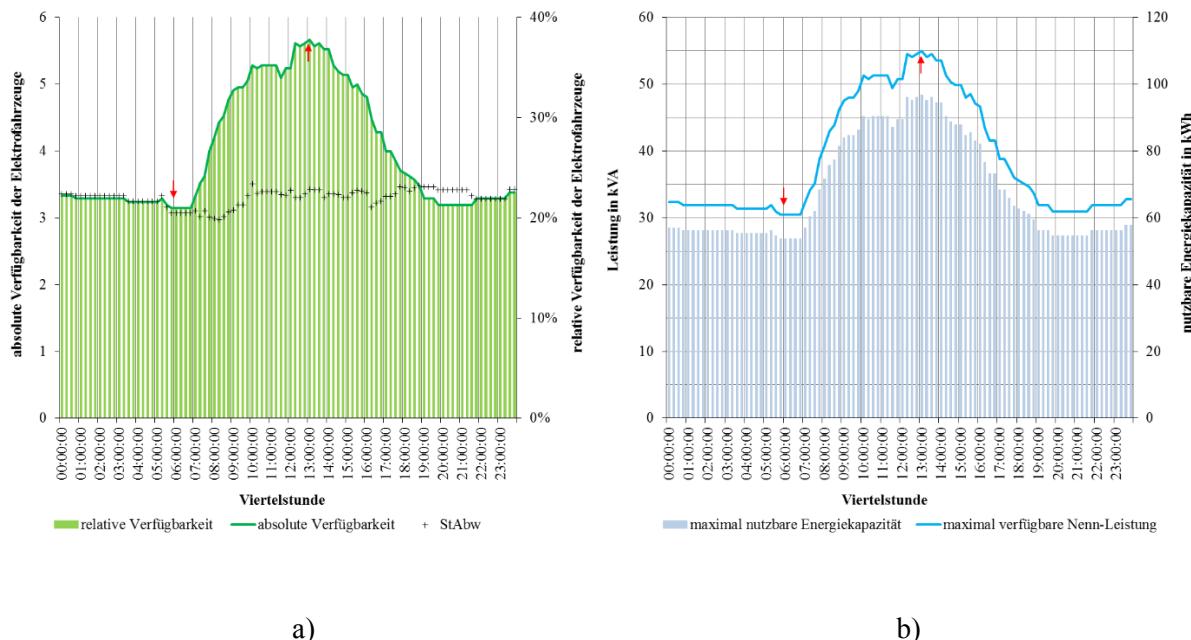


Abbildung 7-2: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Juni 2014

a) arithmetische Mittelwerte und Standardabweichungen der viertelständlichen Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge (rote Pfeile: Extrema)

b) energetische Verfügbarkeit im Tagesverlauf (rote Pfeile: Extrema)

Der Blick in die beiden Abbildungen lässt die vereinfachende Analogie eines Berges mit davon links- und rechtsseitig angelagerten Tälern zu. Geringe Verfügbarkeiten sind dementsprechend während der Morgen-, Abend- und Nachtviertelstunden zu konstatieren. Die höchste Verfügbarkeit tritt während der Mittagsviertelstunden auf.

In der Abbildung 7-2a sind die gemittelten Viertelstundenwerte der angeschlossenen Elektrofahrzeuge über der Zeit abgetragen. Die Erwartungswerte schwanken mit einer Standardabweichung zwischen 3 bis 3,5 Elektrofahrzeugen (dargestellt als Kreuz je Viertelstunde). Erkennbar ist ein deutlicher Anstieg und Abstieg der Verfügbarkeit im Tagesverlauf. Die Abbildung 7-2b stellt die aus dem gemittelten Anschlussverlauf resultierenden maximal verfügbaren Leistungs- und Energiekapazitätswerte dar. Die physische Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge, also deren tatsächliche konduktive Verbindung mit dem Energieversorgungsnetz, ist Voraussetzung jeder weiteren möglichen Nutzenschöpfung. Aus

der Verfügbarkeit folgt die Untersuchung des Verhaltens, der maximalen energetischen Potentiale des mobilen Speichers.

Zur weiteren Beschreibung des Mittelwochentages werden die arithmetischen Mittelwerte der Kennzahlen gebildet. Tabelle 7-3 listet die Ergebnisse auf.

Tabelle 7-3: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im Juni 2014

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale verfügbare Nenn-Leistung in kVA	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh
4,00 (0,90)	26,64	38,77	68,34

Am Mittelwochentag sind durchschnittlich vier Elektrofahrzeuge angeschlossen. Dieser Wert streut mit einer Standardabweichung von 0,9 Elektrofahrzeugen. Die durchschnittliche, relative Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge liegt bei 26,64 %. Somit kann an diesem Mittelwochentag eine durchschnittliche maximale Nenn-Leistung von 38,77 kVA abgerufen und auf eine Energiekapazität von maximal 68,34 kWh zugegriffen werden. Die globalen Extrema des Mittelwochentages, in dessen Spektrum die Zeitreihe schwankt, stellen sich gemäß Tabelle 7-4 wie folgt dar.

Tabelle 7-4: Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im Juni 2014

	Minimum	Maximum
Viertelstunde (Uhrzeit)	05:45 – 06:00	13:00 – 13:15
absolute Verfügbarkeit in Fahrzeuge	3,14	5,67
StAbw in Fahrzeuge	3,08	3,43
relative Verfügbarkeit in %	20,95	37,78
maximale Nenn-Leistung in kVA	30,49	54,97
nutzbare Energiekapazität in kWh	53,74	96,90

Das Minimum der Zeitreihe tritt in der Viertelstunde zwischen 05:45 Uhr und 06:00 Uhr ein. Es beträgt 3,14 Elektrofahrzeuge und schwankt mit einer Standardabweichung von 3,08 Elektrofahrzeugen. Dies entspricht einer durchschnittlichen relativen Verfügbarkeit von 20,95 %, was zu einer maximalen Nenn-Leistung von 30,49 kVA und einer maximal nutzbaren Energiekapazität von 53,74 kWh führt. Im Maximum zwischen 13:00 Uhr und 13:15 Uhr sind 5,67 Elektrofahrzeuge gleichzeitig angeschlossen. Die Standardabweichung beträgt 3,43 Elektrofahrzeuge. Somit sind 37,78 % bezogen auf die Grundgesamtheit verfügbar, was

eine maximal abrufbare Nenn-Leistung von 54,97 kVA und eine maximal nutzbaren Energiekapazität von 96,90 kWh zulässt.

Die folgenden Grafiken in der Abbildung 7-3 lassen Aussagen zur zeitlichen und energetischen Verteilung der Speicherverfügbarkeit an diesem Mittelwochentag zu.

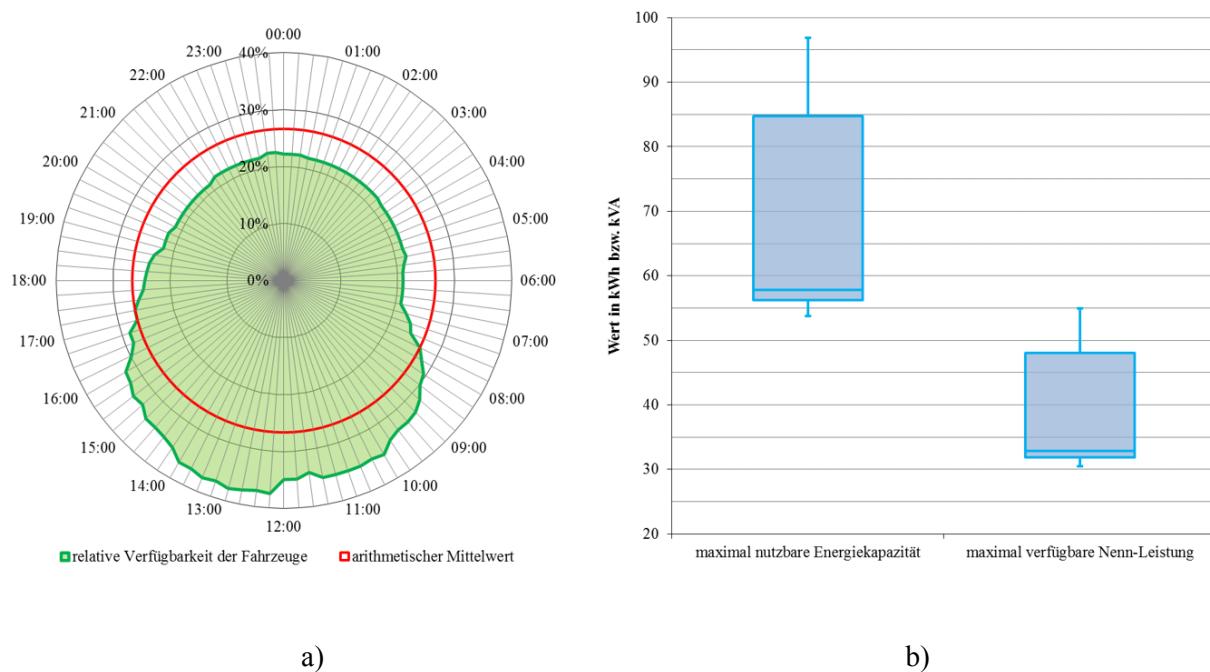


Abbildung 7-3: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittwochentag des Monats Juni 2014

a) relative Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

b) Verteilungsbereich der nutzbaren Energiekapazität und verfügbaren Nenn-Leistung

Die vorangegangenen Ergebnisse berücksichtigend, lässt sich in der Abbildung 7-3a erkennen, dass die Verfügbarkeit zwischen 07:45 Uhr und 17:15 Uhr überdurchschnittlich hoch ist. Wohingegen die restliche Zeit des Mittwochentages eine unterdurchschnittliche Verfügbarkeit beobachtet werden kann. Das Minimum der durchschnittlichen Verfügbarkeit liegt gemäß Tabelle 7-4 bei 20,95 % über den gesamten Zeitraum (bezogen auf die betrachtete Grundgesamtheit), was einer absoluten Auslastung von drei Elektrofahrzeugen entspricht. Hierbei ist die Standardabweichung zu berücksichtigen, wonach auch keine angeschlossenen Elektrofahrzeuge erwartet werden müssen.

Die Abbildung 7-3b ist ein Boxplot der ordinal-skalierten Viertelstundenwerte des Mittwochentages. Jeder Boxplot zeigt den Median, die Quartile sowie die Extrema an und veranschaulicht somit die Spannweite der Zeitreihe des Mittwochentages. Der Boxplot gibt einen Überblick über die Lage und Streuung der Merkmalsausprägungen der dem Mittwochentag zugrundeliegenden 96 Viertelstundenwerte. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 7-5 dargestellt.

Tabelle 7-5: Ergebnisse des Boxplots der Daten im Juni 2014

	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh	maximal verfügbare Nenn-Leistung in kVA	relative Verfügbarkeit in %
Maximum	96,90	54,97	37,78
Drittes Quartil (75 %)	84,69	48,04	33,02
Median	57,81	32,80	22,54
Erstes Quartil (25 %)	56,19	31,87	21,91
Minimum	53,74	30,49	20,95

Gemäß dieser Darstellung liegen 50 % der beobachteten Viertelstundenwerte der maximal nutzbaren Energiekapazität des Mittelwochentages zwischen 56,19 kWh und 84,69 kWh wobei der Median, also die Mitte der grösstensortierten Zeitreihe bei 57,81 kWh liegt. Dieselbe Auswertung liefert bezüglich der maximal verfügbaren Nenn-Leistung einen Bereich von 31,87 kVA bis 48,04 kVA als Ergebnis, in dem sich die Hälfte der Beobachtungswerte befinden. Der Median ist 32,80 kVA.

7.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse des untersuchten Betrachtungszeitraumes zusammengeführt und Schlussfolgerungen gezogen.

Das Ziel der zusammenfassenden Auswertung der Ergebnisse ist es, einerseits die Eingangs genannte These mit Daten aus dem realen Elektrofahrzeugeinsatz zu stützen und andererseits eine darüberhinausgehende, praktische Verwertung der Ergebnisse sicherzustellen. Hierzu könnte, unter Verwendung geeigneter Skalierungsfaktoren, das Energiemanagement von Ladesäulenparks mit ähnlichen Spezifikationen vorab geplant und so bspw. die erwarteten Spitzenlasten von vornherein vermieden werden. Eine weitere Zieldeterminante der Ergebnissverwertung ist die Analyse der Verfügbarkeiten hinsichtlich der Auslastung der Engpassleistung des Ladesäulenparks, die sich bei etwa 110 kVA befindet.

Tabelle 7-6 zeigt, dass bereits fünf gleichzeitig stattfindende Ladevorgänge, die mit maximal zulässiger Ladeleistung von 22 kVA laden, ausreichen würden, um die Engpassleistung von 110 kVA zu erreichen. Da die Elektrofahrzeuge des Modelles Cetos eine geringere maximal zulässige Ladeleistung haben wären hierzu elf simultane Ladevorgänge nötig. Dies zeigt das dringende Erfordernis nach einem intelligentem Energiemanagement.

Tabelle 7-6: minimale Anzahl nötiger Ladevorgänge zur Erreichung der Enpassleistung von 110 kVA (ohne Grundlast und Verluste)

	mögliche Anzahl gleichzeitiger Ladevorgänge mit maximal zulässiger Ladeleistung	Auslastungsgrad des Ladesäulenparks
Ladesäule (22 kVA)	5	33,33 %
Cetos (9,7 kVA)	11	73,33 %

Wie bereits erläutert, schließen die folgenden Ausführungen zu den zusammengeführten Ergebnissen den Monat August 2013 aufgrund der im Vergleich zu den restlichen Monaten sehr geringen Datenbasis aus. Aus den Zeitreihen der übrigen Monate September 2013 bis Juni 2014 wurden die arithmetischen Mittelwerte zentraler Kennzahlen ermittelt. Die Ergebnisse können der folgenden Tabelle 7-7 entnommen werden.

Tabelle 7-7: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im Betrachtungszeitraum

Monat	verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximal verfügbare Nenn-Leistung in kVA	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh
September 2013	3,21 (2,69)	21,43	31,17	54,96
Oktober 2013	2,31 (3,13)	15,37	22,36	39,42
November 2013	2,18 (3,00)	14,56	21,18	37,34
Dezember 2013	8,47 (3,43)	56,46	82,15	144,83
Januar 2014	5,47 (3,14)	36,45	53,03	93,49
Februar 2014	4,97 (2,54)	33,15	48,23	85,03
März 2014	2,60 (2,95)	17,34	25,23	44,48
April 2014	3,30 (2,60)	22,03	32,05	56,51
Mai 2014	1,75 (2,70)	11,66	16,96	29,90
Juni 2014	3,90 (3,48)	25,97	37,79	66,62

Die arithmetischen Mittelwerte schwanken zwischen 1,75 Elektrofahrzeugen und 8,47 Elektrofahrzeugen. Damit schwankt die relative Verfügbarkeit zwischen 11,66 % und 56,46 %. Der Dezember 2013 hat eine auffallend hohe Verfügbarkeit, da vor allem in der zweiten Monatshälfte sehr viele Fahrzeuge (etwa 60 %) dauerhaft an den Ladesäulen verfügbar waren. Dies lag daran, dass die Fahrzeuge einerseits zur technischen Hauptuntersuchung

mussten und andererseits auch die 15 Nutzer getauscht wurden, weswegen sie während dieser Zeit an den Ladesäulen angeschlossen blieben. Der Monat Mai kennzeichnet das Minimum der berechneten Mittelwerte und folglich auch der Nutzungspotentiale.

Die übrigen Monate liegen im Mittel zwischen 2,18 Elektrofahrzeugen und 5,47 Elektrofahrzeugen, also relativen Verfügbarkeiten von 14,56 % bis 36,45 %. Hinsichtlich der Mittelwerte sind die relativ homogenen Standardabweichungen auffallend. Diese schwanken im Gegensatz zu den Mittelwerten nur zwischen 2,54 Elektrofahrzeugen und 3,48 Elektrofahrzeugen. Dies bedeutet, dass mit höherem Mittelwert die Erwartungswerte im Zeitverlauf mit ähnlicher Größe streuen als bei niedrigeren Mittelwerten. Bei diesen ist die Erwartung dementsprechend höher, häufiger wenige oder auch keine Elektrofahrzeuge für die Aggregation verfügbar zu haben. Wohingegen bei Monaten mit hohem Mittelwert diese Erwartung geringer ist. Weiterhin deuten die ähnlichen Standardabweichungen auf ähnliche Charakteristiken hinsichtlich der Streuungsintensität der beobachteten Werte um deren Mittelwerte. Das Streuungsverhalten wiederholt sich demnach in den jeweiligen Monaten auf ähnliche Weise.

Wie bereits im vorangegangenen Kapitel 7.3 gezeigt, sind typischerweise in den Nacht- und frühen Morgenstunden vergleichsweise wenige bis keine Elektrofahrzeuge zu erwarten. Da dieser Zeitraum einen großen Anteil am gesamten Tag hat und auch die Wochenenden in diesen Ergebnissen enthalten sind, könnten die Daten der Tabelle 7-7 zu signifikant geringeren Verfügbarkeiten im Vergleich zu bestimmten Tageszeiten führen, die eine höhere Verfügbarkeit aufweisen und folglich eine größere Bedeutung für die Aggregation im Ladesäulenpark, haben.

Die folgende Tabelle 7-8 stellt hierzu einleitend die Ergebnisse hinsichtlich der beobachteten globalen monatlichen Minima und Maxima, der verfügbaren Elektrofahrzeuge, im Betrachtungszeitraum dar.

Tabelle 7-8: globale Minima und Maxima des Ladesäulenparks der einzelnen Monate des Betrachtungszeitraumes

Monat	absolute Verfügbarkeit in EF (Minimum)	relative Verfügbarkeit in % (Minimum)	absolute Verfügbarkeit in EF (Maximum)	relative Verfügbarkeit in % (Maximum)
September 2013	0	0	12	80,00
Oktober 2013	0	0	12	80,00
November 2013	0	0	11	73,33
Dezember 2013	0	0	13	86,67
Januar 2014	0	0	13	86,67
Februar 2014	1	6,67	13	86,67
März 2014	0	0	12	80,00
April 2014	0	0	11	73,33
Mai 2014	0	0	10	66,67
Juni 2014	0	0	11	73,33

Demnach treten jeden Monat Zeiträume auf, in denen kein Elektrofahrzeug angeschlossen ist und folglich auch keine Potentiale für das Energiemanagement schöpfbar sind. Eine Ausnahme bildet der Februar 2014, in dem durchgängig ein Fahrzeug angeschlossen blieb. Es ist relativ trivial, zu erwarten, dass in einem Fuhrpark, wie dem hier untersuchten, in der Nacht oder frühen Morgenstunden sehr wenige oder keine Elektrofahrzeuge angeschlossen sind. Nämlich aus dem Grund, dass die Nutzer nach dem Dienstende zu ihren Wohnorten fahren und dort bis zum nächsten Morgen bleiben. Weniger trivial sind hingegen Aussagen zu den maximalen Auslastungen, die ebenfalls aus der Tabelle ersichtlich werden. Die jeweiligen maximalen Auslastungen der Monate schwanken stärker als die Minima. Sie bewegen sich zwischen 10 Elektrofahrzeugen und 13 Elektrofahrzeugen, was einer maximalen, relativen Verfügbarkeit zwischen 66,67 % und 86,67 % entspricht. Es kann also konstatiert werden, dass der Ladesäulenpark in dem Betrachtungszeitraum nie vollständig ausgelastet war, sondern stets mindestens zwei der 15 Ladesäulen ungenutzt blieben. Hinsichtlich der Beachtung der Engpassleistung zeigt sich, dass es, bezogen auf die maximal zulässige Ladeleistung von 9,7 kVA, an neun von zehn Monaten zu einer Verletzung dieser Grenze hätte kommen können. Bezogen auf die Anschlussleistung der Ladesäulen war dies sogar in jedem Monat möglich.

Um auf die jeweiligen Wochentage fokussierte Untersuchungen durchführen zu können, wurde für jeden Monat der bereits erläuterte Mittelwochentag gebildet. Dieser verdichtet die beobachteten Werte zu einer durchschnittlichen monatlichen Verfügbarkeit je Viertelstunde.

Abbildung 7-4 stellt die Verläufe der einzelnen errechneten Mittelwochentage über die Tageszeit dar.

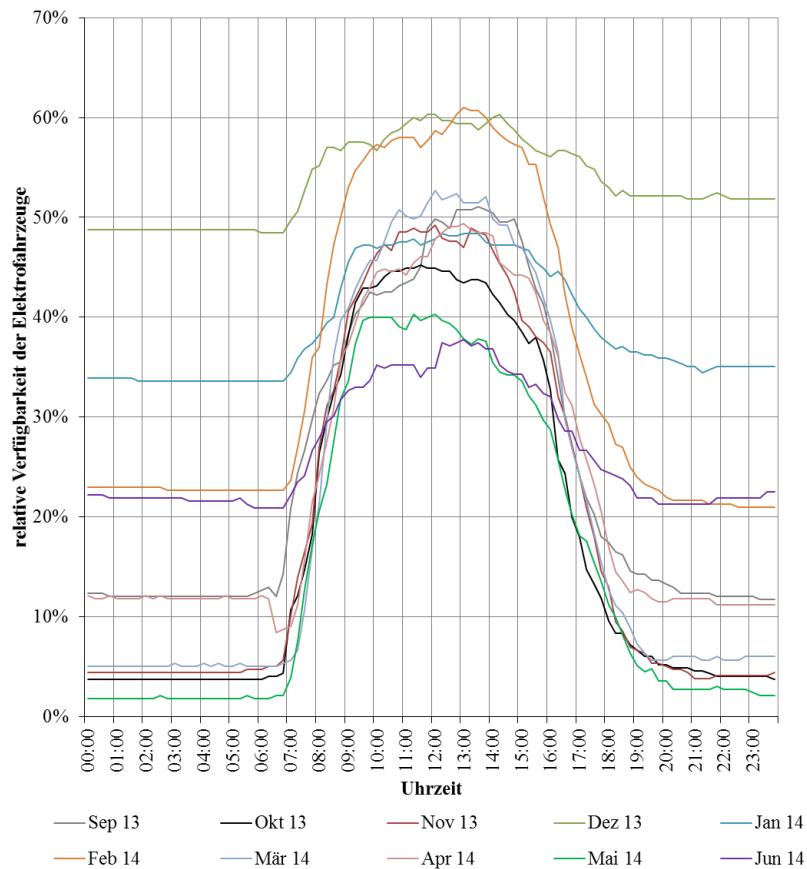


Abbildung 7-4: relative Verfügbarkeit an den Mittelwochentagen von September 2013 bis Juni 2014

Trotz erkennbar divergierender Verläufe gibt es Ähnlichkeiten, die sich an jedem Mittelwochentag wiederholen. Die Analogie eines Berges mit davon links- und rechtsseitig angelagerten Tälern kann für sämtliche Mittelwochentage bestätigt werden. Je tiefer diese Täler sind, desto mehr gleicht der Verlauf einer Glockenkurve. Im Vergleich zum restlichen Tagesverlauf sind stets relativ geringe Verfügbarkeiten während der Morgen-, Abend- bzw. Nachtzeiten zu konstatieren. Von den frühen bis zu den späten Morgenstunden steigt die Verfügbarkeit an. Die höchste relative Verfügbarkeit tritt etwa zwischen der frühen und späten Mittagszeit auf. In der Analogie des Berges ist dies durch den Gipfel der Kurven gekennzeichnet. Danach kommt es zu einem Absinken der Verfügbarkeit, das sich bis zum Tagesende erstrecken kann.

Die folgende Tabelle 7-9 listet die jeweilige minimale und maximale relative Verfügbarkeit der Mittelwochentage auf.

Tabelle 7-9: minimale und maximale Verfügbarkeiten der Mittelwochentage

Monat	minimale Verfügbarkeit in %	maximale Verfügbarkeit in %	Viertelstunde des Maximums (Uhrzeit)
September 2013	11,75	51,11	13:30 – 13:45
Oktober 2013	3,77	45,22	11:30 – 11:45
November 2013	3,81	49,21	12:00 – 12:15
Dezember 2013	48,49	60,30	11:45 – 12:00
Januar 2014	33,62	48,41	12:15 – 12:30
Februar 2014	21,00	61,00	13:00 – 13:15
März 2014	5,08	52,70	12:00 – 12:15
April 2014	8,48	49,39	13:00 – 13:15
Mai 2014	1,82	40,30	11:15 – 11:30
Juni 2014	20,95	37,78	13:00 – 13:15

Es zeigt sich, dass die relative Verfügbarkeit zwischen 1,82 % und 61,00 % liegt, demgemäß könnte von einer hohe Spannweite der Werte im Tagesverlauf ausgegangen werden, was durch den Blick auf die Abbildung untermauert wird. Die Tabelle verdeutlicht aber auch, dass stets in einer Viertelstunde der Zeit zwischen 11:15 Uhr und 13:45 Uhr die Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge und damit die schöpfbare Potentiale maximal sind. Somit sind diese zeitlichen Bereiche für das Energiemanagementsystem hinsichtlich der Schöpfung der Potentiale von besonderem Interesse, da hier die verfügbare Nenn-Leistung und nutzbare Energiekapazität des mobilen Speichers maximiert werden kann.

Die arithmetischen Mittelwerte und daraus abgeleitete Ergebnisse der einzelnen monatlichen Mittelwochentage sind in Tabelle 7-10 dargestellt.

Tabelle 7-10: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers an den Mittelwochentagen der einzelnen Monate des Betrachtungszeitraumes

Monat	verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximal verfügbare Nenn- Leistung in kVA	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh
September 2013	3,76 (2,26)	25,05	36,45	64,25
Oktober 2013	2,75 (2,54)	18,35	26,70	47,07
November 2013	3,00 (2,73)	20,01	29,11	51,33

Monat	verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximal verfügbare Nenn-Leistung in kVA	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh
Dezember 2013	8,03 (0,61)	53,52	77,87	137,27
Januar 2014	5,88 (0,86)	39,17	56,99	100,47
Februar 2014	5,31 (2,34)	35,40	51,50	90,79
März 2014	3,20 (2,88)	21,30	31,00	54,64
April 2014	3,58 (2,26)	23,88	34,74	61,25
Mai 2014	2,34 (2,33)	15,61	22,71	40,04
Juni 2014	4,00 (0,90)	26,64	38,77	68,34

Die Extrema der Mittelwerte der verfügbaren Elektrofahrzeuge liegen bei 2,34 Elektrofahrzeugen (Minimum, Mai 2014) und 8,03 Elektrofahrzeugen (Maximum, Dezember 2013). Die Differenz zwischen dem minimalen und maximalen Durchschnitt hat sich, im Vergleich zur vorangegangenen Betrachtung der Tabelle 7-7, reduziert. Die relative Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge bewegt sich an den Mittelwochentagen demnach zwischen 15,61 % und 53,52 %. Die Mittelwerte der übrigen Monate liegen zwischen 2,75 Elektrofahrzeugen und 5,88 Elektrofahrzeugen, dementsprechend Verfügbarkeiten zwischen 18,35 % und 39,17 %. Auch die Ergebnisse der Standardabweichungen sind nun geringer, was die Genauigkeit der Aussagen hinsichtlich des Mittelwertes erhöht. Es kann erwartet werden, dass die beobachteten Werte mit 0,61 Elektrofahrzeugen bis 2,88 Elektrofahrzeugen um ihre Mittelwerte streuen. In Monaten deren Mittelwochentage vergleichsweise hohe arithmetische Mittelwerte und vergleichsweise geringe Standardabweichungen aufweisen sind, entsprechend über längere Zeiträume, viele Elektrofahrzeuge verfügbar gewesen. Dies kann für den Dezember, Januar und Juni konstatiert werden. Die restlichen Monate weisen ihrerseits relativ ähnliche Standardabweichungen auf, die zwischen 2,26 Elektrofahrzeugen und 2,88 Elektrofahrzeugen liegen. Es kann demnach für diese Monate angenommen werden, dass die beobachteten Werte um bis zu drei Elektrofahrzeuge um ihren Mittelwert streuen.

Die folgenden zwei Grafiken der Abbildung 7-5 lassen Aussagen zur zeitlichen und energetischen Verteilung der Speicherverfügbarkeit an den untersuchten Mittelwochentagen zu.

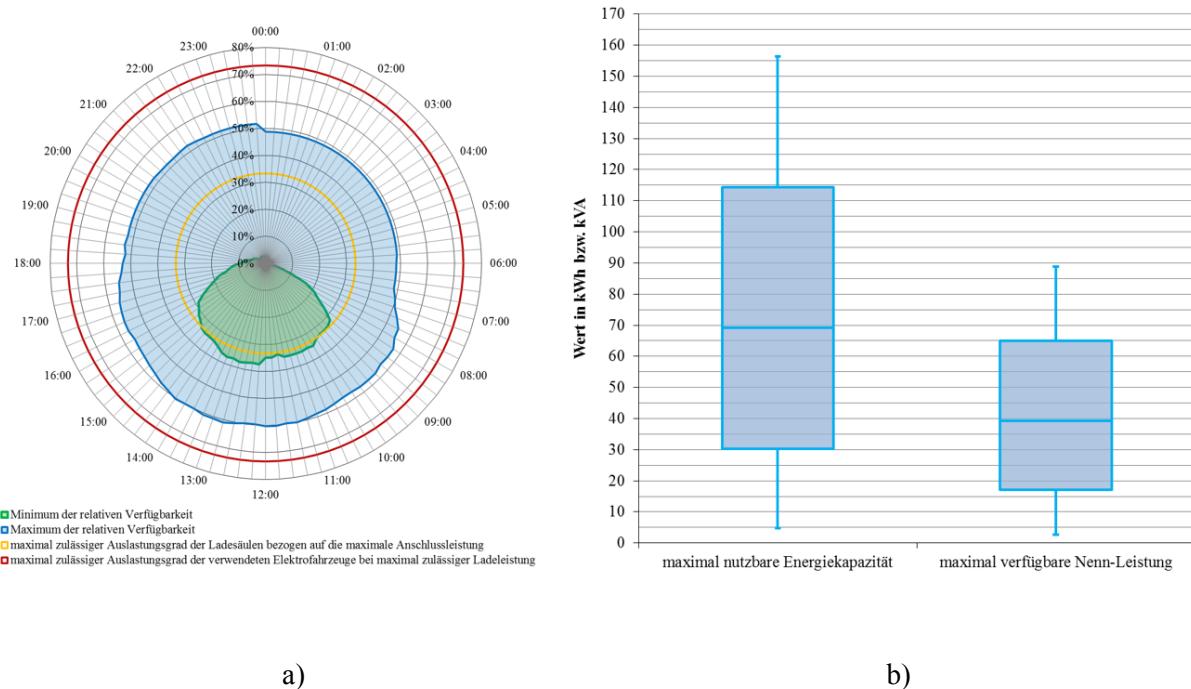


Abbildung 7-5: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit an den Mittelwochentagen des Betrachtungszeitraumes

a) relative Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

b) Verteilungsbereich der nutzbaren Energiekapazität und verfügbaren Nenn-Leistung

Die linke Grafik zeigt die im Tagesverlauf abgetragene minimale (grün) und maximale (blau) Hüllkurve der relativen Verfügbarkeit. Alle beobachteten Werte der Mittelwochentage liegen zwischen der grünen und der blauen Fläche. Weiterhin sind die relativen Verfügbarkeiten abgetragen, ab der die Engpassleistung, einmal bezogen auf die Anschlussleistung der Ladesäulen (gelb) und ein weiteres Mal bezogen auf die maximal zulässige Ladeleistung der verwendeten Elektrofahrzeuge (rot), erreicht ist.

Es zeigt sich, dass bereits durch die relative Verfügbarkeit der abgetragenen minimalen Hüllkurve aller Mittelwochentage die Engpassleistung hinsichtlich des maximal zulässigen Auslastungsgrades bezogen auf die maximal zulässige Leistung der Ladesäulen, über einen längeren Zeitraum zwischen 09:30 Uhr bis 15:00 Uhr überschritten wird. Da dies an allen Mittelwochentagen beobachtet wird, ist zu konstatieren, dass für diese Zeiträume ein Lastmanagement durchgeführt werden muss, um die gesicherte Versorgung des Ladesäulenparks zu erzielen. Bezieht sich die Betrachtung auf die verwendeten Elektrofahrzeuge, so zeigt sich, dass an den Mittelwochentagen nie eine Auslastung erzielt wird, die die restriktive Engpassleistung überschreiten würde. Dies bedeutet aber nicht, dass dieser Fall nicht eintreten kann, was die Daten der Tabelle 7-8 bestätigen. Im Mittel könnte die Wahrscheinlichkeit des Überschreitens dieser Engpassleistung aber geringer sein.

Hinsichtlich der Abbildung 7-5a können weiterhin Implikationen über gesicherte maximale Nutzungspotentiale an den Mittelwochentagen getroffen werden. Die grüne Fläche markiert die, an jedem Mittelwochentag beobachtete, minimale relative Verfügbarkeit, die in Abhängigkeit der Tageszeit zwischen 0 % und knapp 40 % liegt. Folglich lässt sich hieraus die mindestens zur Verfügung stehende Anzahl der Elektrofahrzeuge und wiederrum hieraus die maximal verfügbare Nenn-Leistung und nutzbare Energiekapazität des mobilen Speichers herleiten. Eine zeitliche Konzentration der relativen Verfügbarkeit, die im Mittel stets zwischen 30 % und 40 % liegt, lässt sich für den Zeitraum zwischen 08:45 Uhr und 15:45 Uhr konstatieren. Die Abbildung 7-5b gibt einen Überblick über die Verteilung der errechneten, maximalen, energetischen Potentiale aller Mittelwochentage, die sich aus der relativen Verfügbarkeit aller Viertelstunden ergeben. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle 7-11 dargestellt.

Tabelle 7-11: Ergebnisse des Boxplots der zusammengeführten Daten der Mittelwochentage

	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh	maximal verfügbare Nenn-Leistung in kVA	relative Verfügbarkeit in %
Maximum	156,47	88,76	61,00
Drittes Quartil (75 %)	114,44	64,91	44,61
Median	69,21	39,26	26,98
Erstes Quartil (25 %)	30,31	17,20	11,82
Minimum	4,66	2,65	1,82

Die Hälfte aller beobachteten Viertelstundenwerte der maximal nutzbaren Energiekapazität der Mittelwochentage liegt zwischen 30,31 kWh und 114,44 kWh wobei der Median, also die Mitte der grösstensortierten Zeitreihe bei 69,21 kWh festgestellt wird. 25 % der Werte liegen zwischen 4,66 kWh und 30,31 kWh sowie zwischen 114,44 kWh und 156,47 kWh.

Dieselbe Auswertung liefert bezüglich der maximal verfügbaren Nenn-Leistung einen Bereich von 17,20 kVA bis 64,91 kVA, in dem sich 50 % der Beobachtungswerte befinden. Der Median ist 39,26 kVA. 25 % der Werte liegen zwischen 2,65 kVA und 17,20 kVA sowie zwischen 64,91 kVA und 88,76 kVA.

Folglich liegt die Hälfte aller beobachteten, relativen Verfügbarkeiten zwischen 11,82 % und 44,61 %, der Median befindet sich bei 26,98 %. Ein Viertel der Werte liegt zwischen dem Minimum bei 1,82 % und 11,82 % sowie zwischen 44,61 % und dem Maximum bei 61,00 %.

Die Mittelwochentage sind durch das stochastische Ankunfts- und Abfahrtsverhalten der Elektrofahrzeuge geprägt. Die folgende Abbildung 7-5 zeigt hierzu die relative Änderung der Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge über alle Mittelwochentage.

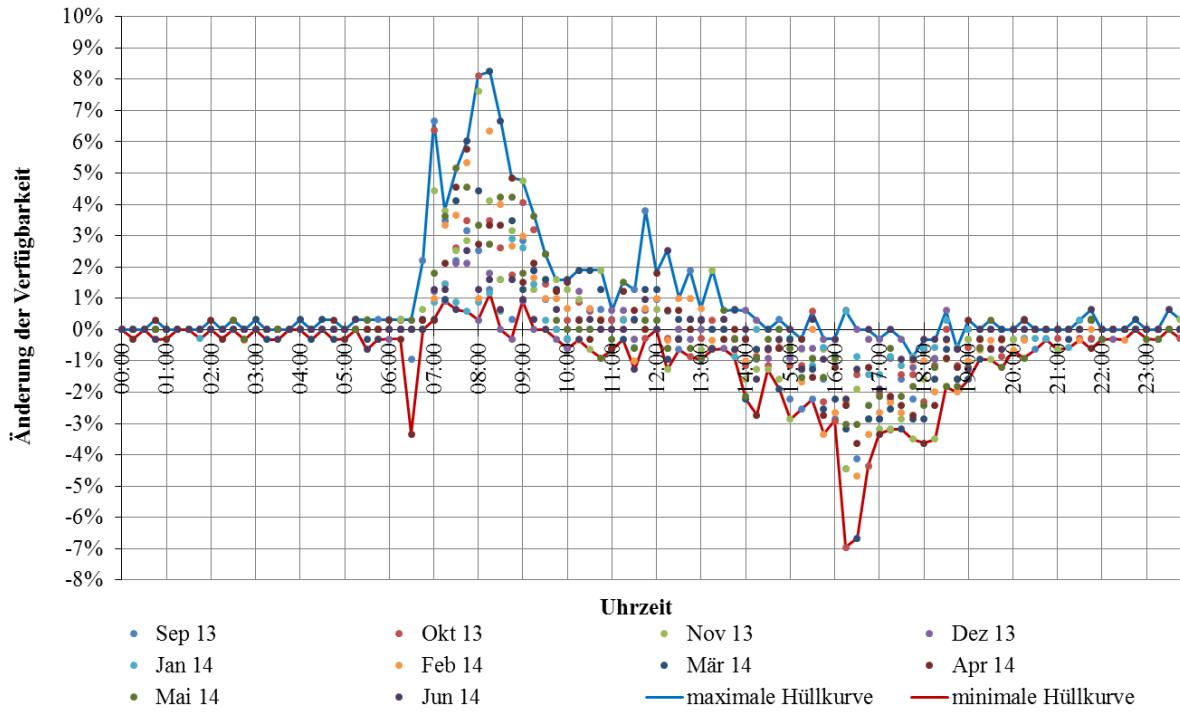


Abbildung 7-6: Änderung der Verfügbarkeit an den Mittelwochentagen von September 2013 bis Juni 2014

Alle errechneten Erwartungswerte liegen innerhalb des dargestellten Bandes, welches durch eine minimale (rot) und eine maximale Hüllkurve (blau) begrenzt wird. Zwar streuen die dargestellten Ergebnisse, dies bedeutet, dass beinahe stets mit positiven wie auch negativen Änderungen der Verfügbarkeit gerechnet werden muss, aber es lassen sich Tendenzen und markante Bereiche für einzelne Tagessabschnitte ableiten.

Auffällig ist der relativ flache Verlauf, nahe der Abszissenachse, und die schmale Bandbreite in den Zeiträumen von ca. 00:00 Uhr bis 07:00 Uhr und ca. 20:00 Uhr bis 24:00 Uhr. Hieraus lässt sich der Schluss ziehen, dass während dieser Zeit im Mittel sehr wenige oder keine Elektrofahrzeuge ankommen oder abfahren. Diese Situation ändert sich in der Zeit von etwa 07:00 Uhr bis 09:45 Uhr, die durch hohe, positive Änderungen der Verfügbarkeit gekennzeichnet ist. Das Maximum liegt zwischen 08:00 Uhr und 08:30 Uhr. Während des Zeitraumes von etwa 06:45 Uhr bis 08:30 Uhr gibt es ausschließlich positive Änderungen, kein Elektrofahrzeug fährt ab. In diesen Zeiträumen kommen folglich die meisten Elektrofahrzeuge an. Von etwa 09:45 Uhr bis 14:30 Uhr sinkt das Band tendenziell in Bereiche mit negativen Änderungen. Das Band und folglich die Verfügbarkeit ist dennoch relativ stabil, da die Elektrofahrzeuge an den Ladesäulen stehen und nur vereinzelt Fahrzeuge hinzukommen oder

abfahren. Weiterhin erreicht die Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge in diesem Zeitraum ihr Maximum. Der Zeitraum zwischen 14:30 Uhr und 20:00 Uhr ist durch relativ hohe, negative Änderungen geprägt, dies ist folglich die bedeutendste Phase hinsichtlich der abnehmenden Verfügbarkeit. Das Minimum tritt zwischen 16:15 Uhr bis 16:45 Uhr auf. Zwischen 16:30 Uhr und 18:15 Uhr lassen sich ausschließlich negative Änderungen der Verfügbarkeit beobachten, was darauf schließen lässt, dass in diesem Zeitraum kein Fahrzeug ankommt. Stabile Verfügbarkeiten gibt es entsprechend dieser Darstellung vor allem morgens, nachts und während der Mittagszeit. Abschließend fasst die folgende Tabelle 7-12 die Beobachtungen zusammen.

Tabelle 7-12: Bereiche des Verfügbarkeitsverhaltens

Bereich	Beschreibung	Uhrzeit	Charakter der Verfügbarkeitsänderung
I	Morgensenke	00:00 – 07:00	sehr geringe Änderungen, minimale Verfügbarkeit
II	Aufstieg	07:00 – 09:45	hohe positive Änderungen der Verfügbarkeit
III	Spitze	09:45 – 14:30	geringe Änderungen, höchste Verfügbarkeit
IV	Abstieg	14:30 – 20:00	hohe negative Änderungen der Verfügbarkeit
V	Nachtsenke	20:00 – 24:00	sehr geringe Änderungen, minimale Verfügbarkeit

8 ACHILLESFERSE: LITHIUM-IONEN-BATTERIE?

Untrennbar verbunden mit der Nutzung mobiler Speicher ist die Frage nach den Auswirkungen der extern verursachten Erhöhung der Zyklen je betrachteten Nutzungszeitraum auf den Alterungsprozess der Lithium-Ionen-Traktionsbatterie. Einfach ausgedrückt sorgt jeder zusätzliche Zyklus dafür, dass die Batterie näher an ihr Lebensende rückt. Diese Binsenweisheit unterschlägt die Komplexität der Prozesse und Einflussfaktoren, die diese Alterung in Abhängigkeit der Zyklen begründen. Denn eine Reduktion auf den Prozess der zusätzlichen Ein- und Ausspeicherung von elektrischer Energie greift deutlich zu kurz. Die Alterung hängt u. a. auch vom Verhalten des Nutzers, der Produktqualität, den verwendeten Materialien, der Zellchemie, Bauformen und den Bedingungen der Ladeprozesse ab, wobei zwischen kalenderischer (abhängig von der Zeit, Lagern der Zelle bzw. Standzeit des Elektrofahrzeugs, keine Strombelastung) und zyklischer Alterung (abhängig von der Zyklenzahl und Strombelastung) unterschieden wird [102]. Physikalisch äußert sich die Batteriealterung durch den Anstieg des Innenwiderstandes der Zellen wodurch die Klemmenspannung sinkt und weniger Batteriekapazität zur Verfügung steht. Die Ursachen hierfür sind mannigfaltig. Zentrale Kennzahl des Alterungszustandes der Traktionsbatterie ist der bereits eingeführte Begriff *State of Health* (SoH). Liegt dieser bei etwa 80 % so ist per definitionem die nutzbare Lebensdauer aufgebraucht, die Batterie hat ihr Lebensende erreicht [54].

Nach STERNER/STADLER (2014) [54] wird die kalendarische Alterung neben der Zeit durch die Einflussfaktoren Temperatur und SoC maßgeblich beeinflusst. Auf der anderen Seite ist die zyklische Alterung neben der Zyklenzahl vor allem von den Faktoren C-Rate beim Laden und Entladen, Temperatur, SoC und Entladetiefe abhängig. Um den Einfluss dieser Faktoren beispielhaft zu verdeutlichen ist in Abbildung 8-1 der mögliche Einfluss von Zyklenzahl und Entladetiefe dargestellt.

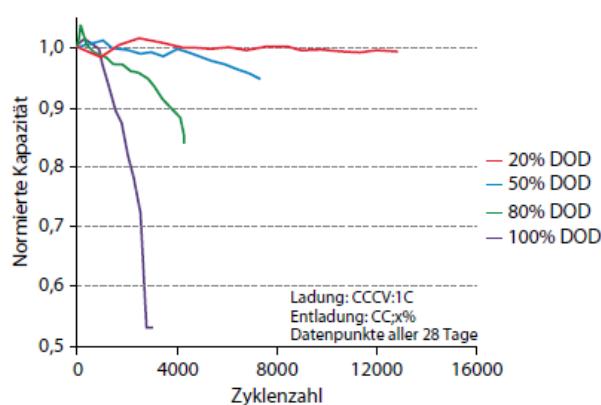


Abbildung 8-1: Normierte Kapazität in Abhängigkeit der Zyklenzahl bei verschiedenen Entladetiefen einer Lithium-Ionen-Zelle eines $\text{Li}(\text{Ni}, \text{Mn}, \text{Co})\text{O}_2/\text{C}$ -Systems (Raumtemperatur, einstündiger Lade- und Entladestrom) [54]

Da es sich bei der verwendeten Zelle nicht um eine Lithium-Eisenphosphat-Zelle handelt, ist der Einfluss der Faktoren Zyklenzahl und Entladetiefe verschieden, es soll lediglich hinsichtlich des möglichen Einflusses sensibilisiert werden. So besteht eine starke Abhängigkeit vom verwendeten Elektrodenmaterial. Diese reagieren unterschiedlich auf die genannten Faktoren und deren Einfluss auf die Alterungsprozesse in der Zelle sind entsprechend unterschiedlich stark [54].

Auch der Lade- und Entladestrom hat einen signifikanten Einfluss auf die Alterung der Batterie. So sinkt die Lebensdauer nach VEZZINI (2012) [39] je nach verwendeter Technologie im Vergleich zu einer 1C-Rate um bis zu 40 %, wenn dauerhaft mit einem konstanten Nenn-Strom von 3C ge- oder entladen wird. Vergleichbare Belastungen können bspw. im Stadtverkehr beim Beschleunigen oder Rekuperieren auftreten, sind aber entsprechend selten und vernachlässigbar [39]. Die Relevanz für den Einsatz als mobile Speicher oder steuerbare Last und dessen Einfluss auf eine mögliche Beschleunigung der Alterung könnte folglich sehr geringfügig oder sogar unbedeutend sein, da die zulässigen Lade- und Entladeströme während der Ladebetriebsart 2 und 3 einen Bruchteil des zulässigen Nenn-Stromes der Batterie ausmachen.

Ein weiterer bedeutsamer Faktor ist die Betriebstemperatur. Diese hat sowohl Einfluss auf die kalendarische wie auch zyklische Alterung. Wenn von einem zulässigen Betriebsbereich von - 30 °C bis + 60 °C ausgegangen wird, reduziert sich die Zyklenzahl bei höheren Betriebstemperaturen signifikant. Schon die Temperatur bei einer einjährigen Lagerung der Traktionsbatterie (bspw. aufgrund des Abmeldens des Elektrofahrzeuges) hat irreversiblen Einfluss auf die nutzbare Energiekapazität. Wobei hier ebenfalls der SoC einen Einfluss hat. So ergibt sich nach VEZZINI (2012) [39] bei einem SoC von 40 % und einer durchschnittlichen Umgebungstemperatur von 0 °C ein Verlust von 2 % nach einem Jahr. Bei einer durchschnittlichen Umgebungstemperatur von 25 °C steigt der Verlust auf 4 % nach einem Jahr. Weist die Traktionsbatterie bei der Lagerung hingegen einen SoC von 100 % auf, steigen die irreversiblen Verluste nach einem Jahr jeweils, in Abhängigkeit der Durchschnittstemperatur, auf 6 % bzw. 20 %. Ähnliches konstatieren ECKER/SAUER (2013) [102] für das Alterungsverhalten von Li-Ionen-Batterien während der Lagerung, denen gemäß bei einer Erhöhung der Temperatur um je 10 °C, jeweils die Halbierung der Lebensdauer folgt (Abbildung 8-2).

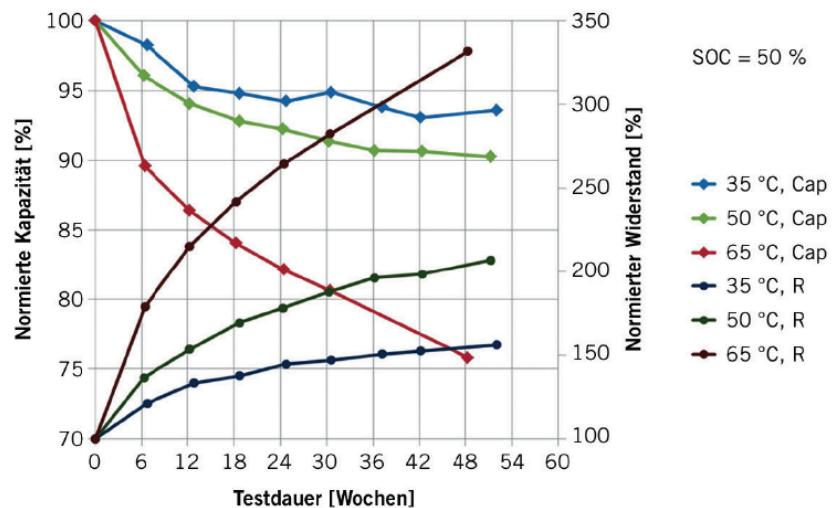


Abbildung 8-2: typische Entwicklung der Kapazität und des Innenwiderstands einer Li-Ionen-Batterie in Abhängigkeit der Betriebstemperatur und einem SoC von 50 % [102]

Es muss beachtet werden, dass die Temperatur sowohl bei Standzeiten, als auch bei der Strombelastung, also über die gesamte Betriebsdauer Einfluss auf die Alterung hat. Die Autoren empfehlen einen Betriebstemperaturbereich von 20 °C bis 40 °C, wobei sehr hohe Temperaturen kurzfristig tolerierbar sind, solange sie innerhalb der zulässigen Grenzen liegen. Die Lebensdauern kommerzieller Batteriezellen schwanken gemäß ihrer Aussage zwischen mindestens 10 Jahren und mehr als 20 Jahren [102].

Hinsichtlich des Einflusses des Ladezustandes auf die Alterung von Lithium-Ionen-Batterien schlussfolgern LEITINGER ET AL. (2011) [103] auf Basis von Simulationen, dass die Lebensdauer mit der Größe der Batteriekapazität steigt. Weiterhin wird die Lebensdauer maximiert, wenn die Traktionsbatterie zwischen einem SoC von 20 % bis 80 % betrieben wird. Letztendlich wird die Lebensdauer also auch dadurch maximiert, dass nur einmal nach der letzten Tagesfahrt geladen wird, anstatt nach jeder einzelnen Fahrt. Obwohl der Einfluss der Spannung und damit des SoC auf die Alterung stark mit dem eingesetzten Elektrolytmaterial oder den jeweiligen Verhältnissen der Elektrodenkapazitäten variiieren kann, konstatieren wiederum ECKER/SAUER (2013) [102], dass die Lebensdauer generell mit dem Verbleib in hohen Ladezuständen sinkt (Abbildung 8-3).

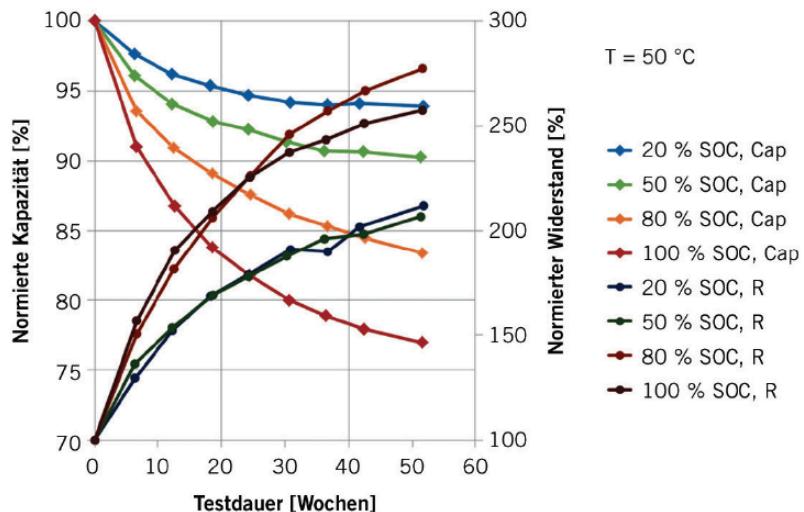


Abbildung 8-3: typische Entwicklung der Kapazität und des Innenwiderstands einer Li-Ionen-Batterie in Abhängigkeit des Ladezustandes und einer Temperatur von 50 °C [102]

Der Effekt ist umso deutlicher, je höher die Temperatur ist. Sie raten folglich stark vom Betrieb der Batterien in hohen Ladezuständen bei gleichzeitig hohen Temperaturen ab. Sie schlagen stattdessen vor, die Batterie erst dann vollständig zu laden, wenn der Nutzer kurz davor steht loszufahren [102]. Konsequenterweise könnte diese Funktion von dem externen Aggregat übernommen werden, da die Berücksichtigung der eingeführten GLKL genau diesem Zweck zuspielt.

Abbildung 8-4 zeigt den erwarteten Verlauf der Zyklenfestigkeit von Li-Ionen-Batterien, die in reinen Hybridfahrzeugen (HEV) und Plug-In-Hybridfahrzeugen (PHEV) eingesetzt werden. Die bereits im Jahr 2003 präsentierten Ergebnisse zeigen, unter Beachtung der Randbedingungen, den zu erwartenden Zusammenhang zwischen regelmäßig entnommener, relativer Energiekapazität und erreichbaren Zyklen [104]. Je weniger Energiekapazität bezogen auf die Gesamtenergiekapazität der Traktionsbatterie entnommen wird, desto höher ist die zu erwartende, erreichbare Zyklenzahl während der Lebenszeit. Ähnliche Aussagen treffen ECKER/SAUER (2013) [102], die eine fünf- bis zehnmal höhere Lebensdauer bei regelmäßigen Entladetiefen von 10 % im Vergleich zu Entladetiefen von bis zu 100 % erwarten.

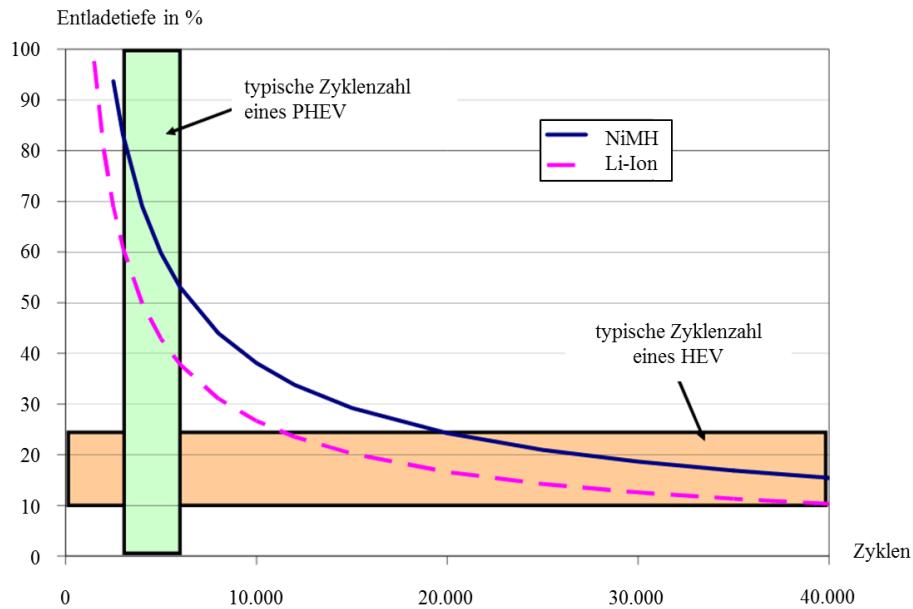
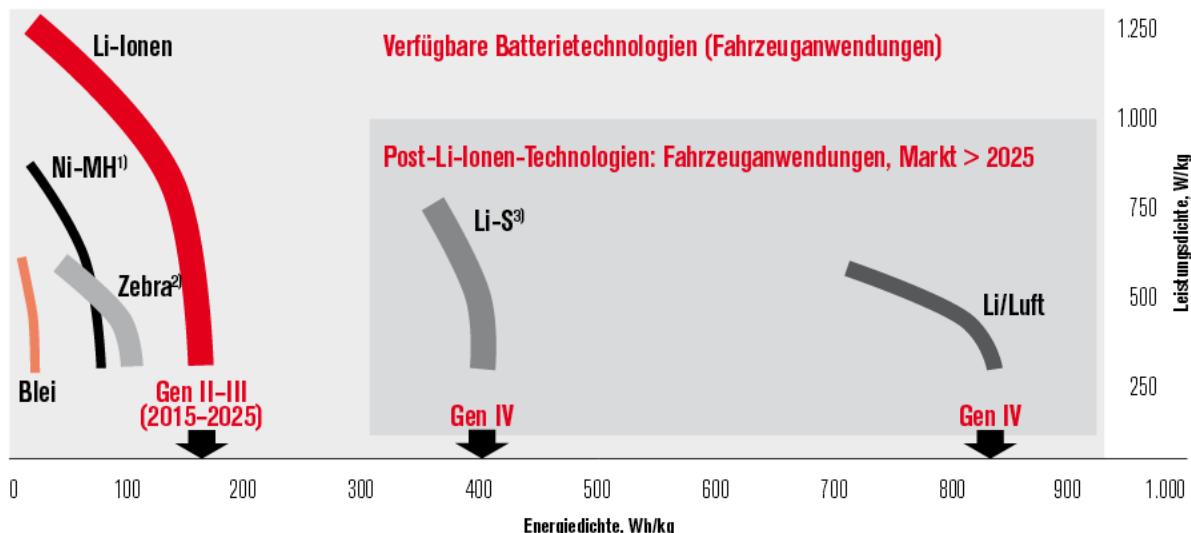


Abbildung 8-4: erwartete Zyklenfestigkeit von Li-Ionen- und NiMH-Batterien in Abhängigkeit ihrer relativen Nutzung in Anlehnung an [104]

Der Verlauf der Kurven ist exponentiell fallend. Dies bedeutet, dass der Effekt in Bezug auf die Maximierung der Lebensdauer umso bedeutsamer sein könnte, je kleiner die regelmäßige entnommene Energiekapazität ist. Da Plug-In-Hybridfahrzeuge, genauso wie reine Elektrofahrzeuge, vergleichsweise größere Strecken bzw. diese ausschließlich mit Hilfe der Traktionsbatterie zurücklegen, sind deren relative Entladetiefen größer als die reiner Hybridfahrzeuge (typische Bereiche sind in der Abbildung markiert) [39]. Folglich könnte für reine Elektrofahrzeuge typischerweise angenommen werden, dass ca. 3.000 bis 5.000 Zyklen über die Lebensdauer erwartet werden, wenn sich die regelmäßigen Entladetiefen zwischen 40 % und 60 % bewegen. Für die Nutzung als mobiler Speicher müssten demnach Restriktionen eingeführt werden, die die Nutzung (Entladung durch externe Aufforderung) in Abhängigkeit des SoC zu Ladebeginn beschränkt und somit hinsichtlich vermiedener Alterung optimiert. Elektrofahrzeuge, die weniger Fahrtstrecke je Ladung zurücklegen, würden so intensiver durch externe Entladungsaufforderungen beansprucht. Die ungleiche Beanspruchung könnte dem Nutzer in Form variabler Ausgleichsentgelte (in €/kW oder €/kWh) vergütet werden.

Die vorangegangene Abbildung impliziert aber auch, dass mit steigender Gesamtenergiiekapazität der Traktionsbatterie die damit einhergehende relative Entladetiefe sinken und somit die Zyklenfestigkeit signifikant steigen könnte. Weiterhin ließe sich folgern, dass die dem reinen Elektrofahrzeug gleichberechtigte Nutzung von PHEVs aufgrund der aktuell, tendenziell geringeren Energiekapazitäten einen stärkeren negativen Einfluss auf die zyklische Batteriealterung haben könnte.

Die folgende Abbildung 8-5 zeigt in diesem Zusammenhang die von der NPE erwarteten Entwicklungspfade der Li-Ionen-Technologie.



Die Lithium-Ionen-Technologie bietet zurzeit die beste Batterieoption zur Erzielung akzeptabler Reichweiten für die Applikationen EV-, Plug-In- und Range-Extended-Fahrzeuge. Ausgedehnte Forschung an Post-Li-Ionen-Technologien, wie Li-S- und Li/Luft-Systeme, bieten neue Optionen für 2025+.

¹⁾Ni-MH = Nickel-Metallhydrid-Batterie, ²⁾Zebra = Natrium-Nickelchlorid-Zelle, ³⁾Li-S = Lithium-Schwefel-Batterie

Abbildung 8-5: erwartete Entwicklungspfade der Li-Ionen-Technologie [105]

Hiernach rechnet das Konsortium ab 2025 mindestens mit einer Verdopplung der Energiedichte durch innovative Li-Ionen-Technologien. Wird unterstellt, dass der Erhöhung der Energiedichte eine Erhöhung der Reichweiten der Elektrofahrzeuge folgt, werden durch die resultierende Erhöhung der nutzbaren Energiekapazität der Traktionsbatterie, die Zyklen betragsmäßig größer. Wodurch sich die absolute Zyklenzahl, bei gleicher Nutzung und Zyklenfestigkeit heutiger Li-Ionen-Batterien, verringern würde. Die Lebensdauer wird folglich in Zukunft durch den Einsatz von Traktionsbatterien mit höheren nutzbaren Energiekapazitäten steigen. Dies wird auch durch LEITINGER ET AL. (2011) bestätigt [103].

Ein Gedankenspiel soll die mögliche externe Nutzung der Traktionsbatterie und deren Einfluss auf die Zyklenfestigkeit illustrieren. GEC garantiert für 2.000 Zyklen ihrer Traktionsbatterien im Cetos. Pro Zyklus kann eine Strecke von maximal 120 km gefahren werden. Insgesamt sind dementsprechend etwa 240.000 km mobiler Nutzung garantiert. Laut dem Typenblatt des Batteriezellherstellers des Cetos sind bis zum Lebensdauerende und einem DoD von 80 % mindestens 3.000 Zyklen erreichbar [106] (diese Größenordnung wird auch durch ECKER/SAUER (2013) [102] bestätigt). Die Differenz von 1.000 Zyklen könnte für den Einsatz als mobiler Speicher, bspw. für Systemdienstleistungen verwendet werden, wenn dies mit einem entsprechenden Anteil des Restwertes der Traktionsbatterie vergütet würde. 1.000 Zyklen entsprechen einer kumulierten Nenn-Energiekapazität von 34,2 MWh (folgend den Annahmen aus Kapitel 7), die durch entsprechende externe Anforderung der Lade- oder

Entladeleistung maximal genutzt werden könnte. Würden sich nur 1.000 Elektrofahrzeuge ähnlicher Fahrzeugmodelle in einem Pool beteiligen, stünde über die Lebensdauer der Traktionsbatterien ein Kurzzeitspeicher mit einer maximalen Nenn-Leistung von etwa 10 MVA und einer maximal nutzbaren Energiekapazität von 17,1 MWh, zu den ermittelten zeitvariablen Verfügbarkeiten aus Kapitel 7.4, zur Verfügung. Dies entspricht der Energiemenge von zehn 1-MVA-Windraftanlagen, die jeweils knapp 1,71 h bei installierter Nenn-Leistung Energie erzeugen. Bei einem Zielbestand von 1 Million Elektrofahrzeuge bis 2020, entspricht dies, im gezeichneten Szenario, einem Anteil von 0,1 % teilnehmender Elektrofahrzeuge. Der Effekt auf den Alterungsprozess der Traktionsbatterie würde sich hierbei durch eine wachsende Anzahl an Teilnehmern immer weiter verringern, da sich die externe Summen-Leistungsanforderung auf eine größere Grundgesamtheit verteilt.

Gemäß den Ausführungen dieses Kapitels sind hinsichtlich der direkten Beeinflussung der Zyklfestigkeit der Traktionsbatterie durch die externen Steuerungsaufforderungen des Aggregators, die Entladetiefe, der SoC, die Temperatur und auch die Zyklenzahl, die bedeutendsten Größen. Die Betriebstemperatur der Batterie wird vom Thermomanagement des Elektrofahrzeugs überwacht und ist somit nicht durch den Aggregator beeinflussbar. Auch die auftretenden C-Raten der externen Steuerungsanforderungen sind so gering, dass deren Effekt auf die Zyklfestigkeit vernachlässigbar sein könnte. Nichtsdestotrotz sind Einflüsse auf die Batteriealterung multifaktoriell und dürfen nicht auf einzelne Faktoren reduziert werden. In Bezug auf den zusätzlichen Verbrauch von Zyklen durch den Aggregator ist aber ein optimierter Einzel- und Verbundbetrieb für eine möglichst schonende Nutzung der Traktionsbatterien unerlässlich. So könnte vor allem der Bereich zwischen einem SoC von 20 % und 80 % mit relativ geringen Energiehüben von 10 %-Punkten für externe Steuerungsanforderungen genutzt werden.

Nicht zuletzt hat auch die Qualität der hergestellten Zellen großen Einfluss auf die Zyklfestigkeit der Batterie [102]. Weitere mechanische bzw. elektrochemische Prozesse, die Einfluss auf die Batteriealterung haben, sind u. a. Volumenänderungen der Kathode und Anode, Grenzflächenablagerungen (Solid Electrolyte Interface⁵⁸) oder metallische Lithiumablagerungen an den Elektroden (Lithium-Plating⁵⁹) [107]. Sie sollen in dieser Arbeit lediglich erwähnt bleiben.

⁵⁸ Solid Electrolyte Interface, engl.: Fest-Elektrolyt Grenzfläche

⁵⁹ Lithium-Plating, engl.: Lithium-Überzug

9 KONKLUSION UND AUSBLICK

Es zeigt sich, dass die, im Zuge des öffentlichen Diskurses oft geforderte, zukünftige Nutzung von Elektrofahrzeugen als steuerbare Lasten und mobilen Speichern alles andere als trivial ist. Es bedeutet nicht, dass überall dort wo eine Steckdose zum Laden vorhanden ist, das Elektrofahrzeug sinnvoll in das Energieversorgungsnetz integriert wird. Die Entwicklungsrichtung entlang der konträren Prinzipien *plug & dumb charging*, *plug & smart charging* und *plug & V2G* setzt insbesondere bei deren Aggregation die Berücksichtigung vieler technischer wie organisatorischer Voraussetzungen, Bedingungen und Methoden voraus. Insbesondere mit der in dieser Arbeit untersuchten Integration eines Flottenverbunds ist ein hoch komplexer Informationsaustausch notwendig geworden, der schon in kleinen, lokalen Energieversorgungsnetzen zu großen Herausforderungen bezüglich deren Handhabung führt, sobald auf höhere Freiheitsgrade bei der externen Steuerungsfähigkeit im Vergleich zum ungesteuerten Laden abgezielt wird. Informationen hinsichtlich der Bedürfnisse des Nutzers, des Betriebsverhaltens sowie Betriebszustandes der teilnehmenden Traktionsbatterien und der Grenzen des Energieversorgungsnetzes bilden hierbei die essentiellen Voraussetzungen zur langfristig netzverträglichen Integration. Trotz der erforderlichen Informationsfülle ist dies möglich, sobald eine geeignete IKT-Struktur vorhanden ist. Die Schnittstelle zum Betreiber der Anlage bildet ein den Ladesäulenpark organisierender Aggregator, dessen Implementation ebenfalls Voraussetzung ist. Die Steuerungsanforderungen dieses Aggregators an die einzelnen Elektrofahrzeuge können aber immer nur gewünschte Soll-Werte sein, die sich den jeweiligen Bedingungen in unterschiedlicher Größe unterordnen müssen. Letztendlich entscheidet das BMS des Elektrofahrzeuges inwiefern diese Soll-Steueranforderungen in einer tatsächlichen Leistungsfreigabe münden, weshalb das Ladeverhalten jeder teilnehmenden Traktionsbatterie bekannt sein muss. Folglich kann eine Minimierung der Differenz zwischen externer *just in time*-Anforderung und eintretendem Leistungsmesswert nur durch den Austausch möglichst vollständiger Informationen aller, im Ladesäulenpark beteiligten, Akteure gelingen. Das Ergebnis dieser Methode ist eine transparente Identifikation der Nutzungspotentiale durch das EMS, die eine der Voraussetzungen für das aggregierte Angebot von Zusatznutzen ist. Darüber hinaus sichern schnelle Reaktionszeiten, auf sich ändernde Rahmenbedingungen und entsprechende steuerfähige Leistungsgradienten ein hohes Maß an Flexibilität ab. Durch eine zusätzliche kommunikative Verknüpfung des Aggregators mit überlagerten Akteuren könnte diese Technologie ideal für den kombinierten Einsatz mit fluktuiierenden EE-Anlagen sein, um bspw. mit der Nutzung des mobilen Speichers ungewünschte Residuallasten zu minimieren.

Unter Beachtung der Rahmenbedingungen und auf Grundlage der Ergebnisse dieser Arbeit kann zweifelsfrei konstatiert werden, dass flexible Nutzungspotentiale aus aggregierten Elektrofahrzeugen geschöpft werden können, solange die technischen Voraussetzungen beachtet werden. Hinsichtlich der physischen und energetischen Verfügbarkeit dieser

Nutzungspotentiale, die im Grunde auf mit dem Energieversorgungsnetz verbundenen Traktionsbatterien beruhen, muss aber dringend einschränkend abgestellt werden. Denn letztendlich entscheidend für gesicherte Speicherreserven sind die Fragen wo, wann, wieviel und wie lange diese zur Verfügung stehen. Wie gezeigt, schwankt die relative Verfügbarkeit über den gesamten beobachteten Zeitraum der empirischen Analyse stark. Hier wurden Werte zwischen 0 % und knapp 87 % gemessen, die sich aber durch die Nutzung der Ladesäulen in ihrer Ausprägung auf definierte Tageszeiten konzentrieren. Durch die Analyse der Mittelwochentage konnte die Zeitscheibe von 09:45 Uhr bis 14:30 Uhr als Zeitraum mit höchster relativer Verfügbarkeit identifiziert werden, die im Mittel bei mindestens etwa 33,33 % der maximalen Verfügbarkeit lag und sich somit mit gegebener Wahrscheinlichkeit für das gesicherte Angebot höherwertiger Zusatznutzen (bspw. Systemdienstleistungen) in ausgewählten Viertelstunden eignen dürfte. Um die Wahrscheinlichkeit dieser Aussage zu maximieren wäre aber eine Erhöhung der Prognosegüte und Grundgesamtheit teilnehmender Elektrofahrzeuge unerlässlich, da sich nur hierdurch die Versorgungsgarantie auf Grundlage physischer Verfügbarkeit entscheidend verbessern ließe.

Die energetische Verfügbarkeit der aggregierten Nutzungspotentiale von maximal verfügbarer Scheinleistung und maximal nutzbarer Energiekapazität ist zuallererst von der physischen Verfügbarkeit abhängig, die durch das Nutzerverhalten bestimmt wird. Ist diese gegeben, können die maximalen Nutzungspotentiale einerseits durch die technischen Eigenschaften und das Betriebsverhalten der Traktionsbatterien und andererseits durch die implementierten Prozesse des LMS und EMS stark beschränkt werden. Die Übersicht der in dieser Arbeit beschriebenen vielfältigen Einflussfaktoren ist in Abbildung 9-1 gegeben.

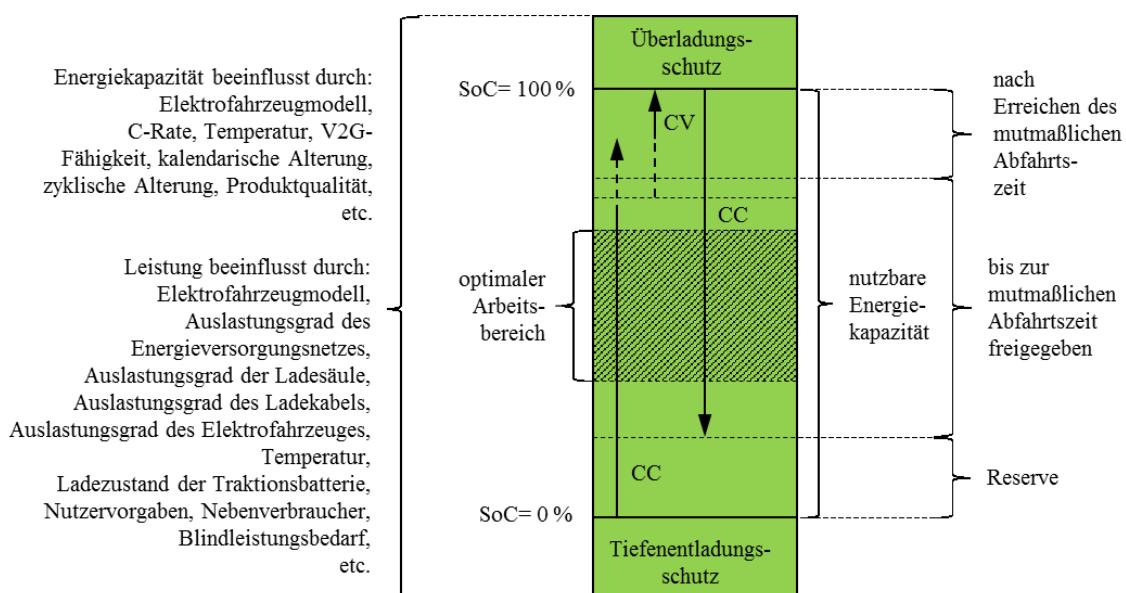


Abbildung 9-1 Einflussfaktoren auf die Nutzungspotentiale einer Traktionsbatterie (hohe Bedeutung bei der Aggregation)

Die Darstellung suggeriert fixe Nutzungsgrenzen, jedoch sind viele Einflussfaktoren selbst veränderliche Parameter, die variable Auswirkungen haben und einen ggf. definierten optimalen Arbeitsbereich stark einschränken bzw. im Extremfall auch nicht nutzbar machen können, wenn bspw. die vom Nutzer gewünschte Reserveenergie zu hoch ist. Außerdem ist die externe Steuerung des Ladevorganges lediglich im CC-Lade- bzw. CC-Entladeverfahren möglich. Aus den vielfältigen Einflussfaktoren begründet sich die hohe Komplexität der Anforderungen zur Netzintegration mobiler Speicher, die auf zeitveränderliche Nutzungspotentiale zurückgreifen. Zentral hierbei ist auch die Feststellung eines resultierenden Erfordernisses nach einem Anreizsystem für den Nutzer, damit die freigegebene Energiekapazität und Standzeit maximiert und so zumindest die nutzerabhängigen Beschränkungen minimiert werden könnten. Die Auswirkungen der zusätzlichen externen Steuerungsanforderungen auf den Alterungsprozess der Batterie können durch die ausschließliche Nutzung eines optimalen Arbeitsbereiches minimiert werden, so dass dies, insbesondere auch in Hinblick auf die Zukunft ein sehr schwaches Argument gegen den Einsatz mobiler Speicher ist.

Die Ergebnisse zeigen weiter, dass bezüglich der etablierten Prozesse des LMS und EMS, durch die Einführung eines Netzengpasses ein komplexes Engpassmanagement notwendig wird, das die Vergabe der zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten auf die angeschlossenen Elektrofahrzeuge überwacht und organisiert. Die Morgen- und Mittagsstunden sind besonders kritische Zeiten, da viele Elektrofahrzeuge in kurzen Zeitabschnitten angesteckt werden. Aber auch Zeitabschnitte mit hohen relativen Verfügbarkeiten müssen fortwährend überwacht werden, da durch eine hohe Gleichzeitigkeit relativ homogener Abfahrtszeiten ähnliche Effekte entstehen können, wie beim ungesteuerten Laden (Spitzenlastbildung durch GLKL).

Ist auch das Engpassmanagement zuverlässig können mobile Speicher und deren Nutzungspotentiale einen bedeutenden wie wertvollen Beitrag für die Versorgungssicherheit in Netzen mit hohem Anteil fluktuierender, regenerativer Erzeugungsanlagen leisten. Mit den Ausführungen konnte die aufgestellte These bestätigt werden. Einzelne Elektrofahrzeuge eines dienstlich genutzten Fahrzeugpools, die in einem Ladesäulenpark bestehend aus lokal-verteilten AC-Ladesäulen angeschlossen sind, können durch einen Aggregator zu einem mobilen Speicher zusammengefasst werden. Dabei lassen sich Nutzungspotentiale gezielt aggregieren und für höherwertige Zusatznutzen konzentriert einsetzen. Zukünftig könnten Aggregatoren auf die gezeigte Art und Weise bspw. steuerbare Lasten und Speicher lokal zusammenfassen und Systemdienstleistungen auf entsprechenden regionalen Märkten anbieten, wobei der Betreiber dieses Pools Partner im Netzregelverbund wäre.

Die Arbeit gewährleistet, über die Beantwortung der These hinaus, durch die detaillierte Darstellung eine praktische Verwertung, innerhalb von Planungsprozessen ähnlicher technischer Anlagen, und somit über den akademischen Horizont hinaus.

10 QUELLENVERZEICHNIS

- [1] Europäische Union, „Richtlinie 2012/27/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG,“ Brüssel, 2012.
- [2] Europäische Union, „Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG,“ Brüssel, 2009.
- [3] Europäische Union, „Richtlinie 2009/29/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten,“ Brüssel, 2009.
- [4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Kabinettsbeschluss vom 3. Dezember 2014,“ Berlin, 2014.
- [5] Deutsche WindGuard GmbH, „Statistiken,“ 2014. [Online]. Available: <https://www.wind-energie.de/themen/statistiken>. [Zugriff am 12 November 2015].
- [6] 50Hertz Transmission GmbH, „50Hertz Almanach 2013,“ 2014. [Online]. Available: <http://www.50hertz.com/Portals/3/Galerien/Publikationen/2013/50Hertz-Almanach-2013.pdf>. [Zugriff am 06 August 2014].
- [7] 50Hertz Transmission GmbH, „Photovoltaik,“ 2014. [Online]. Available: <http://www.50hertz.com/de/PV.htm>. [Zugriff am 15 06 2014].
- [8] 50Hertz Transmission GmbH, „Regelzonenlast,“ 2014. [Online]. Available: <http://www.50hertz.com/de/2017.htm>. [Zugriff am 15 Juni 2014].
- [9] 50Hertz Transmission GmbH, „Windenergie,“ 2014. [Online]. Available: <http://www.50hertz.com/de/151.htm>. [Zugriff am 15 Juni 2014].

- [10] Stromnetz Hamburg GmbH, „Services: Jahreshöchstlast und Lastverlauf“ 2014. [Online]. Available: <http://www.stromnetz-hamburg.de/de/jahreshoechstlast-der-netzlast.htm>. [Zugriff am 06. August 2014].
- [11] H. Schwarz, „Energieverteilung,“ in *Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung*, Wiesbaden, Springer Vieweg, 2013, pp. 387-418.
- [12] 50Hertz Transmission GmbH et al., „regelleistung.net,“ [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ip/action/index>. [Zugriff am 5 Juni 2015].
- [13] 50Hertz Transmission GmbH, „Archiv Marktbezogene Anpassungen,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Anpassungen-nach-13-EnWG/Archiv-Anpassungen-nach-13-EnWG>. [Zugriff am 20 Mai 2015].
- [14] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG),“ Berlin, 2015.
- [15] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014),“ Berlin, 2015.
- [16] A. Moser, „Warum Pumpspeicher?,“ 2014. [Online]. Available: http://www.wasserkraft.info/application/media/documents/Broschuere_PSW-Studie_Voith_April_2014.pdf. [Zugriff am 06. August 2014].
- [17] L. Carr, C. Pellinger und S. von Roon, „Pumpspeicherkraftwerke in der Energiewende,“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Nr. 9, pp. 50-51, 63. Jahrgang.
- [18] Verband der Automobilindustrie e.V. (VDA), „Elektromobilität,“ 2014. [Online]. Available: <https://www.vda.de/de/themen/innovation-und-technik/elektromobilitaet/elektromobilitaet-fahrzeugangebot-der-hersteller-und-ausblick-NPE.html>. [Zugriff am 02 April 2015].
- [19] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Elektromobilität,“ [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Industrie/Industrie-und-Umwelt/elektromobilitaet,did=575182.html>. [Zugriff am 7 Juni 2015].

- [20] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, „Nationale Plattform Elektromobilität,“ [Online]. Available: <http://www.bmub.bund.de/themen/luft-laerm-verkehr/verkehr/elektromobilitaet/nationale-plattform-elektromobilitaet/>. [Zugriff am 7 Juni 2015].
- [21] Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), „Fortschrittsbericht 2014 - Bilanz der Markt vorbereitung,“ 2014. [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=672614.html>. [Zugriff am 02 April 2015].
- [22] Die Bundesregierung, „Leitmarkt und Leitanbieter für Elektromobilität,“ [Online]. Available: http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Mobilitaet/podcast/_node.html. [Zugriff am 7 Juni 2015].
- [23] McKinsey & Company, Inc., „Electric Vehicle Index (EVI),“ [Online]. Available: <http://www.mckinsey.de/elektromobilitaet>. [Zugriff am 8 Juni 2015].
- [24] W. Kempton und J. Tomic, „Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacitiy and net revenue,“ *Journal of Power Sources*, pp. 1-12, 2004.
- [25] Fournier, G. et al., „Elektrofahrzeuge als virtuelle Speicher zur Kompensierung volatiler erneuerbarer Energien in Deutschland - Ein neues Geschäftsmodell?,“ in *Schritte in die künftige Mobilität. Technische und betriebswirtschaftliche Aspekte.*, Wiesbaden, Springer Gabler, 2013, pp. 253-272.
- [26] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [27] AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), „Strommix,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.ag-energiebilanzen.de/>. [Zugriff am 9 April 2015].
- [28] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, *Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)*, Berlin, 2015.

- [29] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN), *DIN EN 60870-5-104. Fernwirkeinrichtungen und -systeme - Teil 5-104: Übertragungsprotokolle - Zugriff für IEC 60870-5-101 auf Netze mit genormten Transportprofilen (IEC 60870-5-104:2006)*, Berlin, 2006.
- [30] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), „Energieinformationsnetze und -systeme. Teil A - Verteilungsnetzautomatisierung im Smart Grid. Konzepte, Architekturen und Technologien,“ Frankfurt am Main, 2012.
- [31] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), „Energiehorizonte 2020. Stromversorgung der Zukunft,“ VDE, Frankfurt am Main, 2012.
- [32] Agentur für Erneuerbare Energien, „Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und des Strommixes in Deutschland,“ [Online]. Available: http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/news_import/Forschungsradar_Vergleichsgrafik_Strommix.jpg. [Zugriff am 19 Mai 2015].
- [33] Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (DKE), „Die deutsche Normungsroadmap. E-Energy / Smart Grid,“ 2010. [Online]. Available: http://www.e-energy.de/documents/DKE_Roadmap_Smart_Grid_230410_Deutsch.pdf. [Zugriff am 15 Juni 2015].
- [34] European Technology Platform (ETP), „SmartGrids. Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future,“ 2010. [Online]. Available: http://www.smartgrids.eu/documents/SmartGrids_SDD_FINAL_APRL2010.pdf. [Zugriff am 15 Juni 2015].
- [35] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), „Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050,“ VDE, Frankfurt am Main, 2012.
- [36] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch),“ 2015. [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. [Zugriff am 14 Juli 2015].

- [37] Soares, Filipe Joel et al., „State of the Art on Different Types of Electric Vehicles,“ in *Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*, New York, Springer, 2013, pp. 1-13.
- [38] Young, Kwo et al., „Electric Vehicle Battery Technologies,“ in *Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*, New York, Springer, 2013, pp. 15-56.
- [39] A. Vezzini, „Lithiumionen-Akkumulatoren,“ in *Elektrische Energieversorgung 2. Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerkstechnik und alternative Stromversorgung*, Berlin, Springer-Verlag, 2012, pp. 476-487.
- [40] M. Bodach, Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuerender Energiequellen, Chemnitz, 2006.
- [41] H.-J. Allelein, „Energiespeicherung,“ in *Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung*, Wiesbaden, Springer, 2013, pp. 419-445.
- [42] U. Sauer und K. Julia, „7. Batterietechnik Grundlagen und Übersicht,“ *MTZ - Motortechnische Zeitschrift*, Bd. 73, Nr. 12, pp. 1000-1005, 2012.
- [43] Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, „Konzepte der Elektromobilität und deren Bedeutung für Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt,“ Berlin, 2012.
- [44] Europäische Union, „Richtlinie 2014/94/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe,“ Brüssel, 2014.
- [45] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN), *DIN EN 61851-1. Elektrische Ausrüstung von Elektro-Straßenfahrzeugen - Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge - Teil 1: Allgemeine Anforderungen (IEC 69/219/CD:2012)*, Berlin, 2013.
- [46] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN), *DIN EN 62196-2:2014-12. Stecker, Steckdosen, Fahrzeugkupplungen und Fahrzeugstecker - Konduktives Laden von Elektrofahrzeugen - Teil 2*, Berlin, 2014.
- [47] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN), *DIN EN 61851-23:2014-11. Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge - Teil 23: Gleichstromladestationen für Elektrofahrzeuge (IEC 61851-23:2014)*, Berlin, 2014.

- [48] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN), *DIN EN 61851-24:2014-11. Konductive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge - Teil 24: Digitale Kommunikation zwischen einer Gleichstromladestation für Elektrofahrzeug und dem Elektrofahrzeug zur Steuerung des Gleichstromladevorgangs (IEC 61851-24:2014)*, Berlin, 2014.
- [49] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN), *DIN EN 62196-3:2015-05. Stecker, Steckdosen und Fahrzeugsteckvorrichtungen - Konduktives Laden von Elektrofahrzeugen - Teil 3*, Berlin, 2015.
- [50] CHAdeMO Association, „Mission statement,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.chademo.com/wp/wp-content/uploads/2015/03/20150316FINALGermanBrochure.pdf>. [Zugriff am 02 April 2015].
- [51] CHAdeMO Association, „Information,“ 2010. [Online]. Available: http://www.chademo.com/pdf/CHAdeMOleaflet_eCarTec2010.pdf. [Zugriff am 02 April 2015].
- [52] CHAdeMO Association, „Information,“ 2014. [Online]. Available: http://www.chademo.com/wp/wp-content/uploads/2014/03/2014-3-12_IEC_publication.pdf. [Zugriff am 02 April 2015].
- [53] MENNEKES Elektrotechnik GmbH & Co. KG, „Typ 2-Stecker,“ [Online]. Available: [http://www.mennekes.de/aktuell_details.html?tx_ttnews\[tt_news\]=922&cHash=90c28bcd144f87c0d54cc5cb3b6a527e](http://www.mennekes.de/aktuell_details.html?tx_ttnews[tt_news]=922&cHash=90c28bcd144f87c0d54cc5cb3b6a527e). [Zugriff am 15 Juli 2015].
- [54] M. Sterner und I. Stadler, Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration, Berlin: Springer-Verlag, 2014.
- [55] M. Mültin, „Das Elektrofahrzeug als flexibler Verbraucher und Energiespeicher im Smart Home,“ Dissertation, Karlsruhe, 2014.
- [56] M. A. S. Masoum, P. S. Moses und S. Hajforoosh, „Distribution Transformer Stress in Smart Grid with Coordinated Charging of Plug-In Electric Vehicles,“ 2011. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6175685>. [Zugriff am 30 Juni 2015].

- [57] J. A. P. Lopes, F. J. Soares und P. M. R. Almeida, „Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System,“ 2011. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5593864>. [Zugriff am 30 Juni 2015].
- [58] P. Richardson, D. Flynn und A. Keane, „Impact assessment of varying penetrations of electric vehicles on low voltage distribution systems,“ 2010. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5589940>. [Zugriff am 30 Juni 2015].
- [59] R. Bass und N. Zimmerman, „Impacts of Electric Vehicle Charging on Electric Power Distribution Systems,“ 2013. [Online]. Available: http://pdxscholar.library.pdx.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1165&context=ece_fac. [Zugriff am 30 Juni 2015].
- [60] de Hoog, Julian et al., „Electric Vehicle Charging and Grid Constraints: Comparing Distributed and Centralized Approaches,“ 2013. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6672222>. [Zugriff am 1 Juli 2015].
- [61] N. Hatziargyriou, E. L. Karfopoulos und T. K., „The Impact of EV Charging on the System Demand,“ in *Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*, New York, Springer, 2013, pp. 57-85.
- [62] Soares, Filipe Joel et al., „Advanced Models and Simulation Tools to Address Electric Vehicle Power System Integration (Steady-State and Dynamic Behavior),“ in *Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*, New York, Springer, 2013, pp. 155-202.
- [63] Raab, A. F. et al., „Virtual Power Plant Control Concepts with Electric Vehicles,“ 2011. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6082214>. [Zugriff am 8 Juli 2015].
- [64] Consortium for electric reliability technology solutions, „Integration of Distributed Energy Resources. The CERTS MicroGrid Concept,“ Berkeley, 2003.
- [65] Lopes, Joao Abel Pecas et al., „Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 916-924, Mai 2006.

- [66] German E-Cars GmbH, „Elektromobilität mit Größe. Cetos,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.german-e-cars.de/uploads/media/CETOS.pdf>. [Zugriff am 02 Dezember 2015].
- [67] National Institute of Standards and Technology's, „NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Releas 1.0. Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability,“ 2010. [Online]. Available: http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf. [Zugriff am 21 Juli 2015].
- [68] Pedersen, Anders Bro et al., „ICT Solutions to Support EV Deployment,“ in *Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*, New York, Springer, 2013, pp. 107-154.
- [69] Katiraei, Farid et al., „Microgrids Management. Controls and Operation Aspects of Microgrids,“ [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4505827>. [Zugriff am 12 August 2015].
- [70] T. Porsinger, Ein Beitrag zur Dimensionierung der Komponenten innerhalb von Microgrids, Cottbus: Dissertation, 2014.
- [71] Napierala, Artur et al., „Investigation of electric vehicle grid support capability,“ 2014. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214001921>. [Zugriff am 15 Juni 2014].
- [72] D. Matzekat, „Implementation eines Lademanagementsystems zur Automatisierung des Ladevorganges eines Elektrofahrzeuges unter Beachtung von Leistungsunsymmetrie und Maximalstrom,“ Diplomarbeit, Cottbus, 2014.
- [73] E. Blasius, E. Federau und H. Schwarz, „Mobile Speicher und Microgrids als Teillösung für die Herausforderungen der Energiewende,“ in *VDE-Kongress 2014 "Smart Cities"*, Frankfurt a. M., 2014.
- [74] E. Blasius, „Abschlussbericht "e-SolCar". Kommunikation zwischen Ladesäule und den lokalen Batteriespeichern,“ Cottbus, 2014.

- [75] Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), „Die deutsche Normungs-Roadmap Elektromobilität - Version 3.0.“ 2014. [Online]. Available: http://schaufenster-elektromobilitaet.org/media/media/documents/dokumente_news/NPE_Deutsche_Normungs_Roadmap_Elektromobilitaet_Version_30_201412.pdf. [Zugriff am 3 September 2015].
- [76] Siemens AG, „Bilddatenbank.“ 2015. [Online]. Available: <http://www.automation.siemens.com/bilddb/search.aspx?multipleObjectTypes=4|70>. [Zugriff am 24 November 2015].
- [77] Siemens AG, „Elektrische Messwerte und Energie zuverlässig und präzise im Blick.“ 2009. [Online]. Available: <http://docs-europe.electrocomponents.com/webdocs/0dd8/0900766b80dd88a0.pdf>. [Zugriff am 24 November 2015].
- [78] Siemens AG, „Electrical Charging Components. SIPLUS ECC2000. Lade-Controller CM-230. Betriebsanleitung.“ 2012. [Online]. Available: https://cache.industry.siemens.com/dl/files/648/65128648/att_20426/v1/operating_instructions_ecc_cm-230_de-de.pdf. [Zugriff am 24 November 2015].
- [79] M. Kaßner und P. Klarhöfer, Lade-App für Elektroautos und Integration ins Fahrplanmanagement auf Basis von SIMATIC S7-1200 und WinAC RTX/WinCC Advanced, Cottbus: Masterarbeit, 2014.
- [80] M. Jacob, Management und Informationstechnik. Eine kompakte Darstellung, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [81] DATACOM Buchverlag GmbH, „ITWissen. Das große Online-Lexikon für Informationstechnologie.“ 2015. [Online]. Available: <http://www.itwissen.info/>. [Zugriff am 22 September 2015].
- [82] Referentenentwurf der Bundesregierung, „Verordnung über technische Mindestanforderungen an den Einsatz intelligenter Messsysteme (Messsystemverordnung – MsySv),“ 20 03 2013. [Online]. Available: <http://ec.europa.eu/enterprise/tris/de/index.cfm/search/?trisaction=search.detail&year=2013&num=164&mLang=de&CFID=284765&CFTOKEN=59350943&jsessionid=1ce94cc6f0435c00572e17385e1478732379TR>. [Zugriff am 16 09 2014].

- [83] D. Matzekat, Messdatenakquirierung und -transfer zwischen SENTRON PAC3200 und WinAC auf Basis der S7-1200, Cottbus: Studienarbeit, 2013.
- [84] G. Küveler und D. Schwoch, Informatik für Ingenieure und Naturwissenschaftler 2. PC- und Mikrocomputer, Rechnernetze, Wiesbaden: Viewegs Fachbücher der Technik, 2007.
- [85] International Organization for Standardization (ISO), *ISO 15118-2. Road Vehicles - Vehicle-to-Grid Communication Interface. Part 2: Network and application protocol requirements*, 2014.
- [86] International Organization for Standardization (ISO), *ISO 15118-1. Road vehicles - Vehicle to grid communication interface. Part 1: General information and use-case definiton*, 2013.
- [87] HomePlug Alliance, „HomePlug GreenPHY: perfect fit for Smart Energy/Internet of Things (IoT) applications,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.homeplug.org/tech-resources/green-phy-iot/>. [Zugriff am 9 Oktober 2015].
- [88] International Organization for Standardization (ISO), *ISO 15118-3. Road Vehicles - Vehicle to grid Communication Interface - Part 3: Physical and data link layer requirements*, 2012.
- [89] OFFIS - Institut für Informatik, „Untersuchung des Normungsumfeldes zum BMWi-FörderSchwerpunkt "e-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft",“ 2009. [Online]. Available: http://www.e-energie.info/documents/2009-02-23_Untersuchung_des_Normungs-_und_Standardisierungsumfeldes_E-Energy.pdf. [Zugriff am 3 November 2015].
- [90] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN), *DIN EN 61850-7-420. Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung - Teil 7-420: Grundlegende Kommunikationsstruktur - Logische Knoten für die dezentrale Energieversorgung*, Berlin, 2009.
- [91] J. Schmutzler, C. A. Andersen und C. Wietfeld, „Evaluation of OCPP and IEC 61850 for Smart Charging Electric Vehicles,“ 2013. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6914751>. [Zugriff am 9 November 2015].

- [92] J. Schmutzler, C. Wietfeld und C. A. Andersen, „Distributed Energy Resource Management for Electric Vehicles using IEC 61850 and ISO/IEC 15118,“ 2012. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6422683>. [Zugriff am 9 November 2015].
- [93] Open Charge Alliance, „Home,“ [Online]. Available: <http://www.openchargealliance.org/downloads/>. [Zugriff am 13 Oktober 2015].
- [94] Open Charge Alliance, „OCPP v1.5. A functional description. Final version 2.0,“ 2012. [Online]. Available: http://www.openchargealliance.org/uploads/files/ocpp_1_5_-_a_functional_description_v2_0_0_0.pdf. [Zugriff am 14 Oktober 2015].
- [95] Open Charge Alliance, „Open Charge Point Protocol 2.0,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.openchargealliance.org/protocols/ocpp/ocpp-20/>. [Zugriff am 14 Oktober 2015].
- [96] Open Charge Alliance, „Open Smart Charging Protocol 1.0,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.openchargealliance.org/protocols/oscp/oscp-10/>. [Zugriff am 14 Oktober 2015].
- [97] M. Kaßner, Untersuchen einer uni- und bidirektonalen Kommunikation zwischen einer Simatic S7-1200 Steuerung und einem Elektroauto mit Hilfe des Lade-Controllers CM-230 und einem LIN-Gateway, Cottbus: Bachelorarbeit, 2013.
- [98] 50Hertz Transmission GmbH et al., „Präqualifikation für die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung,“ 2015. [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>. [Zugriff am 26 November 2015].
- [99] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), VDE AR-N 4105. Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Frankfurt a. M., 2011.
- [100] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Technische Anschlussbedingungen. TAB 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, Berlin, 2011.

- [101] T. Boden, Bachelorarbeit. Entwicklung und Durchführung einer standardisierten Datenauswertung auf Grundlage der Ladekurven des Ladesäulenparks innerhalb des Projektes e-SolCar, Cottbus: Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik, 2014.
- [102] M. Ecker und D. U. Sauer, „8. Batterietechnik. Lithium-Ionen-Batterien,“ *Motortechnische Zeitschrift (MTZ)*, Bd. 74, Nr. 1, pp. 66-70, 2013.
- [103] Leitinger, Cristoph et al., „SMART-ELECTRIC-MOBILITY. Speichereinsatz für regenerative elektrische Mobilität und Netzstabilität. Publizierbarer Endbericht,“ 2011. [Online]. Available: http://www.ea.tuwien.ac.at/fileadmin/t/ea/projekte/E-Mobility/SEM-821886_PublizierbarerEndbericht_final_120131.pdf. [Zugriff am 13 November 2015].
- [104] T. Markel und A. Simpson, „Plug-In Hybrid Electric Vehicle Storage System Design,“ 2006. [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39614.pdf>. [Zugriff am 10 November 2015].
- [105] Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), „Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität,“ 2011. [Online]. Available: http://www.nque.de/dokumente/pdf/AB_3.4_NQuE_Zweiter_Fortschrittsbericht_emo b_.pdf. [Zugriff am 10 November 2015].
- [106] Winston Battery, „Specification for Winston rare earth Lithium Yttrium Power Battery. Model: WB-LYP60AHA,“ Guangdong.
- [107] Strauch, Mirco et al., „Parameteridentifikation und Modellierung von Lithium-Eisen-Phosphat-Akkumulatoren für die Verwendung in Modellen elektrischer Fahrzeuge,“ 2012. [Online]. Available: <https://www.vde-verlag.de/proceedings-de/453497008.html>. [Zugriff am 15 November 2015].
- [108] SIEMENS, „Industry Online Support International: CPU 1215C, DC/DC/DC, 14DI/10DO/2AI/2AO,“ 2015. [Online]. Available: <https://support.industry.siemens.com/cs/#pd/131271?pdti=1&lc=de-WW>. [Zugriff am 04 März 2015].

- [109] Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), „Die deutsche Normungs-Roadmap Elektromobilität - Version 2.0A,“ 2013. [Online]. Available: https://www.dke.de/de/std/AAL/Documents/NPE-Normungsroadmap_DE_2.0a_RZ-v01.pdf. [Zugriff am 29 Juni 2015].
- [110] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), „BDEW zur Infrastruktur für Elektrofahrzeuge: Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektroautos in Deutschland auf gutem Weg,“ 2015. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150410-pi-ausbau-der-ladeinfrastruktur-fuer-elektroautos-in-deutschland-auf-gutem-weg-de>. [Zugriff am 02 Dezember 2015].

11 ANLAGEN

Anlagenverzeichnis

A 1. Typicals der logischen Knoten im Ladesäulenpark..... 168

**A 2. Datentabellen und Visualisierung der ausgewerteten Daten im
Betrachtungszeitraum 173**

A 1. Typicals der logischen Knoten im Ladesäulenpark

Aufbau des Datenmodells

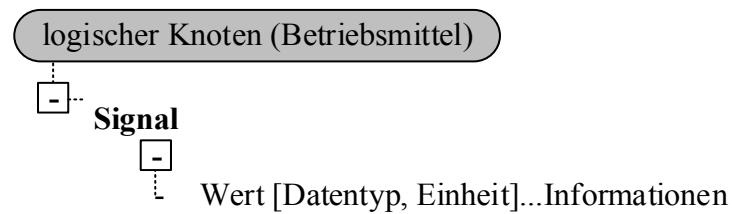


Abbildung 11-1: Schema des Datenmodells

Typical der Elektrofahrzeuge

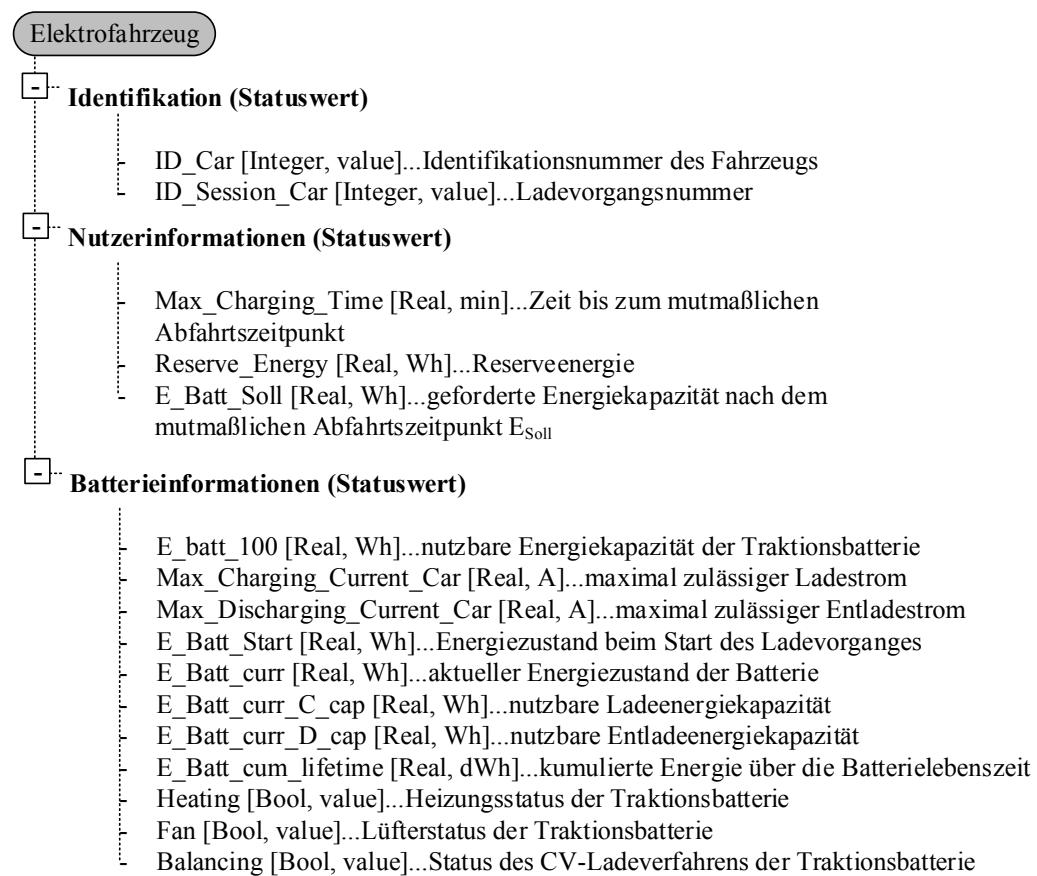


Abbildung 11-2: Typical der Elektrofahrzeuge

Typical der Messgeräte des Ladesäulenparks

Ladesäulenpark

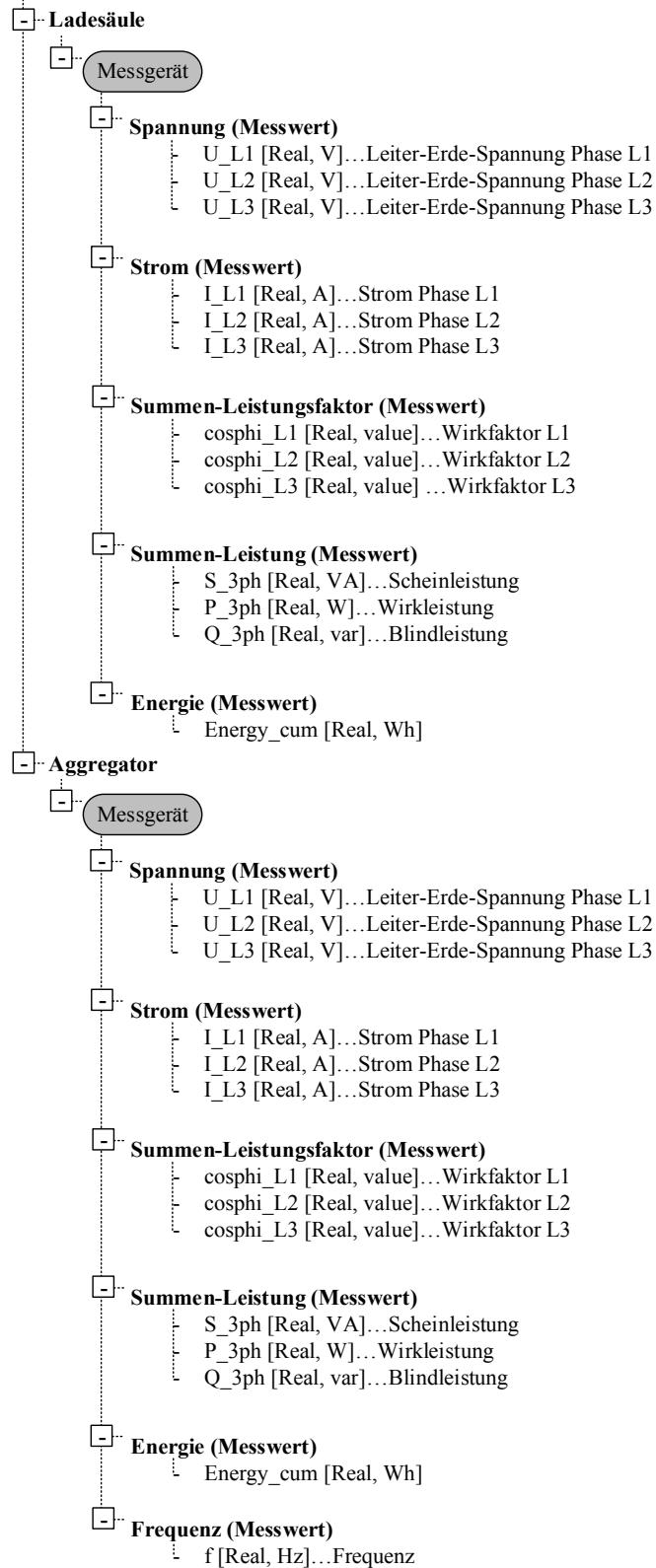


Abbildung 11-3: Typical der Messgeräte des Ladesäulenparks

Typical der Ladecontroller des Ladesäulenparks

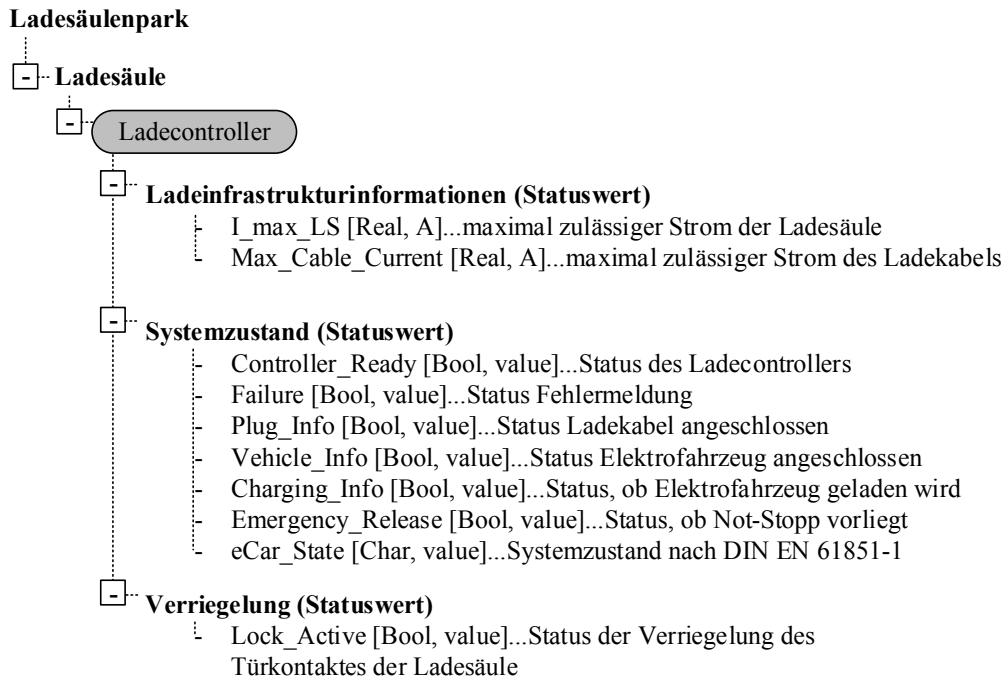


Abbildung 11-4: Typical der Ladecontroller des Ladesäulenparks

Typical der SPS des Ladesäulenparks

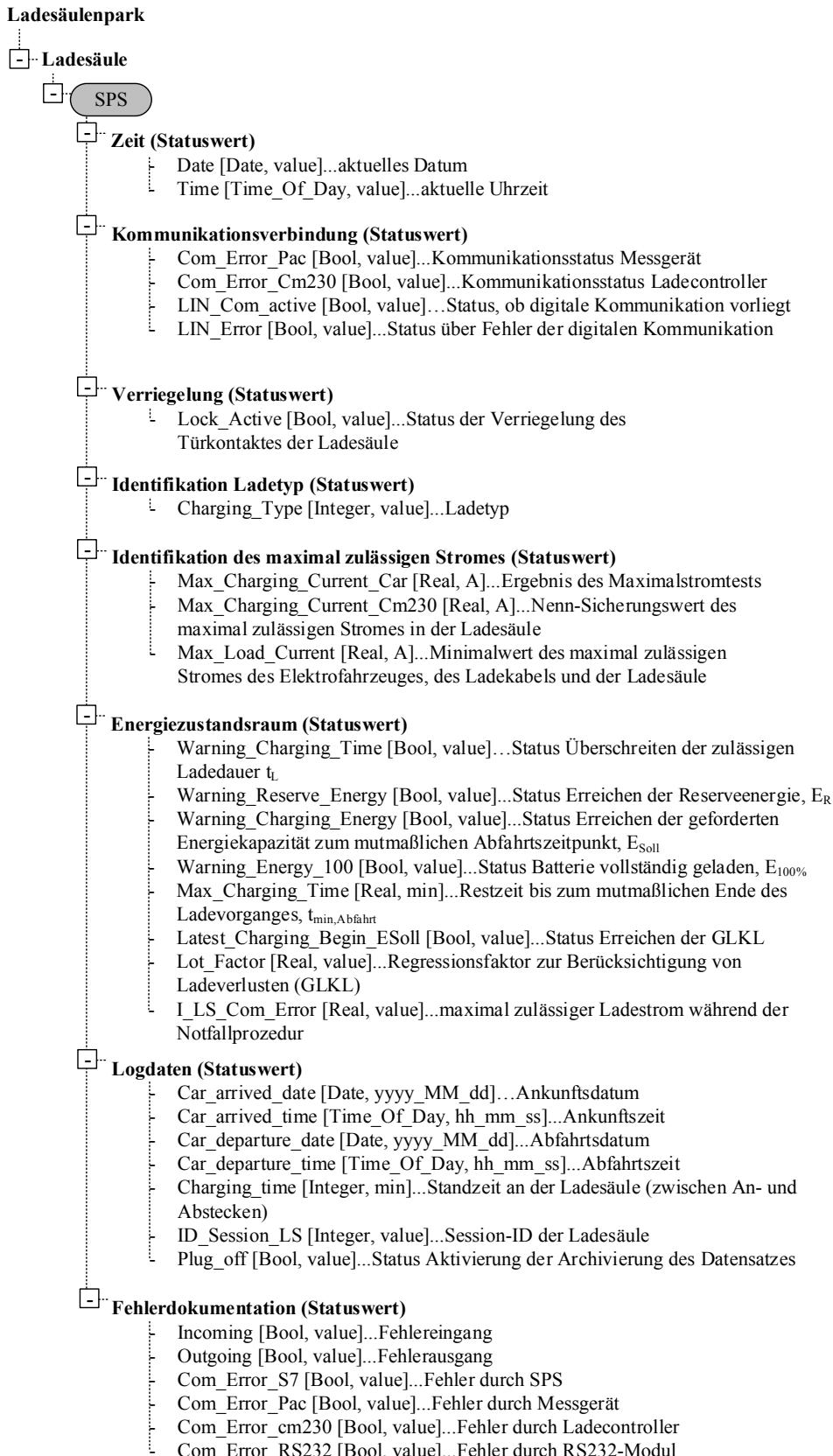


Abbildung 11-5: Typical der SPS des Ladesäulenparks

Typical der Software-SPS des Ladesäulenparks

Ladesäulenpark

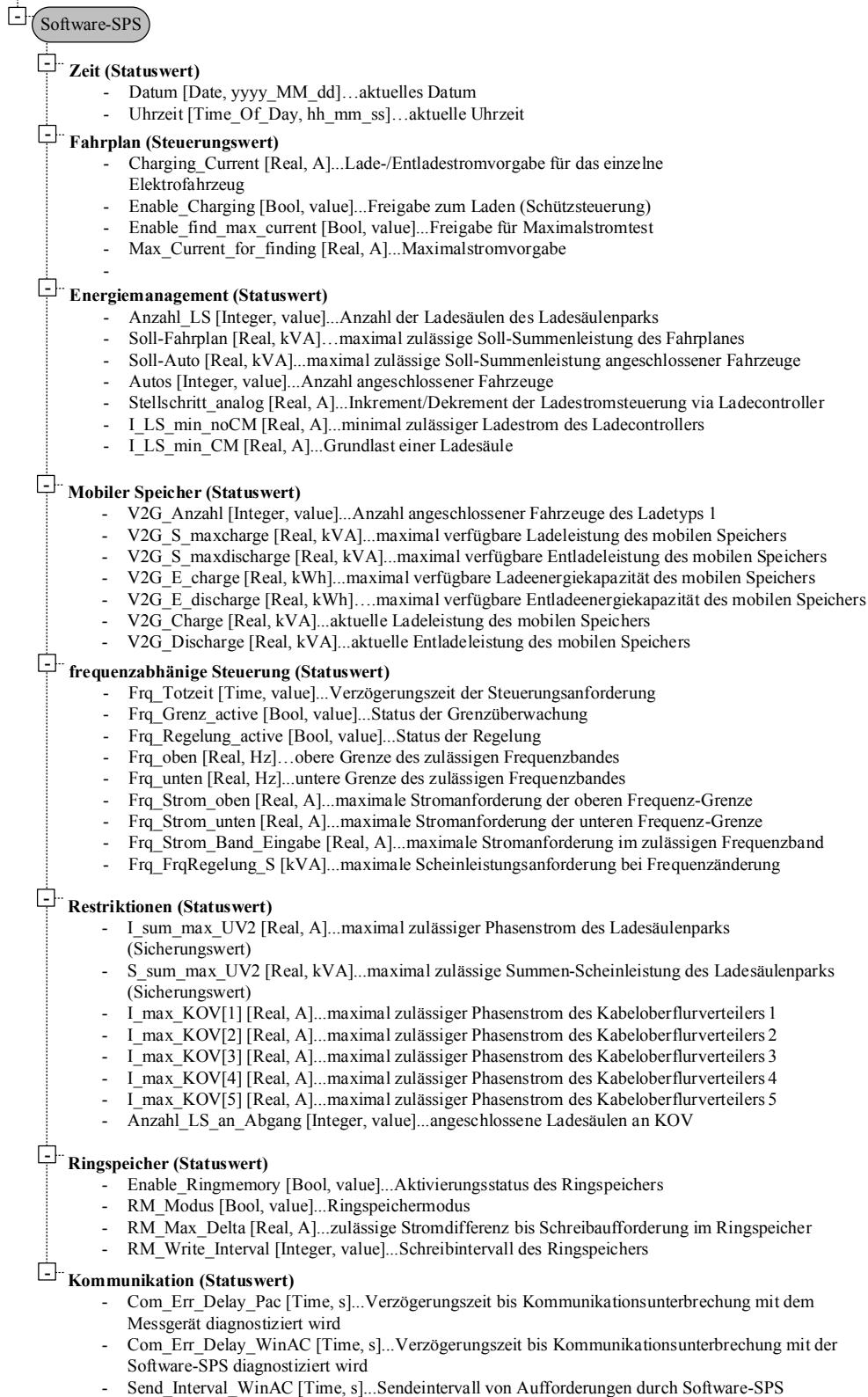


Abbildung 11-6: Typical der Software-SPS des Ladesäulenparks

A 2. Datentabellen und Visualisierung der ausgewerteten Daten im Betrachtungszeitraum

August 2013

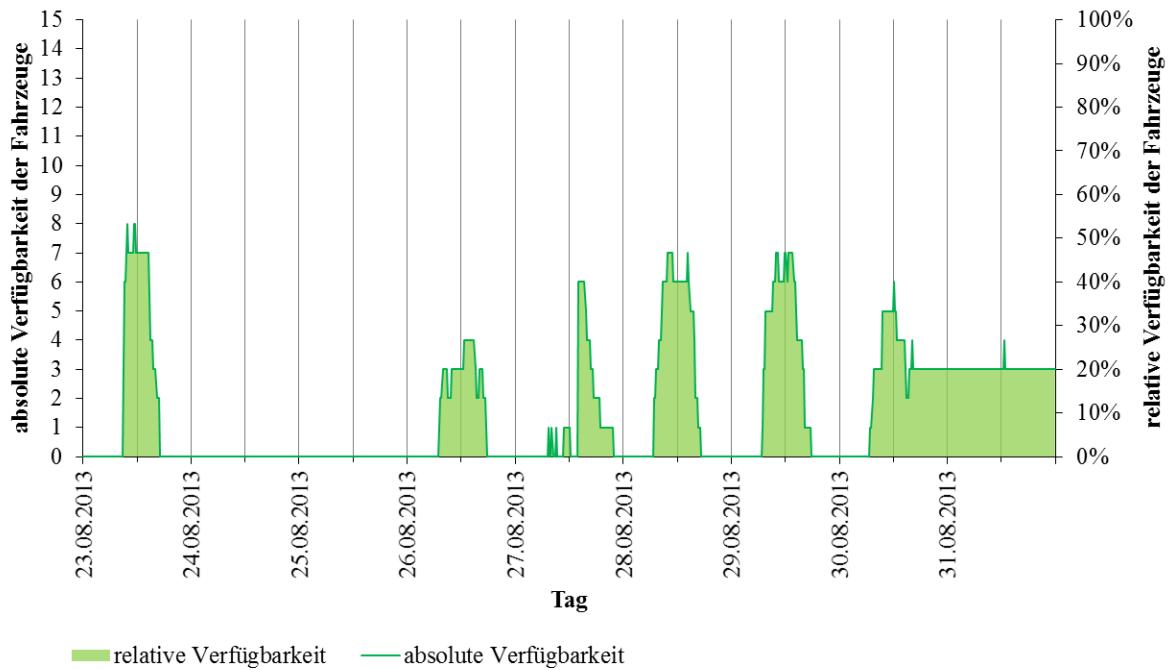


Abbildung 11-7: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im August 2013

Tabelle 11-1: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im August 2013

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
0,45 (1,35)	3,02	4,40	7,75

Tabelle 11-2: Charakteristika der Extrema im August 2013

	Minimum	Maximum
absolute Verfügbarkeit der Fahrzeuge	0	8
relative Verfügbarkeit in %	0	53,33
maximale Nenn-Leistung in kVA	0	77,60
nutzbare Energiekapazität in kWh	0	136,80

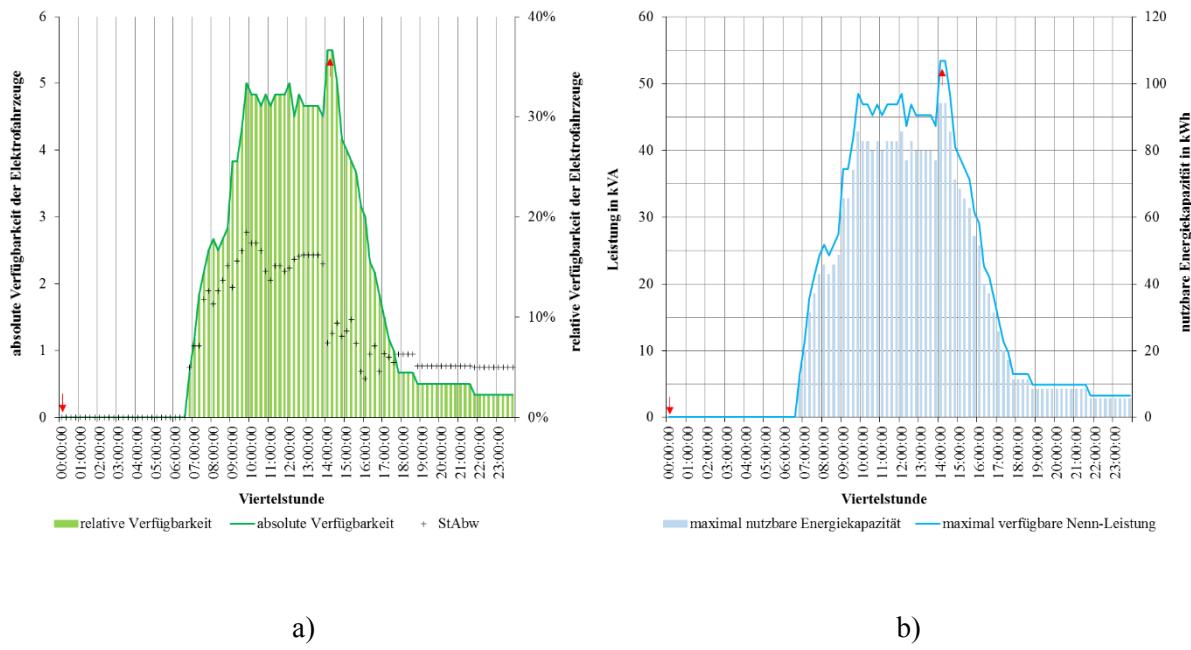


Abbildung 11-8: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats August 2013

a) Arithmetische Mittelwerte und Standardabweichungen der viertelstündlichen Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge (rote Pfeile: Extrema)

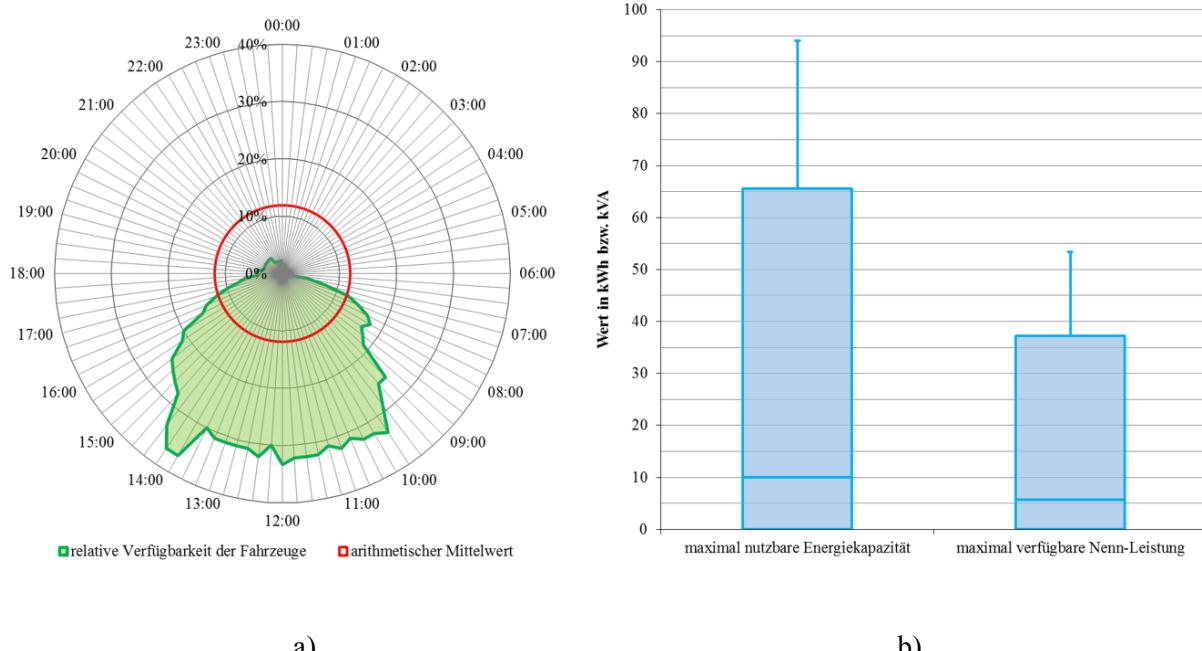
b) energetische Verfügbarkeit im Tagesverlauf (rote Pfeile: Extrema)

Tabelle 11-3: Arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im August 2013

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
1,84 (1,91)	12,27	17,85	31,47

Tabelle 11-4: Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im August 2013

	Minimum	Maximum
Viertelstunde (Uhrzeit)	00:00 – 00:15	14:00 – 14:15
absolute Verfügbarkeit in Fahrzeuge	0	5,5
StAbw in Fahrzeuge	0	1,12
relative Verfügbarkeit in %	0	36,67
maximale Nenn-Leistung in kVA	0	53,35
nutzbare Energiekapazität in kWh	0	94,05

**Abbildung 11-9: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats August 2013**

a) relative Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

b) Verteilungsbereich der nutzbaren Energiekapazität und verfügbaren Nenn-Leistung

Tabelle 11-5: Ergebnisse des Boxplots der Daten im August 2013

	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh	maximal verfügbare Nenn- Leistung in kVA
Maximum	94,05	53,35
Drittes Quartil (75 %)	65,55	37,18
Median	11,40	6,47
Erstes Quartil (25 %)	0,00	0,00
Minimum	0,00	0,00

September 2013

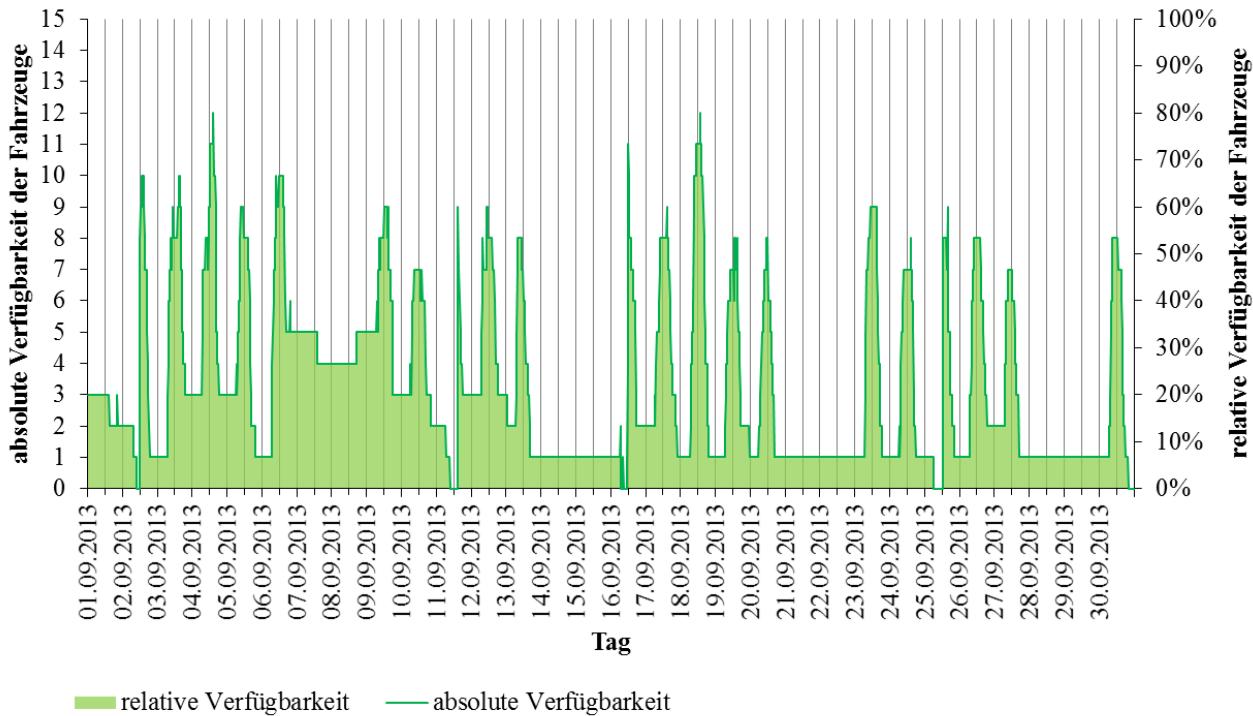


Abbildung 11-10: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im September 2013

Tabelle 11-6: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im September 2013

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
3,21 (2,69)	21,43	31,17	54,96

Tabelle 11-7: Charakteristika der Extrema im September 2013

	Minimum	Maximum
absolute Verfügbarkeit der Fahrzeuge	0	12
relative Verfügbarkeit in %	0	80,00
maximale Nenn-Leistung in kVA	0	116,40
nutzbare Energiekapazität in kWh	0	205,2

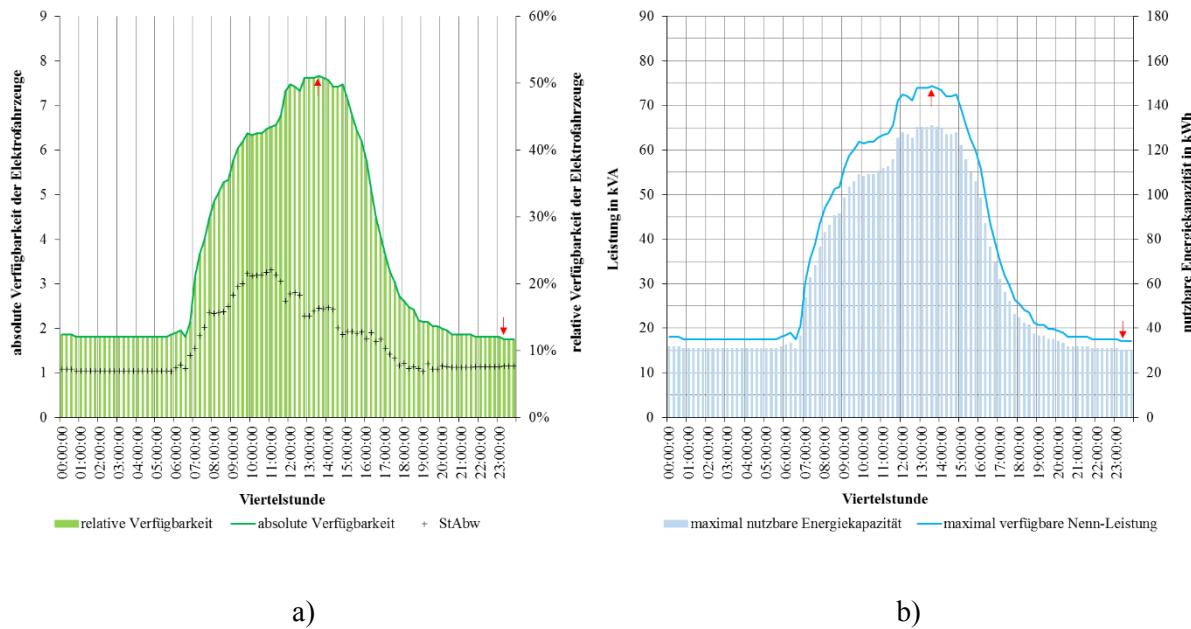


Abbildung 11-11: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats September 2013

a) Arithmetische Mittelwerte und Standardabweichungen der viertelstündlichen Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge (rote Pfeile: Extrema)

b) energetische Verfügbarkeit im Tagesverlauf (rote Pfeile: Extrema)

Tabelle 11-8: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im September 2013

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
3,76 (2,26)	25,05	36,45	64,25

Tabelle 11-9: Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im September 2013

	Minimum	Maximum
Viertelstunde (Uhrzeit)	23:15 – 23:30	13:30 – 13:45
absolute Verfügbarkeit in Fahrzeuge	1,76	7,67
StAbw in Fahrzeuge	1,15	2,46
relative Verfügbarkeit in %	11,75	51,11
maximale Nenn-Leistung in kVA	17,09	74,37
nutzbare Energiekapazität in kWh	30,13	131,10

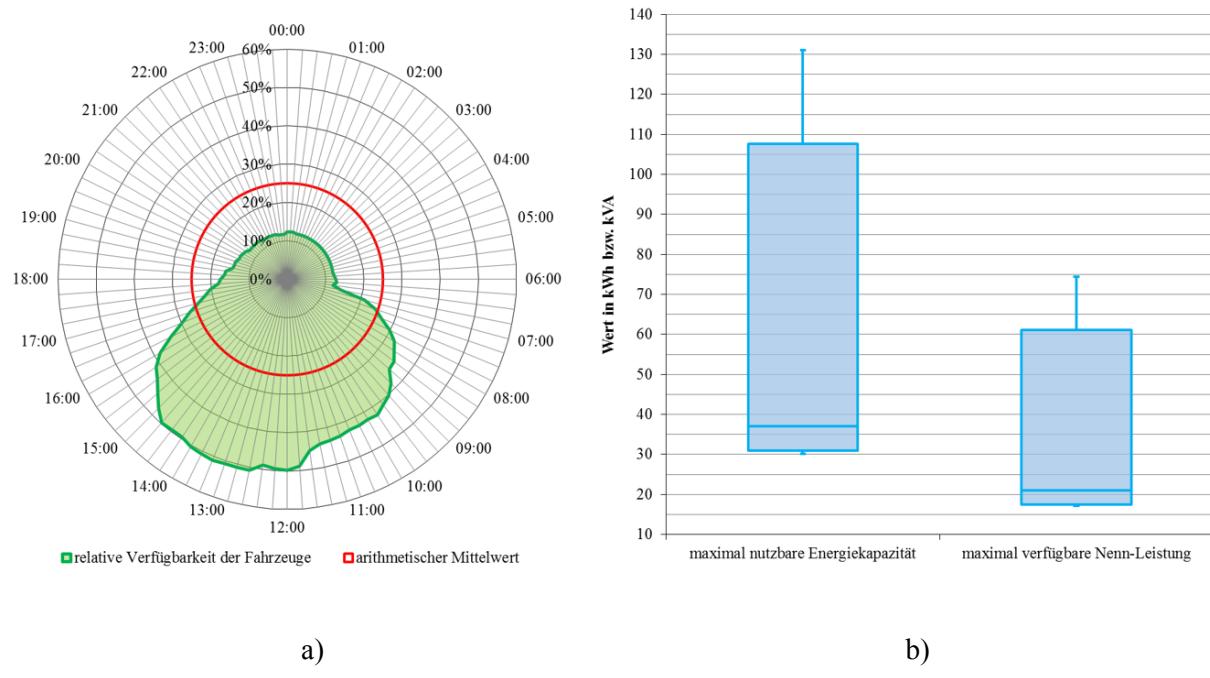


Abbildung 11-12: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats September 2013

a) relative Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

b) Verteilungsbereich der nutzbaren Energiekapazität und verfügbaren Nenn-Leistung

Tabelle 11-10: Ergebnisse des Boxplots der Daten im September 2013

	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh	maximal verfügbare Nenn- Leistung in kVA
Maximum	131,10	74,37
Drittes Quartil (75 %)	107,69	61,09
Median	37,05	21,02
Erstes Quartil (25 %)	30,94	17,55
Minimum	30,13	17,09

Oktober 2013

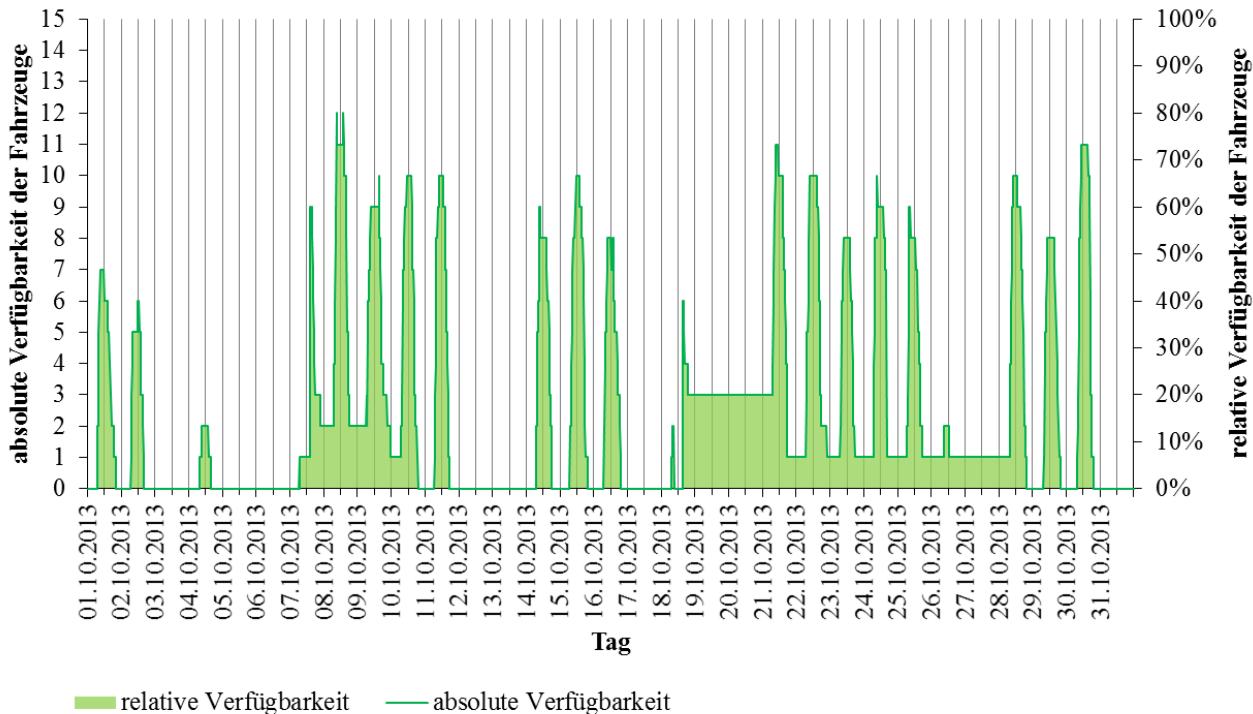


Abbildung 11-13: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Oktober 2013

Tabelle 11-11: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im Oktober 2013

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
2,31 (3,13)	15,37	22,36	39,42

Tabelle 11-12: Charakteristika der Extrema im Oktober 2013

	Minimum	Maximum
absolute Verfügbarkeit der Fahrzeuge	0	12
relative Verfügbarkeit in %	0	80,00
maximale Nenn-Leistung in kVA	0	116,40
nutzbare Energiekapazität in kWh	0	205,2

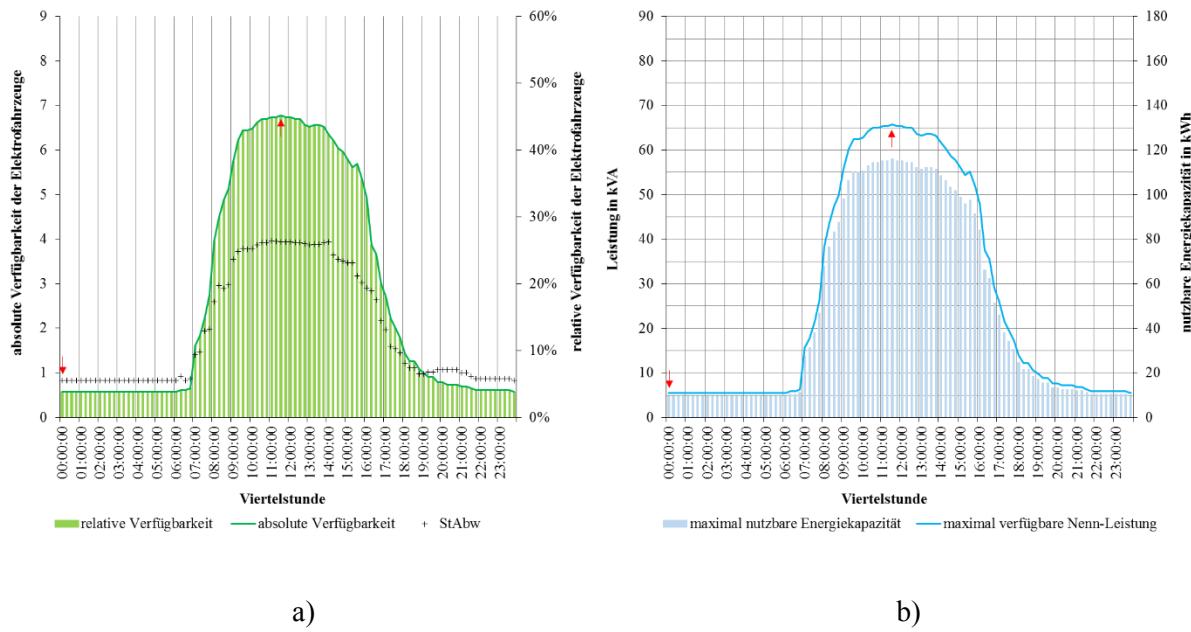


Abbildung 11-14: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Oktober 2013

a) Arithmetische Mittelwerte und Standardabweichungen der viertelständlichen Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge (rote Pfeile: Extrema)

b) energetische Verfügbarkeit im Tagesverlauf (rote Pfeile: Extrema)

Tabelle 11-13: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im Oktober 2013

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
2,75 (2,54)	18,35	26,70	47,07

Tabelle 11-14: Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im Oktober 2013

	Minimum	Maximum
Viertelstunde (Uhrzeit)	00:00 – 00:15	11:30 – 11:45
absolute Verfügbarkeit in Fahrzeuge	0,57	6,78
StAbw in Fahrzeuge	0,82	3,93
relative Verfügbarkeit in %	3,77	45,22
maximale Nenn-Leistung in kVA	5,48	65,79
nutzbare Energiekapazität in kWh	9,67	115,98

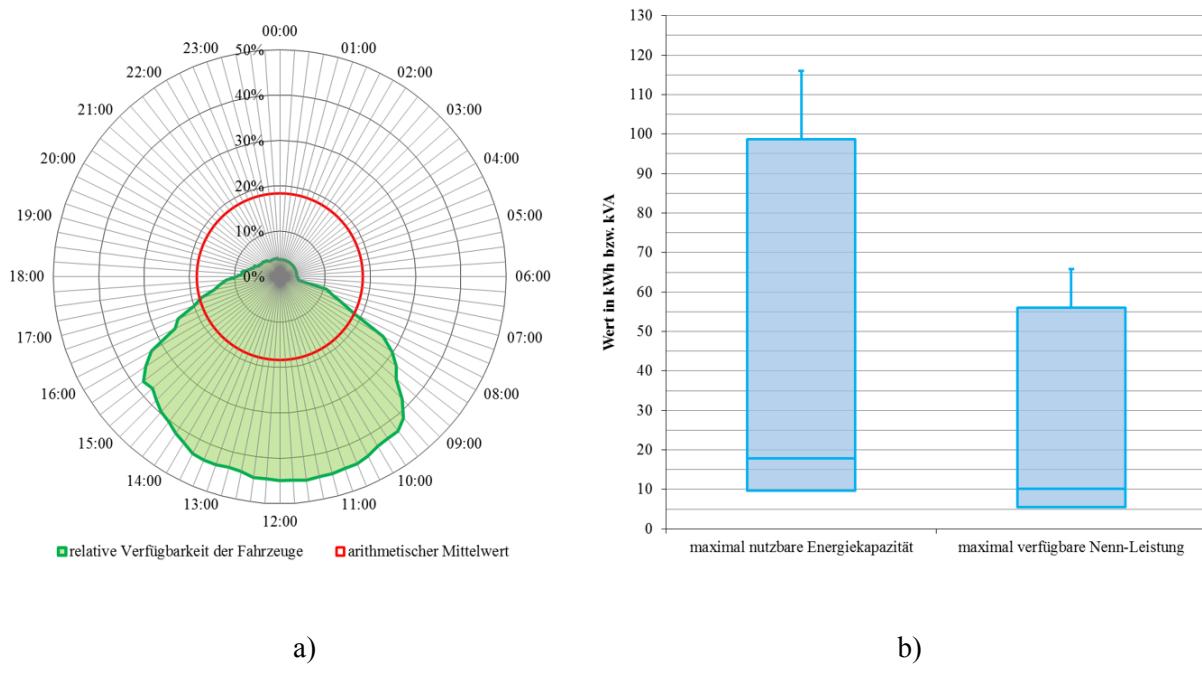


Abbildung 11-15: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Oktober 2013

a) relative Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

b) Verteilungsbereich der nutzbaren Energiekapazität und verfügbaren Nenn-Leistung

Tabelle 11-15: Ergebnisse des Boxplots der Daten im Oktober 2013

	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh	maximal verfügbare Nenn- Leistung in kVA
Maximum	115,98	65,79
Drittes Quartil (75 %)	98,70	55,99
Median	17,84	10,12
Erstes Quartil (25 %)	9,67	5,48
Minimum	9,67	5,48

November 2013

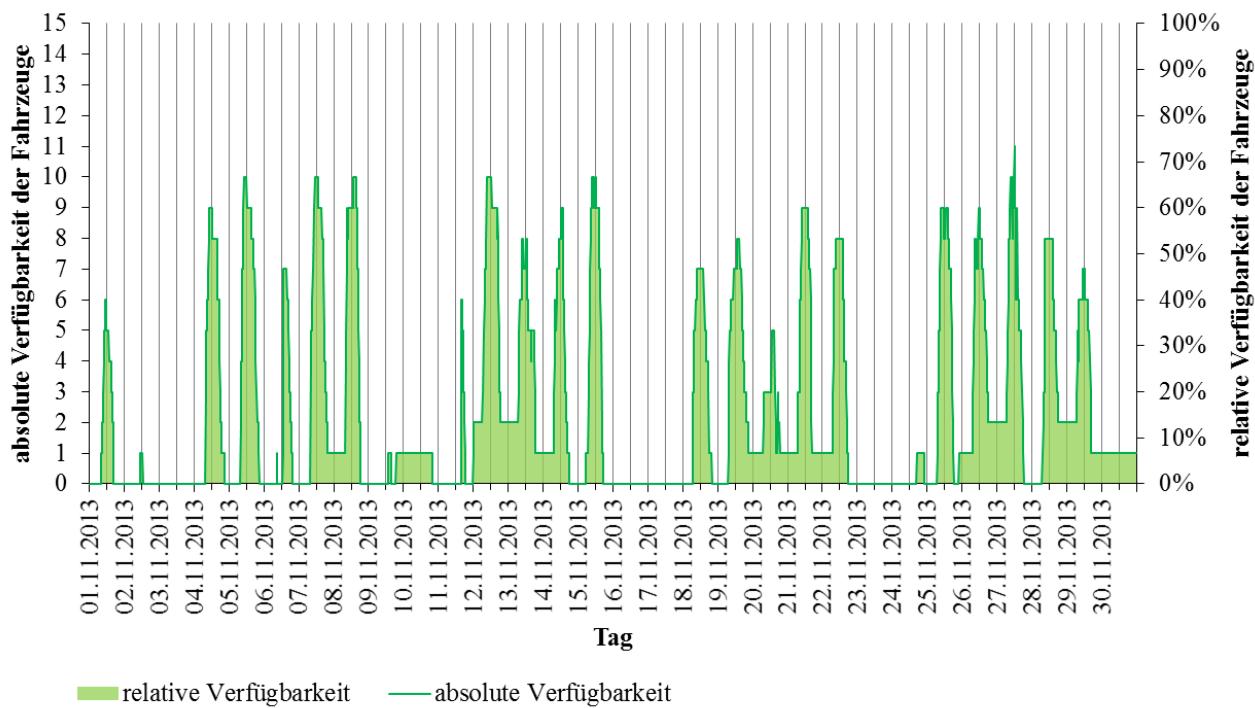


Abbildung 11-16: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im November 2013

Tabelle 11-16: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im November 2013

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
2,18 (3,00)	14,56	21,18	37,34

Tabelle 11-17: Charakteristika der Extrema im November 2013

	Minimum	Maximum
absolute Verfügbarkeit der Fahrzeuge	0	11
relative Verfügbarkeit in %	0	73,33
maximale Nenn-Leistung in kVA	0	106,70
nutzbare Energiekapazität in kWh	0	188,10

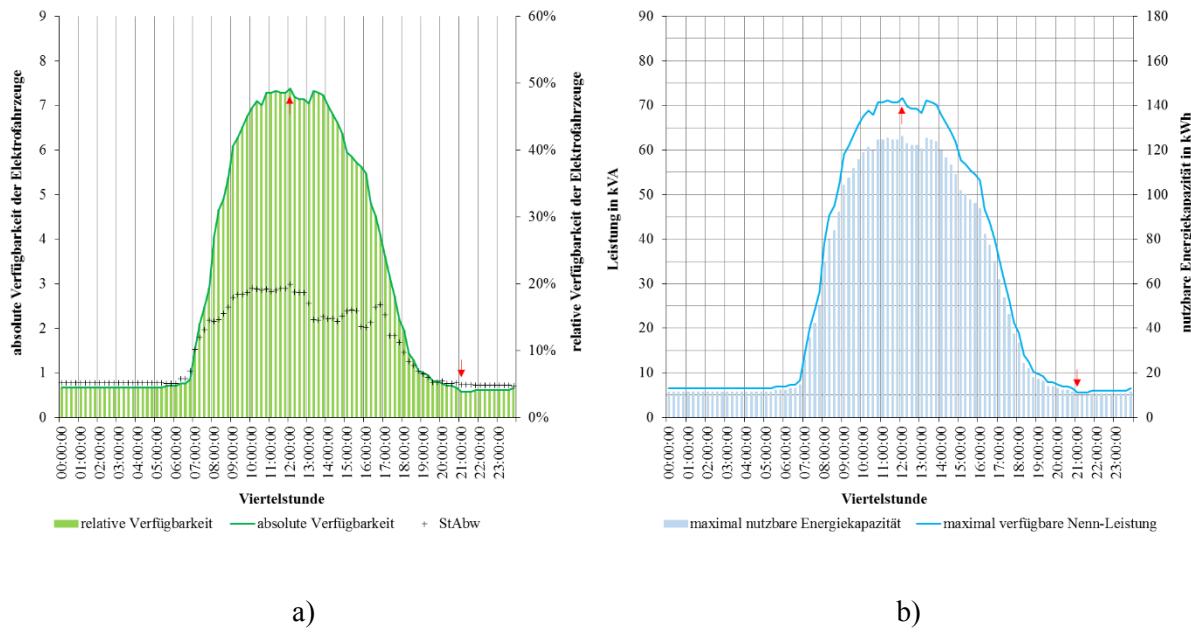


Abbildung 11-17: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats November 2013

a) Arithmetische Mittelwerte und Standardabweichungen der viertelstündlichen Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge (rote Pfeile: Extrema)

b) energetische Verfügbarkeit im Tagesverlauf (rote Pfeile: Extrema)

Tabelle 11-18: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im November 2013

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
3,00 (2,73)	20,01	29,11	51,33

Tabelle 11-19: Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im November 2013

	Minimum	Maximum
Viertelstunde (Uhrzeit)	21:00 – 21:15	12:00 – 12:15
absolute Verfügbarkeit in Fahrzeuge	0,57	7,38
StAbw in Fahrzeuge	0,73	2,98
relative Verfügbarkeit in %	3,81	49,21
maximale Nenn-Leistung in kVA	5,54	71,60
nutzbare Energiekapazität in kWh	9,77	126,21

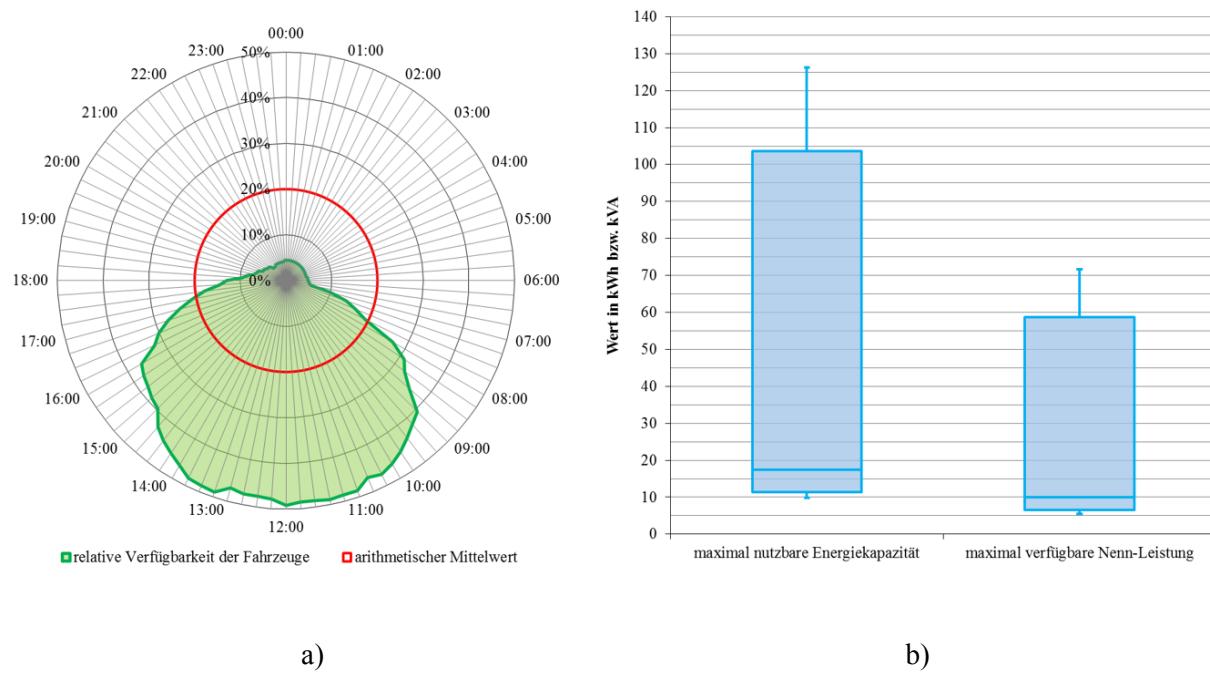


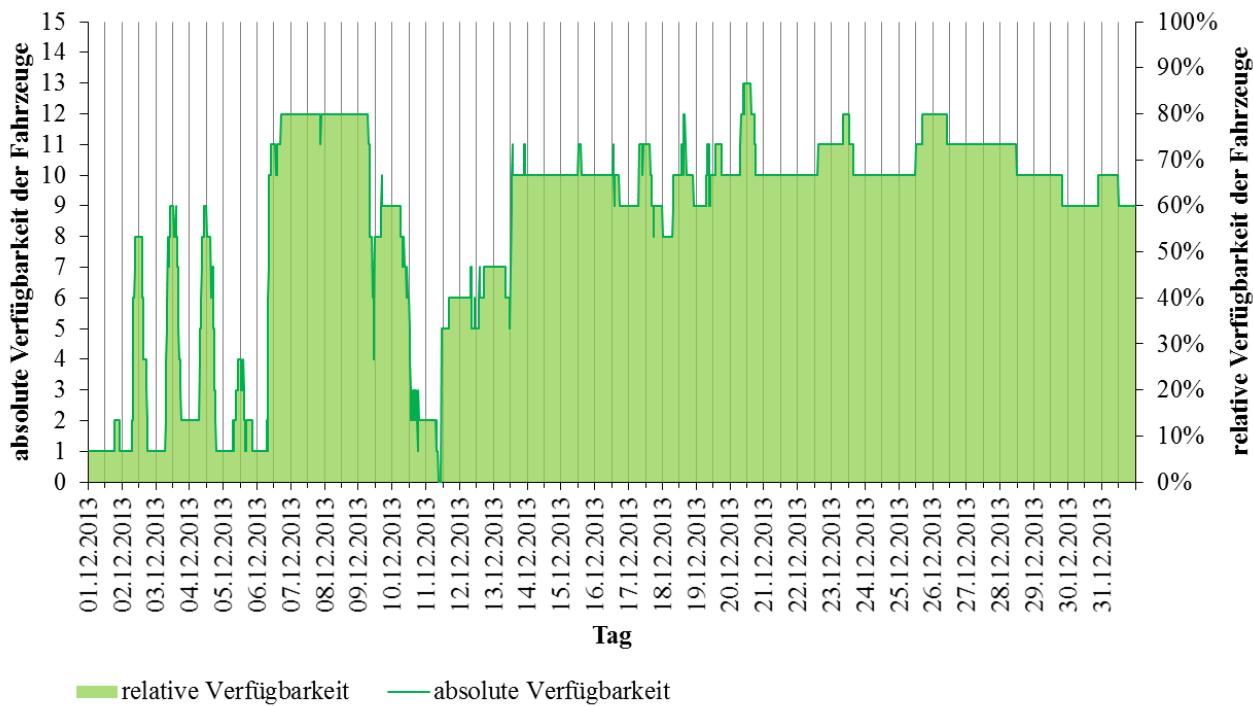
Abbildung 11-18: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats November 2013

a) relative Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

b) Verteilungsbereich der nutzbaren Energiekapazität und verfügbaren Nenn-Leistung

Tabelle 11-20: Ergebnisse des Boxplots der Daten im November 2013

	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh	maximal verfügbare Nenn- Leistung in kVA
Maximum	126,21	71,60
Drittes Quartil (75 %)	103,62	58,78
Median	17,51	9,93
Erstes Quartil (25 %)	11,40	6,47
Minimum	9,77	5,54

Dezember 2013**Abbildung 11-19: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Dezember 2013****Tabelle 11-21: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im Dezember 2013**

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
8,47 (3,43)	56,46	82,15	144,83

Tabelle 11-22: Charakteristika der Extrema im Dezember 2013

	Minimum	Maximum
absolute Verfügbarkeit der Fahrzeuge	0	13
relative Verfügbarkeit in %	0	86,67
maximale Nenn-Leistung in kVA	0	126,10
nutzbare Energiekapazität in kWh	0	222,30

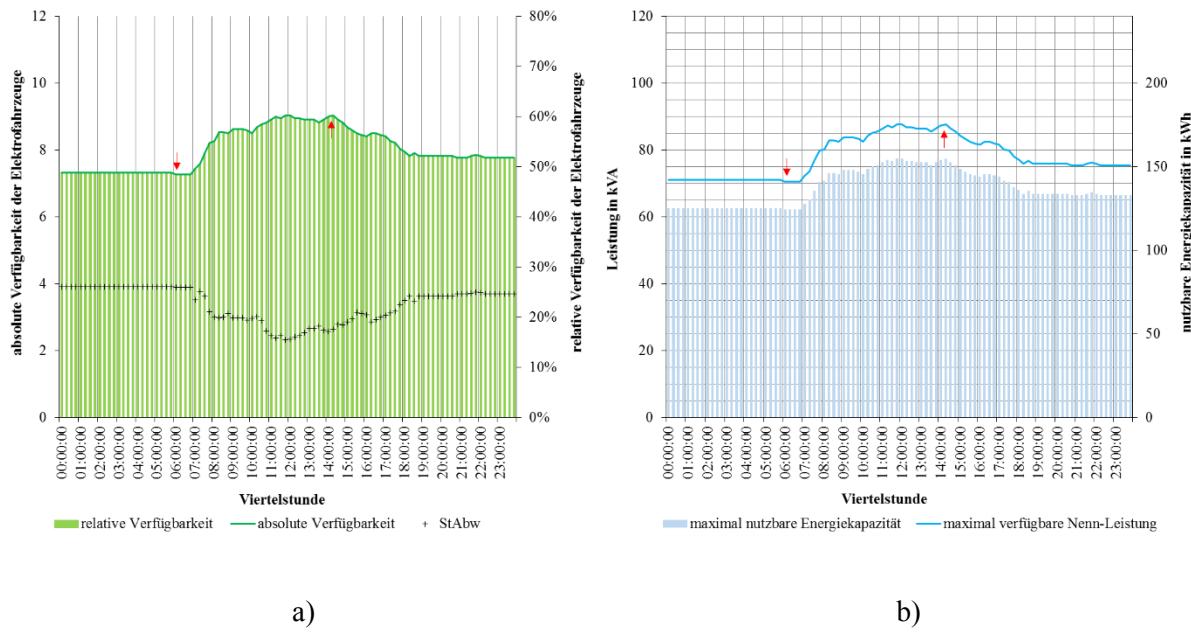


Abbildung 11-20: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Dezember 2013

a) Arithmetische Mittelwerte und Standardabweichungen der viertelständlichen Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge (rote Pfeile: Extrema)

b) energetische Verfügbarkeit im Tagesverlauf (rote Pfeile: Extrema)

Tabelle 11-23: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im Dezember 2013

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
8,03 (0,61)	53,52	77,87	137,27

Tabelle 11-24: Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im Dezember 2013

	Minimum	Maximum
Viertelstunde (Uhrzeit)	06:00 – 06:15	11:45 – 12:00
absolute Verfügbarkeit in Fahrzeuge	7,27	9,05
StAbw in Fahrzeuge	3,90	2,34
relative Verfügbarkeit in %	48,49	60,30
maximale Nenn-Leistung in kVA	70,55	87,74
nutzbare Energiekapazität in kWh	124,36	154,68

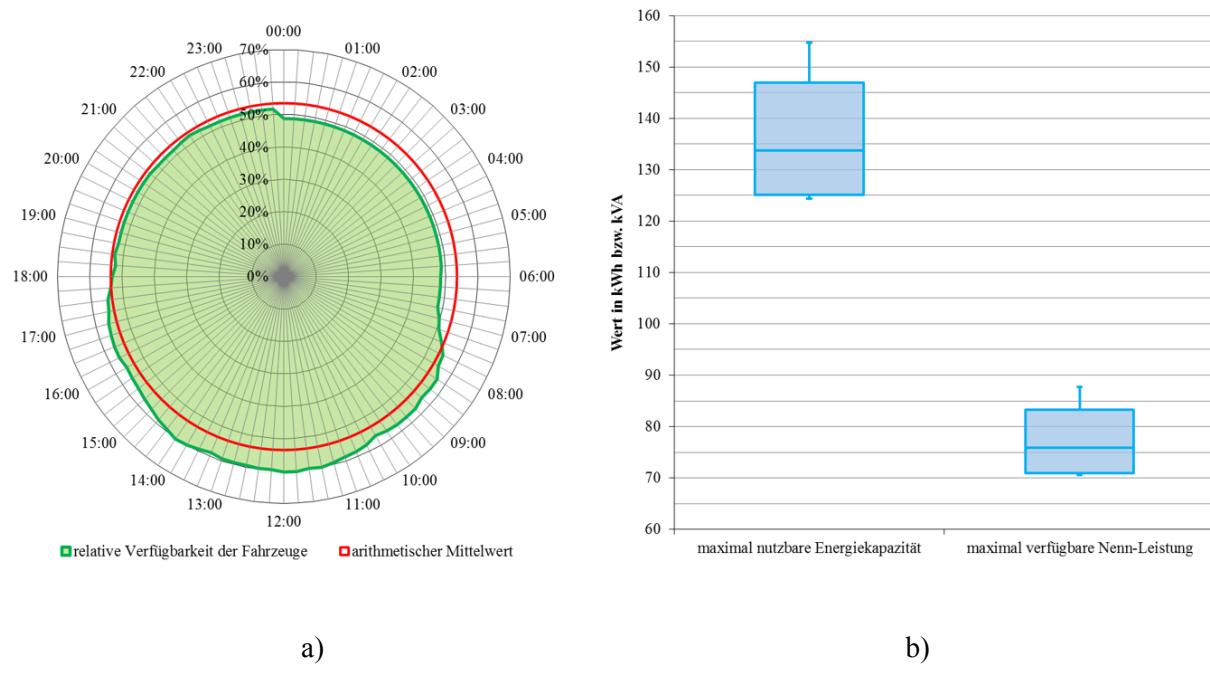


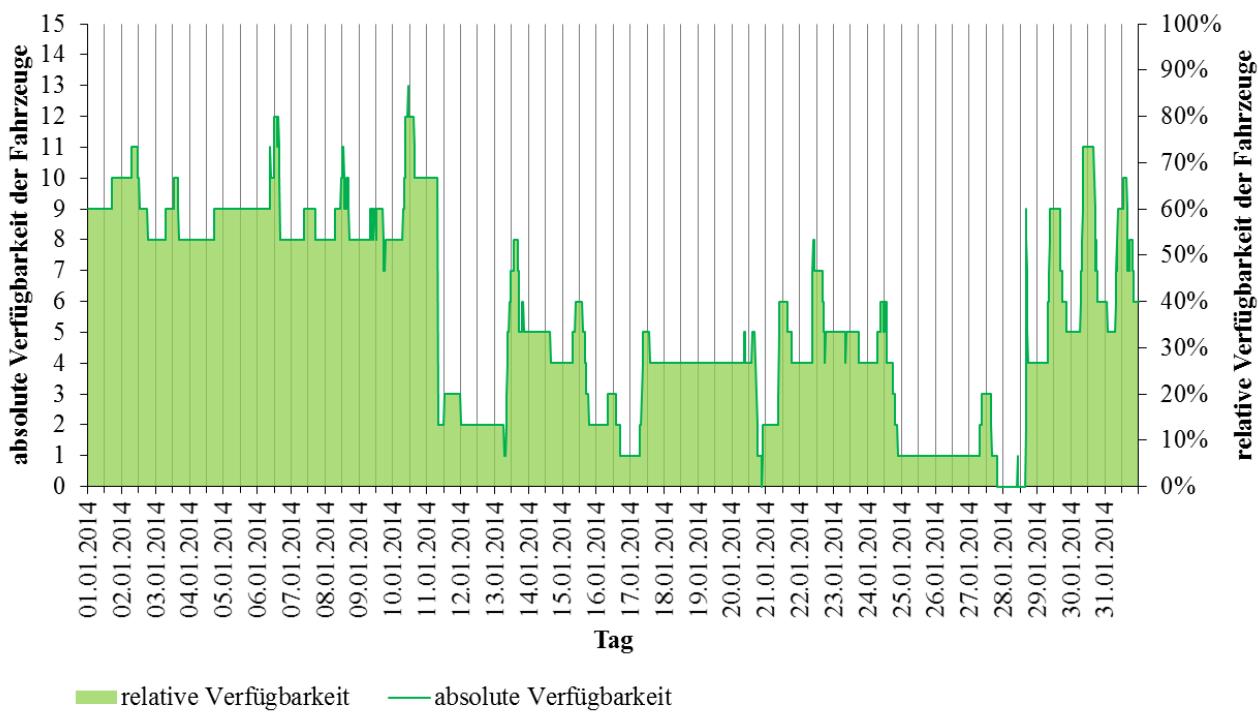
Abbildung 11-21: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Dezember 2013

a) relative Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

b) Verteilungsbereich der nutzbaren Energiekapazität und verfügbaren Nenn-Leistung

Tabelle 11-25: Ergebnisse des Boxplots der Daten im Dezember 2013

	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh	maximal verfügbare Nenn- Leistung in kVA
Maximum	154,68	87,74
Drittes Quartil (75 %)	146,90	83,33
Median	133,69	75,84
Erstes Quartil (25 %)	125,14	70,99
Minimum	124,36	70,55

Januar 2014**Abbildung 11-22: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Januar 2014****Tabelle 11-26: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im Januar 2014**

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
5,47 (3,14)	36,45	53,03	93,49

Tabelle 11-27: Charakteristika der Extrema im Januar 2014

	Minimum	Maximum
absolute Verfügbarkeit der Fahrzeuge	0	13
relative Verfügbarkeit in %	0	86,67
maximale Nenn-Leistung in kVA	0	126,10
nutzbare Energiekapazität in kWh	0	222,30

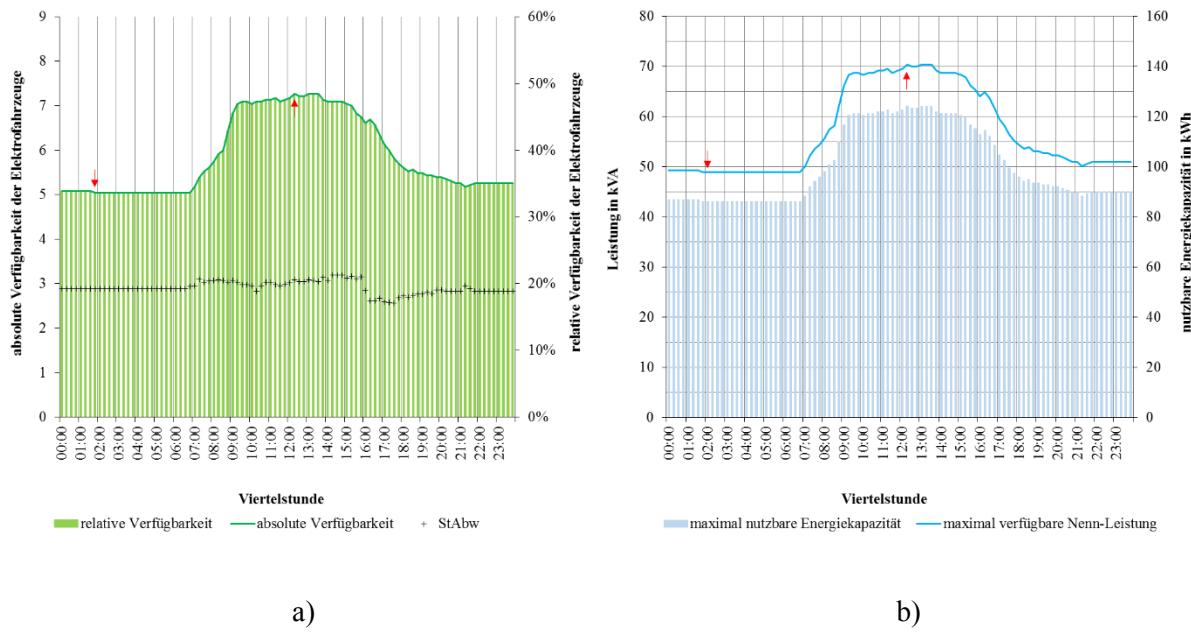


Abbildung 11-23: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Januar 2014

a) Arithmetische Mittelwerte und Standardabweichungen der viertelständlichen Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge (rote Pfeile: Extrema)

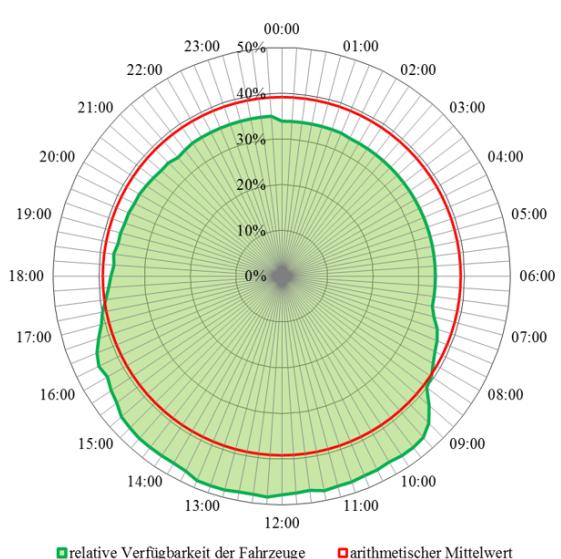
b) energetische Verfügbarkeit im Tagesverlauf (rote Pfeile: Extrema)

Tabelle 11-28: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im Januar 2014

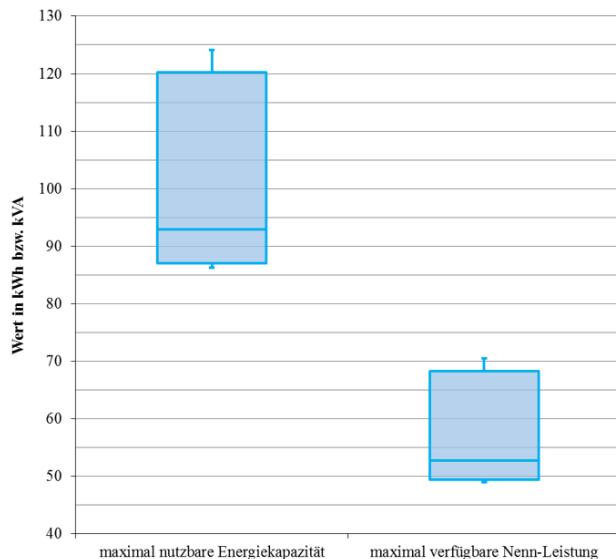
verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
5,88 (0,86)	39,17	56,99	100,47

Tabelle 11-29: Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im Januar 2014

	Minimum	Maximum
Viertelstunde (Uhrzeit)	01:45 – 02:00	12:15 – 12:30
absolute Verfügbarkeit in Fahrzeuge	5,04	7,26
StAbw in Fahrzeuge	2,88	3,08
relative Verfügbarkeit in %	33,62	48,41
maximale Nenn-Leistung in kVA	48,92	70,43
nutzbare Energiekapazität in kWh	86,24	124,16



a)



b)

Abbildung 11-24: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Januar 2014

a) relative Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

b) Verteilungsbereich der nutzbaren Energiekapazität und verfügbaren Nenn-Leistung

Tabelle 11-30: Ergebnisse des Boxplots der Daten im Januar 2014

	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh	maximal verfügbare Nenn- Leistung in kVA
Maximum	124,16	70,43
Drittes Quartil (75 %)	120,26	68,22
Median	92,93	52,72
Erstes Quartil (25 %)	86,99	49,34
Minimum	86,24	48,92

Februar 2014

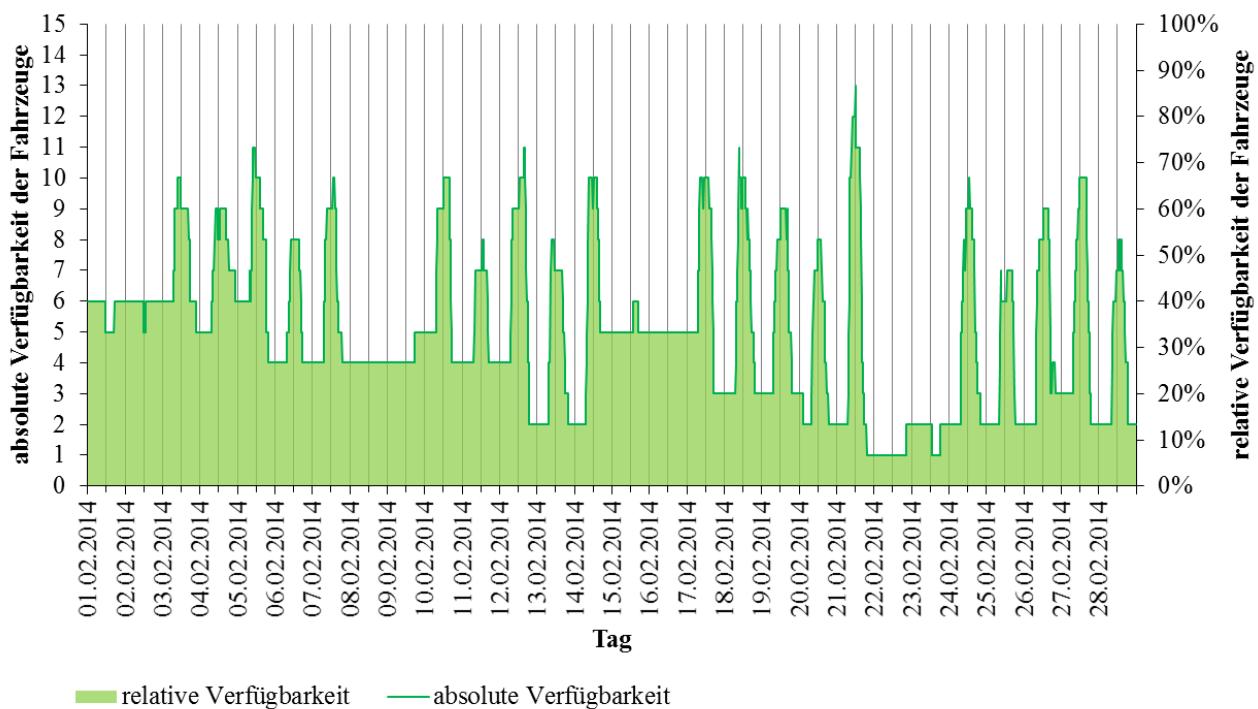


Abbildung 11-25: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Februar 2014

Tabelle 11-31: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im Februar 2014

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
4,97 (2,54)	33,15	48,23	85,03

Tabelle 11-32: Charakteristika der Extrema im Februar 2014

	Minimum	Maximum
absolute Verfügbarkeit der Fahrzeuge	1	13
relative Verfügbarkeit in %	6,67	86,67
maximale Nenn-Leistung in kVA	9,70	126,10
nutzbare Energiekapazität in kWh	17,10	222,30

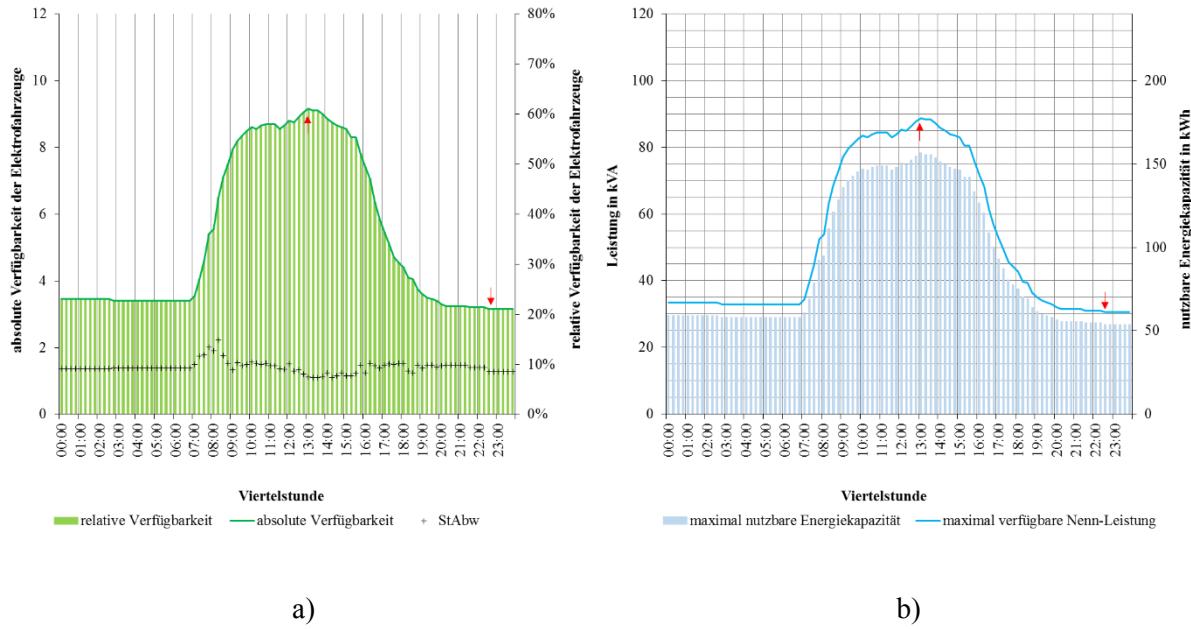


Abbildung 11-26: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Februar 2014

a) Arithmetische Mittelwerte und Standardabweichungen der viertelstündlichen Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge (rote Pfeile: Extrema)

b) energetische Verfügbarkeit im Tagesverlauf (rote Pfeile: Extrema)

Tabelle 11-33: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im Februar 2014

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
5,31 (2,34)	35,40	51,50	90,79

Tabelle 11-34: Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im Februar 2014

	Minimum	Maximum
Viertelstunde (Uhrzeit)	22:30 – 22:45	13:00 – 13:15
absolute Verfügbarkeit in Fahrzeuge	3,15	9,15
StAbw in Fahrzeuge	1,28	1,11
relative Verfügbarkeit in %	21,00	61,00
maximale Nenn-Leistung in kVA	30,56	88,76
nutzbare Energiekapazität in kWh	53,87	156,47

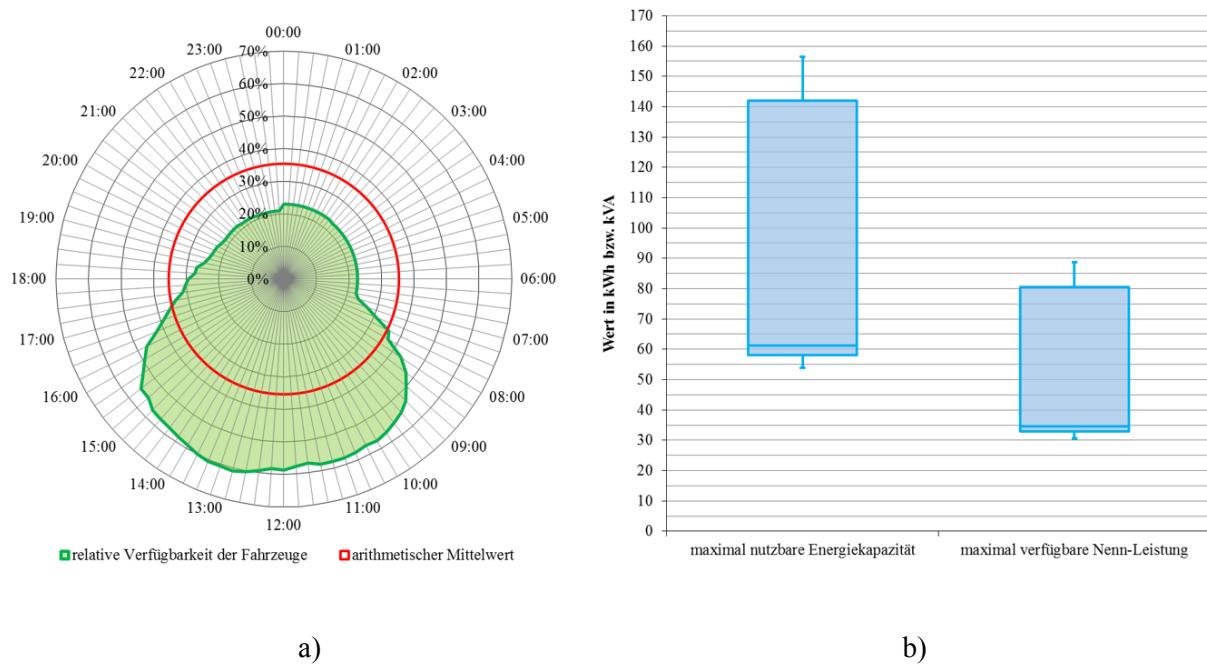


Abbildung 11-27: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Februar 2014

a) relative Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

b) Verteilungsbereich der nutzbaren Energiekapazität und verfügbaren Nenn-Leistung

Tabelle 11-35: Ergebnisse des Boxplots der Daten im Februar 2014

	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh	maximal verfügbare Nenn- Leistung in kVA
Maximum	156,47	88,76
Drittes Quartil (75 %)	141,93	80,51
Median	61,13	34,68
Erstes Quartil (25 %)	58,14	32,98
Minimum	53,87	30,56

März 2014

Bemerkung: Einige Daten im März 2014 waren fehlerhaft. An insgesamt neun Ladesäulen gab es im Monatsverlauf Fehler bei der korrekten Zeitstempelprägung. Dies betrifft insgesamt 18 Ladevorgänge. Zehn davon am 18.03.2014 und vier am 26.03.2014. Die restlichen vier verteilen sich auf den 13.03., 19.03., 21.03. und 27.03.2014. Die Datensätze wurden gelöscht, da die Ankunftszeiten nicht mehr identifizierbar waren.

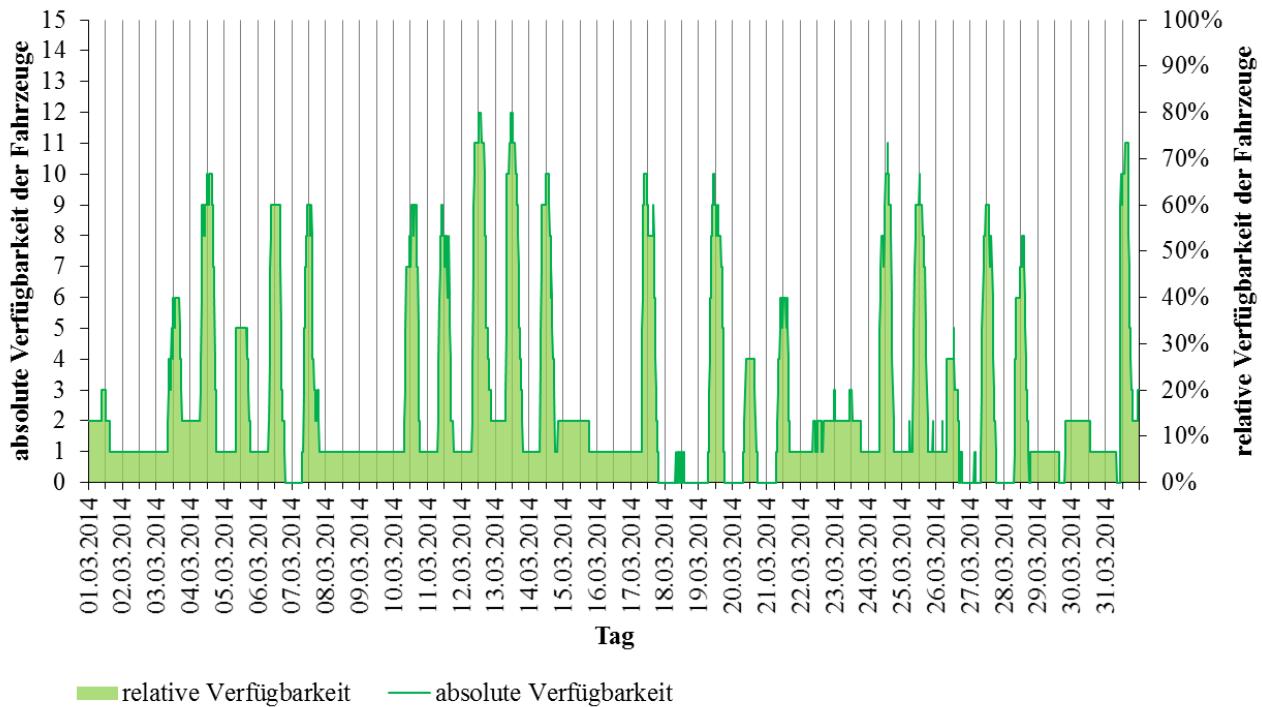


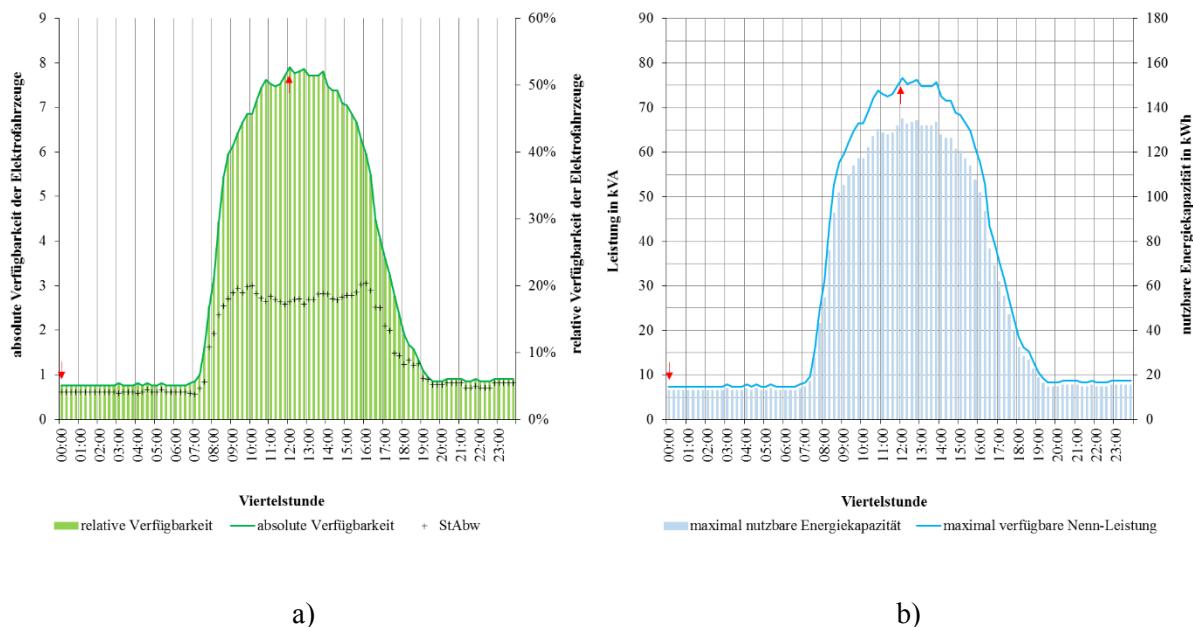
Abbildung 11-28: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im März 2014

Tabelle 11-36: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im März 2014

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
2,60 (2,95)	17,34	25,23	44,48

Tabelle 11-37: Charakteristika der Extrema im März 2014

	Minimum	Maximum
absolute Verfügbarkeit der Fahrzeuge	0	12
relative Verfügbarkeit in %	0	80,00
maximale Nenn-Leistung in kVA	0	116,40
nutzbare Energiekapazität in kWh	0	205,20

**Abbildung 11-29: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats März 2014**

a) Arithmetische Mittelwerte und Standardabweichungen der viertelständlichen Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge (rote Pfeile: Extrema)

b) energetische Verfügbarkeit im Tagesverlauf (rote Pfeile: Extrema)

Tabelle 11-38: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittwochentag im März 2014

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
3,20 (2,88)	21,30	31,00	54,64

Tabelle 11-39: Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittwochentag im März 2014

	Minimum	Maximum
Viertelstunde (Uhrzeit)	00:00 – 00:15	12:00 – 12:15
absolute Verfügbarkeit in Fahrzeuge	0,76	7,90
StAbw in Fahrzeuge	0,61	2,64
relative Verfügbarkeit in %	5,08	52,70
maximale Nenn-Leistung in kVA	7,39	76,68
nutzbare Energiekapazität in kWh	13,03	135,17

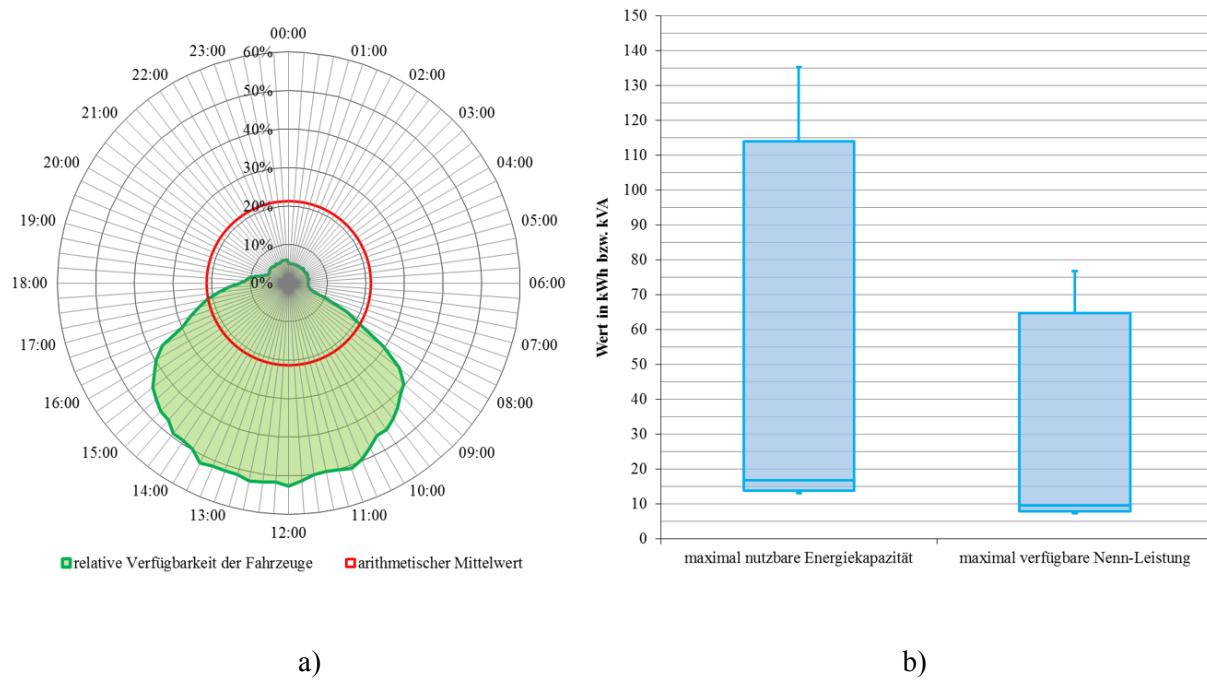


Abbildung 11-30: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittwochentag des Monats März 2014

a) relative Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

b) Verteilungsbereich der nutzbaren Energiekapazität und verfügbaren Nenn-Leistung

Tabelle 11-40: Ergebnisse des Boxplots der Daten im März 2014

	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh	maximal verfügbare Nenn-Leistung in kVA
Maximum	135,17	76,68
Drittes Quartil (75 %)	114,00	64,67
Median	16,69	9,47
Erstes Quartil (25 %)	13,84	7,85
Minimum	13,03	7,39

April 2014

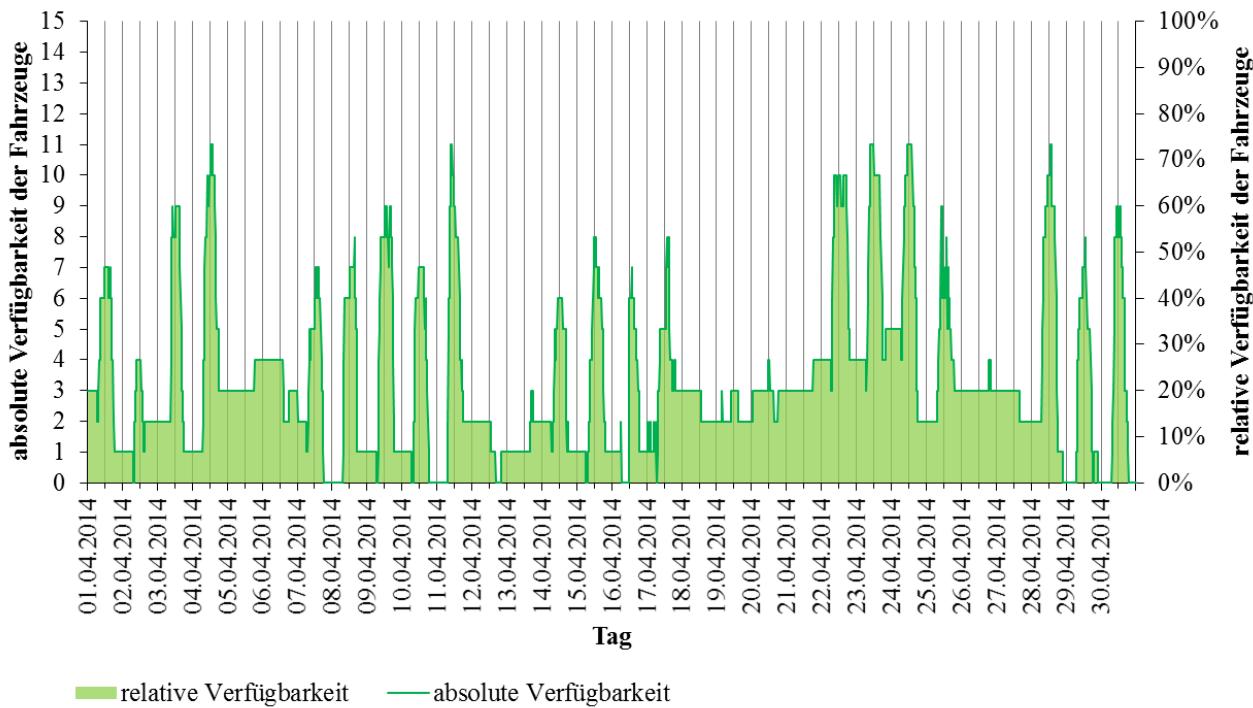


Abbildung 11-31: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im April 2014

Tabelle 11-41: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im April 2014

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
3,30 (2,60)	22,03	32,05	56,51

Tabelle 11-42: Charakteristika der Extrema im April 2014

	Minimum	Maximum
absolute Verfügbarkeit der Fahrzeuge	0	11
relative Verfügbarkeit in %	0	73,33
maximale Nenn-Leistung in kVA	0	106,7
nutzbare Energiekapazität in kWh	0	188,1

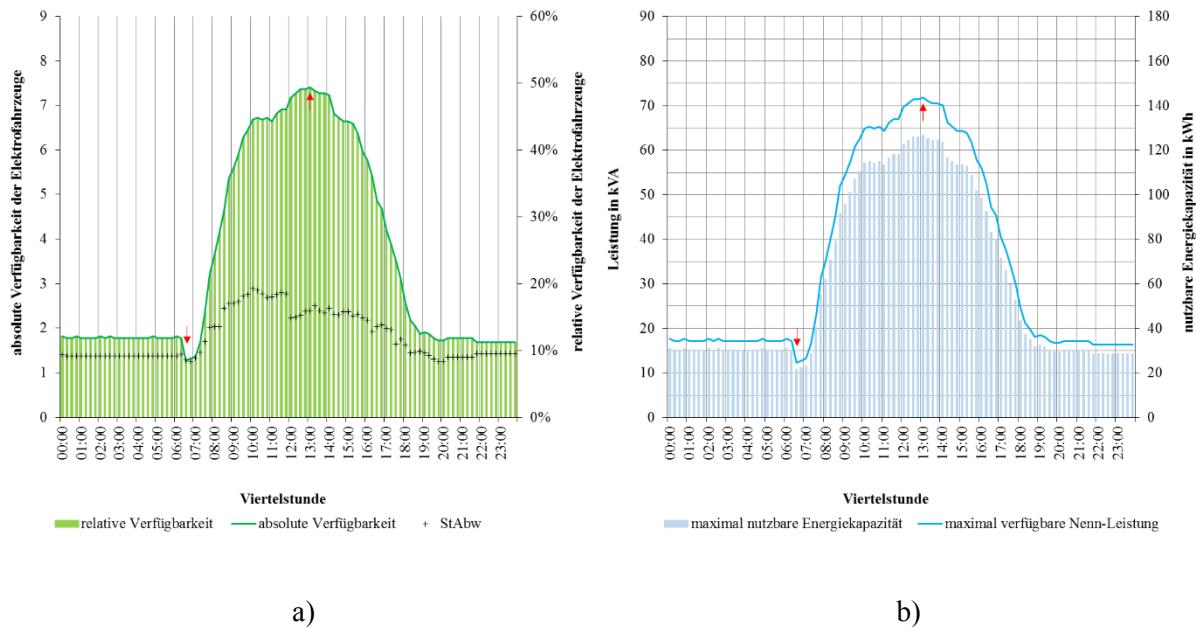


Abbildung 11-32: Verfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats April 2014

a) Arithmetische Mittelwerte und Standardabweichungen der viertelstündlichen Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge (rote Pfeile: Extrema)

b) energetische Verfügbarkeit im Tagesverlauf (rote Pfeile: Extrema)

Tabelle 11-43: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittelwochentag im April 2014

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
3,58 (2,26)	23,88	34,74	61,25

Tabelle 11-44: Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im April 2014

	Minimum	Maximum
Viertelstunde (Uhrzeit)	06:30 – 06:45	13:00 – 13:15
absolute Verfügbarkeit in Fahrzeuge	1,27	7,41
StAbw in Fahrzeuge	1,29	2,39
relative Verfügbarkeit in %	8,48	49,39
maximale Nenn-Leistung in kVA	12,35	71,87
nutzbare Energiekapazität in kWh	21,76	126,70

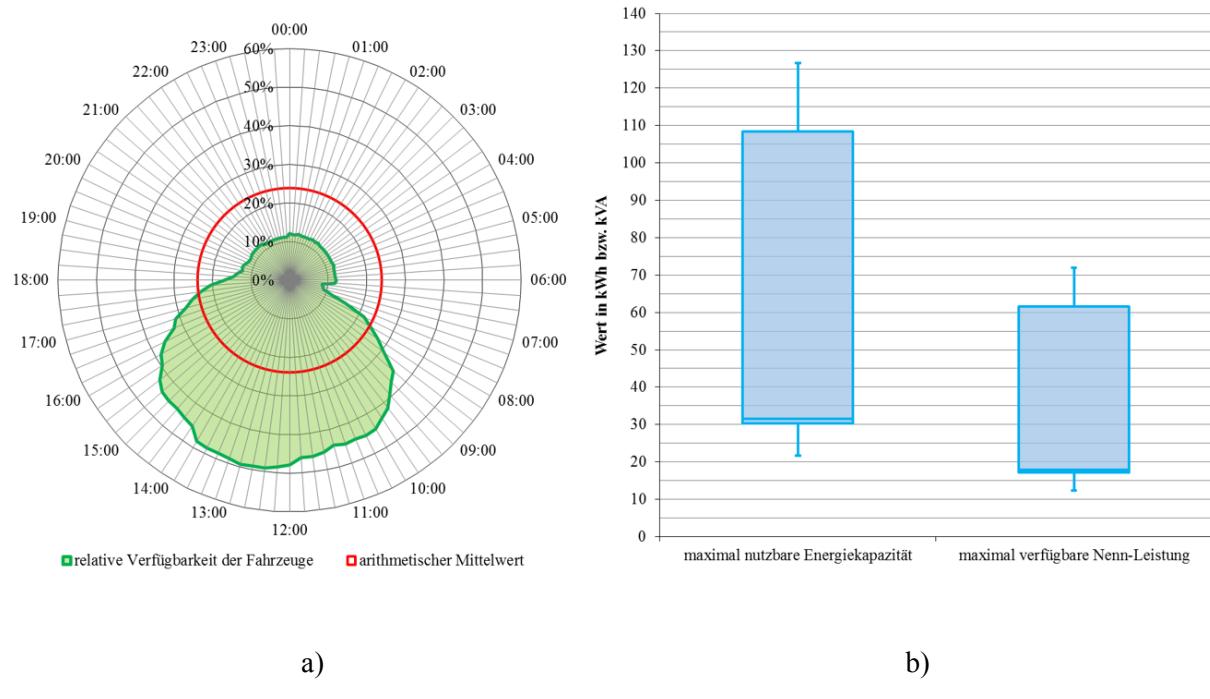
**Abbildung 11-33: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats April 2014****a) relative Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge****b) Verteilungsbereich der nutzbaren Energiekapazität und verfügbaren Nenn-Leistung**

Tabelle 11-45: Ergebnisse des Boxplots der Daten im April 2014

	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh	maximal verfügbare Nenn- Leistung in kVA
Maximum	126,70	71,87
Drittes Quartil (75 %)	108,43	61,51
Median	31,48	17,86
Erstes Quartil (25 %)	30,31	17,20
Minimum	21,76	12,35

Mai 2014

Vom 29.05. bis 31.05. lagen keine Messreihen vor, da das EMS gewartet wurde.

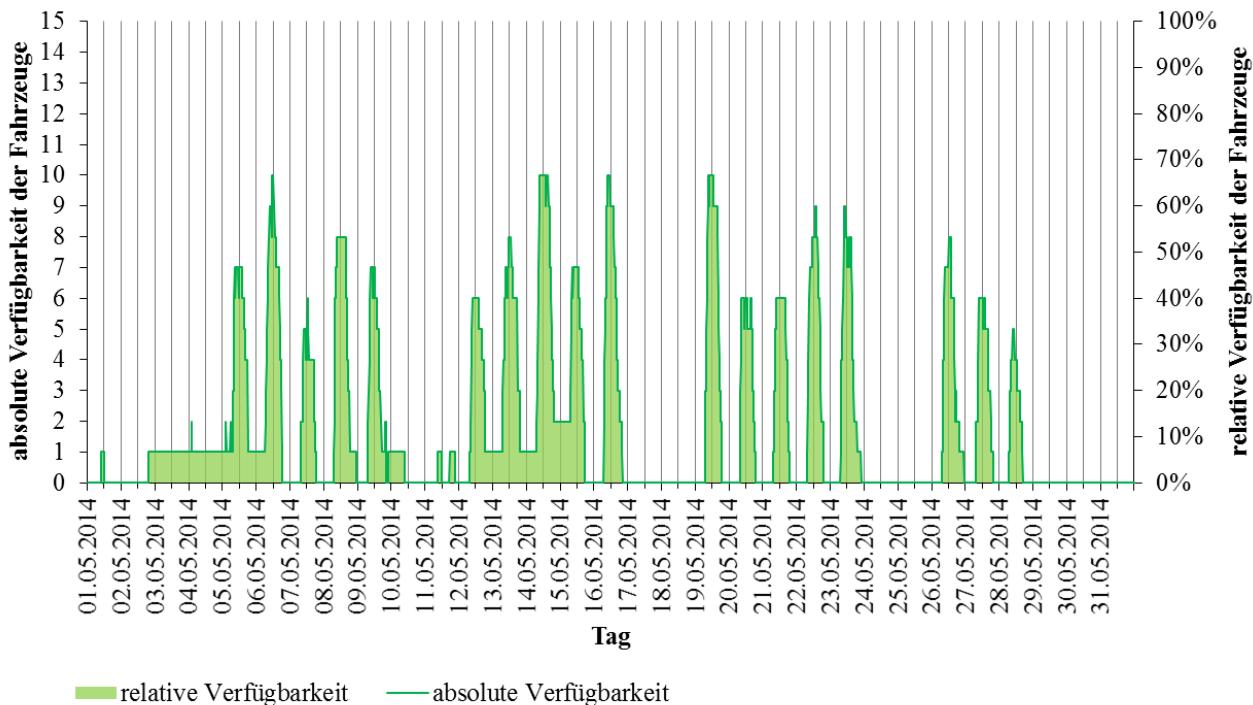


Abbildung 11-34: Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Mai 2014

Tabelle 11-46: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers im Mai 2014

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
1,75 (2,70)	11,66	16,96	29,90

Tabelle 11-47: Charakteristika der Extrema im Mai 2014

	Minimum	Maximum
absolute Verfügbarkeit der Fahrzeuge	0	10
relative Verfügbarkeit in %	0	66,67
maximale Nenn-Leistung in kVA	0	97,00
nutzbare Energiekapazität in kWh	0	171,00

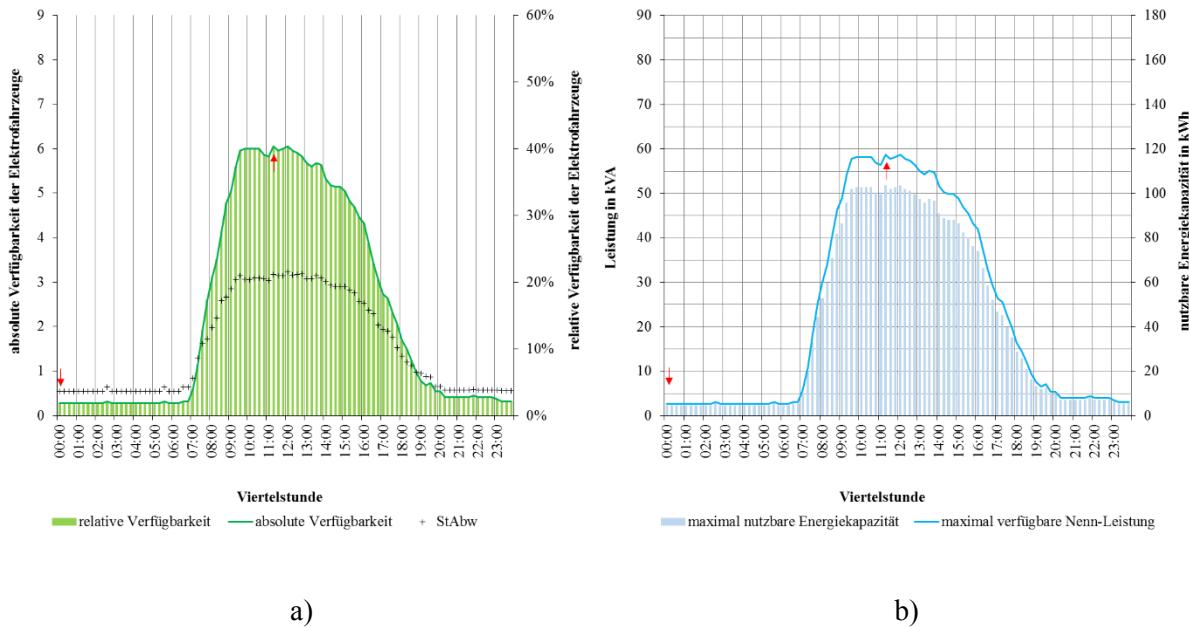


Abbildung 11-35: Verfügbarkeit am Mittwochentag des Monats Mai 2014

a) Arithmetische Mittelwerte und Standardabweichungen der viertelstündlichen Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge (rote Pfeile: Extrema)

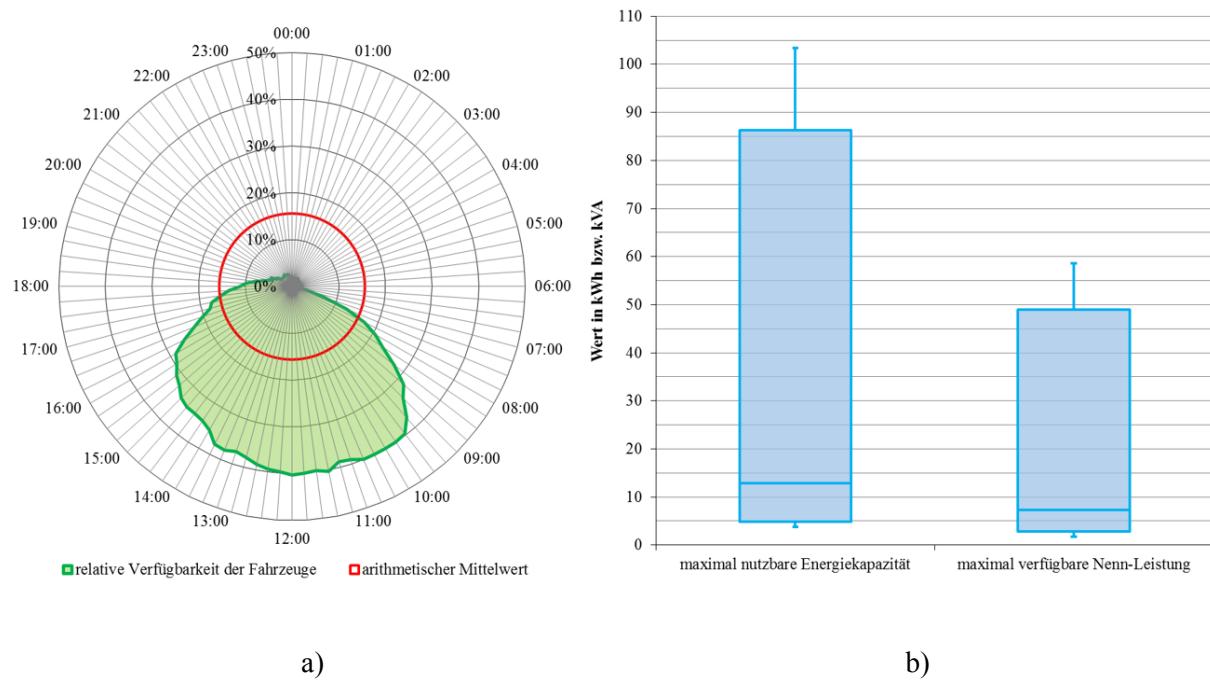
b) energetische Verfügbarkeit im Tagesverlauf (rote Pfeile: Extrema)

Tabelle 11-48: arithmetische Mittelwerte der Charakteristika des mobilen Speichers am Mittwochentag im Mai 2014

verfügbare Fahrzeuge (StAbw)	relative Verfügbarkeit in %	maximale Nenn- Leistung in kVA	nutzbare Energie- kapazität in kWh
2,34 (2,33)	15,61	22,71	40,04

Tabelle 11-49: Charakteristika der Viertelstunden-Extrema am Mittelwochentag im Mai 2014

	Minimum	Maximum
Viertelstunde (Uhrzeit)	00:00 – 00:15	11:15 – 11:30
absolute Verfügbarkeit in Fahrzeuge	0,27	6,05
StAbw in Fahrzeuge	0,54	3,17
relative Verfügbarkeit in %	1,82	40,30
maximale Nenn-Leistung in kVA	2,65	58,64
nutzbare Energiekapazität in kWh	4,66	103,38

**Abbildung 11-36: zeitliche und energetische Verteilung der Speicherverfügbarkeit am Mittelwochentag des Monats Mai 2014**

a) relative Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

b) Verteilungsbereich der nutzbaren Energiekapazität und verfügbaren Nenn-Leistung

Tabelle 11-50: Ergebnisse des Boxplots der Daten im Mai 2014

	maximal nutzbare Energiekapazität in kWh	maximal verfügbare Nenn- Leistung in kVA
Maximum	103,38	58,64
Drittes Quartil (75 %)	86,28	48,94
Median	12,83	7,28
Erstes Quartil (25 %)	4,86	2,76
Minimum	4,66	2,65
