

Passiv gekoppelte Lithium-Ionen-Superkondensatorsysteme für 48 V Hybridfahrzeuge

Zur Erlangung des akademischen Grades eines
DOKTORS DER INGENIEURWISSENSCHAFTEN (Dr.-Ing.)

von der KIT-Fakultät für Maschinenbau des
Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

angenommene
DISSERTATION

von

Dipl.-Ing. Thorsten Grün

Tag der mündlichen Prüfung:

26. Oktober 2020

Hauptreferent

Prof. Dr.-Ing. Peter Gratzfeld

Korreferent

Prof. Dr.-Ing. Martin Doppelbauer



Dieses Werk ist lizenziert unter einer Creative Commons Namensnennung - Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 International Lizenz (CC BY-SA 4.0): <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.de>



This document is licensed under a Creative Commons Attribution-ShareAlike 4.0 International License (CC BY-SA 4.0): <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.en>

Kurzfassung

Hybridelektrische Fahrzeuge mit einer Bordspannung von 48 V sind eine kostengünstige und effektive Möglichkeit zur Reduzierung der CO₂-Emissionen von Automobilen. Der elektrische Antriebsstrang muss dabei in der Lage sein, den mannigfaltigen Aufgaben, wie Rekuperation, Boosten und elektrisches Fahren, eines 48 V Hybriden begegnen zu können. Aus diesem Aufgabenspektrum können sich die notwendigen Charakteristika an den Energiespeicher des elektrischen Antriebsstranges für heutige und zukünftige Generationen von 48 V Hybriden ableiten lassen. Heutige Generationen von 48 V Hybriden zeichnen sich durch kurzzeitig hohe Lastspitzen von bis zu 11 kW in Lade- und Entladerichtung aus. Zukünftige Generationen von 48 V Hybriden sollen in der Lage sein, elektrisches Fahren innerhalb von Städten zu ermöglichen, wofür Leistungen von mindestens 25 kW sowie eine ausreichende Energie benötigt werden.

Energiespeicher wie Superkondensatoren und Lithium-Ionen-Batterien werden bereits in vielen mobilen Anwendungen eingesetzt und weisen entweder eine hohe Energie- oder hohe Leistungsdichte auf. Weder Superkondensatoren noch Lithium-Ionen-Batterien sind in der Lage, über alle 48 V Hybrid-Generationen hinweg die notwendige Energie- und Leistungsdichte sowie Zyklenlebensdauer ohne Überdimensionierung zu erfüllen.

Eine Möglichkeit diesem Problem zu begegnen, ist die Hybridisierung einer Hochenergie- und einer Hochleistungstechnologie zu einem System. Ein spezieller Fall, welcher in dieser Arbeit maßgeblich untersucht wird, ist die Hybridisierung in Form eines passiven Hybridsystems. Hierbei werden zwei Energiespeicher direkt ohne Nutzung von Leistungselektronik gekoppelt. Vorteile, die sich daraus ergeben, sind die geringere Komplexität und eine höhere Kompaktheit durch die fehlende Leistungselektronik. Nachteil sind jedoch die unregelmäßigen Lastflüsse zwischen den Energiespeichern, welche zur Überlastung und zum Ausfall der einzelnen Systemkomponenten führen können und daher ein hohes Systemverständnis erfordern. Faktoren, welche die Energie- und Leistungsdichte eines passiven Hybridsystems beeinflussen, sind die Dynamik des Lastprofils und die Zusammensetzung des Hybridsystems bezogen auf die verwendeten Anteile an Hochenergie- und Hochleistungstechnologie.

Aufbauend auf den Erkenntnissen der Literatur werden weitere Faktoren aufgezeigt, welche die Eigenschaften des passiven Hybridsystems beeinflussen. Hierfür wurden Hybridsysteme, basierend auf verschiedenen Superkondensator- und Lithium-Ionen-Technologien, auf Zell- und 48 V Systemebene experimentell untersucht. Des Weiteren ist eine Methode zur Auslegung von passiven Hybridsystemen entwickelt und am Beispiel von zwei 48 V Hybrid Szenarien angewandt worden. Das Betriebs- und das Degradationsverhalten von passiven Hybridsystemen wurden mit einem validierten Modell bestimmt und dem von Lithium-Ionen-Batterien gegenübergestellt. Diese Arbeit leistet damit einen Beitrag zu einer ganzheitlichen Betrachtung von passiven Hybridsystemen ausgehend von den Grundlagen und Funktionsweisen bis hin zur Auslegung und anwendungsorientierten Untersuchung am Beispiel von 48 V Hybriden.

Abstract

Hybrid electric vehicles with an on-board voltage of 48 V are a cost-efficient and effective way of reducing CO₂ emissions from automobiles. The electric drive train must be able to cope with the various tasks of a 48 V hybrid, such as recuperation, boosting and electric driving. From this spectrum of tasks, the necessary characteristics of the energy storage for present and future generations of 48 V hybrids can be derived. Today's generations of 48 V hybrids are characterized by short-term high load peaks of up to 11 kW in charging and discharging direction. Future generations of 48 V hybrids should be able to drive electrically within cities, requiring at least 25 kW of power and sufficient energy from the energy storage system.

Energy storage devices such as supercapacitors and lithium-ion batteries are already used in many mobile applications and have either a high energy or high power density. Neither supercapacitors nor lithium-ion batteries are capable of meeting the required energy and power density and cycle life without oversizing across all 48 V hybrid generations.

One way of tackling this problem is to hybridize high-energy and high-performance technology into a single system. A special case, which will be investigated significantly in this thesis, is the hybridization in the form of a passive hybrid system. Here, two energy storage devices are coupled directly without the use of power electronics. The resulting advantages are lower complexity and greater compactness due to the lack of power electronics. Disadvantage however are the unregulated load flows between the energy storage devices, which can lead to overloading and failure of the individual system components and therefore require a high level of system understanding. Factors influencing the energy and power density of a passive hybrid system are the dynamics of the load profile and the composition of the hybrid system in relation to the used proportion of high-energy and high-performance technology.

Based on the findings of the literature, further factors are shown which influence the properties of the passive hybrid system. For this purpose, hybrid systems based on various supercapacitor and lithium-ion technologies were experimentally investigated at cell and 48 V system level. Furthermore, a method for the design of passive hybrid systems has been developed and carried out using two 48 V hybrid scenarios as an example. The operating and degradation behavior of passive hybrid systems were determined using a validated model and compared with that of lithium-ion batteries. This work thus contributes to a holistic view of passive hybrid systems starting from the basics and functionalities up to the design and application-oriented investigation using the example of 48 V hybrids.

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Batterietechnikum (BATEC) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

In erster Linie möchte ich Prof. Dr.-Ing. Peter Gratzfeld, Leiter des Teilinstituts Bahnsystemtechnik am Institut für Fahrzeugtechnik (FAST) und Prof. Dr.-Ing. Martin Doppelbauer, Inhaber des Lehrstuhls „Hybridelektrische Fahrzeuge“ (HEV) am Elektrotechnischen Institut (ETI), für die Übernahme des Haupt- und Korreferats und besonders für die enorme Unterstützung und das mir entgegengebrachte Vertrauen äußerst danken.

Weiterhin möchte ich Prof. Dr. rer. nat. habil. Ulrich Maas vom Institut für Technische Thermodynamik (ITT) für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes meinen Dank aussprechen.

Ich bedanke mich bei allen Mitarbeitern des Batterietechnikums, des FAST sowie dem ETI für die stets gute Zusammenarbeit und sehr freundliche und angenehme Atmosphäre. Insbesondere danke ich Nina Munzke, die mich während meiner Beschäftigung in ihrer Arbeitsgruppe stets in meinem Voranschreiten unterstützte und mir den nötigen Freiraum zum Verfassen der Arbeit gab.

Einen weiteren großen Dank möchte ich Dr. Anna Smith und Dr. Lea de Biasi für ihre Unterstützung bei meinen Experimenten sowie für ihre Mühen, mir das „Innenleben“ von Batterien zu erläutern, aussprechen. An dieser Stelle möchte ich auch Alexis Kalk und meinem ehemaligen Kollegen Manuel Baena Martín danken, die mir sehr beim Aufbau der 48 V Prototypen unterstützt haben und mit denen ich sehr anregende Diskussionen zur Modellierung von Batterien führen konnte.

Nicht zu vergessen sind die „guten Seelen“ des Batterietechnikums, Laura Silbernagel und Vanessa Martin Rodriguez, die große Geduld mit meinem administrativen Kurzzeitgedächtnis aufbrachten und mit ihrer positiven Art für eine großartige Atmosphäre sorgten. An dieser Stelle möchte ich ebenso Ivana Kramer danken, die mich besonders in den administrativen Abläufen zur Anmeldung der Dissertation und mündlichen Prüfung unterstützt hat.

Diese Arbeit wäre nicht möglich gewesen, wenn mich nicht von Anfang an erfahrene Wissenschaftler begleitet hätten. Daher möchte ich einen außerordentlichen Dank an Dr. Kevin Stella, Dr. Matthias Löble, Dr. Alexander Schmidt und Dr. Jörg Kaiser aussprechen, die mir die Grundlagen des wissenschaftlichen Arbeitens nahegebracht und mich bei meinen ersten Experimenten mit ihrer Expertise unterstützt haben.

Ganz besonders möchte ich Dr. Olaf Wollersheim für die Unterstützung zu Beginn meines Promotionsvorhabens danken und im Speziellen für die mir entgegengebrachte Zeit und Geduld beim Verfassen meiner ersten Publikationen.

Danken möchte ich ebenfalls Dr. Andreas Gutsch, auf dessen Anregung hin ich begonnen habe, mich intensiv mit den Dynamiken von Zell-zu-Zellinteraktionen in Batteriesystemen auseinanderzusetzen.

Ein großer Dank gebührt ebenso Lisa Friedrichs und Felix Büchle für das Korrekturlesen und ihre Anmerkungen für meine Arbeit als auch für die gute gemeinsame Zeit innerhalb und außerhalb des Büros. Dazu beigetragen hat auch Bernhard Schwarz, dem ich zusätzlich für die gemeinsamen Radtouren und damit verbundenen unterhaltsamen Gespräche auf dem Weg in den Feierabend danken möchte.

Einen großen Dank möchte ich auch dem technischen Personal des BATEC aussprechen, allem voran Steffen Jokisch, Uwe Walther, Wolfgang Werner und Siegfried Heinrich-Sowa ohne deren Einsatz meine experimentellen Arbeiten nicht stattfinden hätten können.

Weiterhin möchte ich all meinen Studenten danken, die mich bei meiner Promotion und auch bei der Bewältigung der „alltäglichen“ Arbeit tatkräftig unterstützt haben. Besonders möchte ich hier Sergej Koch danken, der mich als Student und später als Kollege besonders unterstützt hat.

Meiner Familie danke ich für ihren bedingungslosen Rückhalt während der Dissertation. Meinen Eltern möchte ich besonders für die Möglichkeit des Studiums und das Beschreiten dieses Lebensweges danken. Bei meinen Freunden bedanke ich mich sehr für die Ermutigungen, Zusprüche und die notwendige Ablenkung.

Me gustaría dedicar un gran agradecimiento a Sabela. Muchas gracias por tu paciencia y comprensión. No podría haber pasado por este trabajo sin ti. Gracias también a tu familia, que me ayudó a concentrarme en las cosas bellas de la vida.

Karlsruhe im Dezember 2020

Thorsten Grün

„Decus in Labore“
In der Arbeit liegt die Würde

Credo der Livraria Lello
in Porto, Portugal

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	iii
Abstract.....	v
Danksagung.....	vii
Inhaltsverzeichnis	ix
1 Einleitung	1
1.1 Motivation.....	1
1.2 Zielsetzung.....	2
1.3 Gliederung.....	3
2 Grundlagen	5
2.1 Klassifizierung und Einteilung von Energiespeichern	5
2.2 Einführung wichtiger Bezeichnungen	6
2.2.1 Nennkapazität (Q_0)	6
2.2.2 Nennenergie (E_0)	6
2.2.3 Ladezustand (SOC).....	7
2.2.4 Alterungszustand (SOH).....	7
2.2.5 C-Rate (C)	7
2.2.6 Leerlaufspannung (U_{ocv}).....	7
2.2.7 Klemmspannung (U_K)	7
2.2.8 Innenwiderstand (R_i).....	8
2.2.9 Entladetiefe (DOD).....	8
2.2.10 Energie- und Leistungsdichte	8
2.3 Lithium-Ionen-Batterie	8
2.3.1 Aufbau und Funktionsweise	8
2.3.2 Technologien und Ausführungen	9
2.3.3 Alterung von Lithium-Ionen-Batterien	12
2.4 Superkondensatoren.....	14
2.4.1 Aufbau und Funktionsweise	14
2.4.2 Technologien	15
2.4.3 Alterung von Superkondensatoren	16
2.5 Energiespeichersysteme.....	17
2.6 Grundlagen zur Modellierung von Energiespeichern	19
2.7 Parameterbestimmung von ECM-Modellen.....	20
2.8 Klassifizierung hybridelektrischer Fahrzeuge.....	22
3 Stand der Technik.....	25
3.1 Interne Hybride	26
3.2 Externe Hybride	28
3.2.1 Aktive Hybride	29

3.2.2	Passive Hybride	29
3.3	Entwicklung und Prognose von 48 V Hybriden und Energiespeichertechnogien	31
4	Modellierung und Auslegung passiver Hybridsysteme.....	33
4.1	Zellmodell	34
4.1.1	Elektrisches Modell	34
4.1.2	Thermisches Modell.....	35
4.1.3	Theorie zum Degradationsmodell	37
4.2	Parametrierung des ECM-Modells.....	42
4.2.1	Lithium-Ionen-Batterien.....	44
4.2.2	Superkondensatoren	54
4.3	Systembeschreibung.....	59
4.3.1	Zell-System-Transformation	59
4.3.2	Mathematisches Modell.....	61
4.4	Charakterisierung von passiven Hybridsystemen	63
4.4.1	Energie und Ladezustand	63
4.4.2	Energie- und Leistungsdichte in Abhängigkeit des Pulsprofils.....	64
4.5	Auslegung von passiven Hybridsystemen	66
4.5.1	Lastprofilanalyse – Charakterisierung des Lastprofils.....	66
4.5.2	Prognose der maximalen Last für gegebene Pulsdauern in passiven Hybridsystemen.....	68
4.6	Validierung.....	71
4.6.1	Spannung und Temperaturvalidierung des Modells auf Zell- und Systemebene.....	72
4.6.2	Strom- und Spannungsvalidierung für Hybridsysteme auf Zell- und Systemebene	75
4.6.3	Validierung der Prognose-Methode nach dem Ansatz aus Kapitel 4.5.2.....	77
4.6.4	Alterungsmodell	79
4.6.5	Zusammenfassung der Validierung und Diskussion	82
5	Messaufbau zur experimentellen Untersuchung von Hybridsystemen.....	83
5.1	Elektrische Anbindung zur Vermessung der Einzelzellen.....	83
5.2	Teststand: Zellebene	84
5.2.1	Bestimmung von Energie- und Leistungsdichte unter Nutzung von Pulsprofilen	85
5.3	Teststand: 48 V Systemebene.....	86
5.3.1	Aufbau 48 V Energiespeichersysteme	87
5.3.2	Analyse der Leistungssteigerung durch variierende Pulsprofile	93
6	Ergebnisse und Diskussion der experimentellen Untersuchung.....	95
6.1	Lastverteilung innerhalb passiver Hybridsysteme	95
6.2	Ragone-Diagramm	100
6.3	Diskussion des Experiments	102
7	Konzeptstudie für den Einsatz passiver Hybridsystem in 48 V hybridelektrischen Fahrzeugen.....	105
7.1	Einführung wichtiger Bezeichnungen der Auswertung.....	105

7.2	Topologie und Systementwurf.....	107
7.3	Applikationsorientierte Untersuchung von Hybridsystemen	108
7.3.1	Generation 1 – Boosten und Rekuperation.....	109
7.3.2	Generation 3 – Elektrisches Fahren	113
7.3.3	Gegenüberstellung von Hybridsystemen zum Stand der Technik der Batterie- und kommerziellen 48 V Systemen.....	120
7.3.4	Lebensdaueruntersuchung	124
8	Ergebnisse und Diskussion der Konzeptstudie.....	127
8.1	Topologie und Systementwurf.....	127
8.1.1	LCO-Hybride	127
8.1.2	LFP-Hybride.....	130
8.1.3	Zusammenfassung und Diskussion der Topologie und Systementwurfs.....	132
8.2	Anwendungsorientierte Untersuchung	132
8.2.1	Generation 1 – Boosten und Rekuperation.....	133
8.2.2	Generation 3 – Elektrisches Fahren	139
8.2.3	Gegenüberstellung des Standes der Technik von Leistungszellen und kommerziellen 48 V Systemen	144
8.2.4	Einordnung der Hybridsysteme im Ragone-Diagramm.....	151
8.3	Lebensdaueruntersuchung.....	153
8.3.1	Untersuchung des Degradationsverhaltens innerhalb von Gen1 Anwendungen.....	153
8.3.2	Untersuchung des Degradationsverhaltens innerhalb von Gen3 Anwendungen.....	155
8.3.3	Degradationsverhalten unter Berücksichtigung des DOD und des Systemdesigns.....	157
8.4	Diskussion der anwendungsorientierten Untersuchung.....	159
9	Zusammenfassung und Ausblick.....	163
Anhang.....		167
A	Anhang.....	169
A.1	Symbolverzeichnis	169
A.2	Abkürzungen (alphabetisch).....	176
A.3	Abbildungsverzeichnis	179
A.4	Tabellenverzeichnis.....	187
B	Anhang.....	189
B.1	USABC HEV Battery Pack Goals.....	189
B.2	USABC 48 V Battery Pack Goals.....	190
B.3	48 V A123 LookUp-Tabelle.....	190
C	Literaturverzeichnis	191
D	Eigene Veröffentlichungen	205
D.1.1	Wissenschaftliche Journale und Tagungsberichte	205
D.1.2	Konferenzbeiträge.....	205

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die Transformation des weitgehend auf fossilen Brennstoffen basierenden Mobilitätssektors hin zu einer nachhaltigen und klimafreundlichen Nutzung von Energieträgern ist eine der größten Herausforderungen unserer Zeit. Das Pariser Klimaschutzabkommen gibt vor, dass die CO₂-Neutralität bis spätestens zur Mitte des 21. Jahrhunderts erreicht werden muss, um der globalen Erderwärmung ausreichend entgegenzuwirken [1]. Weltweit werden durch politische Vorgaben Rahmenbedingungen gesetzt, um Automobilhersteller zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen ihrer Fahrzeugflotten zu bewegen. Für die Europäische Union (EU) dürfte die CO₂-Emission nicht mehr als 95 g CO₂ pro gefahrenem Kilometer bis zum Jahr 2021 betragen, was einer Reduktion der erlaubten CO₂-Emissionen von 25 % im Vergleich zum Jahr 2015 entsprechen würde [2]. Bis zum Jahr 2030 sollen die flottenweiten CO₂-Emissionen von Neuwagen sogar um 37 % im Vergleich zum Jahr 2021 gesenkt werden [3]. Um die Vorgaben der EU zu erfüllen, sind demnach unter anderem die Nutzung von Biokraftstoffen sowie die Elektrifizierung des Antriebsstranges unerlässlich.

Neben dem Aspekt der CO₂-Reduktion spielt vor allem die Wirtschaftlichkeit dieser neuen Fahrzeuge eine entscheidende Rolle für die Entwicklung der notwendigen Akzeptanz in Industrie und Gesellschaft. So ist bereits eine Reihe an hybrid- und vollelektrischen batterie- und brennstoffzellbetriebenen Fahrzeugmodellen auf dem Markt, welche zwar die gesetzten CO₂-Grenzwerte erfüllen, die für ihre Etablierung notwendige Akzeptanz jedoch noch nicht erlangt haben.

Als „Brückentechnologie“ können Mild-Hybridfahrzeuge (engl. Mild Hybrid Electric Vehicle; MHEV) mit einer Bordspannung von 48 V der Elektromobilität zu einem weiteren Durchbruch verhelfen und zur Einhaltung der geplanten CO₂-Grenzwerte beitragen. Dieser Hybridtyp ermöglicht im Vergleich zu konventionellen Automobilen eine CO₂-Reduktion von ca. 15 bis 20 % und kann ca. 70 % der Leistungen eines rein batteriebetriebenen Fahrzeugs oder Vollhybriden zu 30 % von dessen Kosten erfüllen [4]. Marktanalysten gehen im Jahr 2025 von einem weltweiten Marktvolumen von ca. 35 Millionen verkauften hybrid- und vollelektrischen Fahrzeugen aus, wobei davon 15 Millionen Fahrzeuge als 48 V Mild-Hybride aufgeführt werden, welche somit ca. 40 % des gesamten Marktvolumens einnehmen würden [5].

Heutige und zukünftige 48 V Hybride müssen unterschiedlichsten Anforderungen genügen. Derzeitige (Gen1) Mild-Hybride erfüllen maßgeblich Start-Stopp-, Boost- und Rekuperationsaufgaben, weswegen eine hohe Zyklenzahl und ein hohes Leistungsvermögen bei gleichzeitig geringem Volumen und Gewicht vorausgesetzt werden. Zukünftige Generationen sollen durch eine weitere Elektrifizierung der Fahrzeugkomponenten (Gen2) bis hin zur Möglichkeit des rein elektrischen Fahrens (Gen3) zur erhöhten CO₂-Reduktion beitragen. Die Generationen unterscheiden sich in der Anordnung zwischen Elektro- und Verbrennungsmotor am Antriebsstrang und ermöglichen auf diese Weise verschiedene Betriebszustände [6]. Unterschiede existieren ebenso bei den Anforderungen an das Speichermedium, welche neben der notwendigen Leistung auch ausreichend Energie zur Verfügung stellen muss, um beispielsweise als Vollhybrid (engl. Full Hybrid Electric Vehicle; FHEV) fungieren zu können.

Für die Ausstattung von 48 V Hybridfahrzeugen (engl. Hybrid Electric Vehicle; HEV) steht eine Vielzahl an klassischen und neuartigen Energiespeichertechnologien wie bspw. Lithium-Ionen-Batterien, Super- und Hybridkondensatoren zur Verfügung, welche jeweils Vor- und Nachteile sowohl bezüglich der Energie- und Leistungsdichte als auch der zu erreichenden Zyklenzahl aufweisen. Abbildung 1 zeigt die notwendigen Leistungs-Energie-Verhältnisse (P/E) und die geforderte Zyklenzahl der verschiedenen Generationen der 48 V Hybride. Die Abbildung ist um Trendlinien ergänzt, welche den Zusammenhang aus P/E Verhältnis und Zyklenzahl zur Energiedichte auf Basis von Literaturwerten für verschiedene Energiespeichertechnologien beschreiben. Es ist zu erkennen, dass über alle Generationen von 48 V Hybriden hinweg keine Energiespeichertechnologie die Anforderungen bezüglich des P/E Verhältnisses und der Zyklenzahl gleichzeitig erfüllen kann. Als Konsequenz hieraus ergibt sich, dass die Energiespeichersysteme überdimensioniert werden müssen, um in einer akzeptablen Kombination die Energie-, Leistungs- und Lebensdauerkriterien zu erfüllen.

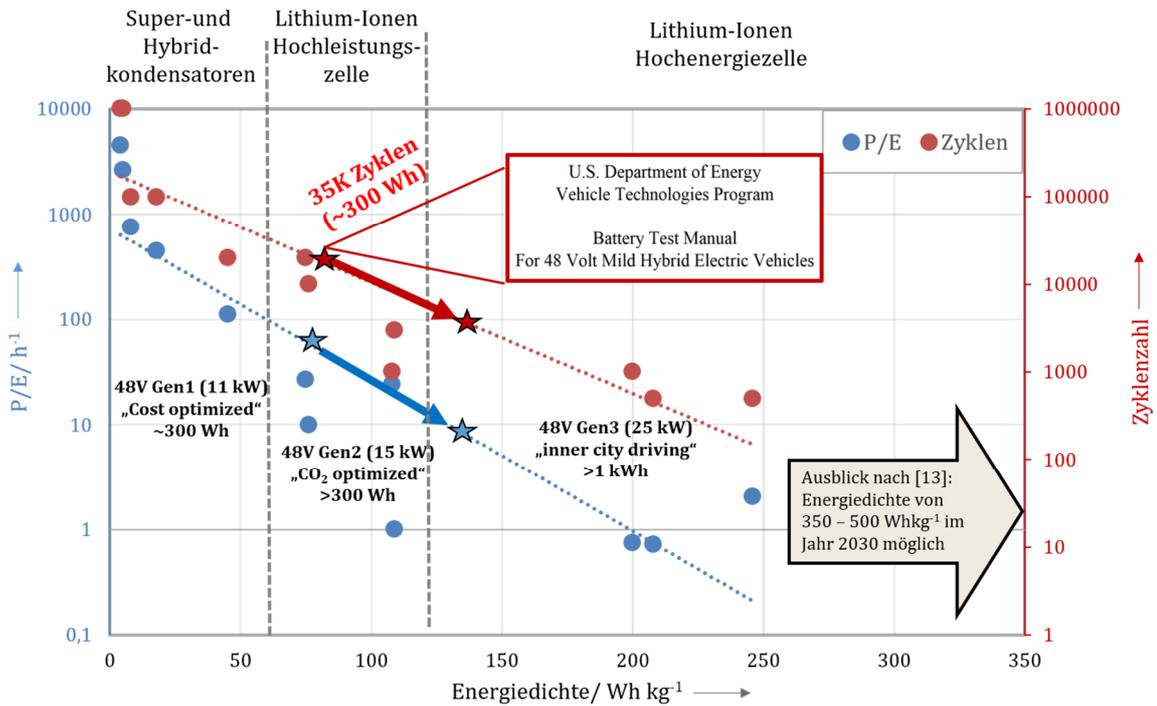


Abbildung 1: Einordnung von Energiespeichertechnologien und Anforderungsbeschreibung existierender und geplanter 48 V HEV Anwendungen. Eigenschaften der Energiespeichertechnologien und Daten der Anforderungen entnommen aus [6]–[12]. Der Ausblick für die steigenden Energiedichten von bis zu 500 Whkg⁻¹ im Jahr 2030 ist aus [13] entnommen

Ein derzeitiger Forschungsschwerpunkt ist die Hybridisierung von Energiespeichertechnologien, um die Vorteile der Technologien zu bündeln und vorhandene Defizite zu kompensieren und dabei kompakte sowie langlebige Energiespeichersysteme zu realisieren. Im Fokus liegen dabei vor allem Superkondensator- und Batterietechnologien, welche sich auf Grund ihrer konträren Eigenschaften bezogen auf verfügbare Energie, Leistung und Lebensdauer hervorragend ergänzen. So stellt die passive Kopplung von Energiespeichern ohne Leistungselektronik eine kompakte und kostengünstige Hybridisierungsform dar, die auf Grund der unregelmäßigen Lastflüsse zwischen den Systemkomponenten jedoch hohe Anforderungen an das Systemverständnis und die Auslegung stellt.

1.2 Zielsetzung

Diese Dissertationsschrift untersucht den Einfluss der Energiespeichertechnologien und der Systemauslegung auf das Leistungs-Energie-Verhältnis und das Betriebsverhalten von passiven Lithium-Ionen-Superkondensatorsystemen im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batteriesystemen für MHEV und FHEV mit einer Bordspannung von 48 V.

Für diese Arbeit sind sowohl experimentelle als auch modellgestützte Untersuchungen unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen von 48 V Hybriden durchgeführt worden. Die experimentellen Untersuchungen befassen sich mit der Vermessung der Energie- und Leistungsdichte einzelner Lithium-Ionen- und Superkondensator-technologien sowie passiver Hybridsysteme auf Zell- und der 48 V-Systemebene. Für Hybridsysteme ist der Fokus auf die Lastaufteilung der Komponenten in Abhängigkeit der Systemauslegung und des Lastprofils sowie auf die dadurch entstehende Variation der Energie- und Leistungsdichte gerichtet.

Ziel der modellgestützten Untersuchung ist es, ein einheitliches Modell mit dazugehörigem Parametrierungsverfahren zur Vereinfachung des Entwicklungsaufwandes zu implementieren. Im Rahmen des Modells soll das elektrothermische Verhalten verschiedener Lithium-Ionen- und Superkondensator-technologien sowie deren Dimensionierung auf beliebige Spannungs- und Energieniveaus abgebildet werden können.

Weiterhin wird eine Methode zur Auslegung von Komponenten passiver Lithium-Ionen-Superkondensatorsysteme vorgestellt, welche unter Berücksichtigung des Lastprofils deren Betrieb in den für sie definierten Betriebsbereichen sicherstellt.

Mit Hilfe des entwickelten Modells werden Untersuchungen bezüglich des Einflusses der Systemauslegung auf die Energie- und Leistungsdichte des passiven Hybridsystems vorgenommen und das daraus resultierende Betriebsverhalten untersucht. Neben dem elektrischen Wirkungsgrad und der Batteriebelastung wird ebenso das notwendige Bauvolumen und Masse dem von Lithium-Ionen-Batteriesystemen innerhalb von 48 V HEV Anwendungen gegenübergestellt. Mit Hilfe eines in dieser Arbeit entwickelten Degradationsmodells wird abschließend das Alterungsverhalten verschiedener passiver Hybridsysteme in Abhängigkeit der genutzten Energiespeichertechnologien untersucht und ein Vergleich mit dem Alterungsverhalten von Lithium-Ionen-Batteriesystemen durchgeführt.

Diese Arbeit verbindet die Ergebnisse zum Betriebsverhalten mit den Erkenntnissen zur Auslegung passiver Hybridsysteme und bildet somit einen Mehrwert zum ganzheitlichen Systemverständnis. Am Beispiel von 48 V hybridelektrischen Fahrzeugen soll ein Entwicklungsprozess vorgeführt und das Potential von passiven Hybridsystemen aufgezeigt werden, um mit Hilfe der vorgestellten Methoden den Technologietransfer zu unterstützen.

1.3 Gliederung

Abbildung 2 veranschaulicht die Gliederung der Dissertationsschrift in drei Themenschwerpunkte. An die Motivation und Zielsetzung der Einleitung schließt sich im Themenbereich der Analyse des Ist-Zustandes das Kapitel der Grundlagen an, welches sich mit der Funktionsweise und dem Alterungsverhalten von Lithium-Ionen- und Superkondensatorstechnologien befasst. Hier werden wichtige Bezeichnungen, Größen wie auch Grundlagen zur Modellierung von Energiespeichern und deren Parametrierung erläutert.

Kapitel 3 beschreibt den Stand der Technik existierender Hybridisierungsmethoden von Lithium-Ionen- und Superkondensatorstechnologien und gibt einen Überblick auf geplante Entwicklungen von Energiespeichern und den zu erwartenden Anwendungsszenarien für 48 V Hybride.

Die modellgestützte Untersuchung passiver Hybridsysteme wird in den Kapiteln 4, 7 und 8 behandelt. In Kapitel 4 werden die verwendeten Energiespeichertechnologien, das Parametrierungsverfahren sowie das Modell zur Beschreibung des elektrothermischen und des Degradationsverhaltens von Energiespeichern vorgestellt. Des Weiteren werden das mathematische Modell zur Bestimmung der Lastaufteilung innerhalb von passiven Hybridsystemen sowie die Dimensionierung des Modells auf beliebige Konfigurationen des Energiespeichersystems zum Erreichen verschiedener Spannungsniveaus und Nennkapazitäten beschrieben. Eine Methode zur Auslegung von passiven Hybridsystemen in Abhängigkeit der Charakteristik des Lastprofils wird ebenso eingeführt. Abschließend findet in Kapitel 4 die Validierung der entwickelten Modelle anhand von Messdaten aus der experimentellen Untersuchung aus Kapitel 5 statt.

Kapitel 5 behandelt neben dem Aufbau der Teststände die Erläuterung und Durchführung der Experimente zur Bestimmung der Energie- und Leistungsdichte der einzelnen Lithium-Ionen- und Superkondensatoren und der passiven Hybridsysteme. Für die Experimente werden verschiedene Systemkomponenten- und Auslegungen des passiven Hybridsystems genutzt sowie Testprofile variiert. Die Ergebnisse der experimentellen Untersuchung werden in Kapitel 6 vorgestellt und diskutiert.

In Kapitel 7 werden die Ziele der modellgestützten Untersuchung für passive Hybridsysteme im Einsatz von 48 V Hybriden definiert und die zu untersuchenden Szenarien beschrieben. Die Ergebnisse der Simulation sind in Kapitel 8 dargestellt und diskutiert. Die aus den experimentellen und modellgestützten Untersuchungen gewonnenen Erkenntnisse sind in Kapitel 9 zusammengefasst. Es werden das Verhalten und die Eigenschaften passiver Hybridsysteme in Abhängigkeit der Systemzusammensetzung- und Auslegung betrachtet und die daraus

abgeleiteten Vor- und Nachteile gegenüber Lithium-Ionen-Batteriesystemen diskutiert. Der Ausblick in Kapitel 9 fasst zusammen, welche Fragen bezüglich der Umsetzung passiver Hybridsysteme unbeantwortet und neu aufgetreten sind. Darauf aufbauend wird eine Empfehlung für die Schwerpunkte zukünftiger Forschungsvorhaben in der Modellierung und Parametrierung von Energiespeichersystemen sowie im Speziellen in der Realisierung passiver Hybridsysteme gegeben.

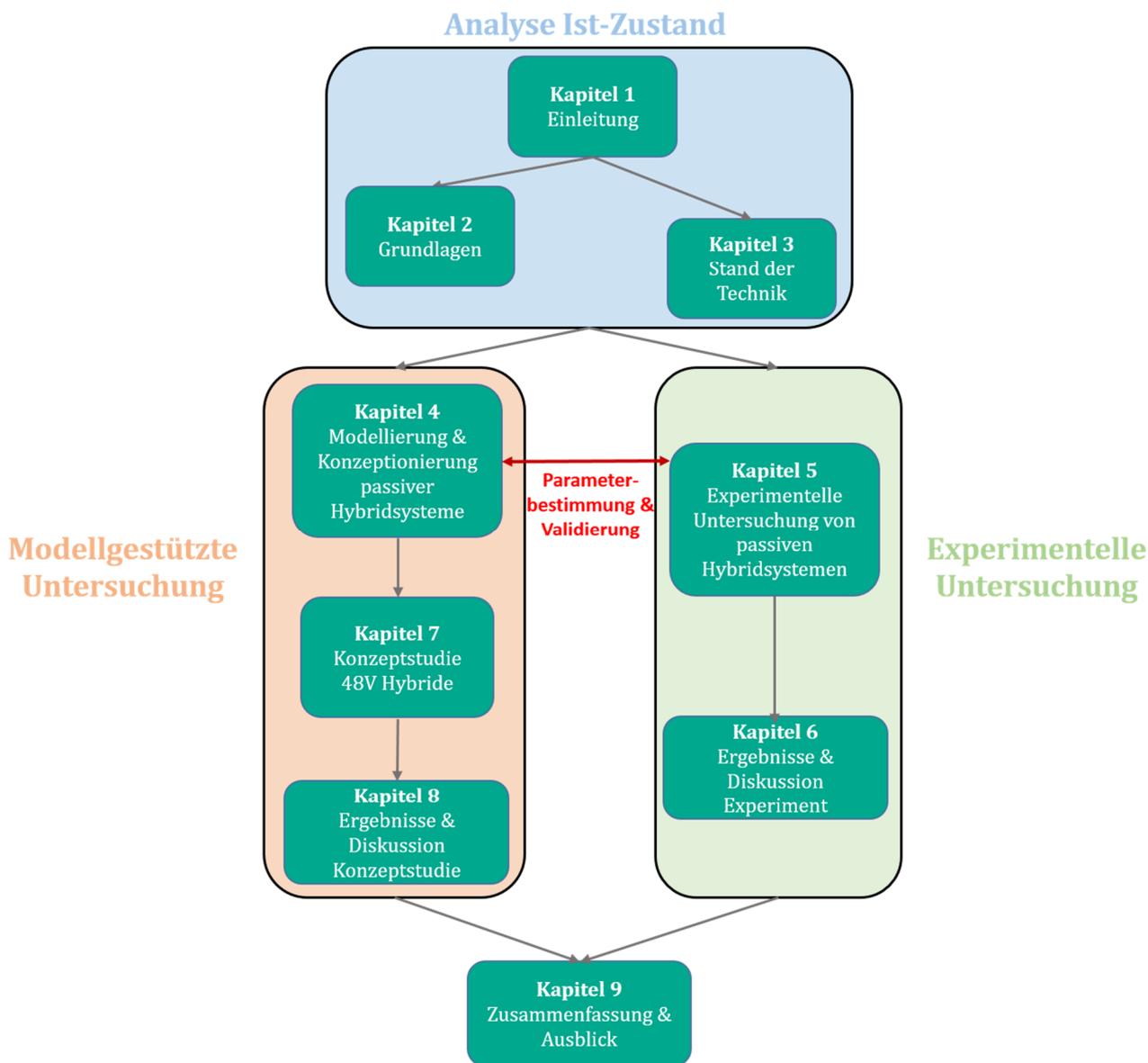


Abbildung 2: Strukturelle Gliederung dieser Dissertationsschrift zur Konzeptionierung und Entwicklung passiver Lithium- Ionen-Superkondensatorsysteme am Beispiel von 48 V hybridelektrischen Fahrzeugen

2 Grundlagen

Bei der Speicherung von Energie wird nach der Form der Energiespeicherung und der Speicherdauer unterschieden. Allgemein lässt sich die Speicherung der Energie in drei Phasen untergliedern. Der Ladephase folgen die eigentliche Speicherung und die Entladephase. Beim Umwandeln der Energie in eine andere Energieform treten auch immer thermische Verluste auf. In der Elektromobilität nehmen elektrochemische Energiespeicher, wie Batterien und Superkondensatoren, eine wichtige Rolle ein, weswegen diese im Folgenden schwerpunktmäßig betrachtet werden.

2.1 Klassifizierung und Einteilung von Energiespeichern

Energiespeicher lassen sich sowohl durch ihre gravimetrische als auch durch ihre volumetrische Energie- und Leistungsdichte miteinander vergleichen. Diese Werte können für die jeweiligen Energiespeichertechnologien in dem sogenannten Ragone-Diagramm [14] eingetragen werden. Durch die Division der Energiedichte durch die Leistungsdichte kann die Zeit berechnet werden, welche zur vollständigen Entladung des Energiespeichers benötigt wird. Die Entladezeiten werden im Ragone-Diagramm als Isochrone eingefügt. Abbildung 3 stellt ein Ragone-Diagramm dar, in welchem die gravimetrischen Energie- und Leistungsdichten verschiedener Energiespeicher mitsamt deren Entladedauer abgebildet sind.

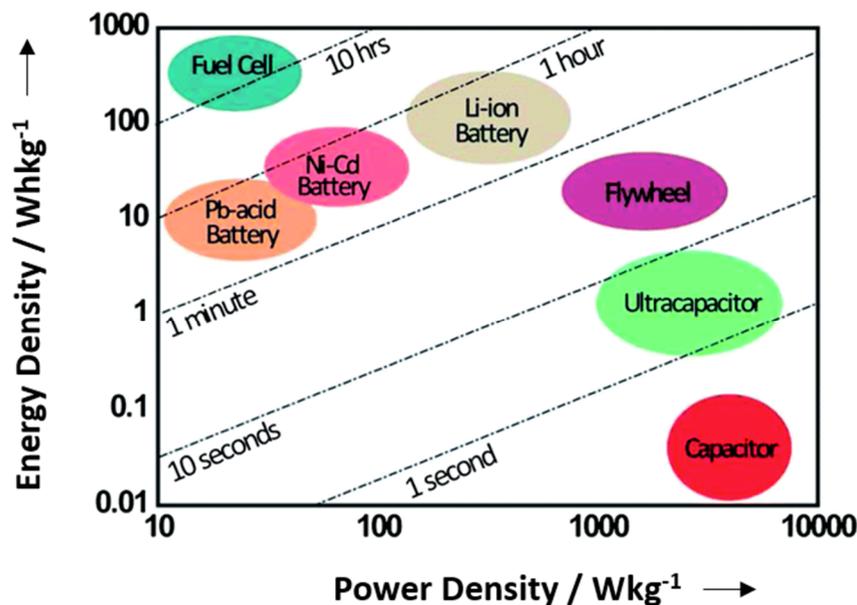


Abbildung 3: Ragone-Diagramm für unterschiedliche elektrische und elektrochemische Energiespeichertechnologien (Abbildung entnommen aus [15] und abgeändert)

Mit dem Ragone-Diagramm kann eine Klassifizierung der Energiespeichertechnologien vorgenommen werden, welche sich maßgeblich in zwei Hauptklassen einteilen lassen. Energiespeichertechnologien, welche für eine eher kurze Zeit hohe Leistungen bereitstellen können, werden als Leistungsspeicher bezeichnet. Unter diese Klasse fallen z. B. Doppelschichtkondensatoren, aber auch mechanische Varianten wie Schwungradmassenspeicher. Bei der zweiten Klasse handelt es sich um die „eigentlichen“ Energiespeicher, welche über einen Zeitraum von mehreren Minuten bis Stunden die Energie bereitstellen können.

2.2 Einführung wichtiger Bezeichnungen

In den folgenden Unterkapiteln werden wichtige Bezeichnungen eingeführt, welche für diese Arbeit relevant sind. Hierbei handelt es sich um einen Auszug aus der Terminologie der Batterietechnik, für dessen vollständige Auflistung auf den Industriestandard SAE standard J1715 „Battery Terminology“ verwiesen wird [16]. Die folgenden Bezeichnungen beziehen sich auf eine Zelle, welche die kleinste Einheit eines Energiespeichers darstellt.

2.2.1 Nennkapazität (Q_0)

Die Nennkapazität Q_0 beschreibt die entnehmbare elektrische Ladungsmenge einer Zelle unter definierten Standardbedingungen. Diese Standardbedingungen umfassen die Entladestromstärke, die obere und untere Spannungsgrenze, die Betriebstemperatur und ggf. eine notwendige Wartezeit, nach welcher die Nennkapazität gemessen wird. Eines der am weitesten verbreiteten Lade-Entladeverfahren zur Bestimmung der Nennkapazität ist die Konstant-Strom-Konstant-Spannungsladung (engl. Constant Current Constant Voltage, CCCV), gefolgt von einer CC Entladung. Die CC-Ladung geht beim Erreichen der maximal zulässigen Spannung der Zelle in die CV-Phase über. Die CV-Phase endet nach Ablauf einer festgelegten Zeitdauer oder dem Abfall des Ladestromes unter einen definierten Schwellwert. Der CV-Phase schließt sich die CC-Entladung mit einem konstanten Strom I_0 bis zum Erreichen der minimal zulässigen Spannung zum Zeitpunkt t_{End} an. Ein Lade-Entladeverfahren wird allgemein hin auch mit der Terminologie xCyC abgekürzt und fasst die xCCCV Ladephase sowie die yCC Entladephase mit deren auf die Nennkapazität Q_0 bezogenen Stromstärken x und y zusammen.

Die Nennkapazität kann mit Hilfe dieser Parameter nach Gleichung (2.1) bestimmt werden.

$$Q_0 = \int_0^{t_{\text{End}}} I_0 dt = t_{\text{End}} \cdot I_0 \quad (2.1)$$

Die Nennkapazität Q_0 hat die Einheit (Ah) und wird zur Beschreibung der verfügbaren Ladungsmenge von Batterien verwendet. Für Kondensatoren wird die elektrische Kapazität C in (AsV^{-1}) bzw. in der Einheit Farad (F) angegeben. Die elektrische Kapazität C lässt sich jedoch in die Nennkapazität Q_0 überführen. Hierfür wird die Spannungsdifferenz der unteren Spannungsgrenze U_{min} und die der oberen Spannungsgrenze U_{max} benötigt. Unter Berücksichtigung der Kapazität C erfolgt die Umrechnung nach Gleichung (2.2) wie folgt:

$$Q_0 = C \cdot (U_{\text{max}} - U_{\text{min}}) \quad (2.2)$$

Diese Umrechnung sollte jedoch als Annäherung verstanden werden, da in Gleichung (2.2) ein linearer Spannungsverlauf zwischen U_{max} und U_{min} angenommen wird. Gemessene Spannungsverläufe von Kondensatoren zeigen hiervon Abweichungen, weswegen Diskrepanzen zwischen berechnetem und gemessenem Q_0 entstehen können.

2.2.2 Nennenergie (E_0)

Neben Q_0 wird in der Beschreibung von Batterien und Kondensatoren auch die Nennenergie E_0 in (Wh) angegeben. Wie bei der Bestimmung von Q_0 wird die zu vermessene Energie- oder Leistungszelle zunächst nach einer gewählten Methode geladen. Im Gegensatz zu Q_0 wird die Zelle aber mit einer konstanten Leistung P_0 bis zum Erreichen der unteren Spannungsgrenze U_{min} zum Zeitpunkt t_{End} entladen. Eine weitere Möglichkeit zur Bestimmung der Nennenergie E_0 ist die Integration des Produktes aus Spannungsverlauf U und Entladestrom I bis zum Erreichen der unteren Spannungsgrenze U_{min} zum Zeitpunkt t_{End} . Die Berechnung von E_0 für beide Varianten ist in Gleichung (2.3) beschrieben.

$$E_0 = \int_0^{t_{\text{End}}} P_0 dt = t_{\text{End}} \cdot P_0 \vee \int_0^{t_{\text{End}}} U \cdot I dt \quad (2.3)$$

2.2.3 Ladezustand (SOC)

Der Ladezustand beschreibt, welcher Anteil von Q_0 noch in der Zelle vorhanden ist. Wie in Gleichung (2.4) dargestellt, wird der Ladezustand aus dem Quotienten der aktuellen elektrischen Ladungsmenge Q zum Zeitpunkt t und der Nennkapazität Q_0 berechnet. Der Ladezustand wird üblicherweise mit SOC nach dem englischen „*State of Charge*“ abgekürzt, seine Darstellung erfolgt in Prozent.

$$\text{SOC}(t) = \frac{Q(t)}{Q_0} \quad (2.4)$$

2.2.4 Alterungszustand (SOH)

Zur Beschreibung des Alterungszustandes einer Zelle wird üblicherweise die englische Formulierung „*State of Health*“, oder abgekürzt SOH, verwendet. Der SOH ist eine relative Angabe und berechnet sich nach Gleichung (2.5) aus dem Verhältnis der noch vollständig zur Verfügung stehenden Restkapazität der Zelle Q_{act} zum Zeitpunkt t und der Nennkapazität Q_0 , welche zum Anfangszeitpunkt der Nutzung, auch „*Begin of Life*“ – BOL genannt, in die Zelle geladen werden konnte. Der Zustand am Ende der Lebensdauer einer Zelle wird als „*End of Life*“ – EOL bezeichnet. Je nach Anwendung ist dieser Zustand bei einem SOH von 70 – 80 % definiert.

$$\text{SOH}(t) = \frac{Q_{\text{act}}(t)}{Q_0(\text{BOL})} \quad (2.5)$$

2.2.5 C-Rate (C)

Die C-Rate ist ein Maß für die maximal zulässigen Lade- Entladeströme einer Zelle bezogen auf dessen Nennkapazität Q_0 . Die C-Rate ist zusätzlich eine äußerst wichtige Größe zur Beschreibung der Stromstärken bei der verwendeten Lade-Entlademethode (bspw. 1 C CCCV) und ein Maß für die benötigte Zeit für die vollständige Entladung einer Zelle. Wird eine Zelle mit einem Strom I entladen, welcher 1 C entspricht, so würde die Zeit bis zur vollständigen Entladung 1 h betragen. Zur Bestimmung der C-Rate x kann Gleichung (2.6) genutzt werden.

$$x = \frac{I}{Q_0} \quad (2.6)$$

Die Zeit zur vollständigen Entladung einer Zelle würde bei einem Strom von x C dann $\frac{1}{x}$ h entsprechen.

2.2.6 Leerlaufspannung (U_{ocv})

Die Leerlaufspannung U_{ocv} (engl. Open circuit voltage, OCV) beschreibt die Spannung, welche an einer Zelle im unbelasteten Zustand gemessen werden kann. Diese zeigt Abhängigkeiten vom Ladezustand SOC und auch der Temperatur der Zelle.

2.2.7 Klemmspannung (U_{K})

Im Gegensatz zur Leerlaufspannung, beschreibt die Klemmspannung U_{K} jene Spannung, welche unter Last an einer Zelle gemessen wird. Sie entspricht daher nach Gleichung (2.7) der Summe aus Leerlaufspannung und zusätzlichen Überspannungseffekten η , welche in der Zelle auftreten.

$$U_{\text{K}}(t) = U_{\text{ocv}}(t) + \sum_{i=1}^N \eta_i(t) \quad (2.7)$$

2.2.8 Innenwiderstand (R_i)

Als Innenwiderstand R_i wird der Anteil eines Energiespeichers bezeichnet, der bei angelegtem Strom einen Spannungsabfall verursacht sowie maßgeblich zur Verlustleistung und Wärmeentwicklung beiträgt. Zur Messung des Innenwiderstandes R_i stehen verschiedene Methoden zur Verfügung, welche in Kapitel 2.7 näher erläutert werden.

2.2.9 Entladetiefe (DOD)

Die Entladetiefe (engl. Depth of Discharge, DOD) beschreibt, wie viel Energie aus einem Energiespeicher im Verhältnis zu seiner Nennkapazität Q_0 entnommen wird. Ein DOD von 60 % kann z. B. bedeuten, dass ein Energiespeicher im SOC-Bereich von 20 % bis 80 % oder von 40 % bis 100 % genutzt wird. Der DOD hat für Batterien einen bedeutenden Einfluss auf die Alterung des Energiespeichers und wird in der Betriebsführung von auf Batterien basierenden Energiespeichern berücksichtigt. Das bedeutet, dass der Anwendung nicht 100 % der Nennkapazität Q_0 zur Verfügung steht, sondern um die Lebensdauer des Energiespeichers zu erhöhen, ein DOD kleiner 100 % gewählt wird.

2.2.10 Energie- und Leistungsdichte

Die Energie- und Leistungsdichte beschreiben das Energie- bzw. Leistungsverhalten eines Energiespeichers bezogen auf seine Masse und sein Volumen. Wie in Kapitel 2.1 bereits erwähnt, ermöglicht die Energie- und Leistungsdichte eine Einteilung von Energiespeichern und deren Anwendungen in energie- und leistungsorientierte Bereiche. Die Einheit der masse- und volumenbezogenen Energiedichte ist (Whkg^{-1}) bzw. (Whl^{-1}). Die Leistungsdichte wird entsprechend in (Wkg^{-1}) oder (Wl^{-1}) angegeben.

2.3 Lithium-Ionen-Batterie

Die Lithium-Ionen-Batterie wird derzeit vielfältig in mobilen wie auch stationären Anwendungen eingesetzt [8]. Im Vergleich zu anderen Batterietechnologien zeichnet sich die Lithium-Ionen-Batterie durch eine äußerst hohe Energie- und Leistungsdichte sowie Lebensdauer aus. Grundsätzlich muss bei der Beschreibung von Batterien zwischen Batteriezellen und Batteriesystemen unterschieden werden. Ein Batteriesystem besteht aus einer oder mehreren Batteriezellen einschließlich notwendiger Komponenten (s. Kapitel 2.5).

2.3.1 Aufbau und Funktionsweise

Eine Lithium-Ionen-Batterie (LIB) besteht aus zwei Elektroden, einem Separator sowie einem Elektrolyten. Die elektrische Spannung einer Lithium-Ionen-Batterie entsteht durch die Potentialdifferenz zwischen den beiden Elektroden, welche auch als Kathode (positive Elektrode bei Entladung) und Anode (negative Elektrode bei Entladung) bezeichnet werden. Die Kathode besteht aus dünnen Ableiterfolien, auf denen Lithium-Metalloxide aufgetragen sind. Die Anode besteht in den meisten Fällen aus Graphit, es können aber auch andere Materialien verwendet werden. Die Elektroden befinden sich in einem Elektrolyten, der aus einer Lösung eines Lithiumsalzes in einem organischen Lösungsmittel besteht und ionisch leitfähig ist. Dieser Elektrolyt bildet mit der Graphit-Elektrode eine Passivierungs- oder Deckschicht (engl. Solide electrolyte interface, SEI) auf der Elektrodenoberfläche. Um einen Kurzschluss zwischen den Elektroden zu verhindern, wird ein Separator verwendet, welcher nur von Ionen durchdrungen werden kann.

Beim Anschluss eines elektrischen Verbrauchers gibt das Lithium ein Elektron ab und lagert sich aus der Anode aus. Das dadurch entstandene Lithium-Ion diffundiert durch den Elektrolyten sowie den Separator und lagert sich in der Kathode wieder an. Die Einlagerung wird Interkalation und die Auslagerung Deinterkalation genannt. Interkalationsreaktionen weisen eine hohe Reversibilität auf, da in den sogenannten „Wirtsgittern“ der Anode und Kathode festgelegte Plätze für die Lithium-Ionen vorliegen und somit im Idealfall keine Verluste auftreten. Während

dieses Prozesses fließt das Elektron zum Ladungsausgleich über den elektrischen Verbraucher zur Kathode, um sich wieder an ein Lithium-Ion zu binden. Kathodenseitig wird als Stromsammler Aluminium und anodenseitig Kupfer verwendet. Wird statt des elektrischen Verbrauchers eine Quelle mit einer höheren Spannung als die derzeitige Leerlaufspannung U_{OCV} angeschlossen, so wird die Lithium-Ionen-Batterie geladen und das Lithium-Ion fließt von der Kathode zur Anode [17]–[19]. Der prinzipielle Aufbau ist in Abbildung 4 dargestellt.

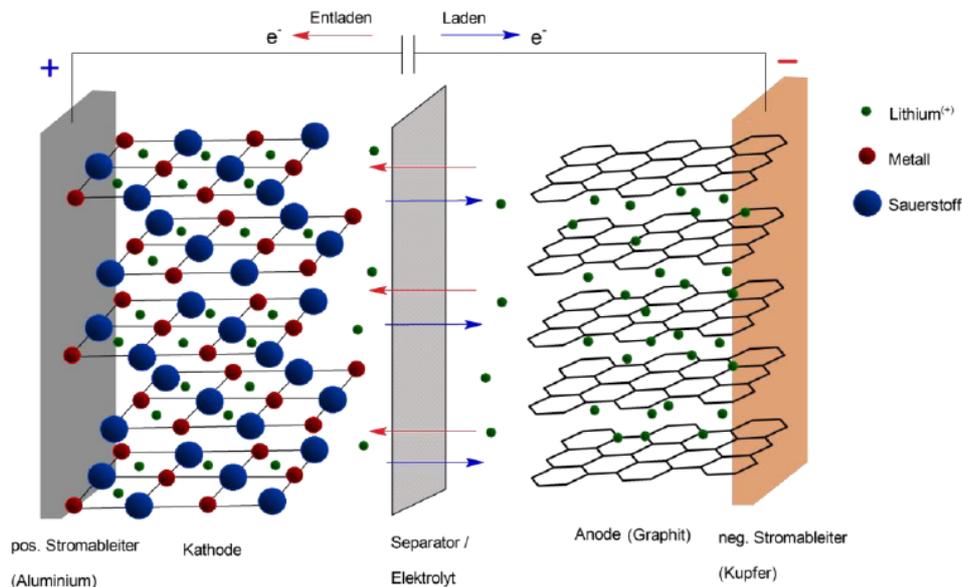


Abbildung 4: Prinzipieller Aufbau und Funktionsweise einer Lithium-Ionen-Zelle (Grafik entnommen aus [20])

2.3.2 Technologien und Ausführungen

Durch die Auswahl des Aktivmaterials auf der Kathode können die Eigenschaften einer Lithium-Ionen-Batterie maßgeblich beeinflusst werden. Die Spannung der Lithium-Ionen-Batterie ergibt sich aus der zustandsabhängigen Potentialdifferenz aus Kathode und Anode, welche von dem verwendeten Lithium-Metalloxid und dem genutzten Anodenmaterial beeinflusst wird. In Abbildung 5 sind schematisch die Potentiale verschiedener Lithium-Metalloxide sowie die von Anodenmaterialien wie Graphit und Lithium-Metall gegen das Spannungspotential von Lithium aufgetragen. Der Spannungsbereich einer Lithium-Ionen-Batterie ergibt sich in der Folge aus der Differenz der beiden Spannungspotentiale.

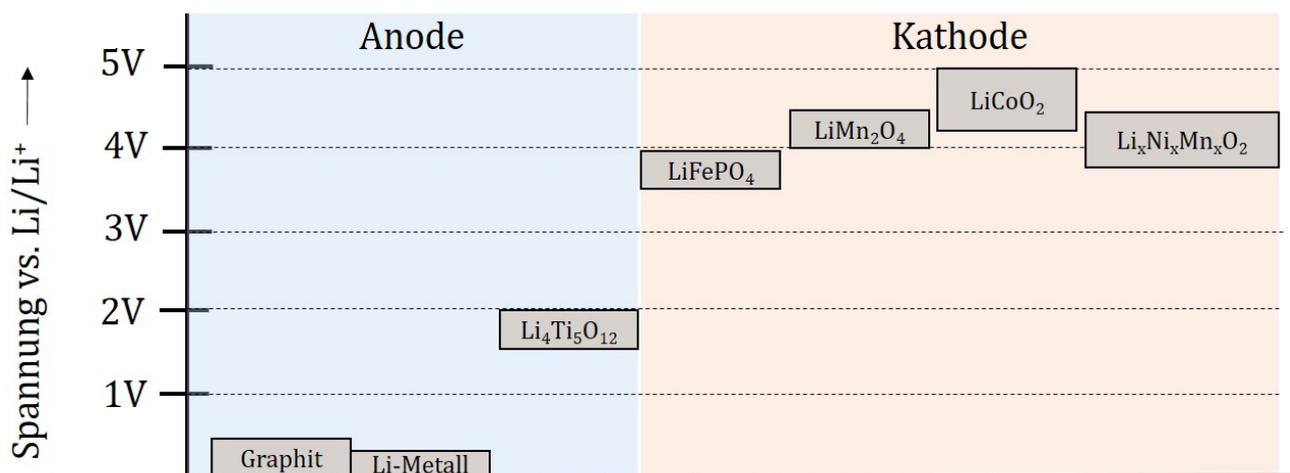


Abbildung 5: Elektrische Potentiale verschiedener Aktivmaterialien für Lithium-Ionen-Zellen (angelehnt und zusammengesetzt aus [20]–[22])

Die Auswahl der Aktivmaterialien bestimmt ebenfalls die Struktur der Kathode, in welche das Lithium eingelagert ist. Diese Struktur definiert dessen Beweglichkeit und somit die ionische Leitfähigkeit [18]. Das spätere Einsatzfeld bestimmt, welches Kathodenmaterial bevorzugt verwendet wird. Lithium-Kobalt-Oxid (LiCoO_2 oder LCO) wurde zumeist für mobile und Consumer-Anwendungen wie beispielsweise Laptops genutzt. Auf Grund des Kobalt-Preises wird jedoch versucht, den Kobalt-Anteil innerhalb des Kathodenmaterials zu reduzieren, weswegen heutzutage vermehrt Nickel-Mangan-Oxid (LiNiCoMnO_2 oder NMC) oder auch Lithium-Eisen-Phosphat (LiFePO_4 oder LFP) Batterien eingesetzt werden. Diese nutzen entweder deutlich reduzierte Mengen an Kobalt (bspw. NMC) oder kommen ganz ohne Kobalt aus (bspw. LFP). In Abbildung 6 (a) bis (d) sind schematisch einige Gitterstrukturen der Kathode in Abhängigkeit des genutzten Aktivmaterials dargestellt. Abbildung 6 (e) zeigt die Kathodenpotentialkurven in Entladerichtung für verschiedene Materialien auf.

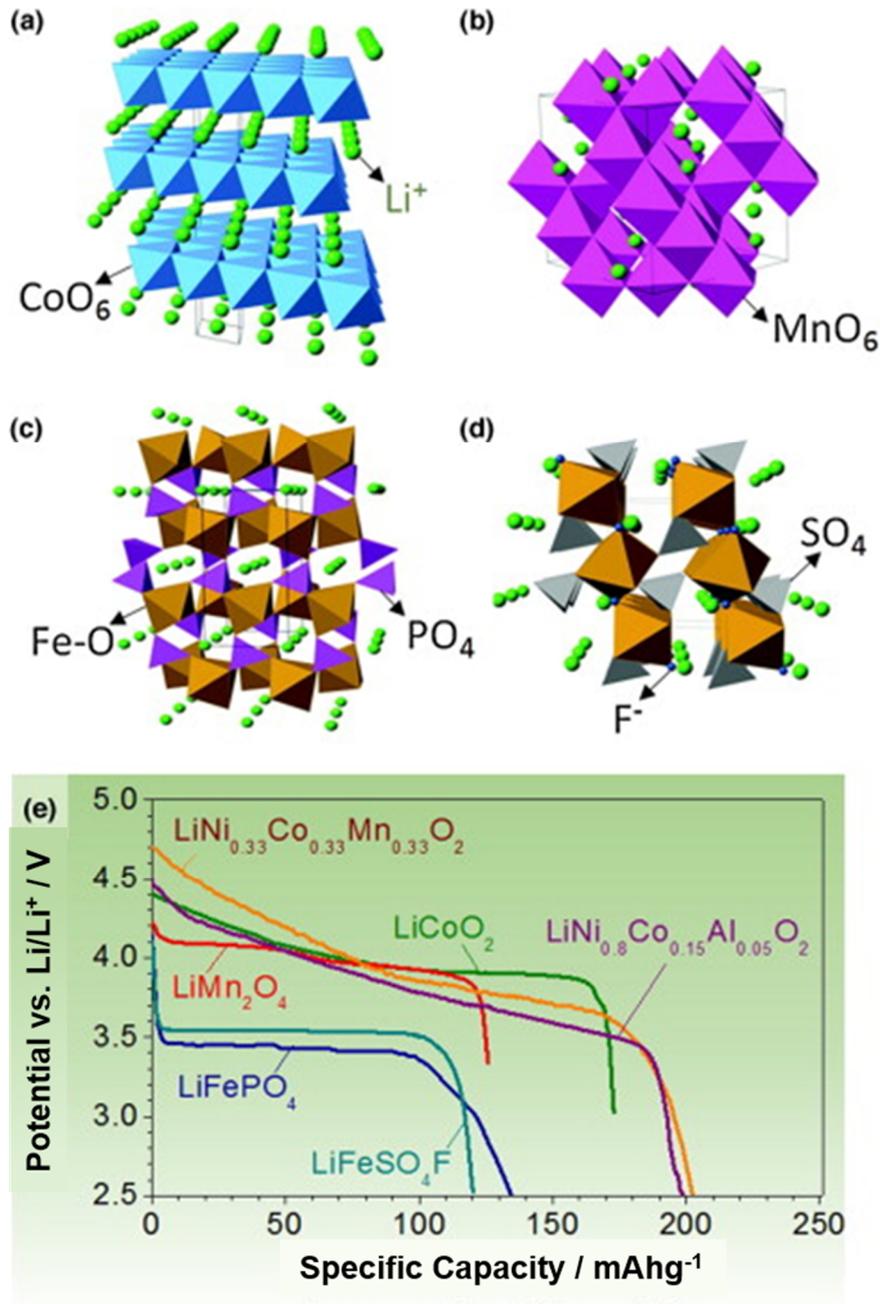


Abbildung 6: Gitterstrukturen und Entladekurven für beispielhafte Kathodenmaterialien. (a) Gitterstruktur von LCO (b) Gitterstruktur von Lithium-Mangan-Oxid (LMO) (c) Gitterstruktur von LFP (d) Gitterstruktur von Lithium-Eisen-Schwefelsulfid (LiFeSO_4) (Grafik entnommen aus [23])

Die Energie- und Leistungsdichte einer Lithium-Ionen-Batterie ist von der verwendeten Menge an Kathoden-, Anoden- und Separator-Material abhängig [24], [25]. Physikalische Lithium-Ionen-Batterien bestehen aus einer Vielzahl an Schichten von Kathoden, Anoden und Separatoren, welche aufgewickelt oder auch zusammengelegt werden und, wie in Abbildung 7 zu sehen, im Verbund eine Zelle bilden. Die kommerziell am häufigsten ausgeführten Formen sind Knopfzellen, Pouchzellen (Coffee-Bag), zylindrische Zellen (Rundzellen) oder auch prismatische Zellen.

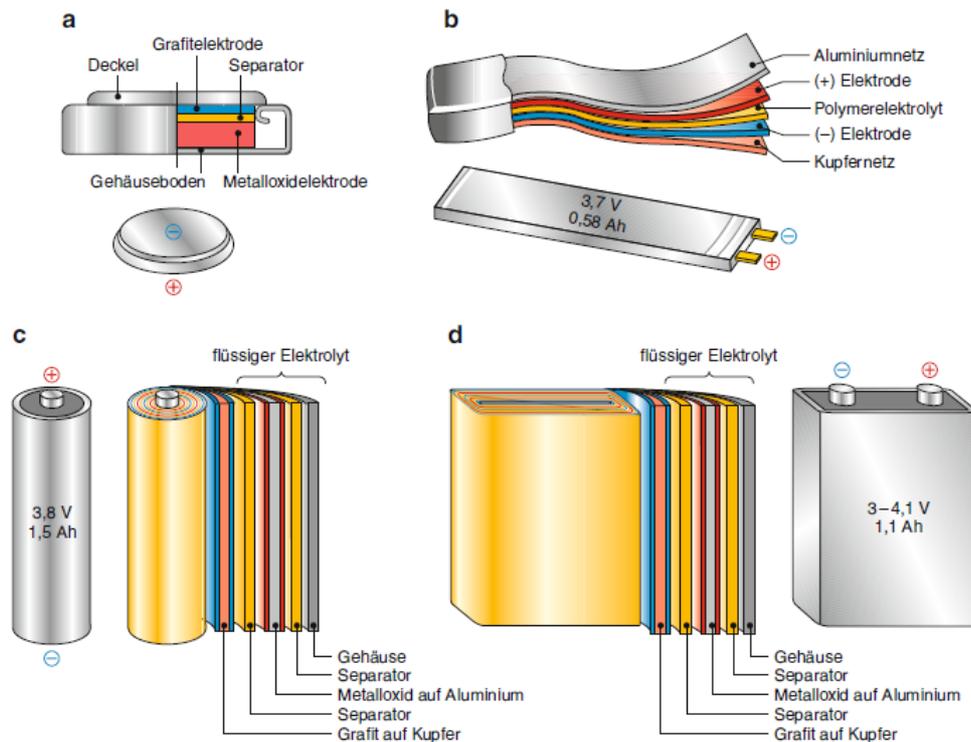


Abbildung 7: Schematische Darstellung verschiedener Bauformen von Lithium-Ionen-Zellen. (a) Knopfzelle (b) Pouchzelle (c) Rundzelle (d) Prismatische Zelle (Grafik entnommen aus [18])

Wie bereits erwähnt, besteht eine Lithium-Ionen-Batterie aus einem schichtartigen Aufbau von Kathode, Anode sowie Separator. Die Eigenschaften einer Lithium-Ionen-Batterie können neben den genutzten Materialien für die genannten Komponenten ebenfalls durch die Material- bzw. Schichtdicke beeinflusst werden. Abbildung 8 präsentiert einen Schnitt durch zwei unterschiedliche Lithium-Ionen-Batterien und stellt die Schichtdicke der Komponenten dar. Durch die Nutzung dünnerer Schichten von Anode und Kathode können Lithium-Ionen-Batterien Leistungsdichten von bis zu 8 kWkg^{-1} erreichen. Die Energiedichte nimmt auf Grund der geringeren Menge an Aktivmaterial jedoch ab und kann auf bis zu 50 Whkg^{-1} absinken. Diese Batterien werden Hochleistungszellen (engl. High Power, HP) genannt und weisen durch ihren mechanischen Aufbau einen deutlich reduzierten Innenwiderstand auf. Durch Vergrößerung der Kathoden- und Anodenschichten können Lithium-Ionen-Batterien Energiedichten von bis zu 270 Whkg^{-1} bei einer Leistungsdichte von 800 Wkg^{-1} erreichen. In diesem Fall wird von Hochenergiezellen gesprochen (engl. High Energy, HE) [26]. Diese Zahlen entsprechend dem Stand von LIB in Serienproduktion. Theoretisch könnten die verwendeten Panasonic-Zellen von Tesla 421 Whkg^{-1} statt den vorhandenen 272 Whkg^{-1} erreichen [27]. Die Vergrößerung der Schichtdicken hat zur Folge, dass Hochenergiezellen einen deutlich erhöhten Innenwiderstand gegenüber den Hochleistungszellen aufweisen.

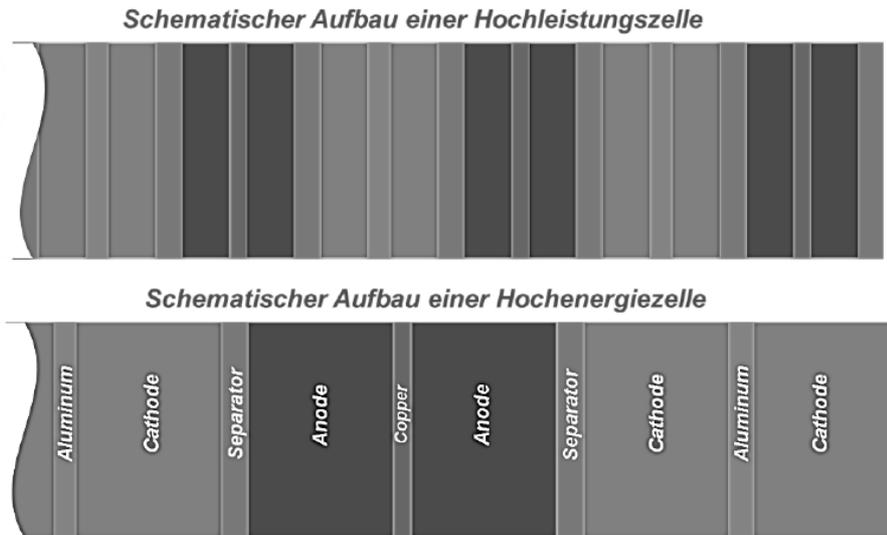


Abbildung 8: Schematischer Aufbau von Hochleistungs- und Hochenergiezellen mit Bezug auf die Schichtdicken (Grafik entnommen aus [28])

2.3.3 Alterung von Lithium-Ionen-Batterien

Lithium-Ionen-Batterien unterliegen Degradationsmechanismen, die sich in Form einer Abnahme der verfügbaren Ladungsmenge und Anstieg des Innenwiderstandes der Zelle äußern. Diese Degradation wird häufig als Alterung bezeichnet und besteht aus zwei sich überlagernden Vorgängen. Diese werden kalendarische und zyklische Alterung genannt. Die kalendarische Alterung tritt beim Lagern der Zelle auf und kann durch den SOC sowie die Temperatur, bei der die Zelle gelagert wird, beeinflusst werden [29]. Hohe Temperaturen und hohe Zellspannungen, welche mit einem hohen SOC einhergehen, führen zu einer beschleunigten Zersetzung des Elektrolyten sowie zur Zunahme der SEI Schicht. Die SEI Schicht führt zu einem Anstieg des Innenwiderstandes und bindet zusätzliches Lithium, welches für die eigentliche Speicherung nicht mehr zur Verfügung steht und somit die verfügbare Ladungsmenge verringert [30], [31].

Die zyklische Alterung tritt hingegen bei jedem Lade-Entladevorgang auf. Die Ein- und Auslagerung des Lithiums in die Gitterstruktur der Anode ist mit Volumenarbeit verbunden, welche mechanischen Stress erzeugt. Dies bewirkt ein Aufbrechen und eine Neubildung der SEI Schicht, wofür freies Lithium verbraucht wird. Dadurch steigt der Innenwiderstand an und die verfügbare Ladungsmenge der Zelle nimmt ab [32].

Die zyklische Alterung ist maßgeblich vom DOD, der Temperatur und der C-Rate abhängig [33]. Ein hoher DOD beschleunigt die zyklische Alterung, während kleinere DOD die zyklische Alterung reduzieren. Der Effekt ist zusätzlich noch durch den mittleren SOC, um welchen der DOD stattfindet, abhängig [34]. Zum Vergleich der Lebensdauer bei unterschiedlichen DOD wird hier gerne von äquivalenten Vollzyklen (engl. Full Cycle Equivalent, FCE) gesprochen. Der FCE entspricht dem Verhältnis aus der Ladungsmenge, welche bei einem bestimmten DOD bis zum Erreichen EOL der Zelle ein- und ausgeladen wurde, und der doppelten Nennkapazität Q_0 (s. Gleichung (2.8)).

$$FCE = \frac{\int_0^{EOL} I(t)dt}{2 \cdot Q_0} \quad (2.8)$$

Die Darstellung des DOD Einflusses auf die Alterung einer Lithium-Ionen-Batterie erfolgt in Abbildung 9 durch das sogenannte Wöhler-Diagramm.

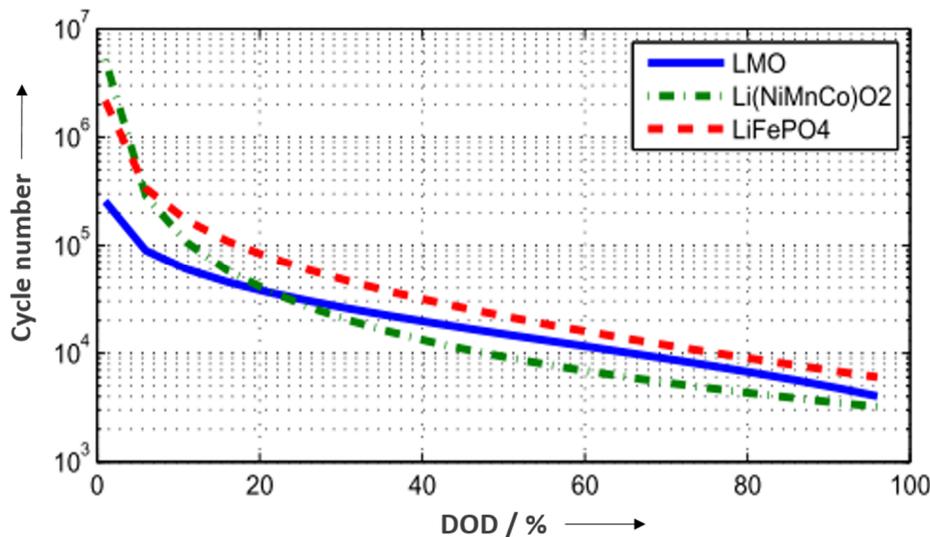


Abbildung 9: Wöhler-Diagramm zur zyklischen Alterung von Lithium-Ionen-Batterien in Abhängigkeit des DOD (Grafik entnommen aus [35] und abgeändert)

Wie eingangs beschrieben, beeinflusst die Betriebstemperatur der Zelle dessen Lebensdauer [36]. In einer Studie von Waldmann et al. [37] wurden zylindrische LMO-Zellen bei 100 % DOD 1C1C und Temperaturen von - 20 °C bis 70 °C zyklisiert und die Lebensdauer untersucht.

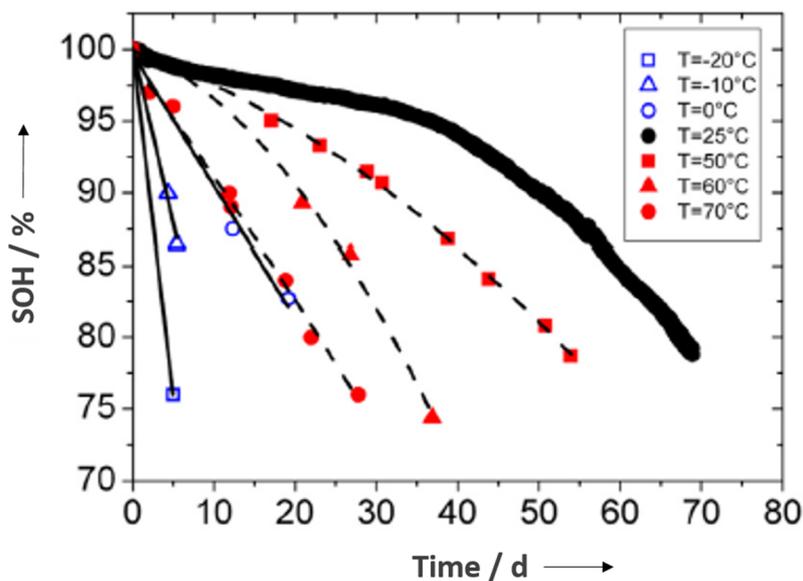


Abbildung 10: Einfluss der Temperatur auf die Alterung bei einem 1C1C Zyklus von zylindrischen Lithium-Ionen-Batterien (Grafik entnommen aus [37] und abgeändert)

In Abbildung 10 ist deutlich der Alterungseinfluss der Temperaturen zu erkennen, wobei Zellen bei Temperaturen unterhalb von 0 °C im Vergleich zu Temperaturen von 50 °C eine deutlich reduzierte Lebensdauer aufweisen. Bei Minusgraden bildet sich das sogenannte Lithium-Plating, was bedeutet, dass sich Lithium nicht in die Anode einlagert, sondern eine Abscheidung des metallischen Lithiums an der Anode stattfindet und somit zu einem Abfall verfügbarer Ladungsmenge sowie Anstieg des Innenwiderstandes führt. Bei Temperaturen von deutlich über 25 °C tragen andere Alterungsmechanismen zur Reduktion der verfügbaren Ladungsmenge und zum Anstieg des Innenwiderstandes bei. In diesem Temperaturfenster beginnt die Zersetzung des Elektrolyts und die SEI Schicht auf der Anode nimmt zu.

Die verwendete C-Rate beeinflusst ebenfalls die zyklische Alterung einer Zelle [38], [39]. Die Unterscheidung zwischen temperatur- und stromstärkeabhängigen Alterungsvorgängen ist jedoch nicht ohne weiteres möglich, da höhere Ströme eine erhöhte Temperatur zur Folge haben. Ein Vorgang, welcher die Alterung von Lithium-Ionen-Batterien äußerst beschleunigt, ist das Zyklieren bei hohen C-Raten und tiefen Temperaturen [40]. Des Weiteren beschleunigt das Laden mit hohen C-Raten bei erhöhten Ladezuständen ($> 70\%$ SOC) die Alterung [33], [41], [42]. Die Ursachen der Alterung von Lithium-Ionen-Batterien und deren Auswirkungen sind graphisch in Abbildung 11 zusammengefasst.

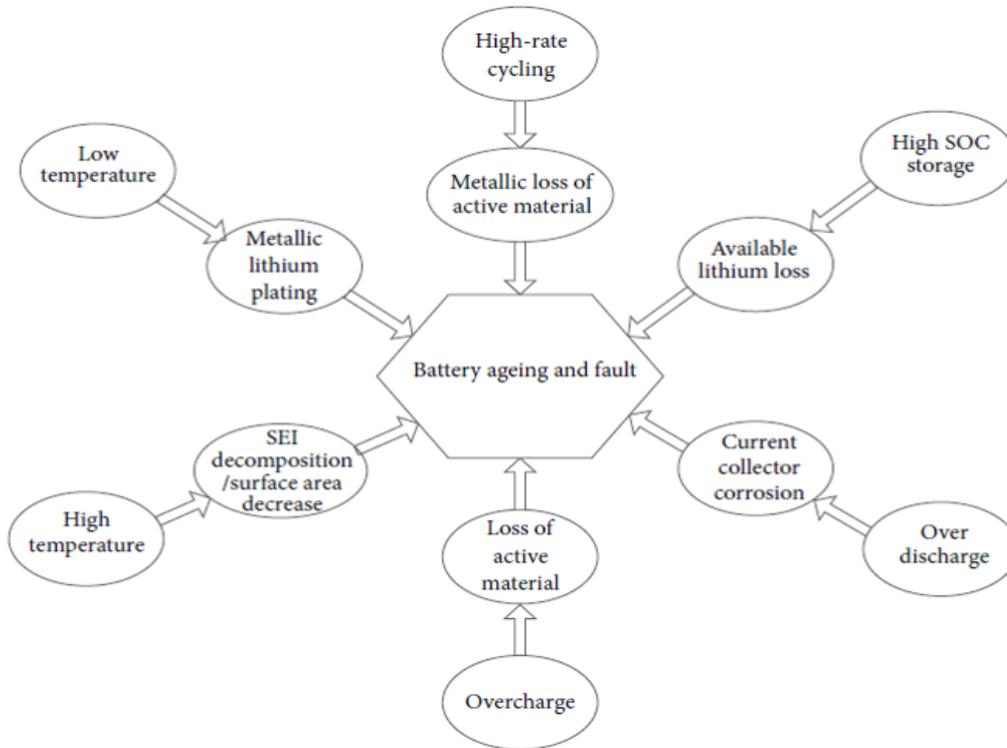


Abbildung 11: Ursachen der Alterung von Lithium-Ionen-Batterien an der Anode (Grafik entnommen aus [43])

2.4 Superkondensatoren

Superkondensatoren (engl. Supercapacitors, SC) sind elektrochemische Kondensatoren, welche zur Energiespeicherung die kapazitiven Eigenschaften der Fest-Flüssig-Grenzfläche zwischen Elektrolyt und Elektrode nutzen. Sie können dadurch deutlich höhere Kapazitätswerte als konventionelle Kondensatoren erreichen (ca. 10.000-fach höher), welche die Energie in einem elektrostatischen Feld speichern. Aufgrund ihrer äußerst hohen Zyklenfestigkeit und Leistungsdichte werden Superkondensatoren gerne zur Verbesserung der Netzqualität in Form der Spannung-Leistungskorrektur und Glättung von Lastspitzen eingesetzt sowie zur Überbrückung und Energierückgewinnung in Nahverkehrssystemen [44], [45].

2.4.1 Aufbau und Funktionsweise

Superkondensatoren bestehen wie Lithium-Ionen-Batterien aus zwei leitenden Elektroden, einem Separator, der die Elektroden mechanisch trennt und einem ionisch leitfähigen Elektrolyten. Beim Anlegen einer Spannung bildet sich an beiden Elektroden eine sogenannte Helmholtz-Doppelschicht aus. Je nach Elektrode lagern sich dabei positive oder negative Ionen aus dem Elektrolyt spiegelbildlich an der Elektrode an (s. Abbildung 12).

Die Kapazität des Superkondensators ergibt sich aus der Summe zweier Speicherprinzipien, die sich aus dem chemisch-physikalischen Verhalten der Doppelschicht ergeben. Hier wird zwischen der Doppelschichtkapazität und der Pseudokapazität differenziert.

Nach Anlegen einer Spannung entstehen an den Phasengrenzen zwischen Elektrode und Elektrolyt zwei ionisierte Schichten. Eine Schicht befindet sich direkt an der Oberfläche der Elektrode, welche auch als innere Helmholtz-Schicht bezeichnet wird. Die zweite Schicht, die äußere Helmholtz-Schicht, besitzt eine entgegengesetzte Polarität und befindet sich im anliegenden Bereich des flüssigen Elektrolyten. Diese beiden Schichten werden durch polare Moleküle des Elektrolyten (bspw. Wassermoleküle) getrennt, welche analog die Wirkung eines Dielektrikums in konventionellen Kondensatoren besitzen.

Bei bestimmten Strukturen oder Materialien können einige Ionen aus dem Elektrolyt die Helmholtz-Schicht überwinden und einen Elektronentransfer mit der Elektrode durch den faradayschen Ladungsaustausch vollziehen. Es werden keine chemischen Bindungen eingegangen, sondern es findet nur der Ladungsaustausch statt. Hierbei durchdringt ein solvatisiertes Ion (in Wasserlösungen ein hydratisiertes Ion) die Helmholtz-Schicht, wobei es seine Solvathülle ablegt, und adsorbiert an der Elektrode, wo der faradaysche Ladungsaustausch stattfindet. Die elektrische Energie, welche mit Hilfe dieser Redoxreaktion gespeichert werden kann, wird Pseudokapazität genannt. Diese Pseudokapazität tritt immer nur zusammen mit der Doppelschichtkapazität auf.

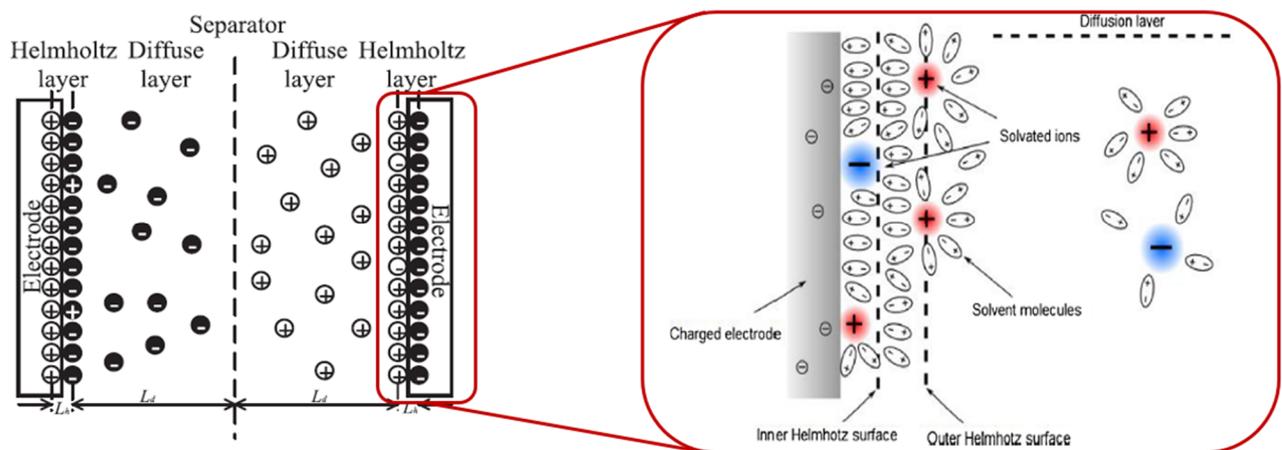


Abbildung 12: Prinzipieller Aufbau von elektrochemischen Superkondensatoren (Grafik zusammengesetzt aus [46], [47])

2.4.2 Technologien

Superkondensatoren können je nach Design der Elektroden mehr Energie in der Helmholtz-Schicht oder in der Pseudokapazität speichern. Dadurch gliedern sich Superkondensatoren in drei unterschiedliche Ausführungen auf:

- Doppelschichtkondensatoren
- Pseudokondensatoren
- Hybridkondensatoren

Doppelschichtkondensatoren sind symmetrisch aufgebaut, was bedeutet, dass deren Elektroden aus dem gleichen Material bestehen. Am meisten sind Elektroden aus Aktivkohlenstoff verbreitet, Neuentwicklungen hingegen nutzen Graphen oder Kohlenstoffnanoröhren, um die Energiedichte noch weiter zu verbessern [48]–[51]. Der größte Teil der Gesamtkapazität wird von der Doppelschicht bereitgestellt. Pseudokondensatoren nutzen hingegen zumeist Metalloxide, um den Einfluss der Pseudokapazität zu erhöhen. Pseudokondensatoren können das 100-fache der Kapazität von Doppelschichtkondensatoren erreichen, allerdings bei gleichzeitig reduzierter Leistungsdichte [52].

Die neueste Entwicklung der Superkondensatoren sind die Hybridkondensatoren. Hier sind die Elektroden asymmetrisch aufgebaut, was bedeutet, dass eine Elektrode das Speicherprinzip der Doppelschicht besitzt und die andere Elektrode ihre Energie in Form der Pseudokapazität speichert [53]. Ein schematischer Überblick über die drei unterschiedlichen Aufbauvarianten ist in Abbildung 13 dargestellt.

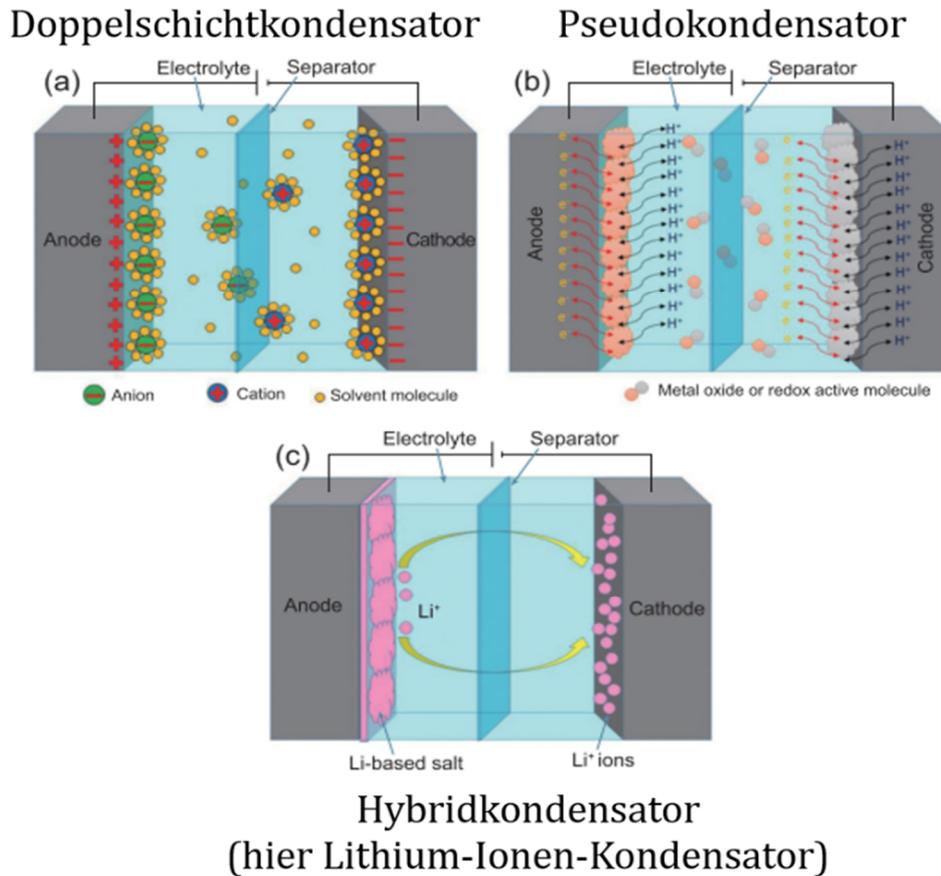


Abbildung 13: Schematische Darstellung zum inneren Aufbau und Reaktionsweise der unterschiedlichen Superkondensatorentechnologien; (a) Elektrochemischer Superkondensator und Nutzung der Helmholtz-Schicht zur Energiespeicherung (b) Pseudokondensatoren und Nutzung des Faradayschen Ladungsträgeraustausch; (c) Hybridkondensatoren (am Beispiel von Lithium-Ionen-Kondensatoren) und Nutzung sowohl der Helmholtz-Sicht als auch des Faradayschen Ladungsträgeraustausches für die Energiespeicherung (Grafik entnommen aus [54] und abgeändert)

2.4.3 Alterung von Superkondensatoren

Die Alterung von Superkondensatoren äußert sich ebenfalls durch die Zunahme des Innenwiderstandes und durch einen Verlust der verfügbaren Ladungsmenge. Temperaturen oberhalb von 60 °C sowie Betriebsspannungen oberhalb der angegebenen Nennspannung sorgen für beschleunigte Alterungseffekte [55]. Ebenso beeinflusst der genutzte Spannungsbereich der Superkondensatoren deren Lebensdauer. Analog zu Lithium-Ionen-Batterien führt eine Reduzierung des DOD-Bereiches zu höheren Lebensdauern für Lithium-Ionen-Kondensatoren [56]. Im Falle der EDLCs hat der DOD einen äußerst geringfügigen Einfluss auf die Alterung [57] und wird auf Grund der ohnehin schon äußerst hohen möglichen Zyklenzahl als vernachlässigbar für die Degradation eingestuft [58].

Bei Übertemperaturen verdunstet der Elektrolyt, was zu einem Kapazitätsabfall und längerfristig zu einem Anstieg des Innenwiderstandes führt [59]. Überspannungen zersetzen den Elektrolyten, dessen Zersetzungsprodukte lagern sich in den Poren der Elektroden an und verstopfen diese. Des Weiteren sind Überspannungen für den Zerfall der Elektrode verantwortlich, was zusätzlich zum Verlust der Ladungsmenge und zum Anstieg des Innenwiderstandes beiträgt [60]. Im Allgemeinen betrachtet haben Überspannungseffekte einen höheren Einfluss auf die Alterung von Superkondensatoren als Übertemperaturen [61].

2.5 Energiespeichersysteme

Für die meisten Anwendungen von Energiespeichern sind die Spannungen und Nennkapazität einer Zelle nicht ausreichend. Daher wird eine Vielzahl von einzelnen Zellen zu einem Verbund zusammengefügt, um die notwendigen Anwendungsanforderungen erfüllen zu können. Zu Beginn werden die Zellen zu einem Zellblock verbunden. In Abhängigkeit des Zellformats werden an dieser Stelle bereits unterschiedliche Verbindungstechniken (bspw. Widerstandsschweißen, Drahtbonden, Klemmung etc.) und Verbindermaterialien (Nickel, Aluminium, Kupfer) eingesetzt [62]–[66]. Mehrere Zellblöcke zusammen formen ein Modul, welches mit oder ohne Schutzeinrichtung ausgestattet sein kann.

Ein vollständiges Energiespeichersystem (ESS) bzw. Batteriesystem (BESS) besteht aus mehreren Modulen mit zusätzlichen Sicherungseinrichtungen (Relais, Schmelzsicherung etc.) sowie Sensorik. Ein Batteriemanagementsystem (BMS) übernimmt die sicherheitsrelevanten Aufgaben, übermittelt an den Nutzer Informationen über den Zustand des Energiespeichers und löst in kritischen Situationen (bspw. erhöhte Temperaturen) die zur Sicherheit beitragenden Bauteile aus.

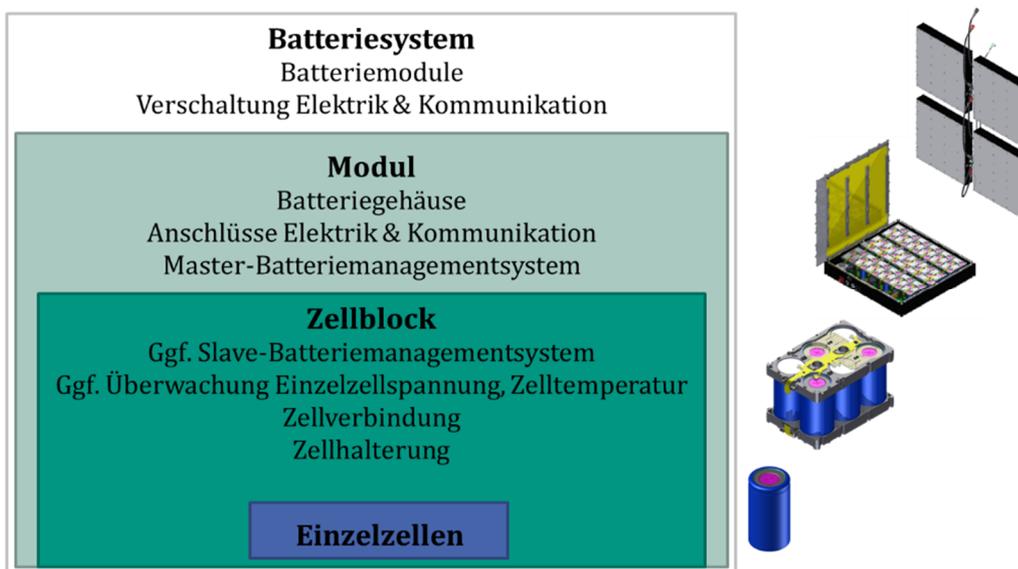


Abbildung 14: Schematischer Aufbau eines Batteriesystems und hierarchische Anordnung der Bestandteile (abgeänderte Grafik aus der Version von M.Sc. Julian Kirn – Batterietechnikum Karlsruher Institut für Technologie, 2017)

Allgemeinhin hat sich durchgesetzt, die Verschaltungsart eines ESS mit der Notation $XsYp$ abzukürzen. Hierbei beschreibt X die Anzahl der seriell geschalteten und Y die Anzahl der parallelgeschalteten Zellen. Einige Beispiele bezüglich Topologie und Energieinhalt (E_{ESS}) des Energiespeichersystems sind am Beispiel von Elektrofahrzeugen in Tabelle 1 aufgelistet.

Tabelle 1: Überblick von Batteriesystem-Topologien von kommerziell erhältlichen batterieelektrischen Fahrzeugen (Tabelle aus [67])

Modell	E_{ESS} / kWh	Topologie
BMW i3	21,6	96s1p
Tesla Model S	85	96s74p
VW e-Golf	24,2	88s3p
Nissan Leaf	24	96s2p
Mitsubishi iMiEV	16	88s1p
Smart electric drive	17,6	98s1p

Anwendungen haben spezifische Anforderungen an den Energieinhalt sowie an die Leistung des Energiespeichersystems (P_{ESS}). Die geforderten Kennwerte können dabei durch die Steigerung der Nennkapazität sowie der Spannung des Energiespeichersystems erreicht werden.

Serielle Zellmodule (engl. Serial cell module, SCM) werden verwendet, um das Spannungsniveau des ESS anzuheben. Das obere und untere Spannungsniveau des SCM bildet sich unter idealen Bedingungen aus dem Produkt der Anzahl seriell verschalteter Zellen X und der oberen und unteren Spannungsgrenze der Zellen. Hierbei wird jede einzelne Zelle von der gleichen Stromstärke I durchsetzt (s. Abbildung 15 (a)).

Die notwendige Anzahl seriell geschalteter Zellen ergibt sich dabei aus dem Quotient der Nennspannung des Systems $U_{0,ESS}$ und der Nennspannung der Zelle U_0 . Eine andere Variante ist die Auslegung nach der notwendigen maximalen Spannung $U_{max,ESS}$ des Energiespeichersystems unter Berücksichtigung der maximalen Spannung der Zelle U_{max} . Beide Varianten sind in Gleichung (2.9) formuliert.

$$X = \frac{U_{0,ESS}}{U_0} \vee \frac{U_{max,ESS}}{U_{max}} \quad (2.9)$$

Parallele Zellmodule (engl. Parallel cell module, PCM) erhöhen die Nennkapazität des Energiespeichersystems. In einem PCM teilt sich der Laststrom des Energiespeichersystems I_{ESS} unter idealen Bedingungen gleichmäßig auf die Anzahl der parallel geschalteten Zellen Y auf. Bei der Auslegung sollte jedoch der maximal zulässige Strom der Zelle berücksichtigt werden, um Alterungseinflüsse, aber auch Gefahrenquellen zu reduzieren. In Abhängigkeit der Anzahl parallelgeschalteter Zellen Y und des Laststromes des Energiespeichersystems I_{ESS} , kann der Strom einer Zelle I_{ESS}^{cell} im Energiespeichersystem unter Annahme einer gleichmäßigen Stromverteilung nach Gleichung (2.10) bestimmt werden.

$$I_{ESS}^{cell} = \frac{I_{ESS}}{Y} \quad (2.10)$$

In realen Anwendungen kann es zu inhomogenen Lastverteilungen zwischen den einzelnen Zellen kommen [68]–[73], da notwendige Bauteile wie Zellverbinder und Verbindungstechnik, aber auch durch individuelle Innenwiderstände und Nennkapazitäten, Diskrepanzen in den Eigenschaften der einzelnen Zellen verursachen [74]–[79] sowie inhomogene Temperaturen [80]–[82] im Energiespeichersystem zu abweichenden Zellströmen führen können.

Ein Energiespeichersystem besteht aus mehreren SCMs, welche zusammen zu einem PCM, oder aus mehreren PCMs, zu einem SCM zusammengefügt werden. Die Anzahl der SCMs und PCMs richtet sich nach den technischen Voraussetzungen der Anwendung.

Die Energie eines Energiespeichersystems E_{ESS} definiert sich wie folgt:

$$E_{ESS} = Y \cdot Q_0 \cdot X \cdot U_0 \quad (2.11)$$

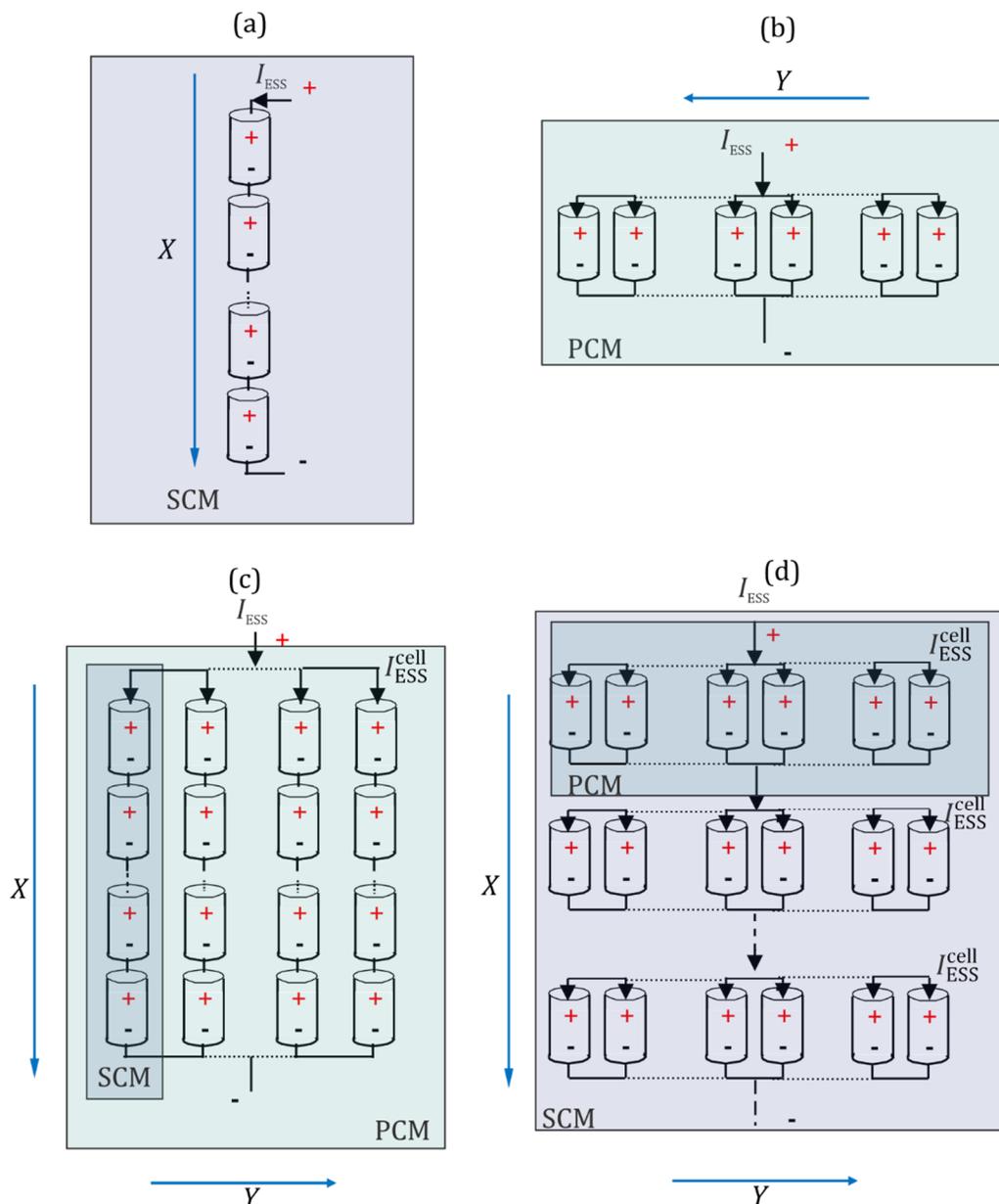


Abbildung 15: Exemplarischer Aufbau von Energiespeichersystemen; (a) serielle Verschaltung von Zellen zu einem seriellen Zellmodul; (b) parallele Verschaltung von Zellen zu einem parallelen Zellmodul; (c) Parallele Verschaltung von seriellen Zellmodulen zu einem Energiespeichersystem; (d) Serielle Verschaltung von parallelen Zellmodulen zu einem Energiespeichersystem

2.6 Grundlagen zur Modellierung von Energiespeichern

Zur Modellierung von Energiespeichern existieren in der Literatur verschiedene Ansätze, welche sich nach Aufwand der Parametrierung und Detaillierungsgrad aber auch Genauigkeit und Rechenaufwand deutlich unterscheiden. Grundsätzlich können Modelle für Energiespeicher in drei Klassen unterteilt werden, welche nach dem Grad ihrer physikalischen Interpretierbarkeit den *White-box*, *Grey-Box* oder *Black-Box* Modellen zugeordnet werden können [83].

Mit *Black-Box* Modellen wird das Ziel verfolgt, das Eingangs-Ausgangsverhalten eines Energiespeichers, bzw. im Falle einer Stromeinprägung die Spannungsantwort des Energiespeichers wiederzugeben. Methoden, welche für diese Art von Modell gewählt werden, sind Neuronale Netze [84]–[88], Genetische Algorithmen [89], [90] oder Fuzzy Logic Methoden [91], [92]. Die Parameter dieser Modelle können physikalisch nicht interpretiert werden und werden zumeist für Diagnosezwecke wie Ladezustandsbestimmung oder die Bestimmung des SOH genutzt.

White-Box Modelle hingegen nutzen Differentialgleichungen, um das elektrochemische und physikalische Verhalten abzubilden und werden meistens mit Finite-Elemente-Methoden (FEM) simuliert. Ihr Detaillierungsgrad reicht von der Modellierung eines einzelnen Partikels [93] bis hin zur Simulation im dreidimensionalen Raum [94], [95], was jedoch mit einem erhöhten Rechenaufwand einhergeht [96]. Ziel dieser Modelle ist es, sowohl die Materialstrukturen als auch die darin stattfindenden komplexen elektrochemischen und thermodynamischen Prozesse nachzubilden.

Grey-Box Modelle stellen einen Kompromiss zwischen den *Black-Box* und den *White-Box* Modellen dar. Sie haben ebenfalls das Ziel, das Eingangs-Ausgangsverhalten eines Energiespeichers abzubilden, die genutzten Parameter werden jedoch den physikalischen Eigenschaften des Energiespeichers zugeordnet. Der Energiespeicher wird hierbei durch ein elektrisches Ersatzschaltbild (engl. Electrical Circuit Model, ECM) wiedergegeben, dessen Zusammensetzung variiert und sich an den gewünschten Genauigkeitsgrad richtet [97]–[100]. Zur Parametrierung dieses Modells existieren verschiedene Methoden, welche in Kapitel 2.7 näher erläutert werden.

All diese Modellansätze können ebenfalls zur Modellierung vollständiger Energiespeichersysteme genutzt, bzw. adaptiert werden [86], [101]–[103]. Ein Vergleich der einzelnen Modellansätze bezüglich der Genauigkeit, Komplexität sowie physikalischer Interpretierbarkeit ist in Tabelle 2 zu finden.

Tabelle 2: Vergleich der einzelnen Methoden zur Modellierung von Energiespeicher und Energiespeichersysteme (angelehnt an [104])

Modell	Genauigkeit	Komplexität	Physikalische Interpretierbarkeit	Anwendungsgebiet
Black-Box	Mittel	Gering (2-3 Parameter)	Gering	Lebensdauerprognose, Effizienz und Diagnose
Grey-Box	Mittel	Gering bis Mittel (2 bis 30 Parameter)	Limitiert	Real-time Monitoring und Diagnose
White-Box	Sehr hoch	Hoch (>50 Parameter)	Hoch	Batterieentwicklung

2.7 Parameterbestimmung von ECM-Modellen

Zur Charakterisierung und Bestimmung der Parameter eines ECM Modells zur Modellierung von Energiespeichern steht eine Vielzahl von Techniken zur Verfügung, welche sich nach dem Aufbau des ECM Modells richten. Weit verbreitet sind ECM Modelle, welche aus einer Leerlaufspannung und einem ohmschen Widerstand bestehen [100], [105]. Diese können das stationäre Verhalten eines Energiespeichers wiedergeben, weisen jedoch deutliche Fehler innerhalb transienter Betrachtungen auf. Um das transiente Verhalten eines Energiespeichers wiedergeben zu können, werden dem Schaltkreis RC Elemente hinzugefügt, die mit steigender Anzahl zwar die Modellgenauigkeit erhöhen, aber die Bestimmung weitere Parameter notwendig machen [106]. Abbildung 16 (a) stellt ein bewährtes ECM-Modell eines Energiespeichers da, welches um beliebige RC-Glieder zur Abbildung der Diffusions- und Transportphänomene des Energiespeichers erweitert werden kann.

Die Leerlaufspannung des Energiespeichers U_{OCV} wird in Abhängigkeit des Ladezustandes bestimmt. Hierfür kann entweder ein kontinuierliches Laden und Entladen bei verschiedenen Stromstärken [107] oder eben das gezielte Anfahren festgelegter SOC Punkte und eine anschließende Messung nach einer selbstgewählten Relaxationszeit gewählt werden [108].

Die weiteren Parameter wie der Innenwiderstand R_i oder auch die Parameter der RC-Glieder werden häufig aus der Spannungsantwort des Energiespeichers bei einem Pulsstrom ermittelt (s. Abbildung 16 (b)). Die gesuchten Parameter können hierbei einzelnen Bereichen der Spannungsantwort zugeordnet werden.

Der Innenwiderstand kann aus den Messdaten nach Gleichung (2.12) bestimmt werden, wobei dieser aufgrund des verwendeten Gleichstroms auch gerne als DC-Widerstand bezeichnet wird [109]. Als Spannung kann wie in

Abbildung 16 (b) präsentiert neben U_2 ebenso die Spannung U_3 bzw. eine Spannung zwischen U_2 und U_3 aus einer Spannungsantwort gewählt werden.

$$R_{I,DC} = \frac{U_1 - U_2}{I} \vee \frac{U_1 - U_3}{I} \tag{2.12}$$

Der DC-Widerstand des Energiespeichers $R_{I,DC}$ kann mit dieser Methode bei verschiedenen SOC Zuständen, Temperaturen und Alterungsstufen bestimmt werden, um die Dynamik des Innenwiderstandes des Energiespeichers in Abhängigkeit der genannten Einflüsse abbilden zu können.

Die Parameter der RC-Glieder können direkt aus den Messdaten [110] oder durch Methoden der Parameteroptimierung aus der gängigen Literatur [111] bestimmt werden [112], wobei ersteres bei einer größeren Anzahl an RC-Gliedern an seine Grenzen stößt.

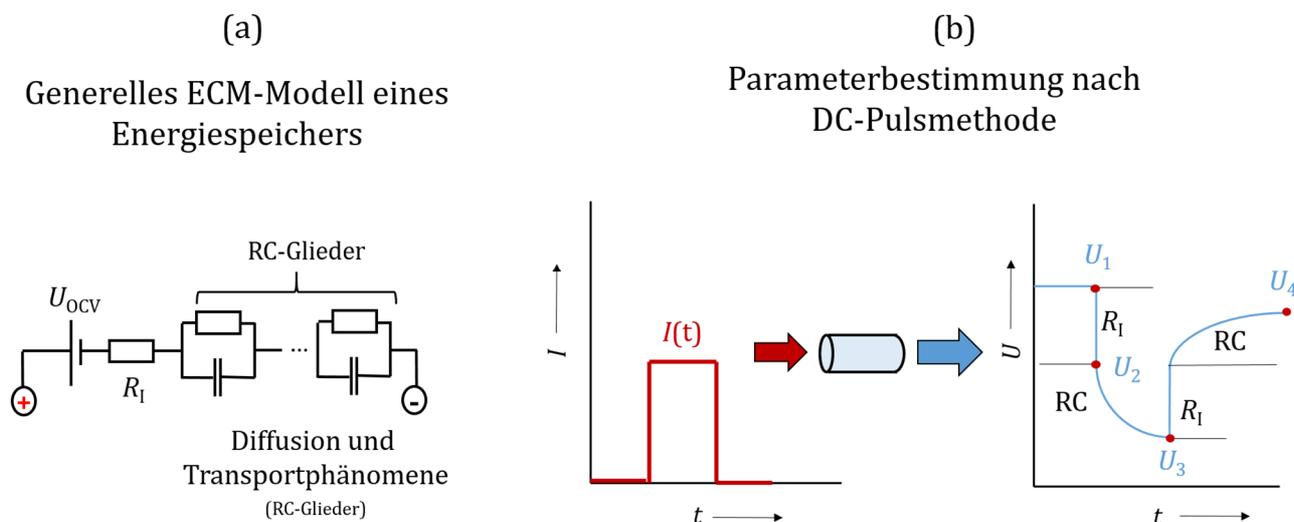


Abbildung 16: Charakterisierung von ECM-Modellen mittels DC-Pulsmethode; (a) Bewährtes ECM-Modell mit beliebiger Anzahl an RC-Gliedern zur Abbildung des stationären und transienten Verhaltens von Energiespeichern und Systemen; (b) Spannungsantwort eines Energiespeichers bei einem eingetragenen Gleichstrompuls sowie Zuteilung der Bereiche der Spannungsantwort zu Elementen des ECM-Modells

Neben dem genannten Ansatz zur Modellierung von Energiespeichern mittels ECM-Modellen existieren auch weitere ECM-Ansätze, welche das Verhalten des Energiespeichers im Frequenzraum betrachten. Die Parameterbestimmung für frequenzabhängige Modelle erfolgt mittels der Elektrochemischen Impedanzspektroskopie (EIS). Hierbei wird ein Strom in die Zelle eingepreßt und die Spannungsantwort ermittelt (s. Abbildung 17 (a)). Während bei der DC-Pulsmethode ein konstanter Strom für eine festgelegte Zeit eingepreßt wird, wird beim EIS-Verfahren ein Strom mit unterschiedlichen Frequenzen im Millihertz bis zum Kilohertz Bereich eingepreßt und die Spannungsantwort aufgenommen [113]. Durch den Strom und die gemessene Spannung kann die Impedanz Z in Abhängigkeit der Frequenz ω nach Gleichung (2.13) bestimmt werden.

$$Z(\omega) = \frac{U(\omega)}{I(\omega)} \tag{2.13}$$

Die berechnete Impedanz Z kann in ihren Real- und Imaginärteil aufgeteilt werden und wird meist wie in Abbildung 17 (b) präsentiert in einem Nyquist-Diagramm dargestellt. In diesem Nyquist-Diagramm kann das Verhalten des Energiespeichers in Abhängigkeit der Frequenz untersucht und physikalischen Phänomenen wie Diffusion und Ladungsträgertransfer zugeteilt werden. Die Parametrierung des Energiespeichers im Frequenzraum ist nicht Gegenstand der hier vorgestellten Untersuchung, deren Erwähnung jedoch der Vollständigkeit der möglichen Verfahren zur Parametrierung von Energiespeichern dienen soll.

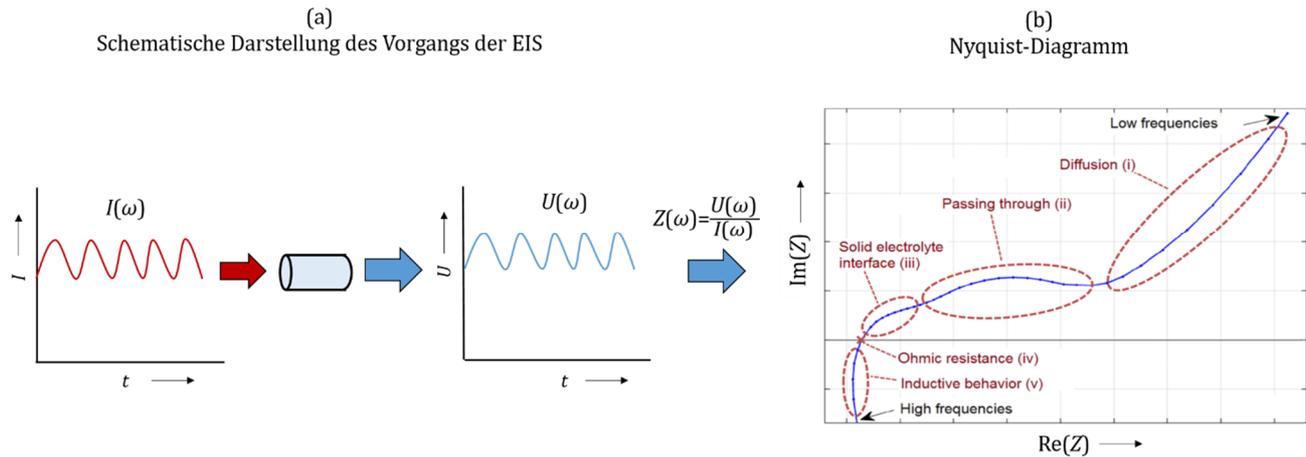


Abbildung 17: (a) Schematische Darstellung der Elektrochemischen Impedanzspektroskopie mit Einprägung eines frequenzabhängigen Stromes $I(\omega)$ und der dazugehörigen Spannungsantwort $U(\omega)$; (b) Exemplarische Darstellung eines Nyquist-Diagramms für eine Lithium-Ionen-Batterie aus [104]

2.8 Klassifizierung hybridelektrischer Fahrzeuge

Als ein hybridelektrisches Fahrzeug wird ein Automobil bezeichnet, welches mindestens zwei unabhängige Antriebsarten nutzt. Klassisch verwenden Hybridfahrzeuge einen konventionellen Verbrennungsmotor sowie einen von einer Batterie gespeisten elektrischen Antriebsstrang.

Hybridelektrische Fahrzeuge können anhand des jeweiligen Elektrifizierungsgrades verschiedenen Kategorien zugeordnet werden, welche sich sowohl in der Leistung des elektrischen Antriebsstranges sowie der Nennkapazität und Spannung des Energiespeichers als auch in den damit möglichen technischen Potentialen unterscheiden. Ein Überblick existierender Hybridfahrzeugklassen mit zugehörigen Betriebsmöglichkeiten ist in Tabelle 3 aufgelistet.

Tabelle 3: Überblick hybridelektrischer Fahrzeugklassen und der möglichen Betriebsarten (auf Basis von [114])

Fahrzeugklasse	Start-Stopp-Automatik	Betriebsarten					Elektrisches Fahren
		Lastpunktverschiebung	Segeln	Rekuperation	Boosten		
Micro-Hybrid (MCHEV)	X	-	-	-	-	-	
Mild-Hybrid (MHEV)	X	X	X	6...20 kW	<15 kW	-	
Full-Hybrid (FHEV)	X	X	X	>20 kW	>15 kW	1...5 km	
Plug-in-Hybrid (PHEV)	X	X	X	>50 kW	>30 kW	20...60 km	
Elektroauto (EV)	X	X	X	>30 kW	-	>100 km	

Die in Tabelle 3 aufgelisteten Hybridklassen haben auf Grund ihrer möglichen Betriebsarten abweichende Anforderungen an installierte Leistung und Energie des Energiespeichers. Abbildung 18 (a) vergleicht in einem Ragone-Diagramm die notwendige Leistung und Energie in Abhängigkeit der Hybridisierungsklasse. Micro-Hybride weisen beispielsweise die geringsten notwendigen Leistungen und Energien auf. Mit Anstieg des Elektrifizierungsgrades steigen auf Grund der damit zusätzlich möglichen Betriebsarten die notwendige Energie und Leistung beginnend von Mild-Hybriden bis hin zu Plug-In Hybriden weiter an.

Des Weiteren ist in Abbildung 18 (b) die Auslastung des Energiespeichers in Form des genutzten SOC-Bereiches sowie der Zyklentiefe innerhalb des SOC-Bereiches in Abhängigkeit der Hybridklasse abgebildet. Mit steigendem Elektrifizierungsgrad des Fahrzeugs steigt ebenso die Zyklentiefe des Energiespeichers an. Mild-Hybride nutzen innerhalb ihres SOC-Bereiches von 20-80 % Ladezustand beispielsweise ca. 30 % des Betriebsbereiches aus, während Plug-In Hybride durch die Möglichkeit des elektrischen Fahrens bis zu 60 % der Energie des Speichers verwenden.

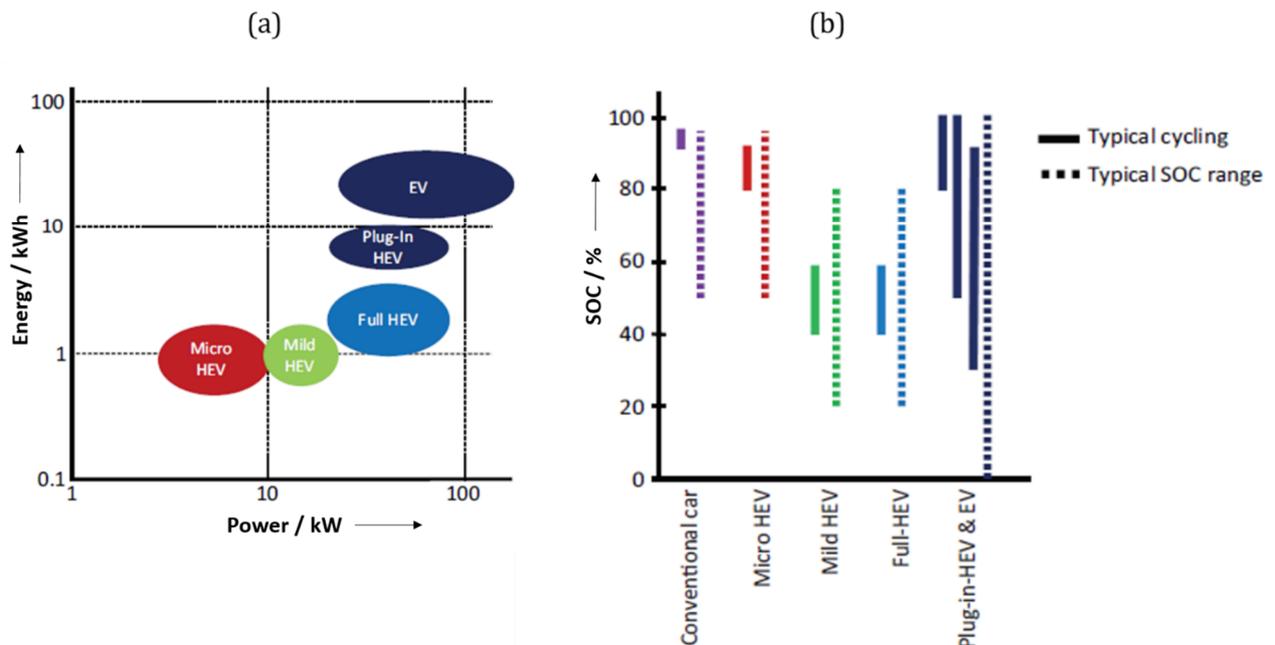


Abbildung 18: (a) Einteilung der Hybridklassen in notwendige Energie- und Leistungsbereiche; (b) Charakteristische Arbeitsbereiche des Energiespeichers in Abhängigkeit der Hybridklasse ((a) und (b) sind aus [115] entnommen und abgeändert). Konventionelle Fahrzeuge mit Verbrennungsantrieb zeigen laut Autor einen SOC Bereich auf, da in der Studie Start-Stopp bzw. Motor-Aus Phasen berücksichtigt wurden.

3 Stand der Technik

Heutige Energiespeichertechnologien weisen entweder eine hohe Energie- oder eine hohe Leistungsdichte auf. Die Leistungsanforderungen der jeweiligen Anwendung können zu Überbelastungen und damit zu vorzeitigem Altern der verwendeten Technologie führen. Um beschleunigten Alterungsprozessen vorzubeugen, wird das Energiespeichersystem zumeist überdimensioniert. Technologien mit hoher Energiedichte werden überdimensioniert, um die notwendige Leistung bereitstellen zu können, während Energiespeicher mit hoher Leistungsdichte größer ausgelegt werden müssen, um die geforderte Energie zu liefern.

Hybride Energiespeichersysteme vermeiden Überdimensionierungen, da diese Vorteile von Energie- und Leistungstechnologien vereinen.

Hybride Energiespeichertechnologien und Systeme sind seit knapp zwei Jahrzehnten Gegenstand der Forschung und können in zwei Gruppen klassifiziert werden. Im Themengebiet der „Internen Hybride“ werden in Form einer Zelle die Vorteile von Batterien und Superkondensatoren vereint. Je nach Ausführung der Elektroden wird zwischen seriellen oder parallelen Hybriden unterschieden [116]. Das zweite Themengebiet beschäftigt sich mit der externen Hybridisierung von Energiespeichertechnologien, bei der wiederum zwei Herangehensweisen der Hybridisierung betrachtet werden. Die Verbindung der Energiespeichersysteme kann unter Nutzung von Leistungselektronik erfolgen oder durch eine direkte Kopplung der verwendeten Systeme [117].

Durch die unterschiedlichen Herangehensweisen sind auch verschiedene Forschungsschwerpunkte von Interesse. In der Regel wird bei passiven Hybriden die Kopplung von Batterien mit Superkondensatoren betrachtet, wobei der Schwerpunkt der Untersuchung auf dem Leistungs- und Betriebsverhalten des Hybridsystems in Abhängigkeit des Lastprofils liegt. Bei aktiven Hybriden ist die Anzahl der Forschungsthemen weitaus größer. Neben Superkondensatoren und Batterien werden Brennstoffzellen (engl. Fuel Cell, FC) in die Untersuchungen mit eingebunden [118]–[123]. Des Weiteren werden stationäre Anwendungen [124]–[127] betrachtet, wobei ebenfalls Schwungradmassenspeicher (engl. Fly Wheel, FW) ihre Berücksichtigung in aktiven Hybridsystemen finden [128]. Neben den mobilen und stationären Anwendungen sind auch Systeme zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) Gegenstand der Untersuchungen [129], [130]. Zusätzlich werden auch hybride Energiespeichersysteme unter Verwendung von Hochenergie- und Hochleistungs-Lithium-Ionen-Zellen [131]–[133] analysiert. Der Schwerpunkt der Untersuchung der aktiven Hybridsysteme liegt zumeist auf der Auslegung der einzelnen Energiespeicherkomponenten sowie der Regelung des Lastflusses zwischen den Komponenten. Passive und aktive Hybridsysteme zeigen im Vergleich zu bestehenden Batteriesystemen Vorteile in Form von Masse- und Volumeneinsparung sowie Lebensdauer und Effizienz. Ein Überblick der vorrangig untersuchten hybriden Energiespeichertechnologien ist in Abbildung 19 dargestellt.

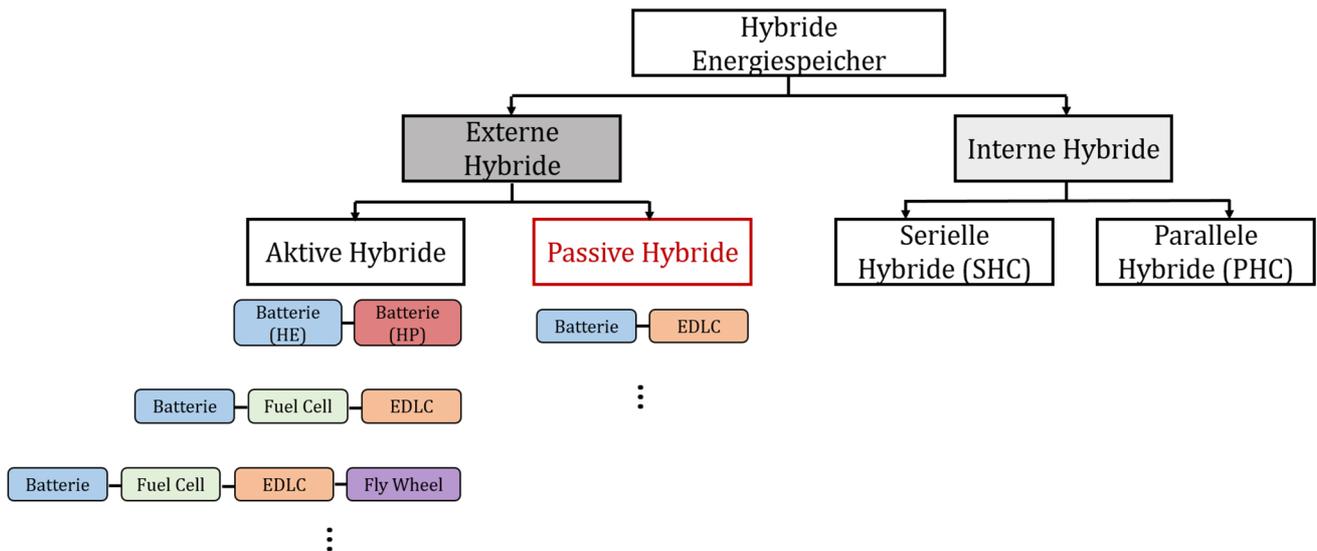


Abbildung 19: Struktur und Eingliederung untersuchter hybrider Energiespeicher in der Literatur und Hervorhebung des Forschungsschwerpunktes der Thesis

3.1 Interne Hybride

Interne Hybride kombinieren in einer Zelle die Vorteile von Superkondensatoren – hohe Leistungsdichte und hohe Zyklenzahl – mit der hohen Energiedichte von Batterien. Grundsätzlich handelt es sich dabei bereits um die genannten Hybridkondensatoren aus Kapitel 2.4, welche asymmetrische Elektroden verwenden. Bei seriellen Hybriden (engl. Serial Hybrid Capacitor, SHC) besteht eine Elektrode aus Batteriematerial und die andere Elektrode wie bei einem Superkondensator in der Regel aus Aktivkohlenstoff. Bei parallelen Hybriden (engl. Parallel Hybrid Capacitor, PHC) sind auf beiden Elektroden Batterie- und Superkondensatormaterialien miteinander vermengt [134], [135]. Schematisch ist die Zusammensetzung der Elektroden für serielle wie auch parallele Hybride in Abbildung 20 (a) dargestellt. Für die Zusammensetzung des internen Hybriden stehen verschiedene Elektrodenmaterialien und Elektrolyte zur Verfügung (s. Abbildung 20 (b)), welche am Ende die Energiedichte des internen Hybriden beeinflussen. Hybridkondensatoren mit wässrigen Elektrolyten zeigen in Abbildung 20 (c) die geringsten Energiedichten auf. Diese nimmt bei der Verwendung organischer Elektrolyte aufgrund höherer möglicher Spannungslagen deutlich zu [136], [137].

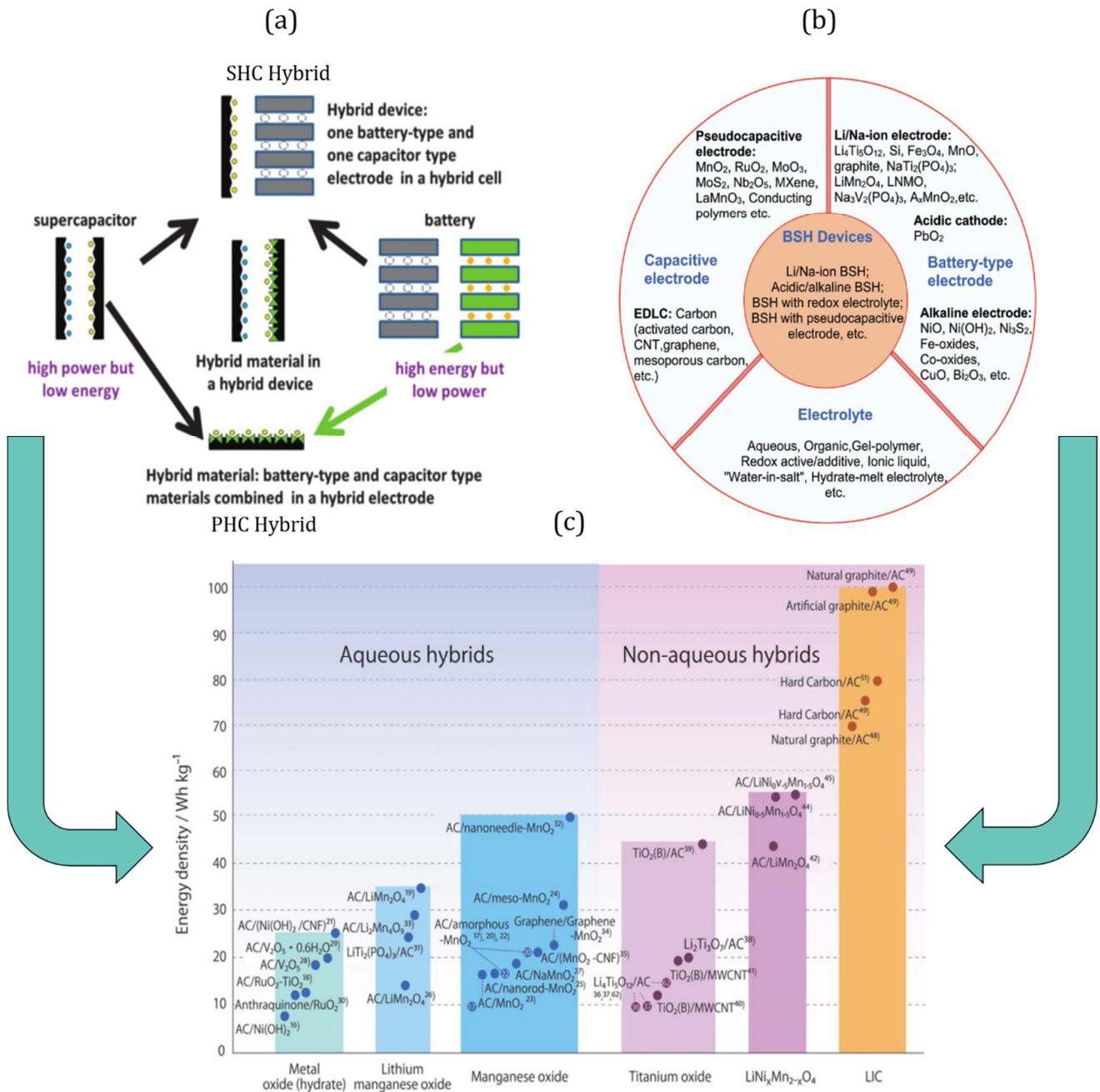


Abbildung 20: Darstellung der Zusammensetzung von internen Hybriden und Auswirkung auf die Energiedichte ; (a) Aufbau der Elektroden für serielle (SHC) und parallele (PHC) Hybride (Grafik aus [135] abgeändert); (b) Materialvarianten für die Zusammensetzung der Elektroden und Wahl des Elektrolyts. Das Akronym BSH wird in dieser Publikation für Battery-Supercapacitor-Hybrid verwendet [116]; (c) Energiedichte verschiedener interner Hybride aufgeteilt nach wässrigen und organischem Elektrolyt [136]

Den größten kommerziellen Durchbruch haben dabei die sogenannten Lithium-Ionen-Kondensatoren (engl. Lithium-Ion Capacitor, LIC) erreicht [138]–[144], welche von den Unternehmen General Capacitor LLC, JSR Micro Inc. und Yunasko LLC vertrieben werden [145]–[147] und bereits in erste HEV Prototypen als Ersatz für Nickel-Metall-Hydrid (NiMH) Batterien eingesetzt wurden [148]. Bei seriellen Lithium-Ionen-Kondensatoren besteht die Anode aus Kohlenstoff und ist mit Lithium dotiert, was die Energiedichte im Vergleich zum klassischen EDLC erhöht. Für die Kathode wird wie bei klassischen EDLCs aktivierter Kohlenstoff genutzt, um eine ausreichende Leistungsdichte zu gewährleisten. Parallele Lithium-Ionen-Kondensatoren verwenden im Vergleich zu den seriellen Lithium-Ionen-Kondensatoren sowohl auf der Anode als auch auf der Kathode mit Lithium dotierten Kohlenstoff, wobei sich die Elektroden in ihrer Zusammensetzung unterscheiden, um einen asymmetrischen Hybridkondensator zu bilden. In Tabelle 4 ist zu sehen, dass die Energiedichte bei den Lithium-Ionen-

Kondensatoren je nach Ausführung zwischen 10 – 45 Whkg⁻¹ bei einer Leistungsdichte von 5 – 3,5 kWkg⁻¹ variiert. Lithium-Ionen-Kondensatoren können je nach Ausführung über 200.000 Vollzyklen erreichen. Zusammengefasst erreichen Lithium-Ionen-Kondensatoren deutlich größere Energiedichten als Doppelschichtkondensatoren sowie eine höhere Zyklenzahl als Lithium-Ionen-Batterien.

Tabelle 4: Kenndaten kommerziell erhältlicher Lithium-Ionen-Kondensatoren aus [145]-[147], [149]

	General Capacitors	JSR Micro	Yunasko
Energiedichte / Whkg ⁻¹	13 - 45	8 - 13	37
Leistungsdichte / kWkg ⁻¹	5 - 8	0.1 - 4	3,5
Zyklenzahl / -	50000 - 200000	>1 Mio	250000

Ende des Jahres 2019 ist bekannt geworden, dass General Capacitors seine Produktion eingestellt hat [150] und somit ihre Lithium-Ionen-Kondensatoren nicht mehr erhältlich sind.

3.2 Externe Hybride

Externe Hybride zeichnen sich dadurch aus, dass mindestens zwei verschiedene Energiespeichertechnologien zu einem System verbunden werden. Dies kann auf unterschiedliche Weise erfolgen, wobei von einer aktiven oder passiven Kopplung gesprochen wird. Da die aktive Variante mit Hilfe der verwendeten Leistungselektronik die Möglichkeit bietet, aktiv den Lastfluss zwischen den Technologien zu regeln und auch Systeme mit abweichenden Spannungsgrenzen zu koppeln, stehen hier andere Forschungsfragen als bei der passiven Kopplung im Vordergrund. Durch das Fehlen von Leistungselektronik in passiven Hybriden muss bei der Auslegung darauf geachtet werden, dass Überschneidungen im Betriebsspannungsbereich der vorhandenen Systeme existieren. Zusätzlich kann der Lastfluss zwischen den Komponenten nicht geregelt werden und ist abhängig von der Charakteristik der einzelnen Technologien und von den Kirchhoffschen Gesetzen. Ein Überblick der externen Hybridvarianten ist in Abbildung 21 dargestellt.

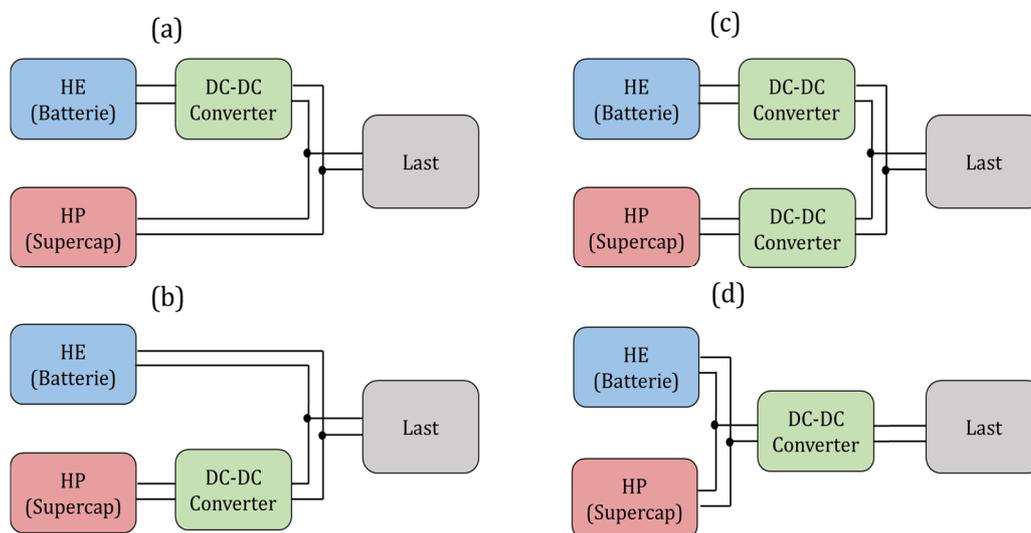


Abbildung 21: Übersicht der externen Hybridisierungsvarianten; (a) Semi-aktiver Hybrid mit bidirektionalen DC-DC Steller an Hochenergiespeicher gekoppelt; (b) Semi-aktiver Hybrid mit bidirektionalen DC-DC Steller an Hochleistungsspeicher gekoppelt; (c) (Voll)-aktiver Hybrid mit bidirektionaler DC-DC-Steller an Hochenergie- und Hochleistungsspeicher; (d) Passiver Hybrid mit DC-DC-Converter-Kopplung zur Anwendung

3.2.1 Aktive Hybride

Bei aktiven Hybriden wird nach Position und Einsatz der Leistungselektronik zwischen semi- und vollaktiven Hybriden unterschieden [151]. Da durch die Leistungselektronik gezielt Einfluss auf den Lastfluss zwischen den genutzten Energiespeichersystemen genommen werden kann, ist ein Forschungsschwerpunkt das Energiemanagementsystem (EMS). Abbildung 22 (a) stellt vorrangige Ziele der Regelstrategie des EMS dar, welche bspw. die Wirtschaftlichkeit, die Effizienz oder die Lebensdauer des Hybridsystems im Vordergrund haben [133], [152]–[159]. Um diese Regelstrategie umzusetzen, werden verschiedene Algorithmen verwendet, welche nach Abbildung 22 (b) entweder regelbasiert sind oder unter Nutzung von Optimierungstechniken erfolgen [121], [125], [160]–[169]. Neben dem EMS ist auch die Anordnung der Leistungselektronik im aktiven Hybridsystem Gegenstand der Forschung [170], [171].

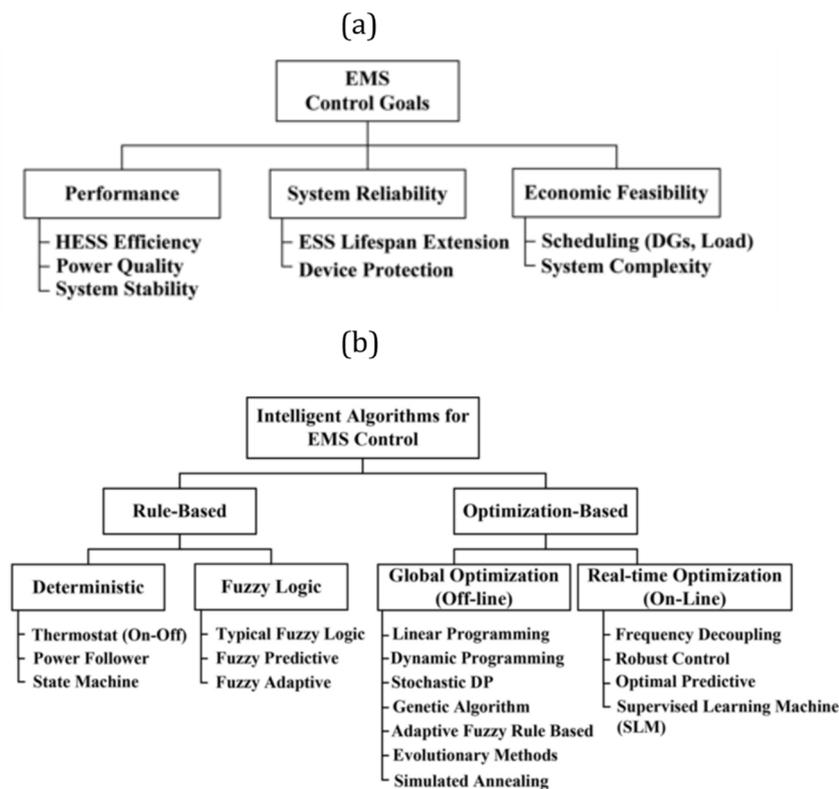


Abbildung 22: (a) Regelungsstrategien für Energiemanagementsysteme für aktive Hybridsysteme; (b) Klassifizierung von Regelungs- bzw. Optimierungsstrategien für den Einsatz in aktiven Hybridsystemen [162]

3.2.2 Passive Hybride

Passive Hybride verwenden im Vergleich zu aktiven Hybriden keine Leistungselektronik, wodurch sich einige Vor- aber auch Nachteile ergeben. Passive Hybride besitzen die Vorteile der geringeren Komplexität, geringeren Kosten und verbesserten Wirkungsgrade [171], [172]. Nachteilig ist jedoch, dass der Lastfluss nicht innerhalb des Systems kontrolliert werden kann und hauptsächlich von den Widerständen und Spannungen der Energiespeichersysteme sowie verwendeten Technologien abhängig ist [173], [174].

Die Energie- und Leistungsdichte ist bei passiven Hybriden abhängig von dem Verhältnis des Hochenergie- zum Hochleistungssystem. Ein größerer Anteil des Hochenergiesystems führt zu höheren Energiedichten, wohingegen eine Vergrößerung des Hochleistungssystems die Leistungsdichte erhöht. Ein passives Hybridsystem kann die Energiedichte des verwendeten Hochenergiesystems, bzw. die Leistungsdichte des Hochleistungssystems jedoch nicht überschreiten. In welchem Maße sich Energie- und Leistungsdichte verändern, ist ebenfalls vom Gewichtsverhältnis zwischen Hochenergie- und Hochleistungssystem abhängig [175].

Konstante Lade- oder Entladevorgänge führen dazu, dass sich das passive Hybridsystem wie das verwendete Hochenergiesystem mit reduzierter Energiedichte verhält [176]. Experimentelle wie auch simulationsbasierte Untersuchungen haben gezeigt, dass gepulste Lastprofile die Leistungsdichte des passiven Hybridsystems im Vergleich zu konstanter Last deutlich erhöhen können [177]–[179]. Dies liegt vor allem daran, dass bei gepulsten Lastprofilen die Hochleistungseinheit des passiven Hybridsystems maßgeblich die Last aufnimmt bzw. bereitstellt und somit als Tiefpassfilter für die Hochenergieeinheit fungiert und diese entlastet. Generell ist zu Beginn des Pulses die Lastaufteilung vom Widerstandsverhältnis der beiden Systeme abhängig [180]. Bei andauerndem Puls kommen zusätzliche Faktoren wie die Spannungscharakteristik und die Nennkapazität der jeweiligen Systeme zum Tragen. Abbildung 23 zeigt die Messung des Stromes sowie des Stromdurchsatzes für die Komponenten eines passiven Hybridsystems und soll das bereits erwähnte Verhalten der Lastaufteilung in Abhängigkeit des Lastprofils mit experimentellen Daten belegen. Das untersuchte Hybridsystem besteht aus einer 2,45 Ah LCO-Zelle, welche zu zwei seriell verbundenen 1200 F EDLCs parallelgeschaltet wurde. Das System wurde zunächst mit einem Stromäquivalent von 0,25 C (bezogen auf die Nennkapazität der LCO) bis zum Erreichen der maximalen Spannung des Hybridsystems mit dem CC Verfahren geladen. Im Anschluss wurde das Hybridsystem mit einer CV Phase bei 4,2 V geladen, bis der Eingangsstrom auf C/20 abfällt. Abschließend wurde als Eingangsstrom das Dynamic Stress Test Profile (DST) der „United States Advanced Battery Consortium“ (USABC) gewählt [181].

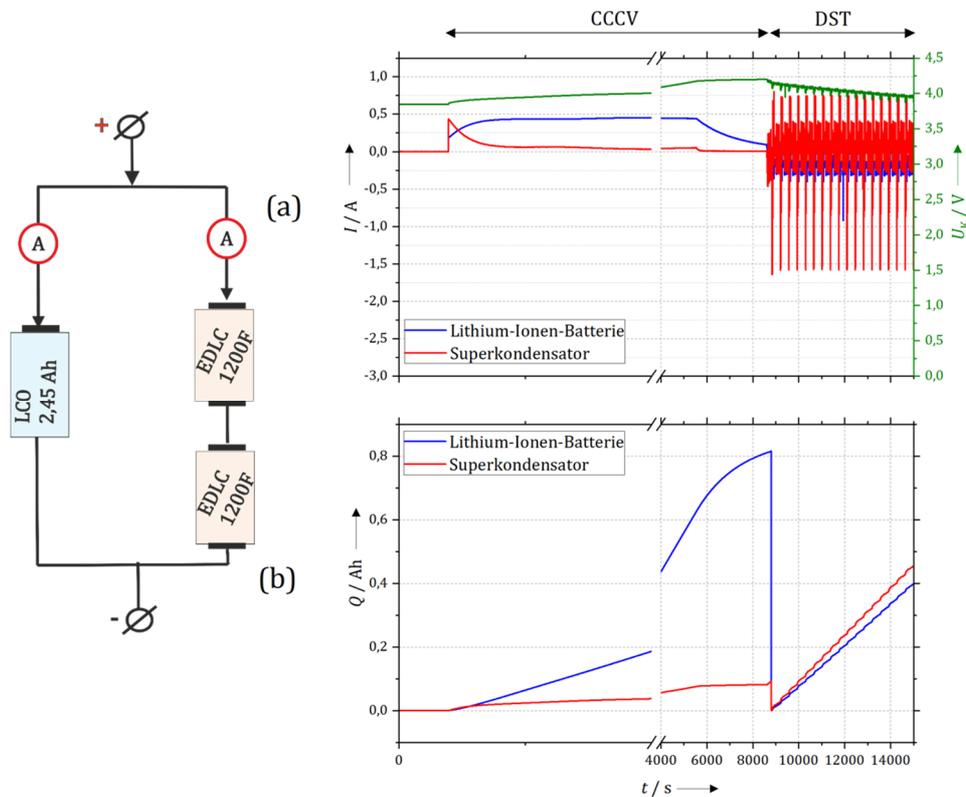


Abbildung 23: (a) Strom- und Spannungsprofil für eine 025 C CCCV (Constant Current Constant Voltage) Ladung mit anschließender Pulsentladung (DST-Profil) für ein passives Hybridsystem bestehend aus einer 2,45 Ah LCO-Zelle und 2 in Serie geschalteten 1200 F EDLCs; (b) Stromdurchsatz des Hybridsystems mit abweichendem Verhalten für konstante und pulsartige Belastung

Abbildung 23 (a) zeigt deutlich, dass bei konstanter Last maßgeblich die Lithium-Ionen-Zelle belastet wird, während hingegen beim gepulsten Profil der Stromdurchsatz für beide Teile des Hybridsystems in Abbildung 23 (b) annähernd gleich ist.

Wie bereits erwähnt finden auch Untersuchungen von passiven Hybridsystemen in mobilen Szenarien, wie vollelektrischen oder hybridelektrischen Anwendungen, statt. Es mangelt in der Literatur jedoch an Methoden zur Auslegung eines passiven Hybridsystems und wie sich die gewählte Systemauslegung auf dessen Betriebs- und Degradationsverhalten auswirkt. An diesem Punkt setzt diese Arbeit aufbauend auf den gewählten und entwickelten Methoden der Kapitel 4 und 5 sowie den zu untersuchenden Szenarien aus Kapitel 7 an.

3.3 Entwicklung und Prognose von 48 V Hybriden und Energiespeichertechnologien

Energiespeichersysteme in derzeitigen 48 V Mild-Hybriden müssen Leistungen von 10 bis 15 kW zu Rekuperationszwecken in Laderichtung bei einer verfügbaren Energie von ca. 300 Wh bereitstellen können. Dabei soll die Masse und das Volumen des Energiespeichersystems laut der USABC weniger als 8 kg bzw. 8 l betragen [11]. Als Energiespeichertechnologie wird in den allermeisten Fällen die Lithium-Ionen-Technologie bevorzugt, wobei es Unterschiede in der Art der Ausführung gibt. Technologien, welche verwendet werden, sind LFP [182], NMC [183] und LTO [184], [185].

Es befinden sich 48 V HEV mit Leistungen von bis zu 30 kW in der Entwicklung, um noch höhere Elektrifizierungsgrade erreichen zu können. Eine höhere Leistung hätte zur Folge, dass beispielsweise Geschwindigkeiten von bis zu 50 kmh⁻¹ rein elektrisch bewältigt werden können und somit das Potential zur CO₂-Reduktion noch weiter erhöht wird. Neben der Leistung von 30 kW würden diese Energiespeicher eine Energie von 5,5 kWh aufweisen [186]. Zusätzlich sind namhafte Hersteller und Zulieferer der 48 V Komponenten ebenfalls an einem Plug-In Hybriden auf einer 48 V Basis interessiert [12].

In der Betrachtung der Entwicklung der Energiespeichertechnologien wird allem voran die Erhöhung der Energiedichte von Lithium-Ionen-Batterien vorangetrieben, um noch größere Reichweiten bedienen zu können. Dies soll maßgeblich durch die Reduzierung von passiven Komponenten der Lithium-Ionen-Batterie ermöglicht werden, um die Energiedichte auf Zellebene zu erhöhen. Weitere Forschungsschwerpunkte sind hochnickelhaltige NMC-Zellen (>>80 % Ni), Feststoffzellen mit Lithium-Metallanoden sowie hochvoltstabile Elektrolyte [187]. Feststoffzellen mit Lithium-Sulfur als Kathode können beispielsweise Energiedichten von über 2500 Whkg⁻¹ erreichen [188]. Eine Übersicht der Entwicklungen und bis zu welchem Zeitpunkt der Technologietransfer abgeschlossen sein soll ist in Abbildung 24 dargestellt. An dieser Stelle soll erwähnt werden, dass die aus [189] entnommene Abbildung auf einer Studie aus dem Jahr 2015 stammt. Entwicklungsschritte, wie das Erreichen der Generation 3a mit Hochnickelhaltigen NMC-Zellen (>>80 % Ni), welche in Abbildung 24 dargestellt sind, wurden statt im Jahr 2020 schon im Jahr 2017/18 erreicht [190]. Somit sollen die angegebenen Entwicklungszeiträume nur als Orientierung dienen und nicht als Beginn und Abschluss dieser interpretiert werden.

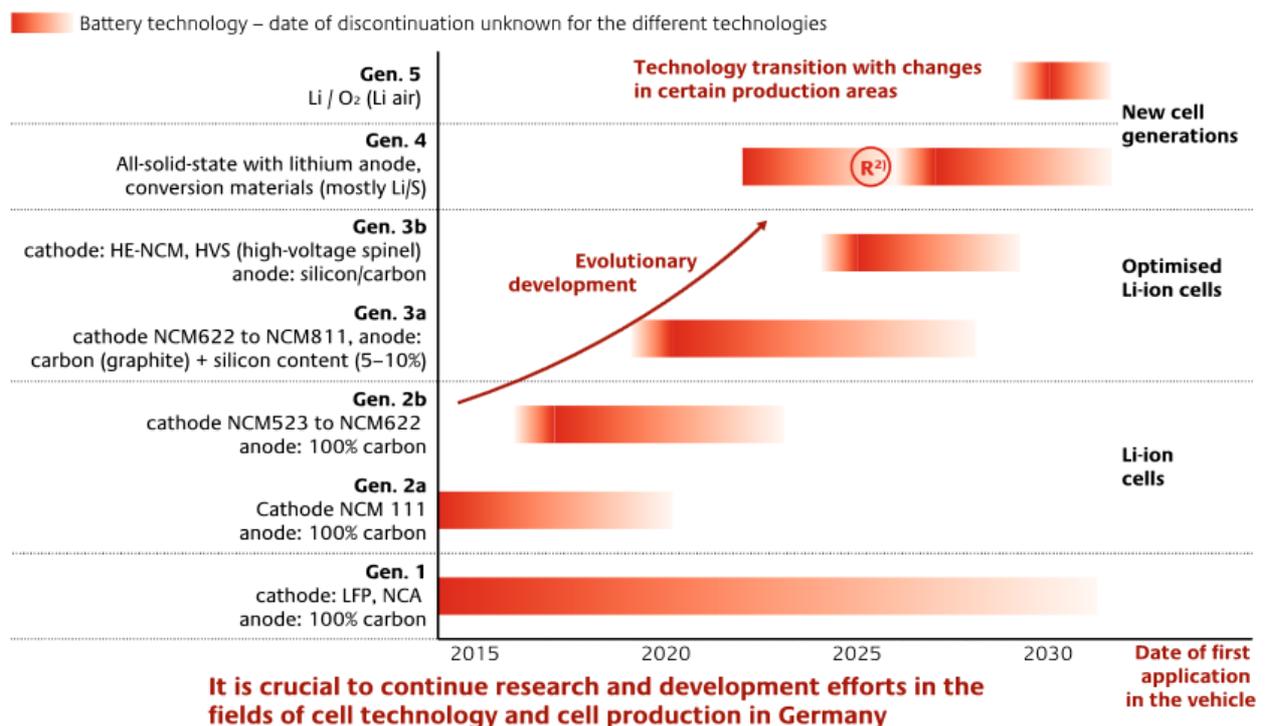


Abbildung 24: Entwicklungsziele von Lithium-Ionen-Zellen und abgeschlossener Technologietransfer von 2015 bis 2030 (Grafik entnommen aus [189]). Die Studie stammt aus dem Jahr 2015 und einige Meilensteine, wie die Erhöhung des Nickelanteils auf der Kathodenseite wurden bereits in den Jahren 2017/18 statt 2020 erreicht

Die Entwicklung von Post-Lithium-Ionen-Technologien hat nachhaltige Energiespeicher zum Ziel. Maßgeblich vorangetrieben werden dabei Natrium-, Magnesium- oder Aluminium-Ionen-Batterien [191]–[193].

Parallel zur Weiterentwicklung von Lithium-Ionen-Batterien und deren Alternativen wird ebenfalls versucht, die Energiedichten von Superkondensatoren zu steigern. Speziell bei den Hybridkondensatoren wird versucht mittels des Faradayschen Ladungsträgeraustausches die Energiedichte weiter zu verbessern. Bei konventionellen EDLCs wird an der Vergrößerung der Elektrodenoberfläche sowie an hochvoltstabilen Elektrolyten zur Erhöhung der Energiedichte geforscht [194], [195].

4 Modellierung und Auslegung passiver Hybridsysteme

Dieses Kapitel widmet sich der Erläuterung zur Modellierung und Auslegung passiver Hybrid(speicher)systeme (engl. Hybrid Energy Storage System – HESS) unter Berücksichtigung unterschiedlicher Energiespeichertechnologien. Im Rahmen dieser Arbeit ist ein universales Modell mit einem standardisierten Parametrierungsverfahren aus dem Stand der Technik abgeleitet worden, welches für eine Vielzahl an Energiespeichertechnologien Gültigkeit besitzt. Auf Grund der technologieübergreifenden Vereinheitlichung des Modells und der Parametrierung würden zukünftige Auslegungs- und Konzeptionierungswerkzeuge für passive Hybridsysteme sowie die Struktur der notwendigen Modellparameter für die Energiespeichertechnologien deutlich vereinfacht sein.

In Kapitel 4.1 wird die Modellierung von Zellen erläutert, in dem die grundlegenden Gleichungen zur Beschreibung des elektrischen und thermischen Verhaltens in den Kapiteln 4.1.1 sowie 4.1.2 eingeführt werden. Kapitel 4.1.3 beschreibt die Modellierung des Alterungsverhaltens von Zellen.

Die Parametrierung des in Kapitel 4.1 eingeführten Modells ist für die folgenden Technologien in Kapitel 4.2 anhand ausgewählter Zellen erläutert:

- Lithium-Ionen-Batterien
- Superkondensatoren
- Lithium-Ionen-Kondensatoren

Für das gewählte Modell wird in Kapitel 4.3.1 die Herangehensweise zur Berücksichtigung der Topologie auf die Parameter des Energiespeichersystems vorgestellt. Die mathematische Beschreibung der Systemdynamik des passiven Hybridsystems sowie das Lösungsverfahren zur Berechnung der Lastverteilung wird abschließend in Kapitel 4.3.2 erläutert.

Kapitel 4.4 behandelt die Bestimmung der Nennkapazität und Energie eines passiven Hybridsystems sowie die Berechnung der Energie- und Leistungsdichte. Kapitel 4.5 stellt eine Methode zur Auslegung von passiven Hybridsystemen vor, welche das Lastprofil analysiert und mögliche Dimensionierungen des Lithium-Ionen- und des Superkondensator-Systems unter Berücksichtigung der erlaubten Betriebsbereiche vorschlägt

Die physikalischen Teilmodelle des Zellmodells und das mathematische Modell zur Beschreibung der Systemdynamik sowie das Auslegungswerkzeug werden anhand von Messwerten in Kapitel 4.6 validiert und die resultierende Modellgüte diskutiert. Eine Zusammenfassung zum Aufbau dieses Kapitels und der Arbeitsablauf ist in Abbildung 25 dargestellt.

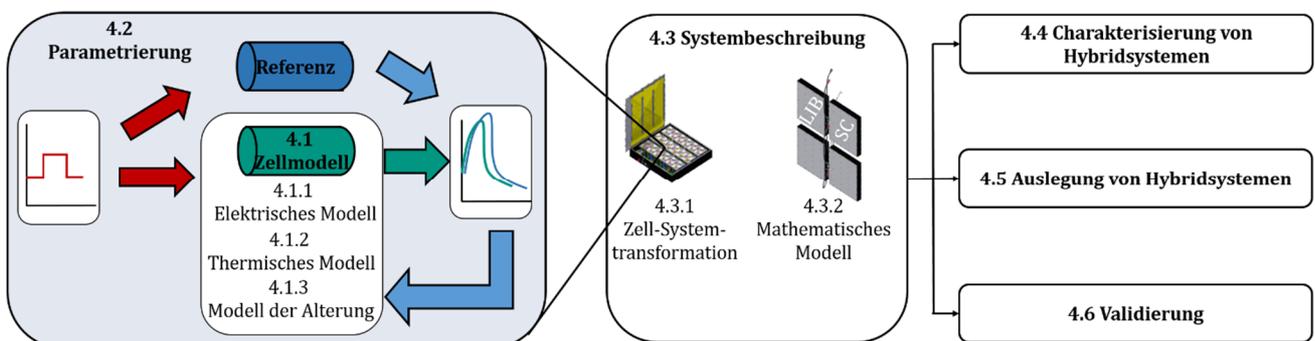


Abbildung 25: Schematische Darstellung zum Aufbau und Arbeitsablauf der Modellierung und Auslegung passiver Hybridsysteme sowie Zuordnung der einzelnen Entwicklungsschritte nach ihrer Kapitelzugehörigkeit

4.1 Zellmodell

Das Verhalten einer Zelle ist abhängig von elektrischen, thermischen und alterungsbedingten Zuständen, welche in Wechselwirkung zueinanderstehen. Beispielsweise kann die Temperatur T einer Zelle dessen elektrischen Innenwiderstand R_i beeinflussen. Der Strom I , welchen eine Zelle führt, beeinflusst nicht nur den SOC und aus Folge daraus die zu messende Spannung U_K der Zelle, sondern trägt mit dem Jouleschen Stromwärmegesetz und unter Berücksichtigung der Umgebungstemperatur T_{amb} ebenfalls zur Temperaturentwicklung T bei. Schlussendlich beeinflussen die Temperatur T sowie der Strom I den Alterungszustand SOH der Zelle, welcher wiederum die elektrischen Eigenschaften in Form einer Veränderung des Innenwiderstandes R_i um den Faktor F_{Deg} und die Nennkapazität beeinflusst. Ein Überblick über die Ein- und Ausgangsparameter der einzelnen Submodule und deren Wechselwirkungen ist in Abbildung 26 dargestellt.

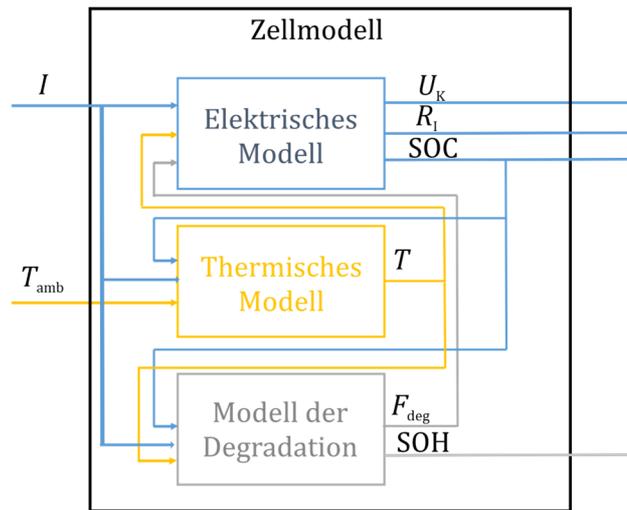


Abbildung 26: Aufbau des Zellmodells und Darstellung der Wechselwirkungen der Ein- und Ausgangsgrößen zwischen den einzelnen Submodellen zur Beschreibung des elektrischen, thermischen und degradationsbedingten Verhaltens einer Zelle

4.1.1 Elektrisches Modell

In dieser Thesis wird das elektrische Verhalten einer Zelle durch ein ECM-Modell wiedergegeben. Im Speziellen wird hierfür das Thevenin-Modell genutzt, welches wie in Abbildung 27 dargestellt aus einer Spannungsquelle, einem ohmschen Widerstand sowie einem RC-Glied besteht. Die Spannungsquelle U_{OCV} repräsentiert die Leerlaufspannung einer Zelle, welche maßgeblich vom SOC der Zelle abhängig ist. Das Thevenin-Modell fällt nach Tabelle 2 in Kategorie der *Grey-Box* Modelle und bietet eine gute Genauigkeit zur Abbildung des elektrischen Verhaltens bei nur geringem Parametrierungsaufwand. Zusätzlich lassen sich diese ECM-Modelle sehr gut von der betrachteten Zelle zu einem daraus bestehenden Batteriesystem skalieren und mit thermischen sowie Degradationsmodellen koppeln. Der ohmsche Widerstand R_i bildet die ohmschen Verluste innerhalb einer Zelle ab, welche vom Elektrolyt sowie den Elektroden und deren Aktivmaterial geprägt sind. Das RC-Glied (R_D und C_D) emuliert die Überspannung U_D , die sich aus der Helmholtz-Schicht und den Diffusions- sowie Ladungsträgerprozessen zusammensetzt.

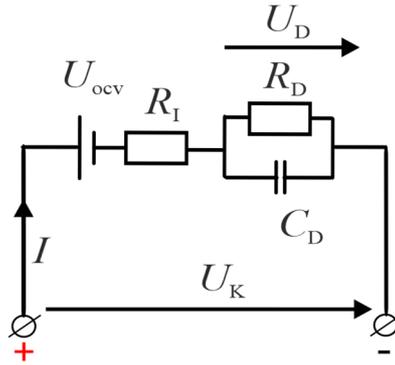


Abbildung 27: Thevenin-Modell einer Zelle

Der Ladezustand SOC einer Zelle berechnet sich im Modell nach Gleichung (4.1) durch die Integration des Stromes I über die Zeit t , welcher ins Verhältnis zur Nennkapazität Q_0 gesetzt wird.

$$\text{SOC}(t) = \int_0^t \frac{I(t)}{Q_0} dt \quad (4.1)$$

Die Summe aus Leerlaufspannung U_{ocv} und aller Überspannungen bildet die messbare Klemmspannung U_K zum Zeitpunkt t gemäß Gleichung (4.2). Die Größen sind hierbei zeitabhängig dargestellt, da Änderungen im absoluten Wert der jeweiligen Größe durch die Veränderung des Zustandes der Zelle abhängig von der Temperatur, dem SOC sowie dem SOH sind. Die zeitabhängige Änderung der Zustandsgrößen wird in diesem Modell durch Lookup-Tabellen realisiert, deren Aufbau und Inhalt in Kapitel 4.2 näher erläutert wird.

$$U_K(t) = U_{ocv}(t) + I(t) \cdot R_I(t) + U_D(t) \quad (4.2)$$

Das dynamische Verhalten der Überspannung U_D ist durch die Differentialgleichung (4.3) beschrieben:

$$\dot{U}_D(t) = -\frac{1}{R_D(t)C_D(t)} \cdot U_D(t) + \frac{I(t)}{C_D(t)} \quad (4.3)$$

Durch die Lösung von Gleichung (4.3) kann das dynamische Verhalten zwischen zwei Zeitschritten t_2 und t_1 iterativ durch Gleichung (4.4) bestimmt werden, wobei Δt die Differenz zwischen t_2 und t_1 beschreibt:

$$U_D(t_2) = U_D(t_1)e^{\frac{-\Delta t}{R_D(t_1)C_D(t_1)}} + (1 - e^{\frac{-\Delta t}{R_D(t_1)C_D(t_1)}})R_D(t_1) \cdot I(t_1) \quad (4.4)$$

4.1.2 Thermisches Modell

Das thermische Modell soll in der Lage sein, die Temperatur T einer Zelle wiedergeben zu können, um dessen Einfluss auf die elektrischen Parameter des Modells sowie auf die Degradation zu berücksichtigen. Die Temperaturentwicklung selbst ist von Wärmeübertragungseffekten, den thermischen Eigenschaften der Materialien einer Zelle und der entstehenden Verlustleistung abhängig, welche bei Strombelastung einer Zelle entsteht.

In dem hier vorgestellten thermischen Modell wird auf eine detailliertere Auflösung der Temperaturverteilung innerhalb einer Zelle verzichtet und die Zelle wird als ein einheitlicher Körper betrachtet. Das thermische Modell beruht auf dem Energieerhaltungssatz, der besagt, dass die Differenz von zu- und abgeführter Energie in einem offenen System zu einer Änderung dessen Energiezustands führt. Im hier betrachteten Fall bedeutet dies, dass das Verhältnis aus Verlustleistung und den Wärmeübertragungseffekten zu einer Erwärmung oder Abkühlung der Zelle und damit zu einer Änderung dessen Temperatur T führt. Auf diese Weise kann mit einfachen Annahmen das

generelle thermische Verhalten einer Zelle sowie eines Batteriesystems wiedergegeben werden, ohne nähere Informationen bezüglich der verwendeten Materialien oder geometrischen Anordnungen der Zellen untereinander zu haben. Schematisch ist die Funktionsweise des thermischen Modells in Abhängigkeit der Eingangsgrößen des elektrischen Modells in Abbildung 28 zusammengefasst.

Die Verlustleistung P_V wird nach dem in Gleichung (4.5) ausgeführten Jouleschen Strom-Wärmegesetz bestimmt.

$$P_V(t) = R_1(t) \cdot I(t)^2 \quad (4.5)$$

Zusätzlich zur Verlustleistung treten Wärmeübertragungseffekte zwischen der Zelle und der Umgebung auf, wobei in diesem Modell die Konvektion und Strahlung Berücksichtigung finden. In erster Näherung zur Beschreibung des thermischen Verhaltens zwischen der Zelle und der Umgebung wird ein homogener Wärmeaustausch bei konstanter Umgebungstemperatur angenommen. Modelle mit höherem Detailierungsgrad berücksichtigen thermische Effekte bei inhomogenen Temperaturverteilungen sowohl innerhalb als auch außerhalb der Zelle. Da in diesem Ansatz die erste Auslegung und Konzeptionierung im Vordergrund steht und das detaillierte Kühlungskonzept des Systems in diesem Entwicklungsschritt noch nicht vorliegt, wird im Hinblick auf die Allgemeingültigkeit auf diesen Detaillierungsgrad verzichtet.

Iterativ betrachtet ist die Konvektionsleistung P_K in Gleichung (4.6) zum Zeitpunkt t_2 von der Temperaturdifferenz zwischen der Zelltemperatur T zum vorangegangenen Zeitpunkt t_1 und der Umgebungstemperatur T_{amb} , der Mantelfläche A der Zelle und dem Wärmeübertragungskoeffizient λ_K abhängig.

$$P_K(t_2) = A\lambda_K(T(t_1) - T_{amb}) \quad (4.6)$$

Der Wert des Wärmeübertragungskoeffizienten λ_K ist abhängig von den Bedingungen der Anströmung an die Zelle. Hierbei ist es wichtig die Geschwindigkeit der Anströmung sowie, ob es sich um eine laminare oder turbulente Strömung handelt, zu berücksichtigen. In erster Näherung behandelt dieses Modell die Anströmgeschwindigkeit der Luft als Haupteinflussfaktor für den Wärmeübertragungskoeffizienten. Die Bestimmung des Wärmeübertragungskoeffizienten in Abhängigkeit der Umweltbedingungen soll detailliert in Kapitel 4.3 vorgestellt werden.

Die Wärmeübertragung durch Strahlung in Form der Leistung P_R findet in einer vereinfachten Form Berücksichtigung. In der allgemeingültigen Form ist die Strahlungsleistung P_R abhängig von:

- Emissionskoeffizient ε
- Zelltemperatur T
- Stefan-Boltzmann-Konstante σ
- Mantelfläche der Zelle A

In der allgemeingültigen Form in Gleichung (4.7) gehen die Temperaturen mit der vierten Potenz in die Berechnung mit ein:

$$P_R(t_2) = \varepsilon\sigma A(T(t_1)^4 - T_{amb}^4) \quad (4.7)$$

Der Erläuterung in [19] folgend kann bei Temperaturen unter 50 °C auf die vierte Potenz verzichtet werden. Da eine Temperatur von über 50 °C im Betrieb von Lithium-Ionen-Zellen grundsätzlich aus Sicherheitsgründen vermieden werden sollte, wird die beschriebene Vereinfachung vorgenommen und in Gleichung (4.8) der Emissionskoeffizient sowie die Stefan-Boltzmann-Konstante durch den Wärmeübertragungskoeffizienten der Strahlung λ_R ersetzt.

$$P_R(t_2) = \lambda_R(T(t_1) - T_{amb})A \quad (4.8)$$

Die Energie, die benötigt wird um eine Temperaturänderung eines Körpers zu bewirken, ist von dessen Masse m und dessen Wärmekapazität h_c abhängig. Unter Berücksichtigung des Energieerhaltungssatzes sowie der zu- und abgeführten Energie kann die Temperatur T zum Zeitpunkt t_2 in Abhängigkeit des vorangegangenen Zustandes zum Zeitpunkt t_1 mit Gleichung (4.9) berechnet werden:

$$T(t_2) = \frac{(P_V(t_2) - P_R(t_2) - P_K(t_2))\Delta t}{m \cdot h_c} + T(t_1) \quad (4.9)$$

Die Temperatur T beeinflusst den Innenwiderstand R_I eines Energiespeichers. Um die Kopplung zwischen dem thermischen und dem elektrischen Modell herzustellen, wird mathematisch eine lineare Funktion des Innenwiderstandes R_I in Abhängigkeit der Temperatur T und des Innenwiderstandes R_I bei 25 °C nach Gleichung (4.10) gewählt. Der Temperatur-Innenwiderstandskoeffizient p_T entspricht der Steigung der linearen Funktion und bestimmt sich in Abhängigkeit des SOC nach Gleichung (4.11), wenn der Innenwiderstandswert $R_{I,x}$ bei einer Temperatur x und entsprechendem SOC bekannt ist.

$$R_I(T, SOC) = p_T(SOC) \cdot T(t) + R_I(25 \text{ °C}, SOC) \quad (4.10)$$

$$p_T(SOC) = \frac{R_I(25 \text{ °C}, SOC) - R_{I,x}(x \text{ °C}, SOC)}{25 \text{ °C} - x \text{ °C}} \quad (4.11)$$

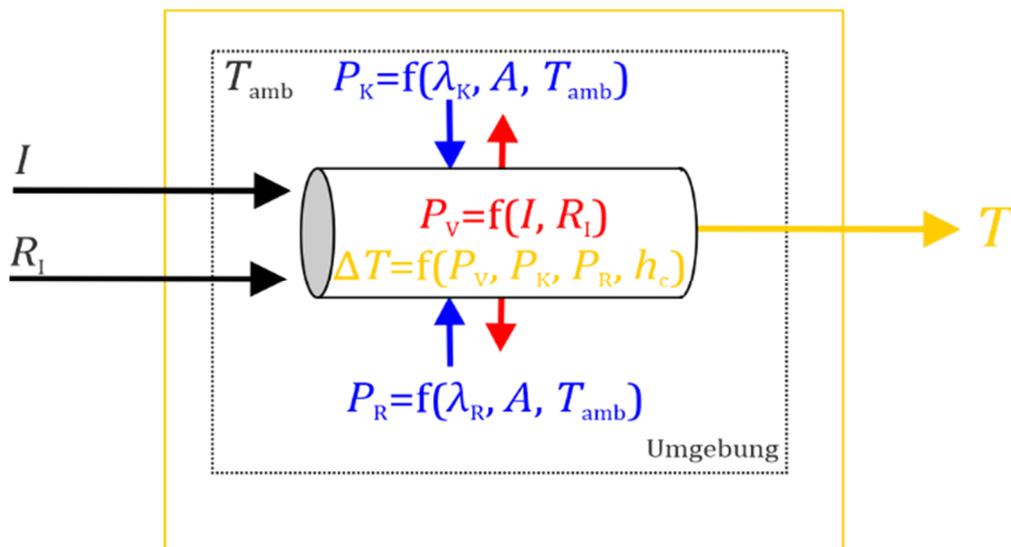


Abbildung 28: Schematische Darstellung des verwendeten Temperaturmodells zur Beschreibung der Temperaturänderung einer Zelle in Abhängigkeit thermischer Effekte und der Eingangsparameter I und R_I des elektrischen Modells

4.1.3 Theorie zum Degradationsmodell

Die Degradation der Zellen beeinflusst deren elektrische Eigenschaften, wie den Innenwiderstand R_I und die zur Verfügung stehende Ladungsmenge. Ursachen der Alterung sind die bereits genannten Faktoren wie die Betriebstemperatur der Zelle, der Lade- und Entladestrom sowie der Stromdurchsatz (Ah-Durchsatz) in Abhängigkeit des DOD. In welchem Umfang diese Faktoren die Alterung beeinflussen, ist von der genutzten Technologie abhängig. In der Praxis treten ebenfalls Alterungseffekte auf, welche durch die Bauform der Zelle verursacht sind [196]. In der Literatur existieren drei Gruppen von Modellen, welche zur Simulation des Degradationsverhaltens genutzt werden. All diese Modelle, die in Abbildung 29 aufgeführt sind, haben ihre Vor- und Nachteile bezüglich ihrer Genauigkeit und der Parametrierung. In Abbildung 29 sind in Rot die Modellansätze hervorgehoben worden, welche verwendet und gekoppelt wurden, um die Auswirkungen der Lastverteilung innerhalb passiver Hybridsysteme auf das Alterungsverhalten der Energiespeicher Ebene wiedergeben zu können.

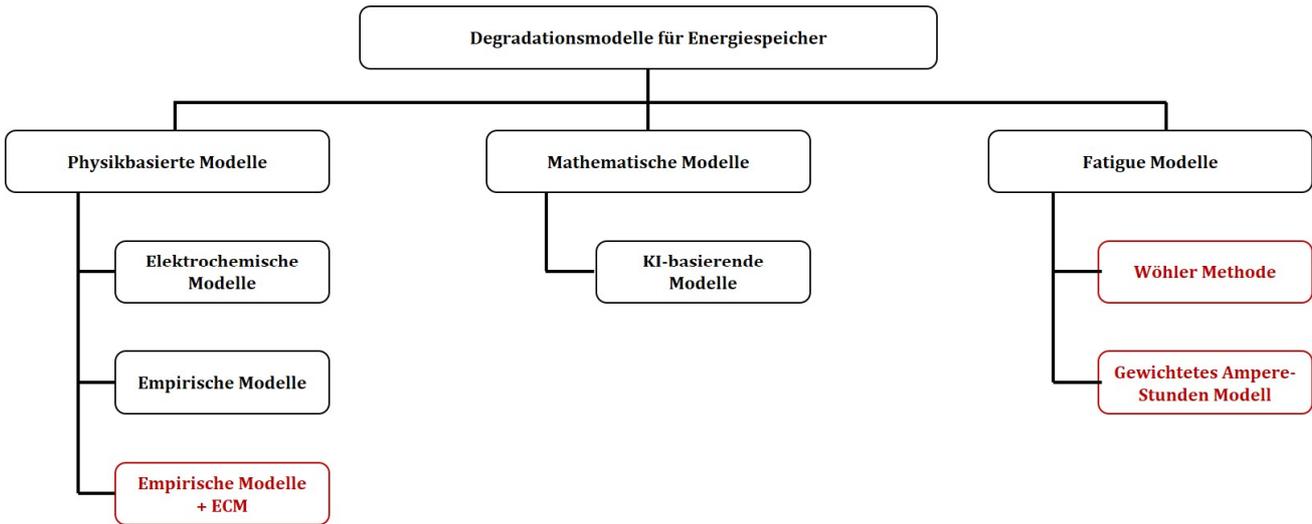


Abbildung 29: Übersicht der Methoden zur Modellierung der Degradation von Energiespeichern. Hervorgehoben sind Methoden, die zur Modellierung der Degradation in einer Kopplung Verwendung finden (Abbildung angelehnt an [197])

Es wird das gewichtete Ampere-Stunden (Ah) Modell verwendet [198]–[200], welches den Stromdurchsatz Q und die Betriebsbedingungen bei denen dieser durchgeführt wurde, berücksichtigt. In Abhängigkeit der Bedingung wird dadurch der durchlaufende Stromdurchsatz Q virtuell erhöht oder verringert und somit das Degradationsverhalten in Abhängigkeit der Betriebsbedingungen dargestellt. Eine Vergleichsstudie von Dufo-López et al. [201] hat gezeigt, dass dieser Modellierungsansatz Ergebnisse mit hoher Genauigkeit aufweisen kann. Diese hängt jedoch vom Detaillierungsgrad der Abbildung von Alterungseffekten ab. In dem gewichteten Ah-Modell dieser Thesis werden die Temperatur, die Stromstärke sowie der DOD in Form der Gewichtungsfaktoren w_T , w_I und w_{DOD} berücksichtigt, die gemeinsam in Gleichung (4.12) mit dem Stromdurchsatz Q den gewichteten Stromdurchsatz Q_{TP} ergeben.

$$Q_{TP} = f(Q, w_I, w_T, w_{DOD}) \tag{4.12}$$

Um die Bedingungen, bei denen die Zelle einen Stromdurchsatz erfährt, zu berücksichtigen und im Speziellen den DOD während des Lastzyklus zu ermitteln, wird die sogenannte Rainflow-Counting Methode verwendet. Diese Methode wurde von M. Matsuishi und T. Endo zur Berücksichtigung dynamischer Lasten in der Werkstoffermüdung entwickelt [202]. Grundsätzlich wurde diese Methode zur Analyse der Materialermüdung unter dynamischen Belastungen genutzt [203], hat aber seinen Weg ebenso in die Modellierung von DOD-abhängigen Alterungseinflüssen in der Batterietechnik gefunden [204]–[208].

Die zyklischen Belastungen eines Energiespeichers, wie bspw. einer Batterie, in Form einer SOC Änderung, werden als komplexe Materialermüdungsprozesse identisch zu den Vorgängen in mechanischen Materialermüdungen durch Schwingungen angenommen. Jede einzelne Schwingung in Lade- oder Entladerichtung wird als unabhängiger Materialermüdungsprozess DOD_i betrachtet, welcher als Halb- oder Vollzyklus gezählt wird. Dies wird durch den Koeffizienten n_i berücksichtigt, der entweder den Wert 0,5 (Halbzyklus) oder 1 (Vollzyklus) annimmt.

Zur Bestimmung der Halb- und Vollzyklen wird ein bestehendes SOC Profil auf dessen lokale Extrema reduziert, wobei diese als Stützstelle S_i für die weitere Erläuterung bezeichnet sind. Die weitere Logik des Algorithmus zur Bestimmung der Halb- und Vollzyklen erfolgt nach dem Ansatz von Downing und Socie [209] und ist in Abbildung 30 dargestellt.

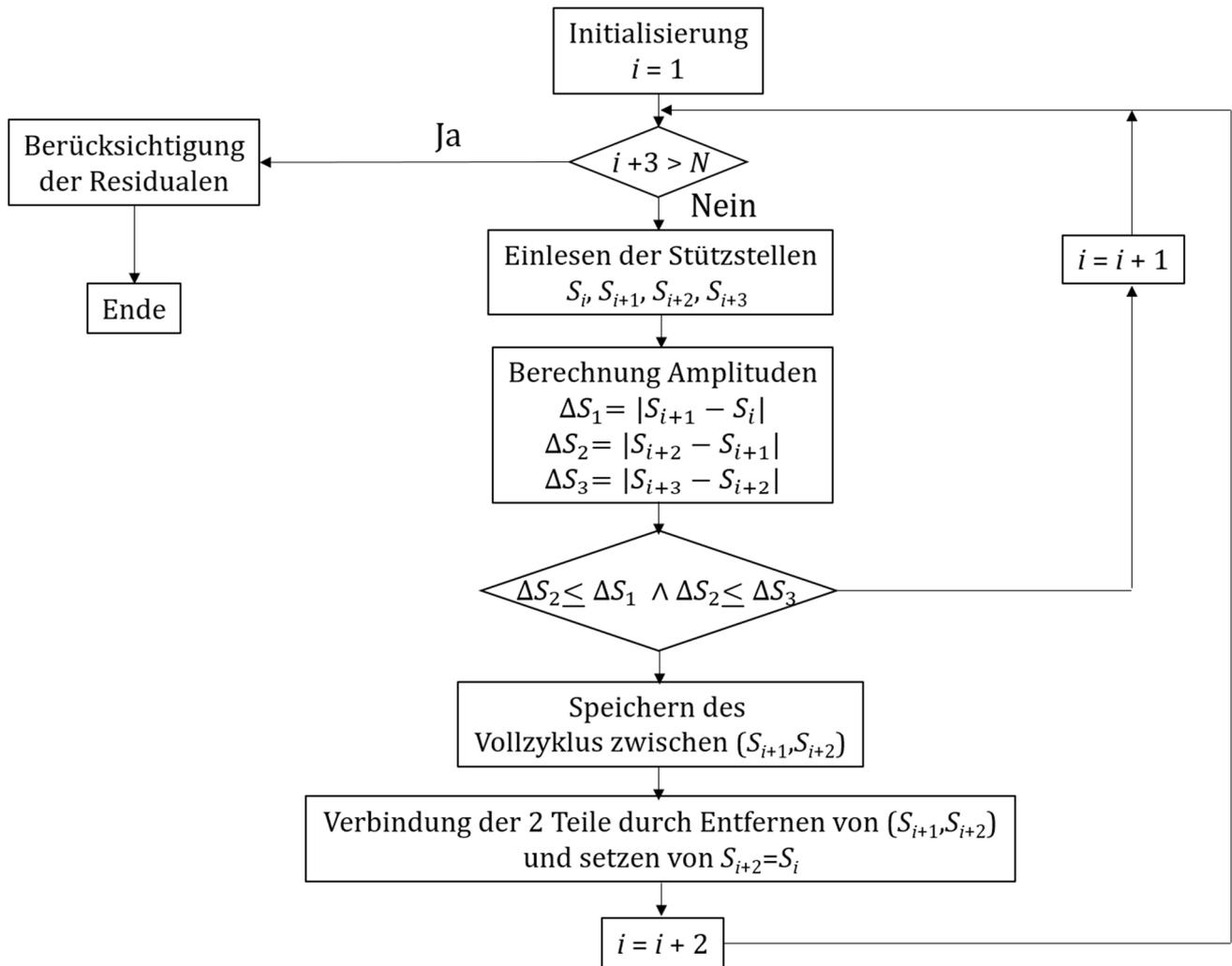


Abbildung 30: Rainflow-Counting Algorithmus Schema (angelehnt an [210])

Der Algorithmus betrachtet vier sukzessive lokale Extrema für welche drei Amplituden des DOD bestimmt werden. Hierfür werden zunächst folgende Definitionen bezüglich der absoluten Amplituden zwischen den Stützstellen eingeführt:

$$\Delta S_1 = |S_{i+1} - S_i| \quad (4.13)$$

$$\Delta S_2 = |S_{i+2} - S_{i+1}| \quad (4.14)$$

$$\Delta S_3 = |S_{i+3} - S_{i+2}| \quad (4.15)$$

Der Algorithmus vergleicht iterativ, ob folgende Bedingungen erfüllt sind:

$$\Delta S_2 \leq \Delta S_1 \wedge \Delta S_2 \leq \Delta S_3 \quad (4.16)$$

Ist dies der Fall, wird die folgende Prozedur durchgeführt:

1. ΔS_2 wird als Vollzyklus angenommen und gespeichert
2. Die Punkte S_{i+1} und S_{i+2} werden gespeichert und im nächsten Schritt zur Bestimmung der Amplituden nicht berücksichtigt
3. S_i und S_{i+2} werden miteinander verbunden und bilden eine neue Amplitude ΔS_i

Ist dies nicht der Fall, beginnt die Prozedur erneut und berücksichtigt die Punkte S_2, S_3, S_4 und S_5 . Der Algorithmus erfolgt bis zur Stützstelle S_{N-3} , wobei N die absolute Anzahl der Extrema angibt. Die letzten drei Amplituden, der noch vorhandenen Stützstellen, werden als sogenannte Residuale bezeichnet und als Halbzyklen gezählt. Für ein besseres Verständnis wird der beschriebene Algorithmus aus Abbildung 30 an einem praktischen Beispiel in Abbildung 31 angewandt, dessen Ergebnis bezüglich der Auswertung nach Halb- und Vollzyklen in Tabelle 5 zu finden ist.

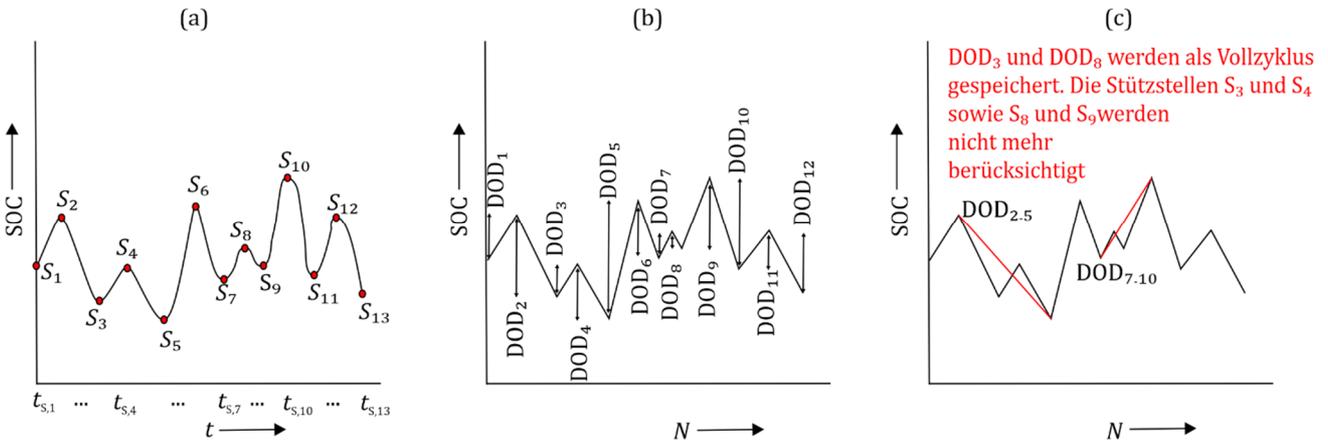


Abbildung 31: Beispiel eines auf ein dynamisches SOC Profil angewandten Rainflow-Counting Algorithmus; (a) Zeitabhängiges SOC Profil mit Lokalisation der Extrema des SOC und deren Zeitpunkten t_s ; (b) Reduzierung des zeitabhängigen SOC Profils auf N Extremstellen und Zuteilung der DOD bzw. Amplituden; (c) Anwendung des Rainflow-Counting Algorithmus, um Halb- und Vollzyklen zu lokalisieren

Tabelle 5: Ergebnis des Rainflow-Counting Algorithmus für Abbildung 31

Amplitude	S_1-S_2	S_2-S_5	S_3-S_4	S_5-S_6	S_6-S_7	S_7-S_{10}	S_8-S_9	$S_{10}-S_{11}$	$S_{11}-S_{12}$	$S_{12}-S_{13}$
DOD	DOD ₁	DOD ₂₋₅	DOD ₄	DOD ₅	DOD ₆	DOD ₇₋₁₀	DOD ₈	DOD ₁₀	DOD ₁₁	DOD ₁₂
Koeffizient n	0,5	0,5	1	0,5	0,5	0,5	1	0,5	0,5	0,5

Im Weiteren muss die Dynamik der Gewichtungsfaktoren auf den Einfluss der Degradation definiert werden, wofür empirische Modelle zur Bestimmung des Einflusses einer Größe (bspw. Strom, Temperatur, DOD) auf die Degradation verwendet werden.

Um den Einfluss des DOD auf die Alterung innerhalb des gewichteten Ah-Stunden Modells in Form des Gewichtungsfaktors w_{DOD} zu berücksichtigen, muss ein funktionaler Zusammenhang zwischen dem DOD und dem Gewichtungsfaktor w_{DOD} geschaffen werden. Dafür wird eine Wöhler-Kurve verwendet, welche die erreichten äquivalenten Vollzyklen (FCE) einer Zelle beim Zyklieren mit unterschiedlichen DOD darstellt. Der Gewichtungsfaktor w_{DOD} bei einem DOD von x % ergibt sich aus dem Verhältnis der bei diesem DOD erreichten äquivalenten Vollzyklen FCE_x und den äquivalenten Vollzyklen bei einem DOD von 100 % FCE_{100} . Mit einer Anzahl M betrachteter DOD kann mittels der Regressionsanalyse eine Funktion zur Beschreibung des Gewichtungsfaktors w_{DOD} in Abhängigkeit des DOD nach Gleichung (4.17) gebildet werden.

$$w_{DOD} = f\left(\frac{FCE_{100}}{FCE_{DOD,1}}, \frac{FCE_{100}}{FCE_{DOD,2}}, \dots, \frac{FCE_{100}}{FCE_{DOD,M}}\right) \quad (4.17)$$

Für den funktionalen Zusammenhang zwischen DOD und dem Gewichtungsfaktor w_{DOD} wird eine exponentielle [211], [212] oder polynomische [213], [214] Funktion genutzt. In dieser Thesis wird eine Polynomfunktion 2. Grades mit den Koeffizienten p_1 bis p_3 für Lithium-Ionen-Batterien und eine exponentielle Funktion mit den Koeffizienten μ_1 und μ_2 für Superkondensatoren verwendet. Die Koeffizienten p der Gleichung (4.18) sowie der Koeffizient μ in Gleichung (4.19) sind abhängig von der Zelltechnologie.

$$w_{\text{DOD,LIB}}(\text{DOD}) = p_1 \cdot \text{DOD}^2 + p_2 \cdot \text{DOD} + p_3 \quad (4.18)$$

$$w_{\text{DOD,SC}}(\text{DOD}) = \mu_1 \cdot e^{(\mu_2 \cdot \text{DOD})} \quad (4.19)$$

Der Einfluss des Stromes und der Temperatur auf die Degradation wird durch die Gewichtungsfaktoren w_I und w_T abgebildet. Sowohl die Temperatur als auch der Strom sind für jeden Zeitschritt t gegeben. Um diese den Halb- und Vollzyklen zuzuordnen, wird der Effektivwert des Stromes I_{RMS} wie auch das arithmetische Mittel der Temperatur für das Zeitintervall zwischen den Zeitpunkten $t_{S,i}$ und $t_{S,i+1}$ der Stützstellen S_i und S_{i+1} berechnet. Der Stromdurchsatz Q_i des Halb- bzw. Vollzyklus i , der in diesem Zeitintervall erfolgt, wird durch das Integral nach Gleichung (4.20) in den Grenzen $t_{S,i}$ und $t_{S,i+1}$ bestimmt. Zuletzt kann der gewichtete Stromdurchsatz $Q_{\text{TP},k}$ eines Lastzyklus k über die Summe von N ereignisbasierender Alterungseffekte nach Gleichung (4.21) berechnet werden.

$$Q_i = \int_{t_{S,i}}^{t_{S,i+1}} |I(t)| dt \quad (4.20)$$

$$Q_{\text{TP},k} = \sum_{i=1}^N n_i \cdot Q_i \cdot w_{I,i}(I_{\text{RMS},i}) \cdot w_{T,i}(\bar{T}_i) \cdot w_{\text{DOD},i}(\text{DOD}_i) \quad (4.21)$$

Dem Temperatureinfluss auf die Alterung liegt der Arrhenius-Effekt zu Grunde, der einen exponentiellen Abfall der Nennkapazität in Abhängigkeit der Temperatur beschreibt [215] und in der Modellierung dementsprechend als Exponentialfunktion genutzt wird [216], [217]. Der Gewichtungsfaktor w_T steigt an, sobald der arithmetische Mittelwert der Temperatur im Intervall i die Temperatur unter Standardbedingungen T_{SB} (angenommen bei 25 °C) übersteigt, ansonsten wird der Gewichtungsfaktor zu 1 gesetzt und beeinflusst die Alterung nicht. Die mathematische Beschreibung ist in Gleichung (4.22) mit den Koeffizienten ζ und χ der Exponentialfunktion dargestellt.

$$w_{T,i} = \begin{cases} \zeta \cdot e^{\left(\chi \cdot \frac{\bar{T}_i}{T_{\text{SB}}}\right)}, & \frac{\bar{T}_i}{T_{\text{SB}}} > 1 \\ 1, & \frac{\bar{T}_i}{T_{\text{SB}}} \leq 1 \end{cases} \quad (4.22)$$

Für die Berücksichtigung der Stromstärke auf die Degradation ist ein linearer Zusammenhang gewählt worden. Sobald der Effektivwert des Stromes I_{RMS} innerhalb des betrachteten Intervalls i die Stromstärke unter Standardbedingungen I_{SB} übersteigt, steigt der Gewichtungsfaktor w_I linear in Abhängigkeit der Koeffizienten ζ und ε an. Als I_{SB} wird das Stromäquivalent zu 1 C gewählt bzw. die maximal erlaubte Stromstärke in Laderichtung, falls diese unter 1 C liegen sollte. Falls der Effektivwert des Stromes I_{RMS} im betrachteten Zeitraum kleiner als I_{SB} sein sollte, wird der Gewichtungsfaktor in Gleichung (4.23) zu 1 gesetzt und verursacht keine Alterung.

$$w_{I,i} = \begin{cases} \zeta \cdot \frac{I_{\text{RMS},i}}{I_{\text{SB}}} + \varepsilon, & \frac{I_{\text{RMS},i}}{I_{\text{SB}}} > 1 \\ 1, & \frac{I_{\text{RMS},i}}{I_{\text{SB}}} \leq 1 \end{cases} \quad (4.23)$$

Der gewichtete Stromdurchsatz Q_{TP} über alle betrachteten Lastzyklen N_Z kann über alle Intervalle N eines Lastzyklus k nach Gleichung (4.24) bestimmt werden.

$$Q_{\text{TP}} = \sum_{k=1}^{N_Z} \sum_{i=1}^N n_{i,k} \cdot Q_{i,k} \cdot w_{I,i,k}(I_{\text{RMS},i,k}) \cdot w_{T,i,k}(\bar{T}_{i,k}) \cdot w_{\text{DOD},i,k}(\text{DOD}_{i,k}) \quad (4.24)$$

Die Größe, welche den Alterungsfortschritt eines Energiespeichers beschreibt, ist der SOH. Dieser bestimmt sich allgemein nach Gleichung (2.5) aus dem Verhältnis der Restkapazität Q_{act} , welche zu diesem Zeitpunkt vollständig entnommen werden kann, und der Nennkapazität Q_0 zum Zeitpunkt BOL.

In dem hier verwendeten Degradationsmodell wird die Restkapazität Q_{act} mathematisch in Abhängigkeit des gewichteten Stromdurchsatzes Q_{TP} nach Gleichung (4.25) dargestellt. Wie bereits erwähnt, können hierfür exponentielle oder polynomische Funktionen verwendet werden. Der SOH bestimmt sich in Abhängigkeit des gewichteten Stromdurchsatzes Q_{TP} nach Gleichung (4.26).

$$Q_{act} = f(Q_{TP}) \quad (4.25)$$

$$SOH = \frac{Q_{act}(Q_{TP})}{Q_0} \cdot 100\% \quad (4.26)$$

Die Abnahme der vorhandenen Ladungsmenge und der Anstieg des Innenwiderstandes R_I sind Effekte, die mit zunehmender Alterung einhergehen. Der Anstieg des Innenwiderstandes R_I wird mit einem Verstärkungsfaktor F_{Deg} berücksichtigt, der den Innenwiderstand R_I in Abhängigkeit des SOH ansteigen lässt. Hierfür wird das Verhältnis des Innenwiderstandes R_I zum jetzigen Stromdurchsatz Q_{TP} und dem Innenwiderstand zum Zeitpunkt BOL, wie in Gleichung (4.27) beschrieben, gebildet. Für diese Berechnung werden für beide Zustände der gleiche SOC(t) zum Zeitpunkt t und eine Temperatur von 25 °C verwendet.

$$F_{Deg}(SOC(t), Q_{TP}(t)) = \frac{R_I(SOC(t), 25 \text{ °C}, Q_{TP}(t))}{R_I(SOC(t), 25 \text{ °C}, BOL)} \quad (4.27)$$

Im Folgenden wird der Innenwiderstand zum Zeitpunkt BOL in Abhängigkeit des SOC und der Zelltemperatur T mit dem Verstärkungsfaktor F_{Deg} nach Gleichung (4.28) multipliziert, um so die Dynamik des Innenwiderstandes in Abhängigkeit der Temperatur, des Alterungszustandes und des Ladezustandes im Modell zu berücksichtigen.

$$R_I(SOC(t), T(t), Q_{TP}(t)) = R_I(SOC(t), T(t), BOL) \cdot F_{Deg}(SOC(t), Q_{TP}(t)) \quad (4.28)$$

4.2 Parametrierung des ECM-Modells

Für die in Kapitel 4.1 beschriebene Methodik zur Abbildung des dynamischen Verhaltens von Zellen müssen Parameter für verschiedene Technologien bestimmt werden. Die grundlegenden Funktionsweisen und Unterschiede der einzelnen Energiespeichertechnologien wurden bereits in den Kapiteln 2 und 3 dargelegt. Es existieren ebenfalls unterschiedliche ECM-Modelle, um das Verhalten der verschiedenen Energiespeichertechnologien nachbilden zu können. In dieser Arbeit soll das ECM-Modell aus Abbildung 27 auf alle 6 unterschiedlichen Energiespeichertechnologien aus Abbildung 32 angewendet werden. Die Zellen wurden in der Art ausgewählt, um ein möglichst breites Spektrum an derzeit verfügbaren Energiespeichertechnologien mit ihren jeweiligen individuellen Eigenschaften wie beispielsweise der U_{OCV} -Charakteristik, abbilden zu können, da diese die Eigenschaften eines Hybridsystems beeinflussen kann. Das Messprotokoll und die Auswertung der Daten zur Bestimmung der Zellparameter variieren zwischen Lithium-Ionen-Batterien und Superkondensatoren deutlich. Um die Komplexität der Parametrierung des einheitlichen ECM-Modells zu verringern, wird ein Konzept vorgestellt, welches für Lithium-Ionen- und Superkondensator-Technologien mit geringfügigem Aufwand adaptiert werden kann.

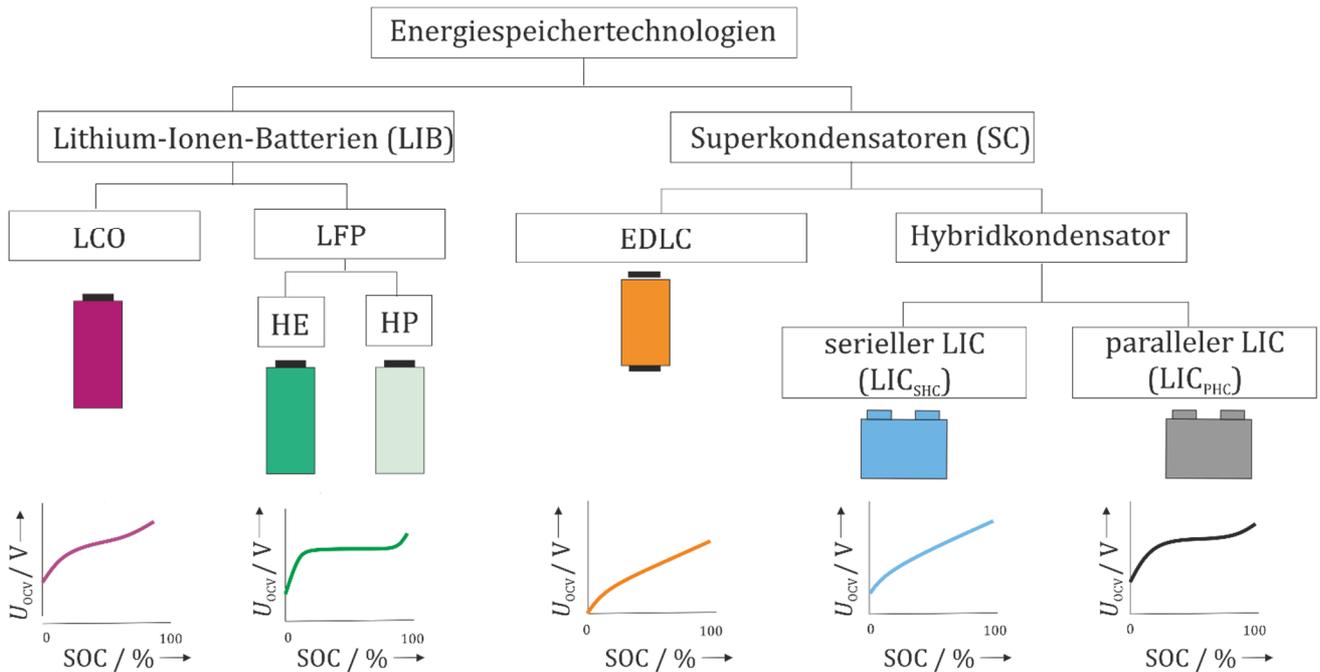


Abbildung 32: Darstellung der ausgewählten Energiespeichertechnologien zur Untersuchung von passiven Hybridsystemen. Neben der Spannungscharakteristik ist schematisch das Zellformat der Testzellen dargestellt

Die Parametrierung des ECM-Modells erfolgt anhand mehrerer Testprofile, deren Auswertung die zu bestimmenden Parameter ergeben. Die Auswertung des OCV-Tests ergibt den funktionalen Zusammenhang zwischen dem Ladezustand des Energiespeichers und seiner Leerlaufspannung U_{OCV} . Ein weiterer durchzuführender Test, hier als DC-Pulstest bezeichnet, dient zur experimentellen Bestimmung des Innenwiderstandes R_i in Abhängigkeit des Ladezustandes und der Temperatur.

Die Bestimmung der Parameter R_D und C_D zur Abbildung von Diffusions- und Transportphänomenen erfolgt mittels numerischer Parameteroptimierungsverfahren unter Einbeziehung der bisher ermittelten Parameter U_{OCV} sowie R_i anhand der Messwerte des DC-Pulstests. Die thermodynamischen Parameter wie die Wärmekapazität h_C und die Wärmeübertragungskoeffizienten für die Strahlung und Konvektion werden mit einem xC-Test bestimmt, bei welchem der Energiespeicher mit konstanten und gepulsten Lade- sowie Entladeströmen belastet wird, um einen dynamischen Temperaturverlauf zu erzeugen. Diese Parameter werden ebenfalls mit einem numerischen Optimierungsverfahren bestimmt. Mittels Degradationstests von Energiespeichern können die Parameter zur Beschreibung des dynamischen Verhaltens der Alterung ermittelt werden. Der vorgestellte Prozessablauf ist schematisch in Abbildung 33 zusammengefasst.

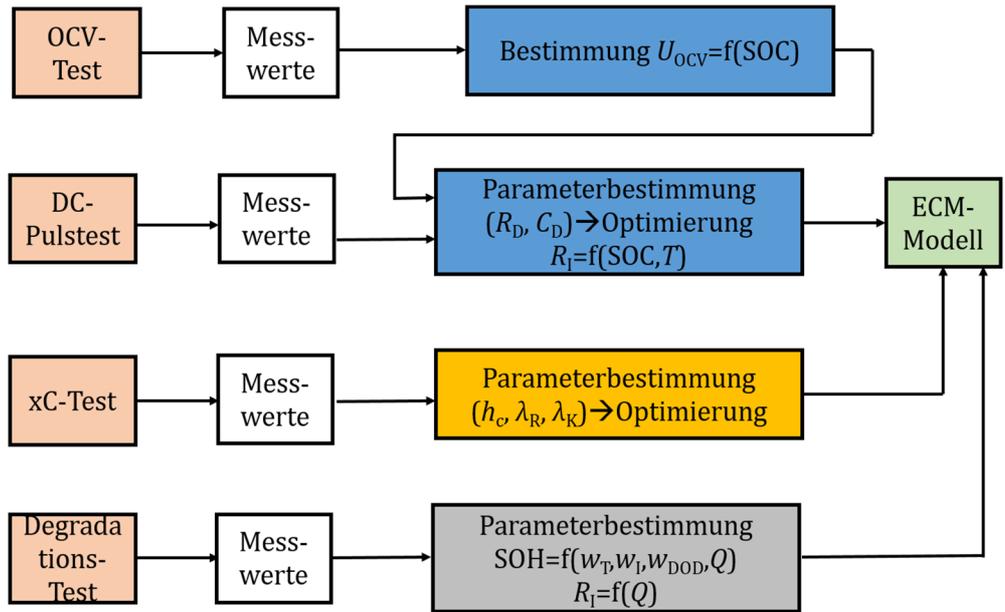


Abbildung 33: Prozessablauf zur Parametrierung eines Energiespeichers

4.2.1 Lithium-Ionen-Batterien

Für die passiven Hybridsysteme wurden Lithium-Eisenphosphat- (LFP) und Lithium-Kobalt-Oxid-Batterien (LCO) gewählt. Dies ist hauptsächlich damit zu begründen, dass sich der Spannungsverlauf für diese beiden Technologien deutlich unterscheidet und damit die Dynamik des passiven Hybridsystems beeinflussen kann. Die LFP-Zelle hat in der zylindrischen Bauform 26650 eine Nennkapazität von 3 Ah und die LCO-Zelle weist bei einer zylindrischen Bauform 18650 eine Nennkapazität von 2,45 Ah auf. Neben diesen beiden HE-Zellen wurde ebenfalls eine weitere LFP-Zelle der zylindrischen Bauform 26650 mit einer Nennkapazität von 2,5 Ah parametrierung. Aufgrund ihrer ausgeprägten Schnellladefähigkeit (>4 C äquivalenter Ladestrom) ist diese für diese Thesis als Hochleistungszelle (HP) klassifiziert. Eine Zusammenfassung der technischen Daten aus den Datenblättern der Hersteller ist in Tabelle 6 zu finden.

Tabelle 6: Technische Daten nach Herstellerangaben für ausgewählte Lithium-Ionen-Zellen

	LFP	LFP _{HP}	LCO
Hersteller	Sony	A123 Systems	Panasonic
Bezeichnung	BM26650ETC1	ANR26650M1-B	UR18650F
Bauform	26650	26650	18650
Volumen / l	0,036	0,036	0,017
Spannungsbereich / V	2,0 - 3,6	2,0 - 3,6	2,5 - 4,2
Masse / kg	0,085	0,076	0,048
Nennkapazität / Ah	3	2,5	2,45
Nennenergie / Wh*	~9,6	~8,0	~9,0
Max. Ladestrom / A	3	10	0,75
Max. Entladestrom / A	20	70 / 120 für 10 s	2,5
Zyklenzahl nach Hersteller / -	6000	>1000	500

*berechnet aus der Multiplikation der Nennkapazität Q_0 und der Nennspannung U_0 (für LFP und LFP_{HP} $U_0=3,2$ V; LCO $U_0=3,7$ V)

OCV-Test zur Parameterextraktion der Leerlaufspannung U_{OCV} für Lithium-Ionen-Batterien

Der OCV-Test zur Messung der U_{OCV} -Kennlinie ist für die Lithium-Ionen-Batterien nach dem Messprotokoll aus Tabelle 7 erfolgt.

Tabelle 7: Beschreibung des Messprotokolls zur Aufnahme der Leerlaufspannung U_{OCV}

Schritt	Verfahren	Abbruchkriterium	Beschreibung
1	Ladung 1 C CCCV bis U_{max} Entladung 1 C CC bis U_{min}	Ladung: Ladezeit >20 min oder $I < C/20$ Entladung: Erreichen U_{min}	Fünfmaliges Laden- und Entladen der Zelle
2	Entladung C/20 CC	Erreichen U_{min}	Bestimmung der Nennkapazität Q_0
3	Ladung 0,2 C CC	Ladungsmenge von 2,5 % von Q_0 erreicht	Anfahren der einzelnen SOC an denen U_{OCV} bestimmt werden soll
4	Messung U_{OCV}	Wartezeit >20 min	Aufnahme der Spannungsrelaxation. Spannungswert nach 20 min wird als U_{OCV} beim jeweiligen SOC gewählt
5	Durchführung der Schritte 3 und 4 bis U_{max} erreicht ist		
6	Ladung 0,2 C CCCV	Ladezeit >20 min oder $I < C/20$	Vollständiges Laden der Lithium-Ionen-Batterie für anschließende Aufnahme der U_{OCV} -Kennlinie in Entladerichtung
7	Durchführung der Schritte 3 bis 5 in Entladerichtung bis U_{min} erreicht ist		

Die gemessenen Strom- und Spannungsverläufe des Testverlaufs sind für die Lithium-Ionen-Zellen in Abbildung 34 (a-c)) sowie die gemessene U_{OCV} -Kennlinie in Entladerichtung in Abbildung 34 (d-e) dargestellt. Neben der U_{OCV} -Kennlinie ist auch die ΔU_{Ah} -Kennlinie aufgenommen und abgebildet worden. Die ΔU_{Ah} -Kennlinie beschreibt die Änderung der Leerlaufspannung U_{OCV} durch den Stromdurchsatz Q zwischen zwei Ladezuständen.

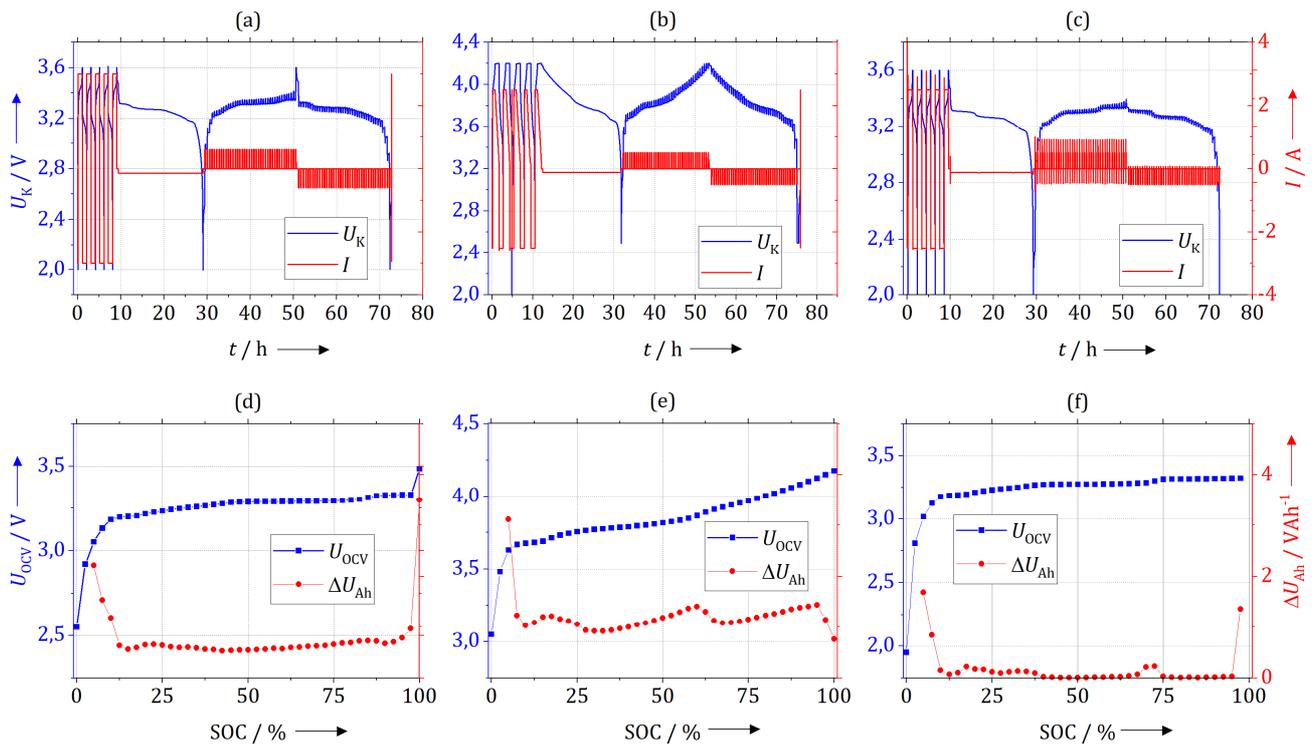


Abbildung 34: Darstellung des Messverfahrens zur Bestimmung der Leerlaufspannung U_{OCV} in Abhängigkeit des SOC für Lithium-Ionen-Technologien der Studie; (a) Strom-Spannungsverlauf für LFP; (b) LCO und (c) LFP_{HP}; (d) U_{OCV} -Kennlinie und ΔU_{Ah} -Kennlinie für LFP, (e) LCO und (f) LFP_{HP}

DC-Pulstest und Parameterextraktion für den Innenwiderstand R_i sowie zur Beschreibung der Überspannung U_D

Für die Bestimmung des Innenwiderstandes R_i in Abhängigkeit des SOC wurden die zu untersuchenden Lithium-Ionen-Zellen nach dem Messprotokoll in Tabelle 7 vermessen. Zur Bestimmung des Innenwiderstandes der Zelle in Abhängigkeit der Temperatur wurde das Messprotokoll in einer Klimakammer bei 40 °C wiederholt. Die Innenwiderstände sind für die Ladezustände beginnend von 10 % SOC bis 90 % SOC in 10 % Intervallen in Lade- und Entladerichtung gemessen worden. In Abbildung 35 sind die gemessenen Spannungs- und Stromverläufe sowie die Innenwiderstände abgebildet.

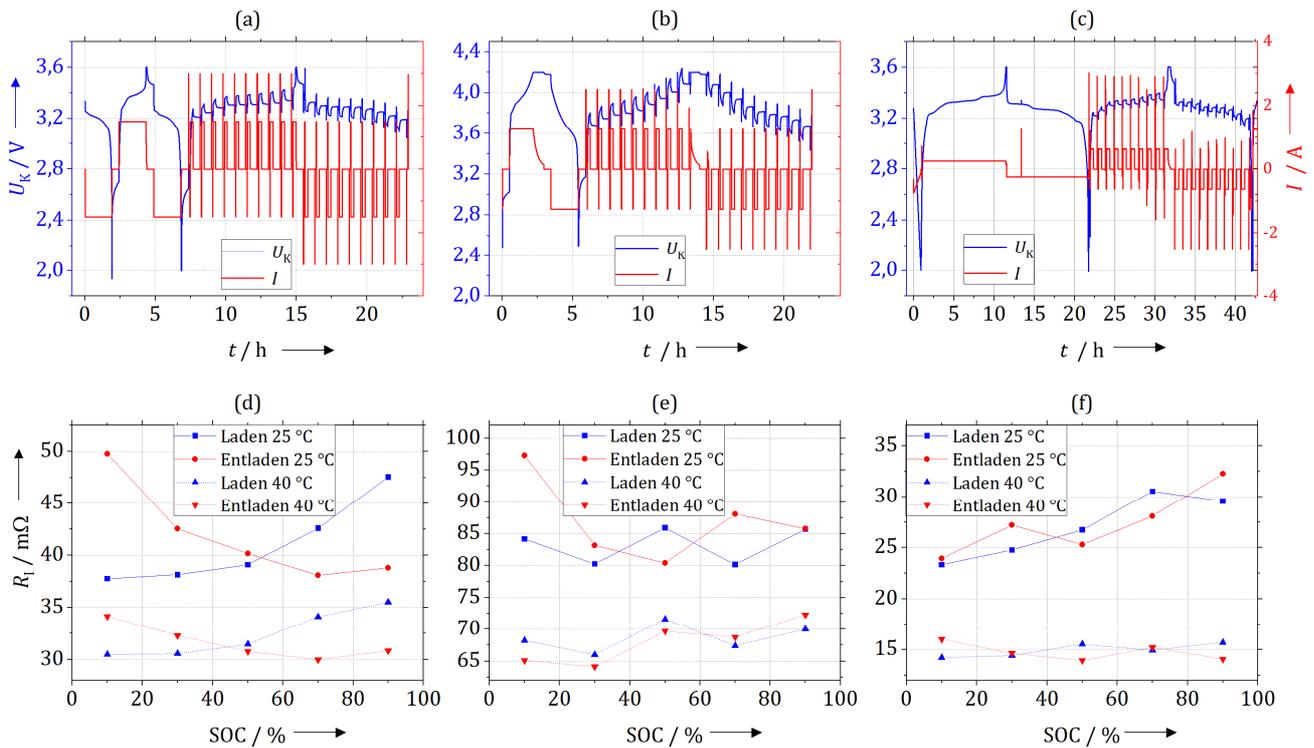


Abbildung 35: Messverfahren zur Bestimmung des Innenwiderstandes R_i ; (a) Messkennlinie LFP; (b) Messkennlinie LCO; (c) Messkennlinie LFP_{HP}; (d-f) Innenwiderstand R_i für 25 °C und 40 °C in Lade-Entladerichtung für LFP (d), LCO (e) und LFP_{HP} (f)

Tabelle 8: Beschreibung des Messprotokolls zur Aufnahme des Innenwiderstandes R_i

Schritt	Verfahren	Abbruchkriterium	Beschreibung
1	Entladung 0,5 C CC bis U_{\min}	Erreichen U_{\min}	Entladung der Zelle auf einen definierten SOC von 0 %
2	Ladung 0,5 C CCCV bis U_{\max}	Ladezeit >20 min oder $I < C/20$	Vollladung der Zelle
3	Entladung 0,5 C CC bis U_{\min}	Erreichen U_{\min}	Bestimmung der Nennkapazität Q_0
4	Ladung: 0,5 C CC	Ladungsmenge von 10 % von Q_0 erreicht	Anfahren der einzelnen SOC Messpunkte in 10 % Intervallen
5	Pause	$t > 30$ min	Relaxation der Spannung
6	Ladung 1 C CC	$t > 20$ s	Ladepuls zur Bestimmung des R_i
7	Entladung 0,5 C CC	Entladung bis Ladungsmenge von vorherigem Ladepuls entladen worden ist	Entladen der durch den Ladepuls eingeladenen Ladungsmenge auf vorangegangenen SOC-Wert zu erhalten
8	Durchführung der Schritte 4 bis 7 bis zu einem SOC von 90 %		
9	Ladung 0,5 C CCCV	Ladezeit >20 min oder $I < C/20$	Vollständiges Laden der Zelle
10	Durchführung der Schritte 4 bis 8		Aufnahme des R_i in Entladerichtung mit 1 C Puls für 20 s. Rückladen der entladenen Ladungsmenge mit 0,5 C CC. Durchführung von SOC 90 % bis SOC von 10 % mit einer Entladung von 0,5 C

Die Parameter R_D und C_D zur Beschreibung der Diffusion- und Helmholtz-Schicht-Effekte wurden mit Hilfe des nichtlinearen Levenberg-Marquardt Algorithmus bestimmt. Dazu wird die gemessene Klemmspannung \hat{U}_k aus dem Experiment die in Abbildung 35 dargestellt ist, mit der modellierten Klemmspannung U_k über alle Messwerte t verglichen, wobei der gemessene Strom \hat{I} als Eingangssignal für das elektrische Modell dient. Der Levenberg-Marquardt Algorithmus bestimmt die Parameter R_D und C_D , sodass der quadratische Fehler gemäß Gleichung (4.29) unter den Nebenbedingungen minimal wird.

$$\arg \min_{\Phi} \sum_{t} [U_k(t, \Phi) - \hat{U}_k(t, \Phi)]^2$$

$$\Phi = [R_D, C_D]$$
(4.29)

Nebenbedingungen:

$$R_D > 0$$

$$C_D > 0$$

Die Durchführung des Levenberg-Marquardt Algorithmus ist mit der Matlab Optimization © Toolbox (Version 2017a) nach dem Ansatz von Huria et al. [106] erfolgt. Um die Berechnungszeit gering zu halten, ist die Bestimmung der Parameter für die SOC Werte 10, 30, 50, 70 und 90 % begrenzt. Als Startwert für die Optimierung von R_D ist für alle SOC 20 m Ω und für die Optimierung von C_D 3000 F gewählt worden. Als Lösungen für den Optimierungsalgorithmus sind alle positiven Zahlen zugelassen.

Der Optimierungsalgorithmus endet nach der eigenen festgelegten Definition, wenn entweder die Parametertoleranz oder die Funktionstoleranz kleiner 0,001 ist, oder bereits 100 Iterationen durchgeführt worden sind. Die Ergebnisse des Optimierungsverfahrens für R_D und C_D sind für die Lithium-Ionen-Technologien dieser Studie in Abbildung 36 grafisch dargestellt. Es soll an dieser Stelle nochmal der Hinweis gegeben werden, dass für *Grey-Box* Modelle die Parameter nicht immer physikalisch interpretierbar sind und die Parameter für R_D und C_D ermittelt werden, sodass das Spannungssignal des Modells das Spannungssignal der Messung möglichst exakt nachbilden kann.

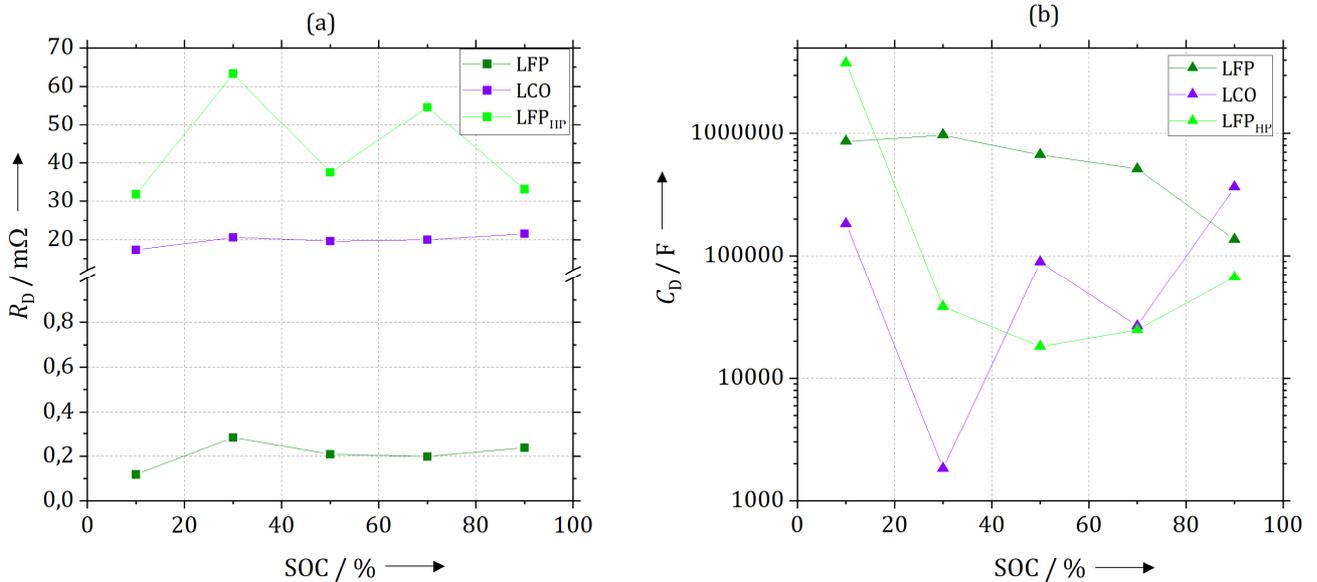


Abbildung 36: Parameter für R_D (a) C_D (b) nach Parameteroptimierung mit Levenberg-Marquardt Algorithmus

Degradations-Test und Parameterextraktion für das das Degradations-Modell

Zur Bestimmung des Nennkapazitätsabfalls und des Innenwiderstandes R_i in Abhängigkeit des Stromdurchsatzes wurden die Zellen mit folgendem Lastprofil getestet:

- 1 C CCCV Ladung bis zum Erreichen der oberen Spannungsgrenze und einem Abfall des Stromes auf C/20
- 1 C CC Entladung bis zum Erreichen der unteren Spannungsgrenze

wobei für jeden Zyklus die entnehmbare Ladungsmenge aufgezeichnet worden ist.

Das Zyklieren wurde periodisch gestoppt und der Innenwiderstand R_i wurde nach dem Verfahren aus Tabelle 8 gemessen, wobei sich der Innenwiderstand auf die Ladezustände bei 10 %, 30 %, 50 %, 70 % und 90 % in Entladerichtung beschränkt. In Abbildung 37 (a-c) sind die gemessenen Innenwiderstandswerte R_i für die genannten Ladezustände und in Abhängigkeit des Stromdurchsatzes abgebildet. Abbildung 37 (d-e) zeigt den Verlauf des aus Messwerten bestimmten SOH in Abhängigkeit des Stromdurchsatzes sowie den berechneten SOH auf Basis des Ergebnisses der Regressionsanalyse zur Bestimmung des funktionalen Zusammenhangs zwischen Restkapazität Q_{act} und Stromdurchsatz Q . Für die LFP-Technologien ist eine Exponentialfunktion gewählt worden (s. für LFP Gleichung (4.30) und LFP_{HP} (4.31)) und eine Polynomfunktion 2. Grades beschreibt den Zusammenhang aus Stromdurchsatz und Q_{act} für die LCO-Zelle (s. Gleichung (4.32)).

$$Q_{act,LFP}(Q) = 2,83Ah \cdot e^{(6 \cdot 10^{-7} \frac{1}{Ah} Q)} \quad (4.30)$$

$$Q_{act,LFP_{HP}}(Q) = 2,59Ah \cdot e^{(-10^{-5} \frac{1}{Ah} Q)} \quad (4.31)$$

$$Q_{act,LCO}(Q) = 10^{-7} \frac{1}{Ah} Q^2 - 0,0006 \cdot Q + 2,42 \text{ Ah} \tag{4.32}$$

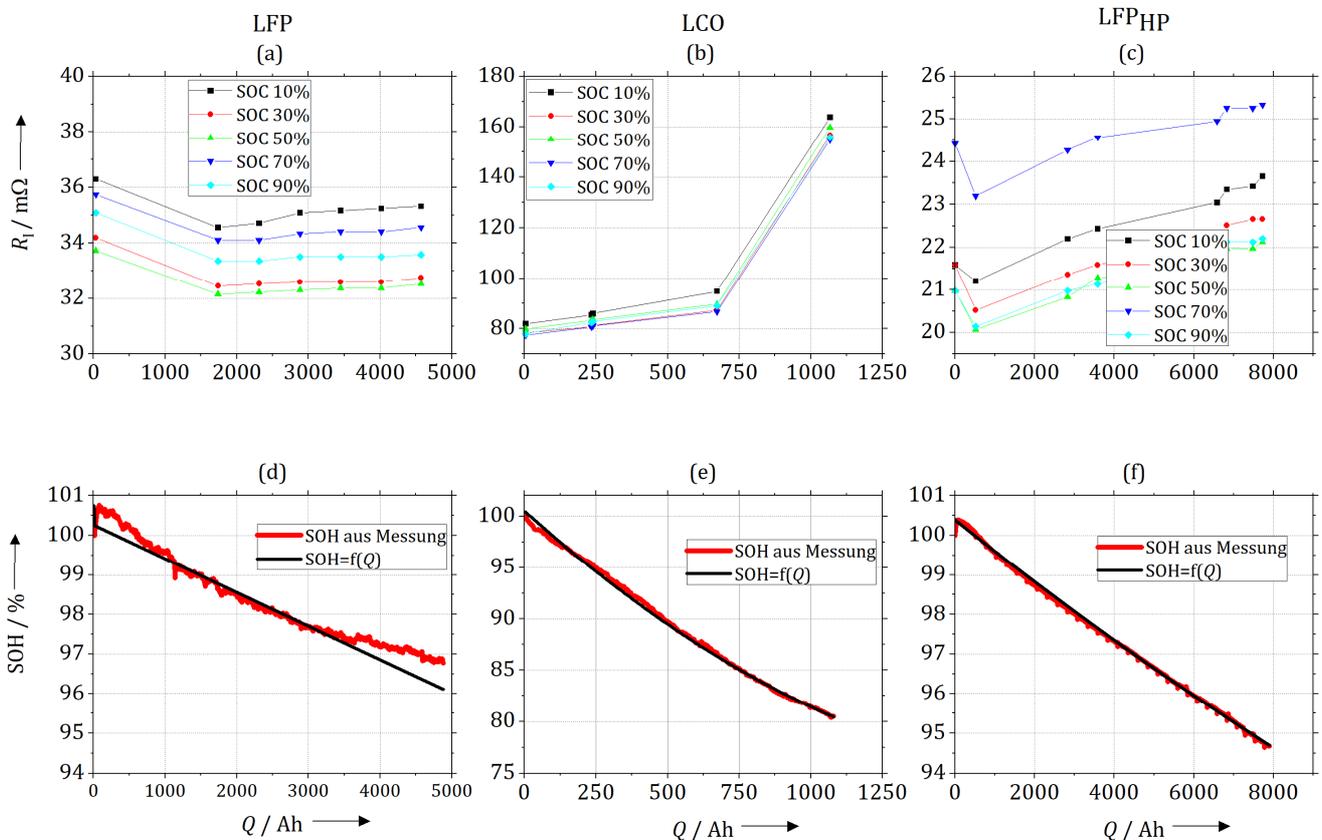


Abbildung 37: Darstellung des Innenwiderstandes R_i (a-c) und des SOH (d-e) in Abhängigkeit des Stromdurchsatzes Q

xC-Test und Parameterextraktion zur Beschreibung des thermischen Modells

Die Bestimmung der Wärmekapazität h_c sowie der Wärmeübertragungskoeffizient für die Strahlung λ_R erfolgt ebenfalls mittels des Optimierungsalgorithmus nach Levenberg-Marquardt. In diesem Fall wird die gemessene Temperatur \hat{T} der Zelle mit der simulierten Temperatur T verglichen, wobei der Temperatursensor zentral am Mantel der Zelle angebracht ist. Es wurde ein dynamisches Lastprofil gewählt, in welchem sich die Temperatur durch konstante Ladevorgänge erhöht und bei gepulsten Entladevorgängen durch eine Reduzierung der Verlustleistung verringert. Als Umgebungstemperatur wird die Starttemperatur der Zelle verwendet. Es müssen die Wärmekapazität h_c , der Wärmeübertragungskoeffizient λ_R der Strahlung und der Wärmeübertragungskoeffizient λ_K der Konvektion bestimmt werden. Die zugelassenen Werte für die Wärmekapazität h_c und den Wärmeübertragungskoeffizienten λ_K und λ_R sind mit den Verweisen auf die Literatur in Tabelle 9 aufgelistet. Die mathematische Beschreibung des Optimierungsproblems zur Definition der thermodynamischen Parameter unter den genannten Bedingungen ist in Gleichung (4.33) formuliert.

Tabelle 9: Zulässige Zahlenwerte der thermischen Parameter während der Parameteroptimierung

Größe	Zugelassener Bereich	Verweis
Wärmekapazität h_c	0,6 - 1,8 J/(kgK) ⁻¹	[218]-[220]
Wärmeübertragungskoeffizient λ_K	0 - 15 W(m ² K) ⁻¹	[221]
Wärmeübertragungskoeffizient λ_R	4 - 6 W(m ² K) ⁻¹	[19]

$$\arg \min_{\Phi} \sum_t [T(t, \Phi) - \hat{T}(t)]^2$$

$$\Phi = [h_c, \lambda_K, \lambda_R]$$
(4.33)

Nebenbedingungen:

$$0,6 \leq h_c \leq 1,6$$

$$0 < \lambda_K \leq 15$$

$$4 \leq \lambda_R \leq 6$$

Die gemessenen Temperatur, Strom- und Spannungsprofile der einzelnen Lithium-Ionen-Zellen sind in Abbildung 38 dargestellt. Die Ergebnisse der Parameteroptimierung für die Wärmeübertragungskoeffizienten und der Wärmekapazität sind in Tabelle 10 aufgelistet.

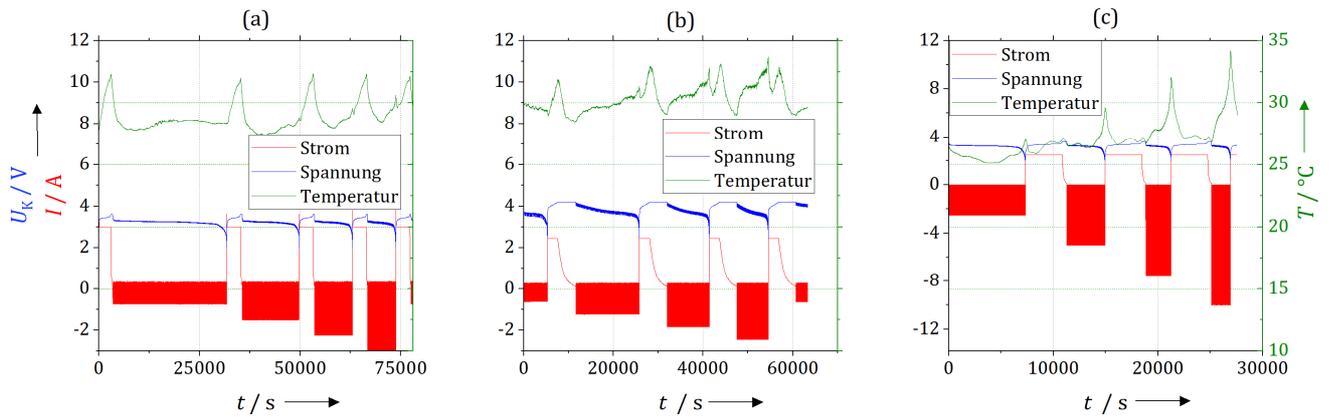


Abbildung 38: Temperaturverlauf und Lastprofil zur Bestimmung der thermodynamischen Parameter; (a) Messkennlinie für LFP; (b) Messkennlinie für LCO; (c) Messkennlinie für LFP_{HP}

Tabelle 10: Parameter der Lithium-Ionen-Technologien nach Parameteroptimierung

	$h_c / J(kgK)^{-1}$	$\lambda_K / W(m^2K)^{-1}$	$\lambda_R / W(m^2K)^{-1}$
LFP	0,77	10	5
LCO	1,33	10,33	4,98
LFP _{HP}	0,70	9,78	4,33

Parameterextraktion für die Koeffizienten der Gewichtungsfaktoren

Die Bestimmung der Gewichtungsfaktoren w_I , w_{DOD} und w_T zur Berücksichtigung der betriebsbedingten Alterungseinflüsse erfolgt in erster Näherung auf Grundlagen der Literatur. Zur Abbildung der stromabhängigen Alterung wurde auf Ergebnisse von Ning et al. [38] zurückgegriffen, für die 18650 Zellen mit einer Nennkapazität von 1,4 Ah mit 1 C CCCV vollgeladen wurden und mit Entladeraten von 1 C bis 3 C mit einem CC Regime entladen wurden. Die Degradation der Kapazität wurde in Abhängigkeit des Entladestromes pro Lade-Entladezyklus aufgezeichnet. Die Stützstellen zur Bestimmung eines mathematischen Zusammenhangs berechnen sich aus dem Verhältnis der Degradation der Ladungsmenge ΔQ_{SB} bei einer Stromstärke unter Standardbedingung (1 C) zu der Degradation der Ladungsmenge ΔQ_I für die jeweiligen Stromstärken I von 1 C bis 3 C. Abschließend wird eine Parameteroptimierung nach Gleichung (4.34) durchgeführt, welche die gesuchten Koeffizienten ζ sowie δ für Gleichung (4.23) anhand der drei Stützstellen ermittelt.

$$\begin{aligned}
 w_I(I) &= f\left(\frac{\Delta Q_I}{\Delta Q_{SB=1C}}\right) \\
 \arg \min_{\Phi} \sum_{i=1}^3 & \left[\left(\frac{\Delta Q_{I,i}}{\Delta Q_{SB=1C}} \right) - \zeta \cdot \frac{I_i}{I_{SB}} + \delta \right]^2 \\
 \Phi &= [\zeta, \delta]
 \end{aligned} \tag{4.34}$$

Für die temperaturabhängige Alterung werden Messwerte von Waldmann et al. herangezogen [37], welche die Alterung der Lithium-Ionen-Zelle in Abhängigkeit der Temperatur beschreiben. In dem durchgeführten Experiment wurden kommerzielle 18650 Zellen mit einer NMC:LMO Blend-Kathode und einer Graphitanode bei Temperaturen zwischen -25 °C und 70 °C bei einem DOD von 100 % mit 1 C zyklert und der Kapazitätsabfall bestimmt. Für die Bestimmung des Gewichtungsfaktors w_T in Abhängigkeit der Temperatur werden für die folgende Herangehensweise nur die Daten zwischen 25 °C und 70 °C berücksichtigt.

Zur Bestimmung der Stützstellen zur exponentiellen Beschreibung des Gewichtungsfaktors w_T werden die Zeitdauern $t_{SOH,T}$ bis zum Erreichen eines SOH von 80 % bei den gemessenen Temperaturen T von 50, 60 und 70 °C ins Verhältnis zur Zeitdauer bei 25 °C $t_{SOH,25^\circ C}$ nach Gleichung (4.35) gesetzt. Diese Stützstellen dienen zur Bestimmung der Koeffizienten ζ und χ aus Gleichung (4.22).

$$\begin{aligned}
 w_T(T) &= f\left(\frac{t_{SOH,T}}{t_{SOH,25^\circ C}}\right) \\
 \arg \min_{\Phi} \sum_{i=1}^3 & \left[\left(\frac{t_{SOH,T_i}}{t_{SOH,25^\circ C}} \right) - \zeta \cdot e^{\left(\chi \frac{T_i}{T_{SB}}\right)} \right]^2 \\
 \Phi &= [\zeta, \chi]
 \end{aligned} \tag{4.35}$$

Zur Bestimmung der Parameter p_1 bis p_3 aus Gleichung (4.18) werden die Messungen von Xu et al. [35] verwendet. Als Messdaten liegen die erreichten äquivalenten Vollzyklen FCE bei verschiedenen DOD für LFP und NMC-Zellen vor, wobei die Ergebnisse der NMC-Zellen für die in dieser Thesis verwendete LCO-Zellen adaptiert werden. Um die notwendigen Stützstellen zu generieren, werden die erreichten äquivalenten Vollzyklen FCE für die DODs von 5, 20, 50 und 100 % in das Verhältnis zur erreichten Vollzyklenzahl bei einem DOD von 100 % nach Gleichung (4.36) gesetzt. Mittels Parameteroptimierung und der Annahme einer Polynomfunktion 2. Grades werden die Parameter p_1 bis p_3 bestimmt.

$$\begin{aligned}
 w_{DOD}(DOD) &= f\left(\frac{FCE_{100\%}}{FCE_{DOD}}\right) \\
 \arg \min_{\Phi} \sum_{i=1}^4 & \left[\left(\frac{FCE_{100\%}}{FCE_{DOD_i}} \right) - (p_1 \cdot DOD_i^2 + p_2 \cdot DOD_i + p_3) \right]^2 \\
 \Phi &= [p_1, p_2, p_3]
 \end{aligned} \tag{4.36}$$

In Abbildung 39 sind die berechneten Stützstellen und die ermittelten Funktionen der jeweiligen Gewichtungsfaktoren dargestellt. Der Gewichtungsfaktor w_T ist in Abhängigkeit des Temperaturverhältnisses ΔT_{SB} dargestellt, welche sich aus dem Quotienten der Temperatur T und der Standardtemperatur T_{SB} (25 °C) zusammensetzt. Der Gewichtungsfaktor w_I ist im gleichen Sinne in Abhängigkeit des Stromstärkeverhältnisses ΔI_{SB} abgebildet und bildet sich aus dem Quotienten der Stromstärke I und der Stromstärke I_{SB} bei Standardbedingungen (1 C äquivalent). Die Parameter der jeweiligen Funktion und Zellchemie sind in Tabelle 11 aufgelistet.

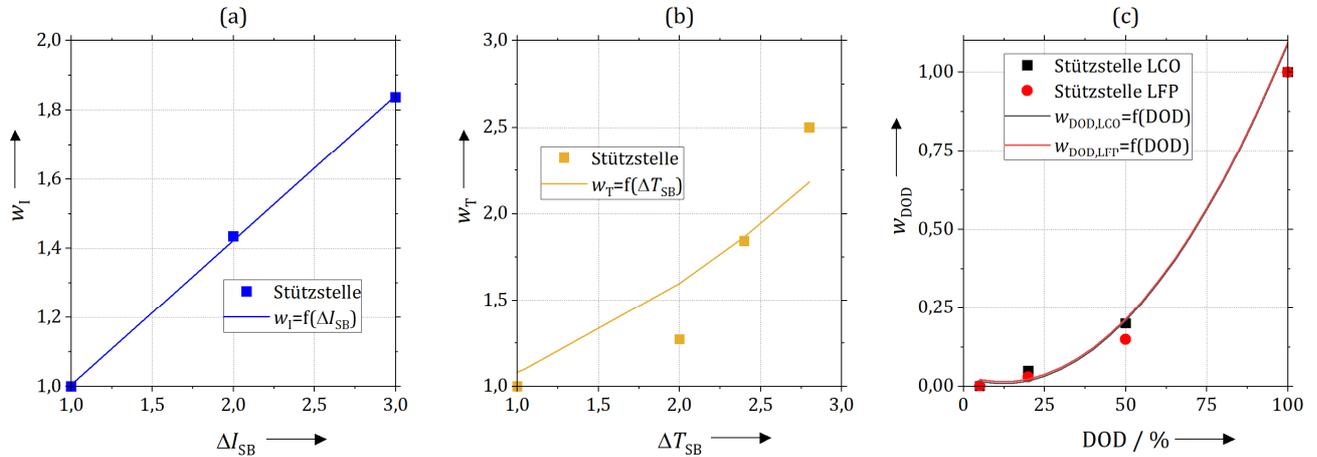


Abbildung 39: Alterungsfaktoren LIB auf Basis von Literaturdaten; (a) Stützstellen und lineare Funktion zur Darstellung des Zusammenhangs aus Strombelastung im Verhältnis zu Standardbedingungen und Gewichtungsfaktor w_I auf Basis von [38]; (b) Stützstellen und exponentielle Funktion zur Darstellung aus Temperaturverhältnis zur Standardtemperatur ΔT_{SB} (25 °C) und Gewichtungsfaktor w_T auf Basis von [37]; (c) Stützstellen und Polynomfunktion 2. Grades zur Darstellung des DOD Einflusses auf den Gewichtungsfaktor w_{DOD} in Abhängigkeit der Zellchemie auf Basis von [35]

Tabelle 11: Degradationsparameter für strom- und temperaturabhängige Alterung auf Basis der Literaturwerte für die Stromalterung [38], der Temperatur [37] und des DOD [35]

	ζ	χ	ς	δ	p_1	p_2	p_3
LCO	0,732	0,389	0,418	0,587	$1,4 \cdot 10^{-4}$	$3,4 \cdot 10^{-3}$	0,032
LFP	0,732	0,389	0,418	0,587	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$2,1 \cdot 10^{-3}$	0,021
LFP _{HP}	0,732	0,389	0,418	0,587	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$2,1 \cdot 10^{-3}$	0,021

4.2.2 Superkondensatoren

Als Superkondensatoren wurden ein klassischer EDLC, ein serieller und ein paralleler Hybridkondensator gewählt, wobei der serielle und der parallele Hybrid in Form eines LIC vorliegen. Die technischen Daten laut Hersteller sind in Tabelle 12 aufgelistet.

Tabelle 12: Technische Daten nach Herstellerangaben der verwendeten Superkondensator-Technologien

Technologie	EDLC	LIC _{SHC}	LIC _{PHC}
Hersteller	Nesscap	General Capacitor	General Capacitor
Bezeichnung	ESHSR-3000C0-002R7A5T	LCA3000G5	HLC50L3A9000G5
Bauform	Zylindrisch	Pouch	Pouch
Volumen / l	0,39	0,15	0,15
Spannungsbereich / V	0,0 – 2,7	2,2 – 3,8	2,2 – 3,8
Masse / kg	0,54	0,25	0,27
Kapazität / F	3000	3000	9000
Energie / Wh	3,0	~5,0*	~13,0*
Max. konstanter Strom / A	243	150	150
Zyklenzahl nach Hersteller / -	>1 Mio	200 000	50 000

*berechnet aus der Multiplikation der gegebenen Masse und der gravimetrischen Energiedichte nach Datenblatt

Zur Parametrierung der Superkondensator-Technologien ist zuerst eine Bestimmung der Nennkapazität Q_0 erfolgt. Die Zellen sind hierfür mit 0,5 C mit dem CCCV Protokoll (Abbruchbedingung $I < C/20$ bzw. $t > 30$ min) und mit 0,5 C CC in ihrem Spannungsbereich ge- und entladen worden, wobei als Nennkapazität zur Bestimmung des Lade-Entladestromes die Nennkapazität nach Gleichung (2.2) ermittelt worden ist. Das Messprotokoll zur Nennkapazitätsbestimmung ist in Abbildung 40 dargestellt, die Ergebnisse der Ladungsmengen in Lade- und Entladerichtung nach Messung und theoretisch in Tabelle 13.

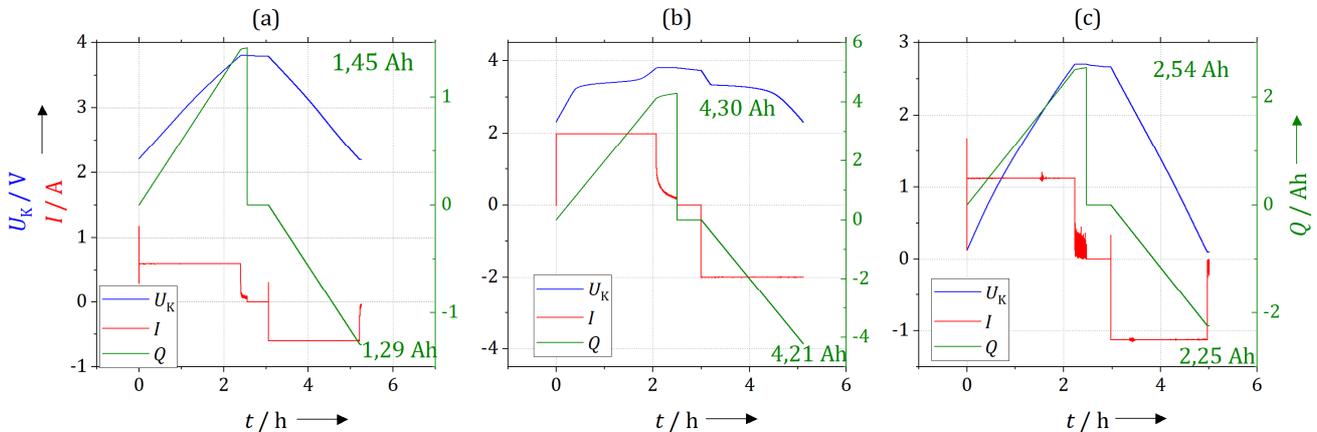


Abbildung 40: Test zur Bestimmung der Nennkapazität für Superkondensatoren; (a) LIC_{SHC}; (b) LIC_{PHC}, (c) EDLC

Tabelle 13: Nennkapazitätsbestimmung der Superkondensatoren nach Messung und Gleichung (2.2)

Technologie	Messung (LAD / ELA) Q_0 / Ah	nach Gleichung (2.2) Q_0 / Ah
EDLC	2,54 / 2,25	2,25
LIC _{SHC}	1,45 / 1,29	1,33
LIC _{PHC}	4,30 / 4,21	4,00

Parameterextraktion zur Bestimmung der elektrischen und thermischen Parameter des Modells

Die Parametrierung der elektrischen wie auch der thermischen Eigenschaften der Superkondensatoren ist in Bezug auf die Aufnahme der Leerlaufspannung U_{OCV} in Abwandlung zu denen der Lithium-Ionen-Batterien erfolgt. Für die Aufnahme der Leerlaufspannung des EDLC wie auch des LIC_{SHC} sind die Zellen von der unteren Spannungsgrenze bis zum Erreichen der oberen Spannungsgrenze mit 1 C geladen worden.

Für die Parametrierung der Leerlaufspannung des parallelen Lithium-Ionen-Kondensators LIC_{PHC} ist die Methode aus Tabelle 7 verwendet worden. Die Vermessung des Innenwiderstandes R_I sowie der Parameter R_D und C_D ist für alle Superkondensatoren nach der gleichen Methode wie für die Lithium-Ionen-Batterien erfolgt. Eine Übersicht der aufgenommenen Parameter ist in Abbildung 41 zu sehen.

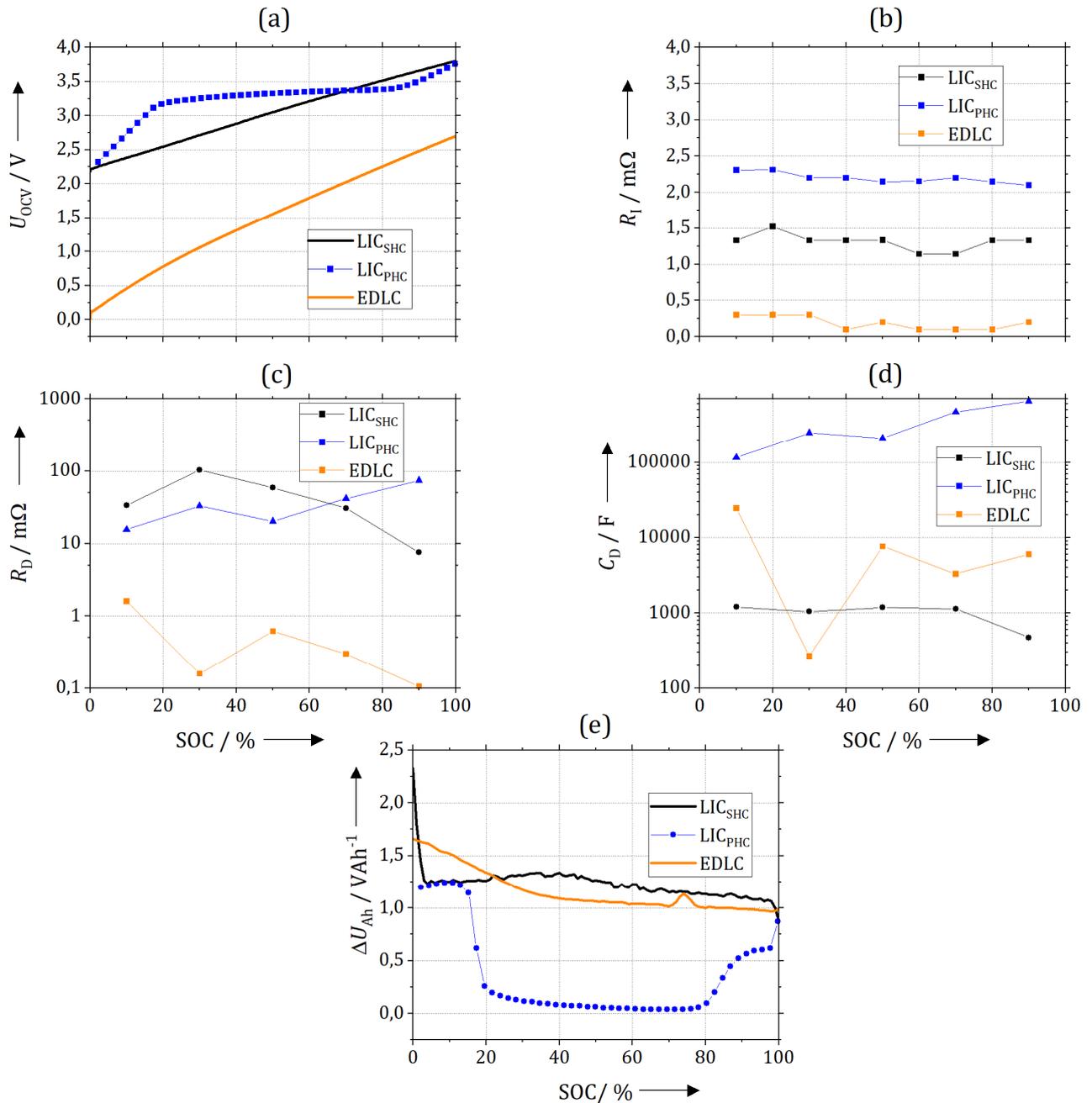


Abbildung 41: Parameter für verwendete Superkondensator-Technologien; (a) U_{OCV} -Kennlinie; (b) Innenwiderstand R_I ; (c-d) Parameter des RC-Gliedes zur Beschreibung von Diffusion- und Transportphänomenen; (e) ΔU_{Ah} -Kennlinie

Die Bestimmung der thermodynamischen Parameter ist nach gleichem Vorbild wie für die Lithium-Ionen-Batterien mittels numerischer Parameteroptimierung erfolgt. Die EDLC-Zelle wurde mit konstanten Strömen ge- und entladen, um eine ausreichende Temperaturentwicklung zu erzeugen, für die LIC-Zellen ist ein gepulstes Lastprofil ausreichend gewesen. Die Strom- und Temperaturverläufe zur Bestimmung der thermodynamischen Parameter sind in Abbildung 42 aufgezeichnet, die Parameter selbst sind in Tabelle 14 aufgelistet.

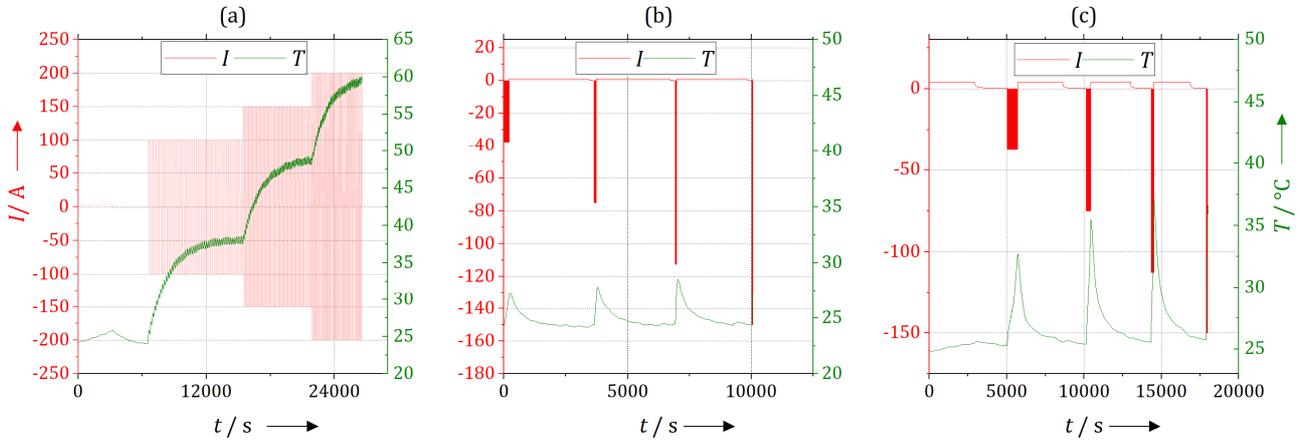


Abbildung 42: Strom- und Temperaturverläufe zur Bestimmung der thermodynamischen Parameter; (a) EDLC, (b) LIC_{SHC} (c) LIC_{PHC}

Tabelle 14: Wärmekapazität und Wärmeübertragungskoeffizienten für verwendete Superkondensator-Zellen

	$h_c / \text{J}(\text{kgK})^{-1}$	$\lambda_K / \text{W}(\text{m}^2\text{K})^{-1}$	$\lambda_R / \text{W}(\text{m}^2\text{K})^{-1}$
ELDC	1,27	7,33	4,46
LIC _{SHC}	0,66	5,37	4,07
LIC _{PHC}	0,92	8,21	4,65

Parameterextraktion für die Koeffizienten der Gewichtungsfaktoren und des Degradationsmodells

Die Bestimmung des Gewichtungsfaktors w_T zur Darstellung der temperaturabhängigen Degradation von Superkondensatoren ist mit Hilfe eines Modells von Uno et al. [57], [222] erfolgt, welches die Alterung von EDLC- und LIC-Technologien in Abhängigkeit der Temperatur berücksichtigt.

Die Gleichung (4.37) beschreibt die zu erwartende Zyklenzahl N_{EOL} bei einem festgelegten SOH am „End of Life“, in Abhängigkeit einer gewählten Betriebstemperatur T . Zusätzlich wurden in den Arbeiten auf Basis empirischer Werte die Koeffizienten γ und d_{Tref} bestimmt, welche den Kapazitätsverlust bei gegebener Referenztemperatur T_{ref} beschreiben.

$$N_{EOL}(T) = \left[\frac{100 - \text{SOH}(\text{EOL})}{d_{Tref} \gamma^{\frac{(T - T_{ref})}{10}}} \right]^2 \tag{4.37}$$

Die Werte für die Koeffizienten γ , d_{Tref} und T_{ref} in Tabelle 15 sind aus den genannten Literaturstellen entnommen, wobei für die Koeffizienten der Lithium-Ionen-Kondensatoren jeweils der Mittelwert der getesteten Zellen verwendet wurde. Als SOH zum Zeitpunkt EOL wurde 80 % gewählt und die zu erwartende Zyklenzahl N_{EOL} wurde für ein Temperaturfenster von 25 °C bis 75 °C mit einem Inkrement von 2 °C bestimmt.

Tabelle 15: Parameter zur Alterungsbestimmung nach Literatur für Superkondensatoren

	LIC [222]	EDLC [57]
γ	1,78	1,2
d_{Tref}	0,14	0,08
T_{ref}	40 °C	40 °C

Zur Bestimmung Koeffizienten ζ und χ aus Gleichung (4.22) werden die zu erwartenden Zyklenzahlen in Abhängigkeit des Temperaturverhältnis zur Standarttemperatur $N_{EOL}(\Delta T_{SB})$ ins Verhältnis zur erwartenden Zyklenzahl bei 25 °C gebracht, um die Stützstellen für die Regressionsanalyse aus Gleichung (4.38) zu bestimmen.

$$w_T(T) = f\left(\frac{N_{EOL}(\Delta T_{SB})}{N_{EOL}(25\text{ °C})}\right)$$

$$\arg \min_{\Phi} \sum_i \left[\left(\frac{N_{EOL}(\Delta T_{SB,i})}{N_{EOL}(25\text{ °C})} - \zeta \cdot e^{\left(\chi \cdot \frac{T_i}{25\text{ °C}}\right)} \right)^2 \right] \quad (4.38)$$

$$\Phi = [\zeta, \chi]$$

Die Berücksichtigung des DOD Einflusses auf die Alterung der Superkondensatoren im Modell verläuft nach gleichem Vorbild wie für die Lithium-Ionen-Batterien. Auf Basis von Experimenten innerhalb der Literatur werden Stützstellen generiert und in das Verhältnis zur Lebensdauer bei 100 % DOD gesetzt, um den Gewichtungsfaktor zu bestimmen. Für die Degradation in Abhängigkeit des DOD sind für die LIC-Technologien die Daten aus [56] verwendet worden.

In dieser Literaturstelle ist die Alterung nicht in Abhängigkeit des DOD, sondern in Abhängigkeit des Betriebsspannungsbereiches dargestellt. Um den DOD bestimmen zu können, muss das SOC Intervall des Betriebsspannungsbereiches ermittelt werden. Da es sich in dieser Literaturstelle um eine LIC_{SHC}-Technologie handelt, ist mittels Abbildung 41 (a) das SOC Intervall und daraus folgend der DOD für die zwei gewählte Betriebsspannungsbereiche bestimmt worden. Tabelle 16 zeigt die erreichten FCE bis zu einem SOH von 90 % für beide Betriebsspannungsbereiche und deren DOD. Die Parameteroptimierung zur Bestimmung der Koeffizienten μ_1 und μ_2 erfolgt nach Gleichung (4.39) unter Nutzung von zwei Stützstellen, welche sich aus dem Verhältnis der erreichten FCE für die jeweiligen DOD ergeben. In erster Näherung wird davon ausgegangen, dass beide LIC-Technologien das gleiche Degradationsverhalten in Abhängigkeit des DOD aufweisen.

Der Alterungseinfluss des DOD findet im Falle der EDLC-Technologie keine Berücksichtigung, da diese eine äußerst hohe Zyklenzahl aufweisen und nur ein geringer Einfluss auf diese angenommen wird. Aus diesem Grund hält der Gewichtungsfaktor w_{DOD} für die EDLC zu jedem Zeitpunkt den Wert 1, weswegen die Degradationsparameter μ_1 zu 1 und μ_2 zu 0 gesetzt wurden.

Tabelle 16: Betriebsspannungsbereich zur DOD abhängigen Degradationsmessung aus [56] und Bestimmung des DOD zur Parametrierung der Gewichtungsfunktion w_{DOD} für LIC-Technologien

Betriebsspannungsbereich	SOC Intervall nach Abbildung 41 (a) für LIC _{SHC}	DOD	FCE bis 90 % SOH
2,2 V – 3,8 V	0 % - 100 %	100 %	450000
3,0 V – 3,8 V	45 % - 100 %	55 %	150000

$$w_{DOD}(DOD) = f\left(\frac{FCE_{100\%}}{FCE_{DOD}}\right)$$

$$\arg \min_{\Phi} \sum_{i=1}^2 \left[\frac{FCE_{100\%}}{FCE_{DOD_i}} - (\mu_1 \cdot e^{\mu_2 \cdot DOD_i}) \right]^2 \quad (4.39)$$

$$\Phi = [\mu_1, \mu_2]$$

Die Funktionen der Gewichtungsfaktoren w_T und w_{DOD} für die Superkondensatorstechnologien sind in Abbildung 43 dargestellt und deren Parameter in Tabelle 17 aufgelistet.

Tabelle 17: Parameter zur Beschreibung der temperaturabhängigen und der DOD abhängigen Degradation für LIC und EDLC Technologien

	ζ	χ	μ_1	μ_2
LIC	0,05	2,89	0,11	0,022
EDLC	0,41	0,91	1	0

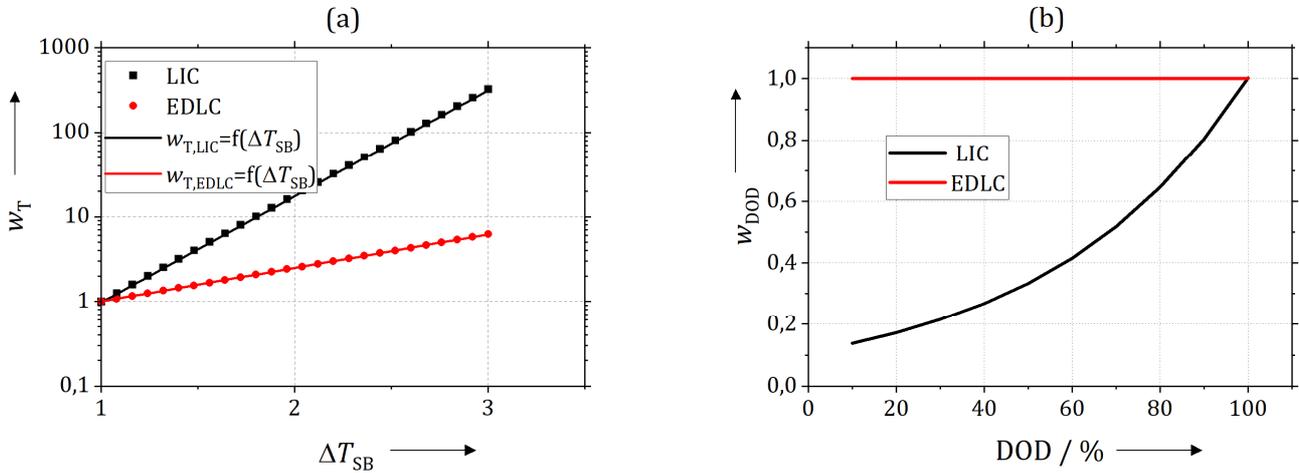


Abbildung 43: (a) Bestimmung des Gewichtungsfaktors in Abhängigkeit des Temperaturverhältnisses zur Standardtemperatur ΔT_{SB} mit Hilfe eines Modells der Literatur [57], [222]; (b) Bestimmung des Gewichtungsfaktors w_{DOD} in Abhängigkeit des DOD auf Basis der Literaturwerte [56], [223]

Der Einfluss der Stromstärke auf die Alterung für Superkondensatoren wird wegen der äußerst hohen Stromfestigkeit nicht berücksichtigt. Für die Bestimmung des gewichteten Stromdurchsatzes Q_{TP} nach Gleichung (4.21) gehen daher die Gewichtungsfaktor w_I mit dem Faktor 1 in die Berechnung mit ein.

Anders als für die Modellierung der Lithium-Ionen-Zellen wird die verfügbare Ladungsmenge Q_{act} für die Superkondensatoren in Abhängigkeit der Zyklenzahl $N_{z,k}$ je Lastzyklus k dargestellt. In erster Annäherung ist der Zusammenhang aus Zyklenzahl $N_{z,k}$ und verfügbarer Restkapazität Q_{act} als lineare Funktion angenommen. Der Gradient des Kapazitätsabfalls in Abhängigkeit der Zyklenzahl $N_{z,k}$ bestimmt sich durch den Quotienten aus der Differenz von Q_0 und der Restkapazität Q_{EOL} bei der angegebenen maximalen Zyklenzahl N_{EOL} aus Tabelle 12. Die Bestimmung der verfügbaren Nennkapazität je Lastzyklus k ist in Gleichung (4.40) dargestellt.

$$Q_{act,k}(N_{z,k}) = \frac{Q_{EOL} - Q_0}{N_{EOL}} \cdot N_{z,k} + Q_0 \quad (4.40)$$

Die Bestimmung der Zyklenzahl $N_{z,k}$ je Lastzyklus k erfolgt nach Gleichung (4.21), welche zwei Fälle betrachtet. Wird der erste Lastzyklus betrachtet, so wird als Zyklenzahl 1 angenommen. Für weitere Lastzyklen k bestimmt sich die Zyklenzahl $N_{z,k}$ über die Summe der Quotienten des gewichteten Stromdurchsatzes $Q_{TP,k}$ zum jeweiligen Zyklus k und der doppelten verfügbaren Nennkapazität $Q_{act,k-1}$ des vorhergegangenen Lastzyklus.

$$N_{z,k} = \begin{cases} 1, & k = 1 \\ \sum_k \frac{Q_{TP,k}}{2 \cdot Q_{act,k-1}}, & k > 1 \end{cases} \quad (4.41)$$

Aufgrund des äußerst geringen Innenwiderstandes der Superkondensatoren-Technologien im Vergleich zu den Lithium-Ionen-Batterien wird für diese keine Messung des Innenwiderstandes in Abhängigkeit des Stromdurchsatzes durchgeführt. In erster Näherung wird ein linearer Zusammenhang zwischen Zyklenzahl $N_{z,k}$ und Anstieg des Innenwiderstandes R_I nach Gleichung (4.42) angenommen. Als Stützstelle für den ersten Zyklus dient der Innenwiderstand in Abhängigkeit des SOC aus Abbildung 41. Die zweite Stützstelle für den Zyklus N_{EOL} bei einem

SOH von 80 % ist durch den doppelten Wert des Innenwiderstandes des ersten Zyklus definiert, was eine gängige Annahme für die Definition des EOL in Bezug auf den Innenwiderstand ist [224].

$$R_{I,k}(\text{SOC}, N_{Z,k}) = \frac{2R_I(\text{SOC}, 1) - R_I(\text{SOC}, 1)}{N_{\text{EOL}}} \cdot N_{Z,k} + R_I(\text{SOC}, 1) \quad (4.42)$$

4.3 Systembeschreibung

In den vorangegangenen Kapiteln 4.1 und 4.2 wurde die Modellierung einer einzelnen Zelle und deren Parametrierung behandelt. Diese beiden Kapitel sind die Grundlage zur Modellierung eines Energiespeichersystems. Grundlegend kann ein Energiespeichersystem ebenfalls mit dem Modell in Abbildung 27 dargestellt und auf die gleiche Weise parametrieren werden wie eine Einzelzelle [103]. Dieser Ansatz kann gewählt werden, wenn bereits die Auslegung des Energiespeichersystems stattgefunden hat und ein reales Energiespeichersystem vorliegt. In dieser Thesis wird der Ansatz verfolgt, die Eigenschaften einer Zelle auf die eines Energiespeichersystems in Abhängigkeit dessen Topologie $XsYp$ zu skalieren. Diese Skalierungsmethode ist soweit ausreichend, solange keine intrinsischen Abweichungen der Zellen oder der Zellverbinder vorliegen [102].

4.3.1 Zell-System-Transformation

Die elektrischen Eigenschaften eines Energiespeichersystems werden maßgeblich durch dessen Topologie bestimmt. Die Anzahl serieller Zellen X hat einen Einfluss auf das Spannungsniveau und somit auf die Spannungsgrenzen des Energiespeichersystems (s. Gleichung (2.9)), wohingegen die Anzahl der parallelen Zellen Y die Kapazität des Energiespeichersystems erhöht. Die Kapazität kann daher in Abhängigkeit der Nennkapazität einer Einzelzelle Q_0 und der Anzahl paralleler Zellen Y nach Gleichung (4.43) berechnet werden. Der Index ESS, welcher zur weiteren Spezifikation des Energiespeichersystems (Lithium-Ionen-Batterie, Superkondensator) zu LIB und SC abgeändert wird, beschreibt Energiespeichersysteme im Allgemeinen.

$$Q_{0,\text{ESS}} = Y \cdot Q_0 \quad (4.43)$$

Der Gesamtwiderstand des Energiespeichersystems R_{ESS} ergibt sich aus der Anzahl der seriellen Zellen X und der parallelen Zellen Y unter Berücksichtigung des Innenwiderstandes R_I nach Gleichung (4.44) wie folgt:

$$R_{\text{ESS}}(t) = \frac{X}{Y} \cdot R_I(t) \quad (4.44)$$

Die Leerlaufspannung $U_{\text{OCV,ESS}}$ des Energiespeichersystems ist proportional von der Anzahl serieller Zellen X des Energiespeichersystems abhängig und ist in Gleichung (4.43) abgebildet.

$$U_{\text{OCV,ESS}} = X \cdot U_{\text{OCV}} \quad (4.45)$$

Die Überspannungen der Diffusions- und Transportphänomene auf Systemebene $U_{\text{D,ESS}}$ sind von der Anzahl paralleler, wie auch serieller Zellen abhängig und können in erster Näherung nach Gleichung (4.46) bestimmt werden. Zunächst wird die Überspannung U_{D} auf Zellebene bestimmt, wofür der Quotient aus dem Laststrom I_{Last} und der Anzahl paralleler Zellen Y in die Gleichung (4.4) eingeht. Diese Spannung U_{D} bildet durch die Multiplikation mit der Anzahl seriell geschalteter Zellen X die gesuchte Überspannung $U_{\text{D,ESS}}$ auf Systemebene.

$$U_{\text{D,ESS}}(t) = X \cdot U_{\text{D}}\left(t, \frac{I_{\text{Last}}(t)}{Y}\right) \quad (4.46)$$

Die Bestimmung des SOC erfolgt unter der Annahme, dass keine asymmetrischen Lastverteilungen innerhalb des Energiespeichersystems vorherrschen und somit alle Zellen gleichmäßig mit der gleichen Stromstärke geladen

sowie entladen werden. Zur Bestimmung des SOC auf Systemebene wird hierfür die Gleichung (4.1) in der Art adaptiert, dass Q_0 durch Q_{ESS} ersetzt wird und die Strombelastung des Energiespeichersystems I_{ESS} (bei einheitlichen Energiespeichersystemen wie Batteriesystemen I_{Last}) anstatt des Einzelstromes I gegeben ist.

Neben den elektrischen Eigenschaften müssen ebenfalls die thermischen Eigenschaften von der Betrachtung einer einzelnen Zelle auf Systemebene skaliert werden. Eine dieser Größen ist die Konvektionsfläche A , welche auf Zellebene durch die geometrischen Maße definiert ist, auf Systemebene jedoch von der geometrischen Anordnung der einzelnen Zellen bestimmt wird. In erster Näherung ist die Konvektionsfläche des Energiespeichersystems A_{ESS} die Oberfläche eines Würfels, der sich um das Volumen spannt, das von den einzelnen Zellen eingenommen wird. Grafisch ist dies in Abbildung 44 dargestellt, die mathematische Beschreibung ist in Gleichung (4.47) wiedergegeben.

$$A_{\text{ESS}} = 6 \cdot \sqrt[3]{(V \cdot X \cdot Y)^2} \quad (4.47)$$

Die thermische Beschreibung in Kapitel 4.1.2 behandelt die Modellierung auf Zellebene. Zur Beschreibung der thermischen Eigenschaften auf Systemebene werden die Gleichungen (4.5) bis (4.9) wie folgt behandelt:

- Die Konvektionsfläche A wird durch die Konvektionsfläche A_{ESS} ersetzt.
- Der elektrische Widerstand R_I wird durch R_{ESS} ersetzt.
- Die Masse m wird anhand der parallel und seriell verwendeten Zellen zur Masse m_{ESS} des Energiespeichers skaliert. Das Gewicht durch Gehäuse, Sensorik etc. wird vernachlässigt.
- Die Temperatur T_{ESS} entspricht der Temperatur T einer Einzelzelle und ist homogen im Energiespeichersystem verteilt und für alle Zellen gleich.

In Mild-hybridelektrischen Fahrzeugen erfolgt die Kühlung des Energiespeichersystems zumeist durch Konvektion, dessen Wärmeübertragungskoeffizient λ_K abhängig von der Geschwindigkeit v_{Luft} der anströmenden Luft und der Umgebungstemperatur T_{amb} ist. Unter Annahme der erzwungenen Konvektion kann der Wärmeübertragungskoeffizient λ_K näherungsweise durch die dimensionslosen Kenngrößen der Reynoldszahl Re , der Prandtl-Zahl Pr und der Nusselt-Zahl Nu bestimmt werden. Die Bestimmung des Wärmeübertragungskoeffizienten λ_K erfolgt in Abhängigkeit der Kenngrößen Re , Nu und Pr unter der ingenieurstechnischen Näherungslösung für eine angeströmte ebene Platte mit der Länge L_{ESS} , welche schematisch in Abbildung 44 dargestellt ist.

Die Bestimmung der Länge L_{ESS} erfolgt unter der Annahme, dass es sich bei dem Körper des Energiespeichersystems um einen Würfel handelt, dessen Kantenlängen L_{ESS} sich nach Gleichung (4.48) durch die dritte Wurzel des Volumens V_{ESS} ergibt.

Die Parameter für die kinematische Viskosität der Luft ν_{Luft} und dessen Wärmeleitfähigkeit α_{Luft} in den Gleichungen (4.49) bis (4.52) sind aus dem VDI-Wärmeatlas entnommen [225].

Die Prandtl-Zahl Pr berechnet sich aus dem Quotienten der kinematischen Viskosität der Luft ν_{Luft} und der Temperaturleitfähigkeit ψ . In den hier vorliegenden Fällen wird für Pr 0,7 angenommen, da die Umgebungstemperatur einen Wert von 25 °C in der Modellierung einnimmt.

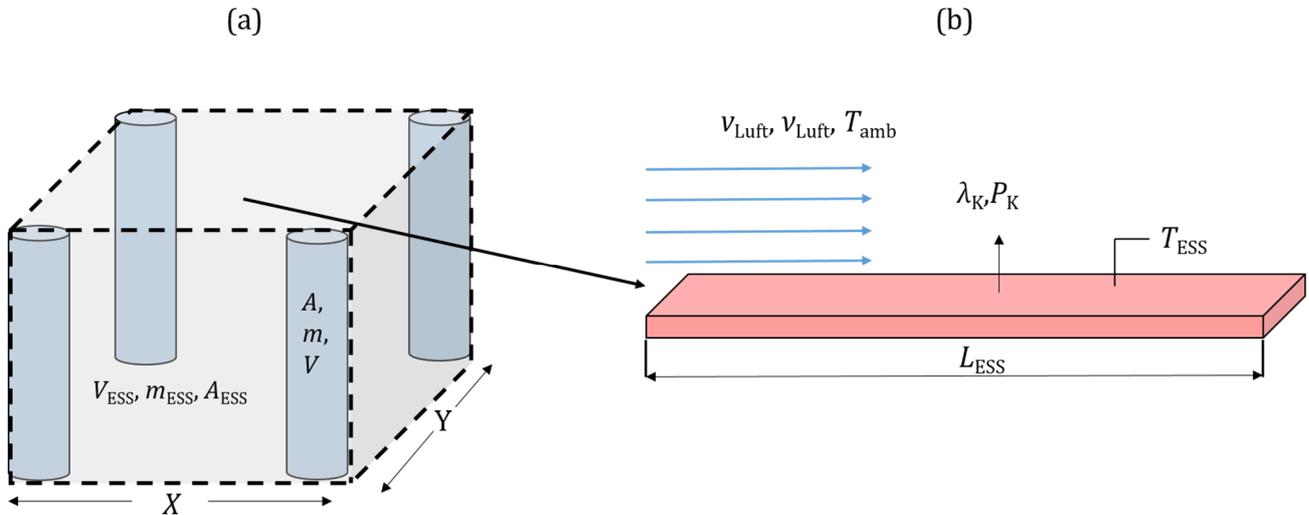


Abbildung 44: (a) Transformation der gravimetrischen und volumetrischen Größen von Zell- auf Systemebene in Abhängigkeit der XsYp Topologie; (b) Wärmeübertragung durch Konvektion unter der Annahme einer längs angeströmten ebenen Platte

$$L_{ESS} = \sqrt[3]{V_{ESS}} \quad (4.48)$$

$$Re = \frac{v_{Luft} \cdot L_{ESS}}{\nu_{Luft}} \quad (4.49)$$

$$Pr = \frac{\nu_{Luft}}{\psi} \approx 0,7; 0^\circ C < T_{amb} < 50^\circ C \quad (4.50)$$

$$Nu = \begin{cases} 0,664 \cdot Re^{\frac{1}{2}} \cdot Pr^{\frac{1}{3}}, & Re < 5 \cdot 10^5 \\ \frac{0,037 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr}{1 + 2,443 \cdot Re^{-0,1} \cdot (Pr^{\frac{2}{3}} - 1)}, & 5 \cdot 10^5 < Re < 10^7 \end{cases} \quad (4.51)$$

$$\lambda_K = \frac{Nu \cdot \alpha_{Luft}}{L_{ESS}} \quad (4.52)$$

4.3.2 Mathematisches Modell

Ein passives Hybridsystem bildet durch die direkte Kopplung zweier Energiespeichersysteme ein elektrisches Netzwerk. Die Aufteilung des Laststromes auf die Lithium-Ionen-Batterie (LIB) und den Superkondensator (SC) sowie die Spannungen innerhalb dieses Netzwerks können mit Hilfe der Kirchhoffschen Regeln beschrieben werden.

Werden die Kirchhoffschen Regeln auf das elektrische Netzwerk in Abbildung 45 angewandt, so gilt für das erste Kirchhoffsche Gesetz Gleichung (4.53) und für das zweite Kirchhoffsche Gesetz Gleichung (4.54). Die Indizes beschreiben die Zugehörigkeit des Parameters zum jeweiligen Energiespeichersystem. Des Weiteren wurde zur Vereinfachung die Darstellung der Dynamik in Abhängigkeit gewisser Größen (bsp. X, Y, t) vernachlässigt.

$$I_{Last} = I_{SC} + I_{LIB} \quad (4.53)$$

$$U_{OCV,SC} + U_{D,SC} + I_{SC} \cdot R_{SC} = U_{OCV,LIB} + U_{D,LIB} + I_{LIB} \cdot R_{LIB} \quad (4.54)$$

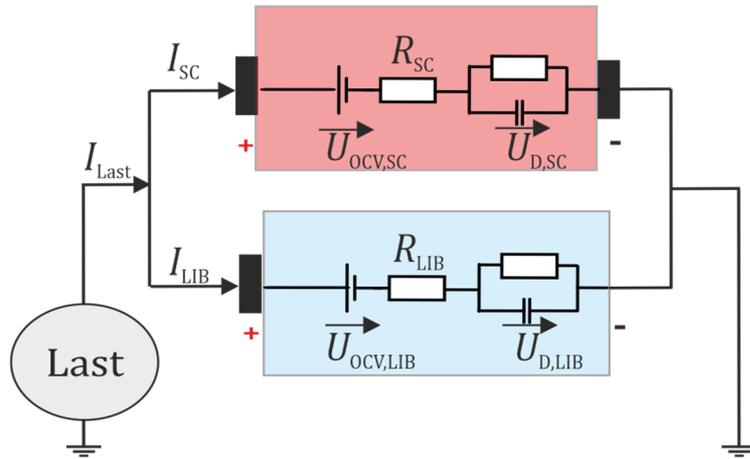


Abbildung 45: Schematische Darstellung einer passiven Kopplung zwischen Lithium-Ionen und Superkondensator-Systemen

Die Gleichungen (4.53) und (4.54) können als ein lineares Gleichungssystem 2. Ordnung in Matrixschreibweise (Gleichung (4.55) und (4.56)) überführt werden, wobei die Matrix \underline{R} eine quadratische Matrix der Form 2×2 ist, mit zwei Lösungen und zwei Unbekannten. Der Lösungsvektor \vec{i} beinhaltet die zu bestimmenden Ströme I_{LIB} und I_{SC} . Der Vektor \vec{b} enthält die Lösungen des Gleichungssystems.

$$\underline{R}(2, 2) \cdot \vec{i} = \vec{b} \tag{4.55}$$

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 \\ R_{LIB} & -R_{SC} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} I_{LIB} \\ I_{SC} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} I_{Last} \\ U_{OCV,SC} + U_{D,SC} - U_{OCV,LIB}(t) - U_{D,LIB} \end{pmatrix} \tag{4.56}$$

Die Lösung des Gleichungssystems aus (4.56) kann aufgrund des quadratischen Charakters der Matrix \underline{R} mit Hilfe der Cramer Methode ermittelt werden. Um die Lösung des Stromes im Vektor \vec{i} an der Stelle i zu erhalten, muss der Lösungsvektor \vec{b} die Spalte i in der Matrix \underline{R} ersetzen, um eine Matrix \underline{R}_i zu bilden. Der Quotient der Determinanten von \underline{R}_i und \underline{R} in Gleichung (4.72) ergibt die gesuchte Lösung der Stromes an Stelle i im Vektor \vec{i} .

$$i_i = \frac{\det(\underline{R}_i)}{\det(\underline{R})} \tag{4.57}$$

Der vollständige Ablauf des Modells zur Beschreibung passiver Hybridsysteme ist in Abbildung 46 zusammengefasst. Hierin sind zum besseren Verständnis die Beziehungen der einzelnen Submodule sowie die Informationsflüsse grafisch dargestellt.

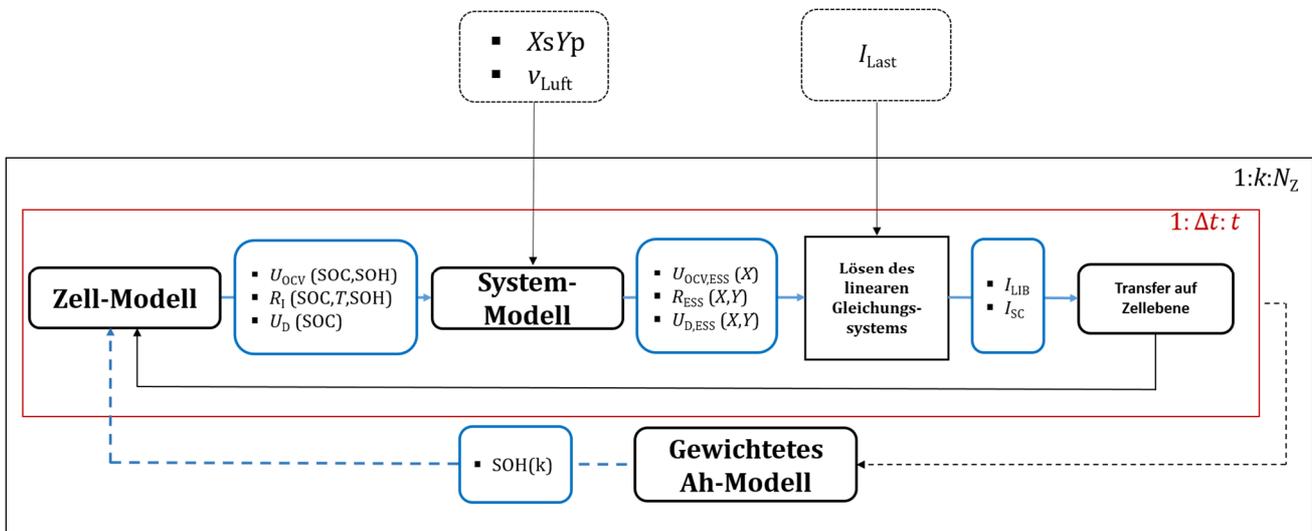


Abbildung 46: Prozessablauf der Submodule und Übergabeparameter zur Simulation der Lastverteilung innerhalb passiver Hybridsysteme unter Berücksichtigung der zeit- und alterungsabhängigen Dynamik der Zellen

4.4 Charakterisierung von passiven Hybridsystemen

In den vorangegangenen Unterkapiteln wurde die Modellierung von Energiespeichern und mathematische Beschreibung zur Bestimmung der Lastverteilung innerhalb von passiven Hybridsystemen erläutert. Bezogen auf einen anwendungsorientierten Ansatz ist ebenso eine Strategie zur Auslegung solcher Systeme von großer Bedeutung, da Energie- und Leistungsanforderungen erfüllt werden sollen und gleichzeitig Überbelastungen der einzelnen Energiespeicher vorgebeugt werden müssen. Da der Lastfluss innerhalb passiver Hybridsysteme aufgrund fehlender Leistungselektronik nicht kontrolliert werden kann, ist es notwendig die Lastverteilung in Abhängigkeit des Laststromes I_{Last} und der Pulsdauer der Leistungsanforderung PD bestimmen zu können. Zunächst sollen hierfür die Grundlagen eingeführt werden, wie sich die Energie und Nennkapazität eines passiven Hybridsystems bestimmen lässt. Des Weiteren soll eine kurze Einführung bezüglich der Charakteristik von Pulslastprofilen die Grundlagen für die entwickelte Lastprofilanalyse schaffen. Diese betrachtet die Änderungen der Zustände im passiven Hybridsystem als quasistationär und ermöglicht die Prognose der Batterie- und Superkondensatorbelastung in Abhängigkeit des Laststromes und der Pulsdauer.

4.4.1 Energie und Ladezustand

Die Betriebsspannung eines passiven Hybridsystems folgt aus den individuellen Spannungsgrenzen der beteiligten Energiespeicher. Die obere Spannungsgrenze U_{max} und die untere Spannungsgrenze U_{min} , welche bei einer Ladung oder Entladung als erstes erreicht werden würde, bestimmt die tatsächliche Betriebsspannung und in Konsequenz auch die nutzbare Energie E_{ESS} der jeweiligen Energiespeicher.

Die Gesamtenergie des Hybridsystems E_{HESS} bildet sich aus der Summe der nutzbaren Energien $E_{\text{ESS},1}$ und $E_{\text{ESS},2}$ der jeweiligen Energiespeicher.

Allgemein bestimmt sich die Energie eines Energiespeichers aus dem Integral der Spannung U über den Stromdurchsatz Q , wobei $U = f(Q)$ gilt. Bezogen auf Energiespeicher innerhalb eines passiven Hybridsystems gilt für die verfügbare Energie eines Energiespeichers $E_{\text{ESS},1}$ bzw. $E_{\text{ESS},2}$ das Integral innerhalb der Ladungsmenge Q_1 bzw. Q_2 , welche durch die maximale Betriebsspannung U_{max} und minimale Betriebsspannung U_{min} festgelegt sind. Die Gesamtenergie des Hybridsystems E_{HESS} bestimmt sich nach Gleichung (4.58) und ist in Abbildung 47 gemeinsam mit dem sich einstellenden Betriebsspannungsbereiches in Abhängigkeit der Komponenten grafisch erläutert.

$$E_{\text{HESS}} = \int_{Q_1}^{Q_2} U_1(Q) dQ + \int_{Q_1}^{Q_2} U_2(Q) dQ \quad (4.58)$$

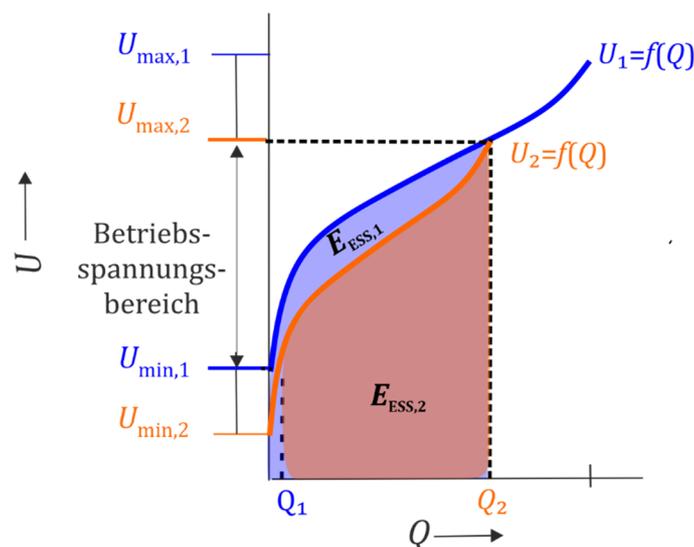


Abbildung 47: Schematische Darstellung des Einflusses der oberen und unteren Spannungsgrenze auf die Energie des Hybridsystems (abgeändert aus [226])

Zur Abschätzung des SOC des passiven Hybridsystems ist es notwendig dessen Nennkapazität $Q_{0,HESS}$ zu bestimmen, welche sich aus der Ladungsdifferenz der Ladungsmengen Q_2 zu Q_1 nach Gleichung (4.59) ergibt. Die Integration des Eingangsstromes des Energiespeichersystems I_{ESS} über die Zeitdauer t im Verhältnis zur Nennkapazität $Q_{0,HESS}$ bestimmt den SOC des passiven Hybridsystems und ist in Gleichung (4.60) dargestellt.

$$Q_{0,HESS} = Q_2 - Q_1 \tag{4.59}$$

$$SOC(t) = \frac{\int_0^t I_{ESS}(t) dt}{Q_{0,HESS}} \tag{4.60}$$

4.4.2 Energie- und Leistungsdichte in Abhängigkeit des Pulsprofils

Für die Bestimmung der Energie- und Leistungsdichte eines Energiespeichersystems (ESS), gleich ob es sich um Hybridsystem (HESS) oder Batteriesystems (BESS) handelt, wird in dieser Thesis ein Ansatz aus der Literatur verfolgt [179], bei welchem Pulslastprofile verwendet werden. Hierbei hat die Charakteristik des Lastprofils einen Einfluss auf die Leistungsdichte des passiven Hybridsystems. Ein Pulslastprofil kann durch dessen Periode Γ sowie die Pulsdauer der Leistungsanforderung PD definiert werden. In Abbildung 48 (a) ist ein Laststrom I_{Last} schematisch für zwei Perioden Γ_1 und Γ_2 sowie für zwei Pulsdauern PD_1 und PD_2 abgebildet. Der Tastgrad (engl. Duty Cycle) D ist ebenso eine wichtige Größe zur Beschreibung der Charakteristik von Lastprofilen und definiert sich aus dem Verhältnis von Pulsdauer PD zur Periode Γ und wird durch Gleichung (4.61) bestimmt.

$$D = \frac{PD}{\Gamma} \tag{4.61}$$

In dem gewählten Ansatz wird für die Bestimmung der Energie- und Leistungsdichte des Energiespeichersystems das Produkt aus Spannung des Systems $U_{ESS}(t)$ und Laststrom $I_{Last}(t)$ über die vollständige Versuchszeit τ integriert und mit dem Faktor $s(t)$ multipliziert, wobei während den Einschaltzeiten $s(t)=1$ und während den Ausschaltzeiten $s(t)=0$, wie Abbildung 48 (b) dargestellt, gilt.

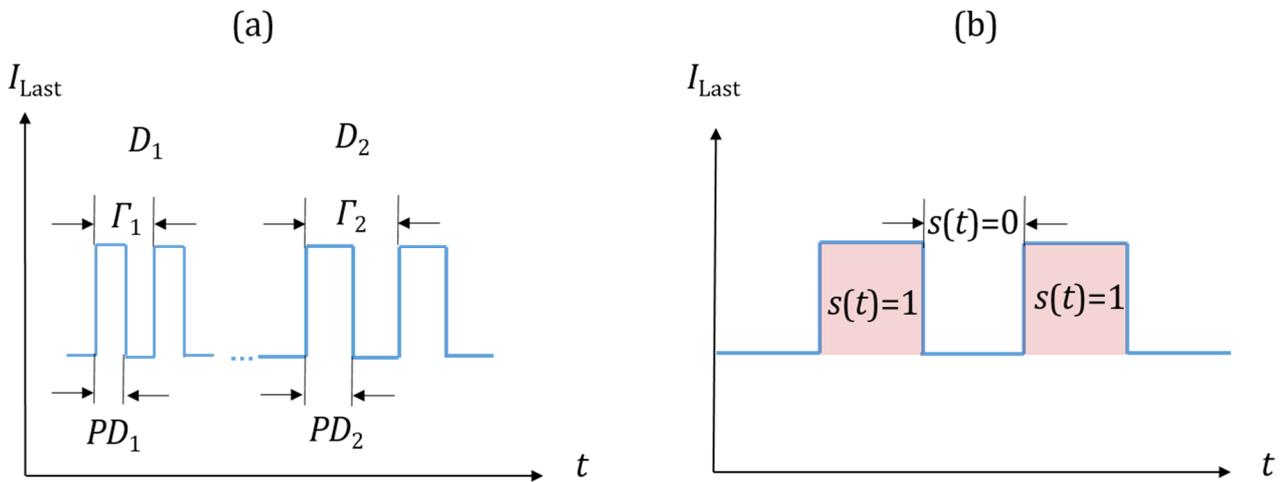


Abbildung 48: (a) Darstellung zweier Pulsprofile mit individuellen Pulsdauern PD und Perioden Γ ; (b) Zuteilung des Faktors s innerhalb eines Pulsprofils zur Bestimmung der Energiedichte von passiven Hybridsystemen

Dieses Integral gibt die Energie des Energiespeichersystems wieder und kann mittels Division in Gleichung (4.62) durch die Gesamtmasse des Systems m_{ESS} zur Energiedichte e_{ESS} umgerechnet werden. Um die Leistungsdichte p_{ESS} zu bestimmen, wird die Energiedichte e_{ESS} durch das Produkt aus vollständiger Versuchszeit τ und κ dividiert, wobei κ der Anteil von τ ist, während der Puls aktiv ist ($s(t)=1$). Mathematisch ist dieser Vorgang in Gleichung (4.63) formuliert.

$$e_{\text{ESS}} = \frac{1}{m_{\text{ESS}}} \int_0^{\tau} U_{\text{ESS}}(t) \cdot I_{\text{Last}}(t) \cdot s(t) dt \quad (4.62)$$

$$p_{\text{ESS}} = \frac{e_{\text{ESS}}}{\tau K} \quad (4.63)$$

Die Gleichungen (4.62) und (4.63) beschreiben die Bestimmung der gravimetrischen Energie- und Leistungsdichte. Um die volumetrische Energie- und Leistungsdichte zu bestimmen, wird in Gleichung (4.62) die Masse des Energiespeichersystems m_{ESS} durch das Volumen des Hybridsystems V_{ESS} ersetzt.

Zur eindeutigen Beschreibung eines passiven Hybridsystems hinsichtlich seiner Energiespeichertechnologien und verwendete $XsYp$ Topologie soll folgende Nomenklatur in Tabelle 18 gelten.

Tabelle 18: Nomenklatur zur Bezeichnung der Zusammensetzung eines passiven Hybridsystems

X_{LIB} s Y_{LIB} p	LIB	-	SC	X_{sc} s Y_{sc} p
Topologie Lithium-Ionen-System	Lithium-Ionen-Technologie		Superkondensator-Technologie	Topologie des Superkondensator-Systems

4.5 Auslegung von passiven Hybridsystemen

Dieses Kapitel widmet sich der Auslegung von passiven Hybridsystemen, welche in zwei Schritten verläuft. Zunächst muss die Charakteristik des Lastprofils in Hinblick auf Leistung- oder Stromanforderung in Abhängigkeit deren Pulsdauern bestimmt werden. Diese Lastprofilanalyse wird in Kapitel 4.5.1 vorgestellt.

Im zweiten Schritt muss die Auslegung der Lithium-Ionen- und Superkondensator-Komponente erfolgen, welche die Anforderungen des Lastprofils bedienen kann und die genutzten Technologien nicht außerhalb ihrer angegebenen Belastungsgrenzen aus Tabelle 6 für Lithium-Ionen-Batterien und Tabelle 12 für Superkondensatoren betreibt. Hierfür wird in Kapitel 4.5.2 eine Prognose-Methode vorgestellt, welche für quasistationär betrachtete Parameter der Energiespeichersysteme (bspw. U_{ocv} , SOC, etc.), unter Berücksichtigung der $XsYp$ Topologie, die maximale Leistung oder den maximalen Strom bestimmt, welche für eine bestimmte Pulsdauer geladen und entladen werden kann, ohne die Belastungsgrenzen zu überschreiten.

4.5.1 Lastprofilanalyse – Charakterisierung des Lastprofils

Lastprofile, welche in Abbildung 48 dargestellt sind, treten in dieser Form selten in realen Applikationen auf. Reale Lastprofile bestehen aus Überlagerungen einzelner Pulsprofilen mit individuellen Amplituden, Pulsdauern und Pulspausen. Zur Auslegung eines passiven Hybridsystems müssen jedoch zumindest die Pulsdauern zu den jeweiligen Lastanforderungen bekannt sein, um das Hybridsystem so auslegen zu können, dass einzelne Komponenten nicht überbelastet werden. Im Folgenden werden die einzelnen Schritte der Lastprofilanalyse vorgestellt.

Aufteilung des Lastprofils und Zuteilung der Lastpunkte und Pulsdauern zu Lastbändern

In der Lastprofilanalyse wird das Lastprofil in sogenannte Lastbänder eingeteilt. Zur Bestimmung des Intervallbereichs der Lastbänder in positive und negative Richtung wird die Leistungsspitze der jeweiligen Lastrichtung durch die freiwählbare Anzahl an Lastbändern dividiert. In dieser Thesis wird das Lastprofil in 5 Lastbänder in positive und negative Richtung aufgeteilt. Diese Zahl orientiert sich an einer Methode aus der Literatur [227], in welcher ein Lastprofil in die folgenden 5 Kategorien eingestuft wurde:

- Start-Stopp
- Städtisches Fahren
- Vorortstädtisches Fahren
- Überlandfahrt
- Autobahn

Alle auftretenden Lastpunkte des Profils werden ihren positiven Lastbändern L_1^p bis L_5^p bzw. ihren negativen Lastbändern L_1^n bis L_5^n zugeteilt.

Zur Bestimmung der Pulsdauer des jeweiligen Lastbandes L werden die einzelnen Pulsdauern, in welchen sich das Lastprofil im jeweiligen Lastband L befindet, gefiltert. Dabei können einem Lastband L mehrere Pulsdauern zugewiesen werden, da ein dynamisches Lastprofil zwischen den Lastbändern wechselt. Die Zuteilung der Lastpunkte und Pulsdauern zu den Lastbändern ist schematisch in Abbildung 49 (a) dargestellt.

Bestimmung der Lastwerte und deren Pulsdauern für die Dimensionierung von passiven Hybridsystemen

Die Lastwerte und Pulsdauern, welche zur Auslegung des Hybridsystems in Kapitel 4.5.2 genutzt werden, entsprechen jeweils dem maximalen Lastwert und der maximalen Pulsdauer des betrachteten Lastbandes. Die Nomenklatur für die Lastwerte L und Pulsdauern PD in den Gleichungen (4.64) bis (4.67) ist wie folgt:

Die Buchstaben p bzw. n im Index beschreiben, ob sich die betrachtete Pulsdauer PD oder der Lastwert L in einem positiven oder negativen Lastband befindet, wobei L im Index beschreibt, um welches betrachtete Lastband es sich handelt. Die zweite Zahl des Index steht für die Anzahl der Lastwerte bzw. Pulsdauern je Lastband. Die Zahl M_L^p bzw. M_L^n entspricht der Anzahl der Pulsdauer PD pro negativem und positivem Lastband. Die Zahl N_L^p bzw. N_L^n steht für die Anzahl der Lastwerte pro negativem und positivem Lastband.

$$L_{L,\max}^p = \max(L_{L,1}^p, \dots, L_{L,N_L^p}^p) \quad (4.64)$$

$$L_{L,\max}^n = \max(L_{L,1}^n, \dots, L_{L,N_L^n}^n) \quad (4.65)$$

$$PD_{L,\max}^p = \max(PD_{L,1}^p, \dots, PD_{L,M_L^p}^p) \quad (4.66)$$

$$PD_{L,\max}^n = \max(PD_{L,1}^n, \dots, PD_{L,M_L^n}^n) \quad (4.67)$$

Berücksichtigung von Grundlasten im dynamischen Lastprofil

Die Aufteilung eines dynamischen Lastprofils in seine Lastbänder und deren Pulsdauern kann die Charakteristik von Lastspitzen beschreiben, jedoch berücksichtigt dieser Ansatz noch nicht vorhandene Grundlasten des dynamischen Lastprofils. Für die Charakterisierung dieser Grundlast wird das Lastprofil in seine positiven wie negativen Komponenten zerlegt und alle positiven wie negativen Lasten als ein einzelnes zusammenhängendes Lastprofil betrachtet. Zur Bestimmung der Grundlast L_G^p für die positiven Komponenten und L_G^n für die Negativen wird der Mittelwert aus allen positiven Lastwerten mit der Anzahl N^p bzw. negativen Lastwerten mit der Anzahl N^n gebildet. Die Pulsdauer PD_G^p bzw. PD_G^n der Grundlast ist die Summe aller einzelnen Pulsdauern der Lastbänder in positive oder negative Richtung. Schematisch ist die beschriebene Prozedur in Abbildung 49 (b) dargestellt.

$$PD_G^p = \sum_{l=1}^5 \sum_{i=1}^{M_l^p} PD_{l,i}^p \quad (4.68)$$

$$PD_G^n = \sum_{l=1}^5 \sum_{i=1}^{M_l^n} PD_{l,i}^n \quad (4.69)$$

$$L_G^p = \frac{\sum_{l=1}^5 \sum_i L_{l,i}^p}{N^p} \quad (4.70)$$

$$L_G^n = \frac{\sum_{l=1}^5 \sum_i L_{l,i}^n}{N^n} \quad (4.71)$$

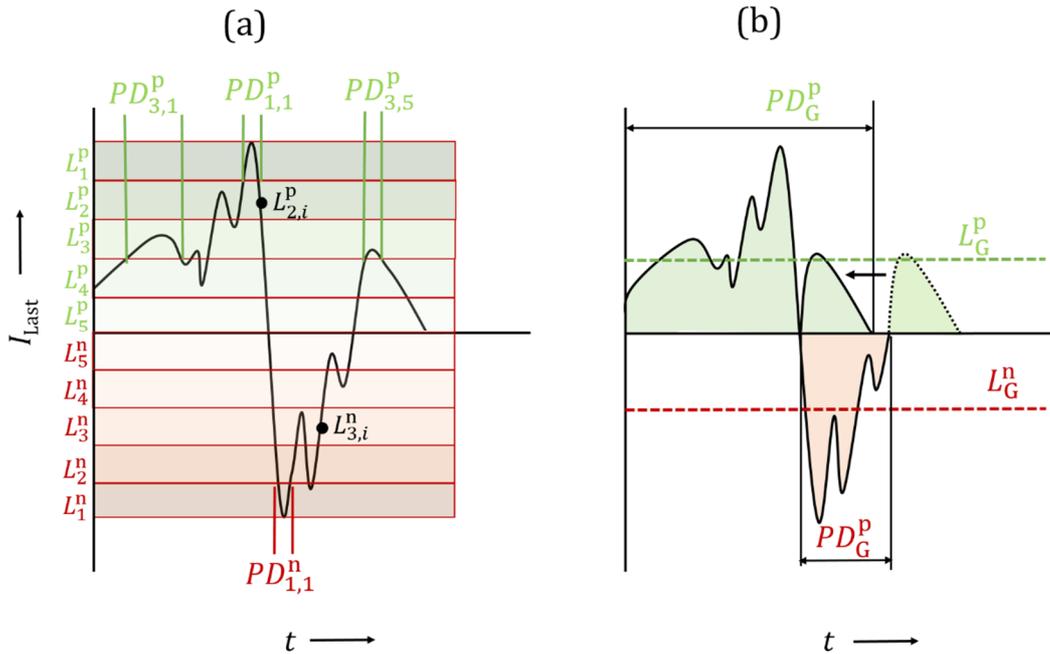


Abbildung 49: (a) Eingangssignal in Form des Laststromes I_{Last} , welches in positive und negative Anteile aufgeteilt wird sowie beispielhafte Zuweisung ausgewählter Pulsdauern PD zu den Lastbändern; (b) Aufteilung des Lastprofils in ein zusammenhängendes positives wie negatives Lastprofil zur Bestimmung der Grundlastpulsdauern PD_G^p und PD_G^n für die Grundlasten L_G^p und L_G^n in positiver wie negativer Richtung

4.5.2 Prognose der maximalen Last für gegebene Pulsdauern in passiven Hybridsystemen

Die Analyse des Lastprofils ermittelt, welche maximalen Lasten und deren Pulsdauern PD in der Anwendung auftreten. Innerhalb eines passiven Hybridsystems kann es zu Überbelastungen kommen, da der Leistungsfluss innerhalb des Hybridsystems aufgrund fehlender Leistungselektronik unregelt ist. Der Leistungsfluss ist nur von den Parametern der Energiespeicher und den Kirchhoffschen Regeln in elektrischen Netzen bestimmt. Daher ist es notwendig zu ermitteln, welcher maximale Laststrom $I_{Last,max}$ für eine maximale Pulsdauer PD_{max} erbracht werden kann, ohne dass der maximal zulässige Strom eines Energiespeichers I_{max} überschritten wird. In dieser Einführung bezieht sich I_{max} auf den maximal zulässigen Strom für Lithium-Ionen-Batterien $I_{LIB,max}$, kann aber auch analog für Superkondensatoren betrachtet werden.

Grundlage des Prognose-Modells und Berücksichtigung der Systemkonfiguration

Gleichung (4.72) zeigt die Spannungsgleichheit, welche nach dem 2. Kirchhoffschen Gesetz in elektrischen Netzen mit Parallelschaltung vorherrscht. Es wird ein quasistationärer Zustand betrachtet, weswegen auf die Überspannungseffekte U_D der Diffusions- und Transportphänomene sowie der Veränderung des Innenwiderstandes R_I und der Leerlaufspannung U_{OCV} verzichtet wird.

$$U_{OCV,LIB} + R_{LIB}I_{LIB} = U_{OCV,SC} + R_{SC}I_{SC} \tag{4.72}$$

Die Differenz der Leerlaufspannung U_{OCV} ist jene Größe, welche neben dem Verhältnis der Innenwiderstände R_{LIB} und R_{SC} die Lastverteilung beeinflusst. Zum Zeitpunkt $t=0$ wird die Lastverteilung nur von der Stromteilerregel bestimmt, jedoch erfolgt durch die individuellen Stromdurchsätze der Energiespeicher eine Abweichung der jeweiligen Leerlaufspannungen. Um in einer quasistationären Betrachtung diese Dynamik abzubilden, kann hierfür das Spannungsdifferential ΔU_{Ah} in Abhängigkeit der Ladungsänderung genutzt werden.

Das Spannungsdifferential ist abhängig von der Technologie (s. Abbildung 34 für LIB und Abbildung 41 für SC Technologien), dem Ladezustand und ebenfalls von der Topologie des Energiespeichersystems. Beispielsweise erhöht eine Reihenschaltung das Spannungsdifferential ΔU_{Ah} im Vergleich zu einer Einzelzelle, während hingegen eine Parallelschaltung dieses Spannungsdifferential ΔU_{Ah} verringert. An dieser Stelle soll der Konfigurationsfaktor n_{ESS} eingeführt werden, welcher das Verhältnis aus seriell zu parallel verschalteten Zellen im betrachteten Energiespeichersystem ESS (LIB oder SC) angibt. Dieser wird nach Gleichung (4.73) bestimmt.

$$n_{ESS} = \frac{Y_{ESS}}{X_{ESS}} \quad (4.73)$$

Abbildung 50 stellt schematisch das Spannungsdifferential für drei Topologien dar. Die Differenz der Leerlaufspannungen in Gleichung (4.72) kann durch das Produkt aus dem Spannungsdifferential ΔU_{Ah} , dem Kehrwert des Konfigurationsindex sowie des Stromes der betrachteten LIB und SC Systeme und der Zeitdauer nach Gleichung (4.74) ersetzt werden.

$$U_{OCV,SC} - U_{OCV,LIB} = \Delta U_{Ah,SC} \cdot \frac{1}{n_{SC}} \cdot I_{SC} dt - \Delta U_{Ah,LIB} \cdot \frac{1}{n_{LIB}} \cdot I_{LIB} dt \quad (4.74)$$

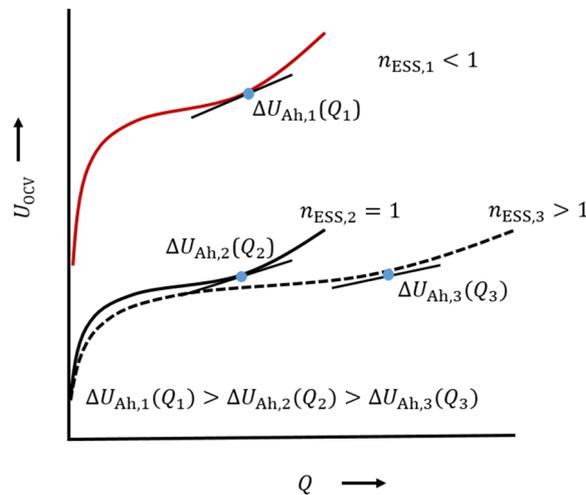


Abbildung 50: Schematische Abbildung des Einflusses des Konfigurationsfaktors n_{ESS} auf den Spannungsverlauf in Abhängigkeit der Ladungsmenge und in Folge auf das Spannungsdifferential ΔU_{Ah}

Bestimmung der maximal zulässigen Last und Pulsdauer

Wird Gleichung (4.53) nach I_{LIB} aufgelöst und gemeinsam mit (4.74) in Gleichung (4.72) eingesetzt, kann der Strom des Superkondensators I_{SC} in Abhängigkeit des Laststromes I_{Last} für den Zeitpunkt t nach Gleichung (4.75) bestimmt werden.

$$I_{SC}(t) = \frac{I_{Last} \left(\Delta U_{Ah,LIB} \cdot \frac{1}{n_{LIB}} \cdot t + R_{LIB} \right)}{R_{LIB} + R_{SC} + \Delta U_{Ah,SC} \cdot \frac{1}{n_{SC}} \cdot t + \Delta U_{Ah,LIB} \cdot \frac{1}{n_{LIB}} \cdot t} \quad (4.75)$$

Generell tritt die maximale Belastung der Lithium-Ionen-Batterie am Ende der Pulsdauer PD auf und weicht nur unter speziellen Konfigurationen des passiven Hybridsystems von diesem Verhalten ab. Diese sind beispielsweise Konfigurationen, in denen die Superkondensatoreinheit eine deutlich höhere Ladungsmenge und einen höheren Widerstand als die Lithium-Ionen-Batterie aufweist, und sind als theoretische Überlegungen einzuordnen.

Um den maximalen Laststrom $I_{Last,max}$ für eine Pulsdauer PD zu bestimmen, ohne die maximale Strombelastung der Lithium-Ionen-Batterie $I_{LIB,max}$ während der Pulsdauer PD zu übersteigen, gilt Gleichung (4.76).

$$I_{\text{Last,max}} = I_{\text{LIB,max}} + I_{\text{SC}}(PD) \tag{4.76}$$

Durch das Einfügen von Gleichung (4.75) in Gleichung (4.76) und durch Umstellung nach $I_{\text{Last,max}}$ erfolgt die Bestimmung des maximalen Laststroms $I_{\text{Last,max}}$ in Abhängigkeit der Pulsdauer PD und der maximal erlaubten Stromstärke der Lithium-Ionen-Batterie $I_{\text{LIB,max}}$ nach Gleichung (4.77).

$$I_{\text{Last,max}}(PD) = I_{\text{LIB,max}} \cdot \frac{R_{\text{LIB}} + R_{\text{SC}} + \Delta U_{\text{Ah,SC}} \cdot \frac{1}{n_{\text{SC}}} \cdot PD + \Delta U_{\text{Ah,LIB}} \cdot \frac{1}{n_{\text{LIB}}} \cdot PD}{\Delta U_{\text{Ah,LIB}} \cdot \frac{1}{n_{\text{LIB}}} \cdot PD + R_{\text{LIB}}} \tag{4.77}$$

Bestimmung des Spannungsdifferentials ΔU_{Ah}

Die Auswahl des Spannungsdifferentials für die Lithium-Ionen-Batterie $\Delta U_{\text{Ah,LIB}}$ und des Superkondensators $\Delta U_{\text{Ah,SC}}$ ist schematisch in Abbildung 51 dargestellt. Zunächst wird der Anfangszustand des SOC der Lithium-Ionen-Batterie SOC_{LIB} festgelegt, bspw. $\text{SOC}_{\text{LIB}} = 50\%$, und entsprechend der notwendige SOC_{SC} für die Spannungsgleichheit des Superkondensators bestimmt. Aus den aufgenommenen Parametern für das Spannungsdifferential für die Lithium-Ionen-Batterien in Abbildung 34 und für Superkondensatoren in Abbildung 41 kann ein funktionaler Zusammenhang zwischen Ladezustand und Spannungsdifferential gebildet werden $\Delta U_{\text{Ah}} = f(\text{SOC})$, womit sich durch das Einsetzen der Ladezustände SOC_{LIB} und SOC_{SC} die Spannungsdifferenziale des Superkondensators $\Delta U_{\text{Ah,SC}}$ und der Lithium-Ionen-Batterie $\Delta U_{\text{Ah,LIB}}$, wie in Abbildung 51 schematisch dargestellt, bestimmen werden können.

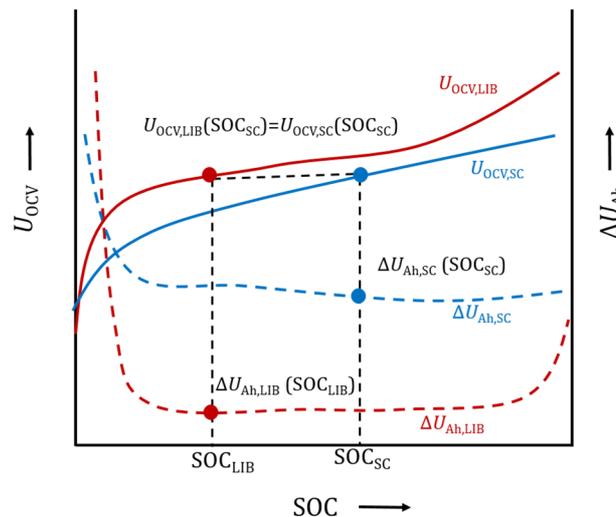


Abbildung 51: Schematische Darstellung zur Bestimmung der Spannungsdifferenziale ΔU_{Ah} , in Abhängigkeit der Ladezustände SOC bei gleicher Leerlaufspannung U_{OCV} im unbelasteten Fall

4.6 Validierung

Für die Aussagekräftigkeit der vorgestellten Modelle aus Kapitel 4.1 bis 4.3 und Kapitel 4.5 ist es notwendig, diese anhand von Messdaten zu validieren. Um die Güte eines Modells zu bestimmen, existieren verschiedene Gütekriterien, die hierzu herangezogen werden. Tabelle 19 stellt eine Übersicht gängiger Gütekriterien sowie deren Berechnungsvorschrift dar. Um die Güte eines Modells festzustellen, wird die Residuale X_{Res} zwischen prognostiziertem Wert X und gemessenem Wert \hat{X} für eine Anzahl von N Messwerten bestimmt. Aus der Residualen können der maximale absolute Fehler $X_{\text{Res,max}}$ nach Gleichung (4.78) und der maximale relative Fehler $X_{\text{res,max}}$ nach Gleichung (4.79) bestimmt werden.

Der maximale absolute und relative Fehler geben Auskunft über die maximale Abweichung des Modells zum realen Verhalten des Systems, jedoch ist es für die Bestimmung der Modellgüte ebenfalls notwendig festzustellen, wie die Güte des Modells über die Anzahl von N Messwerten abweicht. Die Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme (engl. Root Mean Square Error – RMSE) ist eine in der Modellierung häufig genutzte Methode, um die Modellgüte über den Messbereich festzustellen. Der RMSE beschreibt die durchschnittliche Abweichung von prognostizierten zu gemessenen Werten bei einer Anzahl von N Messwerten. Die Berechnung erfolgt nach Gleichung (4.80).

Der RMSE wird in der Einheit Messgröße angegeben. Um eine prozentuale durchschnittliche Abweichung zu bestimmen, wird der RMSE normiert. Die Normierung des RMSE, auch NRMSE genannt, kann auf zwei Weisen erfolgen. Der RMSE kann auf den arithmetischen Mittelwert der Messwerte \bar{X} oder auf die Differenz zwischen minimalem Messwert \hat{X}_{min} und maximalem Messwert \hat{X}_{max} normiert werden. Die Berechnungsvorschriften für diese Vorgänge sind in Gleichung (4.81) und Gleichung (4.82) formuliert.

In der folgenden Validierungskampagne ist für Fehler der Spannung und der Temperatur der normierte RMSE nach Gleichung (4.81) verwendet worden. Die Validierung des Stromes erfolgt aufgrund des wechselnden Vorzeichens des Stromes nach Gleichung (4.82).

Der RMSE oder NRMSE bestimmt die Abweichung des Modells für eine Komponente des passiven Hybridsystems bei einer durchgeführten Messreihe. Um eine Aussage über die Modellgüte über beide Komponenten des passiven Hybridsystems über mehrere Messreihen treffen zu können, ist es notwendig den gewichteten NRMSE zu bestimmen. In diesem wird die Anzahl der Messwerte n_i pro Komponente der Messreihe i sowie die Gesamtanzahl an Messwerten N berücksichtigt. Die Berechnung des gewichteten NRMSE erfolgt nach Gleichung (4.83).

Die Messwerte, an denen die Modelle validiert wurden, sind Teile der Parametrierung aus Kapitel 4.2 und der experimentellen Untersuchung aus Kapitel 5. Die Beschreibung der Testprozeduren bzw. der Anbringung der Messinstrumente soll hier nicht Gegenstand der Diskussion sein und ist in den entsprechenden Kapiteln näher erläutert.

Tabelle 19: Übersicht der gängigen Gütekriterien und Berechnungsvorschriften

Gütekriterium	Gleichung	
Maximaler absoluter Fehler	$X_{\text{Res,max}} = \max(X_i - \hat{X}_i)$	(4.78)
Maximaler relativer Fehler	$X_{\text{res,max}} = \max\left(\left \frac{X_i - \hat{X}_i}{\hat{X}_i}\right \right)$	(4.79)
Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme für N Messwerte	$X_{\text{RMSE}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \hat{X}_i)^2}{N}}$	(4.80)
RMSE normiert auf arithmetischen Mittelwert der Messung	$X_{\text{NRMSE}}^{\text{arithm}} = \frac{X_{\text{RMSE}}}{\bar{X}} \cdot 100\%$	(4.81)
RMSE normiert auf Wertebereich Δ der Messung	$X_{\text{NRMSE}}^{\Delta} = \frac{X_{\text{RMSE}}}{(\hat{X}_{\text{max}} - \hat{X}_{\text{min}})} \cdot 100\%$	(4.82)
Gewichteter NRMSE für i Messreihen mit jeweils n_i Messwerten und einer Gesamtzahl von N Messwerten über alle Messreihen	$X_{\text{NRMSE}}^{\text{w},\Delta}(n_1 \dots n_i) = \sum_i \frac{n_i}{N} \cdot X_{\text{NRMSE}}^{\Delta} \vee X_{\text{NRMSE}}^{\text{w,arithm}}(n_1 \dots n_i) = \sum_i \frac{n_i}{N} \cdot X_{\text{NRMSE}}^{\text{arithm}}$	(4.83)

4.6.1 Spannung und Temperaturvalidierung des Modells auf Zell- und Systemebene

Das Zellmodell wurde anhand der Temperatur und der Spannung mit Hilfe von Messwerten aus Kapitel 4.2 validiert. Zur Validierung des elektrischen Zellmodells wurde in dieses der gemessene Strom eingegeben und die simulierte Spannung mit der gemessenen Spannung nach den Berechnungsvorschriften aus Tabelle 19 verrechnet. Als Startpunkt ist ein definierter Ladezustand gewählt worden, welcher entweder 0 oder 100 % beträgt.

Wie das elektrische Zellmodell einer Einzelzelle wurde ebenfalls der Ansatz zur Modellierung eines Energiespeichersystems durch Skalierung der Parameter des Zellmodells validiert. Als Lastprofil wurde hierfür das Dynamic Stress Test Profile (DST) des United States Battery Consortium (USABC) genutzt [228]. Wie für die Validierung auf Zellebene wurde auch hier die gemessene mit der simulierten Spannung verglichen. Grafisch sind in Abbildung 52 die einzelnen Validierungen des Spannungsverlaufs dargestellt.

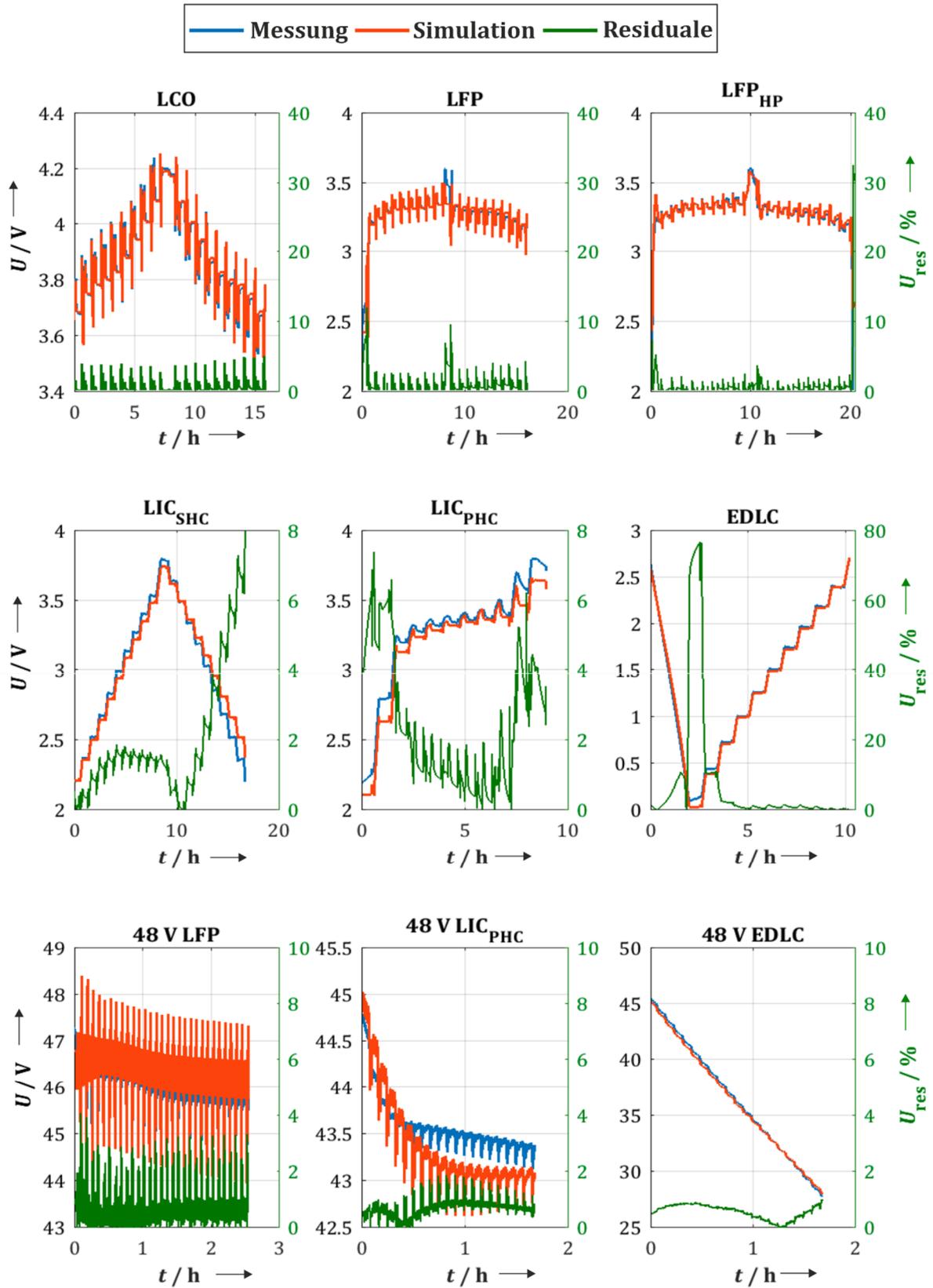


Abbildung 52: Vergleich zwischen simulierten und gemessenen Spannungsverläufen für Einzelzellen und Einzelsysteme mit zugehörigem Verlauf der relativen Residualen

Die Validierung des Temperaturmodells ist ebenfalls bei einem definierten Anfangszustand der Zelle (SOC 100 %) erfolgt. Als Eingangssignal sind der Laststrom I_{Last} sowie die gemessene Umgebungstemperatur T_{amb} in das Modell eingegangen. Als Parameter für die Wärmekonvektion sind die Werte aus Tabelle 7 in Abhängigkeit der jeweiligen Technologie gewählt worden. Die Validierung ist nur auf Zellebene erfolgt und ist grafisch in Abbildung 54 dargestellt. Die Beschreibungen des experimentellen Aufbaus zur Vermessung der Einzelzellen ist in Kapitel 5.1 beschrieben.

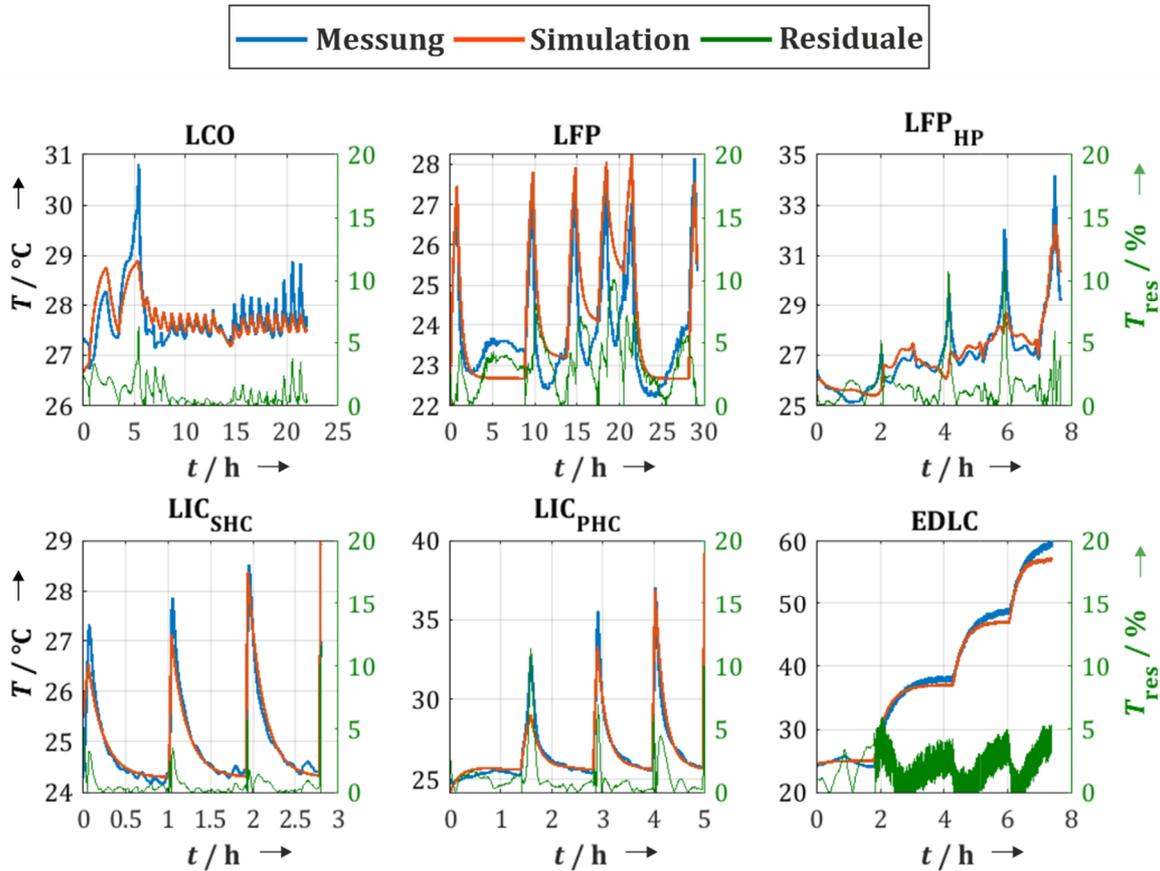


Abbildung 53: Vergleich zwischen simulierten und gemessenen Temperaturverläufen für Einzelzellen mit dazugehörigem Verlauf der relativen Residualen

Die berechneten normierten Abweichungen der jeweiligen Validierung und der dazugehörigen Technologie sind in Tabelle 20 aufgeführt. Die geringste Spannungsabweichung weist die Simulation des 48 V EDLC-Systems mit 0,02 % auf. Die größte Spannungsabweichung mit 2,82 % erreicht die Simulation der LIC_{PHC}-Zelle. Um eine Aussage über die Modellgüte über alle Validierungen zu treffen, wurde jeweils der gewichtete NRMSE für die Spannung und die Temperatur bestimmt. Der gewichtete NRMSE der Spannung beträgt 1,99 % und für die Temperatur 2,89 %.

Tabelle 20: Fehleranalyse für Spannung und Temperatur für Einzelzellen und Einzelsysteme

Gütekriterium	LCO	LFP	LFP _{HP}	EDLC	LIC _{SHC}	LIC _{PHC}	48 V LFP	48 V EDLC	48 V LIC _{PHC}
$U_{Res,max} / V$	0,22	0,33	0,65	0,1	0,17	0,22	1,77	0,38	0,82
$U_{res,max} / \%$	7,38	12,08	32,53	76,78	7,98	7,38	4,06	1,02	1,88
$U_{NRMSE}^{arithm} / \%$	0,42	1,55	1,93	2,7	2,33	2,82	0,54	0,02	0,74
$T_{Res,max} / ^\circ C$	1,94	2,38	3,69	3,21	2,99	3,71	-	-	-
$T_{res,max} / \%$	6,32	10,12	11,55	5,97	11,56	11,36	-	-	-
$T_{NRMSE}^{arithm} / \%$	2,5	2,8	3,19	2,73	5,00	3,57	-	-	-

Gewichteter NRMSE über alle Validierungen der Spannung und der Temperatur: $U_{NRMSE}^{w,arithm} = 1,99 \%$; $T_{NRMSE}^{w,arithm} = 2,89 \%$

4.6.2 Strom- und Spannungsvalidierung für Hybridsysteme auf Zell- und Systemebene

Neben der Validierung des Modells zur Beschreibung einer einzelnen Zelle bzw. eines einzelnen Systems ist es notwendig, die Modellgüte hinsichtlich der Prognose des Stromes für die Lithium-Ionen-Batterie (LIB) und des Superkondensators (SC) innerhalb des Hybridverbundes zu verifizieren. Dafür wurde die mittlere quadratische Abweichung der simulierten Ströme und Spannungen bestimmt. Als Startpunkt der Validierung wurde wieder ein definierter Anfangszustand gewählt, welcher sich entweder am Ende einer Ladung oder Entladung befindet. Dabei weist eine Technologie innerhalb des Hybridverbundes einen Ladezustand von 0 oder 100 % auf. Da in einer Parallelschaltung an beiden Technologien die gleiche Spannung anliegt, kann mit Hilfe des Modells der entsprechende SOC der anderen Technologie für den Startwert des SOC bestimmt werden, welcher für die gleiche Leerlaufspannung U_{ocv} notwendig ist. Die Validierung ist für alle Hybridsysteme auf Zell- und 48 V-Systemebene, welche Teil der experimentellen Untersuchung sind, erfolgt und deckt den gesamten Betriebsspannungsbereich der jeweiligen Hybridsysteme ab. Exemplarisch sind in Abbildung 54 eine Validierung auf Zellebene und eine auf 48 V Systemebene für den Strom- und Spannungsverlauf dargestellt. Die Ergebnisse des mittleren quadratischen Fehlers für Strom- und Spannungswerte der LIB und des SC sind für alle Hybridsysteme in Tabelle 21 aufgelistet. Wie auch für die Validierung des Einzelzellverhaltens soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass die Beschreibung der Teststände und der Experimente für die Versuche auf Zellebene in Kapitel 5.2 und für die auf Systemebene in Kapitel 5.3 erfolgt und die hier beschriebenen Arbeiten maßgeblich die Validierung des Modells zum Thema haben.

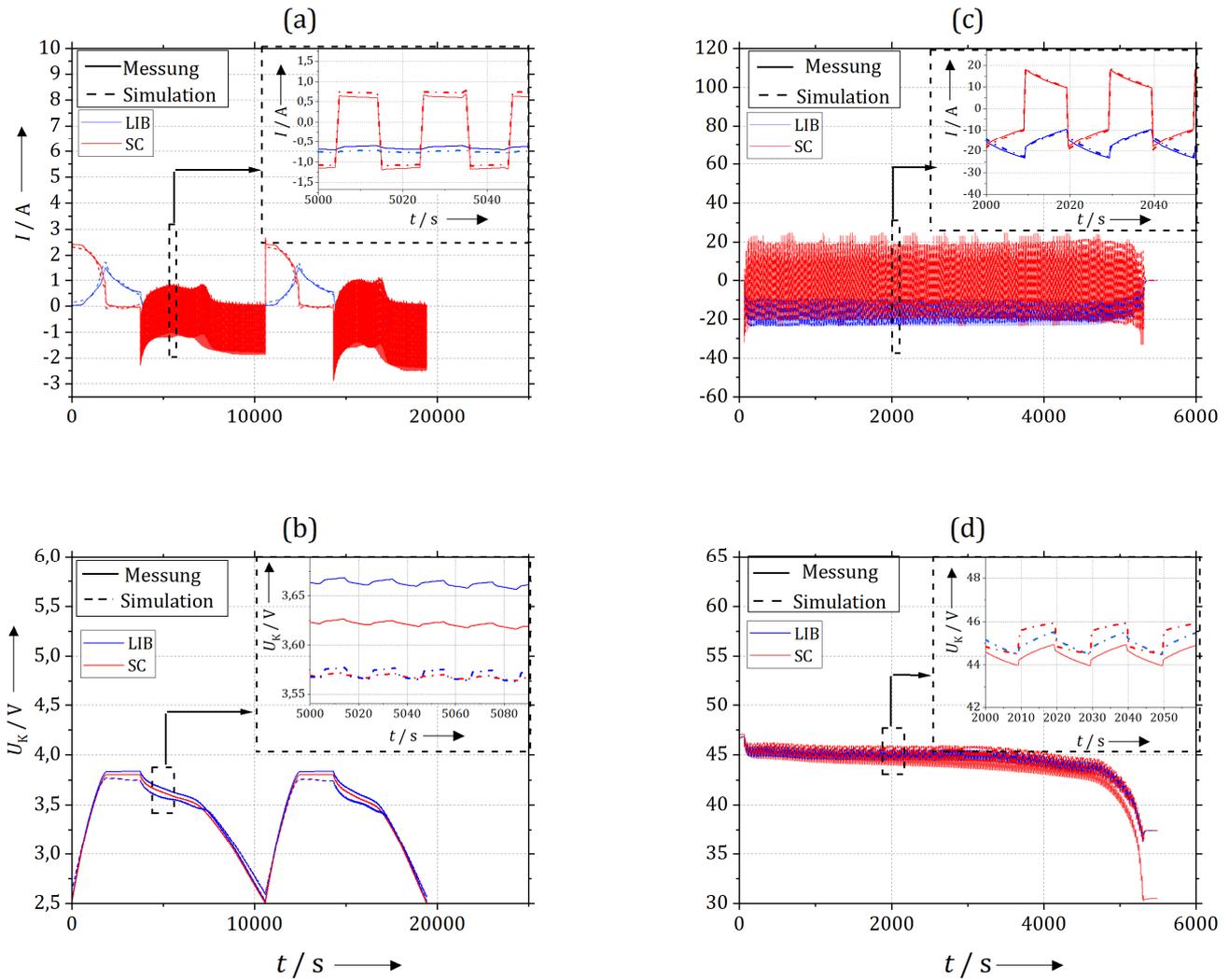


Abbildung 54: Darstellung des Vergleiches zwischen simulierten Spannungs- und Stromverläufen für Hybride auf Zellebene am Beispiel einer LCO-LIC_{SHC} Konfiguration(a-b) sowie auf 48 V Systemebene für eine LFP-EDLC Konfiguration (c-d)

Die geringste quadratische Spannungsabweichung wird für die Simulation des LIC_{PHC}-System innerhalb des 48 V LFP-LIC_{PHC}-Verbundes mit 1,58 % erreicht, wohingegen sich die maximale quadratische Spannungsabweichung von 4,88 % für die Simulation der LCO-Zelle im LCO-LIC_{PHC}-Verbund ergibt. Die minimale quadratische Abweichung des Stromes beträgt 2,85 % für den LIC_{SHC} im LFP-LIC_{SHC}-Verbund und die maximale quadratische Abweichung des Stromes von 10,53 % stellt sich in der Simulation des Stromes des 48 V EDLC-Systems im 48 V LFP-EDLC ein. In der Betrachtung aller Abweichungen entstehen ein gewichteter NRMSE von 3,08 % für die Simulation der Spannung sowie einer von 7,31 % für den des Stromes.

Tabelle 21: Fehleranalyse zu Strom- und Spannungsverläufen für 8 Hybridsysteme auf Zell- und Systemebene

Gütekriterium	LCO-LIC _{SHC}	LCO-LIC _{PHC}	LCO-EDLC	LFP-LIC _{SHC}	LFP-LIC _{PHC}	LFP-EDLC	48 V LFP-LIC _{PHC}	48 V LFP-EDLC
$U_{\text{NRMSE}}^{\text{arithm}}(\text{SC}) / \%$	2,04	4,95	1,94	3,27	2,08	4,03	1,58	2,62
$U_{\text{NRMSE}}^{\text{arithm}}(\text{LIB}) / \%$	2,68	4,88	2,92	4,15	2,05	3,15	1,89	2,84
$I_{\text{NRMSE}}^{\Delta}(\text{SC}) / \%$	6,88	6,69	5,51	2,85	10,36	3,37	10,53	10,20
$I_{\text{NRMSE}}^{\Delta}(\text{LIB}) / \%$	5,62	8,91	7,69	4,04	10,65	4,58	9,05	9,66
$U_{\text{NRMSE}}^{\text{w,arithm}}(\text{LIB,SC}) / \%$	2,36	3,52	2,43	3,71	3,52	3,59	2,73	1,73
$I_{\text{NRMSE}}^{\text{w},\Delta}(\text{LIB,SC}) / \%$	6,24	2,82	6,60	3,45	7,21	3,97	9,73	9,93

Gewichteter NRMSE über alle Validierungen des Stromes und der Spannung: $I_{\text{NRMSE}}^{\text{w},\Delta} = 7,31 \%$; $U_{\text{NRMSE}}^{\text{w,arithm}} = 3,07 \%$

4.6.3 Validierung der Prognose-Methode nach dem Ansatz aus Kapitel 4.5.2

Der Ansatz nach 4.5.2 soll in der Lage sein, bei gegebenem Stromeingangssignal I_{Last} und Pulsdauer PD den Stromwert der Lithium-Ionen-Batterie I_{LIB} und der des Kondensators I_{SC} zum Zeitpunkt $t=PD$ zu bestimmen. Hierzu sind zur Bestimmung der Modellgüte Messwerte der experimentellen Untersuchung von passiven Hybridsystemen für verschiedene Pulsdauern herangezogen worden. Als SOC_{LIB} zur Bestimmung des Spannungsdifferentiale $\Delta U_{\text{Ah,LIB}}$ und $\Delta U_{\text{Ah,SC}}$ ist 50 % gewählt worden.

Für die Validierung auf Zellebene wurde das Stromsignal für den CCCV Ladevorgang der jeweiligen Hybridsysteme gewählt (s. Abbildung 55).

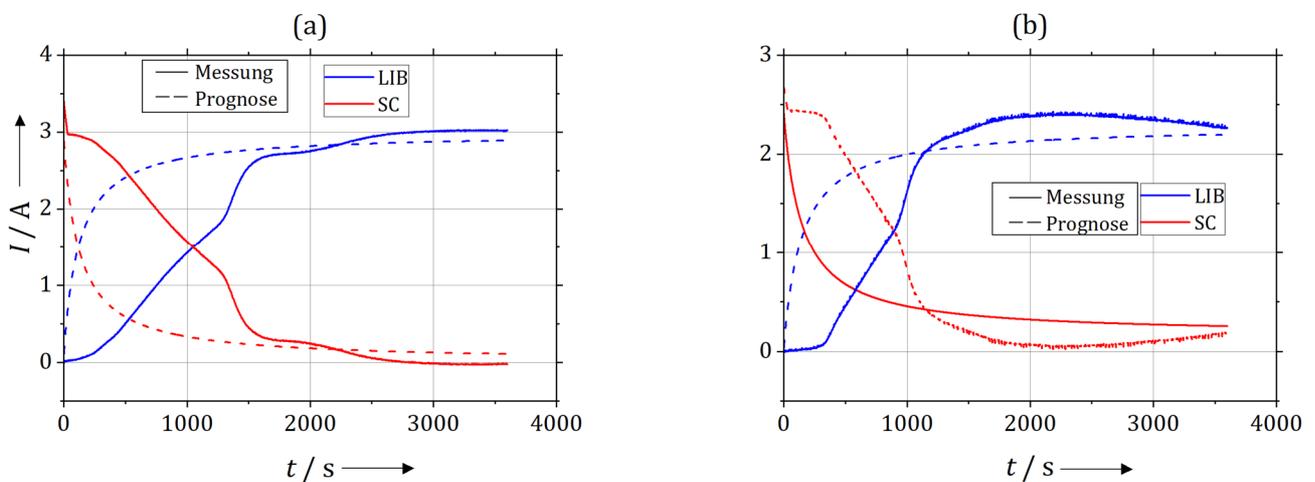


Abbildung 55: Validierung der Prognose-Methode am Beispiel von zwei Hybridsystemen und zwei Pulsdauern auf Zellebene; (a) Darstellung des gemessenen und prognostizierten Stromverlaufs in einem LFP-LIC_{SHC} System für eine 1 CCCV Ladung; (b) Darstellung des gemessenen und prognostizierten Stromverlaufs in einem LCO-EDLC Hybridsystem für eine 1 CCCV Ladung

Die Validierung der Modellgüte auf der 48 V Systemebene ist für Pulsdauern von 2 s, 5 s und 10 s erfolgt und ist in Abbildung 56 am Beispiel der Validierung des 48 V LFP-EDLC-System dargestellt.

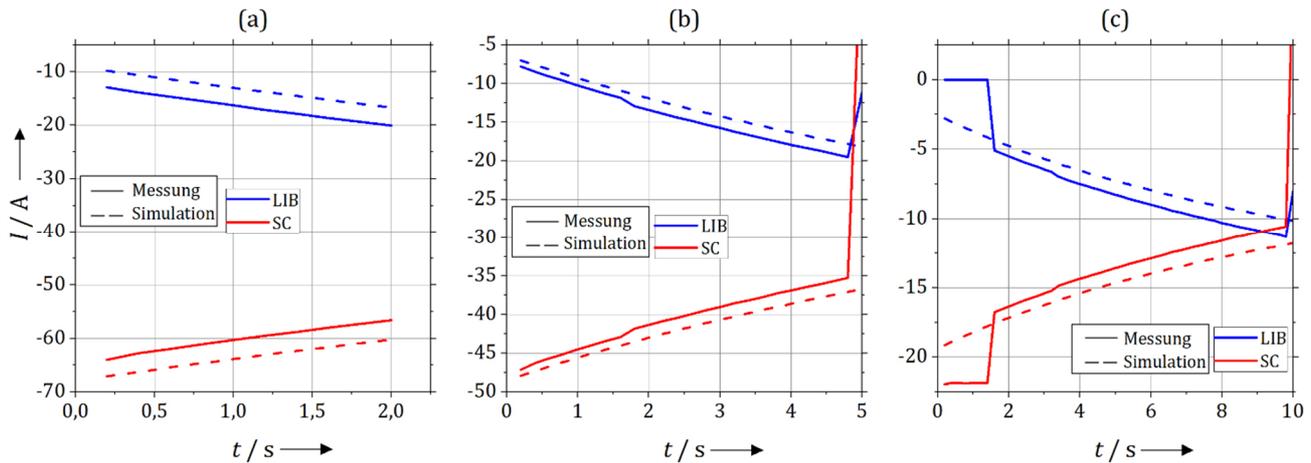


Abbildung 56: Prognostizierte und gemessene Stromverläufe eines 48 V LFP-EDLC Systems für (a) 2 s, (b) 5 s und (c) 10 s Pulsdauer

Auf Basis der erzielten Ergebnisse der Hybride im Zellverbund unter Nutzung der LIC_{PHC}-Technologie wurde neben der Methode in Kapitel 4.5.2 ein heuristischer Ansatz gewählt, um vor allem in der Prognose der Endpunkte im Ladevorgang für die Hybride auf Zellebene bessere Ergebnisse zu erzielen. Der gewählte Wert von 0,031 VAh⁻¹ für das Spannungsdifferential des LIC_{PHC} entspricht einem SOC_{SC} von ca. 73 %.

In Abbildung 57 sind in die Ergebnisse der Simulationen für den LCO-LIC_{PHC}-Hybriden sowie in die Ergebnisse für den LFP-LIC_{PHC}-Hybriden für eine CCCV Ladung dargestellt.

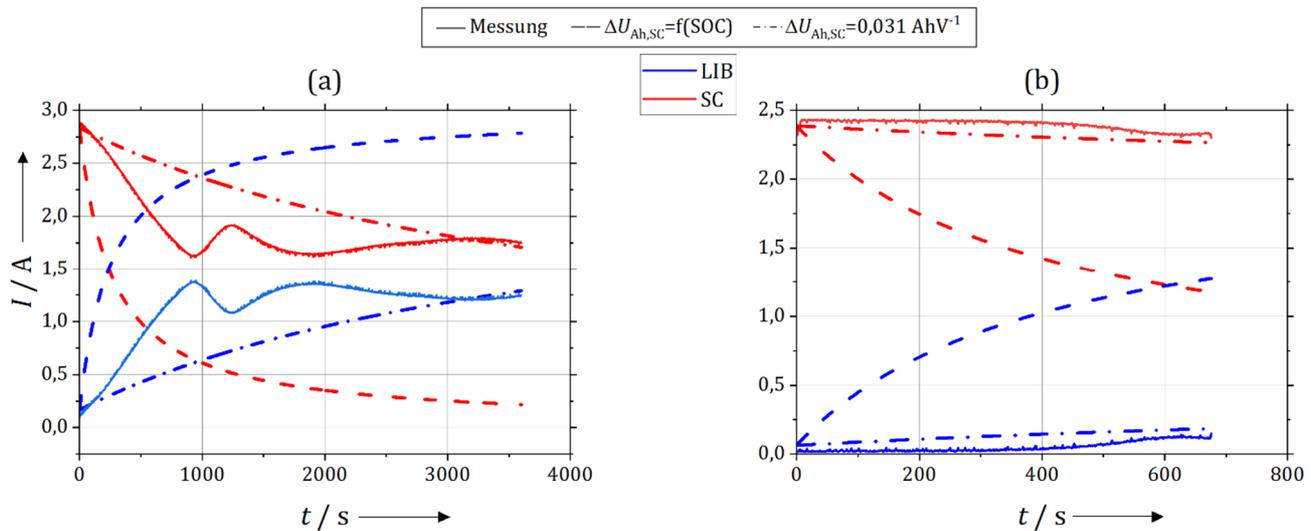


Abbildung 57: Gegenüberstellung der prognostizieren und gemessenen Stromverläufe für zwei unterschiedliche Werte des Spannungsdifferentials $\Delta U_{Ah,SC}$ des LIC_{PHC}; (a) LFP-LIC_{PHC}-Hybrid; (b) LCO-LIC_{PHC}-Hybrid

Als Gütekriterium zur Validierung der Prognose-Methode sind der maximale absolute und relative Fehler des prognostizierten und gemessenen Stromes zum Zeitpunkt *PD* am Ende der Pulsdauer innerhalb des Hybridsystems bestimmt worden. In Tabelle 22 sind die maximalen Fehler des jeweiligen Hybridverbundes und der jeweiligen Pulsdauer *PD* aufgelistet. Es wurden dabei nur die Fehler für die Stromsignale berechnet, deren Betrag bei der Pulsdauer *PD* größer als 0,2 A ist. Dies ist dadurch begründet, dass bei der Berechnung des relativen Fehlers für sehr kleine Stromsignale, schon geringe Abweichungen dazu führen, dass der relative Fehler nicht mehr interpretierbar ist. Es tritt ein maximaler absoluter Fehler von 4,36 A bei der Prognose des Stromes im Hybridverbund 48 V LFP-LIC_{PHC} bei einer Pulsdauer von 5 s auf. Der maximale relative Fehler von 48,89 % erreicht die Prognose des Stromes im LCO-LIC_{PHC} Verbund bei einer Pulsdauer von 676 s, wobei als Spannungsdifferential $\Delta U_{Ah,SC}$ der Wert gewählt wurde, bei dessen SOC_{SC} die *U*_{OCV} Spannung des LIB und des SC gleich sind. Dieser Fehler reduziert sich durch die Wahl des Spannungsdifferentials von 0,031 VAh⁻¹ auf 0,59 % und ist dadurch ebenfalls der

minimale relative Fehler. Die daraus resultierende absolute Abweichung von 0,01 A ist auch der minimale absolute Fehler dieser Validierungsreihe.

Der absolute Fehler des LFP-LIC_{PHC} Verbundes beträgt 1,53 A. Der relative Fehler dieses Verbundes ist trotz der getroffenen Einschränkung zur Bewertung von Stromsignalen deren Betrag größer als 0,2 A ist, nicht interpretierbar. Wird für das Spannungsdifferential für die LIC_{PHC} Zelle dieses Verbundes ein Wert von 0,031 VAh⁻¹ gewählt, reduziert sich der absolute Fehler auf 0,03 A und erzielt einen relativen Fehler von 3,17 %.

Wird der absolute Fehler $I_{Res,max}$ ins Verhältnis zum Laststrom I_{Last} gesetzt und damit der vollständige Messbereich berücksichtigt, zeigt sich vor allem bei der Betrachtung der 48 V Hybridsysteme eine deutliche Verbesserung der Güte der Prognose-Methode. In Bezug auf den Laststrom I_{Last} weicht der prognostizierte Stromwert am Ende der Pulsdauer PD maximal 3,07 % für das 48 V LFP-EDLC System bis hin zu 8,32 % für das 48 V LFP-LIC_{PHC} System vom realen Stromwert I_{LIB} oder I_{SC} ab.

Zur Bestimmung der Modellgüte über alle Messreihen wird der arithmetische Mittelwert über alle relativen Residualen des Stromwertes I_{res} berechnet. Es stellt sich für \bar{I}_{res} ein Wert von 22,58 % ein, wenn für alle Hybridverbünde das Spannungsdifferential des Superkondensators nach der Methode in Kapitel 4.5.2 bestimmt wird. Die Festlegung des Spannungsdifferentials für den LIC_{PHC} auf 0,031 VAh⁻¹ in den jeweiligen Hybridverbänden auf Zellebene führt zu einer Reduktion von \bar{I}_{res} auf 9,93 %.

Tabelle 22: Maximaler absoluter und relativer Fehler für verschiedene Hybridverbünde und Pulsdauern

Hybridverbund	I_{Last} / A	$I_{Res,max} / A$	$I_{Res,max} / \%$
LFP-LIC _{SHC} – 3600 s	3,00	0,13	4,32
LFP-EDLC – 3600 s	3,00	0,09	3,05
LFP-LIC _{PHC} ($\Delta U_{Ah,SC} = f(SOC)$) – 3600 s	3,00	1,53	nicht interpretierbar
LFP-LIC _{PHC} ($\Delta U_{Ah,SC} = 0,031 \text{ VAh}^{-1}$) – 3600 s	3,00	0,04	3,17
LCO-LIC _{SHC} – 1836 s	2,45	0,26	17,50
LCO-EDLC – 3600 s	2,45	0,06	2,91
LCO-LIC _{PHC} ($\Delta U_{Ah,SC} = f(SOC)$) – 676 s	2,45	1,12	48,89
LCO-LIC _{PHC} ($\Delta U_{Ah,SC} = 0,031 \text{ VAh}^{-1}$) – 676 s	2,45	0,01	0,59
48 V LFP-EDLC – 2 s	~75	3,64	16,89
48 V LFP-EDLC – 5 s	~55	1,82	8,63
48 V LFP-EDLC – 10 s	~22	1,33	11,23
48 V LFP-LIC _{PHC} – 2 s	~65	3,63	14,42
48 V LFP-LIC _{PHC} – 5 s	~55	4,36	17,36
48 V LFP-LIC _{PHC} – 10 s	~22	2,74	16,47

$\bar{I}_{res} = 22,58 \%$ für $\Delta U_{Ah,SC} = f(SOC)$; $\bar{I}_{res} = 9,93 \%$ für $\Delta U_{Ah,SC} = 0,031 \text{ VAh}^{-1}$

4.6.4 Alterungsmodell

Die Validierung des Alterungsmodells ist mit Messdaten von experimentellen Degradationsuntersuchungen der LIB-Technologien dieser Studie erfolgt. Für die Validierung des Alterungsmodells wurden zwei Ansätze verfolgt. Das Alterungsmodell wird zunächst an den gewählten Degradationsparametern für die Temperatur- und strombedingte Alterung aus Tabelle 11 validiert. Aufbauend auf diesen Ergebnissen werden Degradationsparameter gewählt, um möglichst genau den Abfall der Ladungsmenge wiedergeben zu können. Die Wahl der Degradationsparameter orientiert sich dabei an dem Alterungsverhalten der Zelle in Abhängigkeit der Temperatur und/oder des Stroms sowie dem Ergebnis des Alterungsmodells mittels Degradationsparameter anhand von Literaturangaben und erhöht oder reduziert den Einfluss der jeweiligen Größe, um den gemessenen Abfall der Ladungsmenge besser nachbilden zu können.

In das Alterungsmodell gehen als Eingangssignale die Stromstärke sowie die gemessene Temperatur der LIB in Abhängigkeit der Zeit ein und es erfolgt ein Vergleich zwischen simuliertem und gemessenem SOH. Die Umgebungstemperatur T_{amb} wird dabei mit 25 °C als konstant angenommen. Die Parameter der Wärmekapazität sowie für die Wärmeübertragungskoeffizienten der Strahlung und Konvektion gelten die Parameter aus Tabelle 10. In Abbildung 58 sind die gemessenen und simulierten Verläufe des SOH für die verschiedenen LIB-Technologien dieser Studie sowie die vorherrschende Temperatur der Zelle am Ende jedes Zyklus in Abhängigkeit der Zyklenzahl

dargestellt. Als Zyklus wird in diesem Experiment eine CCCV Ladung bis zum Erreichen der oberen Spannungsgrenze und des Abfalls des Stromes auf C/20 mit anschließender CC Entladung bis zum Erreichen der unteren Spannungsgrenze verstanden. Der SOH, welcher in Abbildung 58 dargestellt ist, bezieht sich auf die gemessene Ladungsmenge während der CC Entladung.

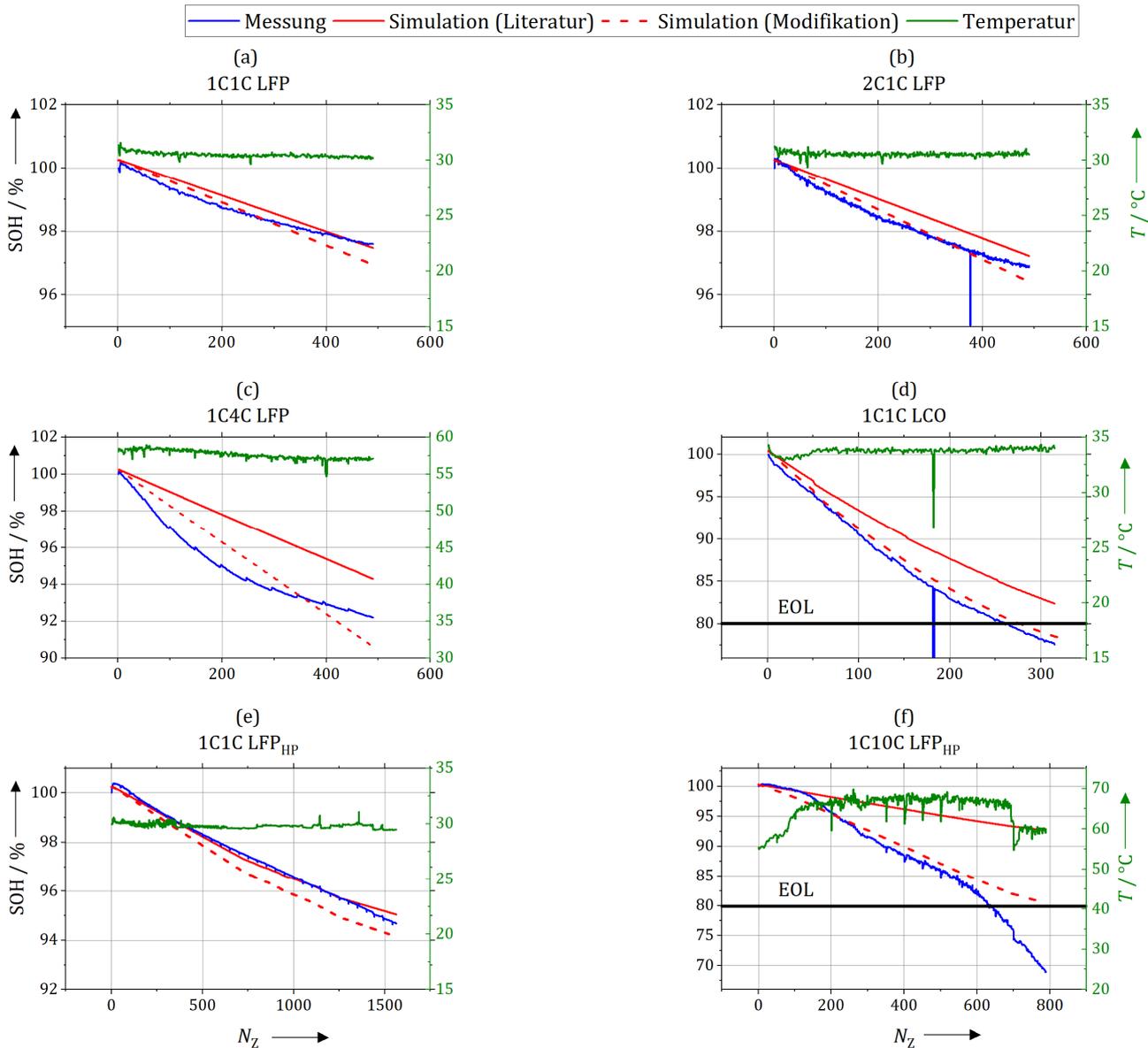


Abbildung 58: Gemessener und simulierter SOH-Verlauf für verschiedene LIB-Technologien und Lade-Entladeregime

Als Gütekriterium zur Bewertung des Alterungsmodells ist der RMSE Wert des SOH gewählt worden, welcher für alle Alterungsexperimente bestimmt wurde und in Tabelle 23 aufgelistet ist. Der quadratische mittlere Fehler des SOH variiert für die Validierung des Modells mit den Parametern aus Tabelle 10 zwischen 0,15 % und 10,41 %. Eine Adaptierung des Degradationsmodells mit den Parametern aus Tabelle 25 reduziert diese Schwankung auf einen Bereich von 0,81 % und 3,61 %. Die Simulation der Degradation der LFP_{HP}-Zelle bei einem 1C10C Regime (s. Abbildung 58 (f)) erfolgt mit einem SOH_{RMSE} von 3,61 %. Wird jedoch nur der Zeitraum bis zum Erreichen des EOL betrachtet, reduziert sich der SOH_{RMSE} auf 1,35 %.

Tabelle 23: Fehleranalyse zum Degradationsmodell anhand verschiedener Lade-Entladeregime und LIB-Technologien

Experiment / Zelltyp	LFP		LFP _{HP}		LCO	
	Literatur / Modifikation		Literatur / Modifikation		Literatur / Modifikation	
1C1C - RMSE / %	0,25 / 0,26		0,15 / 0,59		4,72 / 0,81	
2C1C - RMSE / %	0,49 / 0,23		-		-	
1C10C - RMSE / %	-		10, 41 / 3,61		-	
1C4C - RMSE / %	2,41 / 1,00		-		-	

Das Degradationsverhalten der LFP-Technologien kann mit dem gleichen Degradationsparametersatz wie für die LFP_{HP}-Zelle nachgebildet werden, wobei nur die Degradationsparameter der temperaturabhängigen Alterung angepasst werden mussten. Im Vergleich dazu ist der Datensatz der LCO-Zelle nur für die stromabhängige Alterung adaptiert worden.

Tabelle 24: Degradationsparameter für strom- und temperaturabhängige Alterung nach Adaption

Zelltyp / Parameter	ζ	χ	ς	δ
LFP	0,417	1,008	0,418	0,587
LCO	0,732	0,389	0,613	0,720
LFP _{HP}	0,417	1,008	0,418	0,587

4.6.5 Zusammenfassung der Validierung und Diskussion

Gegenstand dieses Kapitels ist die Validierung des Modells bzw. deren Submodelle zur Nachbildung des Verhaltens von Energie- und Hybridspeichersystemen. Die Betrachtung des maximalen relativen Fehlers für einzelne Zellen und Systeme ergibt eine maximale relative Abweichung von 32,53 % für die Spannung und eine von 11,55 % für die Temperatur. Die Analyse des normierten quadratischen Fehlers zeigt eine maximale Abweichung von 2,82 % für die Spannung und eine von 5,00 % für die Temperatur auf. Der maximale normierte quadratische Fehler der simulierten Stromverläufe weicht um 10,53 % und die der Spannungen um ca. 4,88 % von der jeweiligen Messung ab. Der gewichtete NRMSE ergibt für 8 Hybridsysteme für den Fehler des Stromes einen Wert von ca. 7,31 % und für die Spannung ca. 3,01 %.

In der Betrachtung der Abbildung 52 zeigt sich, dass die größten Abweichungen zumeist in den Extremstellen des Energiespeichers, bzw. im unteren und oberen Bereich des SOC, auftreten. Eine weitere Diskretisierung der verwendeten LookUp-Tabellen für den Innenwiderstand R_1 könnte die Modellgenauigkeit weiter verbessern. Des Weiteren kann die Erweiterung des gewählten Thevenin-Modells um ein weiteres RC-Glied die Abbildung des dynamischen Verhaltens verbessern. Zusätzliche Einflüsse auf die Modellgüte sind ebenfalls auf den experimentellen Aufbau zurückzuführen, welcher detailliert in Kapitel 5 vorgestellt wird. Grundsätzlich erzeugt im Fall der zylindrischen Lithium-Ionen-Zellen der verwendete Zellhalter einen zusätzlichen ohmschen Widerstand. Die Position der Zellen innerhalb des Zellhalters wie auch die Feder, mit welcher die elektrischen Kontakte an die Zellpole angebracht werden, können den Übergangswiderstand von Zelle zur elektrischen Anbindung beeinflussen und somit einen zusätzlichen ohmschen Widerstand hervorrufen.

In der Validierung des Alterungsmodells zur Simulation des strom- und temperaturabhängigen Degradationsverhaltens hat sich gezeigt, dass mit adaptieren Degradationsparametern eine maximale quadratische Abweichung von 3,61 % erzielt werden kann. Eine Validierung des Modells hinsichtlich des Einflusses des DOD ist bisher nicht erfolgt, die Gültigkeit des Rainflow-Counting Algorithmus ist aber in der Arbeit von Xu et al. [35] nachgewiesen worden. Verbesserungen der Modellgüte können durch eine individuelle Modellierung von Alterungsvorgängen in Lade- und Entladerichtung entstehen.

Die Validierung der Methode zur Prognose des Stromes zu einem festgelegten Zeitpunkt ergibt eine maximale Abweichung von 17,50 %, wenn der Fehler von 48,89 % für das LCO-LIC_{PHC} System als Ausreißer betrachtet wird, und eine minimale Abweichung von 0,59 %. Im arithmetischen Mittel wird ein relativer Fehler von 9,93 % bis 19,16 % erzielt, wobei sich die Abweichung von 9,93 % auf den festgelegten Wert des Spannungsdifferentials von 0,031 VAh⁻¹ für die LIC_{PHC}-Zelle für die Tests auf Zellebene beziehen. Die Validierung der weiteren Hybridsysteme sowie die Validierung der unterschiedlichen Pulsdauern für das 48 V LFP-LIC_{PHC} System haben gezeigt, dass die vorgestellte Herangehensweise zur Bestimmung des Spannungsdifferentials in Kapitel 4.5.2 auch unter Nutzung der LIC_{PHC}-Zelle und Berücksichtigung des gesamten Messbereiches valide ist. Generell betrachtet zeigen die Abbildung 55 bis Abbildung 57, dass der Trend der Ströme in Abhängigkeit der Pulsdauer durch die Prognose-Methode abgebildet werden kann. Eine Steigerung der Genauigkeit der Prognose-Methode kann durch eine verbesserte Methode zur Bestimmung des Spannungsdifferentials erfolgen.

5 Messaufbau zur experimentellen Untersuchung von Hybridsystemen

Die experimentelle Untersuchung von passiven Hybridsystemen dient nicht nur zur Validierung des Modells in Kapitel 4.6, sondern soll auch grundlegende Effekte und Einflüsse aufzuzeigen, welche die Energie- und Leistungsdichte eines passiven Hybridsystems beeinflussen.

Auf Zellebene, bzw. in der direkten Parallelschaltung einzelner LIB- und SC-Zellen, soll untersucht werden, wie die jeweiligen miteinander verbundenen Energiespeichertechnologien die Energie- und Leistungsdichte des passiven Hybridsystems beeinflussen. Des Weiteren werden Experimente auf der 48 V Spannungsebene durchgeführt, welche zeigen sollen, in wie weit die Zusammenstellung des Hybridsystems im Unterschied zur Zellebene die Energie- und Leistungsdichte des Hybridsystems verändern kann.

Neben unterschiedlichen Konstellationen von hybridisierten Energiespeichersystemen und Konfigurationen soll auf der 48 V Ebene zusätzlich der Einfluss des Lastprofils, im Speziellen die Pulsdauer, Gegenstand der Untersuchung sein.

5.1 Elektrische Anbindung zur Vermessung der Einzelzellen

Als Ausgangspunkt der experimentellen Untersuchung von passiven Hybridsystem dient die elektrische Anbindung und Vermessung der einzelnen Zellen. In Abbildung 59 ist schematisch dargestellt, wie die unterschiedlichen Bauformen an das Testgerät angebunden werden.

Die zylindrischen Lithium-Ionen-Zellen (s. Abbildung 59 (a)) sind in einem Halter eingelegt und durch eine Pressverbindung mittels einer Druckfeder werden die elektrischen Kontakte des Testgeräts an die Pole der Zelle angebunden. Die elektrischen Kontakte sind aus goldlegiertem Kupfer gefertigt, in denen eine Messspitze eingebaut ist, um die Spannung mittels einer Vierleitermessung abgreifen zu können. Als Testgerät wird ein Basytec HPS Battery Tester mit integrierter Messdatenaufzeichnung verwendet, welcher die Strom-, Spannungs- und Temperaturwerte aufzeichnet sowie das gewünschte Lastprofil auf den Prüfling gibt.

Die Anbindung der Pouchzellen (LIC_{SHC} und LIC_{PHC}) erfolgt durch eine Schraubverbindung in Form von Schraubblöcken, mit welchen die Pole der Pouchzelle elektrisch an das Testgerät angebunden werden. Für die Schraubblöcke, in welche eine Messspitze zur Aufnahme der Spannung mittels Vierleitermessung integriert ist, wird als Material ebenfalls goldlegiertes Kupfer verwendet.

Im Fall des EDLC wird die elektrische Kontaktierung mit einem Quetschkabelschuh in Ringform ausgestatteten Kupferkabel vollzogen, welches an die Pole des EDLC angeschraubt wurde. Zwischen dem Pol und der Unterlegscheibe der Schraubverbindung sind Spannungssensoren eingelegt und an das Testgerät zur Aufzeichnung der Spannungswerte mittels Vierleitermessung angebunden.

Der Basytec HPS Battery Tester verfügt über Testkanäle mit unterschiedlichen maximal möglichen Stromstärken, welche ebenfalls mit unterschiedlichen Temperatursensoren ausgestattet sind. Die Temperaturmessung erfolgt daher für die zylindrischen Lithium-Ionen-Zellen mit einem NTC Temperatursensor. Die Superkondensatorstechnologien sind an Testkanäle mit höheren Stromstärken angeschlossen, an denen ein Pt100 Temperatursensor verwendet wird. Die Temperatursensoren sind mittig auf der Zelle befestigt und zur Verbesserung der Wärmeübertragung wurde Wärmeleitpaste verwendet.

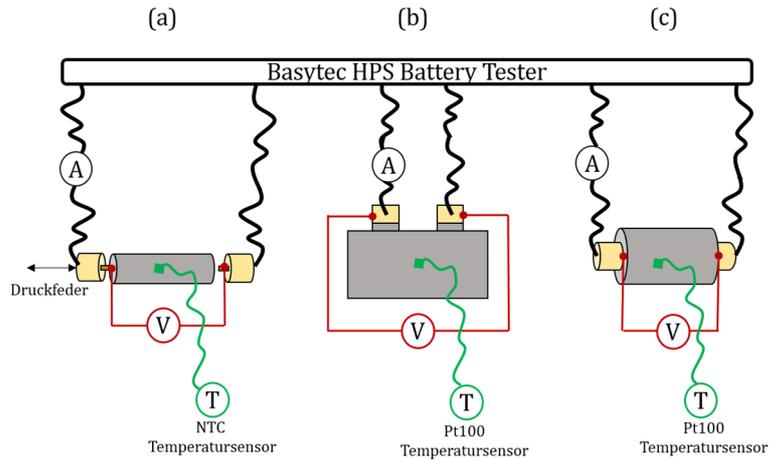


Abbildung 59: Elektrische Anbindung zur Vermessung der Einzelzellen; (a) Zylindrische Lithium-Ionen-Batterien; (b) Anbindung der Pouchzellen der Lithium-Ionen-Kondensatoren; (c) Anbindung des EDLC

5.2 Teststand: Zellebene

Zur Testung der passiven Hybridsysteme auf Zellebene wird ebenfalls der Basytec HPS Battery Tester verwendet, welcher extern über einen Basytec Messrechner angesteuert werden kann. Über den Basytec HPS Battery Tester werden der Laststrom I_{Last} sowie die Spannung des Hybridsystems U_{HESS} gemessen. Zur Hybridisierung werden die 18650 LCO sowie die 26650 LFP aus Tabelle 6 sowie alle SC-Technologien aus Tabelle 12 verwendet. Für beide LIC- Technologien ist eine Zelle zur Hybridisierung mit den LIB-Technologien ausreichend, wohingegen für die EDLC, zwei seriell geschalteten sind, um einen adäquaten Spannungsbereich der LIB-Technologien abdecken zu können.

Zur Bestimmung des Stromes der LIB I_{LIB} , wird ein Shunt ($0,1\text{ m}\Omega$) an der positiven Zuleitung verwendet. Dessen Spannungsabfall misst ein Agilent Keysight 34972A mit einer Grundgenauigkeit für DC-Spannungen von $0,004\%$ im Messbereich von 10 V . Unter Zuhilfenahme des Ohmschen Gesetzes kann durch den gegebenen Widerstandswert des Shunts und des gemessenen Spannungsabfalls der Strom I_{LIB} berechnet werden.

Der Strom des Kondensators I_{SC} kann mit den bekannten Größen I_{LIB} und I_{Last} unter Verwendung von Gleichung (4.53) bestimm werden. Schematisch ist der Teststand mitsamt der physikalischen und informationstechnischen Flüsse in Abbildung 60 dargestellt.

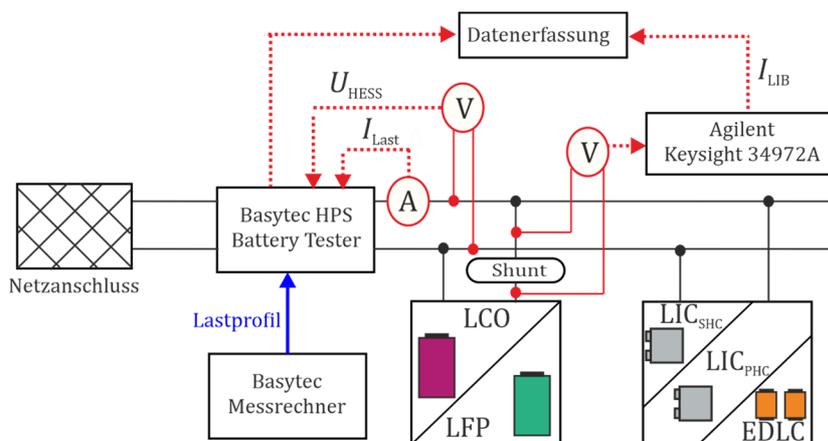


Abbildung 60: Schema des Teststandes für experimentelle Untersuchungen auf Zellebene mit informationstechnischen und elektrischen Verbindungen (abgeändert aus [226])

Die Messdaten, welche vom Agilent Keysight 34972A aufgenommen werden, werden in einer Auflösung von 1 s gemessen. Die Messdaten des Basytec HPS Battery Testers sind in ihrer Auflösung ereignisbasiert und variieren zwischen 1 oder 10 s. Zur Synchronisation der Messdaten wurde folgendes Verfahren angewandt.

Zwischen den Messpunkten beider Messreihen wird linear interpoliert, um einen funktionalen Zusammenhang zwischen dem gemessenen Strom I und der Zeit t zu erhalten. Darauf folgend werden für jede Messreihe die fehlenden Messpunkte ermittelt. Zur Bestimmung der fehlenden Stromwerte werden die Zeitwerte der nichtvorhandenen Messpunkte in die jeweiligen Funktionen eingesetzt. Schematisch ist der Vorgang in Abbildung 61 dargestellt.

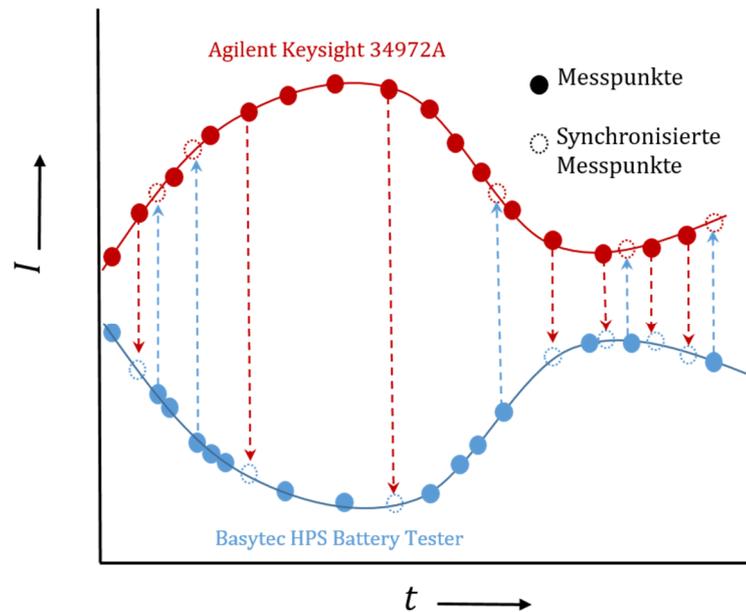


Abbildung 61: Schema zur Datensynchronisation zwischen Basytec HPS Battery Tester und Agilent Keysight 34972A für Untersuchungen auf Zellebene

5.2.1 Bestimmung von Energie- und Leistungsdichte unter Nutzung von Pulsprofilen

Die Bestimmung der Energie- und Leistungsdichte eines Hybridsystems erfolgt nach einer Methode aus der Literatur [179], in welchem ein gepulstes Lastprofil genutzt wird, um das Hybridsystem bezüglich der Energie- und Leistungsdichte zu charakterisieren.

Das Hybridsystem wird zuerst mittels einer 1 C CCCV Ladung auf die maximal zulässige Spannung des Hybridsystems geladen. Die C-Rate bezieht sich hierbei auf die Nennkapazität der verwendeten Lithium-Ionen-Zelle. Die CV Phase wird entweder durch den Abfall des Stromes auf C/20 beendet oder wenn die CV Phase bereits seit 30 min anhält. Nach der Vollladung des Hybridsystems erfolgt die gepulste Entladung des Hybridsystems, bis dessen untere Spannungsgrenze erreicht ist. Der Vorgang beginnt mit einer Entladerate von 0,25 C und wird für jede weitere Entladung erhöht. Die Pulsdauer PD beträgt 10 s bei einem Duty Cycle D von 0,5, was eine Pausendauer von ebenfalls 10 s bedeutet.

Wenn die C-Rate noch unter 1 C liegt, erfolgt die Erhöhung der Entladerate um 0,25 C, über 1 C erhöht sich die Entladerate in 0,5 C-Schritten bis zu einer maximalen Entladerate von 3 C. Da im Speziellen in Rekuperationsanwendungen die maximale Leistung in Laderichtung ein entscheidender Faktor in der Auslegung von Energiespeichersystemen ist, werden in der Auswertung nur die Ergebnisse berücksichtigt, in denen der gemessene Strom der LIB nicht den maximal zulässigen Strom in Laderichtung der LIB überschreitet.

Beispielhaft ist das Lastprofil zur Charakterisierung von Hybridsystemen in Abbildung 62 (a) für ein LFP-LIC_{PHC} System mit dessen Spannungsverlauf in Abbildung 62 (b) dargestellt. Die Bestimmung der Energie- und Leistungsdichte erfolgt für jede Pulsentladung nach Gleichung (4.62) und (4.63).

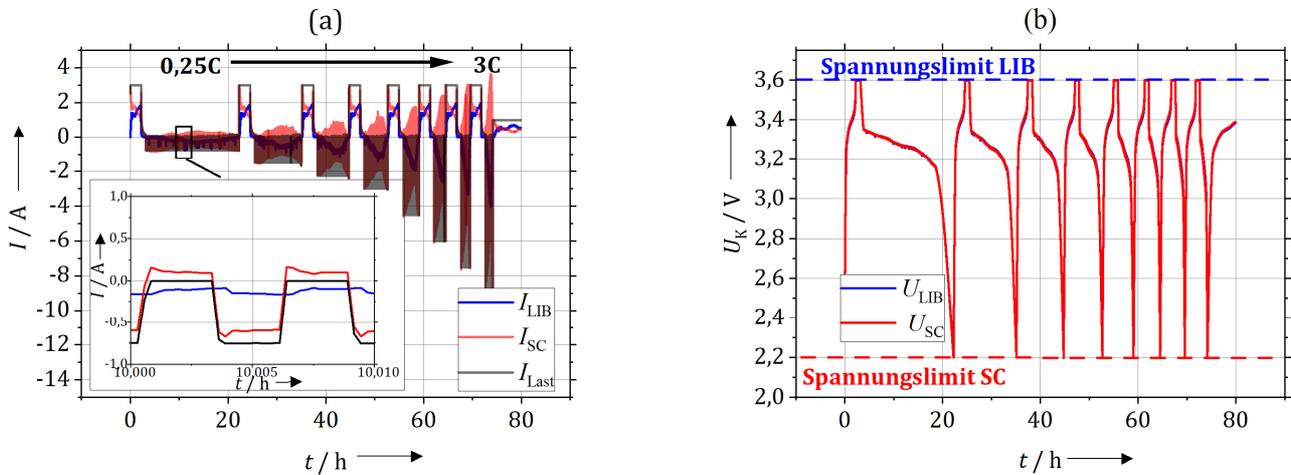


Abbildung 62: Pulslastprofil und Spannungsverlauf für Ragone-Charakterisierungstests auf Zellebene am Beispiel eines 1s1p LFP- LIC_{PHC} 1s1p- Hybriden; (a) Gemessener Stromverlauf des Pulslastprofils; (b) Gemessener Spannungsverlauf mit eingezeichneten Spannungsgrenzen der Lithium-Ionen-Batterie und des Superkondensators

5.3 Teststand: 48 V Systemebene

Wie eingangs dieses Kapitels erwähnt soll das Verhalten von Hybridsystemen ebenfalls auf Systemebene untersucht werden. Hierfür wurde die 48 V Ebene gewählt, da einerseits noch keine für den Menschen gefährlichen Potentiale vorherrschen, andererseits die 48 V Ebene für Anwendungen in der Intralogistik wie auch im Automobilbereich in Bezug auf das Thema Energieeffizienz an Bedeutung gewinnt.

Zur Generierung des Laststromes I_{Last} innerhalb des 48 V Teststandes sind programmierbare Quellen- und Senken- Geräte ausgewählt worden, welche über einen Messrechner mittels USB-Schnittstelle angesteuert werden können. Die technischen Daten der einzelnen Quellen und Senken sind in Tabelle 25 aufgelistet.

Tabelle 25: Technische Daten zu den verwendeten Quellen und Senken-Geräten innerhalb des 48 V Teststandes

Gerät	Quelle	Senke
Hersteller / Name	Heidenpower	Heidenpower
Bezeichnung	HEA-PSI91000-030U3	HEA-ELR91500-030
Spannung	1000 V	1500 V
Strom	30 A	30 A
Leistung	20 kW	21kW
Genauigkeit	< 0,1 % von U_{Nenn} ; < 0,2 % von I_{Nenn}	< 0,3% U_{Nenn} , < 0,4% I_{Nenn}
Schaltzeit	10-90% ΔU in max. 15 ms	10..90% ΔU_{DC} in max. 0,6 ms

Innerhalb des Teststandes sind bis zu 4 Quellen und Senken verbaut und parallelgeschaltet, um einen maximalen Strom von 120 A in Lade- und Entladerichtung bereitstellen zu können. Hierbei fungiert ein Gerät jeweils für Quellen und Senken als Master, welcher die Befehle des Messrechners entgegennimmt und die Last auf die weiteren Quellen oder Senken innerhalb des Verbundes aufteilt.

Der Laststrom I_{Last} wird über den Spannungsabfall eines Shunts (1 mΩ) bestimmt. Zur Datenerfassung misst analog ein Q.bloxx_A107 im Messbereich von ±240 mV den Spannungsabfall am Shunt-Widerstand. Das Signal wird an ein Control-Modul (1xQ.Gate_IP) übergeben, welches das Signal an den Messrechner weiterleitet und hier in einen Stromwert überführt. Die Spannung des Hybridsystems U_{HESS} wird ebenfalls analog über ein Q.bloxx_A107 im Messbereich von ±240 V gemessen und zur weiteren Datenerfassung über das Control-Modul an den Messrechner weitergeleitet. Alle genannten Instrumente zur Datenerfassung stammen aus dem Portfolio des Unternehmens Gantner.

Der Strom der Lithium-Ionen-Batterie I_{LIB} sowie dessen Spannung U_{LIB} wird über dessen BMS System gemessen und an den Messrechner übergeben. Eine detaillierte Beschreibung des Aufbaus der 48 V Energiespeichersysteme erfolgt im Kapitel 5.3.1.

Als Messrechner wurde ein handelsüblicher Desktop-PC benutzt. Für die übergeordnete Steuerung wurde eine am KIT entwickelte Software in der Entwicklungsumgebung von LabVIEW© verwendet, welche die Möglichkeit bietet, den Modulteststand zu betreiben und die Daten in einer Auflösung von 200 ms aufzuzeichnen. Dieser Desktop-PC leitet ebenfalls das gewünschte Lastprofil des Nutzers auf die Quellen und Senken. Die Bestimmung des Stromes des Kondensatorsystems I_{SC} erfolgt nach Gleichung (4.53). Ein schematischer Überblick des Teststandes für die 48 V Ebene ist in Abbildung 63 dargestellt.

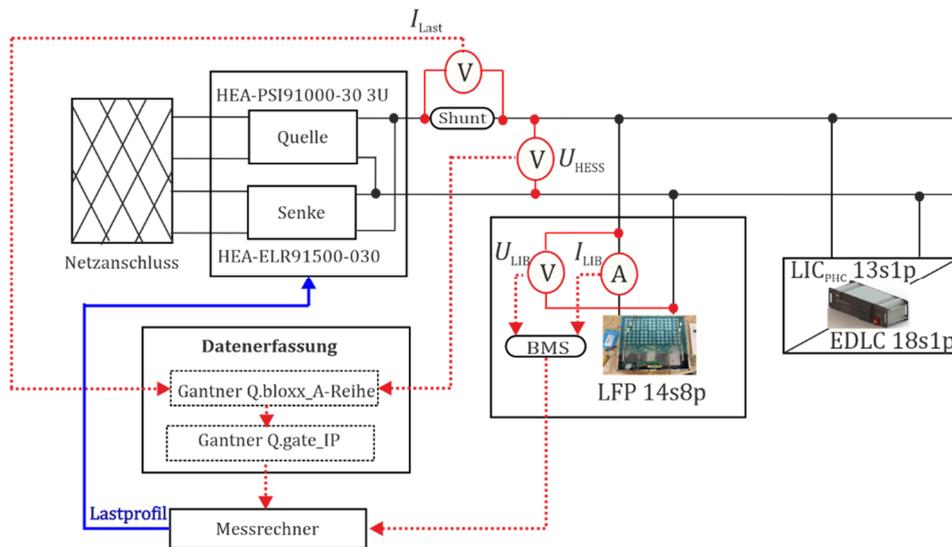


Abbildung 63: Schema des Teststandes für experimentelle Untersuchung auf Systemebene mit elektrischer und informationstechnischer Verbindung (abgeändert aus [226])

5.3.1 Aufbau 48 V Energiespeichersysteme

In diesem Kapitel soll in Kürze der Aufbau und die Charakteristik der genutzten 48 V Energiespeichersysteme vorgestellt werden. Als 48 V Energiespeichersystem wurde auf Seiten der Lithium-Ionen-Technologien ein Batteriesystem unter Nutzung der LFP-Technologie aufgebaut. Für die Darstellung der Superkondensatoren in dieser Versuchsreihe ist ein 48 V Energiespeichersystem auf Basis eines parallelen Lithium-Ionen-Kondensators (LIC_{PHC}) entwickelt und aufgebaut worden. Außerdem wurde ein kommerzielles 48 V EDLC-System des Unternehmens Nesscap (Stand 2017; heute Tesla, Inc.) verwendet.

Das LFP-Energiespeichersystem ist in Abbildung 64 dargestellt und wurde aus jenen LFP-Zellen aus Tabelle 6 aufgebaut. In der Topologie sind 8 Einzelzellen parallelgeschaltet und bilden ein 8p-Zellblock. Zur Parallelschaltung wurden 8 einzelne LFP-Zellen mittels eines Nickelverbinders und des Widerstandsbuckelschweißverfahrens zusammengeschaltet. Zur Erreichung der 48 V Spannungslage wurden 14 einzelne 1s8p-Zellblocks seriell verschaltet, bei denen ebenfalls dieselben Zellverbinder und das Widerstandsbuckelschweißverfahren genutzt wurden. Zusammengefasst besitzt das 48 V Energiespeichersystem aus LFP-Zellen eine 14s8p Topologie.

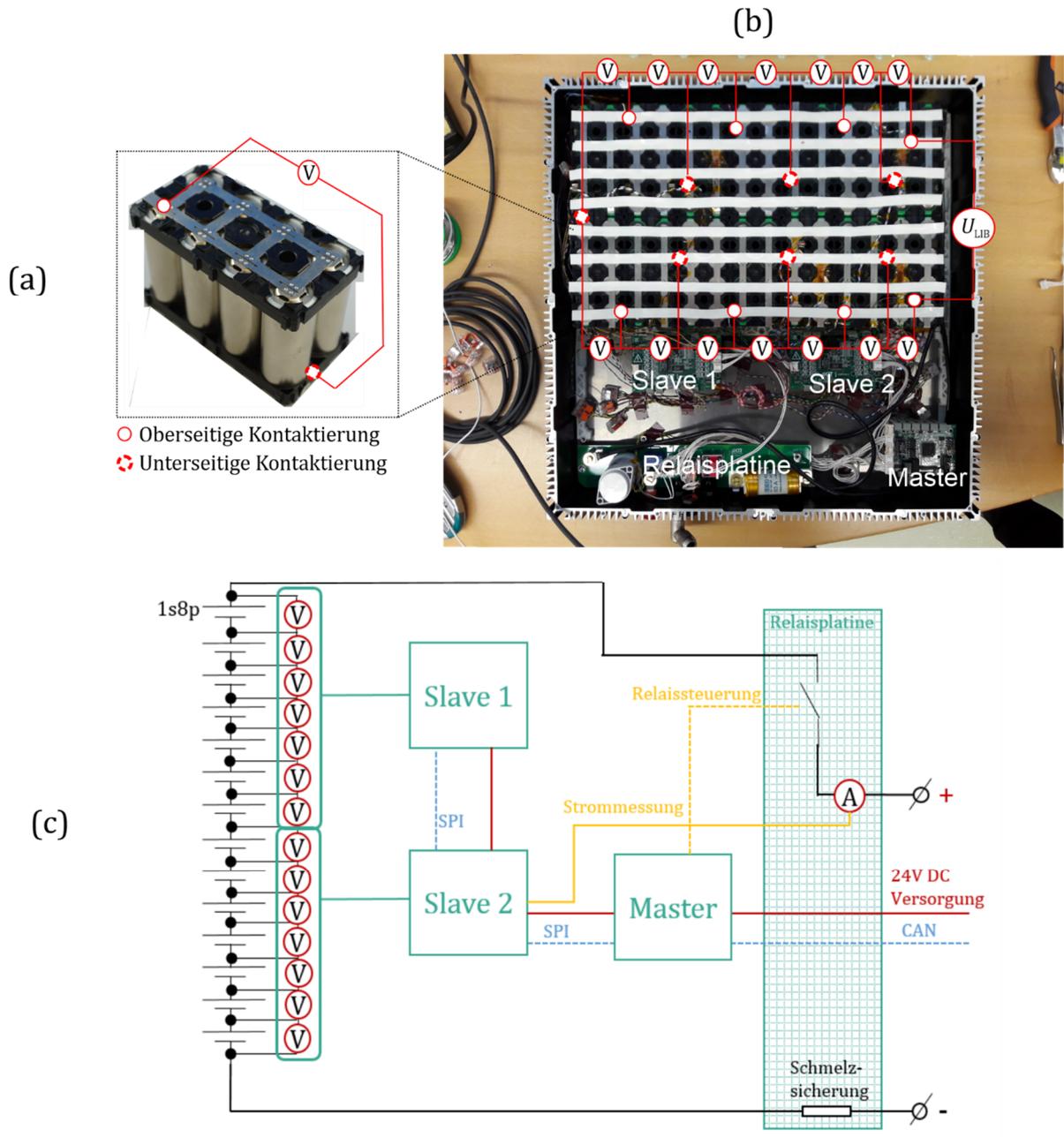


Abbildung 64: Aufbau des 48 V LFP-Systems; (a) Abbildung eines 1s8p Zellblocks mit Kontaktierung der Spannungsmessung; (b) Ansicht des 48 V LFP-Systems von oben mit Bezeichnung der Komponenten; (c) Schaltplan der Komponenten des 48 V LFP-Systems

Die einzelnen Impedanzen Z der 1s8p-Zellblöcke sind mittels einer einfachen Impedanzmessung aufgenommen worden. Hierzu wurde ein HIOKI 3554 battery tester mit einer Genauigkeit von $\pm 1\%$ bei einer Messfrequenz von 1 kHz AC und einem Teststrom von 150 mA verwendet. Die gemessenen Widerstände Z_i und deren absoluten Häufigkeit H sind in Abbildung 65 abgebildet.

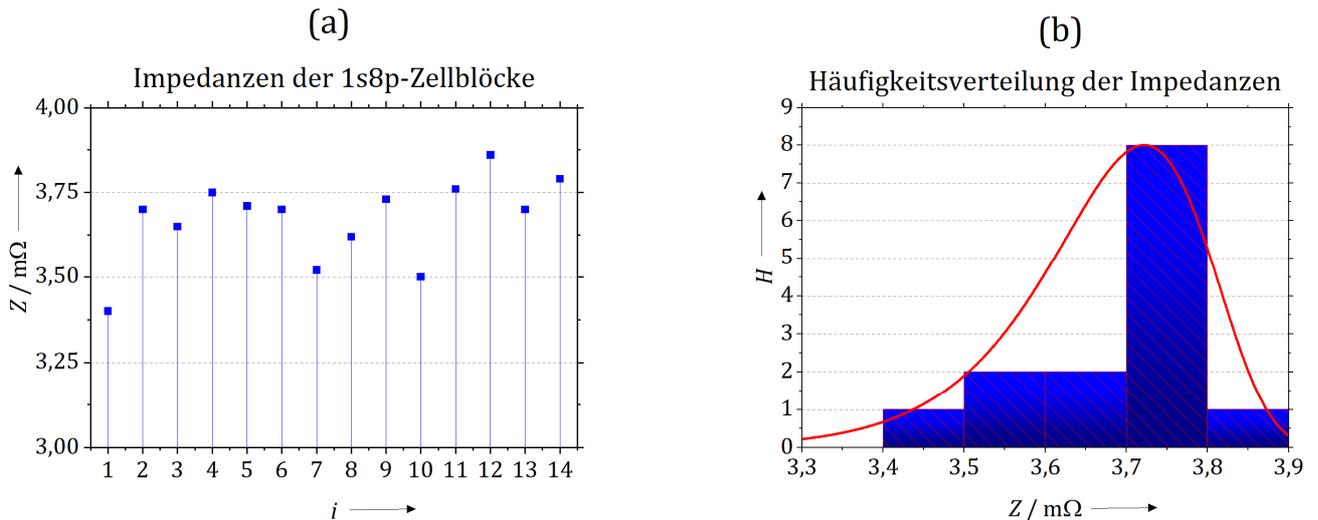


Abbildung 65: (a) Gemessene Impedanzen der 1s8p Zellblöcke innerhalb des 14s8p LFP-Batteriesystems; (b) Häufigkeitsverteilung der gemessenen Impedanzen

Um die Sicherheit während des Betriebes zu gewährleisten, überwacht eines am Batterietechnikum des KIT entwickeltes BMS die Temperatur sowie die Spannungen innerhalb des Batteriesystems. Eine Spannungsüberwachung (s. Abbildung 64) erfolgt für jeden 1s8p Zellblock sowie für die Gesamtspannung U_{LIB} des Batteriesystems. Zur Temperaturüberwachung stehen 8 Temperaturkanäle zur Verfügung, welche über den Energiespeicher an den Nickelverbindern, innerhalb der 1s8p Zellblöcke und auf dem Zellmantel der Einzelzellen verteilt worden sind.

Das BMS besteht aus 2 Slave-Platinen, einer Master-Platine sowie der Relaisplatine. Das BMS ist in der Lage über ein passives Balancingverfahren Spannungsungleichheiten der einzelnen 1s8p Zellblöcke entgegenzuwirken. Hierfür ist das BMS mit Balancing-Widerständen (33,25 $m\Omega$) ausgestattet, über welche sich die einzelnen 1s8p Zellblöcke mit einem Balancing-Strom $I_{balancing}$ von 60 bis 108 mA entladen, um ihre Spannung anzugleichen. Das Balancing startet, wenn die Spannungsabweichung zwischen den 1s8p Zellblöcken 20 mV beträgt und endet, wenn der Spannungsunterschied auf 10 mV gesunken ist. Das Relais wird zur Stromunterbrechung vom BMS geöffnet, wenn entweder einer der Temperatursensoren eine Temperatur größer als 60 °C aufweist (maximal zulässige Temperatur der Zelle laut Datenblatt ca. 75 °C) oder die minimale oder maximale Spannungsgrenze der LFP-Zelle verletzt wird.

Für den Aufbau des 48 V LIC_{PHC}-Energiespeichersystems sind aus Tabelle 12 die LIC_{PHC}-Zellen in der Topologie 13s1p verwendet worden. Zur Sicherstellung eines gefahrungsfreien Betriebes wurde hier ebenfalls das KIT-BMS adaptiert und verwendet. Die Impedanzen Z_i der verbauten Zellen wurden im Vorfeld gemessen und sind in Abbildung 66 gemeinsam mit ihrer absoluten Häufigkeit H abgebildet.

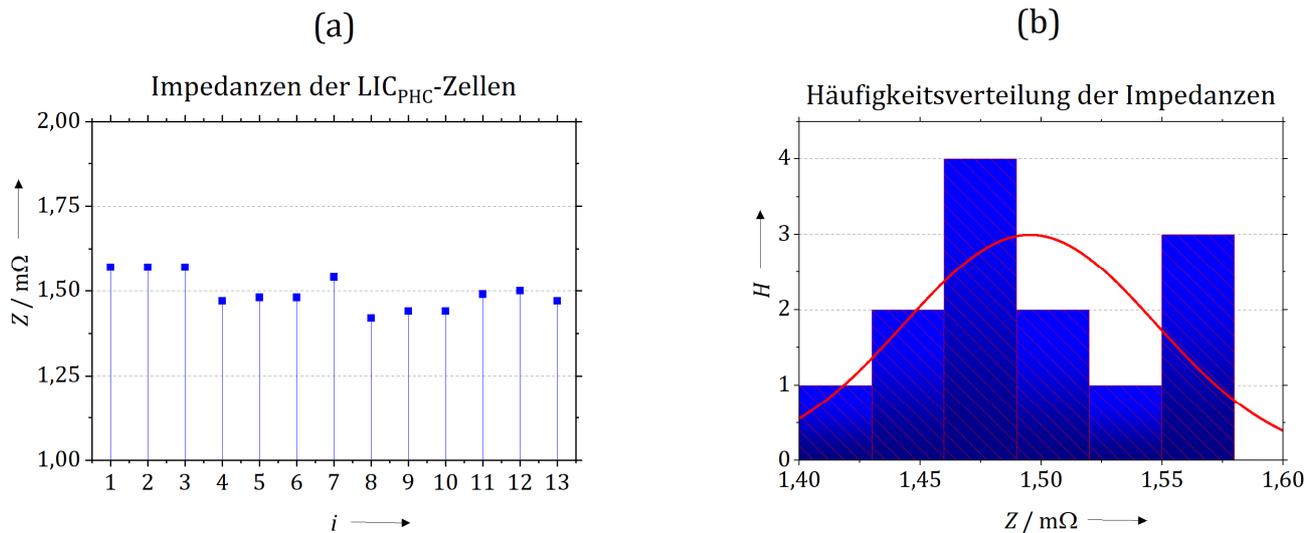


Abbildung 66: (a) Gemessene Impedanz der einzelnen LIC_{PHC}-Zellen im 13s1p LIC_{PHC}-Energiespeichersystem; (b) Häufigkeitsverteilung der gemessenen Impedanzen

Um die LIC_{PHC} elektrisch zu verbinden, wurden deren elektrischen Kontakte – auch Tabs genannt – mittels Kupferplatinen miteinander durch eine Pressverbindung verbunden, wobei für eine serielle Schaltung auf die gegensätzliche Polung der zu verpressenden Tabs zu achten ist. Zusätzlich sollen laut Herstellerangaben die LIC_{PHC}-Zellen für den Betrieb mit 50 bis 100 kg gepresst werden. Hierfür wurden zwei Stahlplatten angebracht, um die Zelle mit 50 kg zu verspannen. Der Aufbau sowie eine schematische Zeichnung des Tabs ist in Abbildung 67 dargestellt.

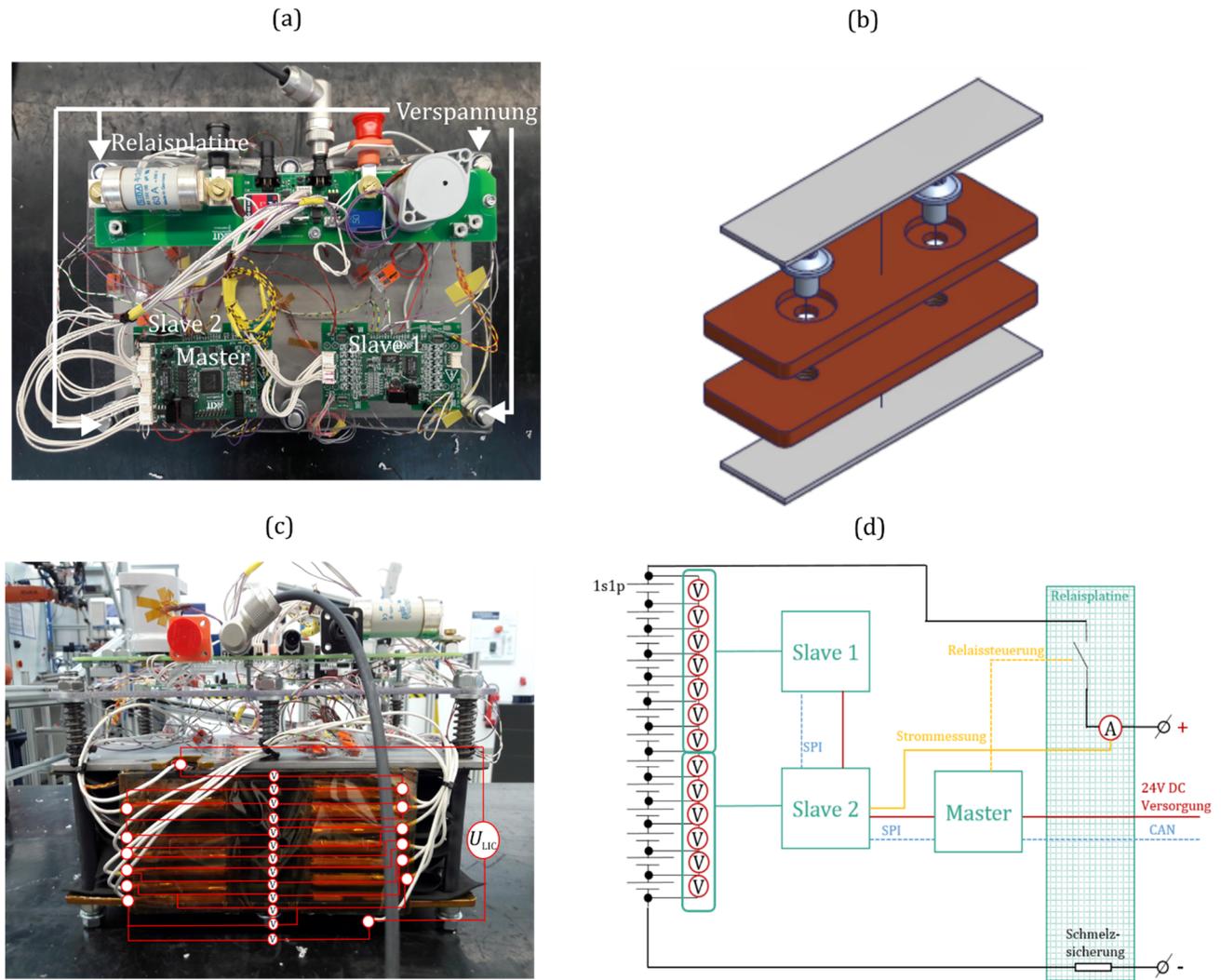


Abbildung 67: (a) Betrachtung des 48 V LIC_{PHC}-Systems von oben mit Ansicht auf die BMS Komponenten und die Verspannungsstellen zur Aufbringung der notwendigen Druckkraft von 50 kg; (b) Technische Zeichnung der verwendeten Tabs aus Kupfer zur elektrischen Kontaktierung der Einzelzellen durch eine Pressverbindung; (c) Seitenansicht mit Darstellung der angebrachten Spannungssensoren zur Einzelzellüberwachung sowie den Anschlüssen zur Messung der Gesamtspannung U_{LIC} ; (d) Schaltplan der BMS Einheit für das 48 V LIC_{PHC}-System

Wie beim 48 LFP-Batteriesystem besteht das BMS aus 2 Slave-Platinen, einer Master-Platine sowie einer Relaisplatine, welche vom Master zur Öffnung des Relais angesteuert wird, wenn die maximal zulässige Temperatur oder die festgelegten minimalen und maximalen Spannungsgrenzen verletzt werden. Der Spannungsabgriff erfolgt für jede einzelne Zelle und öffnet, wenn die Spannungsgrenzen aus Tabelle 12 verletzt werden. Die Temperaturgrenze ist hier ebenfalls auf 60 °C festgelegt und die Temperatur wird am Zellmantel sowie an der Kupferverbindung des Stromausgangs des Energiespeichersystems gemessen. Das BMS führt ebenfalls ein Balancing-Verfahren durch, welches bei einer Spannungsabweichung von 80 mV beginnt und bei einer bestehenden Abweichung von 10 mV beendet wird. Für die ohmschen Widerstände der Balancing-Widerstände sowie des Balancing-Stromes $I_{balancing}$ zählen die Angaben des LFP-Batteriesystems.

Zur Realisierung des 48 V EDLC-Systems ist ein kommerzielles 48 V System der Firma Nesscap (ab 2017 Maxwell Technologies und seit 2019 zugehörig zu Tesla, Inc.) verwendet worden (s. Abbildung 68). Dieses besitzt die Topologie 18s1p mit den 3000 F EDLC-Zellen aus Tabelle 12. Dieses besitzt kein eigenes BMS, daher erfolgt die Spannungsüberwachung des Energiespeichersystems mit Hilfe des Teststandes.

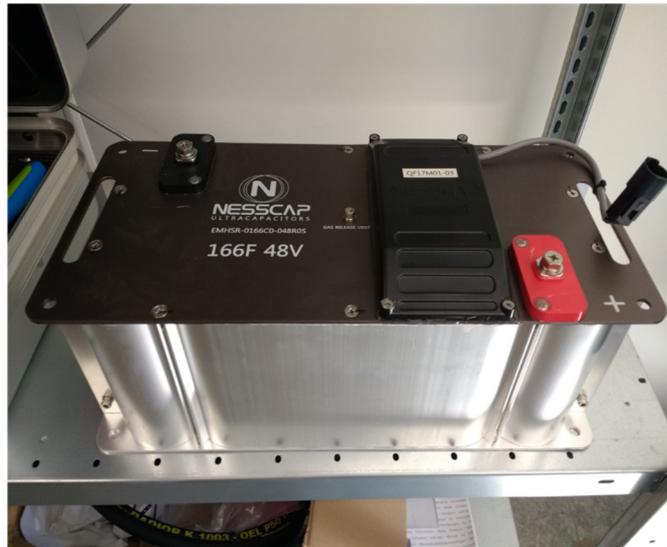


Abbildung 68: 48 V EDLC-System des Unternehmens Nesscap bestehend aus 18 seriell geschalteten 3000 F EDLC

Grundsätzlich kann die Nennkapazität der Energiespeichersysteme aus den Daten der Einzelzellen und der Topologie bestimmt werden. Diese entspricht jedoch eher einer theoretischen Nennkapazität, da Energiespeichersysteme gegenüber einzelnen Zellen wesentlich komplexer sind.

Zusätzliche ohmsche Widerstände, streuende Qualitäten der Einzelzellen sowie die Platzierung der Spannungsmessung beeinflussen, ab wann das BMS eine Überspannung bzw. Unterspannung des Energiespeichersystems aufzeichnet. Zur Bestimmung der tatsächlichen Nennkapazität der genutzten Energiespeichersysteme wurden mittels empirischem Vorgehen die Spannungsgrenzen ermittelt, bei welchen das BMS das Relais zur Absicherung des Energiespeichersystems öffnet. Hierzu wurde zunächst bestimmt, bis zu welcher Spannungsgrenze eine 1 CCCV Ladeverfahren möglich ist, wobei sich die 1 C Ladung nach der theoretischen Nennkapazität richtet. Anschließend wurde eine 1 C CC Entladung und eine 0,5 C Entladung durchgeführt, welche die eingeladene Ladung als Stromäquivalent verwendet. Die aufgezeichneten Entladevorgänge mit den ermittelten Ladungsmengen der Energiespeichersysteme sind in Abbildung 69 dargestellt.

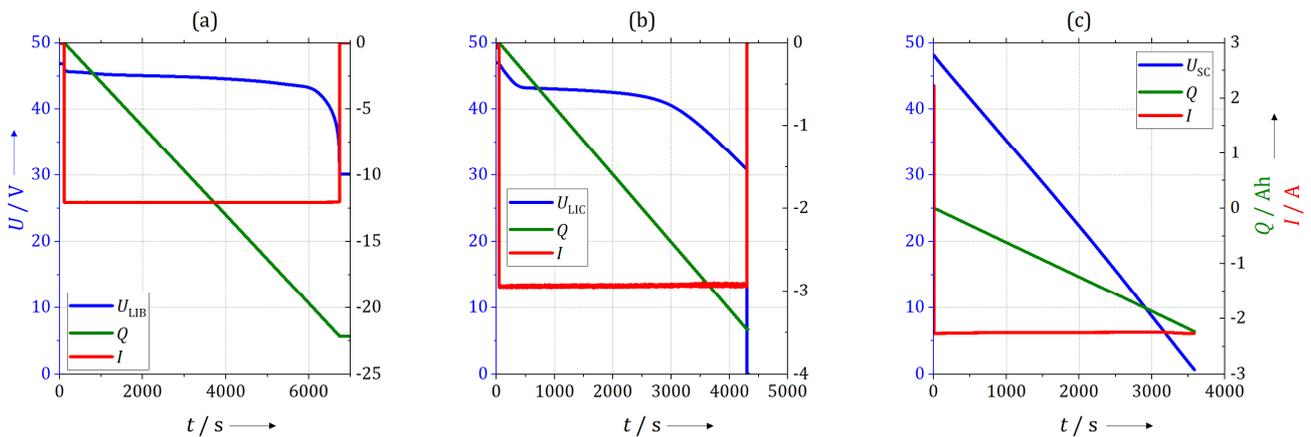


Abbildung 69: Entladevorgänge zur Nennkapazitätsbestimmung der 48 V Energiespeichersysteme mit den Verläufen der Systemspannung, Strom sowie Stromdurchsatz; (a) 0,5 C CC Entladung des 48 V LFP-Systems; (b) 1 C CC Entladung des 48 V LICPHC-Systems; (c) 1 C CC Entladung des 48 V EDLC-Systems

Die maximale Ladungsmenge, welche bei der Entladung entnommen wurde, ist in Tabelle 26 zusätzlich zu den empirisch ermittelten Spannungsgrenzen und den theoretischen Parametern aufgelistet.

Tabelle 26: Technische Parameter der 48 V Energiespeichersysteme

System	Topologie	$U_{\min} - U_{\max}$ theoretisch* / V	Q_0 theoretisch* / Ah	$U_{\min} - U_{\max}$ empirisch / V	Q_0 empirisch / Ah
LFP	14s8p	28 - 50,4	24	32,0 - 48,5	22,45
LiC _{PHC}	13s1p	28,6 - 49,4	4,3	30,7 - 47,5	3,46
EDLC	18s1p	0 - 48,0	2,25	0,1 - 48,0	2,22

*basierend auf technischen Daten der Zellen aus Tabelle 12 und verwendeter Topologie

5.3.2 Analyse der Leistungssteigerung durch variierende Pulsprofile

Die Ermittlung der Energie- und Leistungsdichte erfolgt nach den gleichen Prinzipien, welche bereits für die Analyse der Hybridsysteme auf Zellebene vorgestellt worden sind. Neben der Untersuchung der Energie- und Leistungsdichte bei einer Pulsdauer PD von 10 s und einem Duty Cycle D von 0,5 sind die Energie- und Leistungsdichte für weitere Pulslastprofile analysiert worden. Die gewählten Verhältnisse aus Puls- und Pausendauer orientieren sich an Pulsprofilen, welche in praktischen Anwendungen, wie beispielsweise in 48 V Hybriden, auftreten können.

Zur Ermittlung applikationsnaher Pulsprofile wurde das Lastprofil der USABC analysiert, welches zur Eignungsfeststellung von Energiespeichersystemen für die 48 V Mild-Hybrid-Anwendung entwickelt worden ist [11]. Dieses wird in Kapitel 7 näher vorgestellt, jedoch soll an dieser Stelle erläutert werden, dass auf Grund der Analyse des Lastprofils ein Duty Cycle D von 0,03 bei Pulsdauern von 10 s, 5 s und 2 s für die Versuchsreihe gewählt worden ist. Abbildung 70 zeigt in den Grafiken (a) und (c) zwei exemplarische Pulsprofile, welche zur Analyse der Energie- und Leistungsdichte gewählt worden sind. In Abbildung 70 (a) ist ein Pulsprofil von 10 s Pulsdauer bei einem Duty Cycle von 0,5 zu sehen, in (c) ist ein Lastprofil für eine Pulsdauer von 2 s bei einem Duty Cycle von 0,03 dargestellt. Die Abbildungen (b) und (d) zeigen die obere und untere Spannungsgrenze, welche durch die Wahl der Komponenten des Hybridsystems festgelegt sind.

Zur Bestimmung der Energie- und Leistungsdichte werden ebenfalls die Gleichungen (4.62) und (4.63) verwendet, jedoch wird als Masse m_{ESS} nur die Gesamtmasse der Zellen berücksichtigt und der Einfluss der zusätzlichen Komponenten ignoriert. Wie auf Zellebene werden nur jene Ergebnisse in der Auswertung berücksichtigt, in welchen der Strom der Lithium-Ionen-Batterie I_{LIB} nicht die maximal zulässige Stromstärke in Laderichtung überschreitet. In diesem Fall würde auf Systemebene das Experiment abbrechen, da das BMS durch den Überstrom das Relais öffnet und somit eine weitere Belastung des Lithium-Ionen-Batteriesystems verhindert.

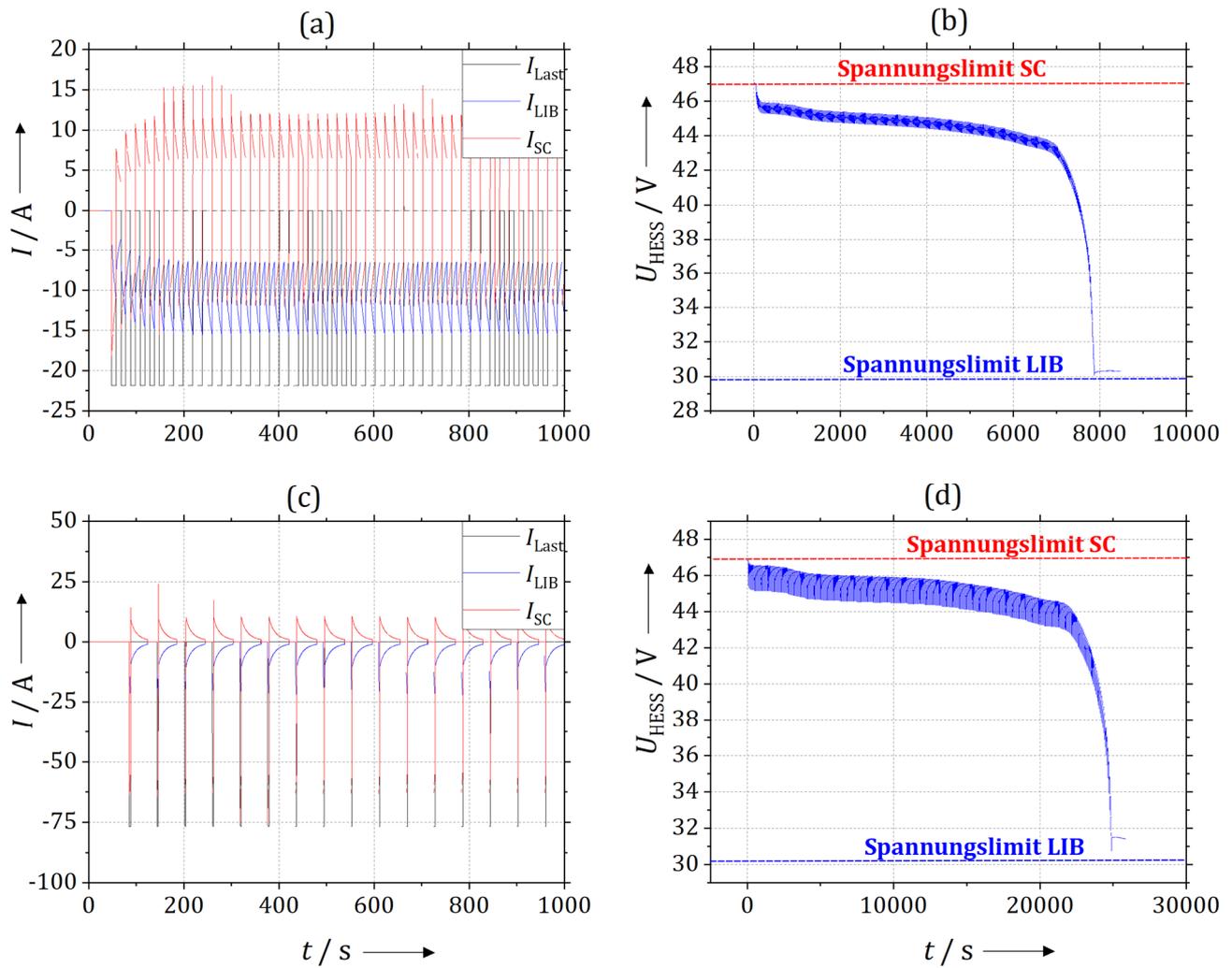


Abbildung 70: Strom- und Spannungsverläufe für zwei Pulslastprofile am Beispiel des 48 V LFP-EDLC-Hybriden; (a) Stromaufteilung für ein Pulsprofil mit 10 s Pulsdauer und einem Duty Cycle von 0,5 bei einer Stromstärke äquivalent zu 1 C bezogen auf die Nennkapazität des LFP-Systems; (b) Spannungsverlauf zu Pulslastprofil aus (a); (c) Stromaufteilung für ein Pulslastprofil mit einer Pulsdauer von 2 s und einem Duty Cycle von 0,03 bei einer Stromstärke äquivalent zu ca. 3 C bezogen auf die Nennkapazität des LFP-Systems; (d) Spannungsverlauf zu Pulslastprofil aus (c)

6 Ergebnisse und Diskussion der experimentellen Untersuchung

Die Ergebnisse der experimentellen Studie sollen in diesem Kapitel auf zwei Wegen dargestellt werden, um im Einzelnen die verschiedenen Einflüsse auf das Betriebsverhalten und die Eigenschaften des Hybridsystems zu erläutern. Zunächst soll betrachtet werden, wie sich die erbrachte Leistung des Hybridverbundes auf dessen einzelne Komponenten verteilt. Im zweiten Schritt werden die Ergebnisse im Rahmen der Vermessung der Energie- und Leistungsdichte, der für sich allein stehenden Technologien sowie der Hybridsysteme auf Zell- und Systemebene dargestellt.

6.1 Lastverteilung innerhalb passiver Hybridsysteme

Die experimentell gemessenen Ströme der Last I_{Last} und der Lithium-Ionen-Batterie I_{LIB} für die Hybridsysteme auf Zellebene sind in Abbildung 71 dargestellt und zeigen, dass während der konstanten Ladung maßgeblich die LIB-Komponente des Hybridsystems den Strom führt, während hingegen unter pulsartiger Belastung die SC-Komponente den Strom führt und die Belastung der LIB im Vergleich zur konstanten Ladung deutlich reduziert ist. Dieser Strom ist auf Grund der Lesbarkeit nicht in der genannten Abbildung dargestellt, ergibt sich aber aus der Differenz zwischen Laststrom I_{Last} und LIB-Strom I_{LIB} .

Ausnahmen der beschriebenen Regel bilden die Hybridsysteme unter Nutzung der LIC_{PHC}-Technologie als SC-Komponente. Am Beispiel des LCO-LIC_{PHC}-Hybriden in Abbildung 71 (e) ist zu erkennen, dass die LCO-Zelle im Vergleich zu den anderen Hybriden sowohl während der konstanten Ladung als auch unter der Pulsbelastung kaum belastet wird. Im Vergleich zu den Hybridsystemen unter Nutzung der LIC-Technologie (LIC_{SHC} und LIC_{PHC}) zeigen Hybridsysteme mit EDLC die größte LIB-Belastung auf. Unter konstanter Last wird der Großteil des Stromes von der LIB aufgenommen und während der Pulsentladung wird ca. die Hälfte des jeweils angeforderten Stromes von der LIB bereitgestellt. Die maximal gemessene LIB-Temperatur T_{LIB} beträgt während der Pulsbelastung mit 3 C für das LCO-EDLC-System knapp 40 °C. Zur Bestimmung der Leistungsdichte p_{ESS} der Hybridsysteme werden nur die gemessenen Ströme berücksichtigt, welche nicht die Stromstärke zum maximal zulässigen C-Raten Äquivalent in Laderichtung überschreiten. Die Bereiche, die nicht berücksichtigt werden, sind in Abbildung 71 schraffiert.

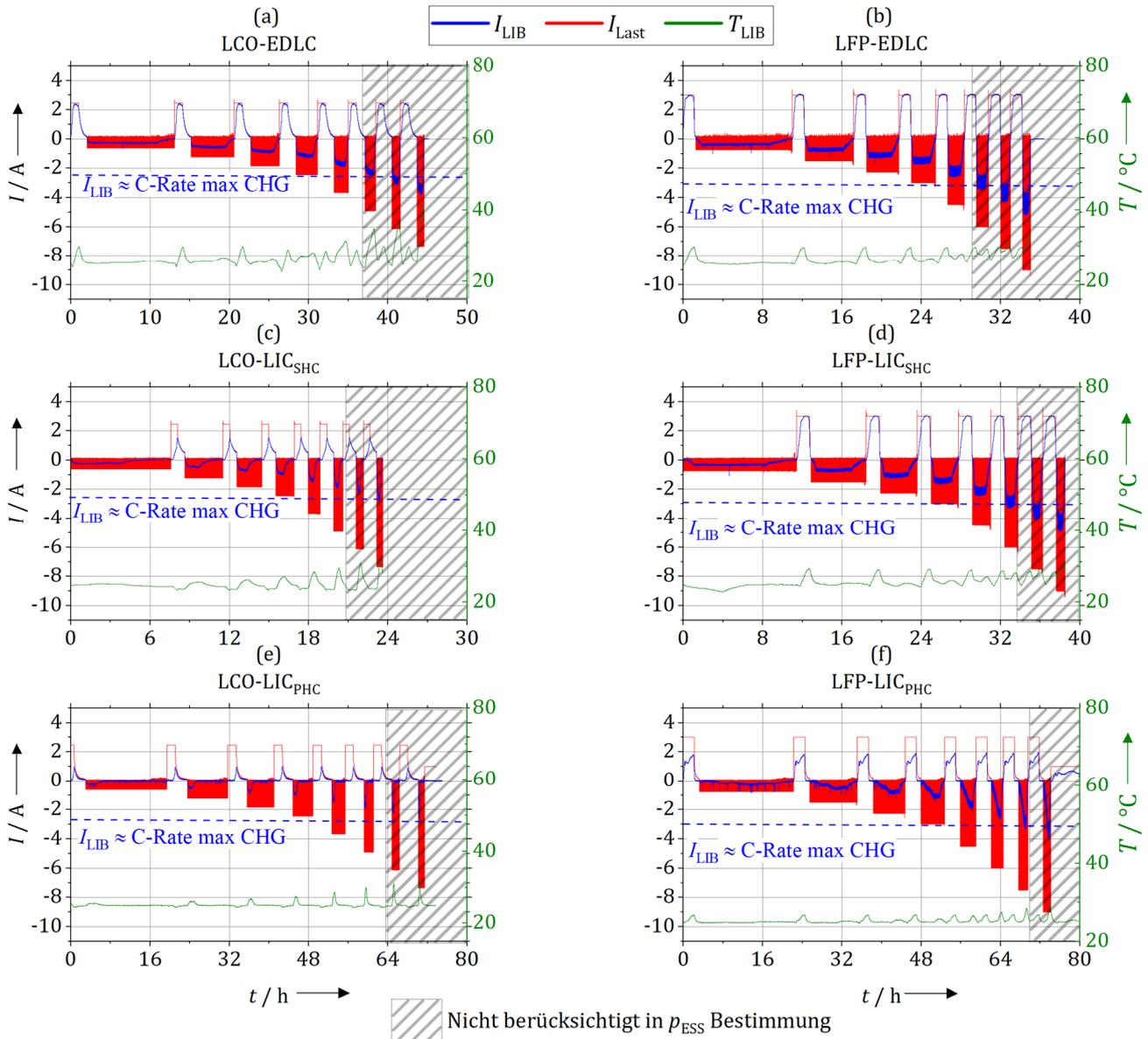


Abbildung 71: Messung des LIB-Stromes und der LIB-Temperatur auf Zellebene zur Charakterisierung der Energie- und Leistungsdichte von Hybridsystemen (abgeändert aus [226])

Die Lastverteilung wird in durch das Leistungsverhältnis P_{Ratio} wiedergegeben und berechnet sich aus dem Quotienten der effektiven Batterieleistung $P_{LIB,RMS}$ und der effektiven Superkondensatorleistung $P_{SC,RMS}$ dargestellt in Gleichung (6.1), wobei nur die Zeiträume betrachtet werden, in denen das Pulssignal aktiv ist ($g(t)=1$). Ein Verhältnis von $P_{Ratio}>1$ bedeutet, dass während den Pulsen die Lithium-Ionen-Batterie mehr Leistung abgibt, während hingegen ein $P_{Ratio}<1$ eine höhere Leistungsabgabe des Superkondensators wiedergibt. Gleichung (6.2) zeigt die Berechnung des Effektivwertes der Leistung, wobei der Index x initiiert, ob es sich um die Betrachtung der Lithium-Ionen-Batterie (LIB) oder des Superkondensators (SC) handelt. Die Größen τ und κ geben wie bereits in Kapitel 4.4.2 vorgestellt, die Gesamtzeit τ des Experiments, wie auch den Anteil κ , in denen $g(t)=1$ während der Gesamtzeit τ aktiv ist, wieder.

$$P_{Ratio} = \frac{P_{LIB,RMS}}{P_{SC,RMS}} \quad (6.1)$$

$$P_{x,\text{RMS}} = \sqrt{\frac{1}{\kappa \cdot \tau} \int_{t=1}^{\tau} [U_x \cdot I_x \cdot g(t)]^2 dt} \quad (6.2)$$

Die Auswertungen des Leistungsverhältnisses P_{Ratio} auf Zellebene sind in Abbildung 72 (a) und auf Systemebene in Abbildung 72 (b) dargestellt. In Abbildung 72 (a) ist das Leistungsverhältnis einerseits für das Pulsprofil (10 s, D 0,5) aufgeführt und andererseits auch für den 1C CCCV Ladevorgang zwischen den Pulsprofilen. Das Leistungsverhältnis P_{Ratio} ist in den meisten Hybridsystemen deutlich auf Seiten der Lithium-Ionen-Batterie. Sehr signifikant tritt dies in den Hybridisierungsvarianten mit der EDLC-Technologie auf. Hier trägt im LCO-EDLC-Verbund die Lithium-Ionen-Batterie eine ca. 2,8-fach höhere Leistung als die EDLC-Komponente. Im LFP-EDLC-Verbund steigt das Verhältnis auf ca. das 3,8-fache weiter an. Neben den beiden genannten Hybridsystemen weist auch das LFP-LIC_{SHC}-System ein Leistungsverhältnis von größer 1 auf. Die Hybridsysteme unter Nutzung der parallelen Lithium-Ionen-Kondensatorhybride zeigen Leistungsverhältnisse von unter 1 auf, was bedeutet, dass in diesen Ladevorgängen die meiste Leistung von den Hybridkondensatoren bereitgestellt, bzw. aufgenommen wurde. Am deutlichsten ist dies für das LCO-LIC_{PHC}-System mit einem Leistungsverhältnis P_{Ratio} von ca. 0,2 der Fall.

Die Betrachtung der Leistungsaufteilung unter der Pulsbelastung gibt ein grundsätzlich anderes Bild der Leistungsverhältnisse im Vergleich zu konstanter Belastung wieder. In allen betrachteten Hybridsystemen wird der größte Anteil der Leistung von der SC-Komponente bereitgestellt. Hervorgehoben werden sollte hierbei das LFP-EDLC-System, da hier das Leistungsverhältnis P_{Ratio} von ca. 0,9 eine fast gleichmäßige Belastung wiedergibt und das LCO-LIC_{PHC}-System, welches unter konstanter und dynamischer Belastung annähernd gleiche Leistungsverhältnisse erreicht.

Der Schwerpunkt der Betrachtung der Leistungsverhältnisse auf Systemebene in Abbildung 72 (b) liegt auf der Untersuchung, wie sich die Form des Pulses auf das Leistungsverhältnis auswirkt. Betrachtet werden zunächst die Ergebnisse für die 10 s D 0,5 Pulse, welche zeigen, dass sich für beide Hybridsysteme annähernd gleiche Leistungsverhältnisse von P_{Ratio} ca. 1,4 bis 1,5 ergeben. Im Vergleich zu ihren entsprechenden Hybridsystemen auf Zellebene verschiebt sich im Fall des Hybridverbundes LFP-LIC_{PHC} das Leistungsverhältnis P_{Ratio} hin zu einer erhöhten Batteriebelastung. Im Falle der LFP-EDLC-Systeme reduziert sich das Leistungsverhältnis von 3,8 auf ca. 1,4.

Wird der Duty Cycle D für die 10 s Pulse von 0,5 auf 0,03 reduziert, so wird die meiste Leistung von der SC-Komponente bereitgestellt. Das Verhältnis P_{Ratio} nimmt einen Wert von knapp über 0,5 für beide Hybridvarianten ein. Die Reduzierung der Pulsdauer von 10 s auf 5 s und 2 s führt zu einer weiteren Verschiebung der Leistungsbereitstellung zur Superkondensator-Komponente. Für das LFP-LIC_{PHC} System verändert sich das Leistungsverhältnis von ca. 0,7 für 10 s zu 0,5 für 2 s nur geringfügig. Im Gegensatz dazu verändert sich das Leistungsverhältnis für das LFP-EDLC-System von ca. 0,6 für 10 s zu 0,25 für 2 s wesentlich deutlicher.

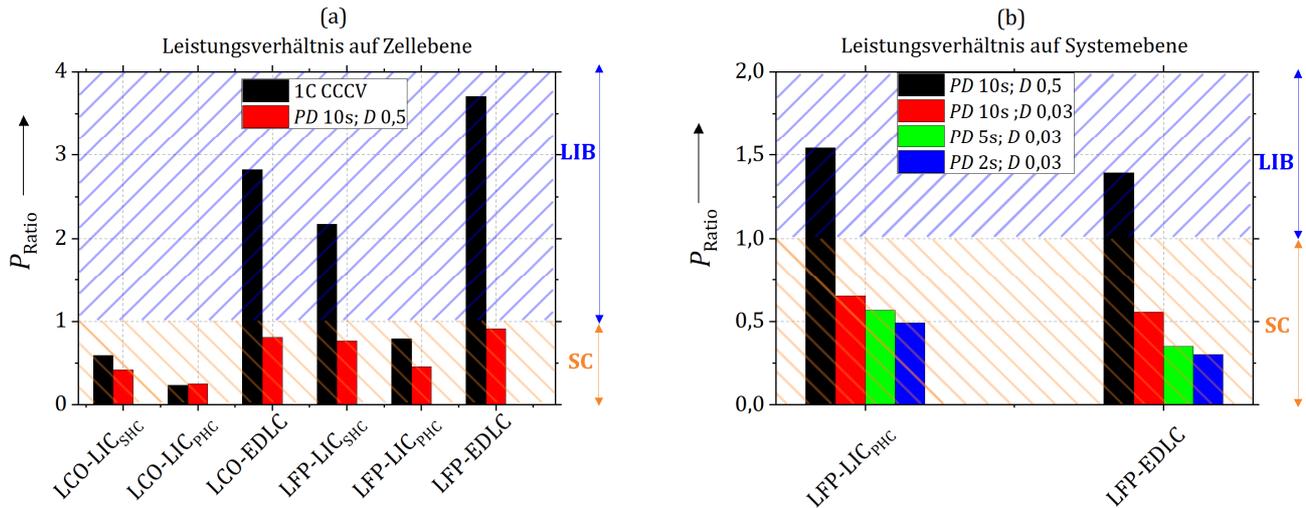


Abbildung 72: Analyse des Leistungsverhältnisses P_{Ratio} für die Versuchsreihen auf Zellebene (a) und auf 48 V Systemebene (b)

Um die Änderung des P_{Ratio} in Abhängigkeit der Pulsdauer und des Duty Cycles besser verstehen zu können, sind in Abbildung 73 die aufgezeichneten Stromprofile der 48 V Experimente zur Bestimmung der Energie- und Leistungsdichte dargestellt. Die gestrichelte Linie deutet hierbei die 1 C äquivalente Strombelastung des 48 V LFP Systems an, welche nicht überschritten werden darf. Es ist dabei für beide Hybridsysteme deutlich zu erkennen, dass der geforderte Laststrom I_{Last} für ein Pulsprofil von $PD\ 10\ s\ D\ 0,5$ zum Pulsprofil von $PD\ 2\ s\ D\ 0,03$ deutlich zunimmt. Während für das Pulsprofil von $PD\ 10\ s\ D\ 0,5$ für beide Hybridsysteme ein Laststrom von knapp über 30 A angefordert werden kann, ohne das LIB-System zu überlasten, steigt der mögliche Laststrom für den LFP-EDLC Hybriden auf knapp 80 A und für den LFP-LiC_{PHC}-Hybrid auf 60 A an. Der Strom der Lithium-Ionen-Batterie erreicht für alle Pulsprofile seinen maximal zulässigen Strom, welcher innerhalb des Pulses nicht überschritten wird. Die Stromabgabe der SC-Komponente hingegen nimmt bei geringeren Pulsdauern und Duty Cycle deutlich zu. Für beide Hybridsysteme beträgt für ein $PD\ 10\ s\ D\ 0,5$ Pulsprofil die Stromabgabe des SC-Systems ca. 25 A und steigt für ein Pulsprofil von $2\ s\ D\ 0,03$ auf 40 A bis teilweise 60 A an.

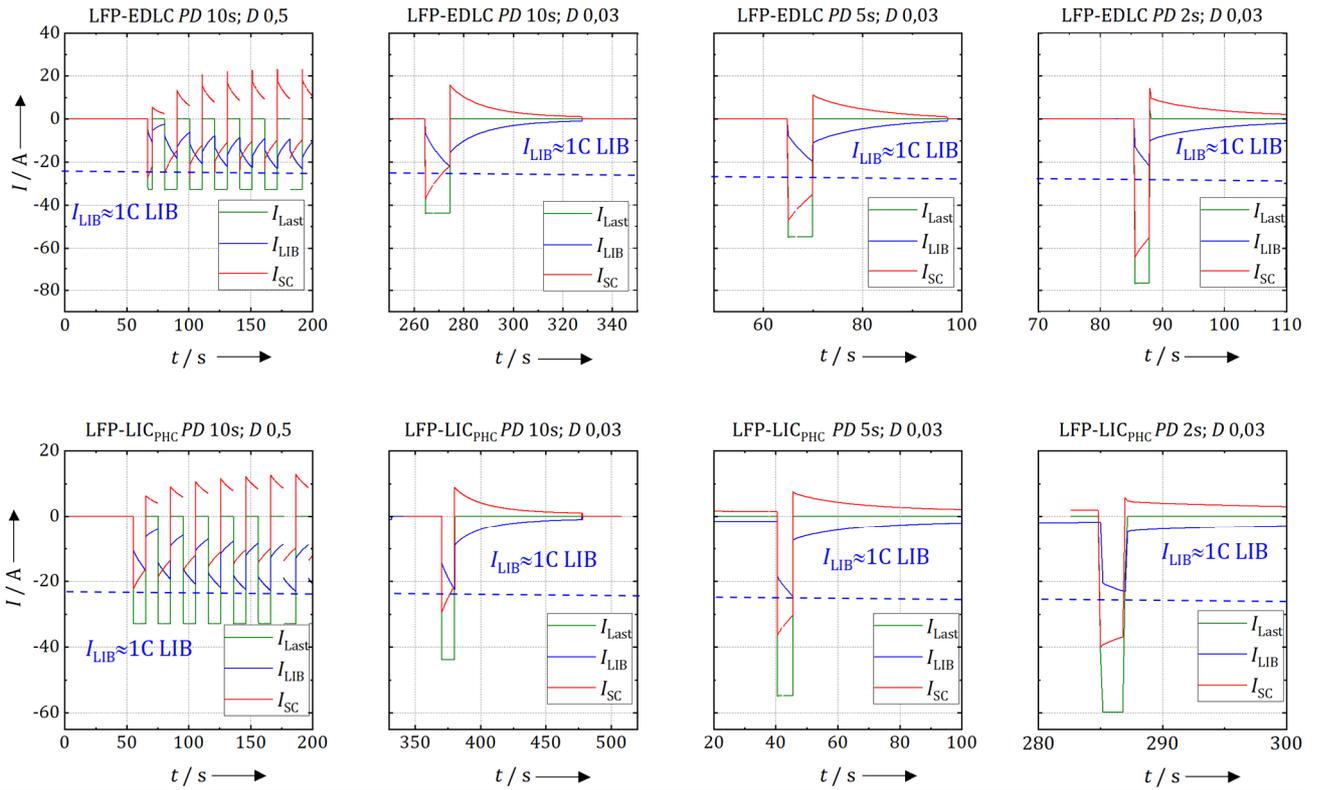


Abbildung 73: Aufgezeichnete Stromprofile der Hybridsystem-Komponenten sowie des erbrachten Laststroms für verschiedene Pulslastprofile

6.2 Ragone-Diagramm

In diesem Kapitel sollen die bestimmten Energie- und Leistungsdichten für die einzelnen Technologien und die Hybridvarianten auf Zell- und Systemebene vorgestellt werden. Zur Vereinfachung sind die Energie- und Leistungsdichten der Hybridsysteme (HESS) und Batteriesysteme (BESS) identisch als Energiedichte e_{ESS} bzw. der Leistungsdichte p_{ESS} bezeichnet. In Tabelle 27 sind die berechneten Energie- und Leistungsdichten für die einzelnen Technologien auf Zellebene aufgelistet. Die Auswertung der Energie- und Leistungsdichte beziehen sich hierbei auf die jeweiligen Messreihen bis zum Erreichen der maximalen C-Rate, welche in Laderichtung erlaubt ist. Des Weiteren sind noch die Energie- und Leistungsdichten aus den jeweiligen Datenblättern, soweit verfügbar, angegeben.

Tabelle 27: Energie- und Leistungsdichte der einzelnen Technologien auf Zellebene

Zelltyp	C-Rate	Messung		Datenblatt	
		$e_{\text{ESS}} / \text{Whkg}^{-1}$	$p_{\text{ESS}} / \text{Wkg}^{-1}$	$e_{\text{ESS}} / \text{Whkg}^{-1}$	$p_{\text{ESS}} / \text{Wkg}^{-1}$
LCO	0,25	229,08	66,90	196	
	0,5	218,32	116,54		
	0,75	209,45	149,71		
LFP	0,25	119,21	29,91		
	0,5	113,59	59,48		
	0,75	111,18	76,29		
	1	109,58	109,89		
LFP _{HP}	1	106,51	98,45		
	2	103,44	193,39		
	3	102,15	287,34		
	4	101,14	411,98		
EDLC*	22	6,03	221,36		
	44	5,95	434,58		
	66	5,91	664,95		
	88	5,88	745,43		
LIC _{SHC}	28	14,74	479,87		8000
	56	13,12	939,75		
	84	12,32	1322,38		
	112	11,29	1722,96		
LIC _{PHC}	34	38,76	411,62		5000
	68	44,60	801,46		
	102	39,59	1182,55		
	136	35,14	1555,65		

*höhere Leistungsdichte möglich, aber Begrenzung durch max. Stromstärke von 200 A am Teststand

Die Energie- und Leistungsdichte für die einzelnen 48 V Systeme sind in Tabelle 28 aufgeführt, wobei hier gilt, dass sich die Auswertung auf die Messreihe mit dem maximalen Strom in Laderichtung als Pulssignal bezieht.

Tabelle 28: Energie- und Leistungsdichte der einzelnen 48 V Systeme

System / Parameter	C-Rate	$e_{\text{ESS}} / \text{Whkg}^{-1}$	$p_{\text{ESS}} / \text{Wkg}^{-1}$
LFP	1	103,08	99,67
LIC _{PHC}	34	21,69	1328,20*
EDLC	52	1,47	538,55*

*höhere Leistungsdichte möglich, aber Begrenzung durch max. verfügbare Stromstärke von 120 A am Teststand

Tabelle 29 listet die Ergebnisse der Energie- und Leistungsdichteanalyse für alle Hybridsysteme auf Zellebene auf. Die maximale Energiedichte wird mit $55,41 \text{ Whkg}^{-1}$ vom LFP-LIC_{PHC}-System erreicht, welches gleichzeitig auch die höchste Leistungsdichte mit $65,77 \text{ Wkg}^{-1}$ aufweist. Die geringsten Energie- und Leistungsdichten werden von den Hybridsystemen unter Nutzung der EDLC-Technologie als SC-Komponente erreicht. Die Energiedichte liegt hierbei bei $9,56 \text{ Whkg}^{-1}$ bzw. $10,45 \text{ Whkg}^{-1}$, wohingegen sich die Leistungsdichte in einem Bereich zwischen $9,76 \text{ Wkg}^{-1}$ und

11 Wkg⁻¹ befindet. Generell ist zu erkennen, dass bei der Hybridisierung der LFP-Technologie deren Leistungsdichte im Vergleich zur einzelnen LFP-Zelle angehoben werden kann, wohingegen für die LCO-Technologien durch eine Hybridisierung auf Zellebene die Energie- wie auch die Leistungsdichte deutlich unter die Werte der einzelnen LCO-Zelle fallen. Die Energiedichten der LCO-Hybriden sind ca. um 79 % bis 95 % geringer als die Energiedichte der LCO-Zelle. Die Betrachtung der Leistungsdichte zeigt eine Absenkung der Leistungsdichte um ca. 63 % bis 93 %.

Tabelle 29: Energie- und Leistungsdichte der Hybridsysteme auf Zellebene

Hybrid-Verbund	$e_{ESS} / \text{Whkg}^{-1}$	$p_{ESS} / \text{Wkg}^{-1}$
1s1p LFP-LIC _{SHC} 1s1p	36,55	54,37
1s1p LCO-LIC _{SHC} 1s1p	18,49	54,32
1s1p LFP-LIC _{PHC} 1s1p	55,41	65,77
1s1p LCO-LIC _{PHC} 1s1p	43,33	49,70
1s1p LFP -EDLC 2s1p	9,56	11,00
1s1p LCO-EDLC 2s1p	10,45	9,76

Auf der 48 V Systemebene erreicht das Hybridsystem LFP-LIC_{PHC} mit 84,53 Whkg⁻¹ die höchste Energiedichte, was eine Steigerung von ca. 34 % gegenüber dem gleichen Hybridsystem auf Zellebene ist. Im Vergleich zum einzelnen LFP-Batteriesystem ist dies eine verringerte Energiedichte von ca. 17 %. Die Leistungsdichte des LFP-LIC_{PHC} lässt sich durch eine Verringerung des Duty Cycles von 0,5 auf 0,03 für die gleiche Pulsdauer von 10 s von 110,66 Wkg⁻¹ auf 148,75 Wkg⁻¹ steigern. Die höchste Leistungsdichte wird für eine Pulsdauer von 2 s bei einem Duty Cycle von 0,03 mit 194,23 Wkg⁻¹ erreicht, was im Vergleich zur Leistungsdichte bei 10 s und Duty Cycle 0,5 knapp einer Verdopplung gleicht.

Das 48 V LFP-EDLC-System erbringt mit einer Energiedichte von 52,71 Whkg⁻¹ eine 3-fache Steigerung im Vergleich auf Zellebene, jedoch ist diese Energiedichte ca. 50 % geringer als für das LFP-Batteriesystem. Die Leistung kann ebenfalls deutlich durch die Variation der Pulsdauer und des Duty Cycles von 74,45 Wkg⁻¹ (10 s; D 0,5) auf 169,46 Wkg⁻¹ (PD 2 s; D 0,03) gesteigert werden.

Tabelle 30: Energie- und Leistungsdichte der Hybridsysteme auf 48 V Systemebene

Hybrid-Verbund	$e_{ESS} /$	$p_{ESS} /$	$p_{ESS} /$	$p_{ESS} /$	$p_{ESS} /$
	Whkg ⁻¹	Wkg ⁻¹	Wkg ⁻¹	Wkg ⁻¹	Wkg ⁻¹
	(PD 10 s; D 0,5)	(PD 10 s; D 0,5)	(PD 10 s; D 0,03)	(PD 5 s; D 0,03)	(PD 2 s; D 0,03)
48 V 14s8p LFP-EDLC 18s1p	52,71	74,45	100,56	124,87	169,46
48 V 14s8p LFP-LIC _{PHC} 13s1p	84,53	110,66	148,75	183,72	194,23

Grafisch sind die Ergebnisse aus Tabelle 27 bis Tabelle 30 in Abbildung 74 in einem Ragone-Diagramm abgebildet. Die einzelnen Technologien können ihren klassischen Bereichen zugeordnet werden. Die Superkondensatortechnologien weisen eine geringe Energiedichte, aber dafür eine äußerst hohe Leistungsdichte auf, während hingegen die einzelnen Lithium-Ionen-Technologien eine deutlich höhere Energiedichte aber geringere Leistungsdichte aufweisen. Innerhalb der Lithium-Ionen-Technologien ist auch der Unterschied zwischen Leistungszellen und Energiezellen zu erkennen. Die LFP_{HP}-Zelle repräsentiert mit knapp über 100 Whkg⁻¹ und einer Leistungsdichte von 400 Wkg⁻¹ die Leistungszellen, wobei laut Datenblatt in Entladerichtung 2600 Wkg⁻¹ möglich wären. Die LCO-Zelle ist mit einer Energiedichte von ca. 220 Whkg⁻¹ als Energiezelle einzuordnen, was ebenfalls mit einer geringeren Leistungsdichte von ca. 149 Wkg⁻¹ einhergeht. Die Hybridsysteme auf Zellebene befinden sich mit ihren Energiedichten im Bereich der Superkondensatortechnologien, wobei hingegen ihre Leistungsdichten deutlich geringer ausfallen als in der einzelnen Betrachtung der Technologien. Im 48 V Systemverbund steigern sich die Energie- und Leistungsdichte in einen Bereich, der zwischen den betrachteten Technologien (LFP, LIC_{PHC}, EDLC) liegt. Wie bereits erwähnt, erreicht das 48 V LFP-LIC_{PHC}-System eine Energiedichte, welche knapp 17 % unterhalb der Energiedichte der einzelnen LFP liegt, jedoch mit einer 3-fachen Steigerung der Leistungsdichte bei entsprechenden Pulslastprofil.

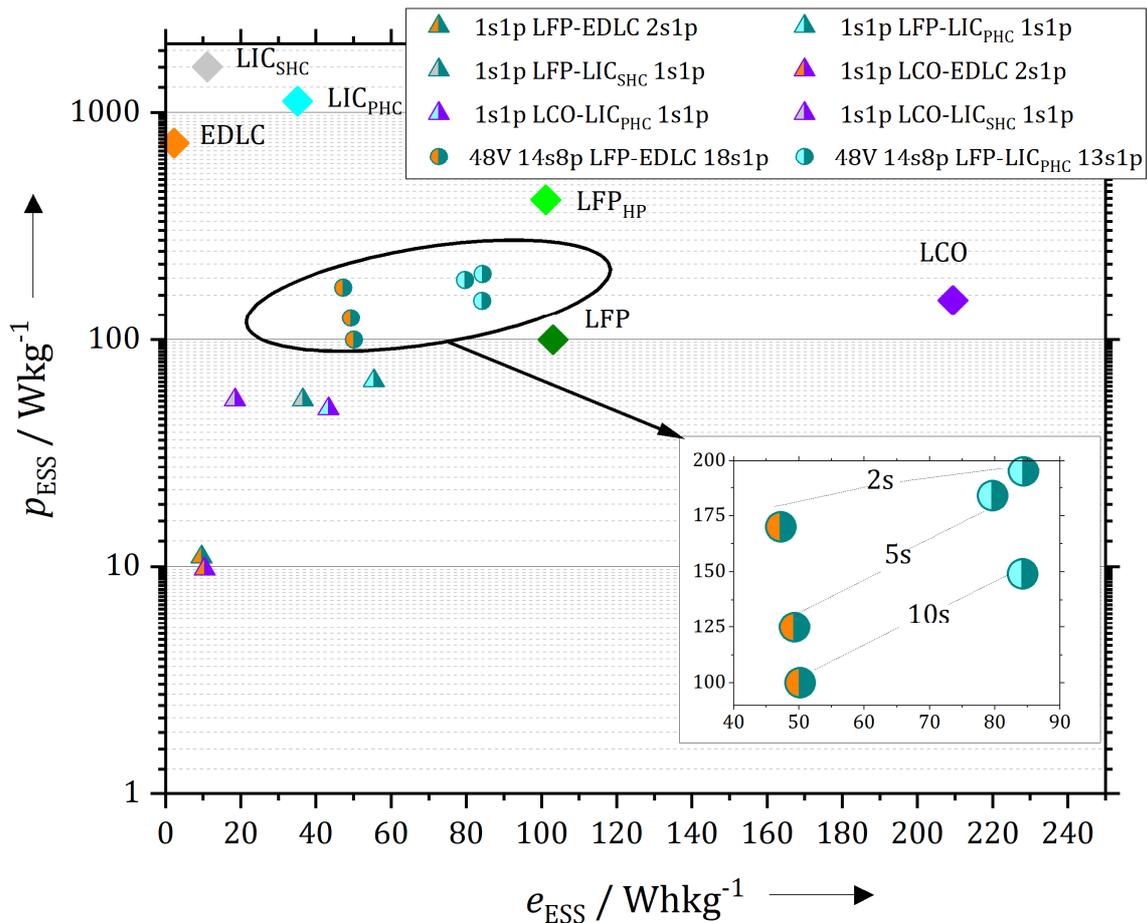


Abbildung 74: Ragone-Diagramm für die experimentell bestimmten Energie- und Leistungsdichten für Einzelzellen und Hybridsysteme

6.3 Diskussion des Experiments

Die Ergebnisse der experimentellen Untersuchung haben gezeigt, dass die Systemauslegung und Technologiezusammensetzung sowohl die Energiedichte als auch in Kombination mit der Charakteristik des Lastprofils die Leistungsdichte beeinflussen.

Die Analyse der Lastverteilung in Kapitel 6.1 hat ergeben, dass bei konstanter Beanspruchung wie beispielsweise einer CC CV Ladung, die Lithium-Ionen-Batterie eine 2- bis 3-fach höhere Last zu tragen hat als die SC-Komponente in diesem System. Ausnahmen sind in dieser Studie die Hybridsysteme LCO-LIC_{SHC} und LCO-LIC_{PHC} gewesen. Im Falle des LCO-LIC_{PHC}-Systems lässt sich dies dadurch begründen, dass die LIC_{PHC}-Zelle mit einem R_i von etwas mehr als 2 mΩ einen deutlich geringeren elektrischen Widerstand als die LCO-Zelle mit teilweise bis zu 90 mΩ aufweist und zusätzlich mit ca. 4 Ah eine deutlich höhere Nennkapazität als die LCO-Zelle besitzt. Dies bedeutet, dass die LIC_{PHC}-Zelle zum Erhalten der Spannungsgleichheit in der Parallelschaltung mehr belastet werden muss als die LCO-Zelle, um die notwendige Spannungsänderung zum Erhalt der Spannungsgleichheit durchführen zu können. Die gleiche Aussage kann ebenso für das LCO-LIC_{SHC} getätigt werden. Bezogen auf die individuellen Spannungsgrenzen der Energiespeicher hat die LCO-Zelle zwar ca. die doppelte Nennkapazität inne, bezogen auf den Betriebsspannungsbereich von 2,5 bis 3,8 V können jedoch nur knapp 25 % (~0,61 Ah) der Nennkapazität der LCO-Zelle genutzt werden, während hingegen für die LIC_{SHC}-Zelle fast die vollständige Nennkapazität von 1,3 Ah zur Verfügung steht. Dies führt zum Erhalt der Spannungsgleichheit ebenso zu einer höheren Belastung der LIC_{SHC}-Zelle, um die notwendige Spannungsänderung durchführen zu können.

Generelle Einflussfaktoren auf die Strom- bzw. Lastverteilung sind in der Betrachtung der Lastströme in Abbildung 71 deutlich geworden. Unter konstanter Last ist die Komponente maßgeblich stromführend, welche die größte

Nennkapazität im Hybridsystem aufweist. In fast allen Hybridsystemen auf Zellebene bedeutet dies, dass die Lithium-Ionen-Batterie während der CC CV Ladephase den Großteil des Stromes aufnimmt. Als Ausnahme gelten hierbei die Hybride unter Nutzung der LIC_{PHC}-Technologie, da diese Zellen mit ca. 4 Ah die größte Nennkapazität aller ausgewählten Zellen aufweisen. In dieser Zusammensetzung ist während der CC CV Ladung die LIC_{PHC} auf Grund ihrer größeren Nennkapazität stromführend. In der Betrachtung der Pulsentladung zeigt sich für alle Hybride ein relativ identisches Bild. In diesem Bereich übernimmt der Superkondensator im System den Großteil der Belastung. Hierbei kann davon ausgegangen werden, dass bei Pulsen das Innenwiderstandsverhältnis zwischen Batterie und Superkondensator einen erheblichen Einfluss auf die Stromverteilung hat und der Komponente mit geringerem Widerstand eben eine dementsprechend höhere Strombelastung widerfährt.

In der Betrachtung der Ergebnisse für die Systeme der 48 V Ebene zeigt sich, dass Änderungen der Nennkapazität wie auch des möglichen Betriebsspannungsbereiches zur Änderung der Leistungsaufteilung bei gleicher Technologiezusammensetzung und gleichem Lastprofil führen. Die Veränderung des Lastprofils von 10 s und einem Duty Cycle von 0,5 zu einer Pulsdauer von 10 s und einem Duty Cycle von 0,03 zeigt eine deutliche Verschiebung der Last hin zur SC-Komponente. In Abbildung 73 ist zu erkennen, dass dem System durch die längere Pausendauer bei einem Duty Cycle von 0,03 genügend Zeit gegeben wird, um sich auszugleichen, bzw. dass kein Ausgleich zwischen den Hybridkomponenten mehr stattfindet. Dies ist bei einem Duty Cycle von 0,5 nicht gegeben und beide Systemkomponenten müssen eine spezifische Grundlast führen, welche eine weitere Leistungsaufnahme ohne Überschreiten der Batteriebelastungsgrenzen nicht ermöglicht. Die Verkürzung der Pulsdauer von 10 s zu 5 s und 2 s bei gleichem Duty Cycle (0,03) führen zu einer Verdopplung des möglichen Laststroms ohne Überlastung einzelner Systemkomponenten. Dies ist dadurch zu begründen, dass bei kurzen Pulsdauern mit ausreichender Pausendauer zum Ausgleich des Systems das Verhältnis der Innenwiderstände beider Systemkomponenten einen erhöhten Einfluss auf die Lastverteilung hat und die Bedeutung des Spannungsdifferentials zum Erhalt der Spannungsgleichheit geringer wird. Schlussendlich zeigt das Ragone-Diagramm in Abbildung 74, dass durch die Erhöhung des möglichen Laststromes durch kürzerer Pulsdauern die zu erreichende Leistungsdichte zunimmt.

Das Experiment hat ebenso zum Vorschein gebracht, dass neben der Technologiezusammensetzung ebenso die Betriebsspannungsbereiche sowie die Systemauslegung die zu erreichende Energiedichte sehr stark beeinflussen. Das 48 V LFP-LIC_{PHC}-System ist bspw. in der Lage annähernd die Energiedichte einer LFP-Zelle zu erreichen, während hingegen die LCO-Hybride dieser Studie erheblich von der Energiedichte der LCO-Zelle abweichen. Dies ist damit zu begründen, dass bei einem Betriebsspannungsbereich von 2,5 bis 3,8 V nur ca. 25 % der Nennkapazität der LCO-Zelle abgerufen werden können und somit im Falle des LCO-LIC_{PHC}-Systems nur 20 % der Energiedichte der LCO-Zelle erreicht werden konnte. Zum Erreichen einer möglichst hohen Energiedichte sollte daher darauf geachtet werden, dass der Betriebsspannungsbereich des Hybridsystems in dem Spannungsfenster liegen sollte, in denen die „Energiezelle“ des Systems den meisten Anteil ihrer Nennkapazität abrufen könnte.

7 Konzeptstudie für den Einsatz passiver Hybridsystem in 48 V hybridelektrischen Fahrzeugen

Dieses Kapitel widmet sich den Grundlagen und Annahmen der modellgestützten Untersuchung von passiven Hybridsystemen in der 48 V HEV Anwendung. Die Untersuchung kann in eine theoretische und eine anwendungsorientierte Betrachtung untergliedert werden und soll vor allem den Einfluss der Systemauslegung auf das Betriebsverhalten von passiven Hybridsystemen zeigen. Des Weiteren wird ein Vergleich zwischen den passiven Hybridsystemen und konventionellen Batteriesystemen durchgeführt, um mögliche Verbesserungen durch die passive Hybridisierung aufdecken zu können.

In Kapitel 7.1 werden die Auswertungsgrößen vorgestellt, nach denen die passiven Hybridsysteme sowie die Batteriesysteme in ihrer Gegenüberstellung in Kapitel 8.2 bewertet werden.

Kapitel 7.2 widmet sich der theoretischen Betrachtung von passiven Hybridsystemen. Ziel hierbei ist es zu untersuchen, wie sich die Energie- und Leistungsdichte des Hybridsystems bezogen auf den Anteil von LIB- und SC-Komponenten im System verändert. Des Weiteren werden mögliche Verschaltungstopologien zur passiven Hybridisierung vorgestellt und ebenfalls auf ihre Auswirkungen auf die Energie- und Leistungsdichte untersucht. Als Grundlage zur Bestimmung der Lastaufteilung dient das Prognose-Modell aus Kapitel 4.5.2.

Kapitel 7.3 stellt zwei gewählte Szenarien zur anwendungsorientierten Untersuchung von passiven Hybridsystemen im Einsatz von 48 V Hybriden vor. Im ersten Szenario werden heutige 48 V Generationen mit den Aufgaben Start-Stopp, Rekuperation und Beschleunigung untersucht. Das zweite Szenario betrachtet zukünftige Generationen von 48 V Hybriden, welche neben den bisherigen Aufgaben ebenso rein elektrisches Fahren innerhalb von Städten ermöglichen sollen. Die Hybridsysteme werden in dieser Untersuchung ihrem rein LIB basierenden Batteriesystemen (BESS) gegenübergestellt und es erfolgt ein Vergleich des Wirkungsgrades, der Batteriebelastung sowie des notwendigen Bauraums und Masse der Energiespeichersysteme. Ebenso findet eine Gegenüberstellung eines Hybridsystems basierend auf Energiezellen gegenüber einem Batteriesystem unter Nutzung von Leistungszellen statt. Des Weiteren wird ein Vergleich zwischen einem Hybridsystem bestehend aus den Technologien aus Tabelle 10 und Tabelle 12 sowie einem bereits kommerziell vertriebenen 48 V System durchgeführt.

Schlussendlich soll eine Lebensdaueruntersuchung ausgewählter Hybrid- und Batteriesystemen stattfinden, welche Erkenntnisse über das Alterungsverhalten der beiden Systeme innerhalb zweier HEV Szenarien bringen soll. Die Auswahl und Zusammensetzung dieser Systeme wird in Kapitel 7.3.4 näher erläutert. Wie ebenso für das Kapitel 5 sind im Folgenden die Energie- und die Leistungsdichte für Hybrid- und Batteriesysteme als e_{ESS} bzw. p_{ESS} zur Vereinfachung bezeichnet.

7.1 Einführung wichtiger Bezeichnungen der Auswertung

Zur Gegenüberstellung der Batteriebelastung innerhalb eines passiven Hybridsystems sowie eines Batteriesystems werden der Effektivwert des Stromes $I_{LIB,RMS}^{cell}$ und der Stromdurchsatz Q_{LIB}^{cell} über den gesamten Lastzyklus mit der Zeitdauer t_{End} bestimmt. Die Berechnung des Effektivwertes des Stromes einer Zelle $I_{LIB,RMS}^{cell}$ sowie dessen Stromdurchsatz Q_{LIB}^{cell} sind in den Gleichungen (7.1) und Gleichung (7.2) dargestellt.

$$I_{LIB,RMS}^{cell} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{t_{End}} \frac{I_{LIB}(t)^2}{Y_{LIB}}}{N}} \quad (7.1)$$

$$Q_{LIB}^{cell} = \int_{t=1}^{t_{End}} \left| \frac{I_{LIB}(t)}{Y_{LIB}} \right| dt \quad (7.2)$$

Für den Vergleich der Batteriebelastung und der Masse sowie des Bauraums zwischen passiven Hybrid- und Batteriesystemen soll an dieser Stelle der Performance Index θ eingeführt werden. Dieser stellt die relative Abweichung der jeweiligen betrachteten Größe des Batteriesystems X_{BESS} zur Größe des Hybridsystems X_{HESS} dar. Ein positiver Performance Index indiziert Vorteile des passiven Hybridsystems gegenüber dem Batteriesystem in Form von bspw. Masse- oder Volumenreduktion. Ein negativer Performance Index hingegen signalisiert Nachteile des passiven Hybridsystems.

$$\theta = \frac{(X_{\text{BESS}} - X_{\text{HESS}})}{X_{\text{BESS}}} \quad (7.3)$$

Zusätzlich zum Vergleich des Performance Indexes sollen ebenfalls die elektrischen Wirkungsgrade η_{el} der untersuchten Systeme bestimmt und einander gegenübergestellt werden. Hierfür dient Gleichung (7.4), in welcher die Differenz aus der elektrischen Leistung P_{el} und der Verlustleistung P_{V} ins Verhältnis zur elektrischen Leistung P_{el} gesetzt wird.

$$\eta_{\text{el}}(t) = \frac{P_{\text{el}}(t) - P_{\text{V}}(t)}{P_{\text{el}}(t)} \quad (7.4)$$

Bei der Betrachtung der Verlustleistung für Hybridsysteme $P_{\text{V,HESS}}$ werden die Verlustleistungen des Superkondensators und der Lithium-Ionen-Batterie nach Gleichung (7.5) addiert. In der Betrachtung der Verlustleistung $P_{\text{V,BESS}}$ für Batteriesysteme wird in Gleichung (7.6) der Strom I_{LIB} dem Laststrom I_{Last} gleichgesetzt und der ohmsche Widerstand R_{LIB} setzt sich aus der Topologie des Batteriesystems zusammen.

$$P_{\text{V,HESS}}(t) = R_{\text{SC}}(t) \cdot I_{\text{SC}}(t)^2 + R_{\text{LIB}}(t) \cdot I_{\text{LIB}}(t)^2 \quad (7.5)$$

$$P_{\text{V,BESS}}(t) = R_{\text{LIB}}(t) \cdot I_{\text{Last}}(t)^2 \quad (7.6)$$

Die elektrische Leistung P_{el} bestimmt sich nach Gleichung (7.7) aus dem Produkt der Klemmspannung U_{K} des jeweiligen Gesamtsystems sowie dem anliegenden Laststrom I_{Last} .

$$P_{\text{el}}(t) = U_{\text{K}}(t) \cdot I_{\text{Last}}(t) \quad (7.7)$$

Des Weiteren wird die Residuale $\Delta\eta_{\text{el}}$ zwischen dem Wirkungsgrad des Hybridsystem $\eta_{\text{el,HESS}}$ und des Batteriesystems $\eta_{\text{el,BESS}}$ nach Gleichung (7.8) bestimmt, um zu zeigen in welchen Betriebspunkten das Hybrid- oder Batteriesystem einen verbesserten Wirkungsgrad aufweist.

$$\Delta\eta_{\text{el}}(t) = \eta_{\text{el,HESS}}(t) - \eta_{\text{el,BESS}}(t) \quad (7.8)$$

Die normierte Stromaufteilung ΔI_{N} beschreibt die Lastaufteilung des Laststromes I_{Last} auf die Komponenten des Hybridsystems. Wie in Gleichung (7.9) formuliert, würde eine normierte Stromaufteilung von 0 bedeuten, dass die Last gleichmäßig auf die Komponenten aufgeteilt ist, während hingegen Zahlenwerte bis zum Wert 1 darauf hinweisen, dass der Laststrom I_{Last} maßgeblich von der Lithium-Ionen-Batterie im Hybridsystem getragen wird. Zahlenwerte bis zum Wert -1 implizieren, dass ein bedeutender Anteil des Laststromes I_{Last} von der SC-Komponente aufgebracht wird.

$$\Delta I_{\text{N}}(t) = \left| \frac{I_{\text{LIB}}(t)}{I_{\text{Last}}(t)} \right| - \left| \frac{I_{\text{SC}}(t)}{I_{\text{Last}}(t)} \right| \quad (7.9)$$

7.2 Topologie und Systementwurf

Der Schwerpunkt dieser Studie liegt auf der Untersuchung des Einflusses der verwendeten Technologien und deren Anteil am Gesamtsystem auf die Eigenschaften des Hybridsystems. Hierbei werden die Gleichungen (4.62) und (4.63) genutzt, um für die verschiedenen Hybridsysteme auf Grundlage der Technologien in Kapitel 3 die Leistungs- und Energiedichte zu bestimmen.

Die Ermittlung der Leistungsdichte wird für Pulsdauern PD von 1 s bis 100 s durchgeführt, wobei zur Ermittlung der maximal möglichen Leistung in Abhängigkeit der Pulsdauer PD und der technischen Parameter der Technologien der Ansatz nach Kapitel 4.5.2 verwendet wird. Der Systemkonfigurationsindex n_{sys} in Gleichung (7.10) beschreibt das Verhältnis aus dem Konfigurationsindex n_{LIB} des Lithium-Ionen-Systems zum Konfigurationsindex n_{SC} für das Superkondensatorsystem, welche in Kapitel 4.5.2 eingeführt wurden. Der Systemkonfigurationsindex n_{sys} ist eine Kennzahl, welche unter Berücksichtigung der jeweiligen $XsYp$ Topologie die Anteile des Hybridsystems beschreibt. Der Systemkonfigurationsindex n_{sys} nimmt den Zahlenwert 1 an, wenn beide Komponenten in der gleichen $XsYp$ Topologie verwendet werden. Wird der Anteil an parallelgeschalteter SC-Zellen Y_{sc} erhöht, so nimmt der Systemkonfigurationsindex n_{sys} Zahlenwerte kleiner 1 an, bei einer Erhöhung parallelgeschalteter LIB-Zellen Y_{LIB} wird der Systemkonfigurationsindex größer 1.

$$n_{sys} = \frac{n_{LIB}}{n_{SC}} = \frac{Y_{LIB}}{X_{LIB}} \cdot \frac{X_{SC}}{Y_{SC}} \quad (7.10)$$

Wenn die Auswirkungen des Systemkonfigurationsindex auf die Eigenschaften des passiven Hybridsystems in die Betrachtung mit einbezogen werden, sollte auf die Variation der seriellen Anzahl an Zellen verzichtet werden, da die sich verändernden Eigenschaften des Hybridsystems nicht mehr zu den vorhandenen Systemkonfigurationen und deren Indexe n_{sys} interpretierbar sind. In der Tabelle 31 sind Fallbeispiele und deren Interpretationen enthalten. Die Fallbeispiele 1 bis 4 behandeln einfache Hybridsysteme und zeigen wie sich verändernde Topologien hinsichtlich der Parallelschaltung auf den Systemkonfigurationsindex auswirken. Fallbeispiel 5 präsentiert das Ergebnis für eine Änderung der seriellen Anzahl an Zellen und der Systemkonfigurationsindex ist unter Berücksichtigung der Fallbeispiel 1 bis 4 nicht mehr interpretierbar. Die Fallbeispiele 6 bis 8 stellen Topologien dar, welche für passive Hybride in 48 V HEV zum Einsatz kommen könnten.

Tabelle 31: Fallbeispiele und Interpretation des Systemkonfigurationsindex n_{sys} für verschiedene Topologien

Fallbeispiel	Anzahl Zellen / Topologie LIB	Anzahl Zellen / Topologie SC	Systemkonfigurationsindex n_{sys}	Interpretation
1	1 / 1s1p	1 / 1s1p	1	Gleicher SC- und LIB-Anteil
2	1 / 1s1p	2 / 1s2p	0,5	Doppelter SC-Anteil
3	2 / 1s2p	4 / 1s4p	0,5	Doppelter SC-Anteil
4	2 / 1s2p	1 / 1s1p	2	Doppelter LIB-Anteil
5	2 / 1s2p	2 / 2s1p	4	Nicht interpretierbar
6	14 / 14s1p	13 / 13s1p	~0,92	Ca. gleicher Anteil an SC und LIB
7	14 / 14s1p	26 / 13s2p	~0,46	Ca. doppelter SC-Anteil als LIB-Anteil
8	28 / 14s2p	13 / 13s1p	~1,8	Ca. doppelter LIB-Anteil als SC-Anteil

In Abbildung 75 sind vier mögliche Verschaltungstopologien V dargestellt, welche Gegenstand der Untersuchung sind. Da in dieser Untersuchung auf streuende Zellparameter verzichtet wird und sich Netzstrukturen NE innerhalb der Verschaltungstopologie wiederholen, kann für die meisten Verschaltungstopologien der Simulationsbereich auf eine einzelne Netzstruktur reduziert werden, um somit den Simulationsaufwand zu verringern.

Dies bedeutet, dass für eine einzelne Netzstruktur NE der maximal zulässige Laststrom $I_{Last,NE}$ für die gegebene Pulsdauer PD nach Gleichung (4.77) bestimmt wird. Der maximal zulässige Laststrom $I_{Last,max}$ für das vollständige 48 V System ergibt sich aus der Multiplikation des Laststromes $I_{Last,NE}$ und der Anzahl paralleler Netzstrukturen Y_{NE} . Die Leistungsdichte wird durch die Multiplikation des Laststromes $I_{Last,max}$ mit einer angenommenen Nennspannung von 48 V zum Verhältnis der Gesamtmasse m_{HESS} des Hybridsystems berechnet. Die Bestimmung der Gesamtmasse

m_{ESS} erfolgt durch die Multiplikation der Masse einer Netzstruktur m_{NE} mit den Faktoren der seriellen Netzstrukturen X_{NE} und parallelen Netzstrukturen Y_{NE} .

Die Ermittlung der Energiedichte für jede Verschaltungstopologie erfolgt über die Berechnung der Nennkapazität $Q_{0,NE}$ für eine einzelne Netzstruktur. Wie für die Leistungsdichte wird eine Nennspannung von 48 V angenommen, welche durch die Multiplikation mit der Nennkapazität $Q_{0,NE}$ und der Anzahl der parallelgeschalteten Netzstrukturen Y_{NE} die Energie des Gesamtsystems ergibt. Durch die Division dieser mit der Gesamtmasse m_{ESS} berechnet sich die Energiedichte des Energiespeichersystems für die jeweilige Verschaltungstopologie.

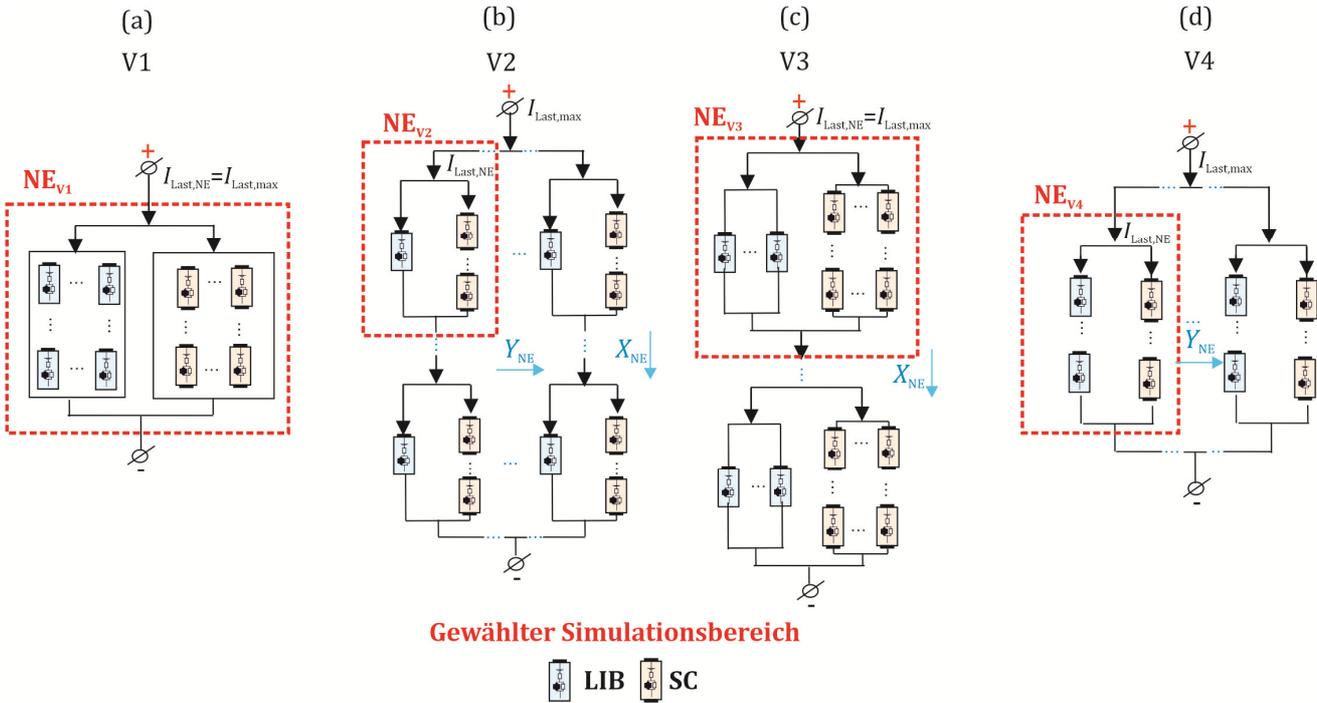


Abbildung 75: Darstellung der vier gewählten Verschaltungstopologien mit Darstellung der ausgewählten Simulationsbereiche sowie der Anzahl serieller X_{NE} und paralleler Y_{NE} Netzwerkstrukturen innerhalb des Gesamtsystems

Gegenstand der Untersuchung sind alle Hybridkombinationen zwischen den Energiezellen LCO und LFP sowie zwischen den Superkondensatoren aus Tabelle 12. Zur Bestimmung der Spannungsdifferenziale $\Delta U_{Ah,LIB}$ wird für die Lithium-Ionen-Batterie ein SOC von 50 % angenommen. Das Spannungsdifferential $\Delta U_{Ah,SC}$ der Superkondensatoren wird nach der Methode aus Kapitel 4.5.2 ermittelt.

7.3 Applikationsorientierte Untersuchung von Hybridsystemen

Diese Studie widmet sich der Untersuchung des Betriebsverhaltens von passiven Hybridsystemen innerhalb von zwei möglichen Generationen von 48 V Hybrid Anwendungen und dem Vergleich zum Betriebsverhalten von Batteriesystemen unter Nutzung der Lithium-Ionen-Technologie.

Zur Auswahl der passiven Hybridsysteme für den jeweiligen Anwendungsfall wird die Methode aus Kapitel 4.5 verwendet, um zunächst passive Hybridsysteme zu ermitteln, welche in der Lage wären den Anforderungen gerecht zu werden. Für den Vergleich werden Hybridsysteme nach den folgenden Kriterien ausgewählt:

- Hybridsystem mit der geringsten Masse (HES_{min})
- Hybridsysteme mit ca. gleichem Volumen wie das batteriebasierende Vergleichssystem (HES_v)

Der Schwerpunkt der Untersuchung liegt auf dem Vergleich des Leistungsvermögens in Lade- und Entladerichtung in Abhängigkeit der Pulsdauer nach Gleichung (4.77). Im Weiteren werden die erzielten Wirkungsgrade sowie der Performance Index der Auswertungsgrößen nach Gleichung (7.3) bestimmt.

7.3.1 Generation 1 – Boosten und Rekuperation

Als Lastprofil zur Darstellung der Gen1 Anwendung wird das Testprofil aus [11] verwendet, welches zur Eignungsfeststellung von Batteriesystemen für die 48 V MHEV Anwendung der heutigen Generation -Gen1- genutzt wird. Schwerpunkt des synthetischen Lastprofils ist es, maßgeblich Start-Stopp, Boosten und Rekuperation abzubilden. Das Lastprofil liegt anhand von Leistungswerten P_{ESS} vor, die Umrechnung in ein Stromsignal erfolgt für eine konstante Spannung von 48 V und ist in Abbildung 76 dargestellt.

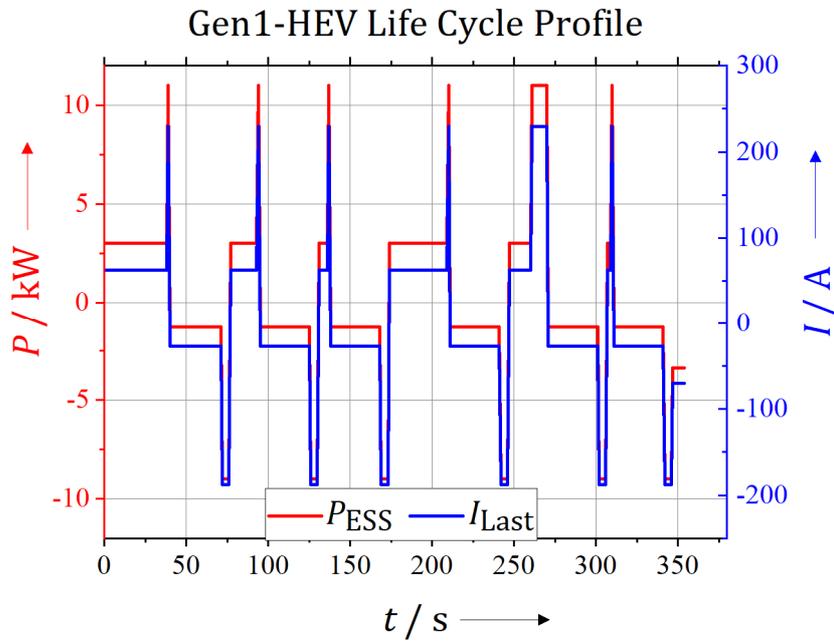


Abbildung 76: HEV Life Cycle Profile erstellt von der USABC [11] zur Feststellung der Eignung von Energiespeichersystemen für 48 V Hybride in Gen1 Anwendungen ((abgeändert aus [226])

Die Auslegung der Batteriesysteme ist bezogen auf die Anzahl notwendiger seriell geschalteter Zellen nach Gleichung (2.9) und für die Anzahl parallelgeschalteter Zellen nach Gleichung (2.10) erfolgt. Als Systemspannung wurde eine Spannung von 48 V angenommen. Als Strom zur Auslegung der Anzahl der parallelgeschalteten Zellen wurde die maximale Leistung von 11 kW in Laderichtung gewählt, welche unter Einbeziehung der Spannung von 48 V einem Stromwert I_{Last} von ca. 230 A entspricht.

Die technischen Daten und die volumetrische sowie gravimetrische Energie- und Leistungsdichte sind in Tabelle 32 dargestellt.

Tabelle 32: Technische Daten zu Batteriesystemen für Gen1 Studie

Zelltyp	Topologie	m_{ESS} / kg	V_{ESS} / l	E_{ESS} / kWh	p_{ESS} / Wkg ⁻¹	e_{ESS} / Whkg ⁻¹	p_{ESS} / Wl ⁻¹	e_{ESS} / Whl ⁻¹
LFP	14s77p	91,62	38,80	11,64	120,06	127,05	283,51	300,00
LCO	12s125p	72,00	25,50	15,44	152,78	214,38	431,37	605,29

Das Ergebnis der Zerlegung des Lastprofils in seine Lastbänder und Pulsdauern zur Ermittlung geeigneter Hybridsysteme ist in Tabelle 33 aufgelistet.

Tabelle 33: Leistungsanalyse des HEV Life Cycle Profils nach der vorgestellten Methode aus Kapitel 4.5.1

Lastband L	$PD_{L,max}^p / s$	$L_{L,max}^p / A$	$PD_{L,max}^n / s$	$L_{L,max}^n / A$
5	9	0	31	-26,87
4	38	62,5	7	-69,89
3	0	0	0	0
2	0	0	0	0
1	9	229,16	4	-187,50
Kontinuierlich	15	81,73	38	-71,41

Hybridsysteme, welche die Lastanforderungen zu den Pulsdauern aus Tabelle 33 erfüllen, ohne eine Komponente außerhalb der technischen Parameter des jeweiligen Datenblattes zu betreiben, sind für LCO-Hybridsysteme in Abbildung 77 und für LFP-Hybridsysteme in Abbildung 78 dargestellt. Die Abbildungen zeigen in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex n_{sys} , welches Volumen und welche Masse diese Hybridsysteme einnehmen sowie welche Energie und welches Leistungs- zu Energieverhältnis möglich sind. Aus all diesen möglichen Systemkonfigurationen werden diejenigen gewählt, welche die geringste Masse aufweisen und sind in Tabelle 34 aufgelistet. Neben der Topologie ist in Tabelle 34 das notwendige Volumen sowie die gravimetrische und volumetrische Energie- und Leistungsdichte ergänzend hinzugefügt worden.

Zum Vergleich zwischen Hybrid- und Batteriesystemen mittels der Analyse des Performance Index werden zusätzlich Hybridsysteme mit ca. gleichem Volumen ($HESV_v$) gegenüber ihren technologiegleichen Batteriesystemen aus Tabelle 32 ausgewählt und in Tabelle 35 mit ihren Charakteristika und Eigenschaften dargestellt. Für die Berechnung der enthaltenen Energie des Hybridsystems wurde die Nennkapazität $Q_{0,HESV}$ mit einer angenommenen Betriebsspannung von 48 V multipliziert.

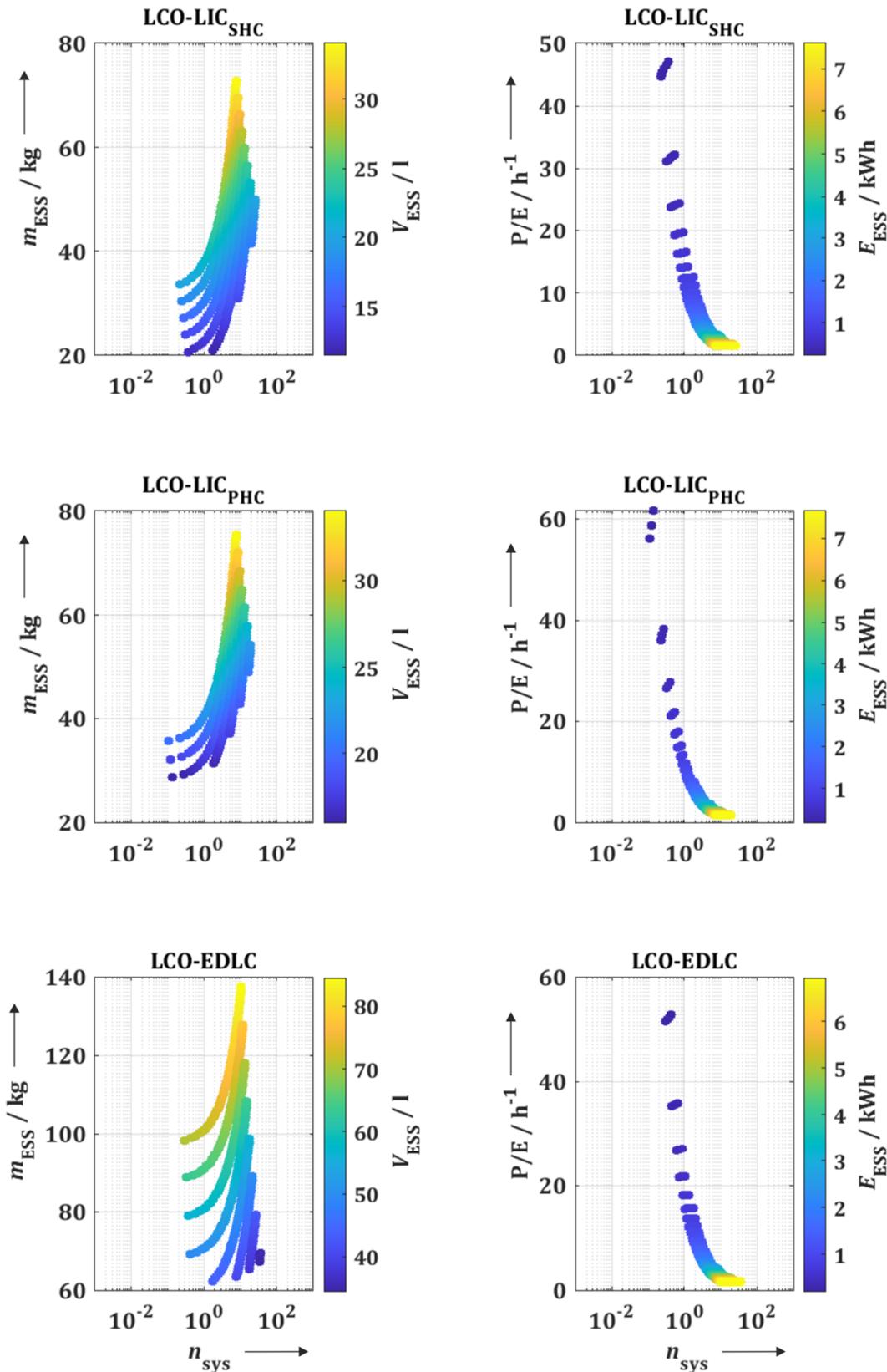


Abbildung 77: Technische Parameter in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex für LCO-Hybridssysteme unter Erfüllung der Lastanforderung bei gegebenen Pulsdauern aus Tabelle 33

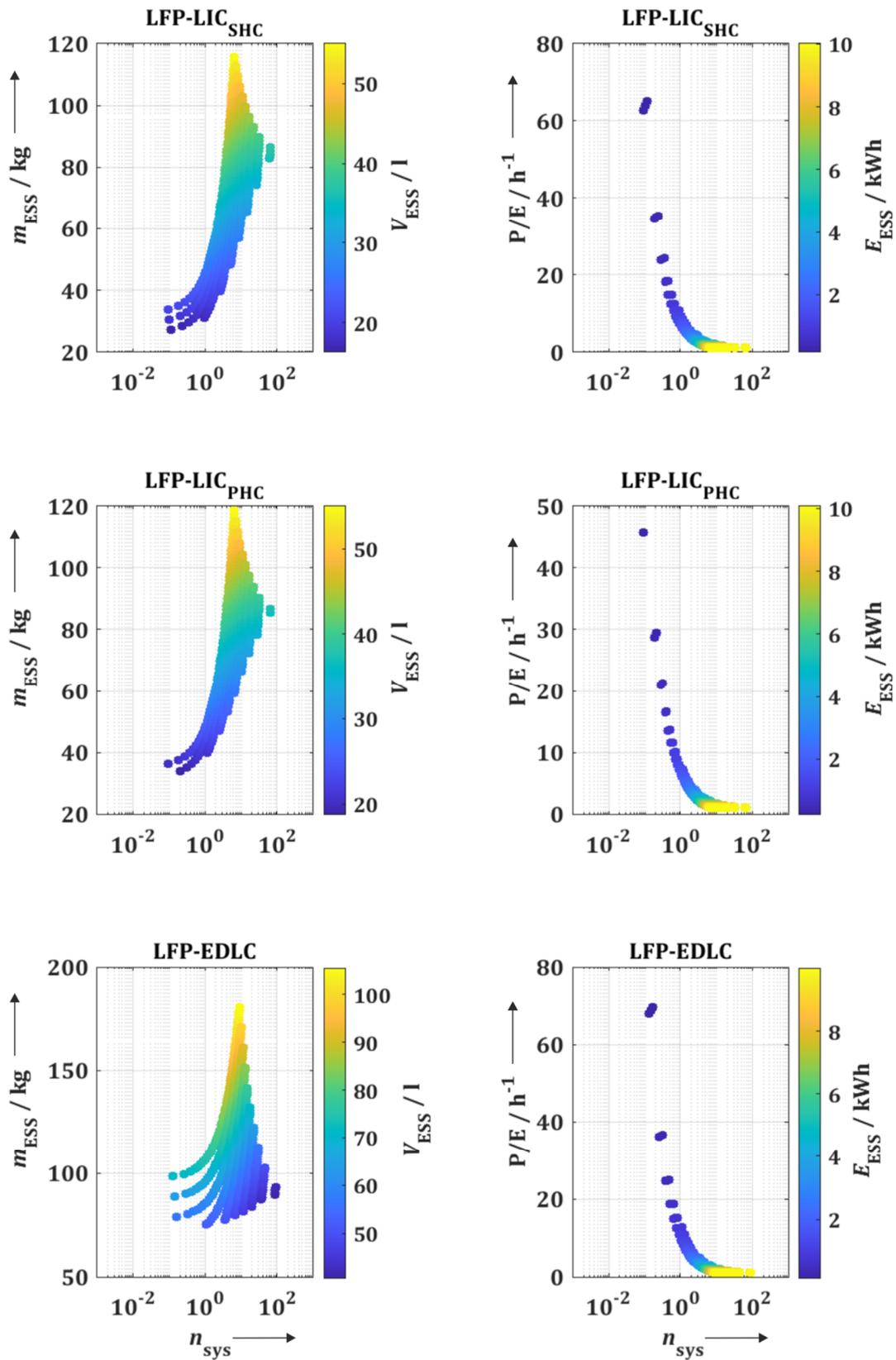


Abbildung 78: Technische Parameter in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex für LFP-Hybridssysteme unter Erfüllung der Lastanforderungen bei gegebenen Pulsdauern aus Tabelle 33

Tabelle 34: Hybridsysteme mit der geringsten Masse ($H_{ESS_{min}}$) ihrer jeweiligen Technologiekombination für Gen1 Anwendungen

LIB System	SC System	m_{ESS} / kg	V_{ESS} / l	E_{ESS} / kWh	p_{ESS} / Wkg ⁻¹	e_{ESS} / Whkg ⁻¹	p_{ESS} / Wl ⁻¹	e_{ESS} / Whl ⁻¹
LFP 14s1p	LIC_{SHC} 13s8p	27,19	16,29	0,49	404,56	18,02	675,26	30,08
LFP 14s2p	LIC_{PHC} 13s9p	33,97	18,77	1,8	323,82	52,30	586,04	95,90
LFP 14s6p	EDLC 18s7p	75,18	52,16	1,11	146,32	14,76	210,89	21,28
LCO 12s2p	LIC_{SHC} 13s6p	20,25	12,25	0,45	543,21	22,22	897,96	36,73
LCO 12s1p	LIC_{PHC} 13s8p	28,65	15,99	1,4	383,94	48,87	687,93	87,55
LCO 12s7p	EDLC 18s6p	62,35	43,54	0,87	176,42	13,95	252,64	19,98

Tabelle 35: Hybridsysteme mit ca. gleichem Volumen (H_{ESS_v}) zum technologiegleichen Batteriesystem für Gen1 Anwendungen

LIB System	SC System	m_{ESS} / kg	V_{ESS} / l	E_{ESS} / kWh	p_{ESS} / Wkg ⁻¹	e_{ESS} / Whkg ⁻¹	p_{ESS} / Wl ⁻¹	e_{ESS} / Whl ⁻¹
LFP 14s69p	LIC_{SHC} 13s2p	88,61	38,72	9,84	124,14	111,08	284,09	254,19
LFP 14s69p	LIC_{PHC} 13s2p	89,13	38,72	9,86	123,42	110,58	284,09	254,54
LFP 14s67p	EDLC 18s1p	89,45	40,78	9,55	122,97	106,80	269,74	234,27
LCO 12s65p	LIC_{SHC} 13s6p	56,94	25,1	7,05	193,19	123,81	438,25	280,87
LCO 12s1p	LIC_{PHC} 13s8p	58,5	25,1	7,09	188,03	121,12	438,25	282,28
LCO 12s7p	EDLC 18s6p	68,97	31,58	8,50	159,49	123,22	348,32	269,11

Für dieses Lastprofil liegen keine Daten bezüglich der Geschwindigkeit des Fahrzeuges vor, weswegen die Berechnung des Wärmeübertragungskoeffizienten der Konvektion nach Kapitel 4.3.1 nicht durchgeführt werden kann. Aus der Literatur zur Simulation des thermischen Verhaltens von Energiespeichersystemen in elektrischen Fahrzeugen wurde zur Abbildung des Wärmeübertragungskoeffizienten ein Wert von ca. $20 \text{ W}(\text{Km}^2)^{-1}$ entnommen [229], [230].

7.3.2 Generation 3 – Elektrisches Fahren

Zukünftige Anwendungen von 48 V Hybriden sollen neben den Start-Stopp und Rekuperationsanwendungen ebenso reinelektrisches Fahren bewerkstelligen können. Im Gegensatz zu heutigen Anwendungen ist hierfür noch kein definiertes Lastprofil verfügbar, weswegen auf das „*Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure*“ (WLTP) zurückgegriffen worden ist. Dieses Profil dient seit September 2017 zur Bestimmung des CO₂-Ausstoßes von Fahrzeugen und soll den Geschwindigkeits- und Beschleunigungsprofilen realer Fahrzyklen nahekommen. Die Lastdaten sind auf den Internetseiten der Wirtschaftskommission für Europa der Vereinten Nationen (UNECE) frei zugänglich [231]. Es stehen drei Testzyklen zur Verfügung, wobei zur Emulation des Hybridfahrzeuges das Testprofil der Klasse 3 (WLTC 3) mit einer maximalen Geschwindigkeit von knapp 130 kmh^{-1} gewählt worden ist. Das Lastprofil besteht aus den vier Teilen Low, Medium, High und Extra-High und stellt verschiedene Fahrsituationen von Start-Stopp bis Autobahnfahrten dar. Eine detaillierte Beschreibung des WLTC-Klasse 3 Testzyklus bezogen auf die Anteile, maximalen und durchschnittlichen Geschwindigkeiten ist in Tabelle 36 aufgelistet.

Tabelle 36: WLTC-Klasse 3-Testzyklus im Überblick

	Low	Medium	High	Extra High	Total
Dauer / s	589	433	455	323	1800
Stillstandsdauer / s	156	48	31	7	242
Distanz / m	3.095	4.756	7.158	8.254	23.262
Stoppanteil / %	26,5	11,1	6,8	2,2	13,4
Höchstgeschwindigkeit /kmh ⁻¹	56,5	76,6	97,4	131,3	
Durchschnittsgeschwindigkeit ohne Stopps / kmh ⁻¹	25,7	44,5	60,8	94,0	53,8
Durchschnittsgeschwindigkeit mit Stopps / kmh ⁻¹	18,9	39,5	56,6	92,0	46,5
Maximale Verzögerung / ms ⁻²	-1,5	-1,5	-1,5	-1,2	
Maximale Beschleunigung / ms ⁻²	1,5	1,6	1,6	1,0	

Die Bestimmung der notwendigen Leistung P_F zum Antrieb des Fahrzeugs kann nach [232], [233] unter Berücksichtigung der Parameter in Tabelle 37 nach Gleichung (7.11) bestimmt werden. Der rotatorische Anteil des Beschleunigungswiderstandes ist für die erste Annäherung vernachlässigt worden.

Nach Gleichung (7.11) ist die Leistung P_F abhängig von der Masse des Fahrzeugs m_F , dem Rollwiderstandskoeffizienten C_r , dem Strömungswiderstandskoeffizienten C_d , der Anströmfläche des Fahrzeugs A_{front} , der Dichte der Luft ρ_{Luft} , der Erdbeschleunigung g sowie der Beschleunigung a und Geschwindigkeit v des Fahrzeugs.

Die Leistung P_F ist nach Gleichung (7.12) die Summe der Leistungen des konventionellen Antriebs P_{CE} (engl. Combustion Engine – Verbrennungsmotor) und des Energiespeichers P_{ESS} , wobei Wirkungsgradverluste über den elektrischen Antriebsstrang vernachlässigt werden und die Leistung des elektrischen Motors mit der des Energiespeichersystems gleichgesetzt ist. Die Aufteilung erfolgt durch ein Energiemanagementsystem (EMS), welches in Abhängigkeit der Geschwindigkeit v sowie des Vorzeichens der Beschleunigung a die Last zwischen der konventionellen Antriebseinheit und dem Energiespeichersystem aufteilt. Ein erster Ansatz ist in Tabelle 38 dargestellt, wobei hier darauf verwiesen werden soll, dass in realen Anwendungen weitaus komplexere Regelungen vorliegen und dies nur als erste Annäherung zur Bestimmung der Leistung des Energiespeichers P_{ESS} verstanden werden soll.

Tabelle 37: Parameter des Fahrmodells zur Bestimmung der Antriebsleistung P_F des Fahrzeuges

m_F / kg	g / ms ⁻²	C_r / -	ρ_{Luft} / kgm ⁻³	C_d / -	A_{front} / m ²
1615	9,81	0,01	1,22	0,30	2,30

$$P_F = \left(m_F \cdot a + m_F \cdot g \cdot C_r + \frac{1}{2} \rho_{Luft} \cdot C_d \cdot A_{front} \cdot v^2 \right) v \quad (7.11)$$

$$P_F = P_{CE} + P_{ESS} \quad (7.12)$$

Tabelle 38: Regelungslogik des Energiemanagementsystems zur Aufteilung der Last zwischen konventioneller Antriebseinheit und elektrischem Antriebsstrang

Modus	Bedingung	Beschreibung
Innerstädtisches Fahren	$v < 50 \text{ kmh}^{-1}$	P_F wird von ESS bereitgestellt
Dualer Antrieb	$50 \text{ kmh}^{-1} < v < 70 \text{ kmh}^{-1}$	P_F wird von ESS und CE angetrieben Lineare Abnahme von P_{ESS} ab 50 kmh^{-1} bis 0 kW bei 70 kmh^{-1} wird angenommen
Autobahn / Überlandfahrt	$v > 70 \text{ kmh}^{-1}$	P_F wird von CE bereitgestellt
Regeneratives Bremsen	$a < 0$	Bis 25 kW wird ESS geladen

Anhand dieser Annahmen kann das Leistungsprofil des Energiespeichersystems P_{ESS} bestimmt werden, welches in ein Stromsignal unter Auffassung einer Spannung von 48 V überführt wird. Dieser Prozess ist grafisch in Abbildung 79 zusammengefasst.

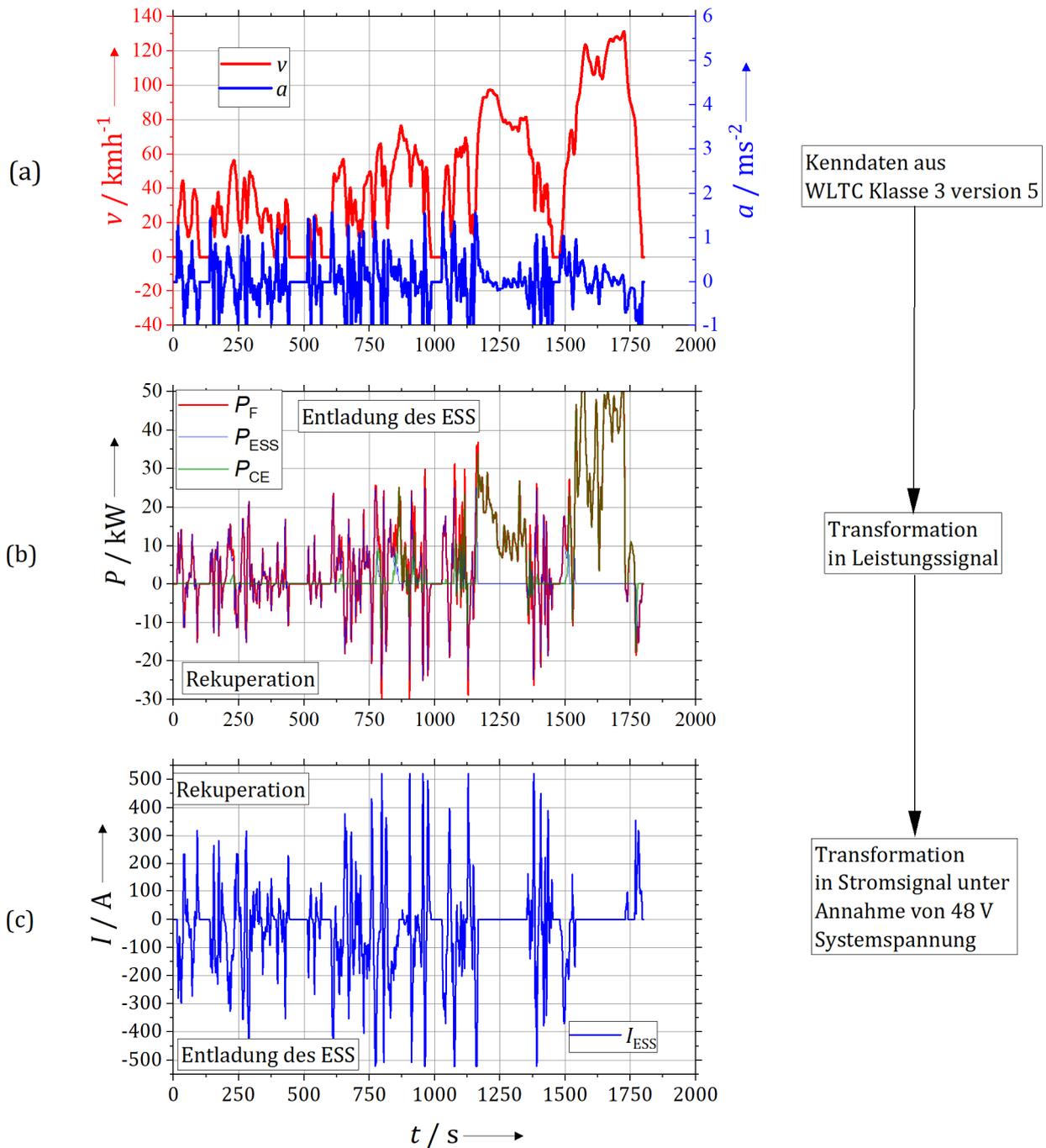


Abbildung 79: Transformation des WLTC-Klasse 3 Version 5 Geschwindigkeits- und Beschleunigungsprofil zum Eingangssignal des Stromes I_{ESS} (abgeändert aus [234])

Die Auslegung der Batteriesysteme für den Performance Index Vergleich erfolgt nach demselben Vorgang, wie für die Batteriesysteme des Vergleichs für die Gen1 Anwendung. Die Anzahl der seriell geschalteten Zellen richtet sich nach einer Spannung von 48 V, die Anzahl paralleler Zellen erfolgt unter Berücksichtigung der maximalen Ladeleistung von 25 kW, was einen Gesamtstrom des Batteriesystems I_{Last} von ca. 520 A bei der Spannungslage von 48 V entspricht. Die technischen Daten der Batteriesysteme der Gen3 Untersuchung sind in Tabelle 39 zusammengefasst.

Tabelle 39: Auslegung der Batteriesysteme für Gen3 Anwendungen unter Berücksichtigung der Stromfestigkeit aus Tabelle 10

Zelltyp	Topologie	$m_{\text{ESS}} / \text{kg}$	$V_{\text{ESS}} / \text{l}$	$E_{\text{ESS}} / \text{kWh}$	$p_{\text{ESS}} / \text{Wkg}^{-1}$	$e_{\text{ESS}} / \text{Whkg}^{-1}$	$p_{\text{ESS}} / \text{Wl}^{-1}$	$e_{\text{ESS}} / \text{Whl}^{-1}$
LFP	14s174p	207,05	87,69	26,3	120,74	127,02	285,07	299,89
LCO	2s284p	163,58	57,93	35	152,83	213,96	431,55	604,17

Das generierte Leistungsprofil des Energiespeichers ist in seine Lastbänder und deren Pulsdauern zerlegt worden (s. Tabelle 40) um Hybridsystemkonfigurationen zu bestimmen, welche dem Leistungsprofil gerecht werden. Die Hybridsystemkonfigurationen, welche in ihrer technologischen Zusammensetzung die geringste Masse aufweisen, sind in Tabelle 41 aufgelistet. Hybridsysteme, welche annähernd die gleiche Masse wie ihre Lithium-Ionen-technologisch gleichen Batteriesysteme aus Tabelle 39 aufweisen, sind in Tabelle 42 vermerkt.

Tabelle 40: Leistungsanalyse der Batteriebelastung für Gen3 Anwendungen nach der vorgestellten Methode aus Kapitel 4.5.1

Lastband L	$PD_{L,\text{max}}^p / \text{s}$	$L_{L,\text{max}}^p / \text{A}$	$PD_{L,\text{max}}^n / \text{s}$	$L_{L,\text{max}}^n / \text{A}$
5	3	103,52	14	-104,16
4	4	207,98	10	-206,91
3	2	307,269	7	-311,76
2	3	409,74	5	-414,05
1	3	520,83	5	-520,83
Kontinuierlich	157	129,49	297	-174,64

Wie für Gen1 Anwendungen sind ebenfalls für Gen3 Anwendungen eine Vielzahl an passiven Hybridsystemkonfigurationen möglich, welche die Lastanforderungen für gegebene Pulsdauern aus Tabelle 40 unter Einhaltung der Grenzwerte aus Tabelle 6 und Tabelle 12 erfüllen. Die technischen Parameter, die mögliche Energie sowie das Leistungs- und Energieverhältnis sind für die LCO-Hybridsysteme in Abbildung 80 und für die LFP-Hybridsysteme in Abbildung 81 grafisch zusammengefasst.

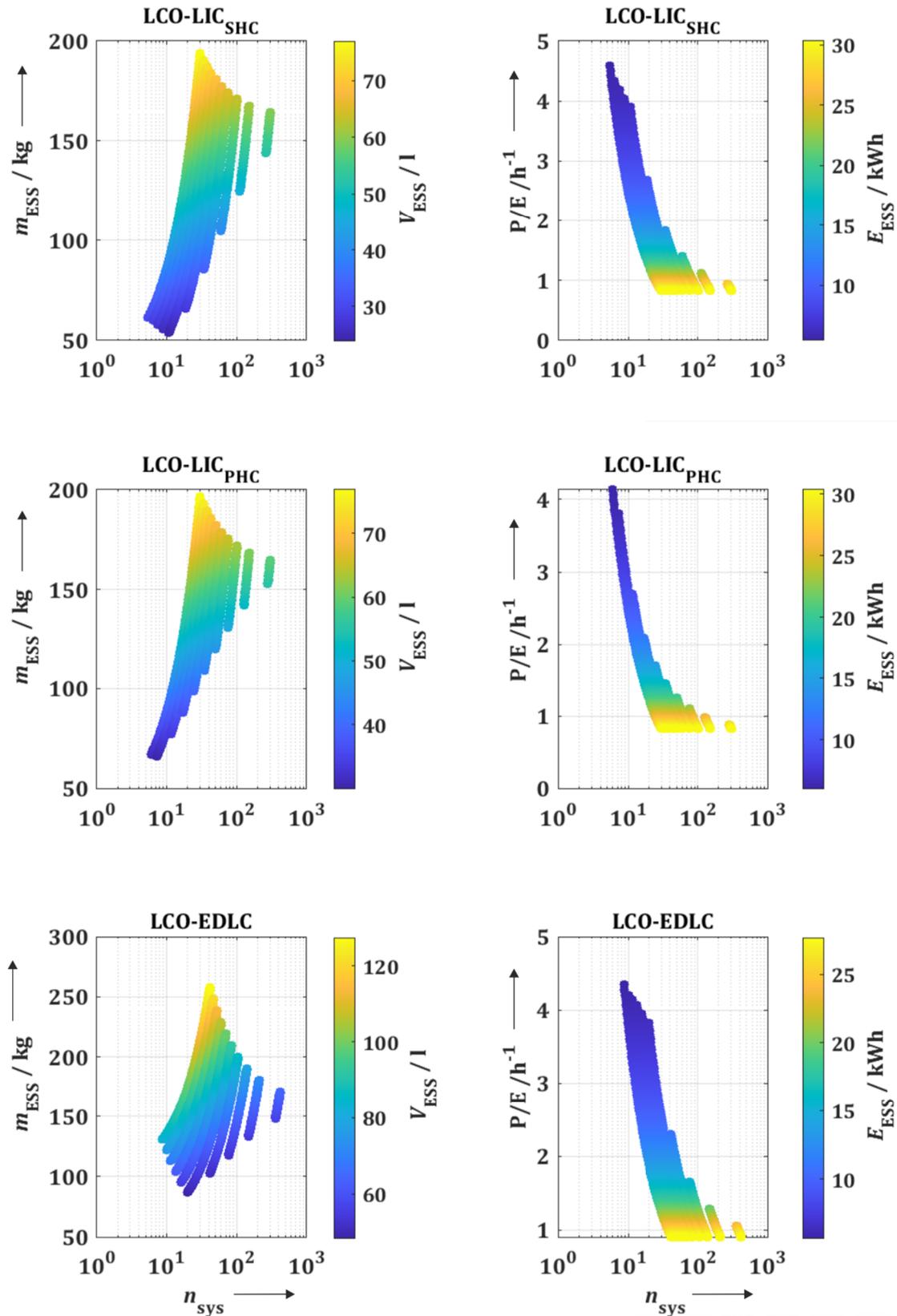


Abbildung 80: Technische Parameter in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex für LCO-Hybridssysteme unter Erfüllung der Lastanforderungen bei gegebenen Pulsdauern aus Tabelle 33

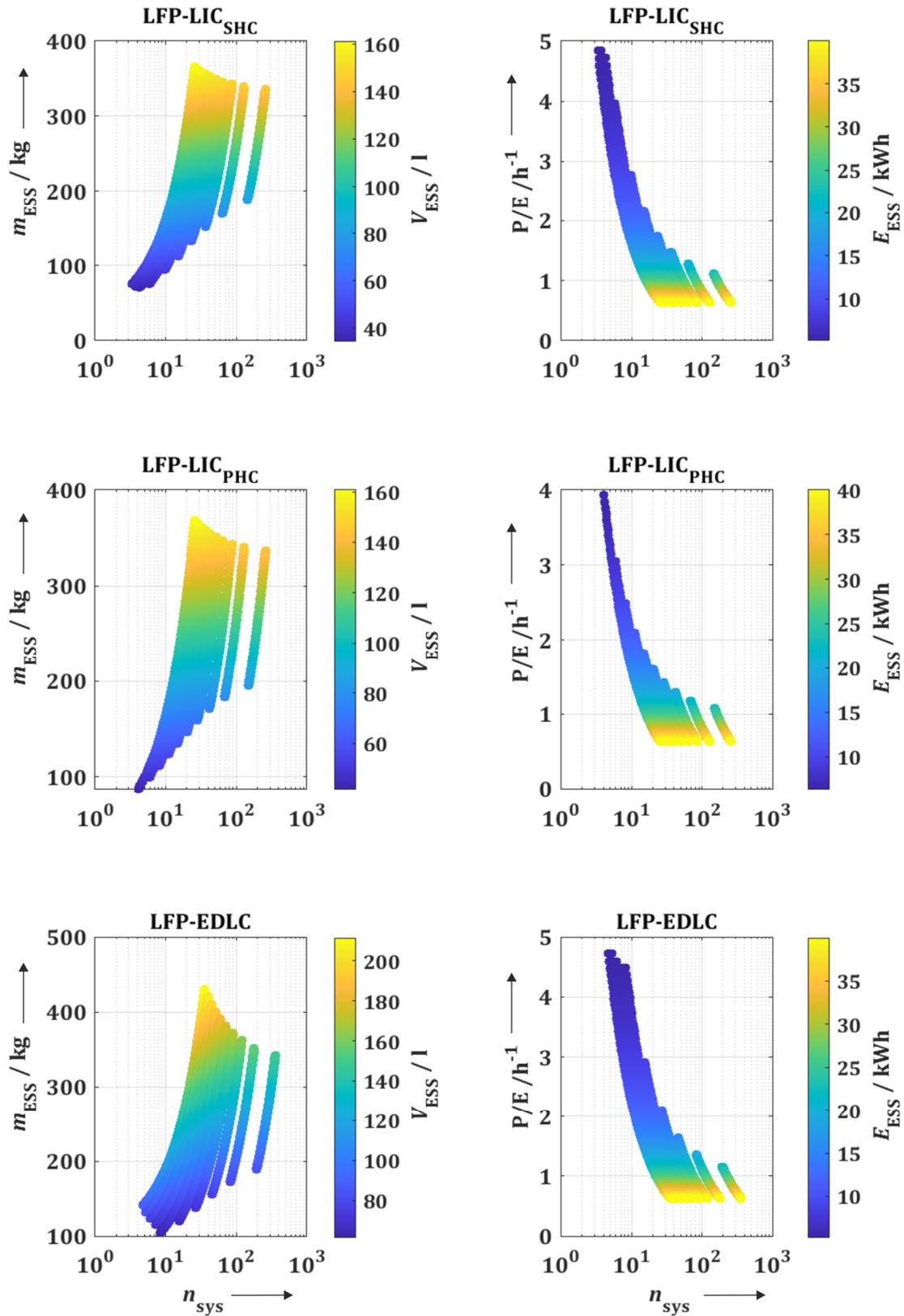


Abbildung 81: Technische Parameter in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex für LFP-Hybridsysteme unter Erfüllung der Lastanforderungen bei gegebenen Pulsdauern aus Tabelle 40

Tabelle 41: Hybridsysteme mit der geringsten Masse (HES_{min}) für Gen3 Anwendungen

LIB System	SC System	$m_{ESS} /$ kg	$V_{ESS} /$ l	$E_{ESS} /$ kWh	$p_{ESS} /$ Wkg ⁻¹	$e_{ESS} /$ Whkg ⁻¹	$p_{ESS} /$ Wl ⁻¹	$e_{ESS} /$ Whl ⁻¹
LFP 14s37p	LIC_{SHC} 13s8p	70,03	34,34	5,7	356,99	81,39	728,01	165,99
LFP 14s34p	LIC_{PHC} 13s11p	79,07	38,84	6,67	316,18	84,36	643,67	171,73
LFP 14s39p	EDLC 18s6p	104,73	61,77	5,84	238,71	55,76	404,73	94,54
LCO 12s59p	LIC_{SHC} 13s6p	53,48	23,87	6,38	467,46	119,37	1047,34	267,45
LCO 12s60p	LIC_{PHC} 13s9p	66,15	30	7,10	377,93	107,39	833,33	236,80
LCO 12s66p	EDLC 18s5p	86,61	135,99	6,48	288,65	74,82	183,84	47,65

Tabelle 42: Hybridsysteme mit ca. gleichem Volumen (HES_v) zum technologiegleichen Batteriesystem für Gen3 Anwendungen

LIB System	SC System	$m_{ESS} /$ kg	$V_{ESS} /$ l	$E_{ESS} /$ kWh	$p_{ESS} /$ Wkg ⁻¹	$e_{ESS} /$ Whkg ⁻¹	$p_{ESS} /$ Wl ⁻¹	$e_{ESS} /$ Whl ⁻¹
LFP 14s166p	LIC_{SHC} 13s3p	207,30	89,58	23,67	120,60	114,20	279,08	264,28
LFP 14s171p	LIC_{PHC} 13s1p	207,00	88,00	24,38	120,77	117,80	284,09	277,09
LFP 14s166p	EDLC 18s1p	207,00	90,60	23,66	120,77	114,32	275,94	261,19
LCO 12s278p	LIC_{SHC} 13s1p	163,37	58,68	30,08	153,03	184,12	426,04	512,61
LCO 12s278p	LIC_{PHC} 13s1p	163,63	58,68	32,38	152,78	197,88	426,04	551,79
LCO 12s276p	EDLC 18s1p	163,51	61,49	26,38	152,90	161,32	279,08	264,28

7.3.3 Gegenüberstellung von Hybridsystemen zum Stand der Technik der Batterie- und kommerziellen 48 V Systemen

In den Untersuchungen der Kapitel 7.3.1 und 7.3.2 steht der generelle Vergleich zwischen Hybridsystemen und ihrer technologischen Lithium-Ionen-Entsprechung als Batteriesystem im Mittelpunkt. In der im Folgenden vorgestellten Untersuchung soll eine erste Annäherung erfolgen, in wie weit ein 48 V Hybridsystem bestehend aus Hochenergie- und Superkondensatorstechnologien konkurrenzfähig zu einem 48 V Hochleistungsbatteriesystem in zwei 48 V Hybrid Szenarien wäre. Des Weiteren soll neben dem Vergleich theoretischer Energiespeichersysteme ebenfalls eine Gegenüberstellung eines Hybridsystems zu einem kommerziellen 48 V System erfolgen.

Studie 1:

Ein grundlegender Gedanke der passiven Hybridisierung beinhaltet, dass eine Lithium-Ionen-Technologie, welche aufgrund ihrer Strom- und Zyklfestigkeit nicht für hochzyklische Anwendungen geeignet ist, durch die passive Hybridisierung mit einer Superkondensatorstechnologie in die Lage versetzt wird diese Anwendungen so bedienen zu können wie eine dafür ausgelegte Lithium-Ionen-Leistungszelle. Um diese Studie durchzuführen, werden hierfür die LFP-LIC_{SHC} sowie LCO-LIC_{SHC} Systeme mit der geringsten Masse aus Tabelle 34 und Tabelle 41 herangezogen und der Performance Index gegenüber einem Batteriesystem bestehend aus der LFP_{HP}-Technologie bestimmt, welche in Laderichtung eine mindestens 4-fach größere Stromfestigkeit aufweist. Der Vergleich erfolgt für Gen1 und Gen3 Anwendungen.

Studie 2:

Diese Studie soll zeigen, welches Potential eine passive Hybridisierung unter Nutzung von Hochleistungszellen gegenüber ihrer Entsprechung als Batteriesystem aufweist. Der Vergleich passiver Hybridsysteme zu einheitlichen Batteriesystemen erfolgt in dieser Studie nach dem Vorbild aus den Kapiteln 7.3.1 und 7.3.2 wobei als Lithium-Ionen-Technologie die LFP_{HP} Technologie gewählt wurde und maßgeblich das Gen1 Szenario betrachtet wird.

Studie 3:

Für diese Studie werden passive Hybridsysteme mit einem kommerziellen 48 V Modul des Unternehmens A123 verglichen, welches für 48 V Hybride der heutigen Generation (Gen1) angeboten wird. Die technischen Daten des Systems sind in Tabelle 43 aufgelistet. Das System von A123 nutzt Zellen mit LFP als Kathodenmaterial. Da kein reales Exemplar zur Vermessung zur Verfügung stand, wurden in der ersten Annäherung zur Abbildung der U_{OCV} -Charakteristik die aufgenommenen U_{OCV} -Kurven der LFP_{HP}-Technologie genutzt. Zur Abbildung der Charakteristik des Innenwiderstandes R_I sind Parameter aus einer Veröffentlichung verwendet worden, welche in dessen Untersuchung die Modellierung des A123 zum Thema hatte [235]. Zur Abbildung der Diffusionsprozesse wurde ebenfalls zur ersten Annäherung auf Werte der bisher bestimmten LFP_{HP}-Werte zurückgegriffen. Der Vergleich mit diesem System erfolgt für Gen1 und Gen3 Anwendungen.

Tabelle 43: Technische Daten des A123 48 V Modul basierend auf [182], [236]

Daten	Kennzahlen
Topologie	14s1p
Nennkapazität / Ah	8
Masse / kg	<8
Dimension / mm	304 x 96 x 180
Volumen / l	5,25
SOC Bereich / %	30 – 80
10 s DIS / kW	14
10 s CHG / kW	16
60 s DIS / kW	7,5
60 s CHG / kW	9
Nutzbare Energie / Wh	180
Installierte Energie / Wh*	360
Grav. Leistungsdichte / Wkg ^{-1**}	2000
Grav. Energiedichte / Whkg ^{-1**}	45
Vol. Leistungsdichte / Wl ^{-1**}	3047
Vol. Energiedichte / Whl ^{-1**}	68,57

*Annahme, dass 180 Wh dem Energieinhalt bei einem DOD von 50 % entsprechen und somit eine installierte Energie von 360 Wh bei einem DOD von 100 % vorliegt.

**berechnet aus gegebenen Größen zu Volumen und Masse sowie der maximalen Leistung von 16 kW und installierter Energie von 360 Wh

Die technischen Daten der Batteriesysteme für die einzelnen Szenarien sind in Tabelle 44 aufgeführt. Die Auslegung des A123-Batteriesystems für das Szenario 3 ist in der Weise erfolgt, dass der angegebene SOC-Betriebsbereich von 20-80 % nicht verletzt wird.

Tabelle 44: Technische Daten zu den rein batteriebasierenden Vergleichssystemen der Studien 1 bis 3

Technologie	Studie	Szenario	Topologie	m_{ESS} / kg	V_{ESS} / l	E_{ESS} / kWh	p_{ESS} / Wkg ⁻¹	e_{ESS} / Whkg ⁻¹	p_{ESS} / Wl ⁻¹	e_{ESS} / Whl ⁻¹
LFP _{HP}	1-2	Gen1	14s23p	24,47	11,59	2,90	449,53	118,43	948,93	250,00
LFP _{HP}	1	Gen3	14s53p	56,39	26,71	6,36	443,33	112,78	935,98	238,11
A123	3	Gen1	14s1p	8	5,25	0,36	2000	68,57	3047	68,57
A123	3	Gen3	14s3p	24	15,75	1,08	-	-	-	-

Wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln 7.3.1 und 7.3.2 sollen auch an dieser Stelle alle Hybridsysteme unter Nutzung der LFP_{HP}-Technologie vorgestellt werden, welche die Lastanforderungen für gegebene Pulsdauern der Gen1 Anwendungen (s. Tabelle 33) und der Gen3 Anwendungen (s. Tabelle 40) erfüllen, ohne Spezifikationen des technischen Datenblattes in Form der max. Stromstärke zu verletzen. Sowohl die möglichen Energien sowie Leistungs- und Energieverhältnisse als auch deren Massen- und Volumenmaße sind in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex n_{sys} für Gen1 Anwendungen in Abbildung 82 und für Gen3 Anwendung in Abbildung 83 dargestellt. Die technischen Daten der Hybridsysteme mit der jeweils geringsten Masse in ihrer Technologiekombination sind in Tabelle 45 aufgelistet.

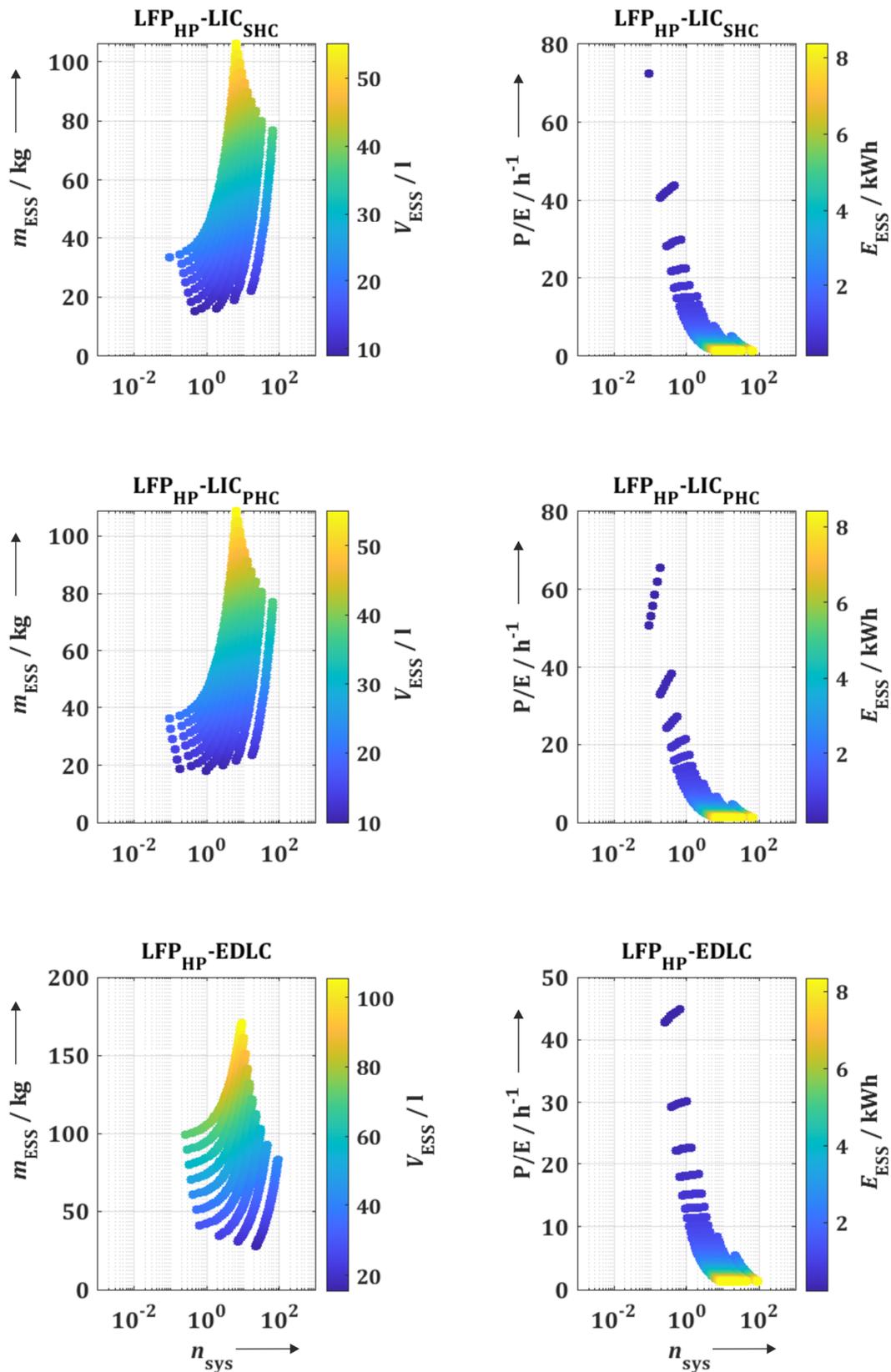


Abbildung 82: Technische Parameter in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindexes für LFP_{HP}-Hybridsysteme unter Erfüllung der Lastanforderungen bei gegebenen Pulsdauern aus Tabelle 33

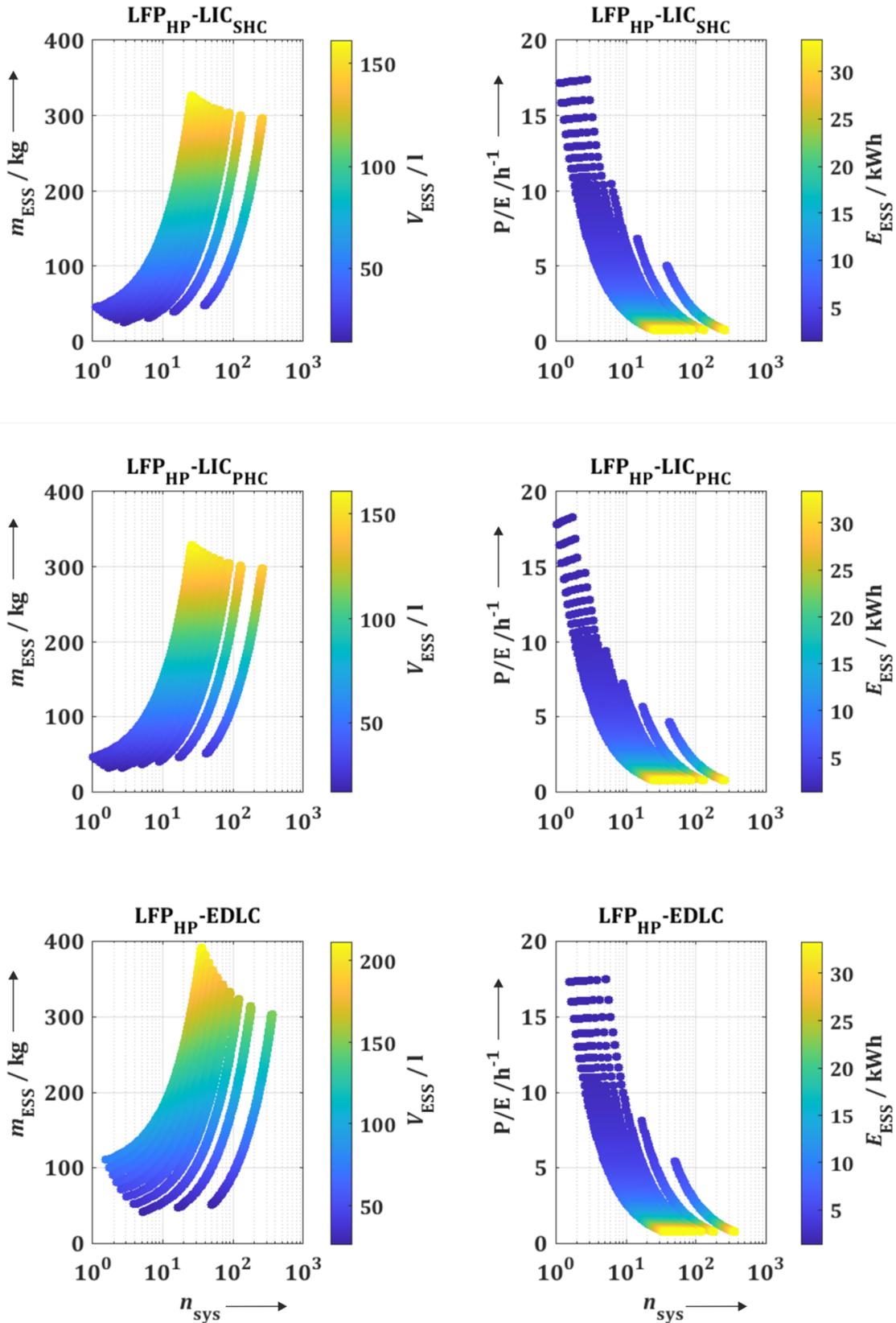


Abbildung 83: Technische Parameter in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex für LFP_{HP}-Hybridsysteme unter Erfüllung der Lastanforderungen bei gegebenen Pulsdauern aus Tabelle 40

Tabelle 45: LFP_{HP} basierende Hybridsysteme mit geringster Masse ($H_{ESS_{min}}$) in ihrer jeweiligen Technologiekombination für Gen1 und Gen3 Anwendungen

LIB System	SC System	Szenario	m_{ESS} / kg	V_{ESS} / l	E_{ESS} / kWh	$p_{ESS} / \text{Wkg}^{-1}$	$e_{ESS} / \text{Whkg}^{-1}$	p_{ESS} / Wl^{-1}	$e_{ESS} / \text{Whl}^{-1}$
LFP _{HP} 14s2p	LIC _{SHC} 13s4p	Gen1	15,10	8,90	0,41	728,48	27,15	1235,96	46,07
LFP _{HP} 14s4p	LIC _{PHC} 13s4p	Gen1	18,24	9,91	1,15	603,07	63,05	1109,99	116,04
LFP _{HP} 14s17p	EDLC 18s1p	Gen1	27,57	15,59	2,07	398,98	75,08	705,67	132,79
LFP _{HP} 14s12p	LIC _{SHC} 13s4p	Gen3	25,60	13,9	1,4352	976,56	56,06	1798,56	103,25
LFP _{HP} 14s14p	LIC _{PHC} 13s5p	Gen3	32,25	16,92	2,49	775,19	77,21	1477,54	147,16
LFP _{HP} 14s12p	EDLC 18s3p	Gen3	41,76	27,1	1,55	598,66	37,12	922,51	57,20

7.3.4 Lebensdaueruntersuchung

Die Untersuchung des Performance Index θ in Bezug auf die Batteriebelastung innerhalb von hybrid- und rein batteriebasierenden Systemen gibt einen Hinweis bezüglich der Lebensdauer, jedoch nicht über den Degradationsprozess an sich. Daher soll innerhalb dieser Studie ein Vergleich der Lebensdauer innerhalb von Gen1 und Gen3 Anwendungen für ausgewählte Energiespeichersysteme unter Zuhilfenahme des Degradationsmodells aus Kapitel 4.1.3 erfolgen.

Es werden die durchgeführten Lastzyklen bis zum Erreichen eines SOH von 80 % des jeweiligen Hybridsystems und des äquivalenten Batteriesystems unter Nutzung der gleichen Lithium-Ionen-Technologie gegenübergestellt. Die Analyse des Degradationsverhaltens erfolgt in zwei Schritten. Zunächst wird zur ersten Betrachtung nur der Einfluss des Stromes, des Stromdurchsatzes sowie der Temperatur auf die Degradation berücksichtigt, um mit einer beschleunigten Simulationszeit erste Ergebnisse des Degradationsverhaltens innerhalb von anwendungsorientierten Hybridsystemen zu erhalten. Im Weiteren wird der Einfluss des DOD am Beispiel von LCO-Hybrid- und Batteriesysteme hinzugefügt und betrachtet, in wie weit die Berücksichtigung des DOD das Verhältnis der erreichten Lastzyklen zwischen Hybrid- und Batteriesystem im Vergleich zur vorangegangenen Simulation ohne Berücksichtigung des DOD verändert. Abschließend wird untersucht, wie sich der Einfluss der verschiedenen Alterungsflüsse für Hybridsysteme gleicher Technologiezusammensetzung aber unterschiedlicher Systemauslegung ändert und sich somit auf die Anzahl erreichter Lastzyklen auswirkt.

Abweichend von den Systemen der Studien der Kapitel 7.3.1 bis 7.3.3 werden die Energiespeichersysteme bezogen auf die Anforderungen der notwendigen Energie sowie des maximalen Bauraums und des Volumens ausgelegt. Diese Anforderungen sind hinsichtlich der Gen1 Anwendung bereits vom USABC in [11] formuliert worden. 48 V Hybride der Gen3 Anwendungen sollten die Aufgaben heutiger Vollhybrider (FHEV) erfüllen können. Daher wurden die maximal zulässigen Größen für Masse und Volumen aus den Richtwerten der USABC für FHEV Batteriesysteme aus [237] gewählt.

Zur Festlegung der notwendigen Energie des Energiespeichersystems wurden Pressemitteilungen bezüglich der angestrebten Energie von 5,5 kWh berücksichtigt [186] und ebenso kalkuliert, welche Energie notwendig wäre, um eine Distanz zwischen 6 km und 30 km bei einem durchschnittlichen Energieverbrauch von $0,17 \text{ kWhkm}^{-1}$ [238] bei innerstädtischem Fahrverhalten zu ermöglichen. Die Auflistung der Anforderungen und Zielbereiche für Energiespeichersysteme der Gen1 und Gen3 Anwendung sind in Tabelle 46 aufgelistet.

Tabelle 46: Anforderungen und Zielbereiche für Energiespeichersysteme im Einsatz von Gen1 und Gen3 Anwendungen

Anforderung und Zielbereich	Gen1 [11]	Gen3 [6], [10], [115], [237], [238]
m_{ESS} / kg	<8	<40
V_{ESS} / l	<8	<32
P_{ESS} / kW	11	25
E_{ESS} / kWh	0,3	1 – 5
$e_{ESS} / \text{Whkg}^{-1*}$	~37,5	~25 – 125
$e_{ESS} / \text{Whl}^{-1*}$	~37,5	~31 – 156
$P/E / \text{h}^{-1*}$	~37	~5 – 25

*berechnet aus gegebenen Angaben zur notwendigen Masse, Volumen sowie Energie und Leistung

Wie bereits erwähnt wurden die Hybridsysteme in der Art aufgestellt, dass annähernd die Anforderungen aus Tabelle 46 in Bezug auf Volumen, Masse und notwendige Energie erfüllt sind. Im Speziellen wurde für die Gen3 Anwendung eine Energie von ca. 1,5 kWh angestrebt. Die technischen Daten zu den Hybridsystemen der Degradationsstudie sind für alle Generationen und Technologiekombinationen in Tabelle 48 dargestellt.

Die Batteriesysteme für den Vergleich des Degradationsverhaltens sind ebenso hinsichtlich der Anforderungen bezogen auf Energie, Volumen und Masse ausgelegt worden. Batteriesysteme erreichen ohne Berücksichtigung der maximal zulässigen Stromstärke deutliche geringere Volumina zum Erreichen der notwendigen Energie als die Hybridsysteme. Durch die geringere Anzahl an parallelgeschalteter Zellen wäre eine deutlich höhere Belastung der einzelnen Zellen zu erwarten. Aus diesem Grund wurde im Speziellen für die Auslegung der Gen3 Batteriesysteme ein annähernd gleiches Volumen angestrebt, welches für die Hybridsysteme zum Erreichen der Energie von ca. 1,5 kWh notwendig ist. Die technischen Daten zu den Batteriesystemen der Degradationsstudie sind in Tabelle 47 dargestellt.

Bezüglich der Simulationsumgebung soll an dieser Stelle erwähnt werden, dass die Starttemperatur der Energiespeicher auf 25 °C festgelegt wurde. Für die Simulation der Gen1 Anwendung wird für jeden neuen simulierten Lastzyklus als Starttemperatur die Endtemperatur des vorangegangenen Lastzyklus gewählt. Für Gen3 Simulationen wird die Starttemperatur bei Beginn jedes neuen Lastzyklus auf 25 °C zurückgesetzt.

Tabelle 47: Technische Daten zu den Batteriesystemen der Degradationsstudie im Szenario der Gen1 und Gen3 Anwendung

Zelltyp	Szenario	Topologie	m_{ESS} / kg	V_{ESS} / l	E_{ESS} / kWh
LFP	Gen1	14s6p	7,14	3,02	0,86
LCO	Gen1	12s13p	7,49	2,65	1,52
LFP _{HP}	Gen1	14s7p	7,45	3,53	0,84
LFP	Gen3	14s14p	16,66	7,06	2,02
LCO	Gen3	12s24p	13,82	4,89	2,82
LFP _{HP}	Gen3	14s16p	17,02	8,06	1,92

Tabelle 48: Technische Daten zu den Hybridsystemen für die Degradationsstudie im Szenario der Gen1 und Gen3 Anwendung

LIB System	SC System	Szenario	m_{ESS} / kg	V_{ESS} / l	E_{ESS} / kWh
LFP	LIC _{SHC}	Gen1	6,82	3,48	0,47
14s3p	13s1p				
LFP	LIC _{PHC}	Gen1	7,08	3,49	0,56
14s3p	13s1p				
LFP	EDLC	Gen1	10,91	7,52	0,17
14s1p	18s1p				
LCO	LIC_{SHC}	Gen1	7,85	3,6	0,90
12s8p	13s1p				
LCO	LIC_{PHC}	Gen1	7,54	3,4	0,92
12s7p	13s1p				
LCO	EDLC	Gen1	10,29	7,2	0,13
12s1p	18s1p				
LCO	LIC_{SHC}	Gen1	7,07	4,15	0,19
12s1p	13s2p				
LCO	LIC_{PHC}	Gen1	7,59	4,15	0,42
12s1p	13s2p				
LFP _{HP}	LIC _{SHC}	Gen1	7,45	3,98	0,52
14s4p	13s1p				
LFP _{HP}	LIC _{PHC}	Gen1	7,71	3,98	0,64
14s4p	13s1p				
LFP _{HP}	EDLC	Gen1	10,77	7,52	0,15
14s1p	18s1p				
LFP	LIC _{SHC}	Gen3	15,15	7,01	1,47
14s10p	13s1p				
LFP	LIC _{PHC}	Gen3	15,41	7,01	1,58
14s10p	13s1p				
LFP	EDLC	Gen3	21,62	12,06	1,46
14s10p	18s1p				
LCO	LIC _{SHC}	Gen3	11,31	4,84	1,55
12s14p	13s1p				
LCO	LIC _{PHC}	Gen3	11,57	4,82	1,63
12s14p	13s1p				
LCO	EDLC	Gen3	18,36	10,08	1,51
12s15p	18s1p				
LFP _{HP}	LIC _{SHC}	Gen3	15,85	8,02	1,47
14s12p	13s1p				
LFP _{HP}	LIC _{PHC}	Gen3	16,11	8,02	1,55
14s12p	13s1p				
LFP _{HP}	EDLC	Gen3	22,32	13,06	1,46
14s12p	18s1p				

Anmerkung: Ausgewählte Hybridsysteme zur Untersuchung des DOD Einflusses auf das Degradationsverhalten bei gleicher Technologie- aber unterschiedlicher Systemzusammensetzung

8 Ergebnisse und Diskussion der Konzeptstudie

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der modellbasierten Konzeptstudie vorgestellt. Zunächst werden in Kapitel 8.1 die Ergebnisse aus der Topologie-Studie bzw. des Systementwurfs behandelt und die Auswirkungen der gewählten Verschaltungstopologie auf die Energie- und Leistungsdichte des Hybridsystems aufgezeigt. Hierbei werden die Ergebnisse für die Hybridsysteme unter Nutzung der LCO-Technologie und die der LFP-Technologie einzeln vorgestellt.

Kapitel 8.2 präsentiert die Ergebnisse aus der anwendungsorientierten Untersuchung der Hybridsysteme in 48 V Hybrid Anwendungen. Kapitel 8.3 behandelt das Alterungsverhalten der Hybridsysteme aus Tabelle 48 in 48 V Hybrid Anwendungen und stellt diese den Batteriesystemen aus Tabelle 47 gegenüber.

8.1 Topologie und Systementwurf

In diesem Kapitel sollen die Ergebnisse bezüglich der möglichen Energie- und Leistungsdichten für die Verschaltungstopologien in Abbildung 75 am Beispiel von LCO- und LFP-Hybriden vorgestellt werden. Dazu wurde die Energie- und Leistungsdichte des jeweiligen Hybridsystems in Abhängigkeit der Pulsdauer, des Systemkonfigurationsindex und der verwendeten Superkondensator-Technologie untersucht.

Hierzu wurde mittels der vorgestellten Methode in Kapitel 4.5.2 der maximale Eingangsstrom bestimmt, welcher für eine gewählte Pulsdauer von 1 s bis 100 s möglich wäre, ohne die Lithium-Ionen-Batterie oder den Superkondensator außerhalb der Betriebsbereiche zu belasten. Dieser Strom wurde mit einer angenommenen Nennspannung von 48 V multipliziert, um die mögliche Leistung zu ermitteln.

Die Leistungsdichte errechnet sich aus der möglichen Leistung, dividiert durch die Gesamtmasse des Hybridsystems. Zur Bestimmung der Energiedichte wurde die Nennkapazität des Hybridsystems $Q_{0,\text{HESS}}$ ermittelt, welche gleich der Summe der Nennkapazität des Superkondensators und der Lithium-Ionen-Batterie innerhalb des Betriebsspannungsbereichs des Hybridsystems ist. Diese Nennkapazität $Q_{0,\text{HESS}}$ wurde ebenfalls mit einer angenommenen Nennspannung von 48 V multipliziert, um die Energie des Hybridsystems zu bestimmen.

Zur Berechnung der Energiedichte wird diese Energie durch die Gesamtmasse des Hybridsystems dividiert. Der Betrachtungsraum variiert hierbei jeweils zwischen 1 und 10 parallelgeschalteten Zellen im Lithium-Ionen- und Superkondensatorverbund.

Positive Leistungsdichtewerte präsentieren die Ergebnisse für die Laderichtung, während hingegen negative Leistungsdichtewerte die Leistungsdichten in Entladerichtung vorgeben.

8.1.1 LCO-Hybride

In Abbildung 84 sind die Ergebnisse für die Energie- und die Leistungsdichte für alle LCO-Hybride und Verschaltungstopologien dieser Studie dargestellt. Zunächst ist für alle Verschaltungstopologien ersichtlich, dass eine hohe Anzahl an Superkondensatoren die Leistungsdichte steigert und die Energiedichte deutlich verringert, während hingegen eine hohe Anzahl an Lithium-Ionen-Batterien die Energiedichte steigert und die Leistungsdichte verringert. Ebenso wird die höchste Leistungsdichte für Pulse von 1 s erreicht und nimmt bis hin zu 100 s deutlich ab. Die Betrachtung der Leistungsdichte für 100 s zeigt ebenfalls, dass sich hier die Leistungsdichte durch eine erhöhte Anzahl von Lithium-Ionen-Batterien geringfügig steigern lässt.

Die höchsten Leistungsdichten erreichen das V1 und auch V3 Hybridsystem unter Nutzung der LIC_{SHC}-Technologie für eine Pulsdauer von 1 s und einem Systemkonfigurationsindex n_{sys} von 0,1. In positive Laderichtung erreichen diese beiden Systeme ca. eine Leistungsdichte von 1500 Wkg⁻¹ und in Entladerichtung ca. 2000 Wkg⁻¹. Bei der Betrachtung der Leistungsdichten ab einer Pulslänge von 10 s zeigen die V1 Hybridsysteme unter Nutzung der LIC-Technologie (LIC_{SHC} und LIC_{PHC}) annähernd ähnliche Leistungsdichten auf. Für die V3 Variante stellt sich ab einer

Pulslänge von 15 s in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex n_{sys} annähernd der gleiche Leistungsdichteverlauf für die Hybridvarianten mit LIC_{SHC} und LIC_{PHC} ein.

Die Betrachtung der Verschaltungstopologien V2 und V4 zeigen im Vergleich zu den V1 und V3 Topologien, dass der Systemkonfigurationsindex auf Grund der Verschaltungsart konstant ist und sich somit nur ein Leistungsdichtewert pro Pulsdauer einstellt. Dieser Leistungsdichtewert erreicht für diesen Systemkonfigurationsindex den gleichen Leistungsdichtewert in Lade- und Entladerichtung wie die V1 und V3 Variante in den jeweiligen Hybridverbänden bei demselben Systemkonfigurationsindex.

Während sich die Leistungsdichten in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex und der gewählten Verschaltungstopologien innerhalb einer Hybridvariante gleichen, entstehen deutliche Unterschiede in den erzielten Energiedichten. Die V1 Variante ermöglicht im Vergleich zu den anderen Verschaltungstopologien die höchsten Energiedichten. Im Speziellen ermöglicht das V1 LCO-LIC_{PHC}-System die höchsten Energiedichten, wobei sich die Energiedichten des V1 LCO-LIC_{PHC}-Systems und des V1 LCO-LIC_{SHC}-Systems mit steigendem Systemkonfigurationsindex angleichen. Bei einem Systemkonfigurationsindex n_{sys} gleich 10 erzielt das V1 LCO-LIC_{PHC}-Hybridsystem eine Energiedichte von ca. 130 Whkg⁻¹ und für das V1 LCO-LIC_{SHC} stellt sich eine Energiedichte von ca. 120 Whkg⁻¹ ein.

Im Vergleich zur V1 Variante zeigen die Ergebnisse der möglichen Energiedichte für die V3 Variante ein anderes Verhalten auf. Für einen Systemkonfigurationsindex n_{sys} kleiner 0,3 ermöglicht die V3 Variante eine annähernd gleichwertige Energiedichte wie ihre V1 Entsprechung. Bei einem Systemkonfigurationsindex n_{sys} größer 1 treten deutliche Unterschiede auf, wobei sich bei einem n_{sys} von 1 eine Energiedichte zwischen 40 Whkg⁻¹ und 60 Whkg⁻¹ in Abhängigkeit des Hybridverbundes einstellt.

Die Betrachtung der Energiedichte für die V2 und V4 Variante zeigt für die LIC-Hybridverbände, dass diese in der V4 Variante höhere Energiedichten erreichen, als in der V2 Variante, wohingegen für die EDLC-Hybride annähernd gleiche Energiedichten von knapp 10 Whkg⁻¹ erreicht werden. Des Weiteren zeigt ebenfalls die V4 Variante annähernd gleiche Energiedichten wie die V1 Variante bei gleichem Systemkonfigurationsindex auf.

Die generelle Betrachtung der LCO-EDLC-Hybride sowohl in Abhängigkeit der Pulsdauer und der Verschaltungstopologie als auch des Systemkonfigurationsindex zeigen im Vergleich zu den LIC-Hybriden die geringsten Energie- und Leistungsdichten auf.

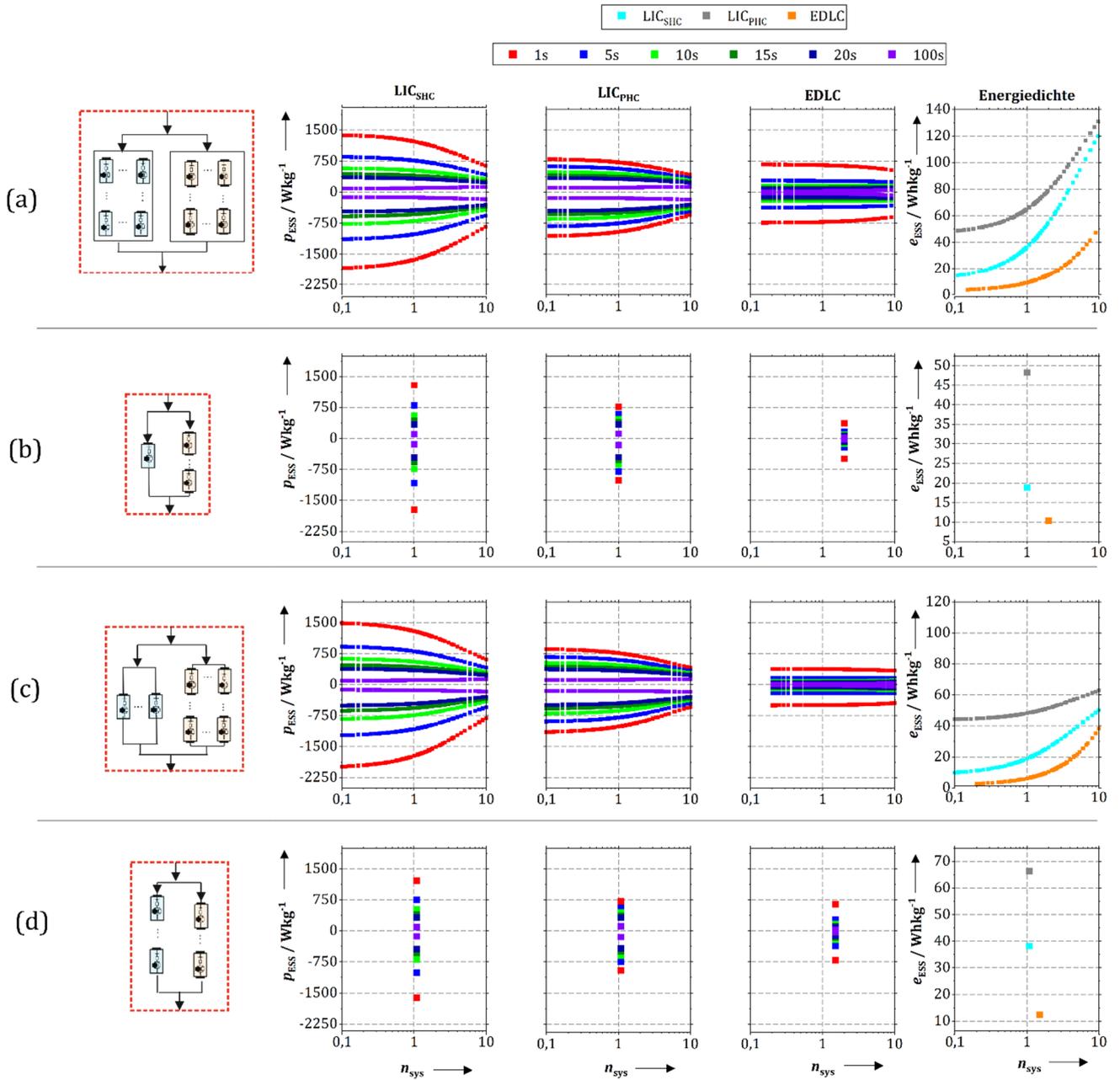


Abbildung 84: Energie- und Leistungsdichteverläufe für verschiedene Pulsdauern und Systemkonfigurationsindizes für LCO-Hybride; (a) V1 Verschaltungstopologie; (b) V2 Verschaltungstopologie; (c) V3 Verschaltungstopologie; (d) V4 Verschaltungstopologie

8.1.2 LFP-Hybride

Abbildung 85 zeigt die Energie- und Leistungsdichten der LFP-Hybridsysteme für die vier Verschaltungstopologien dieser Studie und in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex n_{sys} sowie der Pulsdauer. Zunächst zeigt sich wie in Abbildung 84, dass für geringe Systemkonfigurationsindizes und bei geringen Pulsdauern die Leistungsdichte unabhängig von der Verschaltungstopologie die höchsten Werte annimmt. Sowohl mit steigender Pulsdauer als auch mit steigendem Systemkonfigurationsindex nimmt die Leistungsdichte ab, wohingegen die Energiedichte mit steigendem Systemkonfigurationsindex zunimmt. Ausnahmen davon bilden die LIC_{SHC}- und die EDLC-Hybride in der V1 und V3 Variante. Bei einer Pulsdauer von 100 s und einem Systemkonfigurationsindex n_{sys} größer 1 steigt hier die Leistungsdichte an.

Des Weiteren sollte Erwähnung finden, dass die Ergebnisse der Leistungsdichte für die V1 und V3 Variante im Falle der LIC_{SHC}- und LIC_{PHC}-Hybride annähernd gleich sind. Zusätzlich erreichen die V2 und V4 Hybride ebenfalls die gleichen Leistungsdichten der V1 und V3 Varianten bei gleichem Systemkonfigurationsindex n_{sys} im Falle der Nutzung von LIC_{SHC} und LIC_{PHC} als SC-Komponente.

Die Betrachtung des Einflusses der Pulsdauer auf die Leistungsdichte zeigt für die LIC-Hybriden in allen Verschaltungstopologien, dass bis zu einer Pulsdauer von 10 s im Falle der LIC_{SHC}-Hybriden und im Falle der LIC_{PHC} Hybriden bis zu einer Pulsdauer von 100 s in Entladerichtung die gleichen Leistungsdichten erreicht werden. Die höchste erzielte Leistungsdichte in Laderichtung tritt mit ca. 2000 Wkg⁻¹ bei einer Pulsdauer von 1 s für die V1 als auch die V3 Variante des LFP-LIC_{SHC}-Hybridsystem bei einem Systemkonfigurationsindex n_{sys} von 0,1 auf. Die höchste Leistungsdichte von ca. 2000 Wkg⁻¹ tritt für die V1 und die V3 Variante in den Hybriden LFP-LIC_{SHC} und LFP-LIC_{PHC} bei einem Systemkonfigurationsindex n_{sys} von 0,1 in Entladerichtung auf. Der LFP-LIC_{SHC}-Hybrid kann diese Leistungsdichte für eine Pulsdauer von 10 s gewährleisten, während hingegen der LFP-LIC_{PHC}-Hybrid diese Leistungsdichte für eine Pulsdauer von 100 s in Entladerichtung bereitstellen kann.

Die erzielten Leistungsdichten der EDLC-Hybride sind für alle Verschaltungstopologien deutlich geringer als für die Hybride mit LIC-Technologie. Die maximale Leistungsdichte in Laderichtung eines EDLC-Hybridsystems beträgt in der V1 Variante ca. 500 Wkg⁻¹ für einen Systemkonfigurationsindex n_{sys} kleiner 1 und für Pulsdauern von 1 s. Die maximale Leistungsdichte in Entladerichtung eines EDLC-Hybridsystems beträgt ca. 700 Wkg⁻¹, welche bei einer Pulsdauer von bis zu 10 s innerhalb der V1 und V4 Variante erreicht wird.

Die Untersuchung der Energiedichten zeigt, dass die V1 Variante für alle Hybride die höchsten Energiedichten erzielt. Für die Hybride unter Nutzung der LIC-Technologie erzielt das V1 LFP-LIC_{PHC} bei einem Systemkonfigurationsindex $n_{\text{sys}} < 1$ um teilweise 30 Whkg⁻¹ höhere Energiedichten als das V1 LFP-LIC_{SHC}-System. Mit steigendem Systemkonfigurationsindex nähert sich die Energiedichte des V1 LFP-LIC_{SHC} Systems der des V1 LFP-LIC_{PHC}-System an. Im Vergleich der V1 und V3 Variante der LIC-Hybride zeigt sich, dass vor allem bei geringem Systemkonfigurationsindex $n_{\text{sys}} \approx 0,1$ die V1 Variante für das LFP-LIC_{PHC}-System eine etwas höhere Energiedichte von 10 Whkg⁻¹ erzielt als die dazugehörige V3 Variante. Mit steigendem Systemkonfigurationsindex nähern sich die Energiedichten der V1 und V3 Variante für die LIC Hybride an, wobei die Energiedichte der V1 Variante geringfügig um ca. 5 Whkg⁻¹ höher als die der V3 Variante ist. Die höchste erreichte Energiedichte von ca. 105 Whkg⁻¹ zeigt dabei das V1 LFP-LIC_{PHC}-Hybridsystem auf.

Deutliche Unterschiede treten jedoch in der Betrachtung der EDLC-Hybride auf, welche bei einem Systemkonfigurationsindex von 10 in der V1 Variante eine Energiedichte von 60 Whkg⁻¹ und in der V3 Variante eine Energiedichte von ca. 40 Whkg⁻¹ aufweisen.

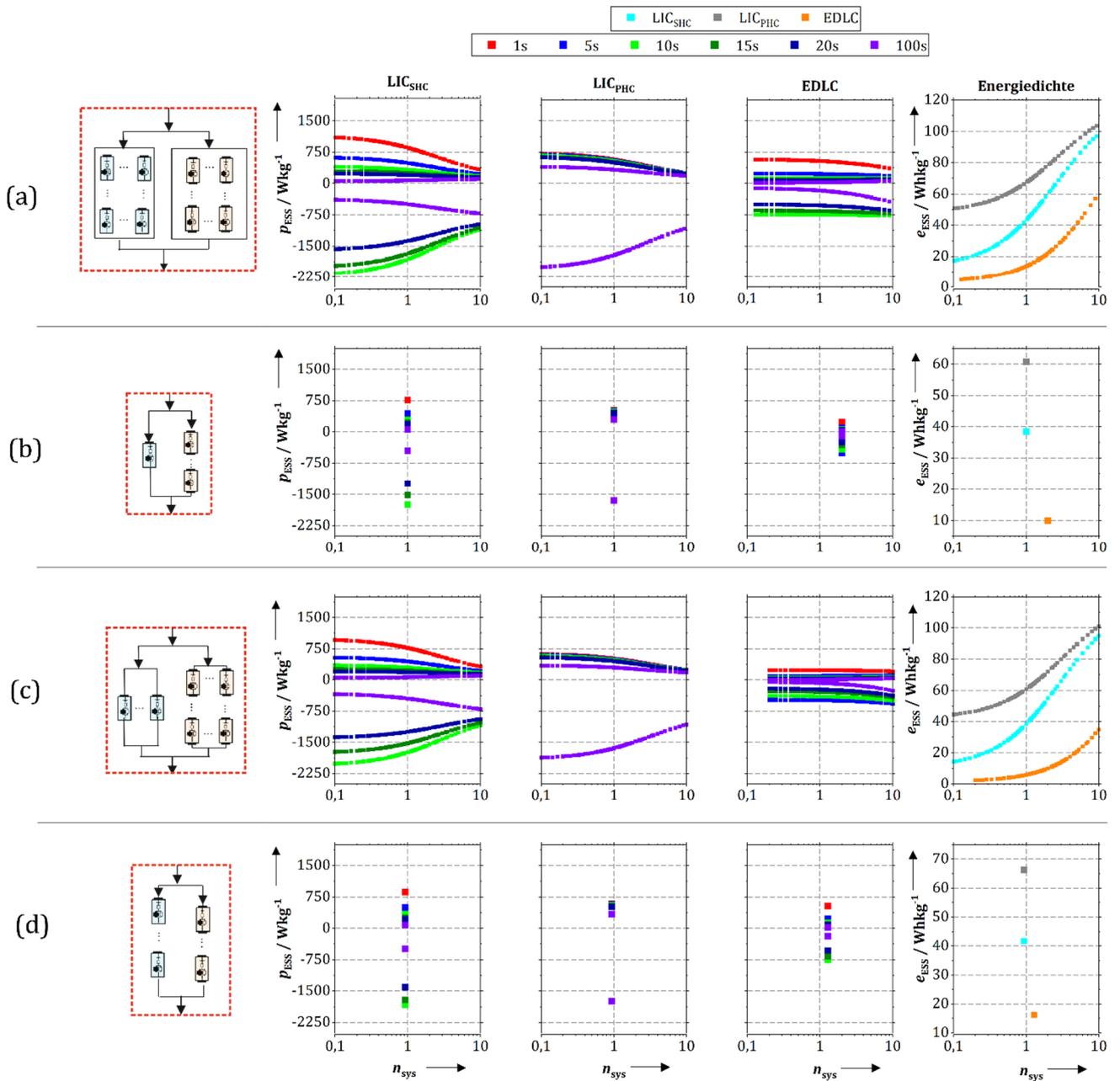


Abbildung 85: Energie- und Leistungsdichteverläufe für verschiedene Pulsdauern und Systemkonfigurationsindizes für LFP-Hybride; (a) V1 Verschaltungstopologie; (b) V2 Verschaltungstopologie; (c) V3 Verschaltungstopologie; (d) V4 Verschaltungstopologie

8.1.3 Zusammenfassung und Diskussion der Topologie und Systementwurfs

Gegenstand der Untersuchung der Studie in Kapitel 8.1 ist es gewesen, den Einfluss der Verschaltungstopologie sowie des Systemkonfigurationsindex auf die Energie- und Leistungsdichte für verschiedene Hybridsystemvarianten bei Pulsdauern von 1 s bis 100 s darzulegen. Grundsätzlich hat sich bestätigt, dass ein Übermaß an Superkondensatoren oder Lithium-Ionen-Batterien zu einer hohen Leistungsdichte ($n_{\text{sys}} < 1$) bzw. einer hohen Energiedichte ($n_{\text{sys}} > 1$) führen.

Auffällig ist jedoch gewesen, dass im Falle der Hybridsysteme unter Nutzung der LIC-Technologie für alle Verschaltungstopologien annähernd die gleichen Leistungsdichten bei gleichem Systemkonfigurationsindex für den jeweiligen Hybridverbund möglich sind. Der Einfluss der Verschaltungstopologie zeigt sich jedoch bei der Betrachtung der Energiedichte. Die V1 Verschaltungstopologie erreicht die höchsten Energiedichten, wobei der Unterschied zwischen den Energiedichten der weiteren Verschaltungstopologien im Falle der LCO-Hybride deutlich größer ausfällt als für die LFP-Hybride. Bei diesen ist die erzielte Energiedichte der Hybridsysteme der V1 Variante nur geringfügig höher als die der V3 Variante. Für das Erreichen hoher Energiedichten ist es entscheidend, die Energiezelle des Hybridsystems durch den Betriebsspannungsbereich größtmöglich nutzen zu können sowie dessen Anteil im Hybridsystem zu erhöhen. Die einzelnen Verschaltungstopologien ermöglichen in Abhängigkeit der Technologiezusammensetzung unterschiedliche Betriebsspannungsbereiche, welche den Grad der Nutzbarkeit der Nennkapazität der Energiezelle beeinflussen. Zusätzlich beeinflussen die Verschaltungstopologien ebenfalls die Möglichkeit der Systemzusammensetzung aus Energie- und Leistungszellen, wodurch einige Verschaltungstopologien eine hohe mögliche Variabilität (bspw. V1) aufzeigen, während andere sehr unflexibel in ihrer Zusammensetzung sind (bspw. V2 und V4).

Hybridsysteme unter Nutzung der V1 und V3 Variante zeigen eine deutliche Flexibilität bezüglich der erzielten Energie- und Leistungsdichten in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex. Ebenfalls hat sich gezeigt, dass in Abhängigkeit der gewählten Technologien innerhalb des Hybridverbundes hohe Leistungsdichten von bis zu 2000 Wkg⁻¹ ebenfalls für Pulsdauern bis zu 100 s erreicht werden können.

8.2 Anwendungsorientierte Untersuchung

In diesem Kapitel sollen die Ergebnisse der Konzeptstudie basierend auf den Hybridsystemen (HESS) und deren jeweiligen Entsprechungen als einheitliches Batteriesystem (BESS) aus Kapitel 7 vorgestellt werden. Die Kapitel 8.2.1 und 8.2.2 präsentieren, welche Leistungen mit einem Hybridsystem gegenüber einem Batteriesystem in Abhängigkeit der Pulsdauer erreicht werden können und welche Wirkungsgrade unter anwendungsorientierten Lastprofilen theoretisch möglich sind. Dabei wird ein Spektrum von leistungsorientierten (Gen1) wie auch energieorientierten (Gen3) Anwendungen abgedeckt, um die Potentiale des Hybridsystems aufzuzeigen und Defizite gegenüber Batteriesystemen aufzudecken. Abschließend wird in Kapitel 8.2.3 der Vergleich zu bereits heutigen Lösungen für 48 V MHEV Anwendungen angestrebt.

8.2.1 Generation 1 – Boosten und Rekuperation

Leistungsanalyse für HESS_{min}-Systeme

Abbildung 86 zeigt den Vergleich der möglichen Leistungen in Lade- und Entladerichtung und in Abhängigkeit der Pulsdauer für die leichtesten Hybridsysteme (HESS_{min}) aus Tabelle 34, für welche keine Überbelastung der Batterie im Hybridverbund für Gen1 Anwendungen entsteht, und ihren jeweiligen Entsprechungen als Batteriesystem.

Der Vergleich des LCO-LIC_{SHC} Hybridsystems mit dem LCO-BESS zeigt, dass in Lade- und Entladerichtung ca. eine 3-fache größere Leistung von bis 38 kW in Entladerichtung und 28 kW in Laderichtung für eine Pulsdauer von 1 s möglich ist. Die Leistung des Hybridsystems nimmt mit zunehmender Pulsdauer exponentiell ab, wobei ab ca. 10 s für die Ladeleistung und ab ca. 15 s für die Entladeleistung die gleichen Leistungen möglich wären wie für das Batteriesystem. Für längere Pulsdauern reduziert sich die mögliche Leistung des Hybridsystems auf ca. 10 % der Leistung des Batteriesystems.

Das LFP-LIC_{SHC} Hybridsystem weist für sehr kurze Pulse von kleiner 10 s höhere Leistungen in Laderichtung auf als das entsprechende Batteriesystem bestehend aus LFP-Zellen. Die maximale Leistung von knapp 30 kW bei 1 s Pulsdauer ist ca. doppelt so groß wie die Leistung des Batteriesystems. In Entladerichtung ist die Leistung des Batteriesystems ca. 18 kW höher als die des Hybridsystems. Diese weist bis zu einer Pulsdauer von ca. 18 s eine mögliche Entladeleistung von 59 kW auf, bevor mit zunehmender Pulsdauer die mögliche Leistung exponentiell abnimmt. Auch für dieses Hybridsystems sind für längere Pulsdauern die möglichen Leistungen gegenüber denen des Batteriesystems deutlich reduziert.

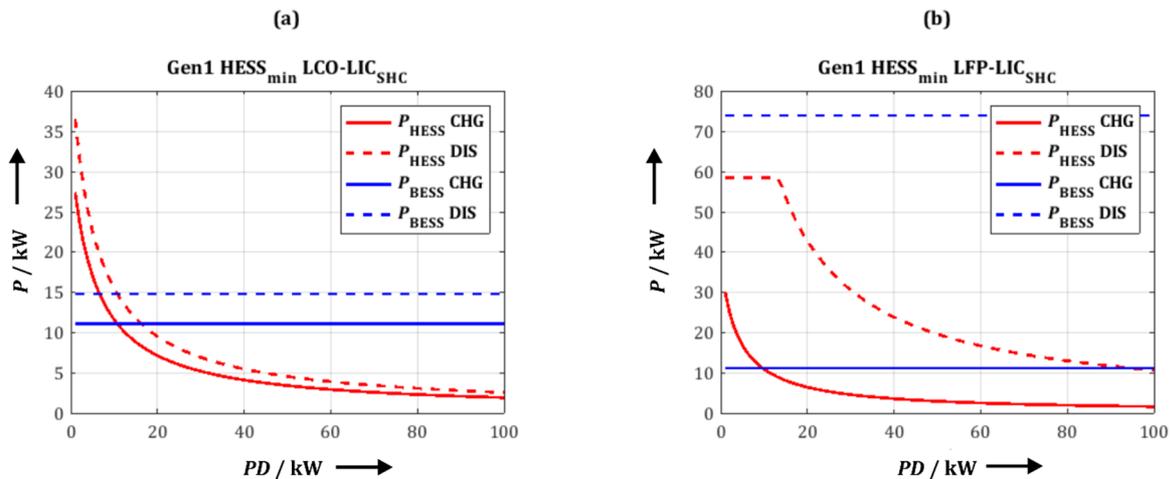


Abbildung 86: Leistungsvermögen in Abhängigkeit der Pulsdauer für Hybridsysteme (HESS) sowie Batteriesysteme (BESS) in Lade- und Entladerichtung; (a) Gegenüberstellung des Leistungsvermögens für HESS_{min} LCO-LIC_{SHC} und für LCO-BESS; (b) Gegenüberstellung des Leistungsvermögens für HESS_{min} LFP-LIC_{SHC} und für LFP-BESS

Wirkungsgradanalyse für HESS_{min}-Systeme

Der Wirkungsgradvergleich zwischen BESS und HESS_{min}-Systemen erfolgt in Abbildung 87, in welchem die normierte Häufigkeit H_N der erreichten Wirkungsgrade sowie deren Residuale $\Delta\eta_{ei}$ dargestellt sind. Positive Werte der Residualen präsentieren dabei höhere Wirkungsgrade des HESS_{min}-Systems, während hingegen negative Werte höhere Wirkungsgrade des BESS-Systems implizieren. Des Weiteren ist die Residuale der Wirkungsgrade in Abhängigkeit des Laststromes I_{Last} sowie der normierten Stromaufteilung ΔI_N dargestellt.

Es zeigt sich, dass das HESS_{min} LCO-LIC_{SHC}-System im Vergleich zum LCO-BESS höhere Wirkungsgrade ermöglicht und somit im arithmetischen Mittel ein höherer Wirkungsgrad von 99,52 % im Vergleich zu 98,93 % des LCO-BESS auftritt. Diese Beobachtung kann ebenso beim Vergleich zwischen dem HESS_{min} LFP-LIC_{SHC}-System und dem LFP-BESS gemacht werden. Hier treten ebenfalls in ihrer Anzahl und Wertigkeit höhere Wirkungsgrade als beim LFP-BESS auf, welche zu einem arithmetischen Wirkungsgrad von 99,66 % führen, während hingegen das LFP-BESS ein arithmetisches Mittel von 99,04 % aufweist.

Die Betrachtung der Residuale $\Delta\eta_{el}$ in Abhängigkeit des Laststromes I_{Last} und der normierten Stromaufteilung ΔI_N zeigen, dass der Wirkungsgradunterschied maßgeblich bei hohen Lastströmen auftritt. Hierbei ist zu erkennen, dass in diesem Fall die Stromlast zum großen Teil von der SC-Komponente getragen wird. Die Residuale des Wirkungsgrades schwankt für beide Vergleiche ca. zwischen 3 % bis -0,1 %.

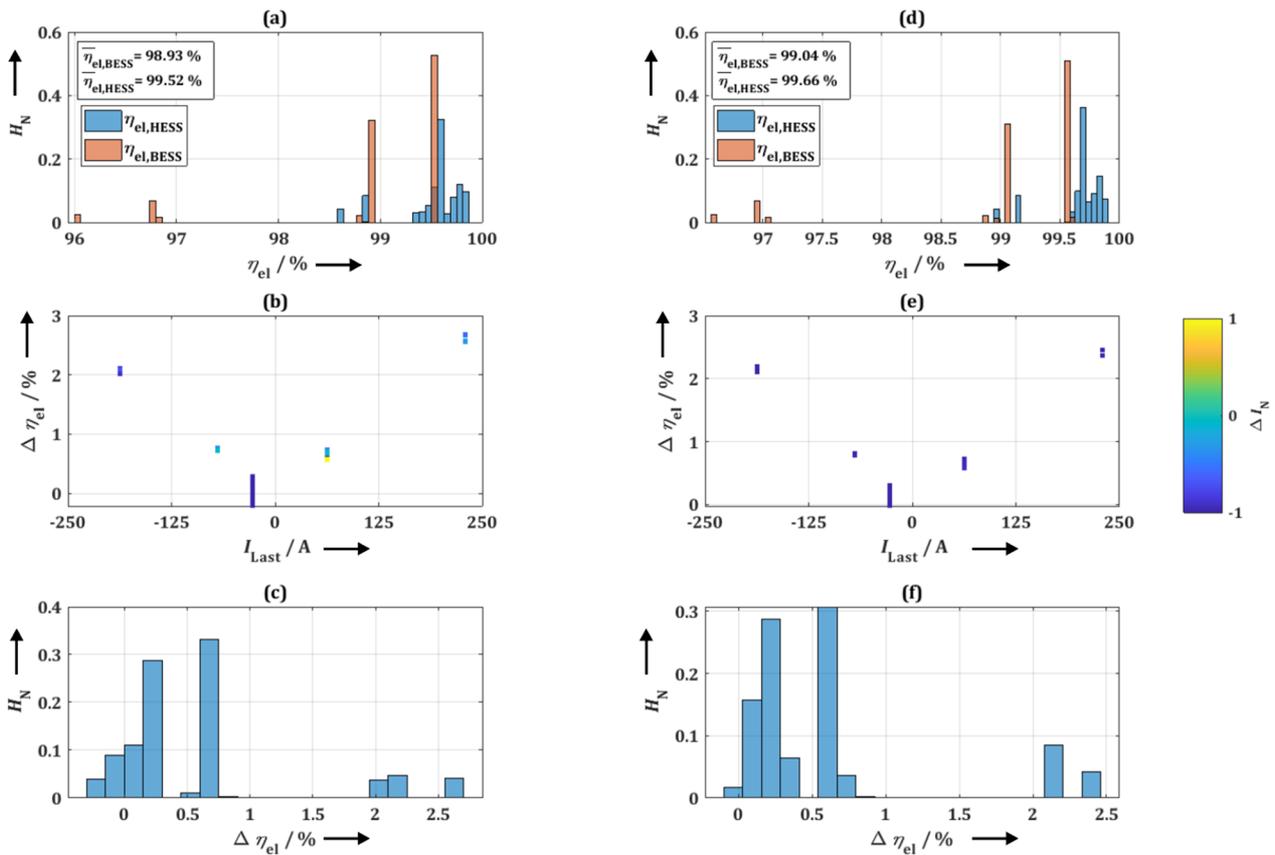


Abbildung 87: (a-c) Darstellung des elektrischen Wirkungsgrades sowie der Wirkungsgradresiduale für HESS_{min} LCO-LIC_{SHC} und LCO-BESS unter Berücksichtigung des Laststromes, der normierten Stromaufteilung ΔI_N im Hybridsystem und normierter Häufigkeit; (d-f) Darstellung des elektrischen Wirkungsgrades sowie der Wirkungsgradresiduale für HESS_{min} LFP-LIC_{SHC} und LFP-BESS unter Berücksichtigung des Laststromes und normierter Häufigkeit

Vergleich des Performance Index für HESS_{min}-Systeme

Die Auswertung des Performance Index θ in Abbildung 88 zeigt, dass die Hybridsysteme eine Reduktion der Masse von über 60 % und für das Volumen von knapp 50 % ermöglichen. Dies geht mit einer gegenüber den Batteriesystemen gesteigerten Belastung der Batteriekomponente im Hybridsystem einher. In Betracht auf die Einzelzelle wird die einzelne Batterie im Hybridsystem mit ca. 30 % für das HESS_{min} LFP-LIC_{SHC} bis hin zu über 40 % für das HESS_{min} LCO-LIC_{SHC} höher belastet als eine Einzelzelle im Batteriesystem. Die Mehrbelastung im Hybridsystem zeigt sich ebenfalls im Stromdurchsatz Q_{LIB}^{cell} . Die Belastung einer Einzelzelle im Hybridsystem ist um 50 % bis hin zu 60 % größer als die Belastung im Batteriesystem.

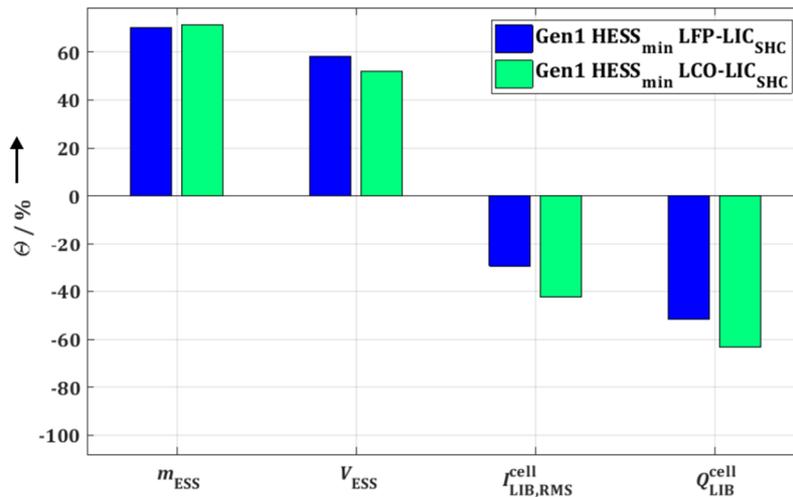


Abbildung 88: Ergebnisse des Performance Index für den Gen1-Vergleich für HESS_{min} LFP-LIC_{SHC} und LCO-LIC_{SHC}-Systeme

Leistungsanalyse für HESS_v-Systeme

Die Untersuchung der möglichen Leistung in Abhängigkeit der Pulsdauer für die Hybridsysteme mit ca. gleichem Volumen (HESS_v) wie das jeweilige Batteriesystem, sind für die LCO-Hybride in Abbildung 89 und für die LFP-Hybride in Abbildung 90 dargestellt.

Zunächst erreichen alle LCO-Hybride ca. ähnliche Leistungswerte für die Lade- und Entladerichtung für kurze Pulsdauern (<5 s). Der LCO-EDLC-Hybrid erreicht, ähnlich wie der LCO-LIC_{SHC}-Hybrid, eine maximal mögliche Entladeleistung von 20 kW und eine Ladeleistung von knapp 15 kW, was eine Steigerung von ca. 4 bis 5 kW gegenüber dem Batteriesystem bedeutet. Das Leistungsvermögen des LCO-EDLC fällt relativ rasch ab, wobei zwischen 10-15 s die gleichen Leistungswerte des Batteriesystems erreicht werden. Für lange Pulsdauern (>40 s) sind die möglichen Leistungen in Lade- und Entladerichtung des LCO-EDLC ca. 1 bis 2 kW geringer als das Batteriesystem. Die LCO-Hybride mit der LIC_{SHC}- bzw. auch der LIC_{PHC}-Technologie erreichen den Leistungswert des Batteriesystems erst ab 20 s bis 30 s in Lade- und Entladerichtung. Bis zur maximal betrachteten Pulsdauer von 100 s können diese beiden Hybride mit einem Abzug von bis zu 5 kW in Lade- und Entladerichtung die gleichen Leistungswerte bereitstellen wie das LCO-Batteriesystem.

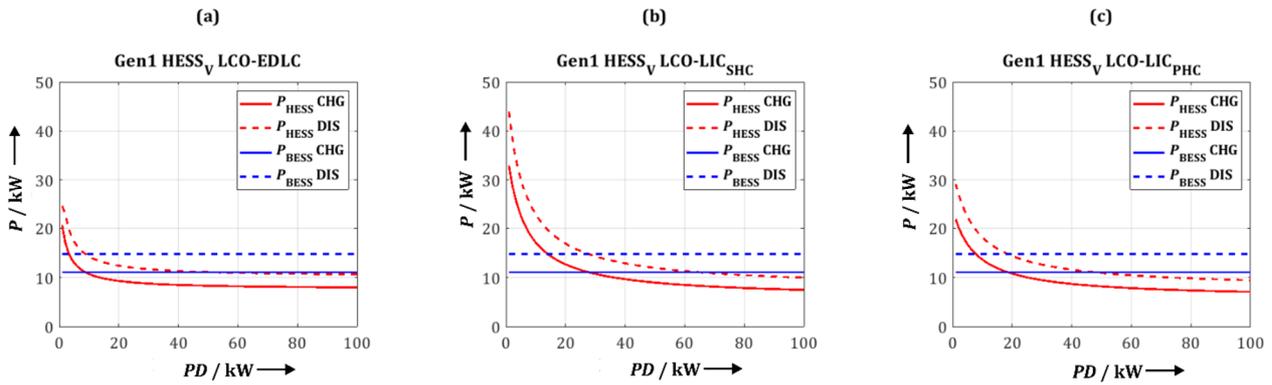


Abbildung 89: Leistungsvermögen in Abhängigkeit der Pulsdauer für Lade-Entladerichtung für HESS_v LCO-Hybridssysteme gegenüber LCO-BESS

Das Leistungsvermögen der LFP-Hybriden, dargestellt in Abbildung 90, weist für alle betrachteten Hybriden den gleichen Verlauf der möglichen Leistung in Abhängigkeit der Pulsdauer für Lade- und Entladeleistungen auf. In Laderichtung ist diese für eine Pulsdauer von 1 s um 3 kW erhöht und nähert sich exponentiell abfallend der Ladeleistung des Batteriesystems (LFP-BESS) an und hält diesen bis zum Ende des Betrachtungsraumes der Pulsdauer. In Entladerichtung kann für alle Hybride für eine Pulsdauer von bis zu 18 s die gleiche Entladeleistung abgerufen werden wie für das Batteriesystem. Danach tritt ein exponentieller Abfall ein, welcher sich bis zum Ende des betrachteten Pulsdauerraumes einer Leistung von ca. 70 kW annähert und somit knapp 3 bis 5 kW unterhalb der Leistung des Batteriesystems liegt.

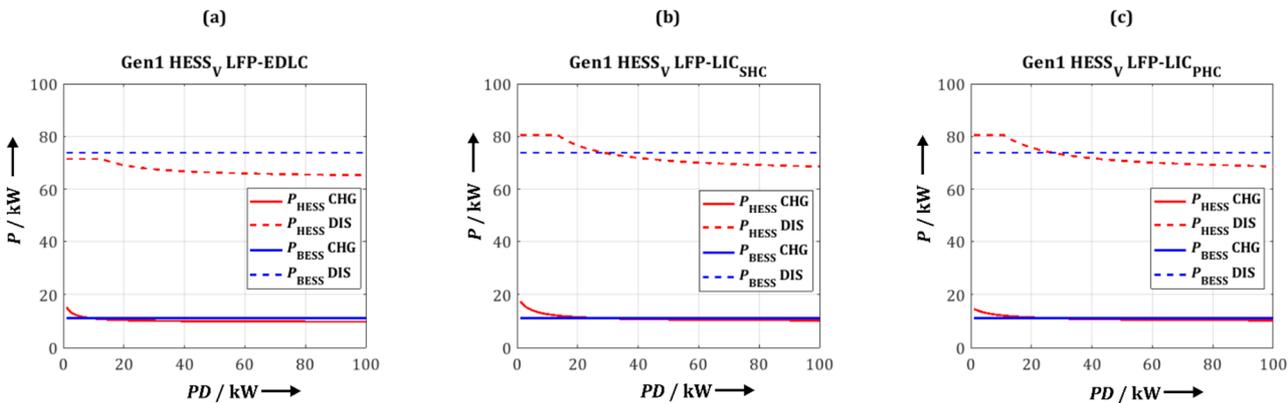


Abbildung 90: Leistungsvermögen in Abhängigkeit der Pulsdauer für Lade-Entladerichtung für HESS_v LFP-Hybridssysteme gegenüber LFP-BESS

Wirkungsgradanalyse für HESS_v-Systeme

Abbildung 91 präsentiert den Wirkungsgradvergleich zwischen den HESS_v LCO-Hybriden mit dem jeweils korrespondierenden Batteriesystem in Abhängigkeit des Laststromes sowie der Lastaufteilung ΔI_N im Hybridssystem. Für die beiden LCO-Hybride unter Nutzung der LIC-Technologie zeigt sich, dass diese geringfügig höhere Wirkungsgrade als das LCO-BESS erzielen und somit ebenfalls im arithmetischen Mittel ein geringfügig höherer Wirkungsgrad von maximal 99,30 % auftritt. Im Vergleich hierzu zeigt das HESS_v LCO-EDLC System eine fast identische Wirkungsgradverteilung wie das LCO-BESS und erzielt somit im Mittel einen geringfügig höheren Wirkungsgrad von 98,93 %.

Die Betrachtung der Residualen in Abhängigkeit des Laststromes I_{Last} zeigt, dass bei hohen Lasten beide LCO-LIC-Hybride ca. 2 % bis 3 % höhere Wirkungsgrade erzielen, bei geringen Lasten jedoch das HESS_v LCO-LIC_{SHC}-System eine Differenz von bis zu 5 % und im Falle des HESS_v LCO-LIC_{PHC}-System eine Differenz von knapp 1,5 % aufweist. Zu diesen Zeitpunkten wird in beiden Hybridssystemen die Last maßgeblich von der SC-Komponente bestimmt. In ihrer Häufigkeit sind die negativen Residualwerte jedoch nur mit weniger als 2 % vertreten. Das HESS_v LCO-EDLC

System zeigt bei geringen Lasten ebenfalls negative Residualwerte von bis zu über 20 % auf, welche in ihrer Häufigkeit äußerst gering sind.

Der Vergleich zwischen den HESS_V LFP-Hybriden sowie dem LFP-BESS ist in Abbildung 92 dargestellt, welches zeigt, dass im arithmetischen Mittel die HESS_V LFP-Hybriden ca. die gleichen Wirkungsgrade erzielen wie das LFP-BESS. Wie im bereits vorangegangenen Vergleich zeigt sich, dass in hohen Lastbereichen der Wirkungsgrad der HESS_V-Systeme um bis zu 2 % höher ist, jedoch bei geringen Lasten die HESS_V-Systeme einen bis zu 15 % geringeren Wirkungsgrad aufzeigen. Bei positiven Residualwerten wird der Laststrom hauptsächlich von der LIB-Komponente im Hybridsystem getragen, während hingegen bei negativen Residualwerten die Hauptlast von der SC-Komponente bereitgestellt wird. Die genannten negativen Residualwerte sind jedoch in ihrer Häufigkeit äußerst gering, während Residualwerte um die Nullstelle in allen HESS_V-Systemen den größten Anteil von 15 % bis zu über 60 % besitzen.

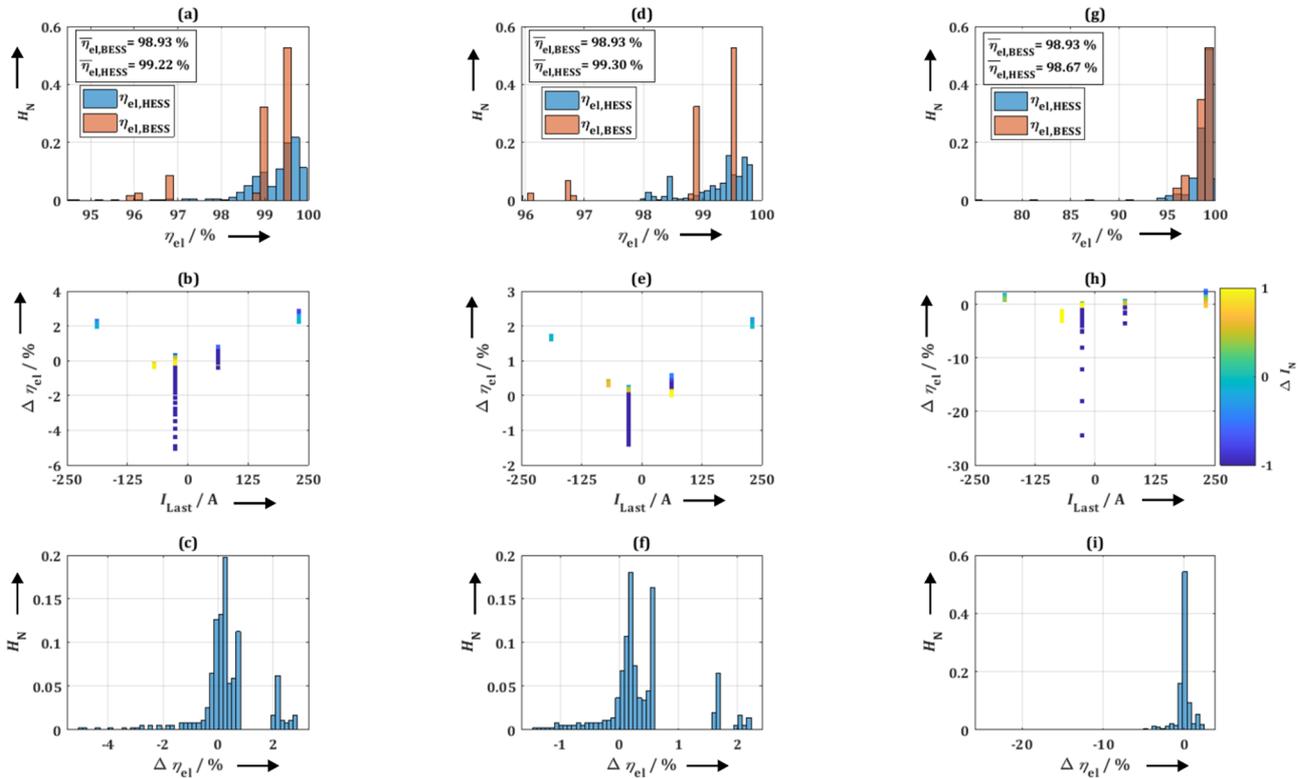


Abbildung 91: Analyse des elektrischen Wirkungsgrades und dessen normierter Häufigkeit für HESS_V LCO-Systeme und Vergleich in Form der Wirkungsgradresidualen in Abhängigkeit des Laststromes mit dem LCO-BESS; (a-c) Ergebnisse für HESS_V LCO-LICSHC; (d-f) Ergebnisse für HESS_V LCO-LICPHC; (g-i) Ergebnisse für HESS_V LCO-EDLC

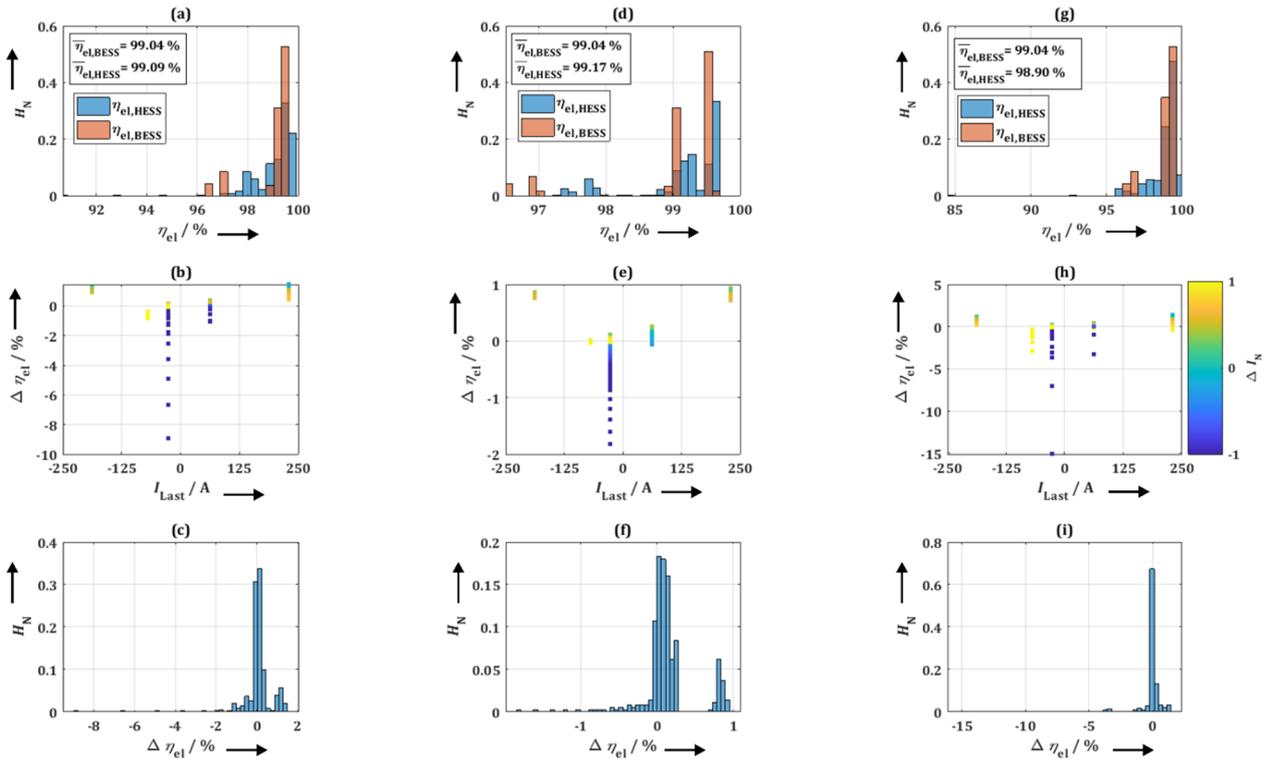


Abbildung 92: Analyse des elektrischen Wirkungsgrades und dessen normierter Häufigkeit für HESS_v LFP-Systeme und Vergleich in Form der Wirkungsgradresidualen in Abhängigkeit des Laststromes mit dem LFP-BESS; (a-c) Ergebnisse für HESS_v LFP-LIC_{SHC}; (d-f) Ergebnisse für HESS_v LFP-LIC_{PHC}; (g-i) Ergebnisse für HESS_v LFP-EDLC

Vergleich des Performance Index für HESS_v-Systeme

Die ausgewählten Hybridsysteme zeigen in Abbildung 93, dass sie bei ähnlichem Volumen zum Batteriesystem eine geringere Masse von bis zu ca. 20 % besitzen, wobei für LFP wie auch LCO die Hybride unter Nutzung der EDLC-Technologie die größten Volumina einnehmen und ein geringeres Volumen ohne Überlastung der Komponenten nicht möglich ist. Die Betrachtung der Batteriebelastung in Form des Effektivwertes des Stromes $I_{LIB,RMS}^{cell}$ auf Einzelzellebene zeigt, dass für alle Hybride die Batteriebelastung geringer ausfällt, als für das Batteriesystem. Im Fall der LFP-Hybride weisen die Hybride eine Reduzierung der Strombelastung von 5 % für das LFP-EDLC-Hybridsystem, bis hin zu 20 % für die LIC-Hybride auf. Die Betrachtung des Stromdurchsatzes Q_{LIB}^{cell} weist bezüglich des LFP-LIC_{SHC} und LFP-LIC_{PHC} Hybrid eine Reduzierung von ca. 20 % bis 23 % auf. Die Reduzierung des Stromdurchsatzes des LFP-EDLC-Hybriden beträgt ca. 4 %.

Die Ergebnisse der Batteriebelastung für die LCO-Hybriden in Form des Effektivwertes $I_{LIB,RMS}^{cell}$ des Stromes und des Stromdurchsatzes Q_{LIB}^{cell} zeigen für den LCO-LIC_{SHC}- und den LCO_{PHC}-Hybriden, dass die Nutzung des LIC_{PHC} eine Reduzierung von knapp 35 % für die Strom- und Stromdurchsatzbelastung ermöglicht, während hingegen das Hybridsystem LCO-LIC_{SHC} eine Reduzierung von ca. 25 % für den Stromdurchsatz und eine Reduzierung von knapp 30 % für die Strombelastung ermöglicht. Der LCO-EDLC-Hybrid weist eine deutlich höhere Belastung der Einzelzelle auf, welche ca. der Belastung einer Einzelzelle im Batteriesystem entspricht.

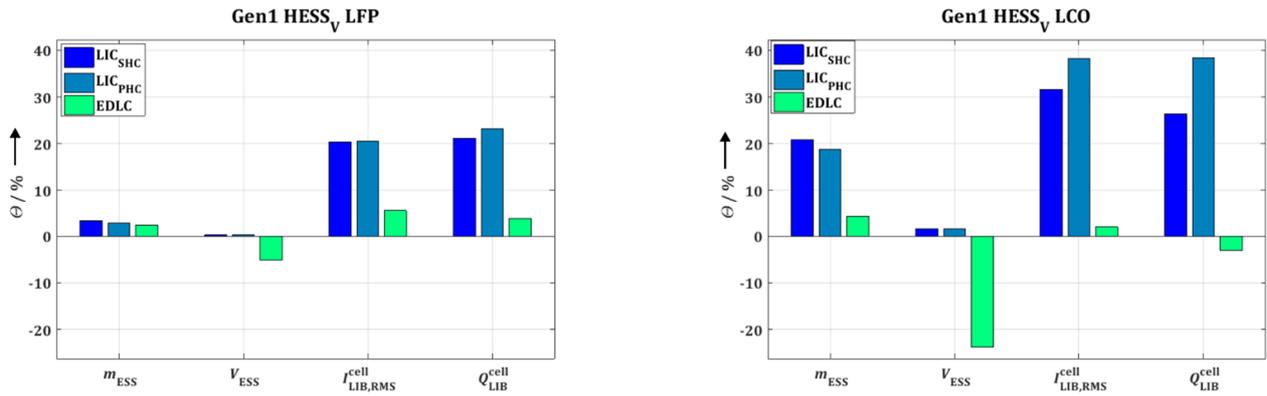


Abbildung 93: Analyse des Performance Index für HESS_v-Systeme in Gen1 Anwendungen

8.2.2 Generation 3 – Elektrisches Fahren

Leistungsanalyse für HESS_{min}-Systeme

Abbildung 94 präsentiert die mögliche Leistung in Lade- und Entladerichtung für die möglichen Hybridsysteme mit geringstmöglicher Masse für die Gen3 Anwendung. Es zeigt sich für das LCO-LIC_{SHC}-System, dass in Lade- und Entladerichtung für kurze Pulsdauern (<5 s) Leistungssteigerungen von bis zu 10 kW in Entladerichtung und ca. 7 kW in Laderichtung für eine Pulsdauer von 1-3 s im Vergleich zum LCO-BESS möglich sind. Auch hier folgt die mögliche Leistungsbereitstellung bzw. Aufnahme dem Trend einer exponentiellen Abnahme mit zunehmender Pulsdauer. Für Pulsdauern von über 60 s reduzieren sich die möglichen Leistungen deutlich. Lade- und Entladeleistung erreichen Endwerte von 8 bis 10 kW, was einer Reduzierung von knapp 15 kW in Laderichtung und von über 20 kW in Entladerichtung entspricht. In der Betrachtung des LFP-LIC_{SHC} ist auffällig, dass für die Entladerichtung eine konstante Leistung von knapp über 90 kW für 18 s möglich ist. Diese befindet sich dennoch deutlich unterhalb der möglichen Leistung des Batteriesystems in Entladerichtung von ca. 170 kW. Auch hier beginnt ein exponentieller Abfall mit zunehmender Pulsdauer und nähert sich einer Leistung von 50 kW an. In Laderichtung sind für eine geringe Pulsdauer von bis zu 3 s Leistungssteigerungen um 7 kW möglich. Für längere Pulsdauern ergibt sich auch hier ein exponentieller Abfall der möglichen Leistung.

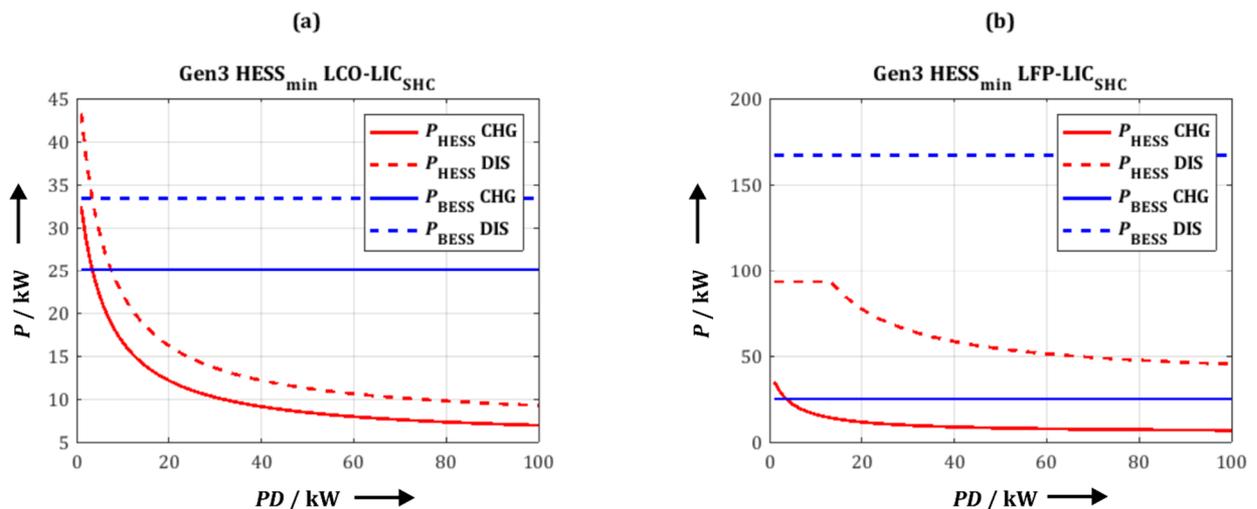


Abbildung 94: Leistungsvermögen in Abhängigkeit der Pulsdauer für Hybridsysteme (HESS) sowie Batteriesysteme (BESS) in Lade- und Entladerichtung; (a) Gegenüberstellung des Leistungsvermögens für HESS_{min} LCO-LIC_{SHC} und LCO-BESS; (b) Gegenüberstellung des Leistungsvermögens für HESS_{min} LFP-LIC_{SHC} und das LFP-BESS System

Wirkungsgradanalyse für HESS_{min}-Systeme

Der Vergleich der erzielten Wirkungsgrade in Abbildung 95 bringt zum Vorschein, dass die einheitlichen Batteriesysteme gegenüber den HESS_{min}-Systemen im arithmetischen Mittel einen geringfügig erhöhten Wirkungsgrad aufweisen. Die Betrachtung der Residualwerte des elektrischen Wirkungsgrades η_{el} in Abhängigkeit des Laststromes zeigen, dass in positiver wie negativer Laderichtung die Hybridsysteme einen bis zu 3 % erhöhten Wirkungsgrad aufweisen. Während dieser Lastspitzen wird der Großteil des Laststromes I_{Last} von der SC-Komponente bereitgestellt. Für beide Hybridsysteme steigt der Residualwert in negative Richtung an, wenn der Laststrom I_{Last} gegen 0 geht. Bei negativen Lasten wird hierbei maßgeblich der Laststrom von der LIB-Komponente des Hybridsystems und bei positiven Lasten von der SC-Komponente zur Verfügung gestellt. Es entstehen dabei Residualwerte von bis zu -40 %, wobei diese in ihrer Häufigkeit äußerst gering auftreten. Mit einer Häufigkeit von bis zu 35 % für beide Hybridsysteme treten Residualwerte um die 1 % auf, in Summe jedoch überwiegt der Anteil der negativen Residualwerte, welche zu einem geringeren elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 98,11 % der Hybridsysteme führen. Im Vergleich erzielen Batteriesysteme im arithmetischen Mittel einen Wirkungsgrad von 98,95 %.

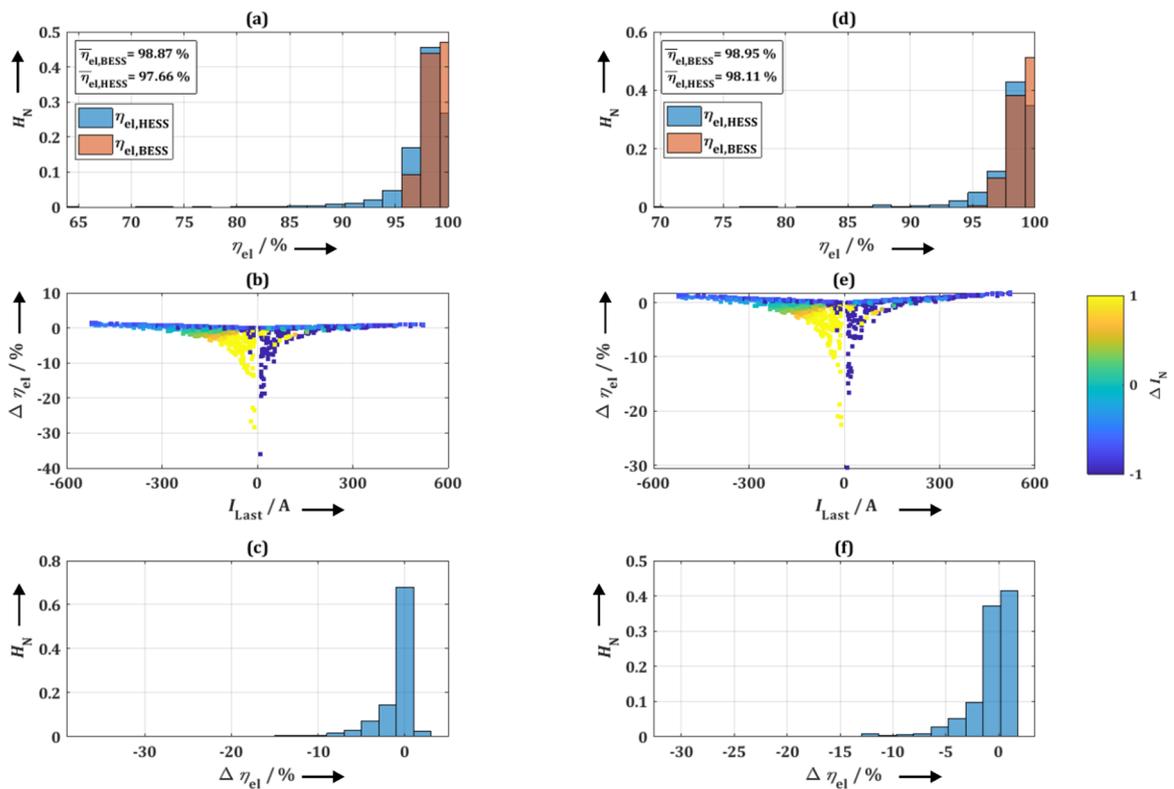


Abbildung 95: (a-c) Darstellung des elektrischen Wirkungsgrades sowie der Wirkungsgradresidualen für HESS_{min} LCO-LIC_{SHC} und LCO-BESS unter Berücksichtigung des Laststromes und normierter Häufigkeit; (d-f) Darstellung des elektrischen Wirkungsgrades sowie der Wirkungsgradresidualen für HESS_{min} LFP-LIC_{SHC} und LFP-BESS unter Berücksichtigung des Laststromes und normierter Häufigkeit

Vergleich des Performance Index für HESS_{min}-Systeme

Die Untersuchung des Performance Index in Abbildung 96 bezüglich der Einsparungen im Bereich der Masse und des Volumens zeigt, dass sich für beide Hybridsysteme Masse und Volumen um knapp 60 % gegenüber der Batteriesysteme reduzieren lässt. Dies geht aber mit einer deutlichen Beanspruchung der Einzelzelle einher, welche je nach betrachtetem Hybridsystem eine 60 bis 70 % höhere Belastung des effektiven Stromwertes wie auch einen bis knapp über 90 % bis hin zu 100 % höheren Stromdurchsatz bedeutet.

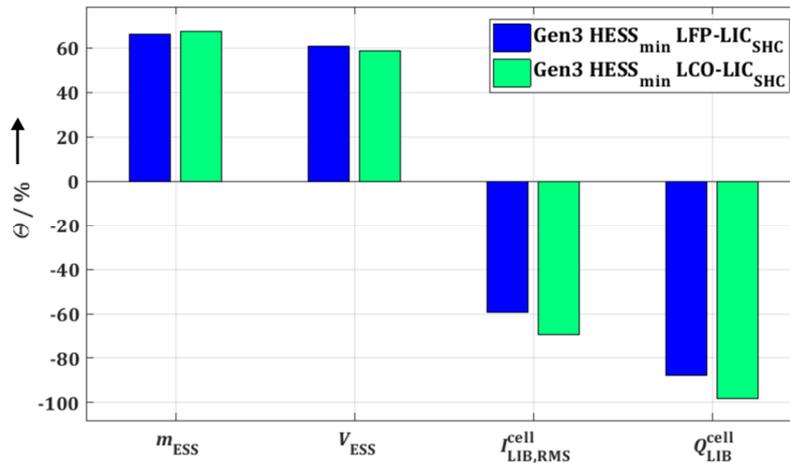


Abbildung 96: Ergebnisse des Performance Index für den Gen3-Vergleich für HES_{min} LFP-LIC_{SHC} und LCO-LIC_{SHC} Systeme

Leistungsanalyse für HESS_v-Systeme

Die Betrachtung des Leistungsvermögens in Abhängigkeit der Pulsdauer für Hybridsysteme mit gleicher Masse zeigt für die LCO-Hybride in Abbildung 97 und die LFP-Hybride in Abbildung 98, dass bei Pulsdauern über 20 s hinweg in Lade- und Entladerichtung annähernd gleiche Leistungswerte gegenüber den einheitlichen Batteriesystemen erreicht werden können. Leistungssteigerungen für Lade- und Entladeleistung sind wieder für kurze Pulsdauern unterhalb von 10 s zu finden.

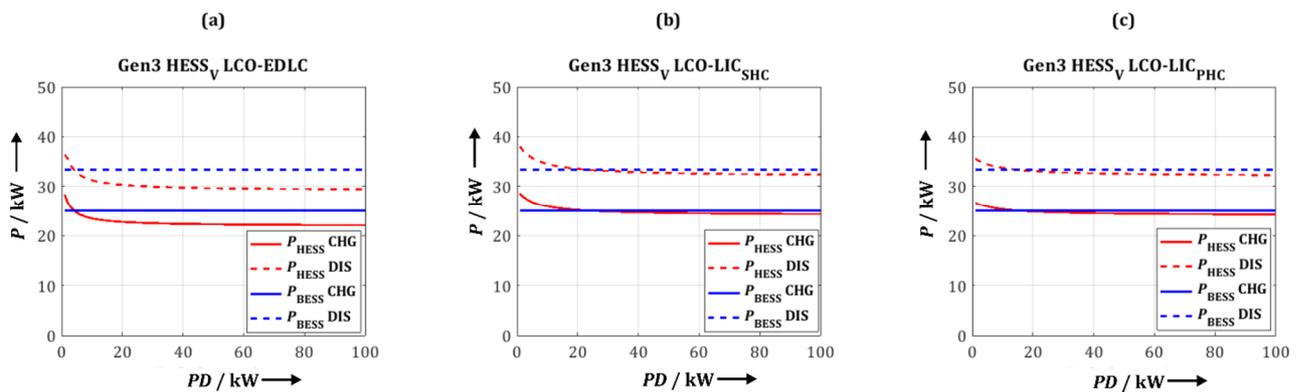


Abbildung 97: Leistungsvermögen in Abhängigkeit der Pulsdauer für Lade-Entladerichtung für HESS_v LCO-Hybridsysteme gegenüber LCO-BESS

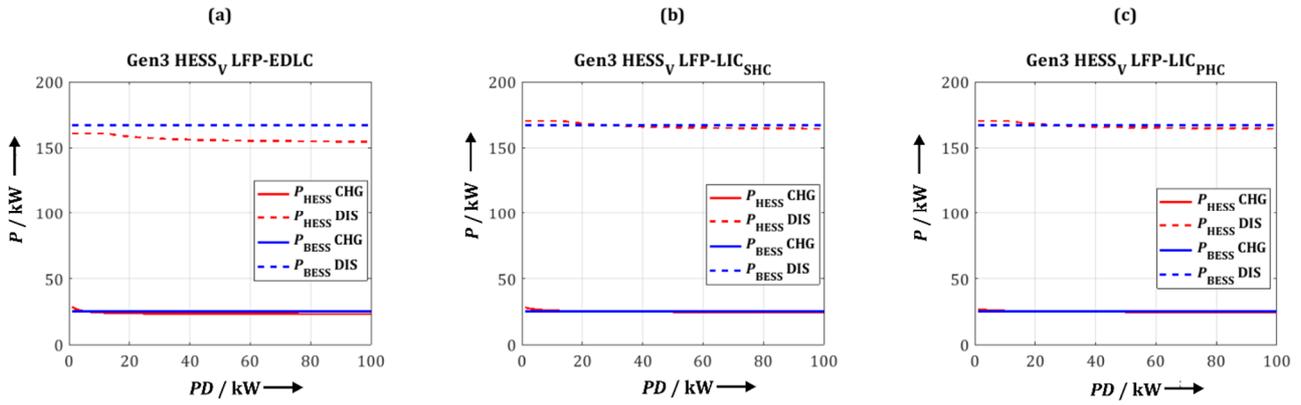


Abbildung 98: Leistungsvermögen in Abhängigkeit der Pulsdauer für Lade-Entladerichtung für HESS_v LFP-Hybridssysteme gegenüber LFP-BESS

Wirkungsgradanalyse für HESS_v-Systeme

Die Ergebnisse des Wirkungsgradvergleiches zwischen den Hybridssystemen unter Nutzung der LCO-Technologie als LIB-Komponente mit annähernd gleichen Volumen zum LCO Batteriesystem zeigen in Abbildung 99, dass alle Systeme annähernd gleiche elektrische Wirkungsgrade im arithmetischen Mittel von bis zu 98,88 % (LCO-LIC_{PHC}) erzielen. Große Unterschiede entstehen bei der Betrachtung der Wirkungsgrade bei geringen Lastströmen. Hier zeigt sich, dass das LCO-EDLC sowie das LCO-LIC_{SHC} System um bis zu 10 % schlechtere Wirkungsgrade erzielen als das LCO-Batteriesystem, wohin gegen das LCO-LIC_{PHC} hier nur einen negativen Residualwert von bis zu ca. 2 % erreicht. Generell erzielen die Hybridssysteme häufiger Wirkungsgrade über 99 %, als das LCO-Batteriesystem aber ebenso Wirkungsgrade unterhalb von 92 %.

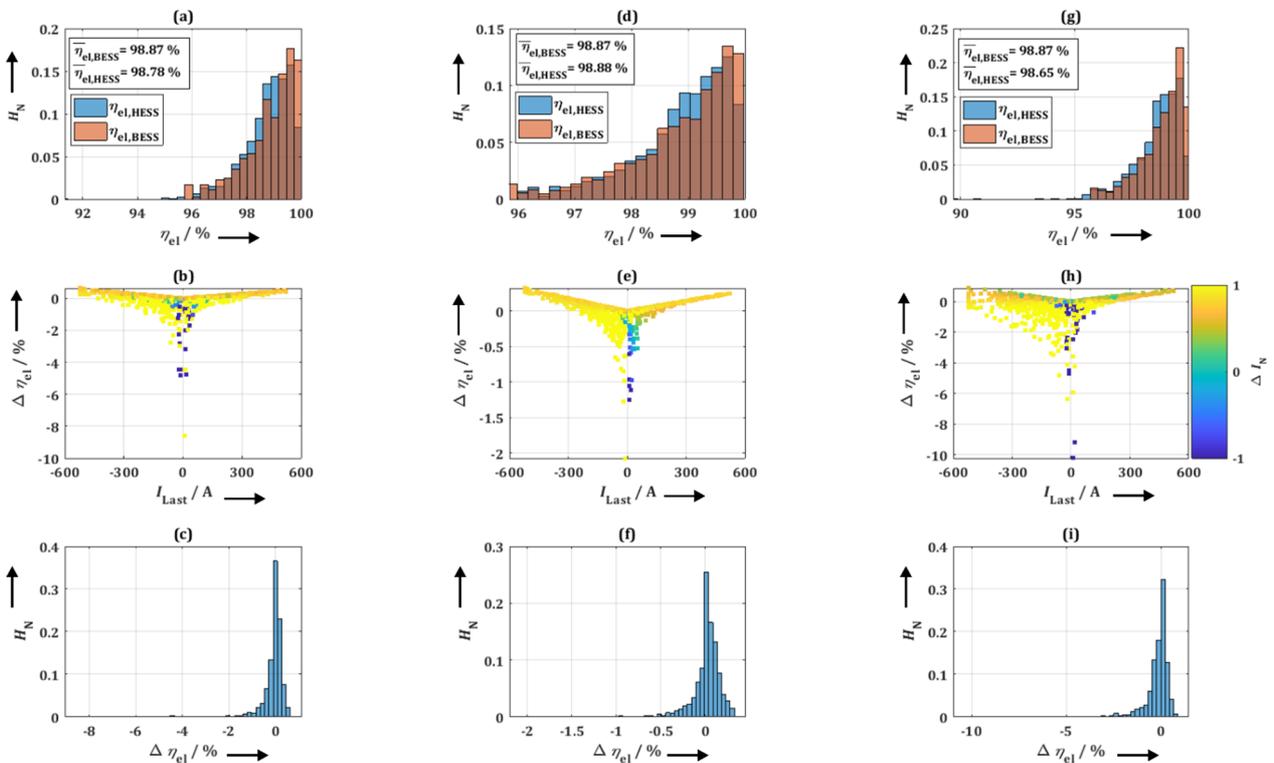


Abbildung 99: Analyse des elektrischen Wirkungsgrades und dessen normierter Häufigkeit für HESS_v LCO-Systeme und Vergleich in Form der Wirkungsgradresidualen in Abhängigkeit des Laststromes mit LCO-BESS; (a-c) Ergebnisse für HESS_v LCO-LIC_{SHC}; (d-f) Ergebnisse für HESS_v LCO-LIC_{PHC}; (g-i) Ergebnisse für HESS_v LCO-EDLC

Der Vergleich der LFP-Hybride mit gleichem Volumen mit dem LFP-Batteriesystem in Abbildung 100 gibt ein annähernd gleiches Ergebnis wieder. Auffällig in diesem Vergleich ist, dass bei geringen Lasten die Hybridsysteme LFP-EDLC und LFP-LIC_{SHC} einen negativen Residualwert von bis zu 30 % erzielen. Deren Anzahl und Häufigkeit ist jedoch äußerst gering, weswegen für alle Hybridsysteme nahezu der gleiche Mittelwert des Wirkungsgrades des LFP-Batteriesystems von 98,95 % erzielt wird.

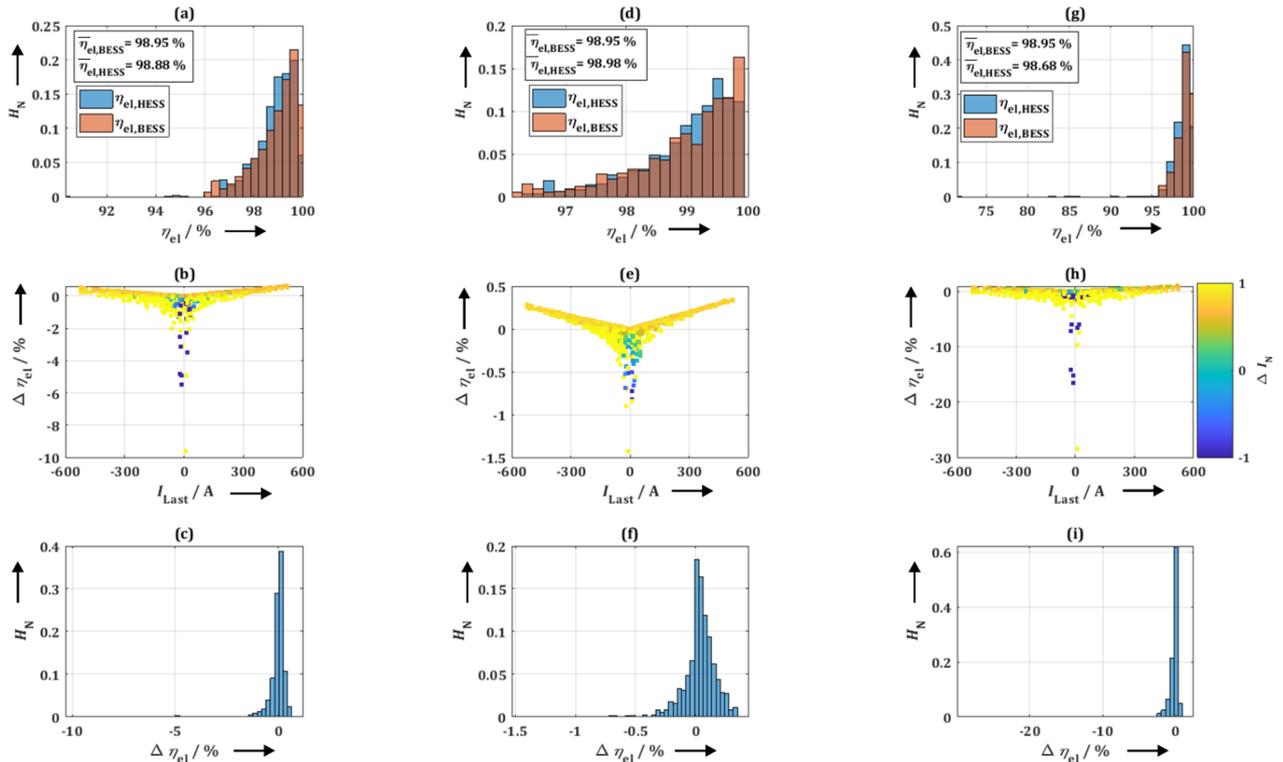


Abbildung 100: Analyse des elektrischen Wirkungsgrades und dessen normierter Häufigkeit für HESS_v LFP-Systeme und Vergleich in Form der Wirkungsgradresidualen in Abhängigkeit des Laststromes mit LFP-BESS; (a-c) Ergebnisse für HESS_v LFP-LIC_{SHC}; (d-f) Ergebnisse für HESS_v LFP-LIC_{PHC}; (g-i) Ergebnisse für HESS_v LFP-EDLC

Vergleich des Performance Index für HESS_v-Systeme

Die Betrachtung des Performance Index in Abbildung 101 zeigt, dass für die LFP-Systeme bei gleichem Volumen eine Massenreduktion von bis zu 3,8 % und für die LCO-Systeme von bis zu ca. 6 % zu verzeichnen ist. Ebenso zeigt sich für die LFP-Systeme, dass in Bezug auf die effektive Strombelastung bei einer Reduzierung des Stromdurchsatzes von ca. 4 % eine Reduktion von über 6 % möglich ist. Die effektive Strombelastung des LFP-EDLC-Systems beträgt ca. 1 % und zeigt auch eine erhöhte Belastung des Stromdurchsatzes von 2 % gegenüber dem Batteriesystem.

Für die LCO-Hybride zeigt sich, dass für Hybridsysteme unter Nutzung paralleler wie serieller LIC-Technologien die effektive Strombelastung um ca. 5 % und der Stromdurchsatz um ca. 3,8 % reduziert sind. Einzig das LCO-EDLC System erfährt eine höhere effektive Strombelastung als das LCO-Batteriesystem, was zu einem 4 % höheren Stromdurchsatz auf Zellebene führt.

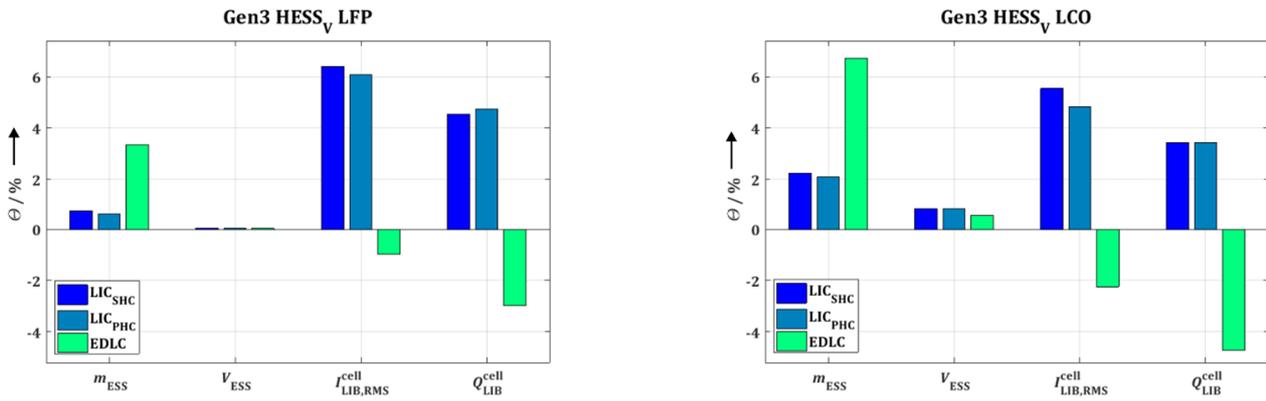


Abbildung 101: Analyse des Performance Index für HESS_v-Systeme in Gen3 Anwendungen

8.2.3 Gegenüberstellung des Standes der Technik von Leistungszellen und kommerziellen 48 V Systemen

In diesem Kapitel sollen die Ergebnisse des Vergleiches zwischen Hybridsystemen und Lösungen zum Stand der Technik vorgestellt werden. Zunächst sollen die Ergebnisse zwischen Hybridsystemen unter Nutzung von Hochenergie Lithium-Ionen-Zellen gegenüber Batteriesystemen bestehend aus der Hochleistungszelle LFP_{HP} diskutiert werden. Fortführend werden die Ergebnisse aus dem Vergleich von Hybridsystemen unter Nutzung der Hochleistungszelle LFP_{HP} gegenüber dem Hochleistungsmodul des Unternehmens A123 präsentiert.

Leistungsanalyse für Systeme der Studie 1

In Abbildung 102 ist das Leistungsvermögen der Hybridsysteme in Lade- und Entladerichtung und das des technologieäquivalenten Batteriesystems in Abhängigkeit der Pulsdauer dargestellt. Die Betrachtung des LCO-LIC_{SHC}-Systems (Abbildung 102 (a)) für die Gen1 Anwendung zeigt, dass dieses System deutlich geringere Leistungen in Entladerichtung aufweist als das System bestehend aus der Hochleistungszelle LFP_{HP}. Nach 10 s verringert sich dessen Entladeleistung, da der Hersteller für Pulsbelastungen und kontinuierliche Belastungen (>10 s) andere maximal erlaubte Stromstärken angibt. Die Betrachtung des Leistungsvermögens in Laderichtung zeigt jedoch, dass für geringe Pulsdauern das LCO-LIC_{SHC}-System deutlich höhere Leistungen erzielen kann. Bei sehr geringen Pulsdauern (ca. <5 s) kann im Vergleich zum LFP_{HP} ESS eine doppelt so hohe Leistung erzielt werden (ca. 30 kW). Ab einer Pulsdauer von ca. 10 s haben beide Systeme das gleiche Leistungsvermögen. Der Vergleich des LFP-LIC_{SHC}-Systems mit der LFP_{HP} Lösung für Gen1 Anwendungen weist ein ähnliches Ergebnis auf. Beim Anlegen kurzer Lastpulse können doppelt so hohe Leistungen im Hybridsystem in Laderichtung abgerufen werden wie im Äquivalenz-System. Das Leistungsvermögen des LFP-LIC_{SHC}-Systems nimmt auch hier mit zunehmender Pulsdauer deutlich gegenüber dem LFP_{HP}-System ab.

Die Betrachtung der Gen3 Auslegungen in Abbildung 102 (c-d) zeigt, dass für beide Hybridsysteme das Leistungsvermögen in Laderichtung bei kurzen Pulsen nur geringfügig höher ist als das des Äquivalenz-Systems. Hier weisen bereits nach einer Pulsdauer von ca. 5 s die Hybridsysteme ein verringertes Leistungsvermögen auf, welches nach einer Pulsdauer von ca. 40 s annähernd konstant ca. 60 % unterhalb des LFP_{HP}-Systems liegt. In Entladerichtung weisen die Hybridsysteme gegenüber dem Äquivalenz-System ein deutlich verringertes Leistungsvermögen aus.

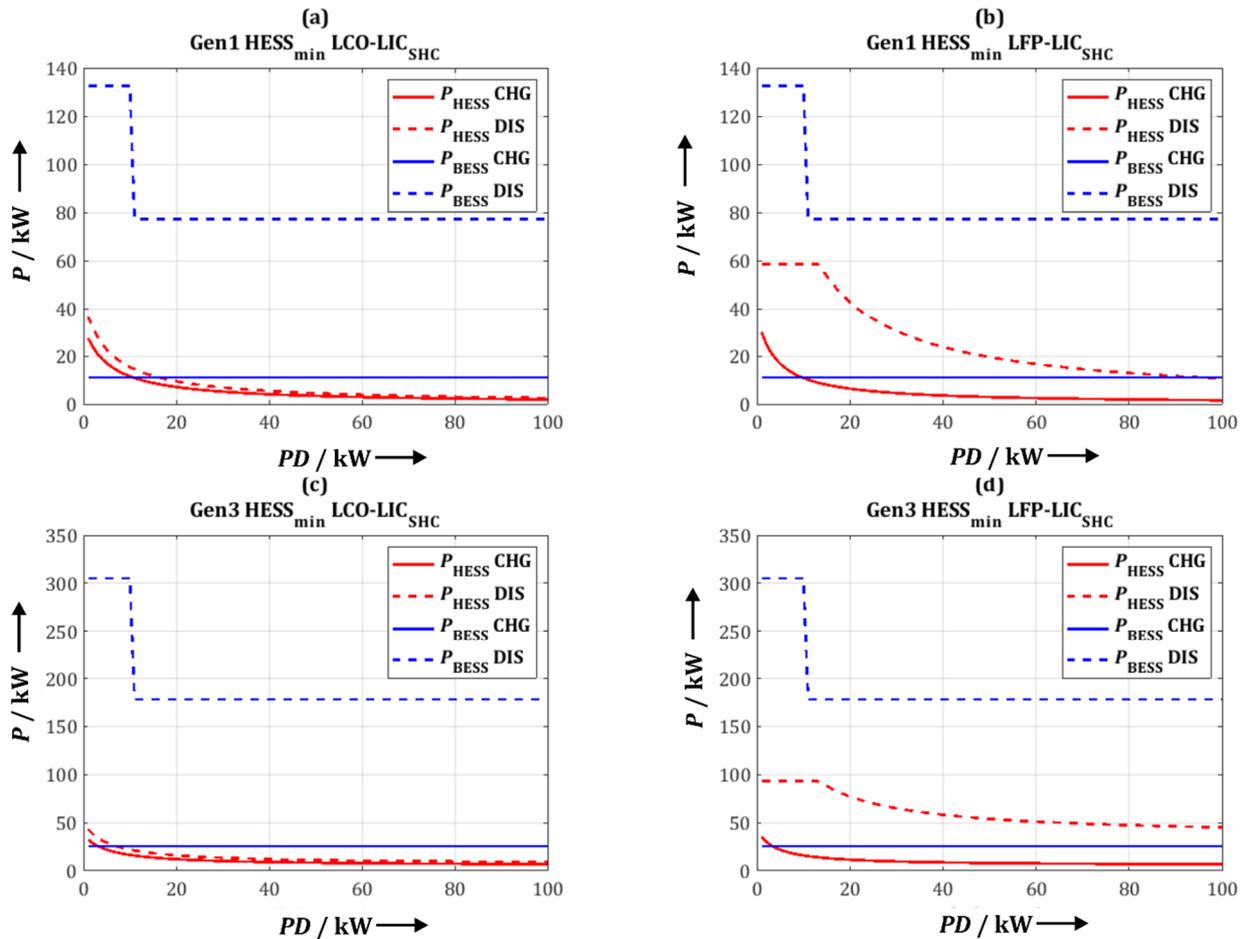


Abbildung 102: Darstellung des Leistungsvermögens der HESS_{min}-Systeme unter Nutzung von Hochenergie Lithium-Ionen-Zellen für Gen1- und Gen3 Anwendungen gegenüber BESS-Systemen unter Nutzung der LFP_{HP} Hochleistungszellen

Wirkungsgradanalyse für Systeme der Studie 1

Die Untersuchung der Wirkungsgrade innerhalb von Gen1 Anwendungen in Abbildung 103 zeigt, dass sowohl das LCO-LIC_{SHC} als auch das LFP-LIC_{SHC}-System zu jedem Zeitpunkt höhere Wirkungsgrade als das LFP_{HP}-System erzielen. Unter hohen Lasten von bis zu über 220 A erzielen beide Hybridsysteme einen verbesserten Wirkungsgrad von 6 % bis 8 %. Es zeigt sich ebenso, dass die SC-Komponente in beiden Hybridsystemen maßgeblich die Last übernimmt.

Innerhalb von Gen3 Anwendungen ist in Abbildung 104 zu erkennen, dass im arithmetischen Mittel die Hybridsysteme annähernd gleiche bzw. leicht erhöhte Wirkungsgrade erzielen, jedoch deutliche Unterschiede der Wirkungsgrade bei hohen und geringen Lasten auftreten. Beide Hybridsysteme erzielen bei hohen Lasten von über 500 A in Lade- wie auch Entladerichtung einen Wirkungsgrad, welcher zwischen 5 % bis 8 % höher ist als der des Batteriesystems. Es zeigt sich jedoch, dass bei äußerst geringen Lasten unterhalb von 10 A beide Hybridsysteme Wirkungsgrade erzielen, welche um 30 % bis knapp 40 % geringer sind, als die des Batteriesystems. Bei positiven Residualwerten ist der Laststrom teilweise gleichmäßig zwischen beiden Komponenten des Hybridsystems aufgeteilt, wobei eine Tendenz zur Mehrbelastung der SC-Komponenten vorhanden ist. Generell jedoch erzielen die Hybridsysteme geringfügig bessere Wirkungsgrade als das Batteriesystem.

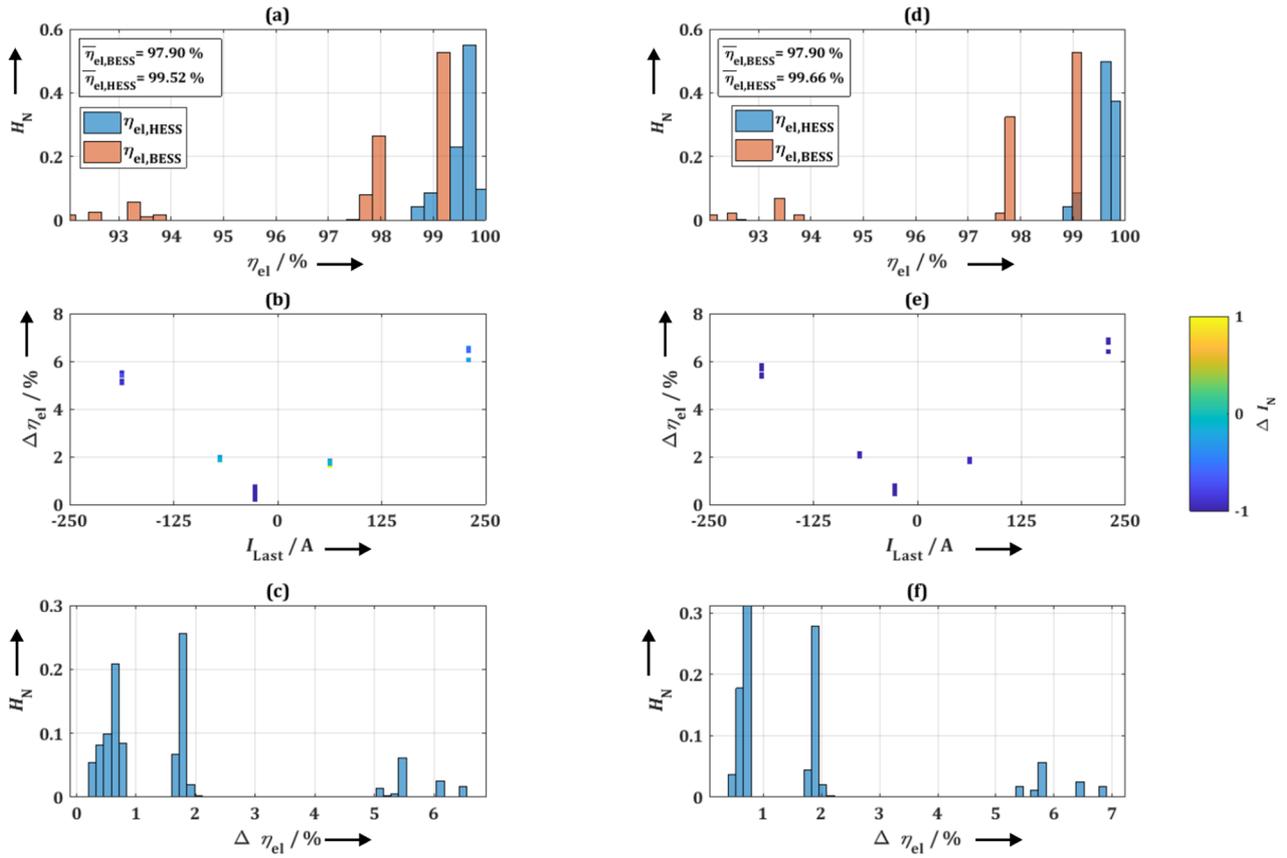


Abbildung 103: Analyse des elektrischen Wirkungsgrades und dessen normierter Häufigkeit für HESS_{min}-Systeme mit Hochenergie Lithium-Ionen-Zellen und Vergleich in Form der Wirkungsgradresidualen in Abhängigkeit des Laststromes mit LFP_{HP} Hochleistungssystemen in Gen1 Anwendungen; (a-c) Ergebnisse für HESS_{min} LCO-LIC_{SHC}; (d-f) Ergebnisse für HESS_{min} LFP-LIC_{SHC}

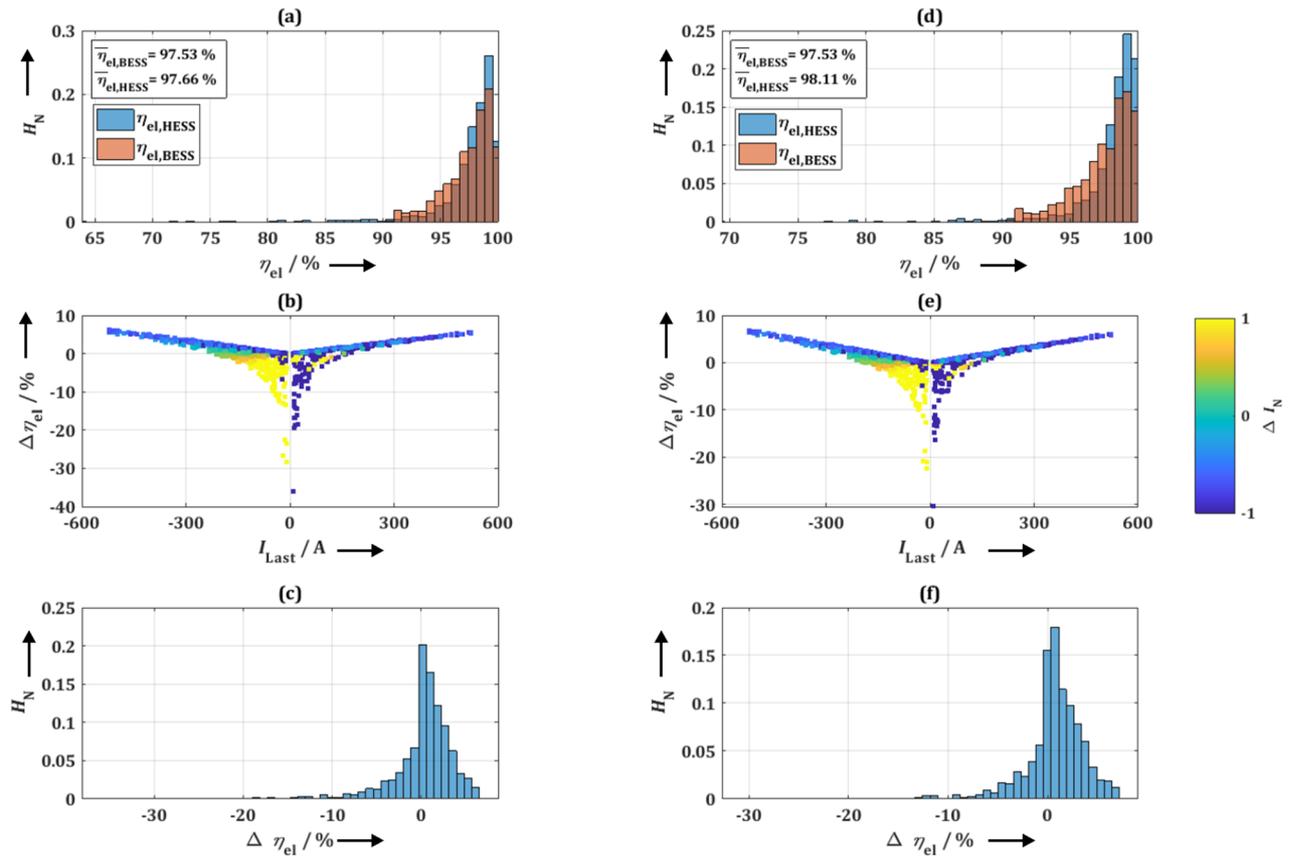


Abbildung 104: Analyse des elektrischen Wirkungsgrades und dessen normierter Häufigkeit für HESS_{min}-Systeme mit Hochenergie Lithium-Ionen-Zellen und Vergleich in Form der Wirkungsgradresidualen in Abhängigkeit des Laststromes mit LFP_{HP} Hochleistungssystemen in Gen3 Anwendungen; (a-c) Ergebnisse für HESS_{min} LCO-LIC_{SHC}; (d-f) Ergebnisse für HESS_{min} LFP-LIC_{SHC}

Vergleich des Performance Index für Systeme der Studie 1

Die Ergebnisse in der Analyse des Performance Index für den Vergleich der Hybridsysteme unter Nutzung der LFP- und LCO-Technologie gegenüber dem LFP_{HP}- Äquivalenz -System in Gen1 und Gen3 Anwendungen ist in Abbildung 105 dargestellt. Die Betrachtung der volumetrischen als auch gravimetrischen Größen zeigt, dass das LCO-LIC_{SHC} ca. die gleiche Masse und auch Volumen wie das Äquivalenz-System aufweist, wobei sogar für die Gen1 Anwendung eine Massenreduktion von über 15 % möglich ist. Das LFP-LIC_{SHC}-System hingegen überschreitet für beide Generationen die volumetrischen wie auch gravimetrischen Werte des LFP_{HP}-System mit 10 bis 40 % deutlich. Die Betrachtung der einzelnen Batteriebelastung bezüglich des Effektivwerts $I_{LIB,RMS}^{cell}$ und des Stromdurchsatzes Q_{LIB}^{cell} zeigt, dass für alle Generationen und Vergleiche die Lithium-Ionen-Zellen im Hybridsystem einer geringeren Belastung ausgesetzt sind als im Äquivalenz-System. Die Reduktion der Belastung beträgt je nach Vergleich und betrachtetem Performance Index 50 bis zu 70 %.

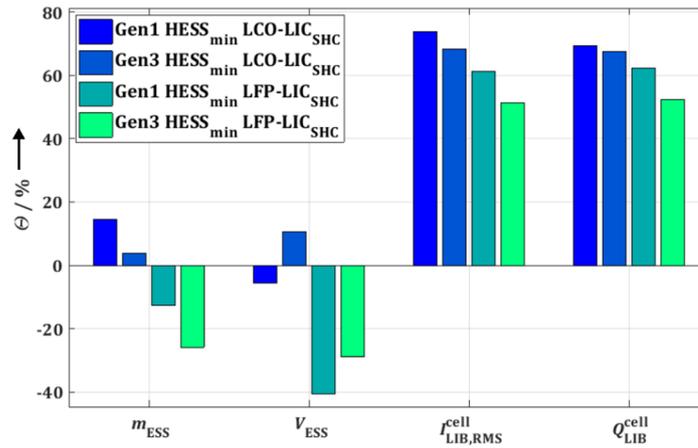


Abbildung 105: Analyse des Performance Index in der Gegenüberstellung von Hybridsystemen unter Nutzung von Hochenergiezellen mit Hochleistung-Lithium-Ionen-Systemen am Szenario von Gen1 und Gen3 Anwendungen

Leistungsanalyse der Systeme für Studie 2 und Studie 3

In Abbildung 106 sind das Leistungsvermögen in Lade- und Entladerichtung in Abhängigkeit der Pulsdauer für das LFP_{HP}-LIC_{SHC}-Hybridsystem für eine Gen1 und Gen3 Anwendung sowie die Betrachtung der äquivalenten Batteriesysteme dargestellt. Tendenziell zeigt sich für die Gen1 Anwendung bezogen auf das Leistungsvermögen in Entladerichtung, dass das betrachtete LFP_{HP}-LIC_{SHC}-Hybridsystem eine deutlich geringere Leistung als das entsprechende LFP_{HP} Batteriesystem aufweist. Im Vergleich zum A123-System ist die Leistung bis zu einer Pulsdauer von 100 s erhöht.

Die Betrachtung des Leistungsvermögens in Laderichtung zeigt auch für dieses Hybridsystem, dass im Vergleich zu den Äquivalenzsystemen die Leistung für kurze Pulsdauern im Vergleich zum A123 um knapp 10 kW und im Vergleich zum LFP_{HP}-System sogar um 15 kW erhöht ist. Ab Pulsdauern größer 15 s ist die Leistungsfähigkeit in Laderichtung für das Hybridsystem geringer als die der Äquivalenz-Systeme. Die Betrachtung der Gen3 Auslegungen zeigt, dass das Hybridsystem im Vergleich zum ausgelegten A123-System eine kontinuierlich höhere Entladeleistung über alle betrachteten Pulsdauern aufweist, jedoch im Leistungsvermögen in Laderichtung dem A123-System unterliegt. In der Betrachtung kurzer Pulsdauern (<5 s) ist das Leistungsvermögen des Hybridsystems von 8 bis 20 kW reduziert. Für Pulsdauern größer 40 s zeigt das Hybridsystem ein relativ konstantes Leistungsvermögen von knapp unter 10 kW auf und ist somit ebenfalls 20 kW unterhalb des Leistungsvermögens des A123-Systems.

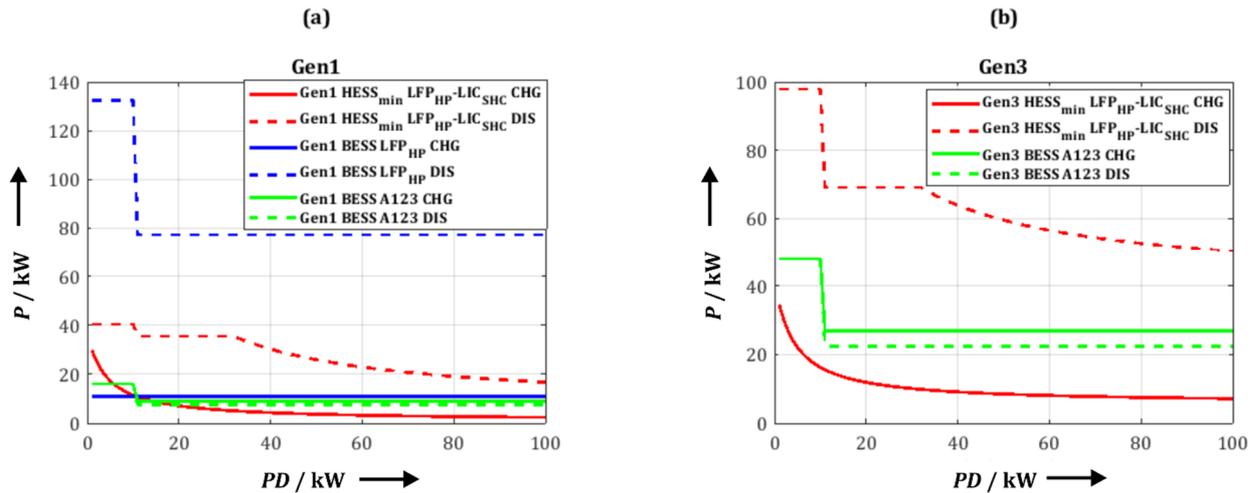


Abbildung 106: (a) Darstellung des Leistungsvermögens für LFP_{HP}-LIC_{SHC}-Hybridsysteme in Abhängigkeit der Pulsdauer und Gegenüberstellung mit dem kommerziellen 48 V System von A123 und einem LFP_{HP} 48 V Hochleistungssystem in Gen1 Anwendung; (b) Gegenüberstellung des Leistungsvermögens von LFP_{HP}-LIC_{SHC}-Hybridsystem mit 48 V A123-System in Gen3 Anwendungen

Wirkungsgradanalyse der Systeme für Studie 2 und Studie 3

Der Vergleich des Wirkungsgradverhaltens des LFP_{HP}-LIC_{SHC}-Systems zur kommerziellen 48 V A123 Lösung sowie eines LFP_{HP}-Batteriesystems ist in Abbildung 107 dargestellt. Für den Vergleich innerhalb der Gen1 Anwendung zeigt sich, dass das Hybridsystem gegenüber dem LFP_{HP}-Batteriesystem bei geringen Lasten einen bis zu 2 % geringeren Wirkungsgrad und bei hohen Lasten einen bis zu 1 % erhöhten Wirkungsgrad aufweist. Das Hybridsystem erreicht zwar das Maximum der erzielten Wirkungsgrade bei über 99,8 %, jedoch erzielt das LFP_{HP}-Batteriesystem häufig höhere Wirkungsgrade als das Hybridsystem.

Der Vergleich zwischen dem LFP_{HP}-LIC_{SHC}-Hybridsystem und der kommerziellen 48 V A123 Lösung zeigt für Gen1 Anwendungen, dass das Hybridsystem unter hohen Lasten einen um bis zu 6 % höheren Wirkungsgrad als das kommerzielle A123-System erreicht. Bei der Betrachtung des Wirkungsgradverhaltens schwankt der Wert der Residuale zwischen -2 % und 2 %. Die Analyse der Häufigkeit der Wirkungsgrade zeigt, dass das Hybridsystem für Gen1 Anwendung tendenziell geringfügig höhere Wirkungsgrade erzielt.

Innerhalb der Gen3 Anwendung zeigt sich, dass das A123-Batteriesystem zu jedem Zeitpunkt gleichwertige oder bis zu 60 % höhere Wirkungsgrade als das Hybridsystem erzielt. Erneut treten für das Hybridsystem in der Gen3 Anwendung, im Fall äußerst geringer Lasten unterhalb von 10 A, die geringsten Wirkungsgrade auf. Die Häufigkeit dieser extrem geringen Wirkungsgrade ist jedoch im Verhältnis zu den Residualen von bis zu -1 % äußerst klein. Das arithmetische Mittel des Wirkungsgrades von 96,02 % ist ca. 3 % geringer als das arithmetische Mittel des Wirkungsgrades für das A123-Batteriesystem.

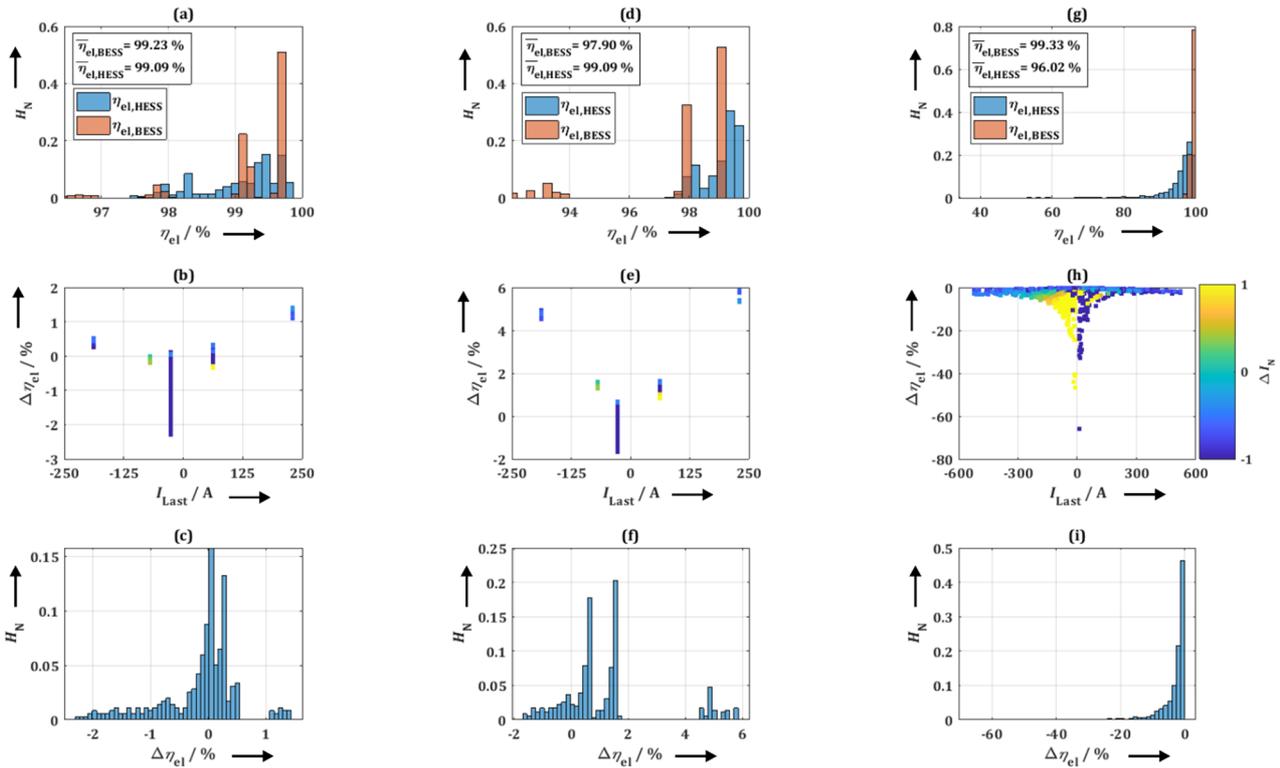


Abbildung 107: Analyse der Häufigkeit der sich einstellenden elektrischen Wirkungsgrade sowie der Wirkungsgraddifferenz zwischen Hybrid- und Batteriespeichersystemen in Abhängigkeit des Laststromes und der normierten Stromaufteilung ΔN innerhalb des LFP_{HP}-LIC_{SHC}-Hybridsystems; (a-c) Vergleich zwischen Hybridsystem und LFP_{HP}-Batteriesystem für Gen1 Anwendung; (d-f) Vergleich zwischen Hybridsystem und A123 Batteriesystem in Gen1 Anwendung; (g-i) Vergleich zwischen Hybridsystem und A123-Batteriesystem in Gen3 Anwendung

Vergleich des Performance Index der Systeme für Studie 2 und Studie 3

Die Analyse des Performance Index in Abbildung 108 zeigt, dass für Gen1 Anwendungen Reduktionen von bis zu 40 % der Masse und 20 % des Volumens gegenüber des Gen1 LFP_{HP}-Systems durch das Gen1 LFP_{HP}-LIC_{SHC}-System erzielt werden können. Im Vergleich zum Gen1 A123-System jedoch ein deutlich höheres Volumen (>60 %) notwendig ist und somit eine Erhöhung der Masse von über 80 % erreicht wird. Werden die Gen3 LFP-LIC_{SHC} Auslegung und das Gen3 A123-System betrachtet, so wird ca. die gleiche Masse als auch Volumen erzielt. Die Analyse der Batteriebelastung auf Zellebene zeigt für den Vergleich mit dem Gen1 LFP_{HP}-System eine Reduzierung der effektiven Strombelastung $I_{LIB,RMS}^{cell}$ von knapp über 15 % und für den Stromdurchsatz Q_{LIB}^{cell} ca. 5 %. Im Vergleich zum A123-System in der Gen1 als auch Gen3 Anwendung ist die einzelne Zellbelastung deutlich von 60 bis über 80 % reduziert. Es sollte an dieser Stelle erwähnt werden, dass die Akzeptanz bezüglich der Stromstärke der Lithium-Ionen-Zelle des A123-Systems deutlich über dem der LFP_{HP}-Zelle liegt (s. Tabelle 43 und Tabelle 6) und hierdurch keine deutlich beschleunigte Alterung abgeleitet werden kann. In Bezug auf den deutlich erhöhten Stromdurchsatz wäre eine beschleunigte Alterung des Gen3 A123-Systems gegenüber des LFP_{HP}-LIC_{SHC}-Systems jedoch zu erwarten.

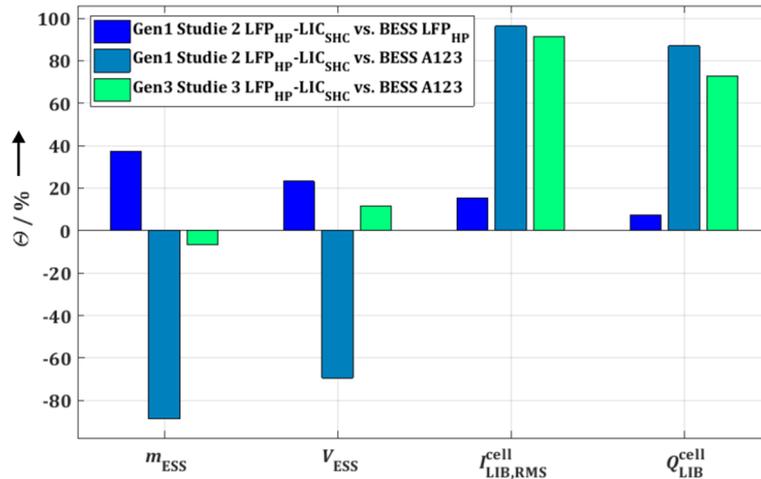


Abbildung 108: Performance-Vergleich zwischen LFP_{HP}-LIC_{SHC}-Hybridsystemen für Gen1 und Gen3 Anwendung sowie Hochleistungs-Batteriesystemen

8.2.4 Einordnung der Hybridsysteme im Ragone-Diagramm

Abschließend sind zum Vergleich des Betriebsverhalten von Hybrid- und Batteriesystemen in dieser Studie die gravimetrischen als auch volumetrischen Energiedichten sowie Leistungs- zu Energieverhältnisse mitsamt den definierten Zielbereichen der behandelten Generationen aus Tabelle 46 in Abbildung 109 zusammengefasst. Zunächst ist deutlich zu erkennen, dass sich die Hybridsysteme bezüglich ihrer Energiedichte sowie ihres P/E-Verhältnisses wie erwartet zwischen den Kennwerten der Lithium-Ionen-Batterien und Superkondensatoren einordnen. Zusätzlich zeigt sich, dass volumengleiche Hybridsysteme zu den Energie- und Leistungsdichten ihrer verwendeten Lithium-Ionen-Batterie streben, wobei im Falle der LFP-Batterie annähernd gleiche Energiedichten erreicht werden. Einzige Ausnahme stellt die volumetrische Energiedichte für Gen1-Systeme dar, in welcher die volumetrische Energiedichte der Hybridsysteme deutlich unterhalb des LFP-Batteriesystems liegt. Im Falle der LCO-Systeme erreichen die Hybridsysteme nur für Gen3 Anwendungen annähernd gleiche Energiedichten. In der Masse minimierte Systeme streben in den Bereich des Ragone-Diagramm, in welchem klassischerweise Superkondensatoren einzuordnen sind. Die Verringerung der Energiedichte geht mit einer Steigerung der verfügbaren Leistung einher. Im Fall der LCO- und LFP-Hybride entspricht dies einer fast 25-fachen Erhöhung des Leistungsvermögens im Vergleich zur Batterietechnologie.

Bezogen auf den Zielbereich der Gen1 Anwendung sind die Hybridsysteme unter Nutzung der LIC_{SHC}-Technologie als SC-Komponente in der Lage, das notwendige P/E-Verhältnis aufzubringen. Die gravimetrische Energiedichte des Zielbereichs kann von den Hybridsystemen nicht erfüllt werden, jedoch die volumetrische Energiedichte. Dennoch sollte an dieser Stelle erwähnt werden, dass die geforderten absoluten Kennwerte für Volumen und Masse nach USABC Leitfaden in dieser Konstellation nicht eingehalten werden.

Die Betrachtung der Hybridsysteme der Gen3 Anwendung zeigt, dass maßgeblich die LFP_{HP}-Hybride in der Lage sind, die geforderten Energie- und Leistungsdichten bereitzustellen. Neben diesen erfüllen ebenso die LCO-LIC_{SHC} wie auch die LCO-LIC_{PHC} Zusammensetzung die geforderten Energie- und Leistungsdichten in gravimetrischer und volumetrischer Form.

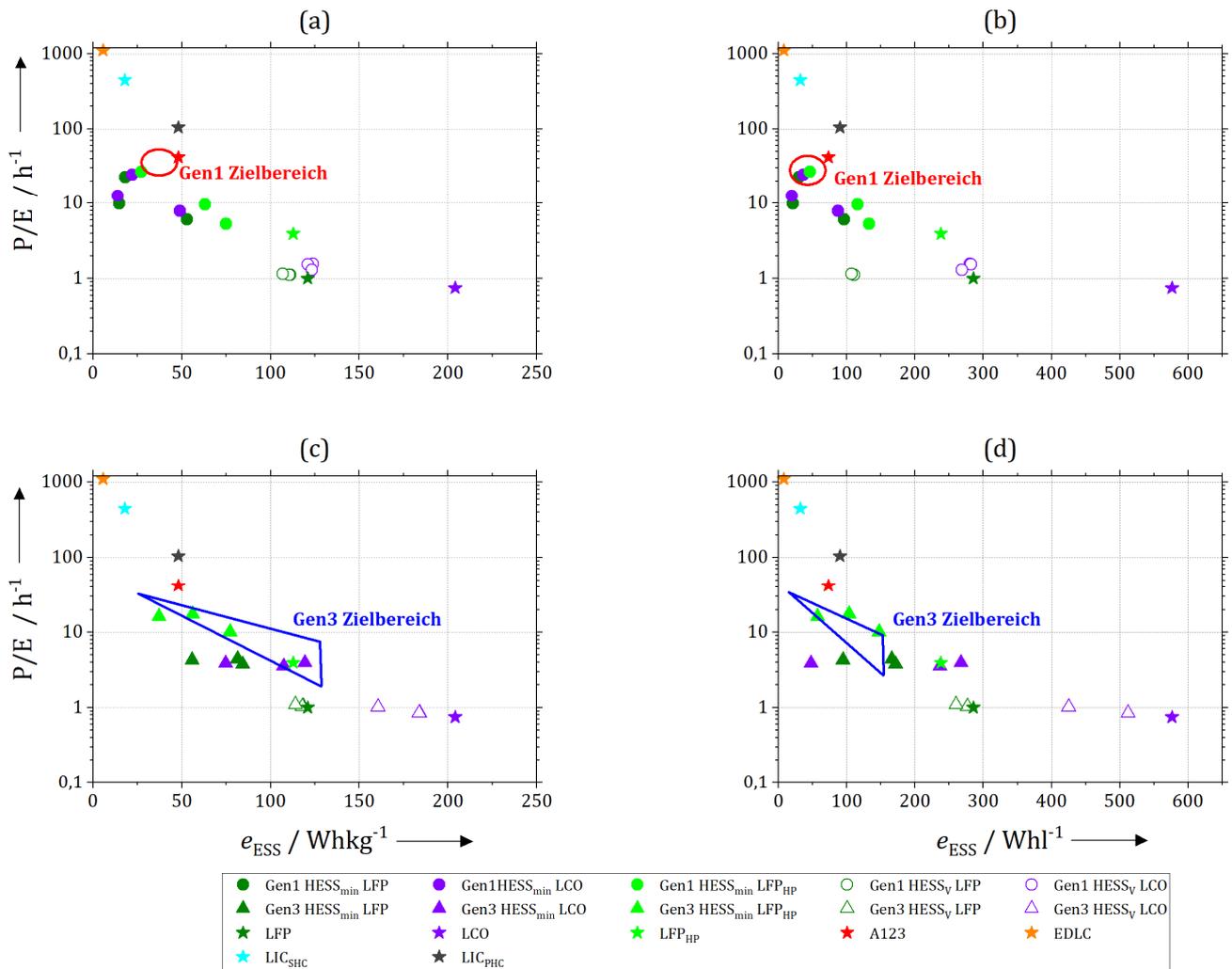


Abbildung 109: Gravimetrische und volumetrische Energie- und Leistungsdichten bzw. die resultierende P/E Ratio für untersuchte Hybrid- und Batteriesysteme sowie Darstellung des Zielbereiches für notwendige Energiedichte und P/E Ratio für Gen1 Anwendung (a-b) und Gen3 Anwendung (c-d)

8.3 Lebensdaueruntersuchung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse zur Lebensdaueruntersuchung der in Kapitel 7.3.4 vorgestellten Hybrid- und Batteriesysteme für zwei Anwendungsszenarien vorgestellt sowie die Gewichtung der einzelnen Alterungseinflüsse auf das Degradationsverhalten in Abhängigkeit der Technologiezusammensetzung und Systemauslegung hervorgehoben.

8.3.1 Untersuchung des Degradationsverhaltens innerhalb von Gen1 Anwendungen

Das Ergebnis in Abbildung 110 zeigt, dass die Hybridsysteme generell eine reduzierte Degradationsentwicklung innerhalb von Gen1 Anwendungen aufzeigen gegenüber den einheitlichen Batteriesystemen. Für die Betrachtung der LCO-Systeme zeigt sich, dass das Batteriesystem den EOL erreicht, während die Hybridsysteme noch einen SOH von 90 % bis 95 % annehmen, wobei das LCO-LIC_{PHC}-System die geringste Degradation aufweist. Es zeigt sich in der Betrachtung der über einen Lastzyklus gemittelten Größen, dass allem voran der Strom auf Zellebene für Hybridsysteme LCO-LIC_{SHC} und LCO-LIC_{PHC} ca. um die Hälfte reduziert ist. Zusätzlich werden die Zellen in den Hybridsystemen mit deutlich weniger als 50 % des Stromdurchsatzes des LCO-Batteriesystems belastet. Die gemittelte Temperatur ist für die Hybridsysteme über alle Lastzyklen konstant, während die Temperatur des LCO-Batteriesystems über die Lastzyklen kontinuierlich ansteigt. Für das LCO-LIC_{SHC} und LCO-LIC_{PHC}-Hybridsystem beträgt die Temperatur ca. 26 °C und ist bis zum Ende der Degradationssimulation ca. 3 °C geringer als die Temperatur des LCO-Batteriesystems. Die Temperatur des LCO-EDLC-Systems ist konstant bei ca. 29 °C. Über die Anzahl der Lastzyklen hinweg bleibt der gemittelte Wirkungsgrad mit knapp über 95 % relativ konstant, wohingegen der Wirkungsgrad des LCO-Batteriesystems über die Lastzyklen ausgehend von 90 % zu knapp 80 % beim Erreichen des EOL absinkt.

Die Untersuchung der LFP-Systeme zeigt eine ähnliche Tendenz bezüglich der Verhältnisse der vorhandenen Restkapazität beim Erreichen des SOH der Systeme sowie der Batteriebelastung auf Zellebene. Während das LFP-Batteriesystem den EOL erreicht, halten die Hybridsysteme noch einen SOH von ca. 94 % bis 96 %. Die Strombelastung auf Zellebene ist ebenfalls um 1/3 bis ca. 2/3 innerhalb der Hybridsysteme reduziert. Der Stromdurchsatz einer LIB im Hybridsystem mit den LIC-Technologien beträgt ca. 50 % des Stromdurchsatzes im LFP-Batteriesystem. Die mittlere Temperatur ist für das LFP-Batteriesystem und die Hybridsysteme LFP-LIC_{SHC} und LFP-LIC_{PHC} mit knapp 27 bis 28 °C über alle Lastzyklen konstant. Die Temperatur der LIB im LFP-EDLC-Hybridsystem ist mit 30 °C am Höchsten, welche über die Lastzyklen bei diesem Wert konstant bleibt. Der Wirkungsgrad der Hybridsysteme ist mit über 95 % gegenüber dem LFP-Batteriesystem um ca. 5 % erhöht. Dieses beginnt mit einem Wirkungsgrad von 90 %, welcher über die Lastzyklen auf ca. 92 % ansteigt.

In der Betrachtung der LFP_{HP}-Systeme ist ebenso zu erkennen, dass das Batteriesystem eine beschleunigte Degradation gegenüber den Hybridsystemen aufweist, jedoch der Abstand zwischen den SOH-Werten auf maximal 8 % beim Erreichen des EOL für das Batteriesystem reduziert ist und das LFP_{HP}-EDLC-System nahezu den gleichen Degradationsverlauf abbildet wie das Batteriesystem. Die Strombelastung ist für die LIB-Zellen in den LIC-Hybriden ca. um 3 A gegenüber dem Batteriesystem reduziert, während die Strombelastung der LIB-Zelle im EDLC-Hybridsystem ca. um 2 A erhöht ist. Beim Vergleich des zu durchlaufenden Stromdurchsatzes ist dieser jedoch für Zellen in den Hybridsystemen wieder um ca. 50 % reduziert. Der Stromdurchsatz des LFP_{HP}-EDLC-Systems ist gegenüber dem LFP_{HP}-Batteriesystem etwas erhöht. Die mittlere Temperatur der LIB-Zellen in den LIC-Hybriden ist gegenüber der Temperatur im Batteriesystem um ca. 2 °C erhöht. Die höchste Temperatur wird mit über 32 °C für die LIB-Zellen im LFP_{HP}-EDLC-System erreicht. Die Hybridsysteme weisen mit ca. 96 % einen höheren Wirkungsgrad als das Batteriesystem auf, dieser ist jedoch nur 1 % verringert und hat über die Lastzyklen hinweg eine leicht fallende Absenkung.

Im Vergleich zu den Lithium-Ionen-Batterien ist die Degradation der Superkondensatoren wesentlich geringer und zeigt sich durch einen SOH von über 97 % für alle Superkondensatoren in allen betrachteten Systemen. Der geringste SOH beträgt 97,76 % für das LIC_{SHC}-System im LFP-LIC_{SHC}-Verbund. Den höchsten SOH hält das EDLC-System mit 99,98 % im LCO-EDLC-Verbund.

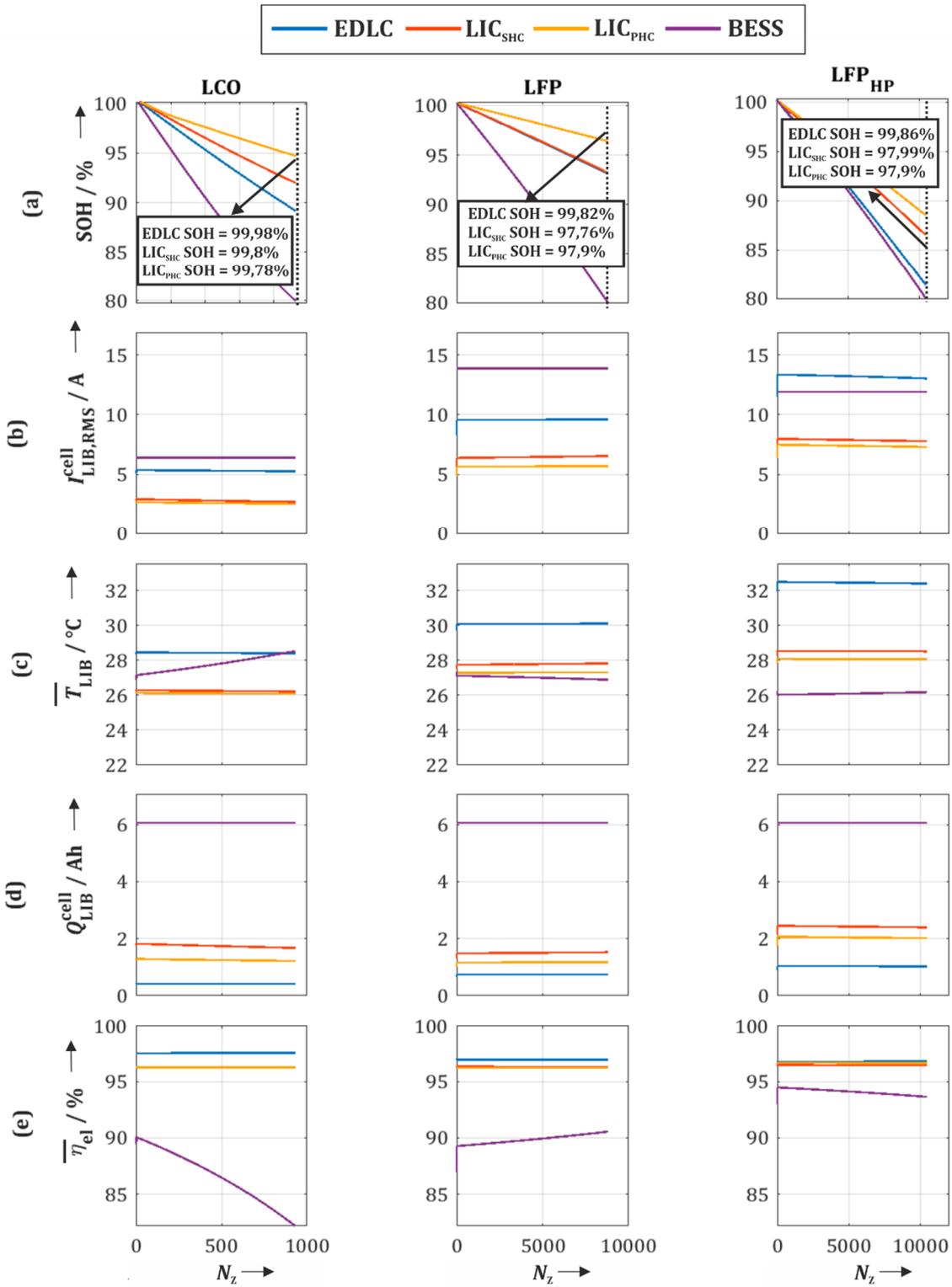


Abbildung 110: Degradationsverhalten und Belastung auf Zellebene für Gen1 Anwendungen; (a) Verlauf der vorhandenen prozentualen Restkapazität; (b-d) Darstellung der Belastung auf Zellebene für effektiven Strom, mittlerer Temperatur und den Gesamtstromdurchsatz für einen Lastzyklus; (e) Mittlerer elektrischer Wirkungsgrad pro Lastzyklus

8.3.2 Untersuchung des Degradationsverhaltens innerhalb von Gen3 Anwendungen

Das Degradationsverhalten für Hybridsysteme der Gen3 Anwendungen und deren äquivalenten Batteriesysteme ist in Abbildung 111 gemeinsam mit der aufgetretenen Batteriebelastung dargestellt. Es ist generell zu erkennen, dass sowohl der Stromdurchsatz als auch die Strombelastung in den Hybridsystemen meist etwas geringer sind als im Batteriesystem. Die Belastung durch den Strom weicht um maximal 3 A ab, jedoch gibt es Unterschiede im Stromdurchsatz. Am Beispiel der LFP_{HP}-Systeme ist der Stromdurchsatz ca. um 2 bis 5 % reduziert während hingegen in der Betrachtung der LFP- und LCO-Systeme diese Reduzierung knapp 10 bis 15 % beträgt. Die Temperatur ist jedoch in den Hybridsystemen gegenüber den Batteriesystemen deutlich erhöht. Die Untersuchungen der LFP- und LFP_{HP}-Systeme ergeben beispielsweise, dass die Temperatur der Hybridsysteme ca. um 15 °C erhöht ist. Die Analyse des SOH-Verlaufs über die Lastzyklen gibt Aufschluss darüber, dass generell Hybridsysteme eine reduzierte Degradation aufweisen. In der Betrachtung der LCO-Systeme beträgt die vorhandene Restkapazität nach Erreichen des EOL für das LCO-Batteriesystem für die Hybridsysteme noch mehr als 89 %. Dies ist ebenso für das Degradationsverhalten der LFP-Systeme der Fall. Auch hier weisen die Hybridsysteme noch eine Restkapazität zwischen 87 % bis 92 % auf, während hingegen das LFP-Batteriesystem den EOL erreicht hat. Anders verhält es sich in der Betrachtung der LFP_{HP}-Systeme. In dieser Konstellation tritt der EOL für das LFP_{HP}-EDLC-System vor dem des LFP_{HP}-Batteriesystems ein und erreicht dabei ca. 20 % weniger Lastzyklen als das LFP_{HP}-Batteriesystem. Die LIC-Hybriden haben eine reduzierte Degradation gegenüber dem Batteriesystem, welche dazu führt, dass beim Erreichen des EOL für das Batteriesystem noch ca. 84 % Restkapazität in den Hybridsystemen vorhanden ist. Die Analyse der Wirkungsgrade zeigt, dass innerhalb der LFP- und LFP_{HP}-Systeme der Wirkungsgrad konstant und annähernd gleichwertig für die Systeme ist. Im Fall der LCO-Systeme ist der Wirkungsgrad der Hybrid- und des Batteriesystems zu Beginn mit knapp 87 % identisch, der Wirkungsgrad des Batteriesystems sinkt jedoch bis zum Erreichen des EOL deutlich auf unter 70 % ab, während die Wirkungsgrade der Hybridsysteme nahezu konstant bleiben.

Die Degradation der Superkondensatorsysteme zeigt in dieser Anwendung eine wesentlich größere Streuung, als für die Gen1 Anwendung. Innerhalb der LCO-Hybridsysteme halten alle Superkondensatoren einen SOH von über 99 % zum Ende der Simulation inne. Im Gegensatz dazu streut der SOH der Superkondensatoren im LFP-Hybridverbund von ca. 88 % bis hin zu 99,99 %. Der geringste SOH im LFP_{HP}-Verbund hält am Ende der Simulation das LIC_{SHC}-System mit einem SOH von ca. 93 % inne.

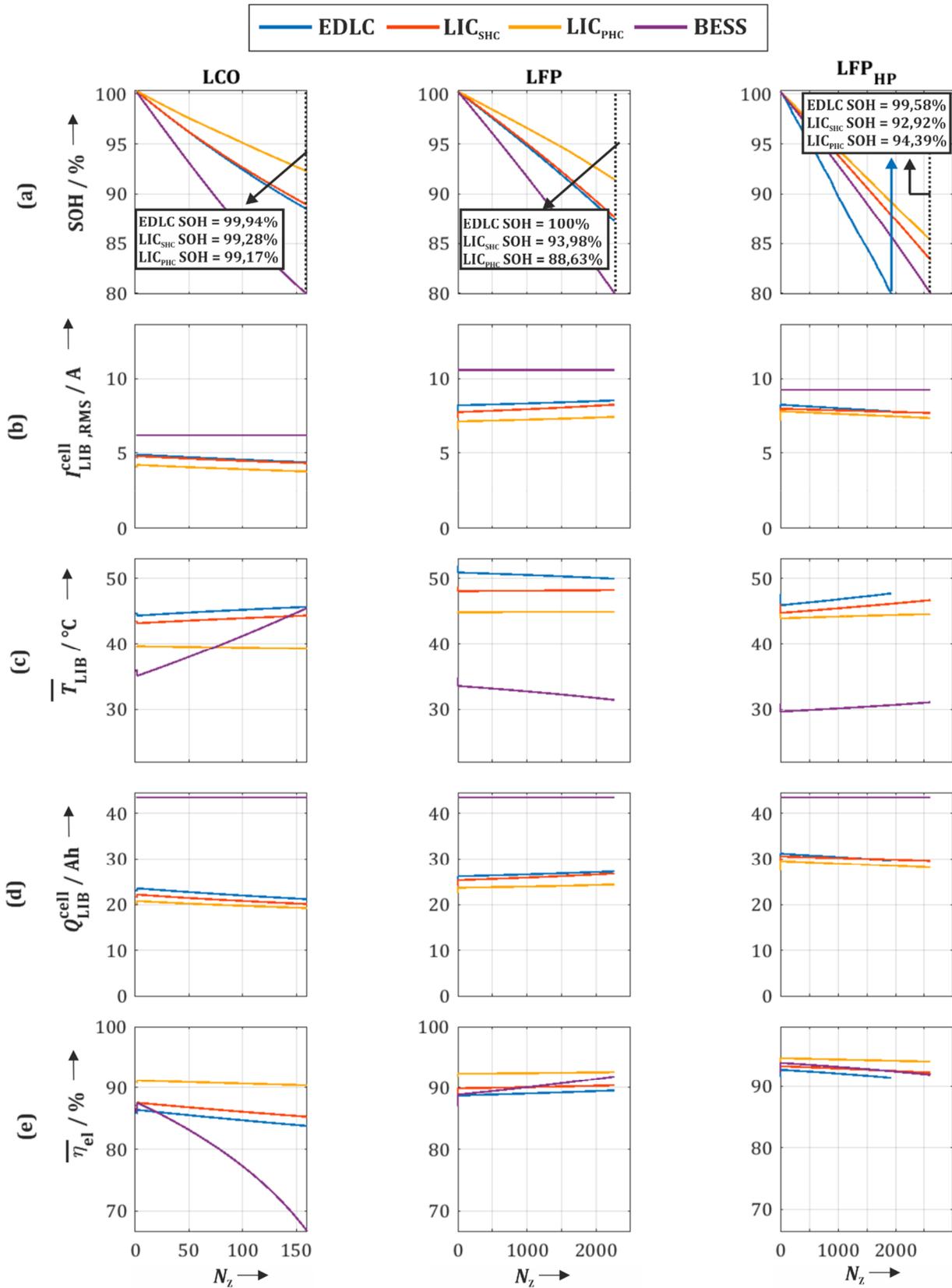


Abbildung 111: Degradationsverhalten und Belastung auf Zellebene für Gen3 Anwendungen; (a) Verlauf der vorhandenen prozentualen Restkapazität; (b-d) Darstellung der Belastung auf Zellebene für effektiven Strom, mittlerer Temperatur und den Gesamtstromdurchsatz für einen Lastzyklus; (e) Mittlerer elektrischer Wirkungsgrad pro Lastzyklus

8.3.3 Degradationsverhalten unter Berücksichtigung des DOD und des Systemdesigns

In diesem Kapitel sollen die Ergebnisse bezüglich der Berücksichtigung des DOD-Einflusses auf das Degradationsverhalten von LCO-Systemen dargestellt werden und betrachtet werden, wie dieser Einfluss durch eine andere Wahl der Systemauslegung beeinflusst werden kann. Zunächst ist in Abbildung 112 zu erkennen, dass für die gleichen Systeme wie aus Abbildung 110 das Verhältnis der Degradation der Systeme zueinander identisch ist und sich nur in der Anzahl der erreichten Lastzyklen unterscheidet. Es gibt keine gravierenden Abweichungen zu den Belastungen in Form des Stromdurchsatzes, des Stromes und der Temperatur aus Abbildung 110. Es zeigt sich jedoch, dass die Hybridsysteme im Mittel einen wesentlich größeren DOD zu bewältigen haben als das Batteriesystem. Dieser beträgt etwas mehr als 10 % und bis zu diesem Wert existieren noch keine nennenswerten Unterschiede im Degradationsverhalten in Abhängigkeit des DOD.

Die Betrachtung weiterer Systemauslegungen für die Technologiezusammensetzung LCO-LIC_{SHC} und LCO-LIC_{PHC} zeigt, dass sich das Degradationsverhalten im Vergleich zur vorangegangenen Systemauslegung reduziert hat und mit 95 % bis 97 % noch ca. 2 bis 3 % mehr Restkapazität vorhanden sind. Die Strom- und Temperaturbelastung sind im Vergleich zur anderen betrachteten Systemauslegung nur geringfügig reduziert, jedoch sind Unterschiede beim mittleren DOD und beim Stromdurchsatz vorhanden. Der DOD ist für die Systeme mit erhöhtem SC-Anteil (14s1p LCO-LIC_{SHC} 13s2p; 14s1p LCO-LIC_{PHC} 13s2p) um ca. 2-3 % reduziert gegenüber den Hybridsystemen, welche einen erhöhten Anteil an LIB beinhalten (14s8p LCO-LIC_{SHC} 13s1p; 14s7p LCO-LIC_{PHC} 13s1p). Der Stromdurchsatz der LIB ist in der leistungsorientierten Auslegung gegenüber der energieorientierten Auslegung deutlich reduziert.

Das Degradationsverhalten der LCO-Systeme für Gen3 Anwendungen unterscheidet sich unter Berücksichtigung des DOD-Einflusses kaum von dem, welches ohne dessen Berücksichtigung in Abbildung 110 dargestellt ist. Es zeigt sich auch hier, dass der DOD im Vergleich zum Batteriesystem für die LCO-Systeme größer ist, jedoch liegen alle mittleren DOD unter 10 % und unterscheiden sich daher kaum in ihrem Einfluss auf die Gesamtdegradation.

Die Betrachtung der Degradation der Superkondensatoren zeigt ebenso keine nennenswerten Abweichungen zu den Ergebnissen der LCO-Systeme aus Abbildung 110 und Abbildung 111. Einzig auffällig ist, dass in der Simulation des Gen3 Profils unter Berücksichtigung des DOD-Einflusses, der SOH der Superkondensatoren ca. 1 bis 2 % am Ende der Simulationszeit geringer ist. Der Vergleich des Degradationsverhaltens für technologiegleiche Hybridsysteme mit variierender Systemauslegung zeigt, dass die LIC-Kondensatoren in den Systemen mit erhöhtem Kondensatoranteil, eine geringfügig höheren SOH zum Ende der Simulation aufweisen.

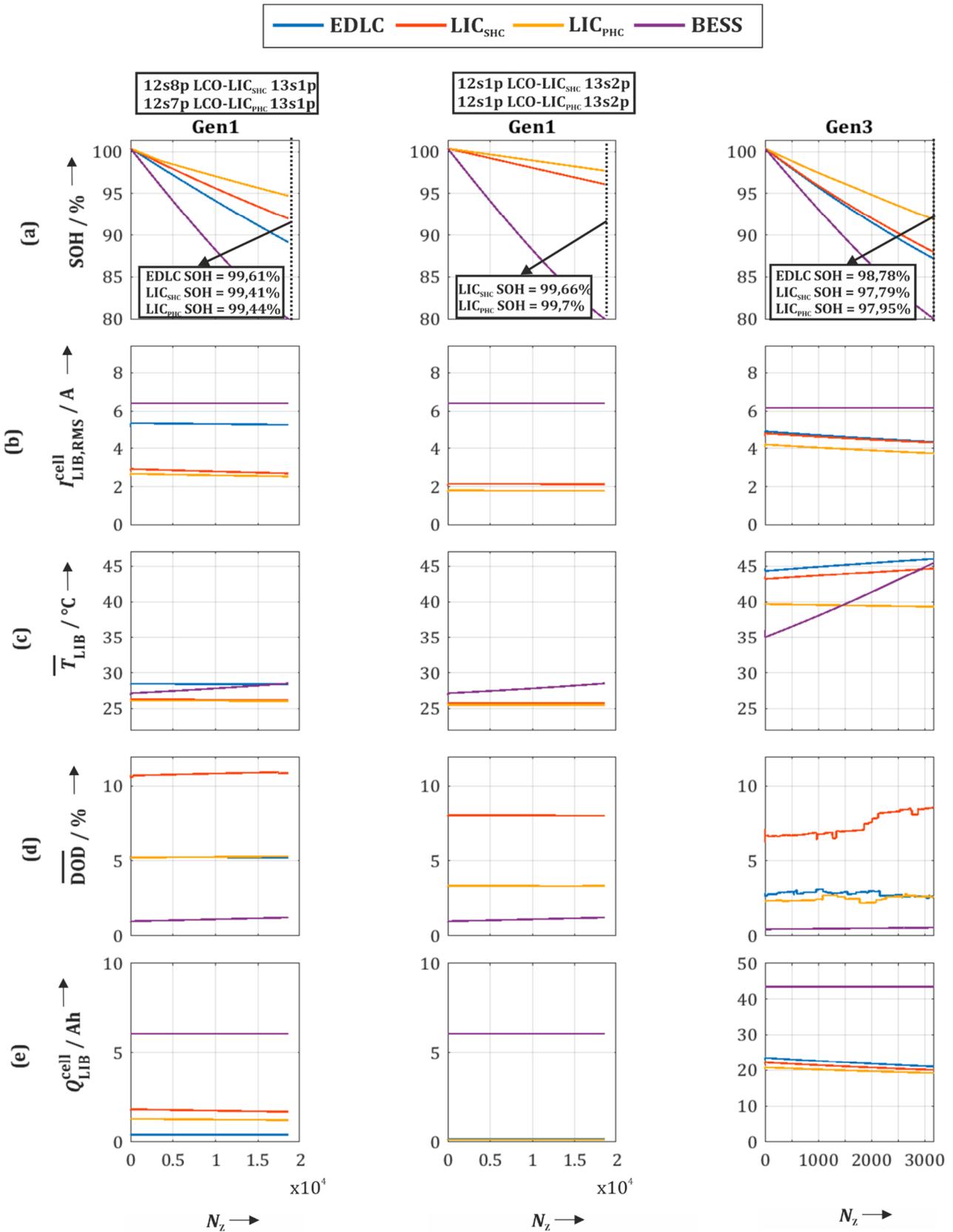


Abbildung 112: Degradationsverhalten und Belastung auf Zellebene für Gen1 und Gen3 Anwendungen mit energie- und leistungsorientierten Systemauslegungen; (a) Verlauf der vorhandenen prozentualen Restkapazität; (b-d) Darstellung der Belastung auf Zellebene für effektiven Strom, mittlere Temperatur und den mittleren DOD für einen Lastzyklus; (e) Gesamtstromdurchsatz für einen Lastzyklus

8.4 Diskussion der anwendungsorientierten Untersuchung

Ziel der anwendungsorientierten Untersuchung in Kapitel 8.2 ist es gewesen, Vor- und Nachteile passiver Hybridsysteme gegenüber reinen Batteriesystemen im Betriebsverhalten sowie in Abhängigkeit der Systemauslegung zu erarbeiten.

Die Untersuchung innerhalb von leistungsorientierten Gen1 Anwendungen wie auch energieorientierten Gen3 Anwendungen hat gezeigt, dass Hybridsysteme möglich sind, welche eine Reduzierung der Masse und des Volumens von 50 % bis fast 70 % gegenüber einem Batteriesystem mit gleicher Lithium-Ionen-Batterie aufweisen, ohne die Komponenten des Hybridsystems außerhalb derer Kenndaten zu betreiben. Die Batteriebelastung innerhalb des Hybridsystems ist in diesem Fall um 30 % bis 60 % für Gen1 Anwendungen und für Gen3 Anwendungen um 60 % bis 90 % erhöht. Hybridsysteme mit ca. gleichem Volumen wie das Batteriesystem reduzieren die Batteriebelastung um 20 % bis 40 % für Gen1 Anwendungen und für Gen3 Anwendungen bis zu 8 %, wobei hier die Technologiezusammensetzung beachtet werden muss. Während die Nutzung der LIC_{SHC} und LIC_{PHC} annähernd gleiche Ergebnisse in der Batteriebelastung erzielt, führt die Nutzung von EDLC als SC-Komponente im Hybridsystem nur zu geringfügigen bis zu keinen Verbesserungen gegenüber dem reinen Batteriesystem. Um Überbelastungen innerhalb des Hybridsystems für Gen1 Anwendungen zu vermeiden, ist eine Systemauslegung zu wählen, welche zu einem 20 % höheren Volumen gegenüber dem reinen Batteriesystem führt. Innerhalb der Gen3 Anwendungen übersteigt die Belastung einer einzelnen Lithium-Ionen-Zelle im Hybridsystem die Belastung einer Einzelzelle im Batteriesystem um 4 %.

Die Untersuchung des Leistungsvermögens in Lade- und Entladerichtung in Abhängigkeit der Pulsdauer für minimierte und volumengleiche Systeme hat gezeigt, dass speziell für geringe Pulsdauern kleiner 5 s in Laderichtung deutliche Leistungssteigerungen im Vergleich zum Batteriesystem für Gen1 Anwendungen möglich sind. Hybridsysteme mit minimierter Masse liegen in ihrem Leistungspotential für längere Pulsdauern ab ca. 20 s bis hin zu 100 s deutlich unter dem Leistungsvermögen der Batteriesysteme, wobei die Lastanforderungen der Anwendung für deren notwendige Zeitdauer erfüllt ist. Volumengleiche Hybridsysteme sind jedoch in der Lage für längere Pulsdauern annähernd gleiche Leistungswerte wie das Batteriesystem bereitzustellen. Innerhalb der Gen3 Anwendungen erzielen minimierte Hybridsysteme immer noch geringfügig höhere Leistungswerte in Laderichtung, jedoch ist für längere Pulsdauern ihr Leistungsvermögen deutlich unterhalb dem von Batteriesystemen. Bezogen auf volumengleiche Hybridsysteme erzielen alle Hybridsysteme in Abhängigkeit von der Pulsdauer annähernd gleiche Leistungswerte wie das Batteriesystem.

Die Betrachtung des elektrischen Wirkungsgrades zeigt, dass die Effizienz des Hybridsystems sehr deutlich vom Lastprofil wie auch von der Systemzusammensetzung abhängig ist. Im arithmetischen Mittel erzielen Hybridsysteme beider Generationen und Systemauslegungskriterien annähernd die gleichen Wirkungsgrade zwischen 97 % und 99,6 % wie deren gegenübergestellten Batteriesysteme, jedoch gibt es große Unterschiede der Wirkungsgrade in den Betriebspunkten. Bei hohen Lastspitzen zeigen alle Hybridsysteme grundsätzlich geringfügig bis deutliche verbesserte Wirkungsgrade gegenüber dem Batteriesystem auf, jedoch ist der Wirkungsgrad des Hybridsystems bei geringen Lasten allem voran im Lastprofil der Gen3 Anwendung geringer. Je nach Systemzusammensetzung kann dieser Unterschied 1 % bis ca. 30 % betragen. Generell zeigt sich in beiden Anwendungen, dass innerhalb der HESS_{min}-Systeme bei hohen Lastspitzen maßgeblich die SC-Komponente die Last aufnimmt oder abgibt und durch dessen geringeren Innenwiderstand im Vergleich zur LIB-Komponente, die erhöhten Wirkungsgrade ermöglicht. Bei HESS_v Auslegungen werden die hohen Lastspitzen vor allem in Gen3 Anwendungen maßgeblich von der LIB-Komponente aufgenommen oder abgegeben und sorgen dadurch zu einer Reduzierung des elektrischen Wirkungsgrades.

Im Vergleich von Hybridsystemen unter Nutzung von Hochenergie Lithium-Ionen-Zellen gegenüber Hochleistungs-Batteriesystemen hat sich gezeigt, dass das absolute Leistungsvermögen für kurze Pulsdauern in Gen1 Anwendungen erhöht ist, jedoch für annähernd konstante Belastungen sowie der Gen3 Anwendung deutlich unterhalb des Hochleistungs-Batteriesystems liegt. Das LCO-LIC_{SHC}-Hybridsystem ist in der Lage für beide Anwendungen ca. die gleiche Masse wie Volumen des LFP_{HP}-Batteriesystems einzunehmen bei gleichzeitig verringerter Einzelzellbelastung von ca. 70 %. Das LFP-LIC_{SHC}-Hybridsystem hingegen zeigt ebenfalls eine

reduzierte Einzelzellbelastung von 50 % bis knapp über 60 % auf, jedoch ist ein um 40 % größeres Volumen als für das Hochleistungs-Batteriesystem notwendig. Die Betrachtung der Wirkungsgrade in Abhängigkeit des Betriebspunktes zeigt wieder, dass allem voran unter hohen Lastspitzen das Hybridsystem ein bis zu 8 % erhöhten Wirkungsgrad aufweist, aber maßgeblich in der Gen3 Anwendung bei geringen Lasten ein bis zu ca. 40 % geringerer Wirkungsgrad gegenüber dem Hochleistungs-Batteriesystem auftritt. Es sollte an dieser Stelle erwähnt werden, dass zwar in Hybridsystemen die Einzelzellbelastung gegenüber dem LFP_{HP}-Batteriesystem verringert ist, diese aber eine deutlich höhere Stromfestigkeit als die LFP bzw. LCO-Zelle im Hybridsystem besitzt und dies nicht zwangsläufig zu einer erhöhten Lebensdauer der Hybridsysteme gegenüber dem LFP_{HP}-Batteriesystem führt.

Der Vergleich des minimierten LFP_{HP}-LIC_{SHC}-Hybridsystems gegenüber dem LFP_{HP}-Batteriesystem in Gen1 Anwendungen zeigt, dass bei gleichzeitiger Reduzierung der effektiven Strombelastung von ca. 18 % und des Stromdurchsatzes von ca. 10 %, 20 % Volumen und 40 % der Masse mit der Hybridlösung eingespart werden können. Das Wirkungsgradverhalten ist annähernd identisch, jedoch ist auf Kosten der genannten Einsparungen das absolute Leistungsvermögen vor allem in Entladerichtung deutlich reduziert, aber die Lastanforderungen zu jedem Zeitpunkt ohne Überlastung der Komponenten erfüllt.

Die Analyse des Betriebsverhalten des LFP_{HP}-LIC_{SHC}-Hybridsystems gegenüber der kommerziellen 48 V A123 Lösung zeigt, dass für das Hybridsystem in der Gen1 Anwendung deutlich mehr Masse und Volumen von über 80 % notwendig sind, um die Komponenten des Hybridsystems nicht außerhalb der Datenblattkennwerte zu betreiben. Das Hybridsystem für die Gen3 Anwendung zeigt jedoch, dass bei gleichzeitiger Reduzierung der Einzelzellbelastung um bis zu 90 % ein Hybridsystem mit annähernd gleicher Masse und Volumen möglich ist. Hierbei sollte aber ebenso berücksichtigt werden, dass die verwendete A123-Zelle sowie die LFP_{HP}-Zelle unterschiedliche Stromfestigkeiten aufweisen und eine um 90 % reduzierte Einzelzellbelastung nicht mit einer verlängerten Lebensdauer gleichzusetzen ist. Bezüglich des Wirkungsgrades ist in der Gen1 Anwendung der Wirkungsgrad des Hybridsystems auf Grund der größeren Dimensionierung etwas erhöht. Die Wirkungsgradanalyse in der Gen3 Anwendung zeigt jedoch, dass der Wirkungsgrad des Hybridsystems unterhalb dem des 48 V A123-System liegt. Im arithmetischen Mittel beträgt der Unterschied ca. 3 %, wobei bei geringen Lasten sogar ein Unterschied von über 60 % auftritt.

Die Gegenüberstellung des Degradationsverhaltens von Hybrid- und Batteriesystemen hat zum Vorschein gebracht, dass in den betrachteten Szenarien durch eine passive Hybridisierung die Degradation der Lithium-Ionen-Batterie generell reduziert wird. Je nach Technologiezusammensetzung und betrachtetem Szenario beträgt die vorhandene Restkapazität der Lithium-Ionen-Batterie im Hybridsystem beim Erreichen des EOL des technologiegleichen Batteriesystems ca. 81 bis 95 % der Nennkapazität. Die Lithium-Ionen-Batterie ist im Hybridsystem höheren Temperaturen von bis zu maximal 45 °C ausgesetzt (Gen3 LFP_{HP}-EDLC), jedoch ist der Stromdurchsatz der Lithium-Ionen-Batterie im Hybridsystem im Vergleich zum äquivalenten Batteriesystem um teilweise bis zu 50 % reduziert und somit die reduzierte Degradation begründet. Die Reduktion des Stromdurchsatzes um 50 % tritt maßgeblich in der Gen1 Anwendung in Erscheinung, was bedeutet, dass unter hochzyklischen Lasten ein Großteil des Stromdurchsatzes von der SC-Komponente aufgenommen bzw. abgegeben wird und auf Grund der hohen zyklischen Lebensdauer der SC-Komponente, diese verzögerte Degradation der Lithium-Ionen-Batterie erst ermöglicht.

Innerhalb von Gen3 Anwendungen, welche sich durch Phasen mit kontinuierlicher Last (PD>30 s) auszeichnen, beträgt die Reduktion des Stromdurchsatzes für die LIB-Komponente des Hybridsystems nur noch 2 bis 15 %. Dennoch können in diesem Szenario Hybridsysteme noch Restkapazitäten von deutlich über 90 % aufweisen, während das äquivalente Batteriesystem bereits den EOL erreicht.

Die zusätzliche Berücksichtigung des DOD-Einflusses auf die Alterung am Beispiel der LCO-Systeme hat nicht zu einer nennenswerten Änderung der Ergebnisse geführt, da der mittlere DOD pro Lastzyklus für alle Systeme unter 15 % gelegen hat und in diesen Bereichen noch keine großen Unterschiede bezüglich der zu erreichenden Zyklenzahlen existiert. Gezeigt wurde jedoch, dass Hybridsysteme mit gleicher Technologiezusammensetzung aber unterschiedlicher Systemauslegung auch deutliche Unterschiede in ihrem Degradationsverhalten aufweisen. Speziell im Hybridsystem Gen1 LCO-LIC_{SHC} wurde gezeigt, dass das Hybridsystem mit einem höheren SC-Anteil die Degradation um ca. 5 % im Simulationszeitraum verringert hat.

Die SC-Komponenten der Hybridsysteme zeigen eine äußerst geringe Degradation im Vergleich zu den LIB-Komponenten auf und haben in den meisten Fällen noch eine Restkapazität von 95 % bis hin zu über 99 % am Ende der Simulationszeit inne. Ausnahmen bilden die Simulationen der LFP- und LFP_{HP}-Hybridsysteme der Gen3 Anwendung, in welchen allem voran die Hybridsysteme unter Nutzung der LIC-Technologien eine höhere Degradation erfahren und eine Restkapazität von 88 % bis ca. 93 % am Ende der Simulationszeit aufweisen. Dies lässt sich dadurch begründen, dass die LIC-Technologien aufgrund ihrer größeren Nennkapazität im Vergleich zum EDLC-System, mehr an der Bereitstellung der notwendigen Leistung teilnehmen können und somit die Belastung der LIB-Komponente auf Kosten der eigenen Degradation reduzieren können. Ein weiterer Grund des abweichenden Degradationsverhaltens kann aus dem deutlichen Unterschied der möglichen Vollzyklen zwischen den EDLC- und LIC-Technologien abgeleitet werden. EDLC-Systeme können über 1 Millionen Vollzyklen erreichen, was in diesem Simulationssetup das 5-fache der möglichen Vollzyklen für die LIC_{SHC}-Systeme und das ca. 20-fache an möglichen Vollzyklen für die LIC_{PHC} entspricht. Daraus kann neben betriebsbedingten Faktoren ebenso das verringerte Degradationsverhalten der EDLC-Systeme im Vergleich zu den LIC-Technologien erklärt werden.

9 Zusammenfassung und Ausblick

Ziel der vorliegenden Dissertationsschrift ist es gewesen, ein allgemeines Verständnis zum Verhalten und zur Auslegung passiver Lithium-Ionen-Superkondensatorsysteme zu entwickeln, um sowohl Einflussfaktoren zur Änderung der Energie- und Leistungsdichte als auch Folgen für das Betriebsverhalten im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batteriesystemen in einer ganzheitlichen Betrachtung aufzeigen zu können.

Der Ansatz eines einheitlichen Energiespeichermodells basierend auf ECM-Modellen für verschiedene Lithium-Ionen- und Superkondensatortechnologien mit einem annähernd standardisierten Parametrierungsverfahren ermöglicht eine hinreichend genaue Beschreibung des elektrischen und thermischen Verhaltens einzelner Zelltechnologien. Des Weiteren ermöglicht die Skalierung des Modells bezogen auf die Topologie ($XsYp$) von Energiespeichersystemen ebenso eine hinreichend genaue Abbildung des elektrischen Verhaltens dieser. Das Modell ist ebenso in der Lage die Lastaufteilung innerhalb passiver Hybridsysteme verschiedenster Systemauslegungen und Technologiezusammensetzung detailgetreu wiederzugeben. Die größte Abweichung des Modells stellt sich bei einem SOC kleiner 20 % ein, da in diesem Bereich für Lithium-Ionen-Zellen hohe Dynamiken bezüglich der Spannungs- und Widerstandsänderung auftreten. Eine höhere Auflösung der Widerstandsmessung im SOC Bereich kleiner 20 % sowie größer 90 % kann zu einer Verbesserung der Modellgenauigkeit führen. Zur Verbesserung der Modellgenauigkeit auf Systemebene können Übergangswiderstände der Zellverbinder und Zellkontakte sowie die Einbeziehung streuender Zellparameter (Nennkapazität oder Innenwiderstand) berücksichtigt werden.

Neben dem thermischen und elektrischen Verhalten ist der gewählte Ansatz des gewichteten Amperestunden-Modells mit Gewichtungsfaktoren in Abhängigkeit der Entladetiefe, der Temperatur und der Stromstärke in der Lage gewesen, das Degradationsverhalten drei verschiedener Lithium-Ionen-Technologien bei variierenden Belastungszyklen von 100 % Entladetiefe wiedergeben zu können. Die Validierung des Modells für Belastungszyklen mit variierenden Entladetiefen konnte bis zu diesem Zeitpunkt noch nicht durchgeführt werden.

Das in dieser Arbeit entwickelte und vorgestellte Prognose-Modell zur Bestimmung der maximal zulässigen Belastung in Abhängigkeit der Pulsdauer ist in der Lage gewesen, die gemessenen Stromwerte am Ende eines Pulses im Trend wiedergeben zu können. In Kombination mit der vorgestellten Analyse des Belastungsprofils können passive Hybridsysteme für die Anwendung ermittelt und nach vom Nutzer festgelegten Kriterien wie notwendige Energie oder maximales Bauvolumen ausgewählt werden und ist in der Art bisher noch nicht geschehen.

Die experimentelle Untersuchung passiver Hybridsysteme hat die grundlegenden Einflussfaktoren zur Beeinflussung der Energie- und Leistungsdichte dieser Systeme aufgezeigt. Um eine möglichst hohe Energiedichte zu erhalten, ist es notwendig den Betriebsspannungsbereich des Hybridsystems in den Spannungsbereich der Energiezelle des Hybridsystems zu legen, um einen möglichst großen Anteil der Nennkapazität dieser Zelle nutzen zu können. Des Weiteren kann durch die Systemauslegung die Energiedichte extrem beeinflusst werden und ermöglicht in Abhängigkeit der Technologiezusammensetzung ebenso annähernd Energiedichten von Lithium-Ionen-Technologien. Die Leistungsdichte wird maßgeblich von der Pulsdauer und dem Duty Cycle beeinflusst. Kurze Pulsdauern können die Leistungsdichte erhöhen, jedoch muss dem System eine ausreichende Regenerationszeit zur Verfügung gestellt werden. Ist dies nicht der Fall, muss die Belastung während aktiver Pulse reduziert werden, um in Summe mit der Belastung während des Ausgleichsprozesses die Komponenten nicht zu überlasten.

Die möglichen Freiheitsgrade bezogen auf Energie- und Leistungsdichte passiver Hybridsysteme haben sich in der experimentellen Untersuchung angedeutet, sind aber in der modellgestützten Untersuchung deutlich aufgetreten. Neben den genannten Einflussfaktoren wie Systemauslegung und Technologiezusammensetzung kann die Wahl der elektrischen Verschaltung ebenso extrem das Energie- und Leistungsvermögen des passiven Hybridsystems beeinflussen. Generell empfiehlt sich zur Auslegung von passiven Hybridsystemen einzelne Lithium-Ionen- und Superkondensatorsysteme ($V1$ Topologie) zu hybridisieren, da in dieser Form einerseits die höchste Energiedichte, aber ebenso das größtmögliche Maß an Flexibilität zum Erreichen verschiedener Energie- und Leistungsdichten erreicht werden konnte.

In der anwendungsorientierten Untersuchung am Szenario zweier Generationen für die 48 V Hybrid-Anwendung wurde das Betriebsverhalten passiver Hybridsysteme dem einheitlicher Lithium-Ionen-Systeme gegenübergestellt. Generell sind die Hybridsysteme in der Lage gewesen im Mittel die gleichen bis geringfügig bessere Wirkungsgrade als Batteriesysteme zu erzielen, jedoch sind Arbeitspunkte aufgetreten, bei denen das passive Hybridsystem deutlich schlechtere Wirkungsgrade als das Batteriesystem aufgezeigt hat. Nichtsdestotrotz sind vor allem bei hohen Lastspitzen deutlich bessere Wirkungsgrade als im Batteriesystem erzielt worden. In diesen Arbeitspunkten wurde die Last maßgeblich von der Superkondensatorkomponente geführt, welche auf Grund ihres deutlich kleineren Innenwiderstandes eine erhebliche Reduzierung der Verlustleistung zu Stande brachte. Neben einer Verbesserung des Wirkungsgrades sind zur Bewältigung der Energie- und Lastanforderungen zweier 48 V Szenarien eine deutlich geringe Masse und geringeres Bauvolumen von bis zu 60 % für Hybridsysteme notwendig als für Batteriesysteme unter Nutzung gleicher Lithium-Ionen-Technologie. Die Belastung einer Lithium-Ionen-Zelle im Hybridsystem ist hierbei jedoch um teilweise bis zu 100 % größer als im Batteriesystem, es soll aber betont werden, dass die Lithium-Ionen-Zelle nicht außerhalb ihres erlaubten Betriebsbereiches belastet wird. Das Batteriesystem würde in diesem Fall eine erhöhte Lebensdauer gegenüber dem passiven Hybridsystem aufweisen. Wie lange das System jedoch im Einsatz sein muss, ist eine wirtschaftliche Überlegung. Ein Hybridsystem, das das gleiche Bauvolumen gegenüber dem Batteriesystem einnimmt, erreicht eine Reduzierung der Batteriebelastung von 5 bis 40 % in Abhängigkeit des Lastprofils und der Technologiezusammensetzung.

Der Vergleich zwischen Hybridsystemen unter Nutzung von Hochenergie-Lithium-Ionen-Zellen und Hochleistungs-Batteriesystemen hat gezeigt, dass es selbst in diesem Fall möglich ist, kompaktere Systeme für beide 48 V Generationen zu realisieren. Der Vergleich der leistungsfähigsten Hybridkombination (LFP_{HP}-LIC_{SHC}) gegenüber einem kommerziellen 48 V Energiespeicherprodukt hat ergeben, dass unter Nutzung der in dieser Studie verwendeten Zellen kein konkurrenzfähiges System möglich ist. Ausnahme ist die Untersuchung der Gen3 Anwendung mit der Möglichkeit des rein elektrischen Fahrens innerhalb von Städten gewesen, in welcher das passive Hybridsystem eine vergleichbare Performance gegenüber dem kommerziellen System aufgezeigt hat, jedoch soll hierbei erwähnt werden, dass die Auslegung des kommerziellen Systems auf Annahmen beruhte.

Hybridsysteme sind in der Lage, die Belastung der Lithium-Ionen-Komponente drastisch zu reduzieren und somit eine höhere Lebensdauer im Vergleich zu einheitlichen Batteriesystemen gleicher Lithium-Ionen-Technologie für heutige und zukünftige Generationen von 48 V Hybriden zu erreichen. Als maßgeblicher Alterungsfaktor bzw. Reduktionsfaktor hat sich die Reduzierung des Stromdurchsatzes der Lithium-Ionen-Batterie erwiesen, da trotz teilweise deutlich höherer Temperaturen im Hybridsystem die vorhandene Restkapazität noch bis zu 95 % betrug, während hingegen das Batteriesystem bereits den „End of Life“ erreicht hat. Neben der Technologiezusammensetzung sollte ebenso die Systemauslegung in Abhängigkeit der Anwendung berücksichtigt werden. Beispielsweise konnte gezeigt werden, dass innerhalb einer hochzyklischen Anwendung ein System mit dem Gewichtungsschwerpunkt auf Superkondensatoren trotz einer 8-fach kleineren vorhandenen Nennkapazität der Lithium-Ionen-Batterie, dennoch die Degradation der Lithium-Ionen-Zelle verringerte.

Generell ist im Rahmen dieser Arbeit deutlich geworden, dass zur Auslegung von Energiespeichersystemen für hochzyklische Anwendung mit pulsartigen Belastungsprofilen ein tieferes Verständnis für das Degradationsverhalten für kurze hohe Pulsbelastungen notwendig ist. Batteriesysteme werden zumeist nach den Herstellerangaben der verwendeten Zellen ausgelegt, jedoch könnten Systeme kompakter ausfallen, wenn ein Verständnis des Degradationsverhaltens für kurze hohe Strompulse vorliegen würde.

Diese Arbeit hat die Konzeptionierung und Auslegung passiver Hybridsysteme in einer theoretischen Betrachtungsweise dargestellt und deren Potential für heutige und zukünftige 48 V Hybride aufgedeckt. Das Anwendungsfeld passiver Hybridsysteme kann um weitere Anwendungen erweitert werden. Hierzu zählt beispielsweise das Aufgabenfeld der Intralogistik, in welcher Energiespeicher zur Steigerung der Effizienz und zur Reduzierung der Netzanschlussleistung für Hochregalbediengeräte oder zur (Teil)-Elektrifizierung von Gabelstaplern eingesetzt werden. Im Speziellen die Hochregalbediengeräte können ein potentielles Anwendungsfeld für passive Hybridsysteme auf Grund der notwendig hohen Zyklenzahl kombiniert mit notwendiger Energie und Leistung sein. Neben der Intralogistik können passive Hybridsysteme ebenso zur (Teil)-Elektrifizierung von Schwerveräten im Bauwesen, der Förder- und Hafentechnik bzw. allgemein für Anwendungen

mit periodischen Lastwechseln, für die ein gewisses Energie- zu Leistungsverhältnis notwendig ist, eingesetzt werden.

Für eine erfolgreiche Implementierung passiver Hybridsysteme ist es notwendig, die praktische Umsetzbarkeit zu prüfen. Die hier entwickelten Methoden können bei der Planung und Auslegung passiver Hybridsysteme helfen, können jedoch nicht die notwendigen Erkenntnisse unter Nutzung experimentellen Forschungsmethoden ersetzen. Themen, die hierbei adressiert werden sollten, sind die hardwaretechnische Umsetzung, Anforderungen an das Batteriemanagementsystem, Entwärmungskonzept und notwendige Sicherheitsmaßnahmen. Bezüglich der hardwaretechnischen Umsetzung sollte auf jeden Fall die Realisierung verschiedener Betriebsstrategien ermöglicht werden. Das Batteriemanagementsystem muss in der Lage sein, die beiden Komponenten des passiven Hybridsystems unter Berücksichtigung derer Zustände zu koppeln und entkoppeln. Hierfür kann es erforderlich sein, dass im Vergleich zu bisherigen Batteriemanagementsystemen eine abgewandelte oder neue Master-Slave-Architektur entwickelt werden muss. Zur Abschätzung des SOC und SOH können die hier entwickelten Modelle in das Batteriemanagementsystem implementiert werden. Letztendlich muss im Rahmen der Sicherheitsbetrachtung eine Analyse stattfinden, unter welchen Bedingungen und an welchen Stellen selbstauslösende und steuerbare Sicherheitsmaßnahmen installiert werden sollten.

Allgemein betrachtet ist die Hybridisierung heutiger Energiespeichertechnologien, ob aktiver oder passiver Art, in der Lage kompaktere Energiespeichersysteme zu realisieren, jedoch zu Lasten einer höheren Komplexität und ggf. Kosten im Vergleich zu einheitlichen Energiespeichersystemen. Daher sollten Hybridsysteme aus heutiger Sicht als Brückentechnologie verstanden werden, bis Energiespeichertechnologien zukünftiger Generationen ihre Marktfähigkeit erlangt haben.

Anhang

A Anhang

A.1 Symbolverzeichnis

Generelle Definitionen

\bar{G}	arithmetischer Mittelwert
\hat{G}	Messwert
\dot{G}	Zeitliche Ableitung
\vec{g}	Vektordarstellung
\underline{G}	Matrixdarstellung

Formelzeichen

Symbol	Bedeutung	Einheit
\dot{U}_D	Zeitliche Ableitung bzw. zeitliche Änderung des Überspannungseffekts der Helmholtz-Schicht	Vs^{-1}
\hat{U}_K	Gemessene Klemmspannung	V
I_{ESS}^{cell}	Stromstärke bzw. Strombelastung einer Zelle innerhalb eines Energiespeichersystems	A
$L_{L,i}^n$	Negativer Leistungswert i eines Lastbandes L	W oder A
$L_{L,i}^p$	Positiver Leistungswert i eines Lastbandes L	W oder A
M_L^n	Anzahl Pulsdauern im Lastband L in negativer Lastrichtung	
M_L^p	Anzahl Pulsdauern im Lastband L in positiver Lastrichtung	
N_L^n	Anzahl an Lastwerten im Lastband L in negativer Lastrichtung	
N_L^p	Anzahl an Lastwerten im Lastband L in positiver Lastrichtung	
PD_G^n	Mittelwert der Pulsdauern in Entladerichtung für alle Lastbänder	s
PD_G^p	Mittelwert der Pulsdauern in Laderichtung für alle Lastbänder	s
PD_L^n	Pulsdauer eines Lastbandes in Entladerichtung	s
PD_L^p	Pulsdauer eines Lastbandes in Laderichtung	s
Q_{ESS}^{cell}	Stromdurchsatz einer Zelle innerhalb eines Energiespeichersystems	Ah
\vec{b}	Lösungsvektor des linearen Gleichungssystems	
\vec{i}	Eingangsvektor der Stromstärken	
A	Mantelfläche einer Zelle	m^2
a	Beschleunigung	ms^{-2}
A_{ESS}	Mantelfläche des Energiespeichersystems	m^2
A_{front}	Anströmfläche des Fahrzeugs	m^2
C	Elektrische Kapazität	AsV^{-1}
C_D	Kapazität zur Beschreibung des Helmholtz-Schicht-Phänomens	AsV^{-1}
C_d	Strömungswiderstandskoeffizient	

C_r	Rollwiderstandskoeffizient	
D	Tastgrad Duty Cycle	
DOD	Entladetiefe	
d_{Tref}	Koeffizient zur Bestimmung der zu erwartenden Zyklenzahl in Abhängigkeit der Temperatur	
E_0	Nennenergie	Wh
E_{ESS}	Energie eines Energiespeichersystems	Wh
e_{ESS}	Energiedichte eines Energiespeichersystems – umfasst bei der Beschreibung die Energiedichte von Hybrid- und Batteriesystemen	Whkg ⁻¹ oder Whl ⁻¹
E_{HESS}	Energie des Hybridsystems	Wh
FCE	Äquivalente Vollzyklen Full Cycle Equivalent	
FCE ₁₀₀	Vollzyklen bei 100 % DOD	
FCE _x	Vollzyklen bei DOD von x %	
F_{Deg}	Faktor für den virtuellen Anstieg des Innenwiderstandes in Abhängigkeit des Ladezustandes und der Degradation	
g	Erdbeschleunigung	ms ⁻²
H	Absolute Häufigkeit	
h_c	Wärmekapazität	W(kgK) ⁻¹
H_N	Normierte Häufigkeit	%
I	Stromstärke	A
i	Laufvariable für Anzahl N möglicher Zustände, Belastungszyklen etc.	
I_0	Kennzeichnung für konstanten Strom zur Bestimmung der Nennkapazität	A
$I_{balancing}$	Balancing-Strom des Batteriemanagementsystems	A
I_{ESS}	Stromstärke bzw. Strombelastung eines Energiespeichersystems	A
I_{Last}	Laststrom der Anwendung bzw. des Energiespeichersystems	V
$I_{Last,NE}$	Strombelastung einer Netzstruktur im Hybridsystem	A
I_{LIB}	Strom der Lithium-Ionen-Batterie	A
I_{RMS}	Effektivwert des Stromes	A
I_{SB}	Standard Lade/Entladestromstärke	A
I_{SC}	Strom des Superkondensators- und systems	A
k	Laufvariable alias Index zur Beschreibung der Anzahl der Lastzyklen N_Z	
l	Laufvariable für Zyklen und Lastbänder	
L	Lastband	
L_{ESS}	Länge der angeströmten Fläche des Energiespeichersystems	m
m	Masse einer Zelle	kg
m_{ESS}	Masse des Energiespeichersystems	kg
m_F	Masse des Fahrzeugs	kg
m_{HESS}	Masse des Hybridsystems	kg

m_{NE}	Masse einer Netzstruktur im Hybridsystem	kg
n	Operator zur Beschreibung von Halb- und Vollzyklen innerhalb des Rainflow-Counting Algorithmus	
N	Anzahl möglicher Zustände, Messwerte,..etc.	
N_{EOL}	Zu erwartende Zyklenanzahl bis zum Ende der Energiespeicherlebensdauer	
n_{ESS}	Systemkonfigurationsindex eines Energiespeichersystems	
n_{LIB}	Systemkonfigurationsindex eines Lithium-Ionen-Batteriesystems	
n_{SC}	Systemkonfigurationsindex eines Superkondensatorsystems	
n_{sys}	Systemkonfigurationsindex für Hybridsysteme	
Nu	Nusseltzahl	
N_z	Anzahl durchlaufender Zyklen	
$p_1...p_3$	Koeffizienten der Polynomfunktion 2. Grades zur Beschreibung des Gewichtungsfaktors w_{DOD}	
P_{CE}	Leistung des Verbrennungsmotors Combustion Engine	W
PD	Pulsdauer	s
P	Beschreibung der Leistung im Allgemeinen	W
P_{el}	Elektrische Leistung	W
p_{ESS}	Leistungsdichte eines Energiespeichersystems – umfasst bei der Beschreibung die Leistungsdichte von Hybrid- und Batteriesystemen	Wkg ⁻¹ oder Wl ⁻¹
P_{ESS}	Leistung des Energiespeichersystems	W
P_K	Konvektionsleistung	W
P_N	Nennleistung	W
P_R	Strahlungsleistung	W
P_F	Notwendige Leistung zum Antrieb eines Fahrzeugs	W
Pr	Prandtl-Zahl	
P_{Ratio}	Normiertes Leistungsverhältnis zwischen Lithium-Ionen-Batterie und Superkondensator im Hybridsystem	
p_T	Temperatur-Innenwiderstandskoeffizient	ΩK^{-1}
P_V	Verlustleistung nach Jouleschen Strom-Wärmegesetz	W
$P_{V,BESS}$	Verlustleistung des Batteriesystems	W
$P_{V,HESS}$	Verlustleistung des Hybridsystems	W
Q	Stromdurchsatz	Ah
$Q(U)$	Ladungsmenge in Abhängigkeit der Spannung U	Ah
Q_0	Nennkapazität	Ah
$Q_{0,ESS}$	Nennkapazität des Energiespeichersystems	Ah
$Q_{0,HESS}$	Nennkapazität des Hybridsystems	Ah
$Q_{0,NE}$	Nennkapazität einer Netzstruktur in Hybridsystemen	Ah
$Q_1...Q_2$	Stützstellen des Integrals zur Bestimmung des Energieinhaltes eines Hybridsystems	Ah

$Q_{\text{act}}(t)$	Vollständig zur Verfügung stehende Nennkapazität bzw. Ladungsmenge zum aktuellen Zeitpunkt t	Ah
Q_{EOL}	Definierte Restkapazität am Ende der Energiespeicherlebensdauer zum EOL	Ah
Q_{TP}	Gewichteter Stromdurchsatz	Ah
\underline{R}	Systemmatrix	
R_{D}	Ohmscher Widerstand zur Beschreibung des Helmholtz-Schicht-Phänomens	Ω
$R_{\text{D,ESS}}$	Ohmscher Widerstand zur Beschreibung des Helmholtz-Schicht-Phänomens für ein Energiespeichersystem	Ω
Re	Reynoldszahl	
R_{ESS}	Innenwiderstand eines Energiespeichersystems	Ω
R_{I}	Innenwiderstand eines Energiespeichers	Ω
$R_{\text{I,DC}}$	Innenwiderstand gemessen mit DC-Pulsmethode	Ω
R_{LIB}	Ohmscher Widerstand des Lithium-Ionen-Batteriesystems	Ω
R_{SC}	Ohmscher Widerstand des Superkondensatorsystems	Ω
s	Operator für aktive oder nichtaktive Pulse	
$S_i \dots S_{i+3}$	Stützstellen des Rainflow-Counting Algorithmus zur Bestimmung der Entladetiefe	%
SOC	Ladezustand eines Energiespeichers State of Charge	%
SOC_{LIB}	Ladezustand der Lithium-Ionen-Batterie	%
SOC_{SC}	Ladezustand des Superkondensators	%
SOH	Batteriealterungszustand State of Health	%
T	Temperatur des Energiespeichers	K
t	Zeit	s oder h
T_{amb}	Umgebungstemperatur	K
t_{End}	Zeitpunkt an der vollständige Entladung nach vorangegangener Vollladung endet bzw. Zeitpunkt an dem ein Lastzyklus endet	h
T_{ESS}	Temperatur des Energiespeichersystems	K
T_{ref}	Referenztemperatur	K
t_s	Zeitpunkt des Auftretens der Stützstelle S	s oder h
T_{SB}	Temperatur unter Standardbedingungen	K
$t_{\text{SOH},25^\circ\text{C}}$	Zeitdauer bis zum Erreichen eines SOH von 80 % bei einer Temperatur von 25 °C	s, h, oder d
$t_{\text{SOH},T}$	Zeitdauer bis zum Erreichen eines SOH von 80 % bei einer Temperatur T	s, h, oder d
U_0	Nennspannung eines Energiespeichers	V
$U_{0,\text{ESS}}$	Nennspannung des Energiespeichersystems	V
$U_1 \dots U_3$	Spannungswerte innerhalb eines DC-Pulses zur Bestimmung des Innenwiderstandes	V
U_{D}	Überspannungseffekt der Helmholtz-Schicht	V

$U_{D,ESS}$	Überspannungseffekt der Helmholtz-Schicht auf Energiespeichersystemebene	V
$U_{D,LIB}$	Überspannungseffekt der Helmholtz-Schicht für ein Lithium-Ionen-Batteriesystem	V
$U_{D,SC}$	Überspannungseffekt der Helmholtz-Schicht für ein Superkondensatorsystem	V
U_{HESS}	Spannung des Hybridsystems	V
U_K	Klemmspannung	V
U_{max}	Maximale Spannung eines Energiespeichers	V
U_{min}	Minimale Spannung eines Energiespeichers	V
U_{OCV}	Leerlaufspannung Open circuit voltage	V
$U_{OCV,ESS}$	Leerlaufspannung des Energiespeichersystems	V
$U_{OCV,LIB}$	Leerlaufspannung der Lithium-Ionen-Batterie	V
$U_{OCV,LIB}$	Leerlaufspannung des Superkondensators	V
V	Volumen einer Zelle	m ³
V_{ESS}	Volumen des Energiespeichersystems	m ³
v_{Luft}	Anströmgeschwindigkeit der Luft	ms ⁻¹
w_{DOD}	Gewichtungsfaktor der Degradation in Abhängigkeit der Entladetiefe	
w_I	Gewichtungsfaktor der stromabhängigen Degradation	
w_T	Gewichtungsfaktor der temperaturabhängigen Degradation	
x	Verhältnis aus aktuellem Lade/Entladestrom zur Nennkapazität	1h ⁻¹
X	Anzahl serieller Zellen oder Zellmodule	
X_{LIB}	Anzahl serieller Lithium-Ionen-Batterien	
X_{NE}	Anzahl serieller Netzstrukturen	
X_{SC}	Anzahl serieller Superkondensatoren	
Y	Anzahl paralleler Zellen oder Zellmodule	
Y_{LIB}	Anzahl paralleler Lithium-Ionen-Batterien	
Y_{NE}	Anzahl paralleler Netzstrukturen	
Y_{SC}	Anzahl paralleler Superkondensatoren	
Z	Impedanz eines Energiespeichers	Ω
α_{Luft}	Wärmeleitfähigkeit der Luft	W(m ² K) ⁻¹
γ	Koeffizient zur Bestimmung der zu erwartenden Zyklenzahl in Abhängigkeit der Temperatur	
Γ	Periode eines Pulses	s
δ	Koeffizient zur Beschreibung der stromabhängigen Alterung	
ΔI_N	Normierte Stromaufteilung	
ΔQ_I	Degradation der Nennkapazität bei einem Strom I	
ΔQ_{SB}	Degradation der Nennkapazität bei Stromstärke unter Standardbedingungen	
$\Delta S_1 \dots \Delta S_3$	Resultierende Entladetiefe aus der Differenz der Stützstellen S_i bis S_{i+3}	%
Δt	Diskreter Zeitschritt	s

ΔT_{SB}	Abweichung der vorherrschenden Temperatur zur Temperatur unter Standardbedingungen	
ΔU_{Ah}	Spannungsdifferential bzw. Änderung der Spannung in Abhängigkeit des Stromdurchsatzes	VAh ⁻¹
$\Delta U_{Ah,LiB}$	Spannungsdifferential bzw. Änderung der Spannung in Abhängigkeit des Stromdurchsatzes für eine Lithium-Ionen-Batterie	VAh ⁻¹
$\Delta U_{Ah,SC}$	Spannungsdifferential bzw. Änderung der Spannung in Abhängigkeit des Stromdurchsatzes für ein Superkondensator	VAh ⁻¹
$\Delta \eta_{el}$	Residuale zwischen $\eta_{el,HES}$ und $\eta_{el,BES}$	%
ε	Emissionskoeffizient	
ζ	Koeffizient zur Beschreibung der stromabhängigen Alterung	
η	Allgemeine Darstellung von Überspannungseffekten	V
η_{el}	Elektrischer Wirkungsgrad	%
$\eta_{el,BES}$	Elektrischer Wirkungsgrad des Batteriesystems	%
$\eta_{el,HES}$	Elektrischer Wirkungsgrad des Hybridsystems	%
θ	Performance Index	%
κ	Anteil der aktiven Pulse während der Gesamtentladezeit τ	
λ_K	Wärmeübertragungskoeffizient der Konvektion	W(m ² K) ⁻¹
λ_R	Wärmeübertragungskoeffizient der Strahlung	W(m ² K) ⁻¹
$\mu_1 \dots \mu_2$	Koeffizienten der e-Funktion zur Beschreibung des Gewichtungsfaktors w_{DOD}	
ν_{Luft}	Kinematische Viskosität der Luft	m ² s ⁻¹
ρ_{Luft}	Dichte der Luft	kgm ⁻³
σ	Stefan-Boltzmann-Konstante	Wm ⁻² K ⁻⁴
ζ	Koeffizient zur Beschreibung der temperaturabhängigen Alterung	
τ	Gesamtzeit bis zur Entladung des Energiespeichers unter Pulslast	s
Φ	Lösungsvektor des Levenberg-Marquardt Optimierungsverfahrens	
χ	Koeffizient zur Beschreibung der temperaturabhängigen Alterung	
ψ	Temperaturleitfähigkeit	m ² s ⁻¹
ω	Frequenz eines Stromes bzw. einer Spannung	Hz

Indizes

arithm	Arithmetischer Mittelwert
cell	Strom auf Zellebene
max	Bezeichnung des Maximums
min	Bezeichnung des Minimums
Res	Absolutwert der Residualen
res	Relativwert der Residualen
RMS	Effektivwert
	Root Mean Square Value
w	Gewichtung der Messwerte bei Bestimmung des Gütekriteriums
Δ	Wertebereich zwischen Minimum und Maximum der Messwerte

A.2 Abkürzungen (alphabetisch)

AC	Wechselstrom Alternating Current
BESS	Batterie(speicher)system Battery energy storage system
BMS	Batteriemanagementsystem
BOL	Begin of Life Anfangszeitpunkt der Energiespeichernutzung
BSH	Batterie-Superkondensator-Hybrid Battery-Supercapacitor-Hybrid
C	Beschreibung der Strombelastung eines Energiespeichers in Abhängigkeit seiner Nennkapazität in der Einheit (h^{-1})
CC	Konstantstrom Constant current
CHG	Laderichtung Charge
CV	Konstantspannung Constant voltage
DC	Gleichstrom Direct Current
DIS	Entladerichtung Discharge
DST	Dynamic Stress Test
ECM	Elektrisches Ersatzschaltbildmodell Electrical Circuit Model
EDLC	Elektrochemischer Doppelschichtkondensator Electrochemical Double Layer Capacitor
EIS	Elektrochemische Impedanzspektroskopie Electrochemical Impedance spectroscopy
EMS	Energiemanagementsystem Energy management system
EOL	Zeitpunkt an dem Energiespeicher noch 80 % der Kapazität zum Betriebsanfang zur Verfügung steht End of Life
ESS	Energiespeichersystem Energy storage system
EU	Europäische Union
EV	Elektrofahrzeug Electric Vehicle

FC	Brennstoffzelle Fuel Cell
FEM	Finite Elemente Methode
FHEV	Vollhybrid Full Hybrid Electric Vehicle
FW	Schwungrad Fly Wheel
Gen1	48 V Hybride der Generation 1 – Mild-Hybride
Gen3	48 V Hybride der Generation 3 – Vollhybride
HE	Bezeichnung für Hochenergiespeicher High Energy
HESS	Hybrid(speicher)system Hybrid energy storage system
HESS _{min}	Hybridsysteme mit geringster Masse unter Erfüllung der Lastanforderungen ohne Überlastung der Komponenten
HESS _v	Hybridsysteme mit annähernd gleichen Volumen wie Batteriesystemäquivalent
HEV	Hybridfahrzeug zur gesammelten Bezeichnung aller Hybridfahrzeugklassen Hybrid Electric Vehicle
HP	Bezeichnung für Hochleistungsspeicher High Power
LCO	Lithium-Kobalt-Oxid
LFP	Lithium-Eisen-Phosphat
LFP _{HP}	Lithium Eisen Phosphat Hochleistungszelle
LIB	Lithium-Ionen-Batterie
LIC	Lithium-Ionen-Kondensator Lithium-Ion Capacitor
LTO	Lithium-Titanat-Oxid
MCHEV	Micro-Hybrid (zumeist bis 12 V Boardnetz)
MHEV	Mildhybridfahrzeug Mild Hybrid Electric Vehicle
NE	Netzstruktur
NiMH	Nickel Metall Hydrid
NMC	Nickel-Mangan-Oxid
NRMSE	Normierte quadratische Fehlerabweichung
NTC	Heißleiter Negative Temperature Coefficient Thermistor
P/E	Leistung-Energie-Verhältnis in der Einheit (h^{-1}) Power to Energy Ratio
PCM	Parallele Zellmodule Parallel cell module

PHC	Paralleler Hybridkondensator Parallel Hybrid Capacitor
PHEV	Plug-in-Hybrid
Pt100	Bezeichnung für Platin-Messwiderstand mit Nennwiderstand von 100 Ω bei 0 °C
RC	Parallelschaltung eines Kondensators und eines Ohmschen Widerstandes zur Beschreibung von Diffusion- und Transportphänomenen innerhalb von Energiespeichermodellen
RMSE	Quadratische Fehlerabweichung
SC	Supercapacitor
SCM	Serielle Zellmodule Serial cell module
SEI	Passive Grenzschicht Solide electrolyte interface
SHC	Serieller Hybridkondensator Serial Hybrid Capacitor
UPS	Unterbrechungsfreie Stromversorgung Uninterruptible Power Supply
USABC	United States Battery Consortium
V1...V4	Verschaltungstopologie von Typ1 bis Typ4
WLTC	World light harmonized Test cycle
WLTP	World light harmonized Test procedure

A.3 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Einordnung von Energiespeichertechnologien und Anforderungsbeschreibung existierender und geplanter 48 V HEV Anwendungen. Eigenschaften der Energiespeichertechnologien und Daten der Anforderungen entnommen aus [6]–[12]. Der Ausblick für die steigenden Energiedichten von bis zu 500 Whkg ⁻¹ im Jahr 2030 ist aus [13] entnommen.....	2
Abbildung 2:	Strukturelle Gliederung dieser Dissertationsschrift zur Konzeptionierung und Entwicklung passiver Lithium- Ionen-Superkondensatorsysteme am Beispiel von 48 V hybridelektrischen Fahrzeugen	4
Abbildung 3:	Ragone-Diagramm für unterschiedliche elektrische und elektrochemische Energiespeichertechnologien (Abbildung entnommen aus [15] und abgeändert)	5
Abbildung 4:	Prinzipieller Aufbau und Funktionsweise einer Lithium-Ionen-Zelle (Grafik entnommen aus [20])	9
Abbildung 5:	Elektrische Potentiale verschiedener Aktivmaterialien für Lithium-Ionen-Zellen (angelehnt und zusammengesetzt aus [20]–[22])	9
Abbildung 6:	Gitterstrukturen und Entladekurven für beispielhafte Kathodenmaterialien. (a) Gitterstruktur von LCO (b) Gitterstruktur von Lithium-Mangan-Oxid (LMO) (c) Gitterstruktur von LFP (d) Gitterstruktur von Lithium-Eisen-Schwefelsulfid (LiFeSO ₄) (Grafik entnommen aus [23])	10
Abbildung 7:	Schematische Darstellung verschiedener Bauformen von Lithium-Ionen-Zellen. (a) Knopfzelle (b) Pouchzelle (c) Rundzelle (d) Prismatische Zelle (Grafik entnommen aus [18]).....	11
Abbildung 8:	Schematischer Aufbau von Hochleistungs- und Hochenergiezellen mit Bezug auf die Schichtdicken (Grafik entnommen aus [28])	12
Abbildung 9:	Wöhler-Diagramm zur zyklischen Alterung von Lithium-Ionen-Batterien in Abhängigkeit des DOD (Grafik entnommen aus [35] und abgeändert).....	13
Abbildung 10:	Einfluss der Temperatur auf die Alterung bei einem 1C1C Zyklus von zylindrischen Lithium-Ionen-Batterien (Grafik entnommen aus [37] und abgeändert)	13
Abbildung 11:	Ursachen der Alterung von Lithium-Ionen-Batterien an der Anode (Grafik entnommen aus [43])	14
Abbildung 12:	Prinzipieller Aufbau von elektrochemischen Superkondensatoren (Grafik zusammengesetzt aus [46], [47])	15
Abbildung 13:	Schematische Darstellung zum inneren Aufbau und Reaktionsweise der unterschiedlichen Superkondensatorentechnologien; (a) Elektrochemischer Superkondensator und Nutzung der Helmholtz-Schicht zur Energiespeicherung (b) Pseudokondensatoren und Nutzung des Faradayschen Ladungsträger austausch; (c) Hybridkondensatoren (am Beispiel von Lithium-Ionen-Kondensatoren) und Nutzung sowohl der Helmholtz-Sicht als auch des Faradayschen Ladungsträger austausches für die Energiespeicherung (Grafik entnommen aus [54] und abgeändert)	16
Abbildung 14:	Schematischer Aufbau eines Batteriesystems und hierarchische Anordnung der Bestandteile (abgeänderte Grafik aus der Version von M.Sc. Julian Kirn – Batterietechnikum Karlsruher Institut für Technologie, 2017).....	17
Abbildung 15:	Exemplarischer Aufbau von Energiespeichersystemen; (a) serielle Verschaltung von Zellen zu einem seriellen Zellmodul; (b) parallele Verschaltung von Zellen zu einem parallelen Zellmodul; (c) Parallele Verschaltung von seriellen Zellmodulen zu einem Energiespeichersystem; (d) Serielle Verschaltung von parallelen Zellmodulen zu einem Energiespeichersystem	19
Abbildung 16:	Charakterisierung von ECM-Modellen mittels DC-Pulsmethode; (a) Bewährtes ECM-Modell mit beliebiger Anzahl an RC-Gliedern zur Abbildung des stationären und transienten Verhaltens von Energiespeichern und Systemen; (b) Spannungsantwort eines Energiespeichers bei einem eingepprägten Gleichstrompuls sowie Zuteilung der Bereiche der Spannungsantwort zu Elementen des ECM-Modells	21

Abbildung 17:	(a) Schematische Darstellung der Elektrochemischen Impedanzspektroskopie mit Einprägung eines frequenzabhängigen Stromes $I(\omega)$ und der dazugehörigen Spannungsantwort $U(\omega)$; (b) Exemplarische Darstellung eines Nyquist-Diagramms für eine Lithium-Ionen-Batterie aus [104]	22
Abbildung 18:	(a) Einteilung der Hybridklassen in notwendige Energie- und Leistungsbereiche; (b) Charakteristische Arbeitsbereiche des Energiespeichers in Abhängigkeit der Hybridklasse ((a) und (b) sind aus [115] entnommen und abgeändert). Konventionelle Fahrzeuge mit Verbrennungsantrieb zeigen laut Autor einen SOC Bereich auf, da in der Studie Start-Stopp bzw. Motor-Aus Phasen berücksichtigt wurden.....	23
Abbildung 19:	Struktur und Eingliederung untersuchter hybrider Energiespeicher in der Literatur und Hervorhebung des Forschungsschwerpunktes der Thesis	26
Abbildung 20:	Darstellung der Zusammensetzung von internen Hybriden und Auswirkung auf die Energiedichte ; (a) Aufbau der Elektroden für serielle (SHC) und parallele (PHC) Hybride (Grafik aus [135] abgeändert); (b) Materialvarianten für die Zusammensetzung der Elektroden und Wahl des Elektrolyts. Das Akronym BSH wird in dieser Publikation für Battery-Supercapacitor-Hybrid verwendet [116]; (c) Energiedichte verschiedener interner Hybride aufgeteilt nach wässrigen und organischem Elektrolyt [136]	27
Abbildung 21:	Übersicht der externen Hybridisierungsvarianten; (a) Semi-aktiver Hybrid mit bidirektionalen DC-DC Steller an Hochenergiespeicher gekoppelt; (b) Semi-aktiver Hybrid mit bidirektionalen DC-DC Steller an Hochleistungsspeicher gekoppelt; (c) (Voll)-aktiver Hybrid mit bidirektionaler DC-DC-Steller an Hochenergie- und Hochleistungsspeicher; (d) Passiver Hybrid mit DC-DC-Converter-Kopplung zur Anwendung.....	28
Abbildung 22:	(a) Regelungsstrategien für Energiemanagementsysteme für aktive Hybridsysteme; (b) Klassifizierung von Regelungs- bzw. Optimierungsstrategien für den Einsatz in aktiven Hybridsystemen [162]	29
Abbildung 23:	(a) Strom- und Spannungsprofil für eine 025 C CCCV (Constant Current Constant Voltage) Ladung mit anschließender Pulsentladung (DST-Profil) für ein passives Hybridsystem bestehend aus einer 2,45 Ah LCO-Zelle und 2 in Serie geschalteten 1200 F EDLCs; (b) Stromdurchsatz des Hybridsystems mit abweichendem Verhalten für konstante und pulsartige Belastung.....	30
Abbildung 24:	Entwicklungsziele von Lithium-Ionen-Zellen und abgeschlossener Technologietransfer von 2015 bis 2030 (Grafik entnommen aus [189]). Die Studie stammt aus dem Jahr 2015 und einige Meilensteine, wie die Erhöhung des Nickelanteils auf der Kathodenseite wurden bereits in den Jahren 2017/18 statt 2020 erreicht.....	31
Abbildung 25:	Schematische Darstellung zum Aufbau und Arbeitsablauf der Modellierung und Auslegung passiver Hybridsysteme sowie Zuordnung der einzelnen Entwicklungsschritte nach ihrer Kapitelzugehörigkeit.....	33
Abbildung 26:	Aufbau des Zellmodells und Darstellung der Wechselwirkungen der Ein- und Ausgangsgrößen zwischen den einzelnen Submodellen zur Beschreibung des elektrischen, thermischen und degradationsbedingten Verhaltens einer Zelle	34
Abbildung 27:	Thevenin-Modell einer Zelle.....	35
Abbildung 28:	Schematische Darstellung des verwendeten Temperaturmodells zur Beschreibung der Temperaturänderung einer Zelle in Abhängigkeit thermischer Effekte und der Eingangsparameter I und R_i des elektrischen Modells.....	37
Abbildung 29:	Übersicht der Methoden zur Modellierung der Degradation von Energiespeichern. Hervorgehoben sind Methoden, die zur Modellierung der Degradation in einer Kopplung Verwendung finden (Abbildung angelehnt an [197]).....	38
Abbildung 30:	Rainflow-Counting Algorithmus Schema (angelehnt an [210])	39
Abbildung 31:	Beispiel eines auf ein dynamisches SOC Profil angewandten Rainflow-Counting Algorithmus; (a) Zeitabhängiges SOC Profil mit Lokalisation der Extrema des SOC und deren Zeitpunkten t_s ; (b) Reduzierung des zeitabhängigen SOC Profils auf N Extremstellen und Zuteilung der DOD	

	bzw. Amplituden; (c) Anwendung des Rainflow-Couting Algorithmus, um Halb- und Vollzyklen zu lokalisieren	40
Abbildung 32:	Darstellung der ausgewählten Energiespeichertechnologien zur Untersuchung von passiven Hybridsystemen. Neben der Spannungscharakteristik ist schematisch das Zellformat der Testzellen dargestellt.....	43
Abbildung 33:	Prozessablauf zur Parametrierung eines Energiespeichers.....	44
Abbildung 34:	Darstellung des Messverfahrens zur Bestimmung der Leerlaufspannung U_{OCV} in Abhängigkeit des SOC für Lithium-Ionen-Technologien der Studie; (a) Stom-Spannungsverlauf für LFP; (b) LCO und (c) LFP _{HP} ; (d) U_{OCV} -Kennlinie und ΔU_{Ah} -Kennlinie für LFP,(e) LCO und (f) LFP _{HP}	46
Abbildung 35:	Messverfahren zur Bestimmung des Innenwiderstandes R_i ; (a) Messkennlinie LFP; (b) Messkennlinie LCO; (c) Messkennlinie LFP _{HP} ; (d-f) Innenwiderstand R_i für 25 °C und 40 °C in Lade-Entladerichtung für LFP (d), LCO (e) und LFP _{HP} (f).....	47
Abbildung 36:	Parameter für R_D (a) C_D (b) nach Parameteroptimierung mit Levenberg-Marquardt Algorithmus.....	49
Abbildung 37:	Darstellung des Innenwiderstandes R_i (a-c) und des SOH (d-e) in Abhängigkeit des Stromdurchsatzes Q	50
Abbildung 38:	Temperaturverlauf und Lastprofil zur Bestimmung der thermodynamischen Parameter; (a) Messkennlinie für LFP; (b) Messkennlinie für LCO; (c) Messkennlinie für LFP _{HP}	51
Abbildung 39:	Alterungsfaktoren LIB auf Basis von Literaturdaten; (a) Stützstellen und lineare Funktion zur Darstellung des Zusammenhangs aus Strombelastung im Verhältnis zu Standardbedingungen und Gewichtungsfaktor w_1 auf Basis von [38]; (b) Stützstellen und exponentielle Funktion zur Darstellung aus Temperaturverhältnis zur Standardtemperatur ΔT_{SB} (25 °C) und Gewichtungsfaktor w_T auf Basis von [37]; (c) Stützstellen und Polynomfunktion 2. Grades zur Darstellung des DOD Einflusses auf den Gewichtungsfaktor w_{DOD} in Abhängigkeit der Zellchemie auf Basis von [35].....	53
Abbildung 40:	est zur Bestimmung der Nennkapazität für Superkondensatoren; (a) LIC _{SHC} ; (b) LIC _{PHC} , (c) EDLC.....	54
Abbildung 41:	Parameter für verwendete Superkondensator-Technologien; (a) U_{OCV} -Kennlinie; (b) Innenwiderstand R_i ; (c-d) Parameter des RC-Gliedes zur Beschreibung von Diffusion- und Transportphänomenen; (e) ΔU_{Ah} -Kennlinie	55
Abbildung 42:	Strom- und Temperaturverläufe zur Bestimmung der thermodynamischen Parameter; (a) EDLC, (b) LIC _{SHC} (c) LIC _{PHC}	56
Abbildung 43:	(a) Bestimmung des Gewichtungsfaktors in Abhängigkeit des Temperaturverhältnisses zur Standardtemperatur ΔT_{SB} mit Hilfe eines Modells der Literatur [57], [222]; (b) Bestimmung des Gewichtungsfaktors w_{DOD} in Abhängigkeit des DOD auf Basis der Literaturwerte [56], [223]	58
Abbildung 44:	(a) Transformation der gravimetrischen und volumetrischen Größen von Zell- auf Systemebene in Abhängigkeit der $XsYp$ Topologie; (b) Wärmeübertragung durch Konvektion unter der Annahme einer längs angeströmten ebenen Platte	61
Abbildung 45:	Schematische Darstellung einer passiven Kopplung zwischen Lithium-Ionen und Superkondensator-Systemen	62
Abbildung 46:	Prozessablauf der Submodule und Übergabeparameter zur Simulation der Lastverteilung innerhalb passiver Hybridsysteme unter Berücksichtigung der zeit- und alterungsabhängigen Dynamik der Zellen.....	62
Abbildung 47:	Schematische Darstellung des Einflusses der oberen und unteren Spannungsgrenze auf die Energie des Hybridsystems (abgeändert aus [226])	63
Abbildung 48:	(a) Darstellung zweier Pulsprofile mit individuellen Pulsdauern PD und Perioden T ; (b) Zuteilung des Faktors s innerhalb eines Pulsprofils zur Bestimmung der Energiedichte von passiven Hybridsystemen	64
Abbildung 49:	(a) Eingangssignal in Form des Laststromes I_{Last} , welches in positive und negative Anteile aufgeteilt wird sowie beispielhafte Zuweisung ausgewählter Pulsdauern PD zu den Lastbändern; (b) Aufteilung des Lastprofils in ein zusammenhängendes positives wie negatives	

	Lastprofil zur Bestimmung der Grundlastpuls dauern PDG_p und PDG_n für die Grundlasten LG_p und LG_n in positiver wie negativer Richtung.....	68
Abbildung 50:	Schematische Abbildung des Einflusses des Konfigurationsfaktors n_{ESS} auf den Spannungsverlauf in Abhängigkeit der Ladungsmenge und in Folge auf das Spannungsdifferential ΔU_{Ah}	69
Abbildung 51:	Schematische Darstellung zur Bestimmung der Spannungsdifferenziale ΔU_{Ah} , in Abhängigkeit der Ladezustände SOC bei gleicher Leerlaufspannung U_{OCV} im unbelasteten Fall.....	70
Abbildung 52:	Vergleich zwischen simulierten und gemessenen Spannungsverläufen für Einzelzellen und Einzelsysteme mit zugehörigem Verlauf der relativen Residualen	73
Abbildung 53:	Vergleich zwischen simulierten und gemessenen Temperaturverläufen für Einzelzellen mit dazugehörigem Verlauf der relativen Residualen	74
Abbildung 54:	Darstellung des Vergleiches zwischen simulierten Spannungs- und Stromverläufen für Hybride auf Zellebene am Beispiel einer LCO-LIC _{SHC} Konfiguration(a-b) sowie auf 48 V Systemebene für eine LFP-EDLC Konfiguration (c-d).....	76
Abbildung 55:	Validierung der Prognose-Methode am Beispiel von zwei Hybridsystemen und zwei Puls dauern auf Zellebene; (a) Darstellung des gemessenen und prognostizierten Stromverlaufs in einem LFP-LIC _{SHC} System für eine 1 CCCC _V Ladung; (b) Darstellung des gemessenen und prognostizierten Stromverlaufs in einem LCO-EDLC Hybridsystem für eine 1 CCCC _V Ladung	77
Abbildung 56:	Prognostizierte und gemessene Stromverläufe eines 48 V LFP-EDLC Systems für (a) 2 s, (b) 5 s und (c) 10 s Pulsdauer	78
Abbildung 57:	Gegenüberstellung der prognostizieren und gemessenen Stromverläufe für zwei unterschiedliche Werte des Spannungsdifferentials $\Delta U_{Ah,SC}$ des LIC _{PHC} ; (a) LFP-LIC _{PHC} -Hybrid; (b) LCO-LIC _{PHC} -Hybrid.....	78
Abbildung 58:	Gemessener und simulierter SOH-Verlauf für verschiedene LIB-Technologien und Lade-Entladeregime.....	80
Abbildung 59:	Elektrische Anbindung zur Vermessung der Einzelzellen; (a) Zylindrische Lithium-Ionen-Batterien; (b) Anbindung der Pouchzellen der Lithium-Ionen-Kondensatoren; (c) Anbindung des EDLC.....	84
Abbildung 60:	Schema des Teststandes für experimentelle Untersuchung auf Zellebene mit informationstechnischen und elektrischen Verbindungen (abgeändert aus [226]).....	84
Abbildung 61:	Schema zur Datensynchronisation zwischen Basytec HPS Battery Tester und Agilent Keysight 34972A für Untersuchungen auf Zellebene.....	85
Abbildung 62:	Pulslastprofil und Spannungsverlauf für Ragone-Charakterisierungstests auf Zellebene am Beispiel eines 1s1p LFP- LIC _{PHC} 1s1p- Hybriden; (a) Gemessener Stromverlauf des Pulslastprofils; (b) Gemessener Spannungsverlauf mit eingezeichneten Spannungsgrenzen der Lithium-Ionen-Batterie und des Superkondensators	86
Abbildung 63:	Schema des Teststandes für experimentelle Untersuchung auf Systemebene mit elektrischer und informationstechnischer Verbindung (abgeändert aus [226])	87
Abbildung 64:	Aufbau des 48 V LFP-Systems; (a) Abbildung eines 1s8p Zellblocks mit Kontaktierung der Spannungsmessung; (b) Ansicht des 48 V LFP-Systems von oben mit Bezeichnung der Komponenten; (c) Schaltplan der Komponenten des 48 V LFP-Systems.....	88
Abbildung 65:	(a) Gemessene Impedanzen der 1s8p Zellblöcke innerhalb des 14s8p LFP-Batteriesystems; (b) Häufigkeitsverteilung der gemessenen Impedanzen	89
Abbildung 66:	(a) Gemessene Impedanz der einzelnen LIC _{PHC} -Zellen im 13s1p LIC _{PHC} -Energiespeichersystem; (b) Häufigkeitsverteilung der gemessenen Impedanzen.....	90
Abbildung 67:	(a) Betrachtung des 48 V LIC _{PHC} -Systems von oben mit Ansicht auf die BMS Komponenten und die Verspannungsstellen zur Aufbringung der notwendigen Druckkraft von 50 kg; (b) Technische Zeichnung der verwendeten Tabs aus Kupfer zur elektrischen Kontaktierung der Einzelzellen durch eine Pressverbindung; (c) Seitenansicht mit Darstellung der angebrachten Spannungssensoren zur Einzelzellüberwachung sowie den Anschlüssen zur Messung der Gesamtspannung U_{LIC} ; (d) Schaltplan der BMS Einheit für das 48 V LIC _{PHC} -System	91

Abbildung 68:	48 V EDLC-System des Unternehmens Nesscap bestehend aus 18 seriell geschalteten 3000 F EDLC.....	92
Abbildung 69:	Entladevorgänge zur Nennkapazitätsbestimmung der 48 V Energiespeichersysteme mit den Verläufen der Systemspannung, Strom sowie Stromdurchsatz; (a) 0,5 C CC Entladung des 48 V LFP-Systems; (b) 1 C CC Entladung des 48 V LIC _{PHC} -Systems; (c) 1 C CC Entladung des 48 V EDLC-Systems.....	92
Abbildung 70:	Strom- und Spannungsverläufe für zwei Pulslastprofile am Beispiel des 48 V LFP-EDLC-Hybriden; (a) Stromaufteilung für ein Pulsprofil mit 10 s Pulsdauer und einem Duty Cycle von 0,5 bei einer Stromstärke äquivalent zu 1 C bezogen auf die Nennkapazität des LFP-Systems; (b) Spannungsverlauf zu Pulslastprofil aus (a); (c) Stromaufteilung für ein Pulslastprofil mit einer Pulsdauer von 2 s und einem Duty Cycle von 0,03 bei einer Stromstärke äquivalent zu ca. 3 C bezogen auf die Nennkapazität des LFP-Systems; (d) Spannungsverlauf zu Pulslastprofil aus (c).....	94
Abbildung 71:	Messung des LIB-Stromes und der LIB-Temperatur auf Zellebene zur Charakterisierung der Energie- und Leistungsdichte von Hybridsystemen (abgeändert aus [226]).....	96
Abbildung 72:	Analyse des Leistungsverhältnisses P_{Ratio} für die Versuchsreihen auf Zellebene (a) und auf 48 V Systemebene (b).....	98
Abbildung 73:	Aufgezeichnete Stromprofile der Hybridsystem-Komponenten sowie des erbrachten Laststroms für verschiedene Pulslastprofile.....	99
Abbildung 74:	Ragone-Diagramm für die experimentell bestimmten Energie- und Leistungsdichten für Einzelzellen und Hybridsysteme.....	102
Abbildung 75:	Darstellung der vier gewählten Verschaltungstopologien mit Darstellung der ausgewählten Simulationsbereiche sowie der Anzahl serieller X_{NE} und paralleler Y_{NE} Netzwerkstrukturen innerhalb des Gesamtsystems.....	108
Abbildung 76:	HEV Life Cycle Profile erstellt von der USABC [11] zur Feststellung der Eignung von Energiespeichersystemen für 48 V Hybride in Gen1 Anwendungen ((abgeändert aus [226]).....	109
Abbildung 77:	Technische Parameter in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex für LCO-Hybridsysteme unter Erfüllung der Lastanforderung bei gegebenen Pulsdauern aus Tabelle 33.....	111
Abbildung 78:	Technische Parameter in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex für LFP-Hybridsysteme unter Erfüllung der Lastanforderungen bei gegebenen Pulsdauern aus Tabelle 33.....	112
Abbildung 79:	Transformation des WLTC-Klasse 3 Version 5 Geschwindigkeits- und Beschleunigungsprofil zum Eingangssignal des Stromes I_{ESS} (abgeändert aus [234]).....	115
Abbildung 80:	Technische Parameter in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex für LCO-Hybridsysteme unter Erfüllung der Lastanforderungen bei gegebenen Pulsdauern aus Tabelle 33.....	117
Abbildung 81:	Technische Parameter in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex für LFP-Hybridsysteme unter Erfüllung der Lastanforderungen bei gegebenen Pulsdauern aus Tabelle 40.....	118
Abbildung 82:	Technische Parameter in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex für LFP _{HP} -Hybridsysteme unter Erfüllung der Lastanforderungen bei gegebenen Pulsdauern aus Tabelle 33.....	122
Abbildung 83:	Technische Parameter in Abhängigkeit des Systemkonfigurationsindex für LFP _{HP} -Hybridsysteme unter Erfüllung der Lastanforderungen bei gegebenen Pulsdauern aus Tabelle 40.....	123
Abbildung 84:	Energie- und Leistungsdichteverläufe für verschiedene Pulsdauern und Systemkonfigurationsindizes für LCO-Hybride; (a) V1 Verschaltungstopologie; (b) V2 Verschaltungstopologie; (c) V3 Verschaltungstopologie; (d) V4 Verschaltungstopologie.....	129
Abbildung 85:	Energie- und Leistungsdichteverläufe für verschiedene Pulsdauern und Systemkonfigurationsindizes für LFP-Hybride; (a) V1 Verschaltungstopologie; (b) V2 Verschaltungstopologie; (c) V3 Verschaltungstopologie; (d) V4 Verschaltungstopologie.....	131

Abbildung 86:	Leistungsvermögen in Abhängigkeit der Pulsdauer für Hybridsysteme (HESS) sowie Batteriesysteme (BESS) in Lade- und Entladerichtung; (a) Gegenüberstellung des Leistungsvermögens für HESS _{min} LCO-LIC _{SHC} und für LCO-BESS; (b) Gegenüberstellung des Leistungsvermögens für HESS _{min} LFP-LIC _{SHC} und für LFP-BESS	133
Abbildung 87:	(a-c) Darstellung des elektrischen Wirkungsgrades sowie der Wirkungsgradresidualen für HESS _{min} LCO-LIC _{SHC} und LCO-BESS unter Berücksichtigung des Laststromes, der normierten Stromaufteilung ΔI_N im Hybridsystem und normierter Häufigkeit; (d-f) Darstellung des elektrischen Wirkungsgrades sowie der Wirkungsgradresidualen für HESS _{min} LFP-LIC _{SHC} und LFP-BESS unter Berücksichtigung des Laststromes und normierter Häufigkeit	134
Abbildung 88:	Ergebnisse des Performance Index für den Gen1-Vergleich für HESS _{min} LFP-LIC _{SHC} und LCO-LIC _{SHC} -Systeme.....	135
Abbildung 89:	Leistungsvermögen in Abhängigkeit der Pulsdauer für Lade-Entladerichtung für HESS _v LCO-Hybridsysteme gegenüber LCO-BESS	136
Abbildung 90:	Leistungsvermögen in Abhängigkeit der Pulsdauer für Lade-Entladerichtung für HESS _v LFP-Hybridsysteme gegenüber LFP-BESS.....	136
Abbildung 91:	Analyse des elektrischen Wirkungsgrades und dessen normierter Häufigkeit für HESS _v LCO-Systeme und Vergleich in Form der Wirkungsgradresidualen in Abhängigkeit des Laststromes mit dem LCO-BESS; (a-c) Ergebnisse für HESS _v LCO-LIC _{SHC} ; (d-f) Ergebnisse für HESS _v LCO-LIC _{PHC} ; (g-i) Ergebnisse für HESS _v LCO-EDLC.....	137
Abbildung 92:	Analyse des elektrischen Wirkungsgrades und dessen normierter Häufigkeit für HESS _v LFP-Systeme und Vergleich in Form der Wirkungsgradresidualen in Abhängigkeit des Laststromes mit dem LFP-BESS; (a-c) Ergebnisse für HESS _v LFP-LIC _{SHC} ; (d-f) Ergebnisse für HESS _v LFP-LIC _{PHC} ; (g-i) Ergebnisse für HESS _v LFP-EDLC.....	138
Abbildung 93:	Analyse des Performance Index für HESS _v -Systeme in Gen1 Anwendungen.....	139
Abbildung 94:	Leistungsvermögen in Abhängigkeit der Pulsdauer für Hybridsysteme (HESS) sowie Batteriesysteme (BESS) in Lade- und Entladerichtung; (a) Gegenüberstellung des Leistungsvermögens für HESS _{min} LCO-LIC _{SHC} und LCO-BESS; (b) Gegenüberstellung des Leistungsvermögens für HESS _{min} LFP-LIC _{SHC} und das LFP-BESS System.....	139
Abbildung 95:	(a-c) Darstellung des elektrischen Wirkungsgrades sowie der Wirkungsgradresidualen für HESS _{min} LCO-LIC _{SHC} und LCO-BESS unter Berücksichtigung des Laststromes und normierter Häufigkeit; (d-f) Darstellung des elektrischen Wirkungsgrades sowie der Wirkungsgradresidualen für HESS _{min} LFP-LIC _{SHC} und LFP-BESS unter Berücksichtigung des Laststromes und normierter Häufigkeit	140
Abbildung 96:	Ergebnisse des Performance Index für den Gen3-Vergleich für HESS _{min} LFP-LIC _{SHC} und LCO-LIC _{SHC} Systeme	141
Abbildung 97:	Leistungsvermögen in Abhängigkeit der Pulsdauer für Lade-Entladerichtung für HESS _v LCO-Hybridsysteme gegenüber LCO-BESS	141
Abbildung 98:	Leistungsvermögen in Abhängigkeit der Pulsdauer für Lade-Entladerichtung für HESS _v LFP-Hybridsysteme gegenüber LFP-BESS.....	142
Abbildung 99:	Analyse des elektrischen Wirkungsgrades und dessen normierter Häufigkeit für HESS _v LCO-Systeme und Vergleich in Form der Wirkungsgradresidualen in Abhängigkeit des Laststromes mit LCO-BESS; (a-c) Ergebnisse für HESS _v LCO-LIC _{SHC} ; (d-f) Ergebnisse für HESS _v LCO-LIC _{PHC} ; (g-i) Ergebnisse für HESS _v LCO-EDLC	142
Abbildung 100:	Analyse des elektrischen Wirkungsgrades und dessen normierter Häufigkeit für HESS _v LFP-Systeme und Vergleich in Form der Wirkungsgradresidualen in Abhängigkeit des Laststromes mit LFP-BESS; (a-c) Ergebnisse für HESS _v LFP- LIC _{SHC} ; (d-f) Ergebnisse für HESS _v LFP-LIC _{PHC} ; (g-i) Ergebnisse für HESS _v LFP-EDLC.....	143
Abbildung 101:	Analyse des Performance Index für HESS _v -Systeme in Gen3 Anwendungen.....	144
Abbildung 102:	Darstellung des Leistungsvermögen der HESS _{min} -Systeme unter Nutzung von Hochenergie Lithium-Ionen-Zellen für Gen1- und Gen3 Anwendungen gegenüber BESS-Systemen unter Nutzung der LFP _{HP} Hochleistungszellen	145

Abbildung 103: Analyse des elektrischen Wirkungsgrades und dessen normierter Häufigkeit für HESS _{min} -Systeme mit Hochenergie Lithium-Ionen-Zellen und Vergleich in Form der Wirkungsgradresidualen in Abhängigkeit des Laststromes mit LFP _{HP} Hochleistungssystemen in Gen1 Anwendungen; (a-c) Ergebnisse für HESS _{min} LCO-LIC _{SHC} ; (d-f) Ergebnisse für HESS _{min} LFP-LIC _{SHC}	146
Abbildung 104: Analyse des elektrischen Wirkungsgrades und dessen normierter Häufigkeit für HESS _{min} -Systeme mit Hochenergie Lithium-Ionen-Zellen und Vergleich in Form der Wirkungsgradresidualen in Abhängigkeit des Laststromes mit LFP _{HP} Hochleistungssystemen in Gen3 Anwendungen; (a-c) Ergebnisse für HESS _{min} LCO-LIC _{SHC} ; (d-f) Ergebnisse für HESS _{min} LFP-LIC _{SHC}	147
Abbildung 105: Analyse des Performance Index in der Gegenüberstellung von Hybridsystemen unter Nutzung von Hochenergiezellen mit Hochleistung-Lithium-Ionen-Systemen am Szenario von Gen1 und Gen3 Anwendungen.....	148
Abbildung 106: (a) Darstellung des Leistungsvermögens für LFP _{HP} -LIC _{SHC} -Hybridsysteme in Abhängigkeit der Pulsdauer und Gegenüberstellung mit dem kommerziellen 48 V System von A123 und einem LFP _{HP} 48 V Hochleistungssystem in Gen1 Anwendung; (b) Gegenüberstellung des Leistungsvermögens von LFP _{HP} -LIC _{SHC} -Hybridsystem mit 48 V A123-System in Gen3 Anwendungen.....	149
Abbildung 107: Analyse der Häufigkeit der sich einstellenden elektrischen Wirkungsgrade sowie der Wirkungsgraddifferenz zwischen Hybrid- und Batteriespeichersystemen in Abhängigkeit des Laststromes und der normierten Stromaufteilung ΔI_N innerhalb des LFP _{HP} -LIC _{SHC} -Hybridsystems; (a-c) Vergleich zwischen Hybridsystem und LFP _{HP} -Batteriesystem für Gen1 Anwendung; (d-f) Vergleich zwischen Hybridsystem und A123 Batteriesystem in Gen1 Anwendung; (g-i) Vergleich zwischen Hybridsystem und A123-Batteriesystem in Gen3 Anwendung.....	150
Abbildung 108: Performance-Vergleich zwischen LFP _{HP} -LIC _{SHC} -Hybridsystemen für Gen1 und Gen3 Anwendung sowie Hochleistungs-Batteriesystemen	151
Abbildung 109: Gravimetrische und volumetrische Energie- und Leistungsdichten bzw. die resultierende P/E Ratio für untersuchte Hybrid- und Batteriesysteme sowie Darstellung des Zielbereiches für notwendige Energiedichte und P/E Ratio für Gen1 Anwendung (a-b) und Gen3 Anwendung (c-d)	152
Abbildung 110: Degradationsverhalten und Belastung auf Zellebene für Gen1 Anwendungen; (a) Verlauf der vorhandenen prozentualen Restkapazität; (b-d) Darstellung der Belastung auf Zellebene für effektiven Strom, mittlerer Temperatur und den Gesamtstromdurchsatz für einen Lastzyklus; (e) Mittlerer elektrischer Wirkungsgrad pro Lastzyklus.....	154
Abbildung 111: Degradationsverhalten und Belastung auf Zellebene für Gen3 Anwendungen; (a) Verlauf der vorhandenen prozentualen Restkapazität; (b-d) Darstellung der Belastung auf Zellebene für effektiven Strom, mittlerer Temperatur und den Gesamtstromdurchsatz für einen Lastzyklus; (e) Mittlerer elektrischer Wirkungsgrad pro Lastzyklus.....	156
Abbildung 112: Degradationsverhalten und Belastung auf Zellebene für Gen1 und Gen3 Anwendungen mit energie- und leistungsorientierten Systemauslegungen; (a) Verlauf der vorhandenen prozentualen Restkapazität; (b-d) Darstellung der Belastung auf Zellebene für effektiven Strom, mittlere Temperatur und den mittleren DOD für einen Lastzyklus; (e) Gesamtstromdurchsatz für einen Lastzyklus	158

A.4 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick von Batteriesystem-Topologien von kommerziell erhältlichen batterieelektrischen Fahrzeugen (Tabelle aus [67]).....	17
Tabelle 2: Vergleich der einzelnen Methoden zur Modellierung von Energiespeicher und Energiespeichersysteme (angelehnt an [104])	20
Tabelle 3: Überblick hybridelektrischer Fahrzeugklassen und der möglichen Betriebsarten (auf Basis von [114]).....	22
Tabelle 4: Kenndaten kommerziell erhältlicher Lithium-Ionen-Kondensatoren aus [145]–[147], [149]	28
Tabelle 5: Ergebnis des Rainflow-Counting Algorithmus für Abbildung 31	40
Tabelle 6: Technische Daten nach Herstellerangaben für ausgewählte Lithium-Ionen-Zellen.....	44
Tabelle 7: Beschreibung des Messprotokolls zur Aufnahme der Leerlaufspannung U_{ocv}	45
Tabelle 8: Beschreibung des Messprotokolls zur Aufnahme des Innenwiderstandes R_i	48
Tabelle 9: Zulässige Zahlenwerte der thermischen Parameter während der Parameteroptimierung.....	50
Tabelle 10: Parameter der Lithium-Ionen-Technologien nach Parameteroptimierung.....	51
Tabelle 11: Degradationsparameter für strom- und temperaturabhängige Alterung auf Basis der Literaturwerte für die Stromalterung [38], der Temperatur [37] und des DOD [35].....	53
Tabelle 12: Technische Daten nach Herstellerangaben der verwendeten Superkondensator-Technologien	54
Tabelle 13: Nennkapazitätsbestimmung der Superkondensatoren nach Messung und Gleichung (2.2)	54
Tabelle 14: Wärmekapazität und Wärmeübertragungskoeffizienten für verwendete Superkondensator-Zellen	56
Tabelle 15: Parameter zur Alterungsbestimmung nach Literatur für Superkondensatoren.....	57
Tabelle 16: Betriebsspannungsbereich zur DOD abhängigen Degradationsmessung aus [56] und Bestimmung des DOD zur Parametrierung der Gewichtungsfunktion w_{DOD} für LIC-Technologien	57
Tabelle 17: Parameter zur Beschreibung der temperaturabhängigen und der DOD abhängigen Degradation für LIC und EDLC Technologien.....	58
Tabelle 18: Nomenklatur zur Bezeichnung der Zusammensetzung eines passiven Hybridsystems.....	65
Tabelle 19: Übersicht der gängigen Gütekriterien und Berechnungsvorschriften.....	72
Tabelle 20: Fehleranalyse für Spannung und Temperatur für Einzelzellen und Einzelsysteme.....	75
Tabelle 21: Fehleranalyse zu Strom- und Spannungsverläufen für 8 Hybridsysteme auf Zell- und Systemebene....	77
Tabelle 22: Maximaler absoluter und relativer Fehler für verschiedene Hybridverbunde und Pulsdauern	79
Tabelle 23: Fehleranalyse zum Degradationsmodell anhand verschiedener Lade-Entladeregime und LIB-Technologien.....	81
Tabelle 24: Degradationsparameter für strom- und temperaturabhängige Alterung nach Adaption.....	81
Tabelle 25: Technische Daten zu den verwendeten Quellen und Senken-Geräten innerhalb des 48 V Teststandes.....	86
Tabelle 26: Technische Parameter der 48 V Energiespeichersysteme	93
Tabelle 27: Energie- und Leistungsdichte der einzelnen Technologien auf Zellebene.....	100
Tabelle 28: Energie- und Leistungsdichte der einzelnen 48 V Systeme	100
Tabelle 29: Energie- und Leistungsdichte der Hybridsysteme auf Zellebene.....	101
Tabelle 30: Energie- und Leistungsdichte der Hybridsysteme auf 48 V Systemebene.....	101
Tabelle 31: Fallbeispiele und Interpretation des Systemkonfigurationsindex n_{sys} für verschiedenene Topologien	107
Tabelle 32: Technische Daten zu Batteriesystemen für Gen1 Studie	109
Tabelle 33: Leistungsanalyse des HEV Life Cycle Profils nach der vorgestellten Methode aus Kapitel 4.5.1.....	110
Tabelle 34: Hybridsysteme mit der geringsten Masse (HES_{min}) ihrer jeweiligen Technologiekombination für Gen1 Anwendungen.....	113
Tabelle 35: Hybridsysteme mit ca. gleichem Volumen (HES_v) zum technologiegleichen Batteriesystem für Gen1 Anwendungen.....	113
Tabelle 36: WLTC-Klasse 3-Testzyklus im Überblick	114
Tabelle 37: Parameter des Fahrmodells zur Bestimmung der Antriebsleistung P_F des Fahrzeuges.....	114
Tabelle 38: Regelungslogik des Energiemanagementsystems zur Aufteilung der Last zwischen konventioneller Antriebseinheit und elektrischem Antriebsstrang.....	114

Tabelle 39: Auslegung der Batteriesysteme für Gen3 Anwendungen unter Berücksichtigung der Stromfestigkeit aus Tabelle 10	116
Tabelle 40: Leistungsanalyse der Batteriebelastung für Gen3 Anwendungen nach der vorgestellten Methode aus Kapitel 4.5.1	116
Tabelle 41: Hybridsysteme mit der geringsten Masse ($H_{ESS_{min}}$) für Gen3 Anwendungen	119
Tabelle 42: Hybridsysteme mit ca. gleichem Volumen (H_{ESS_v}) zum technologiegleichen Batteriesystem für Gen3 Anwendungen	119
Tabelle 43: Technische Daten des A123 48 V Modul basierend auf [182], [236]	121
Tabelle 44: Technische Daten zu den rein batteriebasierenden Vergleichssystemen der Studien 1 bis 3	121
Tabelle 45: LFP _{HP} basierende Hybridsysteme mit geringster Masse ($H_{ESS_{min}}$) in ihrer jeweiligen Technologiekombination für Gen1 und Gen3 Anwendungen	124
Tabelle 46: Anforderungen und Zielbereiche für Energiespeichersysteme im Einsatz von Gen1 und Gen3 Anwendungen	125
Tabelle 47: Technische Daten zu den Batteriesystemen der Degradationsstudie im Szenario der Gen1 und Gen3 Anwendung	125
Tabelle 48: Technische Daten zu den Hybridsystemen für die Degradationsstudie im Szenario der Gen1 und Gen3 Anwendung	126

B Anhang

B.1 USABC HEV Battery Pack Goals

B-Tabelle 1: Anforderungen an HEV Batterien aus [237]

Characteristics	Units	Power Assist Target (Minimum)	Power Assist Target (Maximum)
Peak pulse discharge (10s)	kW	25	40
Peak regen pulse power (5s)	kW	20 (55-Wh pulse)	35 (95-Wh pulse)
Cold cranking power at -30 °C (three 2-s pulses, 10-s rest between pulses at minimum SOC)	kW	5	7
Total available energy (over DOD range where power goals are met)	kWh	0.3 (at C/1 rate)	0.5 (at C/1 Rate)
Cycle life for specified SOC increments	Cycles	300,000 25-Wh cycles (7.5 MWh)	300,000 50-Wh cycles (15 MWh)
Calendar life	Years	15	15
Minimum round trip energy efficiency	%	90 (25-Wh cycles)	90 (50-Wh cycles)
Maximum self-discharge	Wh/day	50	50
Maximum operating voltage	Vdc		≤ 400
Minimum operating voltage	Vdc	≥(0.55xVmax)	>(0.55xVmax)
Unassisted operating temperature range (Power available to allow 5-s charge and 1-s discharge pulse) at minimum and maximum operating SOC and voltage	°C		-30 °C to +52 °C
Survival temperature range	°C		-46 °C to +66 °C
Maximum system weight	kg	40	60
Maximum system volume	L	32	45
Maximum selling price (at 250,000 units/year)	\$USD	\$500	\$800

B.2 USABC 48 V Battery Pack Goals

B-Tabelle 2: Anforderungen an in 48 V MHEV Batterien aus [11]

End of Life Characteristics	Units	Target
Peak Pulse Discharge Power 10s	kW	9
Peak Pulse Discharge Power (1s)	kW	11
Peak Regen Pulse Power (5s)	kW	11
Cold cranking power at -30 °C (three 4.5-s pulses, 10s rests between pulses at min SOC)	kW	6-kW for 0.5s followed by 4 kW for 4s
Accessory Load (2.5min duration)	kW	5
Available Energy	Wh	313 ¹
CS 48V HEV Cycle Life	Cycles/MWh	75,000/21.8
Calendar Life at 30 °C	Years	15
Minimum round trip energy efficiency	%	95
Maximum allowable self-discharge rate	Wh/day	2
Maximum Operating Pulse Voltage	Vdc	52
Minimum Voltage During Cold Crank	Vdc	26
Unassisted Operating Temperature Range (Power available to allow 5s charge and 1s discharge pulse) at min. and max. operating pulse SOC	°C	-30 to +52
30 °C - 52 °C	kW	11
0 °C	kW	5.5
-10 °C	kW	3.3
-20 °C	kW	1.7
-30 °C	kW	1.1
Survival Temperature Range	°C	-46 to 66
Maximum System Weight	kg	≤8
Maximum System Volume	L	≤8
Maximum System Selling Price (@250k units/year)	\$	\$275

NOTES* The United States Advanced Battery Consortium has decided that the Available Energy can be regen limited (unable to accept complete regen at the upper end of the SOC range) when verifying peak regen rate.

B.3 48 V A123 LookUp-Tabelle

In A-Tabelle 1 sind die verwendeten Werte für den Innenwiderstand in Abhängigkeit Temperatur und des SOC für die Modellierung des A123 48 V Batteriesystems aufgelistet. Die Werte sind aus einer Messung im Rahmen der Veröffentlichung [235] entnommen worden.

A-Tabelle 1: LookUp-Tabelle für die Simulation des A123 48 V Systems unter Verwendung von Daten aus [235]

SOC / %	Innenwiderstand bei 25 °C		Innenwiderstand bei 40 °C*	
	R _i CHG / mΩ	R _i DIS / mΩ	R _i CHG / mΩ	R _i DIS / mΩ
10	0,50	0,64	0,45	0,58
30	0,43	0,57	0,39	0,51
50	0,43	0,39	0,39	0,35
70	0,64	0,29	0,58	0,26
90	0,50	0,21	0,45	0,19

*Annahme, dass Innenwiderstand bei 40 °C ca. 10 % geringer ist als der Innenwiderstandes bei 25 °C

¹ The available energy goal of 313 Wh is the sum of the available energy for cycling, 105 Wh, and the available energy needed for the accessory load, 208 Wh.

C Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Abkommen von Paris“, *Internet*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-abkommen-von-paris.html> (zugegriffen Nov. 07, 2019).
- [2] European Commission, „Reducing CO2 emissions from passenger cars“, *Internet*. https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/cars_en (zugegriffen Nov. 07, 2019).
- [3] Aktuelles Europäisches Parlament, „Neue CO2-Emissionsgrenzwerte für Pkw und Transporter gefordert“, *Pressemitteilung*, 2019. <https://www.europarl.europa.eu/news/de/headlines/society/20180920STO14027/neue-co2-ziele-fur-autos> (zugegriffen Apr. 07, 2020).
- [4] CLEPA European Association of Automotive Suppliers, „48 VOLT: A PROVEN TECHNOLOGY TO REDUCE CO2 AND NOX EMISSIONS“, *Internet*. <https://clepa.eu/wp-content/uploads/2018/01/CLEPA-48v-technology.pdf> (zugegriffen Okt. 16, 2019).
- [5] J. Ogrzewalla, „Trends on Battery Electric Vehicles“, *Präsentation IAC 2016 in Shanghai (China)*, 2016. <https://file.vogel.com.cn/2016/1207/1734576061.pdf> (zugegriffen Okt. 16, 2019).
- [6] Thomas Eckenfels, F. Kolb, S. Lehmann, W. Neugebauer, und M. Calero, „48-Volt-Hybridisierung Eine intelligente Aufwertung des Antriebsstrangs“, *Schaeffler Kolloquium 2018*. <http://schaeffler-events.com/kolloquium/lecture/h3/index.html#volt-architekturen> (zugegriffen Apr. 17, 2020).
- [7] A. Burke, „Ultracapacitor technologies and application in hybrid and electric vehicles“, *International journal of energy research*, Band 34, S. 133–151, 2010, doi: 10.1002/er.1654.
- [8] A. I. Stan, M. Swierczynski, D. I. Stroe, R. Teodorescu, und S. J. Andreasen, „Lithium ion battery chemistries from renewable energy storage to automotive and back-up power applications - An overview“, in *2014 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM 2014) in Brasov (Rumania)*, 2014, S. 713–720, doi: 10.1109/OPTIM.2014.6850936.
- [9] M. J. Lain, J. Brandon, und E. Kendrick, „Design strategies for high power vs. High energy lithium ion cells“, *Batteries*, Band 5, Nummer 4, S. 1–11, 2019, doi: 10.3390/batteries5040064.
- [10] E. Degenhart und S. Wolfgang, „Powertrain Review Powertrain Strategy 2020 +“, *Präsentation*, 2017. <https://www.continental-corporation.com/resource/blob/33902/50729be3c974864761524b7de1a8f625/2017-04-25-presentatione-powertrain-strategy-data.pdf> (zugegriffen Okt. 10, 2018).
- [11] The Idaho National Laboratory, „U.S. Department of Energy Vehicle Technologies Program Battery Test Manual For 48 Volt Mild Hybrid Electric Vehicles“, *Internet*, 2017. <https://inldigitallibrary.inl.gov/sites/sti/sti/7364006.pdf> (zugegriffen Juni 05, 2019).
- [12] Continental AG, „Geringe Spannung, hohe Leistung: Voll-Hybrid-Fahrzeug mit 48-Volt-High-Power-Technologie“, *Pressemitteilung*, 2019. <https://www.continental.com/de/presse/pressemitteilungen/2019-07-02-48v-high-power-176850> (zugegriffen Sep. 04, 2019).
- [13] H. Hao, X. Cheng, Z. Liu, und F. Zhao, „China’s traction battery technology roadmap: Targets, impacts and concerns“, *Energy Policy*, Band 108, Nummer December 2016, S. 355–358, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.06.011.
- [14] D. V. Ragone, „Review of battery systems for electrically powered vehicles“, *SAE Technical Papers*, S. 1–12, 1968, doi: 10.4271/680453.
- [15] X. Lu, M. Yu, G. Wang, Y. Tong, und Y. Li, „Flexible solid-state supercapacitors: Design, fabrication and applications“, *Energy and Environmental Science*, Band 7, Nummer 7, S. 2160–2181, 2014, doi: 10.1039/c4ee00960f.
- [16] SAE International, „Battery Terminology“, SAE Standard J1715/2_201307, Troy, MI, USA, 2013. doi: https://doi.org/10.4271/J1715/2_201307.
- [17] R. Korthauer, *Handbuch Lithium-Ionen- Batterien*. Frankfurt, Deutschland: Springer Verlag, 2013.
- [18] P. Kurzweil und O. K. Dietlmeier, *Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Grundlagen*, eBook. Wiesbaden, Deutschland: Springer Vieweg, 2015.

- [19] W. Jossen, A. Weydanz, *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*, 1. Auflage. München, Deutschland: Reichardt Verlag, 2006.
- [20] F. German, „Untersuchungen zur SEI-Bildung und Optimierung der Formation an Lithium-Ionen Voll- und Halbzellen“, Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie, Fakultät für Maschinenbau, Dissertation, 2015.
- [21] S. Ketterer, B. Karl, U. Möst, D. Ulrich, *Lithium-Ionen Batterien: Stand der Technik und Anwendungspotenzial in Hybrid-, Plug-In Hybrid- und Elektrofahrzeugen*. Karlsruhe, Forschungszentrum Karlsruhe, Institut für Materialforschung 1, Wissenschaftliche Berichte, 2009.
- [22] X. Han, M. Ouyang, L. Lu, J. Li, Y. Zheng, und Z. Li, „A comparative study of commercial lithium ion battery cycle life in electrical vehicle: Aging mechanism identification“, *Journal of Power Sources*, Band 251, S. 38–54, 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2013.11.029.
- [23] N. Nitta, F. Wu, J. T. Lee, und G. Yushin, „Li-ion battery materials: Present and future“, *Materials Today*, Band 18, Nummer 5, S. 252–264, 2015, doi: 10.1016/j.mattod.2014.10.040.
- [24] R. Zhao, J. Liu, und J. Gu, „The effects of electrode thickness on the electrochemical and thermal characteristics of lithium ion battery“, *Applied Energy*, Band 139, S. 220–229, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.11.051.
- [25] M. Singh, J. Kaiser, und H. Hahn, „Thick Electrodes for High Energy Lithium Ion Batteries“, *Journal of the Electrochemical Society*, Band 162, Nummer 7, S. A1196–A1201, 2015, doi: 10.1149/2.0401507jes.
- [26] E. Fahlbusch, *Batterien als Energiespeicher : Beispiele, Strategien, Lösungen*, 1. Auflage. Berlin, Deutschland: Beuth Verlag GmbH, 2015.
- [27] A. Eftekhari, „On the Theoretical Capacity/Energy of Lithium Batteries and Their Counterparts“, *ACS Sustainable Chemistry and Engineering*, Band 7, Nummer 4, S. 3684–3687, 2019, doi: 10.1021/acssuschemeng.7b04330.
- [28] J. N. Becker, „Flexible Dimensionierung und Optimierung hybrider Lithium-Ionenbatteriespeichersysteme mit verschiedenen Auslegungszielen“, Aachen, RWTH Aachen, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Dissertation, 2017.
- [29] M. Broussely, P. Biensan, F. Bonhomme, P. Blanchard, S. Herreyre, K. Nechev, und R. Staniewicz, „Main aging mechanisms in Li ion batteries“, *Journal of Power Sources*, Band 146, S. 90–96, 2005, doi: 10.1016/j.jpowsour.2005.03.172.
- [30] J. Vetter, P. Novák, M. R. Wagner, C. Veit, K. C. Möller, J. O. Besenhard, M. Winter, M. Wohlfahrt-Mehrens, C. Vogler, und A. Hammouche, „Ageing mechanisms in lithium-ion batteries“, *Journal of Power Sources*, Band 147, Nummer 1–2, S. 269–281, Sep. 2005, doi: 10.1016/j.jpowsour.2005.01.006.
- [31] M. Dubarry, N. Qin, und P. Brooker, „Calendar aging of commercial Li-ion cells of different chemistries – A review“, *Current Opinion in Electrochemistry*, Band 9, S. 106–113, 2018, doi: 10.1016/j.coelec.2018.05.023.
- [32] M. R. Palacín, „Understanding ageing in Li-ion batteries: A chemical issue“, *Chemical Society Reviews*, Band 47, Nummer 13, S. 4924–4933, 2018, doi: 10.1039/c7cs00889a.
- [33] T. Waldmann, B.-I. Hogg, M. Kasper, S. Grolleau, C. G. Couceiro, K. Trad, B. P. Matadi, und M. Wohlfahrt-Mehrens, „Interplay of Operational Parameters on Lithium Deposition in Lithium-Ion Cells: Systematic Measurements with Reconstructed 3-Electrode Pouch Full Cells“, *Journal of The Electrochemical Society*, Band 163, Nummer 7, S. A1232–A1238, 2016, doi: 10.1149/2.0591607jes.
- [34] E. Sarasketa-Zabala, I. Gandiaga, E. Martinez-Laserna, L. M. Rodriguez-Martinez, und I. Villarreal, „Cycle ageing analysis of a LiFePO₄/graphite cell with dynamic model validations: Towards realistic lifetime predictions“, *Journal of Power Sources*, Band 275, 2015, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.10.153.
- [35] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, und D. S. Kirschen, „Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment“, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Band 9, Nummer 2, S. 1131–1140, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2578950.
- [36] F. Leng, C. M. Tan, und M. Pecht, „Effect of Temperature on the Aging rate of Li Ion Battery Operating above Room Temperature“, *Scientific Reports*, Band 5, S. 1–12, 2015, doi: 10.1038/srep12967.
- [37] T. Waldmann, M. Wilka, M. Kasper, M. Fleischhammer, und M. Wohlfahrt-Mehrens, „Temperature dependent ageing mechanisms in Lithium-ion batteries - A Post-Mortem study“, *Journal of Power Sources*, Band 262, S. 129–135, 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.03.112.
- [38] G. Ning, B. Haran, und B. N. Popov, „Capacity fade study of lithium-ion batteries cycled at high discharge rates“, *Journal of Power Sources*, Band 117, Nummer 1–2, S. 160–169, 2003, doi: 10.1016/S0378-

7753(03)00029-6.

- [39] A. Schmidt, A. Smith, und H. Ehrenberg, „Power capability and cyclic aging of commercial, high power lithium ion battery cells with respect to different cell designs“, *Journal of Power Sources*, Band 425, Nummer November 2018, S. 27–38, 2019, doi: 10.1016/j.jpowsour.2019.03.075.
- [40] M. Fleischhammer, T. Waldmann, G. Bisle, B. I. Hogg, und M. Wohlfahrt-Mehrens, „Interaction of cyclic ageing at high-rate and low temperatures and safety in lithium-ion batteries“, *Journal of Power Sources*, Band 274, S. 432–439, 2015, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.08.135.
- [41] T. Waldmann, M. Kasper, und M. Wohlfahrt-Mehrens, „Optimization of Charging Strategy by Prevention of Lithium Deposition on Anodes in high-energy Lithium-ion Batteries - Electrochemical Experiments“, *Electrochimica Acta*, Band 178, S. 525–532, 2015, doi: 10.1016/j.electacta.2015.08.056.
- [42] T. Amietszajew, E. McTurk, J. Fleming, und R. Bhagat, „Understanding the limits of rapid charging using instrumented commercial 18650 high-energy Li-ion cells“, *Electrochimica Acta*, Band 263, S. 346–352, 2018, doi: 10.1016/j.electacta.2018.01.076.
- [43] C. Wu, C. Zhu, Y. Ge, und Y. Zhao, „A Review on Fault Mechanism and Diagnosis Approach for Li-Ion Batteries“, *Journal of Nanomaterials*, Band 2015, S. 1–9, 2015, doi: 10.1155/2015/631263.
- [44] M. Ceraolo und G. Lutzemberger, „Stationary and on-board storage systems to enhance energy and cost efficiency of tramways“, *Journal of Power Sources*, Band 264, S. 128–139, 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.04.070.
- [45] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, und J. Clarke, „Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation“, *Applied Energy*, Band 137, S. 511–536, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- [46] L. Zhang, X. Hu, Z. Wang, F. Sun, und D. G. Dorrell, „A review of supercapacitor modeling, estimation, and applications: A control/management perspective“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Band 81, S. 1868–1878, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.283.
- [47] J. Libich, J. Máca, J. Vondrák, O. Čech, und M. Sedlaříková, „Supercapacitors: Properties and applications“, *Journal of Energy Storage*, Band 17, S. 224–227, 2018, doi: 10.1016/j.est.2018.03.012.
- [48] Q. Ke und J. Wang, „Graphene-based materials for supercapacitor electrodes – A review“, *Journal of Materiomics*, Band 2, Nummer 1, S. 37–54, 2016, doi: 10.1016/j.jmat.2016.01.001.
- [49] T. Purkait, G. Singh, D. Kumar, M. Singh, und R. S. Dey, „High-performance flexible supercapacitors based on electrochemically tailored three-dimensional reduced graphene oxide networks“, *Scientific Reports*, Band 8, Nummer 1, S. 1–13, 2018, doi: 10.1038/s41598-017-18593-3.
- [50] R. Signorelli, D. C. Ku, J. G. Kassakian, und J. E. Schindall, „Electrochemical double-layer capacitors using carbon nanotube electrode structures“, *Proceedings of the IEEE*, Band 97, Nummer 11, S. 1837–1847, 2009, doi: 10.1109/JPROC.2009.2030240.
- [51] B. Zhang, J. Liang, C. L. Xu, B. Q. Wei, D. B. Ruan, und D. H. Wu, „Electric double-layer capacitors using carbon nanotube electrodes and organic electrolyte“, *Materials Letters*, Band 51, Nummer 6, S. 539–542, 2001, doi: 10.1016/S0167-577X(01)00352-4.
- [52] B. E. Conway, *Electrochemical supercapacitors : scientific fundamentals and technological applications*. New York, NY, USA: Kluwer Academic, Plenum Publishers, 1999.
- [53] U. C. Davis, A. Burke, U. C. Davis, und A. Burke, „Ultracapacitors : why , how , and where is the technology“, *Journal of Power Sources*, Band 91, Nummer 1, S. 37–50, 2000, doi: 10.1016/S0378-7753(00)00485-7.
- [54] X. Chen, R. Paul, und L. Dai, „Carbon-based supercapacitors for efficient energy storage“, *National Science Review*, Band 4, Nummer 3, S. 453–489, 2017, doi: 10.1093/nsr/nwx009.
- [55] R. Chaari, O. Briat, J. Y. Delétage, E. Woïgard, und J. M. Vinassa, „How supercapacitors reach end of life criteria during calendar life and power cycling tests“, *Microelectronics Reliability*, Band 51, Nummer 9–11, S. 1976–1979, 2011, doi: 10.1016/j.microrel.2011.07.014.
- [56] N. El Ghossein, A. Sari, und P. Venet, „Accelerated Cycle Aging Tests Applied to Lithium-Ion Capacitors“, in *2017 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC 2017) in Belfort (France)*, 2017, S. 1–5, doi: 10.1109/VPPC.2017.8331032.
- [57] M. Uno und K. Tanaka, „Accelerated charge-discharge cycling test and cycle life prediction model for supercapacitors in alternative battery applications“, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Band 59, Nummer 12, S. 4704–4712, 2012, doi: 10.1109/TIE.2011.2182018.

- [58] D. Linzen, S. Buller, E. Karden, und R. W. De Doncker, „Analysis and evaluation of charge-balancing circuits on performance, reliability, and lifetime of supercapacitor systems“, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Band 41, Nummer 5, S. 1135–1141, 2005, doi: 10.1109/TIA.2005.853375.
- [59] P. Kurzweil, B. Frenzel, und A. Hildebrand, „Voltage-Dependent Capacitance, Aging Effects, and Failure Indicators of Double-Layer Capacitors during Lifetime Testing“, *ChemElectroChem*, Band 2, Nummer 1, S. 160–170, 2015, doi: 10.1002/celec.201402300.
- [60] P. L. Taberna, G. Chevallier, P. Simon, D. Plée, und T. Aubert, „Activated carbon-carbon nanotube composite porous film for supercapacitor applications“, *Materials Research Bulletin*, Band 41, Nummer 3, S. 478–484, 2006, doi: 10.1016/j.materresbull.2005.09.029.
- [61] O. Bohlen, J. Kowal, und D. U. Sauer, „Ageing behaviour of electrochemical double layer capacitors. Part I. Experimental study and ageing model“, *Journal of Power Sources*, Band 172, Nummer 1, S. 468–475, 2007, doi: 10.1016/j.jpowsour.2007.07.021.
- [62] C. Bolsinger, M. Zorn, und K. P. Birke, „Electrical contact resistance measurements of clamped battery cell connectors for cylindrical 18650 battery cells“, *Journal of Energy Storage*, Band 12, S. 29–36, 2017, doi: 10.1016/j.est.2017.04.001.
- [63] M. J. Brand, P. a. Schmidt, M. F. Zaeh, und A. Jossen, „Welding techniques for battery cells and resulting electrical contact resistances“, *Journal of Energy Storage*, Band 1, S. 7–14, 2015, doi: 10.1016/j.est.2015.04.001.
- [64] S. S. Lee, T. H. Kim, S. J. Hu, W. W. Cai, und J. a. Abell, „Joining Technologies for Automotive Lithium-Ion Battery Manufacturing: A Review“, in *Proceedings - ASME 2010 International Manufacturing Science and Engineering Conference (MSEC 2010) in Erie, Pennsylvania (USA)*, 2010, Nummer 1, S. 541–549, doi: 10.1115/MSEC2010-34168.
- [65] N. Lewchalermwong, M. Masomtob, V. Lailuck, und C. Charoenphonphanich, „Material selection and assembly method of battery pack for compact electric vehicle“, in *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2018, Band 297, doi: 10.1088/1757-899X/297/1/012019.
- [66] A. Das, D. Li, D. Williams, und D. Greenwood, „Joining technologies for automotive battery systems manufacturing“, *World Electric Vehicle Journal*, Band 9, Nummer 2, S. 1–13, 2018, doi: 10.3390/wevj9020022.
- [67] S. Rothgang, T. Baumhöfer, und D. U. Sauer, „Necessity and Methods to Improve Battery Lifetime on System Level“, in *28th International Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS28) in Goyang (South Korea)*, 2015, S. 1–9.
- [68] T. Grün, K. Stella, und O. Wollersheim, „Influence of circuit design on load distribution and performance of parallel-connected Lithium ion cells for photovoltaic home storage systems“, *Journal of Energy Storage*, Band 17, S. 367–382, 2018, doi: 10.1016/j.est.2018.03.010.
- [69] T. Bruen und J. Marco, „Modelling and experimental evaluation of parallel connected lithium ion cells for an electric vehicle battery system“, *Journal of Power Sources*, Band 310, S. 91–101, 2016, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.01.001>.
- [70] G. J. Offer, V. Yufit, D. a. Howey, B. Wu, und N. P. Brandon, „Module design and fault diagnosis in electric vehicle batteries“, *Journal of Power Sources*, Band 206, S. 383–392, 2012, doi: 10.1016/j.jpowsour.2012.01.087.
- [71] M. Dubarry, A. Devie, und B. Y. Liaw, „Cell-balancing currents in parallel strings of a battery system“, *Journal of Power Sources*, Band 321, S. 36–46, 2016, doi: 10.1016/j.jpowsour.2016.04.125.
- [72] K. Rumpf, A. Rheinfeld, M. Schindler, J. Keil, T. Schua, und A. Jossen, „Influence of Cell-to-Cell Variations on the Inhomogeneity of Lithium-Ion Battery Modules“, *Journal of The Electrochemical Society*, Band 165, Nummer 11, S. A2587–A2607, 2018, doi: 10.1149/2.0111811jes.
- [73] M. J. Brand, M. H. Hofmann, M. Steinhardt, S. F. Schuster, und A. Jossen, „Current distribution within parallel-connected battery cells“, *Journal of Power Sources*, Band 334, S. 202–212, 2016, doi: 10.1016/j.jpowsour.2016.10.010.
- [74] R. Gogoana, M. B. Pinson, M. Z. Bazant, und S. E. Sarma, „Internal resistance matching for parallel-connected lithium-ion cells and impacts on battery pack cycle life“, *Journal of Power Sources*, Band 252, S. 8–13, 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2013.11.101.
- [75] T. Baumhöfer, M. Brühl, S. Rothgang, und D. U. Sauer, „Production caused variation in capacity aging trend and correlation to initial cell performance“, *Journal of Power Sources*, Band 247, S. 332–338, 2014, doi:

- 10.1016/j.jpowsour.2013.08.108.
- [76] S. F. Schuster, M. J. Brand, P. Berg, M. Gleissenberger, und A. Jossen, „Lithium-ion cell-to-cell variation during battery electric vehicle operation“, *Journal of Power Sources*, Band 297, S. 242–251, 2015, doi: 10.1016/j.jpowsour.2015.08.001.
- [77] C. Pastor-Fernández, T. Bruen, W. D. Widanage, M. a. Gama-Valdez, und J. Marco, „A Study of Cell-to-Cell Interactions and Degradation in Parallel Strings: Implications for the Battery Management System“, *Journal of Power Sources*, Band 329, S. 574–585, 2016, doi: 10.1016/j.jpowsour.2016.07.121.
- [78] K. Rumpf, M. Naumann, und A. Jossen, „Experimental investigation of parametric cell-to-cell variation and correlation based on 1100 commercial lithium-ion cells“, *Journal of Energy Storage*, Band 14, S. 224–243, 2017, doi: 10.1016/j.est.2017.09.010.
- [79] M. H. Hofmann, K. Czyrka, M. J. Brand, M. Steinhardt, A. Noel, F. B. Spingler, und A. Jossen, „Dynamics of current distribution within battery cells connected in parallel“, *Journal of Energy Storage*, Band 20, S. 120–133, 2018, doi: 10.1016/j.est.2018.08.013.
- [80] M. Fleckenstein, O. Bohlen, und B. Bäker, „Aging effect of temperature gradients in Li-ion cells experimental and simulative investigations and the consequences on thermal battery management“, *World Electric Vehicle Journal*, Band 5, Nummer 2, S. 322–333, 2012.
- [81] M. P. Klein und J. W. Park, „Current Distribution Measurements in Parallel-Connected Lithium-Ion Cylindrical Cells under Non-Uniform Temperature Conditions“, *Journal of Electrochemical Society*, Band 9, Nummer 164, S. 1893–1906, 2017, doi: 10.1149/2.0011709jes.
- [82] N. Yang, X. Zhang, B. Shang, und G. Li, „Unbalanced discharging and aging due to temperature differences among the cells in a lithium-ion battery pack with parallel combination“, *Journal of Power Sources*, Band 306, S. 733–741, 2016, doi: 10.1016/j.jpowsour.2015.12.079.
- [83] J. P. Schmidt, „Verfahren zur Charakterisierung und Modellierung von Lithium-Ionen Zellen“, Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Dissertation, 2013.
- [84] Z. Haizhou, „Modeling of lithium-ion battery for charging/discharging characteristics based on circuit model“, *International Journal of Online Engineering*, Band 13, Nummer 6, S. 86–95, 2017, doi: 10.3991/ijoe.v13i06.6799.
- [85] Y. Boujoudar, H. Hemi, H. El Moussaoui, H. El Markhi, und T. Lamhamdi, „Li-ion battery parameters estimation using neural networks“, in *2017 International Conference on Wireless Technologies, Embedded and Intelligent Systems (WITS 2017) in Fez (Marocco)*, 2017, S. 1–4, doi: 10.1109/WITS.2017.7934652.
- [86] C. Youssef, D. Omar, G. Ahmed, E. Fatima, und E. S. Najia, „Design and simulation of an accurate neural network state-of-charge estimator for lithium ion battery pack“, *International Review of Automatic Control*, Band 10, Nummer 2, S. 186–192, 2017, doi: 10.15866/ireaco.v10i2.11957.
- [87] E. Soyly, T. Soyly, und R. Bayir, „Design and implementation of SOC prediction for a Li-Ion battery pack in an electric car with an embedded system“, *Entropy*, Band 19, Nummer 4, 2017, doi: 10.3390/e19040146.
- [88] Q. K. Wang, Y. J. He, J. N. Shen, Z. F. Ma, und G. Bin Zhong, „A unified modeling framework for lithium-ion batteries: An artificial neural network based thermal coupled equivalent circuit model approach“, *Energy*, Band 138, S. 118–132, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.07.035.
- [89] E. D. P. Identification und E. C. Model, „Experimental Data-Driven Parameter Identification and State of Charge Estimation for a Li-Ion Battery“, *Energies*, Band 11, Nummer 5, 2018, doi: 10.3390/en11041033.
- [90] J. Xu, B. Cao, Z. Chen, und Z. Zou, „An online state of charge estimation method with reduced prior battery testing information“, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Band 63, S. 178–184, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.06.017.
- [91] J. P. Wang, L. Xu, J. G. Guo, und L. Ding, „Modelling of a battery pack for electric vehicles using a stochastic fuzzy neural network“, *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part D: Journal of Automobile Engineering*, Band 223, Nummer 1, S. 27–35, 2009, doi: 10.1243/09544070JAUTO850.
- [92] A. J. Salkind, C. Fennie, P. Singh, T. Atwater, und D. E. Reisner, „Determination of state-of-charge and state-of-health of batteries by fuzzy logic methodology“, *Journal of Power Sources*, Band 80, Nummer 1–2, S. 293–300, 1999, doi: 10.1016/S0378-7753(99)00079-8.
- [93] K. Smith und C. Y. Wang, „Solid-state diffusion limitations on pulse operation of a lithium ion cell for hybrid electric vehicles“, *Journal of Power Sources*, Band 161, Nummer 1, S. 628–639, 2006, doi: 10.1016/j.jpowsour.2006.03.050.

- [94] C. W. Wang und A. M. Sastry, „Mesoscale modeling of a Li-ion polymer cell“, *Journal of the Electrochemical Society*, Band 154, Nummer 11, S. A1045–A1047, 2007, doi: 10.1149/1.2778285.
- [95] M. Vasilyeva, A. Mistry, und P. P. Mukherjee, „Multiscale model reduction for pore-scale simulation of Li-ion batteries using GMSFEM“, *Journal of Computational and Applied Mathematics*, Band 344, S. 73–88, 2018, doi: 10.1016/j.cam.2018.05.016.
- [96] V. Ramadesigan, P. W. C. Northrop, S. De, S. Santhanagopalan, R. D. Braatz, und V. R. Subramanian, „Modeling and Simulation of Lithium-Ion Batteries from a Systems Engineering Perspective“, *Journal of the Electrochemical Society*, Band 159, Nummer 3, S. R31–R45, 2012, doi: 10.1149/2.018203jes.
- [97] L. Lam, P. Bauer, und E. Kelder, „A practical circuit-based model for Li-ion battery cells in electric vehicle applications“, in *2011 IEEE 33rd International Telecommunications Energy Conference (INTELEC) in Amsterdam (Netherlands)*, 2011, S. 1–9, doi: 10.1109/INTLEC.2011.6099803.
- [98] P. Gao, C. Zhang, und G. Wen, „Equivalent circuit model analysis on electrochemical impedance spectroscopy of lithium metal batteries“, *Journal of Power Sources*, Band 294, S. 67–74, 2015, doi: 10.1016/j.jpowsour.2015.06.032.
- [99] A. Seaman, T. S. Dao, und J. McPhee, „A survey of mathematics-based equivalent-circuit and electrochemical battery models for hybrid and electric vehicle simulation“, *Journal of Power Sources*, Band 256, S. 410–423, 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.01.057.
- [100] H. He, R. Xiong, und J. Fan, „Evaluation of lithium-ion battery equivalent circuit models for state of charge estimation by an experimental approach“, *Energies*, Band 4, Nummer 4, S. 582–598, 2011, doi: 10.3390/en4040582.
- [101] L. H. Saw, Y. Ye, A. a. O. Tay, W. T. Chong, S. H. Kuan, und M. C. Yew, „Computational fluid dynamic and thermal analysis of Lithium-ion battery pack with air cooling“, *Applied Energy*, Band 177, S. 783–792, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.05.122.
- [102] M. Dubarry, N. Vuillaume, und B. Y. Liaw, „From single cell model to battery pack simulation for Li-ion batteries“, *Journal of Power Sources*, Band 186, Nummer 2, S. 500–507, 2009, doi: 10.1016/j.jpowsour.2008.10.051.
- [103] J. Li und M. S. Mazzola, „Accurate battery pack modeling for automotive applications“, *Journal of Power Sources*, Band 237, S. 215–228, 2013, doi: 10.1016/j.jpowsour.2013.03.009.
- [104] F. Saidani, F. X. Hutter, R. G. Scurtu, W. Braunwarth, und J. N. Burghartz, „Lithium-ion battery models: A comparative study and a model-based powerline communication“, *Advances in Radio Science*, Band 15, S. 83–91, 2017, doi: 10.5194/ars-15-83-2017.
- [105] H. Minguano, C. Fern, P. Zumel, und L. Antonio, „A General Parameter Identification Procedure Used for the Comparative Study of Supercapacitors Models“, *Energies*, Band 12, Nummer 1776, S. 1–20, 2019, doi: <https://doi.org/10.3390/en12091776>.
- [106] T. Huria, M. Ceraolo, J. Gazzarri, und R. Jackey, „High fidelity electrical model with thermal dependence for characterization and simulation of high power lithium battery cells“, in *2012 IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC 2012) in Greenville, South Carolina (USA)*, 2012, S. 1–8, doi: 10.1109/IEVC.2012.6183271.
- [107] R. Zhang, B. Xia, B. Li, L. Cao, Y. Lai, W. Zheng, H. Wang, W. Wang, und M. Wang, „A study on the open circuit voltage and state of charge characterization of high capacity lithium-ion battery under different temperature“, *Energies*, Band 11, Nummer 9, S. 1–17, 2018, doi: 10.3390/en11092408.
- [108] Y. Diab, F. Auger, E. Schaeffer, und M. Wahbeh, „Estimating Lithium-Ion Battery State of Charge and Parameters Using a Continuous-Discrete Extended Kalman Filter“, *Energies*, Band 10, Nummer 8, S. 1–19, 2017, doi: 10.3390/en10081075.
- [109] H.-G. Schweiger, O. Obeidi, O. Komesker, A. Raschke, M. Schiemann, C. Zehner, M. Gehnen, M. Keller, und P. Birke, „Comparison of several methods for determining the internal resistance of lithium ion cells.“, *Sensors*, Band 10, Nummer 6, S. 5604–25, 2010, doi: 10.3390/s100605604.
- [110] R. Benger, H. Wenzl, H. P. Beck, M. Jiang, D. Ohms, und G. Schaedlich, „Electrochemical and thermal modeling of lithium-ion cells for use in HEV or EV applications“, *World Electric Vehicle Journal*, Band 3, S. 342–351, 2009, doi: <https://doi.org/10.3390/wevj3020342>.
- [111] J. Nocedal und S. J. Wright, *Numerical optimization*, 2. ed. New York, NY, USA: Springer, 2006.
- [112] R. Jackey, M. Saginaw, P. Sanghvi, J. Gazzarri, T. Huria, und M. Ceraolo, „Battery model parameter estimation using a layered technique: An example using a lithium iron phosphate cell“, *SAE Technical Papers*, Band 2, S.

- 1–13, 2013, doi: 10.4271/2013-01-1547.
- [113] M. Schönleber, „Verfahren zur Charakterisierung des Niederfrequenzverhaltens von Lithium-Ionen Batterien“, Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Dissertation, 2017.
- [114] M. Doppelbauer, „Vorlesungsskript Hybride und elektrische Fahrzeuge“, Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie, Elektrotechnisches Institut, Skript, 2018.
- [115] H. Budde-Meiwes, J. Drillkens, B. Lunz, J. Muennix, S. Rothgang, J. Kowal, und D. U. Sauer, „A review of current automotive battery technology and future prospects“, *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part D: Journal of Automobile Engineering*, Band 227, Nummer 5, S. 761–776, 2013, doi: 10.1177/0954407013485567.
- [116] W. Zuo, R. Li, C. Zhou, Y. Li, J. Xia, und J. Liu, „Battery-Supercapacitor Hybrid Devices: Recent Progress and Future Prospects“, *Advanced Science*, Band 4, Nummer 7, S. 1–21, 2017, doi: 10.1002/advs.201600539.
- [117] L. Gao, R. a. Dougal, S. Liu, und I. Introduction, „Active power sharing in hybrid battery/capacitor power sources“, in *Eighteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC '03) in Miami Beach, Florida (USA)*, 2003, Band 1, S. 497–503, doi: 10.1109/APEC.2003.1179259.
- [118] E. Schaltz, A. Khaligh, und P. O. Rasmussen, „Influence of battery/ultracapacitor energy-storage sizing on battery lifetime in a fuel cell hybrid electric vehicle“, *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, Band 58, Nummer 8, S. 3882–3891, 2009, doi: 10.1109/TVT.2009.2027909.
- [119] J. Bauman und M. Kazerani, „A Comparative Study of Fuel-Cell – Battery, Fuel-Cell-Ultracapacitor, and Fuel-Cell-Battery-Ultracapacitor Vehicles“, *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, Band 57, Nummer 2, S. 760–769, 2008.
- [120] W. Gao, „Performance comparison of a fuel cell-battery hybrid powertrain and a fuel cell-ultracapacitor hybrid powertrain“, *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, Band 54, Nummer 3, S. 846–855, 2005, doi: 10.1109/TVT.2005.847229.
- [121] M. Uzunoglu und M. S. Alam, „A novel wavelet based load sharing algorithm for fuel cell and ultra-capacitor based hybrid vehicular power system“, *Series on Energy and Power Systems*, Band 2006, Nummer October 2014, S. 271–275, 2006.
- [122] A. F. Burke, „Batteries and ultracapacitors for electric, hybrid, and fuel cell vehicles“, *Proceedings of the IEEE*, Band 95, Nummer 4, S. 806–820, 2007, doi: 10.1109/JPROC.2007.892490.
- [123] P. Thounthong, S. Raël, und B. Davat, „Energy management of fuel cell/battery/supercapacitor hybrid power source for vehicle applications“, *Journal of Power Sources*, Band 193, Nummer 1, S. 376–385, 2009, doi: 10.1016/j.jpowsour.2008.12.120.
- [124] P. Thounthong, S. Raël, und B. Davat, „Control strategy of fuel cell and supercapacitors association for a distributed generation system“, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Band 54, Nummer 6, S. 3225–3233, 2007, doi: 10.1109/TIE.2007.896477.
- [125] S. K. Kollimalla, M. K. Mishra, und N. L. Narasamma, „Design and analysis of novel control strategy for battery and supercapacitor storage system“, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Band 5, Nummer 4, S. 1137–1144, 2014, doi: 10.1109/TSTE.2014.2336896.
- [126] F. Ongaro, S. Saggini, und P. Mattavelli, „Li-Ion battery-supercapacitor hybrid storage system for a long lifetime, photovoltaic-based wireless sensor network“, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Band 27, Nummer 9, S. 3944–3952, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2189022.
- [127] W. Li, G. Joós, und J. Bélanger, „Real-time simulation of a wind turbine generator coupled with a battery supercapacitor energy storage system“, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Band 57, Nummer 4, S. 1137–1145, 2010, doi: 10.1109/TIE.2009.2037103.
- [128] S. Günther, A. Bensmann, und R. Hanke-Rauschenbach, „Theoretical dimensioning and sizing limits of hybrid energy storage systems“, *Applied Energy*, Band 210, S. 127–137, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.116.
- [129] Y. Zhan, H. Wang, und J. Zhu, „Modelling and control of hybrid UPS system with backup PEM fuel cell/battery“, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Band 43, Nummer 1, S. 1322–1331, 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.03.046.
- [130] M. J. Vasallo, J. M. Bravo, und J. M. Andújar, „Optimal sizing for UPS systems based on batteries and/or fuel cell“, *Applied Energy*, Band 105, S. 170–181, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.12.058.
- [131] R. Wegmann, V. Döge, und D. U. Sauer, „Assessing the potential of a hybrid battery system to reduce battery

- aging in an electric vehicle by studying the cycle life of a graphite|NCA high energy and a LTO|metal oxide high power battery cell considering realistic test profiles“, *Applied Energy*, Band 226, S. 197–212, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.05.104.
- [132] R. Wegmann, V. Döge, und D. U. Sauer, „Assessing the potential of an electric vehicle hybrid battery system comprising solid-state lithium metal polymer high energy and lithium-ion high power batteries“, *Journal of Energy Storage*, Band 18, S. 175–184, 2018, doi: 10.1016/j.est.2018.05.001.
- [133] J. Becker, T. Nemeth, R. Wegmann, und D. U. Sauer, „Dimensioning and optimization of hybrid Li-ion battery systems for EVs“, *World Electric Vehicle Journal*, Band 9, Nummer 2, S. 1–18, 2018, doi: 10.3390/wevj9020019.
- [134] D. Cericola, P. Novák, A. Wokaun, und R. Kötz, „Hybridization of electrochemical capacitors and rechargeable batteries: An experimental analysis of the different possible approaches utilizing activated carbon, Li₄Ti₅O₁₂ and LiMn₂O₄“, *Journal of Power Sources*, Band 196, Nummer 23, S. 10305–10313, 2011, doi: 10.1016/j.jpowsour.2011.07.032.
- [135] D. P. Dubal, O. Ayyad, V. Ruiz, und P. Gómez-Romero, „Hybrid energy storage: The merging of battery and supercapacitor chemistries“, *Chemical Society Reviews*, Band 44, Nummer 7, S. 1777–1790, 2015, doi: 10.1039/c4cs00266k.
- [136] K. Naoi, S. Ishimoto, J. Miyamoto, und W. Naoi, „Second generation ‘nanohybrid supercapacitor’: Evolution of capacitive energy storage devices“, *Energy & Environmental Science*, Band 5, Nummer 11, S. 9363, 2012, doi: 10.1039/c2ee21675b.
- [137] H. S. Choi und C. R. Park, „Theoretical guidelines to designing high performance energy storage device based on hybridization of lithium-ion battery and supercapacitor“, *Journal of Power Sources*, Band 259, S. 1–14, 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.02.001.
- [138] J. Ronsmans und B. Lalande, „Combining energy with power: Lithium-Ion Capacitors“, *2016 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM) 2016 in Capri (Italy)*, S. 261–264, 2016, doi: 10.1109/SPEEDAM.2016.7525905.
- [139] O. Hegazy, T. Coosemans, J. Van Mierlo, M. Daowd, P. Van den Bossche, N. Omar, und M. Al Sakka, „Assessment of lithium-ion capacitor for using in battery electric vehicle and hybrid electric vehicle applications“, *Electrochimica Acta*, Band 86, S. 305–315, 2012, doi: 10.1016/j.electacta.2012.03.026.
- [140] O. Hegazy, J. Van Mierlo, P. Van den Bossche, N. Omar, J. Smekens, J. Ronsmans, A. Samba, M. Monem, H. Gualous, Y. Firozu, und T. Coosemans, „Lithium-Ion Capacitor - Advanced Technology for Rechargeable Energy Storage Systems“, *World Electric Vehicle Journal*, Band 6, Nummer 3, S. 484–494, 2013, doi: 10.3390/wevj6030484.
- [141] S. R. Sivakkumar und a. G. Pandolfo, „Evaluation of lithium-ion capacitors assembled with pre-lithiated graphite anode and activated carbon cathode“, *Electrochimica Acta*, Band 65, S. 280–287, 2012, doi: 10.1016/j.electacta.2012.01.076.
- [142] S. Barcellona und L. Piegari, „A lithium-ion capacitor model working on a wide temperature range“, *Journal of Power Sources*, Band 342, S. 241–251, 2017, doi: 10.1016/j.jpowsour.2016.12.055.
- [143] Y. Firouz, N. Omar, J. M. Timmermans, P. Van den Bossche, und J. Van Mierlo, „Lithium-ion capacitor - Characterization and development of new electrical model“, *Energy*, Band 83, S. 597–613, 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.02.069.
- [144] D. Porcarelli, D. Brunelli, und L. Benini, „Characterization of lithium-ion capacitors for low-power energy neutral wireless sensor networks“, in *2012 Ninth International Conference on Networked Sensing (INSS) in Antwerp (Belgium)*, 2012, S. 1–4, doi: 10.1109/inss.2012.6240578.
- [145] JSR Micro Inc., „ULTIMO Lithium Ion Capacitor Prismatic Cells“, *Internet*. <https://www.jsrmicro.be/emerging-technologies/lithium-ion-capacitor/products/ultimo-lithium-ion-capacitor-prismatic-cells> (zugegriffen März 14, 2019).
- [146] Yunasko LLC, „Development of Lithium-Ion Capcitors“, *Internet*. <https://yunasko.com/en/products/lithium-ion-capacitors> (zugegriffen März 14, 2019).
- [147] General Capacitor LLC, „Datasheet HX-Cap 9000F“, *Internet*. <https://www.generalcapacitor.com/hxcap-530f> (zugegriffen März 14, 2019).
- [148] P. I. J. Gonder, „Testing Low-Energy, High-Power Energy Storage Alternatives in a Full-Hybrid Vehicle“, *Präsentation auf 2014 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting in Atlanta, Georgia, USA*, 2014.
- [149] General Capacitor LLC, „Datasheet G-CAP LIC 3000F“, *Internet*. <https://www.generalcapacitor.com/gcap-198>

- lic200f (zugegriffen März 14, 2019).
- [150] T. Waters, „Scientist wins trade secrets lawsuit against General Capacitor“, *Tallahassee Democrat*, 2019. <https://eu.tallahassee.com/story/news/money/2019/01/15/scientist-wins-trade-secrets-lawsuit-against-general-capacitor/2546634002/> (zugegriffen Apr. 17, 2020).
- [151] A. Kuperman und I. Aharon, „Battery-ultracapacitor hybrids for pulsed current loads: A review“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Band 15, Nummer 2, S. 981–992, 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.11.010.
- [152] A. Ostadi und M. Kazerani, „A Comparative Analysis of Optimal Sizing of Battery-Only, Ultracapacitor-Only, and Battery–Ultracapacitor Hybrid Energy Storage Systems for a City Bus“, *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, Band 64, Nummer 10, S. 4449–4460, 2015, doi: 10.1109/TVT.2014.2371912.
- [153] Z. Song, J. Li, J. Hou, H. Hofmann, M. Ouyang, und J. Du, „The battery-supercapacitor hybrid energy storage system in electric vehicle applications: A case study“, *Energy*, Band 154, S. 433–441, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.04.148.
- [154] M. Masih-Tehrani, M. R. Ha’iri-Yazdi, V. Esfahanian, und A. Safaei, „Optimum sizing and optimum energy management of a hybrid energy storage system for lithium battery life improvement“, *Journal of Power Sources*, Band 244, S. 2–10, 2013, doi: 10.1016/j.jpowsour.2013.04.154.
- [155] W. Henson, „Optimal battery/ultracapacitor storage combination“, *Journal of Power Sources*, Band 179, Nummer 1, S. 417–423, 2008, doi: 10.1016/j.jpowsour.2007.12.083.
- [156] R. Sadoun, N. Rizoug, P. Bartholomeüs, B. Barbedette, und P. Le Moigne, „Influence of the drive cycles on the sizing of hybrid storage system Battery-Supercapacitor supplying electric vehicle“, in *37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2011) in Melbourne (Australia)*, 2011, S. 4106–4112, doi: 10.1109/IECON.2011.6119984.
- [157] S. Sreedhar, J. B. Siegel, und S. Choi, „Topology Comparison for 48V Battery-Supercapacitor Hybrid Energy Storage System“, *IFAC-PapersOnLine*, Band 50, Nummer 1, S. 4733–4738, 2017, doi: 10.1016/j.ifacol.2017.08.864.
- [158] A. Lahyani, A. Sari, I. Lahbib, und P. Venet, „Optimal hybridization and amortized cost study of battery/supercapacitors system under pulsed loads“, *Journal of Energy Storage*, Band 6, Nummer Mai, S. 222–231, 2016, doi: 10.1016/j.est.2016.01.007.
- [159] K. Fleurbaey, N. Omar, M. El Baghdadi, und J. Timmermans, „Analysis of Hybrid Rechargeable Energy Storage Systems in Series Plug-In Hybrid Electric Vehicles Based on Simulations“, *Energy and Power Engineering*, Band 6, S. 195–211, 2014, doi: 10.4236/epe.2014.68018.
- [160] H. Zhou, T. Bhattacharya, D. Tran, T. S. T. Siew, und A. M. Khambadkone, „and Ultracapacitor With Dynamic Energy Management in Microgrid Applications“, *Power*, Band 26, Nummer 3, S. 923–930, 2011, doi: 10.1109/TPEL.2010.2095040.
- [161] C. Xiang, Y. Wang, S. Hu, und W. Wang, „A new topology and control strategy for a hybrid battery-ultracapacitor energy storage system“, *Energies*, Band 7, Nummer 5, S. 2874–2896, 2014, doi: 10.3390/en7052874.
- [162] W. Jing, C. Hung Lai, S. H. W. Wong, und M. L. D. Wong, „Battery-supercapacitor hybrid energy storage system in standalone DC microgrids: areview“, *IET Renewable Power Generation*, Band 11, Nummer 4, S. 461–469, 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0500.
- [163] B. P. Source, B. Hredzak, V. G. Agelidis, S. Member, und M. Jang, „A Model Predictive Control System for a Hybrid“, *Iee Transactions on Power Electronics*, Band 29, Nummer 3, S. 1469–1479, 2014, doi: 10.1109/TPEL.2013.2262003.
- [164] F. Odeim, J. Roes, und A. Heinzl, „Power management optimization of an experimental fuel cell/battery/supercapacitor hybrid system“, *Energies*, Band 8, Nummer 7, S. 6302–6327, 2015, doi: 10.3390/en8076302.
- [165] C. Capasso, D. Lauria, und O. Veneri, „Optimal control strategy of ultra-capacitors in hybrid energy storage system for electric vehicles“, *Energy Procedia*, Band 142, S. 1914–1919, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.12.390.
- [166] L. W. Chong, Y. W. Wong, R. K. Rajkumar, R. K. Rajkumar, und D. Isa, „Hybrid energy storage systems and control strategies for stand-alone renewable energy power systems“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Band 66, S. 174–189, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.07.059.
- [167] C. Xie, X. Xu, P. Bujlo, D. Shen, H. Zhao, und S. Quan, „Fuel cell and lithium iron phosphate battery hybrid powertrain with an ultracapacitor bank using direct parallel structure“, *Journal of Power Sources*, Band 279,

- S. 487–494, 2015, doi: 10.1016/j.jpowsour.2015.01.029.
- [168] A. Kuperman, I. Aharon, S. Malki, und A. Kara, „Design of a semiactive battery-ultracapacitor hybrid energy source“, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Band 28, Nummer 2, S. 806–815, 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2203361.
- [169] A. Castaings, W. Lhomme, R. Trigui, und A. Bouscayrol, „Comparison of energy management strategies of a battery/supercapacitors system for electric vehicle under real-time constraints“, *Applied Energy*, Band 163, S. 190–200, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.11.020.
- [170] D. D. Tran, R. Barrero, O. Hegazy, N. Omar, und J. Van Mierlo, „An Evaluation Study of Hybrid Energy Storage System for Plug-In Hybrid Electric Buses“, in *2017 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC 2017) in Belfort (France)*, 2017, S. 1–7, doi: 10.1109/VPPC.2017.8330861.
- [171] Y. Chuan, C. Mi, und M. Zhang, „Comparative study of a passive hybrid energy storage system using lithium ion battery and ultracapacitor“, *World Electric Vehicle Journal*, Band 5, Nummer 1, S. 83–90, 2012.
- [172] C. Zhao, H. Yin, und C. Ma, „Quantitative efficiency and temperature analysis of battery-ultracapacitor hybrid energy storage systems“, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Band 7, Nummer 4, S. 1791–1802, 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2574944.
- [173] S. Pay und Y. Baghzouz, „Effectiveness of battery-supercapacitor combination in electric vehicles“, in *2003 IEEE Bologna PowerTech Conference Proceedings in Bologna (Italy)*, 2003, Band 3, S. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2003.1304472.
- [174] E. Ferg, C. Rossouw, und P. Loyson, „The testing of batteries linked to supercapacitors with electrochemical impedance spectroscopy: A comparison between Li-ion and valve regulated lead acid batteries“, *Journal of Power Sources*, Band 226, S. 299–305, 2013, doi: 10.1016/j.jpowsour.2012.10.087.
- [175] D. Cericola und R. Kötz, „Hybridization of rechargeable batteries and electrochemical capacitors: Principles and limits“, *Electrochimica Acta*, Band 72, S. 1–17, 2012, doi: 10.1016/j.electacta.2012.03.151.
- [176] D. Cericola, P. W. Ruch, R. Kötz, P. Novák, und a. Wokaun, „Simulation of a supercapacitor/Li-ion battery hybrid for pulsed applications“, *Journal of Power Sources*, Band 195, Nummer 9, S. 2731–2736, 2010, doi: 10.1016/j.jpowsour.2009.10.104.
- [177] G. Sikha und B. N. Popov, „Performance optimization of a battery-capacitor hybrid system“, *Journal of Power Sources*, Band 134, Nummer 1, S. 130–138, 2004, doi: 10.1016/j.jpowsour.2004.01.054.
- [178] R. a. Dougal, S. Liu, und R. E. White, „Power and life extension of battery-ultracapacitor hybrids“, *IEEE Transactions on Components and Packaging Technologies*, Band 25, Nummer 1, S. 120–131, 2002, doi: 10.1109/6144.991184.
- [179] C. E. Holland, J. W. Weidner, R. a. Dougal, und R. E. White, „Experimental characterization of hybrid power systems under pulse current loads“, *Journal of Power Sources*, Band 109, Nummer 1, S. 32–37, 2002, doi: 10.1016/S0378-7753(02)00044-7.
- [180] J. P. Zheng, T. R. Jow, und M. S. Ding, „Hybrid power sources for pulsed current applications“, *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, Band 37, Nummer 1, S. 288–292, 2001, doi: 10.1109/7.913688.
- [181] United States Council for Automotive Research LLC, „USCAR: USABC Electric Vehicle Battery Test Procedures Manual“, *Internet*. https://www.uscar.org/guest/article_view.php?articles_id=74 (zugegriffen Sep. 03, 2019).
- [182] A123 Systems Inc., „48V Lithium-ion Battery - 8Ah UltraPosphatate Technology“, *Internet*. http://www.a123systems.com/wp-content/uploads/48V-Battery-Flier_2016.pdf (zugegriffen Aug. 14, 2019).
- [183] Sven Grundmann, „Bosch Standard Battery for 48V BRS“, *Präsentation auf AABC*, 2017. http://cii-resource.com/cet/AABE-03-17/Presentations/BATO/Grundmann_Sven.pdf (zugegriffen Sep. 04, 2019).
- [184] FEV GmbH, „Der FEV HECS ECObrid mit 48 Volt-Hybridisierung - FEV“, *Internet*, 2017. <http://magazine.fev.com/de/der-fev-hecs-ecobrid-mit-48-volt-hybridisierung/> (zugegriffen Sep. 04, 2019).
- [185] Voltabox AG, „48 V-Mildhybrid-Batterien von Voltabox“, *Internet*. <https://www.voltabox.ag/standardprodukte/48-v-mildhybrid-batterien/> (zugegriffen Sep. 04, 2019).
- [186] J. Winterhagen, „Volle Kontrolle“, *VDI Nachrichten*, Nummer 28/29, S. 15, 2019.
- [187] J. B. Goodenough und K. S. Park, „The Li-ion rechargeable battery: A perspective“, *Journal of the American*

- Chemical Society*, Band 135, Nummer 4, S. 1167–1176, 2013, doi: 10.1021/ja3091438.
- [188] S. Kim, H. Oguchi, N. Toyama, T. Sato, S. Takagi, T. Otomo, D. Arunkumar, N. Kuwata, J. Kawamura, und S. I. Orimo, „A complex hydride lithium superionic conductor for high-energy-density all-solid-state lithium metal batteries“, *Nature Communications*, Band 10, Nummer 1, S. 1–9, 2019, doi: 10.1038/s41467-019-09061-9.
- [189] Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), „Roadmap for an Integrated Cell and Battery Production in Germany“, 2016. http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/Publikationen/AG2_Roadmap_Zellfertigung_eng_bf.pdf (zugegriffen Nov. 02, 2020).
- [190] Benchmark Mineral Intelligence, „Panasonic reduces Tesla’s cobalt consumption by 60% in 6 years ...“, *Internet*, 2018. <https://www.benchmarkminerals.com/panasonic-reduces-teslas-cobalt-consumption-by-60-in-6-years/> (zugegriffen Apr. 04, 2020).
- [191] X. Sun, P. Bonnicksen, V. Duffort, M. Liu, Z. Rong, K. a. Persson, G. Ceder, und L. F. Nazar, „A high capacity thiospinel cathode for Mg batteries“, *Energy and Environmental Science*, Band 9, Nummer 7, S. 2273–2277, 2016, doi: 10.1039/c6ee00724d.
- [192] S. Wang, Z. Yu, J. Tu, J. Wang, D. Tian, Y. Liu, und S. Jiao, „A Novel Aluminum-Ion Battery: Al/AlCl₃-[EMIm]Cl/Ni₃S₂@Graphene“, *Advanced Energy Materials*, Band 6, Nummer 13, S. 2–11, 2016, doi: 10.1002/aenm.201600137.
- [193] K. Kubota und S. Komaba, „Review-practical issues and future perspective for Na-ion batteries“, *Journal of the Electrochemical Society*, Band 162, Nummer 14, S. A2538–A2550, 2015, doi: 10.1149/2.0151514jes.
- [194] W. Raza, F. Ali, N. Raza, Y. Luo, K. H. Kim, J. Yang, S. Kumar, A. Mehmood, und E. E. Kwon, „Recent advancements in supercapacitor technology“, *Nano Energy*, Band 52, S. 441–473, 2018, doi: 10.1016/j.nanoen.2018.08.013.
- [195] M. Horn, J. MacLeod, M. Liu, J. Webb, und N. Motta, „Supercapacitors: A new source of power for electric cars?“, *Economic Analysis and Policy*, Band 61, S. 93–103, 2019, doi: 10.1016/j.eap.2018.08.003.
- [196] R. Schröder, M. Aydemir, und G. Seliger, „Comparatively Assessing different Shapes of Lithium-ion Battery Cells“, *Procedia Manufacturing*, Band 8, S. 104–111, 2017, doi: 10.1016/j.promfg.2017.02.013.
- [197] Q. Badey, G. Cherouvrier, Y. Reynier, J. Duffault, und S. Franger, „Ageing forecast of lithium-ion batteries for electric and hybrid vehicles“, *Current Topics in Electrochemistry*, Band 16, S. 65–79, 2011.
- [198] S. Onori, P. Spagnol, V. Marano, Y. Guezennec, und G. Rizzoni, „A new life estimation method for lithium-ion batteries in plug-in hybrid electric vehicles applications“, *International Journal of Power Electronics*, Band 4, Nummer 3, S. 302, 2012, doi: 10.1504/IJPELEC.2012.046609.
- [199] V. Marano, S. Onori, Y. Guezennec, G. Rizzoni, und N. Madella, „Lithium-ion batteries life estimation for plug-in hybrid electric vehicles“, in *2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC '09) in Dearborn, Michigan (USA)*, 2009, S. 536–543, doi: 10.1109/VPPC.2009.5289803.
- [200] A. Di Filippi, S. Stockar, S. Onori, M. Canova, und Y. Guezennec, „Model-based life estimation of Li-ion batteries in PHEVs using large scale vehicle simulations: An introductory study“, in *2010 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC 2010) in Lille (France)*, 2010, S. 1–6, doi: 10.1109/VPPC.2010.5729020.
- [201] R. Dufo-López, J. M. Lujano-Rojas, und J. L. Bernal-Agustín, „Comparison of different lead-acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems“, *Applied Energy*, Band 115, S. 242–253, 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.11.021.
- [202] M. Matsuishi und T. Endo, „Fatigue of metals subjected to varying stress“, *Japan Society of Mechanical Engineers, Fukoka, Japan*, S. 37–40, 1968.
- [203] C. Wignall, L. Johanning, G. Marsh, P. R. Thies, V. Venugopal, N. Barltrop, und A. Incecik, „Review and application of Rainflow residue processing techniques for accurate fatigue damage estimation“, *International Journal of Fatigue*, Band 82, S. 757–765, 2015, doi: 10.1016/j.ijfatigue.2015.10.007.
- [204] K. Abdulla, K. Steer, F. Suits, A. Wirth, J. de Hoog, S. Halgamuge, und V. Muenzel, „Optimal Operation of Energy Storage Systems Considering Forecasts and Battery Degradation“, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Band 9, Nummer 3, S. 1–1, 2016, doi: 10.1109/tsg.2016.2606490.
- [205] G. He, Q. Chen, C. Kang, P. Pinson, und Q. Xia, „Optimal Bidding Strategy of Battery Storage in Power Markets Considering Performance-Based Regulation and Battery Cycle Life“, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Band 7, Nummer 5, S. 2359–2367, 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2424314.

- [206] V. Muenzel, J. de Hoog, A. Vishwanath, M. Brazil, und S. Kalyanaraman, „A Multi-Factor Battery Cycle Life Prediction Methodology for Optimal Battery Management“, *e-Energy 2015 - Proceedings of the 2015 ACM 6th International Conference on Future Energy Systems in Bangaldore (India)*, S. 57–66, 2015, doi: 10.1145/2768510.2768532.
- [207] D. S. Kirschen, D. Skrlec, H. Pandzic, T. Dragicevic, J. M. Guerrero, und I. Kuzle, „Capacity Optimization of Renewable Energy Sources and Battery Storage in an Autonomous Telecommunication Facility“, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Band 5, Nummer 4, S. 1367–1378, 2014, doi: 10.1109/tste.2014.2316480.
- [208] M. Chawla, R. Naik, R. Burra, und H. Wiegman, „Utility energy storage life degradation estimation method“, in *2010 IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply (CITRES 2010) in Waltham, Massachusetts (USA)*, 2010, S. 302–308, doi: 10.1109/CITRES.2010.5619790.
- [209] S. D. Downing und D. F. Socie, „Simple rainflow counting algorithms“, *International Journal of Fatigue*, Band 4, Nummer 1, S. 31–40, 1982, doi: 10.1016/0142-1123(82)90018-4.
- [210] Y. Shi, B. Xu, Y. Tan, D. Kirschen, und B. Zhang, „Optimal Battery Control Under Cycle Aging Mechanisms in Pay for Performance Settings“, *IEEE Transactions on Automatic Control*, Band 64, Nummer 6, S. 2324–2339, 2018, doi: 10.1109/TAC.2018.2867507.
- [211] M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig, und G. Andersson, „Defining a degradation cost function for optimal control of a battery energy storage system“, in *2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech (POWERTECH 2013) in Grenoble (France)*, 2013, S. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2013.6652329.
- [212] S. Drouilhet und B. Johnson, „A battery life prediction method for hybrid power applications“, in *35th AIAA Aerospace Science Meeting and Exhibit in Reno, Nevada (USA)*, 1997, S. 1–12, doi: 10.2514/6.1997-948.
- [213] A. Hoke, A. Brissette, D. Maksimovic, A. Pratt, und K. Smith, „Electric vehicle charge optimization including effects of lithium-ion battery degradation“, in *2011 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC 2011) in Chigago, Illinois (USA)*, 2011, S. 1–8, doi: 10.1109/VPPC.2011.6043046.
- [214] I. Laresgoiti, S. Käbitz, M. Ecker, und D. U. Sauer, „Modeling mechanical degradation in lithium ion batteries during cycling: Solid electrolyte interphase fracture“, *Journal of Power Sources*, Band 300, S. 112–122, 2015, doi: 10.1016/j.jpowsour.2015.09.033.
- [215] B. Y. Liaw, E. P. Roth, R. G. Jungst, G. Nagasubramanian, H. L. Case, und D. H. Doughty, „Correlation of Arrhenius behaviors in power and capacity fades with cell impedance and heat generation in cylindrical lithium-ion cells“, *Journal of Power Sources*, Band 119–121, S. 874–886, 2003, doi: 10.1016/S0378-7753(03)00196-4.
- [216] I. Bloom, S. a. Jones, E. G. Polzin, V. S. Battaglia, G. L. Henriksen, C. G. Motloch, R. B. Wright, R. G. Jungst, H. L. Case, und D. H. Doughty, „Mechanisms of impedance rise in high-power, lithium-ion cells“, *Journal of Power Sources*, Band 111, Nummer 1, S. 152–159, 2002, doi: 10.1016/S0378-7753(02)00302-6.
- [217] M. Broussely, S. Herreyre, P. Biensan, P. Kasztejna, K. Nechev, und R. . Staniewicz, „Aging mechanism in Li ion cells and calendar life predictions“, *Journal of Power Sources*, Band 97–98, S. 13–21, Juli 2001, doi: 10.1016/S0378-7753(01)00722-4.
- [218] H. Maleki, „Thermal Properties of Lithium-Ion Battery and Components“, *Journal of The Electrochemical Society*, Band 146, Nummer 3, S. 947, 1999, doi: 10.1149/1.1391704.
- [219] P. Keil, K. Rumpf, und A. Jossen, „Thermal Impedance Spectroscopy for Li - Ion Batteries with an IR Temperature Sensor System“, in *2013 World Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27) in Barcelona (Spain)*, 2013, S. 1–11, doi: 10.1109/EVS.2013.6914935.
- [220] E. Barsoukov, J. H. Jang, und H. Lee, „Thermal impedance spectroscopy for Li-ion batteries using heat-pulse response analysis“, *Journal of Power Sources*, Band 109, Nummer 2, S. 313–320, Juli 2002, doi: 10.1016/S0378-7753(02)00080-0.
- [221] S. G. Parler, „Thermal modeling of aluminum electrolytic capacitors“, in *Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Forth IAS Annual Meeting (Cat. No.99CH36370) in Phoenix, Arizona (USA)*, 1999, Nummer 4, S. 2418–2429, doi: 10.1109/ias.1999.799180.
- [222] M. Uno und A. Kukita, „Cycle Life Evaluation Based on Accelerated Aging Testing for Lithium-Ion Capacitors as Alternative to Rechargeable Batteries“, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Band 63, Nummer 3, S. 1607–1617, 2016, doi: 10.1109/TIE.2015.2504578.
- [223] A. Chauvin, A. Hijazi, A. Sari, und E. Bideaux, „Impact of supercapacitor ageing model on optimal sizing and control of a HEV using combinatorial optimization“, *IFAC-PapersOnLine*, Band 28, Nummer 15, S. 403–410,

- 2015, doi: 10.1016/j.ifacol.2015.10.058.
- [224] W. Waag, C. Fleischer, und D. U. Sauer, „Critical review of the methods for monitoring of lithium-ion batteries in electric and hybrid vehicles“, *Journal of Power Sources*, Band 258, S. 321–339, 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.02.064.
- [225] *VDI-Wärmeatlas*, 11. Auflag. Berlin/Heidelberg, Deutschland: Springer Vieweg, 2013.
- [226] T. Grün und M. Doppelbauer, „Comparative Concept Study of Passive Hybrid Energy Storage Systems in 48 V Mild Hybrid Vehicles Varying Lithium-ion Battery and Supercapacitor Technologies“, *World Electric Vehicle Journal*, Band 10, Nummer 71, S. 1–20, 2019, doi: 10.3390/wevj10040071.
- [227] B. Y. Liaw und M. Dubarry, „From driving cycle analysis to understanding battery performance in real-life electric hybrid vehicle operation“, *Journal of Power Sources*, Band 174, Nummer 1, S. 76–88, 2007, doi: 10.1016/j.jpowsour.2007.06.010.
- [228] NONE, „USABC electric vehicle Battery Test Procedures Manual. Revision 2“, Southfield, MI, USA, 1996. doi: 10.2172/214312.
- [229] N. H. F. Ismail, S. F. Toha, N. A. M. Azubir, N. H. Md Ishak, M. K. Hassan, und B. S. Ksm Ibrahim, „Simplified heat generation model for lithium ion battery used in electric vehicle“, *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, Band 53, Nummer 1, S. 1–7, 2013, doi: 10.1088/1757-899X/53/1/012014.
- [230] L. Zhou, Y. Zheng, M. Ouyang, und L. Lu, „A study on parameter variation effects on battery packs for electric vehicles“, *Journal of Power Sources*, Band 364, S. 242–252, 2017, doi: 10.1016/j.jpowsour.2017.08.033.
- [231] United Nations Economic Commission for Europe, „WLTC Load profile“, *Internet*. <http://www.unece.org/unece/search?q=fileadmin&op=Search> (zugegriffen Aug. 15, 2019).
- [232] M. Meywerk, „Vehicle dynamics“. Wiley, Chichester, West Sussex, S. 1 online resource., 2015, [Online]. Verfügbar unter: <http://swb.bsz-bw.de/DB=2.1/PPN?PPN=1653490500>.
- [233] B. Heiing und M. Ersoy, Hrsg., *Chassis Handbook: fundamentals, driving dynamics, components, mechatronics, perspectives ; with 75 tables*, 1st ed. Wiesbaden, Deutschland: Vieweg + Teubner, 2011.
- [234] T. Grün, A. Smith, H. Ehrenberg, und M. Doppelbauer, „Passive hybrid storage systems: Influence of circuit and system design on performance and lifetime“, *Energy Procedia*, Band 155, S. 336–349, 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.044.
- [235] S. Lee, J. Cherry, M. Safoutin, J. McDonald, und M. Olechiw, „Modeling and Validation of 48V Mild Hybrid Lithium-Ion Battery Pack“, *SAE International Journal of Alternative Powertrains*, Band 7, Nummer 3, S. 273–287, 2018, doi: 10.4271/2018-01-0433.
- [236] A123 System Inc., „Systems - 48V Lithium-ion Battery | A123 Systems“, *Internet*. <http://www.a123systems.com/automotive/products/systems/48v-battery/> (zugegriffen Aug. 14, 2019).
- [237] J. Warner, *The Handbook of Lithium-Ion Battery Pack Design*. Amsterdam, Niederlande: Elsevier B.V, 2015.
- [238] X. Wu, D. Freese, A. Cabrera, und W. a. Kitch, „Electric vehicles’ energy consumption measurement and estimation“, *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, Band 34, S. 52–67, 2015, doi: 10.1016/j.trd.2014.10.007.

D Eigene Veröffentlichungen

D.1.1 Wissenschaftliche Journale und Tagungsberichte

- [E1] T. Grün und M. Doppelbauer, „Comparative Concept Study of Passive Hybrid Energy Storage Systems in 48 V Mild Hybrid Vehicles Varying Lithium-ion Battery and Supercapacitor Technologies“, *World Electric Vehicle Journal*, Band 10, Nummer 71, S. 1-20, 2019, doi: 10.3390/wevj10040071.
- [E2] T. Grün und M. Doppelbauer, „Comparative Concept Study of Passive Hybrid Energy Storage Systems in 48 V Mild Hybrid Vehicles Varying Lithium-ion Battery and Supercapacitor Technologies“, *Proceedings of the EVS32 Symposium in Lyon (France)*, 2019, S. 1-12.
- [E3] T. Grün, A. Smith, H. Ehrenberg, und M. Doppelbauer, „Passive hybrid storage systems: Influence of circuit and system design on performance and lifetime“, *Energy Procedia*, Band 155, S. 336–349, 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.044.
- [E4] T. Grün, K. Stella, und O. Wollersheim, „Influence of circuit design on load distribution and performance of parallel-connected Lithium ion cells for photovoltaic home storage systems“, *Journal of Energy Storage*, Band 17, S. 367–382, 2018, doi: 10.1016/j.est.2018.03.010.
- [E5] T. Grün und A. Smith, „Passive Hybrid Storage Systems: Investigation of Lithium Ion Battery and Lithium Ion Capacitor Connections“ *Proceedings of the 28th International Ocean and Polar Engineering Conference (ISOPE-2018) in Sapporo (Japan)*, 2018, S. 36-43.
- [E6] T. Grün, K. Stella, und O. Wollersheim, „Impacts on load distribution and ageing in Lithium-ion home storage systems“, *Energy Procedia*, 135, S. 236-248. 2017, doi:10.1016/j.egypro.2017.09.508
- [E7] T. Grün und K. Stella, „About the ageing within Lithium-ion battery systems“, *Proceedings of the 27th International Ocean and Polar Engineering Conference in San Francisco, CA (USA)*, 2017, S. 648-654.

D.1.2 Konferenzbeiträge

- [K1] T. Grün und M. Doppelbauer, „Comparative Concept Study of Passive Hybrid Energy Storage Systems in 48 V Mild Hybrid Vehicles“, 32nd International Electric Vehicle Symposium & Exhibition (EVS 2019), Lyon, Frankreich, 19.-22. Mai, 2019
- [K2] S. Koch und T. Grün, „Energy Storage System Design Tool for Hybrid/Electric vehicles (xEVs)“, 9. Advanced Automotive Battery Conference (AABC 2019), Straßburg, Frankreich, 27.-31. Januar, 2019
- [K3] T. Grün und M. Doppelbauer, „48 V Energy Storage System Design for Mild Hybrid Applications“ International Conference Next Generation 48V in Automotive - Optimizing 48V Power Supply Systems, Berlin, Deutschland, 26.-28. September, 2018
- [K4] T. Grün und M. Doppelbauer, „Principles of passive hybrid storage systems for 48 V Mild Hybrid Electric Vehicles“, 8th Symposium on Energy, Aberdeen, Vereinigtes Königreich, 6.-9. August, 2018
- [K5] T. Grün und A. Smith, „Passive Hybrid Storage Systems: Influence of Circuit and System Design on Performance and Lifetime“, 12th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2018), Düsseldorf, Deutschland, 13.-15. Mai, 2018
- [K6] T. Grün und A. Smith, „Passive Hybrid Storage Systems: Investigation of Lithium Ion Battery and Lithium Ion Capacitor Connections“, 28th International Ocean and Polar Engineering Conference (ISOPE-2018), Sapporo, Japan, 10.-15. Juni, 2018

- [K7] T. Grün, „Load distributions in energy storage systems: Comparison of homogeneous and passive hybrid systems“, 3. Wissenschaftliches SCI-Treffen "Energiesystemintegration", Karlsruhe, Deutschland, 11.-12. September, 2017
- [K8] T. Grün, „Einfluss der elektrischen Netzwerke innerhalb von kommerziellen wie auch neuartigen Energiespeichermodulen auf Performance und Lebensdauer Symposium“, „EnergieCampus 2017“, Karlsruhe, Deutschland, 17. November, 2017
- [K9] T. Grün, „Usable and cost-effective industrial solutions for stationary storage systems“, 9th Sustainable Energy of Eastern Europe Forum, Kiew, Ukraine, 9.-11. Oktober, 2017
- [K10] T. Grün, „Hybridspeicher als Ergänzung und Alternative zu bisherigen Energiespeichertechnologien“, 2. VDI-Fachkonferenz Batterie- und Ladetechnik, Düsseldorf, Deutschland, 6.-7. Dezember, 2017
- [K11] T. Grün, „Energiespeicher in der Intralogistik - Chancen und Herausforderungen 2017. Autonome Systeme in Produktion und Logistik“, Karlsruhe, Deutschland, 12.-13. Juli, 2017
- [K12] T. Grün, „About the ageing within Lithium-ion battery systems“, 27th International Ocean and Polar Engineering Conference (ISOPE-2017), San Francisco, CA, USA, 25.-30. Juni, 2017
- [K13] T. Grün, „Impacts on Load Distribution and Aging in Lithium-ion Home Storage Systems“, 11th International Renewable Energy Storage Conference (IRES), Düsseldorf, Deutschland, 14.-16. März, 2017
- [K14] T. Grün und A. Smith, „Passive Hybrid Storage Systems: Combination of Batteries and Hybrid Capacitors“, Science Award Electro Chemistry, Karlsruhe, Deutschland, 30. November, 2017
- [K15] T. Grün, „About the influence of module design on ageing of Lithium-Ion cells“, Kraftwerk Batterie 2016, Münster, Deutschland, 26.-27. April, 2016
- [K16] T. Grün, „Circuitry Dependence of Parallel-Connected Lithium-Ion Cell Battery System“, 6th Annual Next-Generation Energy Storage Conference 2016, La Jolla, CA, USA, 18.-20. April, 2016
- [K17] T. Grün und K. Stella, „Circuitry Dependence of Parallel-Connected Lithium-Ion Cell Battery Systems“, Advanced Automotive and Industrial Battery Conference, Mainz, Deutschland, 25.-28. Januar, 2016
- [K18] T. Grün, „Batteriespeichersysteme für die Energiewende. Wirtschaftlichkeit, Sicherheit!? Energie - aber wie?“, Veranstaltung im Rahmen der Qualifizierungskampagne des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Rastatt, Deutschland, 14. Oktober, 2015
- [K19] T. Grün; J. Thomas, , „Ein Jahr Solarspeicherpark am KIT“, Nachhaltigkeitstage Baden-Württemberg, Karlsruhe, Deutschland, 12.-13. Juni, 2015
- [K20] T. Grün und K. Stella, „Simulation of current distribution in parallel-connected cells to achieve homogeneous cell stress“, EST 2015 - Energy, Science and Technology, Karlsruhe, Deutschland, 20.-22. Mai, 2015
- [K21] T. Grün, „Homogeneous current distribution in parallel-connected cylindrical Li-ion cells“, 5th Israeli Power Sources Conference, Tel Aviv, Israel, 20.-21. Mai, 2015