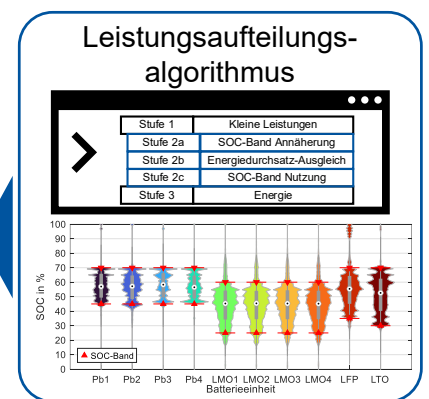
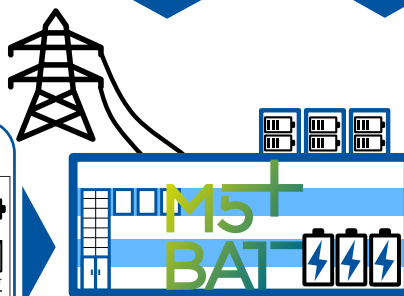
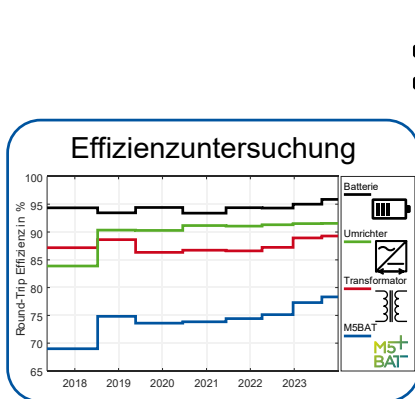
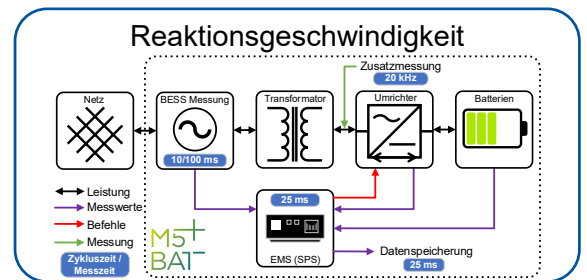
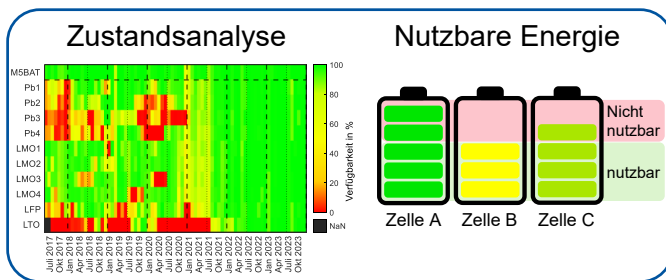


Lucas Koltermann

# Analyse und Optimierung der Zuverlässigkeit und Effizienz von hybriden Batteriespeichern am Beispiel von M5BAT



# Analyse und Optimierung der Zuverlässigkeit und Effizienz von hybriden Batteriespeichern am Beispiel von M5BAT

Von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen  
zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Ingenieurwissenschaften genehmigte Dissertation

vorgelegt von

Lucas Koltermann, M. Sc.  
aus Köln

Berichter:

Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Thilo Bocklisch

Tag der mündlichen Prüfung: 17. Februar 2025

Diese Dissertation ist auf den Internetseiten  
der Universitätsbibliothek online verfügbar.

# **AACHENER BEITRÄGE DES ISEA**

Vol. 194

Herausgeber:

Univ.-Prof. Dr. ir. Dr. h. c. Rik W. De Doncker

Direktor des Instituts für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA),  
RWTH Aachen

Copyright Lucas Koltermann und ISEA 2025

Alle Rechte, auch das des auszugsweisen Nachdruckes, der auszugsweisen oder vollständigen Wiedergabe, der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen und der Übersetzung, vorbehalten.

ISSN 1437-675X

Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen  
Campus-Boulevard 89 • 52074 Aachen • Germany  
Tel: +49 (0)241 80-96920  
post@isea.rwth-aachen.de

## Danksagung

Die vorliegende Arbeit ist im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen University entstanden. An dieser Stelle möchte ich mich bei allen bedanken, die mich während dieser Zeit unterstützt haben.

Mein besonderer Dank gilt Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer dafür, dass er mir die Möglichkeit gegeben hat, am ISEA zu promovieren. Mit der Leitung der Projekte EMMUseBat und M5BAT 4.0 und dem Betrieb des Batteriespeichers M5BAT hat er mir viel Verantwortung übertragen und Vertrauen entgegengebracht. Durch die Betreuung und Diskussionen rund um Themen dieser Arbeit konnte ich diese stetig verbessern und mich fachlich weiterentwickeln. Für das Interesse an meiner Arbeit und die Übernahme des Koreferats möchte ich Univ.-Prof. Dr.-Ing. Thilo Bocklisch danken. Des Weiteren möchte ich mich bei meinen Kollegen der Abteilung NIS für das großartige Arbeitsklima und viele spannende Diskussionen bedanken. Die Zusammenarbeit mit meinen Bürokollegen Kevin Jacqué und Mauricio Celi Cortés am Batteriespeicher M5BAT mit den zahlreichen Diskussionen, Ideen und spannenden Auswertungen habe ich genossen. Ebenso schätze ich den Rückhalt für das Projekt M5BAT und den Freiraum für die Projektausgestaltung aus der NIS-Abteilungsleitung. Meine Studenten haben großartige Unterstützung bei M5BAT hinsichtlich mechanischer Fixes, der SPS Programmierung, der Verbesserung von M5BAT und verschiedenen Fehlersuchen geleistet. Ein weiterer Dank gilt Mauricio Celi Cortés, Jonas van Ouwerkerk, Mark Junker, Sebastian Zurmühlen und Daniel Dang für das Gegenlesen dieser Arbeit bzw. Teilen dieser Arbeit und meinen Ko-Autoren beim Gegenlesen, Korrigieren und Voranbringen diverser Paper. Und da M5BAT in jeder Hinsicht etwas Besonderes ist und somit alles anders als normal gehandhabt wird, möchte ich auch für das Engagement und die Unterstützung zur Findung praktikabler Lösungen einen Dank an die Laboringenieure, die Verwaltung und Buchhaltung, die IT und das Sekretariat richten.

Abschließend möchte ich mich noch bei meiner Familie und meiner Freundin Ruth Wirz für die kontinuierliche Unterstützung und Motivation während meines Studiums und während meiner Arbeit am ISEA danken. Erinnern möchte ich an meinen Großvater, Helmut Zumkley, der bei mir einen Grundstein für mein Interesse an Elektrotechnik gelegt hat.

*Vielen Dank!*



## Abstract

The energy transition in Germany aims to enable a CO<sub>2</sub>-neutral future. In the field of electrical energy supply, the energy transition requires a shift away from fossil fuel power plants and an expansion of renewable energy such as wind and photovoltaic power plants. The volatile generation characteristics of renewable energies make short-term and long-term storage necessary in the energy system, with battery storage taking the place of short-term storage. This dissertation presents the analysis from the operation of the M5BAT large-scale battery storage system, which has been operated by RWTH Aachen University since 2016. With around 6 MW / 7.5 MWh and the hybrid design with ten battery units and five different battery technologies, M5BAT is unique in the research landscape. This allows the battery technologies used to be compared with each other and technology-specific advantages to be exploited. Research questions and theses are formulated on the topics of status analysis, reaction speed, efficiency and energy management and are answered by investigations on the M5BAT large-scale battery storage system.

As part of the status analysis, the operational battery availability, the causes of failure and the degree of capacity utilization were determined. It became clear that the predominant failure times were caused by the respective battery management system or the violation of voltage limits. In case of lithium-ion batteries of the lithium-iron-phosphate battery unit of the M5BAT large-scale battery storage system, balancing is responsible for about 25 % of the unusable capacity, while in case of the lithium-manganese-oxide battery unit of the M5BAT large-scale battery storage system, only about 5 % of the capacity is unusable due to balancing.

The reaction speed of large battery storage systems is mainly influenced by the inverters used and the control and measurement technology. With M5BAT, response times of 175 ms to 325 ms are possible in the best case. This means that faster applications than frequency containment reserve are possible, but grid-connected inverters and inverter-integrated control algorithms must be used for synthetic inertia.

Efficiency ranges for inverters and transformers were determined as part of the efficiency studies. A benchmark test and long-term operational evaluations have shown that a round-trip efficiency of just under 88 % is possible with M5BAT; in frequency containment reserve and research operation, however, the round-trip efficiency is around 75 %. This is attributable to the fact that the efficiencies of the converters and transformers are load-dependent, with the lowest efficiencies occurring in low partial load operation. The efficiency evaluations were taken into account when developing the power distribution algorithm as

part of the energy management system. A modular, rule-based power distribution algorithm is presented and tested in frequency containment reserve operation. The power distribution algorithm has shown that a round-trip-efficiency of around 80 % of the battery storage system can be reached while reducing the number of inverter switching operations and maintaining battery-specific state of charge ranges. The energy throughput per battery unit can also be controlled and used to reduce battery stress and consequently battery aging. This means that the power distribution algorithm is what makes it possible to exploit the technology-specific advantages. The algorithm presented can be adapted and used for hybrid or modular large-scale battery storage systems to ensure an efficient and aging-aware operation.

The insights gained from the M5BAT large-scale battery storage system can also be transferred to other large-scale battery storage systems. However, the balancing problems identified must be solved by the respective manufacturers of the battery management systems or system integrators and can only be monitored in productive system operation. The development of a data-driven digital twin can improve the marketing and operation of M5BAT and other large-scale battery storage systems in the future and should be pursued. Continuous monitoring and datalogging on M5BAT made the analyses possible in the first place and are strongly recommended.

## Kurzfassung

Die Energiewende in Deutschland hat das Ziel, eine CO<sub>2</sub>-neutrale Zukunft zu ermöglichen. Im Bereich der elektrischen Energieversorgung bedeutet die Energiewende eine Abkehr von fossilen Brennstoffen und einen Ausbau der erneuerbaren Energien aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Die volatile Erzeugungsscharakteristik der erneuerbaren Energien macht Kurz- und Langzeitspeicher im Energiesystem notwendig, wobei Batteriespeicher den Platz der Kurzzeitspeicher einnehmen. In dieser Arbeit werden die Analysen aus dem Betrieb des Batteriegroßspeichers M5BAT vorgestellt, der seit 2016 von der RWTH Aachen betrieben wird. Mit ca. 6 MW / 7,5 MWh und durch den hybriden Aufbau mit zehn Batterieeinheiten und fünf unterschiedlichen Batterietechnologien ist M5BAT in der Forschungslandschaft einzigartig. Dadurch können die eingesetzten Batterietechnologien miteinander verglichen werden und technologiespezifische Vorteile genutzt werden. Zu den Themen Zustandsanalyse, Reaktionsgeschwindigkeit, Effizienz und Energiemanagement werden Forschungsfragen bzw. Thesen formuliert und durch Untersuchungen am Batteriegroßspeicher M5BAT beantwortet.

Im Rahmen der Zustandsanalyse wurden die betrieblichen Batterieverfügbarkeiten, die Ausfallursachen sowie die Ausnutzungsgrade ermittelt. Dabei wurde deutlich, dass die überwiegenden Ausfallzeiten durch das jeweilige Batteriemanagementsystem oder die Verletzung von Spannungsgrenzen verursacht wurden. Bei Lithium-Ionen-Batterien der Lithium-Eisen-Phosphat Batterieeinheit des Batteriegroßspeichers M5BAT ist das Balancing für ca. 25 % der nicht nutzbaren Kapazität verantwortlich, während bei der Lithium-Mangan-Oxid Batterieeinheit des Batteriegroßspeichers M5BAT nur ca. 5 % der Kapazität aufgrund des Balancings nicht nutzbar sind.

Die Reaktionsgeschwindigkeit von Batteriegroßspeichern ist hauptsächlich durch die eingesetzten Umrichter und die Steuerungs- und Messtechnik beeinflusst. Bei M5BAT sind im besten Fall Reaktionszeiten von 175 ms bis 325 ms möglich. Damit sind schnellere Anwendungen als Primärregelleistung möglich, für synthetische Trägheit müssen jedoch netzbildende Umrichter und umrichterintegrierte Regelalgorithmen eingesetzt werden.

Im Rahmen der Effizienzuntersuchungen konnten Effizienzbereiche für Umrichter und Transformatoren ermittelt werden. Ein Benchmarktest und langjährige Betriebsauswertungen haben gezeigt, dass mit M5BAT eine Round-Trip-Effizienz von knapp 88 % möglich ist, im Primärregelleistungs- und Forschungsbetrieb liegt die Round-Trip-Effizienz allerdings bei ca. 75 %. Dies ist damit zu begründen, dass die Effizienzen der Umrichter und Transformatoren belastungsabhängig sind und im niedrigen Teillastbetrieb

die geringsten Effizienzen auftreten. Die Effizienzauswertungen wurden bei der Entwicklung des Leistungsaufteilungsalgorithmus als Teil des Energiemanagementsystems berücksichtigt. Hier wird ein regelbasierter, stufenweiser Leistungsaufteilungsalgorithmus vorgestellt und in Testreihen im Primärregelleistungsbetrieb erprobt. Durch den Leistungsaufteilungsalgorithmus konnte gezeigt werden, dass eine Roundtrip-Effizienz des Batteriespeichers bei gleichzeitiger Reduktion der Umrichterschaltvorgänge und einer Einhaltung batteriespezifischer Ladezustandsbereiche von ca. 80 % erreicht werden kann. Auch der Energiedurchsatz pro Batterieeinheit kann gesteuert werden, wodurch die Batteriebelastung und folglich die Batteriealterung reduziert werden kann. Somit ermöglicht erst der Leistungsaufteilungsalgorithmus die Ausnutzung der technologiespezifischen Vorteile. Der vorgestellte Algorithmus kann für hybride oder modulare Batteriegroßspeicher adaptiert und eingesetzt werden, um einen effizienten und alterungsminimierenden Betrieb sicherzustellen.

Die Erkenntnisse des Batteriegroßspeichers M5BAT sind auch auf andere Batteriegroßspeicher übertragbar. Die aufgezeigten Probleme des Balancings müssen jedoch von den jeweiligen Herstellern der Batteriemanagementsysteme oder Systemintegratoren gelöst werden und können im produktiven Anlagenbetrieb nur überwacht werden. Die Entwicklung eines datengetriebenen digitalen Zwillings kann in Zukunft die Vermarktung von M5BAT und anderen Batteriegroßspeichern verbessern und sollte vorangetrieben werden. Das kontinuierliche Monitoring und Datenlogging an M5BAT haben die Analysen erst ermöglicht und werden allgemein empfohlen.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1	Motivation und Problemstellung.....	1
1.2	Ziel der Arbeit.....	3
1.3	Aufbau der Arbeit .....	4
<b>2</b>	<b>Grundlagen und State of the Art</b>	<b>7</b>
2.1	Aufbau von Batteriegroßspeichern .....	7
2.1.1	Systemtopologie .....	7
2.1.2	Leistungselektronische Energiewandler .....	8
2.1.3	Batterieeinheit.....	10
2.1.4	Peripherie .....	11
2.2	Energiemanagementsystem .....	11
2.2.1	Steuerung & Kommunikation.....	12
2.2.2	Leistungsaufteilungsalgorithmus .....	13
2.3	Anwendungsfelder von BESS.....	16
2.3.1	Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung .....	18
2.3.2	Nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen .....	20
2.3.3	Energiehandel.....	21
2.3.4	Behind-the-meter Anwendungen.....	22
2.4	State of the Art: Batteriegroßspeicher.....	23
2.4.1	Marktentwicklung in Deutschland .....	23
2.4.2	Forschung an BESS .....	26
2.5	Lithium-Ionen-Batterien .....	28
2.5.1	Struktur und Funktionsprinzip.....	29
2.5.2	Definitionen .....	30
2.5.3	Zellchemien .....	33
2.5.4	Alterung .....	35
2.5.5	Effizienz .....	37
2.5.6	Inkrementelle Kapazitätsanalyse und differentielle Spannungsanalyse .....	38
2.6	Bleibatterien .....	39
2.6.1	Struktur und Funktionsprinzip.....	39
2.6.2	Alterung und Effizienz .....	40
<b>3</b>	<b>Batteriegroßspeicher M5BAT</b>	<b>43</b>
3.1	Transformatoren.....	45

3.2	Umrichter .....	45
3.3	Batterien.....	46
3.3.1	Blei-Säure-Batterien.....	47
3.3.2	Lithium-Ionen-Batterien.....	48
3.4	Messtechnik .....	49
3.4.1	Netzanschlusspunkt.....	49
3.4.2	Netzfrequenzmessung .....	55
3.4.3	Umrichtermessung.....	55
3.4.4	BMS Messung .....	56
3.5	Steuerungstechnik.....	56
3.6	Daten .....	58
3.6.1	Datenlogging.....	58
3.6.2	Datenaufbereitung .....	61
3.7	Betrieb.....	62
3.8	Bisherige Entwicklungen am Batteriespeicher M5BAT .....	63
3.8.1	Batteriespeicher im Sekundärregelleistungsmarkt.....	64
3.8.2	Auslegung von Speichersystemen .....	65
3.8.3	Entwicklungen am Energiemanagementsystem.....	65
3.8.4	Betriebsanalysen .....	66
3.8.5	Weiterentwicklung in dieser Arbeit .....	67
<b>4</b>	<b>Zustands- und Fehleranalysen von Batteriesystemen</b> .....	<b>69</b>
4.1	Methodik Fehleranalysen .....	69
4.1.1	Verfügbarkeitsanalyse .....	69
4.1.2	Ausfallursachenanalyse .....	70
4.1.3	Analyse der nutzbaren Energie und Kapazität .....	71
4.2	Ergebnisse der Verfügbarkeitsanalyse .....	74
4.3	Ergebnisse der Ausfallursachenanalyse.....	76
4.3.1	Ausfallmeldungen und Ausfallzeiten .....	76
4.3.2	Ausfallursachen – Kategorisierung.....	77
4.4	Ergebnisse der Analyse der nutzbaren Kapazität und Energie.....	79
4.4.1	Vollzyklen .....	79
4.4.2	qOCV-Messungen .....	81
4.5	Fazit und Diskussion der Zustands- und Fehleranalyse .....	87
<b>5</b>	<b>Reaktionsgeschwindigkeit von Batteriegroßspeichern</b> .....	<b>89</b>
5.1	Methodik .....	89
5.1.1	Messung, Datenverarbeitung & Steuerung .....	90
5.1.2	Umrichter .....	92
5.1.3	Testset.....	93
5.2	Ergebnisse der Verzögerungszeiten.....	93
5.2.1	Moduswechselzeit.....	93
5.2.2	Reaktionszeit .....	94

5.2.3 Leistungsgradient.....	95
5.3 Gesamtreaktionszeit und Integration in das EMS .....	96
5.4 Fazit und Diskussion der Reaktionsgeschwindigkeiten von BESS.....	97
<b>6 Effizienz des Energiewandlungssystems</b>	<b>99</b>
6.1 Methodik .....	99
6.1.1 Verlust- und Effizienzberechnung .....	99
6.1.2 Blindleistungskompensation.....	102
6.1.3 Benchmarktest.....	103
6.2 Verluste.....	103
6.2.1 Transformator .....	104
6.2.2 Umrichter .....	105
6.2.3 Energiewandlungssystem (PCS).....	107
6.3 Wirkungsgrade .....	109
6.3.1 Energiewandlungssystem (PCS).....	109
6.3.2 Batterien .....	111
6.3.3 Effizienzorientierte Umrichtersteuerung .....	113
6.4 Blindleistungskompensation .....	118
6.4.1 Umrichterblindleistung.....	118
6.4.2 Transformatorblindleistung.....	119
6.5 Benchmarktest: LMO Vollzyklus .....	122
6.6 Fazit und Diskussion der Effizienzbestimmung.....	123
<b>7 Leistungsaufteilungsalgorithmus des EMS</b>	<b>127</b>
7.1 Methodik: Stufenweiser Leistungsaufteilungsalgorithmus.....	127
7.1.1 Sortierungsfunktion und Leistungszuteilung .....	130
7.1.2 Stufe 1: Kleine Leistungen .....	132
7.1.3 Stufe 2a: SOC-Band Annäherung .....	133
7.1.4 Stufe 2b: Energiedurchsatzausgleich im SOC-Band .....	133
7.1.5 Stufe 2c: Randnutzung innerhalb des SOC-Bandes.....	135
7.1.6 Stufe 3: Energiemenge .....	136
7.2 Experimenteller Aufbau .....	137
7.3 Ergebnisse: Funktionalität .....	138
7.3.1 Umschaltvorgänge .....	138
7.3.2 SOC-Bänder .....	140
7.3.3 Energieverteilung .....	141
7.3.4 Leistungsverteilung .....	143
7.4 Ergebnisse: Effizienz.....	145
7.4.1 PDA im FCR-Betrieb.....	145
7.4.2 Einfluss der Umrichterhysterese im FCR-Betrieb .....	147
7.4.3 Vergleich von FCR zu Intraday-Trading .....	150
7.5 Fazit und Diskussion des Leistungsaufteilungsalgorithmus .....	151

<b>8 Schlussfolgerung &amp; Ausblick</b>	<b>155</b>
8.1 Lessons Learned.....	155
8.2 Ausblick.....	158
<b>Anhang</b>	<b>159</b>
A1 Primärregelleistung .....	159
A2 Messgenauigkeiten und Messfehler .....	161
A2.1 Netzanschlusspunkt.....	161
A2.2 Umrichtermessung.....	164
A3 Testverläufe der qOCV-Messungen .....	165
A4 Betrieb des Batteriespeichers M5BAT .....	168
A4.1 Darstellung der Batterieeinheiten und Energiewandler.....	168
A4.2 Betrieb der M5BAT Batterieeinheiten .....	169
A4.3 Umrichterumschaltvorgang / Moduswechsel .....	170
A5 Zusätzliche Ergebnisse der Effizienzanalysen.....	171
A5.1 Effizienz von Transformatoren .....	171
A5.2 Optimale Auslastung der Umrichter .....	173
A5.3 Einfluss der Messfehler auf die Wirkungsgrade des Gesamtsystems....	174
A5.4 Einfluss der Messfehler auf die Wirkungsgrade der Batterieeinheiten ...	176
A6 Ergebnisse des Intraday Trading Tests .....	178
A7 Zusätzliche Ergebnisse des Leistungsaufteilungsalgorithmus .....	181
A7.1 Energieverteilungen .....	181
A7.2 Effizienzen .....	183
A7.3 SOC-Verteilungen.....	187
A7.4 Leistungsverteilungen .....	189
A7.5 Zusätzliche Daten .....	193
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>195</b>
<b>Symbolverzeichnis</b>	<b>197</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>201</b>
<b>Eigene Publikationen und betreute Arbeiten</b>	<b>223</b>
Publikationen.....	223
(Ko-) Betreute studentische Arbeiten .....	227
<b>Lebenslauf</b>	<b>229</b>

# 1 Einleitung

Zur Erreichung einer CO<sub>2</sub>-neutralen Energiewirtschaft in Deutschland wird die Erzeugung elektrischer Energie umgebaut, was unter dem Begriff „Energiewende“ zu verstehen ist. Dabei sollen Kraftwerke, die fossile Energieträger nutzen, durch erneuerbare, nachhaltige Energiequellen wie Wind und Solar ersetzt werden [1, 2]. Für eine erfolgreiche Energiewende werden stationäre Speicher unterschiedlicher Technologien benötigt, um kurzzeitige energetische Ungleichgewichte auszugleichen oder längerfristige Erzeugungslücken, welche unter dem Begriff „Dunkelflaute“ zu verstehen sind, zu schließen [1]. In zeitlicher Klassifizierung der Speichertechnologien werden dafür Langzeitspeicher (Speicherdauer von > 24 h) und Kurzzeitspeicher (Speicherdauer von < 24 h) benötigt [3]. Batteriespeicher werden dabei aufgrund ihrer hohen Wirkungsgrade und Zyklenstabilität im Vergleich zu anderen Speichertechnologien als Kurzzeitspeicher für den intratäglichen Energieausgleich gesehen [3]. Um Batteriespeicher hinsichtlich Lebensdauer, Kosten und Systemsicherheit effizient einzusetzen, müssen diese im Feld getestet und analysiert werden, um mit den Erkenntnissen die nächste Generation von Batteriespeichern zu verbessern. Dies betrifft sowohl die einzelnen Batteriezellen und die Batterietechnologie der Batteriespeicher als auch die Steuerungs- und Monitoring-Software der Batteriespeicher. In dieser Arbeit werden stationäre Batteriegroßspeicher am Beispiel des Projekts M5BAT (Modularer Multi-Megawatt Multi-Technologie Mittelspannungs-Batteriespeicher der RWTH Aachen University) betrachtet. Dabei werden die Motivation und Problemstellung vor dem Hintergrund der Energiewende auf Batteriegroßspeicher bezogen und die Ziele der Arbeit werden daraus abgeleitet.

## 1.1 Motivation und Problemstellung

Im Rahmen der Energiewende werden durch die Stilllegung von konventionellen Kraftwerken sowohl planbar einsetzbare Energieerzeuger als auch deren rotierende Massen in Form von Synchrongeneratoren im Netz reduziert. Erneuerbare Energiequellen in Form von Wind- und Solarkraftwerken werden zumeist über netzfolgende Wechselrichter mit dem Stromnetz gekoppelt, wodurch kein Ersatz für die wegfallenden rotierenden Massen gegeben ist [4, 5]. Erst durch den Einsatz von netzbildenden Wechselrichtern bei erneuerbaren Energiequellen kann beispielsweise synthetische Trägheit erbracht werden und rotierende Massen können ersetzt werden [4, 5]. Des Weiteren ist die Energieerzeugung von Wind- und Solarkraftwerken abhängig von den Wetterbedingungen und orientiert sich nicht an der aktuell benötigten Energie. Batteriegroßspeicher (engl.:

Battery Energy Storage System, BESS) werden ebenfalls über leistungselektronische Energiewandler bzw. Umrichter mit dem Netz gekoppelt und können Netzdienstleistungen erbringen, am Energiemarkt teilnehmen oder weitere Anwendungen erfüllen [6, 7]. Weiterhin bieten BESS die Fähigkeit der kurzfristigen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch und können die Integration erneuerbarer Energieerzeugung unterstützen [8]. Durch netzbildende Umrichter können BESS oder erneuerbare Energieerzeuger zudem synthetische Trägheit erbringen und rotierende Massen ersetzen [4]. BESS gelten aufgrund der Flexibilität, die sie dem Netz sowohl in Form von Speicherkapazität als auch in Form von Anwendungsmöglichkeiten bieten, als Baustein der Energiewende [1, 8].

BESS werden bereits in Deutschland und anderen Ländern für unterschiedliche Anwendungen in das Stromnetz integriert und der Ausbau der BESS schreitet voran [9–11]. Dabei bieten BESS neben anderen Netzdienstleistungen hauptsächlich Primärregelleistung zur Stabilisierung des Stromnetzes an. Derzeit sind bereits 810 MW BESS-Leistung für die Primärregelleistung präqualifiziert [12]. Auch am Energiemarkt und bei der Integration von erneuerbaren Energien werden BESS eingesetzt [11, 13]. Daher ist bekannt, dass BESS diese Anwendungen erfüllen können und es wirtschaftlich sinnvoll ist BESS für die unterschiedlichen Anwendungen zu bauen. Hingegen gibt es nur wenige Informationen aus dem Feld zur Verfügbarkeit, zu Problemen und zur Effizienz von BESS. Des Weiteren sind die Grenzen von BESS in Bezug auf die Belastung und die Reaktionsgeschwindigkeiten nicht bekannt oder es muss auf die Herstellerangaben vertraut werden. Auch bei der Steuerungstechnik in Form des Energiemanagementsystems (engl.: Energy management system, EMS) sind nur wenig Informationen öffentlich verfügbar. Der Einfluss des EMS auf die Effizienz des BESS, die Batteriealterung und weitere Aspekte eines BESS sind zudem bislang nicht mit Daten aus dem Realbetrieb eines BESS quantifiziert. Diese Lücke an Informationen an Felddaten, Betriebserfahrungen und der Steuerungstechnik in Form des EMS stellt bei der Investition in BESS und dem Neubau bestimmter Batterietechnologien in BESS ein unbekanntes Risiko dar.

Für den Forschungsbatteriegroßspeicher M5BAT der RWTH Aachen University gibt es bereits Betriebsanalysen über einen Teilzeitraum des Betriebs mit Fokus auf den Primärregelleistungsbetrieb [14–16]. Es fehlen jedoch weiterführende Analysen der Probleme und Zuverlässigkeit von M5BAT sowie der aktuell nutzbaren Energie der einzelnen Batterieeinheiten. Auch bei Erweiterungen und Anpassungen des EMS sind die Verbesserungen und Auswirkungen im Realbetrieb bislang nicht quantifiziert. Dabei fehlen Untersuchungen der Änderung der Effizienz und Analysen der Batteriebelastungen. Da bei M5BAT eine kontinuierliche Aufzeichnung der Felddaten besteht, kann für M5BAT die genannte Lücke an Analysen und Optimierungen geschlossen werden. Zudem kann am Beispiel des BESS M5BAT die aufgezeigte öffentliche Informationslücke geschlossen werden.

## 1.2 Ziel der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist, die Lücke an Felddaten, Betriebserfahrungen und der Steuerungstechnik rund um BESS am Beispiel des BESS M5BAT zu schließen und zu bewerten, welche Erkenntnisse von M5BAT auf andere BESS im Feld übertragbar sind. Das Ziel gliedert sich in die folgenden vier Teilziele:

1. Sowohl der Anlagenzustand als auch Fehler sollen für die Betriebszeit von M5BAT ausgewertet werden. Dabei soll die Verfügbarkeit jeder Batterieeinheit des BESS unabhängig voneinander und im gesamten BESS betrachtet werden. Ausfallursachen und Entwicklungen der verbleibenden Speicherkapazität und des Ausnutzungsgrades von M5BAT sollen aufgezeigt werden und den Rahmen für Verbesserungsmöglichkeiten aufzeigen. Für Lithium-Ionen-Batterien soll die Bedeutung des Balancings und der Zustand des Balancings anhand der M5BAT Batterieeinheiten gezeigt werden.
2. Um die bestehenden und möglichen zukünftigen Anwendungsfelder von BESS zu evaluieren, werden Tests zur Reaktionsgeschwindigkeit von M5BAT präsentiert. Daraus sollen Erkenntnisse für die EMS-Integration und Limitationen des BESS M5BAT abgeleitet werden.
3. Die Effizienz der einzelnen Komponenten eines BESS wird untersucht, um daraus eine effizienzorientierte Steuerung zu entwerfen. Als Vergleichs- bzw. Zielwert soll ein Vollzyklus dienen. Anhand der in M5BAT eingesetzten Komponenten, aktuell gültigen Normen und des Vergleichstests können Effizienzbereiche von M5BAT auch auf andere BESS übertragen werden. Zudem sollen Kennwerte der Effizienz verschiedener Technologien bereitgestellt werden.
4. Zuletzt wird der für M5BAT entwickelte Leistungsaufteilungsalgorithmus als Teil des EMS von M5BAT vorgestellt und getestet. Ziel ist aufzuzeigen, welchen Einfluss der Leistungsaufteilungsalgorithmus bzw. das EMS auf den BESS-Betrieb und die möglichen Verbesserungen hat. Die Entwicklung des Leistungsaufteilungsalgorithmus soll zudem die Vorteile für hybride und modulare BESS beleuchten.

Die verschiedenen Ziele werden in Form von Thesen und Forschungsfragen zu Beginn jedes Kapitels formuliert und am Ende des Kapitels mit den dargestellten Ergebnissen bewertet. Abschließend sollen übertragbare Schlussfolgerungen aus M5BAT gezogen werden. Die Erkenntnisse aus M5BAT sollen anderen Speicherbetreibern helfen, bekannte Fehler und gefundene Lösungen selbst zu bewerten und umzusetzen. Hierbei stehen die Batteriealterung und der Balancingzustand sowie die Leistungsgrenzen der Anlage im Vordergrund, aber auch das Betriebskonzept von M5BAT stellt ein Beispiel der Betriebsweise von BESS dar. Außerdem soll bewertet werden, welche Probleme durch das EMS lösbar sind, und welche nur durch Hardwareanpassungen oder Verbesserungen der Hersteller gelöst werden können.

### 1.3 Aufbau der Arbeit

Auf die Einleitung der Arbeit (Kapitel 1) folgen in Kapitel 2 die theoretischen Grundlagen. Darin werden der Aufbau, Anwendungsfelder und die aktuelle Entwicklung von Batteriegroßspeichern dargelegt. Auf Lithium-Ionen-Batterien inklusive Definitionen, Zellchemien und deren Alterungsverhalten wird detailliert eingegangen. Blei-Säure-Batterien werden ebenfalls kurz beschrieben. In Kapitel 3 der Arbeit wird der Batteriegroßspeicher M5BAT mit Details zu Komponenten, der Messtechnik, der Steuerungstechnik, dem Datenlogging und dem Betrieb der vergangenen Jahre beschrieben. Alle vorangegangenen Entwicklungen und Forschungsergebnisse rund um den Batteriegroßspeicher M5BAT werden ebenfalls dargelegt.


Darauf folgt die Zustands- und Fehleranalyse am Beispiel von M5BAT in Kapitel 4. Beim energetischen Ausnutzungsgrad der Batterieeinheiten wird im Besonderen auf die Lithium-Ionen-Batterien eingegangen, da diese in neuen Batteriegroßspeichern eine breitere Anwendung finden. In Kapitel 5 wird eine Analyse der Reaktionsgeschwindigkeiten von Batteriespeichern und dem Einfluss der Umrichter gezeigt. Die Analyse der Effizienz von Batteriespeichern am Beispiel von M5BAT folgt in Kapitel 6. Darin enthalten sind zudem die Blindleistungskompensation und ein Benchmarktest, welcher als Zielwert für die maximal erreichbare Effizienz gesehen werden kann. Die Ergebnisse und Erkenntnisse der Kapitel 4, 5 und 6 werden für den Leistungsaufteilungsalgorithmus in Kapitel 7 verwendet. Dort wird erst der Leistungsaufteilungsalgorithmus vorgestellt, worauf folgend Tests zur Funktionalität und Effizienz des Algorithmus gezeigt werden. Abschließend folgen in Kapitel 8 die Schlussfolgerungen und der Ausblick auf mögliche folgende Forschungsthemen.

Abbildung 1.1 ist die grafische Darstellung des zuvor beschriebenen Aufbaus dieser Arbeit.

**Kapitel 1: Einleitung**  
 Motivation & Problemstellung  
 Ziel & Aufbau der Arbeit

**Abkürzungen:**  
 BESS: Batterie Großspeicher  
 BMS: Batteriemanagementsystem  
 EMS: Energiemanagementsystem  
 FCR: Primärregelleistung

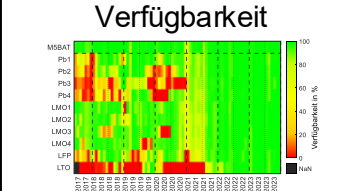
**Kapitel 2: Grundlagen**  
 BESS: Aufbau & Anwendungsfelder  
 Batterien: Definitionen & Alterung



**Kapitel 3: BESS M5BAT**  
 Aufbau, Komponenten  
 Messtechnik, Daten & Betrieb  
 Bisherige Arbeiten an M5BAT


**Kapitel 4:**  
 Zustands- und Fehleranalysen von BESS

**Verfügbarkeit**

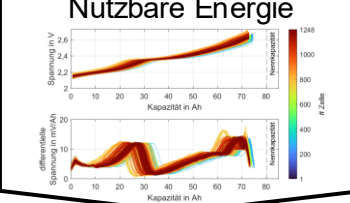


**Ausfallursachen**

- BMS
- Zellspannungen
- Zelltemperaturen
- Sonstiges



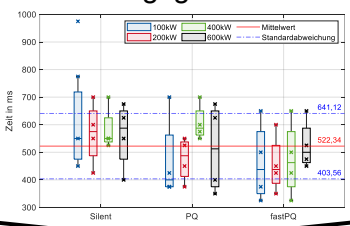
**Nutzbare Energie**



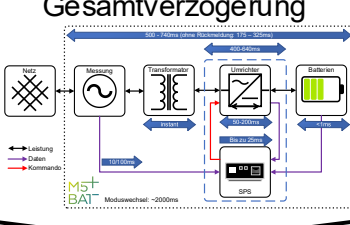
**Fazit**

**Kapitel 5:**  
 Reaktionsgeschwindigkeit von BESS

- Moduswechselzeit
- Reaktionszeit
- Leistungsgradient



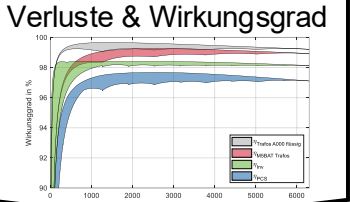
**Gesamtverzögerung**



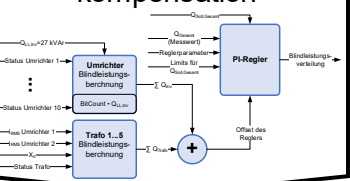
**Fazit & EMS Integration**

**Kapitel 6:**  
 Effizienz des Energiewandlungssystems

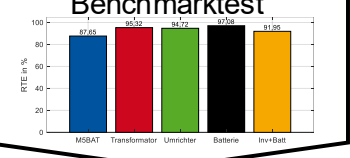
**Verluste & Wirkungsgrad**



**Blindleistungskompensation**



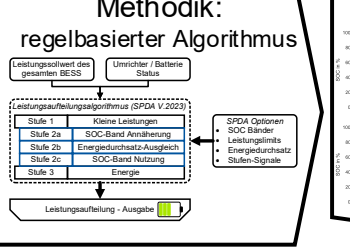
**Benchmarktest**



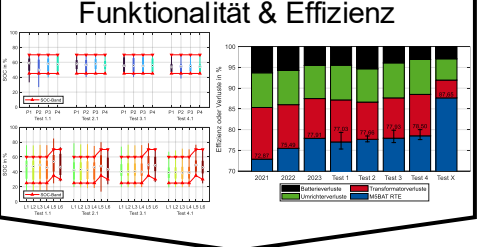
**Fazit**

**Kapitel 7: Leistungsaufteilungsalgorithmus des EMS**

**Methodik: regelbasierter Algorithmus**



**Funktionalität & Effizienz**



**Experimenteller Aufbau**

- BESS M5BAT
- 2 Testsets ( $\alpha$ ,  $\beta$ )
- 3 MW FCR
- 1 Woche Betrieb pro Test

**Fazit & Limitationen**

**Kapitel 8: Schlussfolgerungen und Ausblick**

Abbildung 1.1: Aufbau und Struktur dieser Arbeit.



## **2 Grundlagen und State of the Art**

In den Grundlagen werden der Aufbau von Batteriegroßspeichern sowie deren Anwendungen dargelegt. Zudem werden Definitionen für Batterien und Grundlagen von Batterien aufgezeigt. Des Weiteren wird der aktuelle Stand von Batteriegroßspeichern dargestellt und die möglichen Anwendungsfelder werden aufgezeigt. Die Grundlagen werden im Nachfolgenden verwendet, um den Aufbau und Betrieb des Batteriegroßspeichers M5BAT zu erläutern.

### **2.1 Aufbau von Batteriegroßspeichern**

Batteriegroßspeicher benötigen eine Vielzahl an Komponenten, um die Energie aus dem Stromnetz aufzunehmen und in den einzelnen Batteriezellen für eine spätere Nutzung zu speichern. Im Folgenden werden die Komponenten vom Netzanschlusspunkt bis zur Einzelzelle in typischen Strukturen aufgezeigt. Um große Leistungen im Megawatt-Bereich mit dem Netz auszutauschen, werden Batteriegroßspeicher am Mittelspannungs- oder Hochspannungsnetz angeschlossen. Das Energiemanagementsystem wird in Abschnitt 2.2 separat dargestellt.

#### **2.1.1 Systemtopologie**

Für Batteriegroßspeicher mit mehreren Batterieeinheiten sind Systemtopologien mit AC-Bus (Abbildung 2.1) oder DC-Bus (Abbildung 2.2) möglich. Für die Ausgestaltung der Systemtopologien gibt es jedoch unterschiedliche Variationen [6, 17]. In beiden Varianten gibt es einen Netzanschlusspunkt auf der Mittel- oder Hochspannungsebene, gefolgt von einer Schaltanlage mit geeigneten Mess- und Schutzeinrichtungen und einem oder mehreren für den Stromrichterbetrieb geeigneten Transformatoren in einer ein- oder mehrstufigen Anordnung. Die Auslegung der Schaltanlage und der Transformatoren hängt von der Größe des BESS ab. Im Falle eines AC-Busses ist typischerweise eine Stromschiene auf der Oberspannungsseite mehrerer Transformatoren installiert. Alle darunter folgenden Bauelemente sind somit über diese Stromschiene AC-seitig miteinander gekoppelt. Zur Wandlung von AC zu DC und umgekehrt werden Umrichter für jede Batterieeinheit eingesetzt [18, 19]. Schlussendlich folgt die Batterieeinheit, in welcher die Batteriezellen seriell und parallel verschaltet sind, um entsprechend hohe Leistungen bereitstellen zu können. Ein modularer Aufbau, bei dem jeder Batterieeinheit eine Umrichtereinheit und eine Transformatoreinheit zugeordnet ist, entspricht dem in der Praxis anzutreffenden Standard.

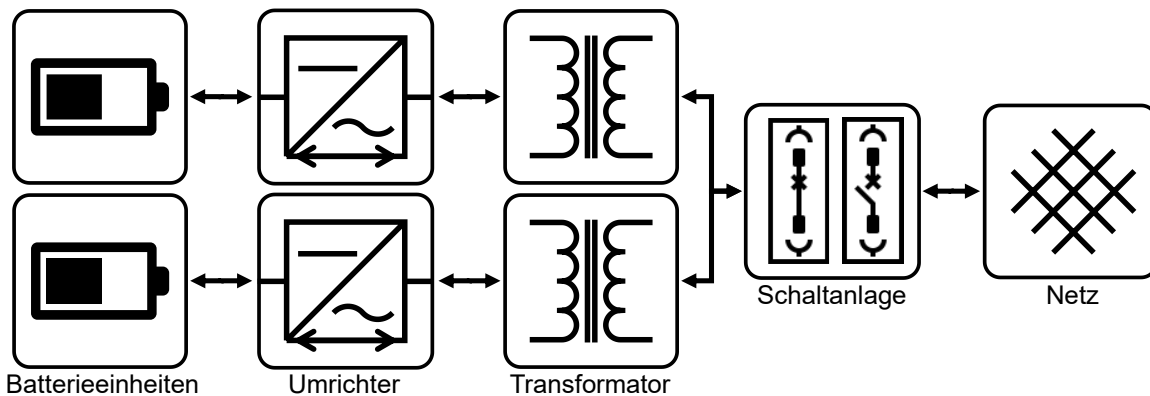


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung des Aufbaus eines Batteriegroßspeichers mit AC-Bus Topologie nach Vorbild des BESS M5BAT [15, 16, 20, 21].

In Batteriegroßspeichern mit DC-Bus gibt es hinter dem Transformator einen oder mehrere parallele Umrichter. Erst auf der DC-Seite des Umrichters befindet sich ein DC-Bus, durch welchen die Batterieeinheiten miteinander gekoppelt werden. Hinter dem DC-Bus wird allerdings pro Batterieeinheit ein DC/DC-Wandler benötigt, um das Spannungslevel jeder Batterieeinheit an den DC-Bus anzupassen [6].

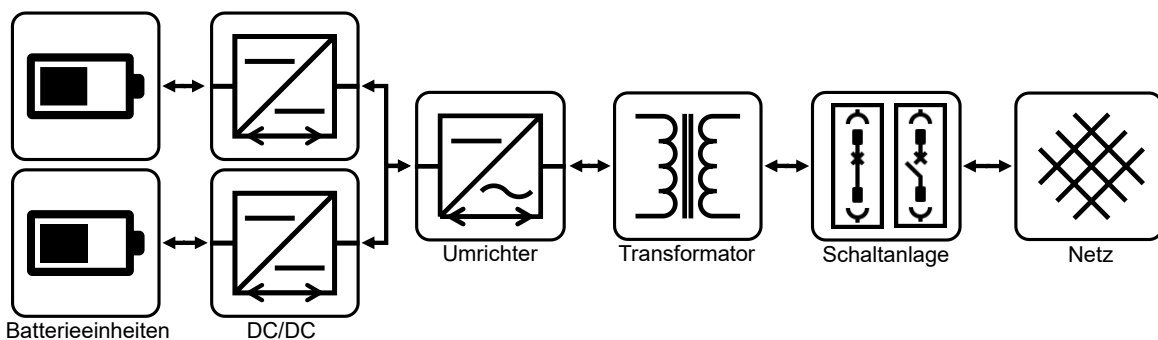


Abbildung 2.2: Schematische Darstellung des Aufbaus eines Batteriegroßspeichers mit DC-Bus Topologie.

Vorteilhaft an der AC-Bus Variante ist, dass keine separaten DC/DC-Wandler benötigt werden. Nachteilig ist, dass die Umrichter je nach Anwendung im Teillastbetrieb deutlich von den Nennwerten der Effizienz abweichen. Zudem fallen bei Ausgleichladungen zwischen Batterieeinheiten die Transformator- und Umrichterverluste, bei der Verwendung des Aufbaus wie in Abbildung 2.1 gezeigt, doppelt an. Bei der DC-Bus Variante können die Umrichter besser auf den Nennarbeitspunkt ausgelastet werden und Kombinationen von Umrichtern unterschiedlicher Leistungsklassen sind möglich, allerdings sind zusätzlich DC/DC-Wandler pro Batterieeinheit nötig.

### 2.1.2 Leistungselektronische Energiewandler

Für die Kopplung der Batterieeinheiten mit der Niederspannungsseite der Transformatoren werden DC/AC Wandler bzw. Umrichter benötigt. Die Umrichter können auf DC-Seite die durch den Batterieladezustand variierende Spannung auf eine AC-Spannung wandeln.

DC/DC Wandler werden notwendig, sobald es einen DC-Bus im Konzept des BESS gibt. DC/DC Wandler werden dabei verwendet, um das Spannungsniveau des DC-Busses konstant zu halten. Da die Batterieeinheit somit unabhängig von der DC/AC Wandlung bleibt, ist ein Balancing und alle Sicherheitsfunktionen der Batterie innerhalb des BMS zu realisieren.

Neben klassischen DC/AC Wandlern bzw. Zentralumrichtern kann auch das Konzept des Modulare Multilevel Konverters (engl.: Modular multilevel converter, MMC) gewählt werden [19, 22–25]. MMC erzeugen eine stufenweise Sinuskurve, welche bei einer niedrigeren Schaltfrequenz erreicht wird [23, 24]. Über die Ansteuerung der verschiedenen Module kann ein modulweises Balancing der Batterieeinheit mit umgesetzt werden [19, 22, 23]. Des Weiteren können unterschiedlich gealterte Module (Second-Life) oder Module unterschiedlicher Zellchemien miteinander kombiniert werden [22, 23]. Durch einen MMC werden die Batterien allerdings direkt mit dem AC-Netz verbunden. Eine Verbreitung des MMC-Ansatzes für Batteriegroßspeicher ist bisher nicht bekannt.

In Abbildung 2.3 a) ist in Blau schematisch das Schaltmuster eines Umrichters gezeigt und in Schwarz die daraus resultierende Sinuswelle. Das schematische Schaltmuster eines MMC in Abbildung 2.3 b) zeigt das stufige Signal in Blau und die resultierende Sinuswelle in Schwarz. In Grün sind hier die Ein- und Ausschaltzeitpunkte der Batterien bzw. Batteriemodule angezeigt.

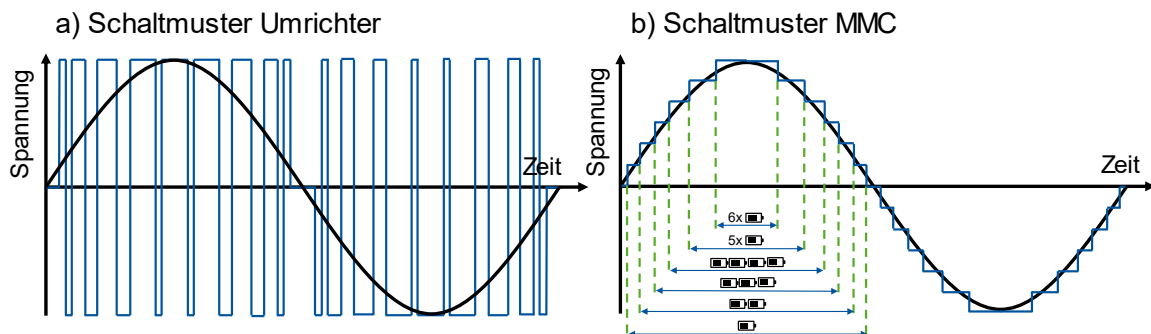


Abbildung 2.3: Schematische Darstellung von Schaltmustern von Umrichtern und MMCs [23, 24].

Der Umwandlungsschritt durch die leistungselektronischen Energiewandler ist mit Verlusten behaftet und die Effizienz der genannten Energiewandler ist von der Auslastung und weiteren Parametern abhängig [23, 24, 26]. Die Effizienzkurve eines Umrichters des BESS M5BAT ist in Abbildung 2.4 gezeigt. Die höchsten Effizienzen werden dabei im mittleren Leistungsbereich erreicht, während die Effizienz im Teillastbetrieb gegenüber größeren Leistungen stark abfällt. MMC können im niedrigen Teillastbereich hingegen höhere Effizienzen als „klassische“ Umrichter erreichen [24].

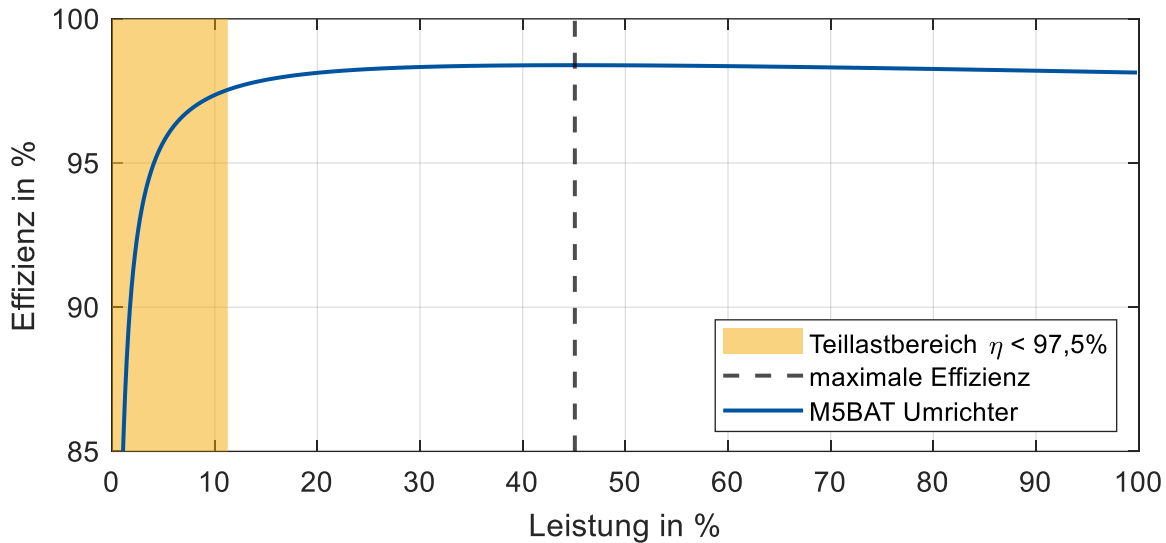


Abbildung 2.4: Umrichtereffizienzkurve der in M5BAT eingesetzten Umrichter mit Markierung des Teillastbereichs mit Effizienzen  $\eta < 97,5\%$ . Modellierung der Effizienzkurve aus [27] durchgeführt in [28].

Je nach Auslegung und Konzept des BESS kann durch die Ansteuerung der Energiewandler ein effizienzoptimaler Auslastungsbereich gefunden werden.

### 2.1.3 Batterieeinheit<sup>1</sup>

Der Kern eines BESS sind die Batterieeinheiten, welche nachfolgend dargestellt werden. Eine Batterieeinheit nach Abbildung 2.5 besteht aus mehreren Racks, welche wiederum aus einzelnen Modulen zusammengesetzt werden, worin die Batteriezellen zu finden sind. Die Racks werden typischerweise parallelgeschaltet, um die Kapazität und Energie der Batterieeinheit zu erhöhen (siehe Abbildung 2.5). Die Module und Einzelzellen innerhalb der Module werden hingegen typischerweise in Serie geschaltet, um eine höhere Gesamtspannung zu erreichen. Die Gesamtspannung der Batterieeinheit bzw. der Racks liegt üblicherweise unterhalb von 1500 V DC, sodass es sich bei den Batterieeinheiten um Niederspannungssysteme nach DIN VDE 0105-100 handelt. Bei „kleinen“ Batteriezellen mit geringer Kapazität kann es neben der Serienschaltung innerhalb des Moduls zusätzliche Parallelverschaltungen geben, sodass die Modulspannung im Bereich der Kleinspannung nach DIN VDE 0105-100 liegt. Innerhalb des Moduls findet sich zudem eine Zellüberwachungseinheit (engl.: Cell supervision circuit, CSC | Cell monitoring unit, CMU), oft als Modul-BMS bezeichnet, welche die Zellspannungen und Zelltemperaturen misst sowie das Zellbalancing ausführen kann [29–31]. Die Messdaten des CSC werden über eine Kommunikationsschnittstelle zum Rack-BMS geschickt und dort werden Kenngrößen wie der Ladezustand (engl.: State of Charge, SOC) oder der Gesundheitszustand (engl.: State of Health, SOH) berechnet. Final werden alle Daten und Systemgrößen von den Rack-

<sup>1</sup> Die Beschreibung der Batterieeinheit basiert auf der in M5BAT vorzufindenden Topologie und ist so auch in anderen BESS wiederzufinden. Es ist zudem möglich, dass Systeme von der beschriebenen Topologie abweichen.

BMSen zum System-BMS übermittleit und stehen dort zum Datenlogging, der Systemführung oder für sonstige Schnittstellen bereit.

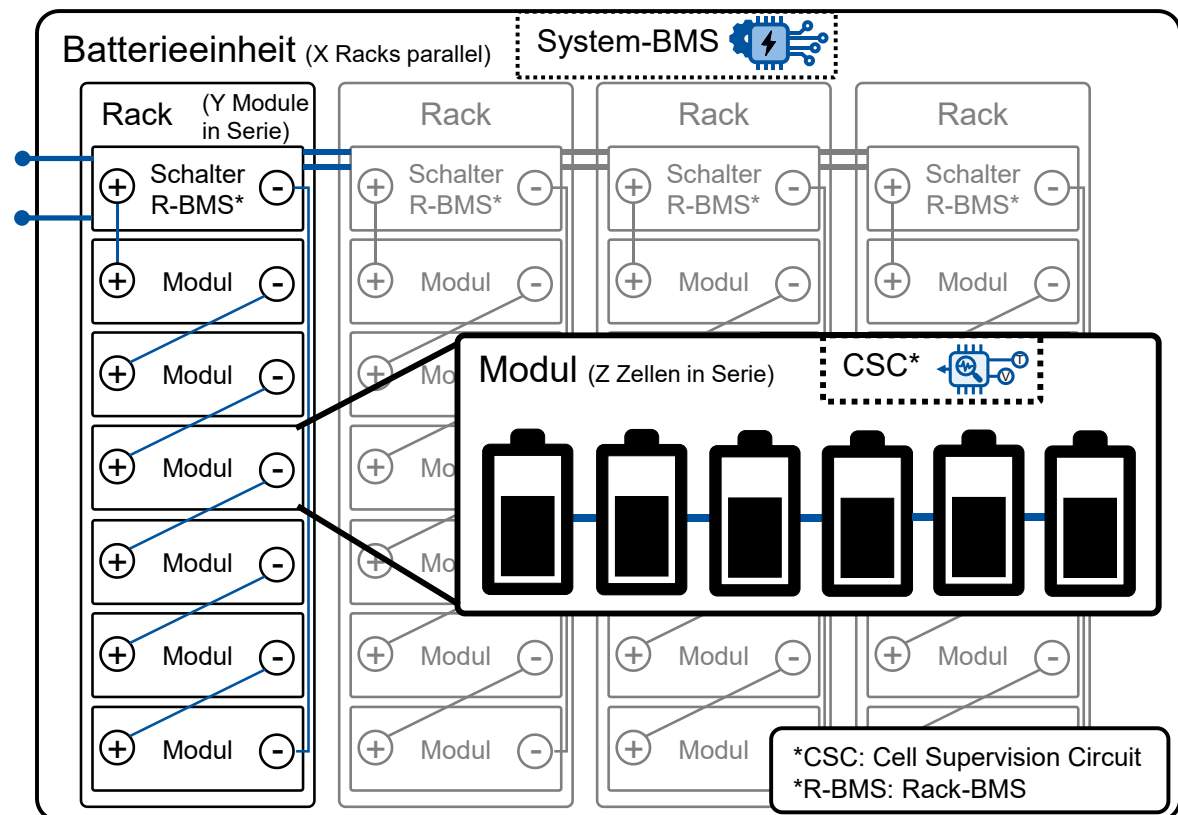


Abbildung 2.5: Schematische Darstellung des Aufbaus einer Batterieeinheit eines Batteriegrößenpeichers mit Lithium-Ionen-Batterien (nach Vorbild des BESS M5BAT [29, 30]).

### 2.1.4 Peripherie

Zu jedem Batteriegrößenpeicher gehören weitere Peripheriesysteme dazu. Typischerweise sind dies eine Brandmeldeanlage und eine Feuerlöschanlage, sodass mögliche Zwischenfälle schnell detektiert werden und angemessen reagiert werden kann [7]. Zur Einhaltung aller Systemparameter werden zudem eine Klima- und Lüftungsanlage eingesetzt [7]. Weitere Peripheriesysteme, wie ein Datenlogging, ein externes Monitoringsystem oder Steuerungsanbindungen sind ebenfalls möglich und entsprechend der Anforderungen und der jeweiligen Anwendung umzusetzen [7].

## 2.2 Energiemanagementsystem

Innerhalb eines BESS gibt es zudem ein Energiemanagementsystem, welches eine Vielzahl an Aufgaben erfüllt. Eine grafische Übersicht eines EMS am Beispiel des BESS M5BAT ist in Abbildung 2.6 gezeigt. Die Funktionen des EMS werden in Abschnitt 2.2.1 genauer dargestellt. Je nach Größe des BESS und geforderten Anwendungen kann das EMS umfangreicher ausgeführt sein oder kompakter mit dem Verzicht auf einige Funktionen, die nicht benötigt werden.

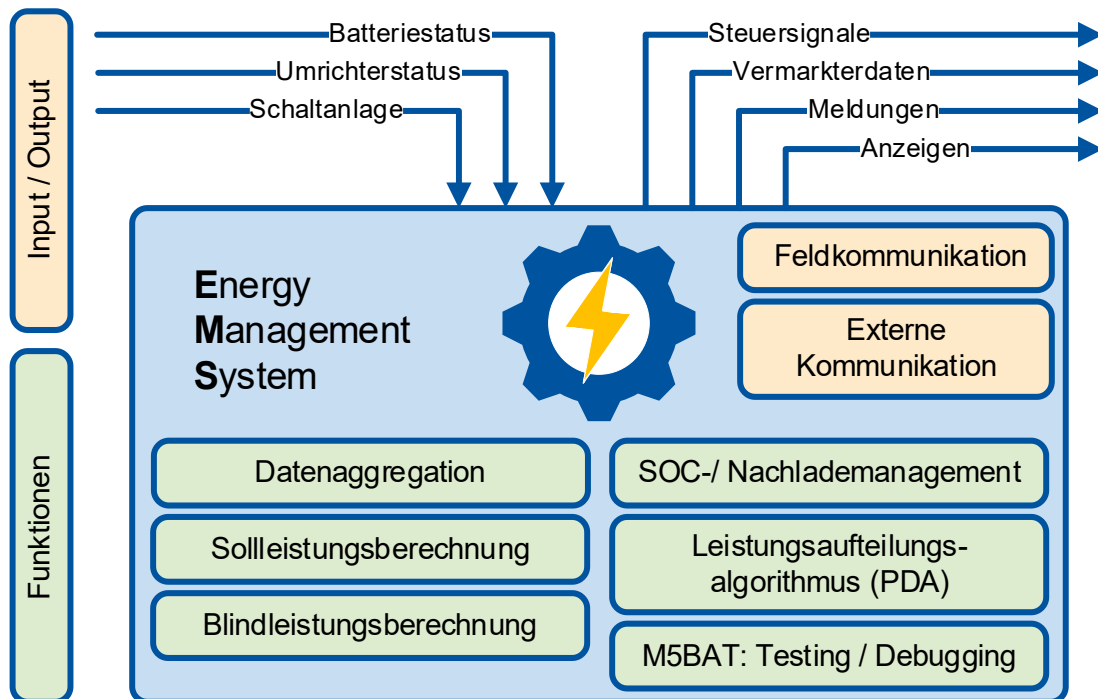


Abbildung 2.6: Funktionen eines Energiemanagementsystems eines BESS am Beispiel von M5BAT.

### 2.2.1 Steuerung & Kommunikation

Das EMS übernimmt die beiden zentralen Aufgaben der Kommunikation und der Anlagensteuerung. Unter Kommunikation fallen die Feldbuskommunikation mit den verschiedenen BMS-Systemen, den Umrichtern und Messeinrichtungen sowie die externe Kommunikation mit einem Vermarkter und den Anzeigen und Meldungen für die Überwachung des Systems (vgl. Abbildung 2.6). Während innerhalb der Batterieeinheit zwischen CSC und BMS typischerweise auf kabelgebundene Kommunikation mittels des CAN-Bus Protokolls gesetzt wird, läuft die Kommunikation mit dem EMS über industrieübliche Protokolle wie z. B. das Modbus TCP/IP Protokoll [29–31]. Für die externe Kommunikation werden Fernwirkprotokolle und Mobilfunkverbindungen genutzt [32].

Das EMS hat neben den Kommunikationsaufgaben und den Einsatzgebieten weitere Funktionen. Bei einem modularen BESS mit unterschiedlichen Batterieeinheiten werden die Daten aggregiert und es werden für die unterschiedlichen Anwendungen die Sollwirk- und Sollblindleistung berechnet oder Fernwirksignale werden als Stellsignale übernommen. Für z. B. Systemdienstleistungen ist ein SOC- bzw. Nachlademanagement und ein Leistungsaufteilungsalgorithmus, um die entsprechenden Batterieeinheiten effektiv und sinnvoll einzusetzen, implementiert. Verschiedene Ansätze des Leistungsaufteilungsalgorithmus werden in Abschnitt 2.2.2 im Detail dargelegt. Im Fall des Batteriespeichers M5BAT sind weitere Funktionen für Batterietests und Debuggingfunktionen für die Weiterentwicklung des EMS implementiert.

### 2.2.2 Leistungsaufteilungsalgorithmus

Der Leistungsaufteilungsalgorithmus ist ein wesentlicher Bestandteil des EMS und wird für jedes BESS mit mehreren anzusteuernenden unabhängigen Batterieeinheiten notwendig [21, 33, 34]. In Abbildung 2.7 sind die Funktionen des Leistungsaufteilungsalgorithmus im Kontext des EMS schematisch dargestellt. Das EMS übernimmt dabei eine Vielzahl an individuellen Funktionen wie auch die Verarbeitung der Messwerte und der Sollwertvorgabe je nach auszuführender Anwendung. Die Sollwertdaten werden an den Leistungsaufteilungsalgorithmus weitergereicht, welcher Einstellungswerte an die einzelnen Batterie-Umrichter-Einheiten sendet und Sollwerte für jede Einheit bestimmt. Die Sollwerte sind bereits das Ergebnis der Leistungsaufteilung und werden automatisch in jedem Berechnungszyklus des EMS aktualisiert, während die Einstellwerte längerfristige Vorgaben sind, welche auch durch den Nutzer vorgegeben werden können.

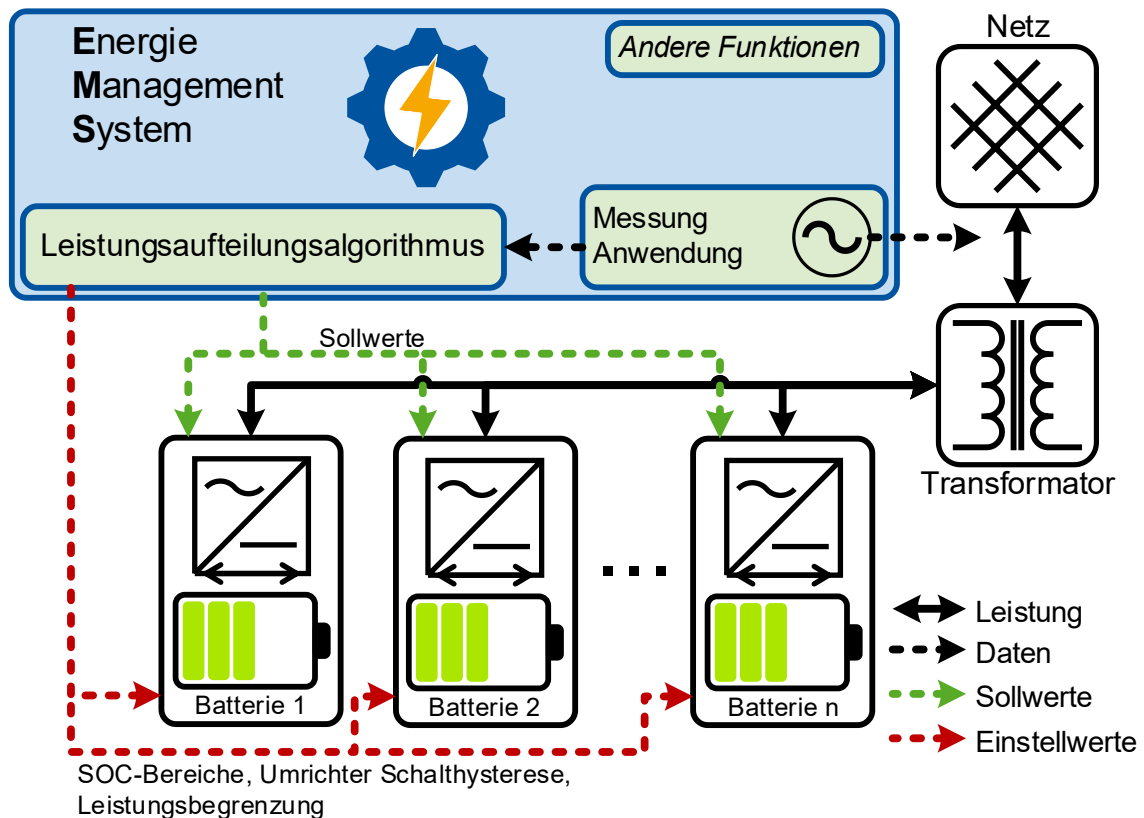


Abbildung 2.7: Schematischer Zusammenhang zwischen Energiemanagementsystem und Leistungsaufteilungsalgorithmus und schematische Darstellung von Funktionen der Leistungsaufteilung.

Bei modularen BESS mit verschiedenen Batterieeinheiten und mehreren Umrichtern, ist zudem eine Umrichtersteuerung notwendig, welche Teil der Leistungsaufteilung sein kann. Die Effizienzkurve eines Umrichters in Abbildung 2.4 zeigt, dass die Effizienz im Teillastbetrieb stark abfällt gegenüber größeren Leistungen. Es müssen Lösungen für eine effiziente Umrichtersteuerung gefunden werden, sodass ein Parallelbetrieb bei mehreren Umrichtern nicht dazu führt, dass die Umrichter zu häufig im Teillastbetrieb genutzt werden. In optimierenden Energiemanagementsystemen oder Leistungsaufteilungsalgorithmen

sollte dies z. B. durch eine Optimierungsfunktion mit dem Ziel der Effizienzoptimierung gelöst werden. Für nicht-optimierende oder regelbasierte Systeme können Einschaltsschwellen oder Umrichter-Schaltregeln genutzt werden.

Für M5BAT werden Umrichter-Einschaltregeln und Schalthysteresen verwendet, welche in Abschnitt 6.3.3 zur effizienzorientierten Umrichtersteuerung beschrieben und diskutiert werden.

### 2.2.2.1 Symmetrische Leistungsaufteilung

Ein symmetrischer Leistungsaufteilungsalgorithmus verteilt die angeforderte Leistung symmetrisch auf alle verfügbaren Einheiten. Es findet somit eine gleichmäßige Belastung aller Einheiten statt und die Energie wird gleichmäßig entladen oder geladen. Formel (1) stellt die symmetrische Leistungsaufteilung mathematisch dar, wobei  $P_{Soll,Gesamt}$  für die gesamte zu verteilende Sollleistung steht,  $n_{Batterie}$  die Anzahl der Batterieeinheiten darstellt und  $P_{Soll,Batterie}$  die zugeteilte Leistung zur jeweiligen Batterieeinheit darstellt.

$$P_{Soll,Batterie} = P_{Soll,Gesamt} \cdot \frac{1}{n_{Batterie}} \quad (1)$$

Für technisch vergleichbare Einheiten würde die symmetrische Leistungsaufteilung eine gleichmäßige Ladezustandsverteilung bedeuten. Eine symmetrische Leistungsaufteilung ist somit programmtechnisch einfach zu realisieren und leicht zu berechnen. Mit Blick auf die Umrichtereffizienz werden durch die symmetrische Leistungsaufteilung im Teillastbetrieb häufig Zustände mit niedrigen Effizienzen auftreten [21]. Wie in Abbildung 6.10 gezeigt ist, muss zur Effizienzsteigerung von der symmetrischen Leistungsaufteilung auf die Umrichter, Abstand genommen werden. Für Batteriespeicher mit unterschiedlichen Technologien und technologiespezifischen Eigenschaften oder unterschiedlichen energetischen Batteriegrößen, ist eine rein symmetrische Leistungsaufteilung nicht mehr geeignet. Die Weiterentwicklung der symmetrischen Leistungsaufteilung ist dann eine gewichtete Verteilung nach z. B. der Batteriekapazität oder der Energie der Batterieeinheit. Eine energetische Gewichtung ist in Formel (2) gezeigt.  $E_{Rest,Batterie}$  steht hier für die verbleibende Lade- oder Entladeenergie je Batterieeinheit.

$$P_{Soll,Batterie} = P_{Soll,Gesamt} \cdot \frac{E_{Rest,Batterie}}{\sum_{Batterie=1}^{n_{Batterie}} E_{Rest,Batterie}} \quad (2)$$

### 2.2.2.2 Regelbasierte Leistungsaufteilung

Eine regelbasierte Leistungsaufteilung kann die Eigenschaften unterschiedlicher Batterieeinheiten bzw. Batterietechnologien berücksichtigen und somit effizienter ein BESS steuern [33–35]. Da die implementierten Regeln eindeutig sind, gibt es für jeden Betriebszustand eine konkrete Lösung, ohne vorher alle möglichen Zustände vorberechnet zu haben. Bezogen auf Batteriespeicher können die Regeln z. B. auf Leistungs- oder Energieprognosen, den SOC oder die angeforderte Leistung wirken. Zudem sollte der Umrichterbetrieb so gestaltet werden, dass der Teillastbetrieb minimiert wird und für die

einzelnen Batterien bzw. Umrichter konstante Lastphasen eingestellt werden, um dadurch die Umschaltvorgänge zu reduzieren. Wang *et al.* [36] haben gezeigt, wie eine regelbasierte Leistungsaufteilung zwischen Brennstoffzelle, Batterie und Superkondensator eines hybriden Systems aussehen kann. Für einen hybriden Batteriespeicher in Kombination mit einer Photovoltaikanlage wurde in [34] ein hierarchisches EMS gezeigt. Das EMS zur direkten Ansteuerung der Batterieeinheiten war dabei regelbasiert aufgebaut, um die Hochenergie- und Hochleistungsbatterieeinheiten vorteilhaft einzusetzen [34]. Bei Hybridfahrzeugen kann ebenfalls eine regelbasierte Leistungsaufteilung zum Einsatz kommen [37].

Im Rahmen dieser Arbeit wird in Kapitel 7 ein stufenweiser regelbasierter Leistungsaufteilungsalgorithmus vorgestellt und die Ergebnisse der Erprobung am BESS M5BAT werden diskutiert. Dabei werden unterschiedliche Regeln je Stufe des Algorithmus eingeführt, sodass die Leistungsverteilung anhand verschiedener Zielgrößen erfolgt und eingestellt werden kann. Somit können verschiedene Ziele wie z. B. die Minimierung der Batteriealterung und die Steuerung des Energiedurchsatzes in Einklang gebracht werden.

### 2.2.2.3 Weitere Leistungsaufteilungsalgorithmen

Leistungsaufteilungsalgorithmen können durch Optimierungsmodelle ergänzt oder ersetzt werden und durch Fuzzy-Logik erweitert werden. Bei Optimierungsansätzen ist die Wahl des Optimierungsziels für das entstehende Verhalten und die Resultate von besonderer Relevanz. Verschiedene in der Literatur bereits gezeigte Ansätze sollen im Folgenden kurz dargestellt werden. Schimpe *et al.* [38] haben für ein BESS ein Modell entwickelt, um die Leistungsaufteilung mit dem Ziel der Minimierung der Verluste der Leistungselektronik zu erreichen. In Simulationen konnte gezeigt werden, dass die Teillastphasen und lastfreien Phasen entsprechend minimiert wurden [38]. Der optimierte Leistungsaufteilungsalgorithmus wurde in einem BESS implementiert und Messergebnisse aus einem Feldtest ergaben eine Verbesserung der Effizienz um 9 Prozentpunkte [38]. Zur Berücksichtigung der zyklischen Batteriealterung und variablen Energiewandlungsverlusten wurde für den Intraday Handel in [39] eine lineare Optimierung durchgeführt. Alterungsparameter wie die Batterietemperatur oder der Ladezustand sind hingegen nicht berücksichtigt worden, dennoch konnte die Bedeutung der Modellierung der Batteriealterung und Effizienz herausgestellt werden [39]. Die Entwicklung hin zur modellprädiktiven Regelung wurde in einer Simulationsstudie in [40] gezeigt. Hierbei wurden alterungsvermeidende Betriebsstrategien für den Intraday Handel unter Berücksichtigung der kalendarischen und zyklischen Alterung gesucht und mit einem digitalen Zwilling simuliert [40]. In [39] und [40] wurde dabei der BESS als eine Einheit angesehen, sodass eine Leistungsverteilung auf mehrere Batterieeinheiten nicht daraus hervorgeht und nicht näher beschrieben wird. Für die Leistungsaufteilung im Frequenzhaltungsbetrieb haben Cho und Yun [41] Simulationen und Feldtests durchgeführt. Dabei wurden Lookup-Tabellen und ein genetischer Algorithmus genutzt, welcher die Batterieeinheiten nach kumulativem Energiedurchsatz aktiviert [41]. Die Effizienz konnte dabei gegenüber einer symmetrischen

Leistungsverteilung gesteigert werden, die Batteriealterung wurde allerdings nicht berücksichtigt [41]. In [42] wurde ein hierarchischer Kontrollalgorithmus mit einem stückweisen Linearisierungsansatz zu einem Kombinationsalgorithmus zusammengefügt, wodurch die Effizienz mehrerer BESS verbessert werden konnte. Des Weiteren wurden verschiedene Optimierungsansätze verfolgt und Simulationen damit durchgeführt. Choi *et al.* [42] haben Leistungsaufteilungsalgorithmen mit unterschiedlichen Zielen wie der Energieeffizienz oder der Systemverfügbarkeit entwickelt. Es wurde vorgeschlagen, eine Kombination beider Algorithmen zu nutzen und vor dem Produktiveinsatz im BESS einen Test des PDAs durchzuführen [42]. Die Analyse von Leistungsaufteilungsalgorithmen von Mühlbauer *et al.* [43] wurden für heterogene BESS in Simulationen dargestellt und im Labor validiert [43, 44]. Als Bewertungskriterien wurden dabei die Performance in Form der Erfüllung der Leistungsanforderungen und die Effizienz des Gesamtsystems herangezogen. Die Leistungsverteilungsalgorithmen mit Verteilungsfunktionen basierend auf dem Batterieladezustand, der prognostizierten Leistung und der prognostizierten Energie schnitten dabei am besten ab [43, 44]. Zur Auswahl des anwendungsspezifisch „am besten geeigneten“ Leistungsaufteilungsalgorithmus wurde ein Workflow vorgeschlagen, welcher mit der Simulation und Parametervariation der Algorithmen beginnt, gefolgt von der Evaluation und mit der Auswahl des Algorithmus abschließt [44]. Weitere Optimierungen haben Mühlbauer *et al.* [45] in ihrer Studie nur simulativ gezeigt. Dabei wurden mit Blick auf die Performance, die Lebensdauer und die Effizienz optimiert und pareto-optimale Ergebnisse wurden identifiziert. Darüber hinaus wurden Optimierungen und Analysen von Mühlbauer [46] vorgestellt. Für Hybridspeicher inklusive Photovoltaik-Anlage (PV), bestehend aus Batterie- und Wasserstoffspeicher in Inselnetzanwendungen, wurden in [47] Fuzzy-Logik Ansätze für das Energiemanagement bzw. die Leistungsaufteilung simulativ untersucht. Die Optimierung der Parameter der Fuzzy-Logik stellte dabei eine Verbesserung gegenüber der Parameterwahl durch Experten dar [47]. Dennoch ist die Parameterwahl eine Abwägung zwischen Robustheit der Steuerung und den Optimierungsgrößen, welche als Systemeffizienz und Alterungsfaktoren der Komponenten gewählt wurden [47].

### 2.3 Anwendungsfelder von BESS

Als Front-of-the-meter (FTM) werden alle Dienstleistungen oder Anwendungen klassifiziert, welche einen Strom- bzw. Leistungsfluss im öffentlichen Stromnetz zur Folge haben und somit über den Stromzähler des jeweiligen Netzanschlusspunkts gemessen werden können. FTM-Anwendungen werden im Folgenden in Systemdienstleistungen und Energiehandel gruppiert. Die Systemdienstleistungen lassen sich zudem in frequenz- und nicht-frequenzgebundene Dienstleistungen gruppieren. Danach werden Behind-the-meter (BTM) Anwendungen von BESS kurz beschrieben.

In Abbildung 2.8 sind die Dienstleistungen, für welche BESS geeignet sind, gruppiert.

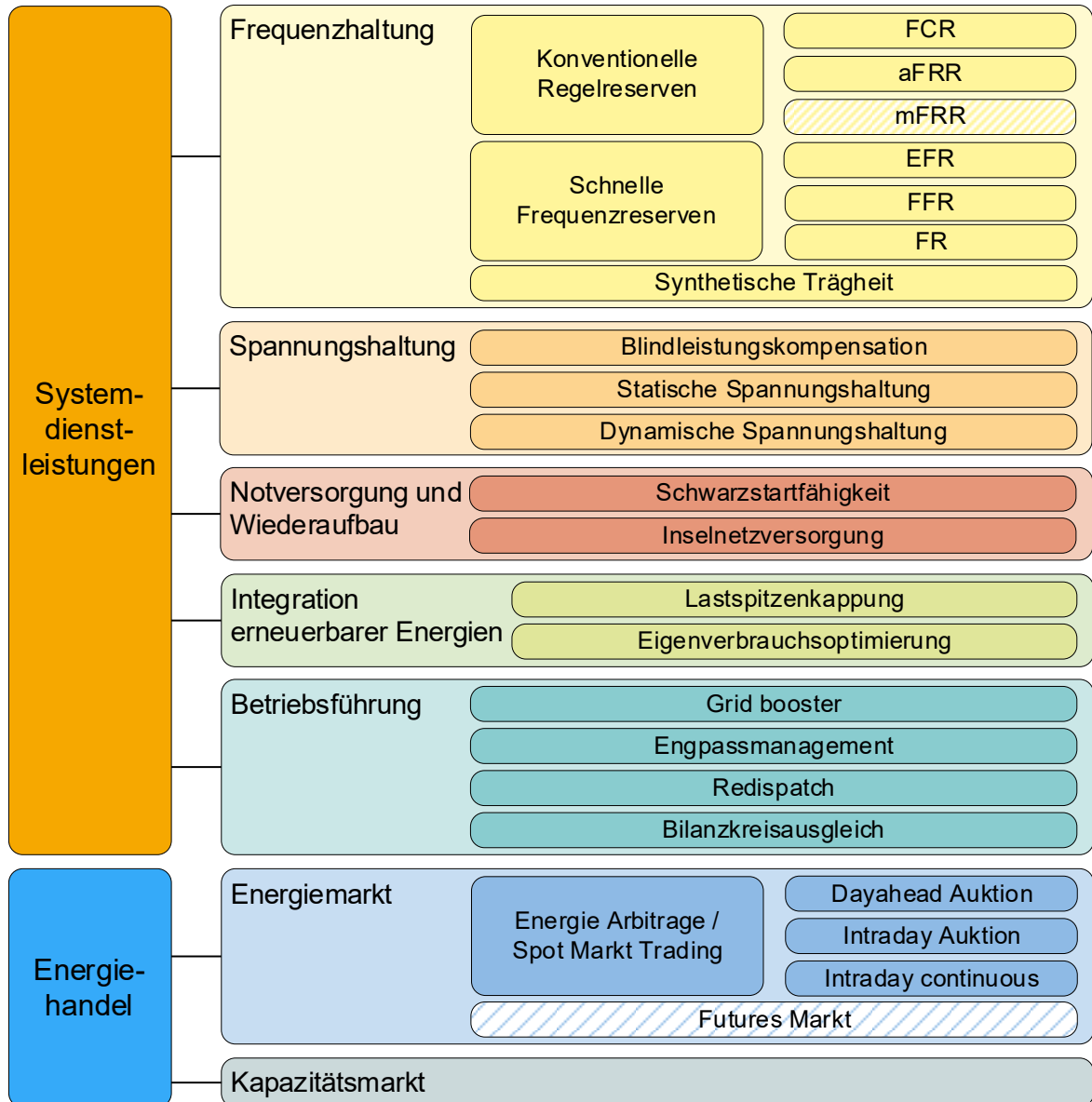


Abbildung 2.8: Dienstleistungen, die BESS bereitstellen können. Eigenes Design nach [48].

Die Frequenzhaltung und die dazugehörigen frequenzgebundenen Netzdienstleistungen sind zusätzlich in konventionelle Regelreserven, schnellere Reserven und synthetische Trägheit gruppiert. In Abschnitt 2.3.1 werden die konventionellen Regelreserven und die synthetische Trägheit im Detail beschrieben. Die schnellen Regelreserven sind bislang nicht im deutschen Markt integriert und werden daher nicht weiter ausgeführt. Beispielsweise ist die „enhanced frequency response“ (EFR) [49] im britischen Markt implementiert, die “fast frequency response” (FFR) [50] in Skandinavien und die “fast reserve” (FR) [51] ist im italienischen Markt geplant. Die Dienstleistungen der Spannungshaltung sowie der Notversorgung und des Wiederaufbaus werden in Abschnitt 2.3.2 diskutiert. Die Integration erneuerbarer Energien mit Hinblick auf Lastspitzenkappung und Eigenverbrauchsoptimierung findet sich im privaten und industriellen Umfeld bereits im BTM-Bereich. Die Betriebsführungsmaßnahmen sind Aufgaben der Netzbetreiber und können durch Batterien erfüllt werden, welche die Netzbetreiber selbst betreiben. Der

Bilanzkreisausgleich stellt dabei eine Ausnahme dar, denn dies ist die Aufgabe der jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen. Batteriespeicher können von den Bilanzkreisverantwortlichen eingesetzt werden, um Differenzen zwischen Fahrplänen und realem Verbrauch oder realer Erzeugung auszugleichen und so die Ausgleichsenergie zu reduzieren. Die Möglichkeiten des Energiehandels werden in Abschnitt 2.3.3 dargelegt. Eine kombinierte Erfüllung mehrerer der genannten Anwendungen ist für BESS prinzipiell möglich und wird als Multi-Use-Betrieb bezeichnet [52, 53]. Welche Kombination an Anwendungen technisch sinnvoll ist und regulatorisch erlaubt ist, wird nicht diskutiert.

### 2.3.1 Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung

Zur Frequenzhaltung werden in Deutschland bzw. im ENTSO-E Verbundsystem verschiedene Arten von Reserven eingesetzt, um die Netzfrequenz im gewünschten Bereich um die Sollfrequenz herum zu halten bzw. um die Netzfrequenz wieder zurück in den gewünschten Bereich zu bringen [54, 55]. Die Reservearten zeichnen sich durch die geforderte Reaktionszeit aus und werden nacheinander gestaffelt aktiviert. In Abbildung 2.9 ist die zeitliche Staffelung der Reserven und die jeweilige Aktivierungsrampe dargestellt. Die Momentanreserve reagiert unverzüglich durch die Trägheit der rotierenden Synchronmaschinen oder synthetisch erbrachten Trägheitsmomenten im System. Im ENTSO-E Gebiet folgt danach die Primärregelleistung, welche innerhalb von 30 s die volle Leistung bereitstellen muss. In einigen anderen Märkten gibt es weitere Reservearten, die zeitlich zwischen Primärregelleistung und Momentanreserve einzuordnen sind. Beispiele hierfür sind „enhanced frequency response“ (EFR) in Großbritannien oder „fast frequency response“ (FFR) in Irland, Australien oder Skandinavien [49, 50, 56, 57]. Nach der Primärregelleistung folgen die Sekundärregelleistung und die Minutenreserve. Zuletzt kommen Reserven der jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) zum Einsatz. Während die Momentanreserve und Primärregelleistung sowie die schnellen Reserven wie EFR oder FFR im gesamten Synchrongebiet erbracht werden, werden die langsameren Reserven wie Sekundärregelleistung, Minutenreserve und die Reserve der Bilanzkreisverantwortlichen in der jeweiligen betroffenen Leistungs-Frequenz-Regelzone (LFR) erbracht.

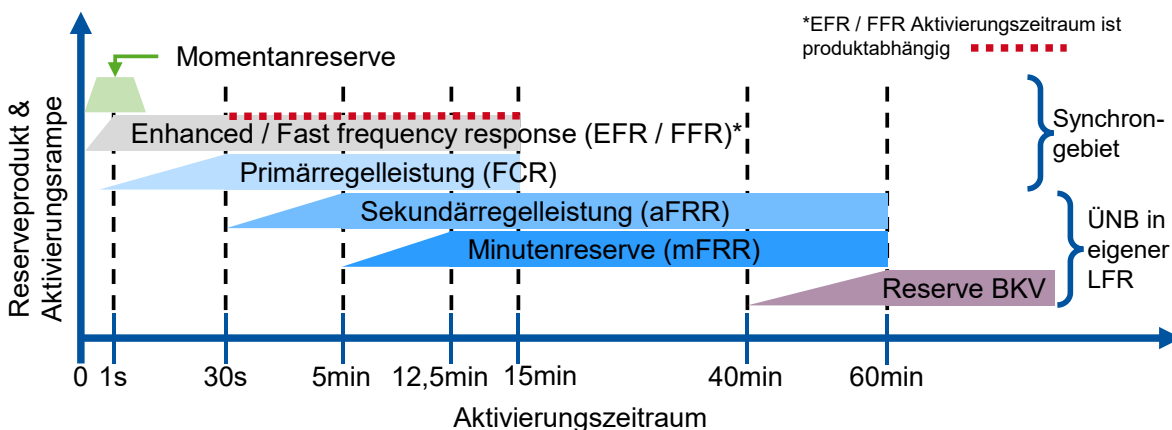


Abbildung 2.9: Reservearten und zeitlich Staffelung der Reserven [58].

### Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve)

Die Primärregelleistung (FCR) bzw. die entsprechenden Ausführungen wie FCR-D und FCR-N in anderen europäischen Märkten werden entsprechend der aktuell gemessenen Netzfrequenz vollautomatisch abgerufen [59, 60]. FCR-N steht für den Einsatz im Normalbetrieb bei Frequenzabweichungen von bis zu 100 mHz, während FCR-D für den Einsatz während Störungen (engl.: Disturbance) steht, womit Frequenzabweichungen größer als 100 mHz bezeichnet werden [59, 61]. Dabei muss der Kennlinie in Abbildung 2.10 gefolgt werden. Im grau markierten Totbandbereich von  $\pm 10$  mHz um die Sollfrequenz von 50 Hz herum muss keine FCR erbracht werden [60, 62]. Zudem ist eine Übererfüllung von bis zu 120 % der Sollleistung möglich [62]. Da FCR auf Basis der gemessenen Netzfrequenz erbracht wird, erfolgt die Erbringung solidarisch im gesamten Netzbereich durch alle FCR erbringenden Einheiten unabhängig des Standorts oder des Verursachers der Frequenzabweichung. Innerhalb von 30 s muss die volle angebotene FCR-Leistung erbracht werden, wobei die Erbringung nach spätestens 2 s einsetzen muss [62]. Eine Rampe zwischen 2 s und 30 s ist erlaubt [62]. Eine größere Reaktionszeit von bis zu 15 s bis zum Start der Erbringung wird toleriert, falls diese nicht künstlich hinzugefügt wird [62].

FCR muss für maximal 15 min erbracht werden, wodurch sich für die Anbieter von FCR mit begrenzten Energiespeichern die Speicherverhältnisse aus Abbildung A.1 ergeben. Neben der 15 min Leistungsvorhaltung in positive und negative Richtung müssen weitere 5 min für den Reservebetrieb in beide Richtungen vorgehalten werden und es muss einen 15 min Normalarbeitsbereich geben [62, 63]. Das kleinstmögliche Speicherverhältnis von Energie zu Leistung (EPR) liegt somit bei 0,91 h [63].

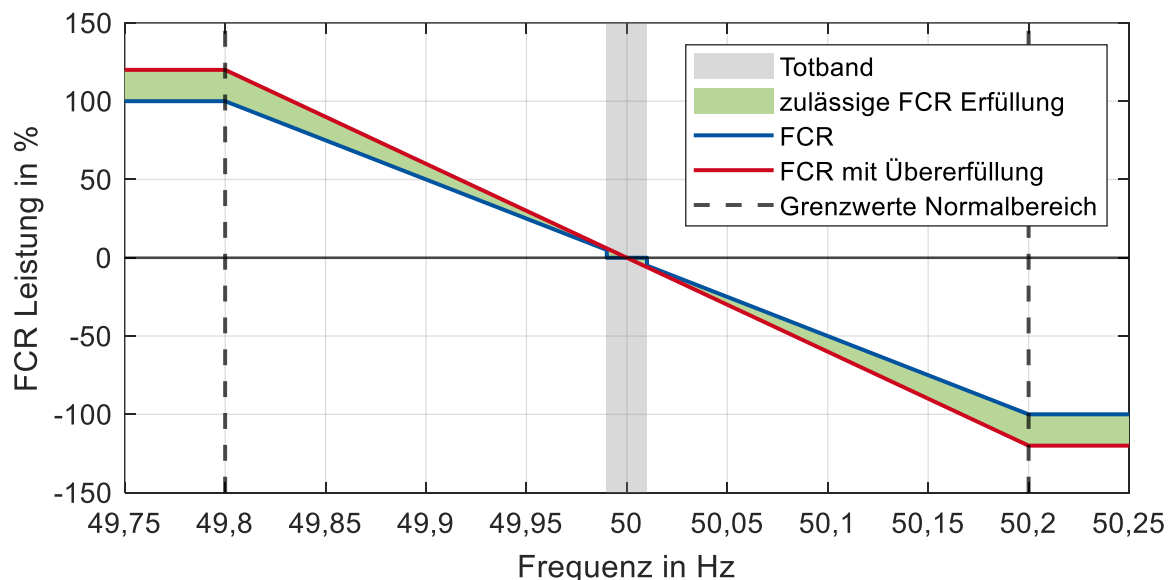


Abbildung 2.10: Abrufkennlinie der FCR in Deutschland [62, 64].

Die FCR soll die Netzfrequenz stabilisieren und im Normalarbeitsbereich halten [60]. Bei andauernden Frequenzabweichungen wird die Sekundärregelleistung aktiviert, um die Netzfrequenz wieder zurück zur Sollfrequenz zu führen [60].

### **Sekundärregelleistung (automatic Frequency Restoration Reserve)**

Die Sekundärregelleistung (aFRR) wird durch automatisierte Reglersysteme der Übertragungsnetzbetreiber mittels Aktivierungssignalen zu den technischen Einheiten aktiviert. Innerhalb von 5 min muss die aFRR vollständig erbracht werden und kann bis zu 60 min aktiv bleiben [58, 62]. Die aFRR wird auf Basis von energetischen Ungleichgewichten und Frequenzabweichungen im Handelsbereich des betroffenen ÜNB aktiviert [60]. Unterstützt wird die aFRR durch die langsamer reagierende Minutenreserve.

### **Minutenreserve (manual Frequency Restoration Reserve)**

Die Minutenreserve (mFRR) wird automatisiert durch Merit-Order-List-Server (MOLS) aktiviert [62, 65]. Hierbei kommunizieren die Anbieterleitsysteme mit dem MOLS und tauschen Abrufbefehle und Aktivierungsbestätigungen aus [66]. Die mFRR wird ebenfalls im Bereich des betroffenen ÜNB aktiviert [60]. Die vollständige Aktivierung darf 12,5 min nicht überschreiten und kann pro Störung bis zu 60 min abgerufen werden [58, 62]. Im Bereich von 40 min bis 60 min muss der jeweilige BKV seine Reserven aktivieren, um ein entsprechendes energetisches Gleichgewicht wiederherzustellen und so die Netzfrequenz zu stabilisieren [58].

### **Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)**

Als Trägheit bzw. Momentanreserve wird die Trägheit der Schwungmassen von Synchronmaschinen großer Erzeugungsanlagen verstanden [67]. Durch die Momentanreserve werden die Frequenzgradienten begrenzt und es kommt zu einer unverzögerten Stützung der Netzfrequenz [67]. Neben Synchronmaschinen können auch netzbildende Umrichter durch entsprechende Regelungskonzepte synthetische Trägheit bereitstellen und so netzdienlich wirken. Durch den Wegfall von rotierenden Massen in Form von Synchronmaschinen kann in Zukunft ein Bedarf an Momentanreserve entstehen. Aktuell ist eine marktliche Beschaffung als nicht effizient bewertet worden [67]. In Zukunft kann eine marktliche Beschaffung von Momentanreserve notwendig werden, wofür im Auftrag von Amprion bereits ein Konzept ausgearbeitet wurde [68]. Des Weiteren wurde ein Entwurf der technischen Anforderung für die Bereitstellung von Momentanreserve veröffentlicht [69].

## **2.3.2 Nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen**

Neben den frequenzgebundenen Netzdienstleistungen sind verschiedene nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen zum stabilen Betrieb des Stromnetzes notwendig und müssen von den Netzbetreibern beschafft werden [70].

### **Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung**

Die Spannungshaltung ist eine Aufgabe der Netzbetreiber und bezeichnet Regelungshandlungen, um die Spannungs- und Blindleistungssollwerte einzuhalten [54, 70–72]. Diese Aufgabe kann der Netzbetreiber durch die Bereitstellung von Blindleistung mittels Phasenschiebern oder Blindleistungskompensationsanlagen, sowie durch Beiträge von Netzanschlussnehmern umsetzen [70]. Abseits der technischen Anschlussbedingungen ist eine weitere Beschaffung von Blindleistung notwendig und erfolgt bereits [73]. In Zukunft wird die marktliche Beschaffung von Blindleistung zur

Spannungshaltung angestrebt [70]. Zudem kann je nach Netzbetreiber und Größe des jeweiligen Anschlussnehmers auch eine Blindleistungskompensation Teil der technischen Anschlussbedingung sein. Sowohl dem Anschlussnehmer als auch der marktlichen Bereitstellung von Blindleistung kann ein Batteriespeicher die Kompensation von Blindleistung bzw. die Bereitstellung von Blindleistung mittels der Umrichter übernehmen und innerhalb des Betriebs so die systemischen Kosten senken.

### **Schwarzstartfähigkeit**

Der Versorgungswiederaufbau und somit die Schwarzstartfähigkeit gehört ebenfalls zur Aufgabe der Netzbetreiber [70–72]. Diese Aufgabe wird nur im Falle eines Netzzusammenbruchs benötigt und bezeichnet das Hochfahren einer Erzeugungsanlage aus dem abgeschalteten Zustand ohne die Zufuhr von elektrischer Energie von außen [70, 74]. Eine marktliche Beschaffung dieser Dienstleistung ist weiterhin notwendig, da es nicht ökonomisch ist nur zum Zweck der Schwarzstartfähigkeit Kapazitäten aufzubauen [70]. Über bilaterale Verträge wird diese Systemdienstleistung bereits marktlich beschafft [70]. Durch netzbildende Umrichter bzw. weitere netzbildende notwendige Komponenten zur Hilfsspannungsbereitstellung können Batteriespeicher die Systemdienstleistung der Schwarzstartfähigkeit bereitstellen.

### **Inselnetzfähigkeit**

Die Inselnetzfähigkeit wird nach dem Netzausfall für den Netzwiederaufbau benötigt. Es wird die Fähigkeit, Spannung und Frequenz in einem unabhängigen Netz oder Teilnetz zu regeln, bezeichnet [67, 70]. Zudem umfasst die Fähigkeit die Resynchronisation mit einem anderen Teilnetz zum abschließenden Systemwiederaufbau [70]. Im Bereich von Batteriespeichern werden hierfür ebenfalls netzbildende Komponenten wie netzbildende Umrichter benötigt.

### **Kurzschlussstrom**

Der Begriff „Kurzschlussstrom“ bezeichnet im Kontext von Systemdienstleistungen die Fähigkeit einen Strom, als Reaktion auf eine durch einen Fehlerfall verursachte Spannungsabweichung, einzuspeisen [67]. Die Einspeisung des Kurzschlussstroms ermöglicht die selektive Abschaltung von Betriebsmitteln [67]. Auch für diese Systemdienstleistung werden netzbildende Komponenten benötigt. Aktuell wird der Kurzschlussstrom hauptsächlich durch Synchronmaschinen großer Erzeugungsanlagen geliefert. Sobald die Anzahl der verfügbaren Synchronmaschinen im Zuge der Energiewende abnimmt, wird diese Systemdienstleistung für netzbildende Umrichter relevant.

## **2.3.3 Energiehandel**

Neben den Systemdienstleistungen können Batteriespeicher auch für den Energiehandel eingesetzt werden. Je nach Speicherverhältnis ist es möglich verschiedene Marktprodukte zu bedienen.

### **Energie Arbitrage**

Als Energie Arbitrage Handel wird der Kauf und Verkauf von Energie auf unterschiedlichen

Märkten verstanden. Für die unterschiedlichen Märkte bzw. Produkte kann es für den gleichen Zeitraum unterschiedliche Preise geben, sodass Energie auf einem Markt gekauft werden kann und auf einem anderen verkauft wird [7, 75]. Eine physikalische Lieferung von Energie ist dann nur begrenzt oder nicht mehr notwendig. Beispielsweise kann auf dem Day-Ahead Markt oder Intraday-Auction Markt ein 1 h Produkt gekauft werden und auf dem Intraday continuous Markt wieder verkauft werden. Die Preisdifferenz zwischen beiden Aktionen bestimmt den Gewinn. Ähnliches ist für den 15 min Intraday-Auction Markt und Intraday continuous Markt möglich.

### **Energie Trading**

Energie Trading bezeichnet hingegen Marktaktionen auf dem gleichen Markt bzw. für das gleiche Produkt allerdings zu unterschiedlichen Zeitpunkten. Es ist entsprechend eine physikalische Lieferung notwendig und eine technische Einheit muss bereitstehen [7, 75]. Durch Preisdifferenzen innerhalb eines Tages oder anderer Zeiträume kann ein Gewinn erzielt werden [76]. Dementgegen wirken die Verluste, die durch die physikalischen Lieferungen entstehen und welche ebenfalls gedeckt werden müssen.

### **Financial Trading**

Zusätzlich zum Trading wird das Financial Trading definiert, wobei keine physikalische Lieferung notwendig ist. Hierbei werden mehrere Kauf- und Verkaufsoptionen geöffnet und geschlossen für gleiche Zeiträume und Produkte, sodass durch laufende Preisentwicklungen Gewinne erzielt werden können. Zur Risikominimierung kann das Financial Trading „Asset-backed“ sein, was in diesem Zusammenhang bedeutet, dass im Falle offen gebliebener Positionen und somit auftretender physikalischer Lieferung z. B. ein Kraftwerk oder Batteriespeicher die physikalische Lieferung ausführt [77].

### **2.3.4 Behind-the-meter Anwendungen**

Behind-the-meter steht für alle Anwendungen, welche nicht durch Zähler am Netzanschlusspunkt erfasst werden und somit keinen Strom- oder Leistungsfluss im öffentlichen Netz verursachen. BTM Anwendungen sind relevant für Privathaushalte oder Unternehmen, um die Kosten für elektrische Energie zu senken oder die Güte der Energieversorgung im privaten Netz zu verbessern. Für BESS im gewerblichen Bereich kann die Kombination von BTM und FTM Anwendungen finanziell sinnvoll sein.

### **Peak-Shaving**

Peak-Shaving bzw. Lastspitzenkappung ist besonders im gewerblichen und industriellen Bereich relevant. Dort werden die Preise für elektrische Energie aus Leistungs- und Arbeitspreis zusammengesetzt [78]. Der Leistungspreis richtet sich nach der größten aufgetretenen Leistung pro Abrechnungszeitraum und ist unabhängig vom Stromverbrauch [78]. Der Arbeitspreis ist, wie im privaten Bereich bekannt, die Abrechnung der elektrischen Energie pro kWh. Die Kosten im gewerblichen und industriellen Umfeld können daher gesenkt werden, wenn die größten Leistungsspitzen gekappt werden, wodurch der Leistungspreis sinkt [78, 79]. Batteriespeicher müssen in diesem Fall auf die

Leistungsspitzen ausgelegt werden und finanzieren sich über die Reduktion der Leistungspreise [7, 53, 80].

### **Eigenverbrauchsoptimierung**

Bei der Eigenverbrauchsoptimierung helfen Batteriespeicher die selbst produzierte Energie, beispielsweise durch eine PV-Anlage, möglichst selbst zu nutzen und nicht ins öffentliche Netz einzuspeisen [7, 53, 80]. Der Batteriespeicher nimmt dabei überschüssig produzierte Energie auf, sodass die Energie zu einem späteren Zeitpunkt abgerufen werden kann [53, 80]. Da die Netzeinspeisung geringer vergütet wird als der Netzbezug an Kosten hervorruft, finanziert sich der Batteriespeicher hier über die Preisdifferenz zwischen Netzbezug und Netzeinspeisung.

### **Unterbrechungsfreie Stromversorgung**

Für unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV) werden bereits Batteriespeicher eingesetzt [7]. Dies sind meistens Bleibatterien, da diese langfristig in hohem Ladezustand verweilen und nur sehr wenige Abrufe haben. Gerade bei Unternehmen mit kritischer Infrastruktur oder produzierendem Gewerbe, bei denen Schäden oder zu großer Ausschuss durch Stromausfälle entstehen, ist eine USV relevant [7, 80]. Ein Batteriegroßspeicher kann diese Dienstleistung nur mit netzbildender Hardware erbringen und kann dies in Kombination mit anderen Anwendungen umsetzen.

### **Blindleistungskompensation**

Gerade bei großen Verbrauchern kann eine Blindleistungskompensation notwendig sein und in den technischen Anschlussbedingungen werden [81]. Ein Batteriespeicher kann die Investition in eine Kompensationsanlage vermeiden und damit systemische Kosten verringern. Ob ein Batteriespeicher im Multi-Use Betrieb (Blindleistungskompensation & andere BTM Anwendung) wirtschaftlicher ist als eine konventionelle Blindleistungskompensationsanlage, muss im Einzelfall geprüft werden. BESS haben die Eignung den genannten Multi-Use Betrieb mehrerer BTM Dienstleistungen wie Peak-Shaving und Eigenverbrauchsoptimierung zusammen mit Blindleistungskompensation umzusetzen [7].

## **2.4 State of the Art: Batteriegroßspeicher**

Um die aktuelle Forschung und Nutzung von Batteriespeichern einzuordnen, werden in diesem Abschnitt die beobachtete und geplante Marktentwicklung von Batteriegroßspeichern gezeigt. Zudem wird die aktuelle Forschung rund um BESS zusammengefasst.

### **2.4.1 Marktentwicklung in Deutschland**

Batteriegroßspeicher machen in Deutschland nur einen Anteil von ca. 12,7 % an stationären Speichern, bezogen auf die installierte Energie (Stand 09.12.2023), aus [11, 82]. Der überwiegende Anteil an stationären Speichern mit 83,6 % ist in Deutschland in Heimspeichern verbaut [82].

Batteriegroßspeicher wurden bislang hauptsächlich für Systemdienstleistungen wie FCR gebaut und genutzt [83]. Nach [11, 83] verschiebt sich die Anwendung der zuletzt installierten und geplanten BESS zur Integration erneuerbarer Energien, Multi-Use Betrieb und Grid Boostern. Dabei ist auch eine Änderung des Energie-zu-Leistung Verhältnisses in  $h$  (engl.: Energy to power ratio, EPR) zu beobachten. Nach Formel (3) berechnet sich das EPR für einen BESS  $EPR_{BESS}$  durch die Division der installierten Energie  $E_{inst,BESS}$  durch die installierte Leistung des BESS  $P_{inst,BESS}$ .

$$EPR_{BESS} = \frac{E_{inst,BESS}}{P_{inst,BESS}} \quad (3)$$

Die Trends der installierten Leistung von BESS und des EPR sind durch die Daten des Marktstammdatenregisters [9] in Abbildung 2.11 visualisiert. Bei der Auswertung wurden alle Arten von gelisteten Batteriespeichern betrachtet, welche eine Mindestleistung von 1 MW aufweisen und von Organisationen oder Unternehmen betrieben werden. Zudem sind die BESS in Abbildung 2.11 in die Anschlussspannungsebene kategorisiert.

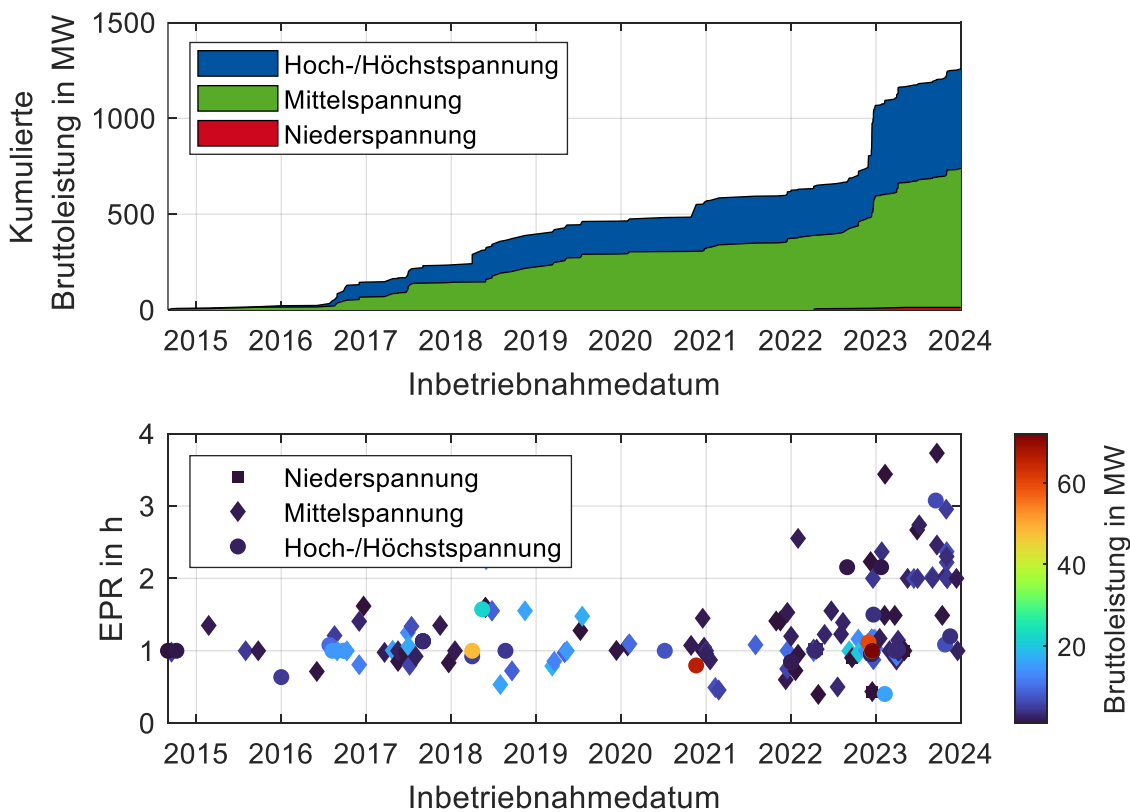


Abbildung 2.11: Entwicklung in Betrieb genommener Batteriegroßspeicher > 1 MW in Deutschland bis 01.01.2024 (Stand 14.02.2024) [9, 11].

In Abbildung 2.12 ist erkennbar, dass der größte Anteil an Batteriespeichern im einstelligen Megawatt Bereich liegt. So sind ca. 60% der BESS kleiner als 5 MW, 25 % der BESS haben eine Größe von 5 MW bis 15 MW und nur knapp 15 % der BESS haben eine Größe von 15 MW oder mehr. Aus Abbildung 2.12 geht zudem hervor, dass die größten BESS über 20 MW ausschließlich im Hoch- oder Höchstspannungsnetz angebunden sind, die

Anschlüsse im Hoch- und Höchstspannungsnetz aber zahlenmäßig klein sind. Die BESS mit Hoch- oder Höchstspannungsnetzanschluss und Leistungen kleiner als 5 MW sind oft an Kraftwerks- oder Firmenstandorten wiederzufinden, wo diese den vorhandenen Netzanschluss mitnutzen können. Beispiele dafür sind zehn 2,6 MW BESS der Stadtwerke München (SWM), welche am Kraftwerk Uppenborn registriert sind, ein 5 MW BESS der Firma Statkraft, welches am Laufwasserkraftwerk Dörverden registriert ist oder vier 3,4 MW BESS, welche am BMW Werk in Leipzig registriert sind [9].

Ein Trend zu größeren BESS, welche vermehrt am Hoch- und Höchstspannungsnetz angebunden werden ist sichtbar. Bei Betrachtung des EPR in Abbildung 2.11 wird bis 2022 deutlich, dass installierte BESS ein EPR von ca. 1 h aufweisen, welches für die Vermarktung des BESS in der FCR passend ist. Seit 2022 ist hingegen ein Trend zu größeren EPR von 2 h bis 3 h sichtbar. Ein EPR von 2 h ist durch die Innovationsausschreibungen gefordert, wodurch der Trend zu größeren EPR vom Gesetzgeber für die Integration erneuerbarer Energien gefördert wird [84, 85]. Auch für die Nutzung von BESS im Energiehandel und Multi-Use-Betrieb kann ein größeres EPR vorteilhaft sein.

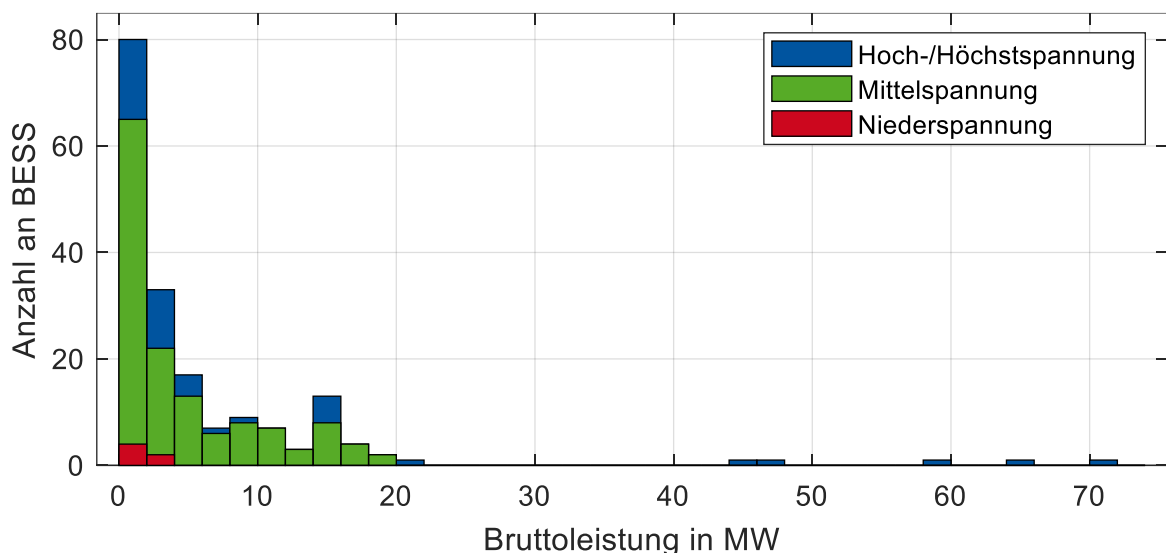


Abbildung 2.12: Anzahl der installierten BESS > 1 MW je Spannungsebene bis 01.01.2024 (Stand 14.02.2024) [9].

In Bezug auf den Primärregelleistungsmarkt steigt die präqualifizierte Leistung von BESS kontinuierlich an. Wie in Abbildung 2.13 a) erkennbar ist, sind Stand 2024 mehr als 800 MW BESS Leistung präqualifiziert. Der FCR-Bedarf in Deutschland stagniert hingegen zwischen 550 MW und 600 MW. Somit könnte bereits heute mehr als die benötigte FCR-Leistung von BESS erbracht werden. Beim Vergleich der präqualifizierten Leistung von BESS mit anderen Kraftwerksarten (siehe Abbildung 2.13 b)) wird deutlich, dass BESS nur einen kleinen Anteil der präqualifizierten Leistung darstellen und Wasserkraftwerke den größten Anteil der präqualifizierten Leistung ausmachen. Die Kraftwerke mit fossilen Energieträgern wie Braunkohle, Steinkohle und Erdgas stellen in Summe (Stand Januar 2023) einen größeren Anteil als BESS. Stand Februar 2024 ist die präqualifizierte Leistung fossiler Kraftwerke allerdings bereits unter die präqualifizierte Leistung von BESS gefallen.

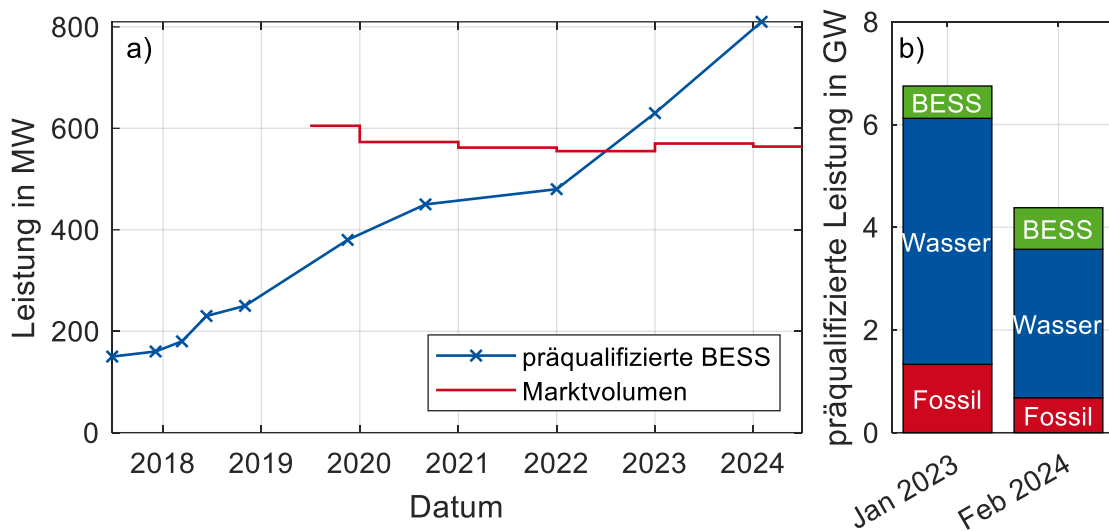


Abbildung 2.13: a): Entwicklung der präqualifizierten FCR-Leistung von BESS und FCR-Bedarfsentwicklung in Deutschland, b): Präqualifizierte FCR-Leistung nach kategorisierten Kraftwerksarten [10, 12, 58, 86, 87].

Durch die Energiewende ist aber zu erwarten, dass mit Ende der Laufzeit der fossilen Kraftwerke diese präqualifizierte Leistung nicht mehr zur Verfügung steht. Die Änderung der präqualifizierten Leistung zwischen 2023 und 2024 ist darauf zurückzuführen, dass mit den Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter Stand 03.06.2022 [62] die Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb der Europäischen Kommission [60] von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern eingeführt wurde. Somit ist eine Wiederholungs-Präqualifikation alle 5 Jahre für Regelreserve erbringende Anlagen vorgesehen [62]. Altanlagen mit einer Präqualifikation vor dem 25.10.2018 müssen bis zum 25.10.2023 eine Wiederholungs-Präqualifikation durchführen [62, 88]. Einige Anbieter haben die Wiederholungs-Präqualifikation nicht geplant und evtl. erfüllen einige Anlagen auch nicht mehr die aktuellen Bedingungen oder können nicht profitabel im Vergleich zu BESS agieren [89].

## 2.4.2 Forschung an BESS

Die Forschung zu BESS kann in die Bereiche Feldtests und Felddatenanalyse, Labortests, Simulationen und EMS aufgeteilt werden. Für Labortests mit repräsentativen Profilen oder Simulationen stellen Felddaten die Basis dar. BESS Steuerungen und EMS Algorithmen können durch Realtests validiert und unter Realbedingungen getestet werden. Daher ist eine möglichst große Datenbasis als Grundlage von besonderer Bedeutung.

### Feldtests und Felddatenanalyse

Von einem 1 MW/250 kWh BESS aus Hawaii haben Dubarry *et al.* [90] drei Jahre an Realdaten analysiert und repräsentative Charakteristiken des Betriebs herausgearbeitet. Die Hauptfaktoren der Batteriebelastung lagen dabei in der Dauer und Intensität von Strompulsen, der Entladetiefe (engl.: Depth of Discharge, DOD), der SOC-Änderungsrate und der Temperatur [90]. Die gesammelten Realdaten sollen zur Lebensdauer-Prognose

und für Labortests verwendet werden. Mit dem genannten BESS wurden zudem Referenz- bzw. Kapazitätstests durchgeführt, welche auf eine Lebensdauer von mehr als 15 Jahren für BESS hinweisen [91]. Durch die Tests konnten Alterungsmodi zwischen den Modulen quantifiziert und verglichen werden [91].

In Italien wurden Tests mit Ergebnissen zur Systemeffizienz für Lithium-Ionen-Batterien und Zebra-Batterien (Na/NiCl<sub>2</sub>) für verschiedene Netzdienstleistungen vorgestellt [92, 93]. In [93] war zudem die Schwarzstartfähigkeit der BESS im Fokus der Untersuchung.

Weitere Kapazitätstests, Widerstandsmessungen und Pulstests am BESS in Dänemark wurden von Swierczynski *et al.* [94] gezeigt. Der BESS besteht aus je einer Lithium-Eisen-Phosphat (LFP) und einer Lithium-Titanat-Oxid (LTO) Batterieeinheit, welche im FCR-Betrieb genutzt werden.

In der Schweiz wurde der Betrieb eines 1 MW BESS für die Anwendungen FCR, Peak-Shaving und den Inselnetzbetrieb getestet [95]. Der BESS soll in Zukunft für die Validierung von theoretischen Konzepten verwendet werden [95]. Die Autoren haben die Alterung des BESS und Probleme der SOC-Bestimmung als Herausforderungen für die Zukunft thematisiert [95].

Die kalendarische Alterung eines LFP basierten BESS mit 250 kW/500 kWh unter erhöhten Temperaturen in Katar wurde von Kubiak *et al.* [96] gezeigt. Der BESS war für Integration von PV-Anlagen installiert, durch eine geringe Auslastung und Probleme der Klimatisierung konnten jedoch Effekte der kalendarischen Alterung untersucht werden. Dabei konnte eine Alterung von 7 % Kapazitätsverlust in drei Jahren bei hohem SOC und erhöhten Temperaturen festgestellt werden.

### **Labortests**

Durch die gewonnenen Realdaten aus [90, 91] konnten Labortestprofile entwickelt werden und beschleunigte Alterungstests durchgeführt werden [97, 98]. Dabei wurden die Eigenschaften der real auftretenden Belastungen beibehalten und es konnten die Alterungsmodi für den Kapazitätsverlust analysiert werden [97, 98]. Die Ergebnisse der Labortests wiesen dabei einen vergleichbaren Kapazitätsverlust wie die Realdaten auf [98].

Weitere Labortests und Alterungsuntersuchungen wurden in Italien für Li-Ionen-Batterien und Zebra-Batterien durchgeführt [99]. Alle Tests bezogen sich dabei auf den FCR-Betrieb von BESS [99].

Reniers *et al.* [100] haben in Labortests die Batteriebelastung für BESS im Energiehandel untersucht und dabei festgestellt, dass durch eine optimierte Modellierung von BESS die Ausnutzung erhöht werden kann. Dadurch könnte der ökonomische Wert von BESS steigen und BESS für die Betreiber finanziell rentabler werden [100].

### **Simulation**

Zur Generierung von Standardlastprofilen haben Kucevic *et al.* [101] eine Simulationsumgebung (SimSES) vorgestellt. Für den Multi-Use Betrieb und die dynamische Nutzung von BESS wurde ein weiteres Simulationstool entwickelt [53]. Die Kombination von

Peak-Shaving, FCR-Betrieb und Energiehandel wurde simuliert und anhand der techno-ökonomischen Performance verglichen, wobei die Kombination aller Dienstleistungen den größten ökonomischen Umsatz erzielen konnte [53].

Für Australien wurden Simulationen für die Frequenzhaltung und Frequenzdienstleistungen in einem Umrichter-dominierten Netz gezeigt [102]. Dabei zeigen die Ergebnisse, dass BESS diese Aufgaben gut erfüllen können [102].

### **EMS und Steuerung**

Energiemanagementsysteme werden für verschiedene Anwendungen entwickelt und auf den jeweiligen Nutzungsfall optimiert. Für die verschiedenen frequenzgebundenen Netzdienstleistungen in Schweden wurde ein EMS entwickelt und im Echtzeit-Testmodul überprüft [103]. Durch das Hinzufügen eines Prognosemoduls konnten 12 % Einsparungen erzielt werden und durch die Aggregation mehrerer Systeme ist eine Erhöhung der Flexibilität des Systems zu erwarten [103].

Für die verteilte Steuerung mehrerer BESS in China wurde eine Multi-Agent Theorie angewendet, sodass ein übergeordnetes EMS für eine Vielzahl an BESS entsteht [104]. Es konnte gezeigt werden, dass der Algorithmus in Echtzeit die BESS steuern kann und den SOC jedes BESS im Sollbereich halten kann [104].

Für den Fall eines Microgrids mit BESS und Anbindung zum Hauptnetz wurde von Ngoc An und Quoc-Tuan [105] ein weiteres EMS entwickelt. Ziel war es, den Leistungsbezug vom Hauptnetz zu minimieren und das Kostenoptimum für das Microgrid zu finden [105].

Für hybride BESS in Kombination mit anderen Energiespeichern oder PV-Anlagen konnte gezeigt werden, dass regelbasierte und Fuzzy-Logik EMS-Algorithmen mit den passenden Einstellungen Ergebnisse nah an denen von Optimierungen erreichen [35, 47]. In Simulationen eines hybriden BESS konnten technologische und ökonomische Vorteile durch die Nutzung eines hierarchischen EMS-Aufbaus mit zwei Ebenen herausgearbeitet werden [34]. Die Leistungsaufteilung stellt dabei den Hauptfaktor für die Ausnutzung der Vorteile dar [34].

Weitere Forschung am EMS und den dazugehörigen Algorithmen ist in Abschnitt 2.2.2 zu finden.

### **M5BAT**

Am Batteriespeicher M5BAT wird besonders zu den Themen Feldtests und Felddatenanalyse, Modellierung und Simulationen und EMS inkl. Steuerungsalgorithmen geforscht. Alle Entwicklungen am BESS M5BAT sind im Abschnitt 3.8 beschrieben.

## **2.5 Lithium-Ionen-Batterien**

Lithium-Ionen-Batterien stellen eine weit verbreitete Batterietechnologie mit stetig steigender installierter Kapazität dar. Im Folgenden werden das Funktionsprinzip von Lithium-Ionen-Batterien und Zellchemien beschrieben. Darüber hinaus werden Definitionen aufgestellt und die Batterieeffizienz und Batteriealterung erläutert.

### 2.5.1 Struktur und Funktionsprinzip

Die Struktur und das Funktionsprinzip von Lithium-Ionen-Batterien (LIB), welche in diesem Abschnitt beschrieben werden, sind für eine Vielzahl an Zellchemien gültig. In Abbildung 2.14 ist eine schematische Zeichnung einer LIB gezeigt. Die Kathode stellt hier die positive Elektrode dar und besteht meist aus einem Lithium-Metall-Mischoxid und einem Aluminium Stromableiter [106–108]. Die negative Elektrode besteht zumeist aus Graphit, während ein Kupferstromableiter genutzt wird [106–108]. Beide Elektroden werden durch den ionisch leitfähigen und im Elektrolyten getränkten Separator voneinander getrennt. Die Passivierungsschicht (engl.: solid electrolyte interphase, SEI) schützt die Anode vor der Zersetzung durch den Elektrolyten und ist ionisch leitfähig. Die Kathode ist von der cathode electrolyte interphase (CEI) bedeckt [109–111]. Innerhalb der Batterien können im Entladefall die Lithium-Ionen von Anode zu Kathode wandern und werden dort eingelagert [106–109]. Die Elektronen bilden den Stromfluss außerhalb der Batterie. Im Ladefall läuft die Ionen- und Elektronenwanderung in umgekehrter Richtung ab. Durch verschiedene Materialzusammensetzungen können die LIBs für den jeweiligen Einsatzzweck angepasst und optimiert werden [108]. In Abschnitt 2.5.3 werden einige Zellchemien genauer dargestellt.

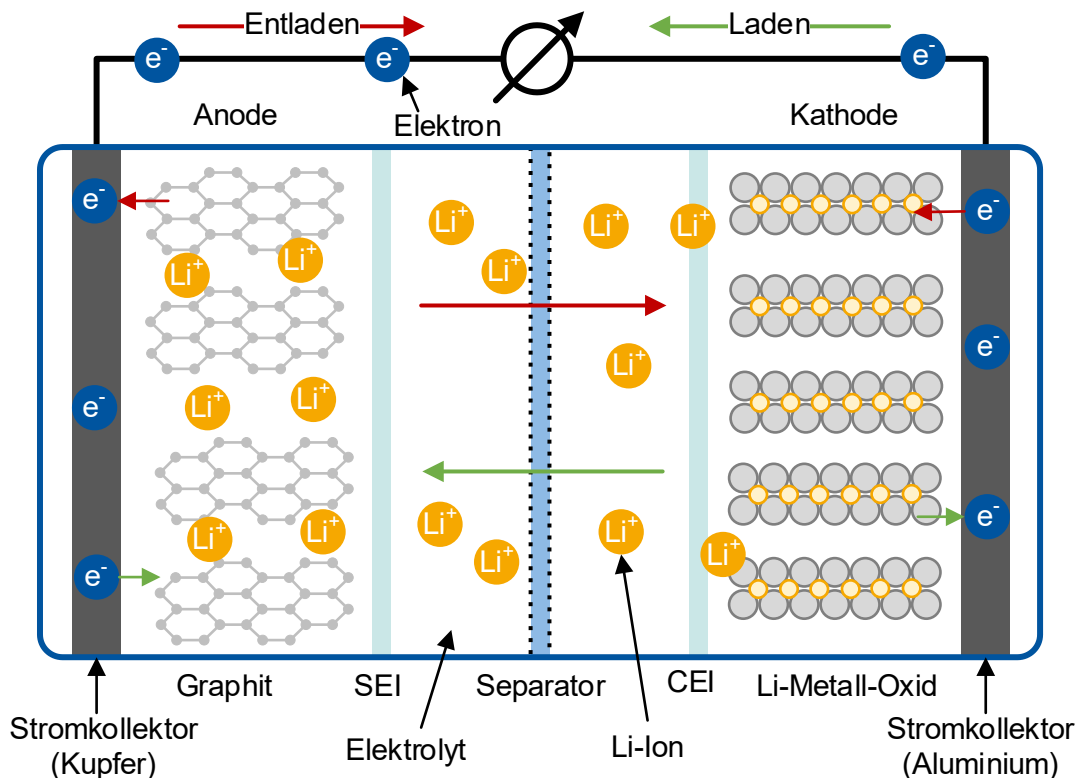


Abbildung 2.14: Schematische Darstellung der Struktur und des Funktionsprinzips von Lithium-Ionen-Batterien (eigene Darstellung nach [109]).

Die Hersteller von LIBs nutzen zumeist für ihre Batteriezellen zylindrische, prismatische oder pouchbag Designs [106, 109]. Die unterschiedlichen Bauformen haben Vor- und Nachteile, welche bei der Systemintegration beachtet werden müssen [109]. In allen Zelldesigns

werden jedoch eine Vielzahl an Schichten von Elektroden und Separatoren gestapelt oder gewickelt, um die größtmögliche speicherbare Energie und verfügbare Leistung zu erreichen [106, 109].

### 2.5.2 Definitionen

Zur Beschreibung und Berechnung von Batterieparametern werden im Rahmen dieser Arbeit die folgenden Größen definiert.

Die **Nennkapazität** oder **Nominalkapazität**  $C_{ref,Batterie}$  beschreibt die vom Hersteller im Datenblatt definierte Kapazität einer Batterie in Ah. Die Nominalkapazität ist für eine Stromrate und eine Temperatur oder einen Temperaturbereich definiert. Bei Änderung der Umgebungsbedingungen weicht die gemessene Kapazität bereits von der Nominalkapazität ab.

Analog zur Nennkapazität wird vom Hersteller im Datenblatt der Batterie die **Nennenergie** oder **Nominalenergie**  $E_{ref,Batterie}$  definiert. Die Nominalenergie unterliegt ebenfalls der Definition der Bedingungen, wie der Stromrate und der Temperatur, des Herstellers. Die gemessene Energie variiert dabei bedingt durch die Umgebungsbedingungen wie der Temperatur. Die Nominalenergie kann nach Formel (4) durch die Nominalkapazität und die Nennspannung  $U_{N,Batterie}$  der Batterie berechnet werden.

$$E_{ref,Batterie} = C_{ref,Batterie} \cdot U_{N,Batterie} \quad (4)$$

Der initiale Zustand einer Batterie nach der Produktion wird als **Lebensdauerbeginn** (engl.: Begin of Life, **BOL**) bezeichnet. Das **Lebensdauerende** (engl.: End of Life, **EOL**) einer Batterie ist erreicht, wenn die aktuelle Kapazität 80 % der Nominalkapazität erreicht hat oder der Innenwiderstand sich verdoppelt hat [107]. Die Definition des EOL bei 80 % der Nominalkapazität kann je nach Hersteller und Garantiebedingungen variieren. Auch nach Erreichen des EOL bzw. der Unterschreitung von 80 % der Nominalkapazität kann die Batterie weiter betrieben werden, wobei die reduzierte Kapazität und Leistungsfähigkeit berücksichtigt werden sollten.

Die zum aktuellen Zeitpunkt verbleibende Maximalkapazität und Maximalenergie  $C_{act,Batterie}$  und  $E_{act,Batterie}$  beschreiben die verbleibende Restkapazität und Restenergie unter den vom Hersteller definierten Randbedingungen.  $C_{act,Batterie}$  und  $E_{act,Batterie}$  können dabei größer sein als die nutzbare Kapazität und Energie, falls beispielsweise das BMS den nutzbaren Bereich einschränkt.

Als ein **Batteriepack** wird die Zusammenschaltung mehrerer Batteriezellen verstanden. Dabei werden zur Erhöhung der Kapazität mehrere Zellen parallelverschaltet, während zur Erhöhung der Spannung mehrere Verbünde parallelverschalteter Zellen in Serie verschaltet werden. Umgekehrt ist auch erst eine Serienschaltung mehrerer Zellen zur Erhöhung der Spannung und eine anschließende Parallelverschaltung der Verbünde seriell verschalteter Zellen zur Kapazitätserhöhung möglich. Im Rahmen von BESS werden sowohl Parallel- als

auch Serienschaltungen innerhalb eines Batteriepacks genutzt. Innerhalb von Serienschaltungen definiert die schwächste Zelle die nutzbare Kapazität des Strangs.

Die **nutzbare Kapazität**  $C_{usable,Batterie}$  ist die Kapazität, die bei einer Ladung oder Entladung vom BMS erlaubt wird, bevor die Ladung oder Entladung aufgrund von Randbedingungen beendet wird. Randbedingungen innerhalb eines Batteriepacks sind typischerweise das Erreichen der Ladeschlussspannung einer einzelnen Zelle oder das Erreichen der Entladeschlussspannung einer einzelnen Zelle. Die **nutzbare Energie**  $E_{usable,Batterie}$  ist analog zur nutzbaren Kapazität die Energie die geladen oder entladen werden kann, bevor das BMS eines Batteriepacks die Ladung oder Entladung stoppt. Sowohl die nutzbare Kapazität als auch die nutzbare Energie variieren während der Nutzung eines Batteriepacks, durch Batteriealterung, äußere Betriebsbedingungen wie Temperatur oder Ströme, Vorgaben des BMS oder der Entstehung von ungleichen Ladungszuständen und somit ungleichen Zellspannungen.

Der **Ladezustand** (engl.: State of Charge, **SOC**) einer Batterie zum Zeitpunkt  $t$  entspricht nach Formel (5) dem Ladezustand zum Zeitpunkt  $t_0$  zu welchem das Integral über den Strom zwischen den Zeitpunkten  $t_0$  und  $t$ , bezogen auf die nutzbare Kapazität  $C_{usable,Batterie}$ , hinzuaddiert wird. Der SOC wird somit in % angegeben. In dieser Formel ist die Effizienz  $\eta_{Ah,Batterie}$  der Batterie nicht berücksichtigt. Ein positiver Strom entspricht dem Ladestrom und führt zur Erhöhung des SOC, während ein negativer Strom einen Entladestrom darstellt.<sup>2</sup> Weitere Definitionen des SOC mit Bezug auf Nennkapazität  $C_{ref,Batterie}$  oder die aktuell verbleibende Maximalkapazität  $C_{act,Batterie}$  sind möglich und werden je nach Anwendung verwendet [112].

$$SOC_{Batterie}(t) = SOC_{Batterie}(t_0) + \frac{1}{C_{usable,Batterie}} \cdot \int_{t_0}^t I_{Batterie}(t) dt \quad (5)$$

Der **Gesundheitszustand** (engl.: State of Health, **SOH**) einer Batterie kann als kapazitätsbezogener, energiebezogener oder widerstandsbezogener SOH angegeben werden. Der kapazitätsbezogene SOH wird als  $SOH_C$  in Formel (6) definiert. Dabei wird  $C_{act,Batterie}(t)$ , die aktuell verbleibende Batteriekapazität zum Zeitpunkt  $t$ , durch die Referenzkapazität  $C_{ref,Batterie}$  geteilt und somit auf einen Wert zwischen 0 % und 100 % skaliert. Bei einem  $SOH_C < 80\%$  gilt das EOL als erreicht.

$$SOH_{C,Batterie}(t) = \frac{C_{act,Batterie}(t)}{C_{ref,Batterie}} \quad (6)$$

Analog zum  $SOH_C$  wird der  $SOH_E$  in Formel (7) definiert. Hierbei werden die aktuell verbleibende Energie  $E_{act,Batterie}(t)$  zum Zeitpunkt  $t$  und die Referenzenergie  $E_{ref,Batterie}$  als Berechnungsgrundlage verwendet.

<sup>2</sup> Für den BESS M5BAT ab Kapitel 3 gilt hingegen ein negativer Strom als Ladestrom und eine negative Leistung als Ladeleistung, bzw. ein positiver Strom gilt als Entladestrom und eine positive Leistung als Entladeleistung.

$$SOH_{E,Batterie}(t) = \frac{E_{act,Batterie}(t)}{E_{ref,Batterie}} \quad (7)$$

Der  $SOH_R$  nutzt als Bezugsgrößen den initialen Innenwiderstand der Batterie  $R_{ref,Batterie}$  und den aktuellen Innenwiderstand  $R_{act,Batterie}(t)$ . Nach Formel (8) nimmt der  $SOH_R$  bei einer Verdopplung des Innenwiderstandes einen Wert von 200 % an. Das EOL bezogen auf den  $SOH_R$  ist dann erreicht.

$$SOH_{R,Batterie}(t) = \frac{R_{act,Batterie}(t)}{R_{ref,Batterie}} \quad (8)$$

Zur normalisierten Beschreibung der Strombelastung einer Batterie wird die **C-Rate** nach Formel (9) genutzt. Dabei wird der zum Zeitpunkt  $t$  fließende Strom  $I_{Batterie}(t)$  auf die Referenzkapazität  $C_{ref,Batterie}$  bezogen. Die C-Rate wird somit in der Einheit 1/h bzw. C angegeben.

$$C - Rate(t) = \frac{I_{Batterie}(t)}{C_{ref,Batterie}} \quad (9)$$

Da viele Anwendungen leistungsorientiert sind, wird zusätzlich die Leistungsbelastung einer Batterie in Form der **E-Rate** in Formel (10) eingeführt. Hierbei wird die aktuelle Leistung  $P_{Batterie}(t)$  auf die Referenzenergie  $E_{ref,Batterie}$  bezogen. Wie auch die C-Rate, wird die E-Rate in der Einheit 1/h bzw. E angegeben.

$$E - Rate(t) = \frac{P_{Batterie}(t)}{E_{ref,Batterie}} \quad (10)$$

Der **Energiedurchsatz**  $E_{thru,Batterie}$  wird nach Formel (11) als Summe aus geladener ( $E_{cha,Batterie}$ ) und entladener ( $E_{dis,Batterie}$ ) Energie verstanden.  $E_{cha,Batterie}$  und  $E_{dis,Batterie}$  werden dabei jeweils über den Untersuchungszeitraum von  $t_0$  bis  $t_{end}$  durch die Lade- bzw. Entladeleistung ( $P_{cha,Batterie}$  und  $P_{dis,Batterie}$ ) bestimmt.

$$\begin{aligned} E_{thru,Batterie} &= |E_{cha,Batterie}| + |E_{dis,Batterie}| \\ \text{mit } E_{cha,Batterie} &= \int_{t=t_0}^{t_{end}} P_{cha,Batterie}(t) \\ \text{und } E_{dis,Batterie} &= \int_{t=t_0}^{t_{end}} P_{dis,Batterie}(t) \end{aligned} \quad (11)$$

Aufbauend auf dem Energiedurchsatz beschreibt ein **äquivalenter Vollzyklus** (engl.: Equivalent full cycle, **EFC**) nach Formel (12) den Energiedurchsatz geteilt durch die doppelte Referenzenergie  $E_{ref}$ .

$$EFC = \frac{|E_{cha,Batterie}| + |E_{dis,Batterie}|}{2 \cdot E_{ref,Batterie}} = \frac{E_{thru,Batterie}}{2 \cdot E_{ref,Batterie}} \quad (12)$$

Die **coulombsche Effizienz**  $\eta_{Ah,Batterie}$  einer Batterie oder eines Batteriepacks wird als Verhältnis von entladener Kapazität  $C_{dis,Batterie}$  zu geladener Kapazität  $C_{cha,Batterie}$  definiert. Dies entspricht den Integralen des Lade- und Entladestroms im

Untersuchungszeitraum von  $t_0$  bis  $t_{end}$ . In Formel (13) wird allerdings keine SOC-Differenz im Untersuchungszeitraum berücksichtigt, wodurch nur die fehlerbehaftete coulombsche Effizienz  $\eta_{\varepsilon,Ah,Batterie}$  bestimmt werden kann.

$$\eta_{\varepsilon,Ah,Batterie} = \frac{C_{dis,Batterie}}{C_{cha,Batterie}} = \frac{\int_{t=t_0}^{t_{end}} I_{dis,Batterie}(t) dt}{\int_{t=t_0}^{t_{end}} I_{cha,Batterie}(t) dt} \quad (13)$$

Es sollte daher die Differenz des Initial-SOC ( $SOC(t_0)$ ) und des End-SOC ( $SOC(t_{end})$ ) nach Formel (14) berücksichtigt werden.

$$\Delta SOC_{Batterie} = SOC_{Batterie}(t_{end}) - SOC_{Batterie}(t_0) \quad (14)$$

Im Rahmen dieser Arbeit, wird jeweils die Hälfte der aus der SOC-Differenz resultierenden Kapazität bei der geladenen und der entladenen Kapazität korrigiert, sodass sich daraus die Berechnung der coulombsche Effizienz  $\eta_{Ah,Batterie}$  nach Formel (15) ergibt.

$$\eta_{Ah,Batterie} = \frac{C_{dis,Batterie} + \frac{(\Delta SOC_{Batterie} \cdot C_{ref,Batterie})}{2}}{C_{cha,Batterie} - \frac{(\Delta SOC_{Batterie} \cdot C_{ref,Batterie})}{2}} \quad (15)$$

Die **energetische Effizienz**  $\eta_{kWh,Batterie}$  einer Batterie oder eines Batteriepacks beschreibt das Verhältnis von entladener  $E_{dis,Batterie}$  zu geladener Energie  $E_{cha,Batterie}$  in %. Im Betrieb werden hierfür die Integrale der Lade- und Entladeleistung  $P_{cha,Batterie}$  und  $P_{dis,Batterie}$  im Untersuchungszeitraum von  $t_0$  bis  $t_{end}$  verwendet. Da nach Formel (16) die SOC-Differenz im Untersuchungszeitraum unberücksichtigt bleibt, wird eine fehlerbehaftete energetische Effizienz  $\eta_{\varepsilon,kWh,Batterie}$  bestimmt.

$$\eta_{\varepsilon,kWh,Batterie} = \frac{E_{dis,Batterie}}{E_{cha,Batterie}} = \frac{\int_{t=t_0}^{t_{end}} P_{dis,Batterie}(t) dt}{\int_{t=t_0}^{t_{end}} P_{cha,Batterie}(t) dt} \quad (16)$$

Wie auch für  $\eta_{Ah,Batterie}$  sollte die Differenz des initialen SOC bzw. Energiezustandes (engl.: State of Energy, SOE) berücksichtigt werden, wie in Formel (17) gezeigt, sodass sich daraus die energetische Effizienz  $\eta_{kWh,Batterie}$  ergibt. Durch die Verwendung des SOC ergibt sich allerdings ein Fehler, da der SOC vom SOE abweicht.

$$\eta_{kWh,Batterie} = \frac{E_{dis,Batterie} + \frac{(\Delta SOC_{Batterie} \cdot E_{ref,Batterie})}{2}}{E_{cha,Batterie} - \frac{(\Delta SOC_{Batterie} \cdot E_{ref,Batterie})}{2}} \quad (17)$$

### 2.5.3 Zellchemien

Durch die Materialwahl bzw. Zellchemie können die Eigenschaften von LIB beeinflusst werden. Somit können LIBs sowohl für Hochleistungsanwendungen als auch für Hochenergieanwendungen optimiert und verwendet werden. Im Ragone-Diagramm in Abbildung 2.15 sind verschiedene Batterietechnologien und unterschiedliche LIB Zellchemien gezeigt. Dabei erstrecken sich LIB über weite Bereiche und es wird deutlich,

dass eine höhere Energiedichte tendenziell mit einer geringeren Leistungsdichte einhergeht und umgekehrt.

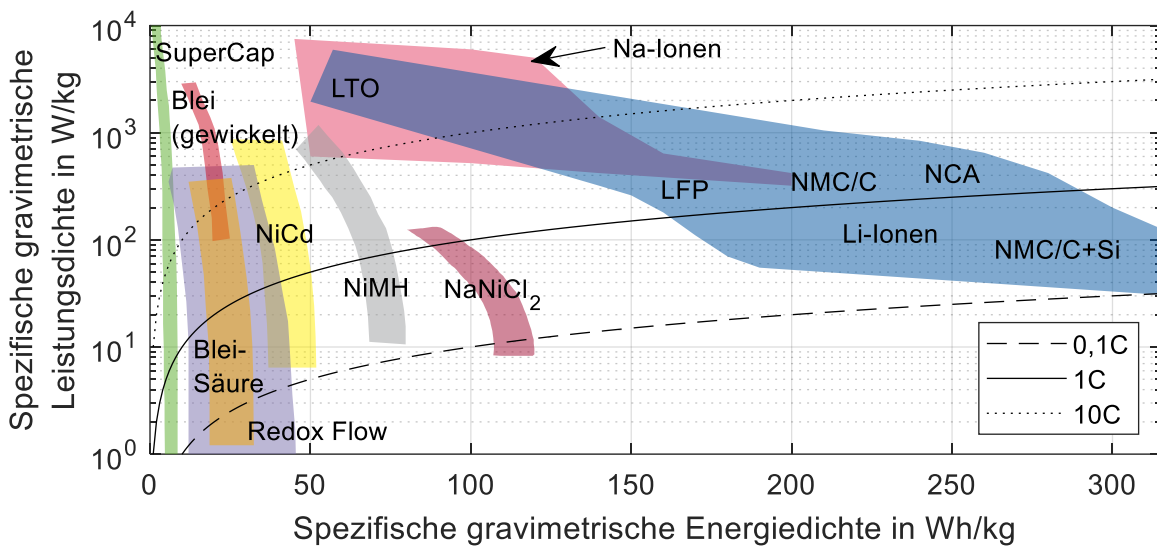


Abbildung 2.15: Spezifische Energie- und Leistungsdichte verschiedener Batterietechnologien im Ragone Diagramm [113–117].

Nach Abbildung 2.15 zeichnen sich LIB der Lithium-Titanatoxid ( $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ ) Zellchemie durch eine besonders hohe Leistungsdichte aus. LTO-Batterien sind daher als Hochleistungszellen zu betrachten. LIB mit NCA ( $\text{LiNi}_x\text{Co}_y\text{Al}_z\text{O}_2$ ), NMC ( $\text{LiNi}_x\text{Mn}_y\text{Co}_z\text{O}_2$ ) oder LMO ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ) Zellchemie sind hingegen als Hochenergiezellchemien einzuordnen und haben geringere Leistungsdichten als LTO, dafür aber höhere Energiedichten [118, 119]. LIB mit LFP ( $\text{LiFePO}_4$ ) Zellchemie sind mittig einzuordnen und durch den Verzicht auf Kobalt und Nickel besonders kostengünstig in Bezug auf die Rohstoffe. LFP Batterien sind daher von besonderem Interesse für stationäre Batteriespeicher [120].

Neben den unterschiedlichen Energie- und Leistungsdichten unterscheiden sich die Zellchemien in den nutzbaren Spannungsbereichen der Elektroden und der resultierenden Klemmenspannung. In Abbildung 2.16 a) sind die Elektrodenmaterialien und deren Spannungsbereiche gezeigt, während in Abbildung 2.16 b) typische Kurven bei offenen Klemmen (OCV-Kurven) (engl.: open circuit voltage, OCV) von Vollzellen mit unterschiedlichen Materialien gezeigt sind. Die Vollzellenspannung ergibt sich aus der Differenz der beiden genutzten Elektrodenmaterialien und dem jeweiligen Ladezustand. Durch die unterschiedlichen Spannungsbereiche müssen für die Nutzung der Batterien in BESS abhängig von der gewählten Zellchemie unterschiedliche Schaltungsformen (Serien- / Parallelschaltung) gewählt werden. Zudem haben die Zellchemien unterschiedliche Eigenschaften in Bezug auf Alterung, sodass je nach Anwendung die Eigenschaften samt ihren Vor- und Nachteilen abgewogen werden müssen.

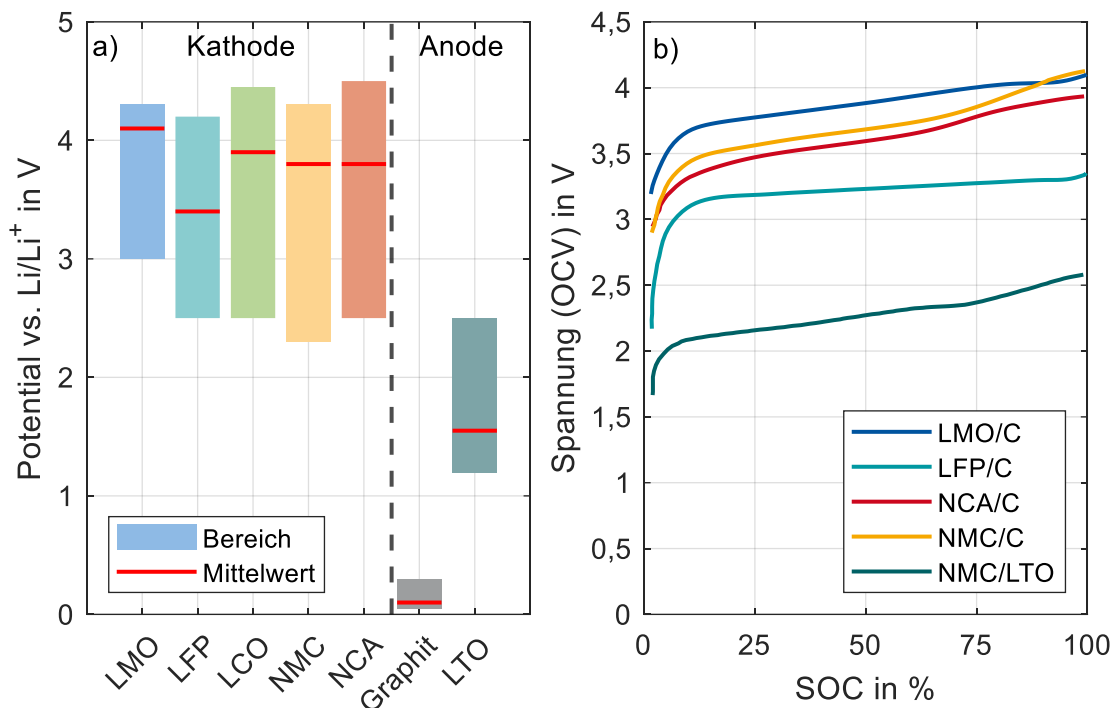


Abbildung 2.16: a) Spannungsbereiche und Mittelwerte der Elektrodenpotentiale vs. Li/Li<sup>+</sup> [118, 119, 121–125]. b) OCV Kurven für Vollzellen unterschiedlicher Zellchemien [3].

### 2.5.4 Alterung

Die Alterung von LIB kann in kalendarische und zyklische Alterung unterteilt werden. Als kalendarische Alterung kann dabei die Alterung aufgrund der vergangenen Zeit, in welcher chemische Prozesse ablaufen, verstanden werden. Die zyklische Alterung beschreibt die Alterung der Batterie durch die Verwendung der Batterie, also die regelmäßige Ladung und Entladung. Durch beide Alterungsarten kommt es zum Verlust von Kapazität und dem Anstieg des Innenwiderstandes und somit zur Reduktion der verfügbaren Leistung [126]. Dabei kommt es durch eine Vielzahl von Mechanismen zum Verlust von Lithiumbestand (engl.: Loss of lithium inventory, LLI), dem Verlust von Aktivmaterial der Anode (engl.: Loss of active material of the negative electrode, LAM<sub>NE</sub>), und dem Verlust von Aktivmaterial der Kathode (engl.: Loss of active material of the positive electrode, LAM<sub>PE</sub>) [126, 127]. Die Hauptgründe für die Alterungsmechanismen sind die Temperatur, welcher die Batterien ausgesetzt sind, die Batteriespannung und somit der Batterie-SOC [126]. Zudem sind die Strombelastung, die Zeit und der mechanische Stress Alterungsgründe [126]. Für die zyklische Alterung sind die Temperatur, die Stromrate, die Entladetiefe und somit der mechanische Stress sowie der mittlere SOC von besonderer Relevanz. Für die kalendarische Alterung sind die Zeit, die Lagerungstemperatur und der SOC bzw. die Lagerungsspannung ausschlaggebend.

Zur zyklischen Alterung gibt es bereits eine Vielzahl an Studien, die das Alterungsverhalten verschiedener Zellchemien unter unterschiedlichen Belastungen gezeigt haben [127–133]. In Bezug auf die Anwendungen in BESS zeigt sich bei bislang überwiegendem Netzdienstleistungsbetrieb eine geringe Batteriebelastung, wobei die kalendarische

Alterung von größerer Bedeutung ist [98, 134]. Durch eine Verschiebung der Betriebsweisen von BESS könnte aber auch die Bedeutung der zyklischen Alterung in Zukunft wichtiger werden [11, 28, 98, 134].

Zur Temperaturabhängigkeit der kalendarischen Alterung ist die Arrhenius-Gleichung zu nennen. Die Arrhenius-Gleichung beschreibt näherungsweise den Zusammenhang zwischen Temperatur und der Reaktionsgeschwindigkeit von chemischen Prozessen und ist somit auch für LIBs gültig [107, S. 25f., S. 176]. Eine Erhöhung der Temperatur um 10 K geht ca. mit einer Verdopplung der Reaktionsgeschwindigkeit einher und bezogen auf LIBs mit der doppelten Alterungsgeschwindigkeit. Die Temperaturüberwachung und Klimatisierung eines BESS haben somit direkten Einfluss auf die kalendarische Lebensdauer.

Neben der Temperatur ist der Lagerungs-SOC ein wesentlicher Faktor der Alterungsgeschwindigkeit. In Abbildung 2.17 ist dazu der relative Kapazitätsverlust nach ca. 10 Monaten bei unterschiedlichen Lagerungs-SOCs der verschiedenen getesteten Zellen gezeigt. Bei den in Abbildung 2.17 gezeigten Zellen handelt es sich um kommerzielle Zellen der Bauform 18650, welche nicht für die Anwendung in BESS vorgesehen sind. Das generelle Alterungsverhalten bzw. die Abhängigkeit der kalendarischen Batteriealterung vom SOC ist jedoch auch auf andere Zellen und auf BESS übertragbar. Die Kennlinien wurden nach Arrhenius bezogen auf 25°C bei der Annahme einer verdoppelten Alterungsrate pro 10 K Temperaturanstieg.

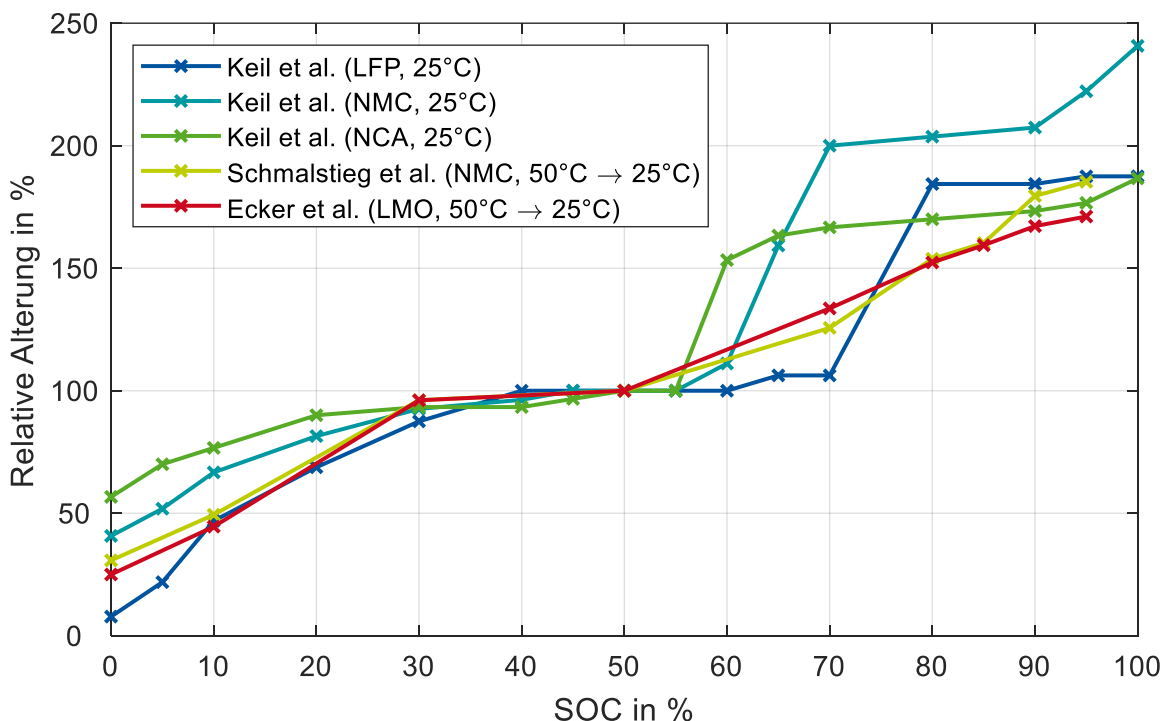


Abbildung 2.17: Relativer Kapazitätsverlust bezogen auf die Alterung bei 50 % SOC. Untersuchungstemperaturen > 25°C sind auf 25°C nach Arrhenius bei der Annahme der verdoppelten Alterungsrate pro 10 K Temperaturanstieg bezogen und durch „→ 25°C“ markiert [128, 135, 136].

Aus allen Kurven in Abbildung 2.17 geht jedoch hervor, dass der Kapazitätsverlust und damit die Alterung mit zunehmendem SOC steigt. Dabei ist besonders für die NMC, LFP und NCA Zellchemie ein steiler Alterungsanstieg im Bereich zwischen 55 % und 75 % SOC in den Ergebnissen von Keil *et al.* [135] erkennbar. Nach Keil *et al.* [135] und Gantenbein *et al.* [137] entsprechen diese Stellen der vollständig abgeschlossenen Stufe 2 der Lithiuminterkalation. Die Alterung steigt beim Eintritt in den Stufenübergang von Stufe 1 in Stufe 2 deutlich an [137]. Entsprechend ist eine Nutzung der Batterien oberhalb des Stufenübergangs ein Alterungsfaktor, der im Betrieb beachtet werden kann. Für Batterien mit LTO Zellchemie führen sowohl die erhöhte Temperatur als auch ein erhöhter SOC zu einem leichten Alterungsanstieg [138, 139]. Nach Dubarry *et al.* [139] sind die Zellchemien NMC und LMO am stärksten von Alterung bei erhöhtem SOC und erhöhter Temperatur betroffen.

### 2.5.5 Effizienz

Die Effizienz von Batterien kann, wie in Abschnitt 2.5.2 eingeführt, als coulombsche oder energetische Effizienz dargestellt werden. Da bei der coulombschen Effizienz nur die Ladungen gezählt werden und die Spannung unberücksichtigt bleibt, ist die coulombsche Effizienz von Batterien immer größer als die energetische Effizienz [140]. Wie auch die Alterung ist die Effizienz von LIBs von zahlreichen Parametern abhängig. Farhad und Nazari [141] haben in ihrer „energy efficiency map“ die Abhängigkeit der energetischen Effizienz von der C-Rate für die Zellchemien LMO, LCO und LFP gezeigt. Mit steigender C-Rate sinkt für alle Zellchemien die Effizienz, während LFP Batterien eine leicht niedrigere Effizienz als die anderen Zellchemien aufweisen [141, 142]. Zu der Abhängigkeit der Effizienz von der Stromrate haben Stroe *et al.* [143] die zusätzliche Abhängigkeit von der Temperatur gezeigt. Mit steigender Temperatur konnte eine höhere Effizienz beobachtet werden, wobei ein besonders starker Effizienzverlust bei hohen Stromraten und niedriger Temperatur in Kombination festgestellt werden konnte [143]. Zudem beeinflusst die Batteriealterung in Form des Kapazitätsverlustes die Effizienz negativ [143]. Für NMC und LMO Batterien ist dieser Zusammenhang besonders deutlich, verglichen mit LFP und NCA Batterien, bei welchen eine eher stabil bleibende Effizienz über die Lebensdauer zu beobachten ist [144]. Umgekehrt kann die Änderung der Effizienz bei LIB einen Hinweis auf deren Alterung geben [145]. In BESS kann zudem die gemessene Effizienz niedriger als bei Labormessungen liegen, wenn beispielweise Ströme durch Balancingvorgänge nicht über die Systemmessung erfasst werden.

Für LFP und NMC Batterien konnten Redondo-Iglesias *et al.* [146] außerdem eine Abhängigkeit der energetischen Effizienz über den Batterie-SOC zeigen. In Abbildung 2.18 ist dieser Zusammenhang grafisch gezeigt. Dabei ist erkennbar, dass die Effizienz im niedrigen SOC-Bereich unter 5 % stark abfällt. Für LFP-Batterien ist der Effizienzabfall auch im SOC-Bereich über 90 % erkennbar.

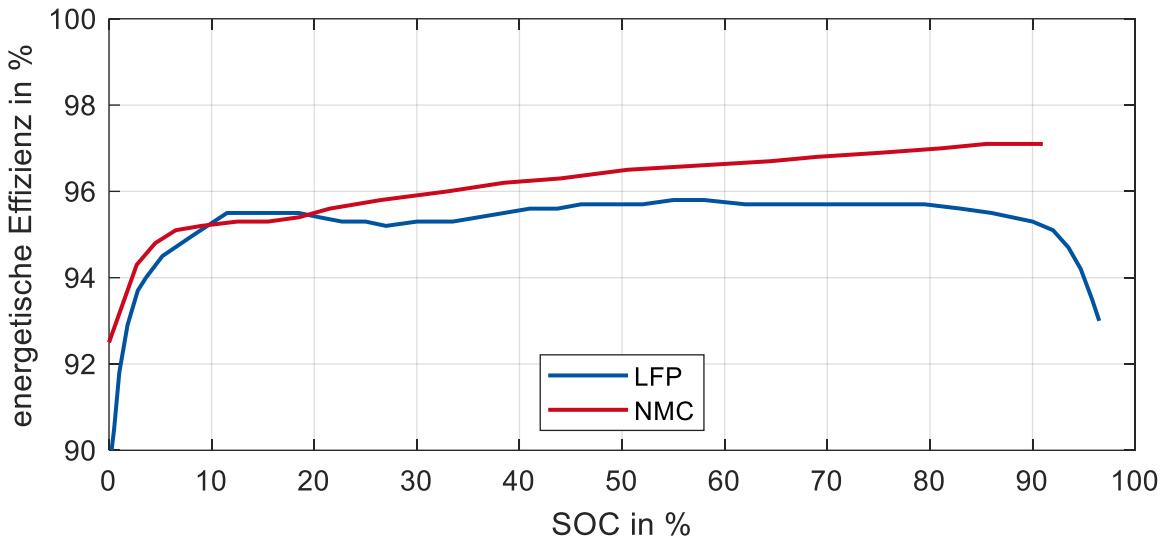


Abbildung 2.18: Batterieeffizienz nach Zellchemie über den SOC, gemessen bei 25°C und 1 C nach [146].

### 2.5.6 Inkrementelle Kapazitätsanalyse und differentielle Spannungsanalyse

Die inkrementelle Kapazitätsanalyse (engl.: Incremental capacity analysis, ICA) und die differentielle Spannungsanalyse (engl.: Differential voltage analysis, DVA) können direkt mit der OCV bzw. quasi-OCV (qOCV) miteinander verknüpft werden. Die ICA gibt dabei an, bei welcher Spannung welche Ladungsmenge der Batterie entnommen oder hinzugefügt werden kann. Demgegenüber gibt die DVA an, wie stark sich die Batteriespannung bei welcher geladenen oder entladenen Kapazitätsmenge ändert. Wie in Abbildung 2.19 dargestellt, korrespondieren Maxima in der ICA mit Plateaus in der qOCV und mit Minima in der DVA. Die Maxima der DVA korrespondieren mit starken Gradienten in der qOCV und mit Minima in der ICA. Die genaue Position und somit das Aussehen der qOCV, ICA und DVA sind von Parametern wie den Lade- bzw. Entladeströmen, der Temperatur, der Batteriealterung und Messgenauigkeiten bzw. Berechnungsintervallen abhängig [147–149].

Abbildung 2.19 zeigt für eine LTO Einzelzelle des Batteriespeichers M5BAT eine qOCV Messung mit 0,05 C Laderate und die daraus abgeleitete ICA und DVA Kurve [150].

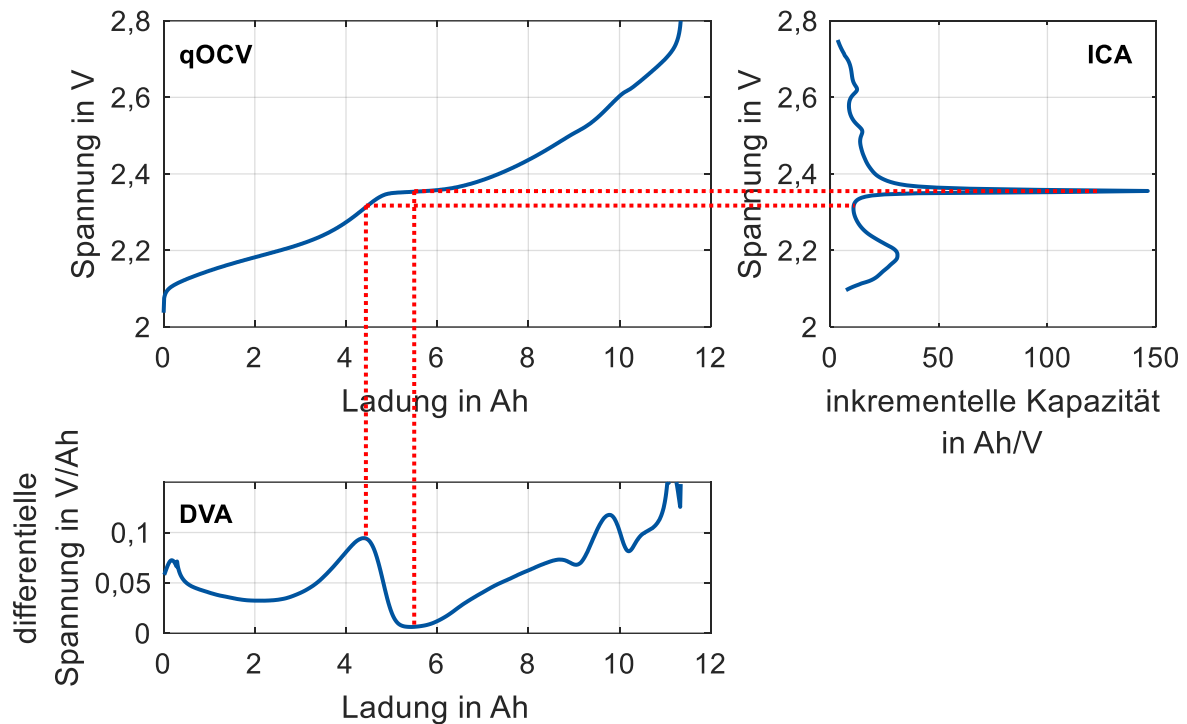


Abbildung 2.19: Zusammenhang zwischen qOCV, DVA und ICA am Beispiel einer M5BAT LTO Einzelzelle; Ladevorgang (CC-CV) mit 0,5 A  $\sim$  1/20 C.

Bei wiederholten Messungen der qOCV können somit auch Alterungsparameter identifiziert werden.

## 2.6 Bleibatterien

Da im Batteriespeicher M5BAT Bleibatterien integriert sind und diese in verschiedenen Tests verwendet werden, werden die Grundlagen von Bleibatterien im Folgenden dargelegt. Die Definitionen aus Abschnitt 2.5.2 behalten ihre Gültigkeit für Bleibatterien. Anwendung finden Bleibatterien am häufigsten in Starterbatterien, Traktionsbatterien für Gabelstapler oder Anlagen der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) [107]. Des Weiteren können Bleibatterien aber auch in stationären Batteriespeichern für Netzdienstleistungen oder der Integration von erneuerbaren Energien zum Einsatz kommen.

### 2.6.1 Struktur und Funktionsprinzip

Der schematische Aufbau von Bleibatterien ist in Abbildung 2.20 dargestellt. Die Stromableiter beider Elektroden der Bleibatterie bestehen aus Bleilegierungen oder reinem Blei. Das Aktivmaterial auf der Anode ist reines Blei, während auf Kathodenseite Bleidioxid genutzt wird [107]. Durch einen ionenleitfähigen Separator werden die beiden Elektroden voneinander getrennt. Als Elektrolyt kommt mit Wasser verdünnte Schwefelsäure zum Einsatz, welche im Gegensatz zu anderen Batteriesystemen aktiv an der Reaktion teilnimmt [107]. Somit ändert sich über den Ladezustand die Säurekonzentration [107]. Entsprechend kann die Säurekonzentration zur Bestimmung des Ladezustandes verwendet werden [107].

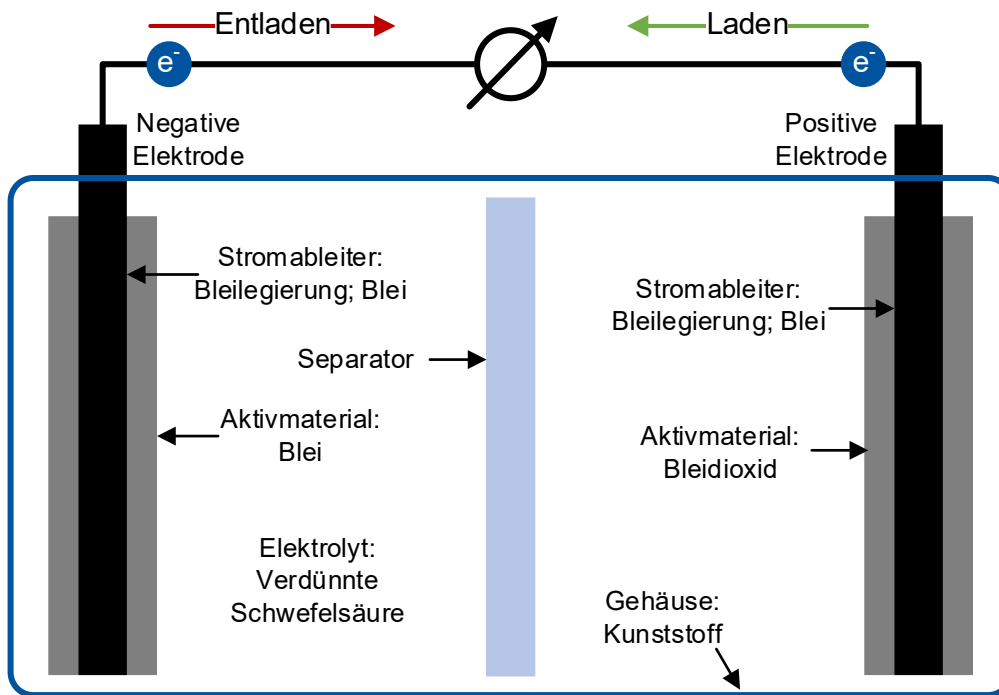
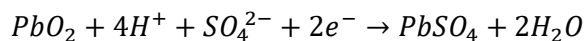


Abbildung 2.20: schematische Darstellung des Aufbaus einer Bleibatterie (eigene Darstellung nach [107, S. 40]).

In Formel (18) sind die Hauptreaktionen des Entladevorgangs von Bleibatterien gezeigt. Die Kathode aus Bleiodioxid nimmt Elektronen auf, während die Anode aus Blei die Elektronen abgibt. Die Hauptreaktionen laufen für den Ladefall in umgekehrter Richtung ab.

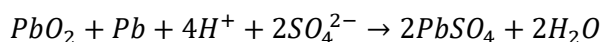
Positive Elektrode (Kathode):



Negative Elektrode (Anode):



Gesamtreaktion:



Aus den Hauptreaktionen geht zudem hervor, dass der Innenwiderstand der Zelle aufgrund der schlechten Leitfähigkeit von Bleisulfat mit zunehmender Entladung steigt [107]. Durch die Spannung von ca. 2 V kommt es in Bleibatterien zur Nebenreaktionen wie der Wasserzersetzung in Sauerstoff und Wasserstoff [107]. Um den Wasserverlust auszugleichen, muss regelmäßig eine Wartung mit Wassernachfüllung durchgeführt werden [107]. Die Säurekonzentration ist somit zusätzlich vom aktuellen Stand der Wasserzersetzung und der Wassernachfüllung abhängig.

## 2.6.2 Alterung und Effizienz

Die Betriebsführung stellt einen wesentlichen Faktor hinsichtlich der nutzbaren Kapazität von Bleibatterien dar. Die Entladetiefe, die Lade- und Entladestromraten sowie die Temperatur beeinflussen die nutzbare Kapazität, sodass z. B. bei einer Entladestromrate

von 1 C 45 % weniger Kapazität entnehmbar ist, als bei einer Entladestromrate von 1/10 C [107, 151, 152]. Im Betrieb von Bleibatterien sind diese Faktoren entsprechend zu berücksichtigen.

Die Batteriealterung führt hingegen zu einer irreversiblen Reduktion der nutzbaren Kapazität durch irreversible Veränderungen der physikalischen Struktur der Batterien [153]. Die kalendarischen Alterungsstudien von Bleibatterien im Rahmen des M5BAT Projekts zeigen für die 1 h Kapazität erhöhte Kapazitätsverluste für niedrige Ladezustände [154]. Neben weiteren Alterungsmechanismen sind die Korrosion und Sulfatierung von besonderer Bedeutung [107]. Unter Korrosion ist die Reaktion vom Blei des Ableiters der Kathode zu Bleisulfat zu verstehen. Das Bleisulfat entsteht am Übergang zwischen Ableiter und Aktivmaterial und führt zu erhöhten Übergangswiderständen [155]. Ferner geht hierdurch die mechanische Stabilität verloren und Aktivmaterial kann abfallen [107, 155]. Die Sulfatierung beschreibt die Entstehung von kristallinem Bleisulfat, welches nicht mehr zur elektrochemisch aktiven Form zurückverwandelt werden kann [107, 155]. Die Sulfatierung tritt auf, wenn Bleibatterien tiefentladen werden oder unzureichend aufgeladen werden und führt zum Kapazitätsverlust [107, 155, 156].

Durch die Alterungsprozesse und den steigenden Innenwiderstand sinkt die Effizienz der Bleibatterien. Die Nebenreaktion der Wasserzersetzung beeinflusst die Effizienz ebenfalls negativ. Die Effizienz der Bleibatterien sinkt damit bei steigendem SOC [157]. Die Effizienz sinkt zudem mit höheren C-Raten ab [158]. Es ist eine coulombsche Effizienz von 90 % bis 98 % und eine energetische Effizienz zwischen 70 % und 90 % für Bleibatterien zu beobachten [157, 158]. Damit liegt die energetische Effizienz von Bleibatterien unterhalb der von LIB.



### 3 Batteriegroßspeicher M5BAT

Der Batteriegroßspeicher M5BAT wurde im gleichnamigen Forschungsprojekt von Juli 2013 bis Dezember 2018 geplant, gebaut, getestet und in Betrieb genommen [154]. Die Erstinbetriebnahme fand dabei im September 2016 statt [154]. Die systematische und vollständige Datenaufzeichnung ist hingegen erst ab Juni 2017 verfügbar. Die gesamte Beschreibung des Batteriespeichers M5BAT bezieht sich auf den technischen Stand Ende 2023. Somit sind bauliche und betriebliche Änderungen, die zeitlich danach erfolgt sind, nicht in der Beschreibung enthalten. In Abbildung 3.1 ist eine Drohnenaufnahme des Batteriespeichers M5BAT gezeigt. Hinter Markierung 1 befindet sich der Kontrollraum des Batteriespeichers, während die beiden Markierungen 2 die Klima- und Lüftungstechnik des Batteriespeichers zeigen. Hinter den Markierungen 3 verbergen sich gebäudeintegrierte Batterieeinheiten verschiedener Technologien. Bei Markierung 4 finden sich die containerbasierten Batterieeinheiten. Zuletzt sind hinter den Türen bei Markierung 5 die Transformatoren und Umrichter zu finden.

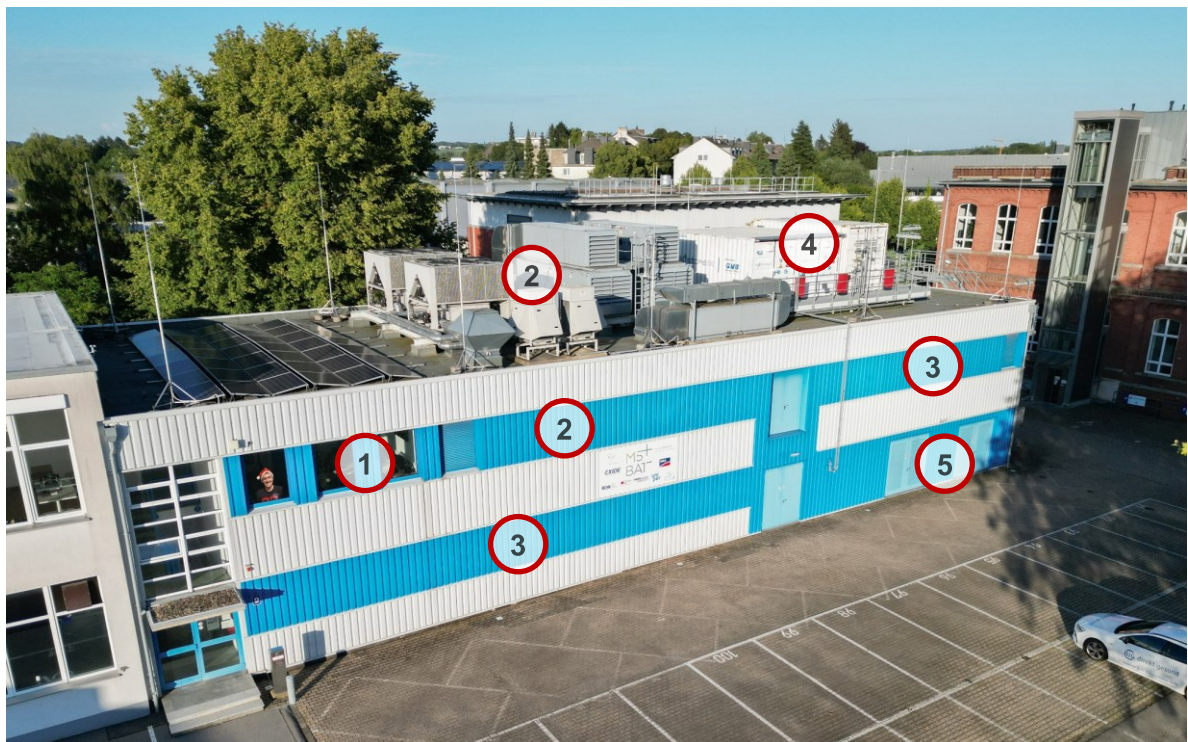


Abbildung 3.1: Außenansicht des Batteriegroßspeichers M5BAT (05.08.2024).

Eine schematische Darstellung des Aufbaus des BESS M5BAT findet sich in Abbildung 3.2. Zur Vereinfachung werden dort nur drei der zehn Batterieeinheiten und Umrichter gezeigt.

### 3 Batteriegroßspeicher M5BAT

Der Leistungspfad (in Schwarz dargestellt) beginnt bei den Batterieeinheiten. Jede Batterieeinheit ist mit einem individuellen Umrichter verbunden. Jeweils zwei Umrichter sind mit einem Transformator verbunden, wobei jeder Umrichter eine individuelle Unterspannungswicklung belegt. Oberspannungsseitig (10 kV) sind die beiden Wicklungen der Vierwicklertransformatoren parallelgeschaltet. Über eine Mittelspannungs-Schaltanlage werden alle Transformatoren miteinander verbunden und über ein Messfeld bis hin zum Netzanschlusspunkt geführt. Datenverbindungen sind in Abbildung 3.2 gestrichelt dargestellt und stehen je nach Farbe für eine andere Anwendung bzw. Verbindungsart. In Blau ist das interne Ethernet-Netzwerk abgebildet, über welches Daten mit dem Modbus TCP Protokoll ausgetauscht werden. In Grün ist die Verbindung zwischen der Anlagenkommunikation und dem externen Vermarkter über eine Mobilfunkverbindung gekennzeichnet. Die lila Pfeile stehen für eine automatisierte Warn- und Alarmbenachrichtigungsfunktion, welche ebenfalls über das Ethernet-Netzwerk realisiert wird.

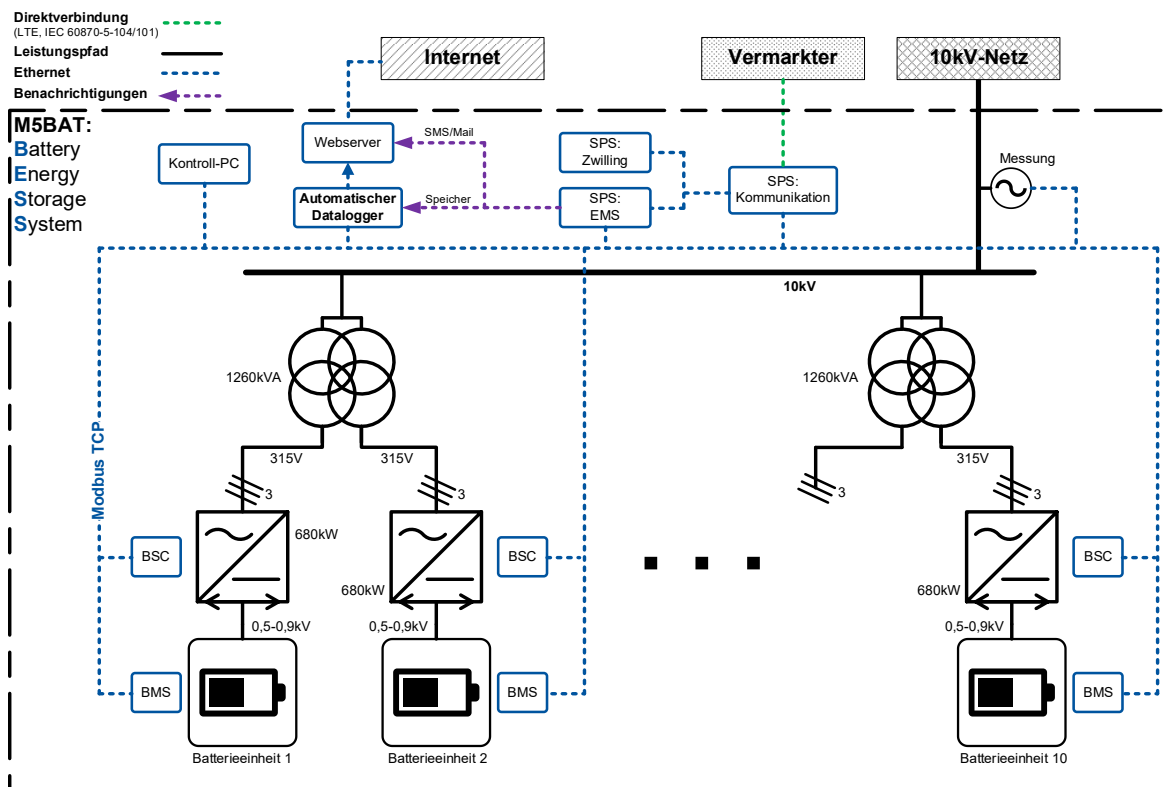


Abbildung 3.2: Schematische Darstellung des Batteriegroßspeichers M5BAT (aktualisiert nach [16, 20, 159]).

Im Folgenden werden die wesentlichen Komponenten des BESS M5BAT im Detail beschrieben. Für den Batteriespeicher M5BAT und die Komponenten des BESS M5BAT gelten die wie folgt definierten Indizes, welche jeweils aufsteigend geordnete Mengen beschreiben:

- Batterieeinheiten:  $*_{\text{Batt}}$   $\text{Batt} \in \{\text{Batt}_1, \text{Batt}_2, \dots, \text{Batt}_{10}\} = \text{Batts}$
- Umrichter:  $*_{\text{Inv}}$   $\text{Inv} \in \{\text{Inv}_1, \text{Inv}_2, \dots, \text{Inv}_{10}\} = \text{Invs}$
- Transformatoren:  $*_{\text{Trafo}}$   $\text{Trafo} \in \{\text{Trafo}_1, \text{Trafo}_2, \dots, \text{Trafo}_5\} = \text{Trafos}$

Dabei ist die Batterieeinheit  $\text{Batt}_1$  fest dem Umrichter  $\text{Inv}_1$ , wie in Abbildung 3.2 erkennbar ist, zugeordnet. Dies gilt für alle weiteren Batterieeinheiten und Umrichter. Zudem sind jeweils zwei Batterieeinheit-Umrichter Kombinationen ( $\text{Batt}_1, \text{Inv}_1$  und  $\text{Batt}_2, \text{Inv}_2$ ) einem Transformator ( $\text{Trafo}_1$ ) zugeordnet. Dies gilt fortlaufend bis Batterieeinheit-Umrichter Kombinationen ( $\text{Batt}_9, \text{Inv}_9$  und  $\text{Batt}_{10}, \text{Inv}_{10}$ ) bzw. bis  $\text{Trafo}_5$ .

### 3.1 Transformatoren

Im BESS M5BAT werden fünf baugleiche Vierwicklertransformatoren der Firma J.Schneider Elektrotechnik des Typs HSGX 1260F - 1605T06001 eingesetzt [160]. Auf Unterspannungsseite stehen je Transformator zwei Abgänge für den Anschluss der Umrichter bei 315 V zur Verfügung. Oberspannungsseitig bei 10 kV sind beide Wicklungen parallelgeschaltet, sodass es pro Transformator nur eine Verbindung zur Mittelspannungsschaltanlage gibt. Die Nennscheinleistung der Transformatoren liegt bei 1260 kVA bei einem Wirkungsgrad von 98,0 % [160]. Verschaltet sind die Transformatoren nach Dy11y11 [160]. Im Anhang A4.1 in Abbildung A.11 ist zudem ein Bild der eingebauten Transformatoren zu finden.

### 3.2 Umrichter

Die eingesetzten Umrichter im BESS M5BAT sind PV-Wechselrichter, welche für den Batteriebetrieb umgerüstet und angepasst wurden (siehe Anhang A4.1 Abbildung A.11). Die Umrichter des Typs SCS-630 CP der Firma SMA Solar Technology sind für eine Leistung von bis zu 700 kW ausgelegt, sind jedoch umrichterintern auf 650 kW und softwareseitig über das M5BAT EMS auf 630 kW begrenzt [161, 162]. Die Umrichter unterstützen verschiedene Betriebsmodi, um je nach Anwendung entsprechend effizient eingesetzt werden zu können, welche in Tabelle 3.1 aufgelistet sind. Innerhalb des BESS werden die vier Betriebsmodi „PQ“, „QonD“, „Silent“ und „Stop“ genutzt. Die Modi „Wait“ und „Failure“ können nicht als Sollmodus vorgegeben werden und dienen somit als Zustandsrückmeldung der Umrichter.

Tabelle 3.1: Betriebsmodi der Umrichter.

Modus	Kommentar
Silent	Verfügbar – Standby; die Trenn- und Schalteinrichtungen des Umrichters bleiben geschlossen
PQ	Aktive Leistungserbringung nach Benutzervorgabe; auch als IQ und UQ nutzbar, um entweder Strom- oder Spannungssollwerte vorzugeben
Stop	Umrichter abgeschaltet und Schalteinrichtungen geöffnet
Wait	Zwischenzustand – Prüfung von Bedingungen
QonD	Blindleistungserbringung nach spezifischer Kennlinie
Failure	Fehlerzustand

Im „PQ“-Modus können externe Werte für die Wirkleistung  $P_{Soll,Inv}$  oder die Blindleistung  $Q_{Soll,Inv}$  vorgegeben werden, welche der Umrichter entsprechend einstellt. Im „QonD“ Modus wird automatisch Blindleistung nach einer vorgegebenen Kennlinie erbracht. Der „Silent“ Modus stellt den Standbybetrieb dar, bei dem die Leistungserbringung unterbrochen wird, der Umrichter AC- und DC-seitig jedoch verbunden bleibt. Die Trenn- und Schalteinrichtungen des Umrichters werden im „Silent“ Modus nicht geöffnet, allerdings wird das Leistungsmodul des Umrichters abgeschaltet [163]. Im „Stop“ Modus ist der Umrichter abgeschaltet und trennt die Verbindungen über die Schalteinrichtungen auf AC- und DC-Seite [163]. Je nach angeschlossener Batterieeinheit ist jedem Umrichter ein individuelles Kommunikationsprofil zum Datenaustausch zwischen BMS und Umrichter zugeordnet. Die weiteren Betriebszustände nach Tabelle 3.1 sind verfügbar, werden im Rahmen von M5BAT aber nicht aktiv genutzt und dienen nur der Zustandsrückmeldung.

### 3.3 Batterien

Im BESS M5BAT sind zehn Batterieeinheiten mit fünf unterschiedlichen Zellchemien installiert. Dabei ist jede Batterieeinheit mit einem Umrichter verbunden, sodass alle Batterieeinheiten unabhängig voneinander betrieben werden können. Vier Batterieeinheiten bestehen aus Blei-Säure Batterien und sechs der Batterieeinheiten sind Lithium-Ionen-Batterien mit unterschiedlichen Zellchemien. Durch die Verschaltung von vielen Einzelzellen erreichen alle Batterieeinheiten eine Nennspannung von 600 V bis 800 V. Je nach Ladezustand kann die Spannung somit ca. 450 V bis 900 V erreichen. Da alle Batterieeinheiten unabhängig voneinander genutzt werden, sind unterschiedliche Verschaltungen und Ladezustände bzw. Spannungen auf Ebene der Batterieeinheiten unproblematisch für das Gesamtsystem. In Tabelle 3.2 und Tabelle 3.3 sind die Batterieeinheiten mit der jeweiligen Verschaltung sowie weiteren technischen Details gelistet.

### 3.3.1 Blei-Säure-Batterien

Die Bleibatterieeinheiten unterteilen sich in zwei unterschiedliche Technologien. Die Batterieeinheiten 1 und 2 sind geschlossene Bleibatterien mit flüssigem Elektrolyten (OCSM). Diese Batterieeinheiten sind baugleich und haben somit dieselben technischen Kennwerte. Batterieeinheiten 3 und 4 sind verschlossene Bleibatterien mit geliertem Elektrolyten (OPzV). Die weiteren technischen Details der Batterieeinheiten finden sich in Tabelle 3.2. Da Batterieeinheit Pb3 in Containerbauweise in zwei Containern ausgeführt ist und die Zellen eine geringere Kapazität aufweisen, ist dort eine 2p Verschaltung vorzufinden, während alle anderen Bleibatterieeinheiten nur auf serielle Verschaltung setzen (vgl. Tabelle 3.2).

Tabelle 3.2: Blei Batterieeinheiten des BESS M5BAT mit Angabe verschiedener technischer Details [164, 165].

Batterieeinheit (Batt)	1, 2	3	4
Akronym	Pb1, Pb2	Pb3	Pb4
Abgekürztes Akronym	P1, P2	P3	P4
Technologie	OCSM	OPzV	OPzV
Verschaltung	300s1p (299s1p) <sup>3</sup>	308s2p	306s1p
Nennenergie (1/3 C) in kWh	1066	842,7	740
Nennkapazität (1/3 C) in Ah	1776	1368	1209
Maximalleistung in kW	1200	774	522
Nennspannung in V	600	616	612
$U_{N,Batt}$ in V	2	2	2
$U_{max,Batt}$ in V	2,4	2,4	2,35
$U_{min,Batt}$ in V	1,7	1,7	1,7
Lebensdauer (zyklisch) in EFC	1500	2400	2400
Lebensdauer (kalendarisch) in Jahren	20	20	20

<sup>3</sup> Innerhalb der Betriebszeit bis Ende 2023 wurde die Verschaltung auf 299s1p angepasst, indem eine defekte Batteriezelle aus der Serienschaltung entfernt bzw. überbrückt wurde.

### 3.3.2 Lithium-Ionen-Batterien

Die Lithium-Ionen Batterieeinheiten unterteilen sich in drei unterschiedliche Zellchemien. Die Batterieeinheiten 5 bis 8 sind baugleich und bestehen aus Zellen einer Mischzellchemie aus Lithium-Mangan-Oxid und Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid (LMO/NMC). Batterieeinheit 9 besteht aus Lithium-Eisen-Phosphat (LFP) Zellen, während Batterieeinheit 10 aus Lithium-Titanat-Oxid (LTO) Zellen besteht. Die technischen Details der Lithium-Ionen Batterieeinheiten finden sich in Tabelle 3.3. Alle Lithium-Ionen-Batteriesysteme kennzeichnen sich durch die Parallelschaltung mehrerer Zellen und eine hierarchische Bauweise über Module und Racks bis hin zum Batteriesystem (vgl. Tabelle 3.3) [29–31]. Die Batteriemagementsysteme sind ebenfalls entsprechend hierarchisch aufgebaut und verfügen über eine Zellspannungsüberwachung, eine umfangreiche Warn- und Fehlermeldungsbehandlung und einen Zellbalancingmechanismus [29–31].

Tabelle 3.3: Lithium-Ionen Batterieeinheiten des BESS M5BAT mit Angabe verschiedener technischer Details [29–31, 150, 166].

Batterieeinheit (Batt)	5, 6, 7, 8	9	10
Akronym	LMO1, LMO2, LMO3, LMO4	LFP	LTO
Abgekürztes Akronym	L1, L2, L3, L4	L5	L6
Technologie	LMO	LFP	LTO
Verschaltung	192s16p	240s10p	312s32p <sup>4</sup>
Nennenergie (1/3 C) in kWh	774	738 (922) <sup>5</sup>	230
Nennkapazität (1/3 C) in Ah	1088	960 (1200)	320
Maximalleistung in kW	1037	2400	1050
Nennspannung in V	710,4	768	717,6
$U_{N,Batt}$ in V	3,7	3,2	2,3
$U_{max,Batt}$ in V	4,1	3,6	2,8
$U_{min,Batt}$ in V	3	2,8	1,5
Lebensdauer (zyklisch) in EFC	6000	5000	≥ 12000
Lebensdauer (kalendarisch) in Jahren	20	20	k. A.

<sup>4</sup> 8 Zellen sind jeweils zu einer „größeren“ Zelle verschweißt, sodass eine 312s4p Verschaltung entsteht.

<sup>5</sup> Die für die Nennenergie und Nennkapazität aufgeführten Werte sind die in der technischen Dokumentation genannten Werte, während die in Klammern aufgeführten Werte die berechnete Werte auf Basis der Typenschilder des Batteriesystems sind.

### 3.4 Messtechnik

Messtechnik ist an verschiedenen Stellen des Systems eingebaut. In Abbildung 3.3 sind die Messpunkte im Leistungspfad schematisch dargestellt. Innerhalb der Batterieeinheiten werden vom BMS Zellspannungen und Zelltemperaturen sowie Ströme gemessen. Ebenfalls bietet das BMS eine Gesamtspannungs-, Gesamtstrom- und Gesamtleistungsmessung. Weitere Größen wie der SOC oder Prognosewerte werden nicht gemessen, sondern im BMS berechnet, stehen allerdings dem EMS zur Verfügung. Auf Umrichterseite werden auf DC-Seite Strom und Spannung gemessen, während auf AC-Seite neben Strom und Spannung auch die Leistung zur Verfügung steht. Für die Transformatoren gibt es keine individuellen Messungen. Stattdessen werden die Transformatoren durch Schutzrelais überwacht, deren Daten allerdings nicht aufgezeichnet werden. Für den gesamten BESS M5BAT gibt es die Gesamtmessung, welche aus Strom, Spannung, Leistung und dem  $\cos(\varphi)$  besteht. Für alle Messungen gilt, dass negative Werte für Strom und Leistung eine Ladung der Batterieeinheiten beschreiben und positive Werte für Strom und Leistung eine Entladung der Batterieeinheiten bedeuten.

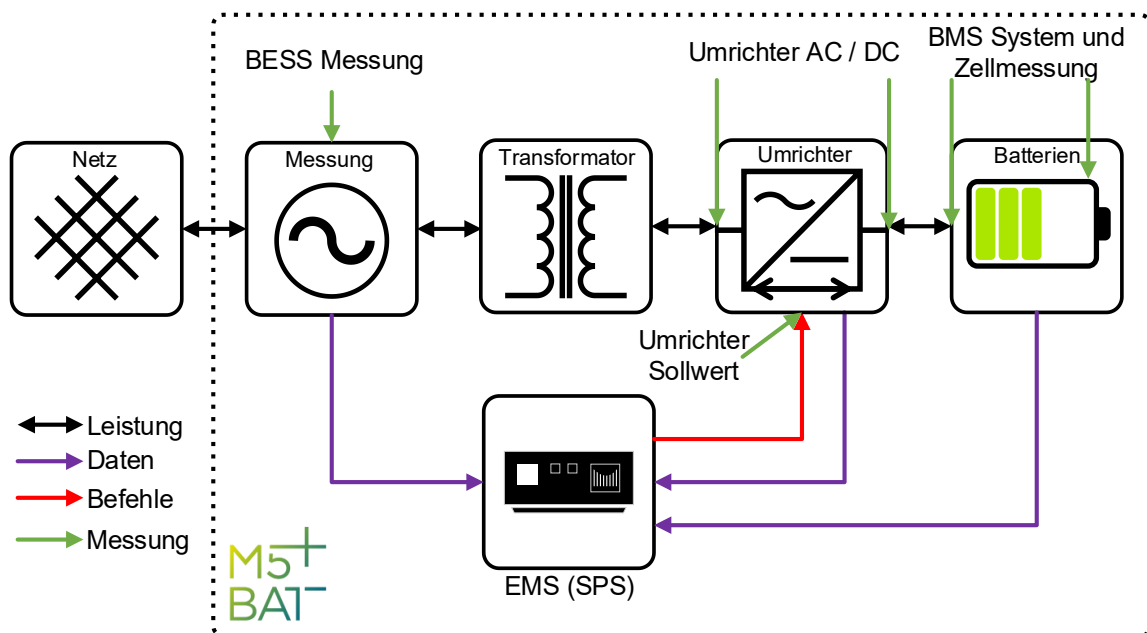


Abbildung 3.3: Schematische Darstellung der installierten Messpunkte des Leistungspfad (vgl. [167]).

Die genannten Messpunkte stehen für jeden Umrichter und jede Batterieeinheit zur Verfügung. Die exakte Ausführung auf Seiten des BMS variiert jedoch je nach Hersteller.

#### 3.4.1 Netzanschlusspunkt

Die Messtechnik am Netzanschlusspunkt findet auf der 10 kV Ebene statt und besteht aus Strom- und Spannungswandlern für jede Phase, drei Messumformern (T1, T2, T3) und einer Steuerung zur Auswertung und digitalen Darstellung der Messwerte. In Abbildung 3.4 sind der Aufbau und die Bauteile der Messkette einphasig abgebildet. Die digitalen Messwerte

am Ende der Messkette beinhalten die Ströme- und Spannungen aller Phasen einzeln sowie Wirk- und Blindleistung und den  $\cos(\varphi)$  im Gesamten. Im 10 ms Takt werden die Werte aktualisiert und können abgerufen werden. Die Messunsicherheiten bzw. Genauigkeitsklassen der einzelnen Geräte können in Tabelle 3.4 abgelesen werden.

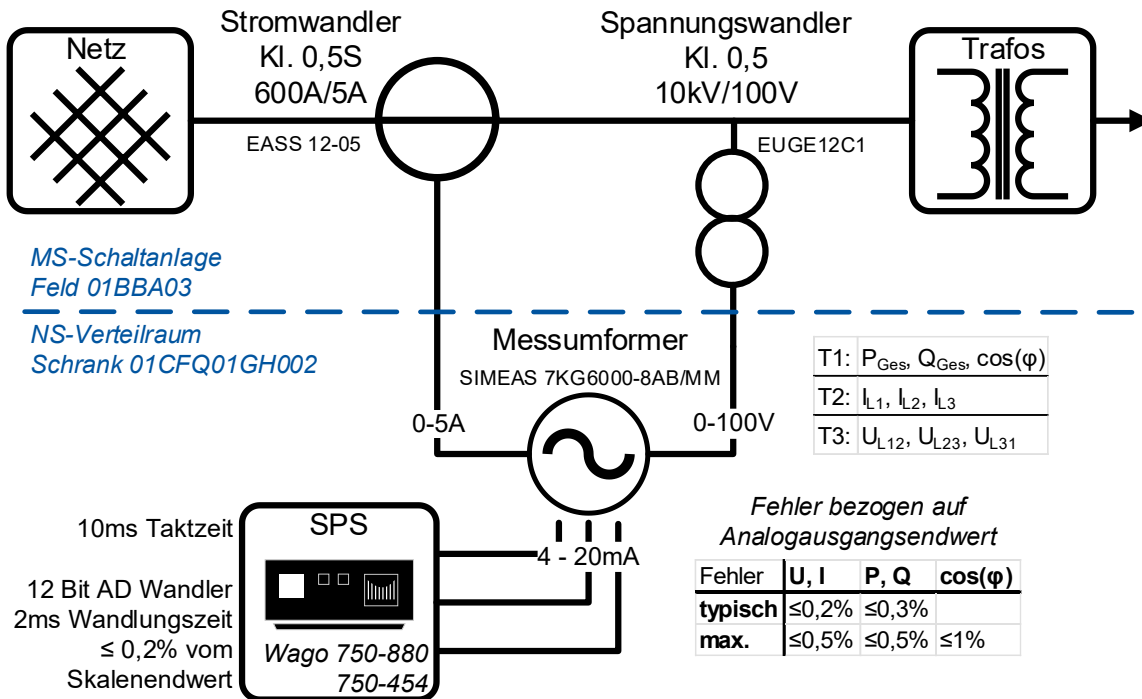


Abbildung 3.4: Messkette der Mittelspannungsmessung von M5BAT mit Angaben der jeweiligen Messunsicherheiten; Messunsicherheiten nach [168–171].

Tabelle 3.4: Messgenauigkeiten der Elemente der Messkette [168–171].

Komponente	Messbereich (SPS)	Steuerung <sup>6</sup>	Messumformer <sup>7</sup>	Messwandler
Fehlervariable	$\varepsilon_{SPS}$	$\varepsilon_{SPS}$ -Eingang	$\varepsilon_{Messumformer}$	$\varepsilon_{Wandler}$
Strom	0 – 600 A	Maximal: ≤ ± 0,2 %	Typisch: ≤ ± 0,2 % Maximal: ≤ ± 0,5 %	Klasse 0,5S
Spannung	0 – 12000 V	Maximal: ≤ ± 0,2 %	Typisch: ≤ ± 0,2 % Maximal: ≤ ± 0,5 %	Klasse 0,5
Leistung	-8000 kW – 8000 kW	Maximal: ≤ ± 0,2 %	Typisch: ≤ ± 0,3 % Maximal: ≤ ± 0,5 %	
Blindleistung	-8000 kvar – 8000 kvar	Maximal: ≤ ± 0,2 %	Typisch: ≤ ± 0,3 % Maximal: ≤ ± 0,5 %	
cosPhi	-1000 – 1000	Maximal: ≤ ± 0,2 %	≤ 1 %	

Für die Strom- und Spannungswandler sind Genauigkeitsklassen genannt, welche nach DIN EN 61869 maximale Fehlergrenzen bedeuten. In Tabelle 3.5 sind die Fehlergrenzwerte

<sup>6</sup> Fehler bezogen auf den Messbereichsendwert bei einer Auflösung von 12 Bit

<sup>7</sup> Fehler bezogen auf 4 – 20 mA Analogausgangsnennwert

für Spannungswandler gemäß DIN EN 61869, Teil 3 aufgelistet [172]. Bei der Genauigkeitsklasse 0,5 ist somit ein Spannungsfehler  $\varepsilon_U$  von 0,5 % bezogen auf 80 % bis 100 % der Bemessungsspannung [172]. Da die Spannung im Normalbetrieb immer im Bemessungsspannungsbereich liegt, werden im Weiteren 0,5 % als Spannungsfehler  $\varepsilon_U$  verwendet.

Tabelle 3.5: Fehlergrenzwerte für Spannungswandler gemäß DIN EN 61869, Teil 3. Der Spannungsfehler und Fehlerwinkel darf die angegebenen Werte zwischen 80 % und 120 % der Bemessungsspannung nicht überschreiten [172].

Genauigkeitsklasse	Spannungsfehler $\varepsilon_U$ in %	Fehlerwinkel $\Delta\varphi$ in min
0,2	$\pm 0,2$	$\pm 10$
0,5	$\pm 0,5$	$\pm 20$
1	$\pm 1,0$	$\pm 40$
3	$\pm 3,0$	-

In Tabelle 3.6 sind die Fehlergrenzwerte für Stromwandler aufgelistet. Die Genauigkeit ist hier abhängig vom gemessenen Strom und die Fehlergrenzwerte steigen bei kleiner werdenden Strömen. Besonders im Teillast- oder Standbybetrieb bei Strömen von 1 % des Bemessungsstroms steigt durch den Stromfehler  $\varepsilon_I$  der Gesamtmessfehler an.

Tabelle 3.6: Fehlergrenzwerte für Stromwandler gemäß DIN EN 61869, Teil 2 [173].

Genauigkeitsklasse	Stromfehler $\varepsilon_I$ in % bei % des Bemessungsstroms					
	1	5	20	50	100	120
0,5		$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	-	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
0,5S	$\pm 1,5$	$\pm 0,75$	$\pm 0,75$	-	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$

Durch die Elemente der Messkette pflanzt sich die initiale Messgenauigkeit als Fehler fort und führt zu einem Gesamtmessfehler bzw. einem Gesamtmessgenauigkeitsbereich.

#### 3.4.1.1 Fehlerfortpflanzung am Netzanschlusspunkt

Nach den Datenblattangaben und erlaubten Fehlergrenzwerten (vgl. Tabelle 3.4) können nun die Fehler und deren Fortpflanzung bestimmt werden und ein theoretischer maximaler Messfehler kann bestimmt werden. Der gesamte maximal mögliche Fehler  $\varepsilon_{max}$  setzt sich dabei aus den maximalen einzelnen Fehlern der Komponenten der Messkette nach Formel (19) zusammen. In Tabelle 3.4 sind die Fehlervariablen den Komponenten zugeordnet.

$$\varepsilon_{max} = \varepsilon_{SPS} + \varepsilon_{SPS\text{-Eingang}} + \varepsilon_{Messumformer} + \varepsilon_{Wandler} \quad (19)$$

Durch die 12 Bit analog-digital (AD) Wandlung in der SPS wird der Messbereich in 4096 diskrete Schritte aufgeteilt und es entsteht ein Diskretisierungsfehler, unabhängig von der Messgröße. Um ein mögliches Messrauschen durch die AD-Wandlung zu minimieren, wurde ein RC-Filter mit einer Gewichtung von 6 % für den aktuellen Messwert und 94 % für den vorhergehenden Messwert implementiert. Für M5BAT ist eine Netzanschlussleistung von 5,65 MW vereinbart, für welche die maximalen Fehler in Formel (20) bestimmt werden

[174]. Dabei ergibt sich im dreiphasigen System ein maximaler Strom von ca. 326 A bei einer Außenleiterspannung von 10 kV.

$$\begin{aligned}
 \varepsilon_{I,max}(326 \text{ A}) &= \overbrace{0,15 \text{ A}}^{12\text{Bit}} + \overbrace{1,2 \text{ A}}^{\leq 0,2 \%} + \overbrace{3 \text{ A}}^{\leq 0,5 \%} + \overbrace{1,63 \text{ A}}^{0,5S} = 5,98 \text{ A} \triangleq 1,83 \% \\
 \varepsilon_{U,max}(10 \text{ kV}) &= \overbrace{2,93 \text{ V}}^{12\text{Bit}} + \overbrace{20 \text{ V}}^{\leq 0,2 \%} + \overbrace{50 \text{ V}}^{\leq 0,5 \%} + \overbrace{50 \text{ V}}^{0,5} = 122,9 \text{ V} \triangleq 1,23 \% \\
 \varepsilon_{P,max}(5,65 \text{ MW}) &= \overbrace{3,9 \text{ kW}}^{12\text{Bit}} + \overbrace{16 \text{ kW}}^{\leq 0,2 \%} + \overbrace{40 \text{ kW}}^{\leq 0,5 \%} + \overbrace{0,082 \text{ kW}}^{0,5 \cdot 0,5S} = 59,982 \text{ kW} \triangleq 1,06 \%
 \end{aligned} \tag{20}$$

Für den Teillastbereich (in Formel (21) exemplarisch für 600 kW Leistung berechnet) steigen der Strom- und Leistungsmessfehler hingegen deutlich an. Die erhöhten Messfehler sind dabei auf die Messumformer und die SPS zurückzuführen, da bei beiden Geräten die Fehler auf den Skalenendwert bzw. Ausgangsendwert bezogen werden.

$$\begin{aligned}
 \varepsilon_{I,max}(34,6 \text{ A}) &= \overbrace{0,15 \text{ A}}^{12\text{Bit}} + \overbrace{1,2 \text{ A}}^{\leq 0,2 \%} + \overbrace{3 \text{ A}}^{\leq 0,5 \%} + \overbrace{0,26 \text{ A}}^{0,5S} = 4,61 \text{ A} \triangleq 13,32 \% \\
 \varepsilon_{U,max}(10 \text{ kV}) &= \overbrace{2,93 \text{ V}}^{12\text{Bit}} + \overbrace{20 \text{ V}}^{\leq 0,2 \%} + \overbrace{50 \text{ V}}^{\leq 0,5 \%} + \overbrace{50 \text{ V}}^{0,5} = 122,9 \text{ V} \triangleq 1,23 \% \\
 \varepsilon_{P,max}(600 \text{ kW}) &= \overbrace{3,9 \text{ kW}}^{12\text{Bit}} + \overbrace{16 \text{ kW}}^{\leq 0,2 \%} + \overbrace{40 \text{ kW}}^{\leq 0,5 \%} + \overbrace{0,013 \text{ kW}}^{0,5 \cdot 0,5S} = 59,913 \text{ kW} \triangleq 9,99 \%
 \end{aligned} \tag{21}$$

Die Fehlerfortpflanzungsrechnung gibt die theoretisch maximal möglichen Fehlerwerte wieder. Da für den Messumformer typische Fehlergrenzwerte und Prüfprotokolle für die Stromwandler vorliegen, ist in Anhang A2.1 zudem ein typischer Fehler für den Teillastbetrieb gezeigt, welcher bei 7,32 % bezogen auf 600 kW liegt. Um die Genauigkeit der Leistungsmessung im realen Betrieb zu überprüfen, werden im Folgenden verschiedene Messungen dargestellt.

### 3.4.1.2 Leerlaufmessungen am Netzanschlusspunkt

Die Leerlaufmessungen am Netzanschlusspunkt zeigen die im realen Betrieb zu erwartende Messunsicherheit. Die Messungen teilen sich in drei Leerlaufmessungen und drei Kompensationsmessungen auf. Jede Messung hat eine Messdauer von 60 min bei einer Messfrequenz von 100 ms, sodass insgesamt 36.000 Messwerte pro Messung aufgezeichnet wurden. Die Messung „Leerlauf“ beschreibt die Messung ohne angeschlossene Transformatoren und somit bei einem offenen Leitungsende. Es gibt keinen Leistungsfluss. Die Messung „Trafo-Leerlauf“ beschreibt die Messung bei zugeschalteten Transformatoren, aber abgeschalteter Leistungselektronik. Die gemessenen Leistungen sind die Verlustleistungen der Transformatoren. Die Messung „Umrichter-Standby“ beschreibt die Messung bei zugeschalteten Transformatoren und zugeschalteten Umrichtern, welche allerdings im Standby-Betriebsmodus sind. Es sind Leistungsflüsse durch Verluste der Transformatoren und Umrichter zu erwarten sowie ein Blindleistungsbedarf. Die Kompensationsmessungen („Umrichter-Kompensation“) beschreiben Messungen bei zugeschalteten Transformatoren und zugeschalteten Umrichtern im Standby-Betriebsmodus. Da am Netzknoten keine Blindleistung erlaubt ist und kein Bezug von Leistung zur Verlustkompensation der Transformatoren erwünscht ist,

wird ein Umrichter aktiviert und zur Kompensation der Verluste und der Blindleistung eingesetzt. Durch eine Vorsteuerung mit Verlustleistungsabschätzung wird bei aktivierter Vorsteuerung die Kompensationsleistung auf 150 % der berechneten Verlustleistung begrenzt.

In Abbildung 3.5 sind die Leerlaufmessungen und eine Kompensationsmessung gezeigt. Hierbei beschreibt eine negative Leistung eine Ladeleistung, während positive Leistungen eine Entladeleistung beschreiben. Es ist sichtbar, dass es eine Streuung bzw. Verteilung der Messwerte gibt. Für den Leerlauf zeigt sich zudem eine Verschiebung um -1,7 kW für den Mittelwert, welcher in ähnlicher Größenordnung auch bei der Umrichter-Kompensation auftritt. Für die Messungen „Trafo-Leerlauf“ und „Umrichter-Standby“ zeigen sich größere Streuungen und eine Verschiebung der Messung auf -21,8 kW bzw. -18,5 kW im Mittel. Die negativen Leistungen bedeuten, dass ein Netzbezug der Transformatorverlust in den Tests „Trafo-Leerlauf“ und „Umrichter-Standby“ stattfindet.

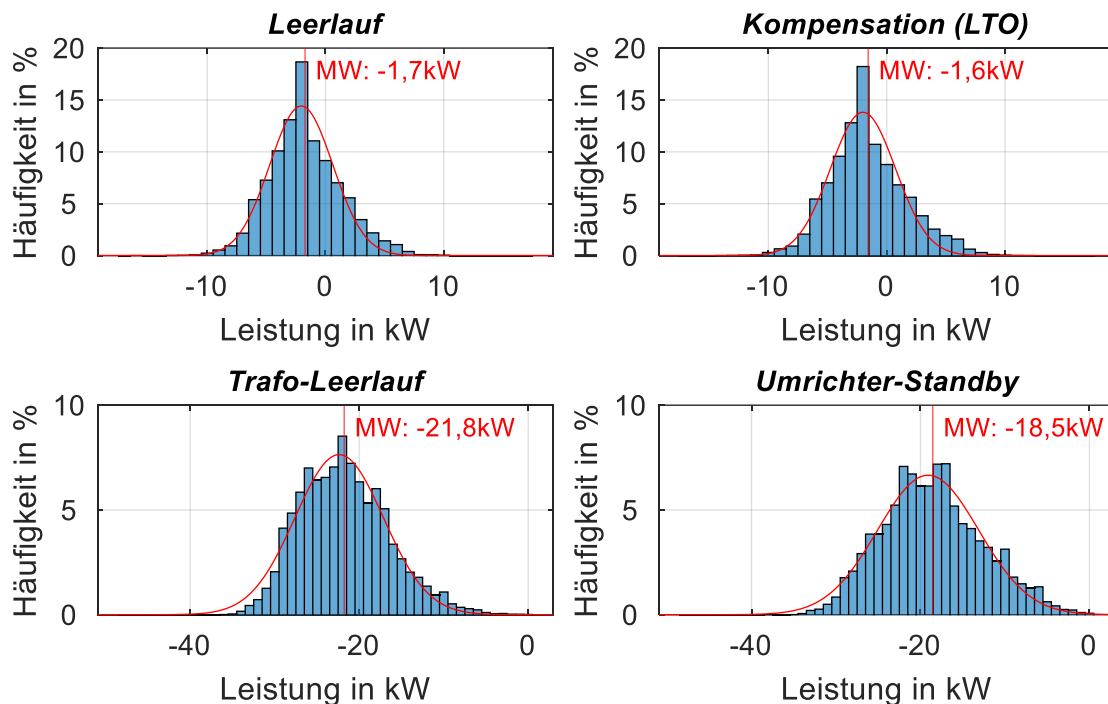


Abbildung 3.5: Leerlaufmessungen über 1 h in 100 ms Messfrequenz  $n_{Mess} = 36.000$ ; Umrichter Kompensation LTO.

Zu den Kompensationsmessungen wurde zudem die dafür notwendige Kompensationsleistung aufgezeichnet. Beide Messungen sind in Abbildung 3.6 dargestellt. Während die Verteilungen der Messwerte am Netzknoten vergleichbar aussehen, sind die Kompensationsleistungen, die dafür notwendig waren, sehr unterschiedlich. Durch die Vorsteuerung wurde die Kompensationsleistung auf 17 kW begrenzt, während ohne Vorsteuerung die Regelung im Mittel knapp 30 kW zur Kompensation der Verluste und der Blindleistung nutzt. Durch die höhere Leistung des Umrichters entstehen sowohl im Transformator als auch im Umrichter höhere Eigenverluste. Durch die Vorsteuerung und die

Begrenzung können im Leerlauf des Batteriespeichers somit Einsparungen durch die Kompensationsleistung realisiert werden.

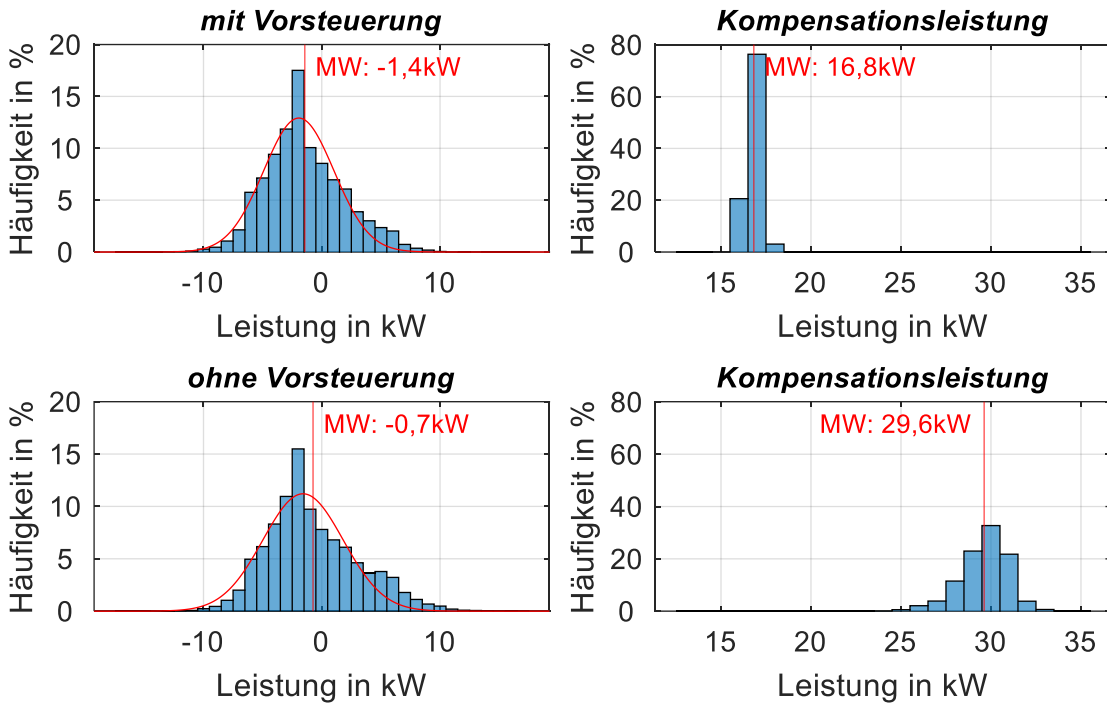


Abbildung 3.6: Kompensationsmessungen mit LMO5 über 1 h in 100 ms Messfrequenz  $n_{Mess} = 36.000$ ;  $n_{Mess} = 3600$  für Kompensationsleistungen.

Für alle gezeigten Messungen sind in Tabelle 3.7 die statistischen Kennwerte aufgelistet. Während die Standardabweichung für die Kompensationsmessungen, sowie den Leerlauf im Bereich von 3 kW liegen, steigt die Standardabweichung und somit die Streuung der Messwerte für den Transformator-Leerlauf und den Umrichter-Standby Versuch auf 5 kW bis 6 kW an.

Tabelle 3.7: Leerlaufmessungen am Netzknoten; Messung je 1 h in 100 ms Messfrequenz  $n_{Mess} = 36.000$ .

Kennwert	Minimum in kW	Maximum in kW	Median in kW	Mittelwert in kW	Standardabweichung in kW
Leerlauf	-16	10	-2	-1,72	2,99
Transformator- Leerlauf	-36	3	-22	-21,79	5,22
Umrichter Standby	-38	5	-19	-18,54	5,96
Kompensation LTO	-14	12	-2	-1,56	3,18
Kompensation LMO	-13	13	-2	-1,43	3,32
Kompensation LMO ohne Vorsteuerung	-14	20	-1	-0,74	3,87

Im Vergleich zum berechneten theoretischen maximalen Fehlerwert zeigen alle Messergebnisse, dass die Messkette im gesamten für den niedrigen Teillast- bzw.

Leerlaufbereich mit einer höheren Genauigkeit angenommen werden kann. Der Leistungsmessfehler  $\varepsilon_{P,max}$  (600 kW) wurde zuvor mit 59,9 kW bestimmt und ist damit mehr als doppelt so groß wie die für den Leerlauffall ermittelte Spannweite von 26 kW. Im Anhang in Abbildung A.3 sind die erlaubten Messfehler nach DIN EN 61869-2 [173] und die Strommessfehler nach Datenblattangabe und Messwandlerprüfung gezeigt [169, 175]. Zudem ist im Anhang in Abbildung A.4 ein Vergleich der Streuungen der Messwerte bei Messleistungen zwischen -600 kW und 600 kW gezeigt. Die Standardabweichung der Messungen ist dabei in einem ähnlichen Bereich wie die Transformator-Leerlaufmessung. Um den Messfehler genauer eingrenzen zu können, ist eine genauere Vergleichsmessung am Netzanschlusspunkt als Kalibrierungsmessung notwendig. Dennoch ist der Messung im aktuellen Aufbau zu vertrauen und es wird aufgrund der Größe der bestimmten theoretischen Messfehler auf die Angabe von Fehlerbalken verzichtet. Zusätzliche Auswertungen mit Angabe der Messfehler finden sich im Anhang.

### 3.4.2 Netzfrequenzmessung

Die Netzfrequenzmessung am Netzanschlusspunkt greift auf Spannungswandler der Phasen L1 und L2 zu, sodass die Netzfrequenz dort bei einer Spannung von 100 V gemessen wird. Die Messung wird durch ein micromax-f der Firma Dr. Gobmaier GmbH realisiert [176]. Die Messdaten werden über unterschiedliche Ports separat für das Datenlogging und für die Weiterverarbeitung im EMS im 100 ms Takt abgerufen. Es wird dabei eine Auflösung von 0,1 mHz bei einer Genauigkeit von 1 mHz erreicht [176]. Es können gleitende Mittelwerte über 1 s bis hin zu einem gleitenden Mittelwert über 100 ms abgerufen werden [176]. Zusätzlich gibt es eine GPS-Verbindung, durch welche die Frequenzmessung synchron mit der GPS-Zeit gehalten wird [176].

Da die Netzfrequenzmessung somit auf eine Geschwindigkeit von 100 ms begrenzt ist, können mit M5BAT keine frequenzgebundenen Dienstleistungen erbracht werden, welche eine schnellere Messung erfordern. Der Austausch des Messgeräts gegen ein schnelleres Messgerät würde schnellere frequenzgebundene Dienstleistungen ermöglichen.

### 3.4.3 Umrichtermessung

Die Umrichtermesswerte werden digital übertragen, weiterverarbeitet und gespeichert. Es entstehen keine weiteren Messfehler, allerdings gibt es Zeitverzögerungen bei der Datenübertragung und Datenverarbeitung (vgl. Abschnitt 5.2.2). Die Messungen der Umrichter haben die Messwertabweichungen nach Tabelle 3.8. Nach Tests aus [167] ist die Messwertabweichung der Umrichter verglichen mit den Messungen eines Dewetron DEWE-571 deutlich geringer als die Herstellerangabe in Tabelle 3.8. Im Anhang in Abbildung A.5 sind die Herstellerangaben und die Messwerte als Differenz zwischen Umrichter und Dewetron DEWE-571 gezeigt. Hierbei liegt die maximale Messwertabweichung zwischen 100 kW und 600 kW bei ca. 0,8 % bis 1,4 % [167]. Es kann daher angenommen werden, dass die genannten typischen Abweichungen aus Tabelle 3.8 unterschritten werden. Um den Messfehler genauer eingrenzen zu können, ist eine Kalibrierungsmessung notwendig.

Dennoch ist der Messung im aktuellen Aufbau zu vertrauen und es wird auf die Angabe von Fehlerbalken verzichtet.

Tabelle 3.8: Messwertabweichungen bezogen auf den Messbereichsendwert der Umrichter des Typs SMA Sunny Central CP nach [177].

Messwert	Typische Abweichung	Maximale Abweichung
DC-Spannung	$\pm 0,5 \%$	$\pm 1 \%$
DC-Strom	$\pm 1,5 \%$	$\pm 3 \%$
AC-Spannung	$\pm 0,5 \%$	$\pm 1 \%$
AC-Strom	$\pm 1,5 \%$	$\pm 4 \%$
AC-Leistung	$\pm 2 \%$	$\pm 3 \%$

#### 3.4.4 BMS Messung

Jede Batterieeinheit bzw. jedes BMS verfügt über eine Vielzahl an systemischen Messungen und Zellmessungen. Für das gesamte Batteriesystem ist je eine Spannungs- und Strommessung vorhanden. Zudem werden für das System aggregierte Werte wie die mittlere Zellspannung, die minimale und maximale Zellspannung sowie die minimale und maximale Zelltemperatur und die mittlere Zelltemperatur ausgegeben. Beim Aufbau aus mehreren Racks sind die genannten aggregierten Werte, eine Rackspannung- und Rackstrommessung verfügbar. Bei LIB-basierten Systemen ist auf Zellebene eine Einzelzellspannungsmessung verfügbar und eine Temperaturmessung für je zwei oder vier Zellen im Verbund verfügbar. Bei den Bleibatterieeinheiten ist eine Spannungsmessung für je zwei bis vier Zellen verfügbar, sodass eine Quasi-Zellspannung ermittelt werden kann. Temperaturmessungen sind hier nur am Zellgehäuse einzelner Zellen verfügbar.

Für alle BMS-Messungen sind keine Genauigkeiten und Offsets bekannt. Die Abfrage und Speicherung aller systemischen Messungen sowie aggregierter Werte erfolgen im 1 s Takt, während Zellspannungsmessungen und Zelltemperaturmessungen im 5 s Takt abgerufen und gespeichert werden.

### 3.5 Steuerungstechnik

Die Steuerungstechnik des BESS M5BAT besteht aus mehreren speicherprogrammierbaren Steuerungen (SPS), welche unterschiedliche Aufgaben erfüllen und miteinander kommunizieren. In Tabelle 3.9 sind die verwendeten Steuerungen aufgelistet und mit der jeweiligen Aufgabe benannt. Der Controller der Feldbuskommunikation wird auch als Kommunikations-SPS beschrieben und ist in Abbildung 3.2 zu finden. Dieser übernimmt die zentrale Aufgabe der Datenaggregation und des Signalaustauschs mit Feldbusgeräten. Alle Daten der Umrichter und BMSs, werden dort für die Weiterverarbeitung zwischengespeichert und verfügbar gemacht. Der Controller des Energiemanagements, in Abbildung 3.2 als EMS-SPS bezeichnet, stellt die zentrale Einheit des Energiemanagements dar. Hier werden alle Funktionen ausgeführt und Berechnungen durchgeführt, sowie Entscheidungen zum Batterieeinsatz getroffen. Über eine

Benutzeroberfläche können zudem Handeingriffe erfolgen, spezielle Einstellungen gewählt werden und das System beobachtet werden. Zusammen mit der Kommunikations-SPS bildet die EMS-SPS das Energiemanagement nach Abschnitt 2.2. Der Zwillingscontroller (TWIN-SPS) kann zur Erprobung von Updates des EMS sowie zu Vergleichen zwischen EMS-SPS und Zwillings-SPS genutzt werden. Die Berechnungen und Funktionen des Zwillings-Controllers sind identisch zum EMS-Controller, allerdings werden die Schaltbefehle nicht auf der Anlage ausgeführt. Die Controller für die Messung am Netzanschluss und der Mittelspannungs-Schaltanlage sind nur für die Zwecke der Messung und Steuerung implementiert, dort werden keine Berechnungen und Entscheidungen durchgeführt.

Tabelle 3.9: Eingesetzte Steuerungen (SPS) zur Anlagensteuerung.

Einsatz / Aufgabe	Controller	Kommentar
Feldbuskommunikation	WAGO PFC200 750-8216 [178]	Kommunikations-SPS
Energiemanagement (EMS)	WAGO PFC200 750-8212 [179]	EMS-SPS
Digitaler Zwilling (EMS)	WAGO PFC200 750-8212 [179]	TWIN-SPS
Messung Netzanschluss	WAGO Controller 750-880 [180]	Messung-SPS
Mittelspannungs-Schaltanlage	WAGO Feldbuskoppler 750-352 [181]	MSHV

### Initiale Leistungsaufteilung

Die Leistungsaufteilung ist Teil des EMS (vgl. Abschnitt 2.2) und wird im Umfang dieser Arbeit inklusive der Weiterentwicklungen in Kapitel 7 behandelt. Der Stand des Leistungsaufteilungsalgorithmus vor der Weiterentwicklung wird im folgenden Abschnitt dargestellt und ist in [21, 154, 182, 183] veröffentlicht und wird dort im Rahmen des „Basis-EMS“ beschrieben.

Das Ziel der Leistungsaufteilung ist die Maximierung der Dauer der Leistungserbringung. Basis des Algorithmus sind Leistungsprognosen für verschiedene Zeitdauern, welche von den BMSen der Batterieeinheiten übermittelt werden. Somit ist der Algorithmus direkt abhängig von der Güte und Genauigkeit der übermittelten Leistungsprognosen [21]. In Abbildung 3.7 ist ein Flussdiagramm des initialen Leistungsaufteilungsalgorithmus gezeigt.

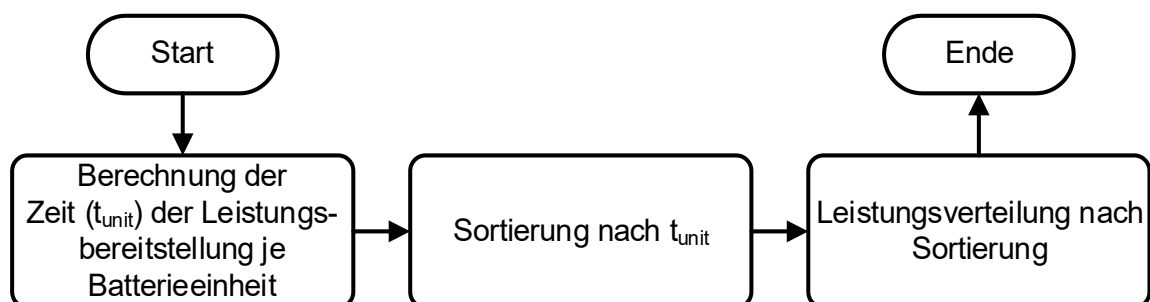


Abbildung 3.7: Flussdiagramm des initialen Leistungsaufteilungsalgorithmus (Basis-EMS).

Die Berechnung der Leistungsbereitstellung  $t_{unit}$  erfolgt dabei nach Formel (22). Für die Berechnung werden die aktuelle Leistungsprognose ( $Prognose_{p,Batt}(instant)$ ) und die

Leistungsprognose für 1 h ( $Prognose_{P,Batt}(60 \text{ min})$ ) bzw. die verbleibende Energie bei einer einstündigen Ladung oder Entladung benötigt. In der steuerungstechnischen Implementation wird der Faktor 100 im Zähler von Formel (22) benötigt, da in der Steuerung für die Berechnung der Zeitdauern keine Fließkommazahlen verwendet werden und über diesen Faktor die Genauigkeit erhöht wird.  $t_{unit}$  wird somit in h angegeben. Um regelmäßige Umschaltvorgänge zwischen den Batterieeinheiten zu verhindern, wird bei der Sortierung eine Hysterese von 6 min eingehalten.

$$t_{unit} = \frac{Prognose_{P,Batt}(60 \text{ min})}{Prognose_{P,Batt}(\text{instant})} \quad (22)$$

Durch die Sortierung nach der Zeit der Leistungsbereitstellung wird sichergestellt, dass das BESS M5BAT so lange wie möglich für Leistungsabrufe zur Verfügung steht. Somit ist der Algorithmus gut geeignet für die Erbringung von FCR, da gemäß den Präqualifikationsbedingungen (PQ-Bedingungen) eine minimale Energiemenge und Leistung bereitgestellt werden muss [62]. Wenn bestimmte Grenzwerte erreicht werden, muss der SOC entsprechend angepasst werden.

Der initiale Leistungsaufteilungsalgorithmus ist, wie gezeigt, abhängig von der Qualität der Leistungsprognosen der Batterieeinheiten. Darüber hinaus bevorzugt der Algorithmus Batterieeinheiten mit einem großen EPR. Batterien mit einem großen EPR bzw. großem Energiegehalt würden den Großteil des Energiedurchsatzes übernehmen, unabhängig von der Batterieeffizienz oder zyklischen Batteriestabilität. Um die genannten Nachteile zu überwinden, wird eine Weiterentwicklung des Leistungsaufteilungsalgorithmus in Kapitel 7 vorgestellt.

## 3.6 Daten

Im BESS M5BAT ist ein umfangreiches Datenlogging-System etabliert. In Abschnitt 3.6.1 wird das Datenlogging-System beschrieben und in Abschnitt 3.6.2 wird die Datenaufbereitung als Vorab-Schritt vor der Datenanalyse beschrieben.

### 3.6.1 Datenlogging

Das Datenlogging des BESS M5BAT muss in zwei Abschnitte unterteilt werden, in welchen unterschiedliche Datenlogging-Systeme verwendet wurden. Dabei wird das Datenlogging anhand der verwendeten Software und der grundlegenden Funktionalität als „Datenlogging via Netzwerksniffer“ und „aktives Datenlogging via OAS“ bezeichnet. Der Umbau des Datenloggings bzw. der Aufbau des „aktiven Datenloggings via OAS“ wurde im Rahmen dieser Arbeit aktiv mitgestaltet, sodass die ab 2022 gezeigten Ergebnisse von den Vorteilen des verbesserten Datenloggings profitieren.

Die Uhrzeiten aller Geräte des M5BAT Netzwerks werden mittels eines NTP-Servers synchronisiert und der Datenlogging-Server schreibt in jede Tabelle diesen Zeitstempel. Seit September 2021 wird dafür die UTC-Zeitzone verwendet sowie ein dediziertes Gerät als NTP-Server mit GPS-Antenne genutzt.

### 3.6.1.1 Datenlogging via Netzwerksniffer

Das Datenlogging via Netzwerksniffer war bis Ende 2021 im Produktivbetrieb und wurde zum 01.01.2022 durch das aktive Datenlogging via OAS abgelöst. Eine vereinfachte schematische Darstellung des Datenloggings via Netzwerksniffer bzw. „M5BAT Monitoring Application“ ist in Abbildung 3.8 dargestellt [184]. Die „M5BAT Monitoring Application“ wurde 2014 am ISEA von Lorent [184] entwickelt. Die Feldbuskommunikation läuft dabei über einen Switch und verschiedene Geräte wie BMS, EMS und Messungen via Modbus TCP over Ethernet ab. Über einen Port Mirror werden alle Datenpakete, die über den Switch gesendet werden, zusätzlich auf den Port des Datenlogging-Server gespiegelt. Der Netzwerksniffer, der dort installiert ist, empfängt alle Datenpakete und muss entsprechend die Daten nach einer vorgegebenen Filterliste filtern [184]. In dieser Filterliste sind Empfänger- und Absenderadresse, Protokolltyp, Quell- und Zielpport sowie entsprechende Modbus-Register enthalten [184]. Entspricht der Inhalt eines Datenpakets den Filterkriterien, werden die Daten in entsprechende Datenbankeinträge umgewandelt und geschrieben. Die Datenverfügbarkeit und Loggingfrequenz sind hierbei von der Kommunikation der Feldbusgeräte abhängig. Wird mehrfach pro Sekunde im Feld kommuniziert, empfängt der Netzwerksniffer die gespiegelten Daten ebenfalls mehrfach pro Sekunde. Gibt es nur eine Feldbuskommunikation bei Wertänderungen, kommt es vor, dass der Netzwerksniffer nur wenige Datenpakete erhält und verarbeitet. Die Zielloggingfrequenz von 1 s ist nicht immer sichergestellt, es gibt stattdessen eine variable Loggingfrequenz. Des Weiteren wird die Filterliste nach gewählten Priorisierungen bzw. dem Top-Down Prinzip abgearbeitet, sodass es zu einer Priorisierung von Datenpaketen, die den ersten Filterkriterien entsprechen, bei einer Überlast des Systems kommt [184].

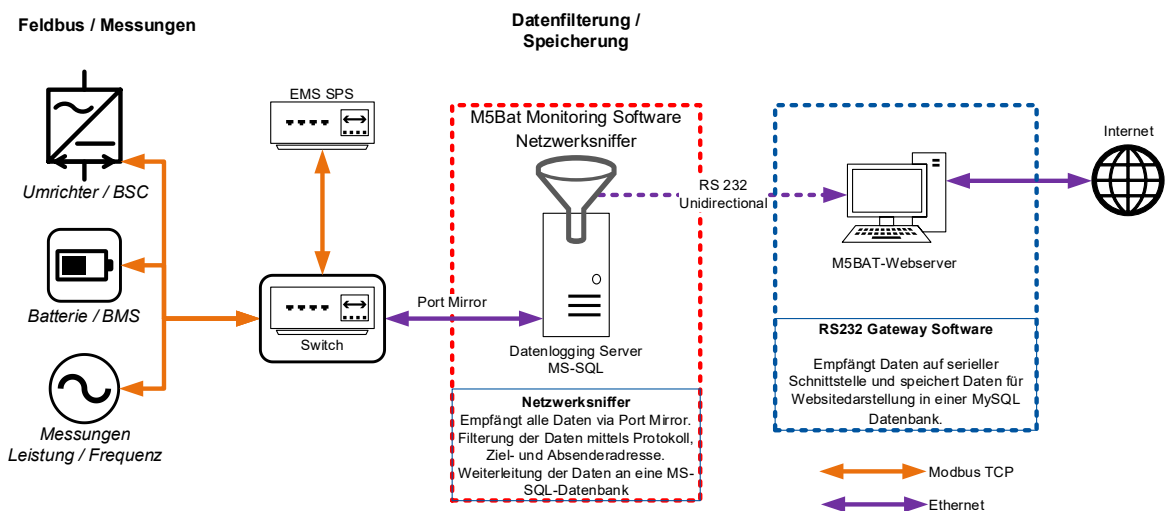


Abbildung 3.8: Vereinfachte schematische Darstellung des Datenloggings des BESS M5BAT mittels Netzwerksniffer.

Zur Präsentation einiger Daten über die M5BAT Website [185] gibt die „M5BAT Monitoring Application“ ausgewählte Daten über eine serielle Schnittstelle an den M5BAT Webserver

weiter. Dort werden die Daten mittels einer Gateway-Software verarbeitet und in eine MySQL Datenbank geschrieben. Die Website mit Datenbank-API ist ebenfalls dort installiert.

### 3.6.1.2 Aktives Datenlogging via OAS

Seit dem 01.01.2022 wurde der Produktivbetrieb des aktiven Datenloggings via OAS gestartet, welches den Netzwerksniffer ablöst. In Abbildung 3.9 ist die vereinfachte schematische Darstellung des aktiven Datenloggings via OAS gezeigt. Die Feldbusseite und die Kommunikation via Modbus TCP over Ethernet ist dabei unverändert. Die Datenlogging Software Open Automation Software Platform (OAS) wird auf dem Datenlogging-Server ausgeführt und fragt über das Modbus TCP Protokoll aktiv die Daten aller Geräte an [186]. Durch die aktiven Datenanfragen werden die Rückmeldungen direkt an OAS bzw. den Datenlogging-Server gesendet und das Datenlogging ist unabhängig von der Feldbuskommunikation und Steuerung durch das EMS. Standardmäßig werden alle Daten im 1 s Takt angefragt und geloggt. Um einen Kompromiss zwischen Genauigkeit und Datenmenge zu erreichen, werden alle Einzelzelldaten (Spannungen und Temperaturen) im 5 s Takt angefordert und geloggt. Zur Aufzeichnung des dynamischen Netzverhaltens, werden Messgrößen der Messung am Netzknoten, sowie die Netzfrequenz im 100 ms Takt angefordert und gespeichert. Die gezeigte Topologie ist gültig für alle Feldbusgeräte, welche eine Multiport oder Multi-Client Fähigkeit aufweisen, sodass die Feldbuskommunikation parallel zur Datenlogging-Kommunikation abläuft. Bei allen Geräten, die diese Fähigkeit nicht aufweisen, gibt es eine Kommunikation im 100 ms Takt mit der Kommunikations-SPS. Dort werden alle abgerufenen Werte in gesonderten Registern bereitgestellt, sodass andere Geräte und das Datenlogging die Messdaten von der Kommunikations-SPS abfragen können.

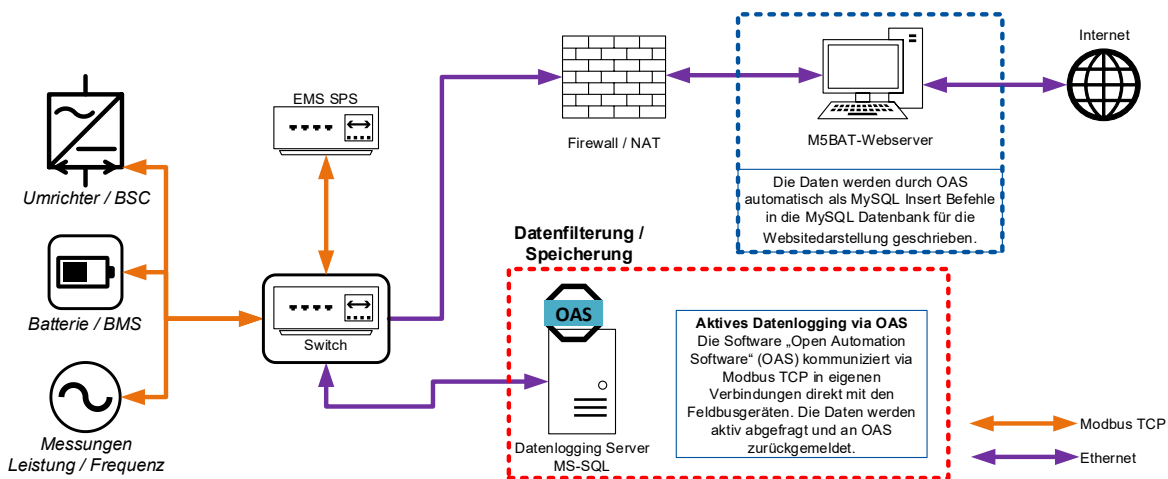


Abbildung 3.9: Vereinfachte schematische Darstellung des Datenloggings des BESS M5BAT mittels der Datenloggingsoftware OAS.

Die M5BAT Live Monitoring Website wird nach Abbildung 3.9 weiterhin über den M5BAT Webserver betrieben. Die Daten in der MySQL Datenbank werden hingegen direkt von OAS

als Datenbank-Insert über eine Firewall aus dem M5BAT-Netz in das ISEA-Netz (blau gestrichelt) an den Server gesendet. Es ist keine weitere „Zwischensoftware“ notwendig.

### 3.6.2 Datenaufbereitung

Da das Datenlogging an einigen Stellen nicht perfekt ist, entstehen Datenlücken unterschiedlicher Dauer. Gründe für Datenlücken sind z. B. Softwareupdates, Neustarts der Datenlogging-PCs, Neustarts von Feldbusgeräten, Aktualisierungen des EMS oder Überlastung des Netzwerksniffers. Zur Datenaufbereitung gehört daher die Interpolation von Datenlücken bis zu einer Dauer von 5 s. Alle längeren Datenlücken werden weiterhin als Datenlücke behandelt. Bei binären Variablen (z. B. Statusmeldungen der Umrichter), sowie dem SOC und SOH wird zum nächsten Wert interpoliert, während bei Gleitkommawerten linear interpoliert wird.

In Abbildung 3.10 wird die Datenverfügbarkeit nach der Datenaufbereitung für die Messung am Netzknoten (M5BAT) und die Umrichterdaten gezeigt, die nach Formel (23) berechnet wurde. Die Anzahl der möglichen Datenpunkte im jeweiligen Untersuchungszeitraum entspricht bei einer Aufzeichnungsfrequenz von 1 s der Anzahl der Sekunden des Untersuchungszeitraums. Valide Datenpunkte sind Datenpunkte nach der Datenaufbereitung, die einen gültigen Messwert enthalten.

$$\text{Datenverfügbarkeit} = \frac{\text{Anzahl valide Datenpunkte}}{\text{Anzahl mögliche Datenpunkte}} \quad (23)$$

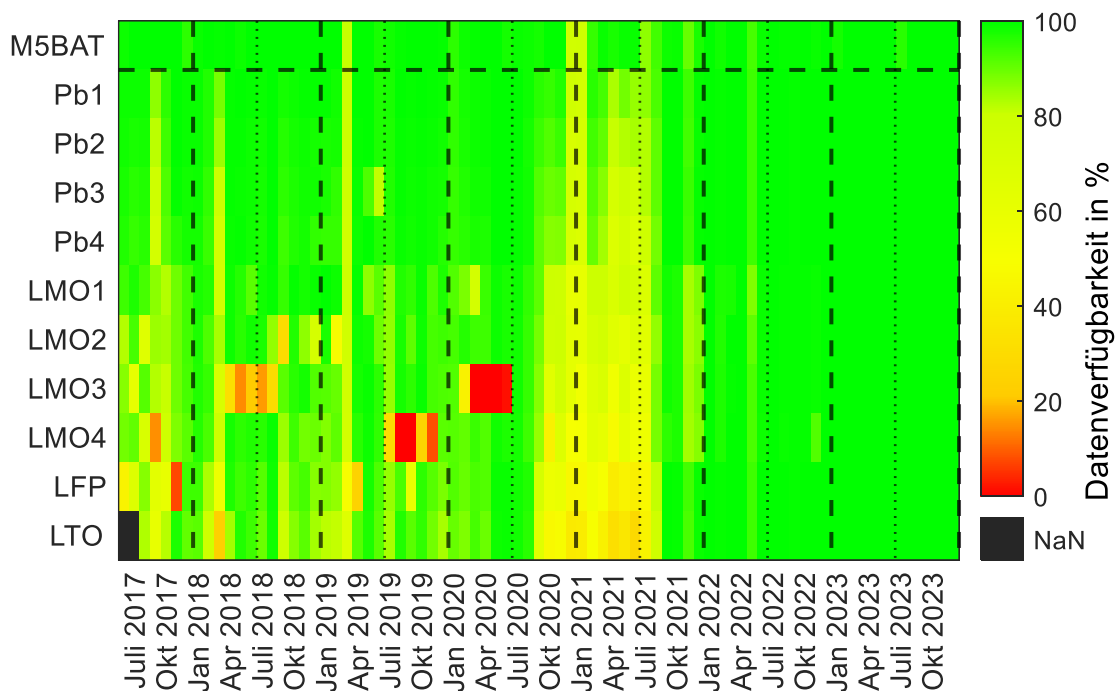


Abbildung 3.10: Datenverfügbarkeit in Prozent der verfügbaren Daten nach der Datenaufbereitung (neu berechnet und erweitert nach [187]).

Für die Batterieeinheiten LMO1 bis LMO4 ist anzumerken, dass es bei einem Ausfall der Batterieeinheit keine nutzbaren Batteriedaten auf Umrichterbasis (Batteriedaten die vom BMS an den Umrichter zur Weiterverarbeitung gesendet werden) mehr gibt. Somit führt ein Ausfall direkt zu verminderter Datenverfügbarkeit. Deutlich erkennbar ist, dass ab 2022 die Datenverfügbarkeit konsistent für alle Batterieeinheiten auf nahezu 100 % angestiegen ist.

## 3.7 Betrieb

Der BESS M5BAT wird hauptsächlich für die Erbringung von FCR genutzt. Zur Erfüllung der FCR ist über das Nachlademanagement ein Energieaustausch über den Intraday Markt (IDC) notwendig. Zuletzt werden mit M5BAT Forschungstätigkeiten und Batterietests durchgeführt. Dazu sind in Abbildung 3.11 a) die bezuschlagten FCR-Leistungen ( $P_{VL,FCR}$ ) gezeigt und in Abbildung 3.11 b) die monatlichen geladenen und entladenen Energiemengen über den Intraday Markt. Bei der bezuschlagten FCR-Leistung wird zwischen den Marktdesigns durch die Länge der Auktionsblöcke unterschieden. Bis Anfang 2019 hatte der BESS M5BAT nur eine Präqualifikation für 2 MW FCR, weshalb dort die maximale Leistung bei 2 MW liegt. Ab Anfang 2019 sind, wenn technisch möglich, 3 MW FCR vermarktet worden. Seit Mitte März 2024 ist M5BAT für 4 MW FCR und aFRR präqualifiziert. Anfang 2020 ist durch ein Forschungsprojekt für mehrere Monate keine FCR angeboten worden und es wurden Batterietests durchgeführt. Ende 2020 und Anfang 2021 kam es durch Fehler des Datenloggings und Defekte zu mehreren Ausfallwochen. Der in Abbildung 3.11 a) schwarz gestrichelte Filter über 1 Jahr zeigt den Trend der FCR-Vermarktung. Alle kürzeren vermarktungsfreien Zeiten sind auf Wartungen, Updates und Tests zurückzuführen.

Bei Betrachtung der Energiedurchsätze aus Abbildung 3.11 b) wird deutlich, dass bis auf wenige Ausnahmen die FCR-Erbringung den größten Anteil des Energiedurchsatzes ausmacht. Durch die Verwendung der Freiheitsgrade der FCR bis Ende 2020 ist die geladene Energie größer als die entladene Energie der FCR. Ab Ende 2020 wurden die Freiheitsgrade der FCR nicht mehr verwendet, was darin resultiert, dass die geladenen und entladenen Energiemengen der FCR ausgeglichen sind.<sup>8</sup> Seit Ende 2020 laufen die geladenen und entladenen Energiemengen über den Intraday Markt entsprechend weiter auseinander, um die Energieverluste des BESS M5BAT auszugleichen.

Es ist anzumerken, dass die Gesamtenergiemenge von M5BAT nicht der Summe der gezeigten Energiemengen entspricht, da beide gezeigten Signale überlagert werden können und der tatsächliche Energiefluss somit niedriger ausfallen kann. Batterietests werden

---

<sup>8</sup> Hintergrund für die Entscheidungen der Nicht-Nutzung der Freiheitsgrade der FCR war die Befürchtung durch unsymmetrische Nutzung der Freiheitsgrade Bilanzkreisverzerrungen hervorzurufen, welche durch den Bilanzkreisausgleichspreis abgegolten werden müssten. In [188] wurden die Bilanzkreisverzerrungen und die entstehenden Kosten für einen historischen Zeitraum von drei Jahren untersucht.

ebenfalls nicht erfasst, da diese zu keiner Anwendung zuzuordnen sind, oder ein Test zu einer Umladung der Energiemengen zwischen Batterieeinheiten von M5BAT führt.

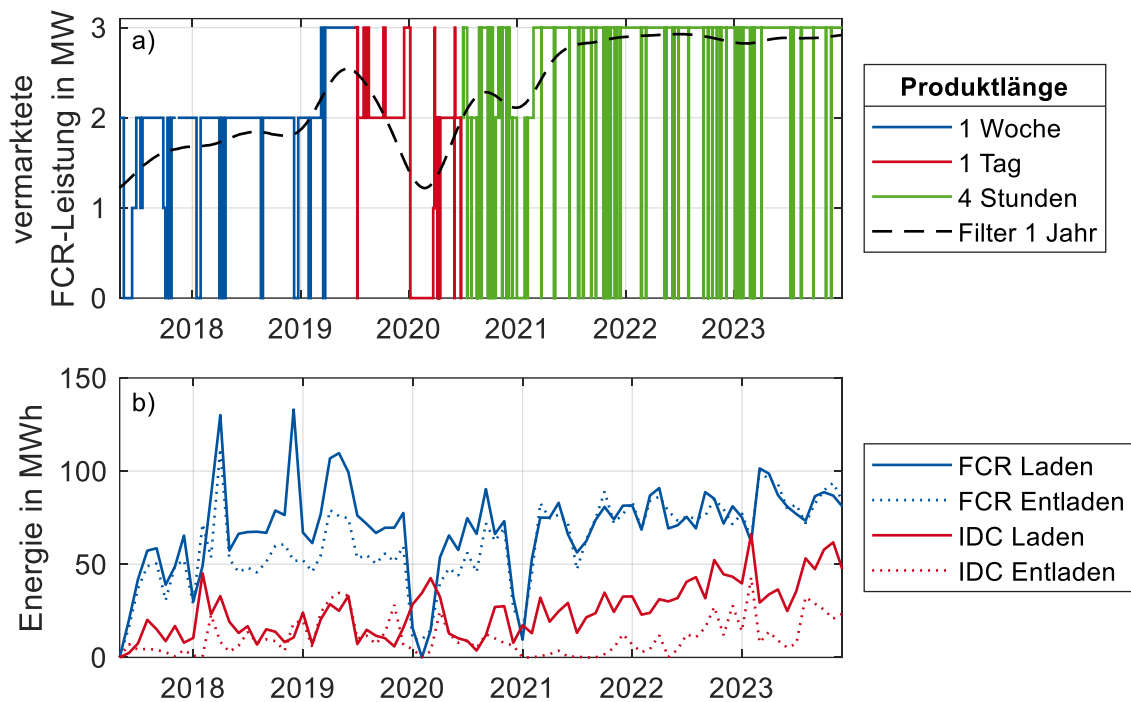


Abbildung 3.11: a) vermarktete FCR-Leistung. b): monatliche Energiemengen, die über den Intraday (continuous) Handel bezogen wurden, oder durch FCR bereitgestellt wurden.

Der Betrieb der einzelnen Batterieeinheiten und der daraus resultierende Energiedurchsatz und die erfahrenen äquivalenten Vollzyklen sind nicht direkt einer Anwendung zuzuordnen und sind im Anhang A4.2 in Abbildung A.12 gezeigt. Der Gesamtenergiedurchsatz der Batterieeinheiten entspricht nicht dem Gesamtenergiedurchsatz von M5BAT, da Energie von einer Batterieeinheit in eine andere „umgeladen“ werden kann, ohne dass ein Energiefluss am Netzanschlusspunkt sichtbar ist.

### 3.8 Bisherige Entwicklungen am Batteriespeicher M5BAT

Seit der Projektentwicklung und Inbetriebnahme ist der BESS M5BAT Gegenstand kontinuierlicher Forschung unterschiedlicher Aspekte. Nach dem Aufbau und der initialen Entwicklung des Energiemanagementsystems für den FCR-Betrieb eines BESS sind vier Themenbereiche analysiert worden, welche vorgestellt werden. Unabhängig von M5BAT wurde die Teilnahme von BESS im Sekundärregelleistungsmarkt von Merten [189] untersucht. Eine Hybridspeicherauslegung für unterschiedliche Betriebskonzepte hat Münderlein [153] vorgestellt. Direkt bezogen auf M5BAT hat Thien [190] Energiemanagementstrategien und Optimierungen am Beispiel von M5BAT gezeigt und Jacqué [187] hat Betriebsanalysen mit Hilfe von Deep Learning Verfahren von M5BAT bis Mitte 2021 durchgeführt [14–16].

#### 3.8.1 Batteriespeicher im Sekundärregelleistungsmarkt

Die Teilhabe von Batteriespeichern am Sekundärregelleistungsmarkt wurde für den Zeitraum 2018 bis 2019 von Merten [189] analysiert. Somit basiert der folgende Abschnitt auf der Arbeit von Merten [189], [191, 192].

In den vergangenen Jahren bis 2020 hat sich das Marktdesign des Regelleistungsmarktes und des Regelarbeitsmarktes mehrfach verändert, mit dem Ziel der kontinuierlichen Senkung der Markteintrittsbarrieren. Somit können auch kleinere Batteriespeicher allein oder in virtuellen Kraftwerksverbänden (engl.: Virtual power plant, VPP) an den Regelleistungs- und Regelarbeitsmärkten partizipieren. Für die aFRR sind ein Regelleistungs- und ein Regelarbeitsmarkt vorhanden und es werden Zuschläge nach dem Merit-Order-Prinzip verteilt, wohingegen die Preise nach dem Pay-as-Bid-Verfahren bestimmt werden, sodass eine Bieterstrategie notwendig ist<sup>9</sup>. In der Arbeit von Merten [189] werden verschiedene Bieterstrategien durch Analysen der Energie- und Arbeitspreise sowie der Lieferzeiträume aufgezeigt. Als dominanter Einflussfaktor auf die Umsätze wurden die Arbeitspreise identifiziert.

Des Weiteren wurden Prognosemodelle basierend auf künstlicher Intelligenz und statistischen Ansätzen erstellt. Als Eingangsdaten wurden Wetterdaten, Lastprognosen, Börsendaten und Feiertage einbezogen. Bei den Prognosen konnten neuronale Netze allerdings nicht signifikant besser als statistische Modelle abschneiden.

Ein ökonomischer Vergleich zwischen den Anwendungen FCR und aFRR hat für die untersuchten Szenarien gezeigt, dass die Profite auf dem aFRR Markt niedriger sind als für FCR. Für das Jahr 2019 konnte zudem keine profitable aFRR Betriebsstrategie für BESS gefunden werden. Für die vorhergesagten Preisentwicklungen für das Jahr 2025 konnte hingegen ein profitabler aFRR-Betrieb ermittelt werden mit der Einschränkung, dass der BESS nicht allein, sondern im virtuellen Kraftwerksverbund genutzt wird. Auch der reine Intraday Arbitrage Handel wurde als nicht profitabel eingestuft.

Durch Änderungen am Marktdesign und unvorhergesehene Preisänderungen am Strommarkt sowie stark gefallene Preise für BESS sind die Ergebnisse heute nicht mehr aktuell. Eine Neubewertung des Einsatzes von BESS für aFRR, Intraday Arbitrage und im Multi-Use Betrieb ist erforderlich, um die Preis- und Marktänderungen in die Bewertung der Profitabilität von BESS einfließen zu lassen.

---

<sup>9</sup> Stand 2024 werden die aFRR Leistungspreise nach dem Pay-as-Bid-Prinzip bestimmt, während für die aFRR Arbeitspreise das Pay-as-Cleared-Prinzip gilt [58].

#### 3.8.2 Auslegung von Speichersystemen

Die Auslegung von Hybridspeichersystemen unter Berücksichtigung der Betriebsstrategie wurde in der Arbeit von Munderlein [153] durchgeführt. Der folgende Abschnitt basiert daher auf diesen Arbeiten [153, 193].

Das Ziel der Arbeit war die Untersuchung eines Multi-Use Konzepts eines Hybridspeichers mit LIB und Bleibatterie sowie einer Power-to-Heat Einheit und einem Elektrolyseur. Als Anwendungen wurden die Primärregelleistung, Peak-Shaving und die Sektorenkopplung in Form von Power-to-Heat analysiert. Der simulierte Speicher umfasst insgesamt 10 MW an Batteriespeichern und beinhaltet eine ladezustandsbasierte Leistungsaufteilung. Für die Leistungsaufteilung werden dabei eine „Grundlastaufteilung“ und eine „dynamische Aufteilung“ untersucht. Bei der „Grundlastaufteilung“ soll die zyklensfestere Batterieeinheit bis zu einem Schwellwert alle Leistungsanforderungen übernehmen, während bei der „dynamischen Aufteilung“ die zyklensfestere Batterieeinheit alle Leistungsanforderungen bis zu deren maximalen Auslastung übernimmt. Die größere Wirtschaftlichkeit konnte mit der „dynamischen Aufteilung“ erreicht werden. Durch die Ergänzung eines Power-to-Heat Systems konnte die Wirtschaftlichkeit verbessert werden, allerdings wurde dadurch die Batterie kleiner dimensioniert und die Optimierung verwendet keine LIB, sondern nur Bleibatterien. Die weitere Ergänzung eines Elektrolyseurs steigerte die Wirtschaftlichkeit weiter. Hierbei ist zu beachten, dass das Betriebskonzept angepasst wurde und der Verkauf von Wasserstoff hinzukam. Die weitere Änderung des Betriebskonzepts hin zur intensiven Netznutzung ergab eine zusätzliche Steigerung der Wirtschaftlichkeit.

In der Arbeit wurden Auslegungen von Hybridspeichern mit dem Ziel des wirtschaftlichsten Multi-Use Konzepts analysiert. Die Arbeit betrachtet daher nicht nur reine Batteriespeicher, wodurch sich die Betriebskonzepte und Einnahmepotentiale zu reinen Batteriespeichern unterscheiden. Des Weiteren basiert die Arbeit auf Simulationen und es gibt keine Realtests.

#### 3.8.3 Entwicklungen am Energiemanagementsystem

In der Arbeit von Thien [190] wurden Optimierungsansätze des EMS des BESS M5BAT gezeigt. Die Beschreibung der durchgeführten Optimierungen basiert auf den Arbeiten von Thien *et al.* [182], [183, 190].

Die Optimierungen des EMS sind für ein BESS für die Lieferung von Primärregelleistung (unter FCR Bedingungen vor Mitte 2019) entwickelt worden. Neben dem tatsächlichen Layout von M5BAT wurden zwei alternative Speicherkonzepte, ein LMO/LTO Hybridspeicher und ein reiner LMO BESS, vorgestellt und simuliert. Dabei werden die Gesamtkosten pro 12 h des Basis-EMS mit einer symmetrischen Verteilung, einer Ex-Nunc-Optimierung und einer Ex-Ante-Optimierung verglichen. Als wirtschaftlichstes System wurde der LMO/LTO Hybridspeicher mit Ex-Ante-Optimierung des EMS festgestellt. Für die Optimierung wurden zur Komponentenmodellierung reine Datenblattangaben verwendet, Netzfrequenzdaten aus dem Jahr 2015 genutzt und 4 MW FCR angenommen. Durch die Parametrierung der Optimierung mit diesen Annahmen, ergeben sich Differenzen zum

realen Anlagenbetrieb. Auch die ermittelten Kosten und Alterungsannahmen können durch die aktuell vorhandenen Daten und Marktänderungen aktualisiert werden.

Des Weiteren wurde eine Nachladestrategie für die FCR Erbringung entwickelt, simuliert und in M5BAT implementiert [182].

Aus Realtests der Vergangenheit kann die in der Arbeit gezeigte datenblattbasierte Modellierung durch eine datengetriebene Modellierung ersetzt werden und somit den realen Anlagenbetrieb besser nachbilden. Durch veraltete Kosten- und Alterungsannahmen sowie geänderte FCR-Bedingungen sind die Entwicklungen des EMS und die Optimierungen heute nur teilweise auf den BESS M5BAT anwendbar. Eine Umsetzung der Optimierungsergebnisse und Implementierung einer Rolling-Horizon Optimierung an M5BAT ist im Rahmen der Arbeit nicht erfolgt. Realtests bzw. Realbetrieb und daraus gewonnene Erkenntnisse sind aus der Arbeit ebenfalls nicht vorhanden.

#### 3.8.4 Betriebsanalysen

Betriebsanalysen des BESS M5BAT sind für das Jahr 2018 in [159] und in [14–16] für die Jahre 2017 bis Mitte 2021 verfügbar. Die Anwendung von Deep-Learning Verfahren hat Jacqué [187] in seiner Arbeit gezeigt. Der folgende Abschnitt basiert auf den Arbeiten [14–16, 159, 187].

Alle Auswertungen beziehen sich auf den kontinuierlichen FCR-Betrieb der Anlage. Dabei werden Verfügbarkeiten des gesamten BESS sowie der einzelnen Batterieeinheiten gezeigt. Verteilungen der System-SOC Werte und der Systemspannungen zeigen die Häufung von mittleren Ladezuständen, bedingt durch den FCR-Betrieb. Die Belastungen in Form der C-Raten sind wie für den FCR-Betrieb zu erwarten niedrig und die Auslastung der Umrichter und Transformatoren ist gering. Eine Zyklisierung von ca. 0,3 EFC für den gesamten BESS M5BAT und von bis zu 2,5 EFC in Extremfällen für einzelne Batterieeinheiten konnte festgestellt werden. Dabei ist die Verteilung der EFC auf die einzelnen Batterieeinheiten inhomogen. Die SOH-Entwicklung wurde nur auf Basis der vom BMS übermittelten Werte dargestellt und stellt die tatsächliche SOH-Entwicklung in Frage.

Bezogen auf Effizienzen wurden die Effizienzen der Batterieeinheiten sowie die leistungsbezogenen Effizienzen der Umrichter und Transformatoren gezeigt. Wie erwartet zeigen die Bleibatterien niedrigere Effizienzen als die LIB, während bei den Umrichtern trotz der unterschiedlichen Spannungsniveaus und Auslastungen kaum Differenzen sichtbar sind. Ohne die Hilfsspannungsversorgung kommt M5BAT für den Zeitraum 2017 bis Mitte 2021 auf eine Round-Trip-Effizienz von 72,8 %.

Die Ergebnisse dieser Arbeiten geben Anlass zur Optimierung des EMS und der Leistungsaufteilung zur Erhöhung der Effizienz. Des Weiteren werden in dieser Arbeit die Auswertungen bis zum Ende des Jahres 2023 erweitert. Durch tiefere Untersuchungen können die zuvor bekannt gewordenen Nichtverfügbarkeiten bewertet werden. Auch können durch Realtests Vergleichswerte bezogen auf den SOH und die Anlageneffizienz gewonnen werden.

### 3.8.5 Weiterentwicklung in dieser Arbeit

Im Kontrast zu den vorgestellten vergangenen Arbeiten rund um den BESS M5BAT ist diese Arbeit durch Daten von Realtests und Auswertungen des Realbetriebs gekennzeichnet. Durch die systematische Ergründung von aufgetretenen Fehlern können nun die spezifischen Eigenschaften der Batterieeinheiten von M5BAT im EMS berücksichtigt werden. Außerdem können auf Basis der Analysen die Probleme in neuen BESS umgangen werden und Methoden entwickelt werden, um Fehler frühzeitig zu erkennen. Die Analyse und Testung der Umrichter können in der Steuerung für die verschiedenen Anwendungen berücksichtigt werden. Des Weiteren wird deutlich gemacht, wo die Grenzen der in M5BAT verbauten Umrichter liegen und welche Maßnahmen für schnellere Reaktionen und Dienstleistungen des BESS M5BAT notwendig sind. Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Referenztests und Testreihen am BESS M5BAT bieten einen umfassenden Überblick über die Effizienzen der in BESS verbauten Komponenten und die Einflussfaktoren auf die Effizienzen. Mit den Ergebnissen können neben den gezeigten Verbesserungen weitere Optimierungen des EMS mit Fokus auf Effizienz und Reduktion der Batteriealterung durchgeführt werden. Reale BESS wie M5BAT können damit bei vorhandener Auslegung bestmöglich und unter Berücksichtigung der Batterieeigenschaften genutzt werden. Des Weiteren wird der entwickelte stufenweise regelbasierte Leistungsaufteilungsalgorithmus umfangreich dargestellt und am BESS M5BAT getestet und eingesetzt. Die Tests und folglich die Testergebnisse beleuchten verschiedene Aspekte des Leistungsaufteilungsalgorithmus und zeigen, dass unterschiedliche Ziele wie z. B. die Minimierung der Batteriealterung und die Steuerung des Energiedurchsatzes in Einklang gebracht werden können. Der Leistungsaufteilungsalgorithmus bietet eine benutzerdefinierte, robuste Steuerung, welche auf andere modulare oder hybride Batteriespeicher übertragbar ist.

Die Ergebnisse dieser Arbeit sind somit als Referenzwerte für BESS im Feld zu sehen. Diese Arbeit erweitert den Stand der Technik und die frei verfügbaren Informationen von BESS hinsichtlich des Produktiveinsatzes, Realdaten, der Performance und der Steuerungsalgorithmik. Mit dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen rund um BESS werden die zukünftigen Möglichkeiten, aber auch die aktuellen Herausforderungen am Beispiel von M5BAT gezeigt und auf BESS im Feld übertragen.



## 4 Zustands- und Fehleranalysen von Batteriesystemen<sup>10</sup>

Die Zustands- und Fehleranalyse des Batteriespeichers M5BAT soll einen Überblick über die Verfügbarkeit, Ausfälle und den energetischen Ausnutzungsgrad geben. Für jede der Analysen werden die bislang aufgezeichneten Daten sowie gesonderte Tests genutzt. Durch die gezeigten Analysen am Beispiel des BESS M5BAT sollen abschließend die folgenden Fragestellungen beantwortet und diskutiert werden:

- 1) Welche Komponenten des Batteriespeichers sind am anfälligsten für Fehler und welche Ausfallzeiten sind damit verbunden?
- 2) Wie hoch ist die nutzbare Energie von Batteriespeichern im Normalbetrieb und wie verändert sich die nutzbare Energie über die Betriebszeit?
- 3) In welchem Umfang führen die Batteriealterung sowie das Balancing zur Reduktion der nutzbaren Energie?

### 4.1 Methodik Fehleranalysen

Im folgenden Abschnitt werden die Vorgehensweisen für die Verfügbarkeitsanalyse (4.2), die Ausfallursachenanalyse (4.3) und die Analyse der nutzbaren Kapazität und Energie (4.4) dargelegt und erläutert.

#### 4.1.1 Verfügbarkeitsanalyse

Die Verfügbarkeitsanalyse soll einen allgemeinen Überblick über die Verfügbarkeit der einzelnen Batterieeinheiten über den Betriebszeitraum des Batteriespeichers M5BAT geben. Dazu werden die verfügbaren Daten der Umrichter genutzt, welche den aktuellen Betriebszustand des Umrichters beschreiben (siehe Tabelle 3.1). Nach Formel (24) gilt eine Batterieeinheit bzw. ein Umrichter als verfügbar  $AV_{Inv}$ , wenn einer der Betriebsmodi „PQ“, „Silent“ oder „QonD“ des jeweiligen Umrichters eingestellt ist. Alle anderen Betriebsmodi werden nicht weiter betrachtet bzw. werden automatisch zur Einordnung „nicht verfügbar“ führen.

$$AV_{Inv} = (Modus_{Inv} = PQ) \vee (Modus_{Inv} = Silent) \vee (Modus_{Inv} = QonD) \quad (24)$$

Datenlücken werden nur bis zu einer Dauer von 5 s interpoliert. Datenlücken mit einer größeren Dauer als 5 s werden als Datenlücke behalten. Zur vereinfachten Darstellung

---

<sup>10</sup> Dieses Kapitel basiert zu Teilen auf den in [194, 195] veröffentlichten Arbeiten.

werden die Verfügbarkeitswerte monatlich bestimmt. Nach Formel (25) gilt der BESS M5BAT als verfügbar  $AV_{M5BAT}$ , sobald eine Batterieeinheit bzw. ein Umrichter verfügbar ist.

$$AV_{M5BAT} = \bigvee_{Inv} AV_{Inv} \quad (25)$$

Die tatsächlich verfügbare Leistung der Batterieeinheiten oder des BESS M5BAT wird bei der Verfügbarkeitsanalyse nicht näher betrachtet. Ebenso wird der Grund der Nichtverfügbarkeit nicht berücksichtigt. Geplante und ungeplante Ausfälle werden gleich dargestellt und gleichbehandelt. Geplante Nichtverfügbarkeiten können z. B. durch Wartungen, Reparaturen, Umbauten oder besondere Tests entstehen. Ungeplante Verfügbarkeiten sind durch Fehler verursacht und bedürfen einer anschließenden Reparatur bzw. Fehlerbeseitigung. Typischerweise dauern ungeplante Nichtverfügbarkeiten über einen längeren Zeitraum an.

#### 4.1.2 Ausfallursachenanalyse

Nach der Verfügbarkeit werden die aufgetretenen Ausfälle kategorisiert und eingeordnet. Vom jeweiligen BMS der Batterieeinheiten werden binäre Variablen als Fehlersignale übertragen und in Fehlermeldungen übersetzt und gespeichert. Die Fehlermeldungen lassen sich in Informationsmeldungen, Warnmeldungen und Alarmmeldungen kategorisieren. Bei Informations- und Warnmeldungen können die Batterieeinheiten normal weiterbetrieben werden, während bei Alarmmeldungen eine unverzügliche Abschaltung der jeweiligen Batterieeinheit erfolgt. Somit sind nur die Alarmmeldungen für die Untersuchung der Ausfallursache relevant. In Tabelle 4.1 sind die Alarmmeldungen nochmals in Kategorien eingeteilt, welche für die Auswertung verwendet werden.

Zusätzlich zum Ausfall werden die steigende und fallende Flanke des Signals registriert. Somit sind Auftrittszeitpunkt und Behebungszeitpunkt eindeutig markiert. Die Ausfallzeit  $T_{Ausfall,Batt}$  kann daher über alle Alarmmeldungen mit der Anzahl  $n_{Meldungen}$  hinweg durch die Zeitdifferenzen zwischen fallender und steigender Flanke ( $t_{falling}$  und  $t_{rising}$ ) des Signals bestimmt werden (Formel (26)). Bei gleichzeitig auftretenden Alarmmeldungen wird nur die Dauer des länger anliegenden Signals berücksichtigt. Da die Alarmmeldungen nur unplanmäßige Ausfälle erfassen und bei Umprogrammierarbeiten Meldungen teilweise zeitlich nicht korrekt erfasst wurden, werden für die Ausfallzeiten (planmäßig & unplanmäßig) die Zustandsrückmeldungen der Umrichter  $Modus_{Inv}$  nach Formel (26) ausgewertet. Somit ergibt sich ein gesichertes Abbild der Ausfallzeiten.

$$T_{Ausfall,Batt} = \sum_{i=1}^{n_{Meldungen}} (t_{falling}(i) - t_{rising}(i)) \quad (26)$$

$$T_{Ausfall,Inv} = |\{t | (Modus_{Inv}(t) = Stop) \vee (Modus_{Inv}(t) = Failure)\}|$$

Da für den BESS M5BAT die Batterieeinheiten fest den Umrichtern zugeordnet sind, ist  $T_{Ausfall,Batt}$  gleichbedeutend mit  $T_{Ausfall,Inv}$ .

Tabelle 4.1: Kategorisierung der auftretenden Alarmmeldungen.

Fehler-Kategorie	Beschreibung
BMS	Ein Fehler des Batteriemanagementsystems, z. B. Kommunikationsfehler des CAN-BUS, Fehler der BMS-Systemmessung, Fehler der Schalteinrichtungen
Spannung	Über- oder Unterspannung, welche durch reale Grenzwertverletzung oder Sensorstörungen verursacht werden kann.
Strom	Überstrom, welcher durch reale Grenzwertverletzung oder Sensorstörungen verursacht werden kann.
Temperatur	Über- oder Untertemperatur, welche durch reale Grenzwertverletzung oder Sensorstörungen verursacht werden kann.
Isolation	Fehler der Isolationsmessung
Peripherie (Klimatechnik / BMA)	Ausfall der Lüftung bzw. Klimatisierung oder der internen Brandmeldeanlage (BMA). Der Fehler des Lüftungsausfalls kann nur bei Bleibatterien auftreten, da hier die Lüftungsanlage aufgrund der Wasserstoffentstehung betriebsrelevant ist.
SOC	Zu niedriger SOC für einen zu langen Zeitraum. Dieser Fehler kann nur bei Bleibatterien auftreten.

### 4.1.3 Analyse der nutzbaren Energie und Kapazität

Der Ausnutzungsgrad der einzelnen Batterieeinheiten bzw. die nutzbare Kapazität und Energie werden durch zwei Methoden bestimmt. Die Methode Vollzyklus dient dabei nur der Feststellung der aktuell nutzbaren Kapazität bzw. Energie. Die Methode der qOCV-Messung ermöglicht neben der Kapazitätsfeststellung auch die Einordnung und Ergründung der Reduktion der nutzbaren Kapazität.

#### 4.1.3.1 Vollzyklus

Ein Vollzyklus oder quasi-Vollzyklus, ist die vollständige Aufladung einer Batterieeinheit, gefolgt von einer vollständigen Entladung der Batterieeinheit oder umgekehrt. Der Vollladezustand oder Vollentladezustand wird dabei nicht durch den SOC, sondern durch das Verbot des BMS, eine weitere Ladung oder Entladung bis zur Ladeschluss- oder Entladeschlussbedingung zuzulassen, definiert. Einen Sonderfall stellen hierbei die Bleibatterien dar. Hier wird der Vollladezustand erreicht, wenn die Leistung unter eine Ladeleistungsrate von  $1/50 E$  bei maximal erlaubter Zellspannung sinkt. Neben den Vollzyklen werden für die Bestimmung der nutzbaren Energie auch vollständige Entladungen ohne vorhergehende vollständige Aufladung oder ohne nachgelagerte vollständige Aufladung berücksichtigt. Wie in Formel (27) dargestellt, ist die nutzbare Energie  $E_{usable,Batt}$  das Integral der Batterieleistung  $P_{dis,Batt}$  über die Entladedauer von  $t_0$  bis  $t_{end}$  und die nutzbare Kapazität  $C_{usable,Batt}$  das Integral des Batteriestroms  $I_{dis,Batt}$  über die Entladedauer von  $t_0$  bis  $t_{end}$ .

$$\begin{aligned} E_{usable,Batt} &= \int_{t=t_0}^{t_{end}} P_{dis,Batt}(t) dt \\ C_{usable,Batt} &= \int_{t=t_0}^{t_{end}} I_{dis,Batt}(t) dt \end{aligned} \quad (27)$$

Vollzyklen wurden in unterschiedlicher Häufigkeit und unterschiedlichen zeitlichen Abständen durchgeführt und geben daher nur eine Indikation über die zeitliche Entwicklung. Da die einzelnen Entladungen bei unterschiedlichen Leistungen durchgeführt wurden, gibt es zusätzlich noch einen Schwankungsbereich des Ergebnisses.

#### 4.1.3.2 qOCV-Messung

Neben den Vollzyklen wurde als qOCV-Messung für alle Lithium-Ionen Batterieeinheiten ein 1/10 E Vollzyklus zu verschiedenen Zeitpunkten durchgeführt. Da für die Bleibatteriesysteme keine Einzelzellmessungen der Spannung zur Verfügung stehen, wurden die qOCV-Messungen dort nicht ausgeführt. Es wurde eine Leistungsrate von 1/10 E auf der AC-Seite des Umrichters eingestellt, sodass sich für den Ladevorgang geringere DC-Leistungen als 1/10 E ergeben und für die Entladung höhere Werte als 1/10 E. Die Ergebnisse der qOCV-Messung werden zusätzlich als Vollzyklus betrachtet. Bei der qOCV-Messung wurden alle Einzelzellspannungen und Zellströme aufgezeichnet und stehen für eine differentielle Spannungsanalyse zur Verfügung. Durch die DVA kann die Verschiebung der einzelnen Zellen gegeneinander und somit die Qualität des Balancings bewertet werden. Ebenfalls können Alterungseffekte, die zwischen Zellen unterschiedlich abgelaufen sind, erkannt werden. Für die Glättung und Darstellung der qOCV und DVA wurde ein gauß-gewichteter gleitender Mittelwertfilter<sup>11</sup> verwendet.

Die Zellalterung und die Alterungsmodi können durch die Positions- und Ausprägungsänderungen von Maxima und Minima in der DVA und ICA bestimmt werden. Die zur Untersuchung herangezogenen Maxima, Minima und Steigungen der ICA / DVA oder weiteren Eigenschaften werden auch als Features beschrieben [196]. Beispielsweise ist ein Rückgang der Ausprägung der Minima der DVA bzw. eine Abnahme der Ausprägung der Maxima der ICA und ein Zusammenrücken der Features ein Indikator für LAM [196–198]. Eine Stauchung und Verschiebung der Maxima der DVA zu niedrigeren Kapazitäten, bzw. eine Verschiebung der Maxima der ICA zu höheren Spannungen ist hingegen ein Indikator für LLI [196, 197]. Die relative Verschiebung der ICA und DVA bei verschiedenen Einzelzellen gegeneinander, welche an den Maxima und Minima bestimmt werden kann, bedeutet, dass die Einzelzellen bei unterschiedlichen Ladezuständen sind.

Da für die in M5BAT verbauten Einzelzellen keine Messung des Initialzustandes vorliegt, ist eine zeitliche Veränderung der Features zwischen Initialzustand und der hier gezeigten

---

<sup>11</sup> Der gauß-gewichtete gleitende Mittelwertfilter stellt einen Glättungsfilter dar, welcher Datenpunkte innerhalb eines gleitenden Fensters anhand einer Gauß-Verteilung gewichtet. Dabei erhalten näher am Mittelpunkt des Fensters liegende Werte höhere Gewichte.

Messung nicht möglich. Es können jedoch die Features der Zellen innerhalb einer Messung untereinander verglichen werden.

An den in Abbildung 4.1 beispielhaft gezeigten DVA Kurven für die M5BAT LTO Zellen wird die Auswertungsmethodik kurz beschrieben. In Feldmessungen wären die in Abbildung 4.1 gezeigten DVA Kurven unterhalb des Entladeschlusses oder oberhalb des Ladeschlusses nicht messbar und sind daher nur gepunktet dargestellt. Die DVA und ICA unterscheiden sich je nach Zellchemie in Ausprägung und Position der Maxima und Minima.

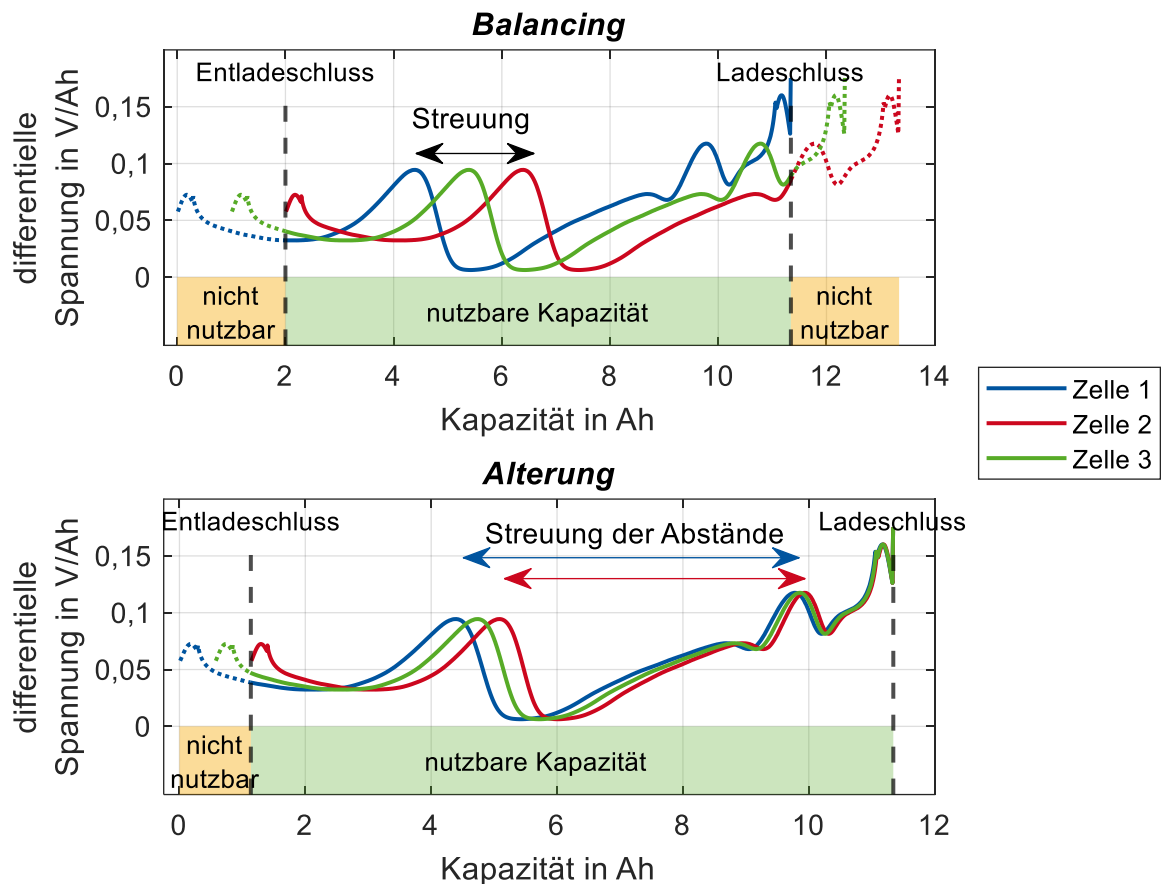


Abbildung 4.1: Beispielhafte Darstellung mehrerer DVA Kurven mehrerer Zellen innerhalb eines Batteriepacks. Die obere Teilgrafik zeigt eine Verschiebung identischer DVA Kurven gegeneinander. Die untere Teilgrafik zeigt eine Stauchung bzw. Streckung der DVA Kurven bei einer Ausrichtung der Kurven bei Erreichen der Ladeschlussspannung. Die DVA Kurven entstammen Messungen einer M5BAT LTO Einzelzelle; Ladevorgang (CC-CV) mit  $0,5\text{ A} \sim 1/20\text{ C}$ .

In der oberen Teilgrafik in Abbildung 4.1 sind drei DVA Kurven als Beispiel für ein Batteriepack gezeigt. Dabei sind die Kurven gegeneinander verschoben und jeweils eine Zelle begrenzt das Batteriepack durch Erreichen der Ladeschlussspannung oder der Entladeschlussspannung. Somit ist ein Teil der Kapazität jeder Zelle nicht nutzbar. Die Verschiebung der Kurven gegeneinander kann anhand der Streuung eines Maximums (siehe Abbildung 4.1 oben) identifiziert werden. Durch gezieltes Balancing können in diesem Fall die Ladezustandsunterschiede ausgeglichen werden und die DVA-Kurven würden keine

Verschiebung mehr aufweisen. Die Streuung der Maxima wird als Indikator für den Status des Balancings genutzt.

In der unteren Teilgrafik in Abbildung 4.1 sind drei DVA Kurven am Ladeschlusspunkt aneinander angehängt. Durch Alterung kommt es zu einer Stauchung der DVA Kurven. Bei idealem Balancing bestimmt hier die Zelle mit der geringsten Kapazität die nutzbare Kapazität des Batteriepacks. Zur Bestimmung der Alterungsdifferenz unterschiedlicher Zellen werden die Abstände zwischen Features bestimmt (siehe Abbildung 4.1 unten). Vereinfachend wird in dieser Arbeit nicht auf die Alterungsmodi eingegangen, sondern die Streuung der Abstände zwischen den Maxima (Features) der DVA wird als Indikator für Alterungsunterschiede zwischen den Zellen genutzt.

In Batteriepacks im Feld sind beide in Abbildung 4.1 gezeigten Veränderungen in gemischter Form zu erwarten. Da zudem die Randbereiche des Vollladezustands und Vollentladezustands einiger Zellen fehlen, können diese Bereiche nicht für die Bestimmung der Alterung genutzt werden.

## 4.2 Ergebnisse der Verfügbarkeitsanalyse

Die monatlichen Verfügbarkeiten der Batterieeinheiten und des BESS M5BAT sind in der Heatmap in Abbildung 4.2 dargestellt. Rot steht dabei für Nichtverfügbarkeit und Grün für eine 100 %ige Verfügbarkeit. Es wird deutlich, dass trotz vieler Nichtverfügbarkeiten der einzelnen Batterieeinheiten M5BAT dauerhaft eine hohe Verfügbarkeit aufweist. Demnach überschneiden sich die einzelnen Ausfälle häufig nicht.

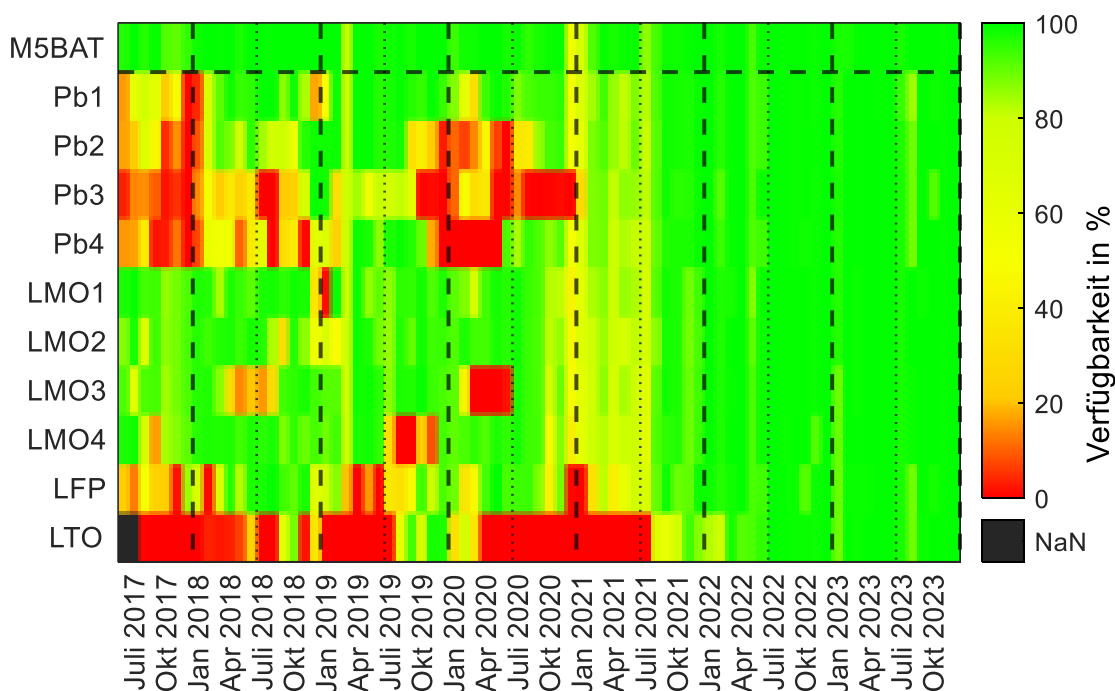


Abbildung 4.2: Monatliche Verfügbarkeit der Batterieeinheiten und des BESS M5BAT (Erweiterung zu [16]).

Die folgenden Ereignisse werden genauer beschrieben, da diese einen sichtbaren Einfluss auf Abbildung 4.2 haben:

- Jahreswechsel 2020/2021: Durch einen Ausfall des Datenloggers für ca. 2 Wochen sind für den gesamten Batteriespeicher M5BAT sowie alle Batterieeinheiten keine Daten verfügbar. In diesem Zeitraum gab es zudem Ausfälle der Anlage, sodass es in diesem Zeitraum eine verminderte Verfügbarkeit gab. Im Dezember 2020 und Januar 2021 sind die Verfügbarkeiten entsprechend für alle Batterieeinheiten niedriger als im weiteren Verlauf.
- August 2021: Hier fand ein Umbau des Datenlogging-Servers statt, wodurch es zu Datenlücken kommt, gefolgt von einem verbesserten Datenlogging für alle Batterieeinheiten und den gesamten BESS. Während des Umbaus wurde M5BAT außer Betrieb genommen. Dies kann als geplante Nichtverfügbarkeit gesehen werden.
- September 2021: Umbau der Netzfrequenzmessung und Einbau eines NTP-Servers. Hiernach gibt es keine Uhrzeitumstellung mehr und die Netzfrequenzmessung wird in einer höheren Auflösung aufgezeichnet.
- Januar 2022: Zum Jahreswechsel 2022 wurde ein neues Datenloggingsystem aktiviert, wodurch Datenlücken reduziert wurden.
- September 2022: Der Datenlogging-Server wurde getauscht und erneuert, sodass es hier zu einem kurzen Ausfall und Datenlücken, gefolgt von verbesserter Stabilität und weniger Datenlücken im Datenloggingsystem, gekommen ist.
- August 2023: Durchführung eines mehrtägigen Intraday-Trading Tests mit den LMO Batterieeinheiten. Alle anderen Batterieeinheiten sind in diesem Zeitraum abgeschaltet, was als geplante Nichtverfügbarkeit gesehen werden kann.

Die genannten Maßnahmen haben zu Ausfällen und Datenlücken geführt, sind aber Teil der Arbeiten zur Optimierung der Datenerfassung, um diese dadurch hier und in anderen Anwendungen zuverlässiger zu machen und damit die Datenverfügbarkeit zu steigern bzw. die Datenlücken zu reduzieren. Neben den Verbesserungen des Datenloggings sind einige Ausfallzeiten auf technische Probleme zurückzuführen, welche im Laufe der Betriebszeit von M5BAT behoben werden konnten. Die gelisteten Ausfallursachen sowie die dargelegten Lösungsansätze basieren auf einer detaillierten Untersuchung und der Entwicklung und Implementation der Verbesserungsmaßnahmen. Die Ereignisse und Lösungsansätze, welche zu einer gesteigerten Verfügbarkeit ab 2021 geführt haben, sind nachfolgend gelistet:

- 2017 bis Ende 2020: Die Bleibatterieeinheiten fallen aufgrund von BMS Problemen immer wieder aus. Durch Anpassungen der BMS Software und Leistungsreduktionen der Bleibatterieeinheiten ist danach ein stabilerer Betrieb mit geringeren Ausfallzeiten möglich.
- 2017 bis Ende 2020: Die Bleibatterieeinheit Pb3 ist nur selten verfügbar, da die Ventilation der Batteriecontainer nicht betriebsbereit ist. Durch eine Reparatur und Anpassung der Ventilation konnten diese Fehler behoben werden.

- Anfang 2020: Ein defekter Temperatursensor der LMO3 Batterieeinheit verhindert den Betrieb dieser Batterieeinheit und kann erst durch einen Reparatursatz, verzögert durch die Covid-19 Pandemie, instandgesetzt werden.
- 2017 bis Mitte 2021: Die LFP Batterieeinheit ist durch Balancingprobleme und Zellunterspannungsalarmlen nur eingeschränkt verfügbar. Es ist jeweils eine Reparatur und Inspektion des Herstellers notwendig. Durch eine größere Sicherheitsmarge zur Entladeschlussspannung können die Unterspannungsalarmlen verhindert werden. Hierdurch steigt die Betriebsbereitschaft, allerdings ist nicht die gesamte Energie nutzbar.
- 2017 bis Ende 2021: Die LTO Batterieeinheit ist nahezu nicht verfügbar, da einige Zellspannungen unterhalb der Entladeschlussspannung liegen und ein Isolationsfehler gemeldet wird. Nach Prüfung der Isolation und der Zellen kann eine Zellspannungsangleichung durchgeführt werden und die Batterieeinheit wird wieder in Betrieb genommen<sup>12</sup>. Das verglichen mit den anderen Batterieeinheiten kleine EPR führt im EMS dazu, dass die LTO Batterieeinheit nicht genutzt wird und in den zuvor genannten Betriebszustand fallen konnte<sup>13</sup>. Durch Anpassungen am EMS können die Batterieeinheiten unabhängig vom EPR genutzt werden.

### 4.3 Ergebnisse der Ausfallursachenanalyse

Die Ausfallursachen werden pro Batterieeinheit und kategorisiert je Batterietechnologie ausgewertet. In Abschnitt 4.3.1 werden die Ausfallmeldungen pro Batterieeinheit pro Jahr untersucht, während in Abschnitt 4.3.2 die Ursachen kategorisiert und analysiert werden.

#### 4.3.1 Ausfallmeldungen und Ausfallzeiten

Die Anzahl der Ausfallmeldungen wird in Kombination mit der kumulierten Ausfallzeit in Abbildung 4.3 gezeigt. Die Menge der Ausfallmeldungen hat dabei nicht direkt einen Einfluss auf die Ausfalldauer, da es Ausfälle gibt, welche nur kurzfristig auftreten und durch Signalfehler begründet sind und andere Ausfälle auf Hardwaredefekte oder Ähnliches zurückzuführen sind. Somit benötigen diese Ausfälle einen manuellen Eingriff und eine Reparatur, welche einen zeitlich langen Ausfall zur Folge hat. Aus Abbildung 4.3 wird deutlich, dass die Batterieeinheiten LFP, LTO und Pb3 des BESS M5BAT die meisten Ausfallmeldungen haben und die Meldungsanzahl in den Jahren 2017 bis 2021 dominiert. Die wenigsten Ausfallmeldungen gingen von den Batterieeinheiten Pb4, LMO1 und LMO2

---

<sup>12</sup> Die Arbeiten konnten erst durchgeführt werden, nachdem der Kauf der Batterieeinheit wegen der Mängel in Teilen rückabgewickelt worden war. Die Instandsetzung der Batterieeinheit erfolgte in eigener Verantwortung.

<sup>13</sup> Der Leistungsaufteilungsalgorithmus des EMS setzt die Batterieeinheiten nach der verbleibenden Erbringungsdauer bei aktuell verfügbarer Leistung ein. Batterien mit kleinem EPR können verglichen mit Batterien mit großem EPR sowohl in Lade- als auch in Entladerichtung die Leistung für nur einen kürzeren Zeitraum liefern. Der Leistungsaufteilungsalgorithmus wählt folglich immer Batterien mit großem EPR. Für mehr Details siehe Abschnitt 3.5.

aus. Bei Betrachtung der resultierenden Ausfallzeit, welche durch die rote Farbe in Abbildung 4.2 gekennzeichnet ist, zeigt sich, dass die LTO Batterieeinheit mit mehr als 3 Jahren mit Abstand die längste Ausfalldauer aufweist. Darauf folgen die Batterieeinheiten Pb3, Pb4, Pb2 und LFP mit Ausfalldauern von mehr als einem Jahr bis über zwei Jahre. Die geringsten Ausfallzeiten sind bei den LMO1 und LMO2 Batterieeinheiten und den weiteren LMO Batterieeinheiten sowie der Pb1 Batterieeinheit zu finden.

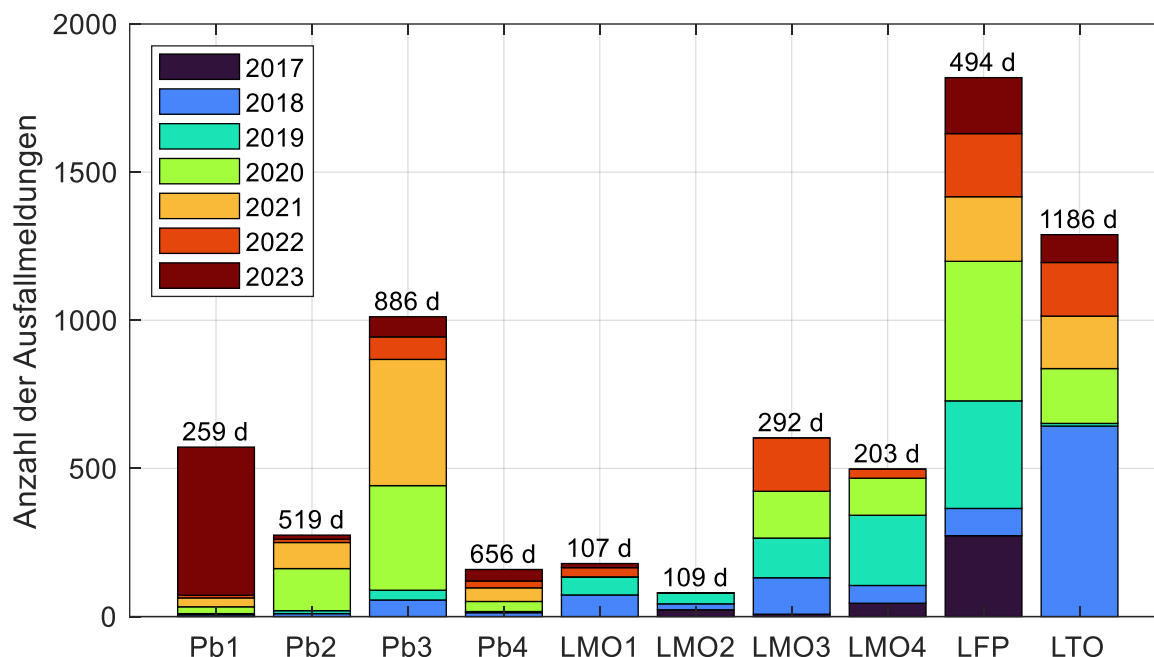


Abbildung 4.3: Anzahl der Ausfallmeldungen pro Batterieeinheit und Jahr. Die Zahl auf den Balken geben die damit einhergehenden Ausfalltage an.

Anhand der Kategorisierung der Ausfallursachen werden die Herausforderungen genauer beschrieben und die gewählten Lösungsansätze zur Verbesserung des Betriebs des BESS M5BAT genannt.

### 4.3.2 Ausfallursachen – Kategorisierung

In Form von Kategorien werden die in M5BAT beobachteten Ausfallursachen technologiespezifisch analysiert. Es werden die in Tabelle 4.1 eingeführten Kategorien genutzt. In Abbildung 4.4 wird deutlich, dass die meisten Ausfälle durch BMS-Probleme begründet sind. Unabhängig von der Batterietechnologie sind ca. 70 % bis 90 % der Meldungen BMS Fehlermeldungen. Sehr häufig treten dabei unabhängig vom Batteriesystem Kommunikationsfehlermeldungen auf. Dabei ist der interne CAN-Bus betroffen, mit welchem das System-BMS mit den untergeordneten Rack-BMSen und CSCs kommuniziert, aber auch die Kommunikation vom System-BMS zu anderen Komponenten wie dem EMS oder den Umrichtern. Bei den BMSen handelt es sich um proprietäre Lösungen der Hersteller, sodass keine Vergleichbarkeit mit Industriestandards gegeben ist.

Es ist notwendig, die Zuverlässigkeit der BMS bei der Auslegung auf den kontinuierlichen Dauerbetrieb zu verbessern.

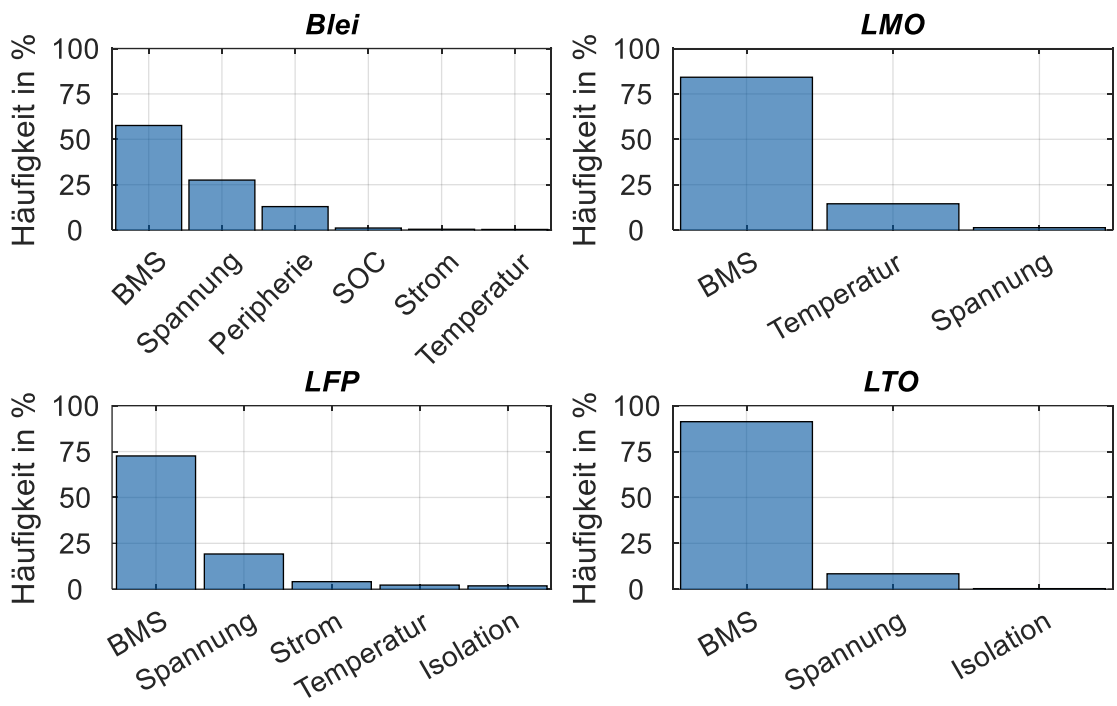


Abbildung 4.4: Häufigkeit der aufgetretenen Kategorieausfallmeldungen der in M5BAT eingesetzten Batterieeinheiten zusammengefasst nach deren Batterietechnologie.

Bei den Bleibatterien sind durch die Peripherie (Lüftung / Klimatisierung) und gerissene Spannungsgrenzen neben BMS-Problemen die meisten Ausfallmeldungen entstanden. Durch die voranschreitende Alterung der Batterien gibt es einige Bleibatteriezellen, welche einen erhöhten Innenwiderstand aufweisen und letztendlich als defekt eingestuft wurden. Diese Zellen haben verglichen mit den anderen Zellen höhere Spannungen und führen zu den gezeigten Ausfallmeldungen. Eine bessere Alterungsprognose seitens des BMS könnte an dieser Stelle die Batterien schützen und die Leistungen der Batterieeinheit reduzieren und somit diese Ausfälle verhindern. Des Weiteren sind bei den Bleibatterieeinheiten des BESS M5BAT regelmäßige Wartungs- bzw. Ausgleichladungen zur Kalibrierung des BMS und zur Sicherstellung der gleichmäßigen Ladungsverteilung notwendig [151, 152]. Diese wurden vom BMS oftmals nicht korrekt abgeschlossen, sodass eine Korrektur des BMS notwendig war. Die vielfältigen Probleme der Bleibatterien führen zu schwierigeren Fehlerbehebungsmaßnahmen und folglich zu längeren Ausfallzeiten. Eine weitere Entwicklung und Erprobung des BMS führte zu einem stabileren Betrieb bei reduzierter Leistungsverfügbarkeit.

Bei den LMO Batterieeinheiten sind nach BMS Problemen Temperaturmeldungen die zweithäufigste Ausfallursache. Die Temperaturmeldungen sind vollständig durch defekte Temperatursensoren zu erklären. Bei jedem der drei Ausfälle war ein Austausch des jeweiligen Temperatursensors notwendig. Da die Ausfallzeiten der LMO Batterieeinheiten

vergleichsweise gering sind, ist hier die Beschaffungs- und Reparaturgeschwindigkeit der defekten Sensorik die relevante Größe für die Ausfalldauer.

Bei der LFP und LTO Batterieeinheit des BESS M5BAT sind Meldungen durch Spannungsgrenzwertverletzungen die zweithäufigste Ausfallursache nach BMS bezogenen Fehlermeldungen. Durch fehlerhafte SOC-Schätzungen der BMS und nicht funktionsfähiges Balancing muss das jeweilige BMS mit einer Abschaltung eingreifen, um die Batterien zu schützen. Bei diesen Batterieeinheiten besteht Optimierungspotential bei der SOC-Schätzung und der Zustandsbestimmung der Einzelzellen. Da es sich bei den BMS um proprietäre Systeme der Hersteller handelt, ist eine Anpassung in eigener Verantwortung nicht möglich. Die genannten Probleme der Spannungsgrenzen konnten jedoch eingegrenzt werden, indem im EMS von M5BAT eine Spannungsprüfung der übermittelten minimalen und maximalen Zellspannung eingebaut wurde. Bei Erreichen von im EMS festgelegten Grenzwerten wurde die Leistungsbereitstellung der jeweiligen Batterieeinheit reduziert oder unterbrochen. Für die SOC-Schätzung wurde im EMS von M5BAT eine Vergleichs-SOC-Schätzung implementiert, sodass bei großen Abweichungen zwischen BMS und EMS eine Kalibrierung gestartet werden kann. Die auftretenden BMS Kommunikationsfehler des internen CAN-BUS können nicht eingegrenzt oder behoben werden, da es sich hier um proprietäre Systeme der Hersteller handelt. Seitens der Hersteller sind für neue Batteriesysteme Verbesserungen des BMS notwendig, um höhere Verfügbarkeiten der Batteriespeicher zu erreichen.

## 4.4 Ergebnisse der Analyse der nutzbaren Kapazität und Energie

Zur Bestimmung der nutzbaren Energie bzw. Kapazität werden in unterschiedlichen zeitlichen Abständen Vollzyklen und Vollentladungen der Batterieeinheiten durchgeführt. Zudem wurden qOCV-Messungen zur Bestimmung des Balancingszustandes und der Alterung durchgeführt.

### 4.4.1 Vollzyklen

Durch einen Vollzyklus kann der aktuelle Zustand der nutzbaren Energie und Kapazität der Batterieeinheiten festgestellt werden. Dadurch alleine ist es nicht möglich, die nicht nutzbare Kapazität verschiedenen Effekten wie Alterung, Balancing oder anderen Problemen zuzuordnen. In Abbildung 4.5 b) sind alle quasi-vollständigen Entladungen bezogen auf die nutzbare Energie und den zeitlichen Verlauf der Bleibatterieeinheiten des BESS M5BAT abgebildet. Die Leistungsraten der Tests sind in Abbildung 4.5 a) abzulesen. Seit 2021 werden alle Entladungen von Bleibatterieeinheiten mit 1/10 E, bezogen auf die Kapazität einer 10 h Entladung, durchgeführt. In Abbildung 4.6 b) sind alle quasi-vollständigen Entladungen bezogen auf die nutzbare Energie und den zeitlichen Verlauf der Lithium-Ionen Batterieeinheiten des BESS M5BAT abgebildet. Die Leistungsraten der Tests sind in Abbildung 4.6 a) abzulesen. Die unterschiedlichen Leistungen, die in der Vergangenheit für die Tests genutzt wurden, zeigen keinen deutlichen Einfluss auf die gemessene nutzbare

Energie. Bei allen LIB-Einheiten zeigt sich im 1/10 E Test im September 2023 keine größere nutzbare Energiemenge als in den Tests davor oder danach mit größeren Leistungen.

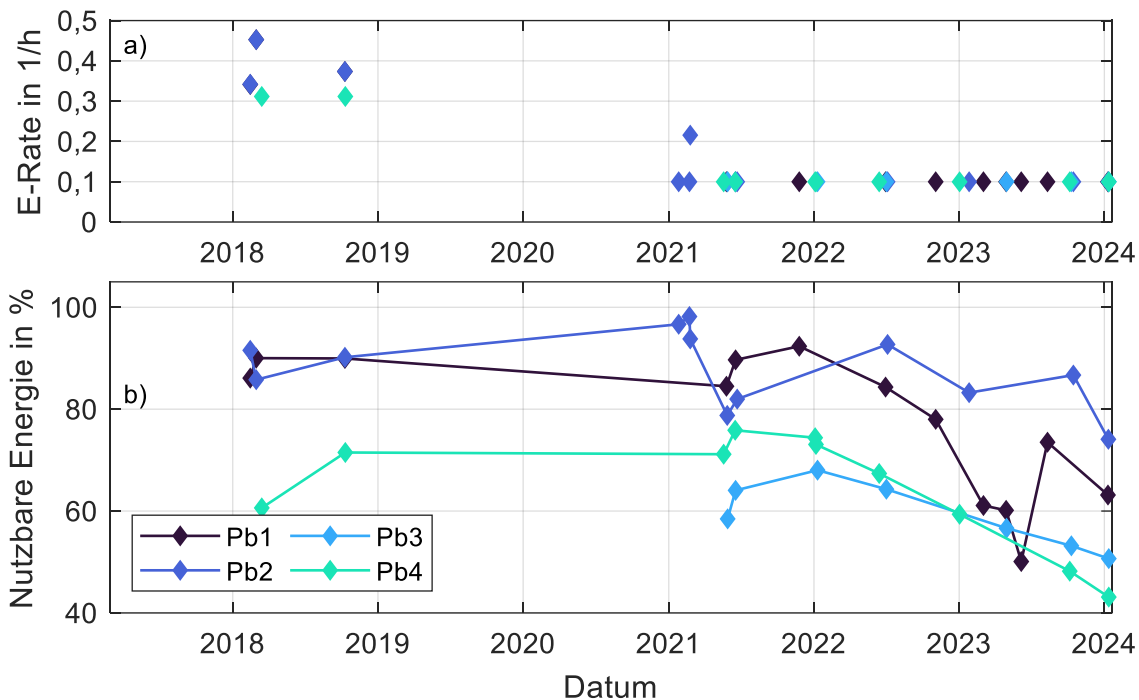


Abbildung 4.5: a) Testleistungsrate zur Bestimmung der nutzbaren Kapazität, b) zeitlicher Verlauf der nutzbaren Energie der Blei-Batterieeinheiten des Batteriespeichers M5BAT.

Für die Bleibatterieeinheiten Pb1 und Pb2 zeigen sich nutzbare Energien von ca. 90 %. Bei beiden Batterieeinheiten gibt es jedoch einen starken Abfall der nutzbaren Energie, welcher auf eine hochohmige Einzelzelle zurückzuführen ist. Die Zelle wurde aus der Serienschaltung entfernt, wodurch die nutzbare Energie wieder deutlich ansteigt. Dies ist für die Einheit Pb1 Ende 2022 bis Mitte 2023 zu sehen und für die Einheit Pb2 Anfang bis Mitte 2021. Die Batterieeinheiten Pb3 und Pb4 beginnen bei ca. 60 % bis 70 % der nutzbaren Energie und haben seit Anfang 2022 einen kontinuierlichen Abfall der nutzbaren Energie auf unter 50 % zu verzeichnen<sup>14</sup>.

Alle LMO Batterieeinheiten haben eine vergleichbare nutzbare Energie. Mitte 2017 beginnt der Verlauf bei 100 % und sinkt leicht schwankend bis Anfang 2024 auf ca. 92 % ab. Es ist somit ein Verlust von ca. 1 % an nutzbarer Energie pro Jahr sichtbar. Für die LFP und LTO Batterieeinheiten ist der Verlauf der nutzbaren Energie sehr schwankend. Daher ist davon auszugehen, dass der zeitweise Verlust von nutzbarer Energie nicht auf Alterungserscheinungen, sondern auf Zellbalancing oder eine falsche Zustandsschätzung und den frühzeitigen Abbruch von Ladungen bzw. Entladungen zurückzuführen ist. Ende

<sup>14</sup> Es ist möglich, dass durch nicht ordnungsgemäß durchgeführte regelmäßige Ausgleichsladungen bereits eine Zellalterung stattgefunden hat. Außerdem können Probleme des BMS zu einer falschen Zustandsschätzung und zum frühzeitigen Erreichen einer BMS internen Entladeschlussbedingung geführt haben.

2023 liegt der nutzbare Energiewert der beiden Batterieeinheiten bei ca. 90 %. Bis Anfang 2024 steigt die nutzbare Energiemenge der LFP Batterieeinheit auf ca. 92 % an, was auf einen leicht verbesserten Balancingzustand schließen lässt.

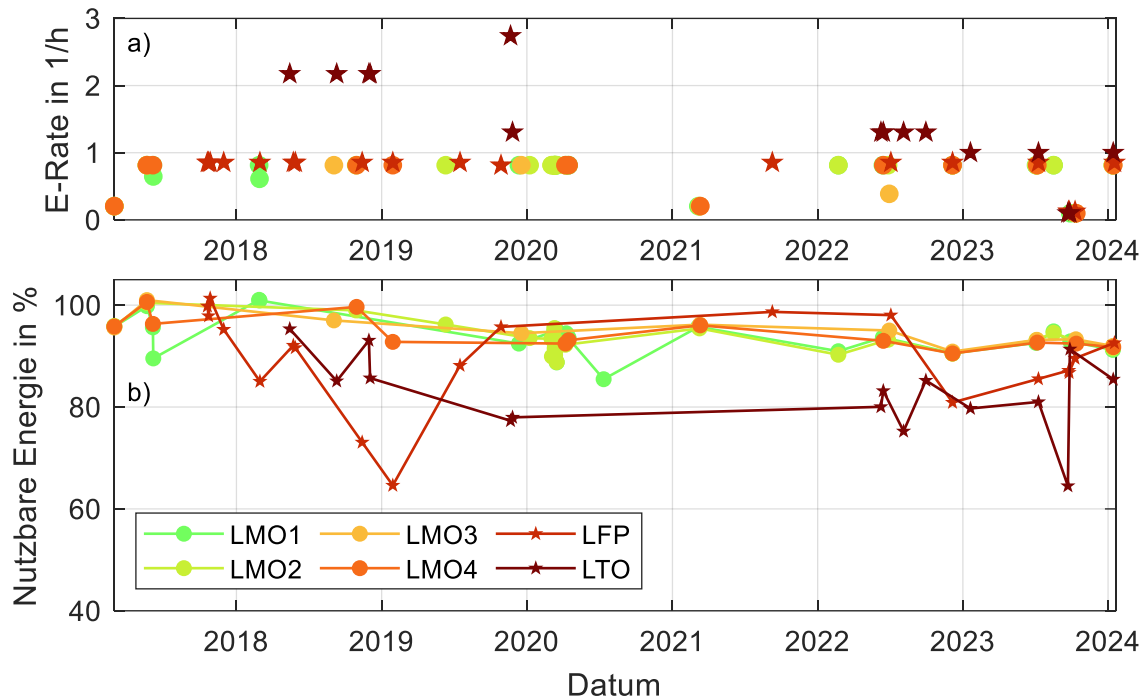


Abbildung 4.6: a) Testleistungsrate zur Bestimmung der nutzbaren Kapazität, b) zeitlicher Verlauf der nutzbaren Energie der Lithium-Ionen-Batterieeinheiten des Batteriespeichers M5BAT.

#### 4.4.2 qOCV-Messungen

Die durchgeführten qOCV-Messungen werden in Form von DVA-Analysen ausgewertet und sollen genauere Einblicke in die Alterung und das Zellbalancing als Ergänzung zu den Vollzyklen-Messungen bieten. Alle qOCV-Messungen wurden mit 1/10 E auf Umrichter AC-Seite durchgeführt. Die daraus resultierenden Kennwerte der DC-Leistungen, Zellströme und Zell-C-Raten sind je Batterieeinheit und Test in Tabelle 4.2 gelistet.

Tabelle 4.2: Kennwerte für Leistung, Strom und C-Rate der qOCV-Messungen

Batterieeinheit / qOCV Messung	Mittlere Ladeleistung der Batterieeinheit in kW	Mittlerer Zellladestrom in A	95. Perzentil der Spannweite der Zellladeströme in A	Mittlere Zell-C-Rate in 1/h
LMO1	63,6	6,33	0,3	0,093
LFP	87,67	11,02	5,635	0,092
LTO Messung 1	16,84	6,62	4,8	0,083
LTO Messung 2	18,41	6,82	0,7	0,085

Der Zellstrom bzw. die Zell-C-Rate entspricht dabei dem Rackstrom, da innerhalb der Racks alle Zellen in Serie verschaltet sind. Aus der Spannweite der Zellströme zu jedem Zeitpunkt

des jeweiligen Tests wird das 95. Perzentil der Spannweite der Zellladeströme bestimmt und gibt damit an, wie homogen die Stromverteilung innerhalb der Batterieeinheit ist. In den Auswertungen werden nur die Ladevorgänge gezeigt. Die Verläufe der System- und Rackströme sind je Batterieeinheit und Test im Anhang A3 dargestellt.

#### 4.4.2.1 LMO1 Batterieeinheit

Zur Identifizierung des aktuellen Balancings- und Alterungszustandes der LMO1 Batterieeinheit wurde ein Vollzyklus durchgeführt. Es wird hier nur das Ergebnis der LMO1 Batterieeinheit dargestellt. Die Verläufe der System- und Rackströme sind im Anhang A3 in Abbildung A.6 gezeigt, während die Kennwerte für Leistung und Strom in Tabelle 4.2 gelistet sind. Durch den Test können die qOCV-Ladepkurven für alle Einzelzellen gemessen werden und sind in Abbildung 4.7 oben dargestellt. Zudem kann eine DVA (Abbildung 4.7 unten) gebildet werden, welche Aufschluss über den Balancings- und Alterungszustand der Einzelzellen gibt.

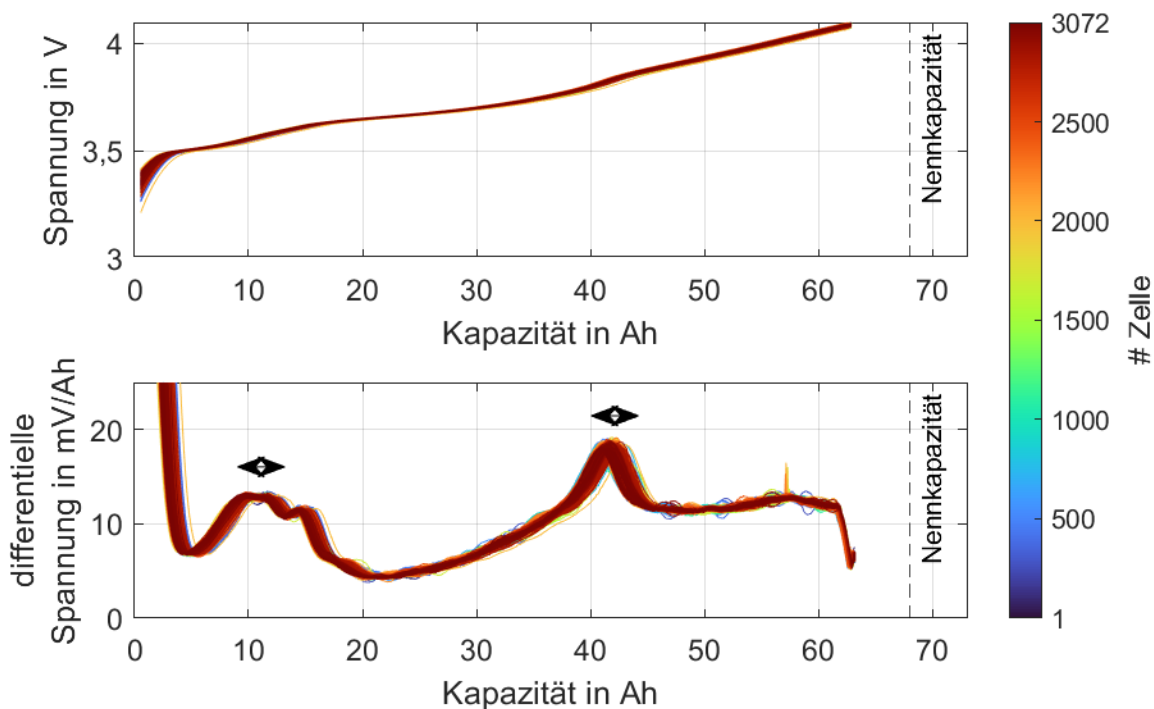


Abbildung 4.7: qOCV und DVA für alle Zellen der Batterieeinheit LMO1 bei dem im Anhang in Abbildung A.6 gezeigten Ladeverlauf.

Um den Balancingszustand zu bewerten, werden die Maxima der DVA in ihrer Streuung untersucht. Dies ist durch die Pfeile in Abbildung 4.7 markiert. Als Maximum 1 wird das erste Maximum des Doppelhöckers innerhalb des Intervalls von 5 Ah und 20 Ah bezeichnet und als zweites Maximum wird das Maximum zwischen 30 Ah und 50 Ah bezeichnet. Die größte Differenz zwischen zwei Zellen in Maximum 1 beträgt 3,04 Ah, was bezogen auf die Nennkapazität von 68 Ah 4,47 % bedeutet. In Maximum 2 beträgt die Spannweite 2,91 Ah was bezogen auf die Nennkapazität 4,28 % bedeutet. Die Unausgeglichenheit in der Batterieeinheit kann damit auf ca. 4 % bis 4,5 % beziffert werden.

Die größte Differenz des Abstandes der Maxima zwischen zwei Zellen beträgt 3,33 Ah. Somit beträgt die aus den Features bestimmbare Differenz der Alterung in der Batterieeinheit maximal 4,89 %. Die pro Zelle geladene Kapazität liegt bei 94 % der Nennkapazität.

Zusammenfassend ist für die LMO1 Batterieeinheit festzuhalten, dass das Balancing funktioniert und es zwischen den Zellen nur eine geringe Unausgeglichenheit von knapp 5 % gibt. Die Alterungsunterschiede zwischen den Zellen sind ebenfalls gering. Die nutzbare Kapazität liegt bei 92,7 %.

##### 4.4.2.2 LFP Batterieeinheit

Wie bereits für die LMO1 Batterieeinheit gezeigt, wurde die qOCV-Messung ebenfalls mit der LFP Batterieeinheit durchgeführt. Die Verläufe der System- und Rackströme sind im Anhang A3 in Abbildung A.7 gezeigt, während die Kennwerte für Leistung und Strom in Tabelle 4.2 gelistet sind. Es ist erkennbar, dass der Ladevorgang bei ca. 82 Ah bzw. auf Systemebene bei ca. 820 Ah beendet ist, obwohl die Nennkapazität der Zellen mit 120 Ah angegeben ist. Die nutzbare Kapazität der LFP Batterieeinheit liegt somit bei 69,04 %.

In Abbildung 4.8 sind die resultierenden qOCV-Kurven und DVA-Kurven gezeigt. Der charakteristische Graphitstufenübergang verursacht ein Maximum in den DVA-Kurven und ist zwischen 45 Ah und 80 Ah je nach Zelle verteilt. Die Streuung hat eine Spannweite von 29,29 Ah und lässt bereits auf ein Misbalancing schließen. Im Vergleich zum perfekt gebalanceten System ist ein Kapazitätsverlust von 24,41 % anhand der Streuung im genannten DVA-Maximum festzustellen (siehe Abbildung 4.8). Es ist zu erkennen, dass eine Zelle bei knapp über 80 Ah ein schnell steigendes Spannungssignal und somit eine starke Steigung in der DVA-Kurve erzeugt. Diese Zelle ist nahe dem Vollladezustand und begrenzt bzw. beendet den Ladevorgang der Batterieeinheit. Anhand der DVA in Abbildung 4.8 zeigt sich, dass drei DVA-Kurven besonders weite Verschiebungen von der Gesamtheit der Zellen darstellen. Durch das festgestellte Misbalancing sind die Zellen in sehr unterschiedlichen Ladezustandsbereichen, wodurch ein großer Anteil der Kapazität nicht nutzbar ist. Durch sinnvolles Balancing könnte die Ausnutzung um ca. 25 % erhöht werden. Die Alterung ist aufgrund des Misbalancings nicht eindeutig an allen Zellen zu quantifizieren. Zudem altern die Zellen durch die unterschiedlichen Ladezustände mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten, sodass mit fortschreitendem Alter das Zellverhalten zunehmend divergieren wird.

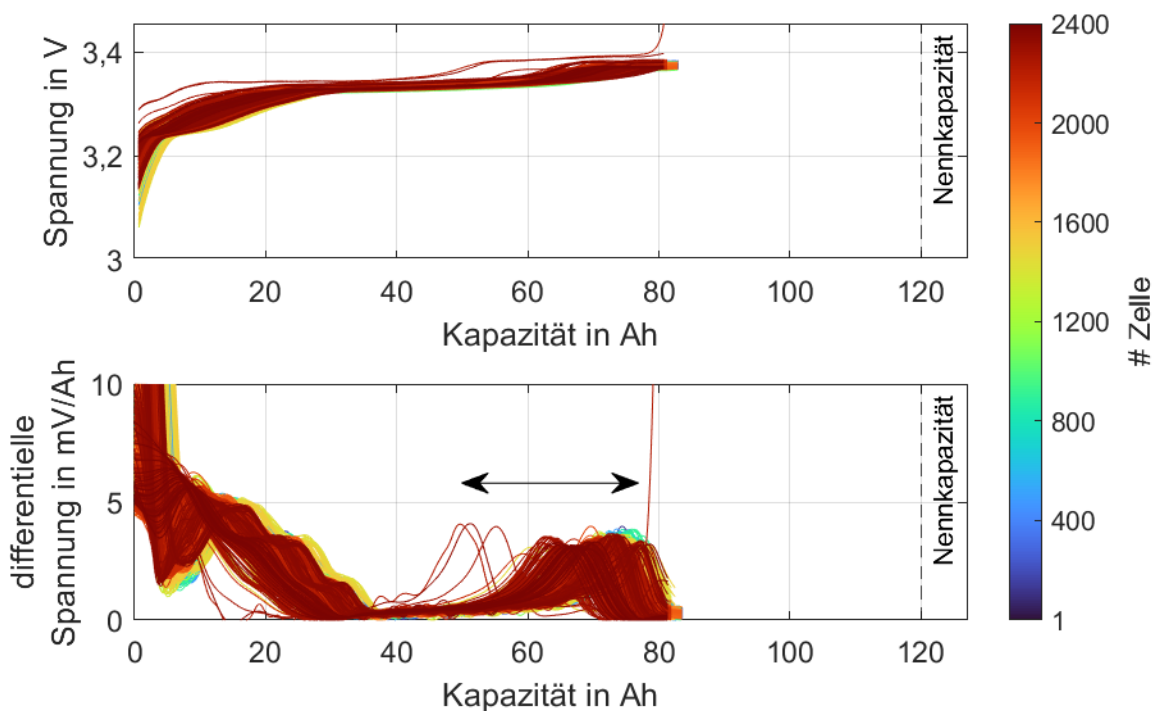


Abbildung 4.8: qOCV und DVA (zweistufig geglättet) für alle Zellen der Batterieeinheit LFP bei dem im Anhang in Abbildung A.7 gezeigten Ladeverlauf.

Das vom Hersteller implementierte Balancingsystem basiert auf ungekühlten Balancingwiderständen mit je  $50 \Omega$  pro Zelle. Bei Zellspannungen bis  $3,6 \text{ V}$  sind somit maximal  $72 \text{ mA}$  Entladestrom zum Balancing der Zellen verfügbar. Zum Entladen der hier festgestellten  $29,29 \text{ Ah}$  wären theoretisch  $416,67 \text{ h}$  bzw.  $17 \text{ Tage}$  notwendig. Dies zeigt, dass das Balancingsystem des Herstellers in der Vergangenheit nicht in der Lage war, die aufgetretenen Ladezustandsdifferenzen zwischen den Zellen auszugleichen. Ein manueller Angleich der Ladezustände der Zellen aneinander ist bislang nicht durchgeführt worden, wäre aber möglich, da die Anschlussleitungen des BMS von außen zugänglich sind.

#### 4.4.2.3 LTO Batterieeinheit

Für die LTO Batterieeinheit wurden zwei qOCV-Messungen durchgeführt. Zwischen den beiden Messungen wurden einzelne Module im Ladezustand manuell angeglichen, welches als „manuelles Balancing“ verstanden werden kann. Hierbei wurden Module mit unterdurchschnittlichen Zellspannungen bis zum Erreichen einer definierten Spannung pro Zelle aufgeladen. Es wurden selektiv Module aufgeladen, welche die größten Zellspannungsabweichungen zur Gesamtheit der Batteriezellen hatten. Die Verläufe der System- und Rackströme beider Tests sind im Anhang A3 in Abbildung A.8 und Abbildung A.9 gezeigt, während die Kennwerte für Leistung und Strom in Tabelle 4.2 gelistet sind.

#### Messung 1 – vor Balancing

In der qOCV Messung konnte eine nutzbare Kapazität von  $64,4 \%$  festgestellt werden. Im Bereich von  $30 \text{ Ah}$  bzw.  $6 \text{ Ah}$  auf Rackebene sind Ausreißer der Ströme und der Leistung

sichtbar, welche im Testverlauf entstanden sind. Diese zeitlich und kapazitätsmäßig kleinen Ausreißer werden nicht weiter analysiert.

Da für alle Zellen nur das erste Maximum der DVA in Abbildung 4.9 deutlich erkennbar ist, kann das Balancing nur anhand des ersten Maximums analysiert werden. Die Spannweite des ersten Maximums liegt bei 34,63 Ah, was 43,28 % der Nennkapazität entspricht. Somit sind durch den Balancingzustand 43,28 % der Kapazität nicht nutzbar. Das zweite Maximum nicht für alle Zellen aufgezeichnet wurde, können unterschiedliche Alterungszustände nicht näher identifiziert werden. Auffällig an der DVA in Abbildung 4.9 ist zudem, dass die Maxima in Blöcken von 12 Zellen verschoben sind. Die Blöcke sind zudem farblich ähnlich, was bedeutet, dass es sich um benachbarte bzw. hintereinander geschaltete Zellen handelt. 12 Zellen entsprechen der Zellanzahl pro Modul und bei genauer Analyse zeigt sich, dass ein Balancing innerhalb der Module zu funktionieren scheint, da dort die größte Differenz der DVA-Maxima bei 4,34 Ah liegt und somit bei 5,42 % der Nennkapazität. Das modul- und rackübergreifende Balancing funktioniert allerdings nicht oder nur unzureichend.

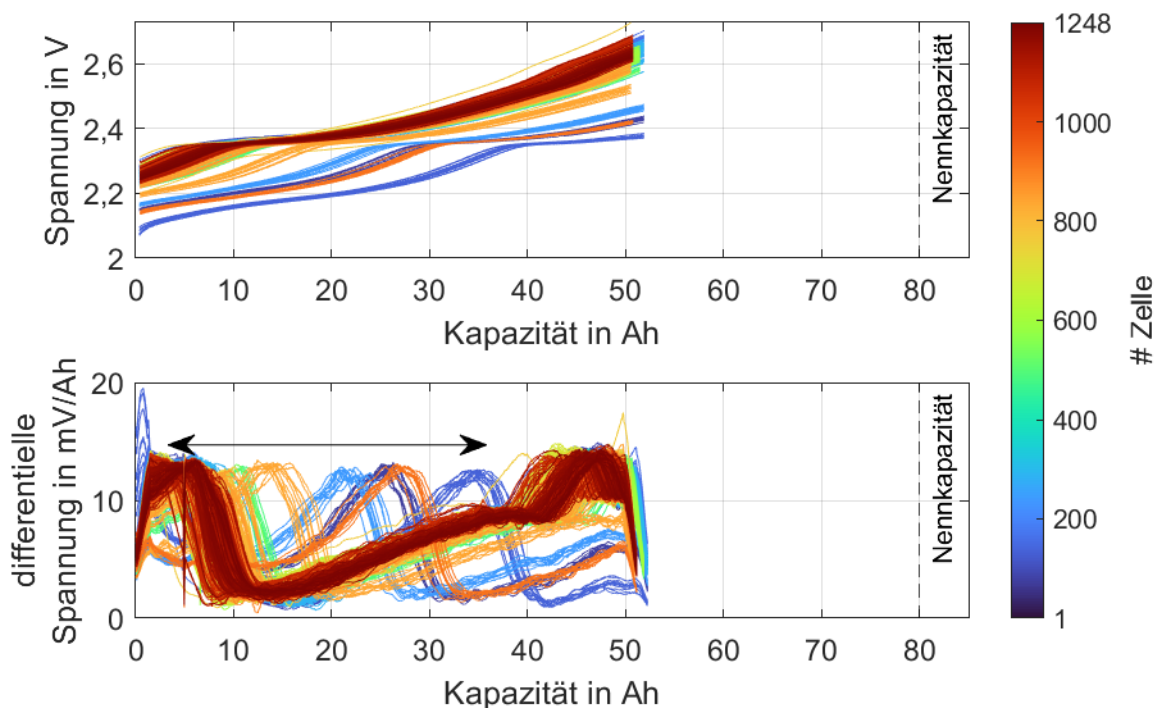


Abbildung 4.9: qOCV und DVA für alle Zellen der Batterieeinheit LTO bei dem im Anhang in Abbildung A.8 gezeigten Ladeverlauf.

Im System sind für das Balancing gehäusegekühlte  $25 \Omega$  Balancingwiderstände verbaut, welche einen Balancingstrom von 100 mA erlauben. Zusammenfassend gibt es ein Balancingproblem bei dieser Batterieeinheit.

#### Messung 2 – nach Balancing

Nach dem „manuellen Balancing“ wurde die qOCV-Messung erneut ausgeführt. Die nutzbare Kapazität liegt bei 92,37 % und konnte im Vergleich zum vorherigen Test um knapp 30 % gesteigert werden.

Aus dem Ladevorgang ergeben sich die qOCV und DVA-Kurven in Abbildung 4.10. Verglichen mit Abbildung 4.9 sind in der DVA beide charakteristischen Maxima sichtbar. Die Streuung des ersten Maximums bei ca. 25 Ah beträgt 17,7 % bzw. 14,16 Ah. Die Spannweite in Maximum 2 beträgt 11,4 Ah bzw. 14,25 % der Nennkapazität. Aus den Streuungen der DVA-Maxima lässt sich schließen, dass ca. 14 % bis 17 % zusätzliche Kapazitätsausnutzung bei idealem Balancing möglich sind. In diesem Idealfall kann damit die Nennkapazität übertroffen werden. Dies lässt die Vermutung zu, dass der Hersteller das System überdimensioniert hat, um Alterungseffekte oder ein leichtes Misbalancing zu kompensieren.

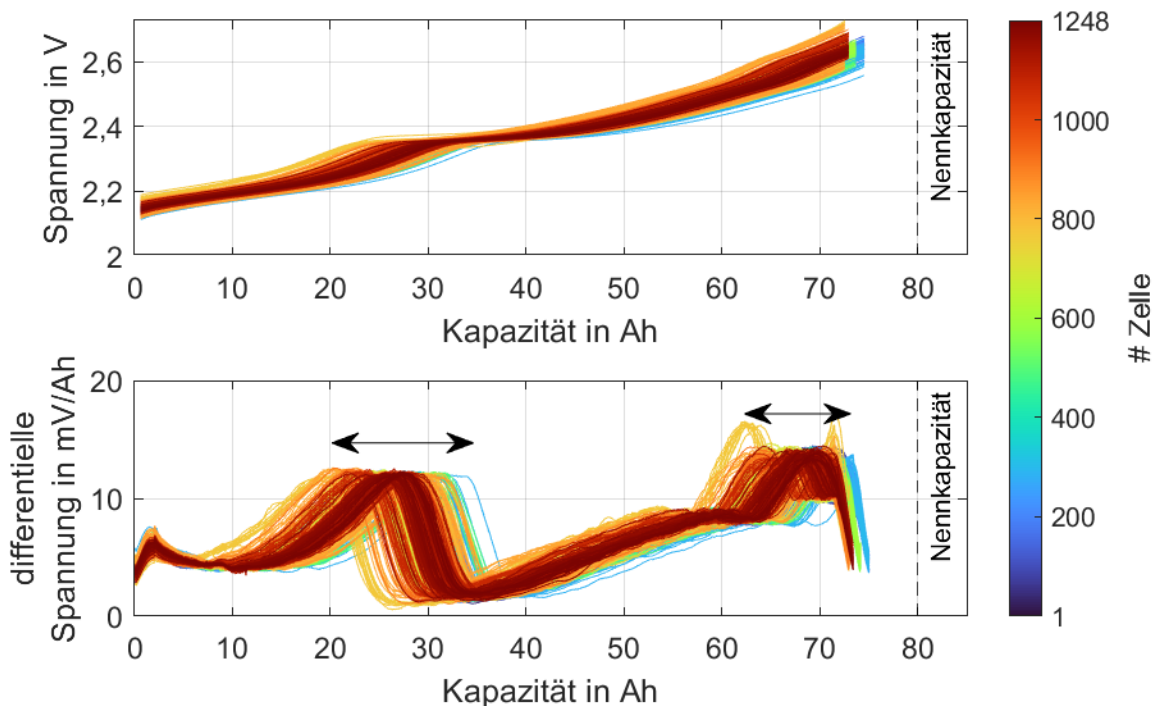


Abbildung 4.10: qOCV und DVA für alle Zellen der Batterieeinheit LTO nach dem „manuellen Balancing“ bei dem im Anhang in Abbildung A.9 gezeigten Ladeverlauf.

Aus der Spannweite der Differenzen der DVA-Maxima kann des Weiteren eine Abschätzung der Alterungsunterschiede zwischen den Zellen vorgenommen werden. Aus Abbildung 4.10 geht eine Differenz von 3,88 Ah oder 4,86 % der Nennkapazität hervor. Der Kapazitätsverlust durch unterschiedliche Alterungszustände spielt somit im Vergleich zu den Kapazitätsverlusten durch fehlerhaftes Balancing eine untergeordnete Rolle. Die DVA in Abbildung 4.10 offenbart für ein Modul (gelbe DVA-Linien) höhere Werte in Maximum 2 der DVA. Dieser deutliche Unterschied lässt auf einen anderen Alterungszustand schließen. Der Unterschied ist damit zu begründen, dass im Rahmen des „manuellen Balancings“ ein Modul ausgetauscht wurde, welches zuvor als Ersatzmodul gelagert wurde. Während das Austauschmodul rein kalendarisch gealtert ist, haben alle anderen Zellen und Module zusätzlich zur kalendarischen Alterung zyklischen Stress erlebt.

## 4.5 Fazit und Diskussion der Zustands- und Fehleranalyse

Mithilfe der gezeigten Analysen werden die zu Beginn des Kapitels aufgestellten Forschungsfragen für den BESS M5BAT diskutiert.

Anhand des BESS M5BAT kann Fragestellung 1 damit beantwortet werden, dass für alle Batterietechnologien unabhängig von der Technologie die meisten Fehler rund um das BMS auftreten. Für die Lithium-Ionen Batterieeinheiten treten  $\geq 75\%$  der Fehler rund um das BMS auf. Kommunikations- und Sensorfehler führen zu direkten Ausfällen. Ob die BMS und Sensorik für einen kontinuierlichen Dauerbetrieb ausgelegt sind oder nicht, lässt sich nicht feststellen. Dennoch sind die Hersteller der Systeme gefordert, die Zuverlässigkeit zu verbessern oder regelmäßige Wartungszyklen einzubauen, bei welchen auch die Elektronik neu gestartet wird und einen Selbstprüfzyklus ausführt. Wartungszyklen bedürfen allerdings Reservekapazitäten und Leistungen, da die Batterieeinheit, die die Wartung ausführt, nicht aktiv zur Verfügung steht und andere Batterieeinheiten dies ausgleichen müssen. Frühzeitige Warnmeldungen über die Degradation der Elektronik können Speicherbetreibern helfen, die Ausfallzeiten gering zu halten und frühzeitig Gegenmaßnahmen einzuleiten.

Die in der zweiten Fragestellung erfragte nutzbare Energie sowie deren Veränderung lassen sich durch regelmäßige Vollzyklen identifizieren. Durch die in Abschnitt 4.4.1 gezeigten regelmäßig durchgeführten Vollzyklen können die nutzbare Kapazität und Energie festgestellt werden. Die Analyse des zeitlichen Verlaufs der nutzbaren Energie und Kapazität hat für die LFP- und LTO-Batterieeinheit steile Gradienten sowie schwankende Werte der nutzbaren Energie aufgezeigt. Aus Alterungsstudien der Literatur ist ein schneller Kapazitätsverlust nur nach Erreichen des Kniefpunkts nahe des EOL bekannt [133, 136]. Der vorherige Alterungsverlauf ist annähernd linear und starke Kapazitätsänderungen sind untypisch [133, 136]. Somit können die Energie- und Kapazitätsvariationen als ein Indikator der Unausgeglichenheit bzw. des Status des Balancings gesehen werden. Zudem ist anhand der Einzelzellspannung eine große Spannungsdifferenz zwischen der Zelle mit der höchsten und der Zelle der niedrigsten Spannung im Betrieb zu beobachten. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die nutzbare Energie im Laufe der Betriebszeit abnimmt. Gründe dafür sind die Batteriealterung aber auch der Status des Balancings. Die nutzbare Energie lässt dabei nur Rückschlüsse auf die Batteriealterung zu, wenn das Balancing hinreichend gut funktioniert.

Fragestellung 3 der Einordnung und Quantifizierung von Batteriealterung und Balancing auf die Reduktion der nutzbaren Energie ist durch qOCV-Messungen und Analysen möglich. In Bezug auf das Balancing kann die LMO-Batterieeinheit des BESS M5BAT als Positivbeispiel herangezogen werden, bei der eine Unausgeglichenheit von ca. 5 % festgestellt wurde. Als Negativbeispiel müssen bei M5BAT die LFP und LTO Batterieeinheiten genannt werden, welche eine Unausgeglichenheit von 25 % bzw. 15 % aufweisen. Ein hinreichend gut funktionierendes Balancing ist prinzipiell für alle Batterietechnologien möglich, sodass die gezeigten Ergebnisse für den BESS M5BAT und die dort implementierten Balancingmechanismen der jeweiligen Hersteller gelten. Dennoch ist durch die flache OCV-

Kennlinie das Balancing für LFP BESS als herausfordernder einzustufen. Die qOCV-Messungen verbunden mit entsprechender Auswertung, können eine Aussage über den Status des Balancings liefern und sind damit ein wichtiger Diagnostikbaustein bezüglich der Funktionsfähigkeit des Balancings. Die Betrachtung der Spannungsdifferenzen der Einzelzellen als Indikator für den Status des Balancings haben bei LFP BESS nur eine begrenzte Aussagekraft, da die OCV-Kennlinie sehr flach verglichen mit anderen Zellchemien ist. Bei LMO und LTO BESS ist die Zellspannungsdifferenz hingegen ein deutlicher Indikator für die Unausgeglichenheit. Wie in Abschnitt 4.4.2.3 dargestellt, kann durch Balancing die nicht nutzbare Kapazität zurückgewonnen werden. Dies ist prinzipiell bei allen Batterietechnologien möglich. Durch den in M5BAT festgestellten schlechten Balancingzustand sind Alterungseffekte im Normalbetrieb oder Vollzyklen nicht zu erkennen und die nutzbare Energie schwankt stark von Messung zu Messung. Die qOCV-Messungen helfen auch hier die Alterungserscheinungen von den Balancingdifferenzen zu unterscheiden. Zur detaillierten Auswertung und Unterscheidung sind allerdings Einzelzellmessungen notwendig bzw. im vereinfachten Fall Messungen der „besten“ und „schlechtesten“ Zelle. Obwohl viele BMS einen Wert für den SOH übertragen, ist diesem nur beschränkt zu vertrauen, da die Bestimmung des SOH unklar ist und häufig nicht mit den Messungen übereinstimmt. Die nutzbare Energie und der tatsächliche SOH können nur bei hinreichend gutem Balancingzustand laufend bestimmt werden. Eine Implementation des Status des Balancings im BMS durch die Hersteller der Batteriesysteme könnte hier einen wertvollen Kennwert für den Betrieb von BESS darstellen.

Zusammenfassend lässt sich aus den Analysen festhalten, dass ein EMS sowohl mit unterschiedlichen Fehlerzuständen, vor allem BMS-bedingt, aber auch mit verminderter nutzbarer Kapazität umgehen muss. Fehlerzustände des BMS und Kommunikationsprobleme sind dabei nicht durch das EMS zu verhindern oder einzugrenzen. Spannungs- und Stromgrenzen können hingegen auch durch das EMS geprüft werden und Gegenmaßnahmen können eingeleitet werden. Regelmäßige Überprüfungen der nutzbaren Kapazität können durch das EMS getriggert werden und geben direkte Rückmeldungen, in welchem Zustand die einzelnen Batterieeinheiten sind. Den Balancingzustand sollten die BMS der Hersteller allerdings automatisiert feststellen und entsprechendes Balancing aktivieren. Durch die Übermittlung der minimalen und maximalen Zellspannung einer Batterieeinheit an das EMS kann aber auch innerhalb des EMS eine grobe Abschätzung des Balancings getroffen werden und Warnungen können generiert werden. Jegliche Prüfzyklen bedeuten für den BESS Betreiber eine verminderte Nutzung des BESS für den Testzeitraum. Da hierdurch aber frühzeitige Probleme erkannt werden können und eine höhere Verfügbarkeit zu erwarten ist, sollten regelmäßige Prüfzyklen umgesetzt werden. Die Entwicklung von Algorithmen zur Schätzung des Status des Balancings im laufenden Betrieb kann dazu beitragen, BESS bestmöglich zu nutzen.

## 5 Reaktionsgeschwindigkeit von Batteriegroßspeichern<sup>15</sup>

Die Untersuchung der Reaktions- und Übergangszeiten ist relevant, da mithilfe dieser Ergebnisse die Steuerungen von BESS entsprechend angepasst und optimiert werden können. Des Weiteren können Abschätzungen zu den erbringbaren Dienstleistungen gemacht werden. Es sollen die folgenden Fragestellungen beantwortet werden können:

- 1) Wie schnell können Batteriegroßspeicher (1. Generation)<sup>16</sup> reagieren?
- 2) Welche Dienstleistungen können mit der festgestellten Reaktionsgeschwindigkeit erbracht werden?
- 3) An welchen Komponenten können Optimierungen vorgenommen werden?

Die Reaktionsgeschwindigkeiten werden im Folgenden anhand des BESS M5BAT und der in Kapitel 3 beschriebenen Komponenten ermittelt.

### 5.1 Methodik

Zur Steuerung und Messung wurde der Messaufbau von M5BAT, wie in Abschnitt 5.1.1 beschrieben wird, angepasst. Für jeden Test durchläuft die Steuerung den vorgegebenen Testverlauf und zeichnet die Sollwerte und Messdaten auf. Die an den Umrichter gesendeten Sollwerte und die gemessenen Werte sind in Abbildung 5.1 dargestellt. Der Testverlauf ist in fünf Abschnitte mit je 5 s unterteilt. Für jede 5 s wird der Leistungssollwert nach dem Verlauf aus Abbildung 5.1 geändert. Für 5 s soll die Ausgangsleistung 0 % betragen, danach für 5 s -100 % (Ladeleistung) und +100 % (Entladeleistung) für 5 s. Es folgen -100 % (Ladeleistung) für weitere 5 s und 0 % bis zum Testende. Die Leistungssollwerte werden zwischen 100 kW und 600 kW variiert [167].

Die Verzögerungszeiten des Moduswechsels der Umrichter, der Leistungsgradienten der Umrichter und der Reaktionszeit inklusive Kommunikation zwischen Umrichter und Steuerung werden an verschiedenen Stellen des Tests untersucht. Wie in Abbildung 5.1 deutlich wird, ist bei der ersten Einstellung des Sollwertes auf -100 % ein Moduswechsel zu erwarten und somit eine Moduswechselzeit vorhanden. Zudem ist bei jedem Sprung des

---

<sup>15</sup> Dieses Kapitel basiert zu Teilen auf den in [167] veröffentlichten Arbeiten.

<sup>16</sup> Unter der 1. Generation von Batteriegroßspeichern fallen BESS deren Komponenten noch nicht für Batteriespeicher optimiert wurden und deren Systemintegration nicht optimiert ist. Für Umrichter kann dies die Verwendung von umgerüsteten PV-Wechselrichtern bedeuten und für das BMS kann die Basis ein Fahrzeug-BMS sein. In Deutschland sind BESS der 1. Generation zeitlich bis ca. 2018 einzuordnen.

Sollwertes ein Leistungsgradient des Istwertes vorhanden. Es wird hier nur der erste Leistungsgradient beim Sprung von -100 % auf 100 % untersucht. Die Reaktionszeit ist dauerhaft vorhanden und wird wie in Abbildung 5.1 eingezeichnet, an allen Sprüngen der Sollwerte gemessen.

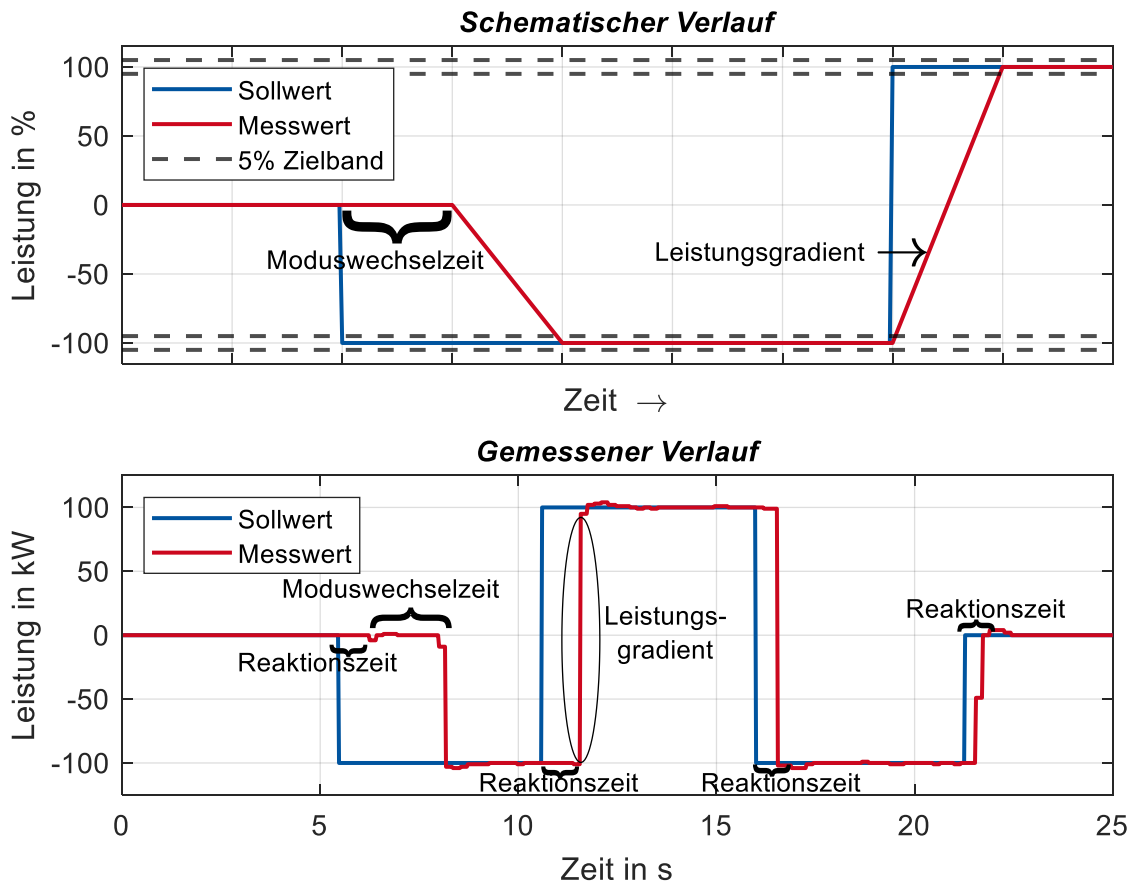


Abbildung 5.1: Schematische Beschreibung und gemessener Verlauf des Tests für 100 kW. Blau: Sollwert; Rot: (erwarteter) Messwert; schwarz gestrichelt:  $\pm 5\%$  Zielband um den Sollwert herum als Limit für die Auswertung.

### 5.1.1 Messung, Datenverarbeitung & Steuerung

Die genutzten Messungen sowie deren Mess- bzw. Zykluszeiten sind in Abbildung 5.2 dargestellt. Der Messkette von M5BAT wird zwischen Transformator und dem für die Tests verwendeten Umrichter eine weitere Messung mit höherer zeitlicher Auflösung und Genauigkeit hinzugefügt (als Zusatzmessung in Abbildung 5.2 bezeichnet). Das verwendete Messgerät ist ein Dewetron DEWE-571-PNA mit einer Abtastrate von 20 kHz [199]. Durch dieses Messgerät kann der Leistungsgradient der Umrichter genauer untersucht werden. Da der Leistungsgradient der Umrichter softwareseitig in begrenzten Bereichen eingestellt werden kann, wird neben dem Standardwert der maximale Leistungsgradient untersucht. Die Reaktionszeit der Batterieeinheiten und Transformatoren ist nicht einstellbar und wird als schnell genug angenommen und nicht genauer vermessen [167]. Auf Seiten der Steuerung wurde der Code untersucht und temporär angepasst, um die maximale Geschwindigkeit zu erreichen.

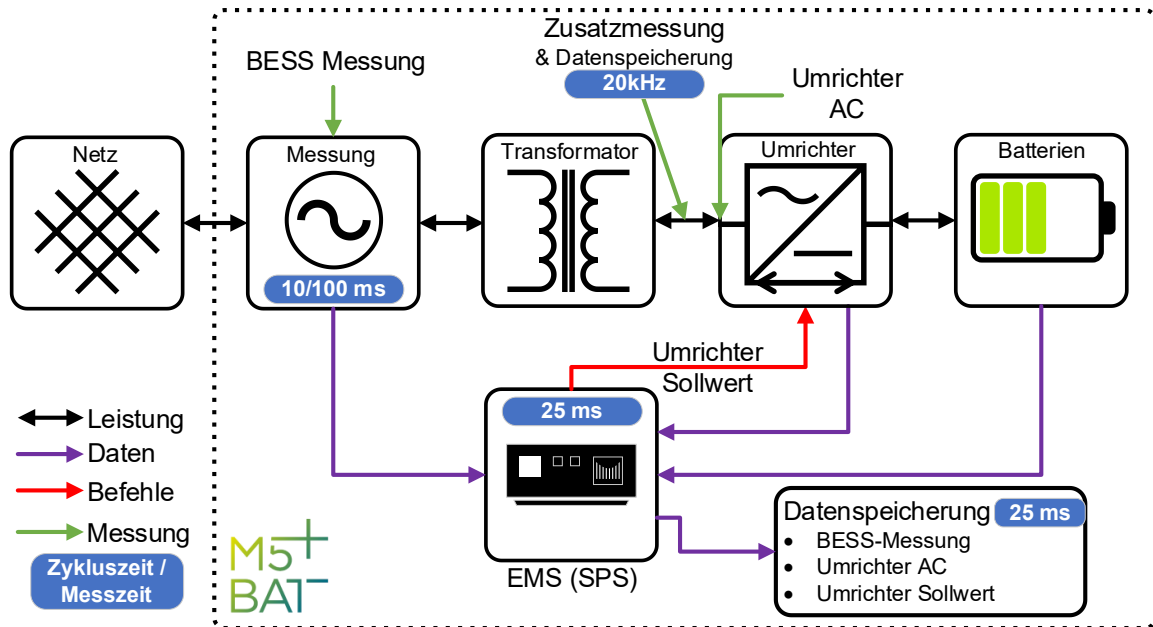


Abbildung 5.2: Schematische Darstellung der Messpunkte und Messgeschwindigkeiten (vgl. [167]).

Das Messequipment am Netzanschlusspunkt (siehe Abbildung 5.2 und Abschnitt 3.4.1) bietet eine maximale Messgeschwindigkeit von 10 ms, weshalb für Anwendungen mit höheren Anforderungen an die Messgeschwindigkeit anderes Equipment eingesetzt werden muss. Die Netzfrequenzmessung (siehe Abschnitt 3.4.2) ist hingegen auf eine Messgeschwindigkeit von 100 ms limitiert. Diese Verzögerungszeiten der Systemmessung werden bei der Betrachtung der Zeitverzögerung des Gesamtsystems pauschal addiert und nicht weiter untersucht. Die Messwerte der Messung am Netzanschlusspunkt werden über die Anlagensteuerung ausgelesen und gespeichert. Die Steuerung wird für die Tests mit einer Zykluszeit von 25 ms betrieben.

Die Kommunikations- und Verarbeitungszeit zwischen Umrichter und der Steuerung ist in der in Abschnitt 5.1 beschriebenen Reaktionszeit enthalten. Bei der Reaktionszeit kann nicht genauer bestimmt werden, ob es sich um eine Verzögerung der Ausführung innerhalb des Umrichters handelt oder ob die Kommunikation via Modbus TCP und die entsprechenden Verarbeitungsschritte innerhalb der Steuerung die Verzögerung verursacht. Die genauen Anteile der Verzögerungen werden somit nicht weiter aufgeschlüsselt.

Da die Steuerung mit einer Zykluszeit von 25 ms betrieben wird, ist die Verarbeitungszeit auf Seiten der Steuerung mit 25 ms zu bemessen. Die Datenaufzeichnungsrate für die Moduswechselzeit und die Reaktionszeit ist somit auch auf 25 ms begrenzt. Da der Leistungsgradient der Umrichter über die Zusatzmessung bestimmt wird, ist dort die Datenaufzeichnungsrate nicht auf 25 ms begrenzt.

### 5.1.2 Umrichter

Die Umrichter verursachen Zeitverzögerungen an drei unterschiedlichen und voneinander unabhängigen Stellen. Zwischen den Betriebsmodi „Silent“ und „PQ“ gibt es eine Umschaltzeit, welche im Folgenden als Moduswechselzeit bezeichnet wird. Da die Umrichter nur im „PQ“ Modus Leistung liefern können, aber aus Energiespargründen im Standby-Betrieb der „Silent“ Modus genutzt wird, entsteht hier die genannte Moduswechselzeit. Die Moduswechselzeit stellt somit die Wiedereinschaltung des Leistungsmoduls des Umrichters dar (siehe Abschnitt 3.2 und Anhang A4.3). Durch einen dauerhaften Betrieb im „PQ“ Modus kann die Moduswechselzeit eliminiert werden. Nach Formel (28) wird die Moduswechselzeit  $T_{Modus,Inv}$  durch die Differenz der ersten Leistungsänderung  $t_{Messwert(P \neq 0)}$  bis zum Erreichen der ersten Flanke  $t_{Flanke,Messwert}$  bestimmt.

$$T_{Modus,Inv} = t_{Messwert(P_{Inv} \neq 0)} - t_{Flanke,Messwert} \quad (28)$$

Die Reaktionszeit  $T_{Reaktion}$  beschreibt die Zeitverzögerung, die vom Senden des Sollwertes von der Steuerung  $t_{Flanke,Sollwert}$  bis hin zum Beginn der Rampe der Leistungsabgabe  $t_{Flanke,Messwert}$  entsteht. Die Reaktionszeit tritt unabhängig davon, ob ein Moduswechsel stattfindet oder nicht, auf. Findet ein Moduswechsel statt, ist die Reaktionszeit zusätzlich vorhanden. Um die Moduswechselzeit von der Reaktionszeit zu trennen, wird die Reaktionszeit immer als Differenz zwischen der Sollwertflanke  $t_{Flanke,Sollwert}$  und der darauffolgenden ersten Änderung des Messwertes  $t_{Flanke,Messwert}$  nach Formel (29) für die vier auftretenden Reaktionszeiten im Testablauf (vgl. Abbildung 5.1) berechnet.

$$\begin{aligned} T_{Reaktion1} &= t_{Flanke,Sollwert1} - t_{Messwert(P_{Inv} \neq 0)} \\ T_{Reaktion2} &= t_{Flanke,Sollwert2} - t_{Flanke,Messwert(P_{Inv} > 10 \text{ kW})} \\ T_{Reaktion3} &= t_{Flanke,Sollwert3} - t_{Flanke,Messwert(P_{Inv} < -10 \text{ kW})} \\ T_{Reaktion4} &= t_{Flanke,Sollwert4} - t_{Flanke,Messwert(P_{Inv} > -10 \text{ kW})} \end{aligned} \quad (29)$$

Zuletzt treten bei Umrichtern Leistungsgradienten auf, welche eine Verzögerung zwischen Soll- und Istwert darstellen. Softwareseitig kann der Leistungsgradient eingestellt werden, wodurch an dieser Stelle Verzögerungszeiten eingespart werden können. In Formel (30) wird der Gradient der ersten steigenden Flanke  $grad_{Inv} \uparrow$  bestimmt. Dabei wird die Leistungs- und Zeitdifferenz der beiden Messzeitpunkte verwendet, sobald die Messung  $P_{Inv}$  95 % des Sollwertes  $P_{Soll,Inv}$  unter- bzw. überschreitet.

$$\begin{aligned} grad_{Inv} \uparrow &= \frac{P_{Inv}(t_2) - P_{Inv}(t_1)}{t_2 - t_1} \\ \text{mit } t_1 &= \max(\{t | P_{Inv}(t) < 0,95 \cdot P_{Soll,Inv}\}) \\ \text{und } t_2 &= \min(\{t | P_{Inv}(t) > 0,95 \cdot P_{Soll,Inv}\}) \end{aligned} \quad (30)$$

Aufgrund der angepassten Berechnungsmethoden, weichen die Ergebnisse geringfügig von den in [167] veröffentlichten Ergebnissen ab. Die aus den Ergebnissen generierten Trends und Aussagen bleiben hingegen bestehen.

### 5.1.3 Testset

Zur Bestimmung der unterschiedlichen Verzögerungszeiten wurden drei Testsets mit je vier Messungen nach Tabelle 5.1 durchgeführt. Der Soll-Gradient in %/s bezieht sich dabei auf die Nominalleistung des Umrichters. In der Testreihe „Silent“ startet der Umrichter immer im Standby-Modus und muss aktiv in den PQ-Modus umgeschaltet werden. Somit ist nur in der Testreihe „Silent“ die Moduswechselzeit des Umrichters messbar. In den Testreihen „PQ“ und „fastPQ“ starten die Umrichter bereits im PQ-Modus. Der Unterschied zwischen den Testreihen „PQ“ und „fastPQ“ liegt in der unterschiedlichen Einstellung des erlaubten Leistungsgradienten auf Umrichterebene.

Tabelle 5.1: Testset zur Bestimmung der Reaktionszeiten.

Testname	Soll-Leistungen in kW	Soll-Gradient in %/s
Silent	100, 200, 400, 600	500
PQ	100, 200, 400, 600	500
fastPQ	100, 200, 400, 600	10.000

Die Reaktionszeiten und Leistungsgradienten können somit in allen Testsets ermittelt und miteinander verglichen werden.

## 5.2 Ergebnisse der Verzögerungszeiten

Im Folgenden werden die drei identifizierten Verzögerungszeiten, die Moduswechselzeit, die Reaktionszeit und der Leistungsgradient ausgewertet. Während die Moduswechselzeit und der Leistungsgradient nur auf den Umrichter zurückzuführen sind, wird die Reaktionszeit auf den Umrichter und die Anlagensteuerung bezogen.

### 5.2.1 Moduswechselzeit

Die Moduswechselzeit kann nur aus dem Testset „Silent“ bestimmt werden und wird für alle vier gefahrenen Leistungswerte berechnet. In Abbildung 5.3 sind die berechneten Moduswechselzeiten dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Moduswechselzeit zwischen 1800 ms und 2050 ms bei einem Mittelwert von 1937,5 ms andauert hat. Dabei ist zudem erkennbar, dass es keine Abhängigkeit zwischen der Sollleistung und der Dauer der Moduswechselzeit gibt. Bei einer Nutzung des Silent-Modus der Umrichter ist die Moduswechselzeit unumgänglich. Falls eine schnellere Reaktion der Umrichter für den Betrieb eines Batteriegroßspeichers notwendig ist, kann der Umrichter auch dauerhaft im PQ-Modus gehalten werden. Hierbei sind allerdings zusätzliche Verluste auf Seiten des Umrichters und geringe, aber dauerhafte Stromflüsse auf Batterieseite zu erwarten.

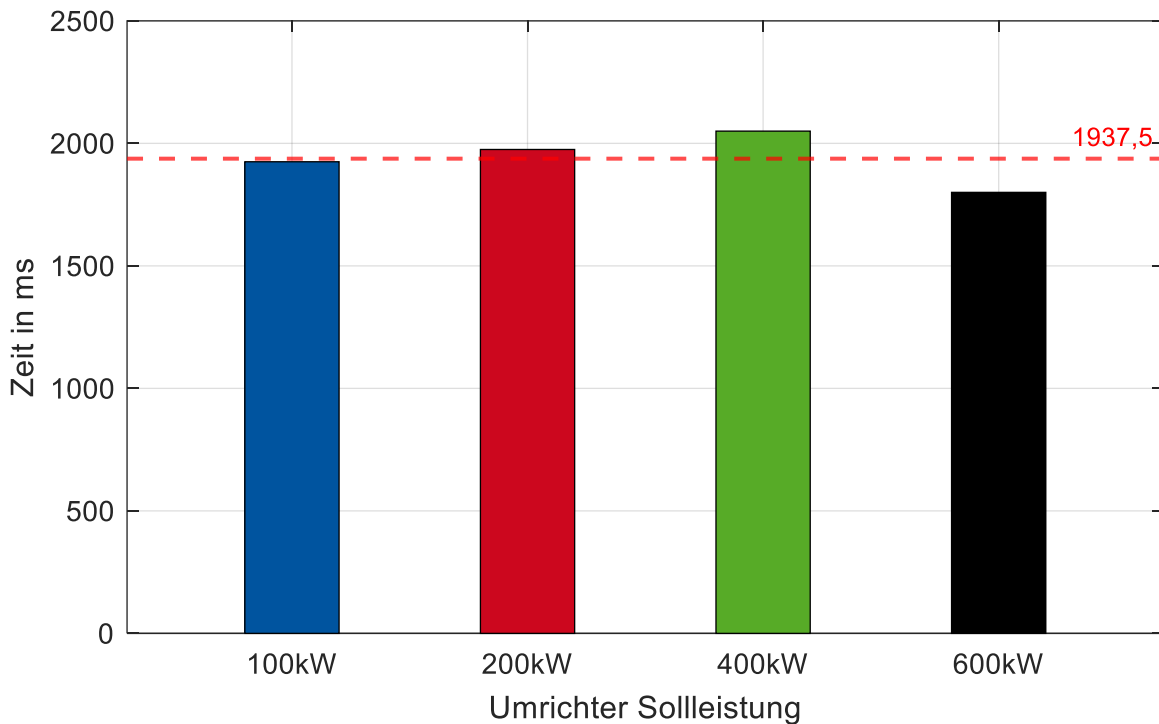


Abbildung 5.3: Moduswechselzeit des Umrichters zwischen Silent und PQ-Modus.

### 5.2.2 Reaktionszeit

Für die Reaktionszeit wurden je Test vier Reaktionszeiten an den aufgetretenen Flanken berechnet. Für jeden Test wurden die Reaktionszeiten in Abbildung 5.4 als Boxplot dargestellt. Über alle Tests hinweg wurden der Mittelwert mit ca. 522 ms und die Standardabweichung mit ca.  $\pm 119$  ms der Reaktionszeiten bestimmt. Ein genereller Trend der Reaktionszeiten kann anhand der Ergebnisse nicht abgeleitet werden. Die Reaktionszeit wird somit als unabhängig von der Sollleistung und des Umrichtermodus betrachtet.

Die Anlagensteuerung bzw. das EMS wurden für den Test auf Rechenzeiten von 25 ms eingestellt. Für die gemessenen Reaktionszeiten bedeutet dies, dass 25 ms der Reaktionszeit auf die Verarbeitung innerhalb der Steuerung zurückzuführen sind<sup>17</sup>. Durch festgelegte Zykluszeiten bleiben die 25 ms dauerhaft und unverändert bestehen. Die Modbus TCP Kommunikation wird im Normalbetrieb typischerweise innerhalb von 0,8 ms bis 8,5 ms abgearbeitet. Dennoch kann es im ungünstigen Fall dazu kommen, dass die kommunizierten Werte erst im Folgezyklus zur Verfügung stehen. Somit wird die maximale Verzögerungszeit durch die Kommunikation ebenfalls mit 25 ms angenommen. Insgesamt entfallen von der Reaktionszeit 50 ms auf die Steuerung, während der verbleibende Anteil der Reaktionszeit dem Umrichter zugeordnet wird.

<sup>17</sup> Durch weitere Vereinfachungen am Programmcode sind Rechenzeiten von 10 ms oder weniger realisierbar.

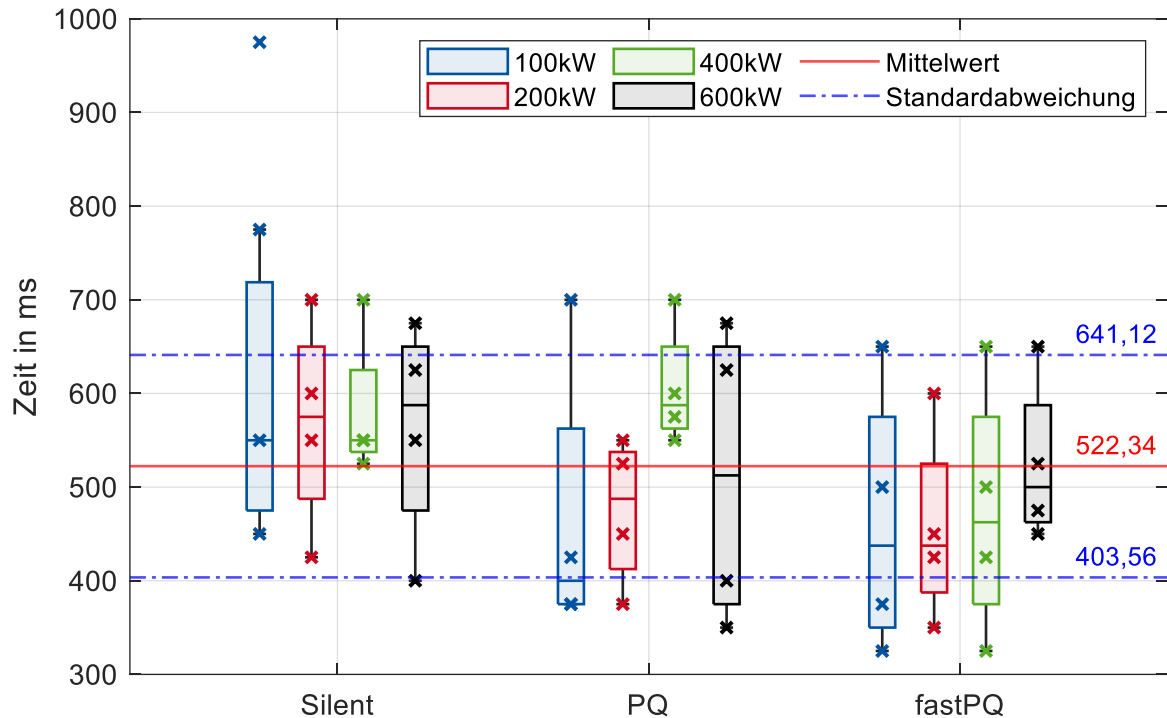


Abbildung 5.4: Reaktionszeit zwischen Ist- und Sollwert aller Flanken in den jeweiligen Tests. Der Ausreißer im Test Silent 100 kW, wurde nicht in der Boxplotberechnung berücksichtigt und ist daher separat dargestellt.

### 5.2.3 Leistungsgradient

Die Leistungsgradienten werden in Abbildung 5.5 für die verschiedenen Testsets gezeigt. Wie erwartet sind die Ergebnisse für die Testsets Silent und PQ vergleichbar und die Leistungsgradienten für das Testset fastPQ sind größer. Zudem ist eine Abhängigkeit des Leistungsgradienten vom Leistungssprung erkennbar. Der Gradient steigt mit größer werdendem Leistungssprung an. Mit 580 kW/s bis 590 kW/s ist der Leistungsgradient für die 100 kW Tests der Testsets Silent und PQ am geringsten. Bei den Leistungen von 400 kW bis 600 kW erreicht der Leistungsgradient ca. 3000 kW/s was ca. einem Leistungsgradienten von 480 %/s bezogen auf die Nominalleistung von 630 kW entspricht. Somit wird in den schnellsten Messungen der eingestellte Leistungsgradient von 500 %/s erreicht.

Im Testset fastPQ startet der geringste Leistungsgradient bei 790 kW/s, was ca. 125 %/s bezogen auf die Nominalleistung entspricht. Der größte Leistungsgradient mit 10.664 kW/s bzw. 1700 %/s bezogen auf die Nominalleistung wurde beim 600 kW Leistungssprung erreicht. Damit kann in ca. 60 ms die Vollaustung des Umrichters erreicht werden. Es ergibt sich eine Diskrepanz von 8.300 %/s zwischen der Messung und dem eingestellten Gradienten von 10.000 %/s. Bei der Einstellung des maximalen Gradienten von 10.000 %/s wäre die Vollaustung des Umrichters in ca. 10 ms erreichbar. Dennoch ist der Leistungsgradient durch die Umrichtereinstellung um mehr als das Dreifache erhöht worden.

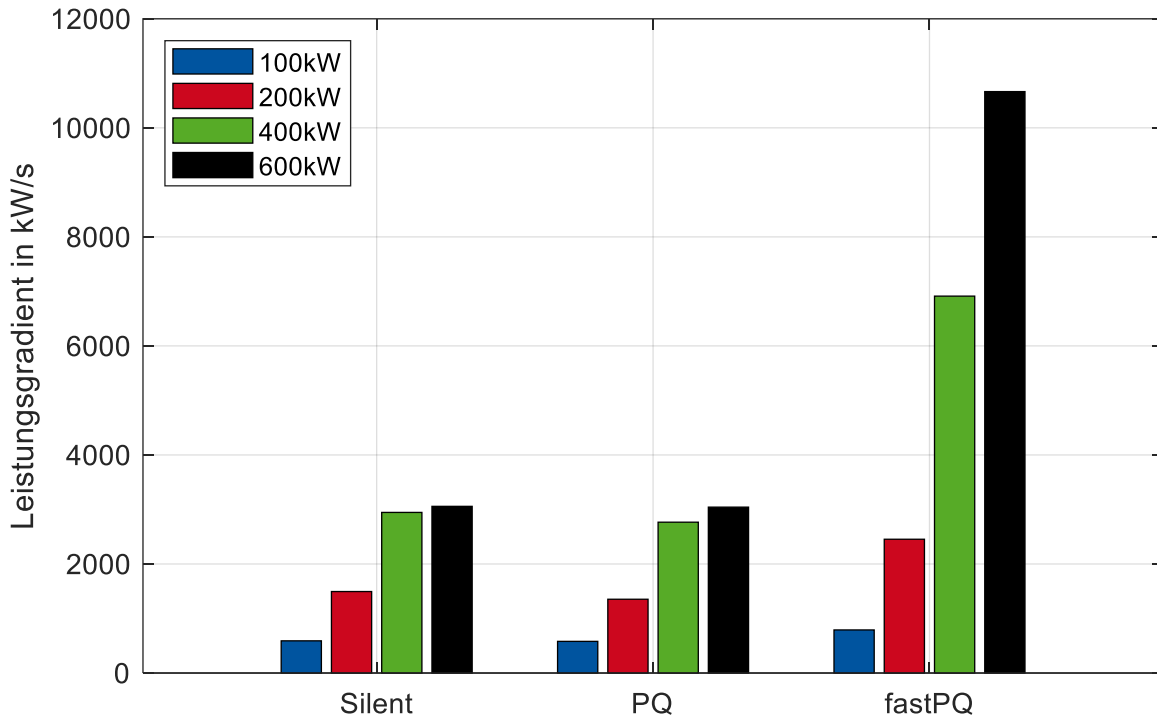


Abbildung 5.5: Leistungsgradient der ersten steigenden Flanke nach Abbildung 5.1.

### 5.3 Gesamtreaktionszeit und Integration in das EMS

Aus den Messungen und Auswertungen lassen sich für den Batteriespeicher M5BAT die Verzögerungszeiten nach Abbildung 5.6 zusammenfassen. Da die Batterie sofort auf eine Leistungsanforderung reagiert, wird die Reaktionszeit mit  $< 1\text{ms}$  angegeben. Die verschiedenen Prozesse innerhalb der Batterie (Diffusion, Ladungstransfer, SEI-Schicht, ohmsches und induktives Verhalten) haben unterschiedliche Reaktionszeiten, aber aus Sicht der Batterieklemme ist die Reaktion der Batterie nahezu instantan. Zudem kann der DC-Zwischenkreis der Umrichter die Verzögerung der Batterie puffern. Für die Transformatoren wird ebenfalls keine zusätzliche Verzögerungszeit angenommen.

Für die gesamte Mess- und Regelungskette ergibt sich in Summe eine Verzögerungszeit zwischen 500 ms und 740 ms bei Ausschluss der Moduswechselzeit. Wird hingegen nur die einfache Verzögerungszeit ohne Rückmeldung berechnet, werden zu den 100 ms für die Messung, 25 ms Zykluszeit der SPS und 50 ms bis 200 ms als Einstellzeit der Umrichter addiert. Somit liegt die Verzögerung bei 175 ms bis 325 ms. Die Reaktionszeit wird maßgeblich von der Messgeschwindigkeit und den Umrichtern beeinflusst. Um BESS reaktionsschneller zu gestalten, müssen diese beiden Komponenten optimiert werden. Für Umrichter mit Blick auf netzbildende Umrichter sind heute bereits Umrichter mit höheren Geschwindigkeiten verfügbar.

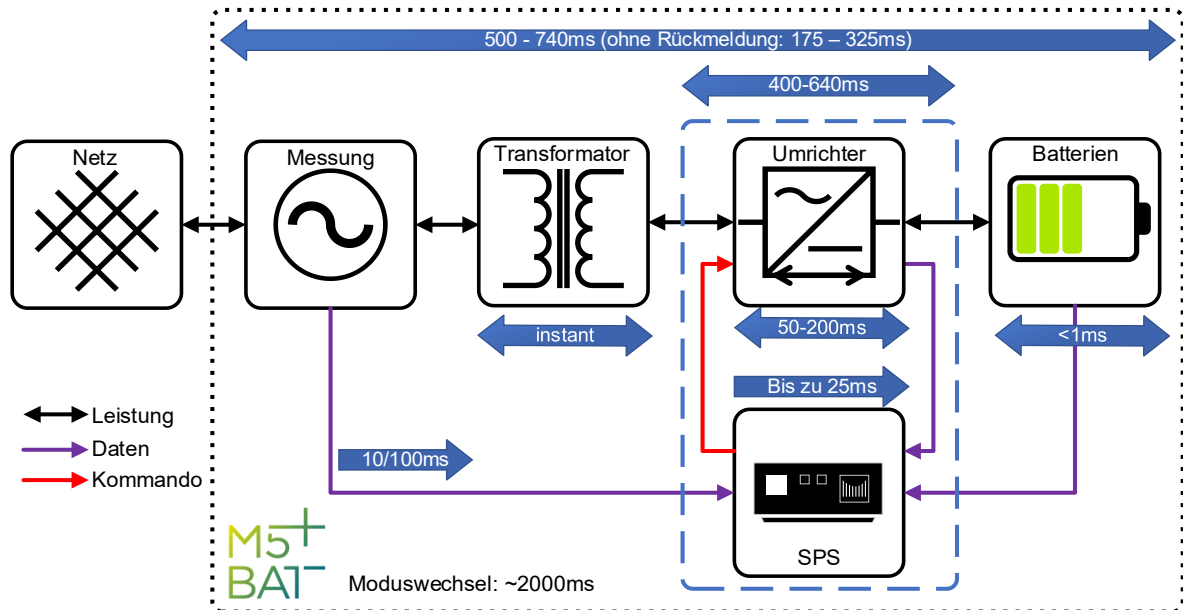


Abbildung 5.6: Zusammenfassung der ermittelten Verzögerungszeiten.

Als Option für zukünftige schnellere Reaktionen mit dem BESS M5BAT wurde eine Option zur Deaktivierung des Silent-Modus implementiert. Hierdurch können dauerhaft Reaktionszeiten von unter 1 s erreicht werden, da es keine Verzögerungen durch den Moduswechsel gibt.

## 5.4 Fazit und Diskussion der Reaktionsgeschwindigkeiten von BESS

Die gezeigten Tests und Analysen am BESS M5BAT können stellvertretend für BESS der 1. Generation gesehen werden. Dabei handelt es sich bei den Umrichtern um modifizierte Photovoltaik-Wechselrichter [161, 163]. Eine Optimierung und Anpassung an die Eigenschaften von Batterien sind daher nur in begrenztem Umfang enthalten.

Aus den Gesamtreaktionszeiten von M5BAT kann Fragestellung 1) damit beantwortet werden, dass Reaktions- und Einstellzeiten unter 1 s im Normalbetrieb möglich sind. Die Verwendung eines Standby-Modus zur Effizienzsteigerung führt durch die Moduswechselzeit zu den größten Verzögerungen. Die Steuerungsalgorithmik und Datenverarbeitung kann bei optimierten Einstellungen 125 ms erreichen.

Daraus lässt sich Fragestellung 2) so beantworten, dass die schnellste Netzdienstleistung in Deutschland, der FCR-Betrieb, problemlos umgesetzt werden kann. Beim FCR-Betrieb wird eine maximale Verzögerungszeit von 2 s gefordert, wobei auch längere Verzögerungszeiten bis zu 15 s toleriert werden [62]. Alle weiteren frequenzgebundenen Netzdienstleistungen in Deutschland haben längere Reaktionszeiten und sind damit mit BESS erfüllbar. Netzdienstleistungen wie die Inselnetzfähigkeit und Kurzschlussstrombereitstellung sind wegen der instantan benötigten Reaktion und der Überlastfähigkeit nicht erfüllbar. Für Momentanreserve bzw. zum Ausgleich der

abnehmenden Systemträgheit sind nach [200] Reaktionszeiten von weniger als 5 ms bis zum Beginn der Leistungsrampe erforderlich. Daher erfüllt das untersuchte BESS M5BAT diese Anforderung nicht. Für zukünftige schnellere Reservearten unterhalb von 1 s müssten BESS der 1. Generation wie M5BAT umgerüstet werden. Die Verschiebung der Erbringung der Momentanreserve aus dem Hoch- und Höchstspannungsnetz in niedrigere Spannungsebenen wird dabei als möglich und umsetzbar angesehen [201].

Die Entwicklung und Optimierung von Umrichtern hin zu einer höheren Effizienz und einem erweiterten Funktionsumfang ist in den vergangenen Jahren vorangeschritten. Netzbildende Umrichter sind bereits das Ergebnis und die Beantwortung von Fragestellung 3). Netzbildende Anwendungen wie die Inselnetzfähigkeit, die Kurzschlussstrombereitstellung, aber auch synthetische Trägheit können durch netzbildende Umrichter erbracht werden. Bei Integration dieser Umrichter in ein BESS erweitert sich entsprechend der Handlungsspielraum der bedienbaren Anwendungen. Neben den netzbildenden Umrichtern bieten aktuelle Umrichter Reaktionszeiten im Bereich von 10 ms bis 20 ms und Gesamteinstellzeiten von unter 100 ms sind möglich [202, 203]. Hiermit können beispielsweise bereits „Fast Frequency Response“ in Australien und „Enhanced Frequency Response“ in Großbritannien erbracht werden [49, 56].

Zusammenfassend bieten BESS mit moderner Umrichterhardware eine Vielzahl an Möglichkeiten, verschiedenste Netzdienstleistungen zu erbringen. Hierdurch wird ein stabiles Netz mit einem großen Anteil an erneuerbaren Energien ohne rotierende Massen bzw. mit einem sinkenden Anteil an Kraftwerken mit rotierenden Massen möglich.

## 6 Effizienz des Energiewandlungssystems<sup>18</sup>

Für den Batteriespeicher M5BAT besteht das Energiewandlungssystem (engl.: Power Conversion System, PCS) aus den drei Komponenten Transformator, Umrichter und Batterieeinheit. Durch die verschiedenen Messpunkte (siehe Abschnitt 3.4) können einige Komponenten nur aggregiert gemessen werden. Durch die Effizienzanalyse sollen die folgenden Fragestellungen beantwortet werden:

- 1) Die Effizienz von BESS wird in einem Bereich von 75 % bis 95 % angegeben<sup>19</sup>. Welche Gesamteffizienz kann für ein BESS unter Berücksichtigung des Anwendungsfalls erreicht werden?
- 2) Bieten Umrichter und Transformatoren signifikante Potentiale zur Effizienzoptimierung der Komponenten und im Gesamtsystembetrieb?
- 3) In welcher Form muss die Blindleistungskompensation in BESS beachtet werden?

Zur Diskussion der aufgestellten Fragestellungen und zur bestmöglichen Steuerung mit Hinblick auf die Systemeffizienz dieser Komponenten im Teillastbetrieb werden in diesem Kapitel die Verluste und Effizienzen aller Komponenten analysiert und in einem Benchmarktest getestet. Zudem wird eine Blindleistungsbetrachtung durchgeführt, da am Netzanschlusspunkt des BESS M5BAT eine Blindleistungskompensation erforderlich ist.

### 6.1 Methodik

Im folgenden Abschnitt werden die Vorgehensweisen für die Verlust- und Effizienzberechnungen, die Blindleistungskompensation und die Durchführung des Benchmarktests dargelegt und erläutert.

#### 6.1.1 Verlust- und Effizienzberechnung

Zur Bestimmung der Effizienz werden zunächst die Verluste der einzelnen Komponenten analysiert. Daraufaufgehend werden die Effizienzen in verschiedenen Verschaltungstopologien untersucht.

---

<sup>18</sup> Dieses Kapitel basiert zu Teilen auf den in [33, 194] veröffentlichten Arbeiten.

<sup>19</sup> Quellen für den genannten Effizienzbereich: [16, 20, 44, 91–95, 204, 205].

### 6.1.1.1 Batterie

Für die einzelnen Batterieeinheiten wird, wie in Abschnitt 2.5.2 für LIB vorgestellt, die coulombsche Effizienz und die energetische Effizienz bzw. Round-Trip-Efficiency (RTE) bestimmt. Für die coulombsche Effizienz werden nur die DC-Ströme betrachtet, während für die RTE die DC-Leistungen der Batterieeinheit genutzt werden. Für beide Effizienzen findet eine Korrektur der Effizienz durch die Differenz des Initial- und des Endladezustands ( $SOC_{Batt}(t_0)$  und  $SOC_{Batt}(t_{end})$ ) nach Formel (31) statt. Durch die Verwendung des Ladezustandes ergibt sich für die RTE allerdings ein Fehler, da der SOC vom SOE abweicht.  $t_0$  und  $t_{end}$  stellen in Formel (31) den Beginn und das Ende des jeweiligen Untersuchungszeitraumes dar, während  $\Delta C_{Batt}$  die zu korrigierende Kapazitätsdifferenz und  $\Delta E_{Batt}$  die zu korrigierende Energiedifferenz beschreibt.

$$\begin{aligned}\Delta C_{Batt} &= (SOC_{Batt}(t_{end}) - SOC_{Batt}(t_0)) \cdot C_{ref,Batt} \\ \Delta E_{Batt} &= (SOC_{Batt}(t_{end}) - SOC_{Batt}(t_0)) \cdot E_{ref,Batt}\end{aligned}\quad (31)$$

Jeweils die Hälfte der Kapazitätsdifferenz  $\Delta C_{Batt}$  bzw. Energiedifferenz  $\Delta E_{Batt}$  zwischen Initial- und Endladezustand wird bei der geladenen und der entladenen Kapazität ( $C_{cha,Batt}$  und  $C_{dis,Batt}$ ) bzw. Energie ( $E_{cha,Batt}$  und  $E_{dis,Batt}$ ) korrigiert. Somit ergeben sich unter Berücksichtigung von Formel (31) für die coulombsche Effizienz der Batterieeinheit Formel (32) und für die RTE Formel (33) (vgl. Abschnitt. 2.5.2).

$$\eta_{Ah,Batt} = \frac{C_{dis,Batt} + \frac{(\Delta C_{Batt})}{2}}{C_{cha,Batt} - \frac{(\Delta C_{Batt})}{2}}\quad (32)$$

Die Kapazitäten  $C_{dis,Batt}$  und  $C_{cha,Batt}$  werden durch die Integrale des Lade- und Entladestroms wie in Formel (13) gezeigt ist, bestimmt. Die Energien  $E_{dis,Batt}$  und  $E_{cha,Batt}$  werden durch die Integrale der Lade- und Entladeleistung nach Formel (16) berechnet.

$$RTE_{Batt} = \eta_{kWh,Batt} = \frac{E_{dis,Batt} + \frac{(\Delta E_{Batt})}{2}}{E_{cha,Batt} - \frac{(\Delta E_{Batt})}{2}}\quad (33)$$

Die Abhängigkeiten der Effizienzen von der Temperatur, dem SOC, der C-Rate und dem SOH werden hierbei nicht weiter berücksichtigt. Die aus den Messdaten bestimmten Effizienzen bilden daher die typische Belastung im FCR-Betrieb ab. Die Umgebungstemperaturen der Batterieeinheiten des BESS sind dabei geregelt und pendeln zwischen 18°C und 25°C. Die C-Raten sind durch die Umrichter begrenzt und betragen bei allen Batterieeinheiten außer der LTO Batterieeinheit weniger als 1 C.

### 6.1.1.2 Umrichter

Auf Umrichterbasis wird die RTE im ersten Schritt nur in Kombination mit der Batterie-RTE berechnet. Daher wird die Korrektur des Initialen- und Endladezustands wie auch für die Batterie-RTE angewendet. Um den reinen Umrichterwert der RTE  $RTE_{Inv}$  zu erhalten, wird die Batterie-RTE  $RTE_{Batt}$  nach Formel (34) herausgerechnet. Ein möglicher Fehler der

Batterie-RTE Berechnung pflanzt sich entsprechend hier fort. Der Untersuchungszeitraum wird ebenfalls von  $t_0$  bis  $t_{end}$  betrachtet.

$$RTE_{Inv} = \frac{\int_{t=t_0}^{t_{end}} P_{dis,Inv,AC}(t) dt + \frac{(\Delta SOC_{Batt} \cdot E_{ref,Batt})}{2}}{\int_{t=t_0}^{t_{end}} P_{cha,Inv,AC}(t) dt - \frac{(\Delta SOC_{Batt} \cdot E_{ref,Batt})}{2}} RTE_{Batt} \quad (34)$$

Die Leistungseffizienz (engl.: Power Efficiency (PE)) der Umrichter wird nach Formel (35) für den Lade- und Entladefall ( $\eta_{PE,cha,Inv}$  und  $\eta_{PE,dis,Inv}$ ) bestimmt. Die Effizienz kann zu jedem Zeitpunkt  $t$  bestimmt werden und gibt die Effizienz der AC-DC oder DC-AC Wandlung an.  $P_{dis,Inv,AC}$  beschreibt dabei die auf AC-Seite des Umrichters gemessene Leistung, während  $P_{dis,Inv,DC}$  die auf DC-Seite des Umrichters gemessene Leistung beschreibt.

$$\eta_{PE,dis,Inv}(t) = \frac{P_{dis,Inv,AC}(t)}{P_{dis,Inv,DC}(t)}$$

$$\eta_{PE,cha,Inv}(t) = \frac{P_{cha,Inv,DC}(t)}{P_{cha,Inv,AC}(t)} \quad (35)$$

### 6.1.1.3 Transformator

Da es nur Schutzrelais, aber keine Messwertaufzeichnung für die individuellen Transformatoren gibt, können die Transformatoren nur aggregiert über die Messung am Netzknoten betrachtet werden. Über die Effektivwerte (RMS) der Ströme und AC-Leistungen der Umrichter können jedoch die Leistungen nachträglich den einzelnen Transformatoren zugeordnet werden. Dabei werden Leitungsverluste zwischen der Messung am Netzknoten und den Transformatoren (Leitungslängen bis zu 24 m), sowie zwischen den Transformatoren und Umrichtern (Leitungslängen bis zu 10 m) als vernachlässigbar betrachtet und den Transformatoren zugeordnet. Für die RTE der aggregierten Transformatoren  $RTE_{Trafos}$  gilt Formel (37). Dabei wird aus der Effizienz des gesamten Batteriespeichers die Effizienz der Umrichter und Batterien herausgerechnet. Diese Berechnung kann wie in Formel (37) gezeigt, über die RTE von Umrichter und Batterieeinheit kombiniert, geschehen. Daher pflanzt sich hier nur der Fehler der kombinierten RTE fort und nicht die Fehler beider bestimmten RTEs zusammen. Wie auch für die Batterieeinheiten und die Umrichter wird eine Korrektur des Initialen- und Entladezustands vorgenommen. Es wird nach Formel (36) vereinfacht die SOC-Differenz des gesamten Batteriespeichers mit der nominalen Energie des Batteriespeichers  $E_{ref,M5BAT}$  zur Energiedifferenz  $\Delta E_{M5BAT}$  verrechnet. Der entstehende Fehler durch die Annahme der nominalen Energie und der Nichtberücksichtigung der Energieverteilung auf die einzelnen Batterieeinheiten wird dabei vernachlässigt.

$$\Delta E_{M5BAT} = (SOC_{M5BAT}(t_{end}) - SOC_{M5BAT}(t_0)) \cdot E_{ref,M5BAT} \quad (36)$$

$$RTE_{Trafos} = \frac{\int_{t=t_0}^{t_{end}} P_{dis,M5BAT}(t) dt + \frac{\Delta E_{M5BAT}}{2}}{\int_{t=t_0}^{t_{end}} P_{cha,M5BAT}(t) dt - \frac{\Delta E_{M5BAT}}{2}} \cdot \frac{1}{\left( \frac{RTE_{Inv} \cdot RTE_{Batt}}{RTE_{Inv\&Batt}} \right)} \quad (37)$$

Durch die Aggregation der Umrichterleistungen kann zudem die PE der Transformatoren bestimmt werden. Hierbei muss wie in Formel (38) gezeigt, zwischen Lade- und Entladephase ( $\eta_{PE,cha,Trafos}$  und  $\eta_{PE,dis,Trafos}$ ) unterschieden werden.

$$\eta_{PE,dis,Trafos}(t) = \frac{P_{M5BAT}(t)}{\sum_{\substack{Inv \\ \in Invs}} P_{Inv,AC}(t)} \quad (38)$$

$$\eta_{PE,cha,Trafos}(t) = \frac{\sum_{\substack{Inv \\ \in Invs}} P_{Inv,AC}(t)}{P_{M5BAT}(t)}$$

#### 6.1.1.4 Gesamtsystem

Für das Gesamtsystem, hier den BESS M5BAT, kann zudem unabhängig von anderen Messungen die RTE bestimmt werden. Wie in Formel (39) muss dafür die entladene und geladene Energie ( $E_{dis,M5BAT}$  und  $E_{cha,M5BAT}$ ) betrachtet werden. Es wird dabei ebenfalls die in Formel (36) eingeführte Energiedifferenz  $\Delta E_{M5BAT}$  berücksichtigt.

$$RTE_{M5BAT} = \frac{\int_{t=t_0}^{t_{end}} P_{dis,M5BAT}(t) dt + \frac{\Delta E_{M5BAT}}{2}}{\int_{t=t_0}^{t_{end}} P_{cha,M5BAT}(t) dt - \frac{\Delta E_{M5BAT}}{2}} \quad (39)$$

$$= \frac{E_{dis,M5BAT} + \frac{\Delta E_{M5BAT}}{2}}{E_{cha,M5BAT} - \frac{\Delta E_{M5BAT}}{2}}$$

Eine Korrektur des initialen zum Entladezustand wird über die Energiedifferenz der Batterieeinheiten durchgeführt. Hierdurch wird der Fehler der SOC-Differenz behoben, jedoch bleiben bei der Energiedifferenz die Wirkungsgrade der Umrichter und Transformatoren unberücksichtigt. Um den Fehler kleiner als 1 % zu halten, kann die RTE für einen möglichst großen Energiedurchsatzzeitraum beispielsweise für jeweils 100 EFC der Batterien bestimmt werden.

#### 6.1.2 Blindleistungskompensation

Als Teil der technischen Anschlussbedingungen ist es vorgesehen, dass Blindleistung nach einer vorgegebenen Kennlinie eingespeist werden muss [81, 206]. Für den Batteriespeicher M5BAT ist ein fester  $\cos(\varphi) = 1$  vereinbart, sodass keine Blindleistung eingespeist werden darf bzw. die Blindleistung am Netzknoten kompensiert werden muss [174].

Da die Transformatoren und Umrichter je nach Betriebszustand einen unterschiedlich großen Blindleistungsbedarf haben, ist eine aktive Blindleistungskompensation notwendig.

Um die Blindleistungsbedarfe einschätzen und möglichst genau kompensieren zu können, wird nach Datenblatt- und Prüfprotokollangaben bestimmt, welcher Blindleistungsbedarf transformatorseitig zu erwarten ist. Die in Abschnitt 6.4 ermittelten Bedarfe werden als Kennlinie in das EMS des BESS M5BAT implementiert. Der Blindleistungsbedarf der Umrichter ist nicht dynamisch und tritt nur im Standby-Betrieb auf. Diese Bedarfe werden ebenfalls ermittelt und im EMS bestimmt.

Die aktive Blindleistungskompensation wird durch einen aktiven Umrichter ausgeführt, der neben der Sollwirkleistung auch einen Parameter für die Sollblindleistung gesendet bekommt. Eine möglichst genaue Blindleistungskompensation hilft zudem, die Blindströme, welche zusätzliche Verluste verursachen, möglichst gering zu halten.

### 6.1.3 Benchmarktest

Um einen Effizienzpunkt nahe der maximal möglichen Effizienz unter Realbedingungen wiederkehrend und zuverlässig zu erreichen, wurde ein Benchmarktest unter Volllast mit dem BESS M5BAT durchgeführt. Der Benchmark soll bei weiteren Messungen die Referenzgröße darstellen. Für diesen Test wurden alle Transformatoren bis auf den verwendeten vom Netz getrennt. Damit besteht der BESS M5BAT für diesen Test aus nur einem Transformator, zwei Umrichtern und zwei Batterieeinheiten. Aufgrund der höchsten Zuverlässigkeit wurden für diesen Test die Batterieeinheiten LMO1 und LMO2 und der dazugehörige Transformator 3 ausgewählt. Folglich hat M5BAT für diesen Test eine maximale Leistung von 1260 kW auf AC-Seite und eine Batterie-Nennenergie von 1548 kWh. Zu jeder Zeit wurde die maximal verfügbare und mögliche Leistung angefordert. Zwischen Entlade- und Ladephase wurde eine lastfreie Pause von 30 min eingelegt. Ladung- und Entladung erfolgten bis 100 % und 0 % SOC oder bis das BMS keine Leistung mehr erlaubte.

Die Effizienz der Komponenten und des BESS M5BAT werden, wie in Abschnitt 6.1.1 eingeführt, berechnet. Zu beachten ist außerdem, dass für die Berechnung der Benchmark-RTE keine Peripherieverluste einbezogen werden. Gebäudetechnik, Lüftungs- und Klimatechnik sowie weitere Peripherie für Datenlogging, etc. haben einen Energiebedarf, welcher die gezeigten Komponenten nicht beeinflusst, allerdings den RTE für eine ganzheitliche Betrachtung eines BESS schmälert.

## 6.2 Verluste

Um den optimalen Betriebspunkt zu finden bzw. den Wirkungsgrad zu optimieren, werden die Verlustkennlinien der einzelnen Komponenten betrachtet und darüber Systematiken gefunden, die Verluste zu minimieren. Die Verlustbetrachtung basiert auf Angaben der Datenblätter und Typenschilder der Komponenten, weshalb die Verluste in Realität davon abweichen können. Die Systematiken der Verluste bleiben allerdings bestehen.

### 6.2.1 Transformator

Bei Transformatoren treten Eisen-, Kupfer- und Streuverluste auf. Als Eisenverluste werden Hysterese- und Wirbelstromverluste zusammengefasst. Diese Verluste treten lastunabhängig auf, auch bei keiner Belastung des Transformators. Die Verluste durch den Stromfluss in den Wicklungen werden Kupferverluste genannt. Diese sind lastabhängig und steigen quadratisch mit dem Strom  $I_{Trafo}$  an. Die Streuverluste werden durch magnetische Streuflüsse der Streuinduktivitäten verursacht. Dabei wird die Energie reversibel im Streufeld gespeichert, sodass die Streuverluste keine echten Energieverluste darstellen. Im Folgenden werden die Streuverluste nicht weiter betrachtet. Es ergibt sich somit Formel (40) für die vereinfachte Verlustleistungsberechnung der Transformatorverluste.  $P_{V,Trafo}$  sind dabei die gesamten Verluste, während  $P_{V,Eisen}$  die Eisenverluste und  $P_{V,Kupfer}$  die Kupferverluste darstellen.  $I_{Trafo}$  ist der Laststrom des Transformators und  $R_{ref,Trafo}$  der ohmsche Widerstand der Wicklungen.

$$\begin{aligned} P_{V,Trafo} &= P_{V,Eisen} + P_{V,Kupfer} \\ &= P_{V,Eisen} + I_{Trafo}^2 \cdot R_{ref,Trafo} \end{aligned} \quad (40)$$

Aufgrund der parallelen Struktur der Transformatoren im BESS M5BAT fallen die Eisenverluste immer an und bilden in Abbildung 6.1 einen Offset bei 0 kW Sollleistung. Je nachdem, ob die Leistung symmetrisch auf alle Transformatoren oder sequentiell auf einen Transformator nach dem anderen verteilt wird, ergibt sich der grün markierte Verlustleistungsbereich in Abbildung 6.1. Die symmetrische Verteilung auf alle Transformatoren stellt den verlustärmsten Betrieb dar, während die sequenzielle Auslastung der Transformatoren den verlustreichsten Betrieb darstellt. Da im realen Betrieb weder die sequentielle Auslastung noch die symmetrische Verteilung angestrebt wird, ist jeder Betriebspunkt innerhalb des grünen Verlustleistungsbereichs in Abbildung 6.1 zu finden. Als Vergleich zu den fünf einzelnen Transformatoren wurde die Kennlinie eines großen Transformators (bezeichnet als „big Trafo“) mit derselben Gesamtleistung [207] und die Grenzwerte eines Transformators nach Klasse A000 nach DIN EN 50588 hinzugefügt [208]. Nach Verordnung 548/2014 der Europäischen Union müssen Transformatoren ab dem 01.07.2021 mindestens die Klasse A00 erreichen, daher repräsentiert die Klasse A000 nach DIN EN 50588 einen modernen Transformator eines BESS [208, 209]. Weitere Details und Kennlinien zu den Transformatoren nach DIN EN 50588 sind im Anhang A5.1 zu finden. Es ist zu erkennen, dass die Eisenverluste bereits geringer sind und auch die Kupferverluste und somit die Gesamtverluste niedriger sind als die der fünf einzelnen Transformatoren. Zu Vereinfachung wird angenommen, dass die Verlust- und Effizienzkennlinien richtungsunabhängig gelten, bzw. im Lade- und Entladefall des BESS denselben Kennlinien gefolgt wird.

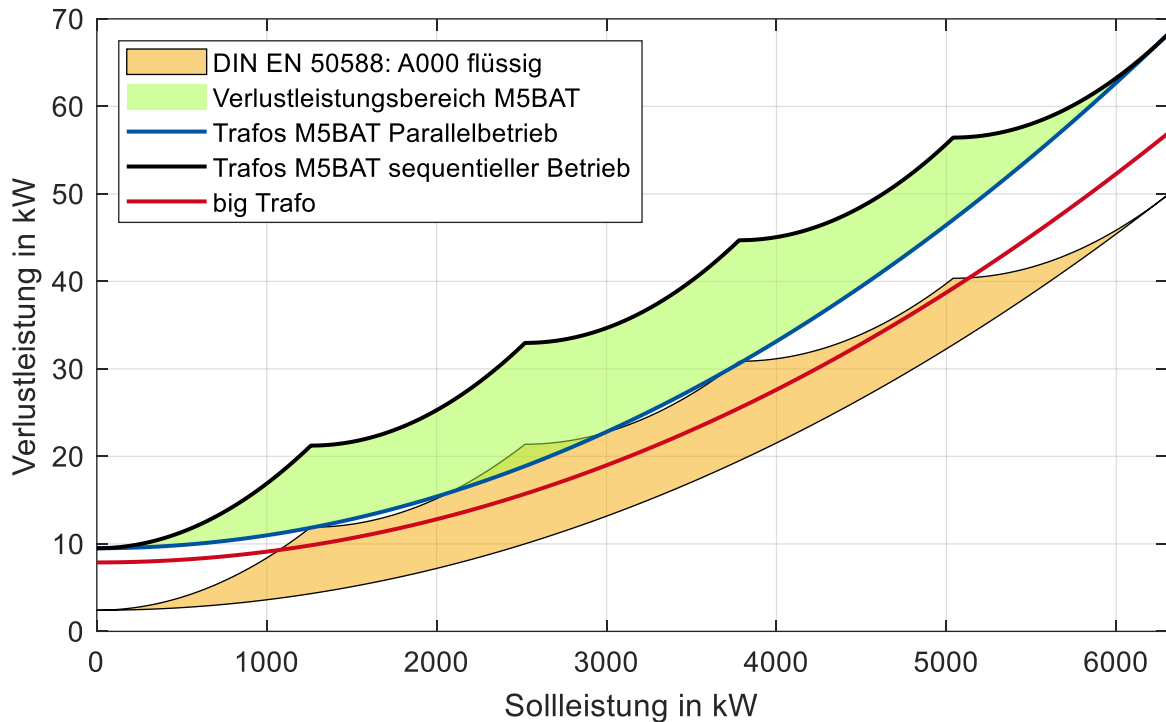


Abbildung 6.1: Verlustleistung der Transformatoren des BESS M5BAT bei unterschiedlicher Auslastungsreihenfolge nach Angaben der Datenblätter [160, 207, 208].

### 6.2.2 Umrichter

Die Umrichterverluste werden vom Hersteller als Kennlinie angegeben und können nach Sauer und Schmidt [210] nach Formel (41) entsprechend modelliert werden. Wie auch für die Transformatoren gilt die Vereinfachung, dass die Kennlinien richtungsunabhängig gelten, bzw. im Lade- und Entladefall des BESS denselben Kennlinien gefolgt wird. Dabei repräsentieren in Formel (41)  $p_{self,Inv}^*$ ,  $r_{loss,Inv}^*$  und  $v_{loss,Inv}^*$  den Eigenverbrauch des Umrichters, die Spannungsverluste an Dioden und Transistoren und die ohmschen Verluste jeweils bezogen auf die Eingangsleistung des Umrichters [210]. Die auf die Nennleistung normierte Eingangsleistung wird als  $p_{in,Inv}$  bezeichnet.

$$\eta_{Inv}(p_{in,Inv}) = -\frac{1 + v_{loss,Inv}^*}{2 \cdot r_{loss,Inv}^* \cdot p_{in,Inv}} + \sqrt{\frac{(1 + v_{loss,Inv}^*)^2}{2 \cdot r_{loss,Inv}^* \cdot p_{in,Inv}} + \frac{p_{in,Inv} - p_{self,Inv}^*}{r_{loss,Inv}^* \cdot p_{in,Inv}^2}} \quad (41)$$

Die Formel (41) wurde zusammengefasst und zu Formel (42) vereinfacht [211]. Zur Vereinfachung der Darstellung wird in Formel (42) auf Einheiten verzichtet. Anschließend wurden die in Formel (42) genannten Parameter für die M5BAT Umrichter bestimmt und die Kennlinie wurde modelliert [28]. Im Leistungsbereich unterhalb von 0,2 % der Nennleistung wurde zudem eine Vereinfachung angenommen, da der Wirkungsgrad und somit die Verluste nicht durch das Modell bestimmt werden konnten. Im Silent Modus werden keine Verluste angenommen.

$$\eta_{Inv}(p_{in,Inv}) = \frac{\left( a + \sqrt{(b - d + c \cdot p_{in,Inv})} \right)}{p_{in,Inv}}$$

mit  $0,002 \leq p_{in,Inv} \leq 1$ ,

$$\eta_{Inv}(p_{in,Inv} \leq 0,002) = \eta_{Inv}(p_{in,Inv} = 0,002), \tag{42}$$

$a = -54,3527$ ,

$b = 2954,162$ ,

$c = 107,796$  und

$d = 0,195$

Aus den modellierten Verlustleistungskurven ergibt sich durch die sequentielle oder parallele Aktivierung der Umrichter das Kennlinienfeld in Abbildung 6.2. Es ist erkennbar, dass es zu jeder Sollleistung eine optimale Anzahl an aktiven Umrichtern gibt, um die geringsten Verluste zu erzeugen. Im Bereich zwischen 1000 kW und 3000 kW Sollleistung liegen einige Kennlinien allerdings nah beieinander, sodass mehrere Kombinationen an eingeschalteten Umrichtern nahe am Optimum sind.

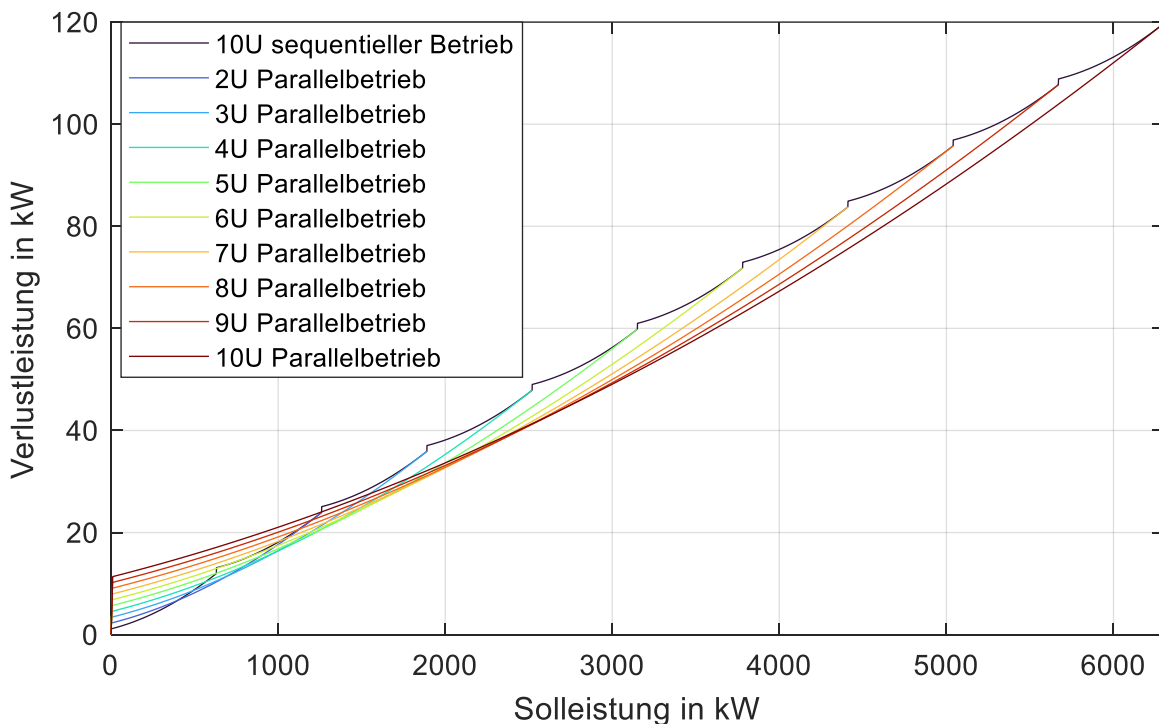


Abbildung 6.2: Verlustleistung der Umrichter (U) des BESS M5BAT bei unterschiedlicher Auslastungsreihenfolge nach Modellierung der Kennlinie aus Angaben des Datenblattes [26, 161, 210].

Die optimalen Leistungsbereiche aus dem Kennlinienfeld in Abbildung 6.2 sind in Abbildung 6.3 und im Anhang in Tabelle A.2 der jeweiligen Anzahl an aktiven Umrichtern zugeordnet. In Abbildung 6.3 ist die Leistung pro Umrichter über die Sollleistung gezeigt. Im unteren Bereich der Grafik ist die Anzahl der aktivierten Umrichter gezeigt und farblich hinterlegt. Sobald mehrere Umrichter aktiviert sind, wird die Leistung symmetrisch aufgeteilt, sodass bei jeder zusätzlichen Umrichteraktivierung eine Leistungsreduktion je Umrichter in

Form des Sägezahnmodells sichtbar wird. Der Mittelwert der Leistung konvergiert dabei zu 282,6 kW, was der Leistung mit der größtmöglichen Effizienz entspricht. Die Option mit zehn aktiven Umrichtern ist dabei nicht relevant, da es nur zehn Umrichter gibt und um eine Leistungsanforderung über 2683 kW zu erfüllen ist es immer am effizientesten alle Umrichter parallel zu nutzen. Der Median zwischen der Zuschaltung eines weiteren Umrichters liegt bei 284 kW.

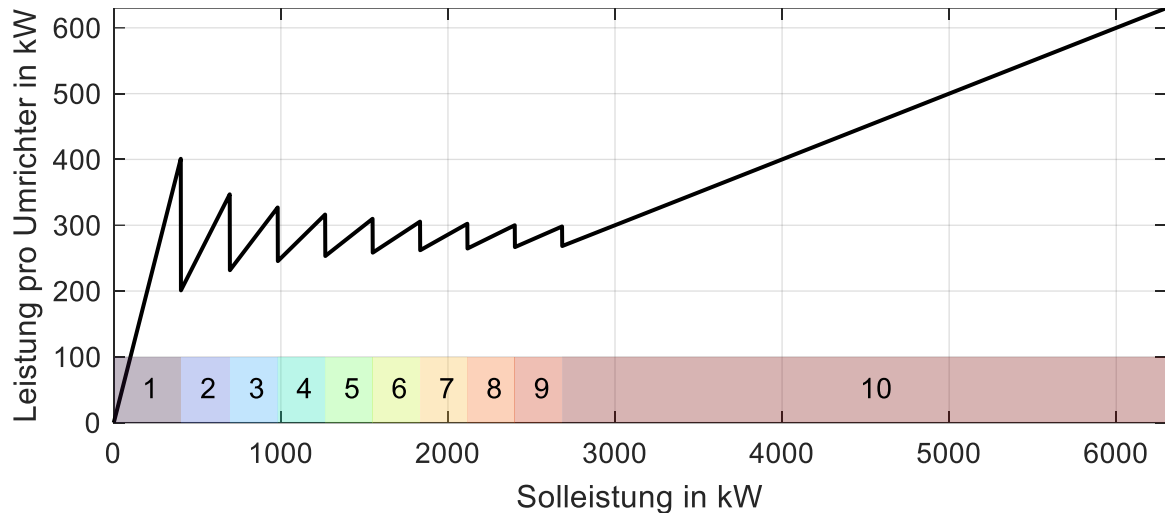


Abbildung 6.3: Leistung je Umrichter bei minimalen Umrichterverlusten nach Abbildung 6.2. Die Farbskala mit Nummer im unteren Bereich zeigt die Anzahl der aktiven Umrichter.

### 6.2.3 Energiewandlungssystem (PCS)

Um die Verluste des BESS M5BAT im Gesamten zu minimieren, muss nun die Kombination aus Umrichtern und Transformatoren betrachtet werden. Wie bereits aus Abschnitt 6.2.1 bekannt, sollten immer möglichst viele Transformatoren gleichzeitig genutzt werden, nach Abschnitt 6.2.2 gibt es hingegen konkrete Leistungsbereiche für jede Anzahl an Umrichtern. Die Kombination beider Kennlinienfelder ist in Abbildung 6.4 dargestellt. Die dargestellte Kennlinie „10U, 5T sequentiell“ beschreibt dabei die sequentielle Aktivierung und Auslastung der zehn Umrichter und fünf Transformatoren nacheinander. Die anderen Kennlinien beschreiben die symmetrische bzw. parallele Auslastung der Anzahl an Umrichtern (U) und Transformatoren (T). Die optimalen Leistungsbereiche aus dem Kennlinienfeld in Abbildung 6.4 sind in Abbildung 6.5 und im Anhang in Tabelle A.3 der jeweiligen Anzahl an aktiven Umrichtern und Transformatoren zugeordnet. In Abbildung 6.5 ist die Leistung pro Umrichter über die Solleistung gezeigt. Im unteren Bereich der Grafik ist die Anzahl der aktivierten Umrichter gezeigt und farblich hinterlegt. Für die ersten fünf Umrichter wird jeweils ein unterschiedlicher Transformator verwendet. Ab der Aktivierung des sechsten Umrichters wird ein zuvor bereits genutzter Transformator weiter ausgelastet. Dabei ist das bekannte Sägezahnmuster und Verhalten der Umrichter weiterhin deutlich zu sehen. Solange weniger Transformatoren notwendig sind als die maximal verfügbare Anzahl, konvergiert die mittlere Leistung gegen ca. 227,5 kW. Die höchste Effizienz bei nur einem Transformator und zwei aktiven Umrichtern liegt hingegen bei 263 kW je Umrichter. Durch die Transformatorverluste werden somit die größtmöglichen Effizienzen unterhalb der

maximalen Umrichtereffizienz erreicht. Sobald alle Transformatoren aktiviert sind, sind die Umrichterverluste ausschlaggebend und die Mittelwerte der Leistungen konvergieren zu 282,6 kW.

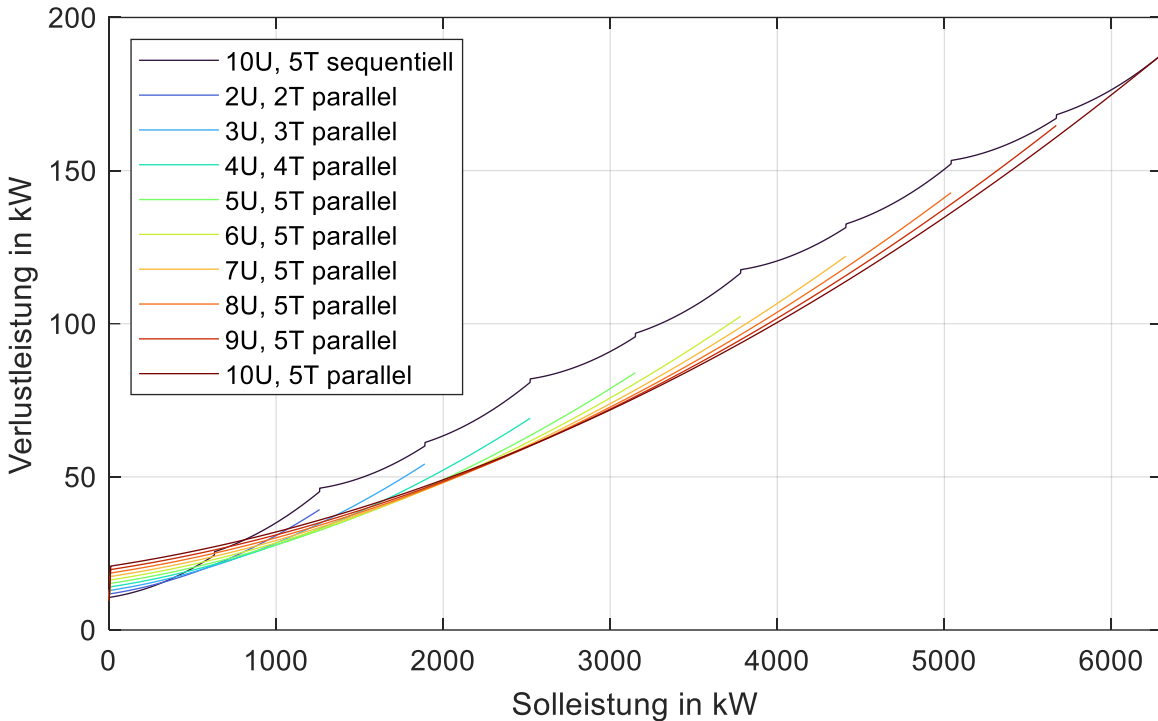


Abbildung 6.4: Verlustleistung des PCS des BESS M5BAT bei unterschiedlicher Auslastungsreihenfolge von Transformatoren (T) und Umrichtern (U).

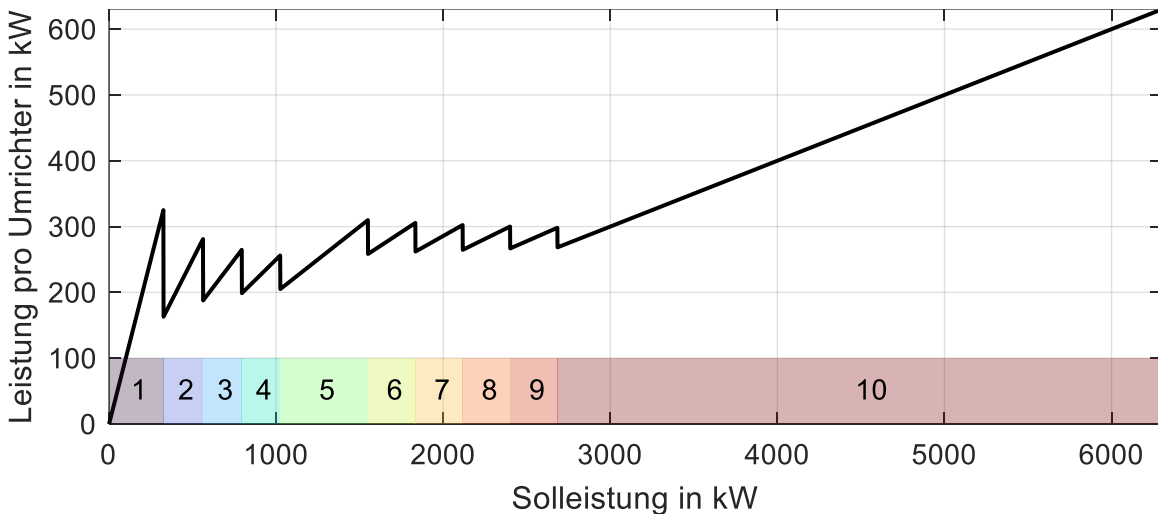


Abbildung 6.5: Leistung je Umrichter bei minimalen Umrichter- und Transformatorverlusten nach Abbildung 6.4. Die Farbskala mit Nummer im unteren Bereich zeigt die Anzahl der aktiven Umrichter. Die ersten fünf Umrichter werden an unterschiedlichen Transformatoren aktiviert.

## 6.3 Wirkungsgrade

Aus den in Abschnitt 6.2 bestimmten Verlusten und Verlustkennlinienfeldern können für das PCS des Batteriespeichers M5BAT Wirkungsgradbereiche berechnet werden. Die Wirkungsgrade werden in Abschnitt 6.3.1 für das PCS gezeigt und in Abschnitt 6.3.2 aus den aufgezeichneten Daten die Batterieeffizienzen bestimmt. Daraus ergibt sich die effizienzorientierte Umrichtersteuerung, welche in Abschnitt 6.3.3 dargestellt wird.

### 6.3.1 Energiewandlungssystem (PCS)

Die Wirkungsgradkennlinienbereiche sind in Abbildung 6.6 dargestellt und zeigen unabhängig von der Energieflussrichtung die Wirkungsgrade nach den Datenblättern und der nachgelagerten Modellierung. Sowohl bei dem Wirkungsgradbereich für die Transformatoren als auch bei dem Wirkungsgradbereich der Umrichter ist für die untere Grenze eine Art Sägezahnmuster erkennbar. Durch die sequentielle Nutzung der Komponenten entsteht diese Aneinanderreihung der Wirkungsgradkennlinien. Für das gesamte PCS ist der Wirkungsgradbereich deutlich breiter als für die einzelnen Komponenten und liegt ab 1 MW fast kontinuierlich oberhalb der 97 % Marke. Für alle Komponenten und das PCS wird deutlich, dass der Teillastbetrieb automatisch zu niedrigeren Wirkungsgraden führen wird, allerdings sind dort die Wirkungsgradbereiche besonders breit, was einen großen Spielraum für die Steuerung durch Algorithmen bietet.

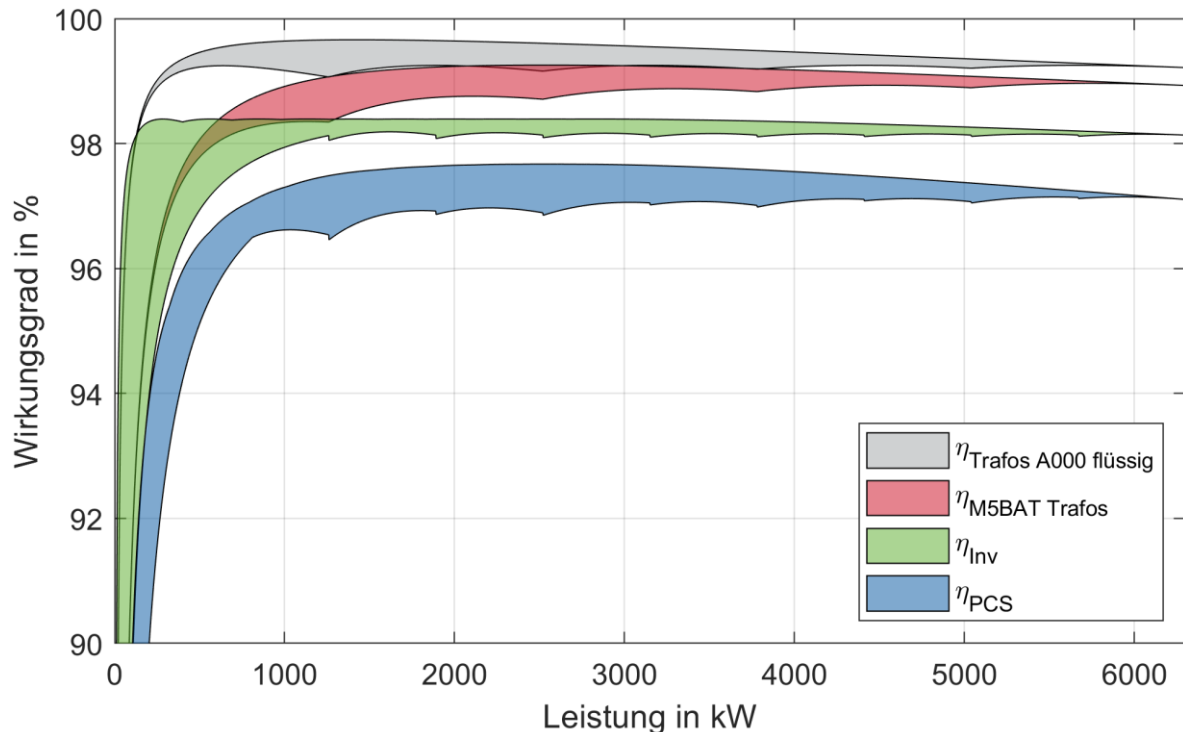


Abbildung 6.6: Effizienzbereiche für die Transformatoren, Umrichter und das PCS des Batteriespeichers M5BAT.

Zusätzlich ist in Abbildung 6.6 der Wirkungsgradbereich von flüssigkeitsgekühlten Transformatoren der Kategorie A000 nach DIN EN 50588 gezeigt. Verglichen mit den

M5BAT Transformatoren ist der Wirkungsgradbereich der A000 Transformatoren nach DIN EN 50588 höher, was im niedrigen Teillastbereich unterhalb von 1000 kW deutlich wird.

Bei der RTE in Abbildung 6.7 zeigt sich ein vergleichbares Bild, mit einer Verbreiterung der Wirkungsgradbereiche und einer Verschiebung der Bereiche zu niedrigeren RTE. Auch hier wird deutlich, dass unterhalb einer Auslastung von ca. 10 % bzw. 630 kW die RTE deutlich niedriger ist. Der niedrige Teillastbetrieb sollte daher optimal ausgestaltet werden und so selten wie möglich auftreten. Die RTE der A000 Transformatoren nach DIN EN 50588 liegt auch im Teillastbereich mehrere Prozentpunkte höher als die der M5BAT Transformatoren (vgl. Abbildung 6.7).

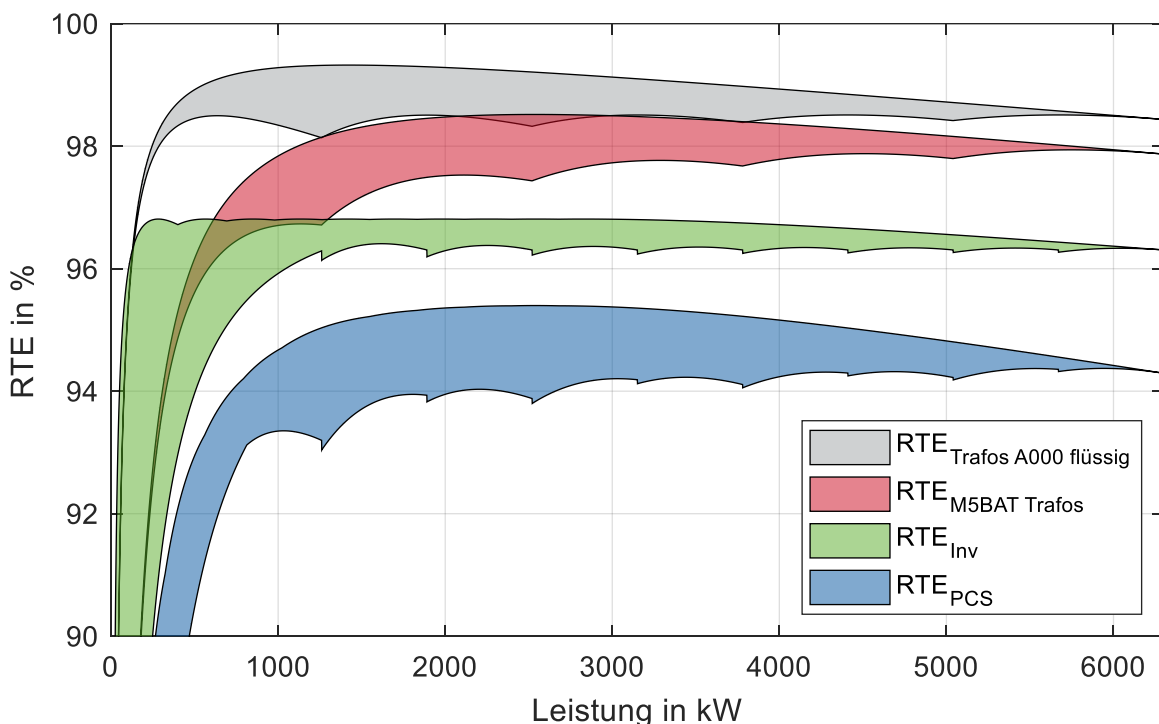


Abbildung 6.7: Bereiche der RTE für die Transformatoren, Umrichter und das PCS des Batteriespeichers M5BAT.

Die am BESS M5BAT im Betrieb aufgetretenen RTEs der Komponenten wurden für je 100 EFC ausgewertet und in Abbildung 6.8 abgebildet. Hierbei wurde keine Korrektur der Ladezustandsdifferenz zwischen Beginn und Ende der 100 EFC durchgeführt. Somit kann durch mögliche Differenzen ein maximaler Fehler von 1 % entstehen. Da durch den Betrieb von M5BAT vorzugsweise im FCR-Markt immer ein mittlerer SOC zu erwarten ist, liegt der Fehler in niedrigeren Bereich und generelle Trends behalten weiterhin ihre Gültigkeit. Für alle Batterieeinheiten kombiniert zeigt sich eine RTE von ca. 95 %. Bei den Umrichtern zeigt sich eine fast kontinuierliche Steigerung der RTE bis auf 92 %. Dabei ist Mitte 2018 ein Sprung der RTE um ca. 6 % erkennbar, welcher auf die Einführung des Standby- bzw. Silent-Modus zurückzuführen ist. Am 28.02.2018 bzw. 01.03.2018 wurde erstmalig der Silent-Modus der Umrichter verwendet, dadurch entstehen im Standby-Betrieb deutlich weniger Verluste und die Umrichter-RTE konnte ansteigen. Für die Transformatoren zeigt sich eine RTE von 87 % mit laufenden Schwankungen um wenige Prozentpunkte. Für den

gesamten BESS M5BAT steigt die RTE bis auf wenige Ausnahmen von ca. 69 % zu Beginn des Betriebs bis auf 78,7 % Ende des Jahres 2023. Die niedrigen RTEs der Komponenten bestätigen somit den häufigen Teillastbetrieb von M5BAT. Die Effizienzsteigerungen sind auf den vermehrten Einsatz der Lithium-Ionen Batterieeinheiten mit fortschreitender Betriebszeit, Erhöhungen des Energiedurchsatzes (vgl. Abbildung 3.11 und Abbildung A.12) und folglich Erhöhungen der Auslastung der Transformatoren und Umrichter und Verbesserungen des EMS zurückzuführen.

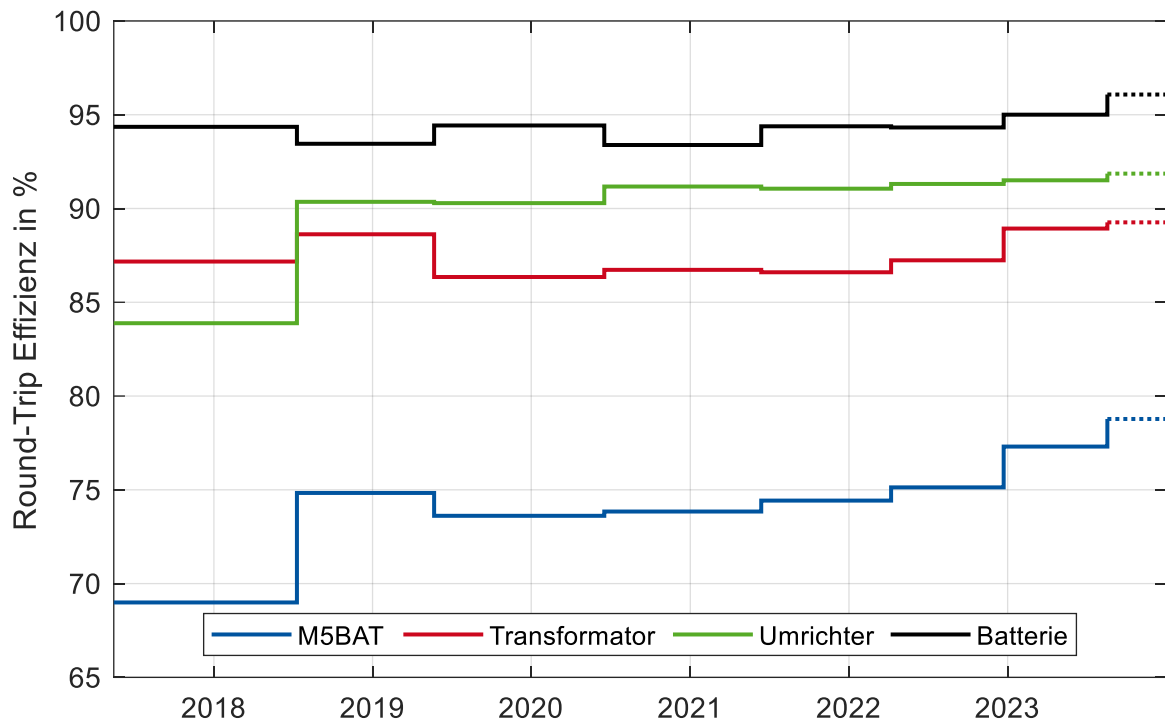


Abbildung 6.8: Verlauf der RTE des Batteriespeichers M5BAT je 100 EFC bezogen auf die gemessene Leistung am Netzknoten und Summe aller Batterienennenergien. Gepunktete Linien bedeuten, dass dieser Abschnitt weniger als 100 EFC darstellt.

Die Verläufe der RTE des BESS M5BAT mit der Einordnung der Messfehler sind im Anhang in Abbildung A.15 dargestellt.

### 6.3.2 Batterien

Die Wirkungsgrade der Batterieeinheiten werden in den coulombschen und den energetischen Wirkungsgrad unterteilt. In Abbildung 6.9 a) ist der Verlauf des coulombschen Wirkungsgrads je Batterieeinheit für je 100 EFC dargestellt und in Abbildung 6.9 b) ist der Verlauf des energetischen Wirkungsgrads je 100 EFC zu sehen.

In beiden Fällen zeigen die Blei-Gel Batterien die niedrigsten Wirkungsgrade, gefolgt von den OCSM-Bleibatterien. Die energetischen Wirkungsgrade aller Bleibatterien liegen im Bereich von 80 % bis 90 %. Bei den LIB sind die energetischen Wirkungsgrade zumeist im Bereich von 95 % bis 100 % wiederzufinden. Die LMO Batterieeinheiten zeigen dabei Wirkungsgrade von ca. 97 %, während die Wirkungsgrade zu Lebensdauerbeginn bei ca.

99 % lagen. Die coulombschen Wirkungsgrade der LIB liegen bis auf wenige Ausnahmen zwischen 98 % und 100 %. Zu BOL sind bei den LMO Batterien Ah-Wirkungsgrade von über 100 % für ca. 2 Jahre gemessen worden. Eine Ursache dafür ist nicht bekannt, möglich ist aber, dass Datenlücken oder Messfehler zu erhöhten Wirkungsgraden geführt haben. Bei der LTO Batterieeinheit sind im Jahr 2022 und 2023 ebenfalls Ah-Wirkungsgrade von über 100 % gemessen worden. Da es in diesem Zeitraum bereits eine verbesserte Datenverfügbarkeit gab, sind diese Werte auf Messfehler zurückzuführen und die tatsächlichen Ah-Wirkungsgrade liegen unter 100 %. Die für diese Auswertung verwendete Strommessung des Umrichters hat laut Hersteller eine typische Messwertabweichung von 1,5 % bezogen auf den Messbereichsendwert [177]. Die Spannungsmessung des Umrichters hat laut Hersteller eine typische Messwertabweichung von 0,5 % bezogen auf den Messbereichsendwert [177]. Im Anhang A5.4 sind die theoretisch möglichen maximalen und minimalen Effizienzen mithilfe dieser Abweichungen berechnet worden und dargestellt.

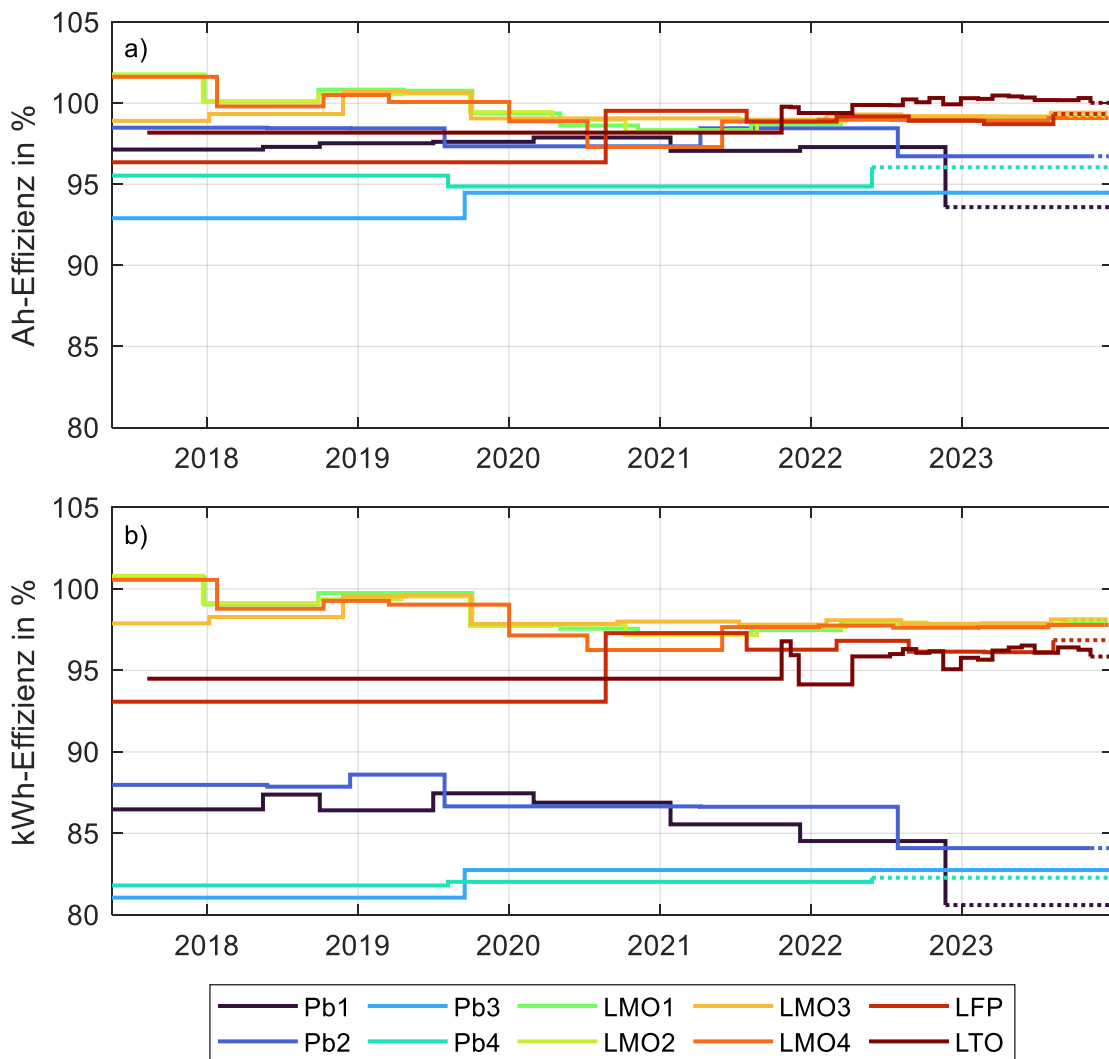


Abbildung 6.9: Entwicklung der Effizienzen der Batterieeinheiten, jeder Abschnitt der Effizienz steht für einen Energiedurchsatz von 100 EFC. Gepunktete Linien bedeuten, dass bis Ende 2023 keine weiteren 100 EFC erreicht wurden. Grafik a) zeigt die coulombsche Effizienz, während Grafik b) die energetische Effizienz zeigt.

### 6.3.3 Effizienzorientierte Umrichtersteuerung

Aus den zuvor dargestellten Wirkungsgradbereichen und gemessenen Wirkungsgradverläufen lässt sich eine effizienzorientierte Umrichtersteuerung gestalten. Die Leistungssteuerung des Batteriespeichers M5BAT erfolgt ausschließlich durch die Leistungsvorgaben an die Umrichter. Somit kann über die passenden Leistungsvorgaben die Effizienz der Umrichter, Transformatoren und über den SOC-Bereich und die Stromrate auch die Effizienz der Batterieeinheiten beeinflusst werden. Die Steuerung ist nur bei Teillastverhalten nützlich, da bei Volllast oder quasi-Volllast in jedem Fall eine hohe Effizienz erreicht wird und die Spielräume der Lastverschiebung sehr gering sind.

Das Kernelement der effizienzorientierten Umrichtersteuerung ist die Definition und Einstellung der Umrichter-Hystereseleistung. In Unterabschnitt 6.3.3.1 wird dazu die Funktionsweise der Umrichterhysterese erläutert. Die Nutzung der Umrichterhysterese am BESS M5BAT wird in Unterabschnitt 6.3.3.2 erläutert und die Bestimmung der Einstellparameter wird in Unterabschnitt 6.3.3.3 durchgeführt.

#### 6.3.3.1 Funktionsweise der Umrichterhysterese

Die Schalthysterese wird im Folgenden auch als Umrichterhysterese bezeichnet und beschreibt die Differenz aus Ein- und Ausschaltzeitpunkt von zusätzlichen Umrichtern. Somit werden zusätzliche Umrichter erst verzögert eingeschaltet, aber auch verzögert ausgeschaltet und bei gleicher Leistungsanforderung ist eine unterschiedliche Anzahl an aktiven Umrichtern möglich. Die Umrichterhysterese soll ein häufiges Umschalten zwischen den Umrichtern sowie die Nutzung von Umrichtern bei sehr geringer Teillast verhindern [182]. Dadurch werden die Umrichter und Transformatoren häufiger in höheren Wirkungsgradbereichen verwendet und die Verluste minimiert.

Die Umrichterhysterese besteht aus einem oberen Hysteresegrenzwert ( $Hysterese_{upper}$ ) und einem unteren Hysteresegrenzwert ( $Hysterese_{lower}$ ). Ein Umrichter darf erst eingeschaltet werden, wenn dessen Leistungsausgang den oberen Hysteresegrenzwert überschreiten würde. In diesem Fall wird die Leistung symmetrisch oder entsprechend der Leistungsaufteilung auf mehrere Umrichter verteilt. Sollte die Leistung eines Umrichters unter die untere Grenze der Hystereseleistung fallen, muss dieser Umrichter wieder ausgeschaltet werden. Sollte die Gesamtleistungsanforderung unterhalb der unteren Grenze der Hystereseleistung eines einzelnen Umrichters liegen, muss ein Umrichter aktiviert werden, die Hysteresefunktion hat in diesem Fall keine Verbesserungsmöglichkeit.

In Abbildung 6.10 a) ist die Umrichtereffizienzkurve des BESS M5BAT für den parallelen Betrieb und die aufeinanderfolgende Aktivierung zweier Umrichter abgebildet. Daraus ist erkennbar, dass bei niedrigen Leistungen die Effizienz beim Betrieb eines einzelnen Umrichters höher ist als beim Parallelbetrieb zweier Umrichter, während ab dem Schnittpunkt der Kurven der Parallelbetrieb zweier Umrichter eine höhere Effizienz aufweist als die sequentielle Umrichteraktivierung. Durch die Einführung der Umrichterhysterese und somit der unsymmetrischen Ein- und Ausschaltung von Umrichtern bei mehreren parallelen

Batterieeinheiten können die Zeiten im niedrigen Teillastbetrieb reduziert werden und höhere Gesamteffizienzen erreicht werden [20, 21, 182]. In Abbildung 6.10 b) und c) sind ein fiktiver Leistungsverlauf und der dazugehörige Effizienzverlauf bezogen auf die Effizienzkurven aus Abbildung 6.10 a) gezeigt. Zu Beginn ist nur ein Umrichter aktiv. Sobald die Gesamtleistung den doppelten oberen Hysterese Grenzwert überschreitet, wird der zweite Umrichter aktiviert. Jeder einzelne Umrichter würde damit eine Leistung oberhalb des oberen Hysterese Grenzwerts erbringen. Dieser Zeitpunkt ist in Abbildung 6.10 b) und c) mit S1 gekennzeichnet. Bei der Reduktion der Gesamtleistung und zwei oder mehr aktivierten Umrichtern (Bereich zwischen S1 und S2) wird der obere Hysterese Grenzwert ohne Schalthandlung durchschritten. Erst bei Erreichen des doppelten unteren Hysterese Grenzwerts bzw. bei Erreichen des unteren Hysterese Grenzwerts je einem Umrichter wird ein Umrichter abgeschaltet (Schaltzeitpunkt S2). Bei einer erneuten Leistungssteigerung wird bei Schaltzeitpunkt S3 dieselbe Regel eingehalten wie für S1. Schaltzeitpunkt S4 verhält sich wieder analog zu S2. Alle Teilabbildungen in Abbildung 6.10 beziehen sich auf ein Beispiel mit zwei Umrichtern und verdeutlichen den Begriff der Umrichterhysterese.

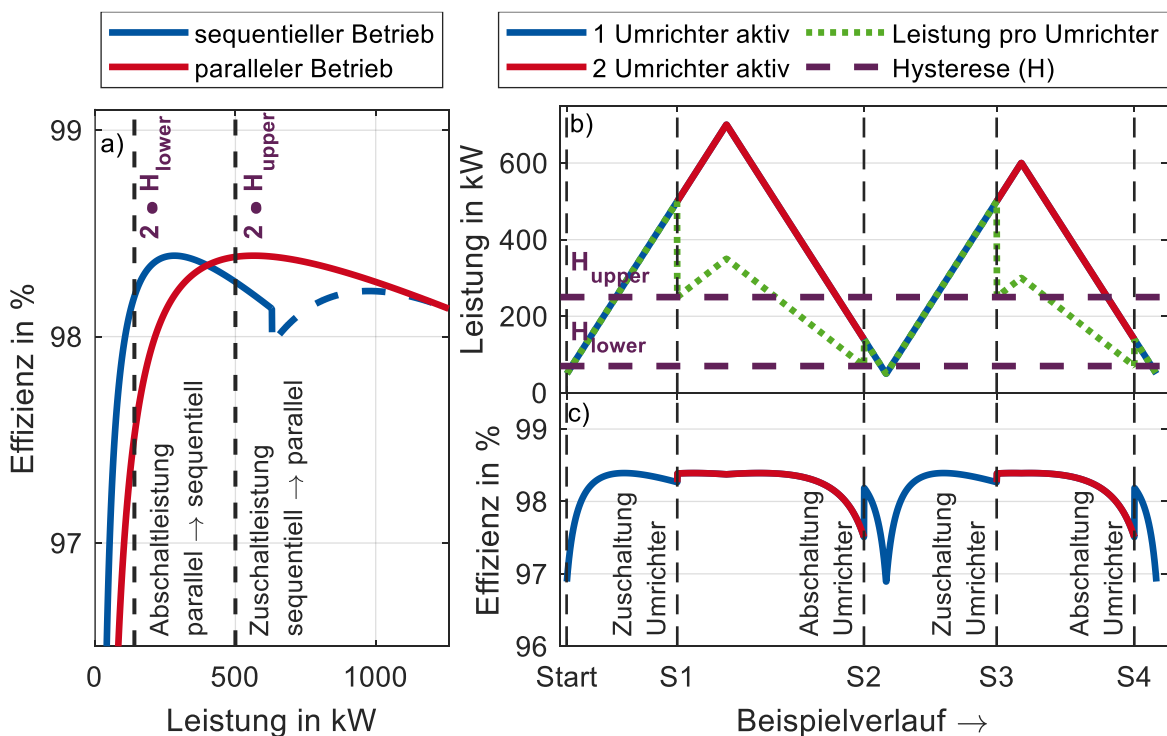


Abbildung 6.10: a) Umrichtereffizienzkurve für zwei Umrichter, welche parallel oder sequentiell aktiviert werden mit Markierung der Zu- und Abschaltleistung des zweiten Umrichters bei Einhaltung der Hysterese Grenzen. b) Beispielhafter Leistungsverlauf mit Markierung der Zu- und Abschaltung (S1 bis S4) des zweiten Umrichters unter Einhaltung der Hysterese Grenzwerte (H). c) Aus dem Leistungsverlauf resultierender Effizienzverlauf unter Einhaltung der Hysterese Grenzwerte (H) mit Markierung der Zu- und Abschaltzeitpunkte (S1 bis S4) des zweiten Umrichters.

Eine Nutzung dieses Konzepts mit mehr als zwei Umrichtern ist möglich. Bei z. B. drei Umrichtern und bereits zwei aktiven Umrichtern dürfte der dritte Umrichter eingeschaltet



Abbildung 6.11 zeigen die möglichen Effizienzbereiche der Umrichter und des PCS, welche nicht dem Optimum entsprechen, aber im Betrieb möglich sind.

Die in Abbildung 6.11 markierten Hystereseleistungen sind die in M5BAT verwendeten aktualisierten Standardwerte.

### 6.3.3.3 Bestimmung und Bewertung der Hystereseleistung

Aus Abschnitt 6.2 und Abbildung 6.11 hat sich gezeigt, dass je 230 kW bis 280 kW bereits ein weiterer Umrichter hinzugeschaltet werden sollte. Um für den Betrieb sinnvolle Hystereseleistungen zu berechnen, werden die folgenden Bedingungen aufgestellt. Wie in Formel (43) bestimmt, muss die obere Grenze der Hystereseleistung  $Hysteresese_{upper}$  kleiner als die halbe Umrichterleistung  $P_{max,Inv}$  und somit 315 kW sein. Andernfalls dürfte der nächste Umrichter erst zugeschaltet werden, wenn der erste Umrichter bereits in Überlast betrieben wird, was zum Schutz der Anlage nicht möglich ist.

$$Hysteresese_{upper} < \left( \frac{P_{max,Inv}}{2} = 315 \text{ kW} \right) \quad (43)$$

Des Weiteren muss nach Formel (44) die obere Grenze der Hystereseleistung größer als die untere  $Hysteresese_{lower}$  Grenze der Hystereseleistung sein. Somit wird verhindert, dass unklare Zustände der Ein- und Ausschaltung von Umrichtern auftreten.

$$Hysteresese_{upper} > Hysteresese_{lower} \quad (44)$$

Die Spannweite der Hysteresewerte hat einen Einfluss auf die Schalthäufigkeit der Umrichter. Daher soll nach Formel (45) die obere Grenze mindestens doppelt so groß wie die untere Grenze sein, um eine Spannbreite der unteren Hysteresese als Bereich zu erhalten.

$$2 \cdot Hysteresese_{lower} < Hysteresese_{upper} \quad (45)$$

Zur Festlegung des unteren Hysteresese Grenzwerts wird die Umrichtereffizienzkurve als Basis genommen. Wie in Formel (46) gezeigt, soll die Mindesteffizienz des Umrichters zwischen 97,5 % und 98 % liegen, woraus sich ein Leistungsband von ca. 70 kW bis 110 kW ergibt.

$$\begin{aligned} Hysteresese_{lower} &> (P(\eta_{PE,Inv} = 97,5 \%) \approx 70 \text{ kW}) \\ Hysteresese_{lower} &> (P(\eta_{PE,Inv} = 98 \%) \approx 109 \text{ kW}) \end{aligned} \quad (46)$$

Da die Batterieeffizienz hier nicht beachtet wurde, diese aber mit steigender C-Rate bzw. steigender Leistung sinkt, ist eine geringe Belastung der Batterien für die Gesamteffizienz des BESS M5BAT von Vorteil [141].

Zur analytischen Bewertung der Hystereseleistungen wird die Metrik „Mittelwert der Wirkungsgraddifferenz über die Spannweite“ als  $\overline{\Delta\eta}$  eingeführt. Wie in Formel (47) gezeigt ist, wird dazu die Wirkungsgraddifferenz des PCS  $\Delta\eta_{PCS}$  für alle auftretenden Leistungen bei zwei oder mehr aktiven Umrichtern für alle Leistungen summiert und auf die Spannweite bezogen. Je kleiner  $\overline{\Delta\eta}$  ist, desto geringer sind die zu erwartenden Verluste und desto höher ist die Effizienz.

$$\overline{\Delta\eta} = \frac{\sum_{P=2 \cdot \text{Hysterese}_{\text{lower}}}^{2 \cdot \text{Hysterese}_{\text{upper}}} \Delta\eta_{\text{PCS}}(P)}{\text{Hysterese}_{\text{upper}} - \text{Hysterese}_{\text{lower}}} \quad (47)$$

In Abbildung 6.12 ist exemplarisch die Wirkungsgraddifferenz nach der PCS Kennlinie aus Abbildung 6.11 aufgetragen und der resultierende Leistungsbereich des PCS bei zwei aktiven Umrichtern markiert. Bei einer eingestellten Hysterese von 70 kW bis 215 kW ist mit zwei Umrichter ein Leistungsbereich von 140 kW bis 430 kW abgedeckt, in welchem beide Umrichter sicher aktiviert bleiben. Die hellblau markierte Fläche in Abbildung 6.12 zeigt den Leistungsbereich, welcher aus der Hysterese von 70 kW bis 215 kW entsteht. Zur Senkung der erwarteten Verluste, ist der Mittelwert der hellblau markierten Fläche somit zu minimieren.

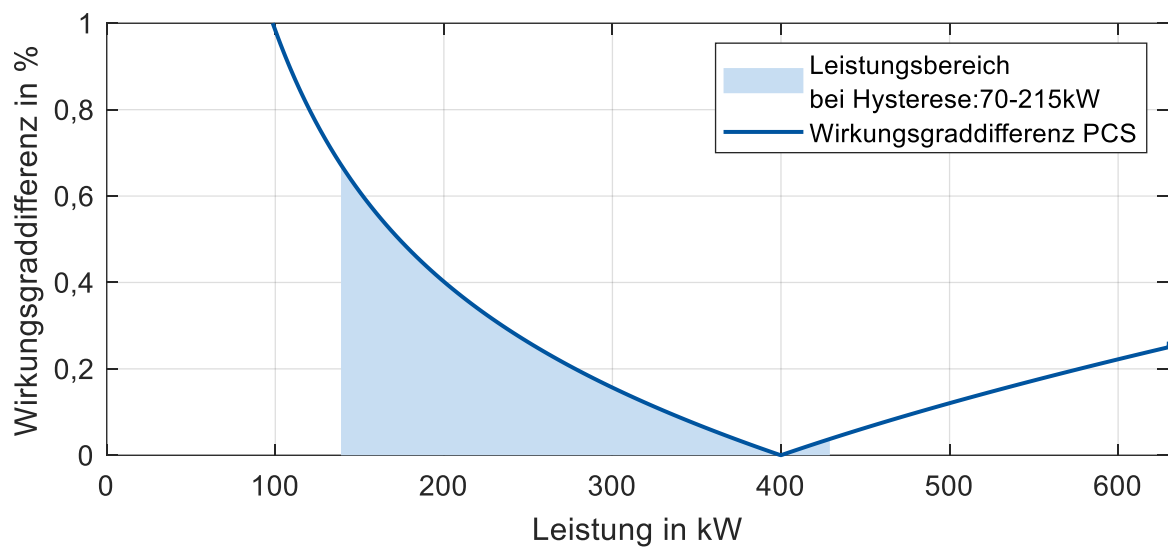


Abbildung 6.12: Effizienzdiffenz des PCS zwischen der Nutzung eines Umrichters und zwei Umrichtern.

In Tabelle 6.1 sind ausgewählte Hysteresebänder, welche im BESS M5BAT genutzt wurden, sowie verbesserte Varianten und der theoretische Optimalwert nach den Vorgaben gezeigt.

Tabelle 6.1: Ausgewählte Hysteresebereiche und die resultierenden  $\overline{\Delta\eta}$  Werte

Hysteresewerte	$\overline{\Delta\eta}$	Kommentar
70 kW – 190 kW	0,5459	Standardwert M5BAT bis 18.10.2021
70 kW – 215 kW	0,4578	Neuer Standardwert für M5BAT seit 2023 Verbesserung durch verbreitertes Hystereseband
95 kW – 190 kW	0,4032	Verbesserung durch Abschneiden niedriger Leistungen
95 kW – 215 kW	0,3265	Verbesserung durch Verschiebung des Hysteresebands
110 kW – 230 kW	0,2439	Verbesserung durch Verschiebung des Hysteresebands
134 kW – 268 kW	0,1857	Optimale Variante nach vorgegeben Voraussetzungen

Der niedrigste Wert des Mittelwerts der Wirkungsgraddifferenz über die Spannweite  $\overline{\Delta\eta}$  ergibt sich für das Leistungsband von 134 kW bis 268 kW. Hierbei wird die Batterieeffizienz

nicht berücksichtigt. Daher wurden weitere Hysteresebänder analysiert. Dazu gehören das zu Beginn des Projekts M5BAT gewählte Hystereseband und Hysteresebänder mit festgelegten Spannweiten, aber Verschiebungen über den Leistungsbereich.

### 6.4 Blindleistungskompensation

Wie in Abschnitt 6.1.2 dargelegt, ist eine Blindleistungskompensation am BESS M5BAT notwendig. Dazu wurde im EMS die Blindleistungskompensation nach Abbildung 6.13 implementiert. Der PI-Regler erhält dabei eine Sollwertvorgabe, welche im Normalbetrieb bei 0 liegt, den aktuellen Blindleistungsmesswert, Regelgrenzen, Regelparameter sowie die Vorab-Blindleistungsberechnung als Offset. Als Ausgabe wird der Blindleistungsstellwert an die Blindleistungsverteilung weitergegeben.

Die Blindleistungsberechnung der Umrichter wird in Abschnitt 6.4.1 im Detail vorgestellt, während die Blindleistungsberechnung der Transformatoren in Abschnitt 6.4.2 dargelegt wird. Für die gesamte Umrichterblindleistungsberechnung ist nach Abbildung 6.13 nur eine Funktion nötig, für jeden Transformator in Abbildung 6.13 ist hingegen eine einzelne Funktion notwendig.

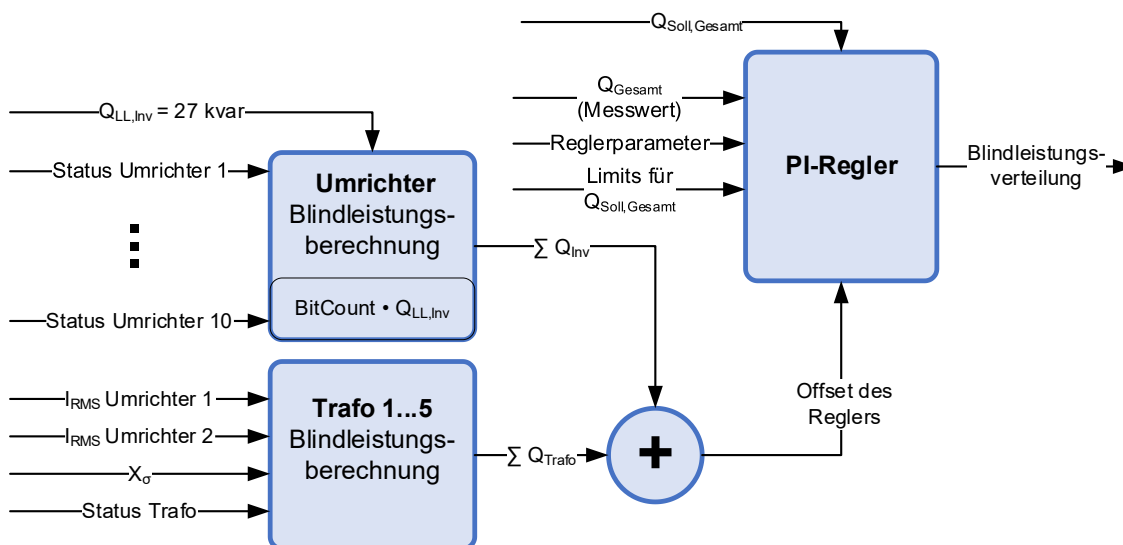


Abbildung 6.13: Blindleistungskompensation des Batteriespeichers M5BAT.

#### 6.4.1 Umrichterblindleistung

Die in M5BAT eingesetzten Umrichter haben in den unterschiedlichen Betriebsmodi verschiedene Eigenschaften bezogen auf die erzeugte bzw. benötigte Blindleistung. Während im PQ-Betrieb die Blindleistung auf 0 ausgeregelt werden kann oder eine spezifische Blindleistung als Sollwert vorgegeben werden kann, wird im Standby-Modus

eine Leerlaufblindleistung zwischen 27 kvar und 29 kvar pro Umrichter benötigt<sup>20</sup>. Die benötigte Blindleistung kann im laufenden Betrieb der Umrichter beobachtet werden. Diese benötigte Blindleistung muss entsprechend von einem anderen Umrichter oder Betriebsmittel bereitgestellt werden, damit die Bedingungen am Netzanschlusspunkt erfüllt sind. Nach Formel (48) kann die benötigte Blindleistung im Leerlauffall  $Q_{LL,InvS}$  berechnet werden. Dafür ist, wie in Abbildung 6.13 gezeigt, die Statusmeldung jedes Umrichters notwendig.

$$Q_{LL,InvS} = |\{Inv|Modus_{Inv} = Silent\}| \cdot 27 \text{ kvar} \quad (48)$$

Die Umrichterblindleistung ist somit nicht lastabhängig und kann im EMS zu jedem Zeitpunkt berechnet werden.

### 6.4.2 Transformatorblindleistung

Die Transformatorblindleistung setzt sich im Gegensatz zur Umrichterblindleistung aus einem lastunabhängigen und einem lastabhängigen Anteil zusammen und kann nach Formel (55) berechnet werden. Die dafür benötigten RMS-Ströme auf Unterspannungsseite werden in Echtzeit von den Umrichtern übermittelt und vom EMS verarbeitet.

Für die in M5BAT eingesetzten Transformatoren wird der Blindleistungsbedarf im Leerlauffall  $Q_{LL,Trafo}$  nach Formel (50) berechnet. Dafür muss zuvor die Leerlaufscheinleistung  $S_{LL,Trafo}$  nach Formel (49) bestimmt werden. Dafür sind die Annahmen der Leerlaufverlustleistung  $P_{LL,Trafo}$ , der unterspannungsseitigen Strangspannung  $U_{LL,Trafo}$  und des Leerlaufstroms  $I_{LL,Trafo}$  getroffen worden [160, 212]. Da es sich um einen Vierwicklertransformator mit zwei baugleichen niederspannungsseitigen Abgängen handelt und  $I_{LL,Trafo}$  pro Strang angegeben ist, wird der Strom mit  $\frac{6}{\sqrt{3}}$  multipliziert. Da die Leerlaufblindleistung die Blindleistung für die Magnetisierung des Transformators darstellt, ist dieser Blindleistungsbedarf dauerhaft notwendig unabhängig vom aktuellen Betriebspunkt.

$$S_{LL,Trafo} = I_{LL,Trafo} \cdot U_{LL,Trafo} \cdot \frac{6}{\sqrt{3}} = 6000 \text{ VA} \quad (49)$$

mit  $U_{LL,Trafo} = 315 \text{ V}$   
und  $I_{LL,Trafo} = 5,5 \text{ A}$

Nach Formel (50) ergibt sich bei Nutzung der Datenblattangaben und Prüfprotokolle für die M5BAT Transformatoren, dass pro Transformator ca. 5,7 kvar benötigt werden [160, 212].

<sup>20</sup> Da die Trenn- und Schalteinrichtungen des Umrichters im Silent-Modus nicht geöffnet werden, ist es möglich, dass der Blindleistungsbedarf durch die netzseitigen Filterkomponenten des Umrichters entsteht.

$$Q_{LL,Trafo} = \sqrt{S_{LL,Trafo}^2 - P_{LL,Trafo}^2} = 5691 \text{ var}$$

mit  $P_{LL,Trafo} = 1900 \text{ W}$

und  $S_{LL,Trafo} = 6000 \text{ VA}$

(50)

Zur Bestimmung des Blindleistungsbedarfs des Transformators im Kurzschlussfall  $Q_{K,Trafo}$ , wird die Kurzschlusscheinleistung  $S_{K,Trafo}$  und Kurzschlusswirkleistung  $P_{V,Kupfer}$  benötigt. Zur Bestimmung der Kurzschlusscheinleistung wird nach Formel (52) die Kurzschlussspannung  $U_{K,Trafo}$  und der Nennstrom  $I_{N,Trafo}$  benötigt. Über die Transformatornennspannung  $U_{N,Trafo}$  und die bezogene Kurzschlussspannung  $u_k$  kann nach Formel (51) die Kurzschlussspannung berechnet werden. Für die Transformatoren des BESS M5BAT ergibt sich eine Kurzschlussspannung von ca. 600 V.

$$U_{K,Trafo} = u_k \cdot U_{N,Trafo} = 600 \text{ V}$$

mit  $u_k = 6 \%$

und  $U_{N,Trafo} = 10 \text{ kV}$

(51)

Die Berechnung der Kurzschlusscheinleistung in Formel (52) ergibt für die Transformatoren des BESS M5BAT eine Scheinleistung von 75,552 kVA.

$$S_{K,Trafo} = U_{K,Trafo} \cdot I_{N,Trafo} \cdot \sqrt{3} = 75,552 \text{ kVA}$$

mit  $U_{K,Trafo} = 600 \text{ V}$

und  $I_{N,Trafo} = 72,7 \text{ A}$

(52)

Aus dem Kurzschlussversuch des Transformators mit der Kurzschlussspannung  $U_{K,Trafo}$ , dem Nennstrom  $I_{N,Trafo}$ , sowie der ohmschen Verlustleistung  $P_{V,Kupfer}$  kann nach Formel (53) der Blindleistungsbedarf des lastabhängigen Anteils im Kurzschlussfall bestimmt werden. Hierbei wurden die überspannungsseitigen Nennwerte des Transformators verwendet und die jeweiligen überspannungsseitigen Wicklungen parallelgeschaltet [160]. Für die M5BAT Transformatoren ergibt sich somit nach Formel (53) ein Blindleistungsbedarf im Kurzschlussfall von 74,59 kvar.

$$Q_{K,Trafo} = \sqrt{S_{K,Trafo}^2 - P_{V,Kupfer}^2} = 74,59 \text{ kvar}$$

mit  $S_{K,Trafo} = 75,552 \text{ kVA}$

und  $P_{V,Kupfer} = 12 \text{ kW}$

(53)

Aus dem Blindleistungsbedarf kann über den summierten Nennstrom auf Unterspannungsseite  $I_{RMS}$  der zusammengefasste Blindwiderstand der Streuinduktivität  $X_\sigma$  nach Formel (54) berechnet werden.

$$X_\sigma = \frac{Q_{K,Trafo}}{(I_{RMS} \cdot \sqrt{3})^2} = 4,619 \text{ m}\Omega$$

mit  $Q_{K,Trafo} = 74,59 \text{ kvar}$

und  $I_{RMS} = 2320 \text{ A}$

(54)

Zusammengefasst lässt sich daraus Formel (55) aufstellen, welche die benötigte Transformatorblindleistung  $Q_{Trafo}$  für jeden Betriebspunkt wiedergibt. Der Strom  $I_{RMS}$  ist hierbei der unterspannungsseitig summierte RMS Strom. Zudem wird angenommen, dass der Spannungsabfall bei Belastung über der Hauptinduktivität des Transformators konstant bleibt, sodass  $Q_{LL,Trafo}$  als konstant behandelt wird.

$$Q_{Trafo} = Q_{LL,Trafo} + (I_{RMS} \cdot \sqrt{3})^2 \cdot X_{\sigma} \quad (55)$$

Der zuvor bestimmte Blindleistungsbedarf eines Transformators ist in Abbildung 6.14 in Abhängigkeit vom Laststrom dargestellt. Der in grün gekennzeichnete lastunabhängige Blindleistungsbedarf ist für die Aufmagnetisierung des Transformators notwendig, während der in rot dargestellte Blindleistungsbedarf lastabhängig ist und durch den Strom und die Streuinduktivitäten bestimmt wird. Zusammen ergibt sich der in blau dargestellte Gesamtblindleistungsbedarf.

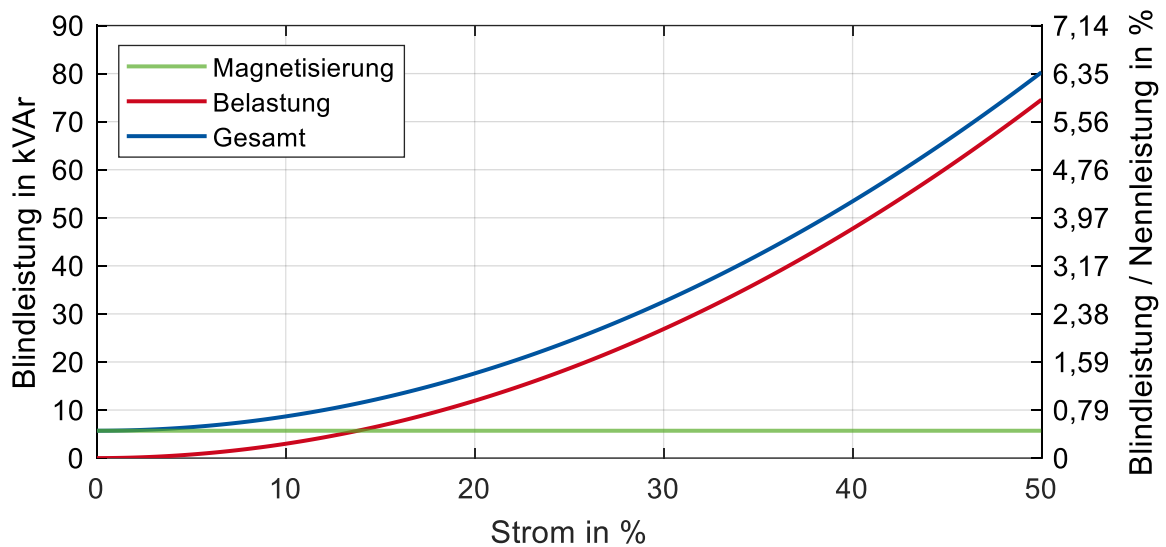


Abbildung 6.14: Blindleistungsbedarf eines M5BAT Transformators nach Formel (50) bis (55) mit  $S_{N,Trafo} = 1260$  kVA und  $I_{N,Trafo} = 72,7$  A.

Für den BESS M5BAT ergibt sich der gesamte Blindleistungsbedarf der Transformatoren aus der Summe der Blindleistungsbedarfe der einzelnen Transformatoren nach Formel (56).

$$Q_{Ges,Trafos} = \sum_{\substack{Trafo \\ \in Trafos}} Q_{LL,Trafo} + (I_{RMS,Trafo} \cdot \sqrt{3})^2 \cdot X_{\sigma} \quad (56)$$

Der PI-Regler aus Abbildung 6.13 hat somit die Aufgabe, die Unterschiede zwischen idealisierter Berechnung und real auftretender Blindleistung auszuregeln. Um den Einfluss der Messungenauigkeit auf den Regler zu vermindern, wird eine Rauschunterdrückung von 5 kvar als Regelschwelle dem PI-Regler mit übergeben.

## 6.5 Benchmarktest: LMO Vollzyklus

Um einen realen Benchmark für die RTE eines BESS zu erhalten, wurde an M5BAT ein Vollzyklus an einem Transformator mit beiden Batterieeinheiten durchgeführt. Abbildung 6.15 zeigt die SOC- und Leistungsverläufe während des Benchmarktests.

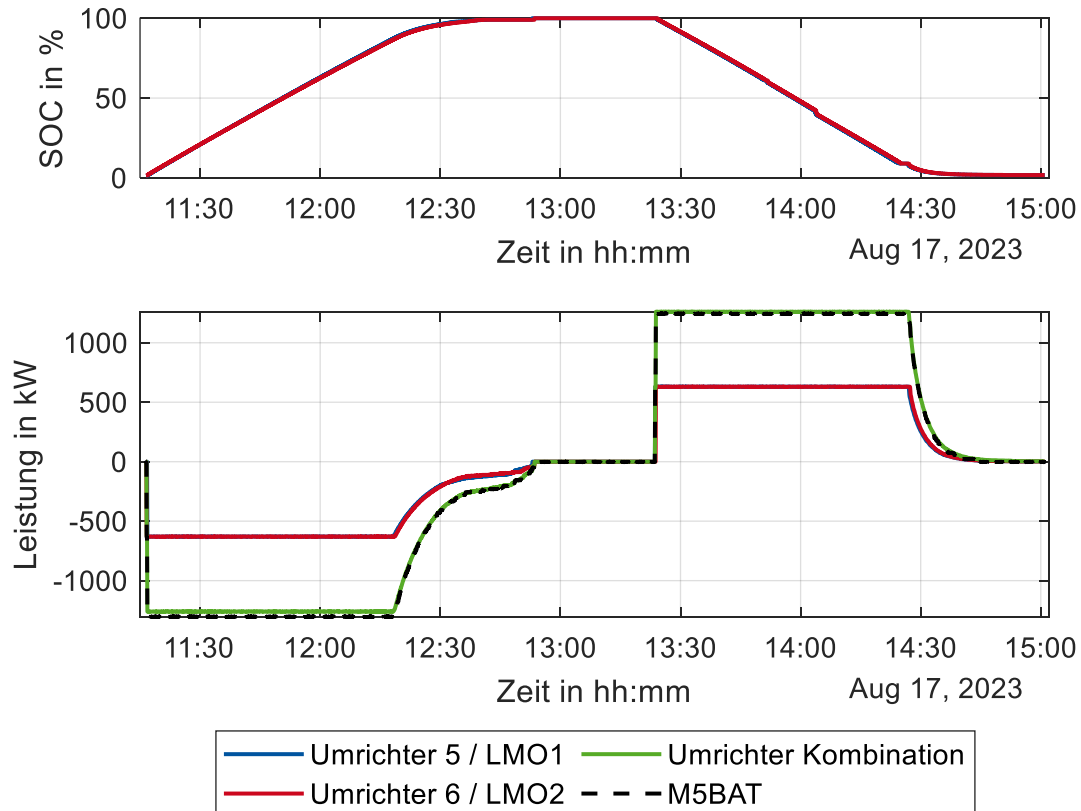


Abbildung 6.15: SOC- und Leistungsverläufe während des Benchmarktests. Die Kurven der Umrichter 5 und 6 liegen übereinander, sodass die blaue Kurve für Umrichter 1 / LMO1 nicht sichtbar ist.

Es ist zu erkennen, dass ab ca. 80 % SOC beim Ladevorgang die Leistung gedrosselt wird, um die Ladeschlussspannung nicht zu überschreiten und somit die Batterie zu schützen. Analog dazu fällt beim Entladevorgang ab ca. 10 % SOC die Leistung ebenfalls stark ab, um dort die Batterien zu schützen. Die Leistungsrosselung geht dabei vom BMS des Herstellers aus und muss eingehalten werden. Entsprechend ergeben sich während des Tests auch Teillastphasen des Transformators und der Umrichter.

Die zu Abbildung 6.15 dazugehörigen Ladungs- und Energiemengen, welche während des Benchmarktests umgesetzt wurden, finden sich aufgelistet in Tabelle 6.2. Aufgrund von Alterungseffekten, einem nicht perfekten Balancing und maximal möglichen Leistungen, werden die Nennenergie und Nennkapazität der Batterien LMO1 und LMO2 nicht erreicht. Es zeigt sich zudem, dass die Differenzen zwischen den Umrichtern und zwischen den Batterieeinheiten im Bereich von 0,1 % ausfallen.

Tabelle 6.2: Umgesetzte Ladungs- und Energiemengen während des Benchmarktests.

	M5BAT	Umrichter 5	Umrichter 6	LMO1	LMO2
Geladene Energie in kWh	1579,91	763,78	766,88	745,09	743,01
Entladene Energie in kWh	1385,29	703,01	704,45	723,38	721,21
Geladene Kapazität in Ah				1029,17	1028,35
Entladene Kapazität in Ah				1030,64	1029,58

Aus den umgesetzten Energiemengen ergeben sich folglich die RTE für die einzelnen Komponenten, welche in Abbildung 6.16 visualisiert sind. Die RTE-Werte für Batterieeinheiten, Umrichter und Transformator liegen alle nur wenige Prozentpunkte auseinander im Bereich von 94,7 % bis 97,1 %. Durch die zuvor gezeigten Teillastphasen wird die Effizienz negativ beeinflusst, dennoch kann der hier gezeigte Test als Benchmark weiterverwendet werden, da eine kontinuierliche Volllastung für BESS nahezu unmöglich ist.

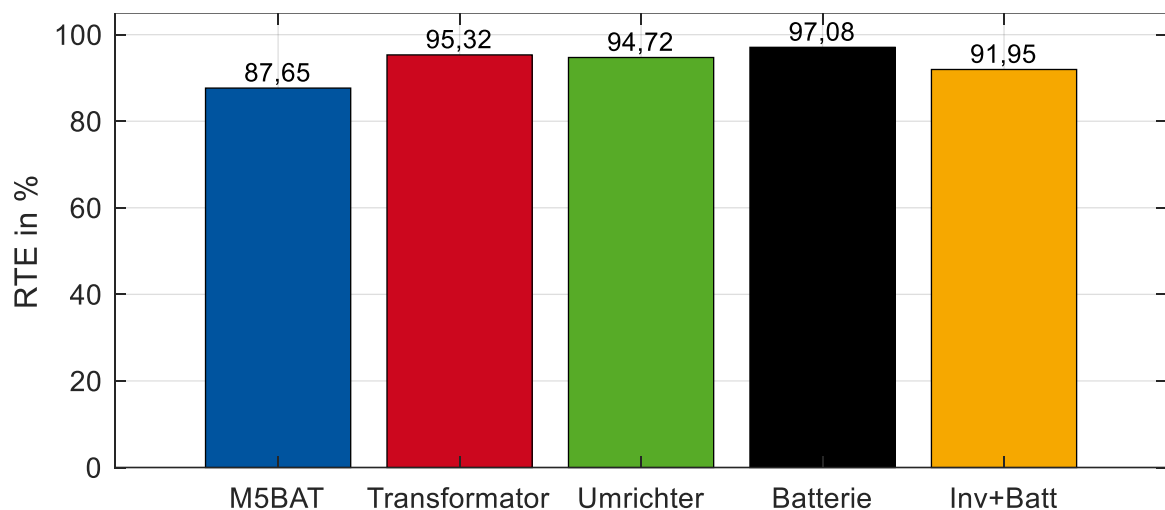


Abbildung 6.16: RTE-Werte für die Komponenten des BESS M5BAT.

Bei ausschließlicher Betrachtung der Volllastphasen, welche zwischen 10 % und 80 % des SOC festgestellt wurden [213], ergibt sich eine leicht erhöhte RTE von 95,5 % für die Transformatoren und 94,78 % für die Umrichter. Die Batterie-RTE ist mit 96,94 % hingegen bei der ausschließlichen Volllastphase 0,14 % niedriger.

Die Wirkungsgrade liegen damit niedriger als in Abschnitt 6.3 auf Basis der Datenblattangaben bestimmt.

## 6.6 Fazit und Diskussion der Effizienzbestimmung

Durch die Effizienzbestimmung des PCS des BESS M5BAT konnten die Parameter für eine effizienzorientierte Umrichtersteuerung verbessert werden. Zudem zeigt der Benchmarktest,

dass der BESS mit bis zu 87,65 % RTE betrieben werden kann. Trotz der Analyse der effizienzorientierten Umrichtersteuerung, welche unter Vollast der Umrichter für diese eine Effizienz von über 98 % erwarten lässt, wurde im Benchmarktest nur eine Effizienz von 97,31 % bzw. eine RTE von 94,7 % erreicht. Somit sind auch unter Vollast die Nennwirkungsgrade der Hersteller nur unter optimalen Randbedingungen erreichbar und zudem ist der Vollastbetrieb eines BESS nicht dauerhaft erreichbar. Bei Anpassungen der Umrichtertopologie eines BESS in z. B. eine Kombination aus leistungsstärkeren und leistungsschwächeren Umrichtern (big.little Topologie<sup>21</sup>) könnten bei einer intelligenten Ansteuerung die Wirkungsgrade weiter steigen. Für die Transformatoren hingegen ist eine dynamische Abschaltung bzw. ein dynamischer Standby-Betrieb nicht möglich, wodurch dort keine Effizienzsteigerungen möglich sind. Bei einer DC-Bus Topologie eines BESS und einer Softstart Option von Transformatoren kann auch hier die dynamische Abschaltung von Transformatoren und die Nutzung von unterschiedlich großen Transformatoren in einer big.little Topologie diskutiert werden.

### **Limitationen:**

Als Einschränkungen der Effizienzbestimmung müssen jedoch folgende Punkte beachtet werden:

- Es findet keine Unterscheidung zwischen Lade- und Entladerichtung statt. Da in Realität die Batteriespannungen hier signifikant unterschiedlich sein können, kann dies einen Einfluss auf die Effizienz der Umrichter haben.
- Die Umrichterennlinien wurden über eine Modellierung anhand des Datenblatts angenähert. Das reale Umrichterverhalten unterscheidet sich demnach von der Modellierung.
- Es wird angenommen, dass die Umrichteraktivierungen bzw. Umschaltungen vom Silent Modus in den PQ-Modus nachteilig für den Betrieb sind, da Zeitverzögerungen entstehen und der Leistungsfluss zwischen Transformatoren und Umrichtern wechselt. Es fehlt eine quantifizierende Messung, ob das Umschaltverhalten einen Einfluss auf die Effizienz hat.

Dennoch sollten die gewonnenen Erkenntnisse in das Energiemanagementsystem bzw. den Leistungsaufteilungsalgorithmus eines BESS mit integriert werden, um den Betrieb effizienter zu machen.

Die Blindleistungskompensation ist notwendig und wird durch die eingeführten Blindleistungsvorberechnungen schneller und genauer. Der nachgelagerte PI-Regler kann somit träger eingestellt werden und muss die verbleibenden Messungenauigkeiten

---

<sup>21</sup> Die Bezeichnung „big.little“ wurde von Arm Limited [214] als Prozessorarchitektur eingeführt. Hierbei sollen Performance und Effizienz von Prozessoren durch die Nutzung unterschiedlicher Prozessorkerne bestmöglich in Einklang gebracht werden. Die Übertragung der Bezeichnung „big.little“ auf die Topologie von Umrichtern eines BESS soll analog zur Prozessorarchitektur auch die Kombination unterschiedlicher Umrichter, mit dem Ziel der Effizienzsteigerung bei gleichzeitiger Beibehaltung der Performance, beschreiben.

ausregeln. Insgesamt kann das EMS durch die gezeigten Analysen die Blindleistung effizient in die Leistungsaufteilung mit integrieren.

### **Diskussion:**

Wie die Analyse der Wirkungsgrade in Abschnitt 6.3 gezeigt hat, sind der Wirkungsgrad und die RTE von den Komponenten und deren Eigenschaften, der Auslastungsreihenfolge der Komponenten und der gesamten Auslastung abhängig. Auf Batterieseite erzielen LIB mit ca. 97 % die höchsten Effizienzen, während Bleibatterien bei der RTE um mehr als 10 % niedrigere RTE-Werte erreichen. Am Beispiel von M5BAT konnten RTE-Werte um ca. 75 % mit steigender Tendenz gezeigt werden. Eine Konkretisierung des Effizienzbereichs aus Fragestellung 1) kann für den BESS M5BAT wie folgt vorgenommen werden:

- Die RTE von Lithium-Batteriesystemen (ohne weitere Energieumwandlung) kann mit 95 % bis 97 % angenommen werden.
- Die RTE von BESS (Anschluss an Mittelspannung) liegt bei niedriger Auslastung (ca. 5 %), wie dies im FCR-Betrieb vorkommt, bei ca. 75 % bis 80 %.
- Bei höherer Auslastung des BESS (> 10 %) können RTE-Werte im Bereich von 85 % erreicht werden (siehe Anhang A6).
- Bei höchster Auslastung des BESS (Vollzyklus) ist eine RTE von 88 % zu erreichen.

Die genannten Kennwerte basieren auf dem BESS M5BAT, sind aber auch auf andere BESS übertragbar, da die verwendeten Komponenten marktlich beschafft wurden und von den Herstellern auch für andere BESS verkauft werden konnten. Durch die Verwendung anderer Komponenten (Umrichter und Transformatoren) und reine LIB sind auch im Teillastbetrieb (bei FCR-Betrieb) RTE-Werte von über 80 % möglich und die zuvor genannten Effizienzkennwerte können übertroffen werden.

Neben der Wahl der Batterietechnologie ist entgegen der Annahme aus Fragestellung 2) die Wahl der Transformatoren für die RTE relevant. Neue Transformatoren nach DIN EN 50588 weisen geringere Verluste auf als die Transformatoren des BESS M5BAT. Die Leerlaufverluste und der Teillastbetrieb weisen bei den Grenzwerten nach DIN EN 50588 verringerte Verluste auf, wodurch bei gleicher Betriebsweise wie M5BAT die RTE der Transformatoren um bis zu 6 % gesteigert werden könnte. Bezogen auf die Transformatoren ist zu erwähnen, dass die Kategorie A00 nach DIN EN 50588 seit 01.07.2021 bei Neuanlagen zwingend erforderlich ist, sodass neu aufgebaute BESS automatisch bessere Transformator-RTE Werte erreichen [208, 209]. Des Weiteren könnte eine Kombination von leistungsstärkeren und leistungsschwächeren Transformatoren in Kombination mit einer dynamischen Ein- und Ausschaltung, die Effizienz im Teillastbetrieb weiter steigern. Hierfür sind allerdings Softstart-Methoden notwendig, um die Transformatoreinschaltströme zu begrenzen, wie in [215] und [216] gezeigt. Bezogen auf die Anwendung FCR sind im Zeitraum von 2014 bis einschließlich 2023 mit nur 36,6 % der vermarkteten Leistung 99 % aller Leistungsanforderungen, inkl. Nutzung der Übererfüllung der FCR, zu bedienen. Für M5BAT im Betriebszeitraum von 2017 bis Ende 2023 liegen 90 % der Leistungsanforderungen unterhalb von 485 kW und 99 % der Leistungsanforderungen unterhalb von 1048 kW.

Die Blindleistungskompensation nach Fragestellung 3) muss entsprechend der gültigen technischen Anschlussbedingungen erfüllt werden. Je nach Belastungszustand der Umrichter und Transformatoren entstehen durch die Blindströme weitere Verluste und der BESS muss diese aktiv kompensieren. Eine Betrachtung ist daher, wie in Abschnitt 6.4 gezeigt, sinnvoll. Die Umsetzung der Kompensation ist jedoch standortindividuell auszulegen.

### **Fazit:**

Die erreichbaren Effizienzen eines BESS werden durch die initial verbauten Komponenten bestimmt. Besonders der Teillastbetrieb muss dabei beachtet werden, da Batteriespeicher selten für einen längeren Zeitraum komplett ausgelastet werden. Den technischen Grenzen der Effizienzen der Komponenten kann sich jedoch ohne Hardwareanpassungen durch geeignete Algorithmen angenähert werden. Die Folge sind höhere Effizienzen im Teillastbetrieb und die verbesserte Wirtschaftlichkeit des BESS. Auch neue Topologien von unterschiedlichen Umrichtergrößen (big.little Topologie) könnten mithilfe eines geeigneten Algorithmus die Effizienz im Teillastbetrieb steigern. Inwiefern MMCs anstelle der gezeigten Umrichter die Effizienz und die Steuerungsalgorithmik des EMS beeinflussen, muss erst in Feldtests untersucht werden, um dies mit den gezeigten Ergebnissen vergleichen zu können. Zur Erhaltung der Modularität und der Verfügbarkeit ist die Verwendung mehrerer Umrichter und Transformatoren sinnvoll. Durch den Einsatz von Transformatoren größerer Leistungsklasse und die Nutzung von optimierten Umrichtern kann die Effizienz gesteigert werden.

## 7 Leistungsaufteilungsalgorithmus des EMS<sup>22</sup>

Ein Leistungsaufteilungsalgorithmus (engl.: Power distribution algorithm (PDA)) ist ein Teilprogramm eines Energiemanagementsystems. In Bezug auf Batteriespeicher können modulare und hybride Systeme mit unterschiedlichen Batterieeigenschaften von einem Leistungsaufteilungsalgorithmus profitieren, da Effizienzsteigerungen und Alterungsreduktionen möglich sind. Die daraus resultierenden Forschungsfragen sollen in diesem Kapitel anhand des BESS M5BAT beantwortet werden:

- 1) Welche Vorteile kann der Leistungsaufteilungsalgorithmus für einen hybriden Batteriespeicher bieten?
- 2) Welchen Einfluss hat der Leistungsaufteilungsalgorithmus auf die Systemeffizienz und die Batteriealterung?

### 7.1 Methodik: Stufenweiser Leistungsaufteilungsalgorithmus

Der stufenweise regelbasierte Leistungsaufteilungsalgorithmus (engl.: Staged rule-based Power Distribution Algorithm (SPDA)) soll die verschiedenen Eigenschaften unterschiedlicher Batterietechnologien kombinieren und bestmöglich einsetzen. Zusätzlich sollen verschiedene betriebliche Ziele wie z. B. die Minimierung der Batteriealterung, die Steuerung des Energiedurchsatzes und die Effizienzsteigerung in Einklang gebracht werden können. Im Rahmen der Arbeiten und Entwicklungen am BESS M5BAT wurde der SPDA in Version 2022 (SPDA V.2022) bereits in [21] und in Version 2023 (SPDA V.2023) in [33] veröffentlicht. Der SPDA V.2023 hat fünf Stufen, welche nacheinander durchlaufen werden und die Leistungsanforderung mit unterschiedlicher Priorität auf die Batterieeinheiten verteilen (siehe Abbildung 7.1). Die in Abbildung 7.1 blau markierten Stufen sind optional und können durch den Benutzer deaktiviert werden.

Als Eingabe für den SPDA V.2023 werden die Leistungsanforderung für den gesamten BESS und die Statuswerte der Umrichter sowie der Batterieeinheiten benötigt. Als Benutzeroptionen können je Batterieeinheit SOC-Bänder, Energiedurchsatzanteile und Stufensignale gesetzt werden. Ebenfalls kann ein global geltendes Leistungslevel gesetzt werden. Durch den Stapel der 5 Stufen des SPDA V.2023 wird ein Leistungsausgabe-Array bestimmt, welches die Sollleistungen aller einzelnen Batterieeinheiten enthält.

---

<sup>22</sup> Dieses Kapitel basiert zu Teilen aus den in [21, 33, 217] veröffentlichten Arbeiten.

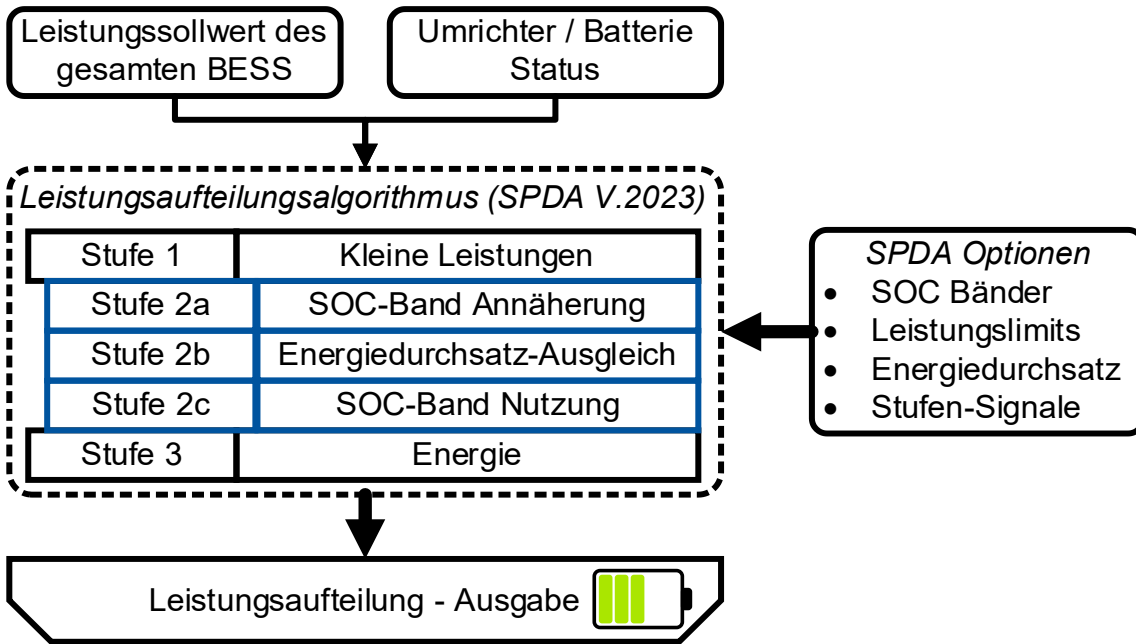


Abbildung 7.1: Stufen des SPDA V.2023 inklusive Eingaben, Ausgaben und benutzerdefinierter Optionen.

Ein Flussdiagramm des SPDA V.2023 mit Nennung aller Ziele sowie Eingaben und globalen Einstellungsmöglichkeiten ist in Abbildung 7.2 gezeigt. Die Sollleistung des gesamten BESS wird an Stufe 1 des SPDA V.2023 gesendet und durchläuft von dort aus die weiteren Stufen des SPDA V.2023 bis zum Ende. Dort wird die Ausgabeliste an die nächste Funktion weitergegeben, welche die Leistungsanforderungen an die Umrichter sendet, sodass diese umgesetzt werden können.

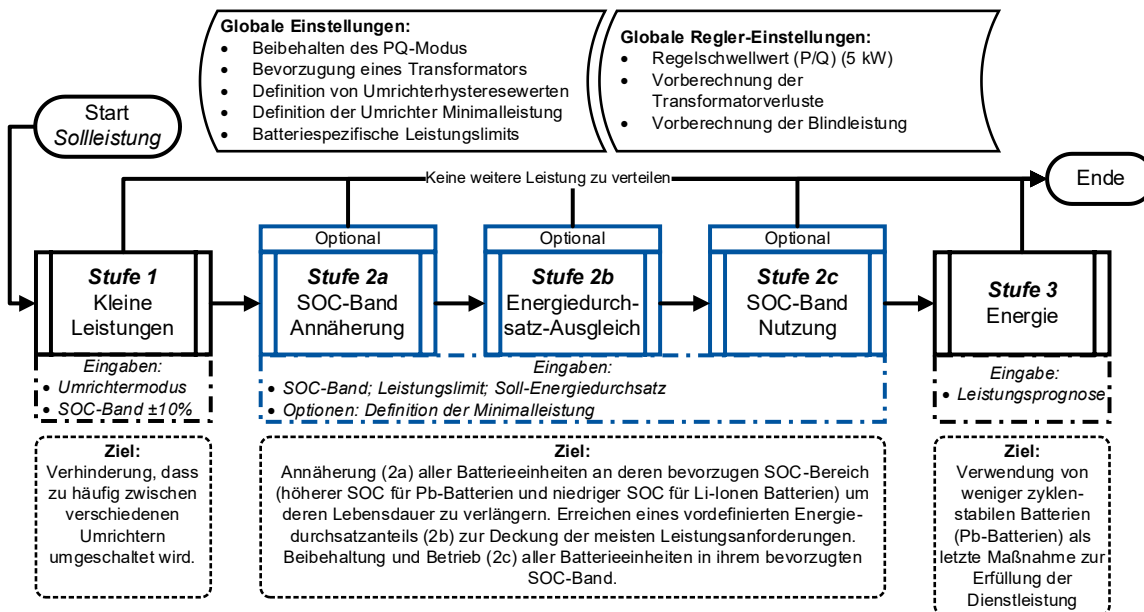


Abbildung 7.2: Flussdiagramm des SPDA V.2023 inklusive aller Ziele, Eingabeoptionen, sowie der globalen Einstellungen des SPDA V.2023.

Falls es nach einer Stufe des SPDA V.2023 keine Rest-Sollleistung zu verteilen gibt, wird der SPDA V.2023 sofort beendet und es kann Rechenzeit eingespart werden, da die anderen Stufen keinen Einfluss mehr haben. Wenn keine Bedingungen zur Ausführung der jeweiligen Stufe des SPDA V.2023 zutreffen, kann die Stufe direkt übersprungen werden. Neben den Stufen des SPDA V.2023 gibt es globale Optionen, welche die Effizienz des BESS verbessern sollen. Die Optionen können in regelungstechnische Einstellungen und komponentenspezifische Einstellungen unterteilt werden und sind im Flussdiagramm in Abbildung 7.2 gelistet. In den Abschnitten 7.1.2 bis 7.1.6 werden die Stufen im Detail beschrieben. Zur Verteilung der Leistungen werden in jeder Stufe alle Batterieeinheiten durch einen Sortieralgorithmus sortiert und die Leistung wird anhand der Sortiervariable verteilt. Die Funktion des Sortieralgorithmus und der Leistungszuteilung ist in Abschnitt 7.1.1 beschrieben.

### **Regelungstechnische Einstellungen**

Durch die Einstellung des Reglertotbands bzw. des Reglerschwellwerts sollen weniger Reglereingriffe stattfinden. Das Reglertotband ist ein Toleranzband um den Sollwert, welchen der Batteriespeicher erreichen muss. Die Messunsicherheiten bzw. die Streuungen der Messwerte müssen innerhalb des Reglertotbandes nicht ausgeregelt werden und es wird möglichst schnell ein quasistationärer Bereich erreicht. Das Totband ist sowohl für die Regelung der Wirkleistung als auch für die Regelung der Blindleistung unabhängig voneinander einzustellen. Des Weiteren sind eine Wirkleistungsvorsteuerung und eine Blindleistungsvorsteuerung implementiert. Diese bestimmen anhand der angeforderten Leistungen und der hinterlegten Komponentenkennlinien den Wirkleistungs- und Blindleistungsbedarf der Transformatoren sowie den Blindleistungsbedarf der Umrichter. Die Vorsteuerungen wirken für den Regler als leistungsabhängige Offsets, sodass nur ein dynamischer Anteil und der Fehler der Vorsteuerung ausgeregelt werden muss.

### **Komponentenspezifische Einstellungen**

Für die Umrichter sind Einstellungsoptionen der Umrichterhysteresewerte, wie in Abschnitt 6.3.3 erklärt, möglich. Hierdurch soll die Umrichtereffizienz gesteigert werden. Eine Umrichtermindestleistung kann ebenfalls eingestellt werden, sodass Leistungen unterhalb der Mindestleistung weitestgehend vermieden werden. Zusätzlich können die Umrichter im PQ-Modus gehalten werden, wodurch die in Abschnitt 5.2.1 bestimmte Moduswechselzeit nicht zum Tragen kommt. Dies beeinflusst die Reaktionszeit positiv, verringert jedoch die Effizienz, da der Standbymodus nicht aktiviert werden kann.

Durch die Bevorzugung von Umrichtern bzw. Batterieeinheiten an einem Transformator wird die Auslastung eines Transformators gesteigert, bevor Batterieeinheiten bzw. Umrichter eines anderen Transformators aktiviert werden. Umgekehrt kann diese Option auch verwendet werden, um explizit Batterieeinheiten bzw. Umrichter an unterschiedlichen Transformatoren bevorzugt zu aktivieren.

Als komponentenspezifische Einstellung der Batterieeinheit kann für diese jeweils ein Leistungslimit eingestellt werden. Die Leistungslimits können beispielsweise für

Batterieeinheiten mit niedrigem SOH verwendet werden, um diese vor hohen Leistungsspitzen zu schützen.

Alle genannten Optionen sind global einzustellen und beeinflussen die Leistungsaufteilung direkt durch Bedingungen oder indirekt durch geringere Schwankungen in der Sollleistungsanforderung des gesamten BESS.

### 7.1.1 Sortierungsfunktion und Leistungszuteilung

Im SPDA ist eine Sortierungs- und Leistungszuteilungsfunktion enthalten, welche in jeder Stufe des SPDA ausgeführt wird. Die Sortierungsfunktion basiert dabei auf der im initialen Leistungsaufteilungsalgorithmus bzw. der im Basis-EMS implementierten Sortierungsfunktion [154, 182, 183]. Die Sortierung erfolgt dabei in jeder Stufe des SPDA nach den stufenspezifischen Sortiervariablen, welche in Tabelle 7.1 aufgelistet sind. Die Berechnungen der Sortiervariablen werden in den Abschnitten 7.1.2 bis 7.1.6 detailliert beschrieben. Die Leistungszuteilung erfolgt ebenfalls nach den Sortiervariablen, wobei die Leistungen unter Berücksichtigung der Umrichterhysteresewerte nach dem in Abschnitt 6.3.3 beschriebenen Prinzip proportional zur Sortiervariable verteilt werden. Wie in Tabelle 7.1 aufgelistet ist, wird in Stufe 1 nach der Erfüllung der Bedingungen aus Stufe 1  $S1_{Batt}$ , in Stufe 2a und Stufe 2c nach der SOC-Differenz  $\Delta SOC_{Batt}$ , in Stufe 2b nach dem verbleibenden Energiedurchsatz  $E_{thru,Rest,Batt}$  und in Stufe 3 nach der verbleibenden Lade- oder Entladeenergiemenge  $E_{Rest,Batt}$  sortiert. In Stufe 2a und Stufe 2c wird die Sortiervariable  $\Delta SOC_{Batt}$  unabhängig voneinander bestimmt und hat jeweils einen unterschiedlichen SOC, auf welchen die Differenz bezogen wird.

Tabelle 7.1: Sortiervariablen der einzelnen Stufen des SPDA und Erläuterung der Variable

Stufe des SPDA	Sortiervariable	Erklärung
Stufe 1	$S1_{Batt}$	Erfüllung der Bedingungen aus Stufe 1
Stufe 2a	$\Delta SOC_{Batt}$	Batteriespezifische SOC-Differenz zum Grenzwert des SOC-Bandes; Batterie-SOC befindet sich außerhalb des SOC-Bandes
Stufe 2b	$E_{thru,Rest,Batt}$	Batteriespezifischer verbleibender Energiedurchsatz bis zum Energiedurchsatzsollwert
Stufe 2c	$\Delta SOC_{Batt}$	Batteriespezifische SOC-Differenz zum Grenzwert des SOC-Bandes; Batterie-SOC befindet sich innerhalb des SOC-Bandes
Stufe 3	$E_{Rest,Batt}$	Batteriespezifische prognostizierte verbleibende Lade- oder Entladeenergiemenge

Die Sortiervariable wird in jeder Stufe für jede Batterieeinheit bestimmt und mit einem Wert der Sortiergröße befüllt. In Abbildung 7.3 ist ein Flussdiagramm für den Ablauf der Sortierung und Leistungszuteilung nach der Bestimmung der Sortiervariable gezeigt. Für die „Sortierung nach Sortiervariable“ werden nur die befüllten Sortiervariablen der Batterieeinheiten benötigt. Es wird dann unter Berücksichtigung einer Hysterese die Sortierung der Batterieeinheiten vorgenommen. Die Sortierung stellt im Block

„Leistungszuteilung nach Sortiergröße“ in Abbildung 7.3 die Reihenfolge dar, in welcher die Leistungszuteilungen erfolgen. Neben der Sortierung werden für die „Leistungszuteilung nach Sortiergröße“ die befüllten Sortiervariablen und die verbleibende Sollleistung sowie die bereits zugeteilten Sollleistungen je Batterieeinheit benötigt. Da die Sortierungs- und Leistungszuteilungsfunktion in jeder Stufe des SPDA ausgeführt wird, kann ab Stufe 2a die verbleibende Sollleistung bereits geringer als die Gesamtsolleistung sein und die zugeteilte Sollleistung je Batterieeinheit kann bereits einen Wert  $> 0$  kW angenommen haben.

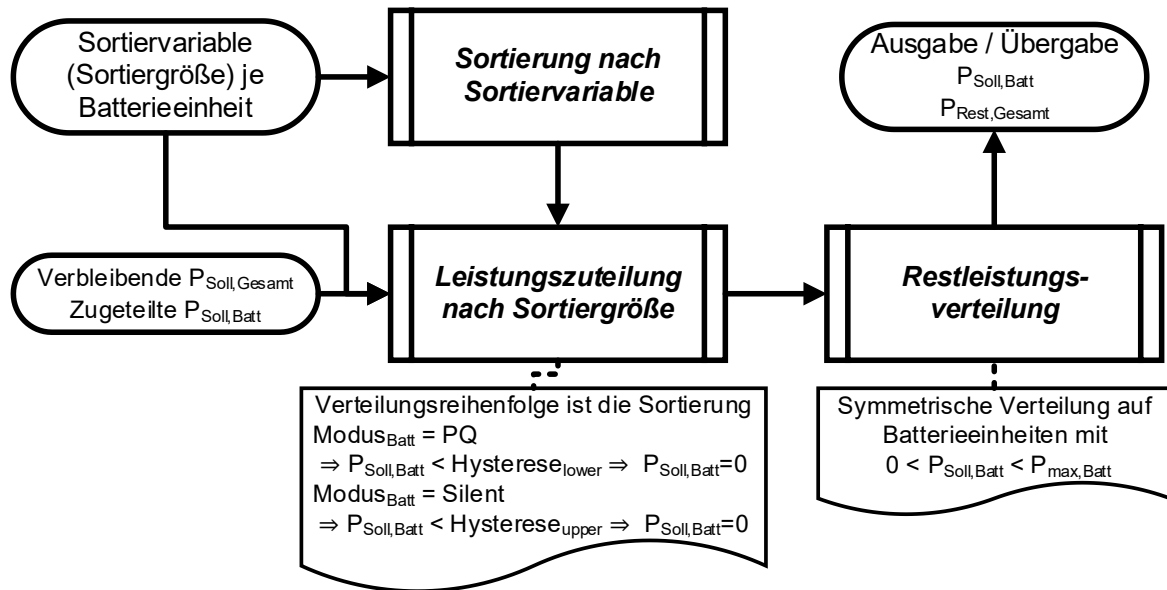


Abbildung 7.3: Flussdiagramm der Sortierung und Leistungsverteilung.

Die Leistungszuteilung erfolgt nach Formel (57) proportional zur Sortiergröße, mit welcher die Sortiervariable für jede Batterieeinheit befüllt ist. In Formel (57) steht  $P_{Soll,Gesamt}$  für die gesamte zu verteilende Sollleistung, während  $Batt$  den Batterieindex darstellt und  $P_{Batt}$  die zugeteilte Leistung der jeweiligen Batterieeinheit repräsentiert.

$$P_{Soll,Batt} = P_{Soll,Gesamt} \cdot \frac{Sortiergröße_{Batt}}{\sum_{Batt \in Batts} Sortiergröße_{Batt}} \quad (57)$$

Dabei wird berücksichtigt, dass eine bereits aktivierte Batterieeinheit die untere Hystereseleistungsgrenze nicht unterschreitet und eine Batterieeinheit erst aktiviert werden kann, wenn die zugeteilte Leistung die obere Hystereseleistungsgrenze überschreiten würde. Sollten die Hysteresebedingungen nicht erfüllt werden, wird der Batterieeinheit eine Leistung von 0 kW zugeordnet und die Batterieeinheit wird ausgeschaltet oder bleibt ausgeschaltet. Sollten die Hysteresebedingungen zum Tragen kommen, wird eine Restleistung entstehen, die durch die proportionale Leistungsverteilung nach der Sortiergröße nicht verteilt werden konnte. Diese Restleistung wird in der anschließenden Restleistungsverteilung symmetrisch auf alle Batterieeinheiten aufgeteilt, welche bereits eine Leistung zugeteilt bekommen haben, aber noch nicht die maximal mögliche Leistung erbringen sollen. Zuletzt wird die bestimmte Leistungszuteilung in ein Übergabefeld geschrieben. Sollte nicht die gesamte Sollleistung verteilt worden sein, wird das

Übergabefeld als Eingabe der nächsten Stufe genutzt, andernfalls entspricht das Übergabefeld dem Ausgabefeld. Jede Stufe des SPDA greift auf die Sortierungs- und Leistungszuteilungsfunktion mit der jeweiligen Sortiervariable aus Tabelle 7.1 zurück.

### 7.1.2 Stufe 1: Kleine Leistungen

Die Priorisierungsstufe 1 für kleine Leistungsanforderungen hat zwei global gültige benutzerdefinierte Optionen. Es kann der maximale Leistungswert gewählt werden, bis zu welchem die Stufe aktiv ist, sowie die Vergrößerung des SOC-Bandes bezogen auf die in Stufe 2 festgelegten SOC-Bänder. Als Beispiel kann der maximale Leistungswert auf 70 kW festgelegt werden, was bedeutet, dass Stufe 1 nur bis zu einer Gesamtleistungsanforderung von 70 kW in Lade- oder Entladerichtung aktiv ist. Sollte die Gesamtleistungsanforderung 70 kW überschreiten, wird in Stufe 1 keine Leistung verteilt und die gesamte Leistungsanforderung wird an die nächste aktive Stufe weitergegeben. Die Erweiterung der SOC-Bänder  $SOC_{Erw}$  ist ein Prozentsatz, der zu den einzelnen SOC-Bändern der Stufen 2a/b/c addiert wird. Die erweiterten SOC-Bänder gelten nur für Stufe 1 und werden für Stufe 2a/b/c nicht verändert. Die Erweiterung dient dazu, einen häufigen Wechsel des Umrichters zu verhindern, wenn die SOC-Werte nah oder an den Grenzen der Stufe 2a/b/c liegen.

Unter realen Bedingungen treten häufig kleine Leistungsanforderungen auf und Stufe 1 kommt häufig zum Einsatz, wenn keine Leistungen von Netzdienstleistungen oder Anwendungen angefordert werden, aber die Transformator- und Umrichterverluste kompensiert werden müssen. In der Regel handelt es sich bei dieser Kompensation um eine kleine Leistungsanforderung in Entladerichtung für die Batterieeinheiten. In Stufe 1 wird zudem nur eine einzelne Batterieeinheit ausgewählt, wenn diese im vorherigen Zeitschritt aktiv war und sich diese innerhalb des erweiterten SOC-Bandes befindet (siehe Formel (58)). Wenn im letzten Berechnungszeitraum mehrere Batterieeinheiten aktiv waren, wird die Batterieeinheit mit der höchsten Ordnungszahl gemäß Tabelle 3.2 und Tabelle 3.3 ausgewählt. In Formel (58) ist diese Bedingung mathematisch dargestellt. Die Sortiervariable  $S1_{Batt}$  wird dabei auf den Wert 100 gesetzt, wenn die zuvor genannten Bedingungen erfüllt sind und die Batterieeinheit die höchste Indexnummer aufweist. Für alle anderen Batterieeinheiten wird die Sortiervariable mit dem Wert 0 befüllt, sodass die Sortierfunktion eine Verteilung der gesamten Leistung auf eine Batterieeinheit vornehmen muss. Zusammen bewirken diese Regeln, dass die zuletzt aktive Batterieeinheit so lange aktiv bleibt, bis eine größere Leistungsanforderung an das BESS gestellt wird. Häufige Wechsel von aktiven Wechselrichtern werden reduziert, was die Reaktionsgeschwindigkeit und den Wirkungsgrad erhöht. Der Wechsel des Umrichtermodus zwischen Standby- und aktivem Modus dauert etwa 2 s und findet nicht statt, wenn der bereits aktive Umrichter verwendet wird [167].

Für die folgende Formel gilt  $Modus_{Batt} = Modus_{Inv}$ , wobei der Umrichter Inv der jeweiligen Batterieeinheit Batt zugeordnet ist.

$$S1_{Batt} = \begin{cases} 100 & \text{für } Batt = \max \left( \left\{ \begin{array}{l} Batt \in Batts \mid Modus_{Batt} = PQ \\ \wedge SOC_{Batt} < SOC_{Band,oben,Batt} + SOC_{Erw} \\ \wedge SOC_{Band,unten,Batt} - SOC_{Erw} < SOC_{Batt} \end{array} \right\} \right) \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (58)$$

### 7.1.3 Stufe 2a: SOC-Band Annäherung

Für die Stufen 2a/b/c ist ein gemeinsames SOC-Band definiert, jedoch können alle Stufen unabhängig voneinander aktiviert oder deaktiviert werden. In Stufe 2a werden nur Batterieeinheiten berücksichtigt, welche sich außerhalb ihres eingestellten SOC-Bandes befinden (vgl. Formel (59)). Es soll somit erreicht werden, dass alle Batterieeinheiten möglichst schnell zurück in das definierte SOC-Band gebracht werden. Als Sortierung bzw. Priorisierung wird der Abstand zum definierten SOC-Band  $\Delta SOC_{Batt}$  mit einer Hysterese des SOC von 5 % ermittelt. Dabei muss, wie in Formel (59) gezeigt ist, zwischen der Ladung und Entladung der Batterieeinheit unterschieden werden. Damit in Formel (59) keine undefinierten Zustände möglich sind, ist für eine Sollleistung  $P_{Soll,Batt}$  von 0 kW der Sortiervariable  $\Delta SOC_{Batt}$  der Wert 0 zugeordnet. Im Realbetrieb kann dieser Zustand nicht auftreten, da bei einer Sollleistung von 0 kW die Leistungsaufteilung nicht aktiviert wird. Die Leistung wird proportional zum Abstand vom jeweiligen SOC-Band verteilt. Solange der Ziel-SOC unterschritten ist, kann die Batterieeinheit geladen werden, sobald der Ziel-SOC überschritten ist, kann die Batterieeinheit entladen werden. Ist die Batterieeinheit innerhalb des Ziel-SOC-Bandes und erfüllt keine Bedingung für Stufe 2a, kann in dieser Stufe keine Leistung verteilt werden. Wenn alle Einheiten, für die die Stufe 2a aktiviert ist, innerhalb des SOC-Zielbandes liegen, tritt die Priorisierungsstufe 2b in Kraft. Stufe 2a basiert auf der Version SPDA V.2022 und ist in [21] zu finden.

$$\begin{aligned} & (SOC_{Band,unten,Batt} > SOC_{Batt}) \vee (SOC_{Batt} > SOC_{Band,oben,Batt}) \Rightarrow \\ \Delta SOC_{Batt} &= \begin{cases} SOC_{Band,unten,Batt} - SOC_{Batt} & \text{für } \overbrace{P_{Soll,Batt} < 0}^{\text{Ladevorgang}} \\ 0 & \text{für } P_{Soll,Batt} = 0 \\ SOC_{Batt} - SOC_{Band,oben,Batt} & \text{für } \overbrace{P_{Soll,Batt} > 0}^{\text{Entladevorgang}} \end{cases} \quad (59) \end{aligned}$$

### 7.1.4 Stufe 2b: Energiedurchsatzausgleich im SOC-Band

In Stufe 2b wird ein Abstand zu den definierten SOC-Grenzen von 5 Prozentpunkten eingeführt. Somit entsteht ein um 10 Prozentpunkte kleineres SOC-Band, in welchem der Energiedurchsatz auf einen vordefinierten Anteil pro Batterieeinheit ausgeglichen werden soll. Unabhängig von der aktuell genutzten Stufe zur Leistungsaufteilung wird jedes Laden oder Entladen der Batterieeinheit als Energiedurchsatz nach Formel (60) gezählt.

$$E_{thru,Batt} = |E_{cha,Batt}| + |E_{dis,Batt}| \quad (60)$$

Der Ausgleich des Energiedurchsatzes wird iterativ mit Abschnitten gleichen Energiedurchsatzes durchgeführt. Dabei werden sowohl der Energiedurchsatz des gesamten BESS als auch der Soll-Energiedurchsatz der einzelnen Batterieeinheiten  $E_{thru,Soll,Batt}$  berücksichtigt. Ein Leistungslimit kann ebenfalls definiert werden, wodurch pro Batterieeinheit nur diese Maximalleistung zum Energiedurchsatzausgleich verwendet werden kann. Als Standardwert für die Maximalleistung ist für M5BAT 285 kW implementiert.

Der Energiedurchsatzausgleich ist erreicht, sobald der kumulierte Energiedurchsatz aller Soll-Energiedurchsätze der Batterieeinheiten erreicht ist. Der Soll-Energiedurchsatz pro Batterieeinheit wird vom Benutzer in kWh festgelegt. Der kumulierte Energiedurchsatz ist die Summe des angestrebten Energiedurchsatzes aller Batterieeinheiten. Der maximale kumulative Energiedurchsatz ist derzeit auf 32.767 kWh begrenzt, was auf der Verwendung von 16-Bit-integer Variablen beruht. Bei Erreichen des kumulierten Energiedurchsatzes wird der Prozess des Energiedurchsatzausgleiches erneut gestartet. Befindet sich eine Batterieeinheit innerhalb des verkleinerten SOC-Bandes, wird aus dem Sollenergieverbrauch der jeweiligen Batterieeinheit  $E_{thru,Soll,Batt}$  und des bereits gemessenen Energiedurchsatzes  $E_{thru,Batt}$  nach Formel (61) der verbleibende Energiedurchsatz bis zum Energiedurchsatzausgleich  $E_{thru,Rest,Batt}$  bestimmt. Dies ist durch einen Energiezähler realisiert, welcher beginnend beim Sollwert bis Null abwärts zählt und somit den verbleibenden Energiedurchsatz direkt angibt. Der verbleibende Energiedurchsatz  $E_{thru,Rest,Batt}$  dient als Sortiergröße für die Sortierung und Leistungszuteilung. Dabei wird eine Hysterese von 35 kWh genutzt, um die Wechsel zwischen den Batterieeinheiten zu verringern.

$$\begin{aligned} (SOC_{Band,unten,Batt} + 5 \% < SOC_{Batt} < SOC_{Band,oben,Batt} - 5 \%) \Rightarrow \\ E_{thru,Rest,Batt} = E_{thru,Soll,Batt} - E_{thru,Batt} \end{aligned} \quad (61)$$

Wenn Batterieeinheiten zur Erfüllung der Netzdienstleistung oder der aktuell gefahrenen Anwendung betrieben werden müssen, der verbleibende Energiedurchsatz dieser Batterie aber bereits null ist, wird ein zweiter Restenergiezähler aktiviert. Der zweite Energiezähler zeigt die nächste Iteration des Energiedurchsatzausgleiches an. Ist eine Iteration des Energiedurchsatzausgleiches abgeschlossen, wird der Energiezähler der zweiten Iteration auf den ersten Zähler der ersten Iteration verschoben und der zweite Zähler wird zurückgesetzt. Auf diese Weise ist der Ausgleich des Energiedurchsatzes auch über einen längeren Zeitraum möglich, einschließlich der Bilanzierung von Randfällen des Batterieanlagenbetriebs zur Erfüllung von Netzdienstleistungen mit bereits erreichten Energiebilanzierungszielen.

Eine Iteration des Energiedurchsatzausgleiches ist beispielhaft in Abbildung 7.4 gezeigt. Bezogen auf Abbildung 7.4 links ist dort kein Energiedurchsatz erfolgt, und der Prozess beginnt. In Abbildung 7.4 mittig haben alle Batterieeinheiten bereits einen Teil des Energiedurchsatzes erreicht, aber einige Batterieeinheiten sind näher an ihrem Ziel als andere. Auf der rechten Seite von Abbildung 7.4 ist der Energiedurchsatzausgleich abgeschlossen.

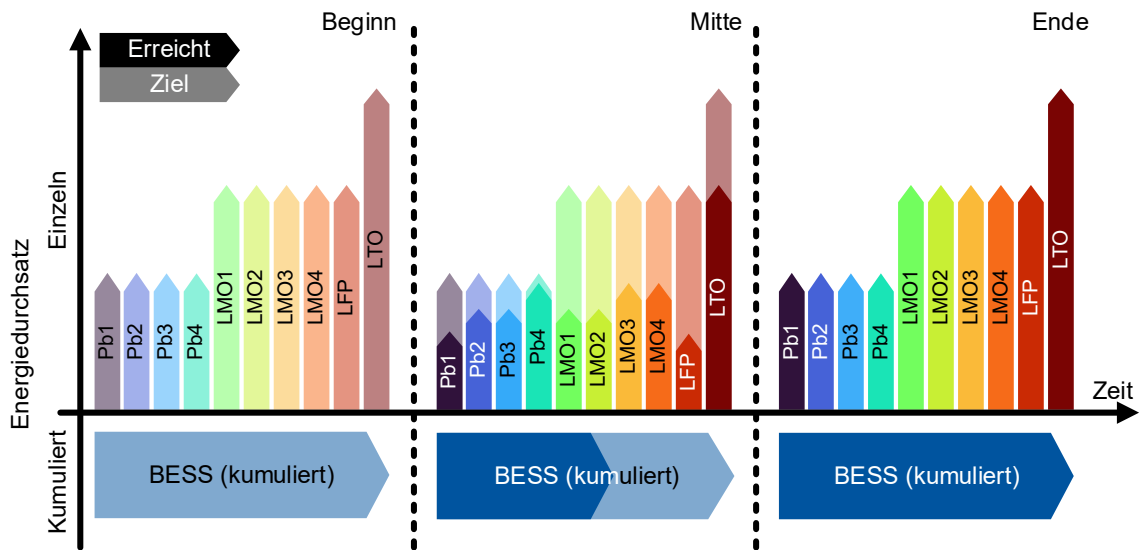


Abbildung 7.4: Schematische Darstellung des Energiedurchsatzausgleichs für einen Zyklus.

Die Differenz zwischen den angestrebten Energiedurchsätzen und den bereits erreichten Energiedurchsätzen ist bei der LFP Batterieeinheit am größten, gefolgt von allen anderen Li-Ionen Batterieeinheiten (Abbildung 7.4 mittig). Daher wird die LFP Batterieeinheit für den nächsten angeforderten Energiedurchsatz bevorzugt. Wenn alle Batterieeinheiten ihren angestrebten Energiedurchsatz erreicht haben, ist die Ausgleichsiteration in Abbildung 7.4 rechts beendet, und der kumulative Energiedurchsatzzähler wird für die nächste Iteration zurückgesetzt. Darüber hinaus kann in dieser Phase nur eine maximale Leistung (285 kW) pro Batterieeinheit verteilt werden, die der Benutzer festlegen kann. Der maximale Leistungswert sollte auf einen Wert eingestellt werden, bei dem das PCS am effizientesten arbeitet. Mit dieser Einstellung lassen sich hohe Wirkungsgrade erzielen. Die Stufe eliminiert die Abhängigkeit des Energiedurchsatzes von der Größe der individuellen SOC-Bänder. Stufe 2b ist eine Erweiterung und Verbesserung der Version SPDA V.2022 und wurde in [33] gezeigt und in den SPDA integriert.

### 7.1.5 Stufe 2c: Randnutzung innerhalb des SOC-Bandes

In Stufe 2c werden nur Einheiten berücksichtigt, die sich innerhalb des bevorzugten SOC-Bandes befinden. Innerhalb des SOC-Bandes werden die Abstände zu den Grenzen des SOC-Bandes als Sortiervariable nach Formel (62) berechnet. Wie auch in Stufe 2a wird die Leistung proportional zur Sortiervariable aus dem Abstand zu den SOC-Band-Grenzen verteilt. Für die Laderichtung wird der Abstand zur oberen SOC-Grenze bestimmt (vgl. Formel (62)) und die Einheiten werden nach dem Abstand mit einer Hysterese von 5 % sortiert. Für die Entladerichtung wird analog die untere SOC-Grenze verwendet (siehe Formel (62)). Damit in Formel (62) keine undefinierten Zustände möglich sind, ist wie auch für Stufe 2a für eine Sollleistung  $P_{Soll,Batt}$  von 0 kW der Sortiervariable  $\Delta SOC_{Batt}$  der Wert 0 zugeordnet. Im Realbetrieb kann dieser Zustand nicht auftreten, da bei einer Sollleistung von 0 kW die Leistungsaufteilung nicht aktiviert wird.

$$\begin{aligned}
 & (SOC_{Band,unten,Batt} < SOC_{Batt} < SOC_{Band,oben,Batt}) \Rightarrow \\
 \Delta SOC_{Batt} = & \begin{cases} SOC_{Band,oben,Batt} - SOC_{Batt} & \text{für } \overbrace{P_{Soll,Batt} < 0}^{\text{Ladevorgang}} \\ 0 & \text{für } P_{Soll,Batt} = 0 \\ SOC_{Batt} - SOC_{Band,unten,Batt} & \text{für } \overbrace{P_{Soll,Batt} > 0}^{\text{Entladevorgang}} \end{cases} \quad (62)
 \end{aligned}$$

Wenn diese Stufe des SPDA V.2023 ohne Stufe 2b genutzt wird, besteht eine Abhängigkeit zwischen der Größe des SOC-Bandes und dem Energiedurchsatz. Batterieeinheiten mit größer definierten SOC-Bändern werden einen größeren Anteil des Energiedurchsatzes liefern. Da bei Nutzung von Stufe 2b dieser Nachteil ausgeglichen wird, können durch diese Stufe alle Batterieeinheiten so lange wie möglich innerhalb der bevorzugten SOC-Bereiche genutzt werden und die Batteriealterung kann somit minimiert werden. Stufe 2c basiert auf der vorhergehenden Version des SPDA und ist in [21] zu finden.

### 7.1.6 Stufe 3: Energiemenge

Die Priorisierungsstufe 3 ist immer aktiv und sortiert die verfügbaren Batterieeinheiten nach den von den BMSen übermittelten Lade- bzw. Entladeprognosen. Wenn nach den Stufen 2a/b/c noch Leistung zu verteilen ist, wird die verbleibende Leistung an die letzte Stufe des Algorithmus weitergeleitet. Die Leistungsprognose für 60 min ( $Prognose_{P,cha}(60 \text{ min})$  oder  $Prognose_{P,dis}(60 \text{ min})$ ) wird als Energie- und Sortiervariable, wie in Formel (63) dargestellt, verwendet. Damit in Formel (63) keine undefinierten Zustände möglich sind, ist wie auch für Stufe 2a und Stufe 2c für eine Sollleistung  $P_{Soll,Batt}$  von 0 kW der Sortiervariable  $E_{Rest,Batt}$  der Wert 0 zugeordnet. Im Realbetrieb kann dieser Zustand nicht auftreten, da bei einer Sollleistung von 0 kW keine Leistungsaufteilung notwendig ist.

$$E_{Rest,Batt} = \begin{cases} Prognose_{P,cha}(60 \text{ min}) & \text{für } \overbrace{P_{Soll,Batt} < 0}^{\text{Ladevorgang}} \\ 0 & \text{für } P_{Soll,Batt} = 0 \\ Prognose_{P,dis}(60 \text{ min}) & \text{für } \overbrace{P_{Soll,Batt} > 0}^{\text{Entladevorgang}} \end{cases} \quad (63)$$

Die Einheiten mit der größten prognostizierten Entladeleistung erhalten Vorrang für Entladungen und die Einheiten mit der größten prognostizierten Ladeleistung werden vorrangig für Ladungen verwendet. Wie zuvor in Stufe 2a/b/c hat der Sortieralgorithmus eine implementierte Hysterese, um zu verhindern, dass das System zwischen mehreren Batterien springt. Die Qualität der Stufe ist abhängig von der Genauigkeit der Prognosen des BMS der Batterieeinheiten. Diese Stufe des Algorithmus ist rechnerisch einfach und verteilt alle verbleibenden Leistungsanforderungen, berücksichtigt aber keine technologiespezifischen Vorteile. Entsprechend werden Batterien mit einem größeren EPR in dieser Stufe bevorzugt und erfahren die meisten Leistungsanforderungen. Durch die Verteilung nach den Leistungsprognosen ist allerdings sichergestellt, dass die Ladung oder Entladung so lange wie möglich aufrechterhalten werden kann und die entsprechende

Dienstleistung so lange wie möglich erbracht werden kann. Stufe 3 basiert auf der vorhergehenden Version des SPDA und ist in [21] zu finden.

## 7.2 Experimenteller Aufbau

Zur Überprüfung der Funktionalität und der verbesserten Effizienz des BESS M5BAT werden zwei Testsets definiert. Mit Ausnahme des Benchmark-Tests werden alle Tests unter realen Betriebsbedingungen durchgeführt. Dazu zählt, dass alle Batterieeinheiten eine Verfügbarkeit von mindestens 99 % erreichen oder übertreffen und M5BAT mit 3 MW in der FCR vermarktet ist. Bei der Erbringung der FCR wird auf die Nutzung der Freiheitsgrade verzichtet. Bei Ladezuständen unter 35 % werden Nachlademaßnahmen mit 250 kW Leistung automatisch ausgeführt, während bei Ladezuständen über 70 % automatisch Entlademaßnahmen mit 250 kW getriggert werden. Über das Nachlademanagement wird zudem preisgetrieben mit ca. 500 kW ein Ladezustand zwischen 50 % und 55 % anvisiert. Jeder Test dauert sieben aufeinanderfolgende Tage an.

Das Testset  $\alpha$  nutzt die in Tabelle 7.2 gelisteten Standardeinstellungen des SPDA V.2023. Da die Funktionalitäten der Stufen 2a und 2c bereits in [21] validiert wurden, sollen durch das Testset  $\alpha$  die Funktionalitäten der Stufen 1 und 2b bestätigt werden. Zudem sollen die Effizienzen und Verluste miteinander verglichen werden. Der erste Testdurchlauf des Testsets  $\alpha$  wurde bereits in [33] publiziert, im Rahmen dieser Arbeit wurde die Anzahl der Testdurchführungen erhöht.

Tabelle 7.2: Einstellungen der Stufen des SPDA V.2023 für den Standardfall (STD).

<b>Batterieeinheit ►</b>	<b>1 – 4</b>	<b>5 – 8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
<b>Priorisierungsstufe ▼</b>				
Stufe 1	SOC Stufe 2 $\pm 10$ %			
Stufe 2 a,b,c	45-70 %	25-60 %	35-70 %	30-70 %
Stufe 3	Immer aktiviert			

Die Einstelloptionen der Hystereseleistungen und Stufe 1 der Tests sind in Tabelle 7.3 aufgelistet. Die genauen Einstellwerte für Stufe 2b werden in den Ergebnissen in Abschnitt 7.3.3 gezeigt und verglichen. Die Option, immer denselben oder unterschiedliche Transformatoren zu bevorzugen, wird nicht eingesetzt.

Tabelle 7.3: Einstellungen für die unterschiedlichen Tests des Testsets  $\alpha$ .

Test	Anzahl	Umrichter Hystereseleistung	Minimalleistung & Stufe 1 Leistung	Stufe 2b aktiv?	Priorisierungsset
X	1	Vollzyklus (Benchmark)			Nicht relevant
1	3	70 – 215 kW	70 kW	Ja	STD
2	3	70 – 215 kW	70 kW	Ja	STD
3	3	70 – 215 kW	70 kW	Nein	STD
4	3	95 – 190 kW	95 kW	Nein	STD

Zur genauen Analyse der Umschalthäufigkeit zwischen Umrichtern und der Effizienzeinflüsse der Umrichterhystereseleistung wurde das Testset  $\beta$  definiert. Wie in Tabelle 7.4 zu sehen ist, wird bei diesem Testset die Umrichterhystereseleistung nach den Auswertungen in Abschnitt 6.3.3 getestet. Die Umrichterminimalleistung und die Leistung für Stufe 1 sind entsprechend dem unteren Grenzwert der Hystereseleistung angepasst. Als Vergleichsmessungen werden als quasi initialer PDA „q-Init“ der alte Standard vor der Entwicklung des SPDA und als symmetrisch nach Leistungsprognose „sym-P“ eine Variante ohne Verwendung der Umrichterhystereseleistung getestet.

Tabelle 7.4: Testset  $\beta$  zur Überprüfung der effizienzorientierten Umrichtersteuerung als Baustein des Leistungsaufteilungsalgorithmus.

Test	Anzahl	Umrichter Hystereseleistung	Minimalleistung & Stufe 1 Leistung
A	1	70 kW – 190 kW	70 kW
B	1	70 kW – 215 kW	70 kW
C	1	95 kW – 215 kW	95 kW
D	1	110 kW – 230 kW	110 kW
E	1	134 kW – 268 kW	134 kW
q-Init	1	70 kW – 190 kW	deaktiviert
sym-P	1	deaktiviert	deaktiviert

## 7.3 Ergebnisse: Funktionalität

In diesem Abschnitt werden durch die Testsets die Funktionalitäten der einzelnen Stufen überprüft. Dabei werden die Umrichterhystereseleistung und die Umrichterumschaltvorgänge zur Bewertung der Stufe 1 herangezogen. Die Einhaltung der SOC-Bänder bestätigt die Funktionalität von Stufen 2a und 2c und somit die Alterungsminimierung. Stufe 2b wird durch die Energieverteilung überprüft, während die Leistungsverteilung sowohl die Funktionalität von Stufe 1 als auch von Stufe 2b bestätigt.

### 7.3.1 Umschaltvorgänge

Die Häufigkeit der Umschaltvorgänge der Umrichter führt zu Verzögerungszeiten und zu Eingriffen des Reglers des BESS M5BAT, da die Ausschaltung der Umrichter schneller als die Einschaltung vollzogen wird. Die Verzögerungszeiten wurden bereits in Kapitel 5 und in

[167] untersucht. Zudem sind im Anhang in Abschnitt A4.3 die Umrichterumschaltvorgänge beschrieben. Die Reduktion der Umschaltvorgänge durch die Nutzung der Stufe 1 des SPDA V.2023 soll gleichmäßigere und zeitlich längere Nutzung einzelner Umrichter erzeugen.

In Abbildung 7.5 sind dazu die wöchentlichen Umrichtereinschaltungen bzw. Umrichteraktivierungen je Test gezeigt. Für die Jahre 2021 bis 2023 sind wöchentliche Mittelwerte berechnet worden. Für die Tests des Testsets  $\alpha$  ist ebenfalls der wöchentliche Mittelwert angegeben, während die Fehlerbalken den Maximal- und Minimalwert anzeigen.

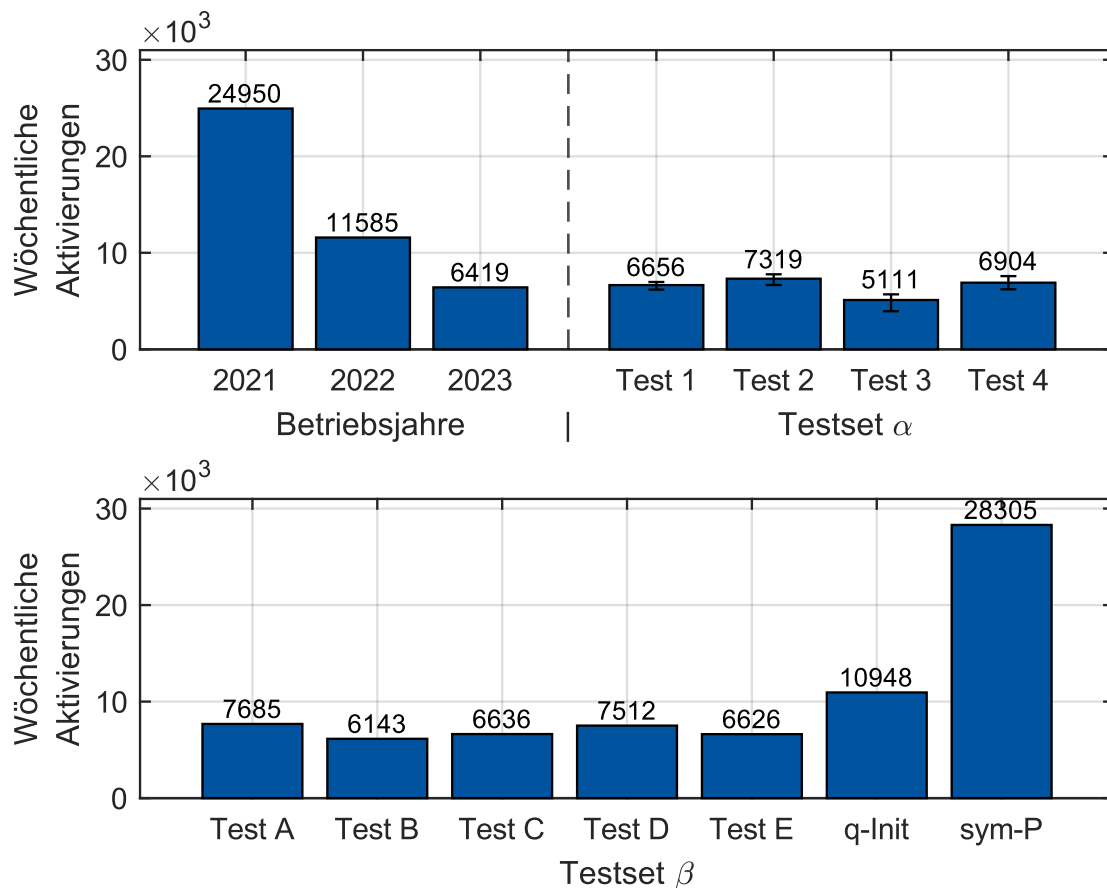


Abbildung 7.5: Einschaltvorgänge der Umrichter pro Woche. Da die Tests 1-4 dreimal ausgeführt wurden, wird der Mittelwert als Balken dargestellt und die Fehlerbalken geben den Minimal- und Maximalwert an.

In Testset  $\alpha$  erfolgen zwischen 4000 und 7500 Umrichtereinschaltungen pro Woche. Damit ist ausgehend vom Jahr 2021 bis ins Jahr 2023 eine Senkung der Aktivierungen um knapp 75 % erfolgt. Das Jahr 2023 zeigt verglichen mit Test „q-Init“ eine Reduktion um ca. 40 %. Auch der Mittelwert der Umrichteraktivierungen aus Testset  $\beta$  (Test A bis Test E) liegt um 36,8 % niedriger als der alte Standard „q-Init“ bei einem Maximum von 44 % in Test B und einem Minimum von 29,8 % in Test A. Von Test „sym-P“ zum Mittelwert der Tests A bis E zeigt sich eine Reduktion um 75,5 %. Durch die Nutzung der Umrichterhystereseleistung konnten die Umrichtereinschaltungen von Test „sym-P“ zu Test „q-Init“ bereits um 61,3 % reduziert werden. Die Einführung einer Umrichterhystereseleistung hat demnach bereits

einen Effekt auf die Umrichtereinschaltvorgänge, aber erst die Stufe 1 des SPDA V.2023 führt zu weiteren Verringerungen der Umrichtereinschaltungen. Somit können das Ziel der häufigen Umrichterwechsel und die Funktionalität von Stufe 1 des SPDA V.2023 als erreicht betrachtet werden.

### 7.3.2 SOC-Bänder

Der SOC bzw. die Zellspannung ist einer der Hauptfaktoren für die kalendarische Batteriealterung. Zur Reduktion der kalendarischen Batteriealterung sollte je nach Zellchemie der Batterie ein entsprechender SOC-Bereich gewählt werden. Im Rahmen des SPDA V.2023 wurden dazu benutzerdefinierbare SOC-Bänder je Batterieeinheit festgelegt. Die Stufen 2a und 2c des SPDA V.2023 dienen der Annäherung an die SOC-Bänder und der vorrangigen Nutzung der Batterieeinheiten innerhalb der spezifizierten SOC-Bänder. In Abbildung 7.6 sind für das Testset  $\alpha$  die eingestellten SOC-Bänder je Batterieeinheit und Test markiert sowie Boxplots je Batterieeinheit und Test aufgeführt.

Die SOC-Bänder für die Bleibatterien sind kleiner und im Mittel bei einem höheren SOC als die der Li-Ionen Batterien. Bei den Li-Ionen Batterien hat die LTO Batterieeinheit das größte SOC-Fenster gefolgt von der LFP Batterieeinheit und den LMO Batterieeinheiten. Deutlich erkennbar in Abbildung 7.6 ist, dass die Boxen aller Batterieeinheiten und Tests innerhalb der SOC-Bänder liegen. Ebenfalls ist häufig ein Großteil der Whisker innerhalb der SOC-Bänder wiederzufinden. Die Boxen repräsentieren dabei jeweils die mittleren 50 % der Werte, während die Whisker sich bis zum 1,5-fachen der Boxgröße je Richtung erstrecken können. Verglichen mit den Analysen zur Verteilung der SOC's im Zeitraum von 2017 bis Mitte 2021 von Jacqué *et al.* [16] sind die SOC-Verteilungen aller Tests im Testset  $\alpha$  geringer gestreut und innerhalb der gewählten SOC-Bänder. Verglichen mit der vorherigen Iteration des SPDA aus [21] behalten die Stufen 2a und 2c des SPDA V.2023 ihre vorhergesehene Funktionalität. Durch die Wahl der SOC-Bänder je Batterieeinheit kann somit die kalendarische Batteriealterung reduziert werden, da alterungsbeschleunigende SOC-Bereiche effektiv vermieden werden können.

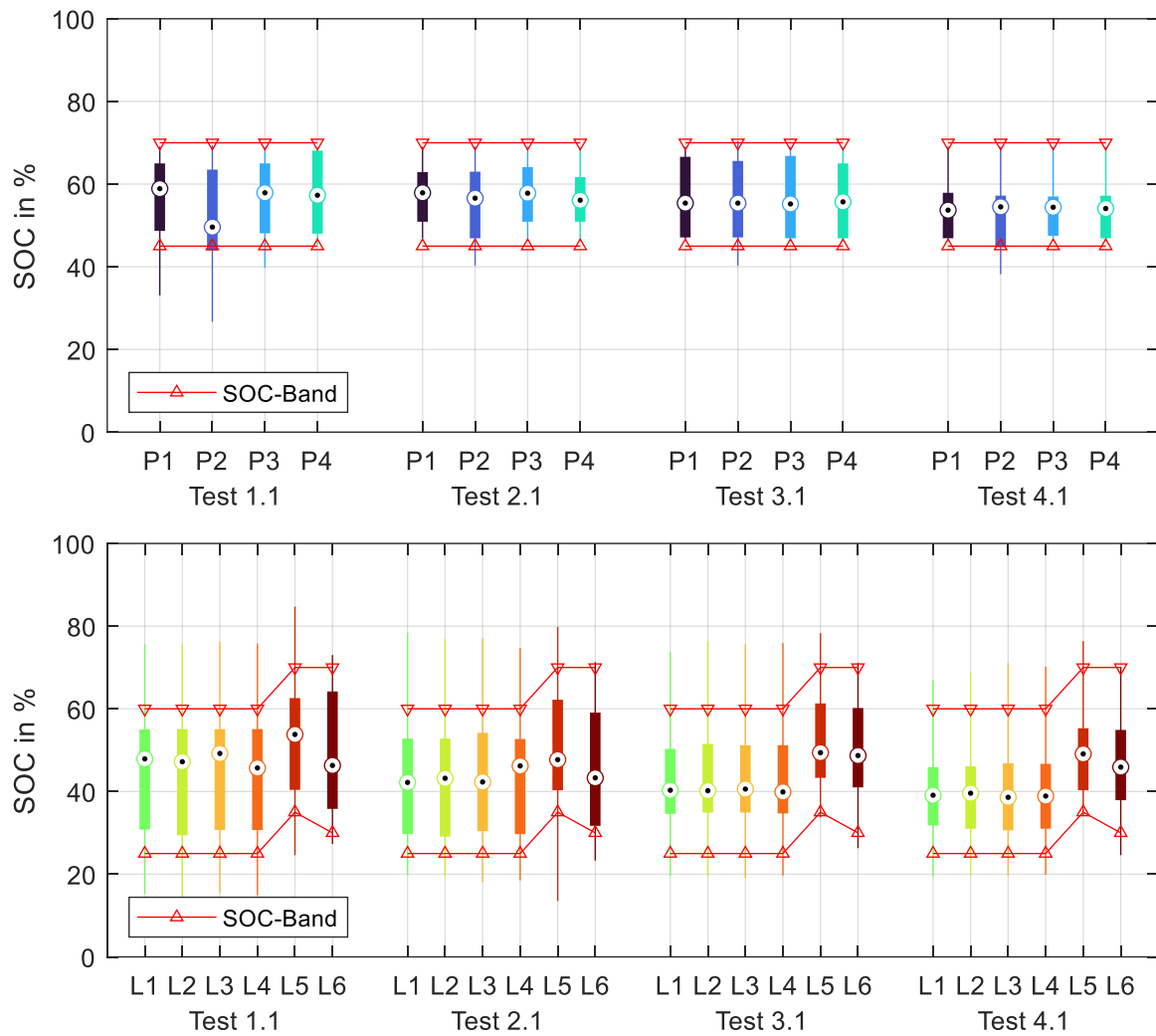


Abbildung 7.6: Verteilungen der SOC-Werte der einzelnen Batterieeinheiten in den jeweiligen Tests des Testsets  $\alpha$  [33, 218]. Die Batterien sind mit den abgekürzten Akronymen nach Tabelle 3.2 und Tabelle 3.3 beschrieben. Hierbei steht P für Bleibatterie und L für Lithium-Ionen-Batterie.

### 7.3.3 Energieverteilung

Die Verteilung der Energiedurchsätze in Abbildung 7.7 wird verwendet zur Darstellung der Effektivität von Stufe 2b des SPDA V.2023. Hierbei werden die ersten Testdurchläufe der Tests (im Anhang A7 als \*.1 bezeichnet) des Testsets  $\alpha$  gezeigt, wobei der Index „M“ für die gemessene Energieverteilung steht und der Index „T“ für die in Stufe 2b definierte Ziel-Energieverteilung. Für die Tests 3 und 4 gibt es entsprechend keine Zielvorgabe der Energieverteilung, da die Stufe 2b hier nicht aktiviert wurde.

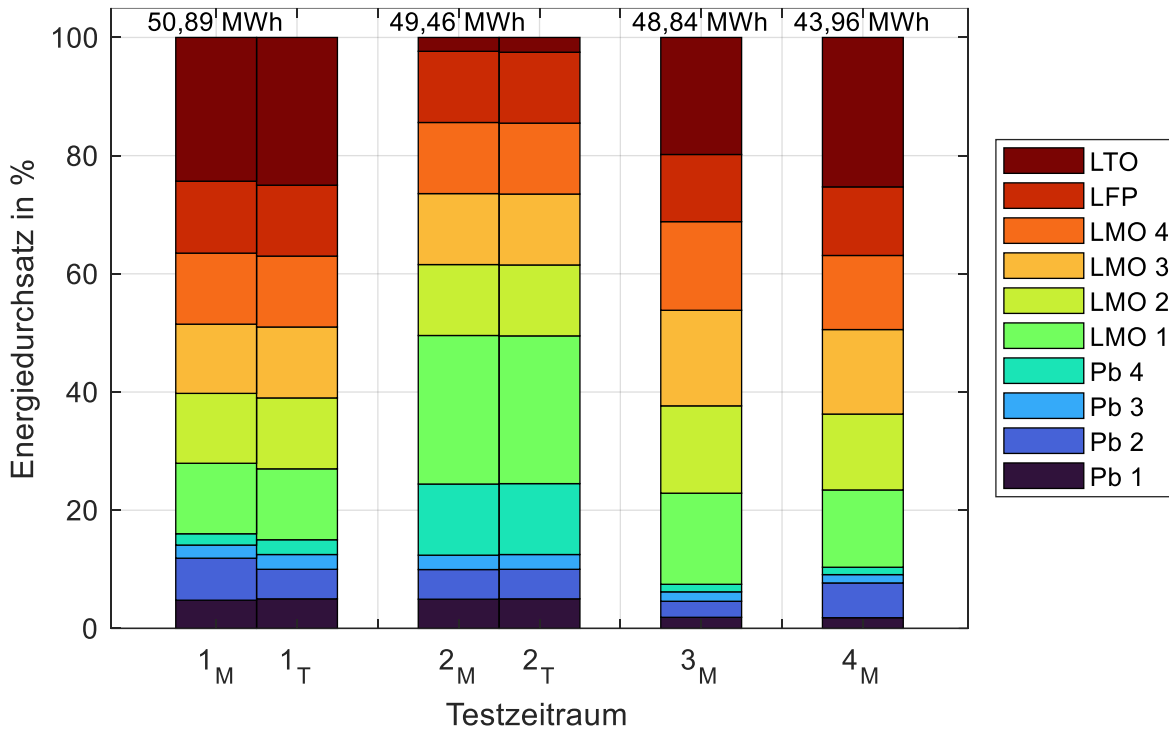


Abbildung 7.7: Verteilung des Energiedurchsatzes der ersten Testdurchführung. Der Index M bezeichnet die gemessenen Energiedurchsätze, während der Index T die Sollverteilung des Tests bezeichnet.

Die Energieverteilung in den Tests 3 und 4 ist somit von den gewählten SOC-Bändern der jeweiligen Batterieeinheiten und den Nennenergien der Batterieeinheiten abhängig [33]. Trotz der geringsten Kapazität erreicht die LTO Batterieeinheit in den Tests 3 und 4 den größten Energiedurchsatz. Dies ist darauf zurückzuführen, dass für die LTO Batterieeinheit das weiteste SOC-Band eingestellt wurde und größere SOC-Bänder direkt zu größeren Energiedurchsätzen führen. In Test 1 und 2 sind die SOC-Bänder unverändert zu Tests 3 und 4 und dennoch sind signifikante Unterschiede in den Energiedurchsätzen ersichtlich. Zwischen Tests 1 und 2 ist ein Tausch der Energiedurchsätze für die Batterieeinheiten LTO, LMO1 und Pb4 zu erkennen, welcher die Funktionalität von Stufe 2b des SPDA V.2023 bestätigen soll. In Test 2 hat die LMO1 Batterieeinheit den Sollwert zugeordnet bekommen, welcher in Test 1 der LTO Batterieeinheit zugeordnet ist. Der Sollwert der LMO1 Batterieeinheit aus Test 1 ist in Test 2 der Pb4 Batterieeinheit zugeordnet und der Sollwert der Pb4 Batterieeinheit aus Test 1 ist in Test 2 der LTO Batterieeinheit zugeordnet. Nach Tabelle 7.3 und den Zielwerten in Abbildung 7.7, ist die geplante Energieverschiebung erreicht worden. Das Ziel für Test 1 in Abbildung 7.7 nicht vollständig getroffen und Batterieeinheit Pb2 hat einen erhöhten Energiedurchsatz, während die LTO Batterieeinheit einen verringerten Energiedurchsatz hat. Grund für dieses Ergebnis ist, dass zur Erbringung der angeforderten Leistungen Batterieeinheit Pb2 häufiger eingesetzt werden musste und der Energiedurchsatzausgleich im Testzeitraum abgeschlossen werden konnte. Die Energieverteilungen der weiteren Testläufe der Tests 1 und 2 sind im Anhang A7 in Abbildung A.20 gezeigt. Dabei ist die Energiedurchsatzverteilung in allen Testdurchläufen nah beieinander. Der Vergleich von Test 2 mit den anderen Tests zeigt, dass Batterieeinheit

Pb4 in Test 2 einen deutlich gesteigerten Energiedurchsatz hat, obwohl das SOC-Band dieser Batterieeinheit dies in allen anderen Tests nicht erlaubt hat. Der umgekehrte Fall gilt für die LTO Batterieeinheit, die in Test 2 einen sehr niedrigen Energiedurchsatz hat, obwohl das SOC-Band in den anderen Tests einen deutlich größeren Energiedurchsatz ermöglichen würde. Diese systematischen Unterschiede, die durch die Einstellungen in Stufe 2b erzeugt werden sollten, belegen, dass die Einstellungsmöglichkeiten in Stufe 2b einen direkten Einfluss auf die Energieverteilung haben. Die Wirksamkeit von Stufe 2b und die Planbarkeit von Energiedurchsätzen wird damit bestätigt.

#### 7.3.4 Leistungsverteilung

Die Leistungsverteilung wird anhand von Test 1 exemplarisch dargestellt und diskutiert. Weitere Auswertungen der Leistungsverteilung können dem Anhang A7 entnommen werden. Zur Bewertung der Funktionalität von Stufe 1 des SPDA V.2023 sind Systemleistungen von  $\leq 70$  kW von Interesse, während für Stufe 2b die Verteilung der Umrichterleistungen zwischen  $70 \text{ kW} \leq |P_{Inv}| \leq 285 \text{ kW}$  von Interesse ist. In Abbildung 7.8 a) ist dazu ein Histogramm der Leistungsverteilung des BESS M5BAT für Test 1 gezeigt. Dabei sind die Umrichterhystereseleistungswerte sowie die Stufe 1 Leistung markiert. In Abbildung 7.8 b) ist die Häufigkeit der aktiven Umrichter für absolute Leistungen  $\leq 70$  kW gezeigt. Dabei ist das Kriterium für einen aktiven Umrichter eine Sollleistung von  $P_{Inv} \neq 0$  kW. Somit werden aktive Umrichter, welche sich im Ausschaltvorgang befinden, nicht mehr als aktiv gewertet. Nach Abbildung 7.8 a) sind 26,12 % der Zeiten des Test 1 BESS Leistungen mit  $|P_{M5BAT}| \leq 70 \text{ kW}$  aufgetreten, von denen 98,88 % dieser Anforderungen mit nur einem Umrichter bedient wurden. Dies bedeutet, dass in ca. 99 % der Fälle die Leistungsverteilung über Stufe 1 wie erwartet erfolgt ist. Da die Messung und Datenverarbeitungscomponenten Verzögerungszeiten aufweisen, können Fälle auftreten, bei denen die Ausschaltung erst verzögert in den Daten nachweisbar ist. Unter Berücksichtigung einer Verzögerung von 1 s ist bereits in 99,84 % der Fälle die Leistungsverteilung über Stufe 1 wie erwartet erfolgt und ab einer Verzögerung von 4 s ist in 100 % der Fälle nur noch ein Umrichter aktiv.

In Abbildung 7.8 c) ist die Leistungsverteilung der Umrichterleistungen aller Umrichter mit  $|P_{Inv}| > 0$  kW dargestellt. Die Umrichterhystereseleistung und die Stufe 1 Leistung sind ebenfalls durch vertikale Linien markiert. Erkennbar sind die Verteilungsspitzen um 0 kW herum, welche die Verlust- und Blindleistungskompensation darstellen. Der größte Anteil der Verteilung mit 70,93 % liegt innerhalb der markierten Leistungswerte. Somit wird zumeist die Grenzleistung aus Stufe 2b des SPDA V.2023 eingehalten. Da die Grenzwerte außerhalb von Stufe 2b gleitender sind und unter bestimmten Bedingungen verletzt werden dürfen, zeigt diese Verteilung dennoch eine Fokussierung auf den gewünschten Leistungsbereich. Im Anhang in Abbildung A.28 ist zudem in Test 4 die Verbreiterung der Stufe 1 Leistung einhergehend mit einer größeren Lücke im Violinenplot zu sehen. Zudem sind in Abbildung 7.8 c) und Abbildung A.28 besonders bei Aktivierung von Stufe 2b (Test 1 und Test 2) an den Grenzleistungen von Stufe 2b erhöhte Häufigkeitswerte wiederzufinden.

Die Umrichterleistungen werden in Stufe 2b somit aktiv an den Grenzwert getrieben, bevor ein weiterer Umrichter genutzt wird.

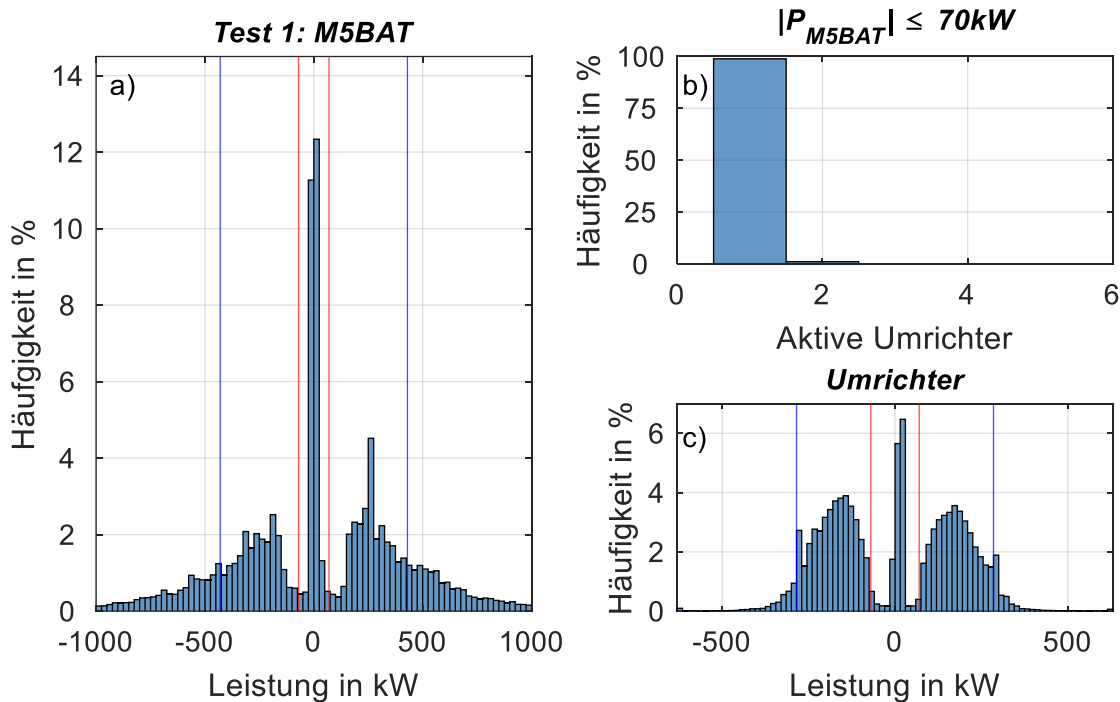


Abbildung 7.8: a): Histogramm der Leistungsanforderung des BESS M5BAT für Test 1. Blaue Linien: doppelte Umrichterhystereseleistung. Rote Linien: Leistung von Stufe 1. b): Histogramm der aktiven Umrichter für eine absolute Leistungsanforderung von  $|P_{M5BAT}| \leq 70 \text{ kW}$ . c): Histogramm der Umrichterleistung aller Umrichter und Markierungen der Leistungsgrenzen von Stufe 1 (rot) und Stufe 2b (blau).

Im Anhang A7 in Abbildung A.29 und Abbildung A.30 sind darüber hinaus Violinenplots der Leistungsverteilung für jeden Test und jede Batterieeinheit gezeigt. Dabei zeigen sich durch die geänderten Einstellungen des SPDA unterschiedliche Verteilungen. Wie bereits zuvor gezeigt, übernimmt die LTO Batterieeinheit in den Tests 1, 3 und 4 des Testsets a trotz des geringen EPR den größten Energiedurchsatzanteil. Da die LTO Batterieeinheit zudem die höchste Ordnungszahl hat, wird die LTO Batterieeinheit bei mehreren aktiven Batterieeinheiten nach Stufe 1 ausgewählt, um kleine Leistungen zu erbringen bzw. die Verlustleistungskompensation durchzuführen. In den Violinenplots von Tests 1, 3 und 4 in Anhang A7 in Abbildung A.29 ist für die LTO-Batterieeinheit daher eine dichtere Verteilung rund um bzw. knapp über 0 kW sichtbar als für alle anderen Batterieeinheiten. Die Verteilungsdichte der LTO Batterieeinheit ist allerdings im Leistungsbereich von ca.  $\pm 200 \text{ kW}$ , in welchem alle anderen Batterieeinheiten die dichteste Verteilung haben, deutlich geringer. Der direkte Einfluss des SPDA auf die Leistungen der einzelnen Batterieeinheiten wird damit deutlich. Eine Ausnahme stellt hier Test „sym-P“ dar, da hier auf die Umrichterhystereseseleistung verzichtet wurde und somit alle Batterieeinheiten mit geringen Leistungen belastet werden.

## 7.4 Ergebnisse: Effizienz

In diesem Abschnitt werden durch die Testsets die Effizienzen der Komponenten und des BESS überprüft. Dabei wird Testset  $\alpha$  für die Bewertung der Effizienz im FCR-Normalbetrieb herangezogen. Testset  $\beta$  wird genutzt, um die Effizienzeinflüsse der Umrichterhysterese im FCR-Normalbetrieb zu untersuchen. Der Einfluss der Auslastung der Komponenten auf die Effizienz wird durch einen Vergleich mit einem zusätzlichen Intraday-Test aus [219] und dem Benchmarktest X aus Abschnitt 6.5 analysiert. Eine zusätzliche Darstellung aller in den Tests gemessenen Effizienzen und der dazugehörigen Messfehlerbereiche des BESS M5BAT und der Komponenten findet sich im Anhang A7 in Abbildung A.23.

### 7.4.1 PDA im FCR-Betrieb

Zur Analyse der Effizienzen und Verluste der Komponenten werden neben dem Testset  $\alpha$  die Effizienzen der Jahre 2021 bis 2023 und der Benchmarktest X herangezogen. Dazu sind in Abbildung 7.9 die BESS-Effizienzen und die Komponentenverluste abgebildet. Die einzelnen Komponenteneffizienzen können im Anhang A7 in Abbildung A.22 eingesehen werden.

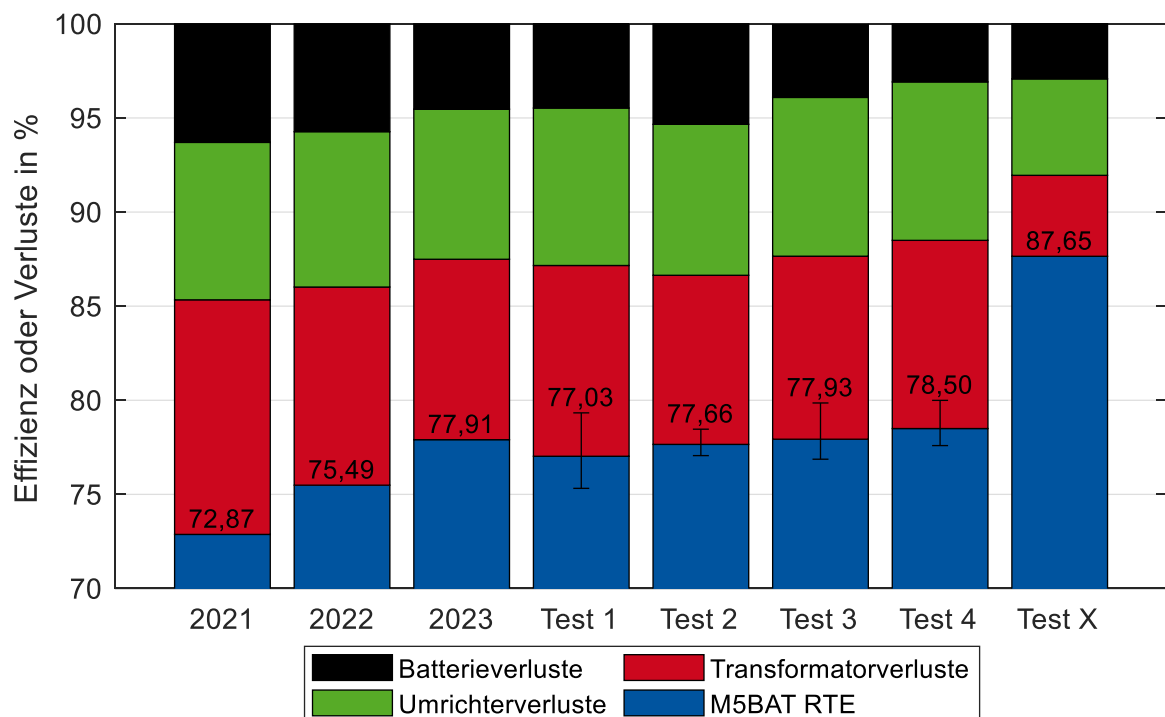


Abbildung 7.9: Effizienzwerte des BESS M5BAT und Verlustwerte der Komponenten als Mittelwerte des Testsets  $\alpha$ . Da die Tests 1-4 dreimal ausgeführt wurden, geben die Fehlerbalken den Minimal- und Maximalwert an.

Die Gesamteffizienz des BESS M5BAT ist in Abbildung 7.9 durch die blauen Balken dargestellt und variiert je nach Test zwischen 73 % und 88 %. Die Fehlerbalken bei Test 1 bis Test 4 geben jeweils den Maximal- und Minimalwert eines Testdurchlaufs an. Der Benchmarktest X (siehe Abschnitt 6.5) zeigt mit knapp 88 % den höchsten Effizienzwert,

welcher als Obergrenze für den Realbetrieb angenommen werden kann. Die vier Tests des Testsets  $\alpha$  liegen im Mittel zwischen 77 % und 78,5 % RTE und im gesamten zwischen 75,5 % und 80 % RTE. Verglichen mit den Werten der Jahre 2021 und 2022 liegen die Mittelwerte aller Tests einige Prozentpunkte darüber. Dies trifft nach Jacqué *et al.* [15] auch auf den Betriebszeitraum von Juni 2017 bis Juni 2021 zu, welcher mit 72,8 % RTE vergleichbar mit 2021 ist [15]. Die RTE im Jahre 2023 zeigt zu den vorherigen Jahren eine weitere Steigerung und erreicht mit 77,9 % das Niveau aus Testset  $\alpha$ . Dies ist damit zu begründen, dass im Ergebnis des Jahres 2023 alle Tests des Testsets  $\alpha$  enthalten sind und der SPDA kontinuierlich verbessert wurde, was in der jährlich steigenden RTE sichtbar wird. Somit wird bestätigt, dass nur durch Softwareanpassungen und -optimierungen am PDA und dem EMS die Wirtschaftlichkeit in Bezug auf die Effizienz des BESS M5BAT verbessert werden konnte.

### 7.4.1.1 Batterien

Die Batterie-RTE liegt zwischen 94,2 % und 97,6 % und kann in Abbildung 7.9 als Verlustwert und als RTE-Wert in Abbildung A.22 eingesehen werden. Die Energiedurchsätze je Batterieeinheit und Test sind im Anhang in Abbildung A.22 gezeigt. Die höchste Batterie-RTE wurde im Test X erreicht, in welchem nur zwei LMO Batterieeinheiten verwendet wurden. Für das Jahr 2023 und die Tests des Testsets  $\alpha$  sind die Differenzen der Batterieverluste bzw. Batterie-RTE innerhalb von 2 %. Erst für die Jahre 2022 und 2021 ist eine geringere Batterie-RTE sichtbar. Die RTE der Batterieeinheiten hat zwei Hauptgründe: Einerseits ist dies die Nutzung der Li-Ionen Batterieeinheiten und andererseits ist dies die Belastung in Form der beobachteten C-Rate der Batterieeinheiten. Da Li-Ionen höhere Effizienzen als Pb-Batterien haben (siehe Abschnitt 2.5.5 und 2.6.2), resultiert eine höhere Nutzung der Li-Ionen Batterieeinheiten automatisch in höheren RTE-Werten der BESS Batterien. Zudem steigt die RTE leicht mit niedrigeren C-Raten, was in leicht höheren Batterieeffizienzen in einigen Tests der Testsets  $\alpha$  und  $\beta$  verglichen mit dem Benchmarktest X sichtbar wird. Dennoch sind nur um wenige Prozentpunkte höhere RTE-Werte der Batterien als der Messwert des Benchmarktests X im Optimalfall zu erwarten. Solange die Pb-Batterieeinheiten im Normalbetrieb allerdings genutzt werden sollen, ist auf Batterieseite eine weitere Verbesserung des RTE nahezu nicht möglich.

### 7.4.1.2 Umrichter

Die Umrichterverluste sind mit 8 % bis 8,5 % im Testset  $\alpha$  fast doppelt so groß wie die Verluste der Batterieeinheiten. Im Test X konnten die Umrichterverluste auf 5,1 % reduziert werden, was durch die Abhängigkeit von Umrichterauslastung zu Effizienz (siehe Abbildung 6.2 und Abbildung 6.6) zu begründen ist. Der Einfluss der Umrichterhysterese wird in Abschnitt 7.4.2 durch Testset  $\beta$  im Detail diskutiert. In Testset  $\alpha$  ist kein Hinweis auf eine Abhängigkeit von Umrichterhysterese zu Umrichtereffizienz gegeben. Eine Erhöhung der Umrichterauslastung führt hingegen direkt zu einer verbesserten Umrichtereffizienz, was

im Normalbetrieb durch die Einführung eines Multi-Use Betriebs oder die intensive Nutzung von BESS am Energiemarkt erreicht werden kann.

#### 7.4.1.3 Transformator

Die Transformatorverluste liegen in Testset  $\alpha$  zwischen 8,9 % und 10,1 %, womit die Transformatoren bei M5BAT die Komponenten mit den größten Verlusten und den niedrigsten Komponenteneffizienzen sind. In den Testreihen des Testsets  $\alpha$  ist zudem eine große Variation zwischen den einzelnen Testdurchführungen verglichen mit den anderen Komponenten zu beobachten (vgl. Abbildung A.22). Im Benchmarktest X konnte die Transformator RTE auf 95,8 % gesteigert und die Verluste entsprechend auf 4,3 % reduziert werden. Nach der Analyse aus Kapitel 6 und den gezeigten Messergebnissen in Abbildung 7.9 ist die Transformatoreffizienz stark durch die Auslastung zu beeinflussen. Wie auch bei den Umrichtern ist durch die Einführung eines Multi-Use Betriebs oder die intensive Nutzung des BESS am Energiemarkt eine Effizienzverbesserung zu erwarten. In Abbildung A.24 ist der beobachtete Zusammenhang zwischen Transformatorauslastung und Transformator-RTE anhand aller Tests gezeigt.

Da ein dynamischer Standbybetrieb bei Transformatoren nicht möglich ist, entstehen dauerhaft Verluste durch die Blindleistungskompensation und die Eisenverluste. Eine Verringerung der Transformatorverluste ist somit bei gleichbleibender Auslastung nur durch eine gleichmäßige Verteilung der Ströme auf alle Transformatoren möglich. Da dies mit niedrigen Wirkungsgraden der Umrichter einhergeht, sollten die Ergebnisse der Analyse aus Kapitel 6 zur Optimierung herangezogen werden.

#### 7.4.2 Einfluss der Umrichterhysterese im FCR-Betrieb

Der Einfluss der Umrichterhysterese auf die Effizienz der Umrichter und des BESS im FCR-Betrieb soll durch Testset  $\beta$  analysiert werden. In Testset  $\beta$  werden sowohl die Umrichterhystereseleistung als auch die Breite des Hysteresebandes variiert.

Die BESS-RTE-Werte und die Komponentenverluste sind je Test des Testsets  $\beta$  in Abbildung 7.10 dargestellt. Die einzelnen Komponenteneffizienzen finden sich im Anhang in Abbildung A.22. Auffällig ist, dass die Batterieverluste bei allen Tests (Test „sym-P“ stellt eine Ausnahme dar) verglichen mit Testset  $\alpha$  auf niedrigerem Niveau liegen, was durch die hauptsächliche Verwendung der LMO Batterieeinheiten zurückzuführen ist. Die aufgetretenen Energieverteilungen in Abbildung A.20 bestätigen dies. Die Umrichtereffizienzen liegen im Mittel um 0,6 Prozentpunkte über dem Niveau, wie in Testset  $\alpha$  beobachtet. Die Transformator-RTE-Werte liegen um 1,2 Prozentpunkte über dem Niveau wie in Testset  $\alpha$ . Die BESS-RTE-Werte liegen somit für alle Tests bei ca. 80 % und im Mittel um 2,7 Prozentpunkte über dem in Testset  $\alpha$  beobachteten Niveau. Test „sym-P“ stellt hier eine Ausnahme dar, da sich sowohl die Leistungs- und Energieverteilungen als auch die Effizienzen von den anderen Tests des Testsets unterscheiden. Die Leistungsverteilung hat bereits eine Verschiebung der Leistungen zu kleinen Leistungen und eine Häufung der Verteilung um 0 kW gezeigt. Durch die Nutzung der Batterieeinheiten

symmetrisch nach der Leistungsprognose wurden alle Batterieeinheiten mit geringen Leistungen beaufschlagt. Durch die Nutzung der Bleibatterien ist die RTE der Batterien bei ca. 95 % und damit niedriger als in den anderen Tests des Testsets  $\beta$ . Auf Umrichterseite zeigt sich in Abbildung 7.10 fast eine Verdopplung der Umrichterverluste. Die Transformatorverluste sind hingegen reduziert im Vergleich mit den anderen durchgeführten Tests. Die RTE des BESS ist um ca. 1,5 % bis 4,3 % niedriger als in den anderen Tests des Testsets  $\beta$ .

Die Einführung einer Umrichterhystereseleistung hat somit einen entscheidenden Einfluss zur Erhöhung der Umrichtereffizienz, wobei ein sinnvoller Bereich zu wählen ist. Verglichen mit den Effizienzen der Jahre 2021 und davor [15] ist bereits die Wahl von geeigneten Werten für die Umrichterhystereseleistung (siehe Abschnitt 6.3.3) erfolgt. Die Optimierung der Umrichterhystereseleistungswerte hat hingegen nur einen geringen Einfluss auf die Umrichter-RTE. Im Testset  $\beta$  sind Steigerungen der Umrichter-RTE um weniger als einen Prozentpunkt erreicht worden.

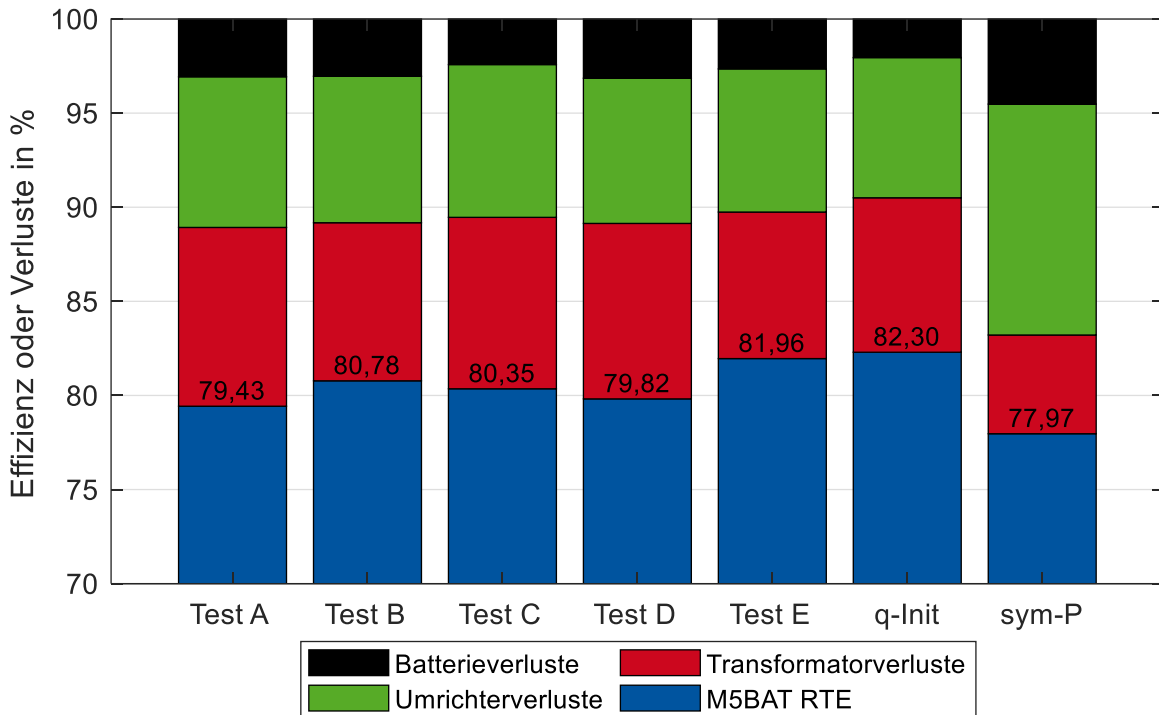


Abbildung 7.10: Effizienzwerte des BESS M5BAT und Verlustwerte der Komponenten des Testsets  $\beta$ .

Zur Bewertung des Einflusses der Umrichterhystereseleistung auf die Einschaltvorgänge der Umrichter ist in Abbildung 7.11 a) ein Streudiagramm gezeigt. Dabei zeigt sich, dass es bei Vernachlässigung des Tests „q-Init“ eine negative Korrelation von -0,79 zwischen der Hysteresebreite und der Einschalthäufigkeit gibt. Jede Verbreiterung des Hysteresebands senkt somit theoretisch die wöchentlichen Einschaltvorgänge um ca. 45,6. Ein breiteres Hystereseband bedeutet, dass der Schwankungsbereich der Leistungen der Umrichter größer werden darf, ohne dass eine Umschaltung notwendig wird. Als Vergleichswert ist die Einschalthäufigkeit aus Test „q-Init“ eingezeichnet. Es zeigt sich, dass die Aktivierung der

Stufe 1 des SPDA V.2023 die Schalthäufigkeit um 36,8 % reduzieren kann, verglichen mit dem Mittelwert der anderen Tests aus Testset  $\beta$ . Die Reduktion der Schalthäufigkeit von Test „q-Init“ zu den anderen gezeigten Tests ist dabei deutlich größer als der Einfluss der Verbreiterung der Hysterese. In Abbildung 7.11 b) ist zur Untersuchung der Effizienzentwicklung nach Abschnitt 6.3.3 ein Streudiagramm zwischen dem Mittelwert der Wirkungsgradifferenz über die Hysteresespannweite  $\Delta\eta$  und der Umrichter-RTE gezeigt. Hier zeigt sich eine starke negative Korrelation von -0,63. Die Differenz der Umrichter-RTE ist hierbei mit maximal 0,51 Prozentpunkten als gering zu bewerten.

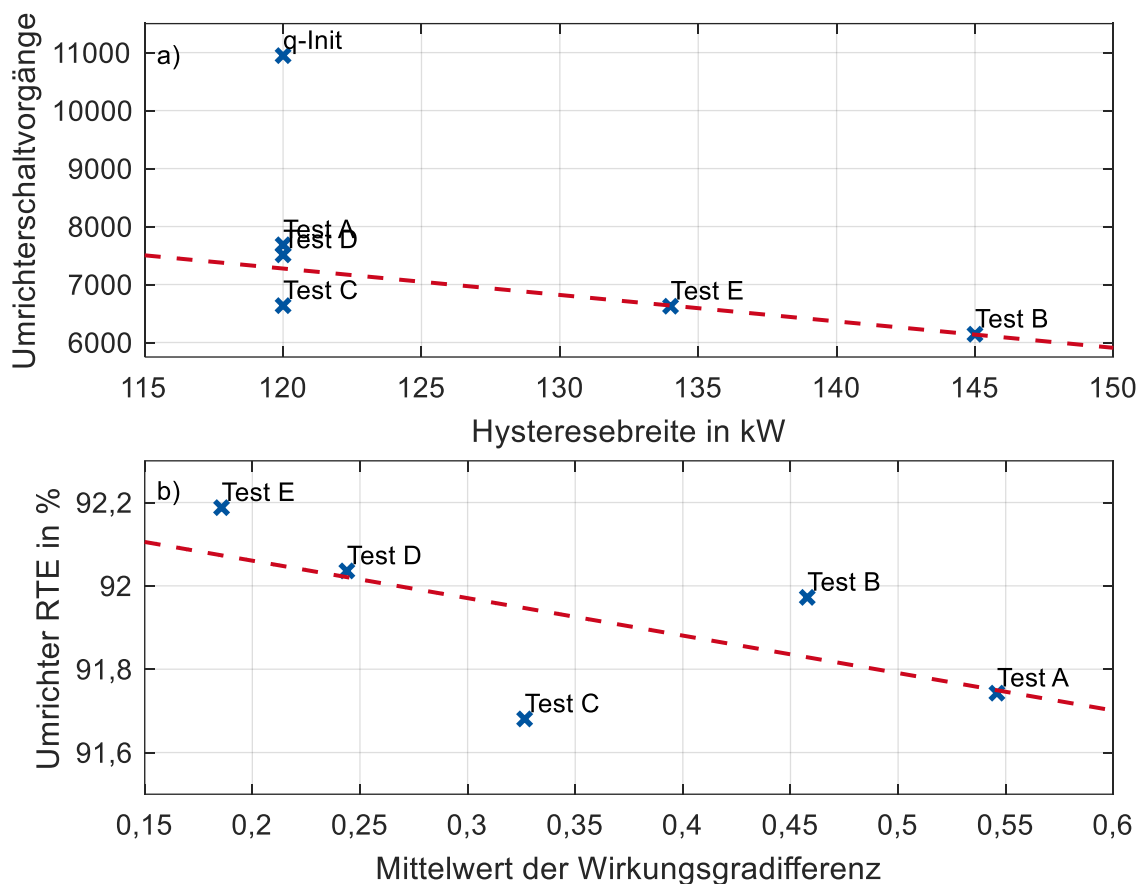


Abbildung 7.11: a): Zusammenhang zwischen Umrichterschaltvorgängen und der Umrichterhysteresebreite. b): Zusammenhang zwischen der RTE der Umrichter und der  $\eta$ -Differenz (siehe Abschnitt 6.3.3.3).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Einstellung der Umrichterhysterese ein Instrument zur Optimierung der RTE eines BESS sein kann. Die erreichten Verbesserungen werden auf Gesamtsystemebene hingegen von den RTE-Schwankungen der anderen Komponenten verdeckt. Nach der in Abschnitt 6.3.3 diskutierten effizienzorientierten Umrichtersteuerung ist jedoch die initiale Einführung der Umrichterhysteresewerte unbedingt notwendig für den effizienten Betrieb eines BESS.

### 7.4.3 Vergleich von FCR zu Intraday-Trading

Durch den Vergleich der Effizienz aus unterschiedlichen Betriebsphasen und Tests wird die Abhängigkeit der Effizienz von BESS und Einzelkomponenten von der Auslastung des BESS analysiert. Neben den Jahren 2022 und 2023, in welchen hauptsächlich FCR-Betrieb stattgefunden hat, werden ein Intraday-Test (LMO ID) und Test X herangezogen. Für den Intraday-Test wurden nur die vier LMO Batterieeinheiten verwendet. Die vollständigen Ergebnisse des LMO ID Tests können in [219] eingesehen werden.

In Abbildung 7.12 sind die gemessenen BESS-RTE-Werte und die Komponentenverluste der Jahre 2022 und 2023, sowie der Tests LMO ID und X dargestellt. Die höchste BESS-RTE ist in Test X vorzufinden, während die BESS-RTE im LMO ID Test 3 Prozentpunkte niedriger ist. Die Effizienzverluste von Test X zu Test LMO ID sind nach Abbildung 7.12 hauptsächlich den Batterieeinheiten zuzuordnen. Die beiden Jahres-RTE-Werte, welche den FCR-Betrieb darstellen, liegen mit Werten über 10 % unterhalb der RTE aus Test LMO ID.

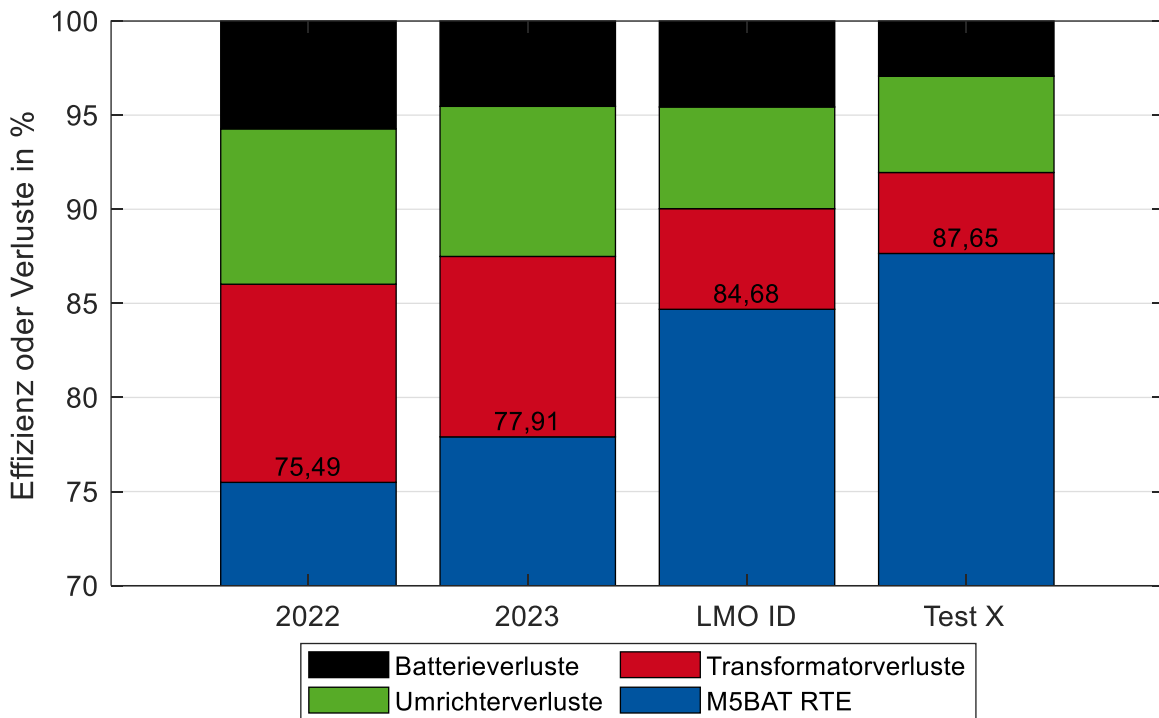


Abbildung 7.12: Effizienzwerte des BESS M5BAT und Verlustwerte der Komponenten der Jahre 2022 und 2023, sowie des Intraday-Trading Tests (LMO ID) und des Tests X [219].

Zur Visualisierung des Zusammenhangs zwischen BESS-Auslastung und RTE ist in Abbildung 7.13 ein Streudiagramm mit einer nach der „non-linear least squares“ Methode gefitteten Exponentialfunktion gezeigt. Dabei sind alle bislang gezeigten Tests mit blauen Kreuzen markiert, während die Jahreswerte und Tests LMO ID und X mit roten Kreuzen und Beschriftungen eingezeichnet sind. Die gestrichelte Linie zeigt eine die angenäherte Fit-Funktion, welche eine Exponentialfunktion darstellt. Anhand der Jahre und Testsets  $\alpha$  und  $\beta$  ist ein linearer Zusammenhang zwischen Auslastung und RTE zu erkennen. Erst durch

das Hinzunehmen der Tests mit Auslastungen oberhalb der 20-Prozent-Marke kann die Annäherung an eine Exponentialfunktion Anwendung finden. Wie in Abbildung 6.7 gezeigt, ist ein exponentiell verlaufender Zusammenhang zu erwarten und wird durch Abbildung 7.13 bestätigt. Verglichen mit Abbildung 6.7 enthält Abbildung 7.13 zusätzlich die Verluste der Batterieeinheiten. Im Anhang A7 in Abbildung A.24 ist zusätzlich der Zusammenhang zwischen Transformator-RTE und Auslastung dargestellt.

Die Erhöhung der Auslastung eines BESS stellt einen wesentlichen Hebel zur Verbesserung der BESS-Effizienz dar. Um den steilen Ast aus Abbildung 7.13 zu verlassen und in den Bereich quasi konstanter Effizienz zu gelangen, sollte die Auslastung die 10-Prozent-Marke überschreiten. Durch die Nutzung des BESS im Single-Use-Betrieb für FCR ist dies nicht bzw. kaum zu erreichen. Durch die Einführung des Multi-Use-Betriebs können nicht nur die Einnahmekanäle erweitert werden, sondern auch die Auslastungen gesteigert werden.

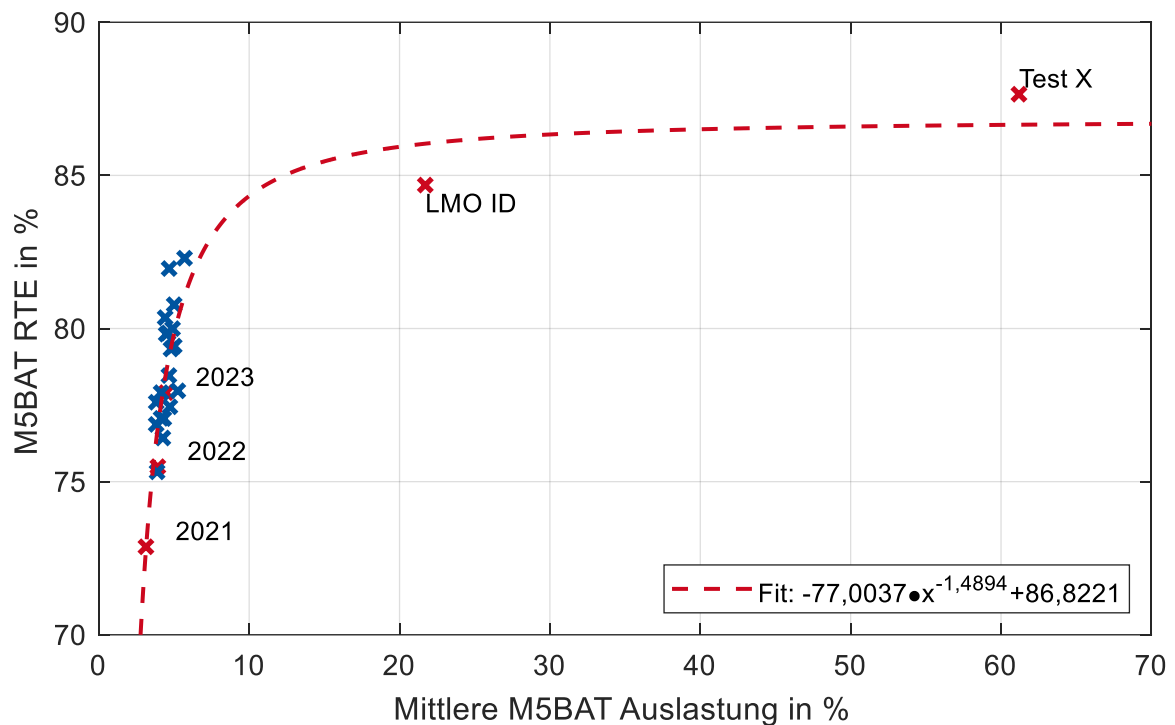


Abbildung 7.13: Zusammenhang zwischen Auslastung und RTE des BESS M5BAT.

## 7.5 Fazit und Diskussion des Leistungsaufteilungsalgorithmus

Durch die fortlaufende Entwicklung des M5BAT EMS und den kontinuierlichen Betrieb ergeben sich Limitationen der Ergebnisse des Leistungsaufteilungsalgorithmus.

### Limitationen:

Die Testsets  $\alpha$  und  $\beta$  basieren auf sieben aufeinanderfolgenden Tagen des regulären FCR-Betriebs. Da die Frequenzverläufe der unterschiedlichen Wochen nicht identisch sind, ist die zu erbringende FCR-Leistung ebenfalls unterschiedlich. Dies betrifft sowohl den Energiedurchsatz und somit die Auslastung als auch die Frequenzextrema und Frequenzverteilungen. Im Anhang in Abbildung A.31 sind die Frequenzverteilungen der Tests gezeigt. Dennoch gibt es eine wöchentliche und tägliche Saisonalität der

Frequenzverläufe, welche in den Testzeiträumen abgebildet wird, wodurch eine Vergleichbarkeit der Tests bzw. Wochen besteht [188, 220–222].

Des Weiteren wird das EMS des BESS M5BAT laufend aktualisiert und verbessert. Dabei werden Fehler beseitigt und Verbesserungen vorgenommen, welche Einfluss auf das Betriebsverhalten haben können. Beispielsweise hat die laufende Anpassung und Verbesserung des Nachlademanagements die Energiemengen und damit die Auslastung des BESS beeinflusst. Weitere Änderungen am Code des EMS und deren Einflüsse auf das Betriebsverhalten sind bislang nicht bekannt.

Zudem sind der PDA und das EMS von übermittelten Parametern und Daten der BMS der Batterieeinheiten abhängig. Durch die laufende Änderung des SOH der Batterien verändert sich die verfügbare Batteriekapazität, wodurch bei zeitlich später durchgeführten Tests eine geringere nutzbare Kapazität vorhanden ist. Daneben gibt es Toleranzen und erlaubte Fehler der SOC-Schätzung der BMS. Diese stellen unbekannte Fehler dar, verlieren jedoch an Einfluss, je länger die Testzeiträume sind, unter der Annahme, dass die Fehler sich wie Rauschen verhalten.

### **Diskussion:**

Die zu Beginn dieses Kapitels gestellten Forschungsfragen zum Leistungsaufteilungsalgorithmus, dessen Vorteilen im Betrieb und dessen Einfluss auf die Systemeffizienz und die Batteriealterung können am Beispiel der gezeigten Ergebnisse des BESS M5BAT beantwortet werden.

Die gezeigte Senkung der Umschaltvorgänge um ca. 40 % zwischen den Umrichtern ermöglicht einen konstanteren Betrieb der einzelnen Batterieeinheiten. Dies führt zu einem stabileren Leistungssignal am Netzanschlusspunkt und weniger Reglereingriffen, hat allerdings den Nachteil von erhöhten Zyklentiefen der Batterieeinheiten. Des Weiteren ist die Energieverteilung benutzerdefiniert einstellbar, wodurch unabhängig vom EPR der Batterieeinheiten zyklenstabile Batterietechnologien stärker belastet werden können. Batteriespezifische Vorteile der Zyklens stabilität werden aktiv genutzt und zyklenschwächere Batterietechnologien können geschont werden und so die Gesamtlebensdauer des BESS erhöhen. Durch die Festlegung der technologiespezifischen SOC-Bereiche, welche größtenteils eingehalten wurden, werden batteriespezifische Alterungseigenschaften im Betrieb berücksichtigt. Die Lebensdauer aller Batterien kann erhöht werden, wodurch die Wirtschaftlichkeit verbessert wird. Hierbei ist anzumerken, dass dies nur möglich ist, wenn Batterietechnologien mit unterschiedlichen alterungsminimierenden SOC-Bereichen verbaut sind. Zuletzt konnte durch die Implementierung des effizienzorientierten Umrichterbetriebs und der Einstellung effizienzoptimaler Leistungsbereiche im Rahmen des PDA die Systemeffizienz des BESS M5BAT auf über 80 % kontinuierlich gesteigert werden, bei weiterhin bestehendem Teillastbetrieb durch FCR.

Bezogen auf homogene, aber modulare BESS gibt es den genannten Vorteil der alterungsminimierenden SOC-Bänder nicht, da alle Batterieeinheiten dieselben SOC-Bänder aufweisen müssten. Dennoch sorgt der effizienzorientierte Umrichterbetrieb für

mögliche Steigerungen der Systemeffizienz. Zu Testzwecken könnten zwei baugleiche Batterieeinheiten auch sehr unterschiedlich betrieben werden, um so reale Einflussfaktoren auf die Alterung besser bewerten zu können. Andere heterogene BESS mit z. B. zwei Batterietechnologien (Kombination aus Hochenergie- und Hochleistungsbatterie), wie von Thien *et al.* [183] und Wicke und Bocklisch [34] gezeigt, könnten durch den PDA die Vorteile der unterschiedlichen Technologien im Realbetrieb nutzen und homogene BESS in deren Wirtschaftlichkeit übertreffen.

### **Fazit:**

Aus den Ergebnissen der Effizienz lässt sich festhalten, dass die Auslastung des BESS ein relevanter Einflussfaktor auf die Effizienz ist. Daher sind Maßnahmen, die die Auslastung erhöhen, automatisch effizienzsteigernde Maßnahmen. Dennoch konnten durch die systematische Einführung und Testung des PDA Effizienzsteigerungen bis an die 80-Prozent-Marke der RTE im FCR-Betrieb an M5BAT erreicht werden. Ein Multi-Use-Betrieb, bei welchem mehrere Anwendungen bedient werden und mehrere Einnahmeströme generiert werden können, sollte das Ziel eines BESS-Betreibers sein.

Durch den SPDA konnten zudem weitere betriebliche Vorteile erreicht werden. Für heterogene und modulare BESS kann der SPDA die technologiespezifischen Eigenschaften wie das Alterungsverhalten nutzen. Eine verringerte Einschalthäufigkeit der Umrichter konnte gezeigt werden und führt zu längeren Aktivierungsphasen und geringeren Reaktionszeiten. Die SOC-Bereiche können batteriespezifisch ausgewählt werden und werden durch den SPDA eingehalten. Dadurch erfahren die Batterieeinheiten weniger Stress und folglich werden eine geringere Batteriealterung und eine längere Lebensdauer erreicht. Zudem ist in den „bevorzugten“ Spannungsbereichen, erreicht durch die SOC-Bänder, mit weniger batteriebedingten Fehlerereignissen und somit mit weniger Ausfallzeiten zu rechnen. Die vordefinierten Energiedurchsätze ermöglichen es, die zyklisch stabileren Batterietechnologien stärker zu nutzen und die weniger zyklisch stabilen Batterien als „Backup“ vorzuhalten.

Zusammenfassend bietet der am BESS M5BAT entwickelte und getestete SPDA betriebliche Verbesserungen für hybride, heterogene und modulare BESS in Bezug auf die Batteriealterung, Umrichternutzung und Round-Trip-Effizienz. Besonders bei Anwendungen mit einem hohen Anteil an Teillastbetriebsphasen (z. B. FCR) kann der SPDA den BESS besser ausnutzen.



## 8 Schlussfolgerung & Ausblick

Die Schlussfolgerungen aller Kapitel aus den Untersuchungen des BESS M5BAT fließen in die „Lessons Learned“ ein und Übertragbarkeiten auf andere BESS werden herausgestellt. In den „Lessons Learned“ wird dabei auf die Beschreibung des BESS M5BAT aus Kapitel 3 eingegangen. Des Weiteren werden die Diskussion der Zustands- und Fehleranalyse aus Abschnitt 4.5, das Fazit der Reaktionsgeschwindigkeitsbestimmung aus Abschnitt 5.4, die Diskussion der Effizienzbestimmung des BESS M5BAT aus Abschnitt 6.6 und die Diskussion und das Fazit des entwickelten Leistungsaufteilungsalgorithmus aus Abschnitt 7.5 aufgegriffen und eingeordnet. Zuletzt wird ein Ausblick gegeben, welcher sich sowohl auf M5BAT als auch auf die Entwicklung von BESS insgesamt bezieht.

### 8.1 Lessons Learned

#### **BESS allgemein / M5BAT**

Die Vorstellung des Aufbaus, des Energiewandlungssystems, der Batterieeinheiten, der Mess- und Steuerungstechnik, des Datenloggings und des Betriebs des BESS M5BAT gibt Einblicke in die Besonderheiten des BESS M5BAT, aber auch Informationen zur Realisierung eines BESS (siehe Kapitel 3). Aus Sicht der Forschung ist das Datenlogging für die späteren Analysen von herausragender Bedeutung, weshalb alle verfügbaren Informationen laufend aufgezeichnet werden. Für ein BESS außerhalb der Forschungslandschaft sollte dennoch ein systematisches und hochverfügbares Datenlogging implementiert werden, da die Daten essenziell für die Fehlersuche und das Verständnis der Batterien sind. Zudem ermöglichen die gesammelten Daten die Weiterentwicklung von BESS und die Entwicklung von datengetriebenen Simulationen / digitalen Zwillingen, welche z. B. für die Optimierung der Vermarktung genutzt werden können.

#### **Zustandsüberwachung und Fehleranalyse**

Die Verfügbarkeitsanalyse der Batterieeinheiten des BESS M5BAT hat gezeigt, dass es zwischen den Batterieeinheiten deutliche Unterschiede in deren betrieblicher Verfügbarkeit gibt (siehe Kapitel 4). Dabei zeigt sich eine Variation zwischen den unterschiedlichen Batterieeinheiten der Hersteller. Durch die Fehleranalysen ist allerdings auch deutlich geworden, dass durch Softwareanpassungen einige Fehler behebbar sind und die Verfügbarkeit entsprechend positiv beeinflusst haben. Die Ausfallursachen der Bleibatterien des BESS M5BAT liegen bei der benötigten Peripherie, gerissenen Spannungsgrenzwerten und Problemen des BMS. Die gerissenen Spannungsgrenzwerte können als Resultat des

BMS, welches den aktuellen Batteriezustand in Bezug auf den SOH und SOC nicht korrekt wiedergibt, gesehen werden. Die Lösung ist hier die Verbesserung und Weiterentwicklung des BMS. Die Peripherie der Batterien kann durch präventive Instandhaltung oder andere Komponenten verbessert werden. Bei den Lithium-Ionen-Batterien des BESS M5BAT sind nahezu alle Ausfälle auf das BMS samt Sensorik zurückzuführen. Die Hauptprobleme des BMS sind dabei gerissene Spannungsgrenzwerte sowie die Kommunikation zwischen BMS, Rack-BMS und Modul-BMS oder CSC. Standardisierte Kommunikationsprotokolle und Schnittstellen können zu Verbesserungen der Fehlersuche und Reparatur führen. Zur Feststellung der nutzbaren Kapazität oder nutzbaren Energie sind regelmäßige Vollzyklen der einzelnen Batterieeinheiten sinnvoll. Am Beispiel von M5BAT ist deutlich geworden, dass sich die nutzbare Energie aus unterschiedlichen Gründen laufend ändert, diese aber für die Vermarktung des BESS eine relevante Kenngröße darstellt. Die BMS der Batterieeinheiten geben mit dem SOH, der bei den Batterieeinheiten des BESS M5BAT häufig fehlerhaft ist, keinen adäquaten Indikator für die nutzbare Energie. Bei vorhandenen Zellmessungen sind qOCV-Messungen für LIB zu empfehlen, wodurch die Zelldifferenzen innerhalb der Batterieeinheiten aufgedeckt werden können. Bei der LFP und der LTO Batterieeinheit des BESS M5BAT ist hierdurch der unzureichende Balancingzustand aufgedeckt worden. Durch die flache OCV-Kurve von LFP-Batterien und das somit komplexere Balancing ist anzunehmen, dass auch bei anderen LFP basierten BESS, welche keine regelmäßigen Pausenzeiten im Vollladezustand haben, das gezeigte Balancingproblem auftreten kann. Auf BMS-Herstellerseite sind hierfür geeignete Methoden und Algorithmen zu implementieren, um das Balancing zu verbessern. Die Implementierung eines zusätzlichen Kennwertes des „State of Balancing“ könnte eine Möglichkeit sein, dem Anwender Informationen über die Notwendigkeit einer Wartung, die Einordnung des SOH und folglich die genauere Bestimmung der nutzbaren Energie zu übergeben. Des Weiteren sollten im EMS Kennwerte der nutzbaren Energie für die Vermarktung implementiert werden, um das Risiko einer „Übervermarktung“ zu minimieren.

Die festgestellten Fehlerquellen sind auf andere BESS, zu M5BAT vergleichbaren Alters, übertragbar, da die in M5BAT eingesetzten Batterieeinheiten über den freien Markt beschafft wurden und mit Ausnahme des Datenloggings nicht speziell für M5BAT angepasst wurden.

### **Reaktionsgeschwindigkeit**

Es ist bekannt, dass BESS schnell genug sind, um Netzdienstleistungen wie FCR zu erbringen, und die Erbringung von FCR bereits für BESS in Deutschland verbreitet ist. Durch die Veränderungen des Netzes, des Energiebedarfs und der Energieerzeugung werden sich die benötigten Netzdienstleistungen in Zukunft verändern. In anderen Märkten sind bereits schnellere Marktprodukte wie FFR, FR oder synthetische Trägheit verfügbar. Die Messungen am BESS M5BAT haben gezeigt, dass Messung und Datenverarbeitung sowie die Umrichter die größten Verzögerungszeiten aufweisen (siehe Kapitel 5). Im Normalbetrieb von M5BAT sind Verzögerungszeiten von ca. 1 s erreichbar, es ist aber mit einem optimierten EMS möglich, die Verzögerungszeiten auf wenige 100 ms zu senken. Zur Erbringung von beispielsweise synthetischer Trägheit sind die Umrichter älterer

Generationen (wie in M5BAT vorhanden) allerdings ungeeignet. Erst mit netzbildenden Umrichtern und dort integrierter Regelungsalgorithmik sind netzbildende Dienstleistungen und synthetische Trägheit möglich.

Für den BESS Normalbetrieb wie beispielsweise den Energiehandel oder den FCR-Betrieb sind die bestimmten Verzögerungszeiten abseits von M5BAT anwendbar. Hingegen sind für modernere BESS mit neuen oder netzbildenden Umrichtern die Reaktionsgeschwindigkeiten, welche an M5BAT ermittelt wurden, nicht mehr gültig und können unterschritten werden.

### **Effizienz**

Im Rahmen der Untersuchung am BESS M5BAT ist deutlich geworden, dass die Effizienz eines BESS abhängig von verwendeten Komponenten und der Auslastung der Komponenten ist (siehe Kapitel 6). Zusätzlich haben technische Anschlussbedingungen wie z. B. die Blindleistungskompensation einen Einfluss auf die Effizienz. Die gezeigten Effizienzbereiche des PCS können durch andere Komponenten übertroffen werden. Als Beispiel wurden dazu Transformatorkennwerte nach DIN EN 50588 gezeigt. Die gezeigten langjährigen Effizienzwerte für die unterschiedlichen Batterieeinheiten des BESS M5BAT lassen sich als Richtwerte auf andere BESS übertragen. Die Bleibatterien des BESS M5BAT performen mit 80 % bis 90 % RTE schlechter als LIB. Bei LIB des BESS M5BAT erreichen die LFP und LTO Batterieeinheiten mit einer RTE von 95 % bis 96 % etwas niedrigere RTE-Werte als LMO Batterieeinheiten, welche 97 % bis 98 % erreichen. Ein reiner LIB BESS wird um wenige Prozentpunkte verbesserte Effizienzen aufweisen als für M5BAT gezeigt. Transformatoren, die einen Großteil der Effizienzverluste von BESS ausmachen, sind nach DIN EN 50588 in neueren Ausführungen besonders im Teillastbereich effizienter als die in M5BAT verbauten Transformatoren und tragen damit automatisch zu Effizienzsteigerungen von neuen BESS im Vergleich zu M5BAT bei. Bei modularen BESS ist eine effiziente Umrichtersteuerung zu integrieren. Die im Rahmen dieser Arbeit gezeigte effizienzorientierte Umrichtersteuerung ist eine nutzbare Variante und in anderen BESS einsetzbar. Somit sollte ein BESS einen Bereich von 80 % RTE erreichen. Der Benchmarktest und der Intraday Trading Test des BESS M5BAT geben neben dem FCR-Betrieb Grenz- und Vergleichswerte von M5BAT an, welche von anderen BESS übertroffen werden könnten. Bei einem anderen Layout, einem DC-Bus Ansatz, der Kombination von Umrichtern mit kleinerer und größerer Leistung oder dem Ersatz von Umrichtern durch MMCs können die gezeigten Effizienzen abweichen und neue Tests sind durchzuführen.

### **Energiemanagementsystem und Leistungsaufteilungsalgorithmus**

Der im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Leistungsaufteilungsalgorithmus ist speziell für den BESS M5BAT entwickelt und dort getestet worden (siehe Kapitel 7). Als Teil des EMS hat der SPDA Einfluss auf die Effizienz des BESS, die Nutzungshäufigkeit der Batterieeinheiten, den Energiedurchsatz der Batterieeinheiten, die SOCs der Batterieeinheiten und die Belastung der Batterien in Form von Leistungsanforderungen. Dennoch sind Teile des Algorithmus auf andere hybride oder modulare BESS übertragbar. Erst durch den SPDA sind unterschiedliche Batterietechnologien in ihren Vorteilen nutzbar

und unterschiedliche EPR der Batterieeinheiten spielen keine Rolle in deren Energiedurchsatz oder Nutzungshäufigkeit. Auch die Alterung von Batterien kann positiv beeinflusst werden, wenn es unterschiedliche verbaute Batterietechnologien gibt.

Der gesamte Algorithmus ist regelbasiert und somit rechentechnisch einfach und stabil. Da keine Optimierungsfunktion dahintersteht, liefert der Algorithmus zumeist kein optimales Ergebnis und lässt Raum für Verbesserungen. Dennoch konnte durch den SPDA gezeigt werden, wie die Vorteile eines hybriden BESS nur durch Softwareanpassungen genutzt werden können und wie die Effizienz gesteigert werden kann.

### 8.2 Ausblick

Mit Blick auf die Verfügbarkeit, Effizienz und Steuerung des BESS M5BAT konnten bereits viele Erkenntnisse erlangt werden und der Betrieb konnte kontinuierlich verbessert werden. Dennoch sind weitere Entwicklungen für M5BAT und andere BESS notwendig.

Die gezeigten Probleme des Balancings einzelner Batterieeinheiten des BESS M5BAT, sowie daraus resultierend die SOC-Schätzung und die Leistungsprognosen, sind von den Herstellern zu verbessern. Alternativ können Systemintegratoren eigene Batteriepacks bauen, um diese Probleme zu lösen. Aufgrund der Herstellerabhängigkeit sind die Probleme bei M5BAT nur durch experimentelle Methoden oder neue Batterieeinheiten lösbar.

Die Steigerung der Auslastung von BESS führt nach dem SPDA zu Steigerungen der Effizienz, welche durch die Umsetzung des Multi-Use Betriebs erreicht werden kann. Im Multi-Use Betrieb werden die Einnahmen durch mehrere Anwendungen gesteigert, und die Auslastung führt zu verringerten Energieverlusten und somit zur weiteren Steigerung der Wirtschaftlichkeit. Ein Multi-Use Betrieb sollte somit bei M5BAT und anderen BESS angestrebt werden.

Aus den gesammelten Betriebsdaten des BESS M5BAT ergibt sich die Möglichkeit der Entwicklung eines datengetriebenen digitalen Zwillings. Diese Modellentwicklung kann am Beispiel von M5BAT validiert werden und den Einsatz von M5BAT verbessern. Durch den Rolling-Horizon Ansatz kann der Intraday Handel laufend modelliert und optimiert werden. M5BAT bietet hier ein Beispiel für die Umsetzung der Modellierung und der Validierung, die entwickelte Methodik kann auch mit Eingangsdaten anderer BESS dort für die entsprechende Nutzung eines digitalen Zwillings genutzt werden.

BESS stellen aufgrund der Bandbreite an möglichen Anwendungen und der bereitgestellten Flexibilität einen wichtigen Baustein für die Energiewende dar. Durch den Produktiveinsatz, betriebliche Einblicke, Performancetests und die Veröffentlichung von Realdaten, werden BESS kontinuierlich erprobt und können das Vertrauen und die Akzeptanz der Technologie steigern. Weiterentwicklungen auf Hard- und Softwareseite von BESS führen zu Kostensenkungen, verbesserter Ausnutzung und erhöhter Zuverlässigkeit der BESS. Der eingeschlagene Pfad der Nutzung und dem Bau von BESS sollte in Zukunft beibehalten werden und durch weitere Untersuchungen wissenschaftlich begleitet werden.

# Anhang

## A1 Primärregelleistung

In Abbildung A.1 sind die zulässigen Arbeitsbereiche von begrenzten Energiespeichern für den FCR-Betrieb gezeigt. Für den BESS M5BAT wurde eine verfügbare Energie von 5,5 MWh bei einer vermarkteten Leistung von 3 MW als Berechnungsgrundlage gewählt.

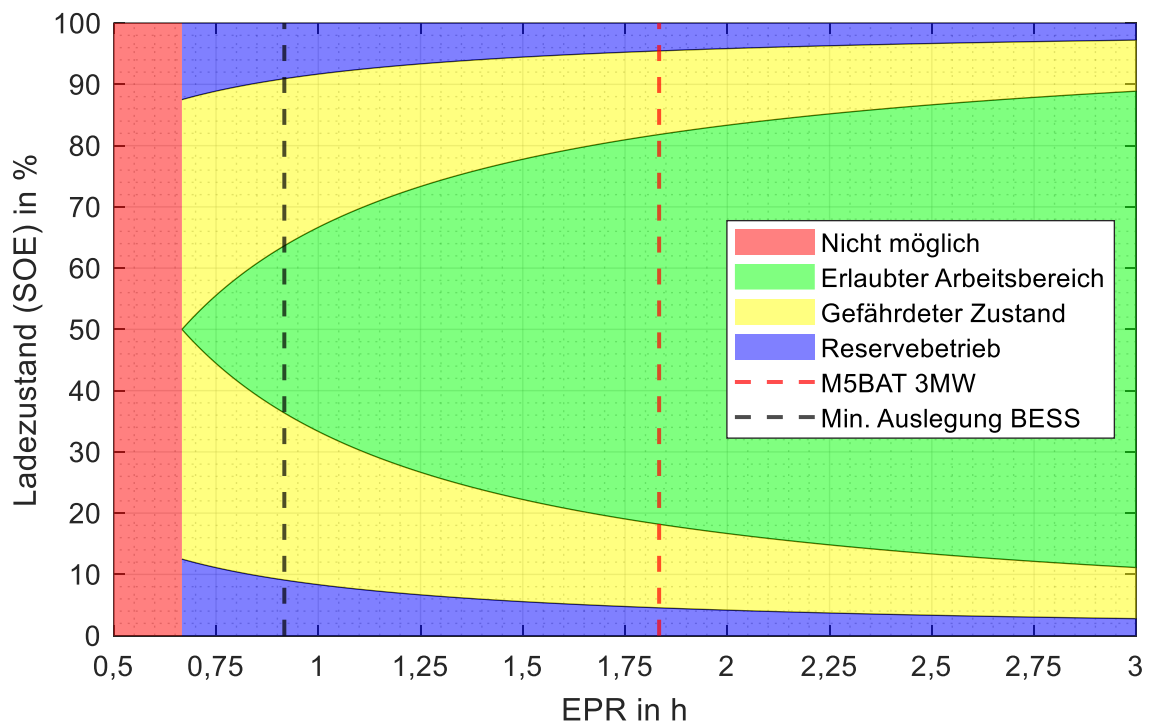


Abbildung A.1: Zulässige Speicherverhältnisse für FCR erbringende Einheiten [62].

In Abbildung A.2 sind im unteren Bereich die Energiedurchsätze pro MW vermarkteter FCR pro Jahr aufgeschlüsselt nach Jahren und Lade- bzw. Entladeanforderung aufgeschlüsselt. Energiedurchsätze durch andere Anwendungen, Tests und das Nachlademanagement sind nicht gezeigt. Die obere Grafik aus Abbildung A.2 zeigt die EFC durch FCR beim jeweiligen Speicherverhältnis. Mit sinkendem EPR steigen die EFC entsprechend an. Die Minimalauslegung von 0,91 h sowie die Auslegung von M5BAT bei 3 MW FCR sind separat markiert [63]. Zur Berechnung der Energiedurchsätze und EFC wurden die Netzfrequenzdaten von [223] verwendet.

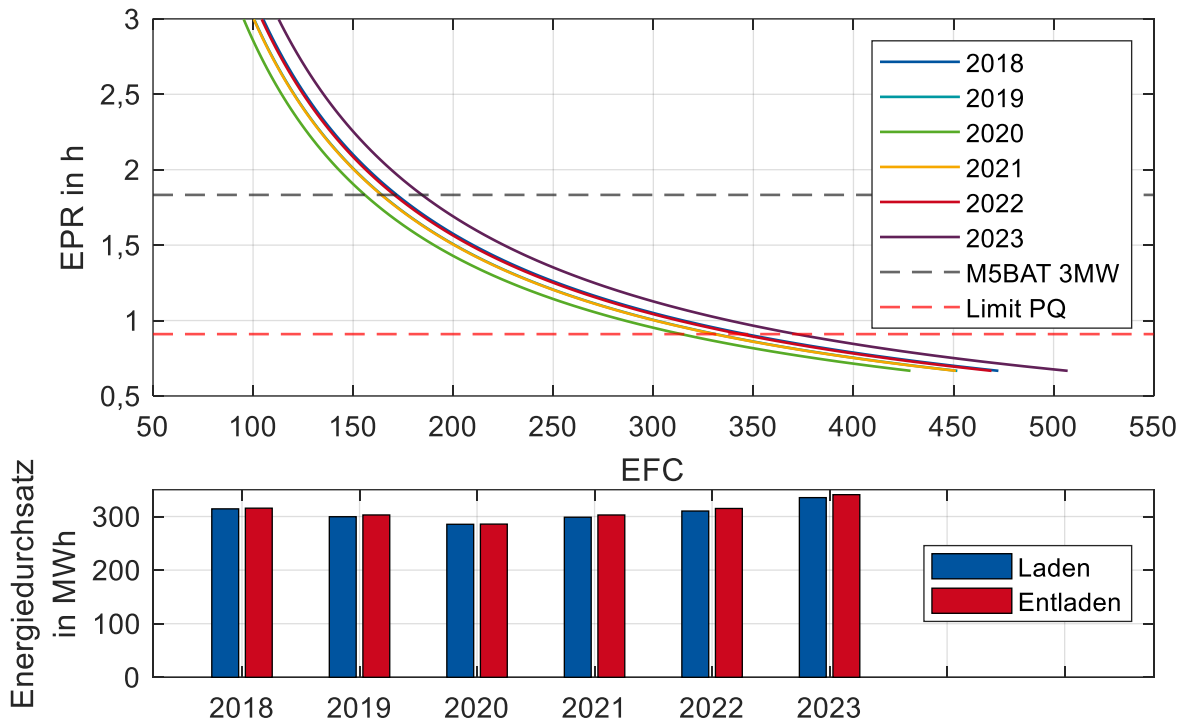


Abbildung A.2: Energiedurchsätze durch FCR und resultierende EFC. Energiedurchsätze durch das Nachlademanagement sind nicht mit einbezogen.

## A2 Messgenauigkeiten und Messfehler

Innerhalb dieses Abschnitts werden zusätzliche Informationen zur Einordnung der theoretischen Messfehler des BESS M5BAT am Netzanschlusspunkt und der Umrichter, wie in Abschnitt 3.4 beschrieben, gezeigt.

### A2.1 Netzanschlusspunkt

Die Messgenauigkeiten und Messfehler sind in [175] bereits veröffentlicht.

In Abbildung A.3 sind die Strommessfehler der Genauigkeitsprüfung, sowie die erlaubten Messfehler nach DIN EN 61869-2 [173] gezeigt. Dabei ist für den Stromwandler jeder Phase nur das Prüfergebn für Klemme 1 der Stromwandler abgebildet. Die Messung des BESS M5BAT erreicht einen Messfehler von ca. 0,3 % bzw. von  $\leq 0,35$  % im gesamten Bemessungsstrombereich.

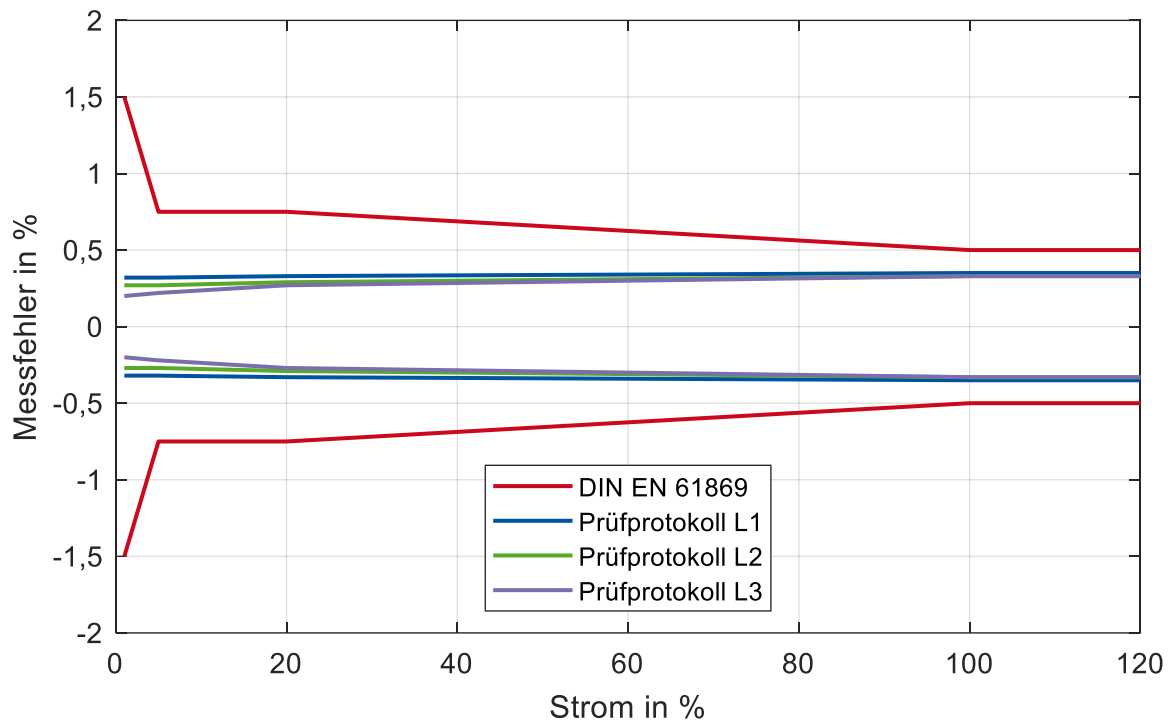


Abbildung A.3: Strommessfehler des BESS M5BAT nach Prüfprotokollangabe [169, 173, 175].

Werden statt den maximalen Fehlergrenzen die typischen Fehler nach Tabelle 3.4, sowie der Messfehler von  $\leq 0,35$  % des Stromwandlers nach Abbildung A.3 herangezogen, ergeben sich für den Teillastbetrieb von 600 kW die reduzierten Messfehler nach Formel (64).

$$\begin{aligned}
\varepsilon_{I,typisch}(34,6 \text{ A}) &= \overbrace{0,15 \text{ A}}^{12\text{Bit}} + \overbrace{1,2 \text{ A}}^{\leq 0,2 \%} + \overbrace{1,2 \text{ A}}^{\leq 0,2 \%} + \overbrace{0,12 \text{ A}}^{0,35\%} = 2,67 \text{ A} \triangleq 7,72 \% \\
\varepsilon_{U,typisch}(10 \text{ kV}) &= \overbrace{2,93 \text{ V}}^{12\text{Bit}} + \overbrace{20 \text{ V}}^{\leq 0,2 \%} + \overbrace{20 \text{ V}}^{\leq 0,2 \%} + \overbrace{50 \text{ V}}^{0,5} = 92,93 \text{ V} \triangleq 0,93 \% \\
\varepsilon_{P,typisch}(600 \text{ kW}) &= \overbrace{3,9 \text{ kW}}^{12\text{Bit}} + \overbrace{16 \text{ kW}}^{\leq 0,2 \%} + \overbrace{24 \text{ kW}}^{\leq 0,3 \%} + \overbrace{0,006 \text{ kW}}^{0,5 \cdot 0,35\%} = 43,91 \text{ kW} \triangleq 7,32 \%
\end{aligned} \tag{64}$$

Zur weiteren Einordnung der theoretischen maximalen und typischen Messfehler und der Fehlerfortpflanzung (siehe Abschnitt 3.4.1.1), wird auf Basis der Messungen aus [167] bzw. Kapitel 5 die Streuung der Messwerte für Leistungsmessungen zwischen - 600 kW und 600 kW untersucht. Bei den Tests sind alle fünf Transformatoren zugeschaltet, es ist allerdings nur ein Umrichter aktiv, während alle anderen abgeschaltet wurden. Aus den Testreihen „PQ“ und „fastPQ“ aus [167] bzw. Kapitel 5 wird pro Leistung jeweils der erste Vollausschlag auf die Sollleistung genutzt. Dabei wird die erste Sekunde des Vollausschlags, wegen möglicher Überschwinger und des Einschwingverhaltens der Umrichter, abgeschnitten. In Abbildung A.4 a) sind die Messungen am Netzanschlusspunkt von M5BAT und die Umrichter Vergleichsmessung mittels (Dewetron DEWE-571-PNA, typische Genauigkeit von  $\pm 0,02\%$ ) über die des Umrichters zurückgemeldete Ist-Leistung aufgetragen. In Abbildung A.4 b) ist die Standardabweichung der jeweiligen Messwerte gezeigt. Da in der M5BAT Messung am Netzanschlusspunkt die Transformatorverluste enthalten sind, aber nicht in der Umrichter Vergleichsmessung, zeigt sich in den Punktwolken in Abbildung A.4 a) immer ein Offset zwischen M5BAT Messung und Vergleichsmessung. Die Streuung der M5BAT Messung ist ebenfalls größer als die der Vergleichsmessung. Die Standardabweichung der M5BAT Messung ist für negative Leistungen (Ladeleistungen) größer als für positive Leistungen (Entladeleistungen). Die Standardabweichungen liegen zwischen 1,9 kW und 7,0 kW und sind damit in einer ähnlichen Größenordnung wie die Transformator-Leerlaufmessung aus Abschnitt 3.4.1.2.

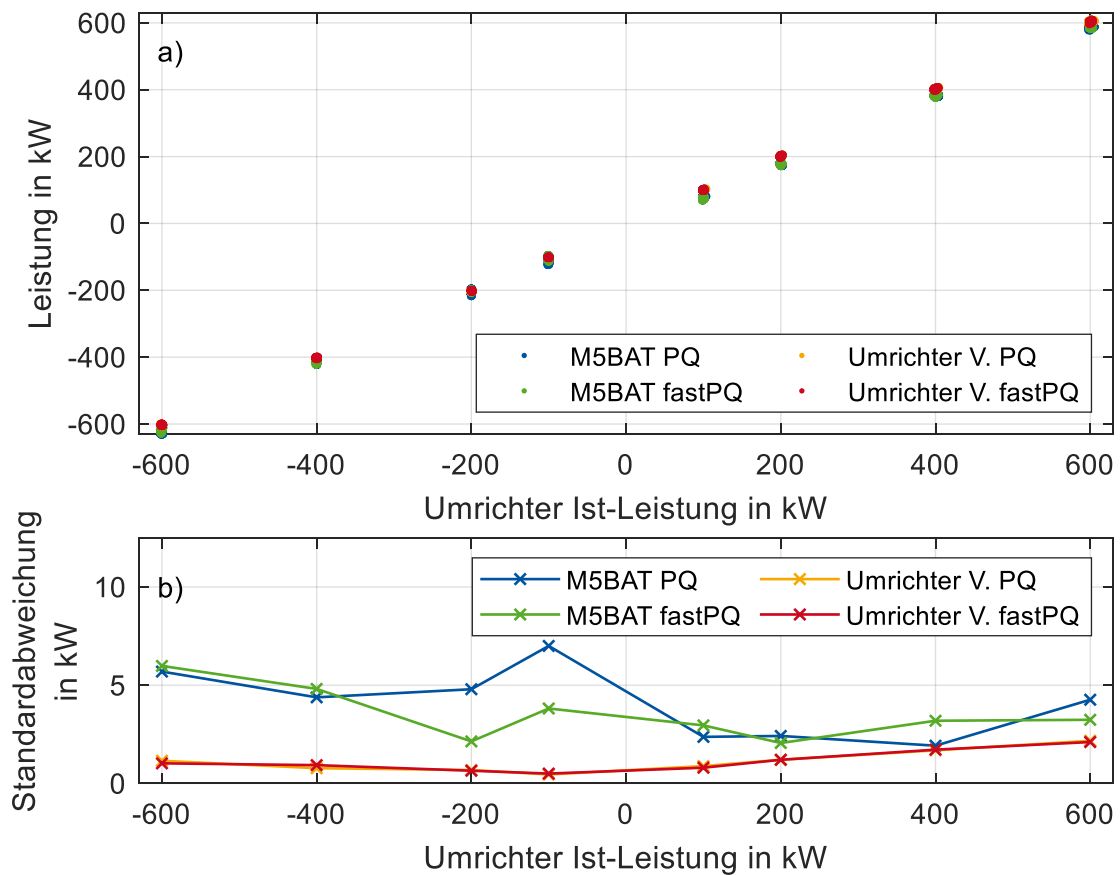


Abbildung A.4: a) Messwerte der M5BAT Messung am Netzanschlusspunkt (M5BAT PQ, M5BAT fastPQ) und der Umrichter Vergleichsmessung (Umrichter V. PQ, Umrichter V. fastPQ) aus [167] bezogen auf die des Umrichters zurückgemeldeten Ist-Leistungen. b) Standardabweichungen der Messwerte je Umrichter Ist-Leistung. Hinweis: die gelben Punkte und Linien werden von den roten Punkten und Linien verdeckt.

## A2.2 Umrichtermessung

Aufgrund von hohen Messwertabweichungen, welche im Datenblatt genannt werden, wurden eigene Messungen mit Messungen eines Dewetron DEWE-571 verglichen [167, 199, 224]. Das Dewetron DEWE-571 ist mit einer typischen Genauigkeit von  $\pm 0,02\%$  angegeben [199, 224]. Bei vier Leistungswerten wurde der maximale Fehler und die Standardabweichung des Fehlers berechnet und ist in Abbildung A.5 in schwarz dargestellt. Der Mittelwert der maximalen Fehler (schwarz gepunktet) liegt bei 0,99 %, während der Mittelwert der Standardabweichung bei 0,47 % (schwarz) liegt. Aus den einzelnen Punkten wurde die blaue Kurve in Abbildung A.5 angenähert. Verglichen mit den typischen Messwertabweichungen der Umrichtermessungen, erlaubt die angenäherte Kurve geringere Fehlertoleranzen insbesondere im Teillastbereich.

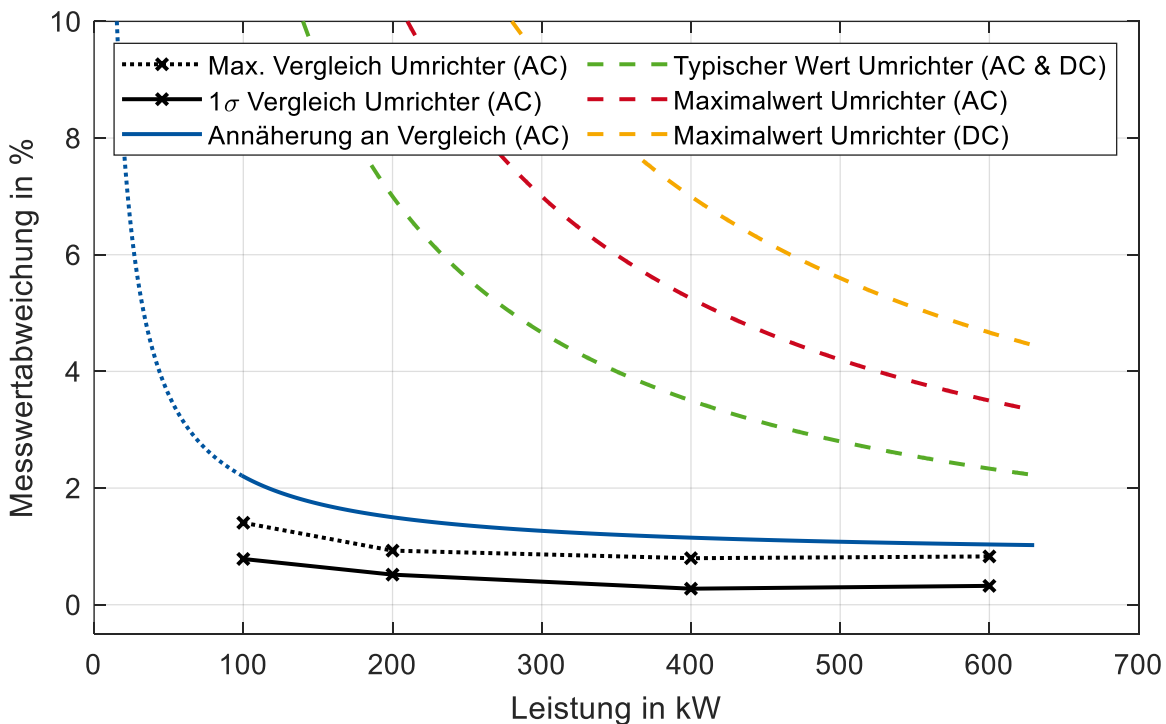


Abbildung A.5: Messwertabweichung der Umrichter nach Datenblattangabe (gestrichelt) und eigene Annäherung der Messwertabweichung nach eigenen Messungen vgl. Tabelle 3.8 [167, 175, 177].

### A3 Testverläufe der qOCV-Messungen

Die Abbildung A.6, Abbildung A.7, Abbildung A.8 und Abbildung A.9 zeigen im oberen Teil jeweils den Strom und die Leistung der Batterieeinheit über die geladene Kapazität. Da es sich immer um Konstantleistungs-Ladungen handelt, ist die Leistung konstant bis zum Erreichen der Ladeschlussspannung. Von dort an fällt die Leistung bis nah oder auf 0 kW ab. Der Systemstrom sinkt mit steigender Spannung ab. Für alle Racks der jeweiligen Batterieeinheit ist im unteren Bereich der Abbildungen der Rackstrom über die Rack-Kapazität abgebildet. Da es sich innerhalb der Racks um Reihenschaltungen der Batteriezellen handelt, entspricht der Rackstrom dem Zellstrom. Negative Leistungen und Ströme stellen die Ladeleistungen bzw. Ladeströme dar.

Abbildung A.6 zeigt die gemessenen Werte der LMO1 Batterieeinheit. Die DC-Leistung liegt im Mittel bei 63,6 kW, wodurch ein mittlerer Zellstrom von 6,33 A aufgetreten ist.

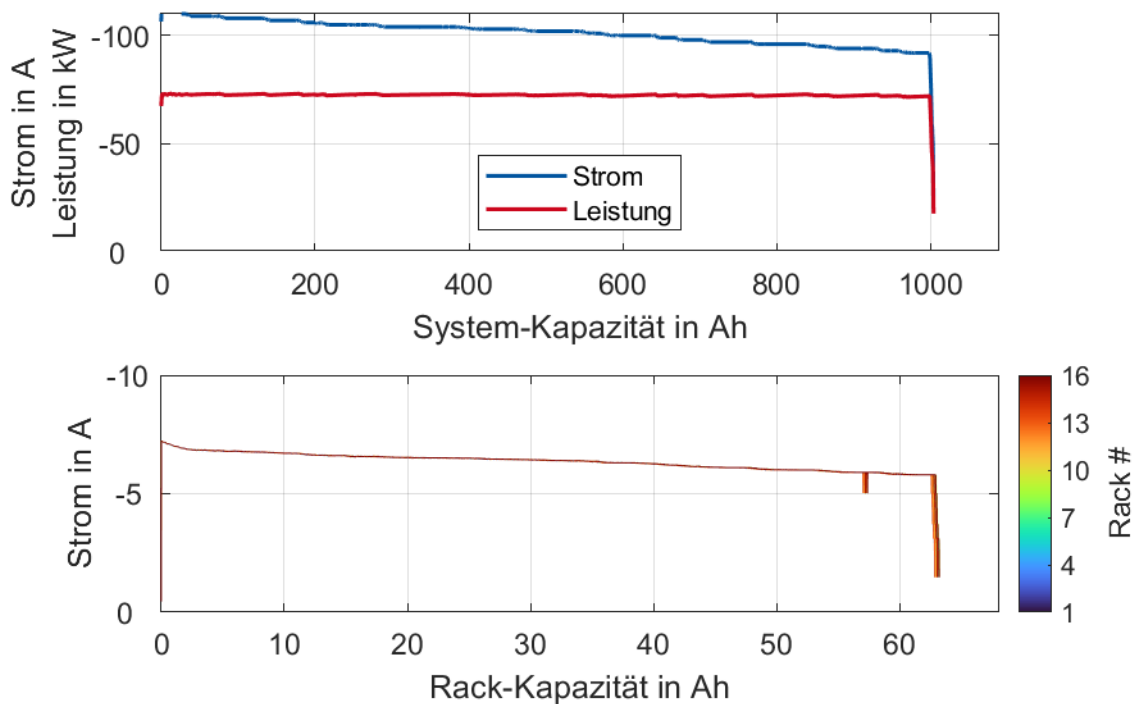


Abbildung A.6: System-Leistung und -Strom, sowie Rackströme über den Testverlauf der LMO1 Batterieeinheit.

In Abbildung A.7 sind die gemessenen Werte der LFP Batterieeinheit gezeigt. Durch die flache OCV-Kennlinie dieser Batterieeinheit sind neben der gemessenen Systemleistung auch die Verläufe der Ströme quasi konstant. Die mittlere DC-Leistung lag bei 87,67 kW und die Zellströme lagen im Mittel bei 11,02 A. Bei den Rackstrommessungen ist allerdings ein Rauschen sichtbar, welches sich in der DVA in Abbildung 4.8 fortpflanzt.

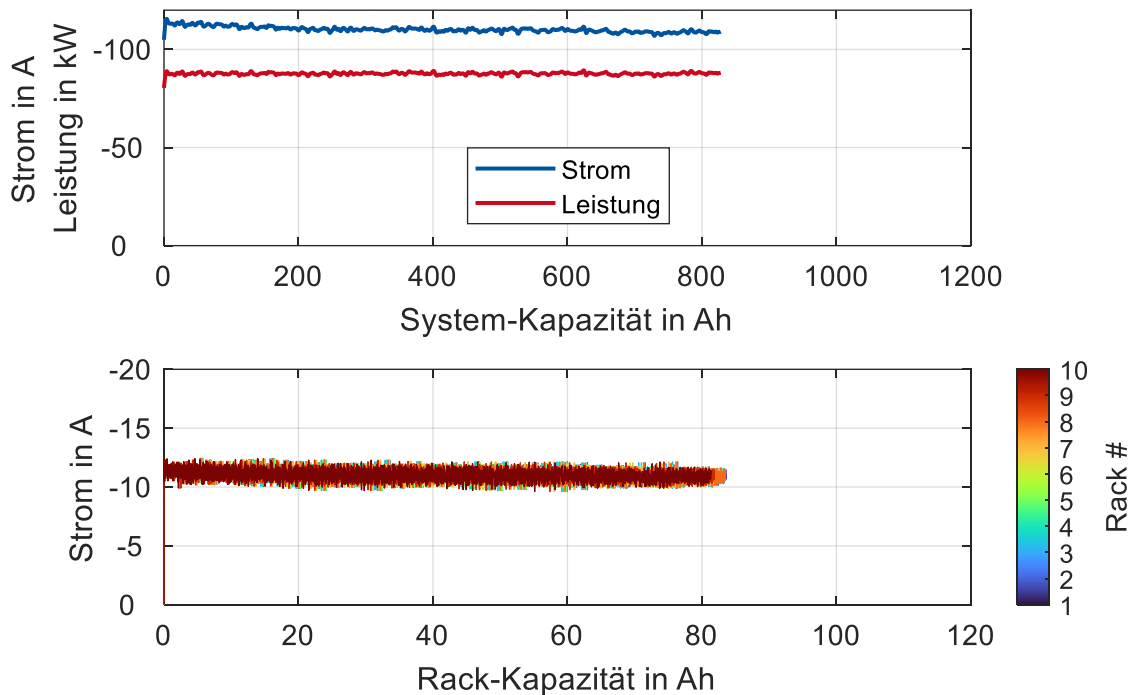


Abbildung A.7: System-Leistung und -Strom, sowie Rackströme über den Testverlauf der LFP Batterieeinheit.

In Abbildung A.8 und Abbildung A.9 sind jeweils die Verläufe der LTO Batterieeinheit gezeigt, wobei Abbildung A.8 Messung 1 – vor Balancing und Abbildung A.9 Messung 2 – nach Balancing repräsentiert. Dabei wird deutlich, dass die geladene System-Kapazität von ca. 210 Ah in Messung 1 auf ca. 290 Ah in Messung 2 angestiegen ist. Der erzielte Zugewinn von nutzbarer Kapazität liegt somit bei ca. 25 % bezogen auf die Nennkapazität. Die Rackkapazitäten variieren in beiden Messungen, was auf eine ungleiche Stromverteilung oder Messungenauigkeiten zwischen den Racks hinweist. In Messung 1 in Abbildung A.8 sind zudem im Bereich von ca. 0 Ah bis 40 Ah der System-Kapazität mehrere Ausreißer der Leistung und des Stroms sichtbar. Die Ausreißer haben auf den Verlauf der gefilterten OCV und DVA in Abbildung 4.9 keinen sichtbaren Einfluss und sind daher zu vernachlässigen.

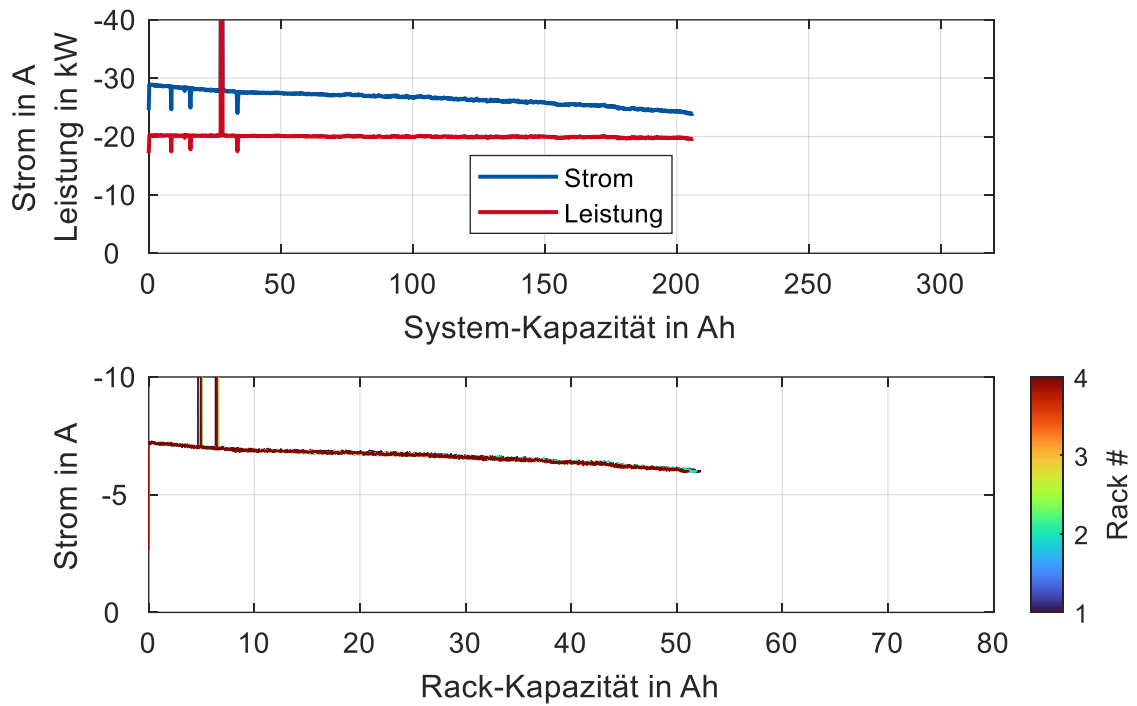


Abbildung A.8: System-Leistung und -Strom, sowie Rackströme über den Testverlauf der LTO Batterieeinheit vor dem „manuellen Balancing“.

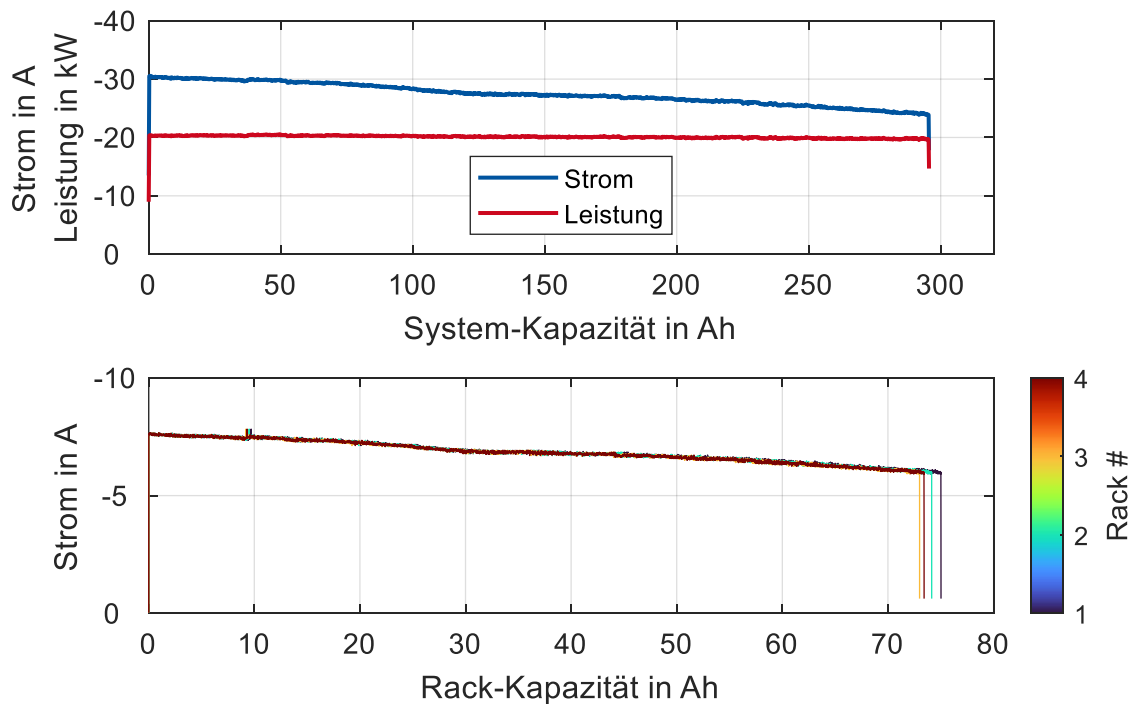


Abbildung A.9: System-Leistung und -Strom, sowie Rackströme über den Testverlauf der LTO Batterieeinheit nach dem „manuellen Balancing“.

## A4 Betrieb des Batteriespeichers M5BAT

In Abschnitt A4.1 werden die in M5BAT eingesetzten und in Abschnitt 3.3 beschriebenen Batterieeinheiten gezeigt. Zudem sind die in Abschnitt 3.1 und 3.2 beschriebenen Transformatoren und Umrichter gezeigt. Zusätzliche Informationen zum Betrieb und Energiedurchsatz der Batterieeinheiten sind Abschnitt A4.2 gegeben.

### A4.1 Darstellung der Batterieeinheiten und Energiewandler

Die in Abbildung A.10 dargestellten Fotos zeigen die in M5BAT eingesetzten Batterieeinheiten.

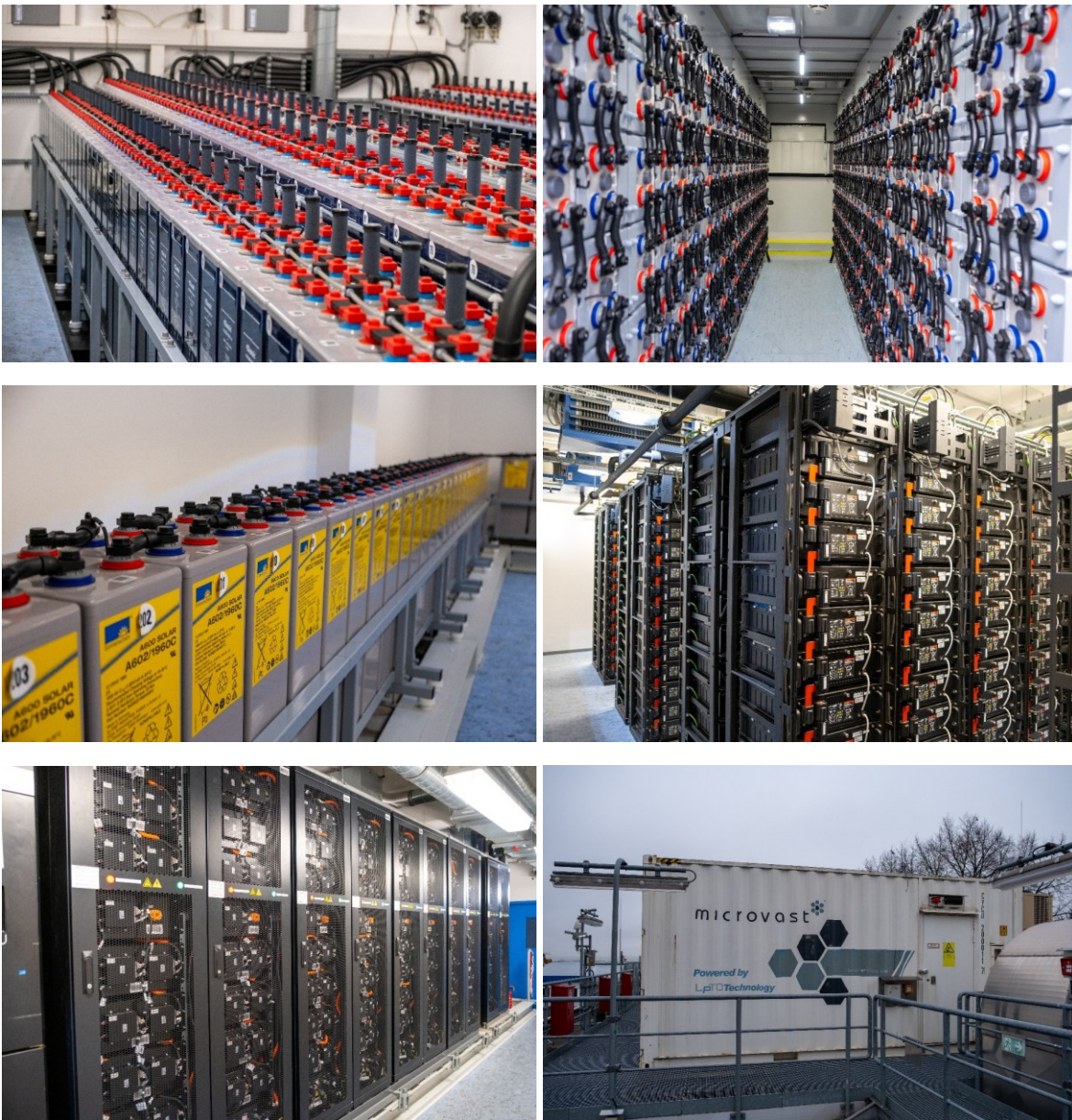


Abbildung A.10: Batterieeinheiten des Batteriespeichers M5BAT. Oben links: Batterieeinheiten Pb1 & Pb2; oben rechts: Pb3 Batterieeinheit (Containerbasiert); Mitte links: Pb4 Batterieeinheit; Mitte rechts: LMO Batterieeinheiten; unten links: LFP Batterieeinheit; unten rechts: LTO Batterieeinheit (Containerbasiert)

In Abbildung A.11 sind die Umrichter und Transformatoren, die in M5BAT zum Einsatz kommen mit Fotos gezeigt.



Abbildung A.11: links: Umrichter des Batteriespeichers M5BAT; rechts: Transformatoren des Batteriespeichers M5BAT

#### A4.2 Betrieb der M5BAT Batterieeinheiten

Anhand des kumulierten Energiedurchsatzes und der EFC pro Batterieeinheit über die Betriebszeit in Abbildung A.12 kann auf die Batteriebelastung und Nutzungshäufigkeit geschlossen werden.

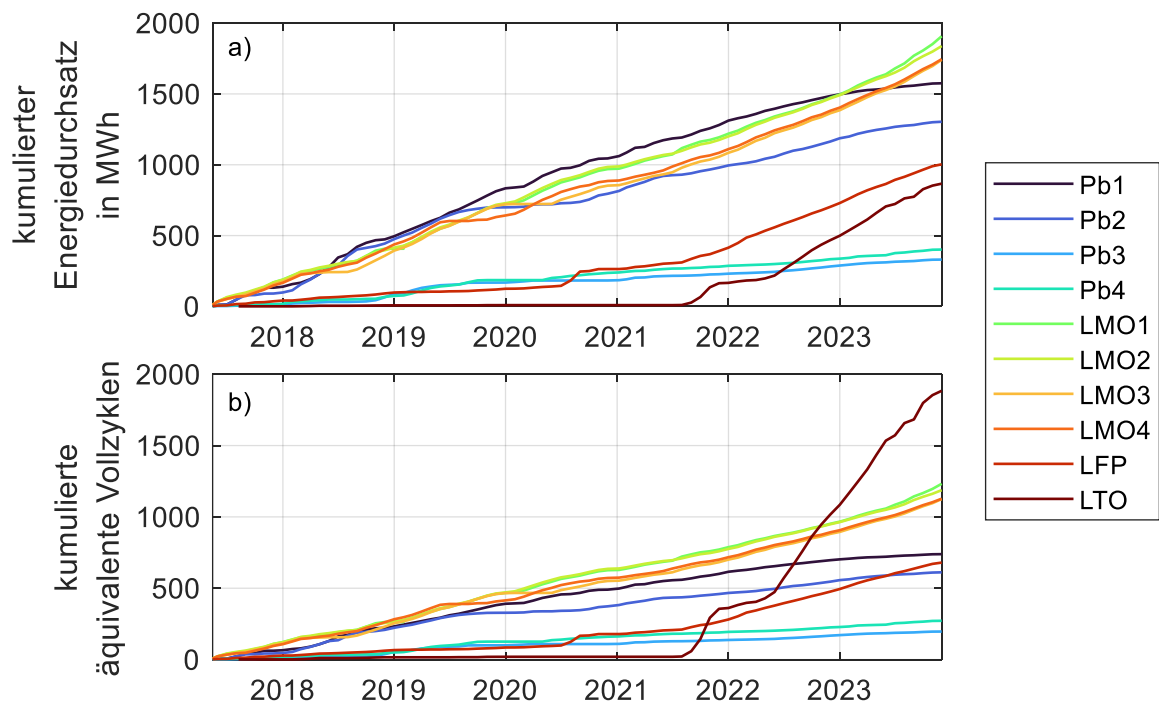


Abbildung A.12: a) monatlicher kumulierter Energiedurchsatz je Batterieeinheit über die Betriebszeit. b) aus dem monatlichen Energiedurchsatz resultierende äquivalente Vollzyklen bezogen auf die 1/3 C Nennenergien aus Tabelle 3.2 und Tabelle 3.3.

Die LMO Batterieeinheiten weisen den höchsten Energiedurchsatz mit steigendem Trend in 2023 auf. Die Pb1 und Pb2 Batterieeinheit folgen danach mit sinkendem Energiedurchsatz

seit Mitte 2022. Die Pb3 und Pb4 Batterieeinheit weisen einen stetigen Energiedurchsatz auf niedrigem Niveau verglichen mit allen anderen Batterieeinheiten auf. Die LFP Batterieeinheit zeigt bis Mitte 2020 einen sehr geringen Energiedurchsatz, was auf betriebliche Probleme dieser Batterieeinheit zurückzuführen ist. Seit Mitte 2021 ist der Trend des Energiedurchsatzanstiegs aber vergleichbar mit den LMO Batterieeinheiten, was mit einer ähnlichen Nutzung zu begründen ist. Die LTO Batterieeinheit ist durch betriebliche Probleme bis Ende 2021 nahezu nicht betrieben worden und zeigt daher auch einen minimalen Energiedurchsatz. Nach der Wiederinbetriebnahme und Fehlerbehebungen in 2022, ist der Trend des Energiedurchsatzes vergleichbar und teilweise steiler als bei den LMO Batterieeinheiten.

Die kumulierten EFC verhalten sind entsprechend des Energiedurchsatzes, wobei die EFC der LTO Batterieeinheit herausstechen, da diese eine geringere Nominalenergie verglichen mit den anderen Batterieeinheiten aufweist. Entsprechend erfährt die LTO Batterieeinheit seit Ende 2021 eine stärkere Belastung als die anderen Batterieeinheiten.

### A4.3 Umrichterumschaltvorgang / Moduswechsel

Als Umrichterumschaltvorgang oder Moduswechsel wird die Umschaltung vom Betriebsmodus „Silent“ in den Betriebsmodus „PQ“ bezeichnet. Da nur im „PQ“ Modus eine Leistungsausgabe der Umrichter möglich ist, müssen die Umrichter in diesen Betriebsmodus versetzt werden. Der Modus „Silent“ ist der Standby-Modus, der aus Energiespargründen eingesetzt wird. Im „Silent“ Modus ist das Leistungsmodul des Umrichters ausgeschaltet, aber die Schalteinrichtungen bleiben geschlossen [163]. Der Moduswechsel führt zu einer Verzögerungszeit, die in Abschnitt 5.2.1 analysiert wurde. Der Moduswechsel ist grafisch am Beispiel der M5BAT-Website in Abbildung A.13 gezeigt [225].

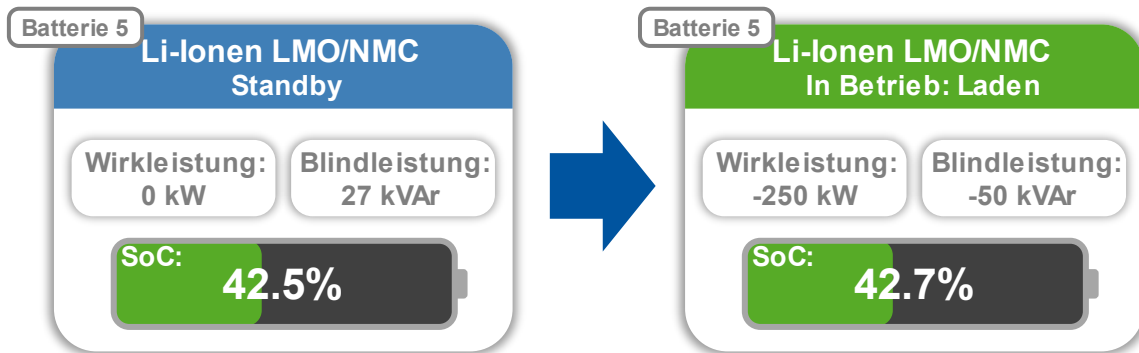


Abbildung A.13: Schemadarstellung Moduswechsel bzw. Einschaltvorgang eines Umrichters.

## A5 Zusätzliche Ergebnisse der Effizienzanalysen

In diesem Abschnitt werden zusätzliche Informationen und Daten gezeigt, welche die Auswertungen in Kapitel 6 ergänzen und eine umfassendere Grundlage für die Interpretation der Ergebnisse bieten.

### A5.1 Effizienz von Transformatoren

Um die Effizienz und Verluste der M5BAT Transformatoren mit aktuellen Transformatoren in Verteilnetzen und moderneren BESS einzuordnen, sind die Grenzwerte von Transformatoren der Kategorien A00 und A000 nach DIN EN 50588 im Folgenden mit den M5BAT Datenblattangaben verglichen. Nach Tabelle A.1 sind für Trockentransformatoren die Leerlaufverluste nach DIN EN 50588 in Kategorie A000 um ca. 45 % niedriger als die der M5BAT Transformatoren. Damit ist besonders der Teillastbetrieb mit Transformatoren der Kategorien A000 und A00 effizienter als bei M5BAT zu beobachten. Flüssigkeitsgekühlte Transformatoren müssen nochmals niedrigere Verlustwerte als Trockentransformatoren erreichen.

Tabelle A.1: Erlaubte Transformatorverluste eines 1260 kVA Transformators (linear interpoliert) nach DIN EN 50588 im Vergleich mit den Datenblattangaben der M5BAT Transformatoren [160, 208].

	Leerlaufverluste in W	Kurzschlussverluste in W
Trocken (M5BAT)	1900	12000
Trocken A00	1630,29	11057
Trocken A000	1041,57	11057
Flüssigkeitsgekühlt A00	861,43	9571,43
Flüssigkeitsgekühlt A000	483,43	9571,43

Beim Parallelbetrieb von jeweils fünf Transformatoren (wie im BESS M5BAT vorhanden) entstehen somit die Verlustleistungen aus Abbildung A.14. Es sind damit bei identischer Betriebsweise zwischen 1,5 % und 6,5 % höhere RTE-Werte der Transformatoren erzielbar als bei M5BAT beobachtet.

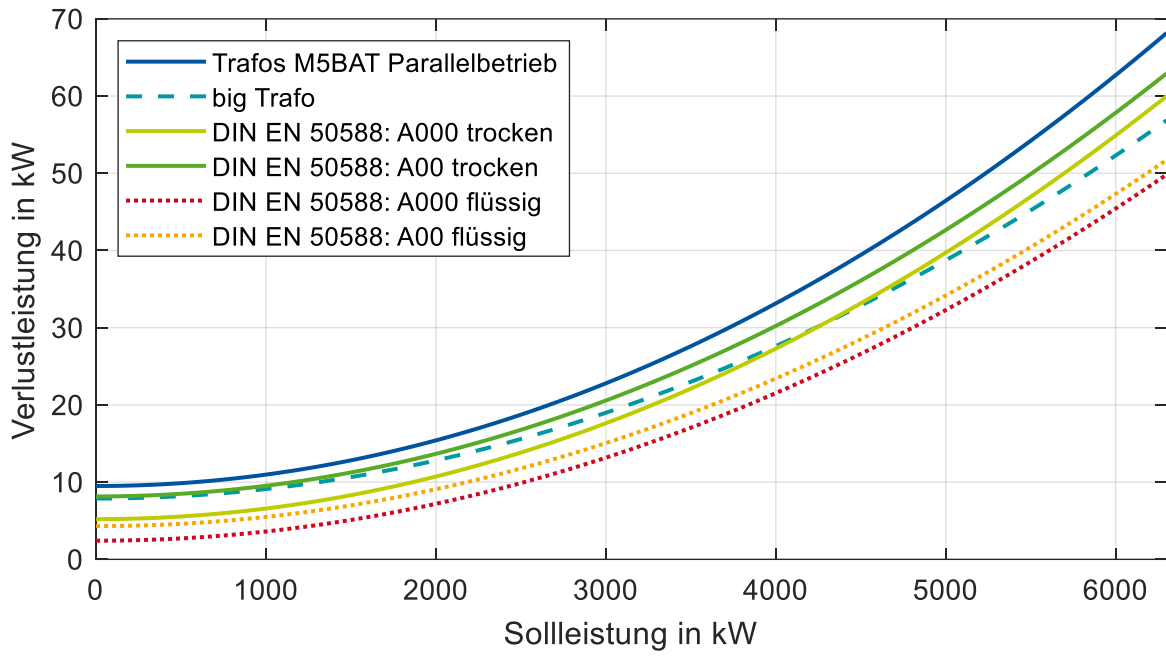


Abbildung A.14: Parallelschaltung von Transformatoren der nach [160, 207, 208].

## A5.2 Optimale Auslastung der Umrichter

In den folgenden Tabellen sind die optimalen Leistungsbereich nach den Kennlinienfelder in Abbildung 6.2 und Abbildung 6.4 gelistet.

Tabelle A.2: Optimale Leistungsbereiche für die Anzahl an aktiven Umrichtern nach Abbildung 6.2.

Aktive Umrichter	Gesamtleistungsbereich in kW	Differenz in kW	Leistungsbereich je Umrichter in kW	Mittelwert je Umrichter in kW
1	$0 \leq 401$	401	$0 \leq 401$	200,5
2	$401 \leq 694$	293	$201 \leq 347$	274
3	$694 \leq 981$	287	$231,7 \leq 327$	279,4
4	$981 \leq 1265$	284	$245,5 \leq 316,3$	280,9
5	$1265 \leq 1549$	284	$253,2 \leq 309,8$	281,5
6	$1549 \leq 1833$	284	$258,3 \leq 305,5$	281,9
7	$1833 \leq 2116$	283	$262 \leq 302,3$	282,2
8	$2116 \leq 2400$	284	$264,6 \leq 300$	282,3
9	$2400 \leq 2683$	283	$266,8 \leq 298,1$	282,5
10	$> 2683$		$>268 \leq 630$	449

Tabelle A.3: Optimale Leistungsbereiche für die Anzahl an aktiven Umrichtern und Transformatoren nach Abbildung 6.4.

Aktive Umrichter	Aktive Trafos	Gesamtleistung in kW	Differenz in kW	Leistungsbereich je Umrichter in kW	Mittelwert je Umrichter in kW
1	1	$0 \leq 325$	325	$0 \leq 325$	162,5
2	2	$325 \leq 562$	237	$163 \leq 281$	222
3	3	$562 \leq 794$	232	$187,7 \leq 264,7$	226,2
4	4	$794 \leq 1024$	230	$198,8 \leq 256$	227,4
5	5	$1024 \leq 1549$	525	$205 \leq 309,8$	257,4
6	5	$1549 \leq 1833$	284	$258,3 \leq 305,5$	281,9
7	5	$1833 \leq 2116$	283	$262 \leq 302,3$	282,15
8	5	$2116 \leq 2400$	284	$264,6 \leq 300$	282,3
9	5	$2400 \leq 2683$	283	$266,8 \leq 298,1$	282,45
10	5	$> 2683$		$>268 \leq 630$	449

### A5.3 Einfluss der Messfehler auf die Wirkungsgrade des Gesamtsystems

In Abbildung A.15 sind die RTE-Werte aus Abbildung 6.8 als Linie dargestellt und zudem sind auf Basis der Messunsicherheiten bzw. Messfehler zusätzliche RTE-Bereiche markiert.

Für die Batterien ist der hellgraue Bereich auf Basis der Umrichtermesswerte bestimmt worden. Dabei gilt ein typischer Spannungsmessfehler von 0,5 % bezogen auf den Messbereichsendwert (1000 V) und ein typischer Strommessfehler von 1,5% bezogen auf den Messbereichsendwert (1400 A). Der dunkelgraue Bereich geht hingegen von einem Spannungs- und Strommessfehler von 0,5 % bezogen auf die Messbereichsendwerte aus. Der Leistungsfehler  $\varepsilon_P$  wurde nach Formel (65) berechnet.

$$\varepsilon_{P,Batt} = \sqrt{I_{Batt}^2 * (\Delta U_{Batt})^2 + U_{Batt}^2 * (\Delta I_{Batt}^2)} \quad (65)$$

Für die Umrichter beschreibt der hellgrüne Bereich mögliche Effizienzwerte unter Berücksichtigung des typischen Leistungsmessfehlers von 2 % bezogen auf den Messbereichsendwert von 700 kW auf AC-Seite des Umrichters. Für die DC-Seite des Umrichters wurden die für die Batterien genannten typischen Messfehler der Strom- und Spannungsmessung angenommen. Der dunkelgrüne Effizienzbereich ist auf Basis von Leistungs-, Strom- und Spannungsmessfehlern von 0,5 % bezogen auf den jeweiligen Messbereichsendwert bestimmt worden. Nach der Messung aus Abbildung A.5 ist die Standardabweichung der Umrichterleistungsmessung für die gezeigten Messpunkte unterhalb von 0,5 % bezogen auf den Messwert. Die Annahme des Leistungsmessfehlers mit 0,5 % bezogen auf den Messbereichsendwert ist damit weiterhin oberhalb der Messpunkte.

Für den BESS M5BAT ist in hellblau ein RTE-Bereich unter Berücksichtigung von zwei Standardabweichungen nach der Messfehlereinordnung in Abbildung A.4 gezeigt. Der dunkelblaue Bereich zeigt die RTE mit einer Standardabweichung nach der Messfehlereinordnung in Abbildung A.4.

Die Transformator Kennwerte setzen sich aus der Umrichterleistungsmessung und der M5BAT Messung am Netzanschlusspunkt zusammen. Der hellrote Bereich zeigt die Annahme des 2 % Messfehlers der Umrichter bezogen auf den Messbereichsendwert und der zwei Standardabweichungen am Netzanschlusspunkt von M5BAT. Der dunkelrote Bereich nutzt die Annahme des 0,5 % Messfehlers der Leistungsmessung des Umrichters auf AC-Seite und einer Standardabweichung am Netzanschlusspunkt von M5BAT.

Es ist anzumerken, dass für die Batterien, Umrichter und Transformatoren Bereiche oberhalb von 100 % gezeigt sind. Da diese Bereiche nicht möglich sind, sind die realen Effizienzen auf die Bereiche unterhalb von 100 % einzugrenzen.

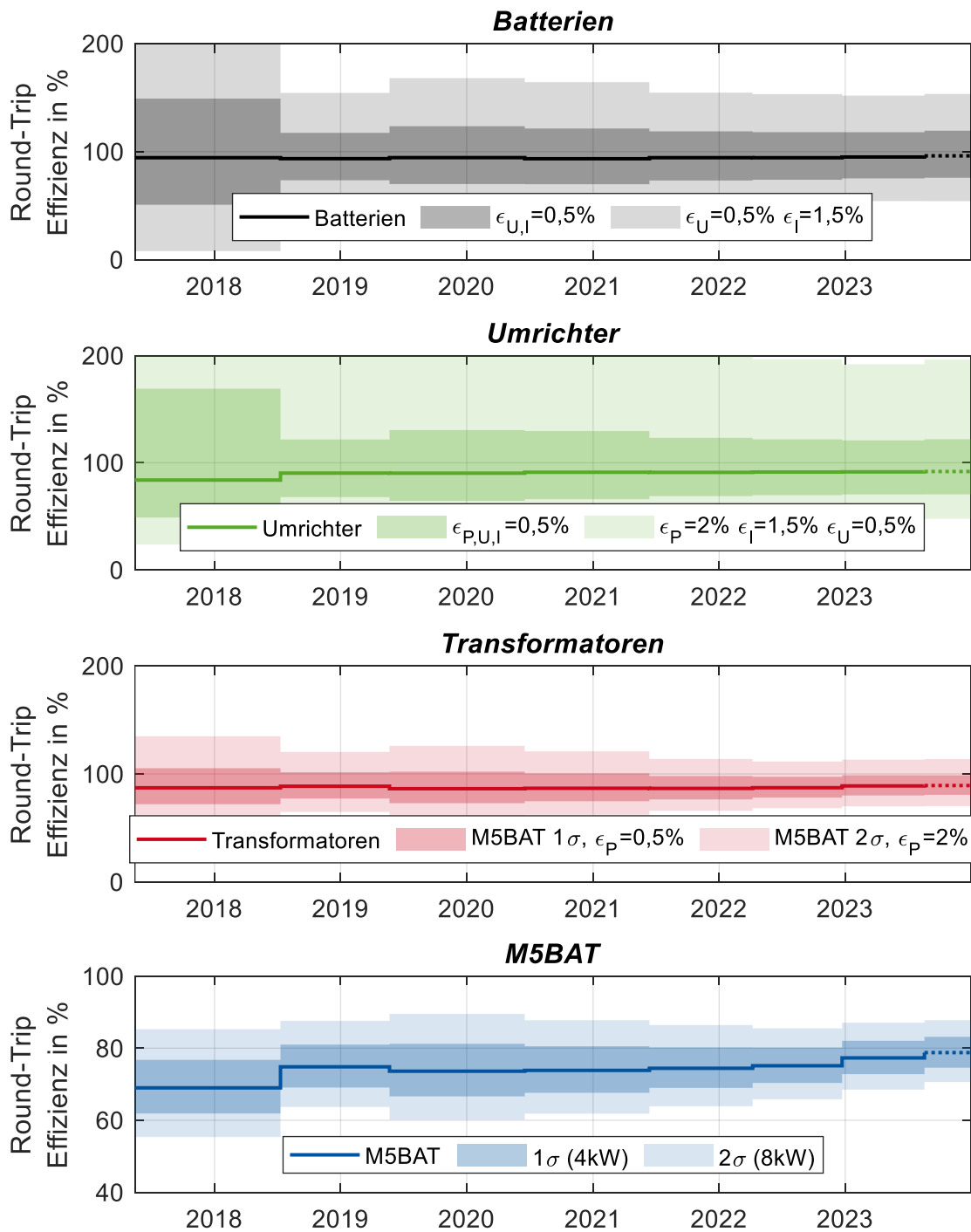


Abbildung A.15: Verlauf der RTE des Batteriespeichers M5BAT je 100 EFC bezogen auf die gemessene Leistung am Netzknoten und Summe aller Batterienennenergien. Gepunktete Linien bedeuten, dass dieser Abschnitt weniger als 100 EFC darstellt. Die farblich markierten Bereiche zeigen den Wertebereich unter Berücksichtigung der Messwertabweichungen bzw. Messfehler.

#### **A5.4 Einfluss der Messfehler auf die Wirkungsgrade der Batterieeinheiten**

Zu den in Abschnitt 6.3.2 gezeigten Ergebnissen der Effizienzanalyse der Batterieeinheiten werden im Folgenden die maximal und minimal möglichen Effizienzwerte auf Basis der typischen Messwertabweichungen bestimmt und dargestellt.

Für die Auswertung wurden die Umrichterstrom- und Umrichterspannungsmessung auf DC-Seite genutzt. Laut Hersteller liegt die typische Abweichung der Strommessung bei 1,5 % bezogen auf den Messbereichsendwert [177]. Anhand des Datenblatts wurde der Messbereichsendwert mit 1400 A angenommen [163]. Die typische Abweichung der Spannungsmessung ist mit 0,5 % bezogen auf den Messbereichsendwert angegeben [177]. Der Messbereichsendwert wird mit 1000 V angenommen. Da die Messwertabweichungen auf die Messbereichsendwerte bezogen sind, führen niedrige Ströme zu erhöhten Fehlern.

In Abbildung A.16 sind für die Ah-Effizienz und die kWh-Effizienz unter Berücksichtigung der bestimmten Messwertabweichungen die maximal und minimal möglichen Effizienzwerte je 100 EFC je Batterieeinheit dargestellt. Am Beispiel der Batterieeinheit Pb4, die im Zeitraum von Mitte 2019 bis Ende 2021 eine geringe Strombelastung aufweist, zeigt sich der vergrößerte Bereich zwischen maximaler und minimaler Effizienz. Insgesamt wird deutlich, dass die maximal mögliche Ah-Effizienz immer über 110 % liegt und die minimal mögliche Ah-Effizienz immer unter 85 % liegt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Effizienzen über 100 % nicht möglich sind, wodurch die realen Effizienzen auf einen Bereich zwischen der minimalen Effizienz und 100 % bzw. < 100% einzugrenzen sind.

Es ist anzunehmen, dass die tatsächliche Messwertabweichung geringer ist als der berechnete theoretische Maximalwert und die in Abbildung 6.9 gezeigten Effizienzen nah an den tatsächlichen Werten liegen.

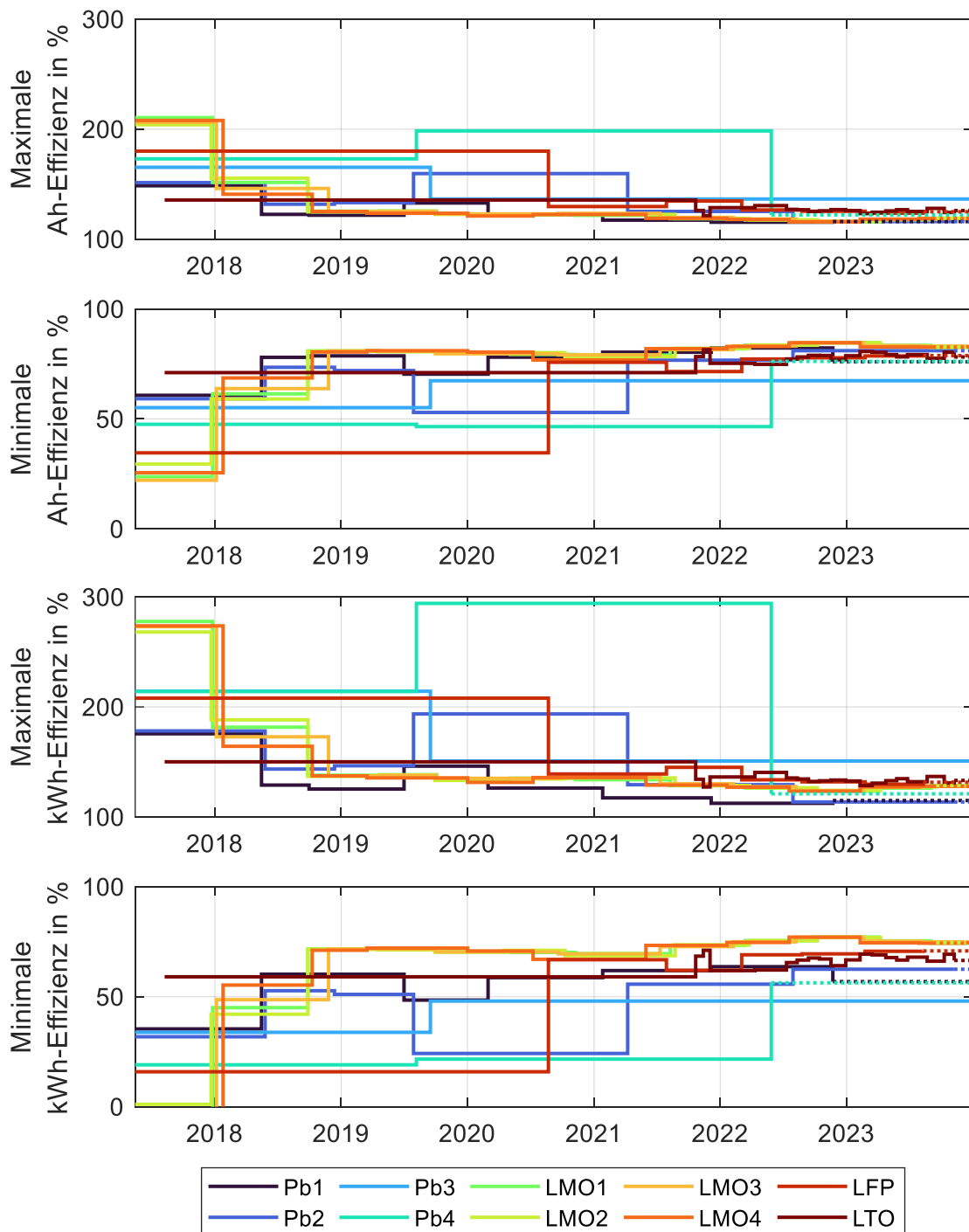


Abbildung A.16: Entwicklung der Effizienzen der Batterieeinheiten, jeder Abschnitt der Effizienz steht für einen Energiedurchsatz von 100 EFC. Gepunktete Linien bedeuten, dass bis Ende 2023 keine weiteren 100 EFC erreicht wurden. Die maximalen und minimalen Werte wurden auf Basis der typischen Messwertabweichungen der Herstellerangaben bestimmt.

## A6 Ergebnisse des Intraday Trading Tests

Der Abschnitt A6 basiert auf der Veröffentlichung [219] und gibt die Vorgehensweise und Ergebnisse in Bezug auf die RTE des BESS M5BAT und der Komponenten gekürzt wieder.

Im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte am Batteriespeicher M5BAT wurden das „M5BAT Multi-Use Optimization Framework“ entwickelt sowie die Eignung von M5BAT für andere Anwendungen getestet [28]. Das „M5BAT Multi-Use Optimization Framework“ kann modular die Komponenten von BESS modellieren und bei Eingabe von Zeitreihendaten von Strommarktdaten und Netzfrequenzdaten optimierte Betriebsfahrpläne erstellen. Für den Eignungstest von M5BAT für den Intraday-Handel wurde mittels des „M5BAT Multi-Use Optimization Framework“ der Fahrplan für M5BAT erstellt. Wie in Abbildung A.17 dargestellt ist, wurde der Fahrplan entwickelt und auf M5BAT ausgeführt. Die daraus resultierenden Ergebnisse dienen der Verbesserung des „M5BAT Multi-Use Optimization Framework“ und der Feststellung der Leistungsfähigkeit des BESS M5BAT.

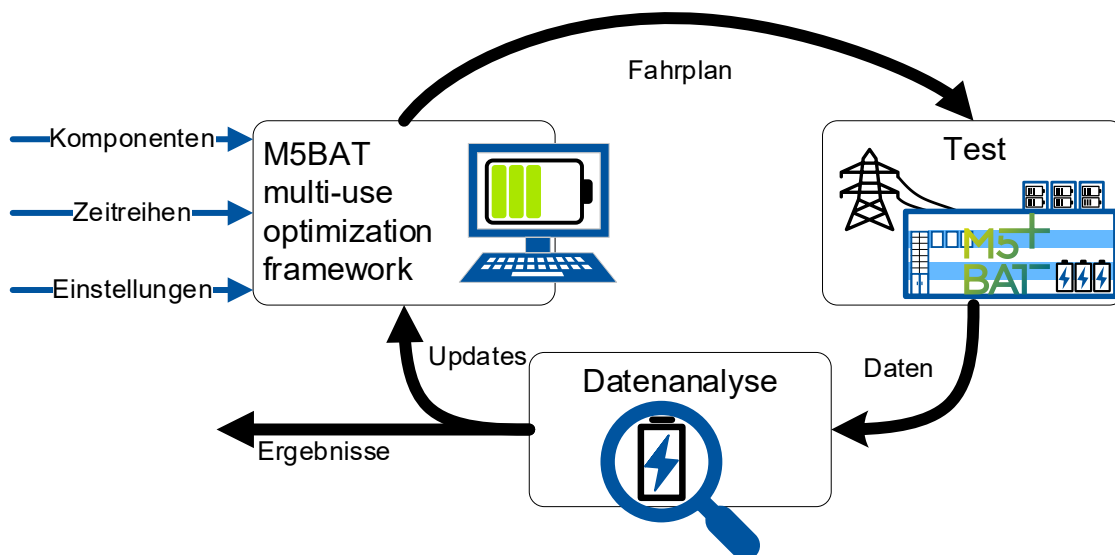


Abbildung A.17: Schematische Darstellung der Vorgehensweise des Intraday-Trading Tests.

Für den Intraday-Handel Test wurden als Eingabe die Preiszeitreihen vom 05.10.2022 bis 08.10.2022, wie in Abbildung A.18 unten gezeigt, genutzt. Das „M5BAT Multi-Use Optimization Framework“ hat aus den Eingaben unter Berücksichtigung der ausschließlichen Nutzung der LMO Batterieeinheiten des BESS M5BAT das 72 h Profil in Abbildung A.18 oben erstellt. Dieses 3-Tages Profil wurde ohne Korrekturen ausgeführt, wodurch die vier Batterieeinheiten einen Energiedurchsatz von 39,4 MWh (unterteilt in 21,18 MWh geladen und 18,22 MWh entladen) erfahren haben.

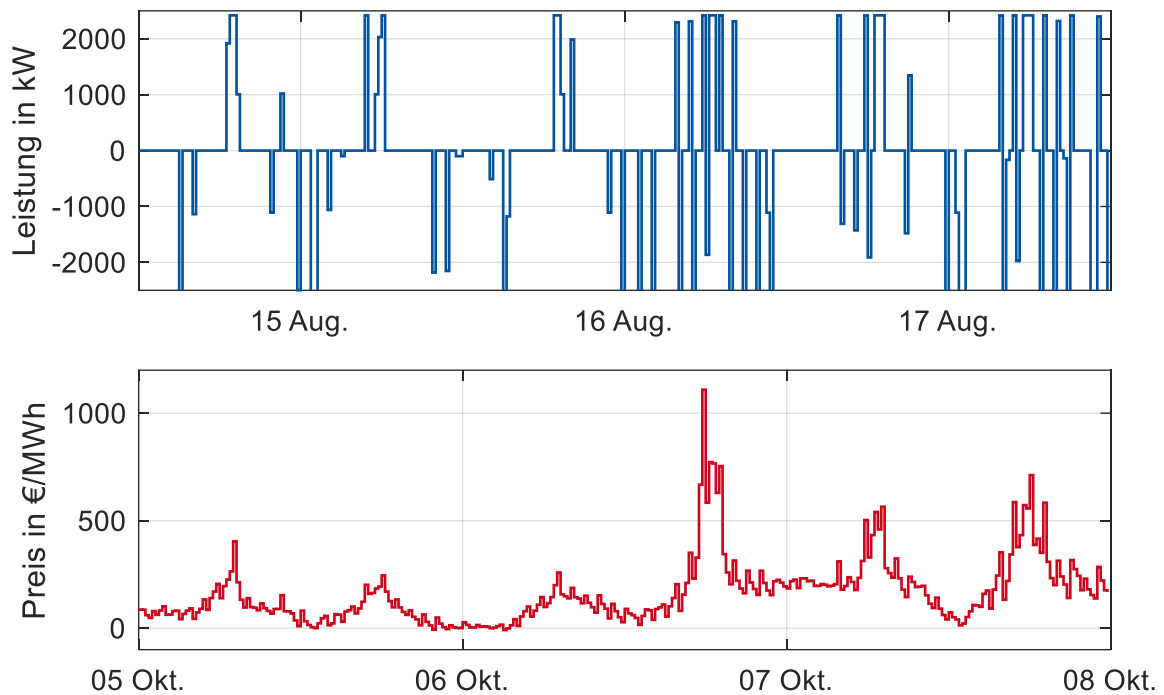


Abbildung A.18: Eingabedaten des Intraday Preises vom 05.10.2022 bis 08.10.2022 und das resultierende Leistungsprofil für den 14.08.2023 bis 17.08.2023 [226].

Zur Bewertung der Effizienzen ist für die Komponenten und M5BAT als BESS in Abbildung A.19 ein Vergleich zwischen „M5BAT Multi-Use Optimization Framework“ und den gemessenen Werten gezeigt. Dabei zeigt sich, dass im Modell höhere Effizienzen berechnet wurden, als im Testbetrieb ermittelt wurden. Die größte Komponenten-Effizienzdifferenz ist bei den Batterieeinheiten zu sehen. Hierbei wurden für die Modellierung statische Batterieeffizienzen aus [213] genutzt. Da die C-Raten im hier gezeigten Test ca. dem Dreifachen der beobachteten C-Raten aus 2022 entsprechen, kann dies ein Grund für die beobachtete Differenz darstellen. Auch die Effizienzen für Transformator und Umrichter wurden in der Modellierung überschätzt. Hier wurden für die Modellparametrierung hier die Datenblätter verwendet. In Zukunft könnte eine datengetriebene Modellparametrierung die Modellgenauigkeit weiter verbessern.

Insgesamt konnte gezeigt werden, dass sich die LMO Batterieeinheiten des BESS M5BAT im SOC-Bereich zwischen 10 % und 80 % gut für die Verwendung im Intraday-Handel eignen. Weitere Detailanalysen und Ergebnisse sind in [219] veröffentlicht.

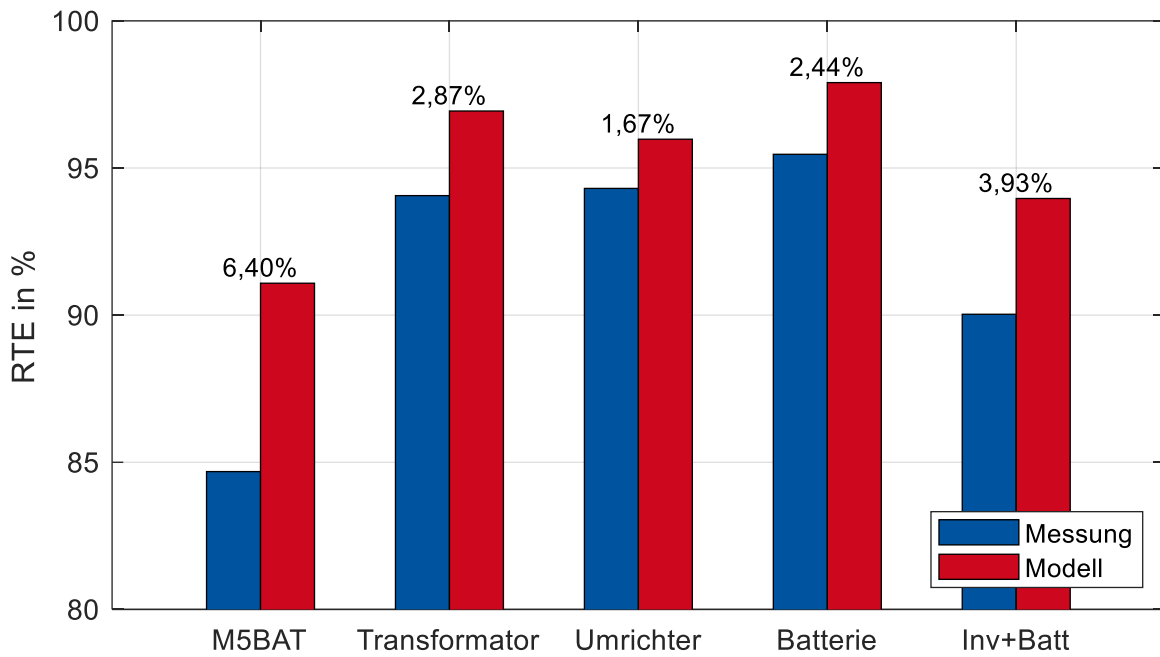


Abbildung A.19: RTE für alle Komponenten des BESS M5BAT als Vergleich zwischen Modell und Messung<sup>23</sup>.

<sup>23</sup> Im Vergleich zu [219] wurde die Berechnungsmethodik zur Bestimmung der Effizienzen zur in Abschnitt 6.1.1 gezeigten Methodik angepasst. Die Effizienzen können sich daher von den in [219] gezeigten Werten unterscheiden.

## A7 Zusätzliche Ergebnisse des Leistungsaufteilungsalgorithmus

Innerhalb dieses Abschnitts werden zusätzliche Ergebnisse der Tests aus Kapitel 7 gezeigt.

### A7.1 Energieverteilungen

Abbildung A.20 zeigt die Verteilung der Energiedurchsätze aller genutzten Tests. Für Testset  $\alpha$  wurden jeweils drei Testdurchläufe genutzt, welche mit \*.1 bis \*.3 in Abbildung A.20 markiert sind. Die Werte oberhalb der Balken repräsentieren den gesamten gemessenen Energiedurchsatz in MWh pro Test. Als Grundlage dient hier die Umrichtermessung auf AC-Seite.

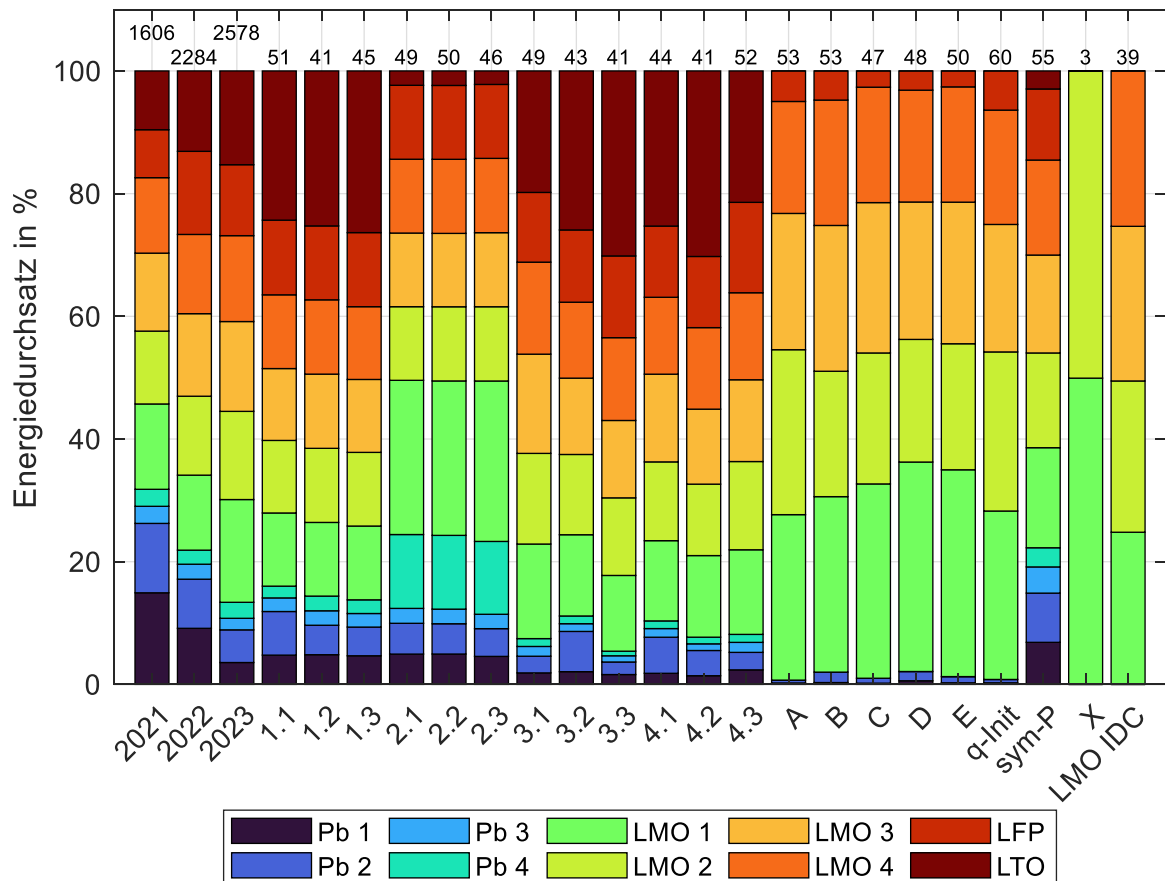


Abbildung A.20: Verteilung des Energiedurchsatzes (AC Umrichtermessung) auf die Batterieeinheiten des BESS M5BAT. Die Werte oberhalb der Balken stellen den kumulierten Energiedurchsatz in MWh dar.

Für den gesamten BESS M5BAT sind in Abbildung A.21 die Gesamtenergiedurchsätze aufgeschlüsselt nach Energiedurchsatz im FCR-Betrieb und Energiedurchsatz durch das Intraday-Nachlademanagement oder den Intraday-Handel und die energetischen Verluste gezeigt. Für die Jahre 2021 bis 2023 sind jeweils Wochenmittelwerte angegeben.

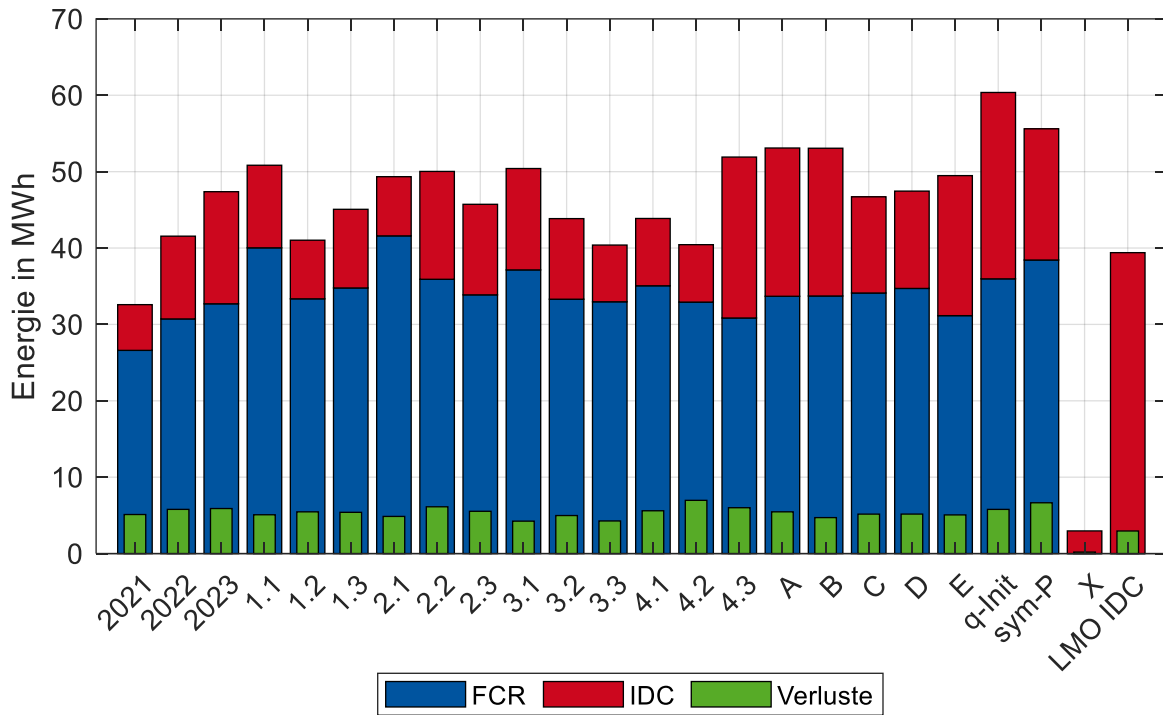


Abbildung A.21: Aufteilung des Gesamtenergieumsatzes je Test auf FCR und IDC, sowie Markierung der Verlustenergie.

## A7.2 Effizienzen

Abbildung A.22 zeigt für alle Tests die RTE der einzelnen Komponenten. Für die Umrichter und Transformatoren wurde auf Basis der Leistungswerte mithilfe der bekannten Kennlinien aus den Datenblättern ein Erwartungswert der RTE berechnet, welcher je Test mit einem roten Kreuz dargestellt ist.

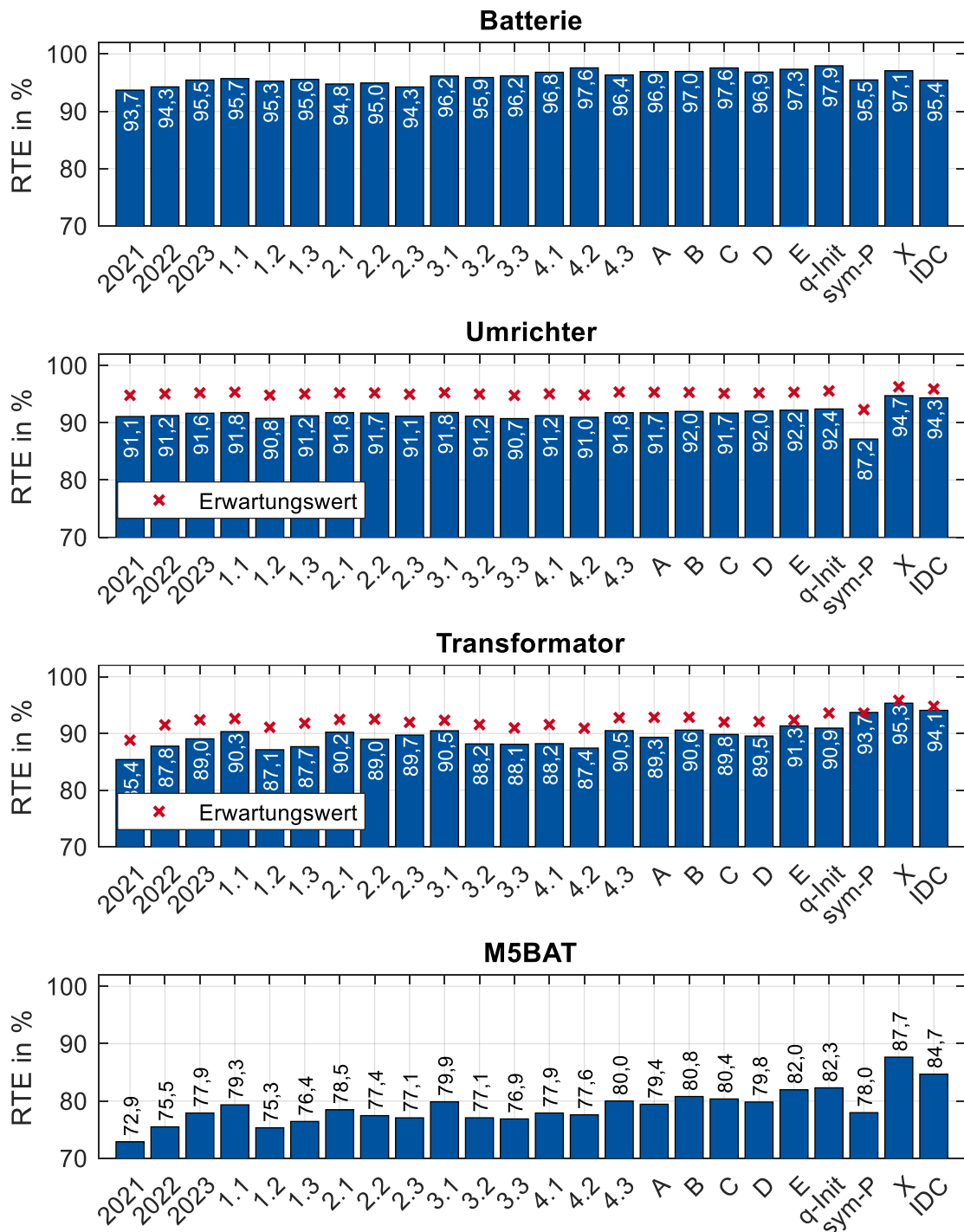


Abbildung A.22: Gemessene Effizienzen der Komponenten des BESS M5BAT je Test und die Vergleichswerte der Jahre 2021 bis 2023. Teile der gezeigten Ergebnisse finden sich auch in [33].

In Abbildung A.23 sind zu den gemessenen Effizienzen, wie in Abbildung A.22 gezeigt, die Messfehlerbereiche gezeigt. Dabei wurden die Fehlerbereiche, wie bereits im Anhang in Abschnitt A5.3 beschrieben ist, berechnet. Es wurden die folgenden Messfehler zugrunde gelegt:

- Umrichter DC-Strommessung: 0,5 % bezogen auf den Messbereichsendwert (1400 A)
- Umrichter DC-Spannungsmessung: 0,5 % bezogen auf den Messbereichsendwert (100 V)
- Umrichter AC-Leistungsmessung: 0,5 % bezogen auf den Messbereichsendwert (700 kW)
- M5BAT Messung am Netzanschlusspunkt: Verteilungsbreite: Standardabweichung nach der Messfehlereinstellung in Abbildung A.4

Die Fehlerbereiche für Test „sym-P“ sind für die Transformatoren, Umrichter und Batterien besonders groß, da in diesem Test niedrige Teillastphasen häufiger vorkamen als in anderen Tests. Bei den Messungen des Umrichters führt dies aufgrund des Bezugs auf den Messbereichsendwert zu größeren Fehlern. Im Gegensatz dazu sind die Fehlerbereiche des Tests X besonders klein, da es sich um einen zeitlich kurzen Test mit überwiegend Vollastphasen handelt. In diesen Bereichen erreichen die Messungen den geringsten Fehler.

Es ist anzumerken, dass für die Batterien, Umrichter und Transformatoren Bereiche oberhalb von 100 % gezeigt sind. Da diese Bereiche nicht möglich sind, sind die realen Effizienzen auf die Bereiche unterhalb von 100 % einzugrenzen. Zudem sind die Y-Achsen der Teilgrafiken in Abbildung A.23 nicht gleich skaliert, um die individuelle Lesbarkeit der Grafiken zu verbessern.

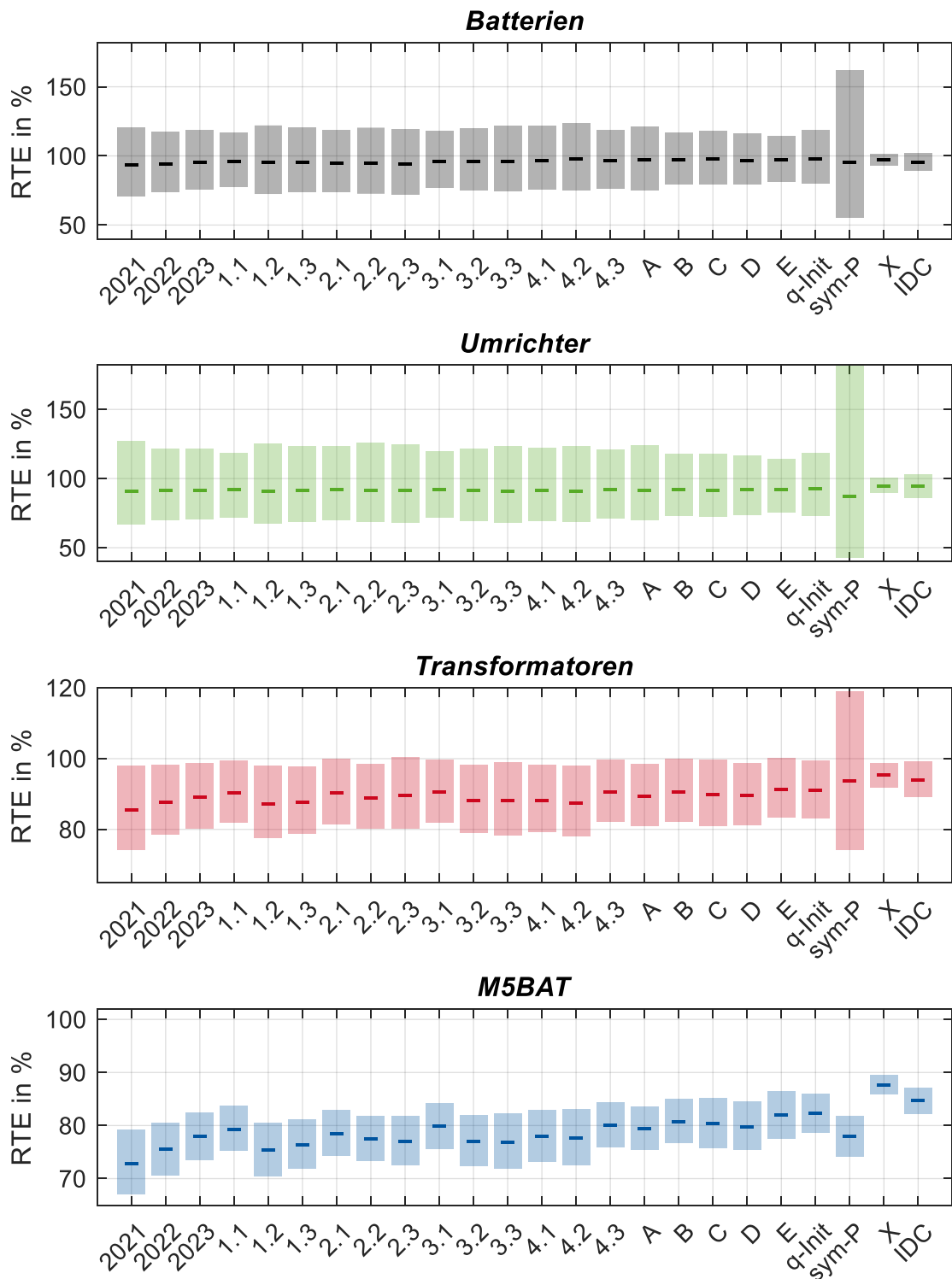


Abbildung A.23: Gemessene Effizienzen und Messfehlerbereiche der Komponenten des BESS M5BAT je Test und die Vergleichswerte der Jahre 2021 bis 2023.

Das Streudiagramm in Abbildung A.24 zeigt den Zusammenhang zwischen Transformatorauslastung und Transformator-RTE, wie dies in Abbildung 7.13 bereits für die BESS-RTE gezeigt wurde. Die rot gestrichelte Linie stellt dabei eine angenäherte Exponentialfunktion dar.

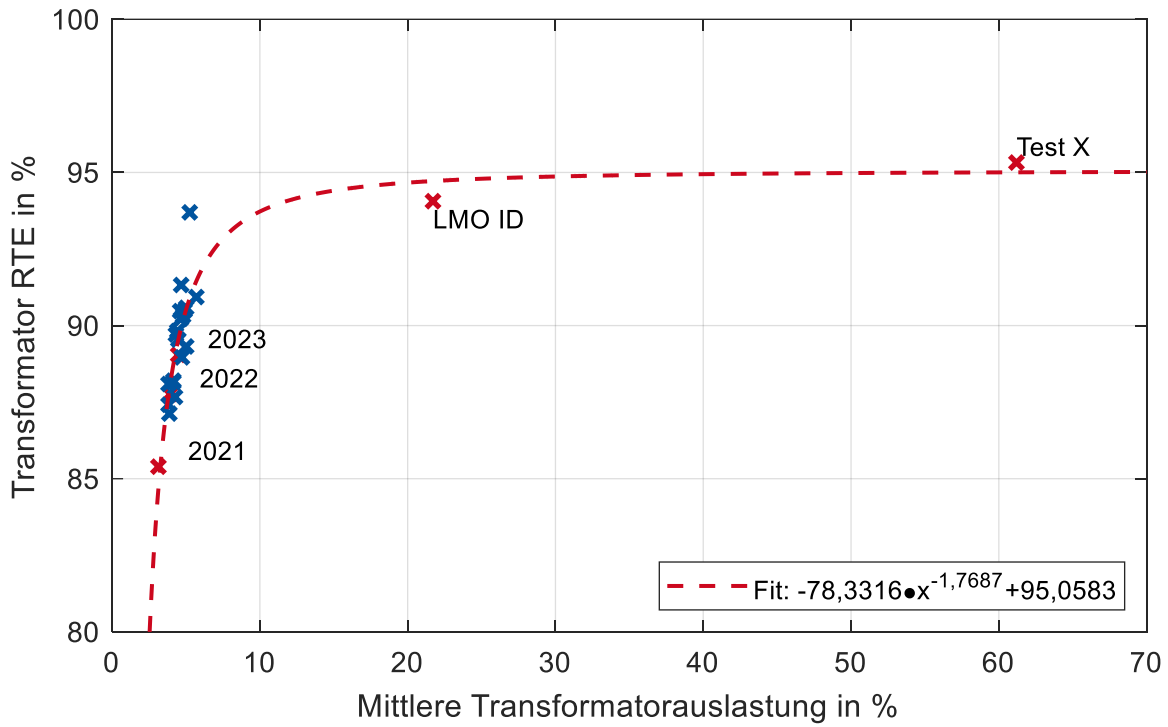


Abbildung A.24: Zusammenhang zwischen Transformatorauslastung und Transformator-RTE.

### A7.3 SOC-Verteilungen

In Abschnitt 7.3.2 in Abbildung 7.6 wurden die SOC-Verteilungen des Testsets  $\alpha$  am Beispiel des jeweils ersten Testdurchlaufs gezeigt. In Abbildung A.25 sind die SOC-Verteilungen des Testsets  $\alpha$  des jeweils zweiten Testdurchlaufs gezeigt und in Abbildung A.26 sind die SOC-Verteilungen des Testsets  $\alpha$  des jeweils dritten Testdurchlaufs gezeigt. Abbildung A.25 und Abbildung A.26 bestätigen die in Abschnitt 7.3.2 getätigten Aussagen und zeigen, dass die SOC-Bänder überwiegend eingehalten werden.

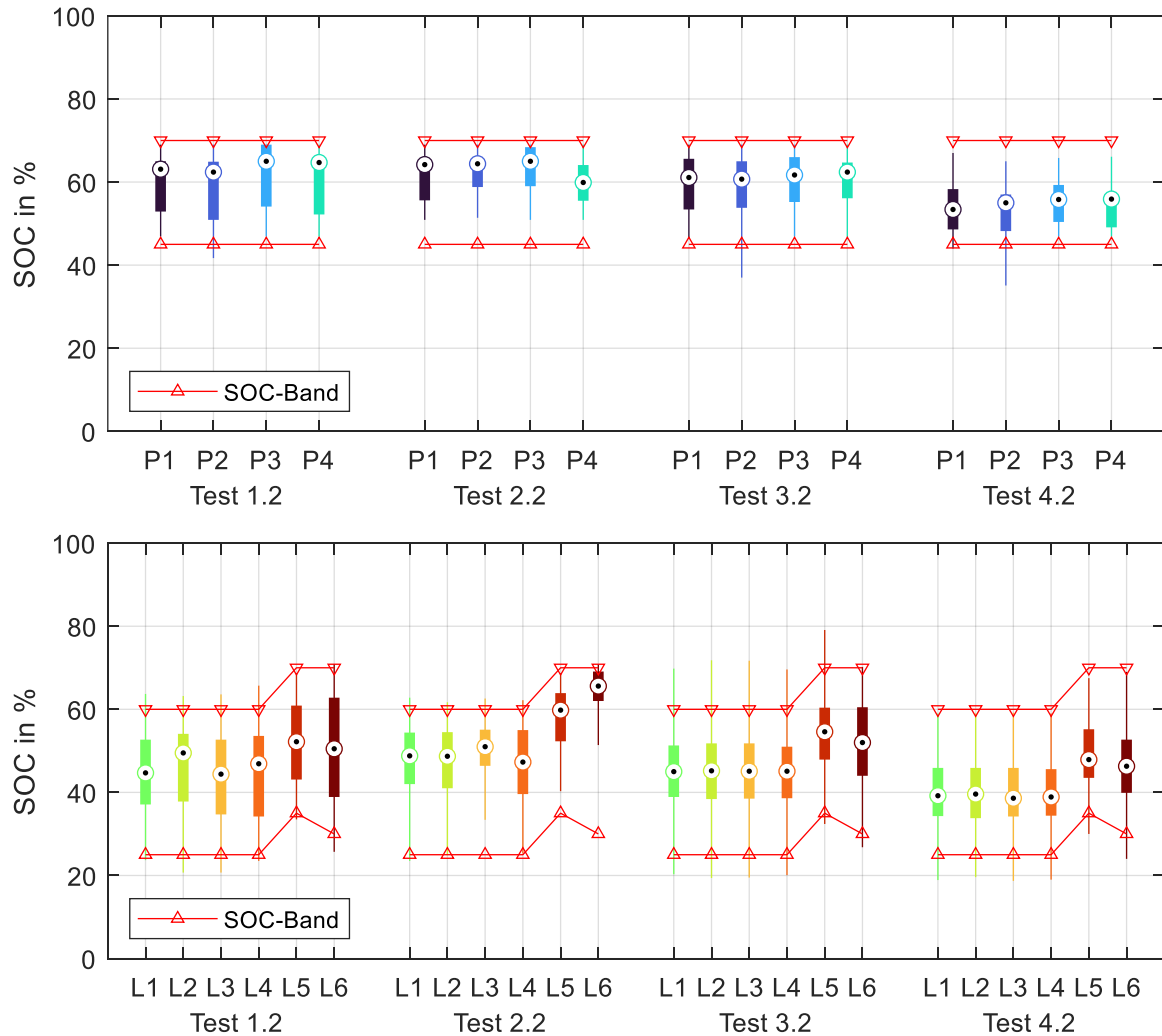


Abbildung A.25: Verteilungen der SOC-Werte der einzelnen Batterieeinheiten in den jeweils zweiten Testdurchläufen des Testsets  $\alpha$ . Die Batterien sind mit den abgekürzten Akronymen nach Tabelle 3.2 und Tabelle 3.3 beschrieben. Hierbei steht P für Bleibatterie und L für Lithium-Ionen-Batterie.

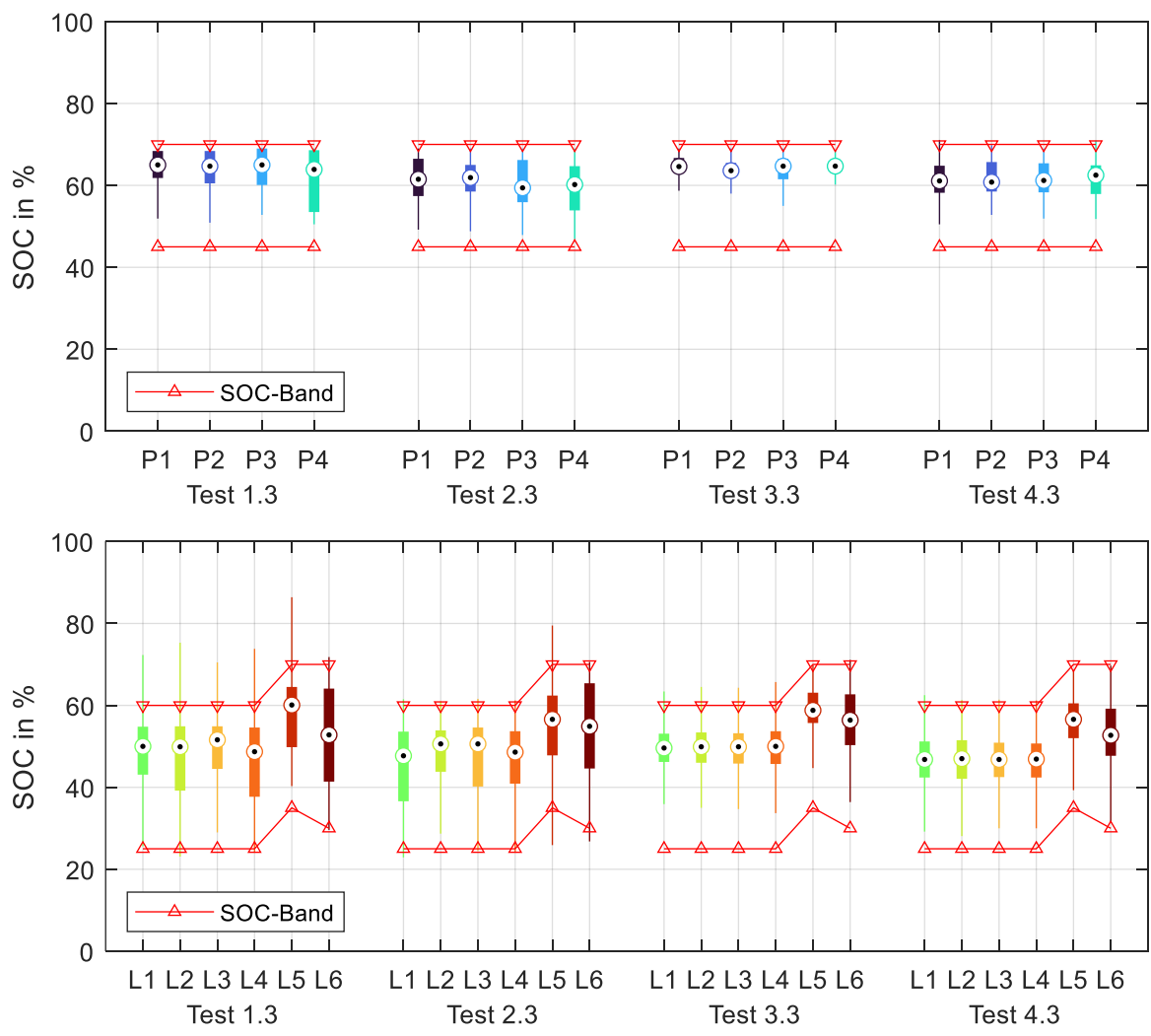


Abbildung A.26: Verteilungen der SOC-Werte der einzelnen Batterieeinheiten in den jeweils dritten Testdurchläufen des Testsets  $\alpha$ . Die Batterien sind mit den abgekürzten Akronymen nach Tabelle 3.2 und Tabelle 3.3 beschrieben. Hierbei steht P für Bleibatterie und L für Lithium-Ionen-Batterie.

### A7.4 Leistungsverteilungen

Im Folgenden werden Violinplots gezeigt. Diese zeigen die Dichteverteilung der aufgetretenen Datenpunkte typischerweise in symmetrischer Form. Des Weiteren können Violinplots im Inneren einen vereinfachten Boxplot mit punktförmiger Markierung des Medians und Box inkl. Whiskern, aber ohne Ausreißer, enthalten. Zur Erzeugung der Violinplots wurde Software nach [227] verwendet.

In Abbildung A.27 sind die Violinplots nicht symmetrisch, sondern in Halbviolinen aufgeteilt, wobei die linke Halbvioline Ladeleistungen darstellt und die rechte Halbvioline Entladeleistungen darstellt. Anstelle des Medians sind die Mittelwerte für Lade- und Entladeleistungen gezeigt. Die Leistungen sind gemessene Leistungen am Netzanschlusspunkt, wobei Leistungswerte von 0 kW nicht gezeigt sind und Leistungen über  $\pm 1500$  kW abgeschnitten sind. Jede Violine zeigt einen Test nach Tabelle 7.3 und Tabelle 7.4.

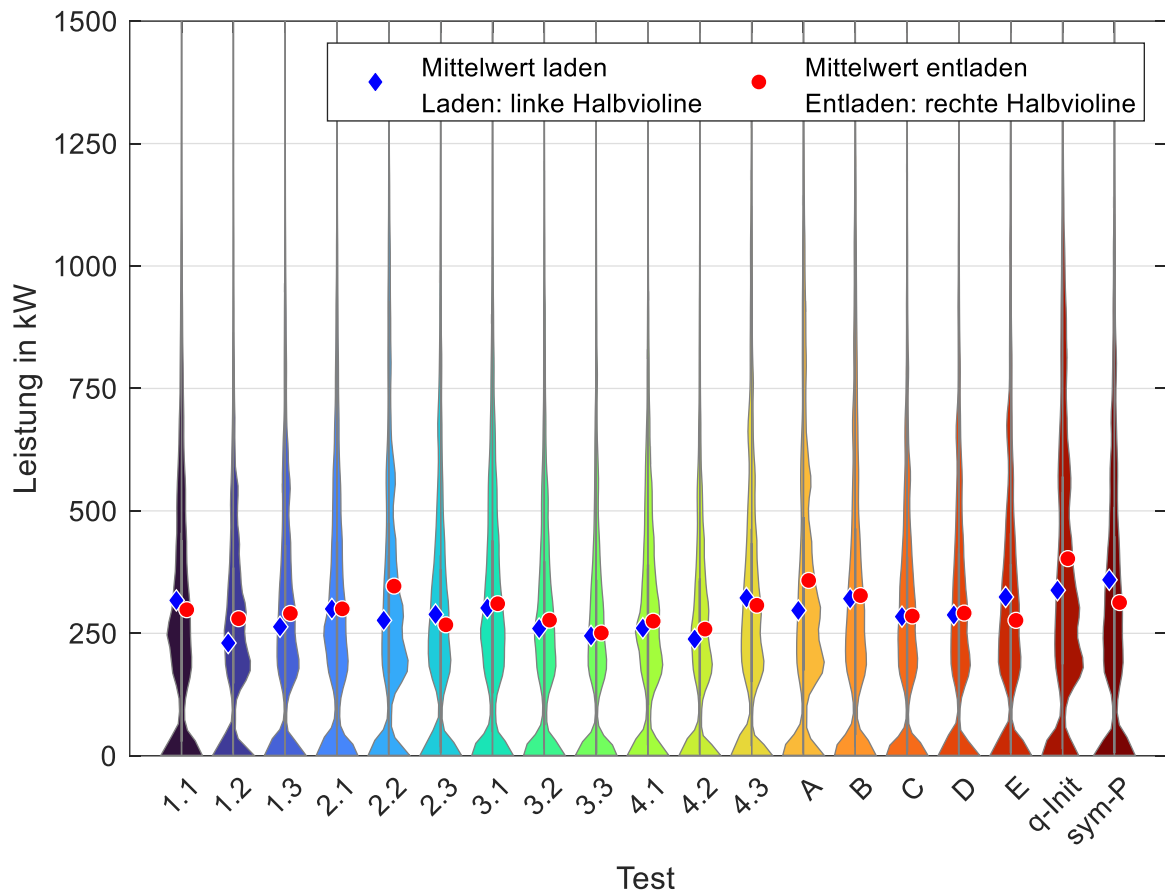


Abbildung A.27: Leistungsverteilung des BESS M5BAT je Test, aufgeteilt in Ladeleistungen (linke Halbvioline) und Entladeleistungen (rechte Halbvioline). Leistungen von 0 kW sind nicht gezeigt.

In Abbildung A.28 sind Leistungsverteilungen (Wirkleistung AC) der Umrichter je Test gezeigt. Leistungswerte mit 0 kW wurden dabei aus dem Datensatz entfernt, sodass die Violinenplots nur die Zeitpunkte der aktiven Leistungserbringung widerspiegeln. Die gestrichelten Linien geben die Umrichterhystereseleistungen, welche je Test eingestellt wurden, an. Der weiße Punkt stellt den Median aller Messwerte dar, während die Kreuze die Mittelwerte für die Lade- und Entladeleistungen darstellen.

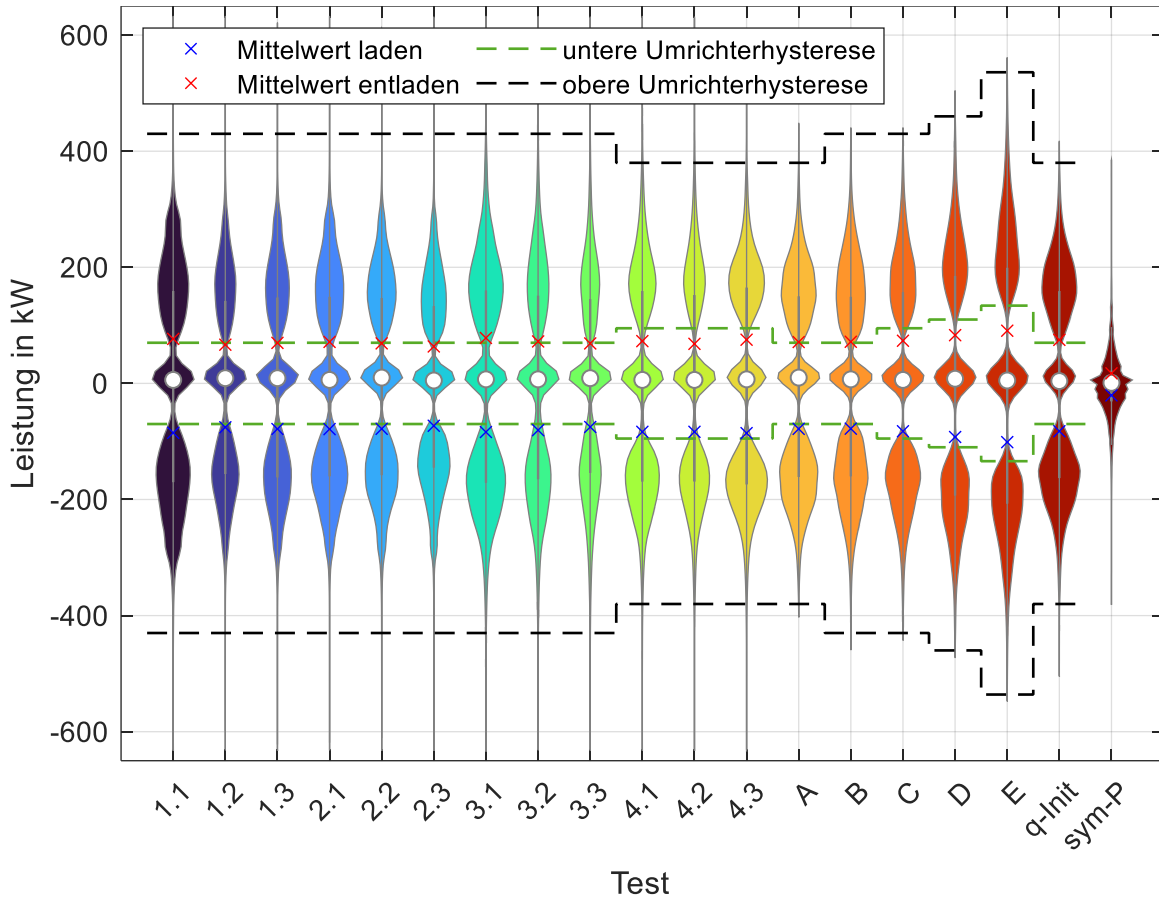


Abbildung A.28: Verteilung der Umrichterleistungen je Test für alle Umrichter mit Markierung des Lade- und Entladeleistungsmittelwerts, sowie des Medians aller aufgetretenen Leistungen. Leistungen von 0 kW sind nicht gezeigt.

Es ist in allen Verteilungen erkennbar, dass die dichtere Verteilung bei ca. 0 kW in den positiven Leistungsbereich verschoben ist. Dies ist damit zu erklären, dass in Phasen ohne FCR-Abrufe die Verlustleistungen wie die Transformatorverluste von den Umrichtern kompensiert werden und dort Leistungen im Bereich von 15 kW auftreten. Des Weiteren ist erkennbar, dass die dichteren Bereiche in Lade- und Entladerichtung in allen Tests zwischen den Umrichterhystereseleistungsgrenzen liegen. Durch die Anpassung der Hystereseleistung werden die dichteren Bereiche mitverschoben. In Testset  $\beta$  ist zudem sichtbar, dass nahezu keine Werte außerhalb der Hystereseleistungsgrenzen liegen. Test „sym-P“ stellt durch die fehlende Hystereseleistung eine Ausnahme dar.

In Abbildung A.29 und Abbildung A.30 sind Leistungsverteilungen (Wirkleistung AC) der einzelnen Umrichter je Test gezeigt. Leistungswerte mit 0 kW wurden dabei aus den

Datensätzen entfernt, sodass die Violinenplots nur die Zeitpunkte der aktiven Leistungserbringung widerspiegeln. Negative Leistungen stellen Ladeleistungen dar, während positive Leistungen Entladeleistungen bedeuten.

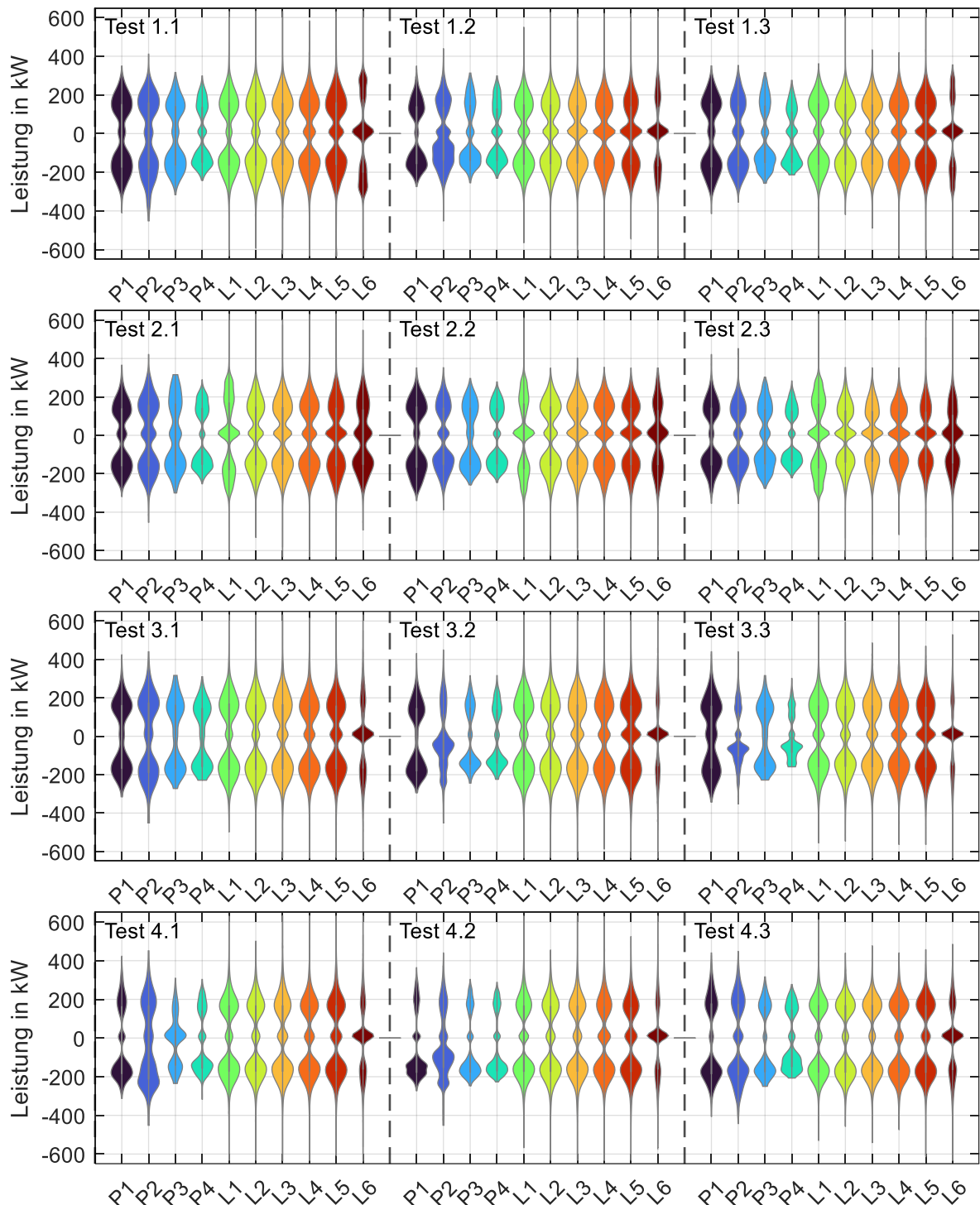


Abbildung A.29: Violinenplots der Leistungsverteilung aller Tests des Testset  $\alpha$  für jede Batterieeinheit des BESS M5BAT. Die Batterien sind mit den abgekürzten Akronymen nach Tabelle 3.2 und Tabelle 3.3 beschrieben.

Die in Abbildung A.29 gezeigten Testwiederholungen zeichnen sich durch ein ähnliches Aussehen der Violinenplots der einzelnen Batterieeinheiten aus. Die Charakteristik, dass es

eine dichtere Verteilung um 0 kW bzw. im Bereich von -5 kW bis 20 kW gibt, findet sich in allen Tests wieder und ist besonders bei den Lithium-Ionen Batterieeinheiten ausgeprägt. Da die Verteilungsdichten nicht in direktem Zusammenhang mit den umgesetzten Energiemengen stehen, zeigen sich für die LTO Batterieeinheit (L6) in Tests 3.X und Tests 4.X eine dichte Verteilung um 0 kW und sehr dünne Verteilungen im höheren Leistungsbereich. Dies kommt daher, dass die LTO Batterieeinheit durch die Ordnungszahl 10 bei kleinen Leistungen bevorzugt wird.

In Abbildung A.30 sind für die Batterieeinheiten P3, P4 und L6 keine Verteilungen gezeigt, da diese in den Tests nicht aktiviert wurden. Die Verteilungen der Batterieeinheiten P1 und P2 variieren zwischen den Tests, da diese nur selten verwendet werden und für einzelne Tests nur Entladungen oder Ladungen aufgetreten sind. Eine Ausnahme stellt hier Test sym-P dar, dort sind alle Batterieeinheiten genutzt worden mit sehr dichten Verteilungen im Bereich von ca.  $\pm 50$  kW.

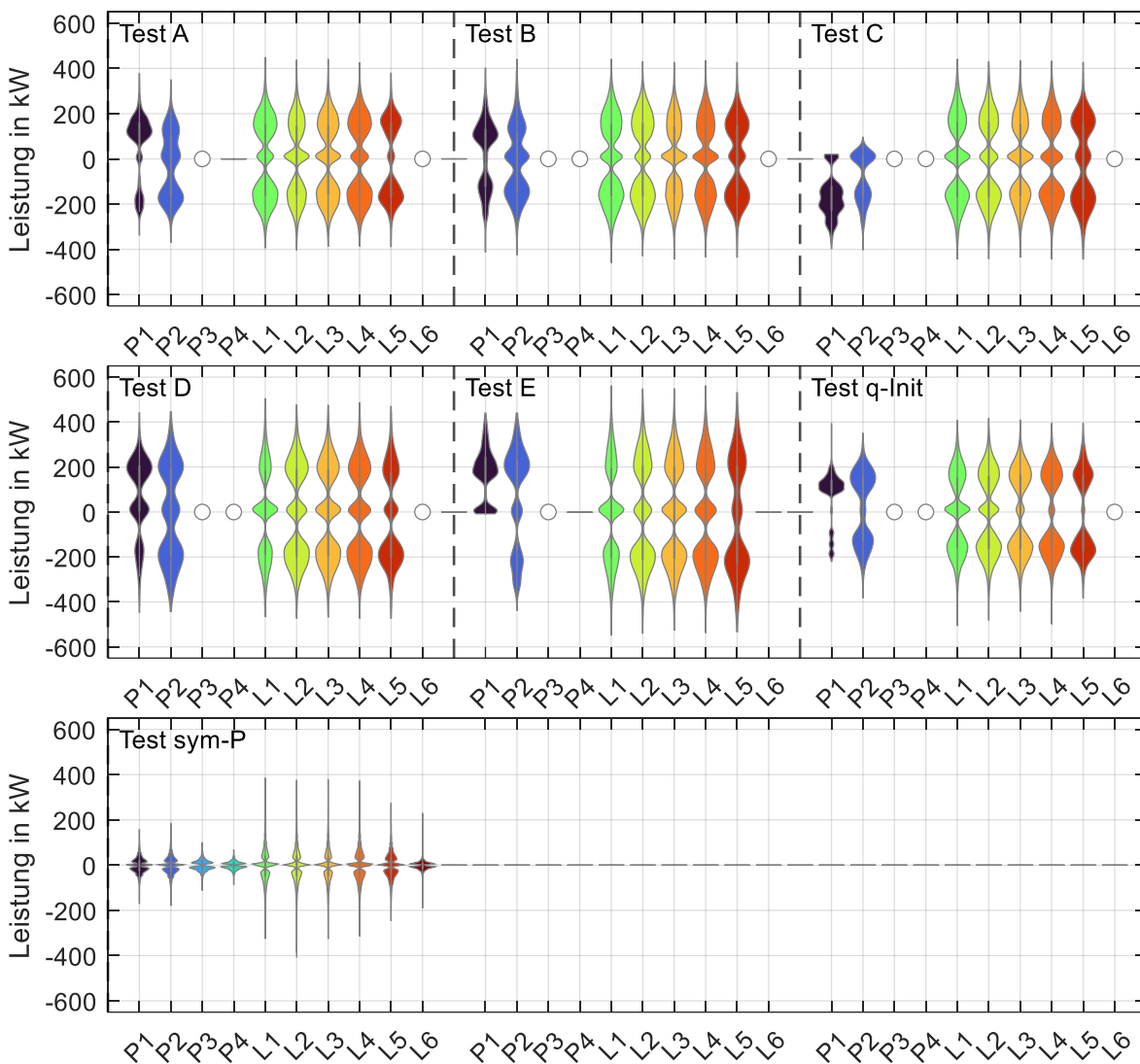


Abbildung A.30: Violinenplots der Leistungsverteilung aller Tests des Testset  $\beta$  für jede Batterieeinheit des BESS M5BAT. Die Batterien sind mit den abgekürzten Akronymen nach Tabelle 3.2 und Tabelle 3.3 beschrieben.

### A7.5 Zusätzliche Daten

Die aufgetretenen Netzfrequenzen sind für alle Tests außer Test X und LMO IDC in Abbildung A.31 gezeigt. Für die Jahre 2021 bis 2023 ist der Bereich der größten Dichte verglichen mit den anderen Tests, gestaucht. Dafür sind die Ausreißer in den Jahren 2021 bis 2023 höher und niedriger als in den anderen Tests. Alle Verteilungen zeigen darüber hinaus große Ähnlichkeit.

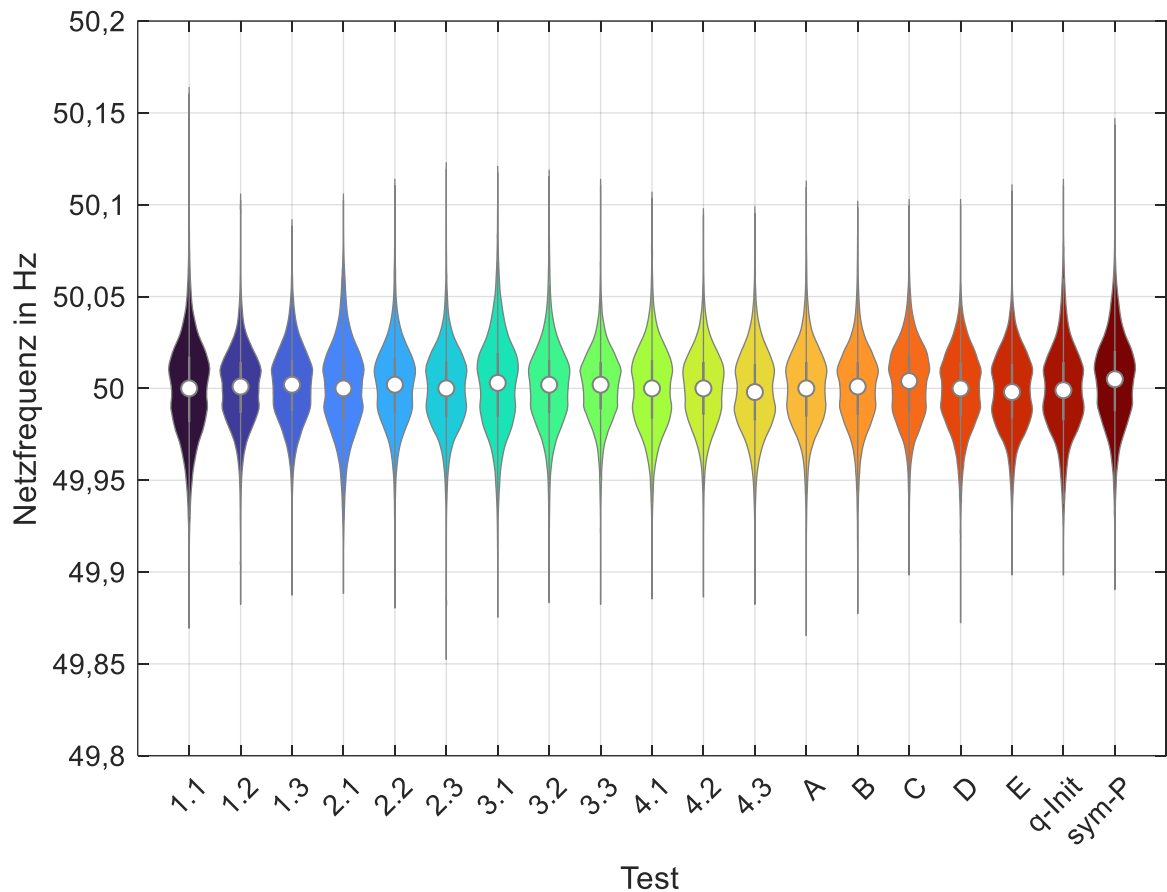


Abbildung A.31: Verteilung der Netzfrequenzen je Test mit Markierung des Medians der Netzfrequenz.



## Abkürzungsverzeichnis

AC	.....	Wechselstrom bzw. Wechselspannung (engl.: alternating current)
aFRR	.....	Sekundärregelleistung (engl.: automatic Frequency Restoration Reserve)
BESS	.....	Batteriegroßspeicher (engl.: Battery Energy Storage System)
BKV	.....	Bilanzkreisverantwortlicher
BMA	.....	Brandmeldeanlage
BMS	.....	Batteriemanagementsystem (engl.: Battery management system)
BOL	.....	Lebensdauerbeginn (engl.: Begin of Life)
BTM	.....	Hinter dem Zähler (engl.: Behind-the-Meter)
CEI	.....	Passivierungsschicht (engl.: cathode electrolyte interphase)
C-Rate	.....	auf die Nennkapazität bezogene Stromrate
CSC	.....	Zellüberwachungseinheit (engl.: Cell supervision circuit   Cell monitoring unit, CMU)
DC	.....	Gleichstrom bzw. Gleichspannung (engl.: direct current)
DOD	.....	Entladetiefe (engl.: Depth of Discharge)
DVA	.....	differentielle Spannungsanalyse (engl.: Differential voltage analysis)
EFC	.....	äquivalenter Vollzyklus (engl.: Equivalent full cycle)
EFR	.....	Enhanced frequency response
EMS	.....	Energiemanagementsystem (engl.: Energy management system)
ENTSO-E	.....	Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber (engl.: European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EOL	.....	Lebensdauerende (engl.: End of Life)
EPR	.....	Energie zu Leistung Verhältnis (engl.: Energy to power ratio)
E-Rate	.....	auf die Nennenergie bezogene Leistungsrate
FCR	.....	Primärregelleistung (engl.: Frequency Containment Reserve)
FFR	.....	Fast frequency response
FR	.....	Schnelle Reserve (engl.: Fast reserve)
FTM	.....	Vor dem Zähler (engl.: Front-of-the-meter)
ICA	.....	inkrementelle Kapazitätsanalyse (engl.: Incremental capacity analysis)
IDC	.....	Intraday continuous Handel
LAM <sub>NE</sub>	.....	Verlust von Aktivmaterial der Anode (engl.: Loss of active material of the negative electrode)
LAM <sub>PE</sub>	.....	Verlust von Aktivmaterial der Kathode (engl.: Loss of active material of the positive electrode)

LFP	.....	Kathodenmaterial Lithium-Eisenphosphat ( $\text{LiFePO}_4$ )
LFR	.....	Leistungs-Frequenz-Regelzone
LIB	.....	Lithium-Ionen-Batterie
LLI	.....	Verlust von Lithiumbestand (engl. Loss of lithium inventory)
LMO	.....	Kathodenmaterial Lithium-Manganoxid ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ )
LTO	.....	Anodenmaterial Lithium-Titanatoxid ( $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ )
M5BAT	.....	Modularer Multi-Megawatt Multi-Technologie Mittelspannungs- Batteriespeicher der RWTH Aachen University
mFRR	.....	Minutenreserve (engl.: manual Frequency Restoration Reserve)
MMC	.....	Modularer Multilevel Umrichter (engl.: Modular multilevel converter)
MOLS	.....	Merit-Order-Listen-Server (engl.: Merit-Order-List-Server)
NCA	.....	Kathodenmaterial Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminiumoxid ( $\text{LiNi}_x\text{Co}_y\text{Al}_z\text{O}_2$ )
NMC	.....	Kathodenmaterial Lithium-Nickel-Mangan-Kobaltoxid ( $\text{LiNi}_x\text{Mn}_y\text{Co}_z\text{O}_2$ )
OCSM	.....	'Ortsfest Kupferstreckmetall', geschlossene Bleibatterien mit flüssigem Elektrolyt
OCV	.....	Klemmenspannung bei offener Klemme (engl.: open circuit voltage)
OPzV	.....	'Ortsfest Panzerplatte Verschlussen', verschlossene Bleibatterien mit geliertem Elektrolyt
PCS	.....	Energiewandlungssystem (engl.: Power Conversion System)
PDA	.....	Leistungsaufteilungsalgorithmus (engl.: Power distribution algorithm)
PV	.....	Photovoltaik
q-Init	.....	quasi Initial-PDA; Leistungsaufteilungsalgorithmus vor der Entwicklung des SPDA
qOCV	.....	quasi-OCV (engl.: quasi open circuit voltage)
RMS	.....	Effektivwert (engl.: root mean square)
SEI	.....	Passivierungsschicht (engl.: solid electrolyte interphase)
SOC	.....	Ladezustand (engl.: State of Charge)
SOE	.....	Energiezustand in % (engl.: State of Energy)
SOH	.....	Gesundheitszustand (engl.: State of Health)
SPDA	.....	stufenweise regelbasierter Leistungsaufteilungsalgorithmus (engl.: Staged rule-based Power Distribution Algorithm)
SPS	.....	speicherprogrammierbare Steuerung
sym-P	.....	symmetrisch nach 1 h Leistungsprognose
USV	.....	unterbrechungsfreie Stromversorgung

## Symbolverzeichnis

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Indizes  $^*$ <sub>Batterie</sub>,  $^*$ <sub>Umrichter</sub>,  $^*$ <sub>Transformator</sub> und  $^*$ <sub>BESS</sub> genutzt, um Symbole auf die in den Indizes genannten Komponenten im Allgemeinen zu beziehen. Die Nutzung der folgenden Indizes weist auf die konkrete Anwendung im Umfeld des BESS M5BAT hin und beschreibt die geordnete Menge der Komponenten:

- Batterieeinheiten:  $^*$ <sub>Batt</sub> Batt  $\in$  {Batt<sub>1</sub>, Batt<sub>2</sub>, ..., Batt<sub>10</sub>} = Batts
- Umrichter:  $^*$ <sub>Inv</sub> Inv  $\in$  {Inv<sub>1</sub>, Inv<sub>2</sub>, ..., Inv<sub>10</sub>} = Invs
- Transformatoren:  $^*$ <sub>Trafo</sub> Trafo  $\in$  {Trafo<sub>1</sub>, Trafo<sub>2</sub>, ..., Trafo<sub>5</sub>} = Trafos
- Batteriespeicher:  $^*$ <sub>M5BAT</sub> BESS M5BAT

Symbol	Einheit	Beschreibung
$a, b, c, d$		Parameter der Effizienzkennlinie des Umrichters
$AV$	%	Verfügbarkeit eines Batteriespeichers (Anlagenverfügbarkeit)
$C_{act}$	Ah	Aktuell verbleibende Kapazität
$C_{cha}$	Ah	Geladene Kapazität
$C_{dis}$	Ah	Entladene Kapazität
$\cos(\varphi)$		Leistungsfaktor
$C - Rate$	1/h; C	auf die Nennkapazität bezogene Stromrate
$C_{ref}$	Ah	Nennkapazität / Nominalkapazität einer Batterie
$C_{usable}$	Ah	Nutzbare Kapazität
$E_{act}$	kWh	Aktuell verbleibende Energie
$E_{cha}$	kWh	Geladene Energie
$E_{dis}$	kWh	Entladene Energie
$E_{inst}$	kWh	installierte Energie eines Batteriespeichers
$EPR$	h	Energie zu Leistung Verhältnis (engl.: Energy to power ratio)
$E - Rate$	1/h; E	auf die Nennenergie bezogene Leistungsrate
$E_{ref}$	kWh	Nennenergie / Nominalenergie
$E_{Rest}$	kWh	Verbleibende Energie

Symbol	Einheit	Beschreibung
$E_{thru}$	kWh	Energiedurchsatz
$E_{thru,Rest}$	kWh	Verbleibender Energiedurchsatz bis zum Erreichen des Sollenergiedurchsatzes
$E_{thru,Soll}$	kWh	Sollenergiedurchsatz
$E_{usable}$	kWh	Nutzbare Energie
$grad$	kW/s	Gradient der Leistungsänderung
$Hysterese_{lower}$	kW	untere Grenze der Umrichterhystereseleistung
$Hysterese_{upper}$	kW	obere Grenze der Umrichterhystereseleistung
$I$	A	Strom
$I_{cha}$	A	Ladestrom
$I_{dis}$	A	Entladestrom
$I_{LL}$	A	Leerlaufstrom
$I_N$	A	Nennstrom
$I_{RMS}$	A	Effektivwert des Stroms
$Modus$		Betriebsmodus eines Umrichters
$n$	#	Anzahl
$P$	kW	Wirkleistung
$p_{self}^*$		Eigenverbrauch bezogen auf die Eingangsleistung
$P_{cha}$	kW	Ladeleistung
$P_{dis}$	kW	Entladeleistung
$p_{in}$		auf die Nennleistung normierte Eingangsleistung
$P_{inst}$	MW	Installierte Leistung eines Batteriespeichers
$P_{LL}$	W	Leerlaufwirkleistung
$P_{max}$	kW	Maximale Wirkleistung
$Prognose_p(t)$	kW	Leistungsprognose für die Zeitdauer t
$P_{Soll}$	kW	Sollwirkleistung
$P_{Soll,Gesamt}$	kW	Gesamte vom Leistungsaufteilungsalgorithmus zu verteilende Sollleistung
$P_V$	kW	Verlustleistung
$P_{V,Eisen}$	kW	Eisenverluste des Transformators
$P_{V,Kupfer}$	kW	Kupferverluste des Transformators
$P_{VL,FCR}$	MW	Bezuschlagte / vermarktete Leistung im FCR Markt
$Q$	var	Blindleistung
$Q_K$	var	Kurzschlussblindleistung
$Q_{LL}$	var	Leerlaufblindleistung
$Q_{Soll}$	var	Sollblindleistung
$r_{loss}^*$		Ohmsche Verlustwiderstände (z. B. durch Leitungen oder Verbinder) bezogen auf die Eingangsleistung
$R_{act}$	$\Omega$	Aktueller Innenwiderstand

Symbol	Einheit	Beschreibung
$R_{ref}$	$\Omega$	Nominaler Innenwiderstand
$RTE$	%	Round-Trip Effizienz (engl.: Round-Trip-Efficiency)
$S1$		Sortiervariable Stufe 1 des SPDA
$S_{LL}$	VA	Leerlaufscheinleistung
$S_N$	kVA	Nennscheinleistung
$SOC$	%	Ladezustand (engl.: State of Charge)
$SOC_{Band,oben}$	%	oberer Grenzwert des SOC-Bandes
$SOC_{Band,unten}$	%	unterer Grenzwert des SOC-Bandes
$SOH_C$	%	Kapazitätsbezogener Gesundheitszustand (engl.: State of Health)
$SOH_E$	%	Energiebezogener Gesundheitszustand (engl.: State of Health)
$SOH_R$	%	Widerstandsbezogener Gesundheitszustand (engl.: State of Health)
$t$		Zeitpunkt
$t_0$		Startzeitpunkt des jeweiligen Untersuchungszeitraumes
$T_{Ausfall}$	s	Ausfallzeit
$t_{end}$		Entzeitpunkt des jeweiligen Untersuchungszeitraumes
$t_{falling}$		Zeitpunkt der fallenden Flanke der Ausfallmeldung
$t_{Flanke,Messwert}$		Zeitpunkt bei Detektion einer Flanke des Messwerts
$t_{Flanke,Sollwert}$		Zeitpunkt bei Detektion einer Flanke des Sollwerts
$t_{Messwert(X)}$		Zeitpunkt bei Erreichen des Messwerts X
$T_{Modus}$	s	Moduswechselzeit der Umrichter
$T_{Reaktion}$	s	Reaktionszeit der Umrichter
$t_{rising}$		Zeitpunkt der steigenden Flanke der Ausfallmeldung
$t_{unit}$	h	Zeit der möglichen Leistungsbereitstellung
$u_K$	%	Auf die Nennspannung bezogene Kurzschlussspannung
$U_K$	V	Kurzschlussspannung
$U_{LL}$	V	Leerlaufspannung
$U_{max}$	V	Maximalspannung, Ladeschlussspannung
$U_{min}$	V	Minimalspannung, Entladeschlussspannung
$U_N$	V	Nennspannung
$v_{loss}^*$		Spannungsverluste (z. B. bei Umrichtern an Dioden und Transistoren) bezogen auf die Eingangsleistung
$X_\sigma$	$\Omega$	Blindwiderstand der Streuinduktivität des Transformators
$\overline{\Delta\eta}$		Wirkungsgraddifferenz über die Hysteresespannweite
$\varepsilon_i$	%	Stromfehler
$\varepsilon_{max}$	%	maximaler Fehler

## Symbolverzeichnis

---

Symbol	Einheit	Beschreibung
$\varepsilon_{\text{Messumformer}}$	%	Fehler des Messumformers
$\varepsilon_p$	%	Leistungsfehler
$\varepsilon_{\text{SPS-Eingang}}$	%	Fehler der SPS Eingangskarte
$\varepsilon_U$	%	Spannungsfehler
$\varepsilon_{\text{Wandler}}$	%	Fehler des Messwandlers
$\eta_{Ah}$	%	Coulombsche Effizienz
$\eta_{kWh}$	%	Energetische Effizienz
$\eta_{PE,cha}$	%	Leistungseffizienz der Ladephase
$\eta_{PE,dis}$	%	Leistungseffizienz der Entladephase
$\eta_{\varepsilon,Ah}$	%	Fehlerbehaftete coulombsche Effizienz
$\eta_{\varepsilon,kWh}$	%	Fehlerbehaftete energetische Effizienz

## Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hg., "Die Energie der Zukunft: 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende – Berichtsjahre 2018 und 2019", Berlin, Feb. 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=1). Zugriff am: 18.1.24.
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, *Our energy transition for an energy supply that is secure, clean, and affordable*, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/energiewende.html>
- [3] M. Sterner und I. Stadler, Hg., *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [4] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Hg., "Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)", Brüssel, 16. Dez. 2020. [Online]. Verfügbar unter: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF\\_v17\\_clean.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF_v17_clean.pdf). Zugriff am: 18. Januar 2024.
- [5] S. C. Johnson, J. D. Rhodes und M. E. Webber, "Understanding the impact of non-synchronous wind and solar generation on grid stability and identifying mitigation pathways", *Applied Energy*, Jg. 262, S. 114492, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114492>.
- [6] Z. Ma, M. Jia, L. Koltermann, A. Blömeke, R. W. de Doncker, W. Li und D. U. Sauer, "Review on grid-tied modular battery energy storage systems: Configuration classifications, control advances, and performance evaluations", *Journal of Energy Storage*, Jg. 74, S. 109272, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109272>.
- [7] H. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic und A. Jossen, "Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids", *Energies*, Jg. 10, Nr. 12, S. 2107, 2017, <https://doi.org/10.3390/en10122107>.
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Hg., "Stromspeicher-Strategie: Handlungsfelder und Maßnahmen für eine anhaltende Ausbaudynamik und optimale Systemintegration von Stromspeichern", Dez. 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stromspeicherstrategie-231208.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stromspeicherstrategie-231208.pdf?__blob=publicationFile&v=8). Zugriff am: 4. Juni 2024.

- [9] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Marktstammdatenregister*. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>. Zugriff am: 7. Dezember 2023.
- [10] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, "Präqualifizierte Leistung in Deutschland", 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/staticfiles/regelleistung/pq-leistungindeutschland\(stand01.01.2023\).pdf](https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/staticfiles/regelleistung/pq-leistungindeutschland(stand01.01.2023).pdf)
- [11] J. Figgenger, C. Hecht, D. Haberschusz, J. Bors, K. G. Spreuer, K.-P. Kairies, P. Stenzel und D. U. Sauer, "The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023)", 2023, <https://doi.org/10.48550/arXiv.2203.06762>.
- [12] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, "Präqualifizierte Leistung in Deutschland", 1. Feb. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/staticfiles/regelleistung/startseite/pq-leistung-in%20deutschland.pdf>. Zugriff am: 25. März 2024.
- [13] J. Figgenger, P. Stenzel, K.-P. Kairies, J. Linßen, D. Haberschusz, O. Wessels, G. Angenendt, M. Robinius, D. Stolten und D. U. Sauer, "The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review", *Journal of Energy Storage*, Jg. 29, S. 101153, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101153>.
- [14] K. Jacqué, L. Koltermann, J. Figgenger, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "The influence of frequency containment reserve on the cycles of a hybrid stationary large-scale storage system", *Journal of Energy Storage*, Jg. 52, S. 105040, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105040>.
- [15] K. Jacqué, L. Koltermann, J. Figgenger, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "The influence of frequency containment reserve on the efficiency of a hybrid stationary large-scale storage system", *Journal of Energy Storage*, Jg. 52, S. 104961, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104961>.
- [16] K. Jacqué, L. Koltermann, J. Figgenger, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "The Influence of Frequency Containment Reserve on the Operational Data and the State of Health of the Hybrid Stationary Large-Scale Storage System", *Energies*, Jg. 15, Nr. 4, S. 1342, 2022, <https://doi.org/10.3390/en15041342>.
- [17] M. Stecca, L. Ramirez Elizondo, T. Batista Soeiro, P. Bauer und P. Palensky, "A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems into Distribution Networks", *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, S. 1, 2020, <https://doi.org/10.1109/OJIES.2020.2981832>.
- [18] L. S. Xavier, W. C. S. Amorim, A. F. Cupertino, V. F. Mendes, W. C. do Boaventura und H. A. Pereira, "Power converters for battery energy storage systems connected to medium voltage systems: a comprehensive review", *BMC Energy*, Jg. 1, Nr. 1, 2019, <https://doi.org/10.1186/s42500-019-0006-5>.

- [19] G. Wang, G. Konstantinou, C. D. Townsend, J. Pou, S. Vazquez, G. D. Demetriades und V. G. Agelidis, "A Review of Power Electronics for Grid Connection of Utility-Scale Battery Energy Storage Systems", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Jg. 7, Nr. 4, S. 1778–1790, 2016, <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2586941>.
- [20] J. Münderlein, M. Steinhoff, H. Axelsen und D. U. Sauer, "Planning, building, efficiency measurement and determination of forecast data of a grid-scale hybrid 5 MW / 5 MWh battery storage system" in *2017 IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, Broadbeach, QLD, 22.10.2017 - 26.10.2017, S. 314–320, <https://doi.org/10.1109/INTLEC.2017.8214155>.
- [21] L. Koltermann, K. Jacqu e, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Operational Validation of a Power Distribution Algorithm for a Modular Megawatt Battery Storage System", *Batteries & Supercaps*, Jg. 6, Nr. 3, 2023, e202200414, <https://doi.org/10.1002/batt.202200414>.
- [22] M. Barresi, D. Del Giudice, D. de Simone und R. S. Baquero, "An Efficiency-Based Assessment Study to Allocate Second Life Battery Packs in a Grid-Connected Modular Multilevel Converter" in *2023 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP): 27-29 June 2023*, S. 282–289, <https://doi.org/10.1109/ICCEP57914.2023.10247380>.
- [23] M. Markus und N. Truong, "Eine neue Architektur f r stationäre Gewerbe- und Industriespeicher: White Paper", München, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://stabl.com/wp-content/uploads/2021/04/2021-White-Paper-MMC-DE-2.pdf>. Zugriff am: 30. Dezember 2023.
- [24] M. F rstl, N. Truong, M. M ller, H. Hesse, A. Singer, T. Weyh und A. Jossen, "The Efficiency and Profitability of the Modular Multilevel Battery for Frequency Containment Reserve" in *14th International Renewable Energy Storage Conference 2020 (IRES 2020)*, Düsseldorf, 2020, <https://doi.org/10.2991/ahe.k.210202.012>.
- [25] S. Du, A. Dekka, B. Wu, N. Zargari und B. Wu, *Modular multilevel converters: Analysis, control, and applications*. Piscataway NJ, Hoboken New Jersey: IEEE Press; Wiley, 2018.
- [26] SMA Solar Technology AG, Hg., "SUNNY CENTRAL BATTERY INVERTER 500CP/B / 630CP/B: Wirkungsgradkurve", 2013.
- [27] SMA Solar Technology AG, Hg., "Sunny Central 630CP-JP: Wirkungsgradkurve" [Online]. Verfügbar unter: <https://www.aeet-energy.com/pdf/sma/SC630CP-JP.pdf>. Zugriff am: 19. März 2024.
- [28] M. E. Celi Cortés, L. Koltermann, N. Nsir, S. Zurmühlen, J. Figgner und D. U. Sauer, "Optimal Multi-Use Operation of Utility-Scale Battery Systems: Techno-Economic Feasibility Study of the M5BAT Hybrid Storage in Aachen" in *Advanced Battery Power Conference 2023*, Aachen, 2023.

- [29] Qinous GmbH, Hg., "Lieferung und Leistung von Lithium-Ionen-Batteriesystem 2528kWh: technische Beschreibung", Berlin, 27. Mai 2015.
- [30] Contemporary Ampere Technology Co., Limited, Hg., "660 kW / 738 kWh LFP BESS Produktspezifikation für stationäre Energiespeicher-Anwendungen", 2017.
- [31] Microvast Power Systems, Hg., "RWTH Aachen 500kW LTO Technical proposal", 2016.
- [32] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, "Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Regelleistung", 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/download/minAnforderungInformationstechnikSrl>
- [33] L. Koltermann, M. Celi Cortés, J. Figgenger, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Improved rule-based power distribution algorithm for hybrid battery storage systems and real-world validation", *Journal of Energy Storage*, Jg. 86, S. 111360, 2024, <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111360>.
- [34] M. Wicke und T. Bocklisch, "Hierarchical Energy Management of Hybrid Battery Storage Systems for PV Capacity Firming and Spot Market Trading Considering Degradation Costs", *IEEE Access*, Jg. 12, S. 52669–52686, 2024, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3387748>.
- [35] T. Bocklisch, "Hybrid energy storage approach for renewable energy applications", *Journal of Energy Storage*, Jg. 8, S. 311–319, 2016, <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.01.004>.
- [36] Y. Wang, Z. Sun und Z. Chen, "Development of energy management system based on a rule-based power distribution strategy for hybrid power sources", *Energy*, Jg. 175, S. 1055–1066, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.155>.
- [37] K. Gokce und A. Ozdemir, "A Rule Based Power Split Strategy for Battery/Ultracapacitor Energy Storage Systems in Hybrid Electric Vehicles", *International Journal of Electrochemical Science*, Jg. 11, Nr. 2, S. 1228–1246, 2016, [https://doi.org/10.1016/S1452-3981\(23\)15918-9](https://doi.org/10.1016/S1452-3981(23)15918-9).
- [38] M. Schimpe, C. Piesch, H. Hesse, J. Paß, S. Ritter und A. Jossen, "Power Flow Distribution Strategy for Improved Power Electronics Energy Efficiency in Battery Storage Systems: Development and Implementation in a Utility-Scale System", *Energies*, Jg. 11, Nr. 3, S. 533, 2018, <https://doi.org/10.3390/en11030533>.
- [39] H. C. Hesse, V. Kumtepli, M. Schimpe, J. Reniers, D. A. Howey, A. Tripathi, Y. Wang und A. Jossen, "Ageing and Efficiency Aware Battery Dispatch for Arbitrage Markets Using Mixed Integer Linear Programming †", *Energies*, Jg. 12, Nr. 6, S. 999, 2019, <https://doi.org/10.3390/en12060999>.

- [40] N. Collath, M. Cornejo, V. Engwerth, H. Hesse und A. Jossen, "Increasing the lifetime profitability of battery energy storage systems through aging aware operation", *Applied Energy*, Jg. 348, S. 121531, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121531>.
- [41] S.-M. Cho und S.-Y. Yun, "Optimal Power Assignment of Energy Storage Systems to Improve the Energy Storage Efficiency for Frequency Regulation", *Energies*, Jg. 10, Nr. 12, S. 2092, 2017, <https://doi.org/10.3390/en10122092>.
- [42] J.-Y. Choi, I.-S. Choi, G.-H. Ahn und D.-J. Won, "Advanced Power Sharing Method to Improve the Energy Efficiency of Multiple Battery Energy Storages System", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 9, Nr. 2, S. 1292–1300, 2018, <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2582842>.
- [43] M. Mühlbauer, S. Klier, H. Palm, O. Bohlen und M. A. Danzer, "A Novel Power Flow Control Strategy for Heterogeneous Battery Energy Storage Systems Based on Prognostic Algorithms for Batteries" in *2020 22nd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'20 ECCE Europe)*, 2020, S. 1–11, <https://doi.org/10.23919/EPE20ECCEurope43536.2020.9215818>.
- [44] M. Mühlbauer, O. Bohlen und M. A. Danzer, "Analysis of power flow control strategies in heterogeneous battery energy storage systems", *Journal of Energy Storage*, Jg. 30, S. 101415, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101415>.
- [45] M. Mühlbauer, F. Rang, H. Palm, O. Bohlen und M. A. Danzer, "Pareto-optimal power flow control in heterogeneous battery energy storage systems", *Journal of Energy Storage*, Jg. 48, S. 103803, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103803>.
- [46] M. Mühlbauer, "Evaluation of power flow control strategies for heterogeneous battery energy storage systems" Dissertation, University of Bayreuth, 2022.
- [47] L. Gerlach und T. Bocklisch, "Experts versus Algorithms? Optimized Fuzzy Logic Energy Management of Autonomous PV Hybrid Systems with Battery and H2 Storage", *Energies*, Jg. 14, Nr. 6, S. 1777, 2021, <https://doi.org/10.3390/en14061777>.
- [48] J. Marchgraber und W. Gawlik, "Dynamic Prioritization of Functions during Real-Time Multi-Use Operation of Battery Energy Storage Systems", *Energies*, Jg. 14, Nr. 3, S. 655, 2021, <https://doi.org/10.3390/en14030655>.
- [49] National Grid ESO, "Testing Guidance for Providers of Enhanced Frequency Response Balancing Service", 29. März 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nationalgrideso.com/sites/eso/files/documents/EFR%20Testing%20Guidance%20VD3%20%28Final%29.pdf>
- [50] European Network of Transmission System Operators for Electricity, "Fast Frequency Reserve – Solution to the Nordic inertia challenge", 13. Dez. 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.epressi.com/media/userfiles/107305/1576157646/fast-frequency-reserve-solution-to-the-nordic-inertia-challenge-1.pdf>. Zugriff am: 9. Dezember 2023.

- [51] TERNA S.p.A., Hg., "Fast Reserve – Information pack", Juli 2020. [Online]. Verfügbar unter: [https://download.terna.it/terna/Fast%20Reserve%20-%20Information%20pack\\_8d82fe02cbcd7ad.pdf](https://download.terna.it/terna/Fast%20Reserve%20-%20Information%20pack_8d82fe02cbcd7ad.pdf). Zugriff am: 9. Dezember 2023.
- [52] H. Wagner, M. Lüdecke, A. Scheunert, C. Wegkamp, B. Engel und H. Weyer, "Technical and legal analysis of the grid-serving multi-use of battery storage systems for prosumers" in *22nd Wind and Solar Integration Workshop (WIW 2023): 26-28 Sept. 2023*, Institute for Engineering and Technology, Hg., Stevenage, UK, Piscataway, NJ: IET; IEEE, S. 205–213, <https://doi.org/10.1049/icp.2023.2739>.
- [53] S. Englberger, A. Jossen und H. Hesse, "Unlocking the Potential of Battery Storage with the Dynamic Stacking of Multiple Applications", *Cell Reports Physical Science*, Jg. 1, Nr. 11, S. 100238, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.xcrp.2020.100238>.
- [54] *DIN EN 50160:2020-11: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010 + A1:2015 + A2:2019 + A3:2019*, DIN EN 50160, Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, Nov. 2020.
- [55] European Network of Transmission System Operators for Electricity, *Network Codes: System Operations*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/sys-ops/](https://www.entsoe.eu/network_codes/sys-ops/) (Zugriff am: 4. Juli 2022).
- [56] L. Meng, J. Zafar, S. K. Khadem, A. Collinson, K. C. Murchie, F. Coffele und G. M. Burt, "Fast Frequency Response From Energy Storage Systems—A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 11, Nr. 2, S. 1566–1581, 2020, <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2940173>.
- [57] D. M. Greenwood, K. Y. Lim, C. Patsios, P. F. Lyons, Y. S. Lim und P. C. Taylor, "Frequency response services designed for energy storage", *Applied Energy*, Jg. 203, S. 115–127, 2017, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.046>.
- [58] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, *Regelleistung.net: Plattform für Regelernergie*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/de-de/> (Zugriff am: 26. November 2023).
- [59] Z. Hameed, C. Træholt und S. Hashemi, "Investigating the participation of battery energy storage systems in the Nordic ancillary services markets from a business perspective", *Journal of Energy Storage*, Jg. 58, S. 106464, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.106464>.
- [60] *Commission regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation: SO-GL*, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&qid=1638539692681&from=EN>
- [61] Energinet, Hg., "Prequalification of FCR-N and FCR-D", 24. Mai 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://en.energinet.dk/media/kzyp0roj/prequalification-of-fcr-n-and-fcr-d.pdf>. Zugriff am: 10. Mai 2024.

- [62] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, "Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen")", 3. Juni 2022. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ\\_Bedingungen\\_FCR\\_aFRR\\_mFRR\\_2022](https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR_2022). Zugriff am: 15. Juli 2022.
- [63] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, "Zusätzliche Anmerkungen zum „Erlaubten Arbeitsbereich“, „Gefährdeten Zustand“ und „Reservebetrieb“", Berlin, 7. Juni 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/StaticFiles/Regelleistung/Infos\\_f%C3%BCr\\_Anbieter/Wie\\_werde\\_ich\\_Regelenergieanbieter\\_Pr%C3%A4qualifikation/Pr%C3%A4qualifikation\\_f%C3%BCr\\_die\\_Frequency\\_Containment\\_Reserve\\_FCR/Reservebetrieb\\_Begleitdokument.pdf](https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/StaticFiles/Regelleistung/Infos_f%C3%BCr_Anbieter/Wie_werde_ich_Regelenergieanbieter_Pr%C3%A4qualifikation/Pr%C3%A4qualifikation_f%C3%BCr_die_Frequency_Containment_Reserve_FCR/Reservebetrieb_Begleitdokument.pdf).
- [64] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, "Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung" [Online]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net>
- [65] *Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing: EB-GL*, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=EN>
- [66] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, "Merit-Order-Listen-Server (MOLS): Beschreibung des Kommunikationsverfahrens MOLS – MRL-Anbieter; Schnittstellenbeschreibung Anbieter-Kommunikation", 23. Feb. 2022. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/StaticFiles/Regelleistung/Infos\\_f%C3%BCr\\_Anbieter/Wie\\_werde\\_ich\\_Regelenergieanbieter\\_Pr%C3%A4qualifikation/Pr%C3%A4qualifikation\\_f%C3%BCr\\_die\\_manual\\_Frequency\\_Restoration\\_Reserve\\_mFRR/MOLS-Schnittstellenbeschreibung.pdf](https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/StaticFiles/Regelleistung/Infos_f%C3%BCr_Anbieter/Wie_werde_ich_Regelenergieanbieter_Pr%C3%A4qualifikation/Pr%C3%A4qualifikation_f%C3%BCr_die_manual_Frequency_Restoration_Reserve_mFRR/MOLS-Schnittstellenbeschreibung.pdf). Zugriff am: 5. Januar 2024.
- [67] C. Wagner, M. Bucksteeg, I. Schlecht, W. Lehnert, H. Kramer, K. Burges, M. Greve und C. Strunck, "Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft)", 16. Nov. 2022. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/abschlussbericht-zukunf-tiger-bedarf-und-beschaffung-von-systemdienst-leistungen-sdl-zukunft.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/abschlussbericht-zukunf-tiger-bedarf-und-beschaffung-von-systemdienst-leistungen-sdl-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=4). Zugriff am: 20. September 2023.
- [68] Consentec GmbH, Technische Universität Stuttgart und Technische Universität Braunschweig, "Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve", 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.amprion.net/Dokumente/Transparenz/Studien-und-Stellungnahmen/2023/Marktgest%C3%BCtzte\\_Beschaffung\\_Momentanreserve.pdf](https://www.amprion.net/Dokumente/Transparenz/Studien-und-Stellungnahmen/2023/Marktgest%C3%BCtzte_Beschaffung_Momentanreserve.pdf). Zugriff am: 2. September 2024.

- [69] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Hg., "Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve: Festlegung von Anforderungen und Nachweisen für Netzbildende Einheiten", Feb. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/2302434/7a6cf4ae811e789d599c10578a5025b9/netzbildende-eigenschaften-hinweis-download-data.pdf>. Zugriff am: 14. März 2024.
- [70] F. Berger, E. Brunken, K. Simou und F. Wenderoth,, "Marktliche Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen: Umsetzung der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie in Deutschland und Frankreich", Berlin, Feb. 2022. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/ANALYSE\\_Marktliche\\_Beschaffung\\_von\\_nicht\\_frequenzgebundenen\\_Systemdienstleistungen.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/ANALYSE_Marktliche_Beschaffung_von_nicht_frequenzgebundenen_Systemdienstleistungen.pdf). Zugriff am: 11. Januar 2023.
- [71] S. Mischinger, H. Seidl, E.-L. Limbacher, S. Fasbender und F. Stalleicken, "Innovationsreport Systemdienstleistungen", Berlin, März 2018. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9239\\_Innovationsreport\\_Systemdienstleistungen.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9239_Innovationsreport_Systemdienstleistungen.pdf). Zugriff am: 20. September 2023.
- [72] A. Dreher *et al.*, "Forschungsroadmap Systemdienstleistungen", 31. Jan. 2020. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/lw\\_resource/datapool/systemfiles/agent/news/A455A00286F6557BE0537E695E86A1EF/live/document/BRO\\_Systemdienstleistungen\\_WEB.pdf](https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/news/A455A00286F6557BE0537E695E86A1EF/live/document/BRO_Systemdienstleistungen_WEB.pdf). Zugriff am: 20. Mai 2020.
- [73] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Hg., "Endbericht der Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung", Berlin, 10. Okt. 2019. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/endbericht-endbericht-qkommission.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/endbericht-endbericht-qkommission.pdf?__blob=publicationFile&v=1). Zugriff am: 5.1.24.
- [74] Amprion GmbH, Hg., "Amprion Glossar", 20. Sep. 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.amprion.net/Presse/Amprion-Glossar/>. Zugriff am: 20. September 2023.
- [75] X. Zhang, C. Qin, E. Loth, Y. Xu, X. Zhou und H. Chen, "Arbitrage analysis for different energy storage technologies and strategies", *Energy Reports*, Jg. 7, S. 8198–8206, 2021, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.09.009>.
- [76] T. Kern, M. Hinterstocker und S. von Roon, "The value of intraday electricity trading – Evaluating situation-dependent opportunity costs of flexible assets", 2019. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2019/09/20190604\\_Kern\\_Timo\\_Intraday\\_Forecasting.pdf](https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2019/09/20190604_Kern_Timo_Intraday_Forecasting.pdf)
- [77] S. Fiorenzani, S. Ravelli und E. Edoli, *The Handbook of Energy Trading*. Chichester: Wiley, 2012.

- [78] *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV): StromNEV*, 2005. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html>
- [79] C. Lange, P. Puls und R. Öchsner, "Reduktion von Lastspitzen mit Hilfe elektrischer Energiespeicher" in *OTTI: 4. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien*, Berlin, 2017.
- [80] The International Renewable Energy Agency, "Behind-The-Meter Batteries – Innovation Landscape Brief", IRENA, Abu Dhabi, 2019. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA\\_BTM\\_Batteries\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_BTM_Batteries_2019.pdf). Zugriff am: 29. Juli 2022.
- [81] Infrawest GmbH, Hg., "TAB Mittelspannung: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz der INFRAWEST GmbH", Aachen, 1. Okt. 2014.
- [82] J. Figgener, C. Hecht und D. U. Sauer, *Battery Charts: Stationary battery storage registrations in Germany*. [Online]. Verfügbar unter: <https://battery-charts.rwth-aachen.de/>.
- [83] P. Stenzel, *Data for: The development of stationary battery storage systems in Germany – Status 2020*. Mendeley, *Journal of Energy Storage*, Jg. 33.
- [84] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023): EEG 2023*, 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/)
- [85] *Verordnung zu den Innovationsausschreibungen (Innovationsausschreibungsverordnung - InnAusV): InnAusV*, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/innausv/index.html>
- [86] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, *Präqualifizierte Leistung in Deutschland*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/>.
- [87] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, "Präqualifizierte Leistung in Deutschland", 2020.
- [88] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, "Vorstellung der Wiederholungs-/ Nachpräqualifikation" Anbieterworkshop, 17. März 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www2.regelleistung.net/Portals/1/downloads/regelenergieanbieter\\_werden/ge-meinsame\\_unterlagen/Anbieterworkshop%20Wiederholungs-PQ%20vom%2017.03.2021.pdf?ver=Jlv97nJPtX5Xh-J1GY0qiA%3D%3D](https://www2.regelleistung.net/Portals/1/downloads/regelenergieanbieter_werden/ge-meinsame_unterlagen/Anbieterworkshop%20Wiederholungs-PQ%20vom%2017.03.2021.pdf?ver=Jlv97nJPtX5Xh-J1GY0qiA%3D%3D). Zugriff am: 25. März 2024.

- [89] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, "Vorstellung aktueller und zukünftiger Entwicklungen bei der Präqualifikation" Anbieterworkshop, 24. Feb. 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://portal.energy/Portals/1/Downloads/Anbieterworkshop%20Wiederholungs-PQ%20vom%2024\\_02\\_2023%20%281%29.pdf](https://portal.energy/Portals/1/Downloads/Anbieterworkshop%20Wiederholungs-PQ%20vom%2024_02_2023%20%281%29.pdf). Zugriff am: 25. März 2024.
- [90] M. Dubarry, A. Devie, K. Stein, M. Tun, M. Matsuura und R. Rocheleau, "Battery Energy Storage System battery durability and reliability under electric utility grid operations: Analysis of 3 years of real usage", *Journal of Power Sources*, Jg. 338, S. 65–73, 2017, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.11.034>.
- [91] M. Dubarry, M. Tun, G. Baure, M. Matsuura und R. E. Rocheleau, "Battery Durability and Reliability under Electric Utility Grid Operations: Analysis of On-Site Reference Tests", *Electronics*, Jg. 10, Nr. 13, S. 1593, 2021, <https://doi.org/10.3390/electronics10131593>.
- [92] L. Lo Schiavo und M. Benini, "Pilot projects on Battery Energy Storage Systems in the Transmission grid: regulatory framework and first results" in *2018 AEIT International Annual Conference*, S. 1–6, <https://doi.org/10.23919/AEIT.2018.8577382>.
- [93] L. Consiglio, G. Di Lembo, C. Noce, P. Eckert, A. Rasic und A. Schuette, "Performances of the first electric storage system of Enel Distribuzione" in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, Stockholm, Sweden, 10-13 June 2013, S. 1–5, <https://doi.org/10.1109/AEIT.2013.6666789>.
- [94] M. Swierczynski, D.-I. Stroe, A.-I. Stan, R. Teodorescu, R. Laerke und P. C. Kjaer, "Field tests experience from 1.6MW/400kWh Li-ion battery energy storage system providing primary frequency regulation service" in *2013 4th IEEE/PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE)*, Lyngby, Denmark, 06.10.2013 - 09.10.2013, S. 1–5, <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2013.6695277>.
- [95] M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig und G. Andersson, "Review of grid applications with the Zurich 1MW battery energy storage system", *Electric Power Systems Research*, Jg. 120, S. 128–135, 2015, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.06.023>.
- [96] P. Kubiak, Z. Cen, C. M. López und I. Belharouak, "Calendar aging of a 250 kW/500 kWh Li-ion battery deployed for the grid storage application", *Journal of Power Sources*, Jg. 372, S. 16–23, 2017, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2017.10.063>.
- [97] G. Baure, A. Devie und M. Dubarry, "Battery Durability and Reliability under Electric Utility Grid Operations: Path Dependence of Battery Degradation", *Journal of The Electrochemical Society*, Jg. 166, Nr. 10, A1991-A2001, 2019, <https://doi.org/10.1149/2.0971910jes>.

- [98] M. Dubarry und A. Devie, "Battery durability and reliability under electric utility grid operations: Representative usage aging and calendar aging", *Journal of Energy Storage*, Jg. 18, S. 185–195, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.04.004>.
- [99] R. Benato, S. Dambone Sessa, M. Musio, F. Palone und R. Polito, "Italian Experience on Electrical Storage Ageing for Primary Frequency Regulation", *Energies*, Jg. 11, Nr. 8, S. 2087, 2018, <https://doi.org/10.3390/en11082087>.
- [100] J. M. Reniers, G. Mulder und D. A. Howey, "Unlocking extra value from grid batteries using advanced models", *Journal of Power Sources*, Jg. 487, S. 229355, 2021, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.229355>.
- [101] D. Kucevic, B. Tepe, S. Englberger, A. Parlikar, M. Mühlbauer, O. Bohlen, A. Jossen und H. Hesse, "Standard battery energy storage system profiles: Analysis of various applications for stationary energy storage systems using a holistic simulation framework", *Journal of Energy Storage*, Jg. 28, S. 101077, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101077>.
- [102] I. Alcaide-Godinez und F. Bai, "Frequency Support from Multiple Utility-Scale Grid-Forming Battery Energy Storage Systems" in *IEEE I & CPS Asia 2022: 2022 IEEE IAS Industrial and Commercial Power System Asia : July 8-11, 2022, Shanghai, China*, Piscataway, NJ: IEEE, S. 1271–1276, <https://doi.org/10.1109/ICPSAsia55496.2022.9949672>.
- [103] H. Shafique, L. B. Tjernberg, D.-E. Archer und S. Wingstedt, "Energy Management System (EMS) of Battery Energy Storage System (BESS) – Providing Ancillary Services" in *2021 IEEE Madrid PowerTech: Conference proceedings*, Piscataway, NJ: IEEE, 2021, S. 1–6, <https://doi.org/10.1109/PowerTech46648.2021.9494781>.
- [104] X. Li und D. Zhang, "Coordinated Control and Energy Management Strategies for Hundred Megawatt-level Battery Energy Storage Stations Based on Multi-agent Theory" in *2018 International Conference on Advanced Mechatronic Systems: August 30-September 2, 2018, Zhengzhou, China*, IEEE, Hg., Piscataway, NJ: IEEE, 2018, S. 1–5, <https://doi.org/10.1109/ICAMechS.2018.8506868>.
- [105] L. Ngoc An und T. Quoc-Tuan, "Optimal energy management for grid connected microgrid by using dynamic programming method" in *IEEE Power & Energy Society general meeting, 2015: 26 - 30 July 2015, Denver, CO, USA*, Piscataway, NJ: IEEE, S. 1–5, <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286094>.
- [106] M. Ecker und D. U. Sauer, "8. Batterietechnik Lithium-Ionen-Batterien", *MTZ - Motortechnische Zeitschrift*, Jg. 74, Nr. 1, S. 66–70, 2013, <https://doi.org/10.1007/s35146-013-0014-9>.
- [107] A. Jossen und W. Weydanz, *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*, 2. Aufl. Göttingen: Cuvillier Verlag, 2019.
- [108] R. Korthauer, Hg., *Lithium-ion batteries: Basics and applications*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2018.

- [109] Lydia Dormmann, VDE e.V., Dr. Kerstin Sann-Ferro, VDE e.V./DKE, Patrick Heininger und Dr. Jochen Mähliß und VDE Renewables GmbH, "Kompendium: Li-Ionen-Batterien: Grundlagen, Merkmale, Gesetze und Normen", Frankfurt am Main, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dke.de/resource/blob/933404/fa7a24099c84ef613d8e7afd2c860a39/kompendium-li-ionen-batterien-data.pdf>. Zugriff am: 2. Dezember 2023.
- [110] Sungjemmenla, V. S. K., C. B. Soni, V. Kumar und Z. W. Seh, "Understanding the Cathode–Electrolyte Interphase in Lithium-Ion Batteries", *Energy Technology*, Jg. 10, Nr. 9, 2022, Art. no. 2200421, <https://doi.org/10.1002/ente.202200421>.
- [111] Y. Wu *et al.*, "Development of cathode-electrolyte-interphase for safer lithium batteries", *Energy Storage Materials*, Jg. 37, S. 77–86, 2021, <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2021.02.001>.
- [112] D. U. Sauer, G. Bopp, A. Jossen, J. Garche, M. Rothert und M. Wollny, "State of charge - What do we really speak about ?" in *1999 IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, Kopenhagen, 1999.
- [113] H. Tschöke, P. Gutzmer und T. Pfund, Hg., *Elektrifizierung des Antriebsstrangs: Grundlagen – vom Mikro-Hybrid zum vollelektrischen Antrieb*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2019.
- [114] Fraunhofer-Einrichtung Forschungsfertigung Batteriezelle FFB, Hg., "Umfeldbericht zu Natrium-Ionen-Batterien 2023: Status Quo und Perspektiven entlang einer zukünftigen Wertschöpfungskette", Münster, 7. Okt. 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.ffb.fraunhofer.de/content/dam/ipt/forschungsfertigung-batteriezelle/Dokumente/231009\\_FFB\\_TP1\\_AP1\\_DV13\\_Umfeldbericht-SIB.pdf](https://www.ffb.fraunhofer.de/content/dam/ipt/forschungsfertigung-batteriezelle/Dokumente/231009_FFB_TP1_AP1_DV13_Umfeldbericht-SIB.pdf). Zugriff am: 27. Juni 2024.
- [115] N. Tapia-Ruiz *et al.*, "2021 roadmap for sodium-ion batteries", *Journal of Physics: Energy*, Jg. 3, Nr. 3, S. 31503, 2021, <https://doi.org/10.1088/2515-7655/ac01ef>.
- [116] K. Chayambuka, G. Mulder, D. L. Danilov und P. H. L. Notten, "From Li-Ion Batteries toward Na-Ion Chemistries: Challenges and Opportunities", *Advanced Energy Materials*, Jg. 10, Nr. 38, 2020, Art. no. 2001310, <https://doi.org/10.1002/aenm.202001310>.
- [117] A. Bauer, J. Song, S. Vail, W. Pan, J. Barker und Y. Lu, "The Scale-up and Commercialization of Nonaqueous Na-Ion Battery Technologies", *Advanced Energy Materials*, Jg. 8, Nr. 17, 2018, Art. no. 1702869, <https://doi.org/10.1002/aenm.201702869>.
- [118] R. J. Clément, P. G. Bruce und C. P. Grey, "Review—Manganese-Based P2-Type Transition Metal Oxides as Sodium-Ion Battery Cathode Materials", *Journal of The Electrochemical Society*, Jg. 162, Nr. 14, A2589-A2604, 2015, <https://doi.org/10.1149/2.0201514jes>.

- [119] Y. E. Durmus *et al.*, "Side by Side Battery Technologies with Lithium-Ion Based Batteries", *Advanced Energy Materials*, Jg. 10, Nr. 24, 2020, Art. no. 2000089, <https://doi.org/10.1002/aenm.202000089>.
- [120] IEA, International Energy Agency, "Energy Technology Perspectives 2023", Paris, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023>. Zugriff am: 5.1.24.
- [121] J. Asenbauer, T. Eisenmann, M. Kuenzel, A. Kazzazi, Z. Chen und D. Bresser, "The success story of graphite as a lithium-ion anode material – fundamentals, remaining challenges, and recent developments including silicon (oxide) composites", *Sustainable Energy & Fuels*, Jg. 4, Nr. 11, S. 5387–5416, 2020, <https://doi.org/10.1039/D0SE00175A>.
- [122] N. Nitta, F. Wu, J. T. Lee und G. Yushin, "Li-ion battery materials: present and future", *Materials Today*, Jg. 18, Nr. 5, S. 252–264, 2015, <https://doi.org/10.1016/j.mattod.2014.10.040>.
- [123] K. Zaghib *et al.*, "An improved high-power battery with increased thermal operating range: C–LiFePO<sub>4</sub>//C–Li<sub>4</sub>Ti<sub>5</sub>O<sub>12</sub>", *Journal of Power Sources*, Jg. 216, S. 192–200, 2012, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2012.05.025>.
- [124] C. Liu, Z. G. Neale und G. Cao, "Understanding electrochemical potentials of cathode materials in rechargeable batteries", *Materials Today*, Jg. 19, Nr. 2, S. 109–123, 2016, <https://doi.org/10.1016/j.mattod.2015.10.009>.
- [125] J. C. Barbosa, R. Gonçalves, C. M. Costa und S. Lanceros-Mendez, "Recent Advances on Materials for Lithium-Ion Batteries", *Energies*, Jg. 14, Nr. 11, S. 3145, 2021, <https://doi.org/10.3390/en14113145>.
- [126] C. R. Birkel, M. R. Roberts, E. McTurk, P. G. Bruce und D. A. Howey, "Degradation diagnostics for lithium ion cells", *Journal of Power Sources*, Jg. 341, S. 373–386, 2017, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.12.011>.
- [127] W. Vermeer, G. R. Chandra Mouli und P. Bauer, "A Comprehensive Review on the Characteristics and Modeling of Lithium-Ion Battery Aging", *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, Jg. 8, Nr. 2, S. 2205–2232, 2022, <https://doi.org/10.1109/TTE.2021.3138357>.
- [128] J. Schmalstieg, S. Käbitz, M. Ecker und D. U. Sauer, "A holistic aging model for Li(NiMnCo)O<sub>2</sub> based 18650 lithium-ion batteries", *Journal of Power Sources*, Jg. 257, S. 325–334, 2014, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.02.012>.
- [129] M. Schimpe, M. E. von Kuepach, M. Naumann, H. C. Hesse, K. Smith und A. Jossen, "Comprehensive Modeling of Temperature-Dependent Degradation Mechanisms in Lithium Iron Phosphate Batteries", *Journal of The Electrochemical Society*, Jg. 165, Nr. 2, A181–A193, 2018, <https://doi.org/10.1149/2.1181714jes>.

- [130] M. Ouyang, X. Feng, X. Han, L. Lu, Z. Li und X. He, "A dynamic capacity degradation model and its applications considering varying load for a large format Li-ion battery", *Applied Energy*, Jg. 165, S. 48–59, 2016, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.063>.
- [131] E. Sarasketa-Zabala, I. Gandiaga, E. Martinez-Laserna, L. M. Rodriguez-Martinez und I. Villarreal, "Cycle ageing analysis of a LiFePO<sub>4</sub>/graphite cell with dynamic model validations: Towards realistic lifetime predictions", *Journal of Power Sources*, Jg. 275, S. 573–587, 2015, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.10.153>.
- [132] T. Gewalt, A. Candussio, L. Wildfeuer, D. Lehmkuhl, A. Hahn und M. Lienkamp, "Accelerated Aging Characterization of Lithium-ion Cells: Using Sensitivity Analysis to Identify the Stress Factors Relevant to Cyclic Aging", *Batteries*, Jg. 6, Nr. 1, S. 6, 2020, <https://doi.org/10.3390/batteries6010006>.
- [133] P. M. Attia *et al.*, "Review—"Knees" in Lithium-Ion Battery Aging Trajectories", *Journal of The Electrochemical Society*, Jg. 169, Nr. 6, S. 60517, 2022, <https://doi.org/10.1149/1945-7111/ac6d13>.
- [134] N. Collath, B. Tepe, S. Englberger, A. Jossen und H. Hesse, "Aging aware operation of lithium-ion battery energy storage systems: A review", *Journal of Energy Storage*, Jg. 55, S. 105634, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105634>.
- [135] P. Keil, S. F. Schuster, J. Wilhelm, J. Travi, A. Hauser, R. C. Karl und A. Jossen, "Calendar Aging of Lithium-Ion Batteries", *Journal of The Electrochemical Society*, Jg. 163, Nr. 9, A1872-A1880, 2016, <https://doi.org/10.1149/2.0411609jes>.
- [136] M. Ecker, N. Nieto, S. Käbitz, J. Schmalstieg, H. Blanke, A. Warnecke und D. U. Sauer, "Calendar and cycle life study of Li(NiMnCo)O<sub>2</sub>-based 18650 lithium-ion batteries", *Journal of Power Sources*, Jg. 248, S. 839–851, 2014, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.09.143>.
- [137] S. Gantenbein, M. Schönleber, M. Weiss und E. Ivers-Tiffée, "Capacity Fade in Lithium-Ion Batteries and Cyclic Aging over Various State-of-Charge Ranges", *Sustainability*, Jg. 11, Nr. 23, S. 6697, 2019, <https://doi.org/10.3390/su11236697>.
- [138] T. Bank, J. Feldmann, S. Klamor, S. Bihn und D. U. Sauer, "Extensive aging analysis of high-power lithium titanate oxide batteries: Impact of the passive electrode effect", *Journal of Power Sources*, Jg. 473, S. 228566, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.228566>.
- [139] M. Dubarry, N. Qin und P. Brooker, "Calendar aging of commercial Li-ion cells of different chemistries – A review", *Current Opinion in Electrochemistry*, Jg. 9, S. 106–113, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.coelec.2018.05.023>.
- [140] A. Eftekhari, "Energy efficiency: a critically important but neglected factor in battery research", *Sustainable Energy & Fuels*, Jg. 1, Nr. 10, S. 2053–2060, 2017, <https://doi.org/10.1039/C7SE00350A>.

- [141] S. Farhad und A. Nazari, "Introducing the energy efficiency map of lithium-ion batteries", *International Journal of Energy Research*, Jg. 43, Nr. 2, S. 931–944, 2019, <https://doi.org/10.1002/er.4332>.
- [142] E. Redondo-Iglesias und S. Pelissier, "On the Efficiency of LFP Lithium-ion Batteries" in *2022 Second International Conference on Sustainable Mobility Applications, Renewables and Technology (SMART): November 23-25, 2022*, S. 1–5, <https://doi.org/10.1109/SMART55236.2022.9990093>.
- [143] A.-I. Stroe, V. Knap und D.-I. Stroe, "Comparison of lithium-ion battery performance at beginning-of-life and end-of-life", *Microelectronics Reliability*, 88-90, S. 1251–1255, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.microrel.2018.07.077>.
- [144] A. Eddahech, O. Briat und J.-M. Vinassa, "Performance comparison of four lithium-ion battery technologies under calendar aging", *Energy*, Jg. 84, S. 542–550, 2015, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.019>.
- [145] F. Yang, D. Wang, Y. Zhao, K.-L. Tsui und S. J. Bae, "A study of the relationship between coulombic efficiency and capacity degradation of commercial lithium-ion batteries", *Energy*, Jg. 145, S. 486–495, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.144>.
- [146] E. Redondo-Iglesias, P. Venet und S. Pelissier, "Efficiency Degradation Model of Lithium-Ion Batteries for Electric Vehicles", *IEEE Transactions on Industry Applications*, Jg. 55, Nr. 2, S. 1932–1940, 2019, <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2877166>.
- [147] A. Fly und R. Chen, "Rate dependency of incremental capacity analysis (dQ/dV) as a diagnostic tool for lithium-ion batteries", *Journal of Energy Storage*, Jg. 29, S. 101329, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101329>.
- [148] X. Li, J. Jiang, Y. Le Wang, D. Chen, Y. Zhang und C. Zhang, "A capacity model based on charging process for state of health estimation of lithium ion batteries", *Applied Energy*, Jg. 177, S. 537–543, 2016, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.109>.
- [149] C. Weng, J. Sun und H. Peng, "A unified open-circuit-voltage model of lithium-ion batteries for state-of-charge estimation and state-of-health monitoring", *Journal of Power Sources*, Jg. 258, S. 228–237, 2014, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.02.026>.
- [150] Microvast Power Systems, Hg., "Cell Product Specification: Model: MV06219127TPCA", 2012.
- [151] GNB Industrial Power, "Handbuch für stationäre geschlossene Bleibatterien: Teil 2: Montage, Inbetriebnahme/Inbetriebsetzung und Betrieb", Feb. 2014.
- [152] GNB Industrial Power, "Handbuch für stationäre verschlossene Gel-Bleibatterien: Teil 2: Montage, Inbetriebnahme und Betrieb Gel-Handbuch", Juni 2013.

- [153] J. Munderlein, "Numerische Methode zur Auslegung eines hybriden Speichersystems mit Multinutzen" Dissertation, Institut fur Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe, Rheinisch-Westfalische Technische Hochschule Aachen, Aachen, 2020.
- [154] Institute for Power Generation and Storage Systems, "Modularer multi-Megawatt multi-Technologie Mittelspannungs-Batteriespeicher (M5BAT): Abschlussbericht, Datenblatter sowie weiteres Aktenarchiv" Forderkennzeichen: 03ESP265A, 2019.
- [155] P. Ruetschi, "Aging mechanisms and service life of lead–acid batteries", *Journal of Power Sources*, Jg. 127, 1-2, S. 33–44, 2004, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2003.09.052>.
- [156] M. Franke und J. Kowal, "Empirical sulfation model for valve-regulated lead-acid batteries under cycling operation", *Journal of Power Sources*, Jg. 380, S. 76–82, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.01.053>.
- [157] J. W. Stevens und G. P. Corey, "A study of lead-acid battery efficiency near top-of-charge and the impact on PV system design" in *Conference Record of the Twenty fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1996: Hyatt Regency Crystal City, Washington, D.C., May 13-17, 1996*, S. 1485–1488, <https://doi.org/10.1109/PVSC.1996.564417>.
- [158] E. D. Sexton und J. B. Olson, "Coulombic efficiency of a sealed, thin plate, spiral lead-acid battery" in *The Thirteenth Annual Battery Conference on Applications and Advances: Proceedings of the conference held at California State University, Long Beach, California, 13 - 16 January 1998*, 1998, S. 297–301, <https://doi.org/10.1109/BCAA.1998.653883>.
- [159] J. Munderlein, M. Steinhoff, S. Zurmuhlen und D. U. Sauer, "Analysis and evaluation of operations strategies based on a large scale 5 MW and 5 MWh battery storage system", *Journal of Energy Storage*, Jg. 24, S. 100778, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100778>.
- [160] J. Schneider Elektrotechnik GmbH, "Technisches Datenblatt: HSGX 1260F-1605T06001 Dreiphasen - Hochspannungstransformator", 23. Feb. 2016.
- [161] SMA Solar Technology AG, "Datenblatt - SUNNY CENTRAL STORAGE 500 / 630 / 720 / 760 / 800 / 850 / 900 / 1000", 2016. [Online]. Verfugbar unter: <https://files.sma.de/downloads/SCS500-1000-DDE1610-V21web.pdf>
- [162] SMA Solar Technology AG, "Inbetriebnahmeprotokoll fur Konformitatsbescheinigung", 24. Aug. 2016.
- [163] SMA Solar Technology AG, "Betriebsanleitung: SUNNY CENTRAL STORAGE 500 / 630 / 720 / 760 / 800 / 850 / 900 / 1000", 2016. [Online]. Verfugbar unter: <https://files.sma.de/downloads/SCS-BE-E7-de-12.pdf>.
- [164] GNB Industrial Power, "Industriebatterien – Network Power: Energielieferanten mit hohem Wirkungsgrad. Technische Informationen"

- [165]GNB Industrial Power, "Industriebatterien / Network Power: Sonnenschein A600"
- [166]Samsung SDI Co.,Ltd., Hg., "Specification of Product: for Lithium-ion Rechargeable Cell Model : CM0680R0001A", 2014.
- [167]L. Koltermann, K. K. Drenker, M. E. Celi Cortés, K. Jacqué, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Potential analysis of current battery storage systems for providing fast grid services like synthetic inertia – Case study on a 6 MW system", *Journal of Energy Storage*, Jg. 57, S. 106190, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.106190>.
- [168]Eleq Group B.V., Hg., "technical data sheet: EUGE...C1", 2016.
- [169]Ritz Instrument Transformers GmbH, Hg., "Prüfprotokoll / Test Report: Stromwandler / Current Transformer EASS 12-05", 16. Dez. 2015.
- [170]Siemens AG, Hg., "Betriebsanleitung: SIMEAS Universal Messumformer 7KG6000-8AA bis 7KG6000-8EB", Nürnberg, 16. Sep. 2005.
- [171]WAGO Kontakttechnik GmbH & Co. KG, Hg., "Produktbandbuch 750-454: WAGO-I/O-SYSTEM 750", Minden, 2015.
- [172]*DIN EN 61869-3 (VDE 0414-9-3): 2012-05: Teil 3: Zusätzliche Anforderungen für induktive Spannungswandler*, DIN EN 61869-3, Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, Mai. 2012.
- [173]*DIN EN 61869-2 (VDE 0414-9-2): 2013-07: Teil 2: Zusätzliche Anforderungen für Stromwandler*, DIN EN 61869-2, Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, Jul. 2013.
- [174]Infrawest GmbH, Hg., "Betriebsvereinbarung Batteriespeicher M5BAT", Aachen, 19. Apr. 2016.
- [175]L. Koltermann, K. Jacqué, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Supporting Information: Operational Validation of a Power Distribution Algorithm for a Modular Megawatt Battery Storage System", *Batteries & Supercaps*, Jg. 6, Nr. 3, 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://chemistry-europe.onlinelibrary.wiley.com/action/downloadSupplement?doi=10.1002%2Fbatt.202200414&file=batt202200414-sup-0001-misc\\_information.pdf](https://chemistry-europe.onlinelibrary.wiley.com/action/downloadSupplement?doi=10.1002%2Fbatt.202200414&file=batt202200414-sup-0001-misc_information.pdf)
- [176]Dr. Gobmaier GmbH, "Measurement device for the mainsfrequency micromax-f", 2016. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.gobmaier.de/produkt0\\_en.html](https://www.gobmaier.de/produkt0_en.html). Zugriff am: 6. Juli 2022.
- [177]SMA Solar Technology AG, *Sunny Central CP Messwertabweichungen*.
- [178]WAGO GmbH & Co. KG, Hg., "Data sheet | Item number: 750-8216: Controller PFC200; 2nd Generation", Minden, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.wago.com/de/sps/controller-pfc200/p/750-8216>. Zugriff am: 12. Dezember 2023.

- [179]WAGO GmbH & Co. KG, Hg., "Datenblatt | Artikelnummer: 750-8212/025-002: Controller PFC200; 2nd Generation", Minden, 2023.
- [180]WAGO GmbH & Co. KG, Hg., "Datenblatt | Artikelnummer: 750-880: Controller ETHERNET; 3. Generation", Minden, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.wago.com/de/sps/controller-ethernet/p/750-880>. Zugriff am: 12. Dezember 2023.
- [181]WAGO GmbH & Co. KG, Hg., "Datenblatt | Artikelnummer: 750-352/000-001: Feldbuskoppler ETHERNET; 3. Generation", Minden, 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.wago.com/de/io-systeme/feldbuskoppler-ethernet/p/750-352\\_000-001](https://www.wago.com/de/io-systeme/feldbuskoppler-ethernet/p/750-352_000-001). Zugriff am: 12. Dezember 2023.
- [182]T. Thien, D. Schweer, D. vom Stein, A. Moser und D. U. Sauer, "Real-world operating strategy and sensitivity analysis of frequency containment reserve provision with battery energy storage systems in the german market", *Journal of Energy Storage*, Jg. 13, S. 143–163, 2017, <https://doi.org/10.1016/j.est.2017.06.012>.
- [183]T. Thien, H. Axelsen, M. Merten und D. U. Sauer, "Energy management of stationary hybrid battery energy storage systems using the example of a real-world 5 MW hybrid battery storage project in Germany", *Journal of Energy Storage*, Jg. 51, S. 104257, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104257>.
- [184]M. Lorent, "Systementwurf und Realisierung eines datenbankbasierten Kontroll- und Diagnosesystems zur Optimierung der Leittechnik eines netzgekoppelten 5MW Batteriespeichers" Masterarbeit, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Aachen, 2014.
- [185]Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule (RWTH) Aachen, *M5BAT Live Monitoring*. [Online]. Verfügbar unter: <https://m5bat.isea.rwth-aachen.de/> (Zugriff am: 22. Oktober 2023).
- [186]*Open Automation Software Platform*. V19.00.0026. Lakewood, CO: Open Automation Software, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://openautomationsoftware.com/>
- [187]K. Jacqué, "Analyse der Belastungsprofile, der Alterung und der Wirtschaftlichkeit eines Batteriespeichers im Primärregelleistungsmarkt aus realen Feldmessdaten" Dissertation, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Aachen, 2024.
- [188]L. Koltermann, K. Jacqué, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Balancing group deviation & balancing energy costs due to the provision of frequency containment reserve with a battery storage system in Germany", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 142, S. 108327, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108327>.

- [189] M. Merten, "Participation of battery storage systems in the automatic frequency restoration reserve market based on machine learning" Dissertation, Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Aachen, 2020.
- [190] T. G. C. Thien, "Optimaler Betrieb von stationären Hybrid-Batteriespeichern am Beispiel des Projekts M5BAT" Dissertation, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Aachen, 2021.
- [191] M. Merten, C. Olk, I. Schoeneberger und D. U. Sauer, "Bidding strategy for battery storage systems in the secondary control reserve market", *Applied Energy*, Jg. 268, S. 114951, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114951>.
- [192] C. Olk, D. U. Sauer und M. Merten, "Bidding strategy for a battery storage in the German secondary balancing power market", *Journal of Energy Storage*, Jg. 21, S. 787–800, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.01.019>.
- [193] J. Munderlein, G. Ipers, M. Steinhoff, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Optimization of a hybrid storage system and evaluation of operation strategies", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 119, S. 105887, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105887>.
- [194] L. Koltermann, M. Celi Cortés, J. van Ouwerkerk und D. U. Sauer, "Lessons learned from operating a large-scale battery storage system – challenges and improvements" in *23rd Wind & Solar Integration Workshop (WIW 2024): 07-11 Oct. 2024*, Helsinki, 07–11 October 2024, S. 16–24, <https://doi.org/10.1049/icp.2024.3764>.
- [195] L. Koltermann, M. C. Cortés, S. Zurmühlen, M. Junker und D. U. Sauer, "Limitations of cell imbalances on the operation of a large-scale battery storage system: example LTO batteries" in *23rd Wind & Solar Integration Workshop (WIW 2024): 07-11 Oct. 2024*, Helsinki, 07–11 October 2024, S. 815–820, <https://doi.org/10.1049/icp.2024.3880>.
- [196] M. Dubarry und D. Anseán, "Best practices for incremental capacity analysis", *Frontiers in Energy Research*, Jg. 10, 2022, Art. no. 1023555, <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.1023555>.
- [197] C. Pastor-Fernández, K. Uddin, G. H. Chouchelamane, W. D. Widanage und J. Marco, "A Comparison between Electrochemical Impedance Spectroscopy and Incremental Capacity-Differential Voltage as Li-ion Diagnostic Techniques to Identify and Quantify the Effects of Degradation Modes within Battery Management Systems", *Journal of Power Sources*, Jg. 360, S. 301–318, 2017, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2017.03.042>.

- [198]I. Bloom, A. N. Jansen, D. P. Abraham, J. Knuth, S. A. Jones, V. S. Battaglia und G. L. Henriksen, "Differential voltage analyses of high-power, lithium-ion cells: 1. Technique and application", *Journal of Power Sources*, Jg. 139, 1-2, S. 295–303, 2005, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.07.021>.
- [199]DEWETRON elektronische Messgeräte GmbH, Hg., "DEWE-571 Technical reference manual", 2009.
- [200]National Grid ESO, "NOA Stability Pathfinder Phase 3 Technical Performance Requirements", Aug. 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/pathfinders/stability/Phase-3>
- [201]F. Rauscher, V. Zimmermann, T. Sauer und B. Engel, "Bereitstellung von Momentanreserve aus Mittel- und Niederspannungsnetzen" in *Future of energy - Innovationen für eine klimaneutrale Zukunft: 17. Symposium Energieinnovation : 16.-18. Februar 2022, TU Graz, Österreich*, Graz: Verlag der Technischen Universität Graz, 2022.
- [202]Tim Rösinger, "Inverter Response Time", E-Mail, Mai. 2022.
- [203]M. R. Amin, M. Negnevitsky, E. Franklin, K. S. Alam, I. Zicmane, T. Lomane und R. Varfolomejeva, "Frequency Control using Grid-forming and Grid-following Battery Energy Storage Systems" in *2021 IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON): Conference proceedings : Riga Technical University, November 15-17, 2021*, S. 1–6, <https://doi.org/10.1109/RTUCON53541.2021.9711699>.
- [204]F. Karoui, D.-L. Ha, T. Delaplagne, M.-F. Bouaaziz, V. Eudier und M. Lévy, "Diagnosis and prognosis of complex energy storage systems: tools development and feedback on four installed systems", *Energy Procedia*, Jg. 155, S. 61–76, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.066>.
- [205]Deutscher Bundestag, *Großbatteriespeicher: Einzelfragen zur Lithium-Ionen-Batterietechnologie*. Berlin. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/627424/74e15e4e6f393a030176b8cb29effc24/WD-8-002-19-pdf-data.pdf>. Zugriff am: 3. Juni 2024.
- [206]BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hg., "Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz: TAB Mittelspannung 2008", Berlin, Juni 2008.
- [207]J. Schneider Elektrotechnik GmbH, "Technisches Datenblatt: HSGX 6300F Dreiphasen-Hochspannungstransformator", 1. Dez. 2022.
- [208]*DIN EN 50588-1:2019-12: Mittelleistungstransformatoren 50 Hz, mit einer höchsten Spannung für Betriebsmittel nicht über 36 kV – Teil 1: Allgemeine Anforderungen; Deutsche Fassung EN 50588-1:2017*, DIN EN 50588, Deutsches Institut für Normung e.V., Dez. 2019.

- [209] VERORDNUNG (EU) Nr. 548/2014 DER KOMMISSION vom 21. Mai 2014 zur Umsetzung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich Kleinleistungs-, Mittelleistungs- und Großleistungstransformatoren, 2014. [Online]. Verfügbar unter: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=uriserv:OJ.L\\_.2014.152.01.0001.01.DEU](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=uriserv:OJ.L_.2014.152.01.0001.01.DEU)
- [210] D. U. Sauer und H. Schmidt, "Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung von Wechselrichter Wirkungsgraden" in *9. Internationales Sonnenforum*, 1994, S. 550–557.
- [211] M. E. Celi Cortés, "Development of a Highly Flexible Prosumer Model to Shape Sector-Coupled Urban Quarters of the Future" Master Thesis, Institute for Power Electronics and Electrical Drives, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Aachen, 2021.
- [212] J. Schneider Elektrotechnik GmbH, "Prüfprotokoll Dreiphasen-Transformator: Trafo 1", 25. Apr. 2016.
- [213] L. Koltermann, M. Celi Cortés, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Power curves of megawatt-scale battery storage technologies for frequency regulation and energy trading", *Applied Energy*, Jg. 347, S. 121428, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121428>.
- [214] Arm Limited, Hg., "big.LITTLE Technology: The Future of Mobile", 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://armkeil.blob.core.windows.net/developer/Files/pdf/white-paper/big-little-technology-the-future-of-mobile.pdf>. Zugriff am: 4. Juni 2024.
- [215] C. Li, Y. Yang, W. Li und H. Li, "A Soft-Start-Based Method for Active Suppression of Magnetizing Inrush Current in Transformers", *Electronics*, Jg. 12, Nr. 14, S. 3114, 2023, <https://doi.org/10.3390/electronics12143114>.
- [216] Y. Pan, X. Yin, Z. Zhang, B. Liu, M. Wang und X. Yin, "Three-Phase Transformer Inrush Current Reduction Strategy Based on Prefluxing and Controlled Switching", *IEEE Access*, Jg. 9, S. 38961–38978, 2021, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3062143>.
- [217] L. Koltermann, M. C. Cortés, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Energy Management of Large-Scale Battery Storage Systems: Field Evaluation of Battery Aging and System Efficiency" in *2024 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE)*, Dubrovnik, 2024, S. 1–5, <https://doi.org/10.1109/ISGTEUROPE62998.2024.10863752>.
- [218] *boxplotGroup*. 2.0.0. MATLAB Central File Exchange, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/74437-boxplotgroup>
- [219] L. Koltermann, M. Celi Cortés, N. Nsir, J. van Ouwkerk und D. U. Sauer, "Performance Testing of a Megawatt-Scale Battery Storage for Energy Trading" in *17th International Renewable Energy Storage Conference 2023 (IRES 2023)*, Aachen, 2024, S. 4–11, [https://doi.org/10.2991/978-94-6463-455-6\\_2](https://doi.org/10.2991/978-94-6463-455-6_2).

- [220] B. Schäfer, C. Beck, K. Aihara, D. Witthaut und M. Timme, "Non-Gaussian power grid frequency fluctuations characterized by Lévy-stable laws and superstatistics", *Nature Energy*, Jg. 3, Nr. 2, S. 119–126, 2018, <https://doi.org/10.1038/s41560-017-0058-z>.
- [221] T. Gobmaier, "Netzfrequenz als Indikator für die Stabilität des Verbundnetzes", *10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*, 2017. [Online]. Verfügbar unter:  
[https://www.netzfrequenzmessung.de/IEWT\\_Netzfrequenz\\_Stabilitaet\\_Paper.pdf](https://www.netzfrequenzmessung.de/IEWT_Netzfrequenz_Stabilitaet_Paper.pdf)
- [222] M. Celi Cortés, L. Koltermann, T. D. Dang, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Deterministic grid frequency deviations and the provision of frequency containment reserve with battery storage systems", *Energy Reports*, Jg. 13, S. 1029–1040, 2025, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.12.057>.
- [223] Thomas Gobmaier, "Netzfrequenzmessung", Moosinning, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netzfrequenzmessung.de/>.
- [224] DEWETRON elektronische Messgeräte GmbH, Hg., "DEWE-571-PQA", 2016.
- [225] L. Koltermann, M. Celi Cortés, K. Jacqué, M. Merten und D. U. Sauer, *M5BAT Live Website*. [Online]. Verfügbar unter: <https://m5bat.isea.rwth-aachen.de/> (Zugriff am: 23. Januar 2024).
- [226] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Energy-Charts: Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland in Woche 33 2022*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energy-charts.info/index.html> (Zugriff am: 23. Oktober 2023).
- [227] *Violin Plots for Matlab // bastibe/Violinplot-Matlab: A Good Starting Point*. Github Project. Zenodo, 2016 // 2021. [Online]. Verfügbar unter:  
<https://github.com/bastibe/Violinplot-Matlab>

## Eigene Publikationen und betreute Arbeiten

### Publikationen

Im Rahmen dieser Arbeit sind verschiedene Veröffentlichungen entstanden, die nachstehend aufgeführt sind. Inhalte dieser Veröffentlichungen sind in Teilen in Übereinstimmung mit der Promotionsordnung der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der RWTH Aachen und in Absprache mit dem betreuenden Professor Dirk Uwe Sauer in dieser Dissertationsschrift verarbeitet. Dabei ist bei Verwendung von Texten, Grafiken, Bildern und Tabellen aus eigenen Veröffentlichungen, sofern sie überwiegend von mir verfasst oder gestaltet worden sind, nicht jeweils explizit auf die jeweilige Veröffentlichung verwiesen. Sind Elemente aus den Veröffentlichungen überwiegend durch meine Ko-Autoren beigesteuert worden, findet sich im Text ein Literaturhinweis auf die entsprechende Veröffentlichung.

### Wissenschaftliche Zeitschriftenbeiträge

M. Celi Cortés, **L. Koltermann**, T. D. Dang, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Deterministic grid frequency deviations and the provision of frequency containment reserve with battery storage systems", *Energy Reports*, Jg. 13, S. 1029–1040, 2025, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.12.057>.

**L. Koltermann**, M. Celi Cortés, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Improved rule-based power distribution algorithm for hybrid battery storage systems and real-world validation", *Journal of Energy Storage*, Jg. 86, S. 111360, 2024, <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111360>.

Z. Ma, M. Jia, **L. Koltermann**, A. Blömeke, R. W. de Doncker, W. Li und D. U. Sauer, "Review on grid-tied modular battery energy storage systems: Configuration classifications, control advances, and performance evaluations", *Journal of Energy Storage*, Jg. 74, S. 109272, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109272>.

**L. Koltermann**, M. Celi Cortés, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Power curves of megawatt-scale battery storage technologies for frequency regulation and energy trading", *Applied Energy*, Jg. 347, S. 121428, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121428>.

**L. Koltermann**, K. Jacqué, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Operational Validation of a Power Distribution Algorithm for a Modular Megawatt Battery Storage System", *Batteries & Supercaps*, Jg. 6, Nr. 3, 2023, e202200414, <https://doi.org/10.1002/batt.202200414>.

**L. Koltermann**, K. K. Drenker, M. E. Celi Cortés, K. Jacqué, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Potential analysis of current battery storage systems for providing fast grid services like synthetic inertia – Case study on a 6 MW system", *Journal of Energy Storage*, Jg. 57, S. 106190, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.106190>.

K. Jacqué, **L. Koltermann**, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "The influence of frequency containment reserve on the efficiency of a hybrid stationary large-scale storage system", *Journal of Energy Storage*, Jg. 52, S. 104961, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104961>.

K. Jacqué, **L. Koltermann**, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "The influence of frequency containment reserve on the cycles of a hybrid stationary large-scale storage system", *Journal of Energy Storage*, Jg. 52, S. 105040, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105040>.

**L. Koltermann**, K. Jacqué, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Balancing group deviation & balancing energy costs due to the provision of frequency containment reserve with a battery storage system in Germany", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 142, S. 108327, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108327>.

K. Jacqué, **L. Koltermann**, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "The Influence of Frequency Containment Reserve on the Operational Data and the State of Health of the Hybrid Stationary Large-Scale Storage System", *Energies*, Jg. 15, Nr. 4, S. 1342, 2022, <https://doi.org/10.3390/en15041342>.

## Konferenzbeiträge

M. Celi Cortés, N. Nsir, **L. Koltermann**, S. Zurmühlen, J. van Ouwerkerk und D. U. Sauer, "M5Use: An Optimization Framework for the Multi-Use Operation Scheduling of Large-Scale Battery Storage Systems" in *2024 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE)*, Dubrovnik, 2024, S. 1–5, <https://doi.org/10.1109/ISGTEUROPE62998.2024.10863143>.

**L. Koltermann**, M. C. Cortés, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Energy Management of Large-Scale Battery Storage Systems: Field Evaluation of Battery Aging and System Efficiency" in *2024 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE)*, Dubrovnik, 2024, S. 1–5, <https://doi.org/10.1109/ISGTEUROPE62998.2024.10863752>.

**L. Koltermann**, M. Celi Cortés, J. van Ouwkerk und D. U. Sauer, "Lessons learned from operating a large-scale battery storage system – challenges and improvements" in *23rd Wind & Solar Integration Workshop (WIW 2024)*, Helsinki, 07–11 October 2024, S. 16–24, <https://doi.org/10.1049/icp.2024.3764>.

**L. Koltermann**, M. C. Cortés, S. Zurmühlen, M. Junker und D. U. Sauer, "Limitations of cell imbalances on the operation of a large-scale battery storage system: example LTO batteries" in *23rd Wind & Solar Integration Workshop (WIW 2024)*, Helsinki, 07–11 October 2024, S. 815–820, <https://doi.org/10.1049/icp.2024.3880>.

M. Celi Cortés, **L. Koltermann**, S. Shrestha, J. van Ouwkerk und D. U. Sauer, "Data-driven modelling of inverter efficiency curves for the digital twin of a large-scale battery storage system" in *23rd Wind & Solar Integration Workshop (WIW 2024)*, Helsinki, 07–11 October 2024, S. 596–602, <https://doi.org/10.1049/icp.2024.3850>.

**L. Koltermann**, M. Celi Cortés, N. Nsir, J. van Ouwkerk und D. U. Sauer, "Performance Testing of a Megawatt-Scale Battery Storage for Energy Trading" in *17th International Renewable Energy Storage Conference 2023 (IRES 2023)*, Aachen, 2024, S. 4–11, [https://doi.org/10.2991/978-94-6463-455-6\\_2](https://doi.org/10.2991/978-94-6463-455-6_2).

**L. Koltermann**, J. Figgner und D. U. Sauer, "Operating a Hybrid Large Scale Battery Storage System - Battery Performance, Applications and Issues" in *Solarplaza Summit - Energy Storage Germany*, 2023.

**L. Koltermann**, K. Jacqué, S. Zurmühlen, J. Figgner und D. U. Sauer, "Rule-based power distribution algorithm for a modular large-scale battery storage system" in *Advanced Battery Power Conference 2023*, Aachen, 2023.

M. E. Celi Cortés, **L. Koltermann**, N. Nsir, S. Zurmühlen, J. Figgner und D. U. Sauer, "Optimal Multi-Use Operation of Utility-Scale Battery Systems: Techno-Economic Feasibility Study of the M5BAT Hybrid Storage in Aachen" in *Advanced Battery Power Conference 2023*, Aachen, 2023.

**L. Koltermann**, K. Jacqué, J. Figgner, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "Balancing group deviation & balancing energy costs due to the provision of frequency containment reserve with a battery storage system in Germany" in *Advanced Battery Power Conference 2022*, Münster, 2022.

### **Weitere Publikationen (Autor)**

**L. Koltermann**, M. E. Celi Cortés, S. Zurmühlen, J. van Ouwerkerk und D. U. Sauer, "M5BAT Large-Scale Battery Storage System Dataset: Evaluation Operation Report 04/2023", Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen University, Aachen, 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.18154/RWTH-2024-04895>

**L. Koltermann**, M. Celi Cortés, S. Zurmühlen und D. U. Sauer, "M5BAT: Project EMMuseBat" Poster. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.isea.rwth-aachen.de/global/show\\_document.asp?id=aaaaaaaaabmlpipn&download=1](https://www.isea.rwth-aachen.de/global/show_document.asp?id=aaaaaaaaabmlpipn&download=1)

**L. Koltermann**, M. Celi Cortés, K. Jacqué, M. Merten, and D. U. Sauer, M5BAT Live Website. [Online]. Verfügbar unter: <https://m5bat.isea.rwth-aachen.de/> (Zugriff am: 23. Januar 2024).

## **(Ko-) Betreute studentische Arbeiten**

Im Rahmen dieser Arbeit sind die nachfolgend aufgeführten studentischen Abschlussarbeiten entstanden. Für diese Arbeiten habe ich das Thema definiert und diese Arbeiten inhaltlich und wissenschaftlich betreut oder mitbetreut. Einige der Themen sind Teilaspekte dieser Dissertationsschrift und finden sich entsprechend auch in dieser Arbeit wieder. Entsprechende Inhalte werden nicht jeweils explizit auf diese Arbeiten referenziert. Studentische Arbeiten, die nicht unter meiner Anleitung entstanden sind, werden wie alle anderen Literaturstellen zitiert.

- Enzo Cording, „Untersuchung von Einflussfaktoren der Preise für die Primärregelleistung“, Bachelorarbeit, 06/2021
- Timo Gollub, „Performance-Analysen von Batteriegroßspeichersystemen aus Felddaten“, Masterarbeit, 02/2022
- Raduan Djaid, „Untersuchung der Alterung von Bleibatterien in Großspeichern“, Masterarbeit, 02/2022
- Sebastian Harms, „Datenlogging von Einzelzelldaten im Betrieb von Batteriegroßspeichern“, Masterarbeit, 09/2022
- Constantin Hüskens, „Development of a simulation tool of stationary battery storage systems“, Masterarbeit, 11/2022
- Najet Nsir, „Development of a Tool for Modeling and Optimization of Large Scale Battery Systems“, Masterarbeit, 02/2023
- Stefan Lentges, „Entwicklung eines echtzeitfähigen digitalen Zwillings von einem Batteriegroßspeicher“, Masterarbeit, 04/2023
- Ana Nita, „Effizienzoptimierter Betrieb von Batteriegroßspeichern unter Berücksichtigung des Nutzungsszenarios“, Masterarbeit, 06/2023
- Benedikt Ludvik, „Auswertung von Batteriedaten aus dem Betrieb eines Batteriegroßspeichers“, Bachelorarbeit, 07/2023
- Johannes Klöcker, „Optimierung eines Intraday-Trading-Algorithmus für einen Batteriegroßspeicher“, Masterarbeit, 11/2023
- Amir Haroun, „Evaluation of cell-based battery data from the operation of a large scale battery storage system“, Bachelorarbeit, 12/2023
- Daniel Dang, „Model Development and Parametrization for the Digital Twin of a Large-Scale Battery Storage System“ Masterarbeit, 12/2023
- Markus Heim, „Techno-ökonomische Analyse von Systemen zur Netzintegration von Batteriespeichern in der Hoch- und Höchstspannung“, Masterarbeit, 08/2024
- Niklas Demel, „Analyse des Balancing-Zustandes von Batteriegroßspeichern durch Rekonstruktion der Zellspannungskurven aus Felddaten“, Masterarbeit, 01/2025

**Studentische Hilfskräfte**

Karl Drenker, Katharina Kösseler, Konrad Gruber, Daniel Dang, Maxime Mion, Ingrid Grabherr

# Lebenslauf

LUCAS KOLTERMANN

## PERSÖNLICHE DATEN

Geburtsjahr: 1995  
Geburtsort: Köln, Deutschland

## AUSBILDUNG

2017 bis 2019 Masterstudium Elektrotechnik und Informationstechnik an der Technischen Universität München; Master of Science (M. Sc.)  
2013 bis 2017 Duales (berufsbegleitendes) Studium an der Rheinischen Fachhochschule Köln; Bachelor of Engineering (B. Eng.)  
2005 bis 2013 Rhein-Gymnasium Köln; allgemeine Hochschulreife (Abitur)

## BERUFSERFAHRUNG

Seit 2020 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen University

- Seit 2021 • Projektleitung des Batteriegroßspeichers M5BAT und des Forschungsprojekts EMMUseBat
- Seit 2023 • Stellvertretender Abteilungsleiter für Finanzen der Abteilung Netzintegration von Batterien und Speichersystemanalyse

2017 Ingenieur / Techniker im Fachbereich Automatisierungstechnik / Prozessleittechnik bei InfraServ GmbH & Co. Knapsack KG

2013 bis 2017 Duales (berufsbegleitendes) Studium bei InfraServ GmbH & Co. Knapsack KG und der Rheinischen Fachhochschule Köln

- 2013 bis 2016 • Ausbildung zum Elektroniker für Automatisierungstechnik
- 2016 bis 2017 • Praktikum / Traineeprogramm im Bereich Engineering



### **ABISEA Band 1**

**Eßer, Albert**

Berührungslose, kombinierte Energie- und Informationsübertragung für bewegliche Systeme

1. Aufl. 1992, 129 S.  
ISBN 3-86073-046-0

### **ABISEA Band 2**

**Vogel, Ulrich**

Entwurf und Beurteilung von Verfahren zur

Hochausnutzung des Rad-Schiene-Kraftschlusses durch Triebfahrzeuge

1. Aufl. 1992, 131 S.  
ISBN 3-86073-060-6

### **ABISEA Band 3**

**Reckhorn, Thomas**

Stromeinprägendes Antriebssystem mit fremderregter Synchronmaschine

1. Aufl. 1992, 128 S.  
ISBN 3-86073-061-4

### **ABISEA Band 4**

**Ackva, Ansgar**

Spannungseinprägendes Antriebssystem mit Synchronmaschine und direkter Stromregelung

1. Aufl. 1992, 137 S.  
ISBN 3-86073-062-2

### **ABISEA Band 5**

**Mertens, Axel**

Analyse des Oberschwingungsverhaltens von taktsynchronen Delta - Modulationsverfahren zur Steuerung von Pulsstromrichtern bei hoher Taktzahl

1. Aufl. 1992, 178 S.  
ISBN 3-86073-069-X

### **ABISEA Band 6**

**Geuer, Wolfgang**

Untersuchungen über das Alterungsverhalten von Blei-Akkumulatoren

1. Aufl. 1993, 97 S.  
ISBN 3-86073-097-5

### **ABISEA Band 7**

**Langheim, Jochen**

Einzelradantrieb für Elektrostraßenfahrzeuge

1. Aufl. 1993, 213 S.  
ISBN 3-86073-123-8  
(vergriffen)

### **ABISEA Band 8**

**Fetz, Joachim**

Fehlertolerante Regelung eines Asynchron-Doppelantriebes für ein Elektrospeicherfahrzeug

1. Aufl. 1993, 136 S.  
ISBN 3-86073-124-6  
(vergriffen)

### **ABISEA Band 9**

**Schülting, Ludger**

Optimierte Auslegung induktiver Bauelemente für den Mittelfrequenzbereich

1. Aufl. 1993, 126 S.  
ISBN 3-86073-174-2  
(vergriffen)

### **ABISEA Band 10**

**Skudelny, H.-Ch.**

Stromrichtertechnik  
4. Aufl. 1997, 259 S.  
ISBN 3-86073-189-0

### **ABISEA Band 11**

**Skudelny, H.-Ch.**

Elektrische Antriebe  
3. Aufl. 1997, 124 S.  
ISBN 3-86073-231-5

### **ABISEA Band 12**

**Schöpe, Friedhelm**

Batterie-Management für Nickel-Cadmium Akkumulatoren

1. Aufl. 1994, 148 S.  
ISBN 3-86073-232-3  
(vergriffen)

### **ABISEA Band 13**

**v. d. Weem, Jürgen**

Schmalbandige aktive Filter für Schienentriebfahrzeuge am Gleichspannungsfahrdraht

1. Aufl. 1995, 126 S.  
ISBN 3-86073-233-1

### **ABISEA Band 14**

**Backhaus, Klaus**

Spannungseinprägendes Direktantriebssystem mit schnelllaufender geschalteter

Reluktanzmaschine

1. Aufl. 1995, 146 S.  
ISBN 3-86073-234-X  
(vergriffen)

### **ABISEA Band 15**

**Reinold, Harry**

Optimierung dreiphasiger Pulsdauermodulationsverfahren

1. Aufl. 1996, 107 S.  
ISBN 3-86073-235-8

### **ABISEA Band 16**

**Köpken, Hans-Georg**

Regelverfahren für Parallelschwingkreisumrichter

1. Aufl. 1996, 125 S.  
ISBN 3-86073-236-6

### **ABISEA Band 17**

**Mauracher, Peter**

Modellbildung und Verbundoptimierung bei Elektrostraßenfahrzeugen

1. Aufl. 1996, 192 S.  
ISBN 3-86073-237-4

### **ABISEA Band 18**

**Protiwa, Franz-Ferdinand**

Vergleich dreiphasiger Resonanz-Wechselrichter in Simulation und Messung

1. Aufl. 1997, 178 S.  
ISBN 3-86073-238-2

### **ABISEA Band 19**

**Brockmeyer, Ansgar**

Dimensionierungswerkzeug für magnetische Bauelemente in Stromrichteranwendungen

1. Aufl. 1997, 175 S.  
ISBN 3-86073-239-0

## Aachener Beiträge des ISEA

### **ABISEA Band 20**

**Apeldoorn, Oscar**

Simulationsgestützte Bewertung von Steuerverfahren für netzgeführte Stromrichter mit verringerter Netzrückwirkung

1. Aufl. 1997, 134 S.  
ISBN 3-86073-680-9

### **ABISEA Band 21**

**Lohner, Andreas**

Batteriemangement für verschlossene Blei-Batterien am Beispiel von Unterbrechungsfreien Stromversorgungen

1. Aufl. 1998, 126 S.  
ISBN 3-86073-681-7

### **ABISEA Band 22**

**Reinert, Jürgen**

Optimierung der Betriebseigenschaften von Antrieben mit geschalteter Reluktanzmaschine

1. Aufl. 1998, 153 S.  
ISBN 3-86073-682-5

### **ABISEA Band 23**

**Nagel, Andreas**

Leitungsgebundene Störungen in der Leistungselektronik: Entstehung, Ausbreitung und Filterung

1. Aufl. 1999, 140 S.  
ISBN 3-86073-683-3

### **ABISEA Band 24**

**Menne, Marcus**

Drehschwingungen im Antriebsstrang von Elektrostraßenfahrzeugen - Analyse und aktive Dämpfung

1. Aufl. 2001, 169 S.  
ISBN 3-86073-684-1

### **ABISEA Band 25**

**von Bloh, Jochen**

Multilevel-Umrichter zum Einsatz in Mittelspannungsgleichspannungs-Übertragungen

1. Aufl. 2001, 137 S.  
ISBN 3-86073-685-X

### **ABISEA Band 26**

**Karden, Eckhard**

Using low-frequency impedance spectroscopy for characterization, monitoring, and modeling of industrial batteries

1. Aufl. 2002, 137 S.  
ISBN 3-8265-9766-4

### **ABISEA Band 27**

**Karipidis, Claus-Ulrich**

A Versatile DSP/ FPGA Structure optimized for Rapid Prototyping and Digital Real-Time Simulation of Power Electronic and Electrical Drive Systems

1. Aufl. 2001, 164 S.  
ISBN 3-8265-9738-9

### **ABISEA Band 28**

**Kahlen, Klemens**

Regelungsstrategien für permanentmagnetische Direktantriebe mit mehreren Freiheitsgraden

1. Aufl. 2002, 154 S.  
ISBN 3-8322-1222-1

### **ABISEA Band 29**

**Inderka, Robert B.**

Direkte Drehmomentregelung Geschalteter Reluktanzantriebe

1. Aufl. 2003, 182 S.  
ISBN 3-8322-1175-6

### **ABISEA Band 30**

**Schröder, Stefan**

Circuit-Simulation Models of High-Power Devices Based on Semiconductor Physics

1. Aufl. 2003, 123 S.  
ISBN 3-8322-1250-7

### **ABISEA Band 31**

**Buller, Stephan**

Impedance-Based Simulation Models for Energy Storage Devices in Advanced Automotive Power Systems

1. Aufl. 2003, 138 S.  
ISBN 3-8322-1225-6

### **ABISEA Band 32**

**Schönknecht, Andreas**

Topologien und Regelungsstrategien für das induktive Erwärmen mit hohen Frequenz-Leistungsprodukten

1. Aufl. 2004, 157 S.  
ISBN 3-8322-2408-4

### **ABISEA Band 33**

**Tolle, Tobias**

Konvertertopologien für ein aufwandsarmes, zweistufiges Schaltnetzteil zum Laden von Batterien aus dem Netz

1. Aufl. 2004, 148 S.  
ISBN 3-8322-2676-1

### **ABISEA Band 34**

**Götting, Gunther**

Dynamische Antriebsregelung von Elektrostraßenfahrzeugen unter Berücksichtigung eines schwingungsfähigen Antriebsstrangs

1. Aufl. 2004, 157 S.  
ISBN 3-8322-2804-7

### **ABISEA Band 35**

**Dieckerhoff, Sibylle**

Transformatorlose Stromrichterschaltungen für Bahnfahrzeuge am 16 2/3Hz Netz

1. Aufl. 2004, 147 S.  
ISBN 3-8322-3094-7

### **ABISEA Band 36**

**Hu, Jing**

Bewertung von DC-DC-Topologien und Optimierung eines DC-DC-Leistungsmoduls für das 42-V-Kfz-Bordnetz

1. Aufl. 2004, 148 S.  
ISBN 3-8322-3201-X

### **ABISEA Band 37**

**Detjen, Dirk-Oliver**

Characterization and Modeling of Si-Si Bonded Hydrophobic Interfaces for Novel High-Power BIMOS Devices

1. Aufl. 2004, 135 S.  
ISBN 3-8322-2963-9

**ABISEA Band 38****Walter, Jörg**

Simulationsbasierte Zuverlässigkeitsanalyse in der modernen Leistungselektronik

1. Aufl. 2004, 121 S.  
ISBN 3-8322-3481-0

**ABISEA Band 39****Schwarzer, Ulrich**

IGBT versus GCT in der Mittelspannungsanwendung - ein experimenteller und simulativer Vergleich

1. Aufl. 2005, 170 S.  
ISBN 3-8322-4489-1

**ABISEA Band 40****Bartram, Markus**

IGBT-Umrichtersysteme für Windkraftanlagen: Analyse der Zyklenbelastung, Modellbildung, Optimierung und Lebensdauervorhersage

1. Aufl. 2006, 185 S.  
ISBN 3-8322-5039-5

**ABISEA Band 41****Ponnaluri, Srinivas**

Generalized Design, Analysis and Control of Grid side converters with integrated UPS or Islanding functionality

1. Aufl. 2006, 163 S.  
ISBN 3-8322-5281-9

**ABISEA Band 42****Jacobs, Joseph**

Multi-Phase Series Resonant DC-to-DC Converters

1. Aufl. 2006, 185 S.  
ISBN 3-8322-5532-X

**ABISEA Band 43****Linzen, Dirk**

Impedance-Based Loss Calculation and Thermal Modeling of Electrochemical Energy Storage Devices for Design Considerations of Automotive Power Systems

1. Aufl. 2006, 185 S.  
ISBN 3-8322-5706-3

**ABISEA Band 44****Fiedler, Jens**

Design of Low-Noise Switched Reluctance Drives

1. Aufl. 2007, 176 S.  
ISBN 978-3-8322-5864-1

**ABISEA Band 45****Fuengwarodsakul, Nisai**

Predictive PWM-based Direct Instantaneous Torque Control for Switched Reluctance Machines

1. Aufl. 2007, 141 S.  
ISBN 978-3-8322-6210-5

**ABISEA Band 46****Meyer, Christoph**

Key Components for Future Offshore DC Grids

1. Aufl. 2007, 187 S.  
ISBN 978-3-8322-6571-7

**ABISEA Band 47****Fujii, Kansuke**

Characterization and Optimization of Soft-Switched Multi-Level Converters for STATCOMs

1. Aufl. 2008, 199 S.  
ISBN 978-3-8322-6981-4

**ABISEA Band 48****Carstensen, Christian**

Eddy Currents in Windings of Switched Reluctance Machines

1. Aufl. 2008, 179 S.  
ISBN 978-3-8322-7118-3

**ABISEA Band 49****Bohlen, Oliver**

Impedance-based battery monitoring

1. Aufl. 2008, 190 S.  
ISBN 978-3-8322-7606-5

**ABISEA Band 50****Thele, Marc**

A contribution to the modelling of the charge acceptance of lead-acid batteries - using frequency and time domain based concepts

1. Aufl. 2008, 165 S.  
ISBN 978-3-8322-7659-1

**ABISEA Band 51****König, Andreas**

High Temperature DC-to-DC Converters for Downhole Applications

1. Aufl. 2009, 154 S.  
ISBN 978-3-8322-8489-3

**ABISEA Band 52****Dick, Christian Peter**

Multi-Resonant Converters as Photovoltaic Module-Integrated Maximum Power Point Tracker

1. Aufl. 2010, 182 S.  
ISBN 978-3-8322-9199-0

**ABISEA Band 53****Kowal, Julia**

Spatially resolved impedance of nonlinear inhomogeneous devices: using the example of lead-acid batteries

1. Aufl. 2010, 203 S.  
ISBN 978-3-8322-9483-0

**ABISEA Band 54****Roscher, Michael Andreas**

Zustandserkennung von LiFeP04-Batterien für Hybrid- und Elektrofahrzeuge

1. Aufl. 2011, 186 S.  
ISBN 978-3-8322-9738-1

**ABISEA Band 55****Hirschmann, Dirk**

Highly Dynamic Piezoelectric Positioning

1. Aufl. 2011, 146 S.  
ISBN 978-3-8322-9746-6

**ABISEA Band 56****Rigbers, Klaus**

Highly Efficient Inverter Architectures for Three-Phase Grid Connection of Photovoltaic Generators

1. Aufl. 2011, 244 S.  
ISBN 978-3-8322-9816-9

**ABISEA Band 57****Kasper, Knut**

Analysis and Control of the Acoustic Behavior of Switched Reluctance Drives

1. Aufl. 2011, 205 S.  
ISBN 978-3-8322-9869-2

## Aachener Beiträge des ISEA

### **ABISEA Band 58**

**Köllensperger, Peter**

The Internally Commutated Thyristor - Concept, Design and Application

1. Aufl. 2011, 214 S.

ISBN 978-3-8322-9909-5

### **ABISEA Band 59**

**Schoenen, Timo**

Einsatz eines DC/DC-Wandlers zur Spannungsanpassung zwischen Antrieb und Energiespeicher in Elektro- und Hybridfahrzeugen

1. Aufl. 2011, 128 S.

ISBN 978-3-8440-0622-3

### **ABISEA Band 60**

**Hennen, Martin**

Switched Reluctance Direct Drive with Integrated Distributed Inverter

1. Aufl. 2012, 141 S.

ISBN 978-3-8440-0731-2

### **ABISEA Band 61**

**van Treek, Daniel**

Position Sensorless Torque Control of Switched Reluctance Machines

1. Aufl. 2012, 144 S.

ISBN 978-3-8440-1014-5

### **ABISEA Band 62**

**Bragard, Michael**

The Integrated Emitter Turn-Off Thyristor. An Innovative MOS-Gated High-Power Device

1. Aufl. 2012, 164 S.

ISBN 978-3-8440-1152-4

### **ABISEA Band 63**

**Gerschler, Jochen B.**

Ortsaufgelöste Modellbildung von Lithium-Ionen-Systemen unter spezieller Berücksichtigung der Batteriealterung

1. Aufl. 2012, 334 S.

ISBN 978-3-8440-1307-8

### **ABISEA Band 64**

**Neuhaus, Christoph R.**

Schaltstrategien für Geschaltete Reluktanzantriebe mit kleinem Zwischenkreis

1. Aufl. 2012, 133 S.

ISBN 978-3-8440-1487-7

### **ABISEA Band 65**

**Butschen, Thomas**

Dual-ICT- A Clever Way to Unite Conduction and Switching Optimized Properties in a Single Wafer

1. Aufl. 2012, 168 S.

ISBN 978-3-8440-1771-7

### **ABISEA Band 66**

**Plum, Thomas**

Design and Realization of High-Power MOS Turn-Off Thyristors

1. Aufl. 2013, 113 S.

ISBN 978-3-8440-1884-4

### **ABISEA Band 67**

**Kiel, Martin**

Impedanzspektroskopie an Batterien unter besonderer Berücksichtigung von Batteriesensoren für den Feldeinsatz

1. Aufl. 2013, 226 S.

ISBN 978-3-8440-1973-5

### **ABISEA Band 68**

**Brauer, Helge**

Schnelldrehender Geschalteter Reluktanzantrieb mit extremem Längendurchmesser-verhältnis

1. Aufl. 2013, 192 S.

ISBN 978-3-8440-2345-9

### **ABISEA Band 69**

**Thomas, Stephan**

A Medium-Voltage Multi-Level DC/DC Converter with High Voltage Transformation Ratio

1. Aufl. 2014, 226 S.

ISBN 978-3-8440-2605-4

### **ABISEA Band 70**

**Richter, Sebastian**

Digitale Regelung von PWM Wechselrichtern mit niedrigen Trägerfrequenzen

1. Aufl. 2014, 126 S.

ISBN 978-3-8440-2641-2

### **ABISEA Band 71**

**Bösing, Matthias**

Acoustic Modeling of Electrical Drives - Noise and Vibration Synthesis based on Force Response Superposition

1. Aufl. 2014, 188 S.

ISBN 978-3-8440-2752-5

### **ABISEA Band 72**

**Waag, Wladislaw**

Adaptive algorithms for monitoring of lithium-ion batteries in electric vehicles

1. Aufl. 2014, 232 S.

ISBN 978-3-8440-2976-5

### **ABISEA Band 73**

**Sanders, Tilman**

Spatially Resolved Electrical In-Situ Measurement Techniques for Fuel Cells

1. Aufl. 2014, 126 S.

ISBN 978-3-8440-3121-8

### **ABISEA Band 74**

**Baumhöfer, Thorsten**

Statistische Betrachtung experimenteller Alterungsuntersuchungen an Lithium-Ionen Batterien

1. Aufl. 2015, 157 S.

ISBN 978-3-8440-3423-3

### **ABISEA Band 75**

**Andre, Dave**

Systematic Characterization of Ageing Factors for High-Energy Lithium-Ion Cells and Approaches for Lifetime Modelling Regarding an

Optimized Operating

Strategy in Automotive

Applications

1. Aufl. 2015, 196 S.

ISBN 978-3-8440-3587-2

**ABISEA Band 76****Merei, Ghada**

Optimization of off-grid hybrid PV-wind-diesel power supplies with multi-technology battery systems taking into account battery aging

1. Aufl. 2015, 184 S.

ISBN 978-3-8440-4148-4

**ABISEA Band 77****Schulte, Dominik**

Modellierung und experimentelle Validierung der Alterung von Blei-Säure Batterien durch inhomogene Stromverteilung und Säureschichtung

1. Aufl. 2016, 165 S.

ISBN 978-3-8440-4216-0

**ABISEA Band 78****Schenk, Mareike**

Simulative Untersuchung der Wicklungsverluste in Geschalteten Reluktanzmaschinen

1. Aufl. 2016, 126 S.

ISBN 978-3-8440-4282-5

**ABISEA Band 79****Wang, Yu**

Development of Dynamic Models with Spatial Resolution for Electrochemical Energy Converters as Basis for Control and Management Strategies

1. Aufl. 2016, 188 S.

ISBN 978-3-8440-4303-7

**ABISEA Band 80****Ecker, Madeleine**

Lithium Plating in Lithium-Ion Batteries:

An Experimental and Simulation Approach

1. Aufl. 2016, 154 S.

ISBN 978-3-8440-4525-3

**ABISEA Band 81****Zhou, Wei**

Modellbasierte Auslegungsmethode von Temperierungssystemen für Hochvolt-Batterien in Personenkraftfahrzeugen

1. Aufl. 2016, 175 S.

ISBN 978-3-8440-4589-5

**ABISEA Band 82****Lunz, Benedikt**

Deutschlands Stromversorgung im Jahr 2050

Ein szenariobasiertes Verfahren zur vergleichenden Bewertung von Systemvarianten und Flexibilitätsoptionen

1. Aufl. 2016, 187 S.

ISBN 978-3-8440-4627-4

**ABISEA Band 83****Hofmann, Andreas G.**

Direct Instantaneous Force Control: Key to Low-Noise Switched Reluctance Traction Drives

1. Aufl. 2016, 228 S.

ISBN 978-3-8440-4715-8

**ABISEA Band 84****Budde-Meiwes, Heide**

Dynamic Charge Acceptance of Lead-Acid Batteries for Micro-Hybrid Automotive Applications

1. Aufl. 2016, 157 S.

ISBN 978-3-8440-4733-2

**ABISEA Band 85****Engel, Stefan P.**

Thyristor-Based High-Power On-Load Tap Changers Control under Harsh Load Conditions

1. Aufl. 2016, 156 S.

ISBN 978-3-8440-4986-2

**ABISEA Band 86****Van Hoek, Hauke**

Design and Operation Considerations of Three-Phase Dual Active Bridge Converters for Low-Power Applications with Wide Voltage Ranges

1. Aufl. 2017, 231 S.

ISBN 978-3-8440-5011-0

**ABISEA Band 87****Diekhans, Tobias**

Wireless Charging of Electric Vehicles - a Pareto-Based Comparison of Power Electronic Topologies

1. Aufl. 2017, 151 S.

ISBN 978-3-8440-5048-6

**ABISEA Band 88****Lehner, Susanne**

Reliability Assessment of Lithium-Ion Battery Systems with Special Emphasis on Cell Performance Distribution

1. Aufl. 2017, 184 S.

ISBN 978-3-8440-5090-5

**ABISEA Band 89****Käbitz, Stefan**

Untersuchung der Alterung von Lithium-Ionen-Batterien mittels Elektroanalytik und elektrochemischer Impedanzspektroskopie

1. Aufl. 2016, 258 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2016-12094

**ABISEA Band 90****Witzenhausen, Heiko**

Elektrische Batteriespeichermodelle: Modellbildung, Parameteridentifikation und Modellreduktion

1. Aufl. 2017, 266 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2017-03437

**ABISEA Band 91****Münnix, Jens**

Einfluss von Stromstärke und Zyklentiefe auf graphitische Anoden

1. Aufl. 2017, 171 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2017-01915

**ABISEA Band 92****Pilatowicz, Grzegorz**

Failure Detection and Battery Management Systems of Lead-Acid Batteries for Micro-Hybrid Vehicles

1. Aufl. 2017, 212 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2017-09156

**ABISEA Band 93****Drillkens, Julia**

Aging in Electrochemical Double Layer Capacitors: An Experimental and Modeling Approach

1. Aufl. 2017, 179 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2018-223434

## Aachener Beiträge des ISEA

### **ABISEA Band 94**

**Magnor, Dirk**

Globale Optimierung netzgekoppelter PV-Batteriesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Batteriealterung  
1. Aufl. 2017, 210 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2017-06592

### **ABISEA Band 95**

**Ilikso, Merve**

Elucidation and Comparison of the Effects of Lithium Salts on Discharge Chemistry of Nonaqueous Li-O<sub>2</sub> Batteries  
1. Aufl. 2018, 160 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2018-223782

### **ABISEA Band 96**

**Schmalstieg, Johannes**

Physikalisch-elektrochemische Simulation von Lithium-Ionen-Batterien: Implementierung, Parametrierung und Anwendung  
1. Aufl. 2017, 168 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2017-04693

### **ABISEA Band 97**

**Soltau, Nils**

High-Power Medium-Voltage DC-DC Converters: Design, Control and Demonstration  
1. Aufl. 2017, 176 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2017-04084

### **ABISEA Band 98**

**Stieneker, Marco**

Analysis of Medium-Voltage Direct-Current Collector Grids in Offshore Wind Parks  
1. Aufl. 2017, 144 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2017-04667

### **ABISEA Band 99**

**Masomtob, Manop**

A New Conceptual Design of Battery Cell with an Internal Cooling Channel  
1. Aufl. 2017, 167 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2018-223281

### **ABISEA Band 100**

**Marongiu, Andrea**

Performance and Aging Diagnostic on Lithium Iron Phosphate Batteries for Electric Vehicles and Vehicle-to-Grid Strategies  
1. Aufl. 2017, 222 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2017-09944

### **ABISEA Band 101**

**Gitis, Alexander**

Flaw detection in the coating process of lithium-ion battery electrodes with acoustic guided waves  
1. Aufl. 2017, 109 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2017-099519

### **ABISEA Band 102**

**Neeb, Christoph**

Packaging Technologies for Power Electronics in Automotive Applications  
1. Aufl. 2017, 132 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2018-224569

### **ABISEA Band 103**

**Adler, Felix**

A Digital Hardware Platform for Distributed Real-Time Simulation of Power Electronic Systems  
1. Aufl. 2017, 156 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2017-10761

### **ABISEA Band 104**

**Becker, Jan**

Flexible Dimensionierung und Optimierung hybrider Lithium-Ionenbatteriespeichersysteme mit verschiedenen Auslegungszielen  
1. Aufl., 2017, 157 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2017-09278

### **ABISEA Band 105**

**Warnecke, Alexander J.**

Degradation Mechanisms in NMC Based Lithium-Ion Batteries  
1. Aufl. 2017, 158 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2017-09646

### **ABISEA Band 106**

**Taraborrelli, Silvano**

Bidirectional Dual Active Bridge Converter using a Tap Changer for Extended Voltage Ranges  
1. Aufl. 2017, 94 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2018-228242

### **ABISEA Band 107**

**Sarriegi, Garikoitz**

SiC and GaN Semiconductors: The Future Enablers of Compact and Efficient Converters for Electromobility  
1. Aufl. 2017, 106 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2018-227548

### **ABISEA Band 108**

**Senol, Murat**

Drivetrain Integrated Dc-Dc Converters utilizing Zero Sequence Currents  
1. Aufl. 2017, 134 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2018-226170

### **ABISEA Band 109**

**Kojima, Tetsuya**

Efficiency Optimized Control of Switched Reluctance Machines  
1. Aufl. 2017, 142 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2018-226697

### **ABISEA Band 110**

**Lewerenz, Meinert**

Dissection and Quantitative Description of Aging of Lithium-Ion Batteries Using Non-Destructive Methods Validated by Post-Mortem-Analyses  
1. Aufl. 2018, 139 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2018-228663

### **ABISEA Band 111**

**Büngeler, Johannes**

Optimierung der Verfügbarkeit und der Lebensdauer von Traktionsbatterien für den Einsatz in Flurförderfahrzeugen

1. Aufl. 2018, 171 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2018-226569

### **ABISEA Band 112**

**Wegmann, Raphael**

Betriebsstrategien und Potentialbewertung hybrider Batteriespeichersysteme in Elektrofahrzeugen

1. Auflage 2018, 184 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2018-228833

### **ABISEA Band 113**

**Nordmann, Hannes**

Batteriemanagementsysteme unter besonderer Berücksichtigung von Fehlererkennung und Peripherieanalyse

1. Aufl. 2018, 222 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2018-228763

### **ABISEA Band 114**

**Engelmann, Georges**

Reducing Device Stress and Switching Losses Using Active Gate Drivers and Improved Switching Cell Design

1. Aufl. 2018, 195 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2018-228973

### **ABISEA Band 115**

**Klein-Heßling, Annegret**

Active DC-Power Filters for Switched Reluctance Drives during Single-Pulse Operation

1. Aufl. 2018, 166 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2018-231030

### **ABISEA Band 116**

**Burkhart, Bernhard**

Switched Reluctance Generator for Range Extender Applications - Design, Control and Evaluation

1. Aufl. 2018, 194 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-00025

### **ABISEA Band 117**

**Biskoping, Matthias**

Discrete Modeling and Control of a versatile Power Electronic Test Bench with Special Focus on Central Photovoltaic Inverter Testing

1. Aufl. 2018, 236 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-03346

### **ABISEA Band 118**

**Schubert, Michael**

High-Precision Torque Control of Inverter-Fed Induction Machines with Instantaneous Phase Voltage Sensing

1. Aufl. 2019, 221 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2018-231364

### **ABISEA Band 119**

**Van der Broeck, Christoph**

Methodology for Thermal Modeling, Monitoring and Control of Power Electronic Modules

1. Aufl. 2019, 290 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-01370

### **ABISEA Band 120**

**Hust, Friedrich Emanuel**

Physico-chemically motivated parameterization and modelling of real-time capable lithium-ion battery models – a case study on the Tesla Model S battery

1. Aufl. 2019, 203 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-00249

### **ABISEA Band 121**

**Ralev, Iliya**

Accurate Torque Control of Position Sensorless Switched Reluctance Drives

1. Aufl. 2019, 154 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-03071

### **ABISEA Band 122**

**Ayeng'o, Sarah Paul**

Optimization of number of PV cells connected in series for a direct-coupled PV system with lead-acid and lithium-ion batteries

1. Aufl. 2019, 114 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-01843

### **ABISEA Band 123**

**Koschik, Stefan Andreas**

Permanenterregte Synchronmaschinen mit verteilter Einzelzahnsteuerung - Regelkonzepte und Betriebsstrategien für hochintegrierte Antriebssysteme

1. Aufl. 2019, 158 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-03446

### **ABISEA Band 124**

**Farmann, Alexander**

A comparative study of reduced-order equivalent circuit models for state-of-available-power prediction of lithium-ion batteries in electric vehicles

1. Aufl. 2019, 214 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-04700

### **ABISEA Band 125**

**Mareev, Ivan**

Analyse und Bewertung von batteriegetriebenen, oberleitungsversorgten und brennstoffzellengetriebenen Lastkraftwagen für den Einsatz im Güterfernverkehr in Deutschland

1. Aufl. 2019, 158 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-04698

### **ABISEA Band 126**

**Qi, Fang**

Online Model-predictive Thermal Management of Inverter-fed Electrical Machines

1. Aufl. 2019, 154 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-08304

### **ABISEA Band 127**

**Kairies, Kai-Philipp**

Auswirkungen dezentraler Solarstromspeicher auf Netzbetreiber und Energieversorger

1. Aufl. 2019, 140 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-06706

## Aachener Beiträge des ISEA

### **ABISEA Band 128**

**Fleischer, Michael**

Traction control for Railway Vehicles

1. Aufl. 2019, 162 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-10570

### **ABISEA Band 129**

**Teuber, Moritz**

Lifetime Assessment and Degradation Mechanisms in Electric Double-Layer Capacitors

1. Aufl. 2019, 150 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-10071

### **ABISEA Band 130**

**Bußar, Christian**

Investigation of Optimal Transformation Pathways towards 2050 for the Successful Implementation of a Sustainable Reduction of Carbon Emissions from Power Generation

1. Aufl. 2019, 204 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-09975

### **ABISEA Band 131**

**Wienhausen, Arne Hendrik**

High Integration of Power Electronic Converters enabled by 3D Printing

1. Aufl. 2019, 146 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-08746

### **ABISEA Band 132**

**Kwicien, Monika**

Electrochemical Impedance Spectroscopy on Lead-Acid Cells during Aging

1. Aufl. 2019, 138 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-09480

### **ABISEA Band 133**

**Titiz, Furkan Kaan**

A Three-phase Low-voltage Grid-connected Current Source Inverter

1. Aufl. 2019, 128 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2020-00458

### **ABISEA Band 134**

**Wünsch, Martin**

Separation der Kathodenalterung in Lithium-Ionen-Batteriezellen mittels elektrochemischer Impedanzspektroskopie

1. Aufl. 2019, 177 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2019-11017

### **ABISEA Band 135**

**Badeda, Julia**

Modeling and Steering of Multi-Use Operation with Uninterruptible Power Supply Systems - utilizing the example of lead-acid batteries

1. Aufl. 2020, 282 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2020-05456

### **ABISEA Band 136**

**Kleinsteiberg, Björn**

Energy Efficiency Increase of a Vanadium Redox Flow Battery with a Power-Based Model

1. Aufl. 2020, 163 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2020-06092

### **ABISEA Band 137**

**Cai, Zhuang**

Optimization of dimension and operation strategy for a wind-battery energy system in German electricity market under consideration of battery ageing process

1. Aufl. 2020, 144 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2020-06525

### **ABISEA Band 138**

**Sabet, Pouyan Shafiei**

Analysis of Predominant Processes in Electrochemical Impedance Spectra and Investigation of Aging Processes of Lithium-Ion Batteries with Layered Oxide Cathodes and Graphitic Anodes

1. Aufl. 2020, 136 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2020-07683

### **ABISEA Band 139**

**Angenendt, Georg**

Operation, Optimization and Additional Market Participation of Households with PV Battery Storage System and Power-to-Heat Application

1. Aufl. 2020, 221 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2020-05200

### **ABISEA Band 140**

**Oberdieck, Karl Friedrich**

Measurement and Mitigation of Electromagnetic Emissions of Propulsion Inverters for Electric Vehicles

1. Aufl. 2020, 181 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2020-09215

### **ABISEA Band 141**

**Bubert, Andreas Martin**

Optimierung des elektrischen Antriebsstrangs von Elektrofahrzeugen mit Betrachtung parasitärer Ströme innerhalb der elektrischen Maschine

1. Aufl. 2020, 215 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2020-09556

### **ABISEA Band 142**

**Fleischer, Christian Georg**

Model-Driven Software Development and Verification Solutions for Safety Critical Battery Management Systems

1. Aufl. 2021, 356 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2021-00436

### **ABISEA Band 143**

**Arzberger, Arno**

Thermografische Methoden zur zerstörungsfreien Messung der anisotropen Wärmeleitfähigkeit von Lithium-Ionen Zellen

1. Aufl. 2020, 131 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2021-00479

**ABISEA Band 144**

**Lange, Tobias**

Oberwellenbasierte Modellierung, Regelung und Auslegung von Permanentmagnet- und Reluktanz-Synchronmaschinen  
1. Aufl. 2020, S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2021-02537

**ABISEA Band 145**

**Weiss, Claude**

Fault Tolerant Switched Reluctance Machines with Distributed Inverters – Modeling and Control  
1. Aufl. 2020, S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2021-02327

**ABISEA Band 146**

**Huck, Moritz**

Modelling the Transient Behaviour of Lead-Acid Batteries: Electrochemical Impedance of Adsorbed Species  
1. Aufl. 2020, 151 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2020-08362

**ABISEA Band 147**

**Willenberg, Lisa**

Volumenausdehnung und ihre Auswirkungen auf die Alterung einer zylindrischen Lithium-Ionen-Batterie  
1. Aufl. 2020, S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2021-01906

**ABISEA Band 148**

**Rogge, Matthias**

Electrification of Public Transport Bus Fleets with Battery Electric Buses  
1. Aufl. 2020, 161 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2021-02146

**ABISEA Band 149**

**Münderlein, Jeanette**

Numerische Methodik zur Auslegung eines Hybriden Speichersystems mit Multinutzen“  
1. Aufl. 2020, 221 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2021-00867

**ABISEA Band 150**

**Merten, Michael**

Participation of Battery Storage Systems in the Secondary Control Reserve Market  
1. Aufl. 2020, 187 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2021-01029

**ABISEA Band 151**

**Ge, Lefei**

Performance Enhancement of Switched Reluctance Machines for High-speed Back-up Generators  
1. Aufl. 2020, 152 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2020-11546

**ABISEA Band 152**

**Neubert, Markus**

Modeling, Synthesis and Operation of Multiport-Active Bridge Converters  
1. Aufl. 2020, 227 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2020-10814

**ABISEA Band 153**

**Schülting, Philipp**

Optimierte Auslegung von hochintegrierten und bidirektionalen Onboard GaN-Ladegeräten  
1. Aufl. 2020, 158 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2020-09771

**ABISEA Band 154**

**Sewergin, Alexander**

Design Challenges and Solutions for the Practical Application of SiC Power Moduls – Exemplified by an Automotive DC-DC Converter. 1. Aufl. 2021, 154 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2021-04498

**ABISEA Band 155**

**Stippich, Alexander**

Exploiting the Full Potential of Silicon Carbide Devices via Optimized Highly Integrated Power Modules  
1. Aufl. 2021, 188 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2021-08122

**ABISEA Band 156**

**Gottschlich, Jan**

Hilfsspannungsversorgungskonzepte für Mittelspannungs-DC/DC-Wandler  
1. Aufl. 2021, 178 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2021-11881

**ABISEA Band 157**

**Hollstegge, Philipp**

Injektion raumzeigerzerlegter Stromharmontischer zur Minderung tonaler Geräuschanteile in asymmetrisch sechshephasigen Permanentmagnetsynchronmaschinen  
1. Aufl. 2021, 191 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2021-11040

**ABISEA Band 158**

**Grau, Vivien**

Development of a Test Bench to Investigate the Impact of Steep Voltage Slopes on the Lifetime of Insulation Systems for Coil Windings  
1. Aufl. 2021, 182 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2021-09577

**ABISEA Band 159**

**Ringbeck, Florian**

Optimized Charging of Lithium-Ion Batteries with Physico-Chemical Models  
1. Aufl. 2021, 174 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2021-11038

**ABISEA Band 160**

**Bank, Thomas**

Performance and Aging Analysis of High-Power Lithium Titanate Oxide Cells for Low-Voltage Vehicle Applications  
1. Aufl. 2021, 148 S.  
DOI: 10.18154/RWTH-2021-10369

## Aachener Beiträge des ISEA

### **ABISEA Band 161**

**Aupperle, Felix**

Realizing High-Performance Silicon-Based Lithium-Ion Batteries

1. Aufl. 2022, 138 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2022-05155

### **ABISEA Band 162**

**Schröer, Philipp A.**

Entwicklung einer adaptiven Leistungsprognosefunktion für Starterbatterien mit Lithium-Titanat-Oxid-Anode als Grundlage zur sicheren Energieversorgung im Fahrzeug

1. Aufl. 2021, 187 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2021-10819

### **ABISEA Band 163**

**Dechent, Philipp**

Simulation and Real-Life assessment of cell-to-cell variation of ageing lithium-ion batteries

1. Aufl. 2022, 149 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2022-09298

### **ABISEA Band 164**

**Li, Weihan**

Battery Digital Twin with Physics-Based Modeling, Battery Data and Machine Learning

1. Aufl. 2022, 234 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2022-02292

### **ABISEA Band 165**

**Thien, Tjark G. C.**

Optimaler Betrieb von stationären Hybrid-Batteriespeichern am Beispiel des Projekts M5BAT

1. Aufl. 2022, 172 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2022-00997

### **ABISEA Band 166**

**Lüdecke, Christoph**

Compensating Asymmetries of Parallel-Connected SiC MOSFETs Using Intelligent Gate Drivers

1. Aufl. 2022, 166 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2022-09587

### **ABISEA Band 167**

**Rahe, Christiane**

Untersuchung von Batterieelektroden mit optischen Verfahren

1. Aufl. 2022, 214 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2022-08794

### **ABISEA Band 168**

**Weber, Felix Martin**

Stability of lithium electrolyte interphase enabling rechargeable lithium-metal batteries

1. Aufl. 2023, 168 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2023-03565

### **ABISEA Band 169**

**Henn, Jochen**

Gate Driver Integrated Closed-Loop Control for Electromagnetic Emissions and Switching Losses of Wide Bandgap Power Electronic Converters

1. Aufl. 2023, 169 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2023-07726

### **ABISEA Band 170**

**Quabeck, Stefan**

Modeling of Parasitic Currents and Fault Detection in Electrical Traction Drives

1. Aufl. 2023, 133 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2023-10920

### **ABISEA Band 171**

**Hecht, Christopher**

Usage overview, prediction, and siting optimization for electric vehicles public charging infrastructure with machine learning and big data methods

1. Aufl. 2023, 185 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2024-01156

### **ABISEA Band 172**

**Kuipers, Matthias L. U.**

Development of a Virtual Cell Design Tool for Objective Comparisons between State-of-the-Art Battery Cells and Next Generation Technologies

1. Aufl. 2023, 203 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2023-11897

### **ABISEA Band 173**

**Brieske, Daniel Martin**

Anwendungsbezogene Modellierung und Zustandsbestimmung von Lithium-Schwefel-Batterien

1. Aufl. 2023, 146 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2023-10905

### **ABISEA Band 174**

**Teichert, Philipp**

Einfluss der Degradation von nickelreichen  $\text{Li}[\text{Ni}_x\text{Mn}_y\text{Co}_z]\text{O}_2$  (NMC) Elektroden (mit  $x \geq 0.6$ ) auf Vollzellalterung von Lithium-Ionen-Zellen

1. Aufl. 2023, 159 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2024-01059

### **ABISEA Band 175**

**Kühnle, Hannes Sebastian**

Optical and electrochemical investigations of fundamental lithium metal deposition processes on lithium surfaces

1. Aufl. 2023, 218 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2024-05806

### **ABISEA Band 176**

**Epp, Alexander**

Multiphysical Models and Optimization for Conceptual Design of High-Voltage Battery Systems

1. Aufl. 2024, 256 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2024-00430

**ABISEA Band 177****Figgener, Jan**

Data-driven battery aging analysis of home storage systems based on high-resolution field measurements

1. Aufl. 2024, 208 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2024-10709

**ABISEA Band 178****Meishner, Fabian**

Untersuchung eines direkt-netzgekoppelten stationären LTO-Speichersystems in einem 750 V DC Stadtbahnnetz

1. Aufl. 2024, 116 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2024-06358

**ABISEA Band 179****Frambach, Tobias**

Anwendungsgerechte Dimensionierung und Betriebsstrategien von 48 V Plug-In-Hybridfahrzeugen

1. Aufl. 2024, 154 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2024-03411

**ABISEA Band 180****Goldbeck, Rafael**

Model-Based Control of Three-Phase Dual-Active Bridge Converters for Dynamic Operation and Adaptive Compensation of Parameter Deviations

1. Aufl. 2024, 194 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2025-00288

**ABISEA Band 181****Götz, Georg Tobias**

Bidirectional DC-to-DC Converter with Integrated Switched Reluctance Generator

1. Aufl. 2024, 192 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2024-03854

**ABISEA Band 182****Harries, Martin**

Aktive Reduzierung der Vibrationen von Permanentmagnet-Synchronmaschinen durch adaptive Regler

1. Aufl. 2024, 144 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2025-00626

**ABISEA Band 183****Börner, Martin Florian**

Ein prozessbasiertes Modell zur Berechnung der Kosten von Lithium-Ionen-Batteriezellen

1. Aufl. 2024, 163 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2024-07853

**ABISEA Band 184****Bihn, Stephan**

Automatic Parameterisation of Electrical Equivalent Circuit Models for Virtual Battery Cell Design

1. Aufl. 2024, 226 S.

DOI: 10.18154/RWTH-2024-10636

**ABISEA Band 185****Xu, Huihui**

Thermal Modeling and Control of an Oil-Cooled Permanent Magnet Synchronous Machine: Initialization, Nonlinearity, and Controllability

1. Aufl. 2025, 156 S.

10.18154/RWTH-2025-01683

**ABISEA Band 186****Fritz, Niklas**

Generalized Control Methodology for Modular DC-DC Converters

1. Aufl. 2025, S.

DOI: 10.18154/RWTH-

**ABISEA Band 187****Kalker, Sven**

Toward Robust Monitoring of Power Electronic Devices: Challenges and Efficient Solutions

1. Aufl. 2025, S.

DOI: 10.18154/RWTH-

**ABISEA Band 188****Wasyłowski, David**

Accelerating Battery Cell Design, Manufacturing, and Testing through Ultrasound Imaging

1. Aufl. 2025, 116 S.

10.18154/RWTH-2025-00940

**ABISEA Band 189****Steininger, Valentin**

Aging analysis of lithium-ion batteries with field data

1. Aufl. 2025, S.

DOI: 10.18154/RWTH-

**ABISEA Band 190****Jacqué, Kevin**

Analyse der Belastungsprofile, der Alterung und der Wirtschaftlichkeit eines Batteriespeichers im Primärregelleistungsmarkt aus realen Feldmessdaten

1. Aufl. 2025, S.

DOI: 10.18154/RWTH-2025-04328

**ABISEA Band 191****Hamzelui, Niloofer**

Investigation of active materials and polymeric binders in silicon-based negative electrodes for lithium-ion batteries

1. Aufl. 2025, S.

DOI: 10.18154/RWTH-

**ABISEA Band 192****Klever, Severin**

High-Bandwidth Current Probing Techniques for the Dynamic Characterization of Wide-Bandgap Semiconductor Devices

1. Aufl. 2025, S.

DOI: 10.18154/RWTH-

**ABISEA Band 193****van Hoegen, Anne**

Precise and Instantaneous Flux-Linkage Sensing Methods in PWM Voltage-Source Inverters

1. Aufl. 2025, S.

DOI: 10.18154/RWTH-

---

Batteriegroßspeicher stellen in Form von Speicherkapazität und Anwendungsmöglichkeiten Flexibilität für das Stromnetz bereit und sind damit ein Baustein der Energiewende. Bereits heute werden Batteriegroßspeicher für Netzdienstleistungen oder den Energiehandel eingesetzt. Es gibt jedoch nur wenige Informationen aus der betrieblichen Anwendung über die Verfügbarkeit, Probleme, Effizienz und Steuerungstechnik in Form von Energiemanagementsystemen von Batteriegroßspeichern. Das Ziel dieser Arbeit ist, die Lücke an Felddaten und Betriebserfahrungen rund um Batteriegroßspeicher am Beispiel des Batteriegroßspeichers M5BAT (Modularer Multi-Megawatt Multi-Technologie Mittelspannungs-Batteriespeicher) zu schließen. Dazu werden am Beispiel von M5BAT die Batterie- und Anlagenverfügbarkeit sowie die nutzbare Speicherkapazität ermittelt. Des Weiteren werden die Reaktionsgeschwindigkeiten der Komponenten und die Komponenteneffizienzen aus Feldtests bestimmt, woraus ein Entwurf einer effizienzoptimierten Anlagensteuerung entwickelt wurde. Abschließend wird ein an M5BAT entwickelter und getesteter, regelbasierter Leistungsaufteilungsalgorithmus vorgestellt. Der Produktiveinsatz samt betrieblicher Einblicke, Performancetests und der Darstellung von Realdaten von M5BAT demonstriert die kontinuierliche Erprobung von Batteriegroßspeichern und leistet einen wichtigen Beitrag für die Planung und Realisierung zukünftiger Batteriegroßspeicher.