

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen



TU Clausthal

ReserveBatt – Momentanreserve mit Hochleistungsbatterien – Systemdienstleistungen für den stabilen und sicheren Betrieb des Energieversorgungssystems

Abschlussbericht

Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck (Hrsg.)

Band 76



Cuvillier Verlag Göttingen



Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 76

Das EFZN ist ein gemeinsames
wissenschaftliches Zentrum der
Universitäten:







ReserveBatt – Momentanreserve mit Hochleistungsbatterien - Systemdienstleistungen für den stabilen und sicheren Betrieb des Energieversorgungssystems

Herausgeber: Prof. Hans-Peter Beck (EFZN/TUC)

Redaktion: Frank Deblon (EST/TUC)

Autoren:

- Frank Deblon (EST/TUC)
- Jens Grabow (EST/TUC)
- Steven Reineke (IEE/TUC)
- Lennart Beushausen (EST/TUC)
- Julian Gollenstede (EST/TUC)
- Dr. Ralf Bengler (EST/TUC)
- Dr. Wolfram Kruschel (Infineon)
- Dr. Jörg Thiele (Infineon)
- Dr. Michael Schael (KEBA)
- Dr. Harald Wertz (KEBA)
- Jörg Lange (KEBA)
- Dr. Martin Angelmahr (Fhf HHI)
- Jannis Koch (Fhf HHI)
- Marc Dinse (Stöbich)
- Robert Niebling (AKASOL)
- Dr. Björn Eberleh (AKASOL)

31.10.2022





Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliographische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen: Cuvillier, 2023

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2023

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2023

Gedruckt auf umweltfreundlichem, säurefreiem Papier aus nachhaltiger Forstwirtschaft.

ISBN 978-3-7369-7567-5

eISBN 978-3-7369-6567-6



Inhaltsverzeichnis

1	Überblick Gesamtvorhaben	1
2	Darstellung Aufgabenstellung, der Voraussetzungen, der Planung und des Ablaufs des Gesamt- und der Teilvorhaben	5
2.1	Aufgabenstellung Gesamtsystem/Maschinenmodell – EFZN/TU Clausthal	5
2.1.1	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	5
2.1.2	Planung und Ablauf des Vorhabens	6
2.2	Aufgabenstellung Batteriesystem – AKASOL.....	7
2.2.1	Ziele	7
2.2.2	Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	7
2.3	Aufgabenstellung Batteriesicherheitstechnik – STÖBICH Technologies	8
2.3.1	Ziele	8
2.3.2	Anforderungen	8
2.4	Aufgabenstellung Faseroptisches Sensorsystem– Fraunhofer HHI.....	9
2.5	Aufgabenstellung Intelligentes Leistungsmodul – Infineon Technologies	10
2.5.1	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	11
2.5.2	Planung und Ablauf des Vorhabens	11
2.5.3	Stand der Technik, an den angeknüpft wurde	12
2.5.4	Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	12
2.6	Aufgabenstellung Wechselrichtersystem – KEBA Industrial Automation Germany	13
2.6.1	Aufgabenstellung.....	13
2.6.2	Planung und Ablauf	15
2.6.3	Stand der Technik.....	18
3	Ergebnisse Gesamtsystem/ Maschinenmodell – EFZN/ TU Clausthal	20
3.1	Konzeption Momentanreserve und Schlüsselkomponenten	20
AP 1.1	Lastenheft für das Gesamtsystem, Normen, TAB, Eckdaten.....	20
AP 1.4	Konzepterstellung für die Regelung und Steuerung	22
3.2	Modellierung des Gesamtsystems	24
AP 2.1	Batteriemodell.....	24
AP 2.2	Leistungselektronik-Modell	40
AP 2.3	Maschinen- und Netzmodell	41
AP 2.4	Gesamtsimulation	46
3.3	Aufbau der Komponenten und des Gesamtsystems	47



AP 3.1	Aufbau der Komponenten nach AP1, Aufbau Gesamtsystem für die Laborumgebung	47
AP 3.2	Aufbau der Komponenten nach AP1, Aufbau Gesamtsystem für die Feldumgebung	47
3.4	Alterungsmodell für Lithium-Ionen-Batterien für hochdynamische Belastungen	56
AP 4.1	Physikalisch-chemisches Modell	56
AP 4.2	Ereignisbasiertes Modell	58
3.5	Laboruntersuchungen Batterien	68
AP 5.1	Performanceuntersuchungen auf Zell-, Modul- und Batterieebene	68
AP 5.2	Adaption Sensorik zum Strom-, Temperatur und Dehnungsmessung	83
AP 5.3	Alterungsuntersuchungen auf Zell- und Modulebene	83
AP 5.4	Test und Verifikation Sicherheitskonzept	90
3.6	Laboruntersuchungen Gesamtsystem	91
AP 6.1	Erstellung Anforderungskatalog für das Gesamtsystem und Testprozedur	91
AP 6.2	Inbetriebnahme	91
AP 6.3	Untersuchung der Komponenten und des Gesamtsystems in der Laborumgebung	91
3.7	Felduntersuchungen Gesamtsystem	92
AP 7.1	Integration in die NSHV des EnergieCampus	92
AP 7.2	Untersuchung der Komponenten und des Gesamtsystems in der Feldumgebung, Betriebsoptimierung	94
3.8	Betrachtung der Wirtschaftlichkeit, Geschäftsmodelle, Use-Cases	120
AP 8.1	Kosten-Nutzen-Analyse/Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	120
AP 8.2	Use-Cases / Geschäftsmodelle	124
4	Ergebnisse Batteriesystem – AKASOL	130
4.1	Entwicklung des modularen Batteriesystems	130
4.2	Optimierungspotenzial des Batteriesystems	133
4.3	Auslegung hinsichtlich Energieinhalt und Leistungsfähigkeit	134
4.4	Sicherheitsrelevante Sensorik / Schutzeinrichtungen	135
4.5	Brandschutzkonzept und Nachweis der Propagationsfestigkeit	136
4.6	Zusammenfassung und Fazit	140
5	Ergebnisse Batteriesicherheitstechnik– STÖBICH Technology	141
5.1	Konzeption Schlüsselkomponenten - Sicherheitskonzept	141
5.1.1	Brandschutz auf Zellebene (Modulintern)	141
5.1.2	Brandschutz auf Modulebene (Modulextern)	143
5.1.3	Brandschutz auf Gesamtsystemebene (Außerhalb des Racks)	146
5.1.4	Betrachtung des Kühlmittels aus Sicht des Brandschutzes	148



5.1.5	Zusammenfassung Brandschutz- und Hochwasserkonzept	149
5.1.6	Brandschutzvergussmasse	151
5.2	Aufbau der Komponenten	155
5.3	Test und Verifikation Sicherheitskonzept	157
5.3.1	Brandversuch >>Pouch-Zelle<<	157
5.3.2	Brandversuch >>Prismatische-Zelle<< Versuchsplanung.....	162
5.3.3	Entwicklung und Bau spezieller Infrastruktur / Equipment	164
5.3.4	Brandversuch >>Prismatische-Zelle<< Versuchsaufbau.....	168
5.3.5	Brandversuch ohne Brandschutz.....	170
5.3.6	Brandversuch mit Brandschutz	183
5.3.7	Vergleich der Brandversuche – Fazit	197
5.3.8	Weiterentwicklung des Brandschutzkonzepts	201
6	Ergebnisse Faseroptisches Sensorsystem – Fraunhofer HHI	202
6.1	Einführung	202
6.2	Sensorik	203
6.2.1	Optisch integrierter Stromsensor.....	203
6.2.2	Faseroptische Sensorik	222
6.3	Messsystem	224
6.3.1	Funktionsweise	225
6.3.2	Aufbau	226
6.3.3	Vermessung	226
6.3.4	Software	227
6.4	Batterien und Sicherheit	228
6.4.1	Integration	229
6.4.2	Vorversuche.....	234
6.4.3	Sicherheitsversuche.....	246
7	Ergebnisse Wechselrichtersystem - KEBA Industrial Automation Germany	254
7.1	Gesamtkonzept und Lastenheft des Wechselrichtersystems	254
7.2	Auslegung des Wechselrichtersystems	256
7.2.1	Hardwarekonzept und Design des leistungselektronischen Systems.	256
7.2.2	Konzept für die Netzanbindung.....	257
7.2.3	Konzept für das Kühlsystem	259
7.2.4	Wirtschaftliche Betrachtung	260
7.3	Prototypische Realisierung des Wechselrichtersystems: Pilot 1.....	260
7.3.1	Umsetzung und Integration.....	260



7.3.2	Anforderungskatalog und Testprozedur	262
7.3.3	Qualifizierung und Messungen.....	263
7.4	Prototypische Realisierung des Wechselrichtersystems: Pilot 2.....	269
7.4.1	Änderungen zum Piloten 1.....	269
7.4.2	Umsetzung und Integration.....	270
7.4.3	Qualifizierung und Messungen.....	274
8	Ergebnisse Intelligentes Leistungsmodul – Infineon Technologies.....	280
8.1	Intelligentes Leistungsmodul – Konzepte und Umsetzung	280
8.2	Simulationsmodell des intelligenten Leistungsmoduls	286
8.3	Laboruntersuchungen des intelligenten Leistungsmoduls	287
8.4	Unterstützung bei der Integration in das Gesamtsystem	292
9	Verwertbarkeit der Ergebnisse.....	295
10	Relevante Ergebnisse Dritter	296
10.1	Praktische Ergebnisse.....	296
10.2	Forschungsergebnisse	296
11	Erfolgte Veröffentlichungen	297
12	Literaturverzeichnis	298

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Einordnung und Wirkungsweise der Momentanreserve (in grün) in die Frequenzhaltungs-SDL bei einem spontanen Frequenzeinbruch	1
Abbildung 1-2: Darstellung der Arbeitsbereiche der Projektpartner an den Schnittstellen im Gesamtsystem bestehend aus Batterie- und Wechselrichtersystem	2
Abbildung 1-3: Die fünf Projektphasen im Gesamtprojekt ReserveBatt	2
Abbildung 1-4: Zeitplan der einzelnen Phasen (Grün: Bearbeitungszeitraum, Gelb: Puffer, Grau Meilensteine)	4
Abbildung 2-1: Schematische Darstellung des Gesamtsystemaufbaus	9
Abbildung 2-2: Intelligentes Leistungsmodul als Komponente eines Batteriespeichersystems zur Erbringung von Momentanreserve	10
Abbildung 2-3: Intelligente Leistungsmodul bzw. Stacks von Infineon (von links: PrimeSTACK, ModSTACK 3, ModSTACK HD3)	12
Abbildung 3-1: Prinzipieller Aufbau eines Wechselrichtersystems zur Erbringung von Momentanreserve mit dem Konzept der virtuellen Synchronmaschine. Hier am Beispiel eines Dreileiter-Wechselrichters mit Trenntransformator zur symmetrischen Einspeisung in ein Vierleiter-Netz	20
Abbildung 3-2: Darstellung des Frequenz-Differenzenquotienten der ausgewerteten Messdaten der Firma TenneT aus dem Herbst 2017	21
Abbildung 3-3: Umrichterleistung in Abhängigkeit des maximalen Leistungsgradienten und der relativen Eintrittswahrscheinlichkeit	22
Abbildung 3-4: Blockschaltbild Wechselrichtersystem ReserveBatt Pilot 1 – Grau: Funktionen implementiert durch EFZN/TUC, Gelb Funktionen implementiert durch	23
Abbildung 3-5: Blockschaltbild Wechselrichtersystem ReserveBatt Prototyp 2– Modbus-Kommunikation in hellgelb – Kommunikation zwischen Übergeordneter Betriebsführung (TUC/EFZN) und HW-Board/Steuerelektronik (ehemals LTI, KEBA), IPC/SPS Schaltschrank (ehemals LTI, KEBA) und ILM Halbbrückenmodule (Infineon)	24
Abbildung 3-6: Nyquistdiagramm der Impedanzmessung an einer großformatigen 64Ah-Pouch-Zelle (Frequenzbereich von 100 mHz bis 1 kHz bei SOC=70%)	25
Abbildung 3-7: DRT-Analyse des Impedanzspektrums der 64Ah-Pouch-Zelle mit drei ersichtlichen, relaxierenden Prozessen ermittelt mit dem Regularisierungsparameter $\lambda = 10^{-3}$	25
Abbildung 3-8: In MATLAB/Simulink implementiertes Ladezustandsabhängiges Ersatzschaltbildmodell zur Bestimmung des Klemmspannungsverhaltens U_{Batt}	26
Abbildung 3-9: Übersicht des Batteriemodells mit den Teilmodellen für Klemmspannung, Batterietemperatur und Ladezustand	27
Abbildung 3-10: Thermisches Modell in MATLAB/Simulink zur Bestimmung der Batterietemperatur	29
Abbildung 3-11: Bestimmung der Pseudo-Ruhespannungskennlinie für eine NMC/GIC Laborzelle auf Basis von Lade- und Entladekurve mit C/25 bei 20 °C.	31
Abbildung 3-12: Darstellung der Spannungsantwort und des zugehörigen 2C-Ladepulses bei 40% SOC. Aufteilung in die Zeitbereiche vor dem Puls (S1), während des Pulses (S2) und nach dem Puls (S3).	32
Abbildung 3-13: Ausschnitt aus dem dynamischen Stromratenprofil zur Belastungsnachbildung der Momentanreserve auf Laborzellebene	33

Abbildung 3-14: Für die Ladezustandsbestimmung gewählter ESB-Ansatz 2. Ordnung. _____	33
Abbildung 3-15 In drei Teilspannungen aufgeteilte Spannungsantwort auf den Ladepuls mit der Stromrate C-Rate = 2C bei 20 °C und 40% SOC als Grundlage zur Parametrisierung der Ersatzschaltbildgrößen. _____	36
Abbildung 3-16: Fitting-Ergebnis des Ladepulses bei einer C-Rate von 2C, 20 °C und 40% SOC für 2 s über den Innenwiderstand R_0 und das 1. RC-Glied für 10 s mit allen Größen des ESB in Abbildung 3-14. _____	37
Abbildung 3-17: Fitting-Ergebnis für die Relaxation nach einem Ladepuls über 120 s bei einem SOC von 40% und einem Bestimmtheitsmaß von $R^2 = 99,48\%$ _____	38
Abbildung 3-18: Spannungskorrektur der gemessenen Spannungsantwort _____	39
Abbildung 3-19: Ergebnisse für das dynamische Testprofil mit und ohne Spannungskorrektur _____	40
Abbildung 3-20: Verwendetes Leistungselektronikmodell „3-IGBT-WR“ der MATLAB/Simulink Bibliothek SimScape in der Gesamtsimulation _____	40
Abbildung 3-21: Das elektrische und mechanische Ersatzschaltbild der virtuellen Synchronmaschine nach Y. Chen (abc-Maschinenmodell). _____	41
Abbildung 3-22: Blockschaltbild des Maschinenmodells der virtuellen Synchronmaschine nach Y. Chen. Im oberen Teil ist das elektrische Teilsystem durch seine drei einphasigen Statorkreise nachgebildet. Der untere Teil wird durch die Rotormechanik mit seiner Bewegungsgleichung abgebildet. Die Kopplung der beiden Teilsysteme erfolgt durch die Luftspaltleistung und den Rotordrehwinkel der Maschine. _____	43
Abbildung 3-23: Blockschaltbild des klassisch vereinfachten Maschinenmodells. Im oberen Teil ist das elektrische Teilsystem durch seinen dq-transformierten Statorkreise nachgebildet. Der untere Teil wird durch die Rotormechanik mit seiner Bewegungsgleichung und dem konstanten Dämpfungsterm abgebildet. Die Kopplung der beiden Teilsysteme erfolgt durch die Luftspaltleistung und den Rotordrehwinkel der Maschine. _____	46
Abbildung 3-24: Aufbau der Gesamtsimulation in MATLAB/Simulink _____	46
Abbildung 3-25: Prinzipieller Aufbau des Gesamtsystems Pilot 1 für den Feldversuch. Die in grün eingerahmten Komponenten sind alle im Umrichterschrank verbaut. Die Erfassung der Strom- und Spannungswerte erfolgt mittels analoger Signale, die der DSP-Hardware mit dem Maschinenmodell übergeben werden, welches die Strom-Sollwerte in Echtzeit berechnet und via CAN-Bus an die Steuereinheit des Umrichters übergibt. _____	48
Abbildung 3-26: Strukturbild des auf der DSP-Hardware umgesetzten Modells, unterteilt in die Ein- und Ausgangsgrößen und die implementierten Teilmodelle zur Bestimmung der Strom-Sollwerte und zur Überwachung des sicheren Netzbetriebs. _____	49
Abbildung 3-27: Regelungstechnische Umsetzung des Teilmodells des NA-Schutzes für die Überwachung der Frequenzgrenzen. _____	51
Abbildung 3-28: Regelungstechnische Umsetzung des Teilmodells des NA-Schutzes für die Überwachung der AC-Spannungsgrenzen. _____	52
Abbildung 3-29: Regelungstechnische Umsetzung des Teilmodells des NA-Schutzes für die Überwachung der DC-Spannungsgrenzen. _____	52
Abbildung 3-30: Prinzipielle Darstellung der Leistungsantwort (grün) der virtuell rotierenden Masse der Synchronmaschine auf eine Frequenzänderung von ω_1 nach ω_2 des Netzes (rot) _____	54
Abbildung 3-31: Dämpfung D berechnet als Funktion der Maschinennennscheinleistung S und der Maschinenkonstante H - Wurzelförmiger Verlauf mit steigender Maschinenkonstante linear verlaufender Maschinenleistung _____	56

Abbildung 3-32: links: Ungefilterter und gefilterter Spannungsverlauf, rechts: Ausschnitt der Spannungsverläufe, welche auf verschiedene Methoden gefiltert worden sind (Ref=Referenzkurve, M-A=Moving-Average, S-G=Savitzky–Golay, GS=Gaussian, Z-P=Zero-Phase). _____	57
Abbildung 3-33: Verschiedene Kennzahlen zur Bewertung der Eignung verschiedener Filtermethoden für die inkrementelle Kapazitätsanalyse. _____	57
Abbildung 3-34: Durchführung der inkrementellen Kapazitätsanalyse (rechts) und der differentiellen Spannungsanalyse (unten) für die Graphit-Anodenspannung aus einer NMC/GIC. ____	58
Abbildung 3-35: Darstellung eines Lastkollektivs und einer Wöhler-Linie _____	59
Abbildung 3-36: Testaufbau zur Alterung von 32 18650 Zellen - in diesem Fall NMC-Zellen der Firma Panasonic _____	60
Abbildung 3-37: Darstellung der Untersuchten LFP Zellen (Typs: APR18650M1A) _____	60
Abbildung 3-38: Prinzip zur Parametrierung des Ereignis basierten Lebensdauermodells _____	61
Abbildung 3-39: Verteilung der Belastung der Batterien in Form von Matrizen. Die Stromamplitude $I \approx 0$ A die kalendarische Alterung und Stromamplitude $I \neq 0$ A die zyklische Alterung beschreiben _____	61
Abbildung 3-40: Darstellung der Referenzmatrix mit der Anzahl an äquivalenten Vollzyklen der untersuchten Monobelastungen (rot sind Zellen mit 2 C-Rate und grün mit 1 C-Rate) von NMC-Zellen. (*): Die Anzahl an äquivalenten Vollzyklen bei 10 % DOD werden mit der Extrapolation von Messpunkten ermittelt _____	63
Abbildung 3-41: Ausschnitt einer generierten Belastungsprofil aus mehreren Ladezuständen nach den Markov-Ketten-Prinzip nach Abbildung 3-42 _____	64
Abbildung 3-42: Darstellung des Kapazitätsverlusts der belasteten Zellen mit Stromamplitude 2C-Rate bei diversen Monobelastungen (bei 30 °C). SOC-M beschreibt den Mittelwert des SOC bei der jeweiligen Belastung von NMC-Zellen. _____	64
Abbildung 3-43: Darstellung der Referenzmatrix von Monobelastungen mit 2C-Rate Stromamplitude. Die 18650er NMC-Zellen sind bei 30 °C bis 70% SOH belastet worden _____	65
Abbildung 3-44: Vergleich des gemessenen Kapazitätsverlusts bei gemischter Belastung mit dem berechneten Ergebnis des ereignisbasierten Modells auf Basis gemessener Monobelastungen. Zyklischen Belastung mit 1 C _____	65
Abbildung 3-45: Vergleich des gemessenen Kapazitätsverlusts mit dem berechneten Ergebnis des ereignisbasierten Modells auf Basis Monobelastungen einer Belastungsreihenfolgen mit abnehmenden Ladezustandsänderungsprofilen. _____	66
Abbildung 3-46: Darstellung des Kapazitätsverlusts der belasteten Zellen mit Stromamplitude 5C-Rate bei diversen Monobelastungen (bei 30 °C). SOC-M beschreibt den Mittelwert des SOC bei der jeweiligen Belastung von LFP-Zellen _____	68
Abbildung 3-47: Im Projekt aufgebauter Versuchstand zur Charakterisierung von Laborzellen – links: Temperaturschrank KT115 der Fa. Binder, Potentiostat VSP3 der Fa. BioLogic und dem Steuerungsrechner, rechts: PAT-Stand-4 mit 4 Laborzellen der Fa. EL-Cell _____	69
Abbildung 3-48: Impedanzspektren (Frequenzbereich [10 mHz; 100 kHz]) für eine NMC-Graphit Zelle (links) und eine NMC-LTO Zelle (rechts). Es sind jeweils die Spektren für die einzelnen Elektroden (Anode und Kathode) sowie der Gesamtzelle in verschiedenen Ladezuständen dargestellt. _____	71

Abbildung 3-49: Aufbau der thermographischen Zellperformanceuntersuchung zur Parameterbestimmung des thermischen Klemmspannungsmodells (s. AP2.1 Modellbildung)	72
Abbildung 3-50: Ergebnisse des thermografischen Batterieversuchs beim 1C/1C Zyklieren – von links nach rechts - 1.Bild: Beginn der Messung; 2.Bild: nach 10 Minuten; 3.Bild: nach 45min; 4.Bild: nach 2h – stationäre Temperaturverteilung nach etwa einem Vollzyklus	72
Abbildung 3-51: Dritter, überarbeiteter Aufbau zur thermischen Charakterisierung im FuelCon Batterieprüfstand im Batteriesensoriktestzentrum in Goslar - der Aufbau besteht aus jeweils zwei 35mm ² Zuleitung für links (schwarz) Minuspol und rechts dem Pluspol (rot) und insgesamt sechs einzelnen PT100-Temperaturfühlern.	73
Abbildung 3-52: Aufbau der thermischen Belastungstests mit der Prüfkammer 30 des FuelCon-Prüfstandes, der Wärmebildkamera Testo-885 auf einem Stativ und dem schwarzgelben portablen Temperaturlogger	74
Abbildung 3-53: Spannungs-(blau), Strom-(rot) und Temperaturverlauf (hellblau) der großformatigen Pouch-Zelle bei 3C-ElaLa Belastung und einfacher Verkabelung	75
Abbildung 3-54: Temperaturverlauf der Messstellen auf der großformatigen 64Ah-Pouch-Zelle im 3C ElaLa Belastungstest	75
Abbildung 3-55: Temperaturverteilung der LG JP3 Zelle mit fehlerhafter Kontaktierung am Minuspol (links) nach a) 60s, b) 120s, c) 180s und d) 220s (Abbruch der Messung)	76
Abbildung 3-56: Zelltabhalter des Minuspol nach Ausbau - die Oberfläche ist stark zerkratzt - wahrscheinliche Ursache für die schlechte Kontaktierung und die starke Erwärmung am Minuspol	77
Abbildung 3-57: Spannungs-(Blau), Strom-(Rot) und Temperaturverlauf(Hellblau) der 64Ah-Pouch-Zelle unter 3C-ElaLa Belastung mit vergoldeten Zelltabhalter am Minuspol	77
Abbildung 3-58: Gemessener Temperaturverlauf der Belastung der Zelle in Entlade- und Laderichtung von 3C mit neuem, vergoldeten Zelltabhalter	78
Abbildung 3-59: Aufbau des Temperaturbelastungstests mit Schutzmatte zur thermischen Isolation gegenüber Metallplatte	79
Abbildung 3-60: Strom-(rot), Spannungs-(blau), Temperatur(hellblau) und Ladungsverlauf(orange) mit vergoldeten Zelltabhalter und Schutzmatte zur thermischen Isolation zur Kühlplatte	79
Abbildung 3-61: Gemessener Temperaturverlauf der Belastung der Zelle in Entlade- und Laderichtung von 3C mit Schutzmatte zur thermischen Isolation gegen Metallauflageplatte	80
Abbildung 3-62: Statisches und Dynamisches Leistungsverhalten der 37-Ah-High-Power-Zelle in Abhängigkeit der Belastungsdauer(Pulsdauer) bei einem Ladezustand von SOC=50% und einer Temperatur von T=25 °C	80
Abbildung 3-63: Statisches und Dynamisches Leistungsverhalten der 2,9 Ah-Ultra-High-Power-LTO-Zelle in Abhängigkeit der Belastungsdauer(Pulsdauer) bei einem Ladezustand von SOC=50% und einer Temperatur von T=25 °C	81
Abbildung 3-64: Links: Schaltbild des Versuchsaufbaus bestehend aus Kurzschlusschalter, Zuleitung und Modul; Rechts: Kontaktiertes 5s3p-LTO-Modul auf isolierender Schutzmatte mit Tastköpfen zur Bestimmung der Teilspannungen.	82
Abbildung 3-65: Spannungs- und Stromverläufe beim Kurzschluss des 5S3P-LTO-Modul	82

Abbildung 3-66: Vorgehen bei der Untersuchung der Alterung bei Interkalationsphasen - Peak und Plateau und der Vergleich zur Referenzalterung bei gesamten Ladehub	83
Abbildung 3-67: Belastungsprofil für die zwei Interkalationsphasen Plateau und Peak – Dargestellt der Potentialverlauf der Graphitanode (grün) und Kapazitätsverlauf (rot) bei einer konstanten Lade- und Entladerate von 0,5C	84
Abbildung 3-68: Normierter Kapazitätsverlauf (State of Health: kurz SOH) bei Zyklisierung in verschiedenen Ladezustandsbereichen aufgetragen über die äquivalenten Vollzyklen	84
Abbildung 3-69: Verläufe der inkrementellen Kapazität in verschiedenen Alterungszuständen (nach 0, 400 und 700 äquivalenten Vollzyklen) für verschiedene Belastungszustände	85
Abbildung 3-70: Kalendarische Alterung in einem Ladezustandsbereich von 50% für die Zellchemie NMC/Graphit und NMC/LTO.	86
Abbildung 3-71: Alterung von vier Laborzellen (NMC/Graphite) bei 20°C in einem Ladezustandsbereich von 40% bis 60% mit einer Stromhöhe von 2C zur Untersuchung der Reproduzierbarkeit. Wobei die gesamte Messdauer etwa 75 Tage beträgt.	86
Abbildung 3-72: Alterungsverhalten einer 8Ah LFP Rundzelle bei 3 Belastungsprofile (Load profile) – 1.) SOC =20-30% 2.) SOC = 50-60% 3.) SOC = 80 -90% [63]	88
Abbildung 3-73: Alterungsverhalten einer NMC-18650-Rundzelle bei 3 Belastungsprofile (Load profile) – 1.) SOC =10-40% 2.) SOC = 40-70% 3.) SOC = 60 -90% [63]	89
Abbildung 3-74: Schematische Darstellung der Referenzalterung - Begin Of Life - Zyklisierung - Standardcharakterisierung - End Of Life (70% State of Health; RZ - Referenzzyklus 0,5/0,5C; SZ - Standardzyklus 1C/1C; OCV – Leerlaufspannungskennlinie; PPCP – Pulsed Power Capability Procedure; EIS – Elektrochemische Impedanzspektroskopie)	90
Abbildung 3-75: Aufbau mit Beschreibung der Komponenten zur ersten Inbetriebnahme des Wechselrichter Pilot 1 (Umrichter LTI) mit Kühlsystem, Bleispeicher, Netzanbindung, Trenntrafo und Leitwarte zur Mess- und Steuerung des Gesamtsystems	91
Abbildung 3-76: WR-System Prototyp/Pilot2 in der Laborumgebung beim Partner LTI/KEBA in Unna	92
Abbildung 3-77: Gesamtaufbau des ReserveBatt WR-System Pilot 1, bestehend aus Trenntransformator, Steuerungsrechner (RCP-System), Umrichter und Kühlung, in der Feldumgebung des EnergieCampus des EFZN/TUC	92
Abbildung 3-78: Eingesetzten Lithium-Ionen-Batterie-Systems (links) und getestetes Blei-Säure-Batteriesystems (rechts) in der Feldumgebung des EnergieCampus des EFZN/TUC	93
Abbildung 3-79: Messergebnisse des Versuchs am Prototypen 1 am Bleispeicher auf einen Leistungssprung von 240 kW ($\approx 0,7 \cdot P_N$). Eine detaillierte Aufnahme des Sprungmoments zeigt, dass der Umrichter in ca. einer Periode des Netzes seinen Sollwert erreicht hat.	95
Abbildung 3-80: Simulationsergebnis der Leistungsantwort des klassisch vereinfachten Maschinenmodells (Maschinenleistungen 400 kVA, 1 MVA und 2 MVA) auf eine Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 0,1 Hz/s mit einer Abweichung von 200 mHz, 500 mHz, 800 mHz und 1 Hz von der Nennfrequenz von 50 Hz	96
Abbildung 3-81: Simulationsergebnis der Leistungsantwort des klassisch vereinfachten Maschinenmodells (Maschinenleistungen 400 kVA, 1 MVA und 2 MVA) auf eine Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 0,2 Hz/s mit einer Abweichung von 200 mHz, 500 mHz, 800 mHz und 1 Hz von der Nennfrequenz von 50 Hz	97

Abbildung 3-82: Simulationsergebnis der Leistungsantwort des klassisch vereinfachten Maschinenmodells (Maschinenleistungen 400 kVA, 1 MVA und 2 MVA) auf eine Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 0,5 Hz/s mit einer Abweichung von 200 mHz, 500 mHz, 800 mHz und 1 Hz von der Nennfrequenz von 50 Hz	98
Abbildung 3-83: Simulationsergebnis der Leistungsantwort des klassisch vereinfachten Maschinenmodells (Maschinenleistungen 400 kVA, 1 MVA und 2 MVA) auf eine Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 1 Hz/s mit einer Abweichung von 200 mHz, 500 mHz, 800 mHz und 1 Hz von der Nennfrequenz von 50 Hz	99
Abbildung 3-84: Simulationsergebnis der Leistungsantwort des klassisch vereinfachten Maschinenmodells (Maschinenleistungen 400 kVA, 1 MVA und 2 MVA) auf eine Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 2 Hz/s mit einer Abweichung von 200 mHz, 500 mHz, 800 mHz und 1 Hz von der Nennfrequenz von 50 Hz	100
Abbildung 3-85: Simulationsergebnis der Leistungsantwort des klassisch vereinfachten Maschinenmodells (Maschinenleistungen 400 kVA, 1 MVA und 2 MVA) auf eine Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 4 Hz/s mit einer Abweichung von 200 mHz, 500 mHz, 800 mHz und 1 Hz von der Nennfrequenz von 50 Hz	101
Abbildung 3-86: Messergebnis am Pilot 1 zur Reaktion der VISMA (400 kVA-Maschine) auf eine gesteuerte Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 0,1 Hz/s um 500 mHz in beide Richtungen von der Netznennfrequenz.	102
Abbildung 3-87: Messergebnis am WR-System Pilot 1 zur Reaktion der VISMA (400 kVA-Maschine) auf eine gesteuerte Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 0,5 Hz/s um 500 mHz in beide Richtungen von der Netznennfrequenz.	103
Abbildung 3-88: Messergebnis am WR-System Pilot 1 zur Reaktion der VISMA (400 kVA-Maschine) auf eine gesteuerte Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 1 Hz/s um 500 mHz in beide Richtungen von der Netznennfrequenz.	103
Abbildung 3-89: Messergebnis am WR-System Pilot 1 zur Reaktion der VISMA (1 MVA-Maschine) auf eine gesteuerte Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 1 Hz/s um 500 mHz in beide Richtungen (links: positive Rampe, rechts: negative Rampe) von der Netznennfrequenz	104
Abbildung 3-90: Messergebnis am WR-System Pilot 1 zur Reaktion der VISMA (1 MVA-Maschine) auf eine gesteuerte Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 1 Hz/s um 500 mHz in beide Richtungen (links: positive Rampe, rechts: negative Rampe) von der Netznennfrequenz und einer Dauerentladung der Batterie mit 100 kW	105
Abbildung 3-91: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 200 mHz	106
Abbildung 3-92: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 500 mHz	107
Abbildung 3-93: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 800 mHz	107

Abbildung 3-94: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 200 mHz _____ 108

Abbildung 3-95: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,2 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 500 mHz _____ 109

Abbildung 3-96: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 800 mHz _____ 109

Abbildung 3-97: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,5 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 200 mHz _____ 111

Abbildung 3-98: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,5 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 500 mHz _____ 111

Abbildung 3-99: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,5 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 800 mHz _____ 112

Abbildung 3-100: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,5 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 1 Hz _____ 112

Abbildung 3-101: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 200 mHz _____ 113

Abbildung 3-102: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 500 mHz _____ 113

Abbildung 3-103: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 800 mHz _____ 114

Abbildung 3-104: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 2 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 200 mHz _____ 114

Abbildung 3-105: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen

	<i>und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 2 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 500 mHz</i>	115
Abbildung 3-106:	<i>Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 2 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 800 mHz</i>	115
Abbildung 3-107:	<i>Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 4 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 200 mHz</i>	116
Abbildung 3-108:	<i>Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 4 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 500 mHz</i>	116
Abbildung 3-109:	<i>Spannungs-, Strom- und Leistungsverlauf des LIB-Batteriesystems bei einem Abfall von 500 mHz und einem Frequenzgradienten von 1 Hz/s</i>	117
Abbildung 3-110:	<i>Spannungs-, Strom- und Leistungsverlauf des LIB-Batteriesystems bei einem Anstieg um 500 mHz und einem Frequenzgradienten von 1 Hz/s</i>	118
Abbildung 3-111:	<i>Energiebedarf $E_{\text{Bat},-}$ beschrieben in pus in für alle Szenarien A-F (s. Tabelle 3-8) und beide VSG-Parametersätze (blau: VSG I und rot: VSG II) zu liefern</i>	119
Abbildung 3-112:	<i>Anzahl der Zyklen in Abhängigkeit des Ladehubs DOD Quelle: Abschlussbericht</i>	119
Abbildung 3-113:	<i>Durchschnittlicher Leistungspreis über Gesamtsystemlebensdauer, der in einer wöchentlichen Ausschreibung erzielt werden müsste, damit das System wirtschaftlich betrieben werden kann – in Rot eingezeichnet der derzeit in der Ausschreibung durchschnittlich erzielte Leistungspreis für PRL für das Jahr 2018</i>	125
Abbildung 3-114:	<i>Der mittlere Leistungspreis in €/MW/Woche über die letzten 7 Jahre</i>	126
Abbildung 3-115:	<i>Durchschnittlicher, bei wöchentlicher Ausschreibung zu erzielende Leistungspreis, für die betrachteten Energiespeicher über Lebenszeit</i>	126
Abbildung 3-116:	<i>Alternative Nutzungskonzepte des Batteriesystems aus Sicht der Marktakteure – Netzbetreiber, Industrie (Stromkunde) und Energieversorger/Erzeuger</i>	127
Abbildung 3-117:	<i>Durchschnittlicher Leistungspreis bei wöchentlicher Ausschreibung im ersten Nutzungsjahr für die betrachteten ESS</i>	128
Abbildung 3-118:	<i>Die durchschnittliche Lebensdauer der ESS im Vergleich zur durchschnittlichen Amortisationszeit zur Visualisierung der Wirtschaftlichkeit</i>	129
Abbildung 4-1:	<i>Aufbau AKR HV 3S7P – Zelle, Modul, Batterierack und Batteriestrang (von links nach rechts).</i>	131
Abbildung 4-2:	<i>Exemplarische Systemstruktur</i>	131
Abbildung 4-3:	<i>EOL-Test des Batteriesystem bestehend aus den drei Batteriesträngen (Rack-Schränken). Die Junction Box und der MSM sind auf dem Bild nicht zu sehen.</i>	132
Abbildung 4-4:	<i>Batterierack im C-Musterstand mit Gehäusedurchführung (links), schematischer Aufbau der Modul-/Zell-Penetration (rechts).</i>	133
Abbildung 4-5:	<i>Schematische Darstellung der elektrischen Verschaltung inkl. Schutzfunktionen.</i>	135
Abbildung 4-6:	<i>AKARACK mit Brandschutzausstattung</i>	136
Abbildung 4-7:	<i>Sensorpositionierung in dem propagierenden Rack primär an den Modulen (oben), und in den benachbarten Racks am Boden und Deckel (unten).</i>	137
Abbildung 4-8:	<i>Messungen der Temperaturverläufe im propagierenden Rack.</i>	139

Abbildung 5-1: Kühlrippe aus Aluminium mit Abstandshalter aus Kunststoff	142
Abbildung 5-2: Funken- und Flammenfilter	144
Abbildung 5-3: Kühlmaterial als Granulat	145
Abbildung 5-4: Kühlmaterial – verschiedene Formen und unterschiedliche Verpackungen	146
Abbildung 5-5: Sicherheitsschrank zur Unterbringung von Lithium-Ionen-Batterien	147
Abbildung 5-6: Intakte Kabeldurchführung nach Versuch	148
Abbildung 5-7: BSVM Typ 1 nach 7 Tagen	152
Abbildung 5-8: Fließbild BSVM Typ 2, Neigung von 45°	152
Abbildung 5-9: BSVM Typ 1 und Typ 2 im Batteriegehäuse	153
Abbildung 5-10: Negativform für Kühlfinne	154
Abbildung 5-11: Finne aus Brandschutzmaterial 01	154
Abbildung 5-12: Finne aus Brandschutzmaterial 02	155
Abbildung 5-13: Aufbau Batterie Pouch-Zellen	156
Abbildung 5-14: Aufbau Batterie prismatische Zelle	157
Abbildung 5-15: Temperaturverlauf während des Ladevorgangs	159
Abbildung 5-16: Bilderstrecke Versuchsablauf	160
Abbildung 5-17: Batteriegehäuse nach Brandversuch – Außen	161
Abbildung 5-18: batteriegehäuse nach Brandversuch – Innen	161
Abbildung 5-19: Temperaturverlauf während der Havarie	162
Abbildung 5-20: Darstellung Havarie-Rack	163
Abbildung 5-21: Nail-Penetrator, Gesamtansicht	164
Abbildung 5-22: Zeichnung Nail Penetrator – Auszug Kreuztische	165
Abbildung 5-23: Zeichnung Nail Penetrator – Gesamtansicht	166
Abbildung 5-24: Klimakammer Außenansicht und Innenansicht	167
Abbildung 5-25: Skizze Heizungsrohre Versuchscontainer	168
Abbildung 5-26: Anordnung der Racks im Stahlgehäuse	169
Abbildung 5-27: Temperatursensoren Havarie-Rack (Quelle: AKASOL)	169
Abbildung 5-28: Versuchsaufbau im Prüfraum – BV ohne BS	170
Abbildung 5-29: Erster Gasausstoß – BV ohne BS	171
Abbildung 5-30: Entzündung durch Funkenaustritt – BV ohne BS	171
Abbildung 5-31: Stichflammen außerhalb des Gehäuses – BV ohne BS	172
Abbildung 5-32: Leichte Flammenbildung zwischen Havarie – BV ohne BS	172
Abbildung 5-33: Bildreihe von starker Ausgasung – BV ohne BS	173
Abbildung 5-34: Explosionsartige Verbrennung – BV ohne BS	173
Abbildung 5-35: Temperaturverlauf im Havarie-Rack – BV ohne BS	175
Abbildung 5-36: Temperaturverlauf Dummy-Rack 1 – BV ohne BS	177
Abbildung 5-37: Temperaturverlauf Dummy-Rack 2 – BV ohne BS	178
Abbildung 5-38: Starke Verschmutzungen im Prüfraum – BV ohne BS	179
Abbildung 5-39: Berstmembran nach dem Versuch – BV ohne BS	179
Abbildung 5-40: Rückseite Havarie-Rack – BV ohne BS	180
Abbildung 5-41: Vorderseite Havarie-Rack – BV ohne BS	180
Abbildung 5-42: Öffnung des Havarie-Racks – BV ohne BS	181
Abbildung 5-43: Blick in havariertes-Rack – BV ohne BS	181
Abbildung 5-44: Unterseite havariertes Rack – BV ohne BS	182
Abbildung 5-45: Erster Gasausstoß – BV mit BS	183
Abbildung 5-46: Funkenaustritt ohne Entzündung: BV mit BS	184

Abbildung 5-47: Zweiter Funkenaustritt – BV mit BS	184
Abbildung 5-48: Entzündung durch Funkenaustritt – BV mit BS	185
Abbildung 5-49: Stichflamme thermisches Durchgehen - BV mit BS	185
Abbildung 5-50: "Ruhiger" Elektrolytabbrand – BV mit BS	186
Abbildung 5-51: Abbrandverhalten von 09:40 – 20:50 – BV mit BS	186
Abbildung 5-52: Flammenbildung nach knapp 90 Minuten – BV mit BS	187
Abbildung 5-53: Temperaturverlauf Havarie-Rack – BV mit BS	189
Abbildung 5-54: Temperaturverlauf Dummy-Rack 1 – BV mit BS	191
Abbildung 5-55: Temperaturverlauf Dummy-Rack 2 – BV mit BS	192
Abbildung 5-56: Leichte Verschmutzungen im Prüfraum – BV mit BS	193
Abbildung 5-57: Metallrückstände neben dem Prüfling – BV mit BS	193
Abbildung 5-58: Berstmembran nach dem Versuch – BV mit BS	194
Abbildung 5-59: Rückseite Havarie-Rack – BV mit BS	194
Abbildung 5-60: Vorderseite Havarie-Rack – BV mit BS	194
Abbildung 5-61: Geöffnetes Havarie-Rack – BV mit BS	195
Abbildung 5-62: Kühlmaterial nach Brandversuch – BV mit BS	196
Abbildung 5-63: Boden des havarierten Racks – BV mit BS	196
Abbildung 5-64: Vergleich der Temperaturen an Berstmembran	197
Abbildung 5-65: Temperaturvergleich Dummy-Rack 1	198
Abbildung 5-66: Temperaturvergleich Dummy-Rack 2	198
Abbildung 5-67: Rack-Gehäuse im Vergleich	199
Abbildung 5-68: Vergleich der Außentemperaturen	200
Abbildung 6-1: Schematische Darstellung des Gesamtsystemaufbaus	202
Abbildung 6-2: Schema des optisch integrierten Stromsensors im Magnetfeld des Stromleiters. Die mit orangen Pfeilen dargestellte lineare Polarisation wird im Seltene-Erden-Granat entsprechend dem anliegenden Magnetfeld gedreht.	204
Abbildung 6-3: Überblick über die angeschafften Granat-Materialien (von links nach rechts): Terbium-Gallium-Granat (TGG), Gadolinium-Gallium-Granat (GGG) und Terbium-Scandium-Aluminium-Granat (TSAG)	205
Abbildung 6-4: Laserprozessieraufbau mit optisch parametrischen Verstärker für $\lambda > 1200$ nm (links) und für 800 nm (rechts)	205
Abbildung 6-5: Anordnung bei positiver Brechungsindexänderung (Abstände in mm)	206
Abbildung 6-6: Links: Wellenleiterbündel in YIG (Abstand von der Oberfläche: oben: 15 μ m / unten: 10 μ m). Mitte: Kordelartige Struktur der Wellenleiter in GGG. Rechts: Querschnitt durch verschieden tief eingeschriebene Wellenleiterlinien in GGG.	207
Abbildung 6-7: Femtosekundenlaserprozessierte Linien in TGG bei unterschiedlichen Laserpulsleistungen. Links: 1 mm/s. Es ist eine punktierte, kordelartige Struktur zu erkennen. Rechts: 40 μ m/s. Die Linien erscheinen homogen.	208
Abbildung 6-8: Femtosekundenlaserprozessierte Linien in TGG bei unterschiedlichen Laserpulsleistungen. Die Linien haben eine Breite von 1–2 μ m.	209
Abbildung 6-9: Der fokussierte Laserstrahl induziert zwei elliptische Bereiche mit erniedrigtem Brechungsindex in das Material, welche eine relative Brechungsindexerhöhung im dazwischenliegenden Bereich bewirken.	209
Abbildung 6-10: Links: Kontaktierung des 28 mm-langen Wellenleiters (rechte Seite) in TGG mit einer Glasfaser (linke Seite) unter Verwendung von Index-Matching-Gel. Rechts: Strahlprofil des durch den Wellenleiter transmittierten Lichts.	210

Abbildung 6-11: Aufbau zur Messung der Transmissivität von Wellenleitern	210
Abbildung 6-12: Links: schematische Facettenansicht mit den elliptischen Laser-Linien. Rechts: Gemessene Transmission bei konstanter Belichtungszeit.	211
Abbildung 6-13: Anordnung bei depressed cladding waveguide. Links: Der kreisrunde Bereich mit relativ erhöhtem Brechungsindex ist von Ellipsen umgeben, die eine Brechungsindexniedrigung erfahren haben. Rechts: Verzerrte, vergrößerte Darstellung. Angaben in μm .	212
Abbildung 6-14: Transmissionsbilder nach Anordnung entsprechend Abbildung 6-13. (a) Radius $3 \mu\text{m}$, (b) $4 \mu\text{m}$, (c) $5 \mu\text{m}$, (d) $10 \mu\text{m}$.	213
Abbildung 6-15: Wellenleiter in Seltene-Erden-Granat (GGG) mit Bragg-Gitter	213
Abbildung 6-16: Links: Erster charakterisierter Laboraufbau für die optische Strommessung. Rechts: Stromabhängige Photodiodenspannung. Bezogen auf 400 A Messbereich ergibt sich eine Genauigkeit von 2,75 A.	214
Abbildung 6-17: Optisch integrierter Stromsensor. (a) 3D-Modell. (b) Explosionszeichnung. (c) Geöffnete Messzelle.	215
Abbildung 6-18: Aufbau zur Erzeugung magnetischer Felder	215
Abbildung 6-19: Magnetfeldsensor mit Hall-Sonde (grüner Pfeil)	216
Abbildung 6-20: Transmittierte, optische Leistung gegen Magnetflussdichte für BIG	216
Abbildung 6-21: Mit Hall-Sensor gemessene Magnetflussdichte in Abhängigkeit von der Stromstärke eines elektrischen Leiters	217
Abbildung 6-22: Hall-Sensor an einem stromdurchflossenen, elektrischen Leiter	218
Abbildung 6-23: Hall-Sensor und BIG in Magnetspulen Aufbau	218
Abbildung 6-24: Relative Positionierung von Hall-Sensor und BIG in Magnetspule (Eisenkerne wurden zur Veranschaulichung entfernt)	219
Abbildung 6-25: Hall-Spannung, Magnetflussdichte (beide Hall-Sonde), durch BIG transmittierte Leistung gegen an der Magnetspule angelegten Strom	219
Abbildung 6-26: Gesetz von Malus: Transmittierter Anteil der Intensität nach linearem Polarisorator in Abhängigkeit vom Einfallswinkel	220
Abbildung 6-27: Durch BIG transmittierte, optische Leistung gegen Magnetflussdichte (Hall-Sensor)	220
Abbildung 6-28: Strommessung mittels BIG an elektrischem Leiter	221
Abbildung 6-29: Durch BIG transmittierte optische Leistung in Abhängigkeit von der angelegten Stromstärke	221
Abbildung 6-30: (a) Eingangs-, reflektiertes und transmittiertes Spektrum eines FBG. (b) Reflektierte Wellenlänge bei Stauchung, Ruhelage und Streckung des FBG.	223
Abbildung 6-31: Beispiel für einen konfektionierten Glasfasersensor mit einer Schlauchummantelung und FC/APC-Stecker	224
Abbildung 6-32: Messsysteme. Links: Labormesssystem mit LC- und FC/APC-Eingängen. Rechts: Feldversuchsystem mit LC-Eingängen.	224
Abbildung 6-33: Funktionsweise des Messsystems	225
Abbildung 6-34: Geöffnetes Labormesssystem. 1) SLED. 2) Depolarisationseinheit. 3) Optischer Schalter. 4a) 12 LC-Anschlüsse. 4b) 3 FC/APC-Anschlüsse. 5) Spektrometer mit Peltier-Elementen.	226
Abbildung 6-35: Programm zur Aufnahme und Analyse der reflektierten Spektren	227
Abbildung 6-36: Software zur Früherkennung einer Havarie	228

Abbildung 6-37: Oben: Prinzip der Anordnung von Sensormessstellen auf Zelle. Unten: mit Dehnungs- und Temperatursensoren versehene JP3-Pouch-Zelle. _____	229
Abbildung 6-38: Mit faseroptischen Sensoren ausgestattete Bi-Packs. _____	230
Abbildung 6-39: PHEV2-Modul. Die roten Bereiche zeigen die zu vermessenden Bereiche. Entlang der langen Seite (oben) gibt es zwei Paare, entlang der kurzen Seite (unten) ein Paar aus jeweils einem Dehnungs- und Temperatursensor. _____	231
Abbildung 6-40: Mit faseroptischen Sensoren ausgestattetes PHEV2-Modul. Oben: Draufsicht. Mitte: Temperatursensoren auf Ableitern. Unten: Seitenansicht. _____	232
Abbildung 6-41: Mit Temperatur- und Dehnungssensoren versehene PHEV2-Module in einem Rack _____	233
Abbildung 6-42: Miniaturisierter optischer Stromsensor (vgl. Abbildung 17) an elektrischer Zuleitung zu PHEV2-Modul _____	234
Abbildung 6-43: Miniaturisierter optischer Stromsensor an Stromleitung zu Batterieracks der Pilotanlage _____	234
Abbildung 6-44: Sensorverhalten des Stromsensors an PHEV2-Modul mit Kalibrationskurve _____	235
Abbildung 6-45: Sensorverhalten des Stromsensors an Pilotanlage mit Kalibrationskurve _____	236
Abbildung 6-46: Stromstärke-Rampen an Pilotanlage. (a) Negative Ströme, Ladung. (b) Positive Ströme, Entladung. _____	237
Abbildung 6-47: Vergleich von elektrisch und optisch gemessener Temperatur _____	237
Abbildung 6-48: Temperaturen der Ableiter der Zellen 7-12 bei Raumtemperatur _____	238
Abbildung 6-49: Temperaturänderung an PHEV2-Modulaußenseite, Zellableiter und Umgebung _____	239
Abbildung 6-50: Temperaturbereinigte Dehnungsmessung (D) an PHEV2-Modul an kurzer (S12) und langer Seite (B) _____	240
Abbildung 6-51: Dehnungsänderung an der PHEV2-Modulaußenseite bei einer Temperaturänderung von 10 °C auf 60 °C _____	241
Abbildung 6-52: Elektrische Messwerte bei Zyklisierung einer Pouch-Zelle. _____	242
Abbildung 6-53: Faseroptische Daten aus der Zyklisierung einer Pouch-Zelle (Ausschnitt): Temperaturveränderung und temperaturbereinigte Dehnung _____	242
Abbildung 6-54: Messanordnung mit Dehnungsmessstreifen (DMS) sowie faseroptischen Temperatur- (T) und Dehnungssensoren (ϵ) _____	243
Abbildung 6-55: Dehnungsprofile von elektrischer und faseroptischer Messung der Pouch-Zelle im Vergleich _____	244
Abbildung 6-56: Wellenlängenänderungen des Dehnungs- bzw. Temperatursensors (Modulebene) und der Zyklisierungsstrom _____	245
Abbildung 6-57: Links: Temperaturkorrigierte Dehnung, gemessene Temperatur (Modulebene) und der Zyklisierungsstrom. Rechts: Darstellung jedes 50. Messpunkts. _____	245
Abbildung 6-58: Anordnung und Übersicht der Pouch-Bi-Packs _____	246
Abbildung 6-59: Bi-Packs in Modulgehäuse (ohne Aluminiumplatten) _____	247
Abbildung 6-60: Elektrisch eingetragene Leistung und gemessene Dehnung während des Überladungsversuchs _____	248
Abbildung 6-61: Charakteristisches Dehnungsverhalten zur Früherkennung bei der Überladung von Pouch-Zellen mit Früherkennungsmerkmalen _____	249
Abbildung 6-62: Alle Dehnungssensoren im zeitlichen Bereich der Früherkennung. CH steht für den Kanal (engl. channel), BG für (Faser-)Bragg-Gitter und S für Dehnung (engl. strain). _____	250
Abbildung 6-63: PHEV2-Module bei Nagelpenetrationstest _____	251
Abbildung 6-64: Zeitlicher Verlauf der faseroptischen Dehnungssignale _____	252

Abbildung 7-1: Schematische Darstellung des Gesamtsystems mit Teilbereichen	254
Abbildung 7-2: Schaltplandokumentation zum Wechselrichtersystem	256
Abbildung 7-3: CAD-Großplanung des Wechselrichtersystems	257
Abbildung 7-4: Simulationsergebnisse für das Drosselstromspektrum des Wechselrichtersystems bei 650 V Zwischenkreisspannung	258
Abbildung 7-5: Simulationsergebnisse für das Netzstromspektrum des Wechselrichter-systems mit gewählter Filterauslegung bei 650 V Zwischenkreisspannung	258
Abbildung 7-6: Externer Teil des Kühlsystems im EFZN-Labor in Goslar	259
Abbildung 7-7: Teilschränke des Wechselrichtersystems als Pilot 1 (links: Steuerungsseite, rechts: Leistungsseite)	260
Abbildung 7-8: Struktureller Aufbau und Schnittstellen des Piloten 1	261
Abbildung 7-9: Inbetriebnahmeablauf und Testprozedur für Piloten 1	262
Abbildung 7-10: Sprungantwort auf Stromsollwertänderung (in A) im Teillastbetrieb mit niedriger Zwischenkreisspannung (in V)	263
Abbildung 7-11: Stationärer Teillastbetrieb mit Stromregelung	264
Abbildung 7-12: Stationärer Volllastbetrieb (ca. 300 kW zum Netz) bei niedriger Zwischenkreisspannung	264
Abbildung 7-13: Zwischenkreisspannung (in V) im stationärer Volllastbetrieb (ca. 300 kW zum Netz)	265
Abbildung 7-14: Stationärer Teillastbetrieb im Phasenschieberbetrieb (positive Blindleistung)	265
Abbildung 7-15: Stationärer Teillastbetrieb im Phasenschieberbetrieb (negative Blindleistung)	266
Abbildung 7-16: Temperaturverläufe (in °C) des Systems aus thermische Langzeitmessung bei ca. 300 kW am Netz.	266
Abbildung 7-17: Temperaturaufnahmen von Systemkomponenten nach ca. 3,5 Stunden thermischer Langzeitprüfung bei ca. 300 kW am Netz	267
Abbildung 7-18: Das installierte Wechselrichtersystem Pilot 1 in der Laborumgebung am Standort Goslar (EFZN)	268
Abbildung 7-19: Das Wechselrichtersystem Pilot 2 (hier mit Testverdrahtung am Standort Unna)	270
Abbildung 7-20: Struktureller Aufbau und Schnittstellen des Piloten 2	271
Abbildung 7-21: Neue Steuerelektronik in Pilot 2	272
Abbildung 7-22: Integrierte Steuerelektronik inklusive SPS im Piloten 2 mit Testverdrahtung	273
Abbildung 7-23: Zustandsdiagramm der SPS-Logik	274
Abbildung 7-24: Pilot 2 mit Prüfverdrahtung für Prüfspannungstest einer Stückprüfung lt. EN 62477-1:2012	275
Abbildung 7-25: Test der Modbus-Kommunikation mit der Steuerelektronik durch Emulation der Betriebsführungsnachrichten.	275
Abbildung 7-26: Das Wechselrichtersystem Pilot 2 in der Feldumgebung am Standort Goslar des EFZN bei Leistungs-Inbetriebnahme	276
Abbildung 7-27: Stationärer Teillastbetrieb induktiv	277
Abbildung 7-28: Stationärer Volllastbetrieb induktiv (über 300 kVAR zum Netz)	277
Abbildung 7-29: Stationärer Teillastbetrieb kapazitiv	278
Abbildung 7-30: Stationärer Volllastbetrieb kapazitiv (über 300 kVAR zum Netz)	278
Abbildung 7-31: Stationärer Entladebetrieb der Batterie mit 300 A AC	279
Abbildung 7-32: Stationärer Ladebetrieb der Batterie mit 350 A AC	279
Abbildung 8-1: Blockschalbild Pilot 1 (ILMs rot markiert)	281
Abbildung 8-2: Blockschalbild Pilot 2 (ILMs rot markiert)	281

Abbildung 8-3: Simulationsmodell Leistungsteil _____	282
Abbildung 8-4: Simulationsmodell Hysterese-Regler _____	283
Abbildung 8-5: Simulation von Soll- und Istwert Stackstrom (Arbeitspunkt: VDC=900 V, VAC=400 V, IAC=500 A, $\cos(\phi)=1$, $I_{\Delta}=150$ A) _____	283
Abbildung 8-6: Simulation von Spannung am Filterkondensator (oben) und Netzstrom (unten); Zuschaltung der aktiven Dämpfung bei $t=200$ ms (Arbeitspunkt: VDC=900 V, VAC=400 V, IAC=500 A, $\cos(\phi)=1$, $I_{\Delta}=150$ A) _____	284
Abbildung 8-7: Simulation von Schaltfrequenz (in kHz) als Momentanwert (oben) und Mittelwert (unten) (Arbeitspunkt: VDC=900 V, VAC=400 V, IAC=500 A, $\cos(\phi)=1$, $I_{\Delta}=150$ A) _____	284
Abbildung 8-8: Blockschaltbild Hysterese-Modul _____	285
Abbildung 8-9: Aufgebaute Leiterkarte für Hysterese-Modul _____	286
Abbildung 8-10: Simulation Sperrschicht- und NTC-Temperaturen bei Sprung AC-Strom im Hysterese-Betrieb _____	287
Abbildung 8-11: Laboraufbau mit ILM-Testvehikel _____	288
Abbildung 8-12: Exemplarische Messergebnisse der elektrischen Charakterisierung _____	288
Abbildung 8-13: Setup für Umrichtertests in dreiphasiger Konfiguration mit induktiver Last _____	289
Abbildung 8-14: Setup für Umrichtertests in H-Brücken-Konfiguration _____	289
Abbildung 8-15: Aufbau Umrichter-Teststand für Lastläufe mit H-Brücken-Konfiguration _____	290
Abbildung 8-16: Ergebnis Messung mit dreiphasiger Konfiguration – Arbeitspunkt mit UDC=1100 V und IAC,RMS=1000 A (C1: Strom Phase 1, C2: Strom Phase 2, C3: Strom Phase 3, C4: Zwischenkreisspannung) _____	290
Abbildung 8-17: Ergebnis Messung mit H-Brücken-Konfiguration – Arbeitspunkt mit UDC=1100 V und IAC,RMS=500 A (C1: ILM-Monitorsignal Phasenstrom, C2: ILM-Monitorsignal Zwischenkreisspannung, C3: ILM- Monitorsignal T_{vj} -Berechnung) _____	291
Abbildung 8-18: Aufbau Umrichter-Teststand zur Inbetriebnahme der ILMs mit Hysterese-Modulen _____	291
Abbildung 8-19: Ergebnis Messung Umrichter-Teststand – Variation der Hysteresebreite I_{Δ} (C1: Strom Phase 1, C2: Strom Phase 2, C3: Strom Phase 3, C4: Netzspannung) _____	292
Abbildung 8-20: Ergebnis Messung Umrichter-Teststand – Betrieb bei Nennstrom gemäß Stromrichter- Zielkonzept sowie Start-Up-Vorgang (C1: Strom Phase 1, C2: Strom Phase 2, C3: Strom Phase 3, C4: Netzspannung) _____	292
Abbildung 8-21: Erfolgreiche grundlegende Inbetriebnahme des Schaltschranks von Pilot 2 im KEBA-Labor – Oszilloskopaufnahme der getakteten Ausgangsspannung des Stromrichters mit Hysterese-Modulen _____	293
Abbildung 8-22: Laboraufbau mit Stromrichter von Pilot 2 für Inbetriebnahme des Gesamtsystems in Goslar _____	293
Abbildung 8-23: Messergebnis Inbetriebnahme Gesamtsystem mit Stromrichter von Pilot 2 – beispielhafter Arbeitspunkt mit IAC,RMS=508 A (Einphasige Messung; C1: Netzspannung, C2: Phasenstrom) _____	294

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 3-1: Elektrischen Kennwerte des Demonstrators von ReserveBatt</i>	21
<i>Tabelle 3-2: Parametersatz für zwei Prozesse</i>	26
<i>Tabelle 3-3: Parametersatz für drei Prozesse</i>	26
<i>Tabelle 3-4: Prüfmatrix mit Versuchspunkte für den mittleren SOC-Bereich gegenüber der Entladetiefe DOD zur Validierung der Ereignisbasierten Alterungsmodell mit LFP-Zellen. Die Zellen werden mit 5C zyklisiert.</i>	67
<i>Tabelle 3-5: Übersicht der Streuung der aufgebauten Laborzellen für die Zellchemie NMC/GIC im Neuzustand.</i>	70
<i>Tabelle 3-6: Charakteristische Messgrößen im Neuzustand für die in Versuchsreihe 7 aufgebauten Zellen. In Rot sind die Potentiale markiert, an welchen nach Datenblatt der die Potentialgrenzen erreicht sind.</i>	87
<i>Tabelle 3-7: Eigenschaften der im Projekt verwendeten Batteriesysteme</i>	93
<i>Tabelle 3-8: Maschinenparametersätze für verschieden Nennscheinleistungen</i>	94
<i>Tabelle 3-9: Frequenzänderungsraten- und Frequenzabweichung-Matrix zur Bestimmung der Leistungsantwortflächen der virtuellen Synchronmaschine</i>	105
<i>Tabelle 3-10: Verwendete Szenarien A-F für die weitere Betrachtung und Analyse</i>	118
<i>Tabelle 4-1: Leistungs- und Systemdaten des Gesamtsystems</i>	134
<i>Tabelle 5-1: Einteilung Gefahrenstufen</i>	150
<i>Tabelle 5-2: Brandschutzvergussmasse Typ 1</i>	151
<i>Tabelle 5-3: Brandschutzvergussmasse Typ 2</i>	151
<i>Tabelle 5-4: Mischverhältnis und Zeiten, 003B1</i>	153
<i>Tabelle 5-5: Übersicht Temperatursensoren</i>	156
<i>Tabelle 5-6: Zyklisierung der Zelle</i>	158
<i>Tabelle 5-7: Zeitlicher Ablauf der Havarie – BV ohne BS</i>	174
<i>Tabelle 5-8: Zeitlicher Ablauf der Havarie – BV mit BS</i>	187
<i>Tabelle 6-1: Experimentell bestimmte YIG-Wellenleiterprozessierparameter für $\lambda = 800$ nm. NA: Numerische Apertur.</i>	207
<i>Tabelle 6-2: Experimentell bestimmte TGG/GGG-Wellenleiterprozessierparameter für $\lambda = 800$ nm.</i>	212
<i>Tabelle 6-3: Übersicht der abgeschätzten optischen Leistungen für die geforderten Strom-Messbereiche.</i>	217
<i>Tabelle 6-4: Charakteristische Eigenschaften des Messsystems</i>	226
<i>Tabelle 7-1: Eckdaten der Leistungswerte des Gesamtsystems aus Wechselrichtersystem-Sicht</i>	255
<i>Tabelle 7-2: Eckdaten der Leistungswerte des Gesamtsystems aus Batteriesystem-Sicht</i>	255



Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating current dt.: Wechselstrom
AKASOL	AKASOL GmbH (seit 2022: BorgWarner)
AP	Arbeitspaket
BESS	Batterie Energiespeicher System
BIG	bismuth iron garnet dt.: Wismuth-Eisen-Granat
BMS	Batteriemanagementsystem
BMU	Battery Management Unit (s. BMS)
BOL	Begin of Life
BS	Brandschutz
BSTZ	Batterie- und Sensoriktestzentrum
BSVM	Brandschutzvergussmasse
BV	Brandversuch
CAD	Computer Aided Design
CAN	Controller Area Network – Kommunikationsprotokoll
CANopen	Controller Area Network open - Kommunikationsprotokoll
CC	constant current
CCD	charge-coupled device – photoelektronischer Sensor
CH	channel dt.: Kanal
CV	constant voltage
DAE	Druckausgleichsventil
DC	direct current dt. : Gleichstrom
DMS	Dehnungsmessstreifen
DRT	Distribution of relaxation times
DSK	Doppelschichtkondensator
DSP	Digitaler Signalprozessor
DVA	Differentielle Spannungsanalyse
EE	Erneuerbaren Energien
EEPROM	Electrically erasable programmable read-only memory (s. uC)
EFZN	Energieforschungszentrum Niedersachsen
EFZN/TUC	Energieforschungszentrum der TU Clausthal (seit 2018 EST genannt)
EOL	End of Life
EIS	Elektrochemische Impedanzspektroskopie
ESB	Ersatzschaltbild
ESS	Energiespeichersystem
EST	Forschungszentrum Energiespeichertechnologien
FBG	Faser-Bragg-Gitter
Fhf HHI	Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut (Goslar)
GGG	Gadolinium Gallium-Granat
GIC	Graphite Interkalation Cathode (Kathode)
HPPC	Hybrid Pulsed Power Capability Test
HV	Hochvolt
ICA	Inkrementelle Kapazitätsanalyse
IEE	Institut für Elektrotechnik



IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor
ILM	Intelligentes Leistungsmodul
IO	Input/Output
KEBA	KEBA Industrial Automation GmbH
KVM	Klassisch Vereinfachtes Modell
LCL	Spule-Kondensator-Spule Filter
LIB	Lithium-Ionen-Batterie
LIC	Lithium-Ionen-Kondensator
LTO	Lithium-Titanatoxid ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$)
MCU	Multi Control Unit
MS	Meilenstein
MSM	Multi-String-Manager (s. BMS)
NA	Numerische Apertur
NMC	Nickel-Mangan-Cobalt
NSHV	Niederspannungshauptverteilung
NTC	Negativer Temperaturkoeffizient
OCV	Open circuit voltage/ Ruhespannungskennlinie
OPA	optical parameter amplifier dt.: optische parametrischen Verstärker
PLL	Phased Locked Loop (dt.: Phasenregelschleife)
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
PWM	Pulsweitenmodulation
RMSE	Root mean square error
ROCOF	Rate Of Change Of Frequency (dt.: Frequenzgradient)
RZ	Referenzzyklus
SDL	Systemdienstleistung
SE	Steuerungselektronik
SOC	State of Charge
SOH	State of Health
SLED	Superlumineszenzdiode
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
Stöbich	Stöbich Technologies GmbH
SZ	Standardzyklus
TAB	Technische Anschlussbedingung
TCP	Transmission Control Protocol
TGG	Terbium-Gallium-Granat
TSAG	Terbium-Scandium-Aluminium-Granat
TUC	Technische Universität Clausthal
uC	Mikrocontroller
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VSG	Virtueller Synchrongenerator
VISMA	Virtuelle Synchronmaschine
WR	Wechselrichter
YIG	yttrium iron garnet dt.: Yttrium-Eisen-Granat
5s3p Modul	5 Zellen in Serie, 3 Zellen parallel (Verschaltung der Zellen im Modul)

1 Überblick Gesamtvorhaben

Ein stabiler Betrieb eines Energieversorgungssystems setzt voraus, dass die eingespeiste Leistung (inkl. der Import- und Exportbilanz) zu jedem Zeitpunkt dem Leistungsverbrauch im jeweiligen Versorgungsgebiet entspricht. Eine Abweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch führt unmittelbar zu einer Erhöhung oder einer Verringerung der Frequenz. Im europäischen Verbundnetz müssen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) unverzüglich für einen Ausgleich des Bilanzungleichgewichts sorgen, um die Sollnetzfrequenz sicher zu stellen. Hierfür sorgen die Systemdienstleistungen (SDL) in der Energieversorgung. Die Frequenzhaltung wird durch die Momentanreserve und die Leistungs-Frequenzregelung in Form von Primär- und Sekundärleistungen sowie Minutenreserve erbracht. Die zeitliche Zuordnung der Erbringung von Regelleistungen ist in Abbildung 1-1 dargestellt. Der für das Projekt relevante Zeitbereich liegt für die Anwendung der Momentanreserve im Bereich von wenigen Millisekunden bis etwa 30 Sekunden. Im Anschluss an die Momentanreserve erfolgt die Aktivierung der Primärregelung bei entsprechendem Regelleistungsbedarf.

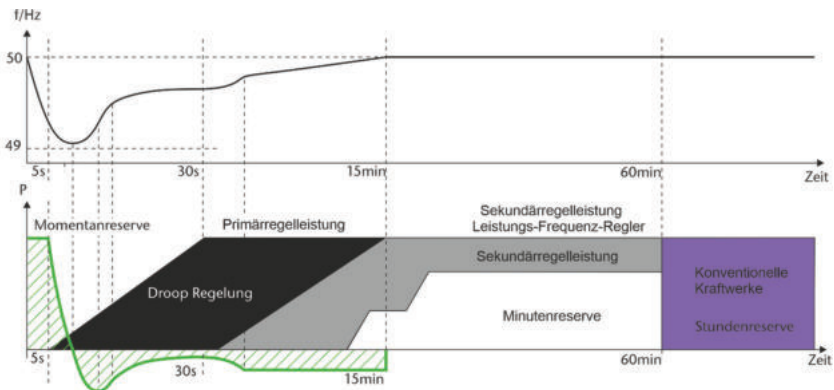


Abbildung 1-1: Einordnung und Wirkungsweise der Momentanreserve (in grün) in die Frequenzhaltungs-SDL bei einem spontanen Frequenzeinbruch [1]

Derzeit erfolgt die Bereitstellung der Momentanreserve hauptsächlich durch die großen rotierenden Massen in den thermischen Kraftwerken. In Zukunft ist durch die zunehmende Ablösung konventioneller Einspeiser (Atom- und Kohlekraftwerke) durch meist Umrichter basierte, regenerative Einspeiser mit einer Abnahme der am Netz verbleibenden Momentanreserve vor allem zu Zeitengeringer Residuallast zu rechnen. Damit Deutschland auch in Zukunft einen gleichbleibenden Beitrag zur Deckung der europäischen Systemstabilität liefern kann, ist der Einsatz von entsprechend programmierten Umrichtern mit Speichern technisch und wirtschaftlich sinnvoll [1],[2],[3],[4],[5].

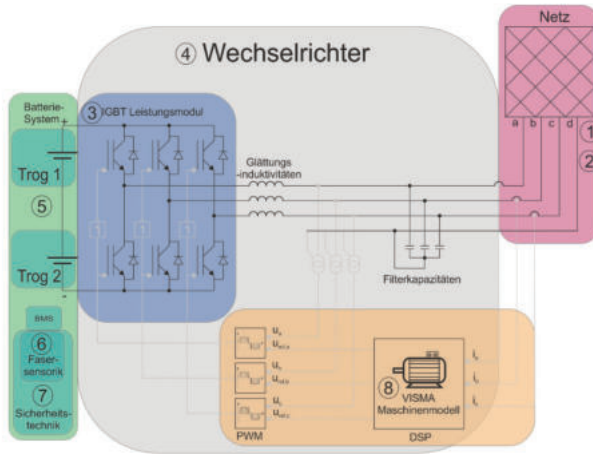


Abbildung 1-2: Darstellung der Arbeitsbereiche der Projektpartner an den Schnittstellen im Gesamtsystem bestehend aus Batterie- und Wechselrichtersystem

Ziel des Gesamtprojekts war der Aufbau eines Demonstrators zur Erbringung von Momentanreserve im Leistungsbereich von 400 kW mit einem Batteriespeicher bei einem Energieinhalt von etwa 50kWh und kleiner. Das Gesamtsystem zur Erbringung von Momentanreserve bestand im Rahmen des hier vorgestellten Konzepts aus den Komponenten Hochleistungsbatteriesystem, Leistungselektronik (3) bzw. Wechselrichter (4), faseroptischer Sensorik, Regelung und Steuerung einschließlich Maschinen- und Batteriemodell (8), der Batterie-Sicherheitstechnik (7) und -sensorik (6), sowie die Netzankopplung bestehend aus Netzanschlussbedingungen und -monitoring (1,2). Die Aufteilung der Arbeitsbereiche im Gesamtverbund zeigt Abbildung 1-2.

Die Bearbeitung der Arbeitspakete erfolgte im Wesentlichen in fünf Projektphasen, welche Abbildung 1-3 dargestellt werden.

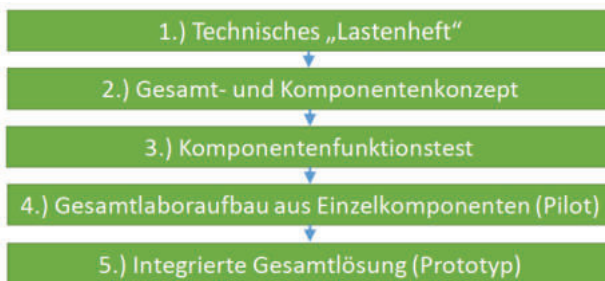


Abbildung 1-3: Die fünf Projektphasen im Gesamtprojekt ReserveBatt

Im Folgenden werden die einzelnen Projektphasen ausführlicher erläutert.

1. Technisches Lastenheft – Anforderungs- und Leistungskatalog

In dieser Phase wurden auf Basis der beschriebenen Arbeitspakete und der aus der Aufgabenstellung abgeleiteten Eigenschaften die Anforderungen an das Gesamtsystem und aller Komponenten quantifizierbar spezifiziert. Zu diesen Anforderungen gehörten bspw. die Leistungsdaten, die geometrischen Maße, Massen und zu erfüllende Sicherheitsfunktionen (Normen, Technische Richtlinien etc.).

2. Gesamt- und Komponentenkonzept

In der Konzeptphase wurden das Gesamtsystem und alle Komponenten den Anforderungen des Lastenhefts entsprechend konzipiert. Dazu wurden ins Besondere die technischen Schnittstellen zu den Verbundpartnern aus dem Lastenheft berücksichtigt. Hinzu beschrieben alle Verbundpartner einen detaillierten Zeitplan und ihr grundsätzliches, geplantes Vorgehen bis zur und für die nächsten Projektphasen. Dazu gehörten unter anderem auch die getroffenen Annahmen für die Validierung und Verifikation der Schlüsselkomponenten und die Beschreibung der Entscheidungswege. Diese Entscheidungen, Ergänzung der Spezifikation und der Entwurf wurden ebenfalls im Lastenheft schriftlich festgehalten und an die anderen Projektpartner kommuniziert, um so frühzeitig Fehlentwicklungen vorzubeugen.

3. Komponentenfunktionstest

In Komponentenfunktionstestphase untersuchten die Verbundpartner die eigenen Komponenten in ihren eigenen Laboren auf die im Lastenheft und im Konzept definierten Anforderungen. Fehlkonzipierungen und Fehler wurden so früh entdeckt und konnten behoben werden. Dazu wurden Funktionstestprotokolle mit allen für die Verbundpartner relevanten Daten erstellt und diesen zugänglich gemacht

4. Gesamtlaboraufbau aus Einzelkomponenten (Pilot1)

In dieser Phase wurden die funktionstüchtigen Komponenten im Laboraufbau „frei“ verdrahtet und die Gesamtfunktion des Systems unter kontrollierten Bedingungen getestet. Aufgrund der allgemeinen Entwicklungsrisiken bei der Neuentwicklung von Hardware für das WR-System wurde entschieden zwei WR-Systeme aufzubauen. Das erste WR-System, im Folgenden Pilot 1 genannt, noch bestehend aus Standardkomponenten wurde in Unna beim Partner in LTI/KEBA in Betrieb genommen, validiert und verifiziert. Dieses WR-System wurde bereits frühzeitig für Tests im Laboraufbau an das EFZN/TUC übergeben. Somit konnte bereits bei Projekthalbzeit der Aufbau, die Inbetriebnahme und der Test des Regelungskonzepts im Gesamtsystem analysiert, weitere Projektverzögernde Probleme frühzeitig identifiziert und innerhalb der angedachten Projektzeit behoben werden.

5. Integrierte Gesamtlösung (Prototyp/Pilot2)

In der finalen Projektphase wurde ein zweites WR-System, im Folgenden Prototyp oder Pilot2 genannt, aufgebaut. In diesem System sollen die Erkenntnisse aus dem Laboraufbau, sowie die neuentwickelte Steuerungselektronik mit integriertem VISMA-Maschinenmodell, „intelligenten“ Leistungsmodulen und dem Sicherheitskonzept integriert werden und in der finalen Feldumgebung am Verbundnetz angeschlossen und dessen Funktion ausführlich getestet und überwacht.

Die folgende Abbildung 1-4 zeigt ein vereinfachtes GANTT-Diagramm der einzelnen Projektphasen mit den definierten Meilensteine MS1 bis MS6.

Bezeichnung	2017												2018											
	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12					
Technisches Lastenheft																								
Gesamt- und Komponentenkonzept				MS 1									MS 2											
Komponentenfunktionslast																								
Gesamtlaboraufbau aus Einzelkomponenten (Pilot)																								
Integrierte Gesamtlösung (Prototyp)																								

Bezeichnung	2019												2020				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5
Technisches Lastenheft																	
Gesamt- und Komponentenkonzept						MS 4			MS 5								MS 6
Komponentenfunktionslast	MS 3																
Gesamtlaboraufbau aus Einzelkomponenten (Pilot)																	
Integrierte Gesamtlösung (Prototyp)																	

Abbildung 1-4: Zeitplan der einzelnen Phasen (Grün: Bearbeitungszeitraum, Gelb: Puffer, Grau Meilensteine)

Die geplanten, zu erreichenden Ergebnisse der sechs Meilensteine aus Abbildung 1-4 lauten folgendermaßen:

- **Meilenstein 1 (MS1):**
Technisches Lastenheft als Grundlage für die Fertigung der Einzelkomponenten und des Gesamtsystems ist erstellt; Lastenheft dient als Input für folgende Arbeitspunkte
- **Meilenstein 2 (MS2):**
Die Konzeption der Schlüsselkomponenten zur Bereitstellung von SDL ist abgeschlossen; Aufbau der Laborumgebung (Pilot) beginnt
- **Meilenstein 3 (MS3):**
Der Aufbau der Laborumgebung ist fertig gestellt; Beginn der Laboruntersuchungen
- **Meilenstein 4 (MS4):**
Der Aufbau des integrierten Gesamtsystems (Prototyp/Pilot2) ist abgeschlossen; Prototyp/Pilot2 kann für den Feldtest in die Niederspannungshauptversorgung (NSHV) des EFZN/TUC installiert werden
- **Meilenstein 5 (MS5):**
Die Laboruntersuchungen des Piloten und die Integration des Prototyps in die Feldumgebung sind abgeschlossen; Untersuchungen des Gesamtsystems und Betriebsoptimierungen beginnen
- **Meilenstein 6 (MS6):**
Projektende; Gesamtsystem erprobt und optimiert; Fähigkeit zur Bereitstellung von SDL nachgewiesen; Kosten-Nutzen-Vergleich durchgeführt und Use-Cases erstellt

2 Darstellung Aufgabenstellung, der Voraussetzungen, der Planung und des Ablaufs des Gesamt- und der Teilvorhaben

2.1 Aufgabenstellung Gesamtsystem/Maschinenmodell – EFZN/TU Clausthal

Im Rahmen des Teilvorhabens des EFZN der TU Clausthal, im Folgenden EFZN/TUC genannt, standen im Wesentlichen folgende Aufgaben im Vordergrund.

- Auslegung eines Batteriespeichers hinsichtlich eines Optimums von Leistungsfähigkeit und Energieinhalt einschließlich der Konzeption von Sensorik, Kühlung, Sicherheitsmaßnahmen zur Bereitstellung von entsprechender Leistung im Gesamtsystem
- Aufbau eines Gesamtsystems bestehend aus Lithium-Batteriesystem, Wechselrichter zur Erbringung der Systemdienstleistung (*kurz*: SDL) Momentanreserve nach Prinzip der Virtuellen Synchronmaschine (*kurz*: VISMA) (ohne Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve) auf Niederspannungsebene
- Untersuchung des Einflusses der Belastungen aus der SDL auf die Batterie insbesondere der Auswirkungen von dynamischen Belastungen und sog. Mikrozyklen im Subsekundenbereich. Hierbei insbesondere Weiterentwicklung von Batteriemodellen für die Beschreibung des dynamischen Verhaltens, Alterungsmodelle und Analogiebildung elektromechanische Synchronmaschine – virtuelle Synchronmaschine
- Untersuchung der Wirksamkeit der SDL aus dem Batteriesystem über die Wechselrichter auf das Netz
- Betrachtung der Wirtschaftlichkeit und Kosten/Nutzen-Vergleich des Gesamtsystems zu anderen Speichertechnologien oder alternativen Flexibilitätsoptionen zum Erbringen der SDL Momentanreserve. Daraus resultierend die Entwicklung eines Business-Case in Abhängigkeit des aktuellen Marktgeschehens (wann und unter welchen Randbedingungen kann ein Batteriespeicher zur Bereitstellung von Momentanreserve wirtschaftlich werden?)

Darüber hinaus nahm das EFZN/TUC die Rolle des Gesamtprojektkoordinators ein.

2.1.1 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Zum Start des Projektes war das Prinzip der Virtuellen Synchronmaschine (VISMA, [6]) zur Bereitstellung von SDL – insbesondere der synthetischen Momentanreserve – bereits in vorherigen Projekten, wissenschaftlichen Publikationen und Dissertationen ausgiebig erforscht und deren Wirksamkeit nachgewiesen worden [7–33]. Ihnen allen gemein ist die Beschränkung auf WR-Systeme in Labormustergröße mit entsprechend kleiner Leistung unter 20 kVA. Vom Förderzeitpunkt bis zum Projektende hin konnten keine kommerziellen Wechselrichtersysteme für die Industrie und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) relevanten Umrichterleistungen ($S \gg 100$ kVA) zur Bereitstellung von Momentanreserve am Markt identifiziert werden. Als Forschungsinstitut EFZN der TU Clausthal besteht mit dem Partnerinstitut IEE (Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme) der TUC ein Partner mit einschlägiger Erfahrung in WR-Systemen zur Seite. Für die gewünschte, signifikante Erhöhung der Leistung des WR-Systems steht jedoch nicht die nötige Testinfrastruktur zur Inbetriebnahme als auch Leistungstests an der TUC zur Verfügung. Gemeinsam mit den Partnern LTI/KEBA und Infineon konnten so zwei innovative und mit entsprechender Expertise in das Projekt

geholt werden. Für die finalen Tests des Gesamtsystems stand ein alleiniger Transformator in der Niederspannungshauptversorgung des EnergieCampus des EFZN/TUC zur Verfügung. An diesem

Das ebenfalls am EnergieCampus des EFZN/TUC ansässige Batterie- und Sensoriktestzentrum bietet die Möglichkeit mithilfe der zahlreichen Batterieprüfstände und Klimakammern sowohl Zellen, als auch Batteriemodule und -systeme zu testen. Der ebenfalls vorhandene große Brandofen mit entsprechender Abgasnachbehandlung ermöglichte es das Sicherheitskonzept bei elektrischen und thermischen Abuse-Versuchen – Versuche außerhalb der nach Datenblatt zulässigen Betriebsbereiche – zu testen.

2.1.2 Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Gesamtpaket war in acht Arbeitspakete (AP) und deren Unterarbeitspakete unterteilt. An den folgenden Arbeitspaketen war das EFZN/TUC neben der Gesamtprojektkoordination beteiligt. Als wesentliche Aufgaben sind hier die Entwicklung des Lastenheftes in AP1, die Entwicklung der Gesamtsimulation in AP2, die Entwicklung der Batteriemodelle aus AP5 und der finale Aufbau, die Inbetriebnahme und der Test des Gesamtsystems in Labor- und Feldumgebung AP3, AP6 und AP7 hervorzuheben.

AP 1 Konzeption Momentanreserve und Schlüsselkomponenten -

AP 1.1 Lastenheft für das Gesamtsystem, Normen, TAB, Eckdaten

AP 1.4 Konzepterstellung für die Regelung und Steuerung

AP 2 Modellierung des Gesamtsystems

AP 2.1 Batteriemodell

AP 2.2 Leistungselektronikmodell

AP 2.3 Maschinen- und Netzmodell

AP 2.4 Gesamtsimulation

AP 3 Aufbau der Komponenten und des Gesamtsystems

AP 3.1 Aufbau der Komponenten nach AP1, Aufbau Gesamtsystem für die Laborumgebung (Pilot 1)

AP 3.2 Aufbau der Komponenten nach AP1, Aufbau Gesamtsystem für die Feldumgebung (Pilot 2/Prototyp)

AP 4 Alterungsmodell für Lithium-Ionen-Batterien für hochdynamische Belastung

AP 4.1 Physikalisch-chemisches Modell

AP 4.2 Ereignisbasiertes Modell

AP 4.3 Kopplung / Korrelation der Modelle

AP 5 Laboruntersuchungen Batterien

AP 5.1 Performanceuntersuchungen auf Zell-, Modul- und Batterieebene

AP 5.2 Adaption Sensorik zur Strom-, Temperatur- und Dehnungsmessung

AP 5.3 *Alterungsuntersuchungen auf Zell- und Modulebene*

AP 5.4 Test und Verifikation Sicherheitskonzept

AP 6 Laboruntersuchungen Gesamtsystem

AP 6.1 Erstellung Anforderungskatalog für das Gesamtsystem und Testprozedur

AP 6.2 Inbetriebnahme

AP 6.3 Untersuchung der Komponenten und des Gesamtsystems in der Labor-umgebung

AP 7 Felduntersuchungen Gesamtsystem

AP 7.1 Integration in die NSHV des EnergieCampus

AP 7.2 Untersuchung der Komponenten und des Gesamtsystems in der Feldumgebung, Betriebsoptimierung

AP 8 Betrachtung der Wirtschaftlichkeit, Geschäftsmodelle, Use-Cases

AP 8.1 Kosten-Nutzen-Analyse, Vergleich mit konkurrierenden Systemen

AP 8.2 Geschäftsmodelle und Use-Cases

2.2 Aufgabenstellung Batteriesystem – AKASOL

2.2.1 Ziele

Die Arbeiten im Projekt wurden in verschiedene Arbeitspakete zergliedert, um die Bearbeitung der Themen inhaltlich und zeitlich steuerbar zu machen. Das grundlegende initiale Arbeitspaket des Konsortiums hatte das Ziel, die Anforderungen an das System zu verfeinern und ein Grobkonzept abzuleiten. Die Hauptarbeit der AKASOL AG fand dann im Arbeitspaket zur Batterieentwicklung statt. Abschließend wurden im Verbund die Tätigkeiten zur Gesamtinbetriebnahme und zum Test durchgeführt.

Die Batterieentwicklung und die erzielten Ergebnisse lassen sich in verschiedene Schwerpunkte aufteilen:

- Entwicklung des modularen Hochvolt-Batteriesystems (3P7S) inkl. Steuergerät
- Anpassungsentwicklung des überlagerten Kommunikationssystems (MSM)
- Finale Auslegung der Energie- und Leistungsdaten auf Basis des modularen Konzeptes und Entwicklung der Software
- Aufbau der Schutzeinrichtungen.
- Entwicklung des Brandschutzkonzeptes und Nachweis der Verhinderung der thermischen Propagation von Fehlerfällen.
- Aufbau, Lieferung und Inbetriebnahme des Gesamtsystems beim EFZN.

2.2.2 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Projekt wurden verschiedene Themen im Verbund bearbeitet. Für AKASOL gab es hier im Wesentlichen zwei Schnittstellen zu den Projektpartnern.

- Mit der Firma Stöbich Technology wurden integrative Lösungen im Bereich der Materialtechnologie erarbeitet, welche die Sicherheit der modifizierten Module erhöhen.

- Mit dem EFZN, der TU Clausthal und in Zusammenarbeit mit weiteren Partnern wurde der Aufbau und die Inbetriebnahme eines regelfähigen Demonstrators zur Bereitstellung systemdienlicher Momentanreserve durchgeführt. Es wurde hierzu ein von AKASOL entwickeltes Hochspannungs-Hochleistungs-Batterie-System in den Demonstrator integriert und eingehend untersucht. Die Integration wurde von AKASOL begleitet.

Neben der Kooperation mit den Projektpartnern wurden Versuche, die bei keinem der beteiligten Unternehmen oder Forschungseinrichtungen durchgeführt werden konnten, an Testeinrichtungen ausgelagert. Die Definition der Durchführung und die Interpretation der Ergebnisse blieb jedoch bei AKASOL, so dass keine Entwicklungs- oder Forschungsleistung ausgelagert wurde, sondern lediglich die Dienstleistung der Testdurchführung. In dem noch jungen Umfeld war jedoch auch der Austausch mit den Prüfinstituten sehr wichtig und hat zum gegenseitigen Wissensaufbau beigetragen,

2.3 Aufgabenstellung Batteriesicherheitstechnik – STÖBICH Technologies

2.3.1 Ziele

Hauptziel: Entwicklung und Verifikation eines Sicherheitskonzepts für Hochleistungsbatterien

- Entwicklung eines Schutzsystems zur Vermeidung der Kaskade von fehlerhaften Batteriezellen zu benachbarten Zellen unterbinden
- Redundantes, diversifiziertes Sicherheitskonzept zur Beherrschung thermischer und elektrischer Grenzbedingungen
- Entwicklung von Schutzmaterialien, welche die Havarie einer einzelnen Zelle frühzeitig unterbindet und dadurch keine Gefahr für Personen (insbesondere Anwohner und Rettungskräfte) sowie die Umwelt darstellen. Das unkontrollierte Austreten von Havariegasen ist zu unterbinden.

2.3.2 Anforderungen

- Entwicklung eines Gasführungssystems mit Filtereinheit
- Ganzheitliches Konzept für ein eigensicheres Batteriesystem
- Verhalten für Zell-, Modul-, Trog- und Systemebene
 - Überstrom, Kurzschluss
 - Überladung
 - Über- und Unterspannung
 - Übertemperatur, Untertemperatur
 - Ausfall einzelner Komponenten der Sicherheitseinrichtungen (Redundanz, Diversifizierung)
- Die erarbeiteten Schutzkonzepte dürfen sich im regulären Betrieb nicht negativ auf den Batteriespeicher auswirken und die Leistungsdaten nicht beeinflussen.
- Hochwasser und Brandschutz des Batteriesystems
- Testprozeduren der gesicherten Systeme

2.4 Aufgabenstellung Faseroptisches Sensorsystem- Fraunhofer HHI

Dieses Teilvorhaben befasst sich mit dem Ziel, eine Gefahrenfrüherkennung für die im Vorhaben verwendeten Batterien zu entwickeln. Diese Früherkennung soll aufgrund der Verwertung von Dehnungs-, Temperatur- und Strommessung erfolgen. Während die ersten beiden faseroptisch mittels etablierter Faser-Bragg-Gittern (FBG) erfasst werden sollen, ist für die Strommessung die neue Entwicklung eines optisch integrierten Stromsensors auf Grundlage von Seltene-Erden-Granate vorgesehen. Außerdem sollen für die Auswertung der Sensoren geeignete Messsysteme bereitgestellt werden. Die Batteriezellen sollen mit den vorgestellten Methoden auf ihr Verhalten unter Einfluss von Temperatur und Ladung und Entladung untersucht werden. Ebenso sind Tests bezüglich der Sicherheit vorgesehen, bei denen die Batteriezellen absichtlich in Havarie getrieben werden.

Die Daten, die aus der Auswertung durch die Messsysteme gewonnen werden, sollen dem Gesamtsystem zur Verfügung gestellt werden. Schematisch ist dies in Abbildung 2-1 dargestellt.

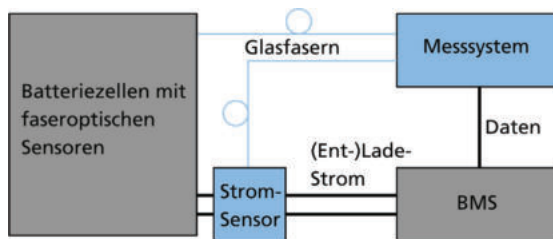


Abbildung 2-1: Schematische Darstellung des Gesamtsystemaufbaus

Die Batteriezellen werden mit faseroptischen Sensoren ausgestattet, die an das Messsystem angeschlossen werden. Die Sensorstellen sollen mithilfe von Femtosekundenlaserpulsen in die Glasfasern integriert werden. Die Messwerte des optisch integrierten Stromsensors, der sich an der elektrischen Leitung zu den Batterien befindet, werden ebenfalls ausgewertet. Die Daten werden anschließend an ein Batteriemanagementsystem (BMS) weitergegeben.

Das erarbeitete Konzept aus dem Lastenheft sieht vor, dass mehrere Sicherheitsstufen unterschieden werden.

- I. Regulärer Betrieb
- II. Regulärer Betrieb mit Einschränkungen
- III. Kritischer Betrieb
- IV. Schutzlösungen im Havariefall

In Stufe I liegen sowohl die optisch gemessenen Temperaturen als auch die optisch gemessenen Dehnungswerte der Zelle im vorgegebenen Toleranzbereich und es ist keine Schädigung aus der Historie bekannt. Die Temperaturgrenzen können dabei aus dem Datenblatt der Zellen bzw. den Vorgaben des Herstellers übernommen werden (üblicherweise 0-60 °C). Die regulären Grenzen der Dehnungsüberwachung können grundsätzlich aus der Erfahrung mit ähnlichen Zellen abgeschätzt werden (z.B. maximale reguläre Dehnungsänderung 500 µm/m). Um das individuelle Verhalten der Zellen genau zu kennen, müssen Einzelzelluntersuchungen durchgeführt werden.

In Stufe II soll eine Empfehlung ausgesprochen werden die Betriebsführung anzupassen. Das bedeutet, dass entweder aus der Historie der Zellen Vorschädigungen bekannt sind (z.B. ein- oder mehrmalige

Überschreitung der Temperaturgrenzen für den regulären Betrieb, gealterte Zellen) oder die aktuellen Temperatur- oder Dehnungswerte außerhalb der Grenzen für Stufe I, aber noch innerhalb eines noch zu definierenden Übergangsbandes liegen. Die Übermittlung des Zustandes erfolgt in erster Linie an das BMS von dem aus die maximale, zur Verfügung stehende Batterieleistung der Leistungselektronik mitgeteilt wird.

In Stufe III liegen die optischen Messwerte außerhalb der Toleranzzone von Stufe II und es besteht unmittelbare Gefahr einer Havarie. Der Zustand wird dem BMS mitgeteilt, sodass die Betriebsführung abgebrochen werden kann und die Havarie abgewendet wird. Die Grenzwerte für Temperatur und Dehnung sind ebenfalls noch zu ermitteln.

In Stufe IV lässt sich eine Havarie nicht mehr verhindern und ein „thermal-runaway“ ist bereits eingetreten oder steht kurz bevor. Bis zur Ausgasung einer oder mehrerer Zellen bleiben nur noch Sekunden, die genutzt werden können, um einen universellen Alarm auszulösen, der Personen in der Umgebung veranlasst den Gefahrenbereich zu verlassen oder ggf. weitere Sicherheitsvorkehrungen zu aktivieren (beispielsweise Auslösen einer Inertisierung der Batterie).

2.5 Aufgabenstellung Intelligentes Leistungsmodul – Infineon Technologies

Für das Batteriespeichersystem zur Erbringung von Momentanreserve bzw. für die aus dem Gesamtkonzept abgeleitete ILM-Leistungsklasse galt es, ein ILM-Konzept zu erforschen und umzusetzen, welches innovative, anwendungsrelevante Funktionen bereitstellt und somit von den Projektpartnern als universelle Basiskomponente genutzt werden kann. Ausgehend von der gemeinsamen Analyse der Anforderungen der Momentanreserve mit Hochleistungsbatterien durch das Projektkonsortium und ersten abgeschätzten Belastungs-/ Nutzungsbeschreibungen („Mission profiles“) war es die Aufgabe von Infineon entsprechend ein Konzept und im Projektverlauf Muster von intelligenten Leistungsmoduls (ILM) zu erarbeiten.

Die entsprechenden Hauptaufgabengebiete von Infineon im Verbund waren:

- Erforschung eines industrialisierbaren Konzepts für ein intelligentes Leistungsmodul (ILM) unter Berücksichtigung der Anforderungen der im Projekt betrachteten Anwendung bzw. Leistungsklasse
- Anwendungsnahe Validierung des ILM-Konzepts durch Labor- und Feldtests

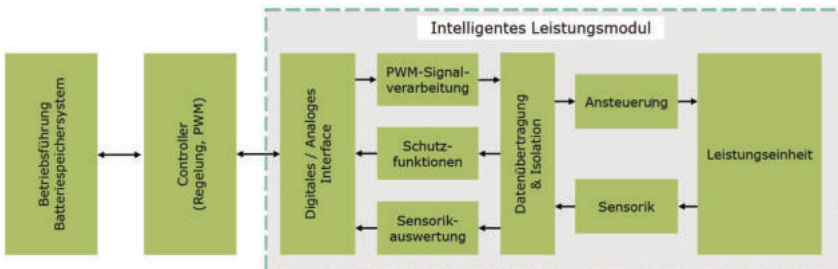


Abbildung 2-2: Intelligentes Leistungsmodul als Komponente eines Batteriespeichersystems zur Erbringung von Momentanreserve

Wie im Blockschaltbild in Abbildung 2-2 dargestellt bestehen intelligente Leistungsmodul aus dem Wesentlichen aus einer Leistungseinheit mit entsprechender Kühltechnik, Baugruppen zur Signalverarbeitung und Ansteuerung der Leistungseinheit sowie Sensorik. Weiterhin besitzt ein ILM zur Anbindung an den übergeordneten Controller eine analoge bzw. digitale Schnittstelle. Durch das Vereinen dieser Komponenten zu einem einzigen, robusten und zuverlässigen Bauelement entsteht eine leicht handhabbare Lösung, die effizient und flexibel in Systeme zur Energiewandlung integriert werden kann.

2.5.1 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Alternativ zum Einsatz von intelligenten Leistungsmodulen ist es technisch möglich, den Stromrichter für das Batteriespeichersystem aus den entsprechenden Einzelkomponenten von Infineon aufzubauen. Das dafür notwendige Knowhow ist bei einigen spezialisierten Firmen vorhanden, stellt aber eine Markteintrittsbarriere für neue Anbieter im Markt für Speichersysteme dar, die sich eher durch neue Dienstleistungen und Lösungen auf Systemebene etablieren wollen. Die Verwendung von intelligenten Leistungsmodulen als Basiskomponenten für den Stromrichter eines Batteriespeichersystems ist speziell für solche Firmen vorteilhaft, da sich hierdurch entscheidende Vereinfachungen für das Systemdesign ergeben.

Intelligente Leistungsmodul kombinieren Leistungshalbleiter, Treiber, Kühlkörper, Sensoren sowie Steuerungs- und Kommunikationsbausteine in einem kompakten Aufbau. Die in ILMs integrierten Funktionen wie bspw. Strommessung, Temperaturmessung oder Ansteuerlektronik ermöglichen eine deutliche Reduzierung von Entwicklungszeiten und –kosten. So können mit ILMs als vollständig getestete und qualifizierte Komponenten in sehr kurzer Zeit leistungsfähige, effiziente und zuverlässige Stromrichtersysteme realisiert werden. Weiterhin ermöglichen ILMs durch die integrierten Funktionen deutliche Systemkosteneinsparungen.

Aus der laufenden Transformation des Energieversorgungssystems – wie sie auch in der Energiewende beabsichtigt ist – ergibt sich ein zunehmender Bedarf an netzgekoppelten Batteriespeichersystemen. Hierdurch entsteht entsprechend auch Bedarf an für den Einsatz in dieser Applikation optimierten ILMs. Daher war es Gegenstand dieses Projekts, ein für die hier betrachtete Anwendung (bzw. für den hier betrachteten Leistungsbereich) optimiertes ILM-Konzept zu erarbeiten.

2.5.2 Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Gesamtprojekt war in acht Arbeitspakete (AP) unterteilt. Die für dieses Vorhaben relevanten APs sind im Folgenden kurz aufgeführt. Zunächst wurde in einer gemeinsamen Phase die Konzeption der Momentanreserve und der Schlüsselkomponenten im Verbund abgestimmt (AP1). Die Arbeiten zur Modellierung des Gesamtsystems (AP2) wurden aus diesem Teilvorhaben durch Modelle des ILMs unterstützt. Der Schwerpunkt der Arbeiten lag im AP3 „Aufbau der Komponenten und des Gesamtsystems“ und dem AP6 „Laboruntersuchungen Gesamtsystem“. Wesentliche Arbeiten dabei waren

- Erforschung eines ILM-Konzepts und dessen Design-Umsetzung als Test-Vehikel
- Sicherstellung der effizienten ILM-Integration in das Gesamtsystem durch aktive Begleitung des Entwurfs von Schaltschrank und Kühlsystem
- Modellierung des ILM-Test-Vehikels für elektrische und thermische Simulationen
- Aufbau und Inbetriebnahme von ILM-Test-Vehikeln

- Validierung und Optimierung des ILM-Konzepts durch Labortests

Ergänzend wurden die Feldtests in AP7 (Durchführung bei den Projektpartnern) und die wirtschaftlichen Betrachtungen durch die Partner zu möglichen Geschäftsmodellen (AP8) aktiv unterstützt.

2.5.3 Stand der Technik, an den angeknüpft wurde

Das Portfolio von Infineon beinhaltet ILMs für verschiedene Leistungsklassen bzw. Anwendungsbereiche. ILMs für höhere Leistungen sind mit Standard-Topologien (Halb- oder Vollbrücke) verfügbar und werden in Kombination mit einem Zwischenkreis als sog. Stacks erfolgreich u.a. in erneuerbaren Energiesystemen (Wind, Solar) und in der industriellen Antriebstechnik eingesetzt.



Abbildung 2-3: Intelligente Leistungsmodule bzw. Stacks von Infineon (von links: PrimeSTACK, ModSTACK 3, ModSTACK HD3)

In Abbildung 2-3 sind beispielhaft einige intelligente Leistungsmodule bzw. Stacks aus dem Infineon-Portfolio gezeigt. Diese Lösungen haben sich in den o.g. Anwendungen als robuste Stromrichter-Komponenten bewährt, entsprechen in der verwendeten Technologie aber nicht mehr dem Stand der Technik. Um auch zukünftigen Applikationsanforderungen gerecht zu werden, ist es notwendig, das ILM-Portfolio entsprechend weiterzuentwickeln. Als wesentliche Aspekte für ILMs der nächsten Generation werden hierbei eine Erhöhung der Leistungsdichte, die Integration innovativer Features wie intelligente Schutzmechanismen und digitale Bus-Kommunikation sowie die Optimierung für neu entstehende Applikationen wie netzgekoppelte Hochleistungsspeichersysteme gesehen.

2.5.4 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen des Projektes wurde eng mit den Verbundpartnern zusammengearbeitet. Darüber hinaus wurde in diesem Teilvorhaben keine wesentliche Unterbeauftragung an Dritte vergeben.

2.6 Aufgabenstellung Wechselrichtersystem – KEBA Industrial Automation Germany

Die Ziele des Projekts sind die Konzeption und der Aufbau eines Demonstrators zur Erbringung von Momentanreserve als Systemdienstleistung für Betreiber von Energieversorgungsnetzen sowie die Erforschung seines Verhaltens in der Praxis und dessen Bewertung in Bezug auf den vorgesehenen späteren Einsatzbereich. Abgerundet wird das Projekt durch den Entwurf und die Evaluierung von Verwertungsmöglichkeiten und möglichen Geschäftsmodellen für die Erbringung von Systemdienstleistungen.

Der Demonstrator enthält als Kernkomponente einen sogenannten Stack-Wechselrichter, der im Rahmen des Projekts konzipiert und aufgebaut werden soll. Der Stack-Wechselrichter koppelt eine Hochleistungsbatterie mit dem Versorgungsnetz und steuert den Energiefluss zwischen beiden Systemen. Der Demonstrator soll im Leistungsbereich von 400 kW mit einem Batteriespeicher bei einem Energieinhalt von etwa 50 kWh und kleiner ausgelegt werden. Der Feldtestbetrieb soll sich über mehrere Monate erstrecken um eine aussagekräftige praxisnahe Erforschung und Bewertung seines Verhaltens sicherzustellen.

2.6.1 Aufgabenstellung

Das Teilvorhaben „Steuerelektronik, Software-Plattform und Gesamtintegration“ hat zum Ziel, die Steuerelektronik für den Wechselrichter zu konzipieren und zu validieren sowie eine Software-Plattform für die Implementierung der vom Projektpartner EFZN zu untersuchenden Steuerungs- und Regelungsverfahren bereitzustellen. Für die Analyse des Feldtestbetriebs werden die erforderlichen Datenlogger-Funktionen erarbeitet und in die Wechselrichtersteuerung integriert. Weiterhin wird die Gesamtintegration der Teilkomponenten des Demonstrators im Rahmen dieses Teilvorhabens erarbeitet und durchgeführt. Die Umsetzung und Zusammenführung der Teilkonzepte ergeben ein Gesamtsystem, welches in Form von zwei Piloten aufgebaut und getestet wird.

Das System wird an einem 400-V-50-Hz-Versorgungsnetz betrieben. Aufgrund der zukünftigen Integration von Batteriespeichern in Photovoltaik-Großkraftwerke sollten auch zukünftige Batteriesysteme auf eine Systemspannung von 1500 V DC ausgelegt werden. Die Systemspannung von 1500 V in der Photovoltaik verspricht Kostensenkungen für Photovoltaikkraftwerke und wird damit in Zukunft als Standard-Systemspannung angesehen. Die mit der Erhöhung der Systemspannungen auf 1500 V erreichbaren Kostensenkungen wurden in einem vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Forschungsprojekt „Giga-PV“ erforscht.

Es ist für die Zukunftssicherheit der Ansatz zu verfolgen, alle Komponenten, bei denen es nach heutiger Verfügbarkeit möglich ist, auf eine maximale Spannung von 1500 V auszulegen. Aufgrund von normativen Anforderungen der elektrischen Sicherheit an die Luft- und Kriechstrecken aus der DIN EN 62109-1 (Sicherheit von Wechselrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen) ergeben sich ab einer DC-Spannung von 1250 V stark erhöhte Anforderungen an die Isolationsabstände. Sofern Komponenten diese Anforderungen noch nicht auf dem Level eines Serienproduktes erfüllen, wird der Ansatz verfolgt, die Testvehikel bis zu einer Systemspannung von 1500 V unter abgesicherten Laborbedingungen zu erforschen. Für die Feldversuche ist zur Erfüllung der elektrischen Sicherheit aller Komponenten eine Begrenzung der maximalen Systemspannung des Wechselrichters auf Werte von 1000 V bis 1250 V technisch ausreichend.

In Kooperation mit dem Projektpartner Infineon erfolgt die Konzeption der Leistungselektronik. Die Leistungselektronik besteht aus intelligenten Leistungsmodulen (ILM) der Firma Infineon sowie einem Zwischenkreis. Der nominelle Strom des ILMs muss so gewählt werden, dass die Halbleiterchips im Inneren des Leistungsmoduls in allen Betriebspunkten innerhalb der spezifizierten Temperaturen betrieben werden. Die Kapazität des Zwischenkreiskondensators muss so ausgelegt werden, dass der durch den Wechselrichter hervorgerufene Rippelstroms hinreichend gefiltert wird. Der maximale erlaubte Rippelstrom durch die Batterie darf dabei nicht überschritten werden. Zudem muss der Zwischenkreiskondensator im Hinblick auf seine Eignung für zu erwartende Rippelströme und für die maximale Spannung ausgelegt werden.

Neben der Leistungselektronik sind alle Komponenten des Schaltschranks nach den Vorgaben des Lastenhefts zu konzeptionieren. Dies umfasst auch die Auslegung von Sicherungen, Leitungsquerschnitten und Isolierungen für die elektrische Sicherheit sowie Entstörmaßnahmen zur Einhaltung der Normen der elektromagnetischen Verträglichkeit.

Für die Ansteuerung und Auswertung der ILMs ist eine Schnittstelle zwischen ILMs und Steuerelektronik zu konzeptionieren. Innerhalb der Leistungsmodule werden Messwerte von Strömen, Spannungen und Temperaturen aufgegriffen, die aktuelle Sperrschichttemperatur ermittelt und zu Diagnosezwecken bereitgestellt. Anhand dieser Daten sind z. B. Restlebensdauerabschätzungen und somit eine präventive Wartung des Moduls möglich. Für eine Auswertung der Daten muss eine Ankopplung des ILMs an die Steuerelektronik per digitaler Schnittstelle erfolgen. Für eine spätere Verwertung und Vermarktung ist eine Skalierbarkeit der Endstufenleistung vorteilhaft. Unter diesem Aspekt der Skalierbarkeit und der damit notwendigen Parallelschaltung von ILMs ist die Möglichkeit der Ansteuerung mehrerer paralleler ILMs erstrebenswert. Das Konzept soll daher auch für die Ansteuerung der ILMs ein Echtzeit-Bussystem anstreben, welche die parallele Ansteuerung von ILMs unterstützt.

2.6.2 Planung und Ablauf

Die Aufgaben wurden im Rahmen der nachfolgend dargestellten Arbeitspakete geplant und abgearbeitet. Das Arbeitspaket 1 beinhaltet die Grundkonzepte und Pflichtheftdefinitionen für das gesamte Wechselrichtersystem, in Arbeitspaket 3 werden diese konkret entwickelt und prototypisch aufgebaut. In Arbeitspaket 6 erfolgen Laboruntersuchungen des Gesamtsystems während diese aufbauend darauf in Arbeitspaket 7 in der Feldumgebung durchgeführt werden. Parallel werden in Arbeitspaket 8 Daten zu Wirtschaftlichkeit, Geschäftsmodellen und Use-Cases generiert und vom Partner EFZN gebündelt aggregiert und ausgewertet. Im Folgenden sind die Arbeitspakete detaillierter ausgeführt.

Arbeitspaket 1: Konzeption Momentanreserve und Schlüsselkomponenten

Im ersten Schritt werden Konzepte für die einzelnen Teilbereiche erarbeitet. Das in der Konzeptphase bearbeitete Arbeitspaket 1 lässt sich in die wichtigsten Teilkomponenten Leistungselektronik, Steuerelektronik, Netzanbindung, Kühlsystem und Prüfstand unterteilen. Die technischen Anforderungen im Hinblick auf Umweltbedingungen, Strom- und Spannungsgrenzwerte, Lebensdauer, Bedienung, Normen der elektrischen Sicherheit und elektromagnetischen Verträglichkeit, Netzanschlussrichtlinien, Schaltfrequenzen, Regelungsanforderungen, mechanischen Abmessungen und Gewicht werden in einem Lastenheft festgelegt. Dieses definiert die Randbedingungen der folgenden Teilkonzepte.

Für die Integration des Wechselrichters in das Gesamtsystem sind die externen Signal- und Leistungsschnittstellen zu entwerfen und zu definieren. Dies umfasst bei Signalschnittstellen die Definition der Übertragungsstandards und Protokolle bei digitalen sowie der Signalbereiche bei analogen Schnittstellen. Für die Leistungsschnittstellen sind die Grenzwerte der Ströme und Spannungen sowie die Anschlusstechnik zu entwerfen.

Für die Netzankopplung des Wechselrichters sind Konzepte für ein Netzfilter und für eine Messwerterfassung zu erarbeiten. Das Netzfilter filtert die schaltfrequenten Anteile des Wechselrichters und bestimmt mit seiner Übertragungsfunktion maßgeblich das Verhalten der Regelstrecke des netzseitigen Stromreglers. Damit beeinflusst das Netzfilter das Systemverhalten im Hinblick auf dynamische Netzstützung sowie Oberschwingungskompensation durch den Wechselrichter. Signifikanten Einfluss auf die Übertragungscharakteristik des Netzfilters hat zudem die Impedanz des speisenden Netzes [34]. Es ist davon auszugehen, dass Batteriespeicher vermehrt zur Stützung von Versorgungsnetzen in schwach vernetzten Regionen zum Einsatz kommen. Diese Netze weisen aufgrund von großen Leitungslängen und geringer Kurzschlussleistung eine hohe Netzimpedanz auf. Der Einfluss der Netzimpedanz ist bei der Konzeptionierung des Netzfilters zu berücksichtigen und stellt aufgrund der hohen Schwankungsbreite eine Herausforderung dar.

Für die Realisierung des Modells der virtuellen Synchronmaschine und einer Strombandregelung ist eine Messwerterfassung der Netzströme und Spannungen mit hoher Bandbreite und Signalqualität notwendig. Die notwendige Bandbreite und Messgenauigkeit ist im Konzept der Messwerterfassung zu ermitteln und bei der Konzeptionierung zu berücksichtigen.

Im Betrieb fallen sowohl im Wechselrichter, als auch in der Batterie nennenswerte Verlustleistungen an, welche an die Umgebung abgeführt werden müssen. Aufgrund der hohen Verlustleistungsdichte sind die ILMs wassergekühlt ausgeführt. Neben der Leistungselektronik sind auch die Verlustleistungen der weiteren Komponenten (Netzfilter, Leitungen, Schütze, Kondensatoren usw.) abzuführen. Bei einer Vermarktung des Systems stellt sich ein Wettbewerbsvorteil ein, wenn das System mit einer

erhöhten Schutzklasse gegenüber Umwelteinflüssen (Staub, Feuchtigkeit) ausgeführt wird. Zudem erhöhen sich damit die Zuverlässigkeit und damit die Versorgungssicherheit.

Daher ist ein Kühlkonzept mit erhöhter Schutzklasse von mindestens IP54 anzustreben und bei der Konzeptionierung des Kühlkonzepts zu berücksichtigen. Das Kühlkonzept ist auf Basis von Berechnungen und Simulationen zu verifizieren und in die Auslegung einzubeziehen. Dazu ist der Wechselrichter inklusive der relevanten Einzelkomponenten als thermisches System simulativ abzubilden. Das Kühlsystem ist zudem auf eine geringe Belastung der Leistungselektronik in Bezug auf Temperaturhübe auszulegen, um die Lebensdauer zu erhöhen. In Kooperation mit dem Projektpartner AKASOL ist ein integriertes Kühlkonzept von Wechselrichter und Batterie zu entwerfen. Dabei ist die Frage zu beantworten, ob Wechselrichter und Batterie durch einen gemeinsamen Kühlkreislauf entwärmt werden können.

Arbeitspaket 3: Aufbau der Komponenten des Gesamtsystems

Auf Basis der konzeptionierten Steuerelektronik erfolgt in diesem Arbeitspaket die Konzipierung der Hard- und Software der Steuerelektronik. Die Konzipierung der Hardware beinhaltet Bauteilauswahl, Schaltplan- und Layouterstellung, Funktionsmusterfertigung und -Inbetriebnahme. Die Konzipierung der Software umfasst die Architekturbeschreibung, die Einrichtung der Entwicklungsumgebung, der Entwurf der Basissoftware, die Implementierung des Laufzeitsystems für die modellbasierte Programmierung und die Untersuchung der Kommunikationsprotokolle und der Datenlogger-Funktionalitäten.

Die theoretischen Betrachtungen der Konzeptphase sollen in ein konkretes Design der Steuerelektronik, des Wechselrichterschaltzschanks, des Kühlsystems und des Prüfstandes überführt werden.

Zunächst erfolgt dafür eine Zusammenführung der Einzelkonzepte und Detailentwürfe der Teilsysteme zu einem Konzept des Gesamtsystems. Entsprechend der Ergebnisse der Entwicklungsphase erfolgt der Aufbau der Komponenten und des Gesamtsystems. Nach dem Aufbau des Gesamtsystems werden die Teilsysteme funktionalen Tests unterzogen. Im nächsten Schritt erfolgt der funktionale Test des Gesamtsystems. Mit Abschluss des Arbeitspaketes 3 soll ein System zur Verfügung stehen, das den Anforderungen für einen vollautomatischen Feldbetrieb genügt.

Arbeitspaket 6: Laboruntersuchungen des Gesamtsystems

Im diesem Arbeitspaket wird ein Katalog von Prüfkriterien erarbeitet, an Hand dessen das Gesamtsystem getestet und bewertet wird. Dies beinhaltet die Detailspezifikation der Testprozedur am Netzsimulator zum Test der Momentanreserve als Funktion der Netzfrequenz. Neben Bewertungskriterien werden Testabläufe definiert und für den Einsatz in der Prüfstandsumgebung umgesetzt. Ziel des zu entwerfenden Prüfkatalogs ist es, die im Lastenheft definierten technischen Spezifikationen abzu prüfen.

Nach Erstellung der Prüfkriterien wird das Gesamtsystem in Betrieb genommen. In diesem Schritt soll zunächst der Pilot mit vollem Funktionsumfang betrieben werden und einem ersten Lasttest unterzogen werden. Nach Inbetriebnahme ist ein Parametersatz für den vollautomatischen Betrieb zu erstellen. Der Parametersatz dient als Grundlage der durchzuführenden Prüfungen. Als Grundlage für einen gefahrungsfreien Betrieb der Funktionsmuster erfolgt eine Überprüfung der elektrischen Sicherheit des Wechselrichters.

Nach der Inbetriebnahme erfolgt die Validierung des Systems nach den zuvor festgelegten Prüfkriterien. Dabei werden Temperaturläufe des Wechselrichters und Untersuchungen zur dynamischen Netzstützung und Regelung der Momentanreserve am Inselnetzprüfstand durchgeführt. Nach Durchlauf der Prüfungen werden die Ergebnisse ausgewertet und das System nachoptimiert.

Arbeitspaket 7: Felduntersuchungen des Gesamtsystems

Nach erfolgter Einarbeitung der Ergebnisse der Prüfungen soll für Arbeitspaket 7 ein Funktionsmuster für die Integration des Systems in die Niederspannungs-Hauptverteilung des Campus des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen in Goslar erstellt werden.

Dort erfolgen die Verbindung von Wechselrichter und Batterie und der Anschluss an das Niederspannungsnetz. KEBA unterstützt die Integration durch die Installation des Wechselrichters, die Inbetriebnahme des Gesamtsystems und durch den technischen Support während der Feldtestphase. Während der Feldtestphase sollen Betriebsdaten genutzt werden, um das Verhalten des Wechselrichters im autonomen Feldtestbetrieb zu bewerten. Anhand der Betriebsdaten sollen Rückschlüsse gezogen werden, die der Optimierung des Systems im Hinblick auf seine Verfügbarkeit dienen.

Im Einzelnen ergeben sich die Untersuchung der Einzelkomponenten im Gesamtsystem, die Untersuchung der Funktionalität des Gesamtsystems, die Implementierung der Regelung, die Überprüfung des Konzepts, der Einsatzmöglichkeiten und -grenzen unter dem Gesichtspunkt eines vollautomatisierten Betriebs.

Arbeitspaket 8: Wirtschaftlichkeit, Geschäftsmodelle und Use-Cases

Über die gesamte Projektlaufzeit erstreckt sich das Arbeitspaket 8 der Kosten-Nutzen-Analyse im Vergleich mit konkurrierenden Systemen. Für diese Analyse wird eine Berechnung der Herstellkosten des Wechselrichtersystems von KEBA ausgeführt und dem Partner EFZN zur Integration in seine Berechnungen zur Verfügung gestellt. Für einen wirtschaftlichen Betrieb des Systems spielt zudem der Umwandlungswirkungsgrad eine entscheidende Rolle. Daher ist es ein weiteres Ziel bei der Auslegung des Wechselrichters einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erreichen. Für die Kosten-Nutzen-Analyse sind Wirkungsgrade und Eigenverbrauch des Wechselrichters zu messen. Perspektivische Ziele sind Anwendungen zur Erhöhung der Power Quality, Ermittlung von Anwendungs-Szenarien in der Elektrizitätsversorgung (öffentlich oder auch Industrienetze).

2.6.3 Stand der Technik

Nach dem Stand der Technik sind Lösungen zur Kopplung von Batterien an Energieversorgungsnetze bekannt. Die Systeme werden jedoch vornehmlich zur Pufferung der von volatilen Energieerzeugern ins Netz eingespeisten Erzeugungsspitzen eingesetzt. Die Erbringung von Momentanreserve ist aufgrund begrenzter Leistungsdaten und Regelungsmöglichkeiten von Batterie und Wechselrichter nicht vorgesehen.

Die autonome Nachbildung des Betriebsverhaltens eines Synchrongenerators auf einem industriell eingesetzten Einspeise-Wechselrichter ist derzeit nicht am Markt verfügbar.

Die Implementierung eines dynamischen Maschinenmodells mit frei einstellbaren Parametern als digitale Simulation auf einem Mikrocontroller/DSP erfordert bei kleinen Simulationsschrittweiten eine erhebliche Rechenleistung. Heutige Steuerelektroniken weisen diese Rechenleistung nicht auf, so dass mit dem Wechselrichter kein autonomer Betrieb als virtuelle Synchronmaschine möglich ist. Stattdessen werden durch übergeordnete Energiemanager durch Statiken Wirk- und Blindleistungswerte ermittelt und diese über ein Kommunikationsmedium an die einzelnen Einspeiser übertragen. Nachteilig ist dabei, dass immer ein Kommunikationskanal vorhanden sein muss. Für transiente Vorgänge muss zudem eine kurze Übertragungszeit erzielt werden, was z. B. durch Rundsteuersignale nicht erreicht werden kann.

Somit ist mit dem heutigen Stand der Technik kein autonomer Betrieb mit Bereitstellung von Momentanreserve möglich.

Die Ansteuerung der Leistungsteile heutiger Wechselrichter erfolgt durch die Übergabe von Schaltsignalen für jeden IGBT. Die Übertragung zwischen Steuerelektronik und Leistungselektronik erfolgt zustandsgesteuert durch Übertragung von Spannungspegeln für jeden IGBT einzeln. Die Schnittstelle zwischen Steuer- und Leistungselektronik ist damit bei großer Baugröße des Wechselrichters aufgrund der Kabellängen störanfällig. In der Leistung kann das System, bei Überschreitung des Ratings eines Leistungsmoduls, nur skaliert werden, indem Steuer- und Leistungselektronik dupliziert und parallel geschaltet werden. Innerhalb eines Erzeugers wird damit auch die Intelligenz auf mehrere Steuerelektroniken verteilt, was aus Aspekten der Regelungstechnik ungünstig ist. Über zusätzliche Kommunikationskanäle müssen Informationen im Regelungsstakt zwischen den einzelnen Steuerteilarten ausgetauscht werden und Regelungsstakte synchronisiert werden.

Um diesen Nachteil zu überwinden, wird in diesem Projekt eine digitale Echtzeit-Busverbindung zwischen Steuerelektronik und Leistungsteil entworfen. Damit ist eine Skalierbarkeit mit zentraler Intelligenz möglich. Der heutige störanfällige Kanal wird durch eine digitale Übertragung ersetzt. Die Übertragung kann durch Prüfsummen oder redundante Übertragung abgesichert werden.

Heutige Leistungsmodule stellen keine Diagnoseinformationen zur Verfügung. Die Einhaltung der Lebensdauer wird über das Design festgelegt. Bei Lebensdauerverkürzungen, z. B. durch viele Temperaturzyklen in Netzen mit starken Frequenzschwankungen, kann es mit heutigen Wechselrichtern zu verfrühten Ausfällen der Leistungsmodule kommen. Mit der Auswertung der Diagnoseinformationen und der aktuellen Sperrschichttemperaturen der Leistungsmodule können eine präventive Wartung oder ein Tausch der Leistungsmodule erreicht werden. Die Betriebssicherheit wird gegenüber heutigen Systemen damit bedeutend erhöht.

Heutige Wechselrichter im betrachteten Leistungsbereich werden mit einer maximalen DC-Spannung von 1000 V betrieben. Im Bereich der Photovoltaik-Zentralwechselrichter ist ein deutlicher Trend zu



einer Systemspannung von 1500 V zu erkennen. Die treibenden Faktoren sind dabei Einsparungen bei der Verkabelung, Reduzierung der Ströme und dem damit verbundenen Potential der Kosteneinsparung. Unter dem Aspekt der zukünftigen Systemintegration von Photovoltaik-Großkraftwerken und Batteriespeichern ist es in der langfristigen Aussicht unabdingbar das Gesamtsystem auf eine maximale DC-Spannung von 1500 V auszulegen.

3 Ergebnisse Gesamtsystem/ Maschinenmodell – EFZN/ TU Clausthal

3.1 Konzeption Momentanreserve und Schlüsselkomponenten

Für die Bereitstellung von virtueller Schwungmasse – virtuelle Momentanreserve – ist ein jeder bidirektionale Wechselrichter mit einem geeigneten Speicher am Gleichstromzwischenkreis (meist Batteriespeicher, wobei auch andere Speichertypen wie z.B. Schwungmassespeicher oder SuperCaps verwendet werden können) geeignet. Hierbei handelt es sich typischerweise um einen zwei Level IGBT-Umrichter als Dreileiter-Topologie¹ mit einer gesteuerten B6-Brückenschaltung und nachgeschaltetem LC- oder LCL-Netzfilter. Ein prinzipieller Aufbau eines solchen Systems ist in Abbildung 3-1 zu sehen.

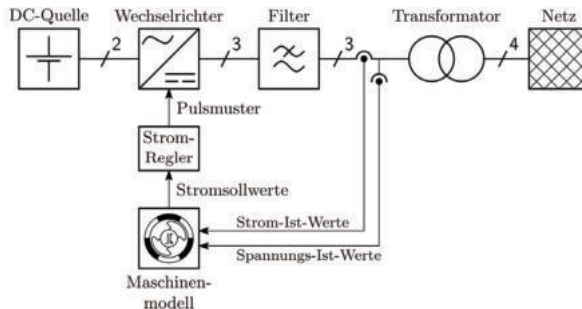


Abbildung 3-1: Prinzipieller Aufbau eines Wechselrichtersystems zur Erbringung von Momentanreserve mit dem Konzept der virtuellen Synchronmaschine. Hier am Beispiel eines Dreileiter-Wechselrichters mit Trenntransformator zur symmetrischen Einspeisung in ein Vierleiter-Netz

Im Projekt ist vorrangig die Untersuchung zur Erbringung von Momentanreserve eines solchen Systems vorgesehen. Hierbei wird bei dem Energiespeicher nicht nur ein hoher Energiegehalt, sondern vor allem auch eine hohe Dynamik gefordert. Die Funktion der virtuellen Schwungmasse wird durch das Maschinenmodell realisiert. Diesem werden die am Wechselrichter Ausgang gemessenen Spannungen als Eingangsgrößen übergeben. Das Modell wird in Echtzeit auf einem digitalen Signalprozessor (DSP-Hardware) simuliert und die berechneten Maschinenströme über die definierte Schnittstelle an die Wechselrichter-Regelung (hier: Stromregler) übergeben um diese letztendlich einzuprägen.

AP 1.1 Lastenheft für das Gesamtsystem, Normen, TAB, Eckdaten

Im Konsortium wurde ein detailliertes Konzept für das in Abbildung 3-1 dargestellte Gesamtsystem bestehend aus Batterie, Wechselrichter, Sicherheitskonzept und Modellierung erarbeitet und in Form eines Lastenhefts dokumentiert. Basierend auf der Definition des Funktionsumfangs des Demonstrators zur Erbringung von Momentanreserve wurden die elektrischen Kennwerte (Nennleistung, Energieinhalt Batterie etc.) des Demonstrators, sowie die Betriebsbedingungen (Temperaturbereiche, mögliche Anforderungen bzgl. Überlastfähigkeit, zulässiger Spannungsbereich Netzverknüpfungspunkt etc.) festgelegt. Weiterhin erfolgte die Definition der Schnittstellen („power and signals“) zwischen den verschiedenen Einzelkomponenten des Gesamtsystems.

¹ eine Vierleiter-Topologie ist äquivalent umsetzbar, im Projekt nach dem Anforderungskatalog aber nicht vorgesehen

Tabelle 3-1: Elektrischen Kennwerte des Demonstrators von ReserveBatt

Gesamtsystem Eckdaten	
Maximale Wirkleistung	400 kW
Maximale Scheinleistung	400 kVA
Maximale Dauerwirkleistung	200 kW
Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$	[-1;1]
Maximale Batteriespannung U_{DC}	< 1000 V
Energiegehalt Batterie: E_{DC}	Abhängig von max. C-Rate und thermischer Auslegung Erste Näherung: <50 kWh

Neben den Elektrischen Kennwerten des Demonstrators und der Teilkomponenten wurde im Lastenheft auch mithilfe der Analyse von Frequenzdaten eine grobe Abschätzung der Leistungsbereitstellung aus der SDL synthetische Momentanreserve vorgenommen.

Momentanreserve wirkt nach [35] als „eine[...] Änderung in der Phasenlage der Mitsystem-Grundschiwingung unverzögert entgegen [...] und [trägt] somit zur Begrenzung des maximalen Gradienten der Frequenzänderung bei [...]“.

Nach [2] ist die Momentanreserve P_{inert} definiert als:

$$P_{inert} = D\omega_i + 2J\pi\omega_r \frac{df_i}{dt} [W] \quad (3.1)$$

ω_i/f_i ist dabei die inertielle Kreis-/Frequenz des Drehstromnetzes, ω_r die Rotorkreisfrequenz, D die Dämpfung und J das Trägheitsmoment. Um eine grobe Parametrierung des aufzubauenden Batterie-Umrichtersystems vorzunehmen, wurden hoch aufgelöste Frequenzdaten, die vom Kooperationspartner TenneT bereitgestellt wurden, ausgewertet. Die folgende Abbildung 3-2 zeigt exemplarisch die Häufigkeit der Differenzenquotienten (in erster Näherung dem Frequenzgradienten) für eine Messintervall aus dem Herbst 2017.

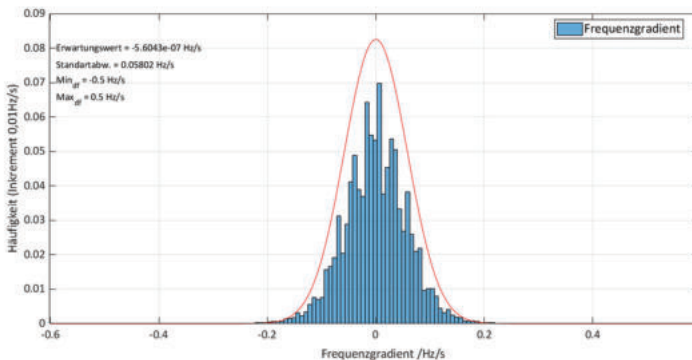


Abbildung 3-2: Darstellung des Frequenz-Differenzenquotienten der ausgewerteten Messdaten der Firma TenneT aus dem Herbst 2017 [36]

Mit der Verteilung der Frequenzgradienten für eine erste Abschätzung der Umrichter-Leistungsabgabe zur Verfügung. Die Frequenzgradienten sind in diesem Fall normalverteilt mit einem Mittelwert von ungefähr null und einer Standardabweichung von 0,05813 Hz/s. Da die Momentanreserveleistung P_{inert} nach Gleichung (3.1) proportional zum Frequenzgradienten $\frac{df}{dt}$ und zur Massenträgheit J , kann mithilfe der Verteilung die Zielumrichterleistung für verschiedene Fre für Frequenzgradienten definiert werden. Abbildung 3-3 zeigt eine Kurvenschar der Umrichterleistung in Abhängigkeit des maximalen Frequenzgradienten und der relativen Eintrittswahrscheinlichkeit

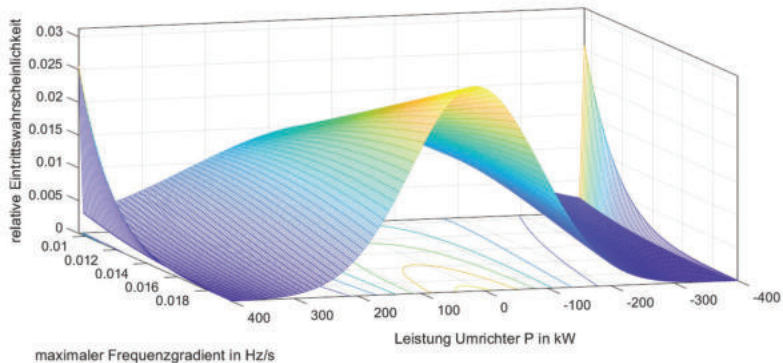


Abbildung 3-3: Umrichterleistung in Abhängigkeit des maximalen Leistungsgradienten und der relativen Eintrittswahrscheinlichkeit [36]

Zu sehen ist, dass mit geringerem Maximalwert der Umrichter häufig an seiner Auslegungsgrenze gefahren ($\frac{df}{dt} \uparrow$) wird und bei höheren Maximalwerten ($\frac{df}{dt} \downarrow$) häufiger nahe des Leerlaufs fährt.

Eine spätere, optimierte Lösung wird auf Basis der Abwägung von maximalem Leistungs- und/oder Energiedurchsatz der Batterie und Langlebigkeit der Komponenten ermittelt werden. Eine optimale Lösung kann erst unter Berücksichtigung weiterer Randbedingungen, wie z.B. dem wirtschaftlichen Nutzen (z.B. durch entsprechende Vergütung), dem maximal zulässigen Frequenzgradienten und Frequenzabfall gefunden werden und ist für jeden späteren Anwendungsfall individuell zu bestimmen.

AP 1.4 Konzepterstellung für die Regelung und Steuerung

Regelung und Steuerungskonzept des Wechselrichtersystem Pilot 1

Im Rahmen des Lastenheftes wurde für die Regelung des Wechselrichtersystems eine Stromsollwertvorgabe vom Maschinenmodell festgelegt. Diese wird von einem Spannungszeiger geführten VISMA-Maschinen mit variablem synthetischem Trägheitsmoment erzeugt. Das Blockschaltbild für das Regelungs- und Steuerungskonzept des Gesamtsystems Pilot 1 sieht folgendermaßen aus:

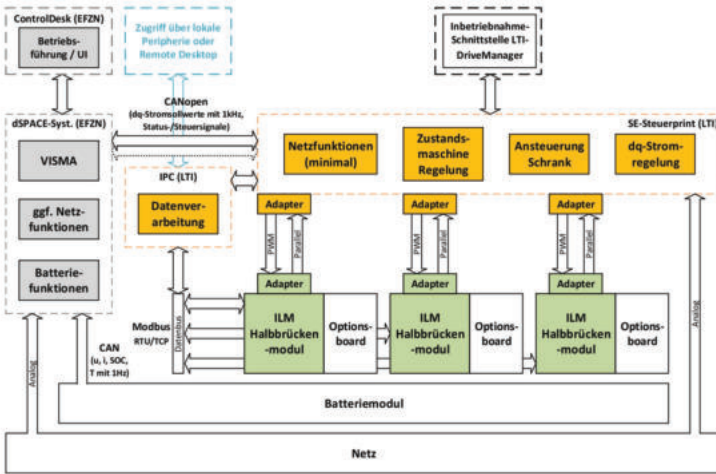


Abbildung 3-4: Blockschaltbild Wechselrichtersystem ReserveBatt Pilot 1 – Grau: Funktionen implementiert durch EFZN/TUC, Gelb Funktionen implementiert durch

Das ReserveBatt-Wechselrichter Pilot1 wird eine Standardansteuerungselektronik (SE-Steuerprint) eingesetzt. Das Maschinenmodell wird, aufgrund der benötigten Rechenkapazität, noch auf einem externen Rapid-Control-Prototype-System (RCP-System) betrieben. Es handelt sich in diesem Fall um einer dSPACE Micro-Lab-Box, welche dazu vom EFZN/TU Clausthal aus den dafür vorgesehenen Projektmitteln angeschafft wurde. Dieses RCP-System steuert zudem die Kommunikation mit der Batterie und überwacht den Netzanschlusspunkt. Die Stromsollwerte werden in dq-Koordinaten über die CANopen-Kommunikationsschnittstelle an die Steuerelektronik im Wechselrichter mit einer Taktrate von 1 kHz gesendet, verarbeitet und über eine PWM (Pulsweitenmodulation) an die ILM-Halbrückenmodule der einzelnen Phasen übertragen. Zudem werden weitere Status- und Steuersignale über die Schnittstelle gesendet. Somit lassen sich über die ControlDesk-Oberfläche des RCP-Systems alle Funktionen des Wechselrichters ausführen und zusätzlich über die zusätzlich eingebaute Sensorik überwachen. In diese Konfiguration Pilot1 kann bereits das Maschinenmodell und weitere Funktion auf einem Demonstratorsystem getestet werden. So konnte unabhängig der angedachten neu entwickelten Hardwarekomponenten für das Wechselrichtersystems- z.B. die neu entwickelte Steuerelektronik mit MATLAB/Simulink-Programmierschnittstelle von LTI/KEBA und der neu entwickelten Steuerungselektronik mit Strom-Hysterese-Regel intelligenten der ILM-Halbrückenmodule von Infineon – das Gesamtsystem in Betrieb genommen und ausgiebig getestet werden.

Regelung und Steuerungskonzept des Wechselrichtersystem Pilot 2/Prototyp

Erst in einem zweiten, aufgebauten WR-System, im Folgenden Prototyp/Pilot 2 genannt, werden die auf dem RCP-System implementierten Funktion des Maschinenmodells und Netzüberwachung direkt auf der Steuerelektronik (HW-Board(LTI) im Wechselrichter implementiert und somit die Steuersignale ohne Umweg über die CANopen-Kommunikationsschnittstelle per PWM an die Halbrückenmodule gesendet.

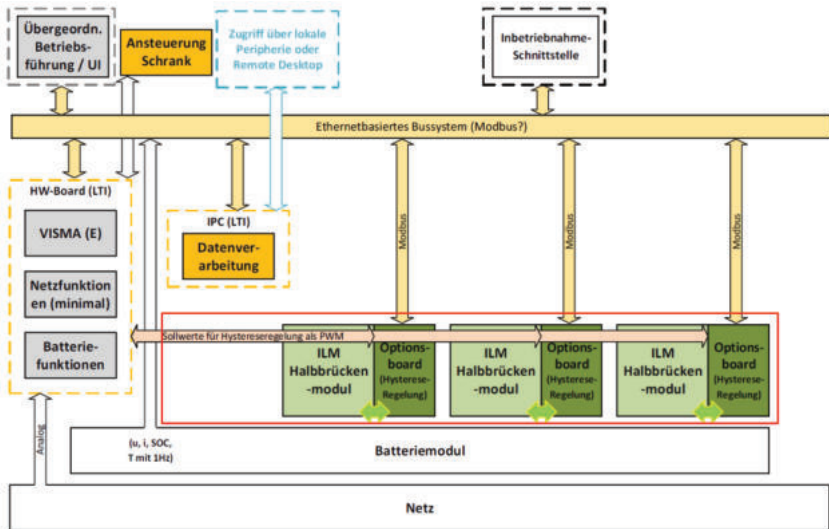


Abbildung 3-5: Blockschaltbild Wechselrichtersystem ReserveBatt Prototyp 2– Modbus-Kommunikation in hellgelb – Kommunikation zwischen Übergeordneter Betriebsführung (TUC/EFZN) und HW-Board/Steuerelektronik (ehemals LTI, KEBA), IPC/SPS Schaltschrank (ehemals LTI, KEBA) und ILM Halbbrückenmodule (Infineon)

Mithilfe der Übergeordnete Steuerung wird über die MODBUS-Kommunikationsstelle das WR-System gesteuert und die Regelfreigabe nach Überprüfung des Netz- und Sicherheitszustands aller Komponenten erteilt.

3.2 Modellierung des Gesamtsystems

AP 2.1 Batteriemodell

Für die Modellbildung wurde das elektrische Klemmenspannungsmodell mit dem thermischen Modell zusammengeführt. Dabei wird das Modell in diesem Fall auf die großformatige 64Ah-Pouch-Zelle ausgelegt. Die Parametrierung des physikalisch-chemischen Modells erfolgte mit einer Impedanzmessung.

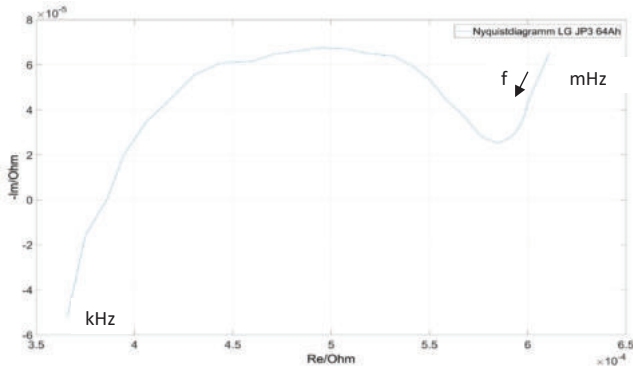


Abbildung 3-6: Nyquistdiagramm der Impedanzmessung an einer großformatigen 64Ah-Pouch-Zelle (Frequenzbereich von 100 mHz bis 1 kHz bei SOC=70%)

Mit der Impedanzmessung wird eine DRT (Distribution of Relaxation Times) - Analyse durchgeführt. Bei diesem Analyseverfahren berechnet die Verteilung der Relaxationszeiten einer unendlichen Anzahl von RC-Elementen. Die Relaxation entspricht dabei den Zeitkonstanten der RC-Elemente. Bei einer idealen Oberfläche bilden sich Dirac-Impulse bei einzelnen diskreten Zeitkonstanten aus. Da die Elektrodenoberflächen produktions- und technologiebedingt innerhalb einer Zelle keine ideale homogene Oberfläche ausbilden, verteilen sich die Zeitkonstanten um ein Maximum herum. In der Abbildung 3-7 ist die DRT-Analyse der 64Ah-Pouch-Zelle dargestellt.

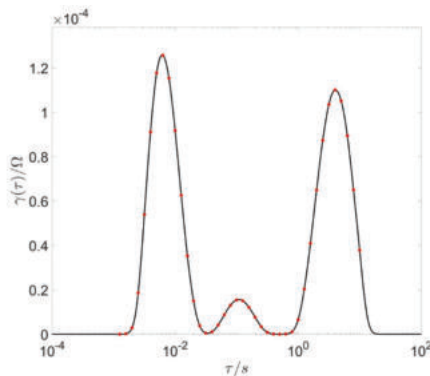


Abbildung 3-7: DRT-Analyse des Impedanzspektrums der 64Ah-Pouch-Zelle mit drei ersichtlichen, relaxierenden Prozessen ermittelt mit dem Regularisierungsparameter $\lambda = 10^{-3}$

Ohne à-priori Kenntnis aller einzelnen Reaktionszeiten der zellinternen Prozesse kann das Zeitverhalten der Gesamtzelle physikalisch beschrieben und modelliert werden. Für die Bestimmung der DRT muss das Fredholm-Integral gelöst werden. Dabei handelt es sich um ein Invertierungsproblem welches bei diskreten Werten mathematisch nicht immer konvergiert. In diesem Fall wird dieses Problem mit der Tikhonow-Regularisierung der zu invertierenden Matrix gelöst. Der Regularisierungsparameter ist so gewählt, dass zwei, wie auch drei Prozesse (RC-Glieder) betrachtet werden. Für zwei RC Glieder können dabei die folgenden Parameter identifiziert werden

Tabelle 3-2: Parametersatz für zwei Prozesse

L	R	C_1	R_1	C_2	R_2
5E-8 H	0,000386 Ohm	50,2 F	0,000196 Ohm	26158 F	0,00011 Ohm

Für drei RC Glieder werden die folgenden Parameter identifiziert:

Tabelle 3-3: Parametersatz für drei Prozesse

L	R	C_1	R_1	C_2	R_2	C_3	R_3
5E-8 H	0,000386 Ohm	50,2 F	0,0001257 Ohm	6493 F	1,541E-5 Ohm	36158 F	0,0001101 Ohm

Die hier bestimmten Parameter werden in dem Tool Zfit von Biologic als Anfangswerte für die Approximation des Impedanzspektrums verwendet. Da die beschriebenen Parameter für zwei RC-Glieder bereits eine relativ gute Übereinstimmung mit dem Spektrum haben, werden diese Werte für eine erste Näherung in der Simulation genutzt. Das implementierte Simulationsmodell der Batterie wird folgend kurz erläutert.

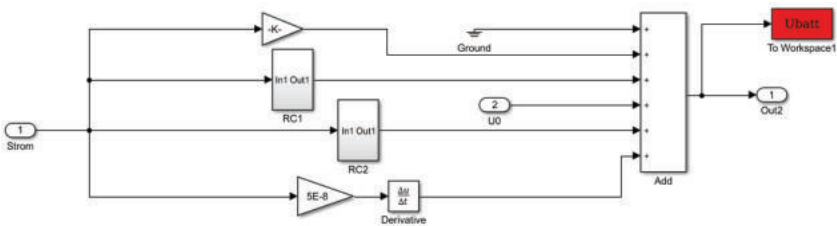


Abbildung 3-8: In MATLAB/Simulink implementiertes Ladezustandsabhängiges Ersatzschaltbildmodell zur Bestimmung des Klemmspannungsverhaltens U_{Batt}

In der allgemeinen Übersicht der Abbildung 3-8 ist der Aufbau des Modells dargestellt.

$$U_{Batt} = U_0 + U_{Ri} + U_{RC1} + U_{RC2} + U_L \quad (3.2)$$

Dabei summiert sich die Ruhespannung U_0 mit den jeweiligen Spannungsabfällen über den Innenwiderstand U_{Ri} , den beiden RC-Elementen U_{RC1} und U_{RC2} , sowie der Zuleitungsinduktivität U_L während der Ladung oder Entladung zu einer ausgegebenen Klemmspannung U_{Batt} . Diese Klemmspannung wird wiederum für die Berechnung des thermischen Verhaltens genutzt. In Abbildung 3-9 ist die gesamte Modellübersicht des Batteriemodells dargestellt. Die Eingangsgrößen sind dabei der Eingangsstrom, die Umgebungstemperatur. Die Ausgangsgrößen sind der neue

Ladezustand, die aktuelle Spannungslage und sich einstellende Temperatur der Batterie.

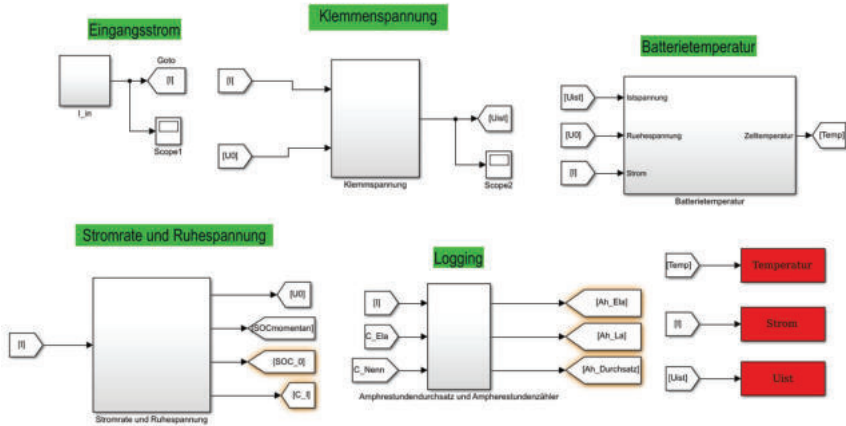


Abbildung 3-9: Übersicht des Batteriemodells mit den Teilmodellen für Klemmspannung, Batterietemperatur und Ladezustand

Thermisches Modell zur Bestimmung der Batterietemperatur

Im Rahmen der thermischen Untersuchungen wird ein grundlegendes thermisches Modell erstellt. Dieses ist besonders wichtig, da die Temperatur in der späteren Batterie-Alterungssimulation und Performancesimulation eine besonders große Rolle spielt.

Die Lade- oder Entladekeennlinien einer Batterie sind stark von der Leitfähigkeit des Elektrolyten und insbesondere der Batterietemperatur abhängig.

Bei den häufig verwendeten Consumer-Zellen, wie auch in diesem Projekt, werden Elektrolyte in ihrer Zusammensetzung primär für Temperaturbereiche von 0 °C bis 40°C vorgesehen und entwickelt. Die Temperatur einer Zelle bestimmt sich dabei aus der Außentemperatur und den unterschiedlichen Wärmemechanismen.

Grundgleichungen des thermischen Modells

Im Bereich der thermischen Grundlagen wird die Temperatur einer Batterie üblicherweise über die Wärmebilanz errechnet:

$$m \cdot c_p \cdot \frac{dT}{dt} = \dot{Q}_{zu} - \dot{Q}_{ab} \quad (3.3)$$

Dabei entspricht m der Masse, c_p der spezifischen Wärmekapazität, \dot{Q}_{zu} der zugeführten Wärmeleistung und \dot{Q}_{ab} der abgeführten Wärmeleistung.

Die zugeführte Wärme \dot{Q}_{zu} setzt sich aus der Joule'schen Wärme \dot{Q}_J und der reversiblen Wärme \dot{Q}_{Rev} zusammen. Dabei wird die Joule'sche Wärme folgendermaßen berechnet:

$$\dot{Q}_J = \Delta U \cdot I = (U_0 - U_{Batt}) \cdot I \quad (3.4)$$

ΔU entspricht der Spannungsdifferenz zwischen Ruhespannung und Klemmspannung, I dem Strom.

Berechnung der reversiblen Wärme:

$$\dot{Q}_{Rev} = T \cdot \Delta S \cdot \frac{I}{n \cdot F} \quad (3.5)$$

Mit ΔS als Entropieänderung, n als Anzahl der ausgetauschten Ladungsträger und F als Faradaykonstante.

Je nach Verlauf der Reaktion wird Wärme durch Entropieänderung von der Batterie aufgenommen oder abgegeben. Bei Batterien ist die reversible Wärme \dot{Q}_{Rev} im Vergleich zur Joule'schen Wärme \dot{Q}_J sehr gering und wird daher bei der zugeführten Wärmeleistung \dot{Q}_{Zu} vernachlässigt.

Die abgeführte Wärmeleistung \dot{Q}_{ab} setzt sich aus Konduktion \dot{Q}_L , Konvektion \dot{Q}_h und Strahlung \dot{Q}_σ zusammen. Die sog. Konduktion oder auch Leitung von Wärmeleistung hängt von der jeweiligen Umgebung und dessen Wärmeleitfähigkeiten λ ab.

$$\dot{Q}_L = \lambda \Delta T \quad (3.6)$$

Bei der konvektiven Wärmeübertragung wird in natürliche (durch eigenen Temperaturgradienten) und erzwungene (durch äußere Einwirkungen) Wärmeübertragung unterschieden. Dabei gilt:

$$\dot{Q}_h = h \cdot (T_s - T_\infty) \quad (3.7)$$

Dabei entspricht h dem Wärmeübergangskoeffizienten, T_s der Oberflächentemperatur und T_∞ der Temperatur der ungestörten Strömung.

Die Strahlung ist bei der abgeführten Wärmeleistung \dot{q}_σ durch ihre vierte Potenz vor allem bei hohen Temperaturen maßgeblich an der Gesamtleistung beteiligt.

$$\dot{Q}_\sigma = \epsilon \cdot \sigma \cdot (T_s^4 - T_\infty^4) \quad (3.8)$$

Der Faktor ϵ wird als Emissionskoeffizient bezeichnet. Die Stefan Boltzmann Konstante σ wird für Lithium Zellen oftmals vereinfacht als $5 \cdot 6 \frac{W}{m^2 K}$ angenommen.

Die Batterietemperatur T_{Batt} wird über die Gleichungen aus dem vorherigen Abschnitt berechnet. Dabei wird die Batterietemperatur in jedem neuen Rechenschritt mit der zuvor ermittelten Temperatur berechnet.

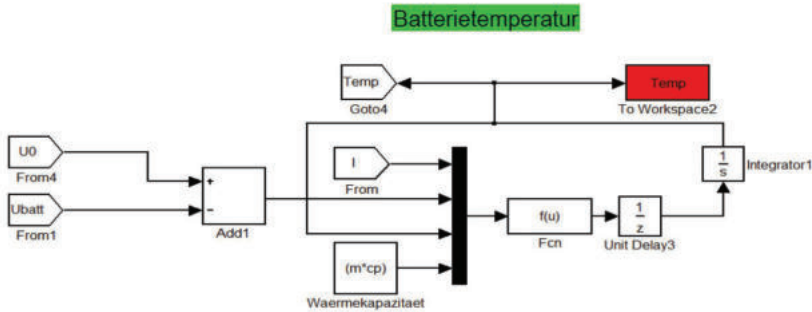


Abbildung 3-10: Thermisches Modell in MATLAB/Simulink zur Bestimmung der Batterietemperatur

$$T_{Batt} = \int \frac{\dot{Q}_{zu} - \dot{Q}_{ab}}{m \cdot c_p} dt = \int \frac{(I \cdot (U_0 - U_{batt}) + I \cdot T_m \cdot \frac{\Delta S}{n \cdot F} - h \cdot A \cdot (T_m - T_0) - \epsilon \cdot \sigma \cdot A \cdot (T_m - T_0)^4)}{m \cdot c_p} dt \quad (3.9)$$

Mit:

- ΔS – Entropieänderung
- T_m – momentane Temperatur
- T_0 – Außentemperatur
- ϵ – Emissionskoeffizient
- σ – Stefan Boltzmann Konstante
- h – Wärmeübertragungskoeffizient

Die detaillierte Parametrierung des thermischen Modells erfolgt an Hand der Performanceuntersuchungen aus AP 5.1.

Dynamisches Ladezustandsbestimmungsmodell

Für die Gewährleistung eines optimalen Einsatzes des Batteriesystems ist eine ausreichend genaue Bestimmung des Ladezustands (State of Charge – SOC) erforderlich. Ein direkter Ansatz zur Bestimmung des SOC von Batteriesystemen liefert ein Ladungszähler (auch Coulomb-Zähler genannt), der den über das Batteriesystem fließenden Strom über die Zeit integriert und ins Verhältnis zu der Gesamtkapazität setzt. Aufgrund technisch begrenzter Genauigkeit nimmt der Bestimmungsfehler des SOC im laufenden Betrieb stetig weiter zu. Deshalb wird der Ladungszähler bei kommerziellen Anwendungen durch eine Rekalibrierung des SOC in langen Ruhephasen, mittels eines Vergleichs der gemessenen Batteriespannung mit der Ruhespannungskennlinie, und bei vollständig abgeschlossenem Ladevorgang ergänzt [37, 38].

Aufgrund der Einschränkungen in der speziellen Anwendung des Batteriesystems als flexiblen Batteriespeicher zur Bereitstellung von Momentanreserve leiten sich die folgenden Einschränkungen ab:

1. Kein Vergleich der Zellspannung mit Ruhespannungskennlinie möglich, da das Batteriesystem nie vollständig zur Ruhe kommt (keine stromlosen Relaxationsphasen)
2. Keine/seltene Vollladung der Batterie zur Selbstkalibration möglich

Als Konsequenz ist keine der vorgestellten Maßnahmen zur Rekalibrierung des Ladezustands in der Form einsetzbar. Die Anforderung besteht deshalb unter den gegebenen Einschränkungen dennoch eine Möglichkeit zur Ladezustandsneubestimmung zu erarbeiten, sodass der Integrationsfehler des Ladungszählers während des Betriebs nicht kontinuierlich ansteigt.

Daraus entwickelte sich die Idee, den Ladezustand durch den Vergleich der Spannung in pseudo-Ruhephasen mit Ruhespannungskennlinie zu rekalibrieren. Das sind Phasen kleinsten Stroms (Niedrigstimpulse), in welchen die Zelle im Vergleich zu anderen Belastungsphasen während des Betriebs am wenigsten ins Ungleichgewicht gebracht wird und damit dem Ruhezustand am nächsten sind. Um die Abweichungen zum Ruhezustand zu quantifizieren wurde der Ansatz experimentell auf Laborzellebene (s.a. 3.5) durchgeführt.

Die Charakterisierung des Zellverhalten lässt in das statische Verhalten und das dynamische Verhalten aufteilen. Mithilfe eines der Momentanreserve nach empfundenen, dynamischen Stromprofils wird Modellansatz verifiziert. Für die Versuche werden vier PAT-Zellen der Firma EL-CELL® als Laborzellen eingesetzt. Diese stehen in einer Dockingstation in einem Klimaschrank, sodass sich für die einzelnen Versuche die Temperatur konstant gehalten werden kann. Dieser Aufbau ist näher in Abbildung 3-47 dargestellt.

Statisches Verhalten

Das statische Zellverhalten beschreibt den Ruhezustand, in dem sich die Zelle im unbelasteten Zustand befindet. Dieser Zustand (Ruhespannung) wird durch die Ruhespannungskennlinie einem bestimmten Ladezustand der Zelle zugeordnet. Dazu werden die Zellen in einer Phase mit konstant kleinem Strom (CC-Phase) bis zur Entladeschlussspannung entladen. Aus diesem Zustand erfolgt die Ladung und folgende Entladung mit einer Stromrate von $C/25$. Die sich daraus ergebenden Kurven von Ladung und Entladung werden über den gesamten Ladezustandsbereich gemittelt und so die sogenannte pseudo Ruhespannungskennlinie U_{OCV} bestimmt (siehe Abbildung 3-11) [39].

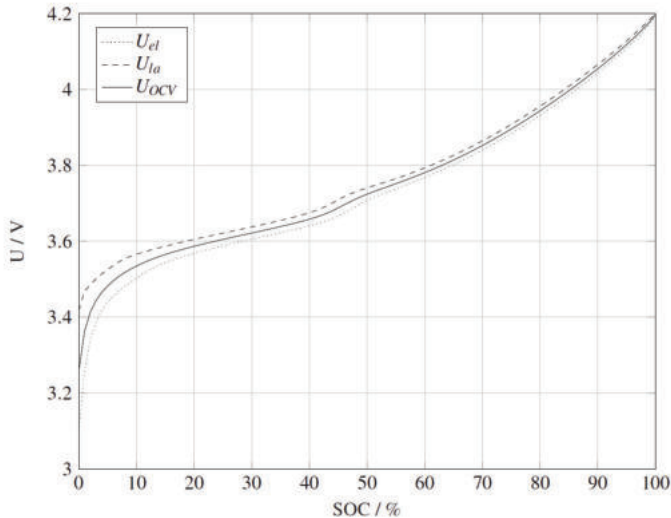


Abbildung 3-11: Bestimmung der Pseudo-Ruhe-spannungskennlinie für eine NMC/GIC Laborzelle auf Basis von Lade- und Entladekurve mit C/25 bei 20 °C.

Die aufgenommenen Lade- und Entladekurven können für die inkrementelle Kapazitätsanalyse (ICA) und Differentielle Spannungsanalyse (DVA, siehe Abbildung 3-34) genutzt werden.

Dynamisches Verhalten

Das dynamische Zellverhalten charakterisiert den Zellzustand unter Belastung, sowohl bei der Ladung als auch der Entladung der Zelle. Für die Versuche wurde eine Abwandlung des HPPC-Messverfahrens genutzt [40]. Das Messprofil besteht aus zwei Strompulsen definierter Amplitude und einer Dauer von 10 s, die durch eine 120 s Pause voneinander getrennt sind. Die zwei Strompulse besitzen eine entgegengesetzte Ausrichtung. Dieser Methodik wird in einem Bereich von 40% bis 60 % SOC durchgeführt.

Nach dem Ablauf des Messprofils bei 60 % SOC, werden 2 % SOC entnommen und darauffolgend wird nach einer Wartezeit von 45 min das Messprofil erneut auf die Zelle aufgeprägt. Dieser Vorgang wird bis 40 % SOC wiederholt und wird im Weiteren als Entladezyklus bezeichnet. Das Messprofil beginnt im Entladezyklus mit einem Entladepuls. Nach Abschluss des Entladezyklus bei 40 % SOC folgt der Ladezyklus. Das Messprofil beginnt bei diesem Zyklus mit einem Ladepuls. Die Laborzelle wird nach jedem Ablauf des Messprofils 2 % SOC geladen und anschließend eine Zeit von 45 min gewartet. Dieser Vorgang wird analog bis 60 % SOC durchgeführt. Die Amplitude für die genutzte Stromrate beträgt 2C. Eine Belastung mit 1C und 3C hat keinen signifikanten Einfluss auf die Bestimmung der Parameter gezeigt. Exemplarisch ist eine Sprungantwort für einen 2C-Ladepuls in Abbildung 3-12 dargestellt.

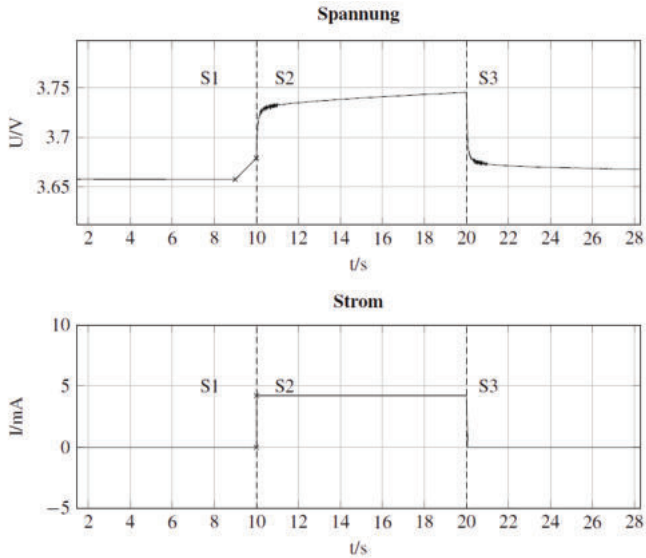


Abbildung 3-12: Darstellung der Spannungsantwort und des zugehörigen 2C-Ladepulses bei 40% SOC. Aufteilung in die Zeitbereiche vor dem Puls (S1), während des Pulses (S2) und nach dem Puls (S3).

Dynamisches Stromprofil

Um die Qualität der entwickelten Ladezustandsbestimmungsmethodik zu untersuchen, wird ein bei 50 % SOC ladungsneutrales Profil erstellt, das möglichst ähnlich zu der eines realen Belastungsprofil der Momentanreserve ist. Dieses besteht aus einer normalverteilten Stromrate als Entladepuls zufälliger Dauer. Zur Erreichung der Ladungsneutralität folgt auf jeden dieser bestimmten Entladepulse ein Ladepuls äquivalenter Ladung. Mit diesem Profil werden die Zellen für 10 äquivalenten Vollzyklen belastet und die Spannungsantwort der Laborzellen dokumentiert.

Die Definition eines Entladepulses erfolgt anhand einer Normalverteilung und wird folgend zufällig bestimmt. Auf jeden Entladepuls folgt ein Ladepuls, welcher bei einer Stromrate größer 3C die dreifache Länge und ein Drittel der Amplitude des Entladepulses, andernfalls dieselbe Dauer und Amplitude des Entladepulses besitzt.

Diese Fallunterscheidung soll zum einen dafür sorgen, dass bei geringer Belastung das bei hohen Stromraten durch niedrigere Ladepulse das reale Verhalten der Momentanreserve besser abgebildet wird. Ein Ausschnitt dieses Belastungsprofils ist in Abbildung 3-13 dargestellt. Der dort markierte Niedrigstrompuls (C-Rate < 0,1C) wird zur Rekalibrierung des Ladezustands genutzt.

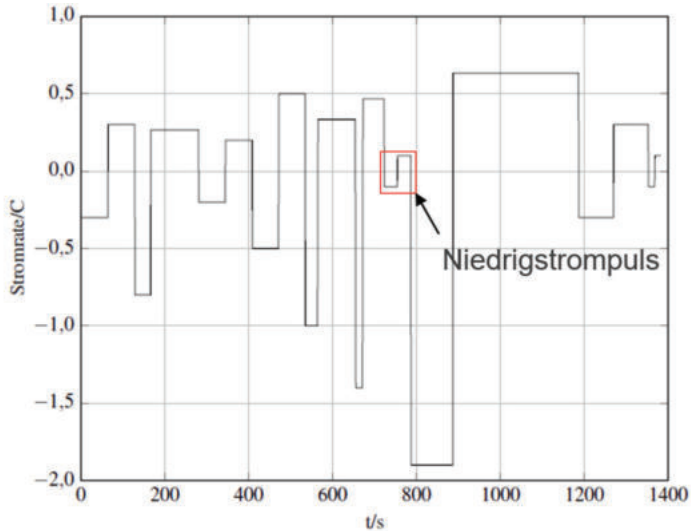


Abbildung 3-13: Ausschnitt aus dem dynamischen Stromratenprofil zur Belastungsnachbildung der Momentanreserve auf Laborzellebene

Modellansatz

Als geeignetes Batteriemodell zur Abbildung des aufgenommenen dynamischen Verhaltens ist ein Ersatzschaltbildmodell (ESB) gewählt worden. Das für diese Anwendung gewählte ESB ist in Abbildung 3-14 zu sehen. Dieses Modell wird in der Literatur als Ersatzschaltbild 2. Ordnung bezeichnet [37, 41]. Jedem Element des ESB wird eine andere Batterieeigenschaft zugeordnet. Der ohmsche Innenwiderstand der Zelle wird durch R_0 beschrieben. Das erste RC-Glied ($i=1$) beschreibt die schnellen dynamischen Prozesse mit einer kleinen Zeitkonstante. Durch das zweite RC-Glied ($i=2$) wird die im Vergleich sehr große Zeitkonstante der Diffusionsprozesse abgebildet [41].

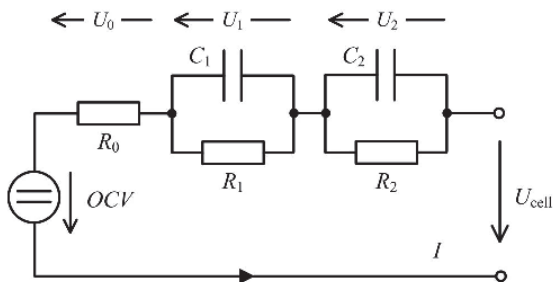


Abbildung 3-14: Für die Ladezustandsbestimmung gewählter ESB-Ansatz 2. Ordnung.

Allgemein gilt für die Zellspannung konstanter Strompulse, wie sie in dem dynamischen Belastungsversuch (Abbildung 3-13) vorkommen:

$$U_i = U_i(0) \cdot \exp\left(-\frac{t}{\tau_i}\right) + I(t) \cdot R_i \left(1 - \exp\left(-\frac{t}{\tau_i}\right)\right) \quad (3.10)$$

Die RC-Glied-Spannung besteht aus einem Teil für die Belastung (bei $I \neq 0$) und einem Teil Relaxierung, der die Spannungsabnahme der RC-Gliedspannung beschreibt. Da es sich bei beiden Teilen um exponentielle Funktionen mit den gleichen Eingangsparametern handelt und damit keine Qualitätssteigerung für die empirische Bestimmung der Parameter erreicht werden kann, werden zur Reduktion der Komplexität und so des Rechenaufwands die Bereiche für Relaxierung und Belastung getrennt.

Für die Spannungen U_1 und U_2 der RC-Glieder gilt mit der jeweiligen Zeitkonstante $\tau = R_i * C_i$ während der Belastung die Gleichung (3.10):

$$U_i(t) = I(t) \cdot R_i \left(1 - \exp\left(-\frac{t}{\tau_i}\right)\right) \quad (3.11)$$

Während der Relaxation kann die Spannung mit $U_i(0)$ als Spannungsabfall über das i. RC-Glied direkt vor der Relaxationsphase bestimmt werden zu [37]:

$$U_i(t) = U_i(0) \cdot \exp\left(-\frac{t}{\tau_i}\right) \quad (3.12)$$

Der Spannungswert $U_i(0)$ zum Beginn der Relaxierung bekommt bei vorherigem Ladeimpuls ein positives und bei einem Entladeimpuls ein negatives Vorzeichen. Für den SOC gilt nach Ladungszählmethode:

$$SOC(t) = \frac{\eta}{Q_{Act}} \int_{t_0}^t I(t) dt + SOC_0 \quad (3.13)$$

Der Coulomb-Wirkungsgrad wird durch η und der anfängliche Ladezustand durch SOC_0 beschrieben. Da der Coulomb-Wirkungsgrad von Lithium-Ionen-Zellen unter Normbetriebsbedingungen äußerst hoch ist und durch die Versuche nicht eindeutig bestimmt werden konnte, wird η mit 1 approximiert [42].

Bei der Modellierung für eine Anwendung wird aufgrund technischer Beschränkungen mit zeitdiskreten Größen gearbeitet. Entsprechend müssen die aufgestellten Gleichungen auf ein kontinuierliches System übertragen werden. So gilt für den Zeitpunkt k :

$$U_{cell,k} = OCV_k + U_{0,k} + U_{1,k} + U_{2,k} \quad (3.14)$$

In dem zeitdiskreten System wird der Zeitraum durch Δt zwischen den Zeitpunkten k beschrieben.

$$\Delta t = t_k - t_{k-1} \quad (3.15)$$

Demnach kann der Ladezustand durch die Integration der Ladung nach (3.13) zu jedem Zeitpunkt wie folgt approximiert werden.

$$SOC_k = SOC_{k-1} + \frac{\Delta t \cdot \eta}{Q_{Act}} I_k \quad (3.16)$$

Für die Spannungen $U_{1,k}$ und $U_{2,k}$ gilt mit der Dauer des Lade- und Entladeimpulses bzw. der Relaxationsphase t_p .

$$t_{p,k} = t_{p,k-1} + \Delta t \quad (3.17)$$

Während der Belastung ergibt sich nach Gleichung (3.11):

$$U_{i,k} = R_{i,k} \left(1 - \exp \left(-\frac{t_{p,k}}{\tau_{i,k}} \right) \right) \cdot I_k \quad (3.18)$$

Analog ergibt sich bei der Relaxation nach Gleichung (3.12)

$$U_{i,k} = U_{i,0} \cdot \exp \left(-\frac{t_{p,k}}{\tau_{i,k}} \right) \quad (3.19)$$

Außerdem sollte für die zeitdiskrete Bedingung $\Delta t > \tau_{i,k}$ gelten, um ein zu dem kontinuierlichen System ähnliches Verhalten abzubilden [37, 42]. Die sechs Parameter des Ersatzschaltbildes werden folgend in dem Parametervektor Θ zusammengefasst.

$$\Theta = [OCV, R_0, R_1, C_1, R_2, C_2]^T \quad (3.20)$$

Aufgrund der Abhängigkeit der elektrochemischen Zelleigenschaften vom *SOC*, der Temperatur T und dem Strom I [39], werden die Parameter des ESB folgend abhängig von diesen bestimmt.

Parametrisierung

Zur empirischen Bestimmung der Ersatzschaltbildgrößen gibt es die Möglichkeiten, diese direkt aus den Ergebnissen der Pulsbelastungen (HPPC) oder der elektrochemischen Impedanzspektroskopie (EIS) zu bestimmen. Da die EIS im Vergleich zur HPPC lange Relaxationszeiten braucht, ist diese besonders für die genaue Diagnose des Zellzustands unter stationären Bedingungen geeignet. Näher an dem Anwendungsfall mit dynamischen Stromprofilen ohne vorgesehene Relaxierung liegt die direkte Parametrisierung anhand der Strom- und Spannungsprofile der HPPC-Versuche. Deshalb wird das dynamische Zellverhalten des Modells nur durch die Auswertung der Pulsbelastungen charakterisiert.

Aufgrund der zuvor erläuterten besseren Eignung zur Parametrisierung werden im Folgenden die Parameter für die Lade- und Entladerichtung sowie die Relaxierungspausen zwischen den Pulsen für die Temperaturen 5; 20 und 35 °C und die Pulsstromraten von 1C, 2C

und 3C in dem Bereich von 42% SOC bis 58% SOC untersucht werden. Der Parametervektor Θ wird empirisch durch das exponentielle Fitten der Spannungsantwort der Pulse und für die Relaxationszeiten getrennt bestimmt.

Der Spannungsverlauf während der Lade- und Entladepulse wird konkret nach der Grundformel des ESB (Gleichung (3.10)) mit folgender Funktion mit den Parametern (a , b , c , d und e) gefittet.

$$U_{cell,k} = a + \left(b \cdot \left(1 - \exp \left(-\frac{t_{p,k}}{c} \right) \right) + d \cdot \left(1 - \exp \left(-\frac{t_{p,k}}{e} \right) \right) \right) \cdot I_p \quad (3.21)$$

Der Parameter a bestimmt die Spannungshöhe vor Beginn des exponentiellen Anstiegs der Spannungsantwort auf den Strompuls und setzt sich aus der relaxierten Spannung OCV und dem Spannungsabfall über den Innenwiderstand der Zelle U_0 zusammen.

$$a = OCV + U_0 \quad (3.22)$$

Die Ruhespannung OCV wird dazu direkt aus der Ruhespannungskennlinie aus dem eingestellten Ladezustand bestimmt. Der Spannungsabfall U_0 beschreibt die Spannung, die in dem Zeitpunkt zu Beginn des Pulses über R_0 abfällt. Es gilt:

$$R_0 = \frac{U_0}{I_p} \quad (3.23)$$

Die restlichen Parameter beschreiben den Anstieg der Spannung über die Dauer des Strompulses. Der Parameter b steht für den Widerstand R_1 und c für die Zeitkonstante τ_1 . Diese Größen für das 1. RC-Glied werden deshalb für den vergleichsweise schnellen Anstieg von U_1 über die ersten 2 s (siehe Abb. 5.3) des Pulses gefittet.

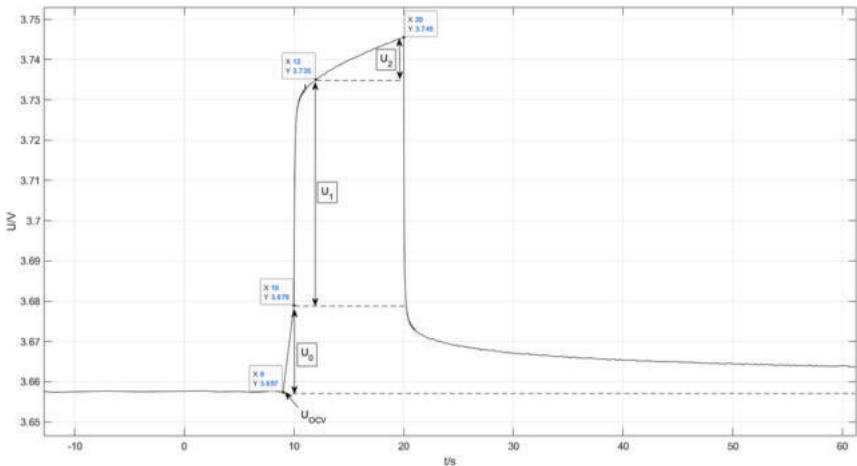


Abbildung 3-15 In drei Teilspannungen aufgeteilte Spannungsantwort auf den Ladepuls mit der Stromrate C-Rate = 2C bei 20 °C und 40% SOC als Grundlage zur Parametrisierung der Ersatzschaltbildgrößen.

Zum Fitten nach Gleichung (3.21) werden mit Hilfe des uneingeschränkten Nelder-Mead-Verfahrens, eines Algorithmus zum iterativen Minimieren der Fehlerquadrate zwischen der mathematischen Funktion und der Messwerte, in MATLAB® die Parameter b und c auf die ersten zwei Sekunden der Spannungsantwort des Pulses gefittet. Für den Algorithmus müssen Anfangswerte für den iterativen Lösungsprozess vorgegeben werden, die im Idealfall möglichst nahe an dem finalen Fittingergebnis für die Parameter liegen. Die Auswahl der Anfangswerte erfolgt deshalb mit der „Curve-Fitting-Toolbox“ von MATLAB®. So wird in den ersten 2 Sekunden des Pulses der beste Fit für die Parameter b und c gefunden.

Das gleiche Vorgehen wird für die verbleibenden Parameter d für den Widerstand R_2 und e als Zeitkonstante τ_2 für die gesamte Pulslänge von 10 Sekunden wiederholt. Allerdings werden die für die Parameter b und c bestimmten Werte wieder als Variablen für den Fitting-Algorithmus übergeben, sodass die gesamte Gleichung (3.20) als Fittinggrundlage dient. So kann die Fittingqualität maximiert und die Gewichtung der Zeitkonstanten von $\tau_2 \gg \tau_1$ durch erneute Übergabe von b und c erhalten

werden, da rein mathematisch kein Unterschied zwischen den RC-Gliedern besteht (siehe Gleichung (3.21)).

Eine graphische Veranschaulichung ist in Abbildung 3-16 zu sehen. Die höhere Messwertdichte in der ersten Sekunde des Pulses resultiert aus der dort höheren Abtastrate. Das Bestimmtheitsmaß ergibt sich für den 2 s-Fit zu $R^2 = 96,47\%$ und für den relevanten 10 s-Fit zu $R^2 = 99,10\%$.

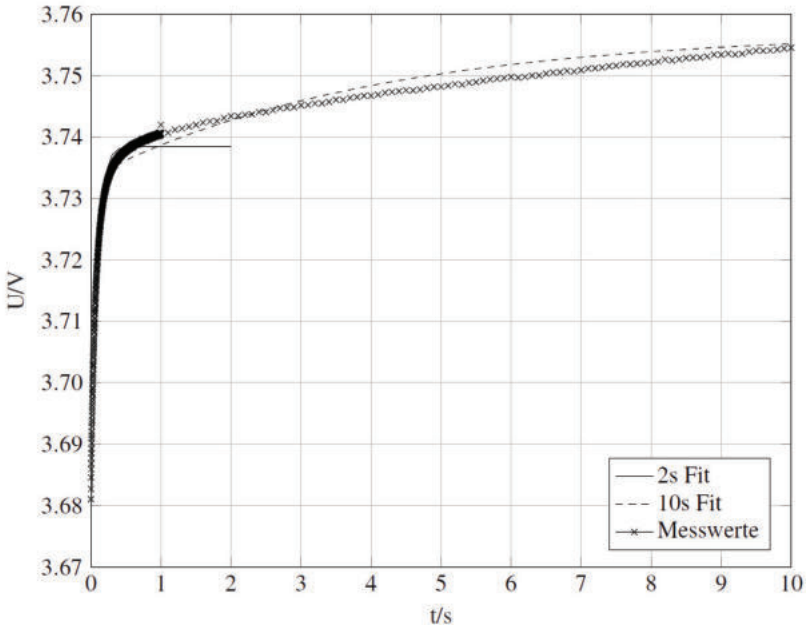


Abbildung 3-16: Fitting-Ergebnis des Ladepulses bei einer C-Rate von 2C, 20 °C und 40% SOC für 2 s über den Innenwiderstand R_0 und das 1. RC-Glied für 10 s mit allen Größen des ESB in Abbildung 3-14.

Um θ für diesen Ladepuls vollständig zu bestimmen, werden C_1 und C_2 wie folgt für den gesamten Puls berechnet:

$$C_i = \frac{\tau_i}{R_i} \text{ mit } i = 1, 2 \quad (3.24)$$

Damit ist die Parametrisierung des ESB für einen Belastungspuls abgeschlossen. Dies wird für alle Ladepulse von 40% bis 58% SOC in Laderichtung in den gegebenen 2% SOC Intervallen wiederholt. Dieses Vorgehen lässt sich analog für die Entladepulse in Entladerichtung von 60% bis 42% SOC durchführen. So entsteht für beide Richtungen eine Ergebnistabelle für jedes Element vom Parametervektor θ abhängig vom Ladezustand und der Temperatur für jede Laborzelle bei untersuchten Stromraten (1C, 2C und 3C). Auf den Zeilen wird der Ladezustand in % und in den Spalten die Temperatur aufgetragen. Alle so bestimmten Tabellen werden anschließend einheitlich von 42% bis 58% SOC, dem Schnittbereich der vermessen Ladezustände beim Lade- und Entlademesszyklus, auf 1% genau interpoliert. Diese Werte sind nach Gleichung (3.23) bestimmt worden. Die

Temperaturabhängigkeit ist deutlich erkennbar, während die Ladezustandsabhängigkeit nach dieser Bestimmungsmethode nicht eindeutig gezeigt wird. Auf die Nutzung dieser Tabellen wird im nächsten Abschnitt (Ladezustandsbestimmung) näher eingegangen.

Für die Relaxationsphasen des wird wie bei der Parametrisierung der Pulsbelastung vorgegangen. Der Parametervektor θ wird für die Relaxationsphasen durch das Fitten der Gleichung (3.25) bestimmt. Für die Relaxation nach einem Entladepuls bekommen die Parameter b und d aus Symmetriegründen ein negatives Vorzeichen.

$$U_{cell,k} = a + b \cdot \exp\left(-\frac{t}{c}\right) + d \cdot \exp\left(-\frac{t}{e}\right) \quad (3.25)$$

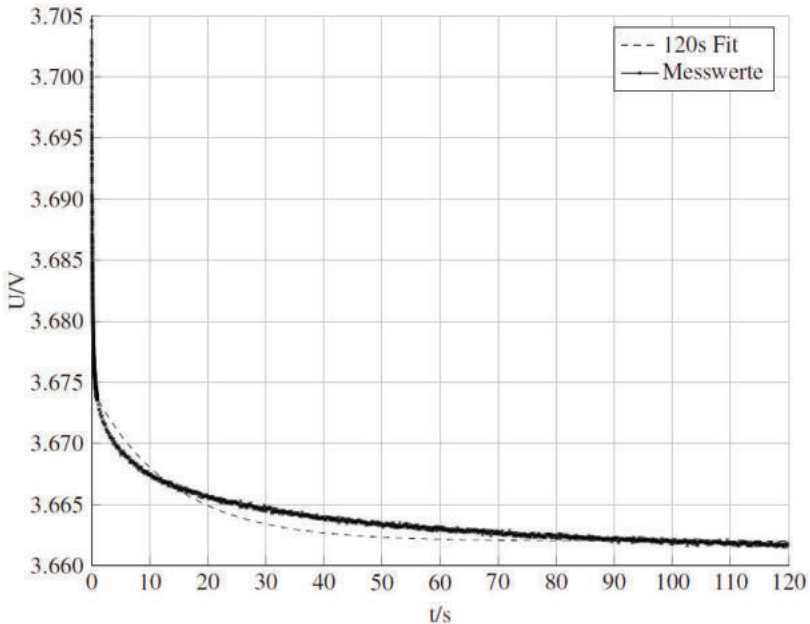


Abbildung 3-17: Fitting-Ergebnis für die Relaxation nach einem Ladepuls über 120 s bei einem SOC von 40% und einem Bestimmtheitsmaß von $R^2 = 99,48\%$

Bei dem Fit (Abbildung 3-17) ergibt sich ein Bestimmtheitsmaß von $R^2 = 99,48\%$. Analog zur Erstellung der Ergebnistabellen beim Parametrisieren werden für den Bereich von 42% bis 58% SOC mit 1% Schritten die Zeitkonstanten τ_1 und τ_2 hinterlegt. Aus diesen wird die Wartezeit zum Quasi-Relaxieren abhängig vom Ladezustand nach der Spannung bestimmt. Die Mindestdauer, bis die Spannungsantwort eines Niedrigstrompulses zur Neubestimmung des Ladezustands herangezogen wird, wird auf t_{wait} festgelegt.

$$t_{wait} = 3 \cdot (\tau_1 + \tau_2) \quad (3.26)$$

Die Definition eines Niedrigstrompulses wird im nächsten Abschnitt (Ladezustandsbestimmung) erklärt.

Ladezustandsbestimmung

Das allgemeine Konzept besteht darin, den Ladezustand während der Belastung über den Ladungszähler zu verfolgen. Sobald innerhalb des Stromprofils ein Puls mit ausreichend kleiner Amplitude (Niedrigstimpuls) und ausreichender Länge zum Quasi-Relaxieren der Spannung folgt, werden diese Stellen zur Neubestimmung des Ladezustands markiert. Die Idee ist dann, die Bestimmung des Ladezustands durch den Vergleich der Spannungsantwort mit der Ruhespannungskennlinie, die als Lookup-Tabelle auf 1% genau bei der jeweiligen Temperatur hinterlegt wird. Das Spannungsprofil wird zuvor entsprechend der Belastung mit Hilfe der Auswertung der Lade- und Entladepulse so korrigiert, dass die Spannungen von aufeinanderfolgenden Lade- und Entladepulsen näher zusammenliegen. Dies soll die Streuung der bestimmten Ladezustände reduzieren. Die nun korrigierte Spannungsantwort der Zelle wird mit deren Ruhespannungskennlinie bei 20 °C verglichen. Es wird der Ladezustand gewählt, dessen tabellierte Ruhespannung die kleinste Differenz zu dem markierten Spannungswert aufweist. Um die nötige Relaxationszeit sowie die Spannungskorrektur abzuschätzen, werden die Modellparameter des ESB empirisch bestimmt. Die in Abbildung 3-18 dargestellten Verläufe zeigen, dass die zur Ladezustandsbestimmung genutzten Stützstellen aus den korrigierten Spannungsverläufen deutlich näher beieinander liegen als die gemessenen Spannungsverläufe.

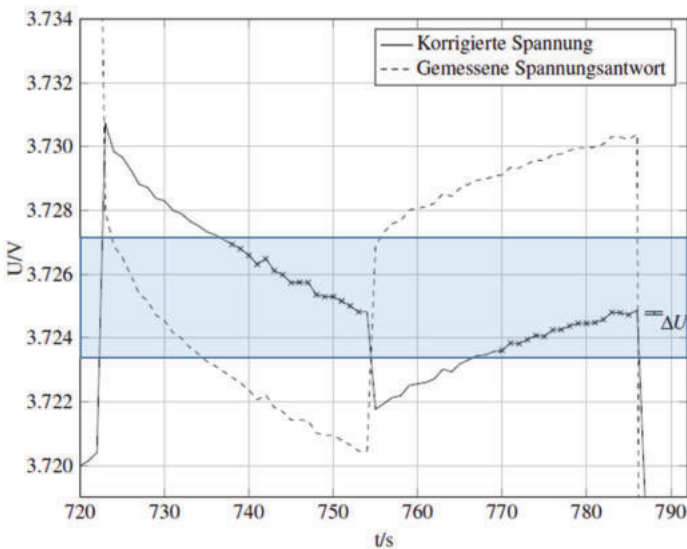


Abbildung 3-18: Spannungskorrektur der gemessenen Spannungsantwort

Modellgenauigkeit

Durch die Spannungskorrektur lässt sich die Präzision der Ladezustandsbestimmung abhängig von den Bestimmungsparametern für den Niedrigstimpuls deutlich steigern (s. Abbildung 3-14). Die Versuchsergebnisse weisen darauf hin, dass diese von der Qualität der Zellcharakterisierung, insbesondere der Aufnahmequalität der Ruhespannungskennlinien, abhängt. So wird eine Genauigkeit im Bereich der Testzellen bis zu 1-2 % während der Versuche erreicht.

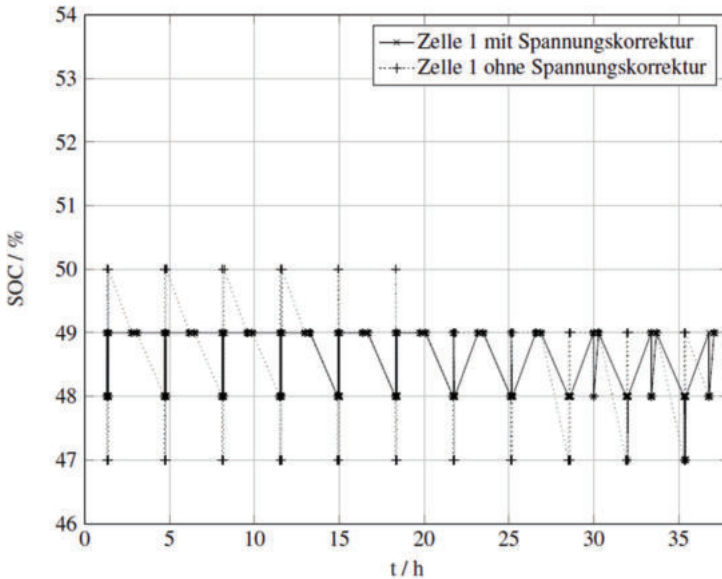


Abbildung 3-19: Ergebnisse für das dynamische Testprofil mit und ohne Spannungskorrektur

AP 2.2 Leistungselektronik-Modell

Die Leistungselektronik wird mithilfe der MATLAB/Simulink Bibliothek „SimScape“ modelliert. Dabei kann der dreiphasige Wechselrichter universell durch einen kommerziell parametrisierten Wechselrichter oder das VISMA System angesteuert werden. Die Abbildung 3-20 zeigt einen Ausschnitt aus der Gesamtsimulation (vgl. Abbildung 3-24). Der Block 3-IGBT-WR modelliert das Spannungs- und Stromverhalten des Umrichters. Dazu werden die vom Projektpartner „Infineon“ zur Verfügung gestellten Parameter des ILM-Leistungsmoduls verwendet.

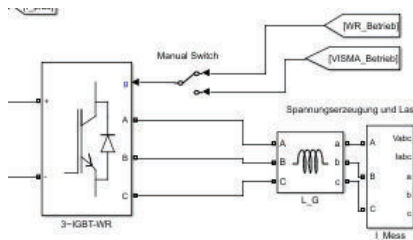


Abbildung 3-20: Verwendetes Leistungselektronikmodell „3-IGBT-WR“ der MATLAB/Simulink Bibliothek SimScape in der Gesamtsimulation (vgl. Abbildung 3-24)

Zudem wird der Wechselrichter in der Industrie meist eingesetzten Simulationumgebung PLECS modelliert. Dabei wurde das Verhalten der ILM-Halbbrückenmodule nicht nur elektrisch, sondern auch thermisch modelliert. Die Parametrierung wurde dabei vom Partner Infineon zur Verfügung gestellt.

Insbesondere die Analyse Sperrschichttemperatur an den IGBTs spielen bei der Analyse der Halbleiternahen-Stromregelverfahren und die Abhängigkeit der VISMA-Parameter eine große Rolle. Auch die Analyse von kombinierten Batterie- und Wechselrichter-kühlkonzepte konnte mithilfe dieses Modells durchgeführt werden

AP 2.3 Maschinen- und Netzmodell

Maschinenmodell nach Y. Chen

Im Vergleich zu anderen in der Literatur vorgestellten Modellen zur Nachbildung der virtuellen Schwungmasse benötigt das Modell der virtuellen Synchronmaschine von Y. Chen (Chen-Modell) als Eingangsgröße nicht die aktuelle Netzfrequenz, weshalb das Modell selbst ohne eine Phasenregelschleife realisiert werden kann. Das Modell ist im Rahmen der Dissertation von Herrn Chen so entwickelt worden, dass dieses nur die Momentanwerte der Netzspannung in abc-Koordinaten als Eingangsgröße benötigt. Des Weiteren wurde die magnetische Kopplung unter den Statorwicklungen vernachlässigt und die Kopplung zwischen Rotor und Stator auf die elektromechanische Leistungsbilanz reduziert. [14, 43]

Das Modell unterteilt sich in drei einphasig elektrisch wirksamen Statorkreise bestehend aus je einer Spannungsquelle u_e , welche die virtuelle Polradspannung abbildet, einer Statorinduktivität L_s und dem Wicklungswiderstand R_s . An den Klemmen des Ersatzschaltbildes liegt die Netzspannung u_n an. Der sich einstellende Maschinenstrom wird mit i bezeichnet. Das mechanische Teilsystem der Maschine wird aus der Bewegungsgleichung der wirkenden Momente und ihrer wirkenden Schwungmasse beschrieben.

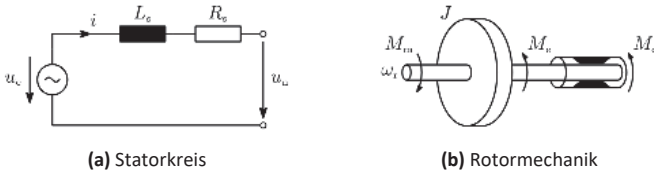


Abbildung 3-21: Das elektrische und mechanische Ersatzschaltbild der virtuellen Synchronmaschine nach Y. Chen (abc-Maschinenmodell).

Aus dem Ersatzschaltbild des elektrischen Teilmodells lässt sich das folgende Differentialgleichungssystem ableiten:

$$\begin{bmatrix} u_{e,a} \\ u_{e,b} \\ u_{e,c} \end{bmatrix} = R_s \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L_s \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{n,a} \\ u_{n,b} \\ u_{n,c} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Die Polradspannungen bilden ein symmetrisches Drehspannungssystem mit einer Phasenverschiebung von 120° , der Amplitude $\hat{U}_e = \sqrt{2} \cdot U_e$ und des Polradwinkels θ_r .

$$\begin{bmatrix} u_{e,a} \\ u_{e,b} \\ u_{e,c} \end{bmatrix} = \hat{U}_e \cdot \begin{bmatrix} \sin(\theta_r t) \\ \sin(\theta_r t - \frac{2}{3}\pi) \\ \sin(\theta_r t + \frac{2}{3}\pi) \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Die Polradspannung entspricht im Vergleich zu der realen Maschine der Erregerspannung und kann direkt als Betriebsparameter vorgegeben werden, um den Arbeitspunkt der Maschine entsprechend einzustellen.

Der Polradwinkel θ_r berechnet sich aus der Integration der virtuellen Rotorkreisfrequenz ω_r und koppelt somit das mechanische mit dem elektrischen Teilmodell.

$$\theta_r = \int \omega_r \cdot dt + \theta_r(t = 0) \quad (3.29)$$

Das mechanische Teilmodell folgt aus dem Ersatzschaltbild der Rotormechanik (vgl. Abbildung 3-21) über die geltende Bewegungsgleichung.

$$J \cdot \frac{d\omega_r}{dt} = M_m - M_e - M_d \quad (3.30)$$

Hierin ist J das Massenträgheitsmoment der virtuellen Schwungmasse des Rotors, M_m beschreibt das virtuelle mechanische Moment an der Welle des Rotors, M_e beschreibt das elektrische Drehmoment über welches der Stator und Rotor miteinander gekoppelt sind und somit die Verbindung des elektrischen mit dem mechanischen Teilmodells herstellt und M_d beschreibt das Dämpfungsmoment. Das mechanische Drehmoment stellt die zweite Größe dar, mit welchem sich der Arbeitspunkt der Maschine von außen beeinflussen lässt.

Das elektrische Drehmoment, welches über den Luftspalt der Maschine auf den Rotor wirkt, wird durch die Augenblicksleistung des Statorkreises und der virtuellen Rotorfrequenz berechnet. Die Statorleistung entspricht der aufgenommenen oder abgegebenen elektrischen Leistung der Maschine, abhängig von ihrem Arbeitspunkt.

$$M_e = \frac{p_s}{\omega_r} = \frac{u_{e,a} \cdot i_a + u_{e,b} \cdot i_b + u_{e,c} \cdot i_c}{\omega_r} \quad (3.31)$$

Zur Vermeidung von Polradpendelungen wurde ein Dämpfungsmoment M_d in Form eines DT1-Glieds formuliert. In anderen Umsetzungen von virtuellen Schwungmassen geht die Netzfrequenz mit in den Dämpfungsterm ein. Da das abc-Modell jedoch die Netzfrequenz nicht als Eingangsgröße erhält, wurde der Dämpfungsterm so umformuliert, dass dieser abhängig von der eigenen Drehzahländerung wirkt.

$$M_d = K_d \cdot \frac{d\omega_r}{dt} - T_d \cdot \frac{dM_d}{dt} \quad (3.32)$$

Der Dämpfungsfaktor K_d und die Filterzeitkonstante T_d sind frei wählbare, konstante Maschinenparameter, ebenso wie die Statorinduktivität L_s , der Wicklungswiderstand R_s und die Massenträgheit des Rotors J .

Damit ist das Modell in seiner Form vollständig beschrieben und es ergibt sich das nachfolgend dargestellte Blockschaltbild für das Modell der virtuellen Synchronmaschine nach Y. Chen.

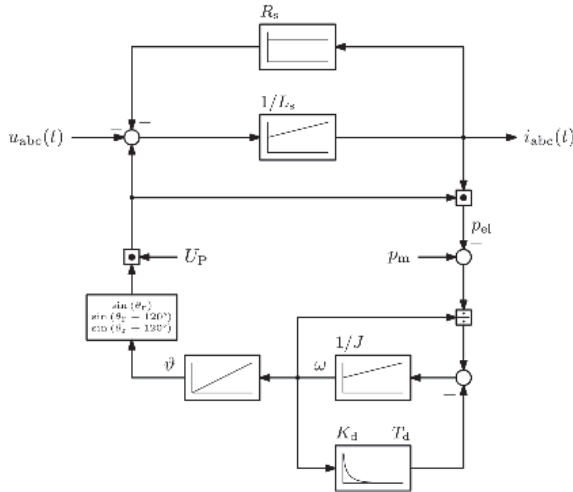


Abbildung 3-22: Blockschaltbild des Maschinenmodells der virtuellen Synchronmaschine nach Y. Chen. Im oberen Teil ist das elektrische Teilsystem durch seine drei einphasigen Statorkreise nachgebildet. Der untere Teil wird durch die Rotormechanik mit seiner Bewegungsgleichung abgebildet. Die Kopplung der beiden Teilsysteme erfolgt durch die Luftspaltleistung und den Rotordrehwinkel der Maschine.

Klassisch vereinfachtes Maschinenmodell

Das klassisch vereinfachte Maschinenmodell (KVM-Modell, [14] / B.Werther:($T_d \rightarrow \infty$) [43], vgl. Abbildung 3-23) basiert auf der Nachbildung der reinen Schwungmasse des Synchrongenerators durch Abbildung der geltenden Bewegungsgleichung. [22, 43] Diese ist in ihrer allgemeinen Form gleich zu der Gleichung, die Y. Chen in seinem Modell der virtuellen Synchronmaschine zugrunde gelegt hat.

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = M_m - M_{el} - M_d \quad (3.33)$$

Hierin beschreibt J die Schwungmasse des virtuellen Rotors, M_m das mechanische Wellenmoment, M_{el} das Luftspaltmoment, welches durch die elektrische Leistung zu- oder abgeführt wird und M_d das virtuelle Dämpfungsmoment zur Unterdrückung von Polradpendelungen.

Anders als beim abc-Modell nach Y. Chen berechnet sich das Dämpfungsmoment aus einer Dämpfungskonstanten D , die proportional zur Abweichung zwischen der Rotor- und Netzfrequenz $\Delta\omega = \omega_r - \omega_n$ ist. Das mechanische Teilsystem des KVM-Modells wird somit durch folgende Differentialgleichungen beschrieben.

$$\begin{bmatrix} \dot{\theta}_r \\ \dot{\omega} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \omega_r - \omega_n \\ \frac{1}{J} \cdot \left(\frac{P_{mech} - P_{el}}{\omega_r} - D \cdot (\omega_r - \omega_n) \right) \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Das elektrische Teilmodell wird durch das gleiche Ersatzschaltbild wie bei dem Maschinenmodell nach Y. Chen beschrieben, bestehend aus einer Spannungsquelle, welche die Erregerspannung mit u_e nachbildet, der Statorinduktivität L_s und dem Wicklungswiderstand R_s . An den Klemmen liegt wiederum die Netzspannung an. Daraus ergibt sich das folgende Differentialgleichungssystem.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = -\frac{R}{L} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} u_{e,a} - u_a \\ u_{e,b} - u_b \\ u_{e,c} - u_c \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

Die Polradspannung u_e ist auch in diesem Modell durch ein dreiphasiges symmetrisches Drehspannungssystem mit der Amplitude $\hat{U}_e = \sqrt{2} \cdot U_e$ und dem Polradwinkels der Maschine θ_r charakterisiert. Somit ergibt sich für das Differentialgleichungssystem.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = -\frac{R}{L} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} \hat{U}_e \cdot \sin(\theta_r) - u_a \\ \hat{U}_e \cdot \sin(\theta_r - \frac{2}{3}\pi) - u_b \\ \hat{U}_e \cdot \sin(\theta_r + \frac{2}{3}\pi) - u_c \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Aus den Gleichungen wird ersichtlich, dass das mechanische und elektrische Teilmodell beim KVM-Modell wiederum über den Rotordrehwinkel θ_r miteinander gekoppelt sind. Da im Dämpfungsterm die aktuelle Netzfrequenz erforderlich ist und auch ein Großteil der Stromregler in dq-Koordinaten rechnen, so wie es auch bei dem in diesem Projekt vorhandenen Umrichter der Fall ist, wird das gesamte Modell mit Hilfe der Park-Transformation in dq-Koordinaten überführt.

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2}{3}\pi) & \sin(\theta + \frac{2}{3}\pi) \\ \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2}{3}\pi) & \cos(\theta + \frac{2}{3}\pi) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \mathbf{T} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

Die Vernachlässigung der Nullkomponente ist an dieser Stelle zulässig, da bei dem betrachteten System kein Neutralleiterstrom fließen kann, da es sich hier um einen Dreileiter-Umrichter handelt. Die hier gewählte sinusbasierte Park-Transformation begründet sich auf dem Punkt, dass die Phasenregelschleife als PI-Regler ausgeführt ist und eine der beiden Park-transformierten Spannungen zu Null regeln soll. Hier wird die q-Achse des rotorfesten Koordinatensystems mit der a-Achse des statorfesten Koordinatensystems zusammengelegt, damit die PLL die q-Komponente zu Null regeln kann. Auf das Modell hat dies keine Auswirkungen. Unter der Berücksichtigung, dass im Projekt das Modell der virtuellen Synchronmaschine nur Momentanreserve zur Verfügung stellen soll und keine Unsymmetriekompensation vorgenommen werden soll, was mit dem vorhandenen System auch nicht umsetzbar wäre, darf die Nullkomponente der Transformation vernachlässigt werden.

Das Differentialgleichungssystem des elektrischen Teilmodells ergibt sich nach der Park-Transformation zu.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \frac{1}{L} \cdot \begin{bmatrix} -R & -\omega L \\ \omega L & -R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \cdot \begin{bmatrix} u_{e,d} - u_{n,d} \\ u_{e,q} - u_{n,q} \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

Neben den Strömen müssen auch die Netzspannung und die virtuelle Polradspannung in dq-Koordinaten transformiert werden, analog zur Transformation der Ströme.

$$\begin{bmatrix} u_{e,d} \\ u_{e,q} \end{bmatrix} = \mathbf{T} \cdot \begin{bmatrix} \hat{U}_e \cdot \sin(\theta_r) \\ \hat{U}_e \cdot \sin\left(\theta_r - \frac{2}{3}\pi\right) \\ \hat{U}_e \cdot \sin\left(\theta_r + \frac{2}{3}\pi\right) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{U}_e \cdot \cos(\theta_n - \theta_r) \\ -\hat{U}_e \cdot \sin(\theta_n - \theta_r) \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

$$\begin{bmatrix} u_{n,d} \\ u_{n,q} \end{bmatrix} = \mathbf{T} \cdot \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

Das Differentialgleichungssystem des elektrischen Teilmodells lässt sich noch weiter vereinfachen, sodass dieses letztendlich nur noch durch zwei algebraische Gleichungen ausgedrückt werden kann. Die Nachbildung der transienten Ausgleichsvorgänge bringen keinen erheblichen Vorteil bei der Bereitstellung von Momentanreserve und da die Maschine im eingeschwungenen Zustand im dq-Koordinatensystem als quasistationär angesehen werden kann. Daher kann die zeitliche Ableitung der Sollströme zu Null gesetzt werden. Somit ergibt sich das nachfolgende Gleichungssystem für den elektrischen Teil:

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_d \\ \dot{i}_q \end{bmatrix} = \frac{1}{R^2 + (L\omega)^2} \begin{bmatrix} R & L\omega \\ -L\omega & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{e,d} - u_{n,d} \\ u_{e,q} - u_{n,q} \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

Die Kopplung des elektrischen und mechanischen Teilmodells erfolgt ebenso wie beim abc-Modell nach Y. Chen über die elektrische Leistung, die über den Luftspalt auf den Rotor übertragen wird. Die elektrische Leistung berechnet sich im dq-Koordinatensystem aus dem Produkt der Polradspannung und der Maschinenströme.

$$p_e = u_{e,d} \cdot i_d + u_{e,q} \cdot i_q \quad (3.42)$$

Über die virtuelle Drehzahl der Maschine lässt sich dann das elektrisch wirkende Moment berechnen. Damit ist das Modell in seiner Form vollständig beschrieben und es ergibt sich das nachfolgend dargestellte Blockschaltbild für das klassisch vereinfachte Modell der virtuellen Synchronmaschine.

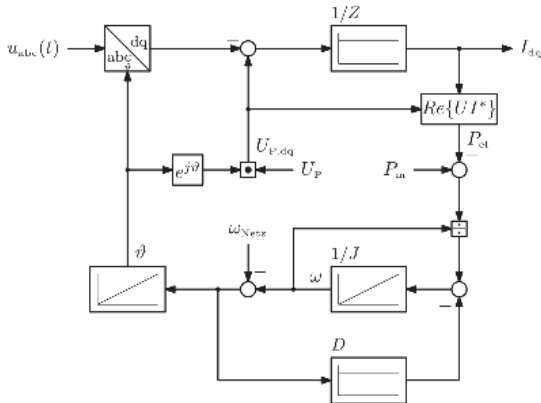


Abbildung 3-23: Blockschaltbild des klassisch vereinfachten Maschinenmodells. Im oberen Teil ist das elektrische Teilsystem durch seinen dq-transformierten Statorkreis nachgebildet. Der untere Teil wird durch die Rotormechanik mit seiner Bewegungsgleichung und dem konstanten Dämpfungsterm abgebildet. Die Kopplung der beiden Teilsysteme erfolgt durch die Luftspaltleistung und den Rotordrehwinkel der Maschine.

Netzmodell

Für das Netzmodell wurde im wesentlichen drei Wechselspannungsquellen mit variabler Netzfrequenz verwendet. Mit Ihnen konnten gezielt Netzfrequenzverläufe vorgegeben werden. Eine Berücksichtigung der Netzurückwirkungen und der weiteren im Netz betrachteten SDL wurde zwar angedacht, aber für die schnelle Bewertung der VISMA-Parametersätze nicht weiter berücksichtigt.

AP 2.4 Gesamtsimulation

Das Gesamtmodell in Abbildung 3-24 zeigt das Modell von Batterie, Zwischenkreis, Wechselrichter, Netz und der Netzanbindung.

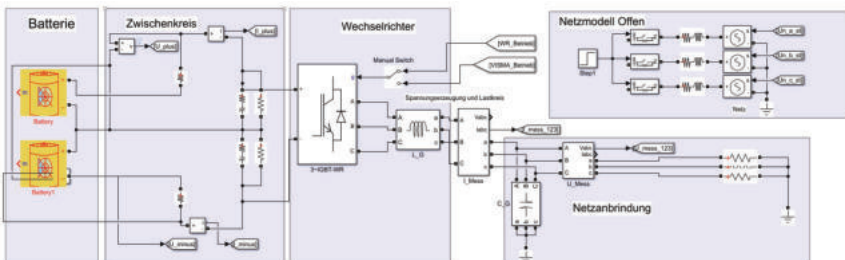


Abbildung 3-24: Aufbau der Gesamtsimulation in MATLAB/Simulink

3.3 Aufbau der Komponenten und des Gesamtsystems

AP 3.1 Aufbau der Komponenten nach AP1, Aufbau Gesamtsystem für die Laborumgebung

Im Rahmen des Aufbaus der Komponenten in der Laborumgebung zeigte sich schnell, dass der Aufbau des Gesamtsystems innerhalb der Laborumgebung (Aktives Verteilnetzlabor) des EFZN/TUC aufgrund der Leistungsbeschränkung der Sicherheitstechnik zu Problemen beim Zuschalten des WR-Systems Pilot1 führt. Daher wurde frühzeitig entschieden den Aufbau, die Inbetriebnahme und weiteren Tests am WR-System Pilot1 bereits direkt in der Feldumgebung – dem Anschlusspunkt des Niederspannungshauptversorgung (NSHV) des EFZN-EnergieCampus durchzuführen (s.a. Abschnitt 3.6 Laboruntersuchungen Gesamtsystem)

AP 3.2 Aufbau der Komponenten nach AP1, Aufbau Gesamtsystem für die Feldumgebung

Implementierung der Modelle

Für die Umsetzung auf dem Pilot 1 und Prototyp/Pilot2 im Feldversuch stehen das Maschinenmodell nach Y. Chen und das klassisch vereinfachte Maschinenmodell zur Auswahl. Bei dem KVM-Modell wird die Synchronmaschine lediglich durch die rotierende Schwungmasse, also einem Einmassenschwinger mit Dämpfung, nachgebildet. Diese einfache Struktur des Modells erlaubt jedoch keine gezielte Unsymmetrie- oder Oberwellenkompensation und auch der Betrieb im Inselnetz ist nicht möglich. Bedingt ist dieses Verhalten auch durch die notwendige Koordinatentransformation, die auf eine Nullkomponente verzichtet. Das Modell nach Y. Chen beschreibt die Synchronmaschine präziser, sodass dieses Modell in der Lage ist die zuvor genannten Eigenschaften zu erfüllen, vor allem bei Umrichtern, die mit Phasenstromreglern arbeiten. Der Verzicht einer Koordinatentransformation spart zum einen eine Phasenregelschleife ein und zum anderen erleichtert dies die gezielte Regelung einzelner Phasen.

Der in diesem Projekt verwendete Wechselrichter arbeitet mit dq-Koordinaten ohne Nullkomponente. Dies ist dadurch bedingt, dass es sich bei dem Wechselrichter um einen Dreileiter-Umrichter ohne Neutralleiter handelt. Aus diesem Grund ist dieser auch nicht in der Lage Unsymmetrien oder Oberwellen zu kompensieren. Die Wahl auf einen Stromregler in dq-Koordinaten ist außerdem dem Umstand geschuldet, dass somit zu jeder Zeit sichergestellt ist, dass der Umrichter nur synchronisiert auf das Netz geschaltet wird. Phasenstromregler besitzen die Eigenschaft, den ihnen vorgegebenen Strom immer einzuprägen, unabhängig des aktuellen Netzwinkels.

Die Wahl des zu verwendeten Modells fällt aufgrund der zuvor genannten Gründe, dass der Umrichter nur auf die Grundwelle einspeisen kann und die Übergabe der Stromsollwerte in dq-Koordinaten erfolgt, auf das klassisch vereinfachte Maschinenmodell. Hinzu kommt, dass Herr Werther in seiner Dissertation die beiden Modelle zur Bereitstellung von Momentanreserve am starren Netz untersucht hat und sich für diesen Betriebsmodus für das KVM-Modell ausspricht.

Für den Feldversuch ergibt sich somit folgender Aufbau. Die Kommunikation zwischen der Steuereinheit und der DSP-Hardware geschieht über eine CANopen-Schnittstelle.

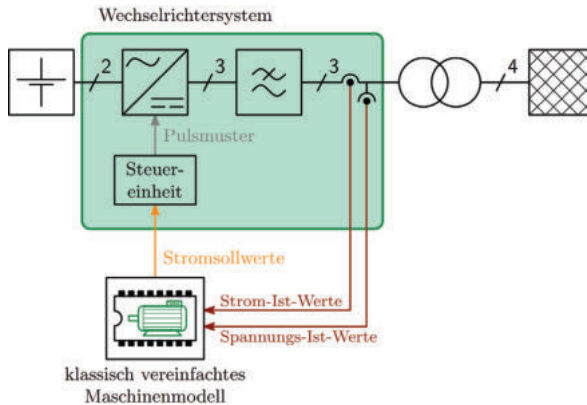


Abbildung 3-25: Prinzipieller Aufbau des Gesamtsystems Pilot 1 für den Feldversuch. Die in grün eingerahmten Komponenten sind alle im Umrichterschrank verbaut. Die Erfassung der Strom- und Spannungswerte erfolgt mittels analoger Signale, die der DSP-Hardware mit dem Maschinenmodell übergeben werden, welches die Strom-Sollwerte in Echtzeit berechnet und via CAN-Bus an die Steuereinheit des Umrichters übergibt.

Die Ist-Werterfassung der Ströme und Spannungen erfolgt analog durch entsprechende Sensoren, die am Wechselrichterausgang zwischen Ausgangsfilter und Trenntransformator montiert sind. Über eine entsprechendes Messsystem werden die Messgrößen in äquivalente Spannungssignale zwischen -10 V und 10 V umgewandelt, die über Analog-Digital-Umsetzer dem Gesamtmodell über die DSP-Hardware zur Verfügung gestellt werden.

Die Spannungswerte werden zunächst mit einem Tiefpassfilter geglättet und anschließend von ihrer verbleibenden Gleichkomponenten bereinigt. Die gefilterten Werte dienen nun als Eingangsgröße der Phasenregelschleife, die den Netzwinkel, die Netzfrequenz und die Netzspannung in dq-Koordinaten berechnet. Die bestimmte Netzfrequenz und transformierte Netzspannung bilden dann die Eingangsgrößen des Maschinenmodells der virtuellen Synchronmaschine.

Die vom Maschinenmodell berechneten Soll-Ströme werden an den Umrichter über eine definierte CANopen-Schnittstelle mit einer Taktfrequenz von 1 kHz übermittelt. Die Sample-Time des Maschinenmodells ist jedoch deutlich schneller mit 8 kHz . Dies ist jedoch zulässig, da die Ströme in dq-Koordinaten, also Gleichgrößen, übermittelt werden und eine große Änderung der Werte innerhalb von 1 ms nicht zu erwarten ist. Hinzu kommt, dass der Wechselrichter große Leistungssprünge in dieser Zeit nicht umsetzen könnte (vgl. Abbildung 3-79).

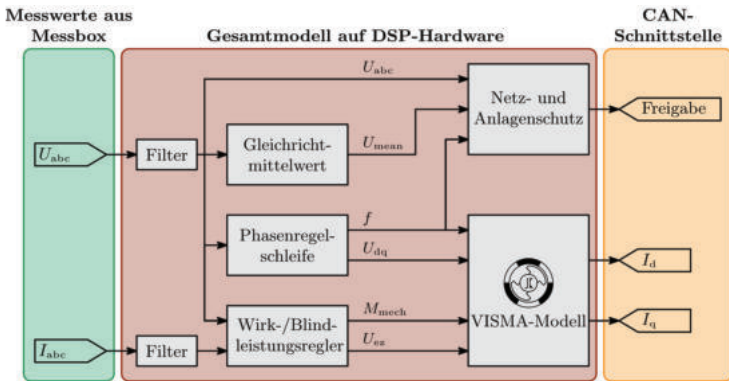


Abbildung 3-26: Strukturbild des auf der DSP-Hardware umgesetzten Modells, unterteilt in die Ein- und Ausgangsgrößen und die implementierten Teilmodelle zur Bestimmung der Strom-Sollwerte und zur Überwachung des sicheren Netzbetriebs.

Der Wechselrichter ist neben der Bereitstellung von Momentanreserve auch in der Lage vorgegebene Wirk- und Blindleistung einzuspeisen. Dafür wird im Modell eine PQ-Regelung verwendet, die aus einfachen PI-Reglern aufgebaut ist um die Stellgrößen, mechanisches Drehmoment und Erregerspannung (vgl. Klassisch vereinfachtes Maschinenmodell), an das Maschinenmodell zu übergeben.

Die Reglerfreigabe erfolgt über ein softwareseitiges Status-Bit, welcher auf der Programmoberfläche der DSP-Hardware gesetzt werden kann. Dieser wird an den Wechselrichter nur übergeben, sollte der Netz- und Anlagenschutz keinen Fehler oder unzulässigen Netzbetrieb detektiert haben. Zugleich wird auch bei auslösen des NA-Schutzes der Status-Bit sofort genommen und der Umrichter sicher vom Netz getrennt.

Aufbau des Gesamtmodells

Der Wechselrichter verfügt intern bereits über eine Vielzahl an Überwachungseinrichtungen, die einen sicheren Betrieb gewährleisten sollen und im Falle der Verletzung von Systemgrenzen den Wechselrichter sicher abschaltet. Vor allem die Temperaturüberwachung der einzelnen Komponenten, einer Strombegrenzung der Sollwerte sowie eine Netzüberwachung sind bereits intern realisiert. Während des Betriebes kann das Gesamtmodell jedoch nicht darauf zugreifen, weshalb neben dem Modell der virtuellen Synchronmaschine noch ein Netz- und Anlagenschutz auf der DSP-Hardware zusätzlich mitläuft (vgl. Abbildung 3-26). Hierbei wird neben den Frequenz- und Spannungsgrenzen auch die Batterieseite mit überwacht, sodass das Modell in einer vorgeschriebenen Abschaltzeit in einen Fehlerzustand überführt wird und der Umrichter sicher vom Netz getrennt werden kann, wenn eine der Zuschalt- oder Betriebsbedingungen nicht mehr erfüllt ist.

Ein besonderes Augenmerk liegt hier auch zwischen der Batterie und dem Wechselrichter. Der Batteriestack ist über eine Anschlussbox an den Umrichter angeschlossen, die wiederum selbst eine Überwachung jeder einzelnen Zelle in den Stacks beinhaltet und im Falle einer Grenzwertverletzung die Batterie vom Umrichter trennt. Um einen Betrieb ohne angeschlossene Batterie zu vermeiden,

wird neben der Batteriespannung auch das Alive-Signal² über eine CAN-Schnittstelle abgegriffen und in die Überwachungseinrichtung mit eingeführt.

In den Netzanschlussbedingungen (z. B. in VDE-AR-N 4105:2018-11 [44]) werden die geforderten Abschaltgrenzen und auch deren Abschaltzeiten definiert. Wird mindestens einer dieser Grenzwerte verletzt, so ist eine Trennung des Wechselrichters in meist 200 ms vom Netz vorgeschrieben. Dabei ist vor allem die Dynamik der Messung und die Verzögerung des Trennschalters zu berücksichtigen.

Zur Vermeidung von Fehlabschaltungen durch einzelne Spikes oder nur die äußerst kurzzeitige Verletzung der Abschaltgrenzen von wenigen Millisekunden ist der Netz- und Anlagenschutz so umgesetzt worden, dass immer die maximal mögliche Ausschaltzeit vollständig ausgenutzt wird, bevor der Befehl zum Trennen erfolgt.

Überwachung der Frequenzgrenzen

Die Überwachung der Frequenzgrenzen ist im Wesentlichen einfach umzusetzen. Die Messung der Frequenz kann auf unterschiedliche Weise durchgeführt werden, wobei in diesem Aufbau das Modell der virtuellen Synchronmaschine schon auf eine Phasenregelschleife (PLL) angewiesen ist. Somit steht die aktuelle Netzfrequenz bereits zur Verfügung.

Die PLL arbeitet mit einer doppelten Koordinatentransformation (Clarke- und Park-Transformation) der Netzspannung. Die d- oder q-Komponente der transformierten Netzspannung (abhängig von der verwendeten Park-Transformation – Sinus- oder Cosinus-basierten Transformation) entspricht dem Phasenfehlersignal und wird mittels eines PI-Reglers zu Null geregelt. Dieses Verfahren der Netzfrequenzbestimmung findet in der Praxis sehr häufig Anwendung. Das Modell der PLL ist ebenfalls intern auf der Steuerungselektronik der Leistungsbausteine implementiert, sodass die PLL des Umrichters und die auf der DSP-Hardware gleiche Eigenschaften besitzen.

Zur Unterdrückung von ungeraden Harmonischen und Dämpfung von hochfrequentem Rauschen werden die d- und q-Komponenten der Spannung im Modell der PLL mit einem gleitenden Mittelwert von 10 ms gefiltert. Somit wird die Dynamik dieser etwas reduziert, jedoch ist diese immer noch schneller als eine Periode der Netzfrequenz. Die geforderte Abschaltzeit von 200 ms ist daher im Bezug auf die Dynamik der Frequenzmessung relativ lang und gut umsetzbar.

Unter Berücksichtigung der Zeitverzögerung der Dynamik der PLL, der Verzögerung durch die Tiefpassfilterung der Spannungssignale und der Fallzeit des AC-Schützes ist zur Sicherheit der Einhaltung der Abschaltzeit von 200 ms die Auslösezeit auf 150 ms gesetzt.

Die von der PLL ermittelte Frequenz f wird mit dem maximal zulässigen Frequenzband mit den Grenzen f_{min} und f_{max} verglichen. Wird eine dieser beiden Werte verletzt, so wird der Boole'sche Werte, der aus dem Vergleichsblock herausgeht, zu Null und der nachfolgende UND-Block gibt ebenfalls eine Null aus. Dieses Signal wird von einem PT1-Glied mit der Zeitkonstante 150 ms verzögert, sodass ein einzelner Messwert, der die Grenzen verletzen würde nicht zum Abschalten des Umrichters führen würde. Erst wenn das PT1-Glied den Wert e^{-1} unterschreitet, was bei einer dauerhaften Null nach 150 ms der Fall ist, wird das Freigabesignal der Frequenzüberwachung zu Null gesetzt und der Wechselrichter wird abgeschaltet. Die Abbildung 3-27 zeigt die regelungstechnische Umsetzung der Frequenzüberwachung.

² Status-Bit, welcher den Betriebszustand der Batterie definiert (zugeschaltet/getrennt)

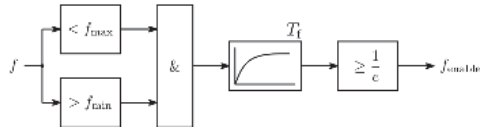


Abbildung 3-27: Regelungstechnische Umsetzung des Teilmodells des NA-Schutzes für die Überwachung der Frequenzgrenzen (in Anlehnung an [45])

Überwachung der AC-Spannungsgrenzen

Die Umsetzung zur Überwachung der Spannungsgrenzen auf der AC-Seite des Wechselrichters gestaltet sich ein wenig umfangreicher, da einige weitere Randbedingungen zu berücksichtigen sind, weil üblicherweise mehrere Abschaltgrenzen mit unterschiedlichen Verzögerungszeiten gefordert werden.

Die Abschaltgrenzen in den Netzanschlussbedingungen beziehen sich auf den Effektivwert der Netzspannung. Die Berechnung des Effektivwertes ist jedoch aufgrund des Ziehens einer Wurzel sehr rechenaufwändig und kann bei einem recht umfangreichen Simulationsmodellen auf der DSP-Hardware dazu führen, dass das Modell nicht mehr in Echtzeit ausgeführt werden kann (abhängig von der Taktfrequenz eines Rechenzyklus). Um dieser Problematik entgegen zu wirken wird bei dem hier beschriebenen Netz- und Anlagenschutz bei der AC-Spannungsüberwachung auf den Gleichricht-Mittelwert gesetzt, welcher anschließend normiert wird. Der Vorteil dieser Methode ist, dass sich der normierte Gleichricht-Mittelwert genau gleich verhält wie der normierte Effektivwert, sodass die Grenzwerte nicht neu skaliert werden müssen.

Der Gleichricht-Mittelwert wird für alle drei Phasen der Netzspannung separat bestimmt und für die obere Abschaltgrenze jeweils der größte der drei Werte betrachtet, für die untere Abschaltgrenze jeweils der kleinste der drei Werte. Der Aufbau ist im Wesentlichen für alle vier Grenzwerte identisch, sie unterscheiden sich lediglich in ihren Abschaltzeiten. Wird eine der Gleichricht-Mittelwert-Grenzwerte verletzt so bedingt der Vergleich mit der entsprechenden Größe eine Eins, die anschließend durch den NOT-Block invertiert wird. Nach durlaufen des PT1-Gliedes fällt anschließend nach der definierten Abschaltzeit der entsprechende Zweig von eins auf null zurück und das Freigabesignal der Spannungsüberwachung wird entzogen.

Bei sehr hohen Überspannungen muss die Abschaltung des Wechselrichters zum Selbstschutz extrem schnelle erfolgen. Daher werden hier keine Gleichricht-Mittelwerte, sondern die Beträge der momentanen Netzspannung genutzt, die auch an dieser Stelle normiert werden. Die Struktur ist gleich zu der vorher beschriebenen, jedoch ist die Abschaltzeit deutlich geringer.

Die UND-Verknüpfung aller Teilzweige der Spannungsüberwachung bedingt, dass bei einer Verletzung sicher abgeschaltet werden kann. So muss zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden, dass alle Grenzen eingehalten werden. Die vollständige Umsetzung der AC-Spannungsüberwachung ist in nachfolgender Abbildung dargestellt.

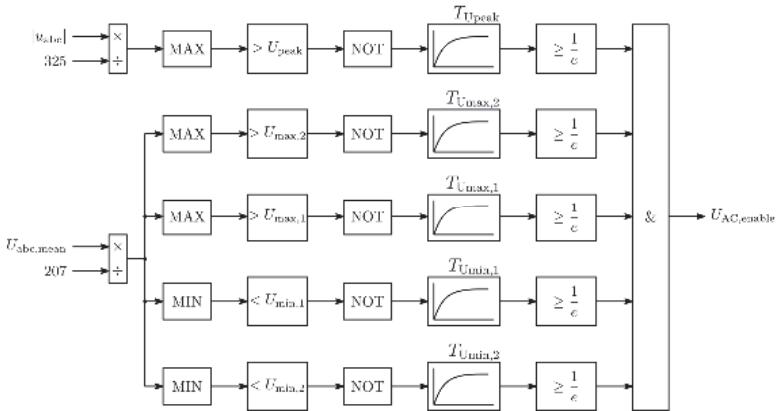


Abbildung 3-28: Regelungstechnische Umsetzung des Teilmodells des NA-Schutzes für die Überwachung der AC-Spannungsgrenzen(in Anlehnung an [45])

Überwachung der DC-Spannungsgrenzen

Die Überwachung der Batteriespannung ist prinzipiell genau so aufgebaut wie die Frequenzüberwachung. Die momentane Spannung im Zwischenkreis des Umrichters wird auf die Einhaltung der unteren und oberen Spannungsgrenze überprüft. Wenn eine der beiden Grenzen verletzt wird, gibt der Vergleichsoperator eine Null aus und der folgende UND-Block gibt ebenfalls eine Null weiter. Mit Hilfe des PT1-Glieds wird wiederum eine Verzögerung erreicht, sodass die Grenzwertverletzung eine Mindestlänge haben muss, bevor der Wechselrichter abschaltet.

Da die Zwischenkreisspannung bei einer Abschaltung der Batterie zunächst noch innerhalb der Spannungsgrenzen liegen kann wird das Ausgangssignal der Spannungsbandüberwachung noch mit einem UND-Block mit dem Alive-Signal der Batterie gekoppelt. Sollte die Batterie also durch einen internen Fehler vom Wechselrichter getrennt werden, so führt das abfallende Alive-Signal dazu, dass das Freigabesignal der Batterieüberwachung verzögerungsfrei genommen und zu Null gesetzt wird.

Die vollständige regelungstechnische Umsetzung der Batterieüberwachung ist in Abbildung 3-29 dargestellt.

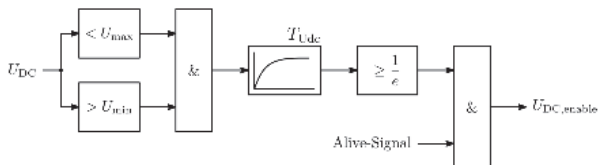


Abbildung 3-29: Regelungstechnische Umsetzung des Teilmodells des NA-Schutzes für die Überwachung der DC-Spannungsgrenzen(in Anlehnung an [45])

Überprüfung des Netz- und Anlagenschutzes

Der volle Funktionsumfang des Netz- und Anlagenschutzes kann nicht am öffentlichen Stromnetz getestet werden, da die erforderlichen Ereignisse zum einen äußerst schwer vorherzusagen sind und zum anderen auch äußerst selten vorkommen. Daher wurden im Labor mit einem Netzsimulator die

Ereignisse simuliert und das Modell auf der DSP-Hardware überprüft. Der volle Funktionsumfang des Netz- und Anlagenschutzes konnte so nachgewiesen werden.

Parametrierung des KVM-Modells

Die Parametrierung des klassisch vereinfachten Maschinenmodells erfolgt nach der Auslegungsvorschrift, die Herr B. Werther in seiner Dissertation vorgestellt hat [43]. Ziel der Auslegungsstrategie ist es, dass die virtuelle Synchronmaschine die zuvor definierten Eigenschaften zur Verfügung stellen kann. Die Auslegung erfolgt anhand folgender Voraussetzungen:

- Definition des Arbeits- und Nennarbeitspunktes
- Definition der bereitzustellenden Energie bei Frequenzänderung und damit der virtuell rotierenden Masse
- Definition des dynamischen Verhaltens im Arbeitspunkt

Für die Umsetzung der Modelleigenschaften und der Bestimmung der Maschinenparameter hat Herr Werther zunächst einige Analysen vorgenommen. Dazu wurden verschiedene Betriebspunkte vorgegeben und ihre Ruhelagen bestimmt. Mit der Berücksichtigung der bereitgestellten Energie, wenn sich der Netzzustand über einen Frequenzgradienten ändert, hat Herr Werther das Modell normiert und anschließend das Kleinsignalverhalten untersucht, um das dynamische Verhalten der Maschine zu untersuchen. Auf Grundlage dieser Untersuchungen ist abschließend eine Vorschrift entwickelt worden, anhand der sich das Modell parametrieren lässt.

Bereitgestellte Energie nach einer Frequenzänderung

Es wird angenommen, dass sich die virtuelle Synchronmaschine zum Zeitpunkt t_1 im eingeschwungenen Zustand befindet und die Netzfrequenz zur gleichen Zeit den Wert ω_1 annimmt. Bis zu diesem Zeitpunkt sei die Frequenz konstant. Nach dem Zeitpunkt ändert sich die Frequenz des Netzes bis zum Zeitpunkt t_2 . Entsprechend des Vorzeichens der Frequenzänderung nimmt die Maschine Leistung aus dem Netz auf oder speist sie ein. Nach Abschluss der Frequenzänderung haben VISMA und Netz wiederum die gleiche Frequenz ω_2 . Das bedeutet, dass das System von einem eingeschwungenen Zustand in einen neuen stationären Zustand überführt wird, wobei die Änderung mit einem positiven oder negativen Energiefluss verbunden ist. Die Berechnung der bezogenen oder bereitgestellten Energie erfolgt aus der Berechnung der in der trägen Masse gespeicherten Energie.

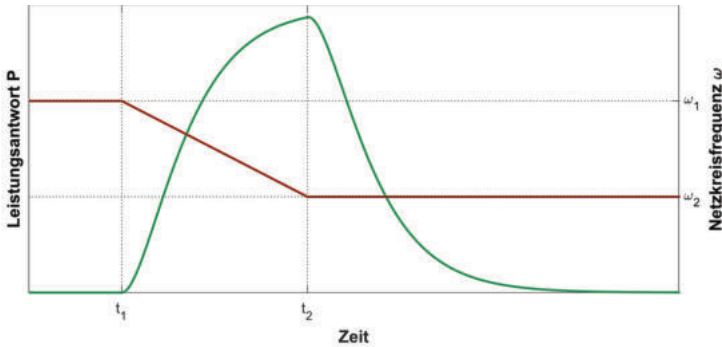


Abbildung 3-30: Prinzipielle Darstellung der Leistungsantwort (grün) der virtuell rotierenden Masse der Synchronmaschine auf eine Frequenzänderung von ω_1 nach ω_2 des Netzes (rot)

Die Bewegungsgleichung des KVM-Modells lässt sich nach der elektrischen Leistung umstellen. Die bereitgestellte oder bezogene Energie folgt anschließend aus der Integration über den Einschwingvorgang von t_1 nach t_2 .

$$E = \int_{t_1}^{t_2} P_{el} \cdot dt = \int_{t_1}^{t_2} [-J \cdot \dot{\omega} \omega - D \cdot \omega^2 + P_{mech}] dt \quad (3.43)$$

Nach der Summenregel bei Integralen ergeben sich für die Gleichung der Energie drei Summanden, die getrennt voneinander betrachtet werden können. Der erste und zweite Summand besitzen eine Abhängigkeit von ω und sind damit von der Frequenzänderung aus der ersten Ruhelage mit ω_1 in die zweite Ruhelage mit ω_2 abhängig. Die im ersten Summanden vorhandene Ableitung der Frequenz $\dot{\omega}$ überführt das Integral über der Zeit mit Hilfe der Substitutionsregel in ein Integral über der Frequenz mit ω als Integrationsvariablen. Der letzte Summand beschreibt die Energie, welche der Maschine über die virtuelle Rotorwelle zu- oder abgeführt wird. Diese wird im Folgenden mit E_{mech} bezeichnet.

$$E = \int_{\omega_1}^{\omega_2} -J \cdot \omega \cdot d\omega - \int_{t_1}^{t_2} D \cdot \omega^2 \cdot dt + E_{mech} \quad (3.44)$$

Die Dämpfungsenergie berechnet sich aus dem wirkenden Dämpfungsmoment und wirkt aufgrund seiner quadratischen Form bei einer Änderung der Frequenz reduzierend auf die Gesamtenergie aus. Die Lösung der Teilintegrale liefert nun:

$$E = \underbrace{\frac{J \cdot (\omega_2^2 - \omega_1^2)}{2}}_{E_{rot}} - \underbrace{\int_{t_1}^{t_2} D \cdot \omega^2 \cdot dt}_{E_{damp}} + E_{mech} \quad (3.45)$$

Die über die virtuelle Welle zu- oder abgeführte Energie ist sowohl unabhängig von der Zeit als auch von der Frequenz, sofern eine entsprechende Regelung diese nicht nachführt. Sie hat damit also keinen Einfluss auf die Energie im Falle einer Frequenzänderung und trägt damit auch nicht zur Momentanreserve bei. Einen Beitrag liefern bei einer Frequenzänderung damit ausschließlich das Trägheitsmoment der rotierenden Masse und das entgegenwirkende Dämpfungsmoment.

$$E_{mom} = E_{rot} - E_{damp} = \frac{J \cdot (\omega_2^2 - \omega_1^2)}{2} - \int_{t_1}^{t_2} D \cdot \omega^2 \cdot dt \quad (3.46)$$

Modellparameter des elektrischen Teilsystems

Das elektrische Teilsystem der virtuellen Synchronmaschine wird, wie im Abschnitt 3.2 Maschinenmodell nach Y. Chen beschrieben, durch drei einphasige Ersatzschaltbilder mit einer Spannungsquelle, einem Wicklungswiderstand und einer Induktivität abgebildet. Die beiden wesentlichen Maschinenparameter bilden hier der Wicklungswiderstand und die Induktivität, die es zu parametrieren gibt. Diese sind auch nach der Transformation der Größen von abc- in dq-Koordinaten noch die gleichen.

Die Induktivität der Maschine berechnet sich letztlich aus der spezifischen Kurzschlussleistung, der Maschinennennleistung und der Klemmenspannung. Liegt der Schwerpunkt der Maschine primär auf der Erbringung von Momentanreserve, so ist keine besonders hohe Kurzschlussleistung erforderlich und der Nennpolradwinkel kann etwas größer angesetzt werden. In diesem Fall wird ein Nennwinkel von 45° gewählt und damit die spezifische Kurzschlussleistung auf $\sqrt{2}$ gesetzt. Für eine Maschine im Normalbetrieb wird üblicherweise eine höhere Kurzschlussleistung und ein kleinerer Nennpolradwinkel, nämlich 30° , gewählt. Dieser Fall wird jedoch nicht weiter betrachtet.

Der ohmsche Anteil der Statorreaktanz ist in erster Linie ein Dämpfungsanteil und bewirkt während des Betriebs einen virtuellen Spannungsabfall. Dieser ist nach Möglichkeit sehr klein zu halten, ein Widerstand von 0Ω ist jedoch nicht zulässig. Dieser orientiert sich an der Statorinduktivität und somit wiederum an den Maschineneigenschaften.

Für die beiden Größen gilt somit:

$$R = f(s_K, S_N, U_N) \quad (3.47)$$

$$L = f(s_K, S_N, U_N) \quad (3.48)$$

Modellparameter des mechanischen Teilsystems

Als Maß für die bereitgestellte oder aufgenommene Energie im Falle eines Absinkens oder Ansteigens der Netzfrequenz ist die Trägheit der rotierenden virtuellen Masse. Dabei wird bei der Auslegung der Maschine zunächst der Dämpfungsteil vernachlässigt und das Augenmerk primär auf die Rotationsenergie gelegt. Mit Hilfe der Maschinenkonstante H , der Nennscheinleistung der Maschine und der Netznennfrequenz kann nun die Trägheit der Masse berechnet werden. Die Energie der rotierenden Masse verhält sich dabei linear zu ihrer Maschinenkonstanten.

$$J = f(S_N, H, \omega) \quad (3.49)$$

Die Maschinenkonstante lässt sich für jedes Kraftwerk bestimmen und aus entsprechenden Tabellen ablesen. Für Kraftwerksgeneratoren mit einer Nennleistung zwischen 300 MW und 1000 MW ergibt sich eine Maschinenkonstante von 3 bis 8 s [46, 47]. Damit die VISMA einen vergleichbaren Anteil an Momentanreserve zur Verfügung stellen kann, wie ein Kraftwerksgenerator in dieser Größenordnung, so ist eine Maschinenkonstante in dieser Größenordnung zu wählen.

Der noch fehlende Parameter zur vollständigen Beschreibung des klassisch vereinfachten Maschinenmodells ist die Dämpfung, die auch als entscheidender Parameter Einfluss auf die Dynamik des Modells hat. Ist dieser Wert zu klein, so beginnt die Maschine zu schwingen, während bei einem zu großen Wert das Dämpfungsmoment so groß wird, sodass der Anteil der Momentanreserve in Folge einer Frequenzänderung stark reduziert wird. Herr Werther hat in seiner Arbeit die Auslegung dieses Parameters so gewählt, sodass der aperiodische Grenzfall eintritt. Dies hat den Vorteil, dass ein maximal möglicher Energiebeitrag erbracht werden kann, ohne, dass die Maschine überschwingt. Die Dämpfung berechnet sich wiederum als Funktion der Maschinenkonstante, der Nennleistung, der spezifischen Kurzschlussleistung und der Netznennfrequenz, wobei der Zusammenhang zwischen einzelnen Größen, anders als bei der Trägheit der rotierenden Masse, nicht mehr linear, sondern nach einer Wurzelfunktion verläuft.

$$D = f(S_N, H, \omega, s_K) \quad (3.50)$$

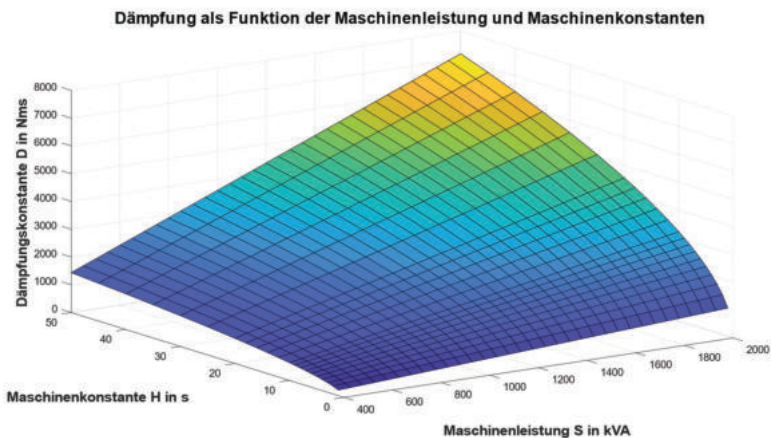


Abbildung 3-31: Dämpfung D berechnet als Funktion der Maschinennennscheinleistung S und der Maschinenkonstante H - Wurzelförmiger Verlauf mit steigender Maschinenkonstante linear verlaufender Maschinenleistung

3.4 Alterungsmodell für Lithium-Ionen-Batterien für hochdynamische Belastungen

AP 4.1 Physikalisch-chemisches Modell

Zur Bestimmung des Batteriezustandes kann unter anderem die Ruhespannungskennlinie (siehe Abbildung 3-11) herangezogen werden. Die Ruhespannungskennlinie beinhaltet Informationen zur Elektrodenbalancierung und der Inhomogenität innerhalb der Zelle. Insbesondere für die Zellen, welche eine Graphitanode besitzen, ist die Nutzung aufgrund der verschiedenen Interkalationsstufen interessant [48].

Damit diese Daten jedoch aus den Rohdaten gewonnen und in einer inkrementellen Kapazitätsanalyse (ICA) verarbeitet werden können, ist eine umfangreiche Datenbearbeitung notwendig. Im konkreten müssen die abgetasteten Spannungswerte gefiltert werden, um einen geglätteten Spannungsverlauf zu erhalten (Abbildung 3-32 links). Hierfür werden in der Literatur [39, 49] verschiedene Methoden diskutiert. Insbesondere die Filtermethodik Moving-Average (Gleitender Durchschnitt) findet breite Anwendung. Diese Filtermethodik hat jedoch beispielsweise den Nachteil, dass die Peakposition und die Peakhöhe deutlich verändert werden können und in ihrer Ausprägung von der Filterrichtung abhängig sind. Die im Projekt neu entwickelte Methodik Zero-Phase (Z-P) führt die Filterung in beide Richtungen durch und minimiert hierdurch die Peakveränderung (Abbildung 3-32 rechts).

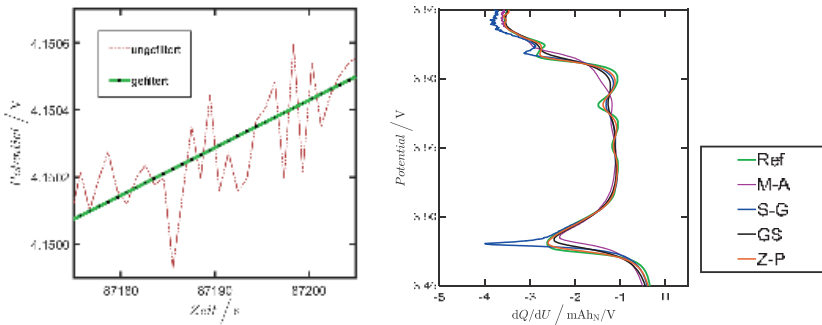


Abbildung 3-32: links: Ungefilterter und gefilterter Spannungsverlauf, rechts: Ausschnitt der Spannungsverläufe, welche auf verschiedene Methoden gefiltert worden sind (Ref=Referenzkurve, M-A=Moving-Average, S-G=Savitzky-Golay, GS=Gaussian, Z-P =Zero-Phase)

Durch die Betrachtung verschiedener Bewertungskriterien wird in Abbildung 3-33 quantitativ aufgezeigt, dass der entwickelte Filter Z-P die beste Methodik zur Durchführung der inkrementellen Kapazitätsanalyse darstellt.

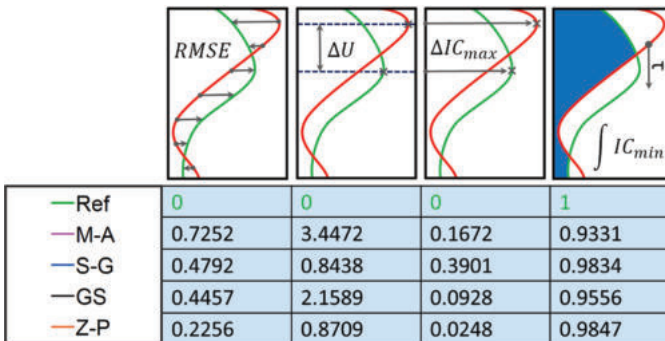


Abbildung 3-33: Verschiedene Kennzahlen zur Bewertung der Eignung verschiedener Filtermethoden für die inkrementelle Kapazitätsanalyse.

Mit der gefilterten Ruhespannungskennlinie kann anschließend die ICA (inkrementelle Kapazitätsanalyse) und die DVA (differentielle Spannungsanalyse) umgesetzt werden. Hierfür werden

entsprechend die inkrementelle Kapazität $IC=dQ/dU$ und die differentielle Spannung $DV= dU/dQ$ gebildet. In Abbildung 3-34 sind die jeweiligen Verläufe abgebildet und die charakteristischen Peaks markiert.

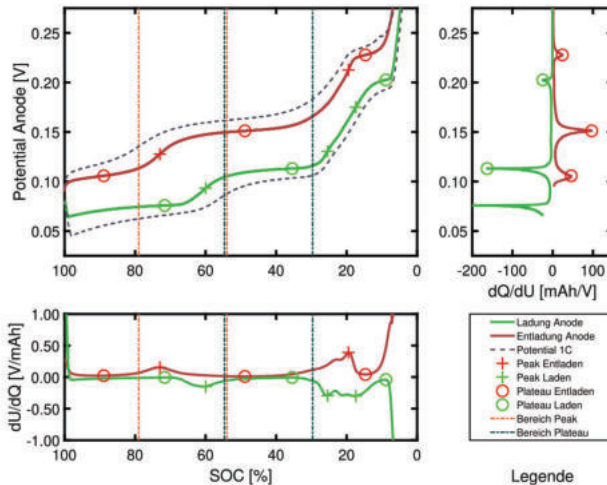


Abbildung 3-34: Durchföhrung der inkrementellen Kapazitätsanalyse (rechts) und der differentiellen Spannungsanalyse (unten) für die Graphit-Anodenspannung aus einer NMC/GIC.

AP 4.2 Ereignisbasiertes Modell

Definition des ereignisbasierten Modells

Zur Durchföhrung des ereignisbasierten Modells werden an die statischen Analysenverfahren gedacht. Dabei werden je nach Anwendung Referenzdaten gesammelt. Bei jedem Anwendungsbereich werden zur Berechnung des Lebensdauerverlustfaktors die Referenzdaten mit den laufenden Betriebsdaten verglichen. Mit den Kenntnissen aus dem Anfangszustand der Batterien und dem Lebensdauerverlustfaktor wird der aktuelle Zustand einer Batterie bestimmen.

Diese Überlegung föhrt zur sogenannten Wöhler-Versuch. Der Wöhler-Versuch wird hauptamtlich in der Betriebsfestigkeit zur Lebensdaueruntersuchung von Maschinen und Bauteilen verwendet. Dabei werden die mechanischen Belastungen der Bauteile oder der Maschinen unter stationären Bedingungen bis zur definierten Lebensdauerende mit konstanten Schwingungen belastet. Durch eine Wiederholung des Versuchs mit unterschiedlichen Schwingungsamplituden entsteht bei Jeder Amplitude eine Anzahl N_i an Schwingungen, die in der sogenannte Wöhler-Linie zusammengefasst werden [50], [51], [52].

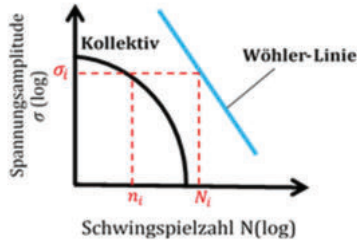


Abbildung 3-35: Darstellung eines Lastkollektivs und einer Wöhler-Linie [53]

Weiterhin dient die Wöhler-Linie zur Ermittlung der Schadenakkumulationsrechnung. Dabei werden die Anzahl n_i an jeder Schwingungsamplitude aus der Betriebsdaten der Maschinen oder Bauteilen (die Belastungszeitfunktionen) im kollektiven zusammengefasst. Jede Schwingamplitude der Belastungszeitfunktion führt zu einem Schadenfaktor, der sich eins durch die Anzahl der bis zum Lebensdauerende zulässigen Schwingungen mit der Amplitude aus der Wöhler-Linie berechnen lässt. Die Summierung alle Schadenfaktoren wird als lineare Schadenakkumulation (D) bezeichnet. Das Lebensdauerende wird erreicht, wenn die Summe allen Schadenfaktoren eins erreicht hat [54], [50], [51], [52].

$$D = \sum_{i=1}^m \frac{n_i}{N_i} \quad (3.51)$$

Das Lebensdauerende ist bei dieser Methode weder von Reihenfolgen der Ereignisse noch von den Formen der Belastungszeitfunktionen abhängig sondern von der Schwingungsamplitude und deren Häufigkeiten. Die Verfahren aus der Betriebsfestigkeitslehre lassen sich nicht direkt auf Batterien übertragen, weil die Alterung der Batterien von der Kombination unterschiedlicher Belastungen (Spannung, Ladezustand, Strom, Temperatur) abhängt.

Wenzl in [55] nimmt aus Datenblattangaben die Lebensdauer (oder Betriebsdauer) von Blei-Batterien bei reiner kalendarischer Alterung als 10 Jahre (d. h. $N=3650$ Tage) an. Danach werden die Anzahl an Betriebstagen n der Blei-Batterien gezählt. Mit dem Verhältnis n/N wird weiterhin die Restlebensdauer ermittelt. Zudem erfolgen zur Definition von Wöhler-Matrizen in [56] die Klassifizierung der gesamten Belastung der Blei-Batterien unter den Anwendungen im Bahnbetrieb in drei Kategorien unterschiedlicher Belastung. Für jeden Bereich enthalten die Elemente der Wöhler-Matrizen prozentual Werte bezogen auf die Nennbedingungen für den Bereich. Die Summe aller Lebensdauerverluste bezogen auf jeden Bereich ergibt die gesamten Lebensdauerverluste der Blei-Batterie, vorausgesetzt es gilt ein linearer Zusammenhang zwischen den Bereichen. Somit werden in [57], [58] das ereignisbasierte Modell in Bezug auf die Anzahl der Zyklen bei Lithium-Ionen-Batterien durchgeführt.

Durchführung des ereignisbasierten Modells

Zur Bestimmung der Alterung mit einem ereignisbasierten Modell wird zwischen kalendarischer und zyklischer Alterung unterschieden. Es erfolgt eine Bewertung der Schädigung bei Belastungen auf Basis von Temperatur, Ladezustandshub, Ladezustand und Stromgradient mit Hilfe von Messwerten, Literatur- oder Herstellerangaben sowie Expertenwissen.

Die Abbildung 3-36 zeigt den Testaufbau mit 32 18650-Zellen der Firma Panasonic und die Abbildung 3-37 zeigt den Testaufbau mit 8 18650-LFP-Zellen

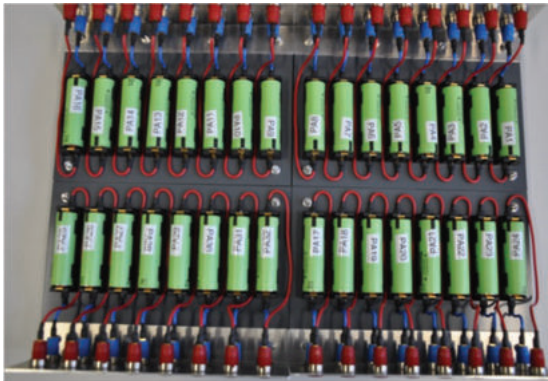


Abbildung 3-36: Testaufbau zur Alterung von 32 18650 Zellen - in diesem Fall NMC-Zellen der Firma Panasonic

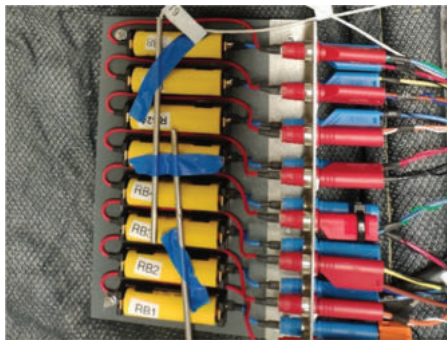
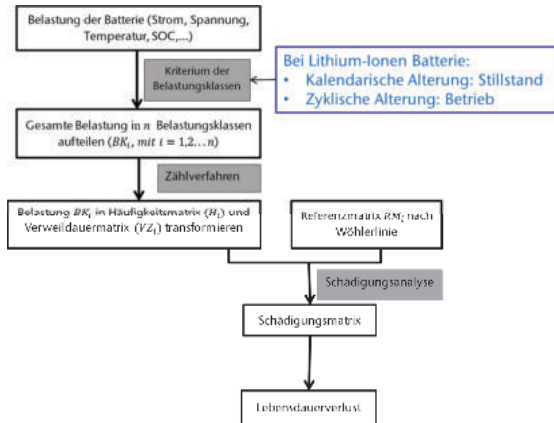


Abbildung 3-37: Darstellung der Untersuchten LFP Zellen (Typs: APR18650M1A)

Die Alterung der Zellen dauerte pro Zelle circa 6 -8 Monate und bedarf entsprechend viel Zeit. Zur Reduzierung des Messaufwandes wird aufgrund der hohen Anzahl möglicher Batteriezustände – Ladezustand, Temperatur, Stromraten und Entladetiefe – der beschriebenen, langen Versuchslaufzeiten und der begrenzt zur Verfügung stehenden Prüfkanäle nur vereinzelt Testpunkt aus der gestellten Belastungsmatrix ausgewählt (vgl. Tabelle 3-4 für LFP). Die gemessenen Ergebnisse werden in die Belastungsklassen BK_i , den Häufigkeitsmatrizen H_i und Verweildauer matrizen VZ_i unterteilt und anschließend zur Parametrierung der Referenzmatrizen nach dem Prinzip der Wöhlerlinie herangezogen. Daraus wird eine Schädigungsmatrix erstellt, mit der der Lebensdauerverlust einer Batterie jedes Belastungsprofils bestimmt werden kann. Die folgende Abbildung 3-38 zeigt den prinzipiellen Ablauf zur Parametrierung des Ereignis basierten Lebensdauermodells.



Bei Lithium-Ionen Batterie:

- Kalendarische Alterung: Stillstand
- Zyklische Alterung: Betrieb

Abbildung 3-38: Prinzip zur Parametrierung des Ereignis basierten Lebensdauermodells [53]

Das Kriterium zur Aufteilung der gesamten Belastung in Belastungsklasse kann nach der folgenden Abbildung dargestellt werden.

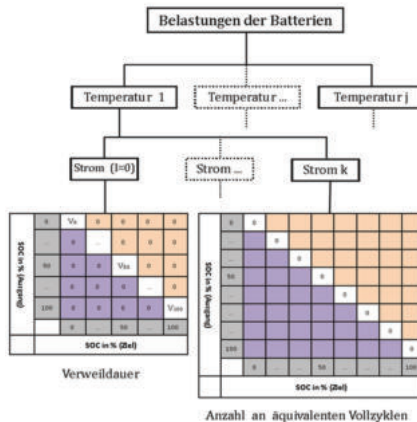


Abbildung 3-39: Verteilung der Belastung der Batterien in Form von Matrizen. Die Stromamplitude $I \approx 0 A$ die kalendarische Alterung und Stromamplitude $I \neq 0 A$ die zyklische Alterung beschreiben [53]

Die Schädigungsmatrix für jede Belastungsklasse i kann der Gleichungen (3.52) bis (3.28) ermittelt.

$$SF_i = \frac{Z_i}{RM_i} \tag{3.52}$$

$$SF_i = \frac{H_i}{RM_i}$$

Der gesamte Schädigungsfaktor GSF lässt sich im Fall einer Additivität der Alterungseffekte durch die Summierung einzelnen Schädigungsfaktoren berechnen. Das Lebensdauerende ist erreicht, wenn der gesamte Schädigungsfaktor gleich eins ist

$$GSF = \sum_{i=1}^n \alpha_{L,i} \cdot SF_i \quad (3.53)$$

Der Lebensdauerfaktor $\alpha_{L,i}$ wird für jede Monobelastung³ ermittelt. Dafür werden für den Bereich des State of Health der normierte Amperestunden-Durchsatz einer definierten Referenzbelastung durch den oben definierten normierten Amperestunden-Durchsatz dividiert. Somit ergibt sich, dass je höher der Lebensdauerfaktor ist, desto schädlicher sind die jeweiligen Monobelastungen für die Zellen.

Bei einem definierten Lebensdauerendzustand SOH_{EOL} hat eine neue Batterie bei 100 % SOH eine Kapazität entsprechend der Nennkapazität C_N . Die bis zum Lebensdauerende verbrauchbarer Kapazität C_{Zu} kann aus einer Funktion von Nennkapazität C_N und vom Lebensdauerendzustand SOH_{EOL} ermittelt werden.

$$C_{Zu} = C_N \left(1 - \frac{SOH_{EOL}}{100} \right) \quad (3.54)$$

Bei einer Multiplikation des gesamten Schädigungsfaktors GSF mit der verbrauchbaren Kapazität C_{Zu} erhält man den durch das Belastungsprofil verursachten Kapazitätsverlust $C_{Verlust}$.

$$C_{Verlust} = C_{Zu} \cdot GSF \quad (3.55)$$

Die Differenz zwischen der Nennkapazität C_N und dem Kapazitätsverlust $C_{Verlust}$ bildet die aktuelle Kapazität $C_{Aktuell}$ der Batterie.

$$C_{Aktuell} = C_N - C_{Verlust} \quad (3.56)$$

Die Gleichung (3.28) ermittelt anhand der aktuellen Kapazität und der Nennkapazität C_N den Alterungszustand der Batterie.

$$SOH_{Aktuell} = \frac{C_{Aktuell}}{C_N} \cdot 100 = \left(1 - \frac{C_{Verlust}}{C_N} \right) \cdot 100 = \left(1 - \frac{C_{Zu} \cdot GSF}{C_N} \right) \cdot 100 \quad (3.57)$$

Zur Validierung des Modells wurde Anhang der Abbildung 3-40 NMC-Zellen mit Monobelastungen bis 70% SOH bei 30°C belastet.

³ Teilzyklen, die die Entladung einer Zelle mit konstanter Stromamplitude von einem festgelegten Ladezustand zu einem tiefer liegenden Ladezustand und wieder normgerechter Ladung bis zur Anfangsposition bei fester Temperatur beschreiben.

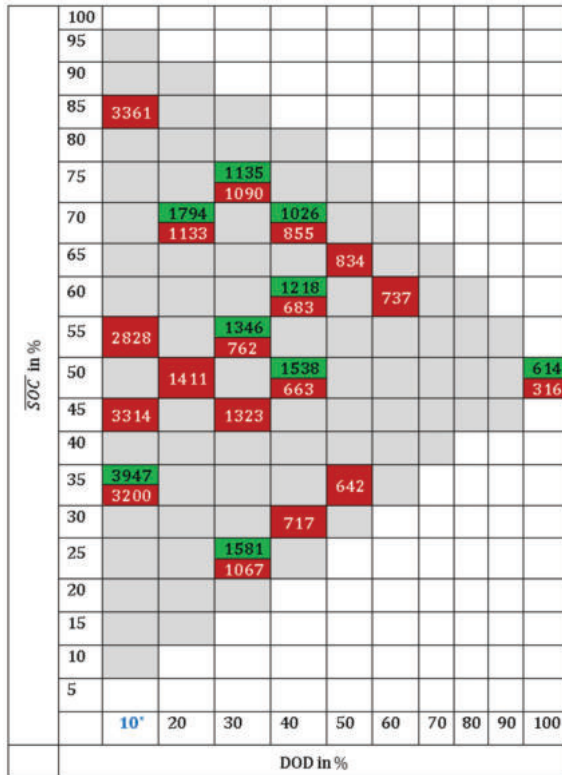


Abbildung 3-40: Darstellung der Referenzmatrix mit der Anzahl an äquivalenten Vollzyklen der untersuchten Monobelastungen (rot sind Zellen mit 2 C-Rate und grün mit 1 C-Rate) von NMC-Zellen. (*): Die Anzahl an äquivalenten Vollzyklen bei 10 % DOD werden mit der Extrapolation von Messpunkten ermittelt [53]

Zur Validierung des parametrisierten Lebensdauermodells werden nach dem Prinzip der Markov-Kette (s. Abbildung 3-41) synthetische Belastungsprofile generiert.

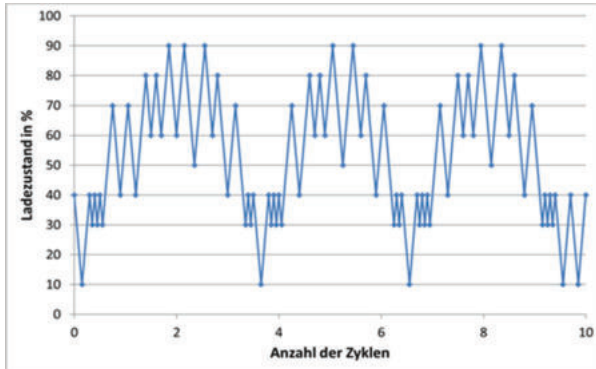


Abbildung 3-41: Ausschnitt einer generierten Belastungsprofil aus mehreren Ladezuständen nach den Markov-Ketten-Prinzip nach Abbildung 3-42

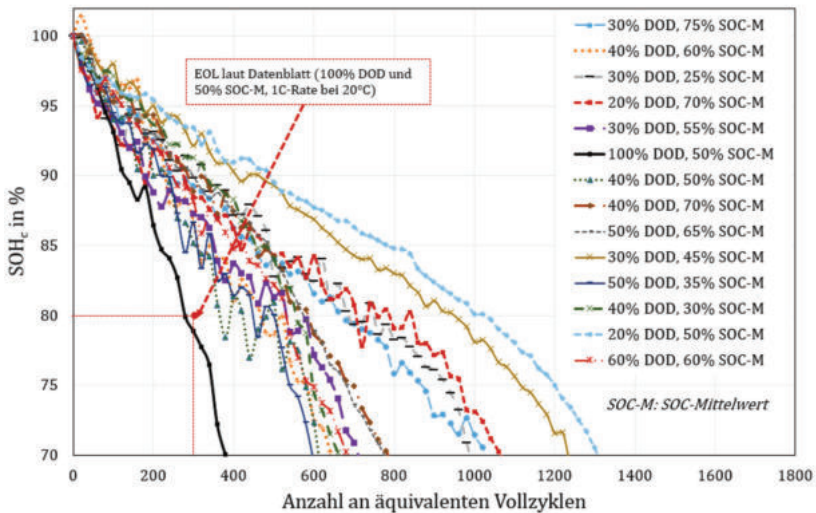


Abbildung 3-42: Darstellung des Kapazitätsverlusts der belasteten Zellen mit Stromamplitude 2C-Rate bei diversen Monobelastungen (bei 30 °C). SOC-M beschreibt den Mittelwert des SOC bei der jeweiligen Belastung von NMC-Zellen.

Da die Charakterisierung von Zellen (siehe Abbildung 3-42) im Lauf der Belastung viele Zyklen aufweist, werden diese Zyklen zum Abbilden der Referenzmatrix (siehe Abbildung 3-43) auf die äquivalente Anzahl an Vollzyklen der jeweiligen Monobelastungen umgerechnet und addiert, um die Belastung korrekt darzustellen.

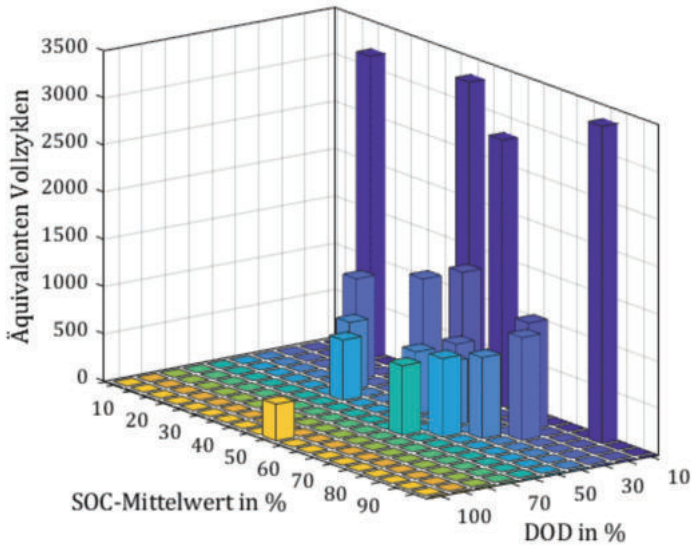


Abbildung 3-43: Darstellung der Referenzmatrix von Monobelastungen mit 2C-Rate Stromamplitude. Die 18650er NMC-Zellen sind bei 30 °C bis 70% SOH belastet worden

Die Zellen werden mit diesen generierten synthetischen Profilen belastet und der tatsächliche Kapazitätsverlust mit dem im Modell berechneten Kapazitätsverlust verglichen. Ein exemplarisches Ergebnis für den Kapazitätsverlust ΔSOH einer 18650 Zelle gegenüber die Anzahl der äquivalenten Vollzyklen wird in den folgenden Abbildung 3-44 dargestellt.

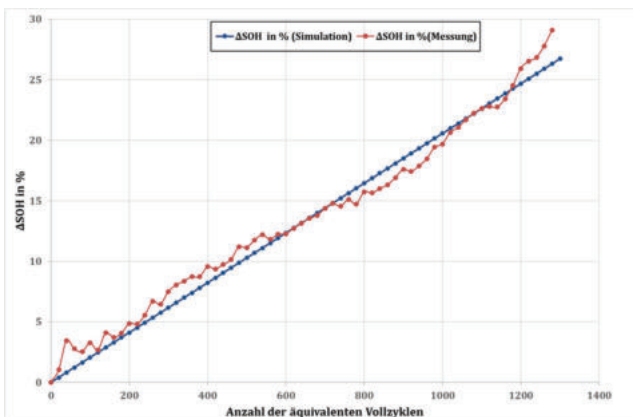


Abbildung 3-44: Vergleich des gemessenen Kapazitätsverlusts bei gemischter Belastung mit dem berechneten Ergebnis des ereignisbasierten Modells auf Basis gemessener Monobelastungen. Zyklischen Belastung mit 1 C

Ein äquivalenter Vollzyklus entspricht dabei der Ladungsmenge, die nach Datenblatt bei einer vollen Entladung aus einer Zelle entnommen werden kann und anschließend beladen werden kann. Also einem Ladehub *DOD* von 100 %. Diese wird bei kleineren Ladehuben entsprechend hochskaliert.

Die Ergebnisse des simulierten Kapazitätsverlustprofils bei allen Untersuchungen weichen in Teilen über den Verlauf ab. Eine weitere Ausweitung der Testmatrix zeigte, dass sich bei zunehmenden Datenpunkten das Modell stark verbessert. Die folgende Abbildung 3-45 zeigt wie das Modell für mehrere Ladehuber deutlich verbessert werden konnte. Die relative Abweichung konnte stark reduziert werden.

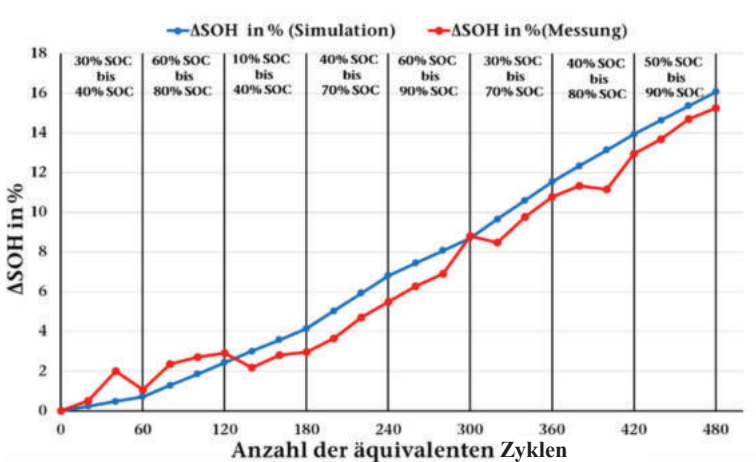


Abbildung 3-45: Vergleich des gemessenen Kapazitätsverlusts mit dem berechneten Ergebnis des ereignisbasierten Modells auf Basis Monobelastungen einer Belastungsreihenfolgen mit abnehmenden Ladezustandsänderungsprofilen.

Die anhand der ereignisbasierten Methode simulierten und gemessenen Kapazitätsverluste der Lithiumionenzellen werden in der Abbildung 3-44 bis Abbildung 3-45 dargestellt. Die simulierten Kapazitätsverluste weisen ähnlichen Verläufe wie die gemessenen Verläufe mit geringen Fehlerabweichungen (unter 5 %) auf. Damit lässt sich die Validierung der ereignisbasierten Methoden zur Berechnung des Lebensdauerverlusts anhand der Kapazitätsänderung und der Widerstandserhöhung bestätigen.

Um die Allgemeingültigkeit dieses Modellansatzes überprüfen zu können, wurde die Vermessung einer neuen Testmatrix (s. Tabelle 3-4) für die Zellchemie Lithium-Eisen-Phosphat (LFP) durchgeführt. An dieser soll ebenfalls das Prinzip des Ereignisses basierten Lebensdauerprognosemodells angewendet werden.



Tabelle 3-4: Prüfmatrix mit Versuchspunkte für den mittleren SOC-Bereich gegenüber der Entladetiefe DOD zur Validierung der Ereignisbasierten Alterungsmodell mit LFP-Zellen. Die Zellen werden mit 5C zyklisiert.

SOC in %	100																					
	95																					
	90																					
	85																					
	80																					
	75																					
	70																					
	65	1050 93%																				
	60		990 93%																			
	55	1650 92%																				
	50		2040 91%																		1410 73%	
	45	1650 93%																				
	40		2040 92%																			
	35	1500 92%																				
	30																					
	25																					
	20																					
	15																					
	10																					
	5																					
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100											
	DOD in %																					

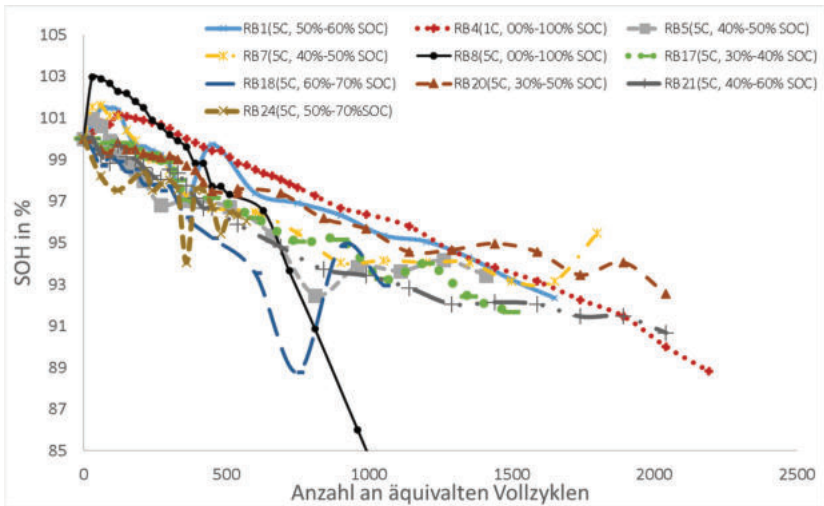


Abbildung 3-46: Darstellung des Kapazitätsverlusts der belasteten Zellen mit Stromamplitude 5C-Rate bei diversen Monobelastungen (bei 30 °C). SOC-M beschreibt den Mittelwert des SOC bei der jeweiligen Belastung von LFP-Zellen

3.5 Laboruntersuchungen Batterien

AP 5.1 Performanceuntersuchungen auf Zell-, Modul- und Batterieebene

Im Rahmen der Performanceuntersuchungen wurden eine Vielzahl an Speichertypen und Materialkombinationen – Lithium-Ionen-Batterien, Lithium-Ionen-Kondensatoren, SuperCaps und Doppelschichtkondensatoren (DSK) – auf ihre thermische und elektrische Leistungsfähigkeit hin getestet. Im Folgenden sind beispielhaft einige getestete Energiespeicher aufgelistet:

1. 64Ah-High-Power-Zelle im Pouchformat (NMC-Kathode, GIC-Anode)
2. 37Ah-High-Power Zelle im prismatischen PHEV2-Format (NMC-Kathode, GIC-Anode)
3. 50Ah-High-Power Zelle im prismatischen PHEV2-Format (NMC-Kathode, GIC-Anode)
4. 3Ah-Ultra-High-Power-Zelle im prismatischen Format (LMO-Kathode, LTO-Anode)
5. 10Ah-Ultra-High-Power-Zelle im prismatischen Format (LMO-Kathode, LTO-Anode)
6. 23Ah-Energy-Zelle im prismatischen Format (NMC-Kathode, LTO-Anode)
7. 1,1Ah-High-Power Rundzelle (LFP-Kathode, GIC-Anode)
8. 10000F Lithium-Ionen-Kondensator (LIC)
9. 3000F SuperCap
10. 100F Doppelschichtkondensator (DSK)

Aus den oben genannten Zellen wurden zudem die Energiespeicher 2, 3, 4, 5, 6 und 8 auch als Modul getestet. Zudem wurden mithilfe der Laborzellebene gezielt weitere Materialkombination auf ihre Leistungsfähigkeit hin getestet.

Laborzellebene

Zur Charakterisierung der Laborzellen wurde ein Prüfplatz im Rahmen des Projektes angeschafft. Dieser Prüfstand besteht aus einem Potentiostaten (Typ VSP3) der Fa. BioLogic mit vier Messkanälen. Der Potentiostat wird über einen Desktop-PC angesteuert und bedient. Als Laborzellen werden sogenannte PAT-Zellen von EC-Lab verwendet. Diese befinden sich während der Charakterisierung in einer Dockingstation, welche die sichere Kontaktierung zwischen Zelle und Potentiostaten gewährleistet. Zur Temperierung befindet sich die Dockingstation mit den vier PAT-Zellen in einem Temperaturschrank von der Firma Binder. Der Testaufbau ist in Abbildung 3-47 dargestellt.



Abbildung 3-47: Im Projekt aufgebauter Versuchstand zur Charakterisierung von Laborzellen – links: Temperaturschrank KT115 der Fa. Binder, Potentiostat VSP3 der Fa. BioLogic und dem Steuerungsrechner, rechts: PAT-Stand-4 mit 4 Laborzellen der Fa. EL-Cell

Insgesamt wurden im Projekt in 12 Versuchsreihen etwa 50 Laborzellen aufgebaut. Aus den Erfahrungen im Umgang mit den selbstgebaute Zellen stellt sich heraus, dass für die Zellen mit einer größeren Streuung als bei konventionellen Zellen zu rechnen ist. Für den Zellbau ist erfahrungsgemäß insbesondere auf die Verwendung von einem neuen Elektrolyten zu achten. Auch die Aufbewahrung innerhalb inerte Atmosphäre in der GloveBox kann einer Elektrolytalterung nicht ausreichend verhindern. Die Verwendung von länger gelagertem Elektrolyten bringt eine deutlich schnellere Alterung mit sich. In Tabelle 3-5 sind die typischen Werte der Laborzellen aufgezeigt. Für die Berechnung wurden lediglich die auswertbaren Versuchsreihen herangezogen, welche einen relativ neuen Elektrolyten verwendeten. Die theoretisch berechnete Kapazität einer NMC/GIC HP Zelle beträgt 2,54 mAh. In der Praxis liegt die Kapazität jedoch aufgrund der Formierungsverluste und einer nicht immer optimalen Elektrodenbalancierung meistens darunter. Des Weiteren muss berücksichtigt werden, dass die Kapazität bei 0,5 C gemessen wird, sodass bei einer kleineren C-Rate eine höhere Kapazität erreicht worden wäre. Durchschnittlich beträgt die Kapazität der hier betrachteten Zellen 2,15 mAh bei einer Standardabweichung σ von 0,21. Aus der Impedanzspektroskopie wird bei einem Ladezustand von 50% der ohmsche Widerstand R_0 und der Ladungsdurchtrittswiderstand R_{ct} bestimmt. Der ohmsche Widerstand R_0 setzt sich hierbei aus dem Kontaktwiderstand von Elektrodenableiter, dem Separatorwiderstand und dem Elektrolytwiderstand zusammen. Die für den ohmschen Widerstand R_0 ermittelten Werte sind 2,17 Ω im Durchschnitt bei einer Standardabweichung von 0,5. Durch den Ladungsdurchtrittswiderstand R_{ct} wird der Ladungsübergang von Li-Ionen in das Partikel beschrieben. Auch hier weisen die aufgebauten Zellen eine signifikante Streuung auf. Der durchschnittliche Ladungsdurchtrittswiderstand beträgt 6,32 Ω bei einer Standardabweichung von 1,44.

Tabelle 3-5: Übersicht der Streuung der aufgebauten Laborzellen für die Zellchemie NMC/GIC im Neuzustand.

Messgröße	Wert	Standardabweichung
Anfangskapazität (0,5C)	2,15 mAh	0.21
Ohm'scher Innenwiderstand R_0 (bei 50% SOC)	2,17 Ω	0.50
Ladungsdurchtrittswiderstand R_{ct} (bei 50% SOC)	6,32 Ω	1.44

Auf Basis der in Tabelle 3-5 dargestellten Ergebnisse müssen die durchgeführten Alterungsuntersuchungen differenziert analysiert werden. Die Alterungsmechanismen von Lithium-Ionen-Batterien sind überaus komplex [59, 60]. Sofern die Zellen verschiedene Ausgangszustände besitzen, so kann das Alterungsverhalten bei verschiedenen Belastungszuständen nur begrenzt miteinander verglichen werden.

Im Projekt wurden verschiedene Zellchemien untersucht. Bei dem Elektrodenmaterial wurde insbesondere die sogenannte „Highpower“ Variante herangezogen, welche zwar eine geringere Kapazität aufweist, jedoch eine höhere Strombelastbarkeit liefert und somit besonders für die Anwendung der Momentanreservebereitstellung geeignet ist. Insbesondere die Zellchemie NMC-Graphit ist kommerziell weit verbreitet. Für die hohe Leistungsbereitstellung ist jedoch auch die Zellchemie NMC-LTO interessant. Als Basis für die Modellierung können entweder Pulsdaten (Abbildung 3-12) oder Impedanzspektren verwendet werden. In Abbildung 3-48 sind die Impedanzspektren für die Zellchemien NMC-Graphit und NMC/LTO sowohl für die einzelnen Elektroden (Anode und Kathode) sowie für die Gesamtzelle in verschiedenen Ladezuständen abgebildet. Es ist erkennbar, dass beide Anodematerialien (Graphit und LTO) nur eine vernachlässigbare Ladezustandsabhängigkeit aufzeigen. Die NMC-Kathode hingegen zeigt einen ansteigenden Ladungsdurchtrittswiderstand mit steigendem Ladezustand. Dieses Verhalten ist grundsätzlich auch aus der Literatur bekannt [61]. Die leicht unterschiedlichen Verläufe der beiden NMC-Kathoden liegt im Rahmen der Streuung (Tabelle 3-5), müsste aber in der Theorie identisch sein.

NMC-Graphit Zelle

NMC-LTO Zelle

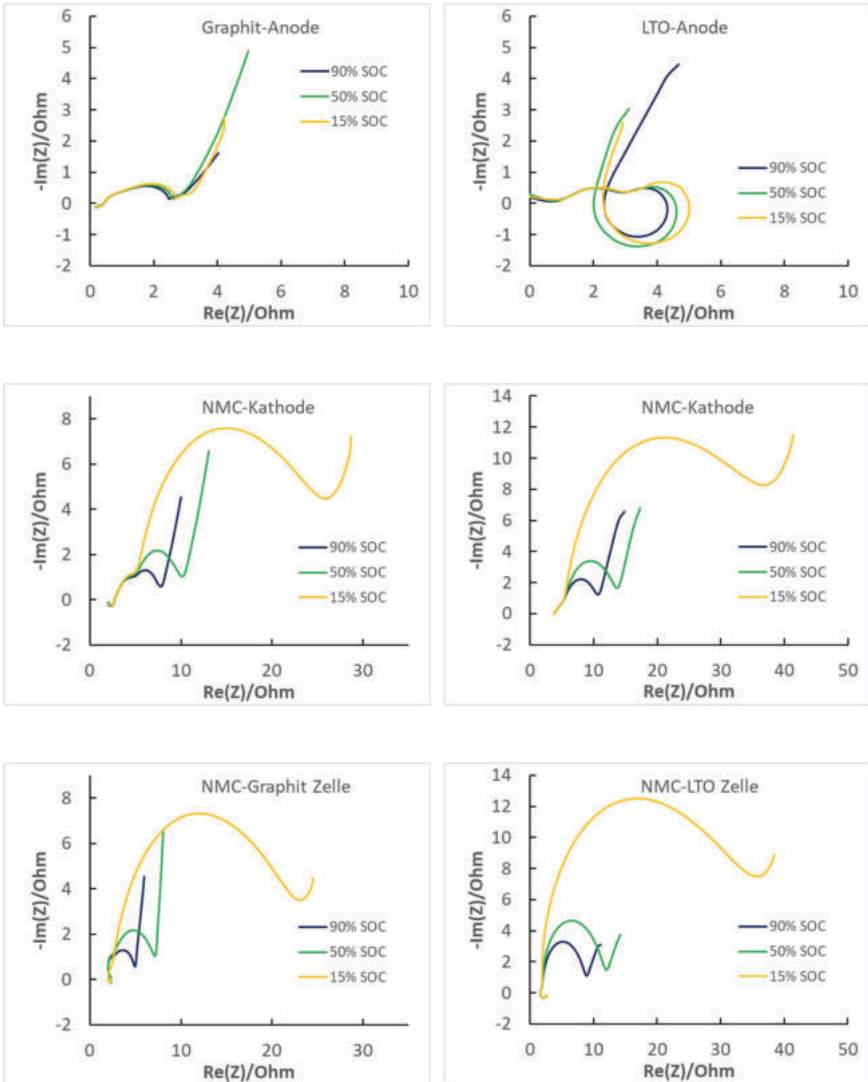


Abbildung 3-48: Impedanzspektren (Frequenzbereich [10 mHz; 100 kHz]) für eine NMC-Graphit Zelle (links) und eine NMC-LTO Zelle (rechts). Es sind jeweils die Spektren für die einzelnen Elektroden (Anode und Kathode) sowie der Gesamtzelle in verschiedenen Ladezuständen dargestellt.

Zellebene – Thermische Charakterisierung

Die Performanceuntersuchungen zur elektrischen und thermischen Charakterisierung auf Zellebene wurden an der ursprünglich im Projekt gewählten großformatige 64Ah-Pouch-Zelle durchgeführt. Dabei wurden die Messungen an der Zelle zunächst im in der Abbildung 3-49 dargestellten Testaufbau durchgeführt.

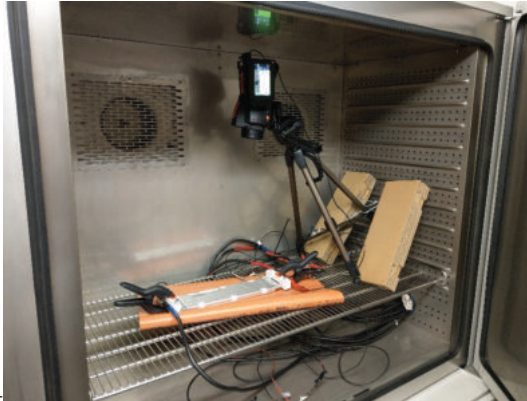


Abbildung 3-49: Aufbau der thermographischen Zellperformanceuntersuchung zur Parameterbestimmung des thermischen Klemmspannungsmodells (s. AP2.1 Modellbildung)

In diesem Testaufbau kommen die Temperaturprüfkammer MK720 der Fa. Binder, die Wärmebildkamera testo885 der Fa. Testo und die im Projekt verwendete großformatige 64Ah-Pouch-Zelle zum Einsatz. Die Temperaturprüfkammer wird auf 25°C konstant gehalten und die Zelle im Folgenden mit einer Lade- und Entladerate von 1C zyklisiert. Dabei wird die Spannung, die Temperatur der Zelle über eine PT100-Element und über die Wärmebildkamera aufgezeichnet. Die folgende Abbildung 3-50 zeigt das thermographisch ermittelte Temperaturverhalten der Zelle zu vier Zeitpunkten der Dauermessung.

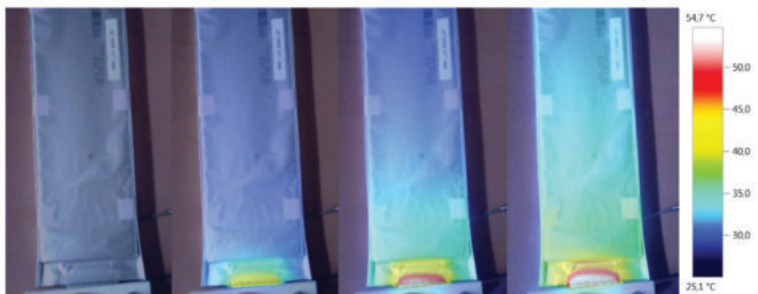


Abbildung 3-50: Ergebnisse des thermografischen Batterieversuchs beim 1C/1C Zyklisieren – von links nach rechts - 1.Bild: Beginn der Messung; 2.Bild: nach 10 Minuten; 3.Bild: nach 45min; 4.Bild: nach 2h – stationäre Temperaturverteilung nach etwa einem Vollzyklus

Zu Beginn liegt die Temperatur der Zelle bei der Umgebungstemperatur von 25°C und bei einem Ladezustand von SOC=100%. Die Zelle wird zunächst konstant mit einem Strom von 1C bis 3V entladen. Im Anschluss folgt die erneute Aufladung mit einem Strom von 1C auf 4,2V. Dieser Prozess wird 10mal wiederholt. Nach ungefähr einem vollen Zyklus hat die Zelle einen stationären Zustand von ca. 37°C auf der Zelloberfläche erreicht. Die Kalibrierung der Messskala erfolgt über einen PT100-Sensor auf der Unterseite der Zelle. Dies wird benötigt, da der Emissionswert die Oberfläche für Infrarote Strahlung unbekannt ist. Über diesen kann über die Wellenlänge der Strahlung die Temperatur bestimmt werden. Bei diesen Tests zeigte sich, dass die Kontaktierung der Verkabelung an den Tabs nicht optimal war, da bereits bei niedrigen Stromraten sich die Kontaktstelle zwischen Ableiter und Kabel besonders stark auf über 50 C erwärmte. Unter Berücksichtigung der kritischen Temperaturgrenzen von 60°C bei Batterien musste dieser Wärmeeintrag noch intensiver untersucht werden. Dazu wurde im Folgenden der Testaufbau angepasst. Für höhere Stromraten bis 5C – entsprechend 320A- stand jedoch zum Testzeitpunkt nur ein Prüfkanal mit 400A am FuelCon-Prüfstand zur Verfügung. Die folgende Abbildung 3-51 zeigt bereits den dritten, überarbeiteten Testaufbau.

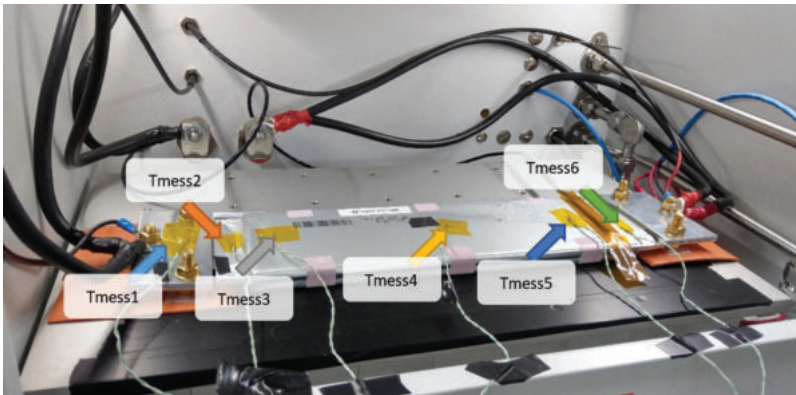


Abbildung 3-51: Dritter, überarbeiteter Aufbau zur thermischen Charakterisierung im FuelCon Batterieprüfstand im Batteriesensortestzentrum in Goslar - der Aufbau besteht aus jeweils zwei 35mm² Zuleitung für links (schwarz) Minuspol und rechts dem Pluspol (rot) und insgesamt sechs einzelnen PT100-Temperaturfühlern.

Durch örtliche Restriktionen konnten die Performanceuntersuchungen nicht weiter in der Temperaturkammer durchgeführt werden. Durch die schnelle Erwärmung der Zelle wurden die Versuch daher bei Raumtemperatur in einer speziell gesicherten Prüfkammer durchgeführt. Neben den in der Abbildung 3-51 dargestellten 6 Temperaturmessfühlern wurde weiter der Versuchsaufbau mit der Wärmebildkamera testo-885 überwacht. Eine exakte Temperaturmessung kann mit der Kamera zwar nicht erfasst werden, da die aufgenommene Wärmestrahlung über den Emissionswert und dem Winkel der Erfassung korreliert und gewöhnlich zunächst kalibriert werden muss. Mit diesem Aufbau kann jedoch gezielt Hotspots bei den Untersuchungen an der Zelle lokalisiert werden, welche von den sechs PT100 Typ-K Sensoren nicht immer zu 100% abgedeckt werden können.

Die folgende Abbildung 3-52 zeigt den Aufbau bei der die Wärmebildkamera auf einem Stativ vor der Prüfkammer angebracht ist.



Abbildung 3-52: Aufbau der thermischen Belastungstests mit der Prüfkammer 30 des FuelCon-Prüfstandes, der Wärmebildkamera Testo-885 auf einem Stativ und dem schwarzgelben portablen Temperaturlogger

Die Wärmebildkamera nimmt während der Versuche im 5s- bzw. 10s-Takt Bilder der Temperaturverteilung auf. Der Datenlogger der Temperatursensoren erfasst im Sekundentakt die Temperaturwerte aller Sensoren. Der FuelCon-Batterieprüfstand nimmt alle Messwerte im 10Hz-Takt auf. Im Folgenden werden zunächst Versuche mit einfacher Verkabelung und einer Lade- und Entladestrom von 192 A (entspricht 3C) durchgeführt.

3C-ElLa-Performancetest mit einfacher Verkabelung

In diesem Versuch wird die großformatige 64Ah Pouch-Zelle mit 3C in Entlade und Laderichtung belastet und die Temperatur aufgenommen. Die Zuleitung besteht aus einem Kupfer-Kabel (einfache Verkabelung) mit einem Querschnitt von 35mm². Zu Beginn hat die Zelle die folgenden Werte

Beginn: $U_{cell} = 3,557 \text{ V}$ $T_{cell} = 26,9^{\circ}\text{C}$ $t_{start} = 12:42:09$

Die folgende Abbildung 3-53 stellt den Spannungs-, Strom- und Temperaturverlauf des Versuchs dar.



Abbildung 3-53: Spannung(s)-blau, Strom(-rot) und Temperaturverlauf (hellblau) der großformatigen Pouch-Zelle bei 3C-ElaLa Belastung und einfacher Verkabelung

Ende: $U_{cell} = 4,2 \text{ V}$ $T_{cell} = 35,4^{\circ}\text{C}$ $t_{Ende} = 12:55:29$

Ende + 30min: $U_{cell} = 3,878 \text{ V}$ $T_{cell} = 27,1^{\circ}\text{C}$

Ende + 120min: $U_{cell} = 3,877 \text{ V}$ $T_{cell} = 26,6^{\circ}\text{C}$

Der folgende Temperaturverlauf wird durch Messsensoren auf der Oberfläche der Zelle erfasst.

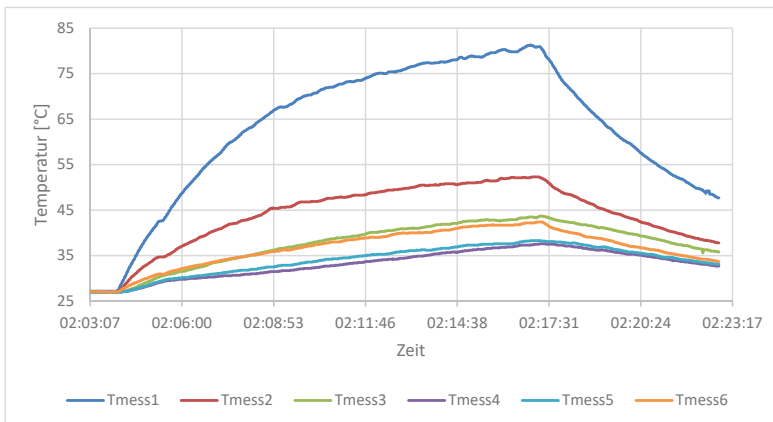


Abbildung 3-54: Temperaturverlauf der Messstellen auf der großformatigen 64Ah-Pouch-Zelle im 3C ElaLa Belastungstest

Tmess1 misst die Temperaturstelle auf dem Zelltabhalter des Minuspols. Die Temperatur steigt weit über die erlaubten 60°C der großformatigen 64Ah-Pouch-Zelle an. Dies liegt jedoch an einer unerwartet hohen Erwärmung durch Ohm'sche Verluste zwischen Zelltabhalter und Batterie. Die Batterie selbst erwärmt sich nur bis auf maximal 38°C (Tmess4 -6). Die Temperaturmessstellen 2 und 3 erwärmen sich aufgrund des Wärmestroms aus dem Zelltabhalter(Tmess1). Um den Einfluss der

Verkabelung auszuschließen wurde eine weitere zusätzliche Zuleitung in den Versuchsaufbau integriert.

3C-ElaLa-Performancetest mit doppelter Verkabelung

Im vorherigen Versuch dem 3C-ElaLa-Performancetest mit einfacher Verkabelung zeigte sich eine besonders starke Erwärmung des Zellabhalters am Minuspol. Nach Berechnung kann 35mm² Kabel als Freileitung einen Dauerstrom von 171A thermisch stabil halten. Da bei der 3C Belastung die Zelle mit einem Strom von 192A belastet wird, ist die thermische Dauerstromfähigkeit der Zuleitung nicht ausreichend. Daher wird eine zweite 35mm²-Zuleitung parallel angebracht. Abbildung 3-55 zeigt die thermografischen Aufnahmen des Aufbaus mit zwei Zuleitungen. Der 3C-ElaLa-Belastungstest wird mit dieser neuen Konfiguration erneut durchgeführt.

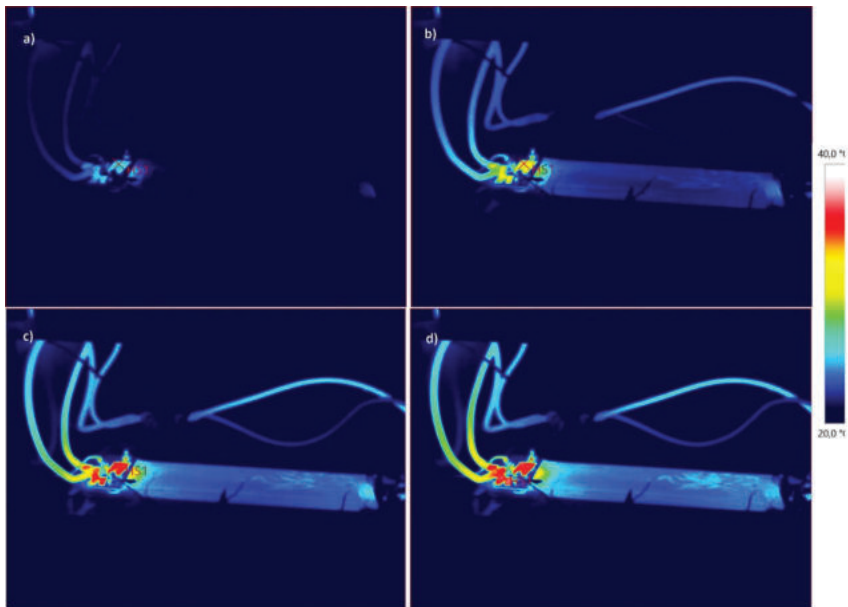


Abbildung 3-55: Temperaturverteilung der LG JP3 Zelle mit fehlerhafter Kontaktierung am Minuspol (links) nach a) 60s, b) 120s, c) 180s und d) 220s (Abbruch der Messung)

Die Abbildung 3-55 zeigt die Erwärmung des Zellabhalters am Minuspol für die ersten 220s bis zum Abbruch der Messung. Bereits nach 60s nach Start des thermischen Belastungstestes erwärmt sich der Zellabhalter am Minuspol der Zelle besonders stark. Die Temperatur steigt schnell über 35°C. Die Wärme wird über den Tab und die Kabel abgeleitet und erhöht deren Temperatur ebenfalls. Die Erwärmung basiert daher nicht nur auf der Kontaktierung der beiden Zuleitungen. Eine fehlerhafte Kontaktierung zwischen Zelltab und Zellabhalter muss der Ursprung für die erhöhte Erwärmung des Zellabhalters sein.

3C ElaLa-Perfomancetest mit neuem, vergoldeten Zelltabhalter am Minuspol

Die Abbildung 3-56 zeigt, wie vermutet, dass eine fehlerhafte Kontaktierung die Ursache für die starke Erwärmung ist. Die Oberfläche des Aluminiums-Zelltabhalters ist zerkratzt und weist mehr Furchen auf. Das deutet darauf hin, dass aufgrund der mehrmaligen Montage und Demontage die Kontaktfläche zwischen Zelltab und Halter zerkratzt wurde und sich die effektive Kontaktfläche sehr verkleinert hat, und es daher zu einem hohen Übergangswiderstand und entsprechend Leitungsverlusten kam.

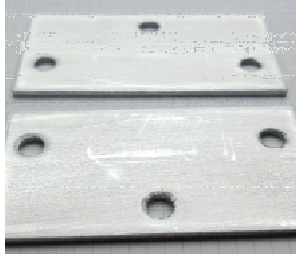


Abbildung 3-56: Zelltabhalter des Minuspol nach Ausbau - die Oberfläche ist stark zerkratzt - wahrscheinliche Ursache für die schlechte Kontaktierung und die starke Erwärmung am Minuspol

Für den Versuch wird daher nun ein vergoldeter – korrosionsfrei und aufgrund der chemischen Abscheideverfahrens mit sehr glatter Oberfläche – Zelltabhalter am Minuspol montiert und der Versuch erneut durchgeführt.

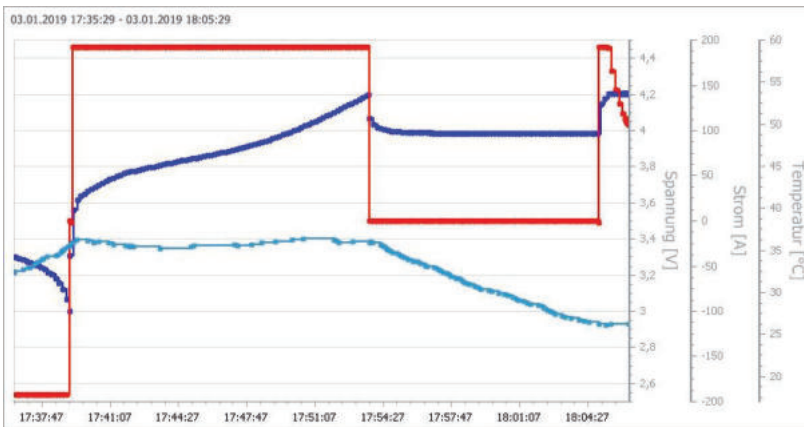


Abbildung 3-57: Spannungs-(Blau), Strom-(Rot) und Temperaturverlauf(Hellblau) der 64Ah-Pouch-Zelle unter 3C-Elala Belastung mit vergoldeten Zelltabhalter am Minuspol

Abbildung 3-57 zeigt den am FuelCon-Prüfstand erfassten Spannungs-, Strom- und Temperaturverlauf mit dem vergoldeten Zelltabhalter am Minuspol. Man erkennt, dass beim Wechsel von Entlade auf Laderichtung der exponentielle Anstieg der Temperatur unterbrochen und die Zelle sich trotz

Belastung abkühlt bzw. bei quasi stationärer Temperatur verbleibt und sich nach Abschalten der Belastung schnell wieder abkühlt. Die Abbildung 3-58 zeigt den gemessenen Temperaturverlauf der einzelnen Messstellen. Nach Tausch der Zelltabhalter am Minuspol erhöht sich die Temperatur nicht mehr auffällig.

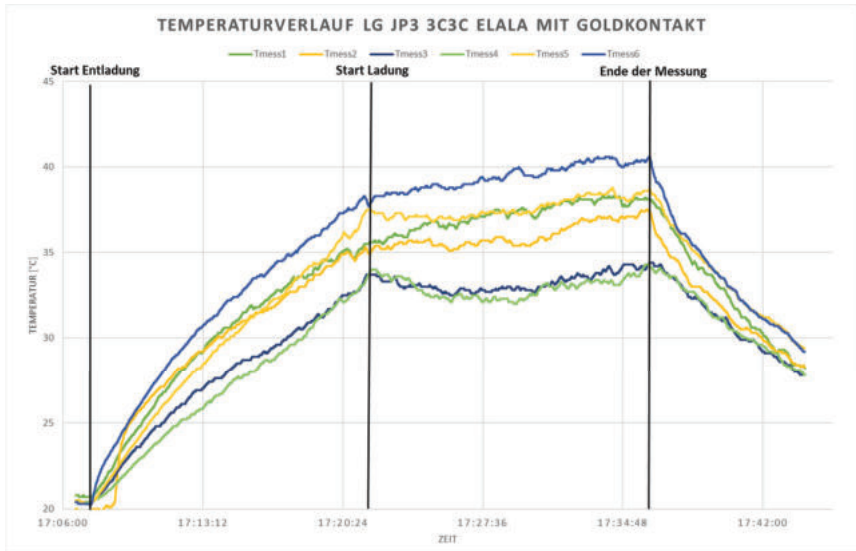


Abbildung 3-58: Gemessener Temperaturverlauf der Belastung der Zelle in Entlade- und Laderichtung von 3C mit neuem, vergoldeten Zelltabhalter

Im Gegensatz zu den vorherigen Ergebnissen ist nun die Messstelle am Zelltabhalter des Pluspols (Tmess6) die sich am stärksten erwärmende Messstelle beim Belastungstest. Die beiden Temperaturen in der Mitte der Zelle (Tmess4) und nah am Minuspol (Tmess3) erwärmen sich am geringsten. Doch auch hier erkennt man, dass trotz der weiteren Belastung beim Wechsel von Entlade- auf Laderichtung sich die Temperaturen der einzelnen Messstellen nicht weiter erhöhen, sondern teilweise sogar sinken. Dies könnte zum einen auf die chemischen Umwandlungsprozesse erklärt werden. Wahrscheinlicher jedoch ist, dass aufgrund der steigenden Temperaturdifferenz zur Umgebungstemperatur von ca. 20°C die Kühlung durch Konvektion zur verwirbelten Luft und Wärmeleitung gegenüber der großen Aluminium-Bodenplatte des Prüfstandes die Zelle stark abkühlt und somit der weiteren Erwärmung Zelle entgegenwirkt. Die Zelle selbst erreicht eine quasistationäre Temperatur von 33,7°C. Um die Vermutung zu überprüfen, wird im folgenden Versuch eine Schutzmatte zur thermischen Isolation der Zelle zur Aluminiumbodenplatte eingebracht.

3C ElaLa-Perfomancetest mit Schutzmatte zur thermischen Isolation

Bei der Durchführung des thermischen Belastungstestes mit neuem Minuspol-Zelltabhalter zeigte sich, dass bei erhöhten Temperaturen über 35°C die Kühlung durch die ungekühlte Metallplatte so groß wird, dass die Wärmeentwicklung stark verfälscht wird. Daher wird im folgenden Versuch eine 1000V-Isolationsschutzmatte als thermische Isolation zur Metallplatte verwendet. Dadurch reduziert sich die Wärmeleitung der Zelle in Richtung der Metallplatte und wird voraussichtlich eine höhere

quasistationäre Temperatur erreichen. Die folgende Abbildung 3-59 zeigt den neuen Aufbau. Die orange Schutzmatte liegt nun zwischen Zelle und der Aluminiumbodenplatte des Prüfstandes.

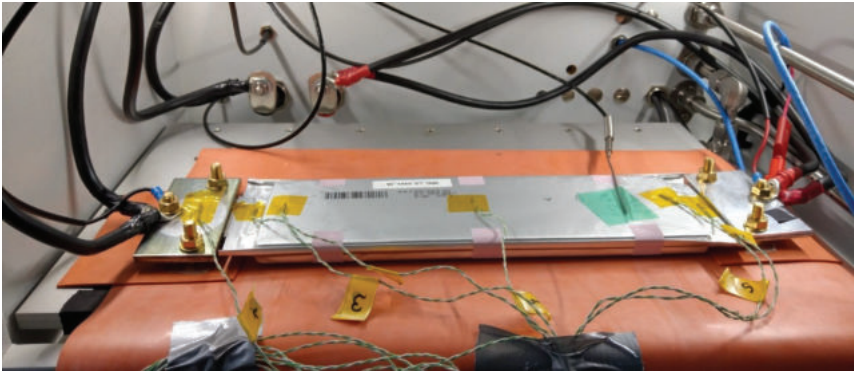


Abbildung 3-59: Aufbau des Temperaturbelastungstests mit Schutzmatte zur thermischen Isolation gegenüber Metallplatte

Der Versuch wird vergleichbar zum vorherigen Versuch durchgeführt. Zu Beginn hat die Zelle eine Spannung von ungefähr 4,11V. Sie wird mit 3C (192A) bis zur Ladeschlussspannung von 3V entladen und anschließend bis zur Ladeschlussspannung von 4,2V mit gleicher Laderate aufgeladen. Das folgende Bild zeigen den Strom-, Spannungs-, Temperatur- und Ladungsverlauf an.

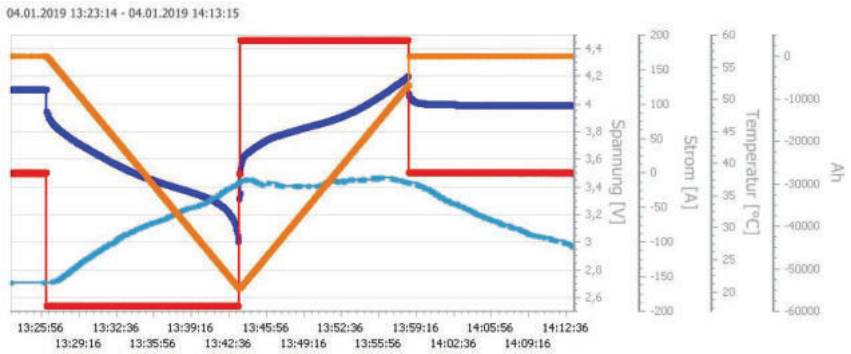


Abbildung 3-60: Strom-(rot), Spannungs-(blau), Temperatur(hellblau) und Ladungsverlauf(orange) mit vergoldeten Zelltabhalter und Schutzmatte zur thermischen Isolation zur Kühlplatte

Zu Beginn der Messung hat die Zelle eine Temperatur von 21,4°C. Sie erwärmt sich bis auf 37°C und verbleibt nun ebenfalls bei einer quasi-stationären Temperatur. Die Zelltemperatur hat sich zum vorherigen Versuch am Prüfstand kaum von 34,1°C auf 37°C erhöht. Die Temperaturen an den einzelnen Messstellen auf der Oberfläche zeigen ein ähnliches Verhalten (s. Abbildung 3-61). Die Temperaturen steigen im Schnitt 3-5°C pro Messstelle an.

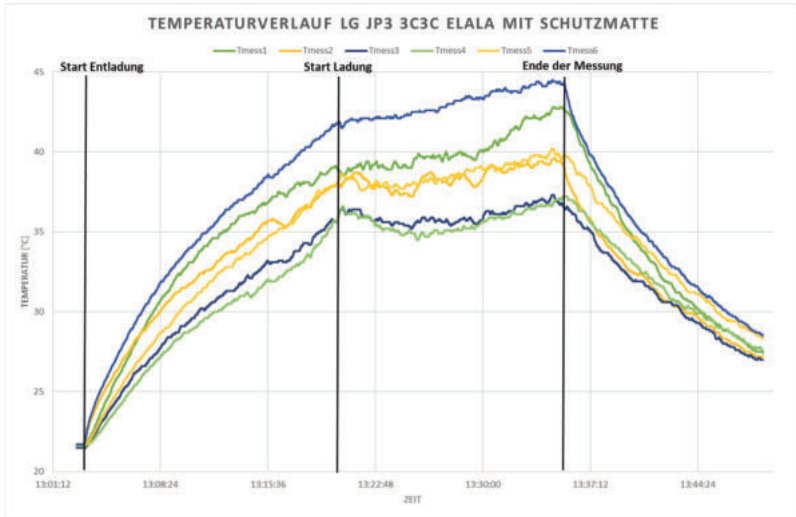


Abbildung 3-61: Gemessener Temperaturverlauf der Belastung der Zelle in Entlade- und Laderichtung von 3C mit Schutzmatte zur thermischen Isolation gegen Metallauflegeplatte

Doch auch hier verbleibt die Temperaturen an den einzelnen Messstellen der Zelle nach dem Wechsel der Laderichtung in einem quasi-stationären Zustand.

Zellebene-Leistungstests

Im Folgenden soll exemplarisch für alle durchgeführten Leistungstests das Leistungsverhalten für zwei Zellen - der 37-Ah-High-Power-Zelle (Zelle1, s. Abbildung 3-62) und der 2,9Ah-Ultra-High-Power-LTO-Zelle (Zelle 4, s. Abbildung 3-63) dargestellt werden.

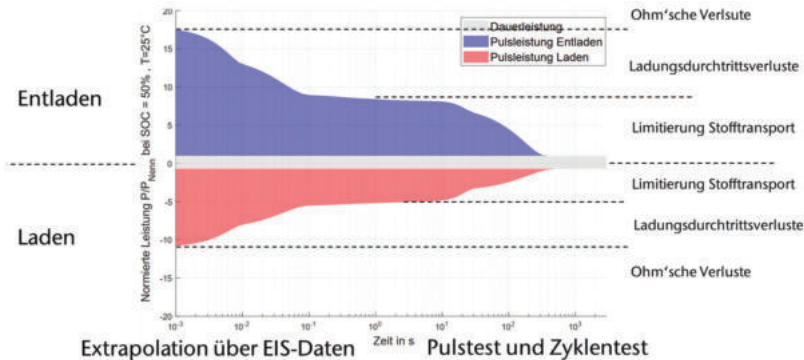


Abbildung 3-62: Statisches und Dynamisches Leistungsverhalten der 37-Ah-High-Power-Zelle in Abhängigkeit der Belastungsdauer(Pulsdauer) bei einem Ladezustand von SOC=50% und einer Temperatur von T=25 °C

Für die Leistungsbereitstellung werden zwei unterschiedliche Bereiche unterschieden. Der Erste ist der statische Dauerleistungsbereich (grau), welcher für eine dauerhafte Ladung bzw. Entladung über die komplette Kapazität zur Verfügung steht. Der Zweite ist der dynamische Pulsleistungsbereich, bei dem in Abhängigkeit der Pulsdauerlänge, ein entsprechend größere Vielfaches der Dauerleistung bereitgestellt werden kann. Zudem wird zwischen den Leistungsflussrichtungen – Laden(rot) bzw. Entladen(blau) – unterschieden. Dies wird für die Bewertung der Leistungsfähigkeit der Zellen im Hinblick auf die symmetrische Leistungsanforderung der Momentanreserve besonders wichtig. Die Leistung wird dabei bezogen auf die Nennleistung $P_{N,Batt}$ der Batterie dargestellt. Diese Nennleistung errechnet sich aus dem Produkt der Standardladerate $C_{N,Batt}$ und der Zellennennspannung $U_{N,Batt}$. In Abbildung 3-62 zeigt sich das mit kürzerer Pulsdauer sich die dynamische Leistungsfähigkeit der Zelle stark erhöht. Dies ist Folge der elektrochemischen Doppelschicht an den Grenzflächen der Elektroden. Bei kurzen Belastungszeiten wird diese nicht komplett entladen, sodass hohe Leistungen ohne Problem bereitgestellt werden können. Im statischen Dauerleistungsbereich kann die Zelle Leistung im Verhältnis von $P/P_{N,Batt}$ von fünf in Entladerichtung und drei in Laderichtung bereitstellen. Im dynamischen Bereich erhöht sich bspw. dieses Verhältnis für eine Pulsdauer von 1 s auf zehn in Entladerichtung und fünf in Laderichtung. Für kürzere Belastungsdauer erhöht sich dieser Wert noch weiter. Kurzzeitpulse unter 1 ms wurden nicht betrachtet. Die Parametrierung des Leistungsverhalten erfolgte über eine geschickte Kombination von Pulstests und EIS-Messungen. Die folgende Abbildung 3-63 zeigt die gleiche Darstellung für 2,9Ah-Ultra-High-Power-LTO-Zelle.

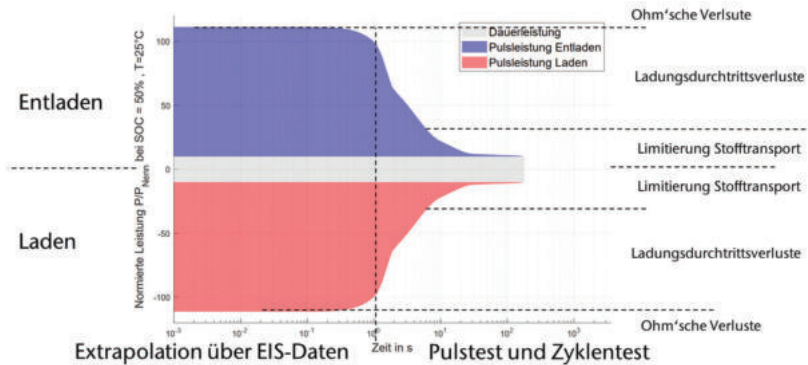


Abbildung 3-63: Statisches und Dynamisches Leistungsverhalten der 2,9 Ah-Ultra-High-Power-LTO-Zelle in Abhängigkeit der Belastungsdauer(Pulsdauer) bei einem Ladezustand von SOC=50% und einer Temperatur von T=25 °C

Diese Zelle zeigt quasi ein fast symmetrisches Leistungsverhalten in Lade- und Entladerichtung bei einem Ladezustand von SOC=50%. Sie kann im statischen Dauerleistungsbereich im Verhältnis $P/P_{N,Batt}$ von zehn sowohl geladen als auch entladen werden. Für kurze Belastungspulsdauern von 1 s und weniger, erhöht sich die dynamische Pulsleistung gar auf ein Verhältnis $P/P_{N,Batt}$ von 100 und größer.

Modulebene Leistungstests

Um auch auf Modulebene die Leistungsfähigkeit zu bestätigen wurde aus den 2,9Ah-LTO-Zellen (Zelle 4) ein Modul in der Verschaltung 5 seriell 3 parallel (5s3p-LTO-Modul) aufgebaut. Das Modul hat damit eine Nennspannung von $U_{N,ges} = 12\text{ V}$, eine Kapazität von $C_{N,ges} = 9,7\text{ Ah}$ und einem Gesamtinnenwiderstand von $R_{i,ges} = 4,9\text{ m}\Omega$. In den vorangegangenen Untersuchungen (s. Abbildung 3-63) zeigte sich auf Zellebene bereits eine sehr hohe Entladefähigkeit bei dynamischer Belastung von über 100 im Verhältnis zur Nennleistung. Um diesen Grenzbereich am Modul testen zu können wurde das Modul mithilfe eines Kurzschlusschalters kurzgeschlossen. Die folgende Abbildung 3-64 zeigt dabei das Schaltbild und das kontaktierte Testmodul. Der Versuch selbst wurde mit dem Kurzschlusschalter. Durch den sehr niederohmigen Aufbau muss zudem vorab die Impedanz der Zuleitung bestimmt werden. Dies wurde mit einem LCR-Meter durchgeführt und ergab einen Widerstand für die Zuleitung von $R_{i,L} = 5,3\text{ m}\Omega$ und einem induktiven Belag von $L_L = 11\text{ }\mu\text{H}$.

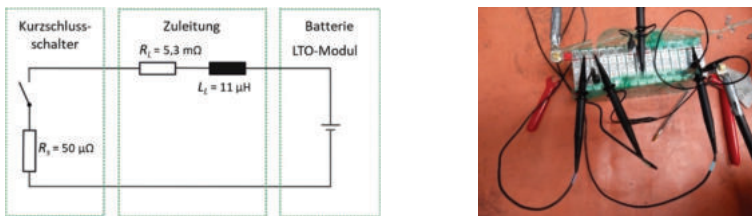


Abbildung 3-64: Links: Schaltbild des Versuchsaufbaus bestehend aus Kurzschlusschalter, Zuleitung und Modul; Rechts: Kontaktiertes 5s3p-LTO-Modul auf isolierender Schutzmatte mit Tastköpfen zur Bestimmung der Teilspannungen.

Der Kurzschluss wurde für 500 ms gehalten und dabei Strom und Spannung aufgenommen.

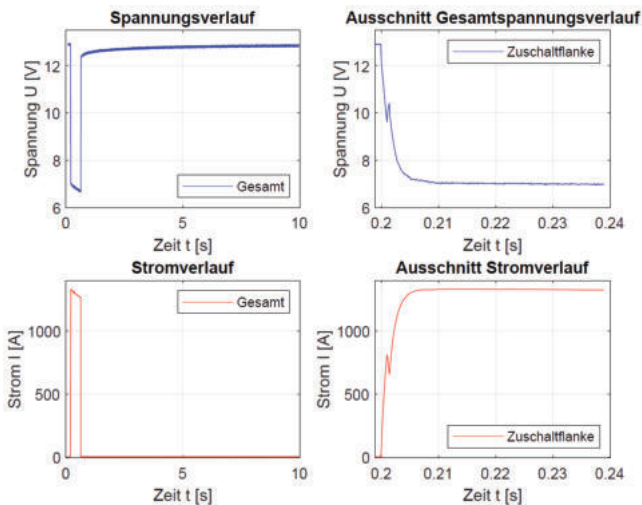


Abbildung 3-65: Spannungs- und Stromverläufe beim Kurzschluss des 5S3P-LTO-Modul

Abbildung 3-65 zeigt dabei den Strom- und Spannungsverlauf des LTO-Moduls während des Kurzschlusses. Die Spannung des Moduls fällt auf 6,7 V ab und liegt dabei nur knapp unter dem unteren Spannungslimit des Datenblatts von 7,5 V. In Entladerichtung fließt ein maximaler Strom von ca. 1370 A. Eine übermäßige Erwärmung konnte aufgrund der kurzen Belastung nicht festgestellt werden. Nach 10facher Wiederholung des Kurzschlussstests wurde ein Kapazitätstest durchgeführt. Bei diesem wurde kein Unterschied zum Ausgangszustand festgestellt. Die Auswirkung dieser hohen Leistungen auf die Lebensdauer kann auf diese Weise jedoch nicht betrachtet werden und wurde daher an dieser Stelle auch nicht weiterverfolgt.

AP 5.2 Adaption Sensorik zum Strom-, Temperatur und Dehnungsmessung

In diesem Arbeitspaket unterstützte das TUC/EFZN den Partner Fraunhofer HHI bei der Validierung der Funktion der faseroptischen Sensorik zur Dehnungsmessung bzgl. Alterungs- und Ladezustandsbestimmung, sowie der Temperatur- und Strommessung. Dazu wurden nach Vorgabe des Projektpartners Leistungs- und Zyklentests an den Prüfständen des Batterie- und Sensoriktestzentrum am EnergieCampus des TUC/EFZN durchgeführt. Für eine ausführliche Darstellung der Ergebnisse sei an dieser Stelle an die eingehende Darstellung des Projektpartners Fraunhofer HHI verwiesen.

AP 5.3 Alterungsuntersuchungen auf Zell- und Modulebene

Alterung auf Laborzellebene:

Mithilfe der Laborzellen von EL-Cell wird die Vermutung des überproportionalen Alterungsverhaltens bei einer Peakphase der Interkalation aus AP4.1 genauer untersucht.

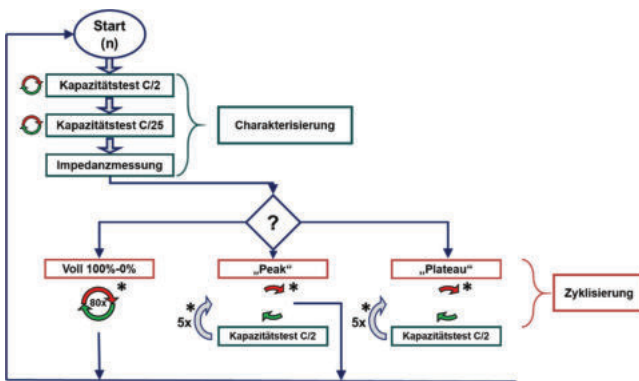


Abbildung 3-66: Vorgehen bei der Untersuchung der Alterung bei Interkalationsphasen - Peak und Plateau und der Vergleich zur Referenzalterung bei gesamten Ladehub

Dabei wird zunächst eine Eingangscharakterisierung durchgeführt. Dazu wird Kapazität bei den Stromraten C/2 und C/25 sowie bei allen 10% SOC-Stufen die Impedanzverhalten über die EIS bestimmt. Es werden gleichzeitig vier Zellen vermessen. Zwei davon als Referenzalterung über

Vollzyklen (100%-0%) und jeweils eine Zelle bei einer Interkalationsspitzenphase („PEAK“) und bei einer Interkalationsplateauphase („PLATEAU“).

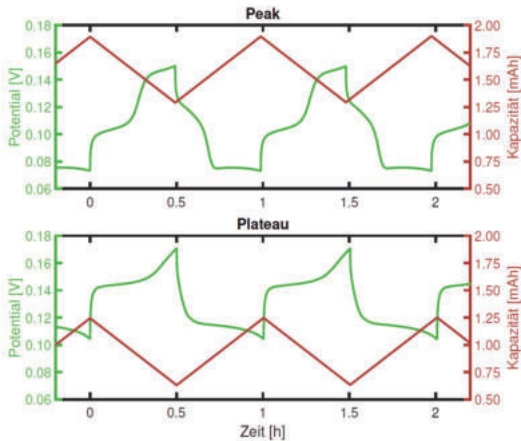


Abbildung 3-67: Belastungsprofil für die zwei Interkalationsphasen Plateau und Peak – Dargestellt der Potentialverlauf der Graphitanode (grün) und Kapazitätsverlauf (rot) bei einer konstanten Lade- und Entladerate von 0,5C

Zur Alterungsuntersuchung wurden die Laborzellen in verschiedenen Ladezuständen zyklisiert. Die Strombelastung ist für mit einheitlich 2C recht hoch gewählt, um zum einen eine hohe Leistung bereitstellen zu können. Zum anderen wird so ein höherer Ladungsumsatz pro Zeit erreicht, sodass der Alterungsprozess schneller untersucht werden kann. Aus **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ist ersichtlich, dass die Zellen, welche in den Ladezustandsbereichen 0% – 100% und 50% – 60% belastet wurden, die geringste Alterung aufweisen. Die Belastung im unteren Ladezustandsbereich (5-15%) scheint eine besonders hohe Alterung hervorzurufen, welches durch die geringe Elektrolytstabilität in diesem Bereich erklärt werden kann.

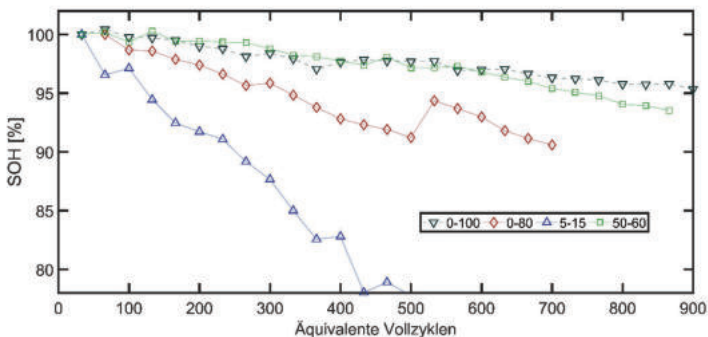


Abbildung 3-68: Normierter Kapazitätsverlauf (State of Health: kurz SOH) bei Zyklisierung in verschiedenen Ladezustandsbereichen aufgetragen über die äquivalenten Vollzyklen

Auch im oberen Ladezustand (< 80%) besteht eine reduzierte Elektrolytstabilität, weshalb theoretisch die Zelle mit der Belastung im Ladezustandsbereich (0% – 80%) eine geringere Alterung aufweisen müsste. Demnach ist dieses Verhalten derzeit nicht zu erklären, sodass nun in einer weiteren Messreihe Versuche in gezielten Ladezustandsbereichen durchgeführt werden. Für die nähere Analyse der Batteriealterung wird im Folgenden die ICA angewendet. In Abbildung 3-69 ist die inkrementelle Kapazität (IC) in verschiedenen Alterungszuständen für verschiedene Belastungszustände dargestellt.

Hieraus wird deutlich, dass die Belastungszustände „Voll“ und „SOC 50%-60%“ vorwiegend in der mittleren Interkalationsstufe an Kapazität verlieren. Die Verschiebung des unteren Peaks für den Belastungszustand „SOC 50%-60%“ kann auf die Alterung der Kathode zurückgeführt werden. Für den Belastungsfall SOC 5%-15% ist hingegen eine geringere Kapazität über den gesamten Potentialbereich zu beobachten, welches auf einen hohen Verlust an Aktivmasse der Elektroden hindeutet.

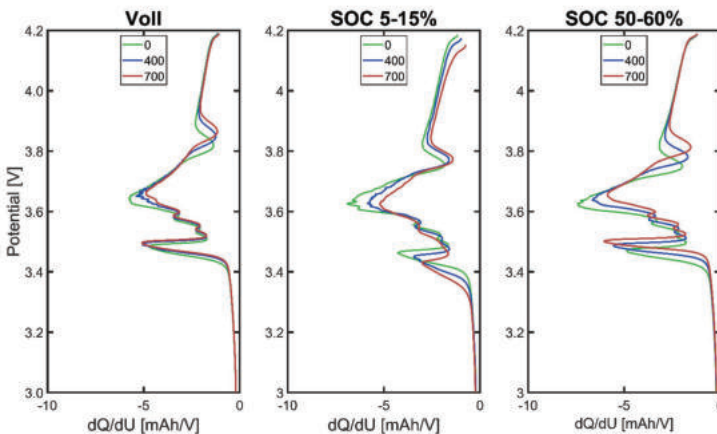


Abbildung 3-69: Verläufe der inkrementellen Kapazität in verschiedenen Alterungszuständen (nach 0, 400 und 700 äquivalenten Vollzyklen) für verschiedene Belastungszustände

Weiterhin ist interessant zu beobachten, dass der Kapazitätsverlust besonders in den Interkalationsstufen ausgeprägt ist, in welcher belastend zyklisiert wurde. Neben der zyklischen Alterungsverhalten hat auch das kalendarische Alterungsverhalten einen Einfluss auf die Zellperformance. Aus der Literatur ist bekannt, dass die kalendarische Alterung zum einen bei höheren Temperaturen beschleunigt abläuft (Arrhenius-Ansatz) und zum anderen vom Ladezustand abhängig ist [62]. Hinsichtlich des Ladezustandes sorgen, insbesondere bei den Graphit basierten Zellen, der hohe und niedrige Ladezustand für eine erhöhte Alterung. Insbesondere in dem für die Momentanreserve relevanten mittleren Ladezustand ist die kalendarische Alterung gering ausgeprägt. Auf Laborzellebene konnte jedoch, wie in Abbildung 3-70 dargestellt, bereits nach etwa 60 Tagen eine signifikante Kapazitätsabnahme festgestellt werden. Die Ursache für diese beschleunigte kalendarische Alterung liegt höchstwahrscheinlich in der Dichtigkeit der Laborzellen. Laut EL-Cell, dem Hersteller der PAT-Zellen, besitzt das vorliegende System nur eine begrenzte Dichtigkeit, sodass durch den zwar geringen, aber kontinuierlichen Austausch mit der Atmosphäre die Zelle mit Sauerstoff und

Wasser kontaminiert wird. Diese Verunreinigung führt zu einer beschleunigten kalendarisch bedingten Kapazitätsabnahme.

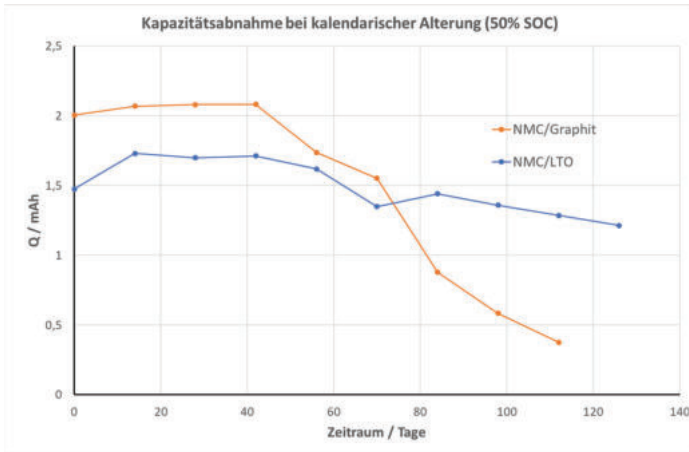


Abbildung 3-70: Kalendarische Alterung in einem Ladezustandsbereich von 50% für die Zellchemie NMC/Graphit und NMC/LTO.

Auf Basis der Tatsache, dass die kalendarische Alterung immer überlagert zu der zyklischen Alterungsuntersuchung abläuft, werden die Alterungsuntersuchungen auf Laborzelle im Allgemeinen erschwert. Durch die Streuung während des Zusammenbaus ist davon auszugehen, dass in jedem System eine unterschiedliche „leakage rate“ (Leckrate) vorherrscht und der konkrete Einfluss der kalendarischen Alterung nicht bewertet werden kann. In Abbildung 3-71 ist die Alterung für vier Laborzellen (NMC/Graphit) bei einer Belastung mit 2C in einem Ladezustandsbereich zwischen 40% und 60% dargestellt.

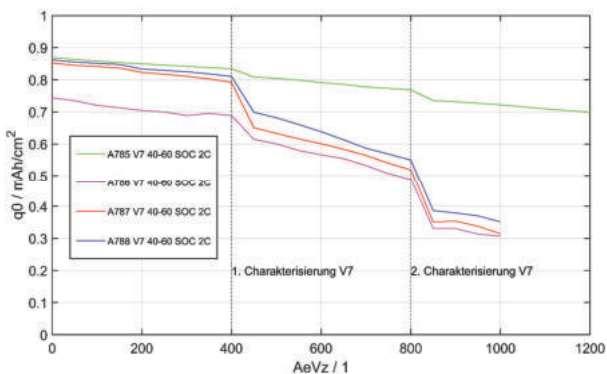


Abbildung 3-71: Alterung von vier Laborzellen (NMC/Graphite) bei 20°C in einem Ladezustandsbereich von 40% bis 60% mit einer Stromhöhe von 2C zur Untersuchung der Reproduzierbarkeit. Wobei die gesamte Messdauer etwa 75 Tage beträgt.

In Tabelle 3-5 wurde die Streuung der charakteristischer Größen aufgezeigt. Für die nähere Alterungsbetrachtung ist es demnach entscheidend den Neuzustand der betrachteten Zellen für eine Alterungsanalyse mit zu betrachten. Die charakteristischen Messgrößen für die in Abbildung 3-71 betrachteten Zellen (Versuchsreihe 7) sind in

Tabelle 3-6 aufgelistet. Hierbei ist Zelle A0785 bezüglich der Elektrodenbalancierung besonders auffällig, da bei dieser Zelle das Kathodenpotential (NMC) den limitierenden Faktor ausmacht. Bei den verbleibenden Zellen A0786, A0787 und A0788 tritt jedoch die Anode als limitierender Faktor in Erscheinung.

Tabelle 3-6: Charakteristische Messgrößen im Neuzustand für die in Versuchsreihe 7 aufgebauten Zellen. In Rot sind die Potentiale markiert, an welchen nach Datenblatt der die Potentialgrenzen erreicht sind.

Charakteristische Größe	A0785	A0786	A0787	A0788
Anfangskapazität in mAh	2,249	2,015	2,197	2,217
Nulldurchgang R0 in Ω	2,94	0,87	1,80	2,21
Ladungsdurchtritt RCT bei 50% SOC und 20°C in Ω	6,71	3,86	5,10	5,73
Startpotential Entladung Anode 0,5C	0,112	0,010	0,010	0,013
Endpotential Entladung Anode 0,5C	0,603	0,444	0,262	0,265
Startpotential Entladung Kathode 0,5C	4,290	4,179	4,158	4,213
Endpotential Entladung Kathode 0,5C	3,604	3,003	3,262	3,265

Das niedrige Anodenpotential spricht für eine geringere angebundene Aktivmasse, als bei der Zelle A0785. Diese eher untypische Elektrodenbalancierung könnte Lithium-Plating begünstigen. Das Lithium-Plating müsste jedoch insbesondere bei der Charakterisierung auftreten, da Lithium-Plating in dem betrachteten Ladezustandsbereich zwischen 40% und 60% nicht zu erwarten ist. Hierfür spricht auch, dass die Kapazitätsabnahme aller vier Zellen bis zur 1. Charakterisierung (nach 400 Zyklen) ähnlich abläuft. Die mehrmalige vollständige Aufladung während der Charakterisierung führt jedoch insbesondere bei den Zellen A0786, A0787 und A0788 zu einer beschleunigten Alterung. Die Abfallende Kapazität der Zelle A0785 könnte auch maßgeblich durch die kalendarische Alterung hervorgerufen sein. Insgesamt verliert die Zelle A0785 während der etwa 75 Tage andauernden Versuchsreihe weniger Kapazität als die rein kalendarisch gealterte Zelle aus Abbildung 3-70. Wird mitbetrachtet, dass die Charakterisierung etwa 12 Tage andauert, so ist die Kapazitätsabnahme linear. Aus der Betrachtung der Anodenspannung für den weiteren Alterungsverlauf ist zu beobachten, dass die Anode der Zelle A0786 immer stärker entladen wird, welches aus dem Verlust an Aktivmasse zurückzuführen ist. Für die Zelle A0785 nimmt das Potential bei der vollständigen Entladung hingegen nur geringfügig zu. Zusammenfassend kann ausgesagt werden, dass auf Basis der durchgeführten Testreihen von nur einer geringen Alterung in dem für die Momentanreserve interessanten Ladezustandsbereich (40% bis 60%) auszugehen ist. Eine Testreihe mit einem dynamischen Lastprofil (siehe Abbildung 3-13) zeigte ebenfalls nur eine geringe Alterung auf. Auch in der Literatur, in welcher kommerzielle Zellen betrachtet worden sind, wird die Alterung im mittleren Ladezustandsbereich als gering eingestuft [48, 63].

Alterung auf Zellebene

Die im vorherigen Abschnitt beschriebenen Hypothese der Ladezustandsbereich bedingten Alterung durch weitere Untersuchungen an unterschiedlichen, für die Anwendung geeigneten Rundzellen weiter überprüft (s.a. [64])

Dazu wurden mit LFP Batterien bei einem Ladungshub – DOD (Depth of Discharge) von 10% in drei unterschiedlichen Ladezustandsbereichen experimentelle Alterungsversuche durchgeführt. Die Ladezustandsbereiche wurden zwischen 20 bis 30%, von 50 bis 60% und von 80 bis 90% gewählt. Diese entsprechen jeweils einer Peak-, Plateau- und Mischphase bei der Interkalation der Graphitanode der Zelle. Bei einer Lade- und Entladerate von 2C/2C dauert der Lade- und Entladevorgang hierbei etwa 3 Minuten. Nach jeweils 50 äquivalenten Vollzyklen wird die Zelle einer Kapazitätsanalyse unterzogen. Die Versuche werden bei einer Umgebungstemperatur von 40°C durchgeführt, um eine beschleunigte Alterung zu ermöglichen.

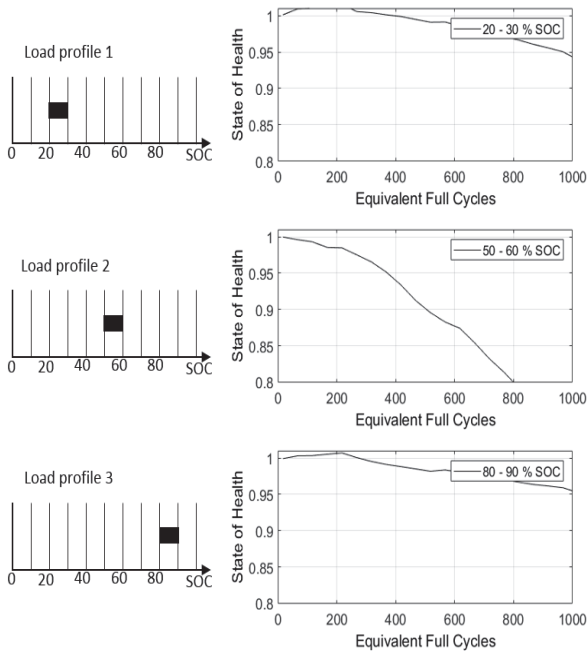


Abbildung 3-72: Alterungsverhalten einer 8Ah LFP Rundzelle bei 3 Belastungsprofile (Load profile) – 1.) SOC =20-30% 2.) SOC = 50-60% 3.) SOC = 80 -90% [64]

Der Kapazitätsverlust, bzw. die Alterung der charakterisierten LFP Batterie zelle ist bei einer Belastung um einen Ladezustand von 55% SOC besonders stark. Bei einer Belastung im unteren und oberen Ladezustandsbereich altert die Zelle verhältnismäßig deutlich schwächer.

Neben den Untersuchungen an den LFP Zellen wurden auch vergleichbare Untersuchungen an NMC Zellen durchgeführt. Es kamen dabei 18650 Zellen der Firma Panasonic zum Einsatz. Dabei wurde jedoch andere Ladungsbereich und –hübe gewählt. Bei einem Ladungshub von 30% wurden drei

Belastungsbereiche von 10 bis 40%, von 40 bis 70% und von 60 bis 90% genauer untersucht. Die Lade- und Entladerate wurde zu 1C/1C gewählt und die Umgebungstemperatur auf 30°C festgelegt.

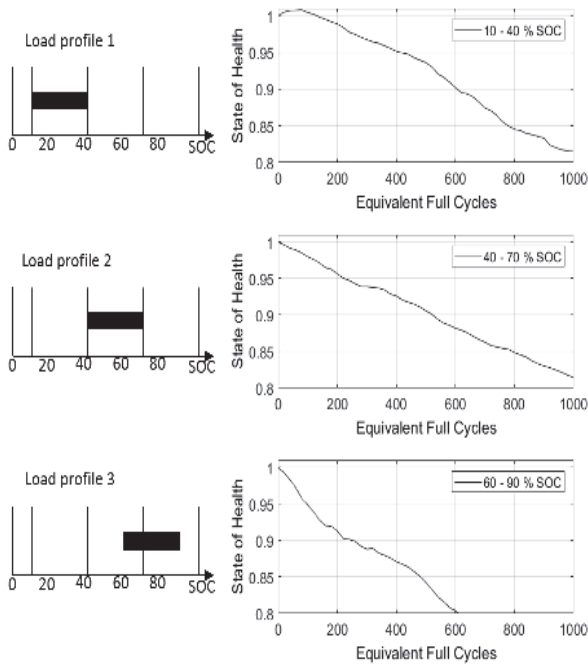


Abbildung 3-73: Alterungsverhalten einer NMC-18650-Rundzelle bei 3 Belastungsprofile (Load profile) – 1.) SOC =10-40% 2.) SOC = 40-70% 3.) SOC = 60 -90% [64]

In den Darstellungen ist eine deutliche Alterung bei einem erhöhten Ladezustand zu vorhanden. Der mittlere Ladezustand, wie auch der tiefe SOC besitzen eine deutlich geringere Alterung.

Für die Anwendung im Bereich Momentanreserve scheinen NMC Batterien deutlich besser zu sein, da die grundsätzlichen Belastungen eher um den Ladezustand von 50% liegen. Dies ist notwendig, da somit immer die Möglichkeit besteht, Lade- und Entladevorgänge gleicher Energiemenge zu vollziehen.

Laboruntersuchungen Batterien

In Kooperation mit AKASOL und Fraunhofer HHI wurde eine Testmatrix mit verschiedenen Untersuchungsmethoden festgelegt und abgestimmt. Es wird dabei in Performance- und Alterungsuntersuchungen unterschieden. Zum Vergleich der Messungen werden bei AKASOL und beim EFZN dieselbe Referenzalterungsprozedur (s. folgende Abbildung) durchgeführt.

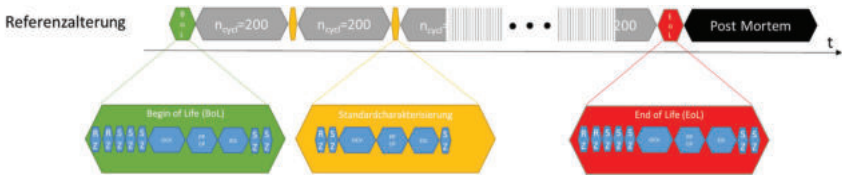


Abbildung 3-74: Schematische Darstellung der Referenzalterung - Begin Of Life - Zyklisierung - Standardcharakterisierung - End Of Life (70% State of Health; RZ - Referenzzyklus 0,5/0,5C; SZ - Standardzyklus 1C/1C; OCV – Leerlaufspannungskennlinie; PPCP – Pulsed Power Capability Procedure; EIS – Elektrochemische Impedanzspektroskopie)

Dabei wurde zu Beginn jeder Messung eine vollständige Charakterisierung (Begin Of Life) durchgeführt. Dazu werden zunächst zwei Referenzzyklen(RZ) - 100% Ladehub 0,5/0,5C CC/CC - und anschließend drei Standardzyklen (SZ) -100% Ladehub 1/1C CC/CC – durchgeführt. Im Anschluss erfolgte die Bestimmung der Leerlaufspannungskennlinie, die Pulsleistungscharakterisierung PPCP und eine vollständige EIS-Charakterisierung bei allen 10% SOC-Stufen. Nach zwei abschließenden Standardzyklen beginnt die eigentliche Referenzalterung. Diese erfolgt per dauerhaften Zyklisieren bei 1C/1C nach dem CC/CCCV Entlade/Ladeverfahren. Alle 200 Vollyzyklen erfolgt eine Standardcharakterisierung bei dem wichtigsten Parameter für die Modellbildung erneut bestimmt werden. Dieses Schema wird fortgesetzt bis die per RZ bestimmte Ist-Kapazität der Zelle unter 70% der Sollkapazität liegt. Im Fall der in diesem Projekt verwendeten Lithium-Ionen-Pouch-Zelle liegt diese bei 64 Ah.

AP 5.4 Test und Verifikation Sicherheitskonzept

In diesem Arbeitspaket unterstütze das TUC/EFZN den Projektpartner Stöbich bei der Validierung des Batteriesicherheitskonzepts auf Zell- und Modulebene. Dazu wurden nach Vorgabe des Projektpartners elektrische und thermische Überlastungstests im Batterie- und Sensoriktestzentrum am EnergieCampus des TUC/EFZN durchgeführt. Für eine ausführliche Darstellung der Ergebnisse sei an dieser Stelle an die eingehende Darstellung des Projektpartners Stöbich verwiesen.

3.6 Laboruntersuchungen Gesamtsystem

AP 6.1 Erstellung Anforderungskatalog für das Gesamtsystem und Testprozedur

Im Rahmen des Dauertests sollen drei VISMA-Parametersätze für verschiedene Frequenzverläufe (d.h. Frequenzgradienten und –grenzen) getestet werden. Die detaillierte Darstellung des Tests erfolgt im Abschnitt 3.7 bei der Untersuchung des Gesamtsystems in der Feldumgebung. A

AP 6.2 Inbetriebnahme

Die folgende Abbildung 3-75 zeigt den Versuch der Inbetriebnahme des WR-Systems Pilot 1 im Aktiven Verteilnetzlabor des EFZN/TUC. Dabei wurde versucht das Steuerungs- und Regelungskonzept aus dem Lastenheft durchzutesten. Aufgrund der Leistungsbegrenzung der Sicherheitslelektronik im Labor auf unter 50 kVA konnte das WR-System Leistungsmäßig nicht zugeschaltet werden, sodass gemeinsam mit den Partnern entschieden wurde, die weiteren Tests am WR-System bereits in der Feldumgebung durchzuführen (s.a. 3.7)

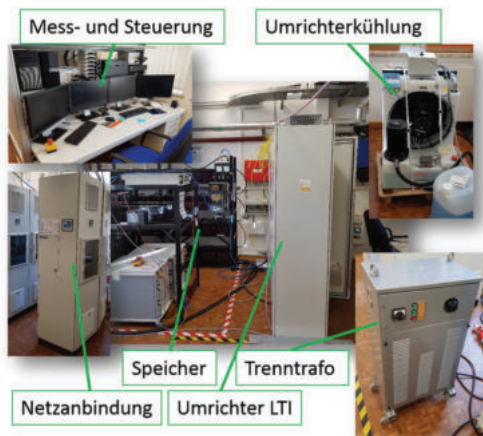


Abbildung 3-75: Aufbau mit Beschreibung der Komponenten zur ersten Inbetriebnahme des Wechselrichter Pilot 1 (Umricker LTI) mit Kühlsystem, Bleispeicher, Netzanbindung, Trenntrafo und Leitwarte zur Mess- und Steuerung des Gesamtsystems

AP 6.3 Untersuchung der Komponenten und des Gesamtsystems in der Laborumgebung

Die folgende Abbildung 3-76 zeigt den Test der Kommunikation des Steuer- und Regelkonzeptes des WR-System Prototyp/Pilot 2 beim Partner LTI/KEBA in Unna. Dabei konnte erstmalig erfolgreich von dem übergeordneten Steuerungsrechner über die MODBUS-Schnittstelle eine einfache Taktung des WR-Systems getestet werden. Im Anschluss wurde das WR-System nach Goslar geschickt und an Stelle des WR-System Pilot 1 in der Feldumgebung installiert.



Abbildung 3-76: WR-System Prototyp/Pilot2 in der Laborumgebung beim Partner LTI/KEBA in Unna

3.7 Felduntersuchungen Gesamtsystem

AP 7.1 Integration in die NSHV des EnergieCampus

Beide WR-System wurden mittels einer Trenntransformators an die Niederspannungshauptversorgung (NSHV) des EnergieCampus des EFZN/TUC angeschlossen. Die folgende Abbildung 3-77 zeigt dabei das gesamte WR-System Pilot 1 bestehend aus Steuerungsrechner, Wechselrichter und Kühlung in der Feldumgebung.

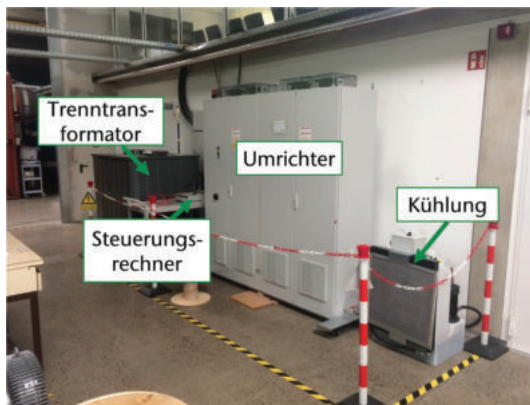


Abbildung 3-77: Gesamtaufbau des ReserveBatt WR-System Pilot 1, bestehend aus Trenntransformator, Steuerungsrechner (RCP-System), Umrichter und Kühlung, in der Feldumgebung des EnergieCampus des EFZN/TUC

Hinter der Wand des in Abbildung 3-77 dargestellten ReserveBatt WR-Systems befindet sich der Batterieraum, in dem sich die beiden im Projekt verwendeten Batteriesysteme befinden. Zum einen ein bereits vor Projektbeginn installiertes Blei-Säure-Speichersystem und zum zweiten das vom Partner

AKASOL aufgebaut Lithium-Ionen-Batteriesystem. Die folgende Abbildung 3-78 zeigt die beiden Systeme innerhalb der Feldumgebung.



Abbildung 3-78: Eingesetzten Lithium-Ionen-Batterie-Systemen (links) und getestetes Blei-Säure-Batteriesystems (rechts) in der Feldumgebung des EnergieCampus des EFZN/TUC

Für die ersten Untersuchungen am WR-System Pilot1 wurde zunächst noch das Blei-Batteriesystem verwendet. Erst nach Lieferung und Inbetriebnahme des LIB-Systems wurde dieses für die weiteren Tests verwendet. Die folgende Tabelle 3-7 zeigt die wichtigsten Eigenschaften der im Projekt verwendeten Batteriesysteme.

Tabelle 3-7: Eigenschaften der im Projekt verwendeten Batteriesysteme

Systemtyp	Lithium-Ionen-Batterie (LIB)	Blei-Säure Battery (Blei)
Topologie	252s3p 37Ah Batteriezellen	400s1p 2V 1000Ah Batteriezellen
Nennenergiegehalt	113 kWh = 1017 pus Davon nutzbar durch Spannungslimitierung 81 kWh = 729	1 MWh = 4500 pus
Spannungsbereich	756 V – 1000 V	600 V – 960 V
Leistungsfähigkeit in kW bei einem SOC=50% und T=25°C (Peak für 10 s)	170 kW Dauer (bidirektional) 472 kW Peak	Laderichtung: 100 kW Dauer Entladerichtung: 200 kW Dauer Peak ~ 1.5*Dauer
Gesamtgewicht	ca.: 1700 kg	ca.: 26.600 kg
Gesamtgröße	3x2m große 19"Rack-Schaltschränke	ca. 15 m ³

Durch Engpässe bei den Zelllieferanten musste das Batteriesystem mit anderen Zellen aufgebaut werden. Dies führt dazu, dass im Gegensatz zum geplanten Projektziel eines Batteriespeichers mit einem Energiegehalt von unter 50kWh, das finale System über einen nutzbaren Energiegehalt von

81 kWh verfügt. Es besteht aus 756 37 Ah-High-Power-Zellen und kann dauerhaft 170 kW und in der Spitze bis zu 472 kW für 10 s bereitstellen.

AP 7.2 Untersuchung der Komponenten und des Gesamtsystems in der Feldumgebung, Betriebsoptimierung

Untersuchte Parameter

Die von der virtuellen Synchronmaschine bereitgestellte Energie im Falle einer Netzfrequenzänderung ist neben der Frequenzänderung auch von der Frequenzänderungsrate abhängig. Im normalen Netzbetrieb liegen nur kleine Netzfrequenzänderungen mit kleinen Änderungsraten vor, weshalb eine Maschine mit einer Nennscheinleistung von 400 kVA, also der Umrichterleistung, auch nur einen kleinen Teil an Momentanreserve zur Verfügung stellt. Daher wurde der Fokus an dieser Stelle auf größere Frequenzänderungen mit unterschiedlichen und zum Teil auch großen Änderungsraten untersucht und die Maschinennennleistung variiert und das Verhalten analysiert.

Die Maschinenkonstante bewegt sich bei konventionellen Kraftwerken, wie oben beschrieben, in einem Bereich von 3 bis 8 s. Damit sich die virtuelle Synchronmaschine ähnlich zu den Kraftwerken verhält wird eine Maschinenkonstante von 5 s gewählt.

Die in diesem Projekt untersuchten Maschinen haben eine Nennscheinleistung sind 400 kVA, 1 MVA und 2 MVA mit folgenden Maschinenparametern:

Tabelle 3-8: Maschinenparametersätze für verschieden Nennscheinleistungen

Parametersatz	VSG I	VSG II	VSG III
Maschinenscheinleistung	400 kVA	1 MVA	2 MVA
Maschinenkonstante H	5 s	5 s	5 s
Statorwiderstand R_s	0,14 m Ω	0,06 m Ω	0,03 m Ω
Statorinduktivität L_s	0,283 Ω	0,133 Ω	0,057 Ω
Massenträgheit des virtuellen Rotors J	40,528 kg m ²	101,321 kg m ²	202,642 kg m ²
Dämpfungskonstante D	454,324 W s ²	1135,810 W s ²	2271,621 W s ²

Ergebnisse

Nachdem der Wechselrichter in der Feldumgebung implementiert wurde, sind erste Leistungstest ohne ein VISMA-Modell durchgeführt worden, um den Umrichter an seine Betriebsgrenzen zu führen und die Anregelzeit zu untersuchen. Da zu diesem Zeitpunkt der Lithium-Speicher noch nicht geliefert war, sind die Versuche zunächst am AVL-Leistungsprüfstand durchgeführt worden. Im Zuge der Versuche haben sich der AVL-Leistungsprüfstand (ebenfalls ein Wechselrichter mit Pufferspeicher) jedoch soweit gegenseitig gestört, sodass in dem DC-Zwischenkreis ein AC-Signal mit höherer Frequenz gemessen werden konnte.

Damit die Versuche dennoch durchgeführt werden konnten, ist der Pufferspeicher des Leistungsprüfstands, eine Bleibatterie mit einer Kapazität von 1 MWh, an den Zwischenkreis des Prototypen angeschlossen worden. Mit diesem Aufbau sind später auch die ersten Versuche mit dem VISMA-Modell durchgeführt worden, die im weiteren Projektverlauf nach der Lieferung der Lithium-Batterie noch mit dieser wiederholt wurden.

Die Abbildung 3-79 zeigt einen Leistungssprung aus dem Leerlauf auf ca. 240 kW. Das leichte Rauschen, welches in der Abbildung zu erkennen ist, ist auf die leicht verrauschten Messwerte von Spannung und Strom zurückzuführen, da die Leistung direkt aus diesen bestimmt wird. Eine Vergrößerung des Sprungmoments zeigt, dass der Umrichter innerhalb einer Periode der Netzfrequenz den Sollwert über einen linearen Anstieg mit einem kleinen Überschwinger erreicht.

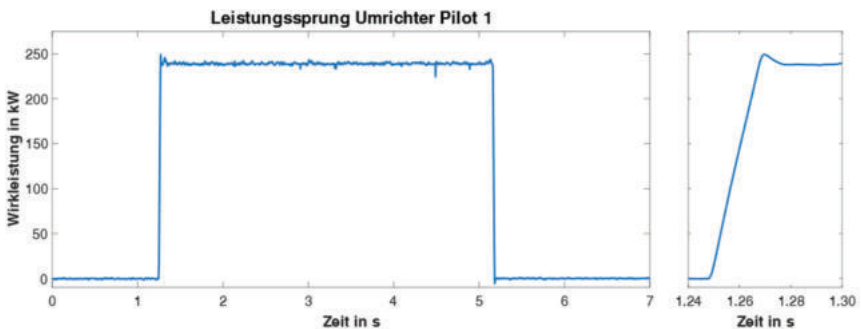


Abbildung 3-79: Messergebnisse des Versuchs am Prototypen 1 am Bleispeicher auf einen Leistungssprung von 240 kW ($\approx 0,7 \cdot P_N$). Eine detaillierte Aufnahme des Sprungmoments zeigt, dass der Umrichter in ca. einer Periode des Netzes seinen Sollwert erreicht hat.

Leistungsantworten in der Simulation auf verschiedene Frequenzänderungen mit unterschiedlichen Frequenzänderungsraten

Bevor die zuvor definierten Maschinenparameter am Wechselrichter getestet wurden, sind diese vorab in der Simulation mit unterschiedlichen Netzzustandsänderungen getestet worden. So konnte vorab sichergestellt werden, wie sich der Wechselrichter ungefähr verhalten wird, wenn die entsprechenden Frequenzrampen mit ihrer jeweiligen Änderungsrate durchfahren werden. Ebenso ist somit im Voraus klar definiert gewesen, mit welchen Parametern die Umrichtergerenzen erreicht oder überschritten werden würden, damit diese gleich ausgeschlossen werden konnten.

Die Abbildung 3-80 Abbildung 3-85 zeigen je die Leistungsantwort des klassisch vereinfachten Maschinenmodells mit den im vorherigen Abschnitt gewählten Parameter für Maschinenleistungen von 400 kVA, 1 MVA und 2 MVA auf die typischerweise diskutierte Frequenzänderungsraten von 0,1 Hz/s bis 4 Hz/s um unterschiedliche Frequenzabweichungen bis 1 Hz. Die Maschinenkonstante H beträgt bei allen Untersuchungen 5 s.

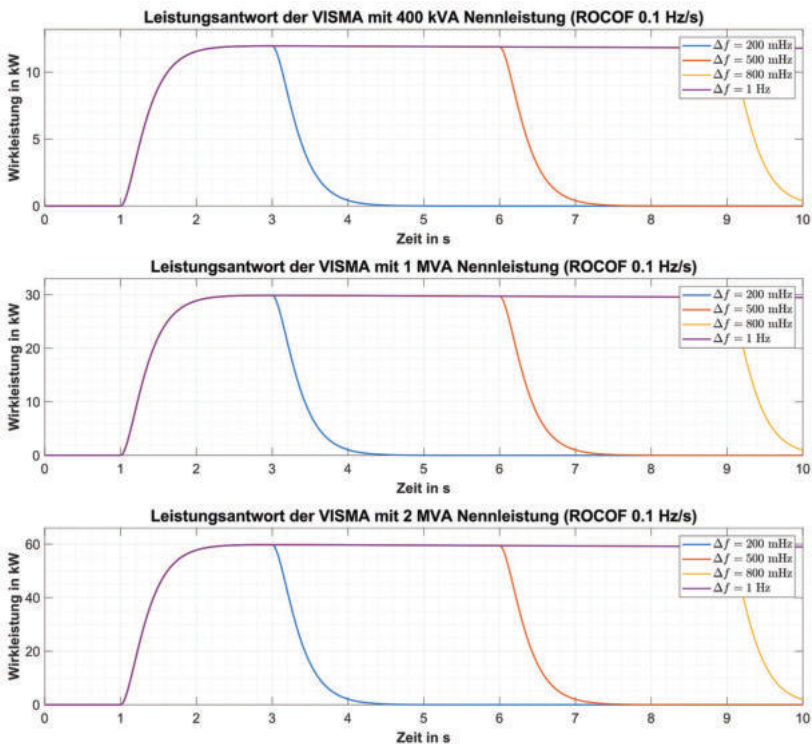


Abbildung 3-80: Simulationsergebnis der Leistungsantwort des klassisch vereinfachten Maschinenmodells (Maschinenleistungen 400 kVA, 1 MVA und 2 MVA) auf eine Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 0,1 Hz/s mit einer

Abweichung von 200 mHz, 500 mHz, 800 mHz und 1 Hz von der Nennfrequenz von 50 Hz

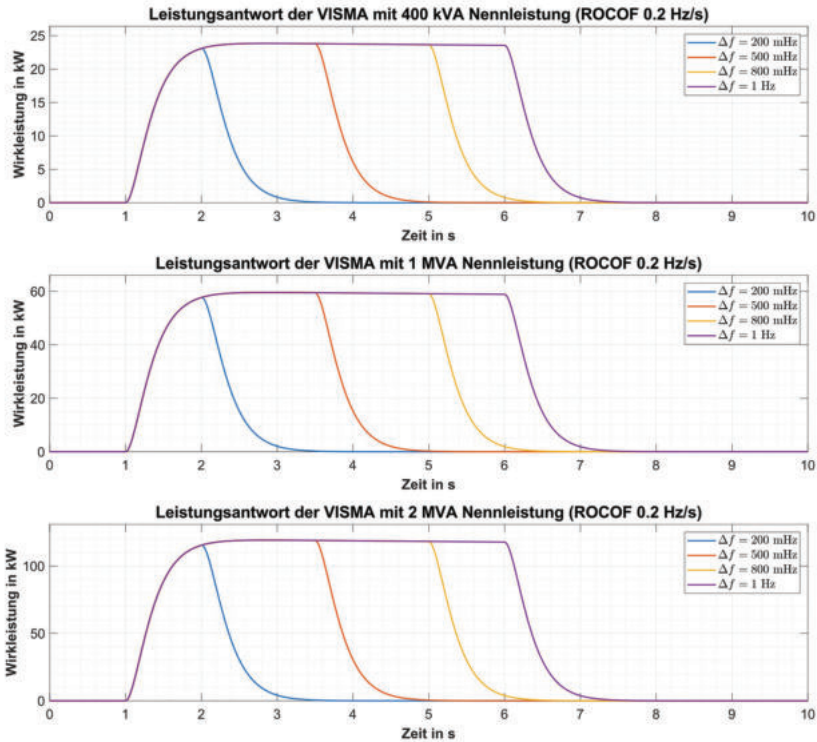


Abbildung 3-81: Simulationsergebnis der Leistungsantwort des klassisch vereinfachten Maschinenmodells (Maschinenleistungen 400 kVA, 1 MVA und 2 MVA) auf eine Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 0,2 Hz/s mit einer Abweichung von 200 mHz, 500 mHz, 800 mHz und 1 Hz von der Nennfrequenz von 50 Hz

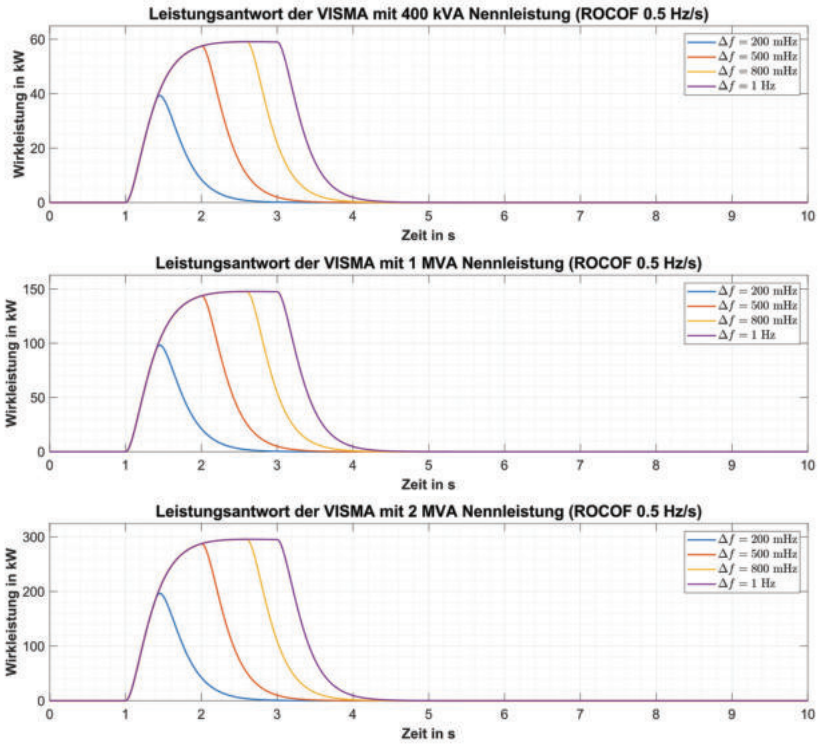


Abbildung 3-82: Simulationsergebnis der Leistungsantwort des klassisch vereinfachten Maschinenmodells (Maschinenleistungen 400 kVA, 1 MVA und 2 MVA) auf eine Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 0,5 Hz/s mit einer Abweichung von 200 mHz, 500 mHz, 800 mHz und 1 Hz von der Nennfrequenz von 50 Hz

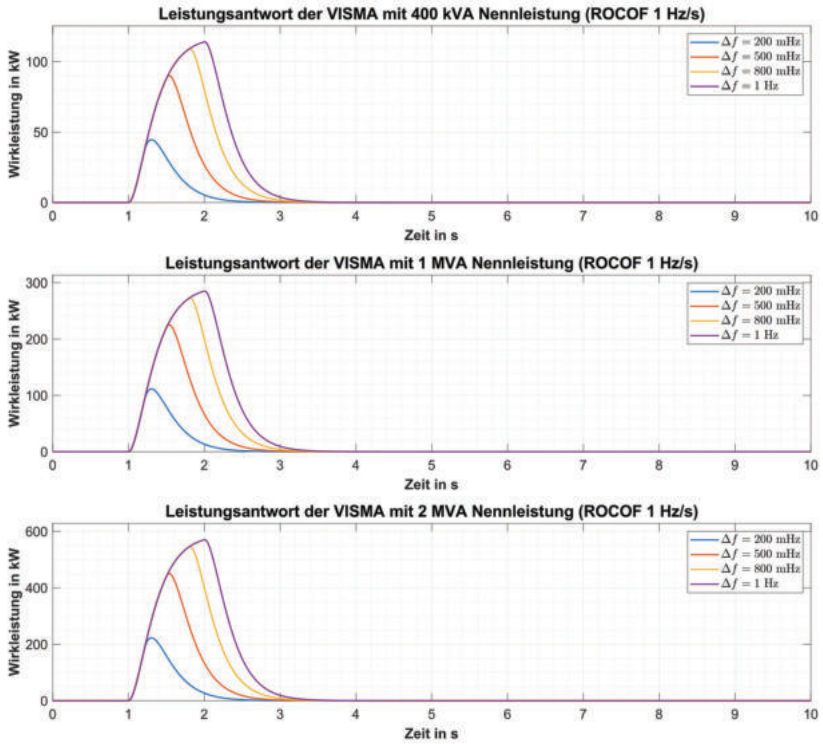


Abbildung 3-83: Simulationsergebnis der Leistungsantwort des klassisch vereinfachten Maschinenmodells (Maschinenleistungen 400 kVA, 1 MVA und 2 MVA) auf eine Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 1 Hz/s mit einer Abweichung von 200 mHz, 500 mHz, 800 mHz und 1 Hz von der Nennfrequenz von 50 Hz

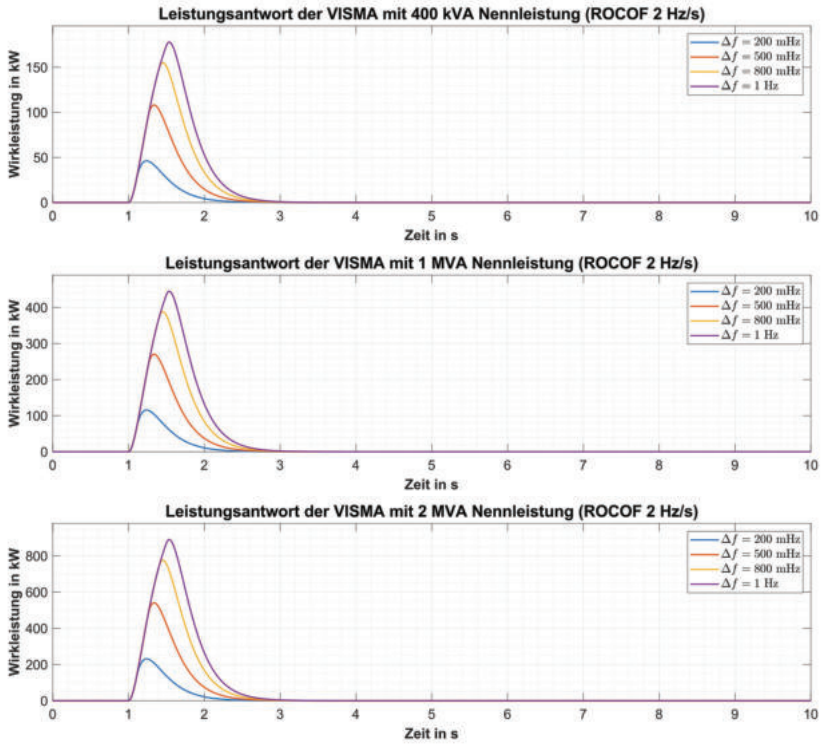


Abbildung 3-84: Simulationsergebnis der Leistungsantwort des klassisch vereinfachten Maschinenmodells (Maschinenleistungen 400 kVA, 1 MVA und 2 MVA) auf eine Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 2 Hz/s mit einer Abweichung von 200 mHz, 500 mHz, 800 mHz und 1 Hz von der Nennfrequenz von 50 Hz

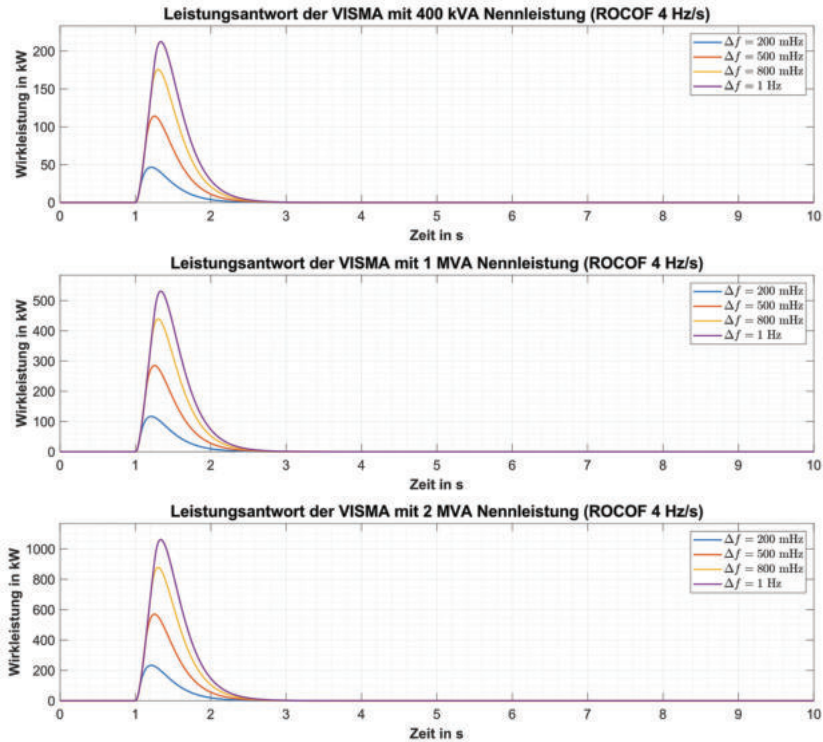


Abbildung 3-85: Simulationsergebnis der Leistungsantwort des klassisch vereinfachten Maschinenmodells (Maschinenleistungen 400 kVA, 1 MVA und 2 MVA auf eine Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 4 Hz/s mit einer Abweichung von 200 mHz, 500 mHz, 800 mHz und 1 Hz von der Nennfrequenz von 50 Hz

Die Abbildung 3-80 bis Abbildung 3-85 zeigen, dass die Leistungsantwort der VISMA mit einer Maschinennennleistung von 400 kVA in allen untersuchten Szenarien die Betriebsgrenzen des Wechselrichters nicht erreichen werden. Es zeigt sich auch, dass das Modell auch bei großen Frequenzgradienten nur knapp die Hälfte der Nennleistung des Wechselrichters einspeisen würde. Es wird also ersichtlich, dass die Bereitstellung von Momentanreserve erst bei großen Abweichungen mit einer entsprechend hohen Frequenzänderungsrate zum Tragen kommt. Bei den im Netz gewöhnlich vorkommenden Frequenzänderungen speist das Modell mit dieser Konfiguration bezogen auf die Wechselrichterleistung nur sehr wenig Leistung ein.

Eine Vergrößerung der Maschinenleistung bewirkt sowohl bei kleinen als auch bei großen Frequenzänderungen eine entsprechend hohe Leistungsbereitstellung. So wird bei den gewöhnlich im Netz auftretenden Änderungen schon deutlich mehr Leistung bereitgestellt, jedoch können zu große Netzänderungen dafür sorgen, dass die Modellleistung größer wird als die Wechselrichternennleistung und somit die Betriebsgrenze erreicht wird.

Letztlich stellt sich die Frage, welche Ein- oder Ausspeiseleistung bis zu welcher Netzfrequenzänderungsrate und Netzfrequenzabweichung der Wechselrichter tatsächlich noch bedienen soll.

Leistungsantworten am Prototyp auf verschiedene Frequenzänderungen mit unterschiedlichen Frequenzänderungsraten

Die zu untersuchenden Netzereignisse lassen sich am starren Netz nur sehr schwer vorhersagen und nachfahren. Auch die im Verteilnetzlabor vorhandene Netznachbildung (4-Quadranten Quelle-Senke) ist für diese Leistungsklasse nicht ausreichend groß. Um dennoch die Netzereignisse mit dem Umrichter zu überprüfen wird im Gesamtmodell der Ausgang der Phasenregelschleife mit einer gesteuerten und frei definierbaren Frequenzrampe überlagert. Es wird angenommen, dass die Netzfrequenz soweit konstant ist und ausschließlich die Überlagerung durch die gesteuerte Rampe wirksam ist. Das Grundrauschen des Netzes ist als vernachlässigbar zu betrachten, im Vergleich zu der Rampe.

Zunächst ist das VISMA-Modell mit einer Maschinennennleistung von 400 kVA untersucht worden. Dazu wurden drei Versuche durchgeführt, wobei die Netzfrequenzänderungsrate 0,1 Hz/s, 0,5 Hz/s und 1 Hz/s beträgt und die Abweichung von der Netznennfrequenz jeweils 500 mHz. Die Messergebnisse zeigen die Abbildung 3-86 bis Abbildung 3-90.

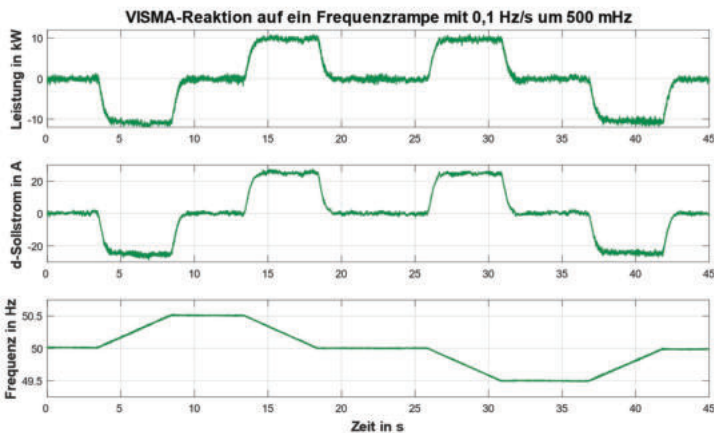


Abbildung 3-86: Messergebnis am Pilot 1 zur Reaktion der VISMA (400 kVA-Maschine) auf eine gesteuerte Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 0,1 Hz/s um 500 mHz in beide Richtungen von der Netznennfrequenz.

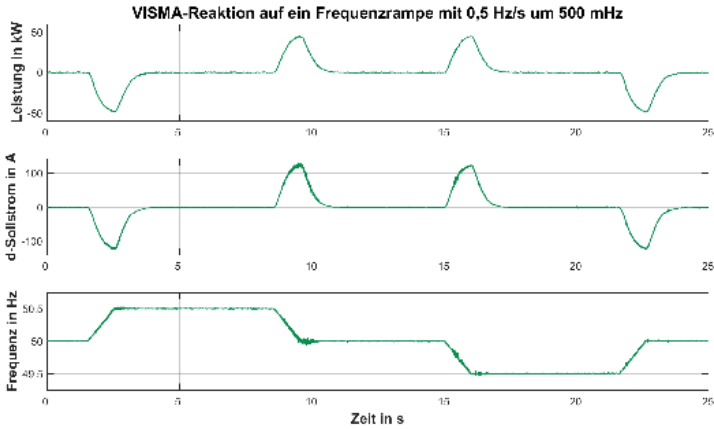


Abbildung 3-87: Messergebnis am WR-System Pilot 1 zur Reaktion der VISMA (400 kVA-Maschine) auf eine gesteuerte Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 0,5 Hz/s um 500 mHz in beide Richtungen von der Netznennfrequenz.

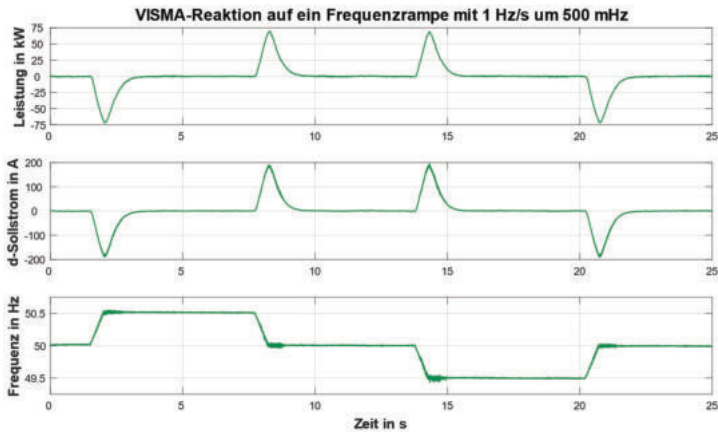


Abbildung 3-88: Messergebnis am WR-System Pilot 1 zur Reaktion der VISMA (400 kVA-Maschine) auf eine gesteuerte Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 1 Hz/s um 500 mHz in beide Richtungen von der Netznennfrequenz.

Die Auswertung der Versuche zeigen ein ähnliches Verhalten zu den Simulationsergebnissen. Die Leistung, die der Umrichter in Folge der Frequenzänderung ein- und ausspeist, ist im Vergleich zu den Systemgrenzen sehr klein und erreicht selbst bei der Änderungsrate von 1 Hz/s nicht mal 25% der Umrichternennleistung.

Es ist darüber hinaus ersichtlich, dass in der Simulation die Leistungsverläufe etwas größere Werte annehmen als in der Messung. Das ist darauf zurückzuführen, dass in der Simulation mit idealen Netzgrößen und einem idealen Umrichter simuliert worden ist, Messabweichungen, Unsymmetrien und die Verluste über den Leistungs-Halbbrücken und dem Netzfilter sind dabei nicht berücksichtigt.

Für die weitere Betrachtung ist ein Maschinenmodell mit einer Nennleistung von 1 MVA verwendet worden und die gleichen Versuche wie vorher mit dem kleineren Maschinenmodell durchgeführt worden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3-89 dargestellt. Die Messung hat auch hier gezeigt, dass das erwartete Ergebnis aus der Simulation sehr gut nachgefahren wurde und der Umrichter in diesem Versuch knapp unter 50% seiner Nennleistung geblieben ist.

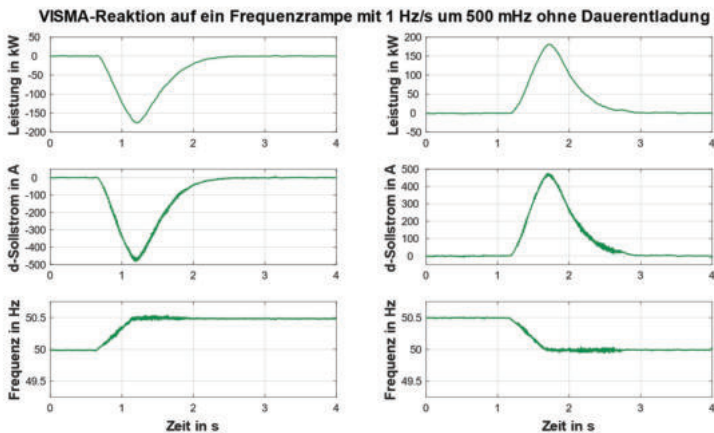


Abbildung 3-89: Messergebnis am WR-System Pilot 1 zur Reaktion der VISMA (1 MVA-Maschine) auf eine gesteuerte Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 1 Hz/s um 500 mHz in beide Richtungen (links: positive Rampe, rechts: negative Rampe) von der Netznennfrequenz

Sollte nicht nur die Momentanreserve von dem Umrichter gefordert sein, sondern noch zusätzlich eine Systemdienstleistung in Form von Primär- oder Sekundärregelleistung, so ist neben dem Leerlaufversuch auch ein Dauerentlade- oder Dauerladeversuch entscheidend. Aus diesem Grund wurde der zuvor dargestellte Versuch mit einer Dauerentladung von 100 kW durchgeführt. Das Ergebnis zeigt auch hier einen stabilen Betrieb, ohne die Systemgrenzen zu erreichen.

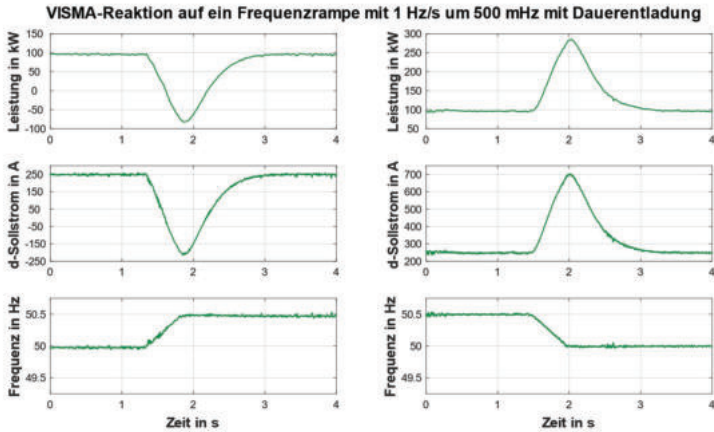


Abbildung 3-90: Messergebnis am WR-System Pilot 1 zur Reaktion der VISMA (1 MVA-Maschine) auf eine gesteuerte Frequenzrampe mit einer Änderungsrate von 1 Hz/s um 500 mHz in beide Richtungen (links: positive Rampe, rechts: negative Rampe) von der Netznennfrequenz und einer Dauerentladung der Batterie mit 100 kW

Leistungsantworten für unterschiedliche Maschinenkonfigurationen

Sowohl die Simulations- als auch die Messergebnisse haben gezeigt, dass die Leistungsantwort der virtuellen Synchronmaschine sowohl vom Betrag der Frequenzänderung als auch von ihrer Änderungsrate abhängig ist. Hinzu kommt, dass bei kleinen und länger anhaltenden Frequenzänderungen (kleines ROCOF, große Frequenzabweichung) der maximale Polradwinkel für den entsprechend vorliegenden Fall erreicht wird und die Maschine dann konstant Leistung während der Änderung einspeist oder aufnimmt. Im Gegensatz dazu erreicht die Maschine bei schnellen Netzänderungen aufgrund ihrer Trägheit nicht den für den entsprechend vorliegenden Fall ihren maximal möglichen Polradwinkel, weshalb die eingespeiste oder aufgenommene Leistung erst ansteigt und anschließend sofort wieder reduziert wird. Sowohl der Anstieg als auch der Abfall folgenden dabei einem exponentiellen Verlauf.

Um eine Aussage über die Leistungsantwort für unterschiedliche Maschinenkonfigurationen treffen zu können, sind im Rahmen des Projekts Flächen entstanden, die in Abhängigkeit der Maschinenleistung und der Maschinenkonstanten, welche die zwei wesentlichen festzulegenden Maschinenparameter sind, aus denen sich anschließend die übrigen Parameter berechnen lassen, die maximale Leistungsantwort wiedergeben. Diese Flächen sind für die am meisten diskutierten Fälle, vgl. Tabelle 3-9, erstellt worden.

Tabelle 3-9: Frequenzänderungsrate- und Frequenzabweichung-Matrix zur Bestimmung der Leistungsantwortflächen der virtuellen Synchronmaschine

Frequenzänderungsrate	Frequenzabweichung
$\pm 0,1$ Hz/s	$\pm 0,1$ Hz
$\pm 0,2$ Hz/s	$\pm 0,2$ Hz

$\pm 0,5 \text{ Hz/s}$	$\pm 0,5 \text{ Hz}$
$\pm 1 \text{ Hz/s}$	$\pm 0,8 \text{ Hz}$
$\pm 2 \text{ Hz/s}$	$\pm 1 \text{ Hz}$
$\pm 4 \text{ Hz/s}$	$\pm 2 \text{ Hz}$

Frequenzänderungsrate von 0,1 Hz/s

Die folgenden Abbildungen zeigen die maximale Leistungsreaktion unterschiedlicher Maschinenkonfigurationen für eine Netzfrequenzänderungsrate von 0,1 Hz/s um eine Abweichung von der Nennfrequenz von 200, 500 und 800 mHz.

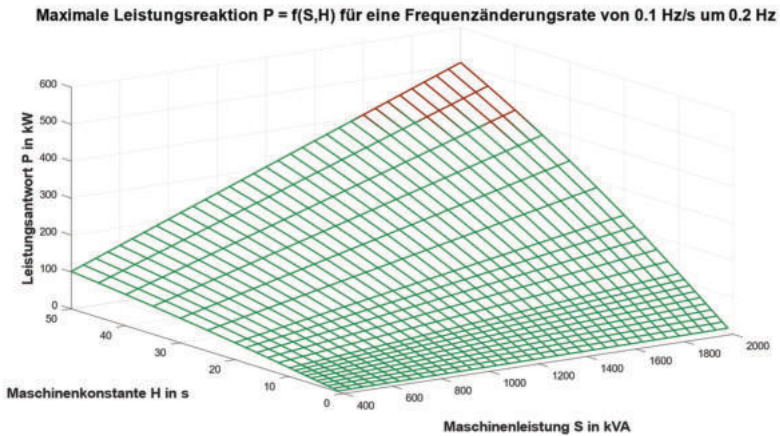


Abbildung 3-91: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 200 mHz

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 0.1 Hz/s um 0.5 Hz

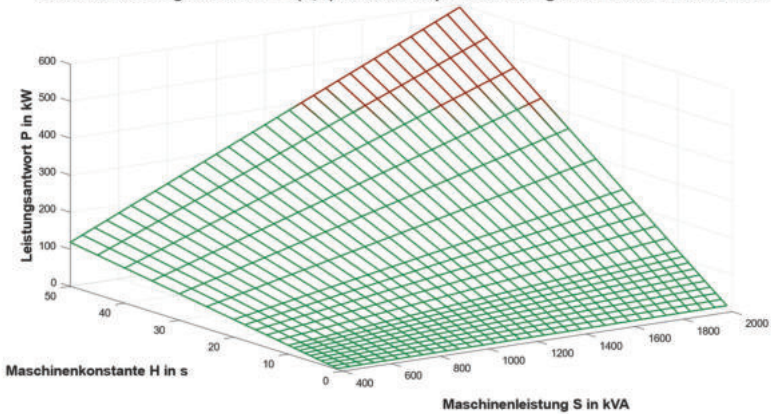


Abbildung 3-92: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 500 mHz

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 0.1 Hz/s um 0.8 Hz

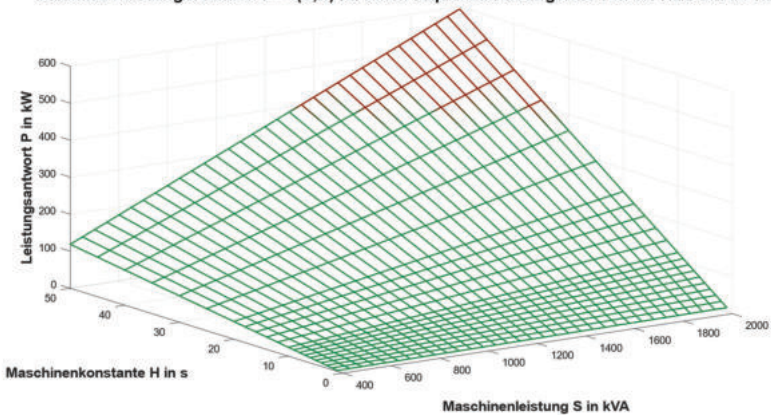


Abbildung 3-93: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 800 mHz

Die Abbildung 3-91 bis Abbildung 3-93 zeigen, dass kleine Maschinenleistungen bei kleinen Maschinenkonstanten nur eine sehr kleine Leistung einspeisen. Es ist weiterhin ersichtlich, dass die Leistungsantwort nahezu linear in beide Richtungen ansteigt. Das lässt sich damit begründen, dass die Maschine durch die kleine Frequenzänderungsrate und die größere Frequenzabweichung einer langen

Änderung unterliegt und einen stationären Zustand und damit auch ihren maximalen Polradwinkel erreicht.

In den Diagrammen ist ein Teil der Flächen rot und Teil der Flächen grün markiert. Der grüne Bereich kennzeichnet den Leistungsbereich des Wechselrichters. Das bedeutet, dass fast ausnahmslos für alle untersuchten Maschinenkonfigurationen der Wechselrichter in der Lage ist, die Leistungsantwort auch bereit zu stellen.

Frequenzänderungsrate von 0,2 Hz/s

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 0.2 Hz/s um 0.2 Hz

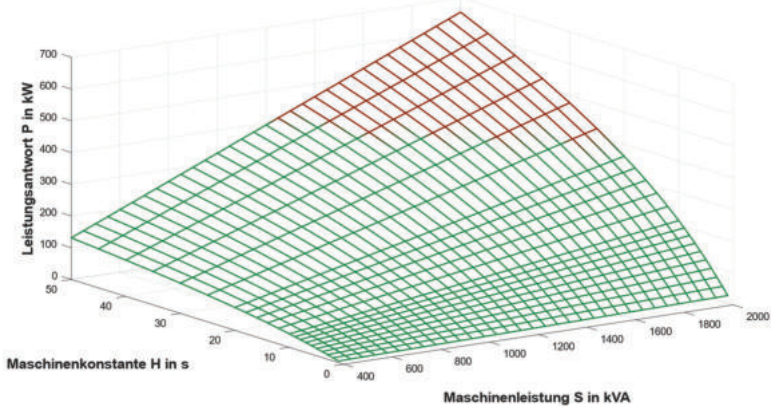


Abbildung 3-94: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 200 mHz

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 0.2 Hz/s um 0.5 Hz

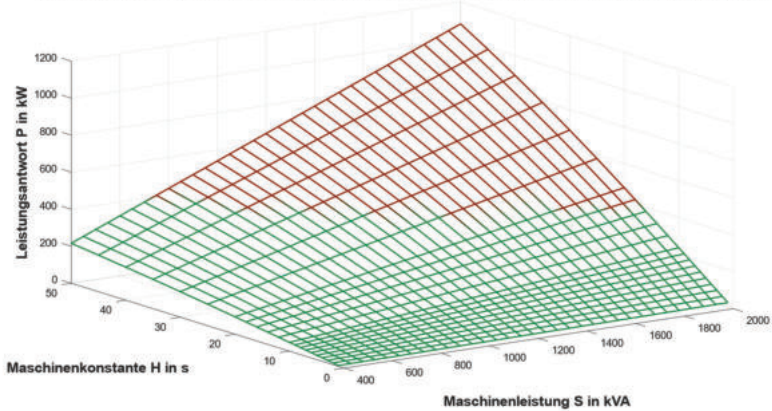


Abbildung 3-95: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,2 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 500 mHz

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 0.2 Hz/s um 0.8 Hz

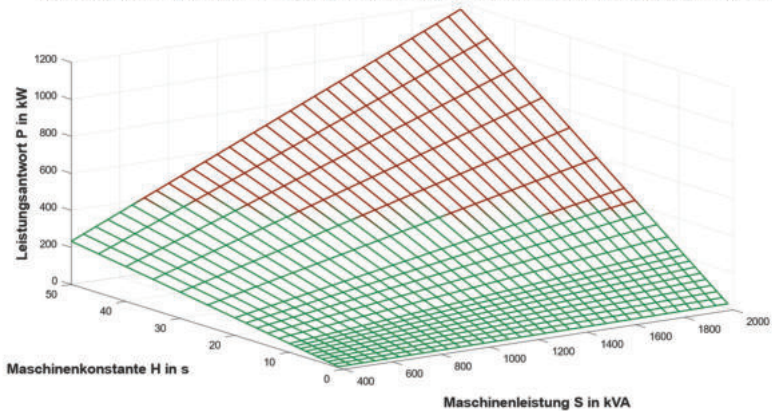


Abbildung 3-96: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 800 mHz

Bei einer kleinen Frequenzabweichung von 200 mHz mit einer Frequenzänderungsgeschwindigkeit von 0,2 Hz/s zeigt sich schon ein nicht mehr ganz linearer Verlauf der Fläche. Die Leistungsantwort



steigt zwar noch linear mit der Maschinenleistung an, jedoch zeigt sich schon die Wurzelfunktion für die Maschinenkonstante. Dies liegt daran, dass die Zeit für die Frequenzänderung, also die Zeit zwischen den beiden stationären Zuständen so klein ist, dass der maximal mögliche Polradwinkel nicht mehr erreicht wird. Die Maschine wird also vor dem Erreichen des maximal möglichen Polradwinkels aufgrund des Endes des Frequenzänderungsintervalls schon wieder abgebremst.

Wird die Frequenzabweichung vergrößert so erreicht die Maschine wiederum ihren maximalen Polradwinkel und die Funktion verläuft linear in Abhängigkeit beider Parameter.

Es zeigt sich, dass die Leistungsantwort schon einen deutlich höheren Wert annimmt und somit das Intervall der Maschinenparameter verkleinert wird.

Frequenzänderungsrate von 0,5 Hz/s

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 0.5 Hz/s um 0.2 Hz

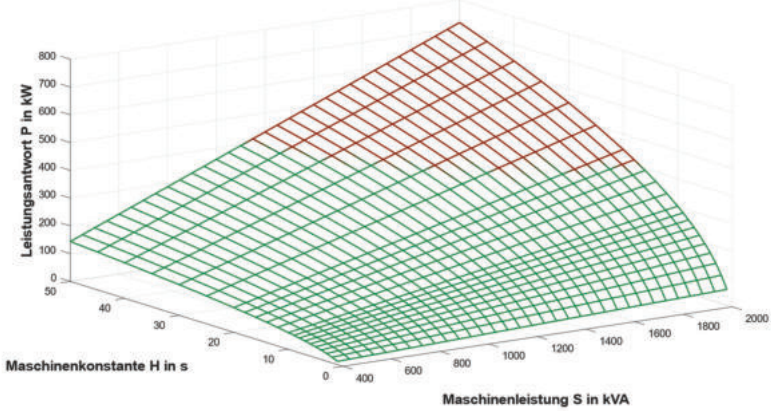


Abbildung 3-97: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,5 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 200 mHz

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 0.5 Hz/s um 0.5 Hz

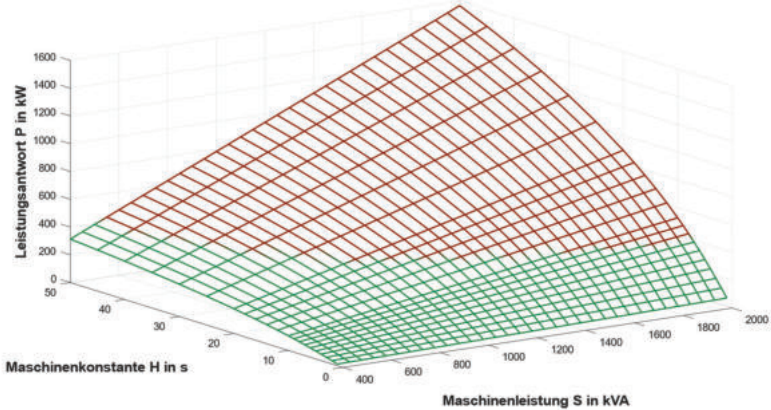


Abbildung 3-98: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,5 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 500 mHz

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 0.5 Hz/s um 0.8 Hz

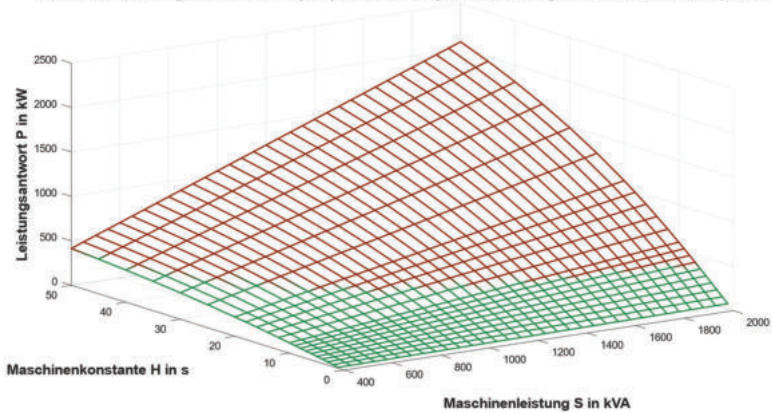


Abbildung 3-99: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,5 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 800 mHz

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 0.5 Hz/s um 1 Hz

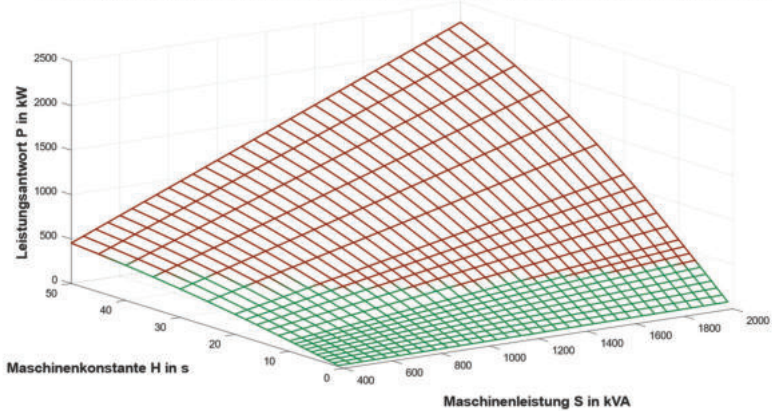


Abbildung 3-100: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 0,5 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 1 Hz

Frequenzänderungsrate von 1 Hz/s

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 1 Hz/s um 0.2 Hz

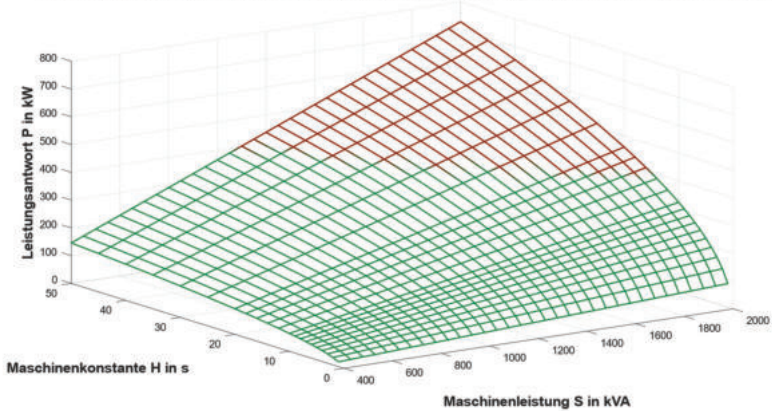


Abbildung 3-101: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 200 mHz

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 1 Hz/s um 0.5 Hz

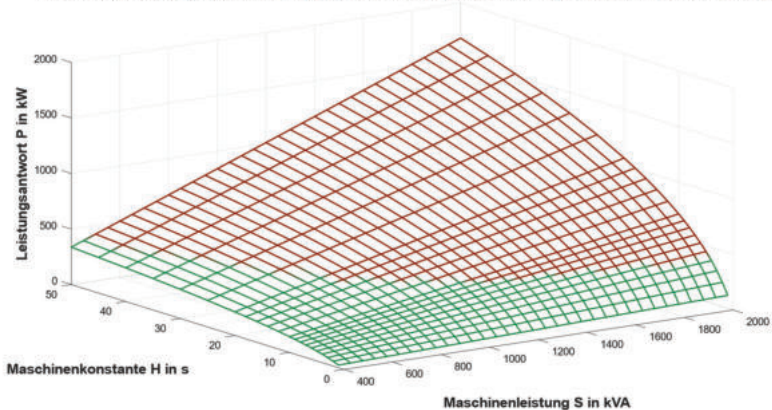


Abbildung 3-102: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 500 mHz

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 1 Hz/s um 0.8 Hz

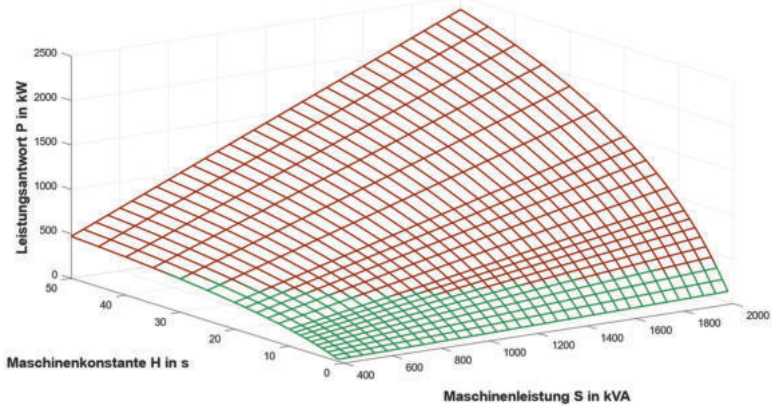


Abbildung 3-103: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 1 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 800 mHz

Frequenzänderungsrate von 2 Hz/s

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 2 Hz/s um 0.2 Hz

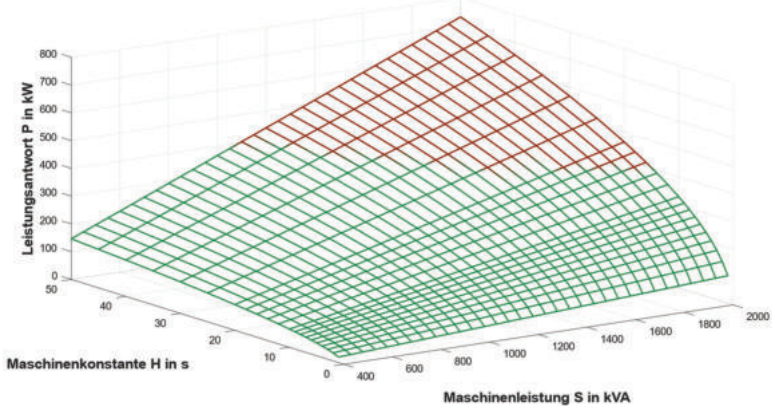


Abbildung 3-104: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 2 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 200 mHz

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 2 Hz/s um 0.5 Hz

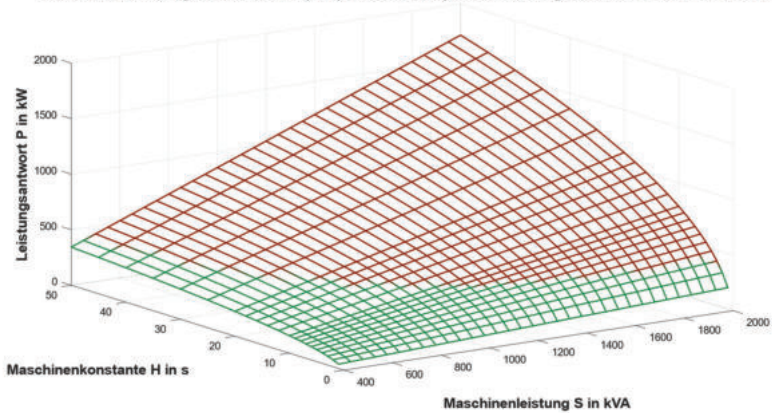


Abbildung 3-105: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 2 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 500 mHz

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 2 Hz/s um 0.8 Hz

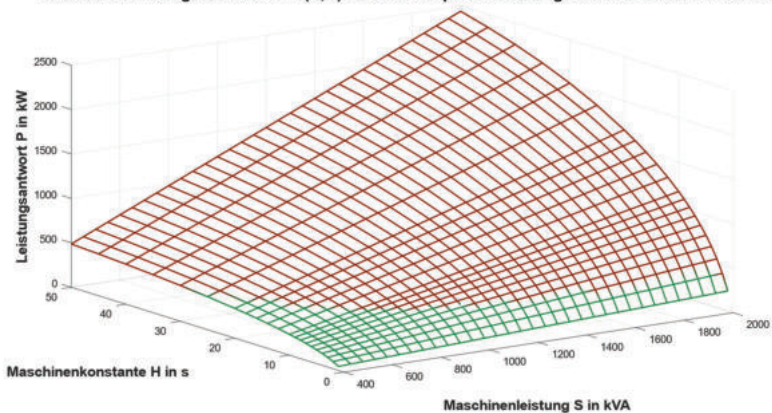


Abbildung 3-106: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 2 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 800 mHz

Frequenzänderungsrate von 4 Hz/s

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 4 Hz/s um 0.2 Hz

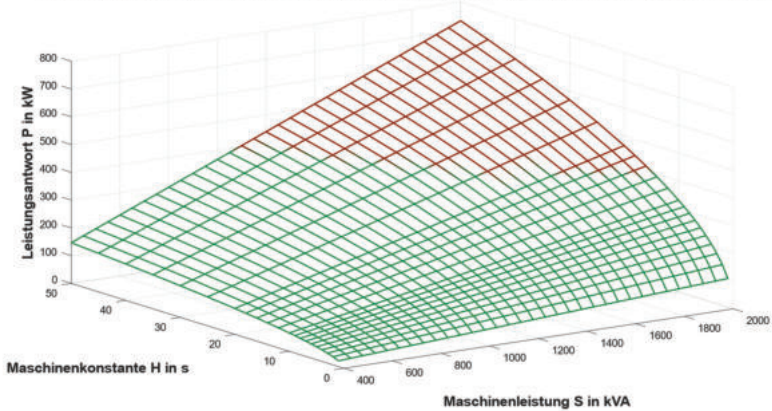


Abbildung 3-107: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 4 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 200 mHz

Maximale Leistungsreaktion $P = f(S,H)$ für eine Frequenzänderungsrate von 4 Hz/s um 0.5 Hz

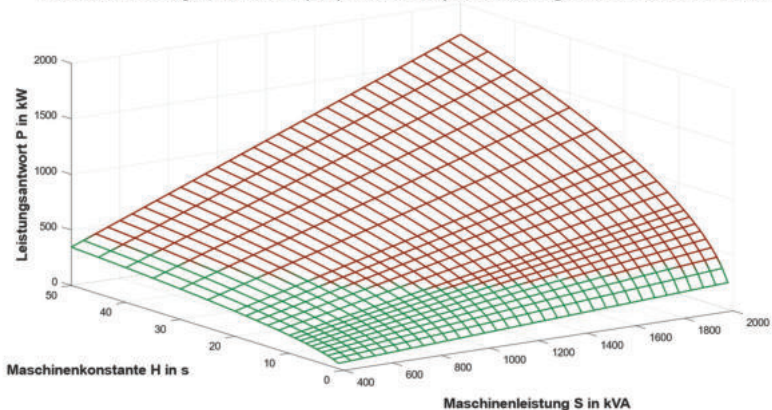


Abbildung 3-108: Maximale Leistungsreaktion des klassisch vereinfachten Maschinenmodells nach der Auslegungsstrategie von Herrn Werther für unterschiedliche Maschinenleistungen und Maschinenkonstanten auf eine Frequenzänderungsrate von 4 Hz/s um eine Frequenzabweichung von 500 mHz

Die Abbildung 3-91 bis Abbildung 3-108 zeigen, dass mit steigender Frequenzänderungsrate und größer werdender Frequenzabweichung die Leistungsantwort stark zunimmt und der Arbeitsbereich des Wechselrichters bei einem Großteil der Parameter verletzt werden würde. Ein Maschinenmodell

mit einer Nennleistung von 400 kVA verletzt in keinem der dargestellten Fälle die Grenzen des Wechselrichters. Bei Frequenzänderungsraten über 2 Hz/s und Frequenzänderungen von mehr als 800 mHz kommt es lediglich zu Einschränkungen in der Wahl der Maschinenkonstante. Der Bereich der Maschinenkonstante von 3 bis 8 s, wie sie bei typischen Kraftwerken der Fall ist, wird in keinem der untersuchten Fälle verletzt.

Da dennoch in Betracht gezogen werden sollte, dass das Modell in Verbindung mit dem vorhandenen Wechselrichter in dieser Konfiguration auch größere Frequenzabweichungen mit einer hohen Frequenzänderungsrate abdecken soll, ohne die Verletzung von umrichterseitigen Werten, so ist für einen möglichst hohen Beitrag an Momentanreserve die Leistung des Maschinenmodells größer zu wählen als die Leistung des Wechselrichters. Nach welchen Vorgaben dies genau erfolgt, ist abhängig von den zu erwartenden Netzzuständen und kann so pauschal nicht beantwortet werden.

Ergebnisse Test des Batteriesystems in der Feldumgebung

Die beiden folgenden Abbildung 3-109Abbildung 3-110 den Spannungs-, Strom- und Leistungsverlauf gemessen am LIB-Batteriesystem bei einem Frequenzabfall von 500 mHz und einem Frequenzgradienten von 1 Hz/s.

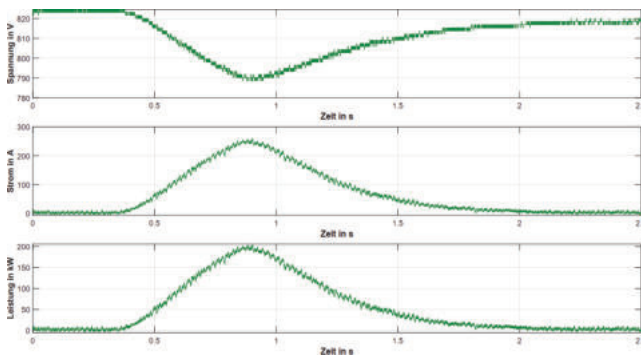


Abbildung 3-109: Spannungs-, Strom- und Leistungsverlauf des LIB-Batteriesystems bei einem Abfall von 500 mHz und einem Frequenzgradienten von 1 Hz/s

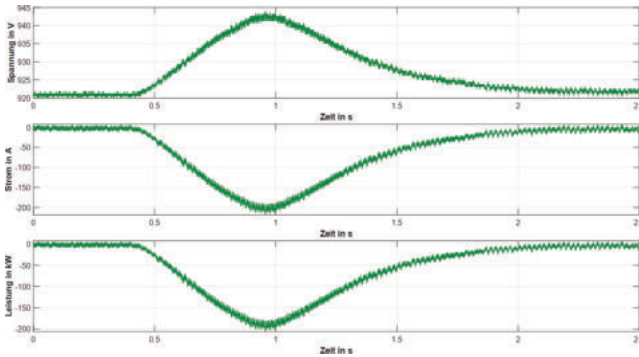


Abbildung 3-110: Spannungs-, Strom- und Leistungsverlauf des LIB-Batteriesystems bei einem Anstieg um 500 mHz und einem Frequenzgradienten von 1 Hz/s

Energiebedarf des Batteriesystems bei der Bereitstellung von Momentanreserve

Aus der Vielzahl der voran dargestellten Versuche und Simulation wurden sechs Szenarien A-F für die weitere Analyse untersucht (s.a. [65]). Für die weitere Betrachtung werden zwei unterschiedliche maximalen Frequenzgradienten $RoCoF_{max,i}$ (Rate of Change of Frequency) von 1 und 2 Hz/s und die maximalen Frequenzgrenzen $f_{limit,i}$ (Zenith \rightarrow Maximum, Nadir \rightarrow Minimum) von ± 200 , ± 500 und ± 800 mHz unterteilt

Tabelle 3-10: Verwendete Szenarien A-F für die weitere Betrachtung und Analyse

Szenario	$RoCoF_{max,i}$	$ f_{limit,i} $ (Zenith, Nadir)
A	± 1 Hz/s	± 200 mHz
B	± 1 Hz/s	± 500 mHz
C	± 1 Hz/s	± 800 mHz
D	± 2 Hz/s	± 200 mHz
E	± 2 Hz/s	± 500 mHz
F	± 2 Hz/s	± 800 mHz

Zudem wurde für jedes Szenario jeweils die VISMA-Parametersätze VSG I und VSG II aus Tabelle 3-8 betrachtet. Für alle Szenarien wird der Energiefluss von der Batterie zum Netz (Entladung) und der Energiefluss vom Netz in die Batterie (Ladung) berechnet und in der folgenden Abbildung 3-111 dargestellt.

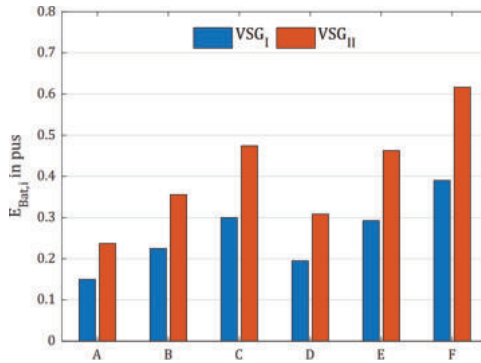


Abbildung 3-111: Energiebedarf $E_{Bat,I}$ beschrieben in pUs in für alle Szenarien A-F (s. Tabelle 3-8) und beide VSG-Parametersätze (blau: VSG I und rot:VSG II) zu liefern [65]

Der Energiebedarf wird auf die Leistung des Wechselrichters normiert und somit in pUs dargestellt. Eine spätere Skalierung auf Systeme mit weniger und mehr Leistung ist somit in erster Näherung möglich. Die Entladetiefe (DOD) des BESS unterscheiden sich für alle Szenarien und beide VSG-Parametersätze I und II. Die benötigte Energiemenge beträgt weniger als 0,1 Prozent der im LIB-System gespeicherten Energie und weniger als 0,012 Prozent der in der Bleibatterie gespeicherten Energie. Nach [66] und [43] führt ein solcher Zyklusprozess eines BESS nicht zu einem relevanten Kapazitätsabfall, so dass ein etwaiger Kapazitätsabfall nur auf das kalendarische Alterungsverhalten der beiden Batteriesysteme zurückzuführen ist. Die Abbildung 3-112 zeigt dabei die Zyklusfestigkeit in Abhängigkeit des Ladehubes DOD in %. Man erkennt, dass bei niedrigen Ladehuben die Anzahl der Zyklen exponentiell steigt und sich dabei die zyklische Lebensdauer um ein Vielfaches erhöht. Dies ist insbesondere für mittlere Ladezustände, wie sie bei der Bereitstellung von synthetischer Momentanreserve üblich ist, der Fall.

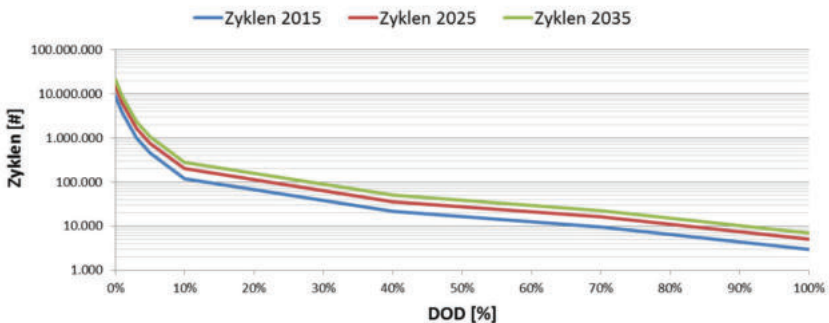


Abbildung 3-112: Anzahl der Zyklen in Abhängigkeit des Ladehubes DOD
Quelle: Abschlussbericht [66]

3.8 Betrachtung der Wirtschaftlichkeit, Geschäftsmodelle, Use-Cases

AP. 8.1 Kosten-Nutzen-Analyse/Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Auf Basis der von den Partnern zur Verfügung gestellten Daten wurde ein Kostenmodell für einen 400kW Umrichter erstellt. Die Teilkosten der Komponenten wurden zusammengetragen und für eine anschließende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung über Annahmen eingegrenzt.

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden folgende Annahmen getroffen:

- Das ReserveBatt-System ist nach §118 Abs. 6 Satz 1 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) von Netzentgelten befreit. Zudem wird vereinfacht angenommen, dass auch weitere Abgaben und Umlagen nicht gezahlt werden müssen.
- Jährlicher Zinssatz: 5 %
- Betriebskosten: 2 % vom Gesamtinvest
- Eine Betrachtung der Economies of Scale erfolgt nicht

Nachfolgend wird exemplarisch die Vorgehensweise der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (nach [67]), die die Grundlage des Tabellenblattes bildet, erläutert. Zunächst werden alle Kostenaspekte berücksichtigt. Anschließend wird der notwendige Erlös für einen gewünschten Zeitraum (jährlich, wöchentlich, täglich, usw.) berechnet, bei dem das System wirtschaftlich rentabel wird. Mit diesen Kosten-Nutzen-Kennzahlen werden die ESS miteinander verglichen. Bei der Betrachtung der Kosten werden ausschließlich die maximalen Kosten betrachtet.

Die Investitionskosten setzen sich aus den Kosten des Speichersystems und einem vorgegebenen, konstanten Betrag für den Umrichter, wie in Formel (3.58) dargestellt, zusammen. Der konstante Betrag für den Umrichter setzt sich aus zwei Kostenkomponenten, dem Leistungsanteil und der Systemintegration, zuzüglich 19 % Mehrwertsteuer, zusammen. Aus der Annahme heraus, dass der worst case angenommen wird, berechnet sich der Anteil der Kosten für das Speichersystem aus den maximalen Kosten zwischen dem Produkt des Leistungspreises des jeweiligen ESS in €/kWh und der Minimumenergiemenge zur Erbringung der gewünschten Leistung von 400 kW in kWh und dem Produkt aus Leistungspreis des jeweiligen ESS in €/kW und der Leistung 400 kW, wie in (3.59) dargestellt. Die Minimumenergiemenge ist bereits vorgegeben und muss nicht berechnet werden.

Der Energiepreis des jeweiligen ESS bezieht sich auf die Kosten, um 1 kWh aufzubauen. Analog dazu verhält sich der Leistungspreis, der die Kosten zur Bereitstellung von 1 kW Leistung wiedergibt. Die Unterscheidung zwischen Energie- und Leistungspreis ist dahingehend relevant, da die betrachteten Energiespeichersysteme sich in der Lade- und Entladedauer unterscheiden.

$$\text{Investitionskosten}_{ESS,i} = \text{Kosten}_{Umrichter} + \text{Kosten}_{ESS,i} \quad (3.58)$$

$$\text{Kosten}_{Umrichter} = 30978,08 \text{ €}$$

$$\text{Kosten}_{ESS,i} = \text{Max}(\text{Epreis}_{ESS,i} \times \text{Min. energiemenge}_{ESS,i}; \text{Lpreis}_{ESS,i} \times \text{Leistung}) \quad (3.59)$$

$$\text{Epreis}_{ESS,i} = \text{Energiepreis}_{ESS,i}$$

$$\text{Min. energiemenge}_{ESS,i}$$

= Minimumenergiemenge_{ESS,i} zur Erbringung von 400 kW Leistung

$$\text{Leistung} = 400 \text{ kW}$$

Die minimale Lebensdauer, die das Gesamtsystem mindestens überdauert, berechnet sich wie in Formel (3.58) dargestellt. Der zyklische Energiedurchsatz des jeweiligen ESS gibt die Lebensdauer in kWh an, die über die Lebensdauer der Batterie entnommen werden kann (Wagner 2002). Sie setzt sich, wie in Gleichung (3.59) zu sehen ist, aus dem Produkt der minimalen Zyklusfestigkeit, der angibt wie oft das ESS das Ein- und Ausspeichern wiederholen kann, und der Minimumenergiemenge zur Erbringung der Leistung des jeweiligen ESS zusammen (Wissenschaftliche Dienst - Deutscher Bundestag 2015). Der Energiedurchsatz gibt den Bedarf an Energiemenge wieder, die aufgrund des gewählten RoCoF im Jahr ein- und gespeichert wird.

$$LD_{ESS,i,min} = \frac{\text{zykl. Energiedurchsatz}_{ESS,i}}{\text{Energiedurchsatz} + \frac{\text{kal. Alterung} \times \text{zykl. Energiedurchsatz}_{ESS,i}}{0,2}} \quad (3.60)$$

$$\text{zykl. Energiedurchsatz}_{ESS,i} = \text{min. Zyklusfestigkeit}_{ESS,i} \times \text{Min. energiemenge}_{ESS,i} \quad (3.61)$$

Nach der Berechnung der Lebensdauer des jeweiligen ESS sind die notwendigen Erneuerungen des ESS während der Nutzungsdauer zu bestimmen. Der aufgerundete Quotient aus der Nutzungsdauer und der Lebensdauer des ESS gibt die Anzahl notwendiger Erneuerungen während der Nutzungsdauer von 10 Jahren wieder, siehe Formel (3.62)

$$\text{Erneuerungen}_{ESS,i} = \frac{ND}{LD_{ESS,i,min}} \quad (3.62)$$

$$ND = \text{Nutzungsdauer} = 10 \text{ Jahre}$$

Durch eine Erneuerung des ESS während der Nutzungsdauer entstehen zusätzliche Kosten, die sich durch Formel ausdrücken lassen. Die anteiligen Kosten pro Jahr während der Nutzungsdauer werden in der Abschreibung pro Jahr im nächsten Schritt näher berücksichtigt.

$$\text{zusätzl. Kosten}_{ESS,i} = \text{Erneuerungen}_{ESS,i} \times \text{Investitionskosten}_{ESS,i} \quad (3.63)$$

Die durchschnittliche Abschreibung während der Nutzungsdauer pro Jahr berechnet sich, wie in Formel (3.62) dargestellt, aus der Summe der linear abgeschriebenene Investitionskosten des Gesamtsystems und den zusätzlich anfallenden Kosten nach Ablauf der Lebensdauer während der Nutzungsdauer.

$$\text{Abschreib}_{ESS,i} = \left(\text{Inv. kosten} + \text{zusätzl. Abschr.} \times \left(\frac{\text{zusätzl. Kosten}}{ND} \right) \right) / ND \quad (3.64)$$

Neben den (zusätzlichen) Investitionskosten sind weitere Kosten, die bspw. während des Betriebs, durch Energieverluste oder zusätzlicher Leistungselektronik entstehen, nachfolgend noch zu berücksichtigen.

Jährlich fallen Betriebskosten an, die in Höhe von 2% der Investitionen angenommen werden, wie in Gleichung (3.63) dargestellt (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2016). Neben den Investitionskosten für das ESS, den unter Umständen zusätzlichen Investitionskosten durch Erneuerungen der ESS, sind Kosten für die Leistungselektronik des Wechselrichters sowie zusätzliche Kosten für die Leistungsspeicher in Form von notwendigen DC/DC-Wandlern in Höhe von pauschalen 50.000 € einzukalkulieren.

$$\begin{aligned} \text{Kosten}_{Betr} = & \\ & \text{Kosten}_{Betr.} \times \left(\left(\frac{((ND + \text{zusätzl. Abschr.}) \times \text{Inv. kosten})}{ND} \right) / ND \right) + \text{Kosten}_{\text{Leistungselekt.}} \\ & \left. + \text{Kosten}_{DCDC} \right) \end{aligned} \quad (3.65)$$

$$\text{Kosten}_{Betr.} = \text{Betriebskosten in Höhe von 2 \% der Investitionen}$$

ESS entladen sich durch ungewünschte Prozesse selbst, ohne dass diese an einem Verbraucher angebunden sind (Kompetenznetzwerk Lithium-Ionen-Batterien e. V. 2020). Durch die Energieverluste, die mit Gleichung (3.64) bestimmt werden, entstehen Kosten, die mit Gleichung (3.65) kalkuliert werden können. Pro kWh Energieverlust werden 0,05 € bereits zu Beginn der Berechnung als Annahme als Kosten für den Energieverlust getroffen. Das Produkt aus Selbstentladung (pro Jahr) in Prozent und Minimumenergiemenge zur Erbringung von 400 kW Leistung ergibt den Energieverlust (pro Jahr).

$$\text{Energieverlust} = \text{Selbstentladung} \times \text{Min.energiemenge} \quad (3.66)$$

Aus der Multiplikation des Energieverlustes mit den angenommenen Kosten des Energieverlustes, die mit 0,05 €/kWh angenommen werden, resultieren die Gesamtkosten des Energieverlustes durch die Selbstentladung.

$$\text{Ges. kosten}_{\text{Energieverlust}} = \text{Energieverlust} \times \text{Kosten}_{\text{Energieverlust}} \quad (3.67)$$

$$\text{Kosten}_{\text{Energieverlust}} = 0,05 \text{ €/kWh}$$

Der Wirkungsgrad eines ESS gibt Auskunft darüber, wie Effizient der Umwandlungsprozess ist. Ist bspw. die Energiemenge, die man zum Aufladen eines ESS aufbringt, sehr groß und die Energiemenge, die man mit dem Endgerät abrufen kann, sehr gering, ist der Wirkungsgrad sehr gering (Wissenschaftliche Dienst - Deutscher Bundestag 2015, Kompetenznetzwerk Lithium-Ionen-Batterien e. V. 2020). Zunächst wird der Energieverlust durch den Energiewandlungs- und Speicherprozess berechnet, wie in Gleichung (3.68). Zu beachten ist, dass der Effizienzverlust durch das Produkt des zyklischen Energiedurchsatzes und der zweifachen Differenz aus 100 Prozent und dem Wirkungsgrad ergibt, da der Wirkungsgrad sich sowohl beim Auf- als auch Entladen des ESS auswirkt und zu Effizienzverlusten führt.

$$Effizienzverlust = ((1 - Wirkungsgrad) \times 2) \times \text{zykl. Energiedurchsatz} \quad (3.68)$$

Aus der Multiplikation des Effizienzverlustes und den Kosten für Verlustenergie resultieren die Kosten, die durch den Effizienzverlust aufgrund des Wirkungsgrades ergeben, siehe Gleichung (3.69).

$$Kosten_{Effizienzverlust} = Effizienzverlust \times Kosten_{Energieverlust} \quad (3.69)$$

Wie eingangs erwähnt, besteht das Gesamtsystem neben der ESS auch aus einem Wechselrichter. Für die Leistungselektronik des Wechselrichters fallen vorgegebene Kosten in Höhe zwischen 60 bis 130 €/kW an. Wie in Gleichung (3.70) formuliert, ergeben sich jene Kosten aus dem Produkt der für die Leistungselektronik des Wechselrichters anfallenden Kosten pro kW und der gewünschten Leistung pro Jahr, hier 400 kW.

$$Kosten_{Leistungselektronik} = \text{Max} \left(60 \frac{\text{€}}{\text{kW}}, 130 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) \times \text{gewünschte Leistung} \quad (3.70)$$

Die Summe der vorgegangenen Kosten ergibt die Gesamtkosten pro Jahr, die in der nachfolgenden Gleichung (3.71) abgebildet ist. Es ist zu berücksichtigen, dass die zusätzlich anfallenden Kosten für DC/DC-Wandler von 50.000 € entsprechend der Nutzungsdauer von 20 Jahren anteilig an den Gesamtkosten pro Jahr einzubeziehen sind (Spiesz 2013).

$$Kosten_{Jahr} = \begin{aligned} & \text{Kosten}_{Leistungselekt.} + \frac{\text{Kosten}_{DCDC}}{20 \text{ Jahre}} + \text{Kosten}_{Effiz.verlust} + \\ & \text{Ges. kosten}_{Energ.verlust} + \text{Kosten}_{Betr} + \text{Abschreib.}_{ESS,i} \end{aligned} \quad (3.71)$$

Nach der Berechnung der Gesamtkosten pro Jahr ist zu ermitteln, ab welchem Erlös pro Jahr das Gesamtsystem wirtschaftlich rentabel ist.

Hierzu ist die Kapitalwertmethode heranzuziehen. Die Kapitalwertmethode misst den monetären Nutzen einer Investitionsalternativen dynamisch, d. h. unter Beachtung des Zahlungszeitpunktes, sodass projektbezogene Ein- und Auszahlungen zu unterschiedlichen Zahlungszeitpunkten auf den gleichen Zeitpunkt (t_0) abgezinst und aufsummiert und als Kapitalwert vergleichbar gemacht werden. Die Investitionsalternative mit dem höchsten Kapitalwert wird präferiert. Der Kapitalwert berechnet sich wie in Gleichung (3.72) dargestellt. Zu beachten ist, dass bei gleichbleibenden Zahlungen, der Rückfluss mit dem Rentenbarwertfaktor, in Gleichung (3.73) abgebildet, multipliziert wird. Der

Rentenbarwertfaktor ermittelt den Gegenwartswert einer Zahlungsreihe. Um den durchschnittlich konstanten Rückfluss zu ermitteln bei der die Investitionsalternative wirtschaftlich rentabel ist, wird Gleichung (3.72) nach R umgeformt und Null gesetzt. Der Resterlös bei den elektrochemischen ESS kann nach Ablauf der Lebensdauer mit 50 Prozent des Neupreises veranschlagt werden. Für die mechanischen und elektrischen ESS ist nach Ablauf der pauschal angenommenen 20 Jahre Nutzungsdauer durch eine lineare Abschreibung mit keinem Resterlös zurechnen.

$$KW_0 = -A_0 + R \times RBW + \frac{\text{Resterlös}}{(1+i)^t} \quad (3.72)$$

A_0 = Anschaffungspreis zum Zeitpunkt $t = 0$

R = konstante Rückfluss während der gesamten Nutzungsdauer

$$RBW = \text{Rentenbarwertfaktor} = \frac{(1+i)^t - 1}{(1+i)^t \times i} \quad (3.73)$$

	$i = \text{Kalkulationszinssatz} = 5\%; t = \text{Nutzungsdauer} = 10 \text{ Jahre}$	
--	--	--

Somit ergibt sich für den wirtschaftlich erforderlichen konstanten Rückfluss pro Jahr nachfolgende Formel (3.74). Der wöchentlich notwendige Erlös, um wirtschaftlich rentabel zu sein, berechnet sich durch die Division des Ergebnisses aus Gleichung (3.74) und 52 siehe (3.75)

$$R = \frac{A_0}{RBW} - \frac{\text{Resterlös}}{(1+i)^t \times RBW} \quad (3.74)$$

$$R_{\text{wöchentl.}} = \frac{R}{52 \text{ Wochen}} \quad (3.75)$$

Bei wöchentlicher Ausschreibung ergibt sich der durchschnittliche Leistungspreis, um wirtschaftlich agieren zu können, aus der Division des wöchentlichen Erlöses und der Leistung von 400 kW, wie in Gleichung (3.76) formuliert worden ist. Ist bspw. der tägliche, stündliche, usw. wirtschaftlich notwendige Erlös erforderlich, lässt sich dieser durch eine Weiterberechnung der Formel (3.75) berechnen.

$$\text{Leistungspreis}_{\text{wöchentl.}} = \frac{R_{\text{wöchentl.}}}{400 \text{ kW}} \quad (3.76)$$

Abschließend wird die Amortisationsdauer berechnet. Die Amortisationsdauer bestimmt den Zeitraum, ab wann eine Investition sich selbst finanziert und ist in Gleichung (3.77) formuliert [4].

$$\text{Amortisationsdauer} = \frac{\text{anfängliche Anschaffungskosten} - \text{Restwert}}{\text{Rückfluss pro Periode} + \text{Abschreibung}} \quad (3.77)$$

AP 8.2 Use-Cases / Geschäftsmodelle

Auf Basis auf der durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse sind 3 Szenarien erarbeitet worden. An Hand dieser Szenarien werden die Wirtschaftlichkeit/ Anwendungsfelder des ReserveBatt-Systems im Momentanreservebetrieb untersucht.

Szenarien

1. Variation des ROCOF (Rate of Change of Frequency) zur Bestimmung des zu erzielenden Leistungspreis nach dem Vorbild der auktionierten Primärregelleistung (PRL)

Der ROCOF wirkt sich auf die Lebensdauer der Batterie aus. Je höher der ROCOF, desto höher der Energieumsatz im System und desto kürzer die Lebensdauer der Batterie

2. Verschiedene Technologien

Vergleich von Batterie, Schwungmasse und Kondensatoren – Sind andere Speichersystem dem des Leistungsbatteriesystem überlegen (Arbeits- und Leistungspreis über Lebenszeit)

3. Weitere Vergütungsmöglichkeiten durch sekundäre Nutzung

Momentanreserve als primäre Nutzung und zusätzlicher sekundärer Nutzung (z.B. Primärregelleistung, Spannungshaltung, Blindleistungskompensation, Peak-Shaving, ...)

Im Folgenden werden die ersten Ergebnisse der Untersuchungen der Szenarien dargestellt.

Ergebnisse Szenario 1

Auf Basis der auf Regelleistung.net veröffentlichten Werte der erzielten Wochenleistungspreise wurde der durchschnittliche Wochenleistungspreis für 1 MW Primärregelleistung (PRL), der im Jahr 2018 am Regelleistungsmarkt erzielt werden konnte, auf 2.139,50 € berechnet. Dieser PRL-Preis wird als mögliches Einkommen für ein wöchentlich erzielbares Einkommen für ein MW Momentanreserve gleichgesetzt. Die Investitionskosten für das ReserveBatt-Gesamtsystem werden auf ein MW und die mögliche Betriebsdauer skaliert und der Durchschnittliche zu erzielende Leistungspreis berechnet. Die folgende Abbildung 3-113 zeigt diesen Verlauf in Blau.

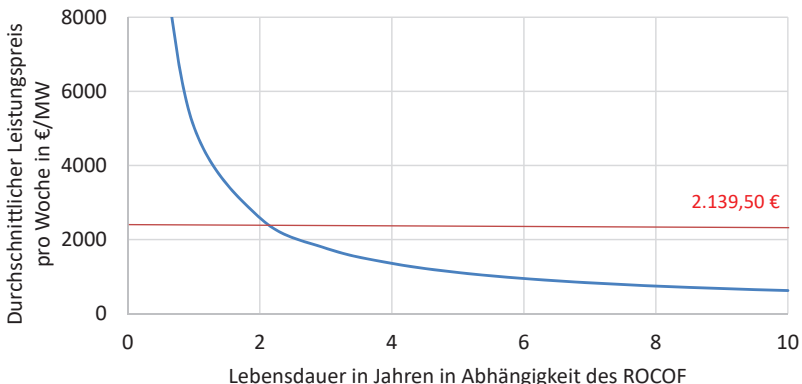


Abbildung 3-113: Durchschnittlicher Leistungspreis über Gesamtsystemlebensdauer, der in einer wöchentlichen Ausschreibung erzielt werden müsste, damit das System wirtschaftlich betrieben werden kann – in Rot eingezeichnet der derzeit in der Ausschreibung durchschnittlich erzielte Leistungspreis für PRL für das Jahr 2018

Zudem ist in Rot der durchschnittliche MW-PRL-Leistungspreis für das Jahr 2018 eingezeichnet. Man erkennt, dass ein kalendarisch gealtertes System bereits nach ca. 2 Jahren und 4 Monaten beim 2018 erzielbaren Leistungspreis die Kosten für die Investitionen bereits ausgeglichen hat. Ein längerer Betrieb erwirtschaftet Gewinne bzw. die Momentanreserve könnte auch niedrigeren durchschnittlicheren Leistungspreisen angeboten werden. Der erzielbare Leistungspreis der PRL am Regelleistungsmarkt über die letzten Jahre wird in Abbildung 3-114 dargestellt.

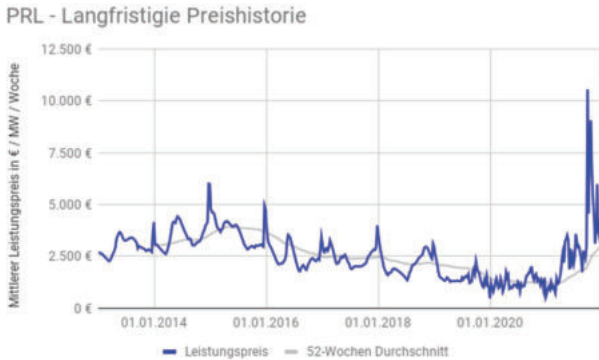


Abbildung 3-114: Der mittlere Leistungspreis in €/MW/Woche über die letzten 7 Jahre (Bild übernommen aus: [68])

Bis Mitte 2020 sank der erzielbare Leistungspreis am PRL-Markt auf circa 1.100€/MW/Woche. Durch eine stetige Zunahme der EE im Netz und einer Steigerung der Roh- und Energiestoffpreise sind die Leistungspreise im Jahr 2021 stetig gestiegen und erreichten Tages- und Wochenweise gar Werte über 10.000€/MW/Woche. Für einen zu erwartenden Erlös bei der Bereitstellung der SDL synthetische Momentanreserve lässt sich somit, ins Besondere unter Berücksichtigung der weiteren Zunahme der volatilen EE-Einspeiser nur ein positiver Ausblick für die Wirtschaftlichkeit geben.

Ergebnisse Szenario 2

Die Grenzkostenrechnung aus Szenario 1 wird für die übliche Lebensdauer der Speichertechnologien angewendet und der durchschnittliche zu erzielende Leistungspreis berechnet. Für die Batterie wird die Lebensdauer auf 10 Jahre und für die Schwungmasse und Kondensatoren auf 20 Jahre festgelegt.

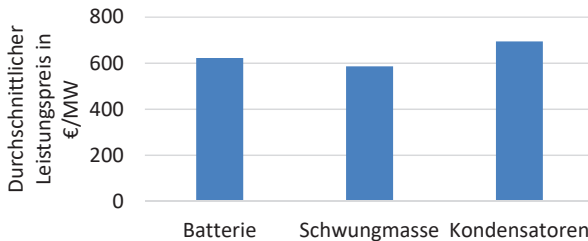


Abbildung 3-115: Durchschnittlicher, bei wöchentlicher Ausschreibung zu erzielende Leistungspreis, für die betrachteten Energiespeicher über Lebenszeit

Ergebnisse Szenario 3

Die folgende Mindmap in Abbildung 3-116 zeigt einen Überblick der möglichen Sekundärnutzen des ReserveBatt-Systems aus Sicht der drei wichtigsten Marktakteure – Netzbetreiber, Industrie (Stromkunden) und Energieversorger/-erzeuger.

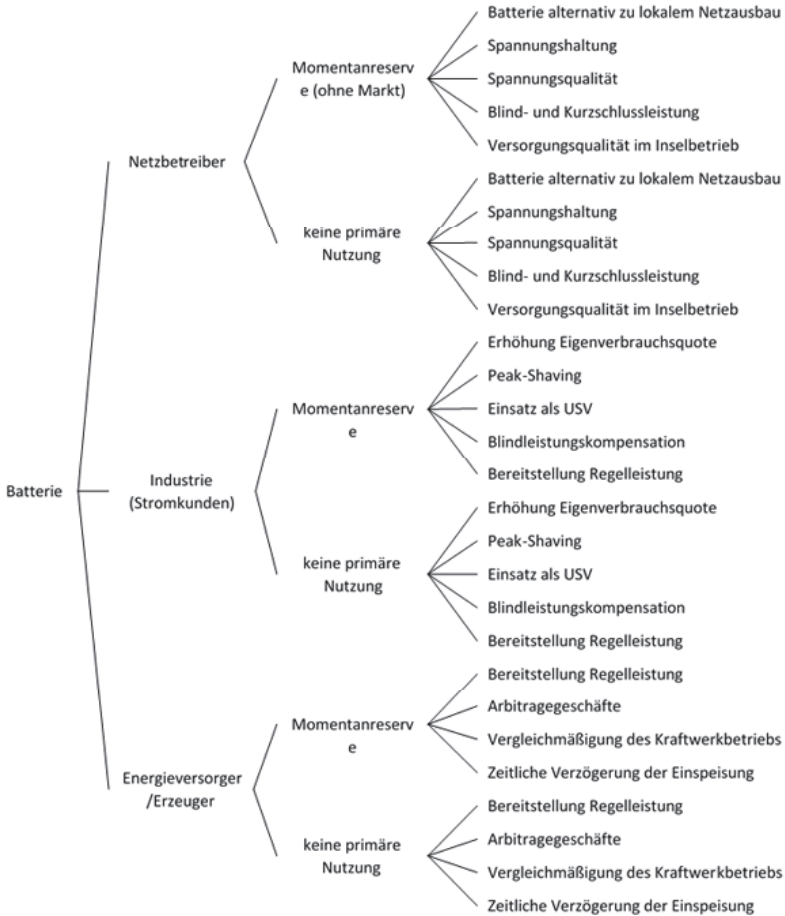


Abbildung 3-116: Alternative Nutzungskonzepte des Batteriesystems aus Sicht der Marktakteure – Netzbetreiber, Industrie(Stromkunde) und Energieversorger/Erzeuger

Für die unterschiedlichen Marktakteure ergeben sich verschiedene Erlösmöglichkeiten. Das ReserveBatt-System wurde im Rahmen verschiedener kleiner Marktszenarien genau in diesen verschiedenen Betriebsmöglichkeiten analysiert. Der Fokus lag dabei zunächst auf den Industriekunden, da dieser aus internen Einschätzungen die höchsten Synergien aus primären und sekundären Nutzen generieren kann. Der Netzbetreiber kann aufgrund von rechtlichen Bestimmungen

nicht am offenen Markt teilnehmen und könnte ein ReserveBatt-System nur im Rahmen der Bereitstellung von Kurzschlussleistung betreiben und daher nur die Investitions- und Betriebskosten plus einer festgelegte Marge von derzeit ca. 4,5% p.a. betreiben. Diese bei wöchentlicher Ausschreibung entspricht im Wesentlichen dem Szenario 1. Der Energieversorger selbst ist in diesem Fall wie der Industriekunde ein gleichwertiger Marktteilnehmer. Er unterscheidet sich nur dahingehend, dass bei ihm die Expertise für den Aufbau und optimalen Betrieb der Anlage bereits vorliegen. Diese „Kosten“ für den Wissensaufbau bei Industriekosten sind bei den bisherigen Betrachtungen noch nicht berücksichtigt worden.

Ergebnisse Betrachtung verschiedener Energiespeichersysteme (ESS)

Die folgende Abbildung 3-117 stellt den über Lebenszeit durchschnittlichen zu erlösenden Leistungspreis in €/kW/Woche im ersten Nutzungsjahr für verschiedene ESS dar. Nicht berücksichtigt sind dabei die durch die begrenzte Lebensdauer nötige Austausch der ESS:

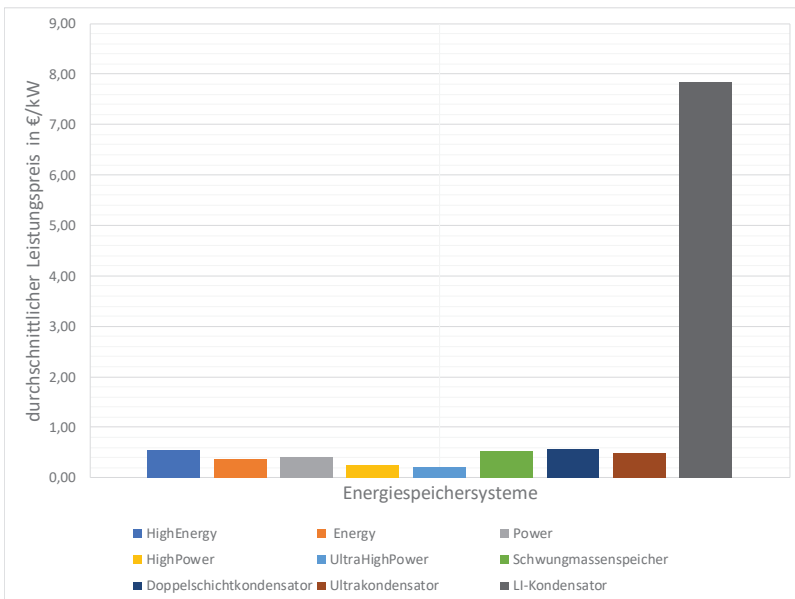


Abbildung 3-117: Durchschnittlicher Leistungspreis bei wöchentlicher Ausschreibung im ersten Nutzungsjahr für die betrachteten ESS

Der Leistungspreis Lithium-Ionen-Kondensator (Li-Kondensator) ist fehlerhaft, doch auch nach Korrektur liegt dieser über den Konkurrenzwerten. Als besonders Wirtschaftlich erweist sich das Ultra-High-Power-ESS. Dies zeigt sich erneut in der Betrachtung der Amortisationszeit in der Abbildung 3-118. Dabei wird in Grün die durchschnittliche Gesamtlebensdauer der ESS bei der Bereitstellung von Momentanreserve dargestellt und in blau die Amortisationsdauer der einzelnen ESS. Bereits im dritten Jahr hat sich das ESS „Ultra-High-Power“ bereits amortisiert und ist daher besonders wirtschaftlich. Andere LIB-Speicher erreichen dabei vor Lebensdauerende nicht ihre Amortisationsdauer, sodass sie nur eingeschränkt für die Bereitstellung von synthetischer Momentanreserve geeignet sind.

Wichtigste

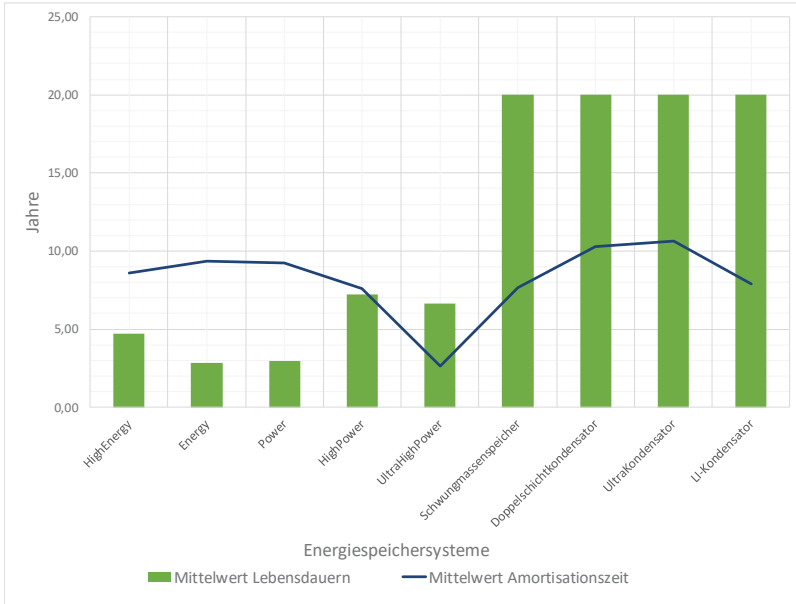


Abbildung 3-118: Die durchschnittliche Lebensdauer der ESS im Vergleich zur durchschnittlichen Amortisationszeit zur Visualisierung der Wirtschaftlichkeit

In diesen Szenarien und deren Auswertung wurden keine Marktmodelle betrachtet. Es wurden zwei Marktmodellmechanismen als mögliche Realisierung identifiziert.

1. Auktionsmodell: Analog zum Primärregelmarkt (PRL bzw. engl. FCR/Frequency Containment Reserve) erfolgt eine Ausschreibung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für definierte Zeitabschnitte in denen präqualifizierte Anbieter Angebote abgeben können und die wirtschaftlichsten Teilnehmer den Zuschlag durch die ÜNB erhalten [69].
2. Zertifikatmodell: Jeder Netzeinspeiser muss ein Mindestmaß an Momentanreserve dem Netz zur Verfügung stellen – Einspeiser mit weniger Momentanreserve müssen an einem Momentanreservemarkt Zertifikate erwerben. Diese werden an Einspeiser mit einem Überangebot an Momentanreserve ausgegeben, sodass letztendlich ein Ausgleich der Kosten für die bisher „kostenlose“ Bereitstellung durch die rotierenden Kraftwerke mit den EE ohne Momentanreserve erfolgt [70].

Beide Modelle haben ihre Vor- und Nachteile und können in ihrem Detailgrad noch weiter detailliert bzw. nuanciert werden. Beiden ist gemein, dass für alle Einspeiser ein definiertes, standardisiertes Verständnis der Bereitstellung von sowohl realer und „virtueller“ Momentanreserve bestehen muss. Daraus folgt, dass eine „Präqualifikations-“ bzw. Zertifizierungsprozess von „virtueller“ Momentanreserve für alle Szenarien und Marktmodelle erfolgen muss.

4 Ergebnisse Batteriesystem – AKASOL

Die Arbeiten im Projekt wurden in verschiedene Arbeitspakete zergliedert, um die Bearbeitung der Themen inhaltlich und zeitlich steuerbar zu machen. Das grundlegende initiale Arbeitspaket des Konsortiums hatte das Ziel, die Anforderungen an das System zu verfeinern und ein Grobkonzept abzuleiten. Die Hauptarbeit der AKASOL AG fand dann im Arbeitspaket zur Batterieentwicklung statt. Abschließend wurden im Verbund die Tätigkeiten zur Gesamtinbetriebnahme und zum Test durchgeführt.

Die Batterieentwicklung und die erzielten Ergebnisse lassen sich in verschiedene Schwerpunkte aufteilen:

- Entwicklung des modularen Hochvolt-Batteriesystems (3P7S) inkl. Steuergerät
- Anpassungsentwicklung des überlagerten Kommunikationssystems (MSM)
- Finale Auslegung der Energie- und Leistungsdaten auf Basis des modularen Konzeptes und Entwicklung der Software
- Aufbau der Schutzeinrichtungen.
- Entwicklung des Brandschutzkonzeptes und Nachweis der Verhinderung der thermischen Propagation von Fehlerfällen.
- Aufbau, Lieferung und Inbetriebnahme des Gesamtsystems beim EFZN.

Die Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete werden im Folgenden näher beschrieben.

4.1 Entwicklung des modularen Batteriesystems

Im Umfang des Forschungsprojekts wurde auf Basis der definierten Anforderungen ein modulares Batteriesystem aufgebaut, welches auf dem Niederspannungssystem des AKASOL internen Entwicklungsprojektes basierte, aber insbesondere hinsichtlich der Leistungsanforderungen und Spannungslage für die Applikation angepasst wurde.

Die Batterieentwicklung verfolgte dabei den vorgesehenen modularen Ansatz in verschiedenen Ebenen:

Das AKR-HV-System besteht aus drei parallel verschalteten Rack-Schränken, in denen jeweils ein Strang des finalen Batteriesystems untergebracht ist. Ein Strang besteht wiederum aus sieben in Reihe geschalteten Batterieracks deren Steuerung und Verschaltung in der sog. Masterbox erfolgt. Die Batterieracks selbst enthält drei seriell verschaltete Batteriemodule. Innerhalb der Batteriemodule sind wiederum 12 Zellen seriell miteinander verschaltet. Die Struktur von Zelle bis hin zu einer 1-strängigen Aufbau ist in Abbildung 4-1 dargestellt.

Die Kommunikation des hochmodularen Systems wird über eine auf Daisy-Chain basierender LV-Verschaltung gewährleistet, welche das Master Rack mit den Batteriestrang-Elementen in einer geschlossenen Schleife verbindet.



Abbildung 4-1: Aufbau AKR HV 3S7P – Zelle, Modul, Batterierack und Batteriestrang (von links nach rechts).

Über die Parallelschaltung mehrerer 1-Strang-Systeme ist eine weitere Skalierungsebene gegeben. Dies ist in Abbildung 4-2 für ein System mit drei Batteriesträngen dargestellt. In dieser Abbildung erkennt man auch die zusätzlich benötigten Elemente:

- Die Hochvolt-Verschaltungsbox (Bezeichnung in der Abbildung: Junction Box with fuses), welche die Leistungsabgänge der einzelnen Teilbatterien sammelt und bündelt.
- Das übergeordnete Steuergerät (Bezeichnung in der Abbildung MSM, Multi String Manager), welches die Logik- und Kommunikationssignale der einzelnen Batterien bündelt.

Die Kommunikation zwischen Prüfstand und Batterie erfolgt per CAN-Bus (Controller Area Network). Dabei wurde eine hierarchische Busstruktur aufgebaut, um auf jeder Ebene nur die Informationen zu kommunizieren, die benötigt werden. Der Steuerrechner kommuniziert über den sogenannten Vehicle CAN mit der zentralen Kopfeinheit der Batterie, dem MSM (Multi String Manager). In der nächsten Hierarchieebene erfolgt die Kommunikation zwischen dem MSM und den einzelnen Batterien wiederum über den Public CAN.

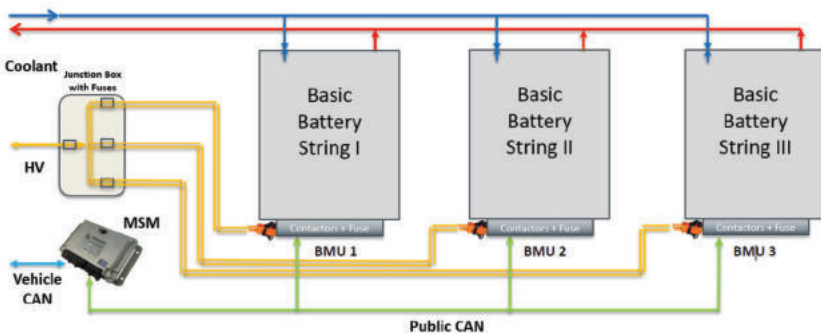


Abbildung 4-2: Exemplarische Systemstruktur

Ein wesentliches Projektziel war es, genauere Erkenntnisse über die Eignung des Batteriesystems für systemdienlichen Einsatz zu erhalten, sowie das Sicherheitsverhalten der Batterie während eines Hazard-Falls (Brand) zu gewinnen.

Das Hochleistungs-Hochvolt-Batteriesystem für den Demonstrator wurde hierzu auf Basis des Niederspannungs-Systems, das sich zu dem Zeitpunkt in der internen Entwicklung im B-Muster Status befand, entwickelt. Hierzu wurde sowohl das BMS als auch die überlagerte Steuerungssoftware des

MSM an die Systemeigenschaften angepasst. Das System wurde nach dem Aufbau im AKASOL internen Prototypenbau auf dem Teststand (EOL) auf die wesentlichen Sicherheitsfunktionen und Betriebseigenschaften hin geprüft. Die Abbildung 4-3 zeigt das System in den Testräumlichkeiten am Standort Darmstadt (Landwehrstraße).



Abbildung 4-3: EOL-Test des Batteriesystem bestehend aus den drei Batteriesträngen (Rack-Schränken). Die Junction Box und der MSM sind auf dem Bild nicht zu sehen.

Die Brandtests wurden in Kooperation mit der Firma Stöbich durchgeführt, wobei AKASOL maßgeblich an der Testspezifikation und Vorbereitung beteiligt war. Durch den Corona bedingt ausgebremsen Projektfortschritt wurden die Brandversuche erst im Jahr 2021 durchgeführt. Zu diesem Zeitpunkt waren bereits die Batterien im C-Musterstand verfügbar, die sich durch die Verwendung von Modulen höherer Energiedichte (50Ah anstatt 37Ah) auszeichnen. Um somit den Stand der Technik und gleichzeitig den worst-case als Prüfungsgrundlage zu verwenden, wurden Stöbich Racks dieser neuen Generation zu Verfügung gestellt.

Die Brandtests wurden durch eine Zellpenetration mit einem Nagel induziert, der durch eine vorbereitete Öffnung im Gehäuse geführt wurde. In Abbildung 4-4 ist das Batterierack sowie der schematische Aufbau der Nagelpenetration (Vogelperspektive) zu sehen. Es wurde bei der Penetration ein weiterer Worst-Case, nämlich einen Zellfehler im mittleren Modul, zu Grunde gelegt. Um eine verfrühte unbeabsichtigte Brandentwicklung der vermeiden, wurde die vom Nagel zunächst durchdrungene Zelle des davorliegenden Moduls tiefenentladen.

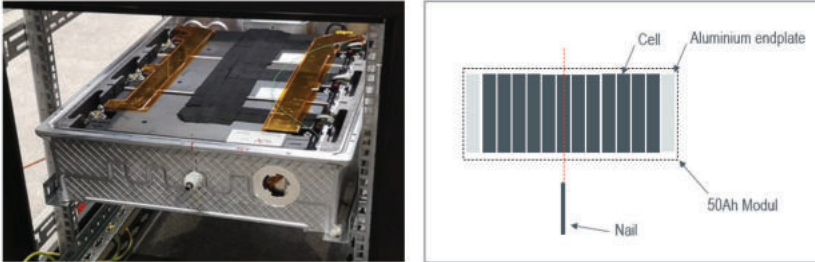


Abbildung 4-4: Batterierack im C-Musterstand mit Gehäusedurchführung (links), schematischer Aufbau der Modul-/Zell-Penetration (rechts).

4.2 Optimierungspotenzial des Batteriesystems

Im Betrieb wurde festgestellt, dass die Entladung der Zwischenkreiskapazitäten der Umrichterschaltung sehr viel Zeit in Anspruch nimmt, sodass im Fehlerfall lange Wartezeiten entstanden, bis die Batterie wieder zugeschaltet werden konnte. Eine Erhöhung der zulässigen Differenzspannung zwischen Batterieseite und Umrichterseite (Software Fix) wurde aber als unzulässig bewertet, wodurch als kurzfristige Lösung nur eine zusätzliche Entladeschaltung in Betracht kam.



4.3 Auslegung hinsichtlich Energieinhalt und Leistungsfähigkeit

In der Antragsphase wurden bereits grobe Eckdaten hinsichtlich Energie- und Leistungsinhalt beschrieben. Durch die Modularität des entwickelten Batteriesystems konnte die endgültige Definition in einer späteren Projektphase erfolgen.

Es wurde sich für ein System aus 3 parallelen Strängen mit je sieben seriell verschalteten Batterieracks AKR HV 37 PRC entschieden, da hiermit der im Projekt erforderlichen Energieinhalt und die Leistungsfähigkeit erreicht werden konnten. Die wesentlichen Leistungsdaten sind in Tabelle 4-1 dargestellt.

Tabelle 4-1: Leistungs- und Systemdaten des Gesamtsystems

	System 3P7S Rack 37Ah PHEV2
Maximale Wirkleistung	~470kW
Systeme	3P
Verschaltung pro Trog	7S3S (7 Racks, 3 Module)
Verschaltung Modul	12s1p
Systemspannung	$U_{\min} = 756V$ $U_n = 925V$ $U_{\max} = 1000V$ (actual system limit)
Energiegehalt	102kWh (81 kWh nutzbar)
Max Strom 10s	~519 A
Zellgeometrie	Prismatische Zelle
Modulkapazität	37Ah
Modulmaße	PHEV2-Format (ca. 160 x 355 x 109mm)
Modulgewicht	Ca. 11kg
Gehäusetyp	Rack-Design

4.4 Sicherheitsrelevante Sensorik / Schutzeinrichtungen

Im Bereich der Sicherheit wurde auf den bestehenden Ansätzen des von AKASOL entwickelten Niederspannungs-Rack-System aufgebaut. Jedes Steuergerät (Master Rack) eines Batteriestrings enthält neben der elektrischen Verschaltung auch Komponenten mit Schalt- und Sicherungsfunktionen, wie Schütze, eine Hauptstrangsicherung sowie die Batterie Management Unit (BMU) befinden. Von den einzelnen Modulen werden permanent Spannung und Temperatur der Zellen übermittelt. Die BMU kann anhand dieser Informationen frühzeitig potenziell kritische Zustände der Batterie erkennen und den Nutzer informieren, die verfügbare Leistung einschränken oder die Batterie durch das Öffnen der Schütz vom HV-Netz trennen.

Jedes Batterierack enthält zudem auch eine eigene Strangsicherung und einen Slave-Schütz, der jedes Rack kontrolliert zuschalten kann, jedoch keine Schutzfunktion im Fehlerfall garantiert. Dies wird durch die zuvor erwähnten Hauptschütze im Master Rack übernommen.

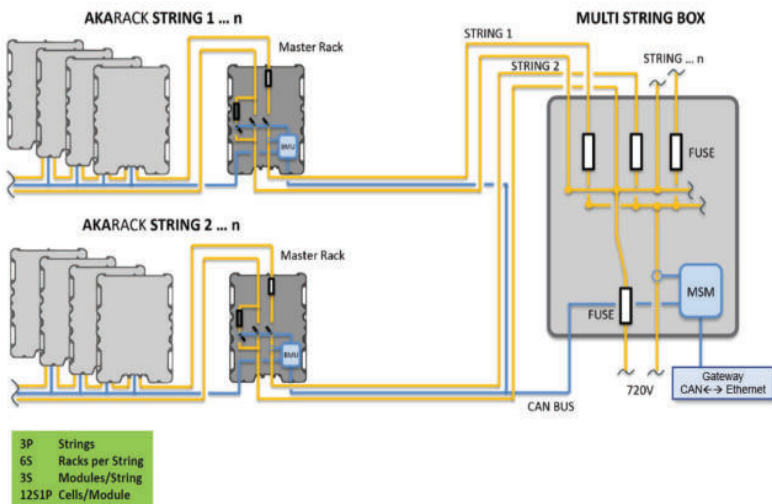


Abbildung 4-5: Schematische Darstellung der elektrischen Verschaltung inkl. Schutzfunktionen.

Zudem wurden mittels einer Kontaktschaltung in der Rack-Schrank-Tür eine Sofortabschaltung bei Türöffnung installiert (sog. KL30_safe Abschaltung).

4.5 Brandschutzkonzept und Nachweis der Propagationsfestigkeit

Das Brandschutzkonzept des AKARACK Batterieracks basiert bereits im Niederspannungs-Basisprodukt auf verschiedenen Elementen. Hierzu zählen:

1. Thermische Isolation seitlich der Module (Längsseite des Racks)
2. Brandschutzhemmende Elemente zwischen den Modulen (kurze Seite)
3. Intumiszierende Beschichtung des Deckels (Innenseite)
4. Gehäuseöffnung mit Druckausgleichventil (DAE)

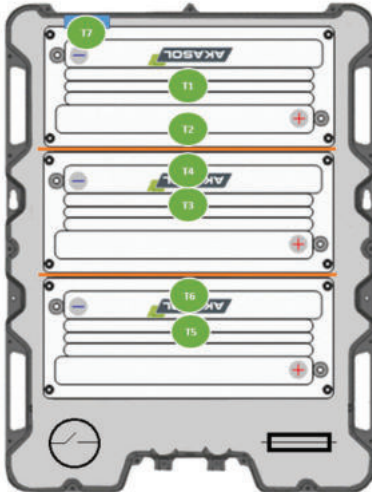
In Zusammenarbeit mit der Firma Stöbich Technology wurden integrative Lösungen erarbeitet, welche die Sicherheit der modifizierten Module erhöhen sollten, ohne jedoch nennenswerten Einfluss auf dessen Konstruktion oder Leistungskenndaten wie z.B. der Energiedichte zu nehmen. Hierbei wurden die zwei Brandschutzlagen (1. / 2.) entfernt und durch Stöbich Brandschutzmaterialien ersetzt. Abbildung 4-6 zeigt den prinzipiellen Aufbau des Racks in sein er Schutzausstattung.



Abbildung 4-6: AKARACK mit Brandschutzausstattung

Es wurden zum Projektende hin zwei vollständige Propagationstests durchgeführt, einen mit der konventionellen AKASOL-Ausstattung und den zweiten mit der Brandschutzausstattung von Stöbich Technologies. Es war keine Kühlung der Racks während der Versuchsdurchführungen in Betrieb.

Die Racks wurden dabei in einem Serverschrank (19“ Rackformat) in drei Ebenen übereinandern montiert und das mittlere Rack mit einem Nagel penetriert, um einen Zellkurzschluss und eine daraus resultierende Brandentwicklung, zu simulieren. Der Anordnung der Sensoren und nähere Positionsbeschreibungen finden sich in Abbildung 4-7. Die Temperaturverläufe im penetrierten Rack für eine der Konfigurationen sind in Abbildung 4-8 gezeigt.



- T1=Unter tiefentladener Zelle M1
- T2=Seitlich an M1 Höhe tiefentladener Zelle, vor Brandschott
- T3= Unter Opferzelle M2
- T4=Seitlich an M2 Höhe Opferzelle, vor Brandschott
- T5=Unter M3, mittig
- T6=Seitlich an M3, hinter Brandschott
- T7=Hinter dem Berstmembran / DiaVent

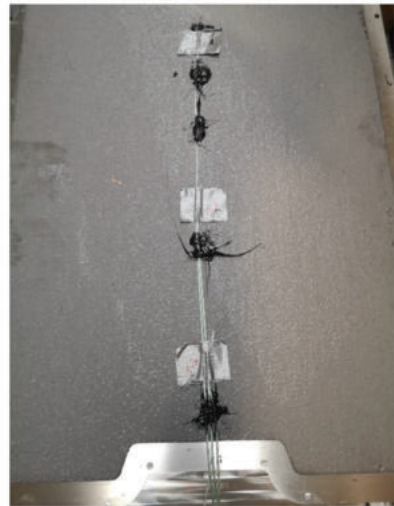


Abbildung 4-7: Sensorpositionierung in dem propagierenden Rack primär an den Modulen (oben), und in den benachbarten Racks am Boden und Deckel (unten).

In den Versuchen konnte gezeigt werden, dass sich das Verhalten hinsichtlich der Fortpflanzung des Brandes durch die vorhandenen Schutzmaterialien deutlich verändern lässt. In Abhängigkeit der Anforderungen kann somit eine optimale Auslegung stattfinden.

Zusätzlich wurden Versuche nach der strengen Norm für Marineanwendungen durchgeführt (DNV-GL). Hierbei wird die Umgebungstemperatur auf den maximal zulässigen Wert eingestellt, die Module auf 100% SOC geladen und eine Zelle in der Mitte des Batteriepacks gezielt in den thermal runaway getrieben.



Die Testobjekte brannten kontrolliert ab und wiesen keine mechanische Deformation auf, die auf eine mögliche Gefährdung der Umgebung hinweisen könnte. Das Berstventil konnte somit wie vorgesehen den Druckanstieg effektiv abbauen und es bestand zu keiner Zeit eine Explosionsgefahr. Ein Übergreifen des Thermal Runaway auf Nachbar-Racks hängt von der detaillierten Anordnung ab. Es zeigte sich, dass entsprechend der jeweiligen Einbausituation eine unterschiedliche Konfiguration zur Verhinderung der Propagation sinnvoll sein kann. Es werden daher empfohlen im Falle einer weiteren Ausprägung auf Zielsysteme weitere Test durchzuführen.

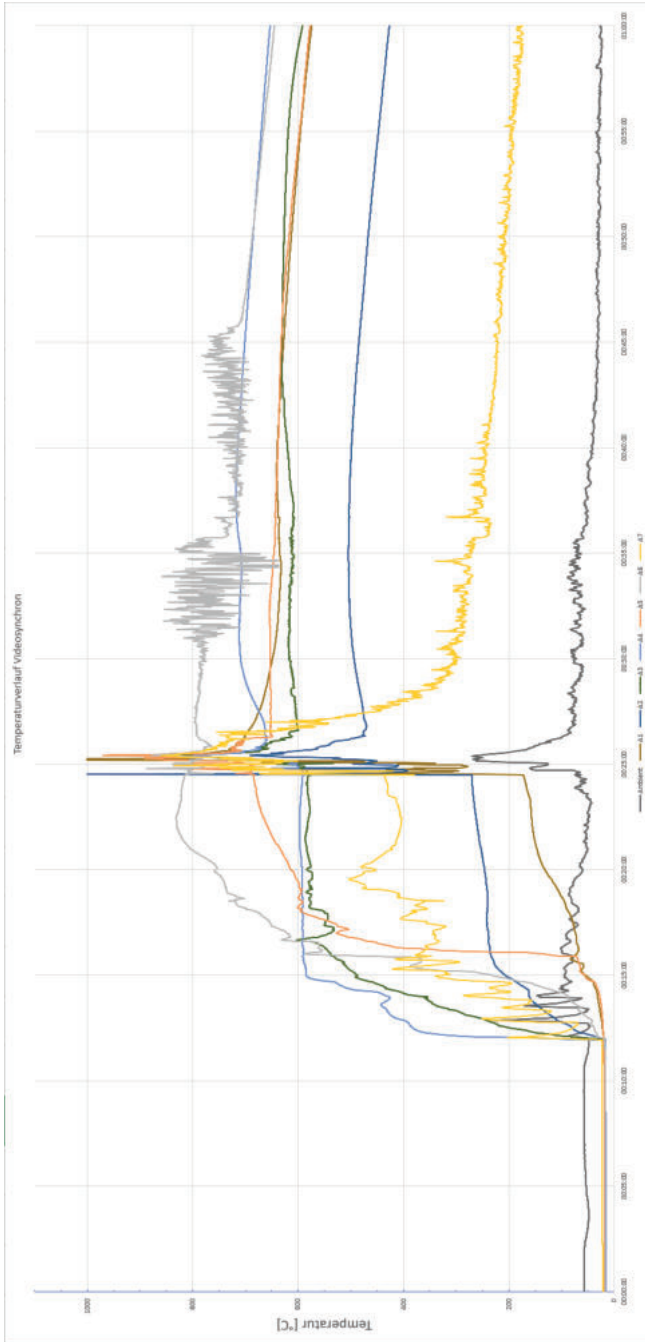


Abbildung 4-8: Messungen der Temperaturverläufe im propagierenden Rack.

4.6 Zusammenfassung und Fazit

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Projektziele der Firma AKASOL im Wesentlichen erreicht wurden.

Das entwickelte Hochvolt-Batteriesystem konnte erfolgreich in Betrieb genommen und Funktionalität in Tests durch das EFZN erfolgreich demonstriert werden. Die Inbetriebnahme wurde von AKASOL durch einen Servicetechniker vor Ort begleitet. Der Aufstellungsort und Sicherheitsbestimmungen wurden ebenfalls abgestimmt.

Da zum Aufbau des Demonstrators grundsätzlich neuwertige Batterien verwendet wurde ist es schwer einige Aussage über alterungsbedingte Veränderungen und eine möglicherweise eingeschränkte Nutzbarkeit im Anwendungsbereich zu treffen. Hierfür wäre es zu empfehlen im Speziellen vorgealterte Batterien (Second-Life) für den Aufbau eines weiteren Teststandes zu verwenden, und dort weiteren Alterungstests auszusetzen.

Die Propagationsversuche zeigten Optimierungspotenziale im Bereich der Brandsicherheit des Batteriesystems auf, welche sich u.a. durch das Einbringen von thermischer Isolation zwischen den Batterieracks erreichen lassen kann. Zusätzlich gaben die Versuchsergebnisse einige Hinweise auf die Durchführung weiterer Tests und generelle Lücken in der Testsystematik, um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten.

5 Ergebnisse Batteriesicherheitstechnik- STÖBICH Technology

5.1 Konzeption Schlüsselkomponenten - Sicherheitskonzept

Bei den Batterien vom Projektpartner Akasol besteht eine Besonderheit im Aufbau der Batterie. Mehrere Einzelzellen werden zu Modulen verbaut. Drei dieser Module werden in einem Gehäuse zu einem Rack zusammengefasst.

Daher werden Brandschutzmaßnahmen auf verschiedene Ebenen betrachtet:

1. Zellebene (Modulintern)
2. Modulebene (Modulextern)
3. Gesamtsystem (Außerhalb des Racks)

Ein weiteres Augenmerk wird auf die Sicherheit im Bezug auf Hochwasser gelegt.

Zunächst sollten für das Projekt LTO Zellen genutzt werden, die vom Projektpartner Akasol als fertig konfektionierte Module eingekauft werden. Die Module sind verklebt und können nicht mehr geöffnet werden. Das Einbringen von Brandschutztechnischen Materialien in das Modul ist daher nicht möglich. Der Brandschutz muss also Modulextern und außerhalb des Racks realisiert werden. Aufgrund der unflexiblen Handhabung durch die fertig konfektionierten Module wurde kurzfristig auf ein anderes Batteriesystem umgeschwenkt. Dies geschah, noch bevor intensiv am Brandschutzkonzept für dieses Batteriesystem gearbeitet wurde.

Es sollen NMC-Pouchzellen mit 64 Ah pro Zelle eingesetzt werden. Die Zellen für dieses System werden als Einzelzellen bezogen und durch den Projektpartner Akasol zu Batteriemodulen verbaut. Dadurch ist das Einbringen von Brandschutzmaterial zwischen den Zellen möglich. Ein Brandschutzsystem auf Zellebene wurde erarbeitet und nach einer erneuten Umstellung des Batteriesystems wurde die Entwicklung der Brandschutzvergussmasse (BSVM) angestoßen.

Aufgrund von Lieferengpässen des Lieferanten der Einzelzellen wurde im Laufe des Projekts wieder auf ein andere Zellgeometrie gewechselt. Statt der 64 Ah Pouch-Zellen werden nun prismatische 37 Ah Zellen verwendet. Die prismatischen Zellen, werden wiederum in einem fertig konfektionierten Modul eingekauft, in dem 12 Zellen verbaut sind. Auch diese Module sind verklebt und können nicht geöffnet werden. Das Einbringen von Brandschutzmaterial in das Modul ist daher nicht möglich.

Das für die 64 Ah Zellen konzipierte Brandschutzkonzept innerhalb der Module kann nicht für das neue Racksystem übernommen werden. Der Brandschutz kann also nur außerhalb des Moduls im Rackgehäuse realisiert werden.

5.1.1 Brandschutz auf Zellebene (Modulintern)

Ohne Kühlplatte und Finne

Durch die Modulinternen Schutzmaßnahmen soll eine Havarie von Zelle zu Zelle unterbunden werden. Um das zu gewährleisten wird ein passives Brandschutzsystem ausgearbeitet, das aus speziellen Brandschutzmaterialien besteht. Die verwendeten Materialien kühlen im Brandfall und nehmen so die thermische Energie aus dem System, die bei einer Havarie einer Zelle entsteht. Das Brandschutzmaterial wird im Modul zwischen die Zellen gelegt. Aufgrund des begrenzten Platzes in einer Batterie wird als Kühlmittel ENEX-C priorisiert. In diesem Material ist Hydratwasser in kristalliner Form gebunden. Im Havariefall wird kristallin gebundenes Wasser freigesetzt. Das freigesetzte Wasser

verdunstet, wodurch ein Kühleffekt eintritt. Die Kühltemperatur von ENEX-C stellt sich bei 95 °C– 150 °C ein. Diese Temperatur ist gering genug, um das Anstecken weiterer Zellen zu verhindern.

Im Vergleich mit ähnlichen Materialien, wie zum Beispiel Gipskarton-Platten, wie sie im baulichen Brandschutz verwendet werden, hat ENEX-C eine größere Wärmekapazität. Das bedeutet, dass für den gleichen Kühleffekt weniger Material benötigt wird. Der ohnehin schon geringe Platz im Batteriesystem kann so optimal genutzt werden. Darüber hinaus ist die Aktivierungs- und Kühltemperatur bei anderen Materialien höher. Das führt dazu, dass die Temperatur, die zur Entzündung weiterer Zellen benötigt wird, erreicht wird. Die Havarie von Zelle zu Zelle kann so nicht verhindert werden.

Ein weiterer Vorteil ist die sehr einfache Verarbeitung. Mit einfachen Werkzeugen kann ENEX-C in jede gewünschte Form gebracht werden und so individuell an die Batterieabmessungen angepasst werden.

Im Zuge der Vorversuche mit dem Batteriesystem wurde festgestellt, dass für diesen Zellaufbau eine zusätzliche Kühlung der Zellen notwendig ist. Neben einer Kühlplatte auf dem Boden des Gehäuses werden auch Kühlfinnen eingesetzt, die die Wärme über die Seiten der Zellen abführen. Diese Kühlfinnen sind mit der Bodenplatte der Module verbunden und sollen die Wärme von den Zellen zur Kühlplatte leiten. Als optimales Verhältnis zwischen Wärmeleitung und Oberfläche des Aluminiums hat sich eine Überdeckung der Hälfte der Zelle herausgestellt.

Damit die Zellen sich beim Verpressen der Module nicht verformen, verziehen oder gar knicken, wird die andere Hälfte der Zelle mit einer Finne aus Kunststoff als Gegenstück zur Aluminium-Finne abgedeckt. Der Aufbau wird in Abbildung 5-1 dargestellt.

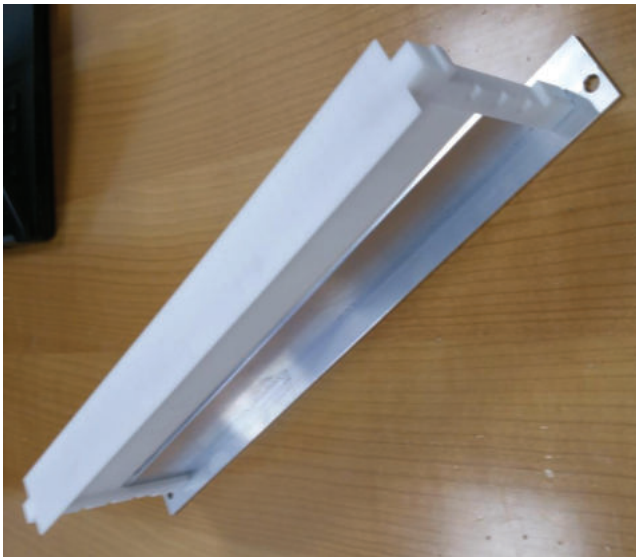


Abbildung 5-1: Kühlrippe aus Aluminium mit Abstandshalter aus Kunststoff

Im unteren Bereich ist die Aluminium-Finne zu sehen, im oberen Bereich die Kunststoff-Finne. Zwischen die herausstehenden Stege wird die Pouch-Zelle gelegt. Durch diesen Aufbau der Module können keine kühlenden Zwischenlagen im Modul eingesetzt werden. Das hängt zum einen mit dem nicht vorhandenen Platz und zum anderen damit zusammen, dass die Zellen die Wärme dann nicht mehr an die Kühl-Finne abgeben können.

Die Finne muss nicht aus dem verwendeten Kunststoff gefertigt werden. Wichtig ist jedoch, dass das Material so steif ist, dass sie die Zellen fest in der Form hält. Daraus entsteht die Idee der Neuentwicklung des Kühlmaterials, das die Kunststoff-Finne ersetzen kann.

Es wird ein Produkt benötigt, dass

- die gleichen Kühleigenschaften besitzt wie die Zwischenlagen
- in jede beliebige Form gebracht werden kann
- stabilisierende Eigenschaften besitzt
- sich beim Verpressen nicht verformt
 - außer Komprimierung -> Material muss entsprechend ausgelegt werden, um die gewünschte Stärke zu erreichen

Das Material soll eine pastöse Masse sein, die in einer Negativform aushärtet und so die Kunststoff-Finne ersetzen kann. Wichtig ist, dass das Produkt die gleiche Kühlwirkung wie die dünne Rollenware hat.

Die Entwicklung der Brandschutzvergussmasse wird im Abschnitt 5.1.6 beschrieben.

5.1.2 Brandschutz auf Moduleben (Modulextern)

Kommt es zur Fehlfunktion einer Zelle und damit zur Havarie, werden trotz der modulinternen Maßnahmen Schadgasen aus der havarierten Zelle entweichen, die dann in das Batteriegehäuse strömen. Dadurch wird der Druck im Batteriegehäuse steigen. Wenn die Gase nicht gezielt abgeleitet werden, kann sich das Gehäuse explosionsartig öffnen. Dann besteht eine Gefahr für in der Nähe befindliche Personen durch umherfliegende Gehäuseteile. Um dem entgegen zu wirken, wird eine definierte Gasaustrittsöffnung im Gehäuse benötigt, über die die Gase sicher abgeleitet werden können.

Die Gasaustrittsöffnung wird mit einem Vlies bespannt, das Gasdurchlässig ist aber Funken und Flammen zurückhält. Darüber hinaus werden Flüssigkeiten und Feststoffe durch das Vlies zurückgehalten. Eine Brandausbreitung wird so verhindert und toxische Stäube und Feststoffe werden vorgefiltert. Abbildung 5-2 zeigt die Flammen- und Funkensperre aufgespannt auf einen Rahmen.

Die aus dem Batteriegehäuse austretenden Gase sind hochtoxisch und korrosiv. Eine sichere Abführung und Filterung ist nötig, bevor sie in die Umwelt entweichen. Die Gasführung und Filterung wird außerhalb des Batteriegehäuses umgesetzt.

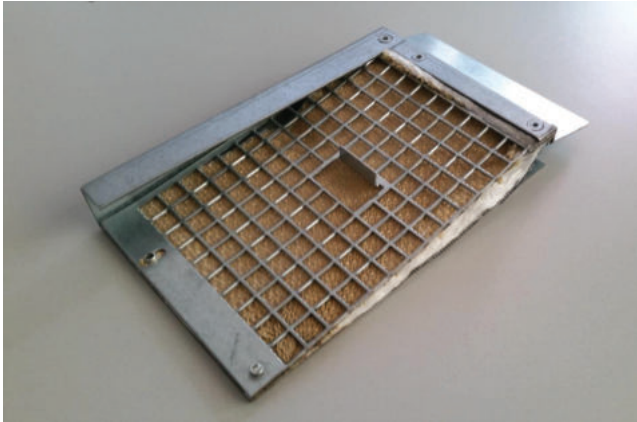


Abbildung 5-2: Funken- und Flammenfilter

Das Batteriegehäuse, in dem die Module verbaut werden, weist fertigungsbedingt viele Toträume auf. In diesen Toträumen können sich brennbare Gase sammeln, die im Gehäuse durchzünden und so zum Zerbersten der Hülle führen könnten.

Diese Toträume werden ebenfalls mit ENEX-C gefüllt. Damit wird zum einen thermische Energie aus dem System genommen und zum anderen können sich keine brennbaren Gase mehr im Gehäuse sammeln.

Das Ausgangsmaterial wird gegenwärtig als Rollenware in einer Stärke von 1 mm – 5 mm hergestellt. Die Ausfüllung des Trogs ist in dieser Form jedoch zu arbeitsaufwendig. Es müssen entsprechende Streifen geschnitten werden, die in die einzelnen Räume passen. Diese müssen dann vorsichtig in Handarbeit eingelegt werden, um elektronische Bauteile nicht zu beschädigen und das Modul später problemlos verschließen zu können.

Die Toträume im Gehäuse sollen daher mit Granulat verfüllt werden. Das kann in zwei Formen geschehen:

- Einfüllen des Granulats als Schüttgut direkt in das Modulgehäuse
- Einfüllen des Granulats in Beutel, die genau die Form der zur Verfügung stehenden Räume haben

Im Folgenden werden die beiden Verfahren betrachtet

Schüttgut

Um die Verwendung als Schüttgut zu beurteilen wurden Versuche zur Rieselfähigkeit durchgeführt. Je nach Korngröße lässt sich das Material gut in verschiedene Formen einfüllen. Je kleiner das Granulat, desto besser werden auch kleine Hohlräume ausgefüllt.

Vorteile

- Auch kleine Räume können ausgefüllt werden
- Als Granulat wird die Oberfläche des Kühlmaterials vergrößert
 - Dadurch bessere Kühlleistung

- Keine vorherige Konvektion nötig. Granulat kann als Schüttgut einfach eingefüllt werden

Nachteile

- Bei nachträglichen Arbeiten muss das Granulat mit einem Sauger entfernt werden



Abbildung 5-3: Kühlmaterial als Granulat

Beutel

Um die Handhabung und die Funktion des Granulats in Beuteln zu prüfen, wurden Probekörper aus verschiedenen Stoffen hergestellt.



Abbildung 5-4: Kühlmaterial – verschiedene Formen und unterschiedliche Verpackungen

Kurzbeschreibung

1. Granulat in PP-Vlies, 30 g/m²
2. Stäbchen in PP-Vlies, 30 g/m²
3. Granulat in PE-Beutel, vakuumiert
4. Granulat in Papier mit feiner Grammaturn, 15 g/m²

Vorteile

- Beutel lassen sich bei einer Zerlegung der Module einfach und ohne Rückstände entfernen

Nachteile

- Beutel können nicht universell genutzt werden
 - Für jeden Freiraum wird ein individueller Beutel gebraucht
- Beutel können an scharfen Kanten im Modul / Batterietrog leicht reißen
- Höhere Kosten durch: Vorherige Konfektion, mehr Material, Bereitstellung und Lagerhaltung der Beutel
- Hoher Platzbedarf, auch in der Fertigungslinie

Resultierend aus den Untersuchungen werden die Toträume im Gehäuse mit ENEX-Granulat verfüllt. Auf die Verwendung von Beuteln wird verzichtet.

5.1.3 Brandschutz auf Gesamtsystemebene (Außerhalb des Racks)

Neben den Vorkehrungen im Gehäuse werden die Racks in einem speziellen Sicherheitsschrank zur sicheren Lagerung von Lithium-Ionen-Batterien untergebracht- Der Schrank hat zusätzliche Brandschutzmaßnahmen integriert, wodurch die Temperaturen an der Außenhülle auf unter 100 °C gehalten werden. Der Schrank hält den mechanischen Belastungen durch starke Druckstöße stand.

Durch eine spezielle Dichtebene werden Funken und Flammen, sowie Feststoffe und Stäube zurückgehalten. Bevor Gase über definierte Öffnungen aus dem Schrank austreten, werden sie durch einen Schadgasfilter gefiltert. Der Filter hält auch toxische Stäube und Feststoffe zurück. Die Gefahr durch toxische Stoffe wird dadurch minimiert. Die einzelnen Rack-Gehäuse werden durch spezielle Zwischenböden zusätzlich thermisch voneinander getrennt, sodass der Übergriff des Brandes von Rack zu Rack verhindert wird.



Abbildung 5-5: Sicherheitsschrank zur Unterbringung von Lithium-Ionen-Batterien

Der Schrank ist nicht für die Unterbringung von Batterien konzipiert, die als stationärer Speicher dienen. Daher wird er für die Anforderungen an einen stationären Speicher weiterentwickelt. Zum einen ist es notwendig elektrische Leitungen und Kühlschläuche in den Schrank einlegen zu können. Zum anderen ist der Schrank aufgrund seines GasmanagementSystems nicht wasserdicht. Des Weiteren entsteht beim Laden und Entladen der Batterien Wärme. Die wird zum einen über die aktive Kühlung der Batterie abgeführt, aber auch über das Gehäuse an die Umgebung abgegeben. Damit es im Schrank nicht zum Hitzestau kommt, muss eine Kühlung des Innenraums erfolgen.

Kabeldurchführung

Um die elektrischen Leitungen und Kühlschläuche in den Schrank zu legen, wird eine spezielle Kabeldurchführung integriert, die wasserdicht ist und den hohen Temperaturen und Drücken während der Havarie standhalten soll. Aufgrund der hohen Anforderungen wird die Kabeldurchführung im kleineren Maßstab überprüft. Nach der Havarie einer Batterie mit prismatischen Zellen und etwa 3,5 kWh Energieinhalt, weist die Kabeldurchführung keine Beschädigungen auf. Auch konnte auf den Videobildern kein Austritt von Gasen, Flüssigkeiten oder Feststoffen festgestellt werden. Die saubere Oberfläche an der Außenseite der Dichtung unterstreicht die Wirksamkeit.

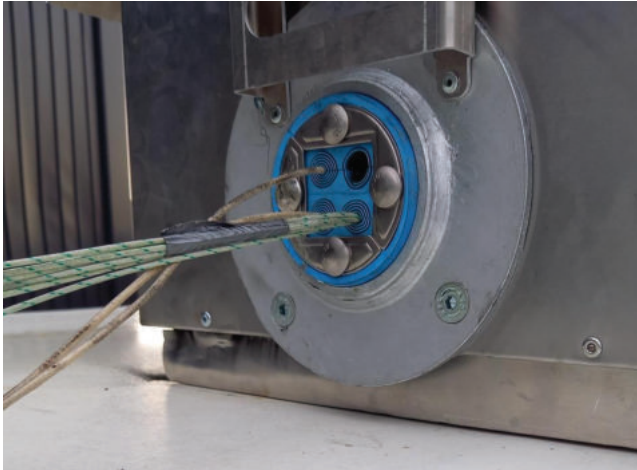


Abbildung 5-6: Intakte Kabeldurchführung nach Versuch

Wasserdichtigkeit

Um die Gase sicher und gezielt aus dem Schrank zu leiten, befindet sich an der Rückseite eine Gasaustrittsöffnung. Diese Öffnung muss so verschlossen werden, dass kein Wasser in den Schrank eindringen kann, Gase im Havariefall aber austreten können. Daher wird eine Rückstoßklappe in die Gasaustrittsöffnung integriert. Diese Klappe ist so gelagert, dass sie sich bei Druck von innen öffnet und bei Druck von außen Wasserdicht verschließt. Bei einem Versuch wurde die Wasserdichtigkeit des Schanks getestet. Mittels C-Strahlrohr wurde der Schrank mit Wasser beaufschlagt. Trotz des hohen Drucks konnte kein Wasser in den Schrank eindringen.

Kühlung im Inneren

Um die entstehende Wärme beim Laden und Entladen aus dem Schrank entgegenzuwirken, wird eine aktive Flüssigkeitskühlung eingesetzt. Ein Kühlaggregat kühlt die Flüssigkeit auf eine Temperatur von $15\text{ °C} - 20\text{ °C}$. Die Flüssigkeit wird mithilfe einer integrierten Pumpe zu Wärmetauschern geleitet, die in jedem Fach des Schanks verbaut sind. Bei einem Versuch wird das Kühlkonzept überprüft. Mit je einem Heizelement pro Fach mit jeweils 100 Watt wird das innere des Schanks erwärmt. Ohne Kühlung steigt die Temperatur im Schrank auf über 50 °C . Mit der Kühlung wird die Temperatur knapp über dem zuvor eingestellten Wert gehalten. Durch die Kombination aus brandschutztechnisch weiterentwickeltem Rack-Gehäuse und dem Sicherheitsschrank zur Unterbringung der Rack-Gehäuse, wird ein rundum sicherer stationärer Batteriespeicher geschaffen.

5.1.4 Betrachtung des Kühlmittels aus Sicht des Brandschutzes

Um die Zellen im Betrieb auf einer definierten Temperatur zu halten, werden die Batterien aktiv gekühlt. Um den Frostschutz auch bei niedrigen Temperaturen zu gewährleisten wird als Kühlmittel ein Wasser / Glykol Gemisch verwendet. Glykole sind zweiwertige Alkohole, die sich vom Ethylenglykol ableiten.

Ethylenglykol ist eine farblose und brennbare Flüssigkeit, deren Flammpunkt bei etwa 111 °C liegt. Die Zündtemperatur beträgt 410 °C . Die Zusammensetzung des Kühlmittels könnte daher als weitere

Brandlast im Havariefall oder bei Undichtigkeiten auftreten und soll daher aus Sicht des Brandschutzes betrachtet werden.

Bei diesem Projekt werden die Produkte Antifrogen N oder auch Glysantin G48 in einer 50/50 Mischung mit Wasser als Kühlmittel verwendet.

Bei Antifrogen liegt der Flammpunkt bei über 120 °C und die Zündtemperatur über 410 °C. Jedoch hat das Gemisch aus Antifrogen N und Wasser laut Datenblatt weder Flamm- noch Brennpunkt, sodass eine zusätzliche Gefährdung durch die Entzündung dieses Stoffes ausgeschlossen werden kann.

Der Flammpunkt von Glysantin G48 liegt über 126,5 °C, die Zündtemperatur bei über 440 °C. Bei einem Mischungsverhältnis mit Wasser / Glysantin G48 von 50/50 wird der Flammpunkt sowie die Zündtemperatur steigen, sodass auch hier keine zusätzlichen Gefahren bei einem Defekt oder einer Havarie der Lithium-Ionen-Batterien entstehen werden. Im Datenblatt von Glysantin G48 wird das zwar nicht explizit erwähnt, da jedoch beide Produkte auf Ethylenglykol basieren und die Flammpunkte und die Zündtemperaturen nahezu gleich sind, kann von ähnlichen Eigenschaften beim Vermischen mit Wasser ausgegangen werden.

Um die theoretischen Erkenntnisse zu verifizieren, wurden praktische Versuche bezüglich der Brennbarkeit durchgeführt. Dabei konnte das Kühlmittel nicht entzündet werden. Damit sind auch keine zusätzlichen Schutzmaßnahmen erforderlich.

5.1.5 Zusammenfassung Brandschutz- und Hochwasserkonzept

Ebene 1 – Unterbindung der Propagation

- Der Einsatz von speziellen Kühllagen zwischen den Zellen ist aufgrund des Einkaufs der geschlossenen Module nicht möglich
- Daher ist ein Schutz außerhalb der Module, jedoch innerhalb des Trogs notwendig
- Ziel ist es, die Propagation von Modul zu Modul, mindestens jedoch von Rack zu Rack zu unterbinden
- Dazu werden kühlende Zwischenlagen zwischen den Modulen eingesetzt und das Rack mit Kühlmittel als Schüttgut verfüllt
- Die Unterbringung im Brandschutzschrank sorgt zusätzlich für eine thermische Trennung zwischen den Racks

Ebene 2 – Einhaltung des Hazard Level 4

(Keine Flammen, Funken, Feststoffe außerhalb des Racks – nur Gase dürfen austreten)

- Die im Modul vorgesehenen Berstöffnungen werden mit einem speziellen Textil verschlossen, das Gasdurchlässig ist, Funken, Flammen und Feststoffe jedoch zurückhält.
- Das Gas kann aus dem Rack austreten, wodurch eine problematische Druckerhöhung im Gehäuse vermieden wird
- Das austretende Gas entzündet sich aufgrund der fehlenden Zündquelle nicht mehr

Tabelle 5-1: Einteilung Gefahrenstufen

Gefahrenstufe		Auswirkungen
0	Kein Effekt	Ohne Auswirkungen, keine Einschränkungen der Funktionalität
1	Aktivierung passiver Schutz	Kein Defekt, kein Leck, keine Entgasung
2	Defekt, beschädigt	Keine thermische Reaktion, irreversibel beschädigt
3	Undichtigkeit > 50 %	Keine Entgasung, kein Feuer, kein Bruch, keine Explosion, Gewichtsverlust des Elektrolyten < 50 %
4	Entgasung > 50 %	Kein Feuer, kein Bruch, keine Explosion, Gewichtsverlust des Elektrolyten > 50 %
5	Feuer	Kein Bruch, keine Explosion, keine umherfliegenden Teile
6	Bruch	Keine Explosion, herumfliegende Teile
7	Explosion	Explosion, Zerstörung der Zelle (Batterie)

Ebene 3 – Management der toxischen und korrosiven Schadgase und Aufstellung

- Die Racks werden in einem speziell für diesen Anwendungsfall angepassten Sicherheitsschrank untergebracht
- Im Schrank verbaute Kanäle sorgen dafür, dass die Gase gezielt geführt werden
- Bevor die Gase aus dem Schrank austreten, werden sie durch einen Schadgasfilter geleitet und gefiltert
- Auch toxische Stäube und Feststoffe werden zurückgehalten
- Durch den Anschluss einer Abluftleitung können die Gase aus dem Aufstellungsraum geleitet werden, wodurch die Kontamination der Räumlichkeiten vermindert wird
- Die Gaskanäle sind im Ausgangszustand durch Berstscheiben geschlossen und Öffnen erst durch den Druck der ausströmenden Gase
- Der Schrank schützt zusätzlich gegen den Brand von außen
- Die Dichtigkeit des Schanks, abgesehen von der definierten Austrittsöffnung für die Schadgase, soll auch das Eindringen von Wasser in den Schrank und damit in die Racks vermeiden

5.1.6 Brandschutzvergussmasse

Wie in Kapitel 5.1.1 beschrieben wird ein neuartiges Kühlmaterial in Form einer Vergussmasse entwickelt, um damit Kunststoffteile in der Batterie zu ersetzen. Unter anderem werden die folgenden Vergussmassen hinsichtlich Ihrer Eigenschaften, der Verarbeitung und Trocknung untersucht.

Tabelle 5-2: Brandschutzvergussmasse Typ 1

Brandschutzvergussmasse Silikon	
Matrix Werkstoff	Silikon
Kühlmittel	Ettringit
Elektrischer Widerstand	4.000 M Ω
Kühlwirkung	ca. 1.000 kJ/kg
Aktivierungstemperatur	ca. 80 °C

Tabelle 5-3: Brandschutzvergussmasse Typ 2

Brandschutzvergussmasse Epoxidharz	
Matrix Werkstoff	Epoxidharz
Kühlmittel	Ettringit
Elektrischer Widerstand	ca. 1.000 M Ω
Kühlwirkung	ca. 1.000 kJ/kg
Aktivierungstemperatur	ca. 80 °C

Beide Typen werden durch den Einsatz eines Härters ausgehärtet. Das Ettringit liegt in der Ursprungsform als Pulver vor.

Der Matrix-Werkstoff wird mit dem Ettringit versetzt, verrührt und dann mit dem Härter vermischt. Die Masse wird dünn auf eine PVC-Trägerfolie aufgetragen, um das Trocknungsverhalten zu untersuchen. Das Mischungsverhältnis beträgt etwa 1:1:1 (Härter: Matrix Werkstoff: Ettringit).

Brandschutzvergussmasse Typ 1

Die Masse ist dünnflüssig und lässt sich gut gießen. Sie breitet sich selbständig und gleichmäßig auf der Trägerfolie aus. Nach wenigen Stunden ist die Masse soweit ausgehärtet, sodass sie auch bei Schrägstellung der Trägerfolie nicht mehr verläuft.

Nach sieben Tagen bildet sich eine harte Oberfläche. Die Masse lässt sich gut vom Trägermaterial abziehen. Die Oberseite ist rau mit einigen wenigen Lufteinschlüssen, die Unterseite ist sehr glatt. Insgesamt ist das Material sehr elastisch und recht reißfest. Die Struktur erinnert an gewöhnliches Silikon. Sie behält Ihre Form bei bzw. nimmt sie wieder ein.

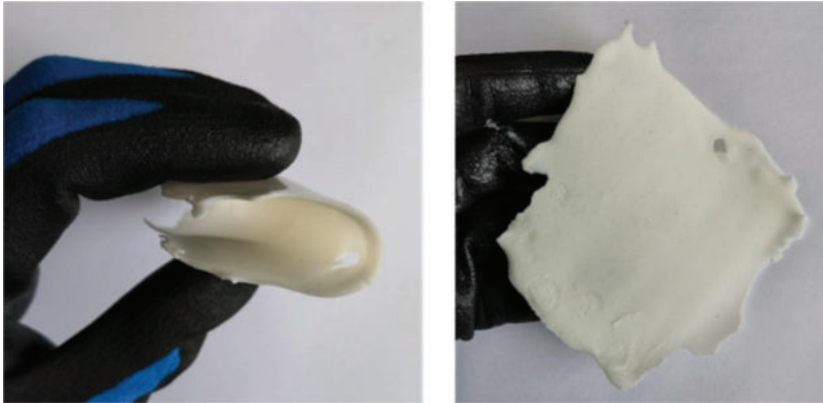


Abbildung 5-7: BSM Typ 1 nach 7 Tagen

Brandschutzvergussmasse Typ 2

Die Masse ist sehr dünnflüssig, breitet sich selbstständig auf der Trägerfolie aus und fließt sogar darüber hinweg. Aufgrund der Dünnflüssigkeit wird die Masse in eine Form gegeben.

Nach wenigen Stunden bilden sich an der Oberfläche des Materials Luftbläschen. Die Struktur ist noch sehr flüssig. Nach vier Tagen hat das Material noch keine harte Struktur gebildet. Außerhalb der Form zerfließt das Material sehr schnell wieder. Die drei Bilder in der Abbildung 5-8 sind innerhalb von 40 Minuten aufgenommen. Zum Vergießen von kleinen Batteriegehäuse könnte diese Konsistenz vorteilhaft sein. Formstabile Teile können mit dem angewendeten Mischungsverhältnis jedoch nicht hergestellt werden.

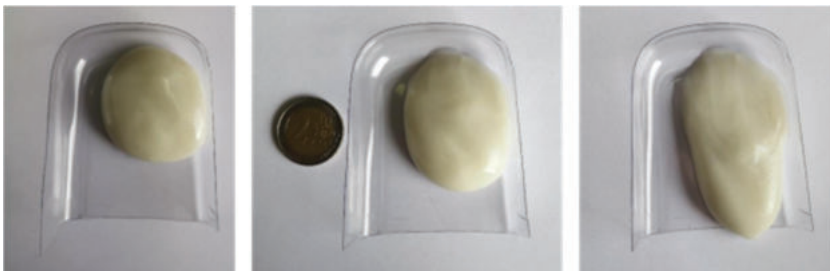


Abbildung 5-8: Fließbild BSM Typ 2, Neigung von 45°

Durch den hohen elektrischen Widerstand und die damit quasi nicht vorhandene Leitfähigkeit der beiden Vergussmassen eignen sie sich auch für eine direkte Verwendung als Füllstoff in Batteriegehäusen. Um das zu untersuchen wird ein kleines Gehäuse mit 18650 Rundzellen genutzt. Das Gehäuse wird in der Mitte geteilt und es werden jeweils vier Zellen bis zur Oberkante mit der BSM vom Typ 1 und Typ 2 übergossen. Das Mischungsverhältnis der Vergussmasse wird beibehalten.

Nach dem Eingießen in das Gehäuse bleiben beide Werkstoffe zähflüssig und flexibel und passen sich gut an die Rundzellen an. Zu erwarten ist, dass die Masse bei leichten Temperaturschwankungen und

einer damit verbundenen Volumenänderung der Zellen, mit bewegt und auch komprimiert werden kann, wodurch die Zellen durch die BSVM nicht allzu stark mechanisch beansprucht werden.

Die Vergussmasse ist auch nach 14 Tagen nur geringfügig fester als beim Vergießen, lässt sich leicht bewegen und verstreichen und verläuft wieder in seine Ursprungsform. Das gilt für beide Matrix-Werkstoffe.



Abbildung 5-9: BSVM Typ 1 und Typ 2 im Batteriegehäuse

Nach weiteren Versuchen zur Zusammensetzung des Kühlmaterials werden die besten Ergebnisse bzgl. Verarbeitung und Formstabilität mit dem folgenden Mischverhältnis erreicht

Tabelle 5-4: Mischverhältnis und Zeiten, 003B1

No.	Wasser [g]	Ettringit [g]	HarzA [g]	Harz B [g]	Anrührzeit [MM:SS]
003B1	25	35	60	15	11:18

Um die Muster der Kühlfinne herzustellen wird zunächst eine Negativform benötigt. Die ersten Negativformen sind zu klein und füllen das Positiv daher nicht ganz aus, wodurch Sie nicht für die Herstellung von Prototypen geeignet sind. Abbildung 5-10 zeigt die dritte Version der Negativform. Diese wird für die Herstellung der Kühlfinnen genutzt.

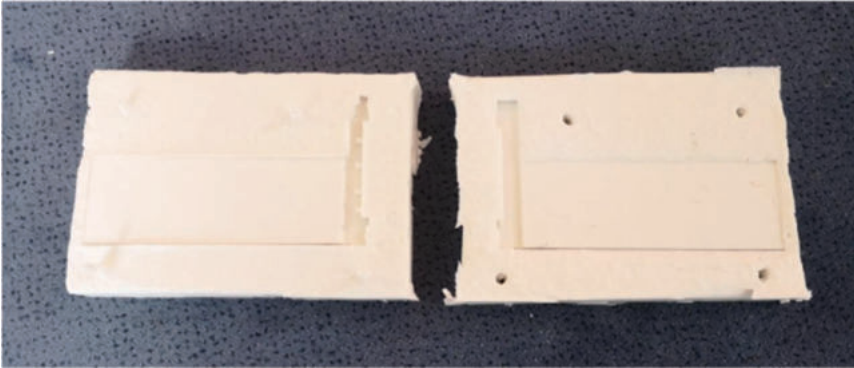


Abbildung 5-10: Negativform für Kühlfinne

Für die Herstellung der Kühlfinnen werden Wasser und Ettringit laut dem Verhältnis aus Tabelle 5-4 gemischt. Etwa 10 Minuten später wird das Harzgemisch hinzugegeben. Die Negativformen werden mit Teflon besprüht und entlang der dünnen Flächen mit Glasfasergewebe ausgelegt. Das Glasfasergewebe dient als Trägermaterial für die dünnen Strukturen. Das entstandene Gemisch wird in die Formen gegeben und glattgestrichen. Beide Formen werden leicht gerüttelt. Anschließend werden die Formen aneinandergelagert. Nach vier Tagen ist die Masse ausgehärtet. Die dünnen Flächen der Finne zerbrechen trotz der Gewebe leicht beim Herausnehmen aus dem Negativ. Die Detailgenauigkeit ist gut; jedoch sind Lufteinschlüsse zu erkennen. Abgesehen von den dünnen Flächen ist die Stabilität der Finne sehr gut. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5-11 und Abbildung 5-12 dargestellt.



Abbildung 5-11: Finne aus Brandschutzmaterial 01



Abbildung 5-12: Finne aus Brandschutzmaterial 02

5.2 Aufbau der Komponenten

Nach der Ausarbeitung des Sicherheitskonzepts werden die einzelnen Systeme aufgebaut. Unter anderem werden für die Brandversuche mehrere Batteriesysteme aufgebaut und teilweise mit Brandschutzmaterialien und Glasfasersensoren ausgestattet.

Der Projektpartner AKASOL stellt Maßzeichnungen der Batteriesysteme zur Verfügung. Anhand der Zeichnungen können die Brandschutzmaterialien angefertigt werden. Auch der Sicherheitsschrank wird anhand der Zeichnungen modifiziert und angepasst. Darüber hinaus werden Optimierungen bezüglich der Kabelführung durchgeführt. Auch das Gasmanagementsystem im Schrank wird überarbeitet, um eine optimale Gasführung sicherzustellen. Die zusätzlichen Bauteile, die in Abschnitt 5.1.3 beschrieben sind, werden in den Schrank integriert.

Exemplarisch werden im Folgenden zwei Versuchsaufbauten beschrieben.

Batterie mit Pouch-Zellen

In der folgenden Abbildung sieht man den Batterietrog noch ohne die verbauten Aluminiumplatten, die die spezifische Wärmekapazität der fehlenden Zellen simulieren sollen. Die Kabeldurchführungen wurden mit einem speziellen Brandschutzsilikon verklebt. Als Sicherheitsvorkehrung wurde eine Löschanlage für den Versuch aufgebaut. Sollte die Reaktion unerwartet heftig ausfallen, wird Löschmittel direkt in den Batterietrog geleitet.

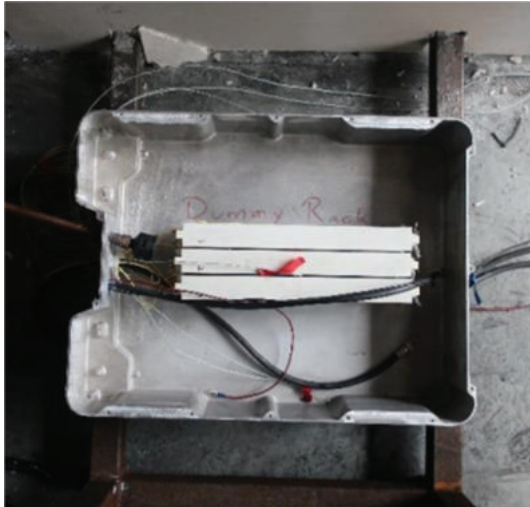


Abbildung 5-13: Aufbau Batterie Pouch-Zellen

Um möglichst viele Informationen und Messwerte in Bezug auf die Glasfasersensorik zu bekommen, wurde auch das erste Rack mit Glasfaseroptik ausgestattet. Zusätzlich wurden mehrere Typ K Temperatursensoren verbaut, um die Messwerte abgleichen zu können. Ein Mikrophon ist im Trog verbaut, um zu hören, wie viele Zellen im verschlossenen Batterietrog thermisch durchgegangen sind.

Tabelle 5-5: Übersicht Temperatursensoren

Sensor	Platzierung
R1	Zwischen Zelle 1 und Zelle 2
R2	+ Pol der „Havarie-Zelle“
R3	Zwischen zwei Alu-Platten
R4	Deckel, Mittig
R5	Kabeldurchführung
R6	Seite, Mittig

Batterie mit prismatischen Zellen

Für den Brandversuch mit Brandschutz wird das Havarie-Rack mit Kühlmaterial und Glasfasersensorik ausgestattet. Die Glasfasersensorik wird vom Projektpartner Fraunhofer HHI eingebracht.

Abbildung 5-14 zeigt das Innere des Havarie-Racks. Als Brandschutzmaterial kommt ENEX-C mit einer Stärke von 3 mm, einer Energieaufnahme von 1600 kJ/kg und einer Kühltemperatur von 95 – 150 °C zum Einsatz.

Zwischen den Modulen sind jeweils zwei Lagen ENEX-C. Zwischen den Modulen und den längeren Seitenwänden des Rack-Gehäuses konnten jeweils sieben Lagen eingebracht werden. Zwischen dem Modul und der Rückwand des Gehäuses werden drei Lagen eingelegt. Die Öffnung der Berstmembran

wurde in den ENEX Lagen ausgeschnitten. Auf dem Boden des Gehäuses und auf den Modulen sind jeweils eine Lage eingelegt. Zwischen dem Modul und der vorderen Seite des Gehäuses befindet sich ENEX-C als Granulat.

Nach dem Einbringen der Glasfasersensorik und dem brandschutzmaterial wird das Gehäuse mit dem Deckel verschlossen und die Schrauben werden mit den vom Projektpartner AKASOL vorgeschriebenen Drehmoment angezogen.

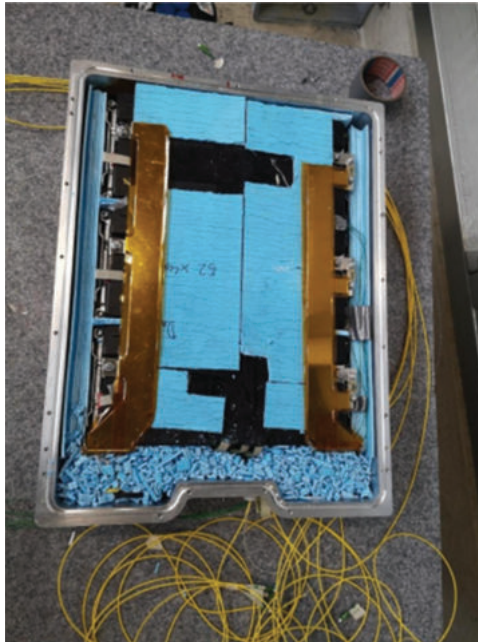


Abbildung 5-14: Aufbau Batterie prismatische Zelle

5.3 Test und Verifikation Sicherheitskonzept

5.3.1 Brandversuch >>Pouch-Zelle<<

Versuchsdurchführung

Die Auslösung der Havarie wird durch Überladung herbeigeführt. Mit dieser Methode soll nicht nur die Havarie ausgelöst werden, es soll auch untersucht werden, wie sich die Zelle verhält, wenn der Zersetzungsprozess der Chemie im Inneren der Zelle beginnt. Es soll untersucht werden, wann der Punkt einer nicht mehr zu verhindernden Selbstzersetzung erreicht ist und die Zelle eigenständig in die Havarie läuft.

Dafür soll die Zelle zunächst auf einen Ladezustand von 120 % SOC geladen werden. Danach wird die Zelle für 10 Minuten nicht geladen, um ein Abkühlen zu ermöglichen und die Reaktion der Zelle zu beobachten. Dann wird die Zelle mit 1C für 3 Minuten geladen, was einem Zuwachs von 5 % SOC entspricht. Danach wird die Ladung wieder für 10 Minuten unterbrochen. Dieser Vorgang wird

wiederholt, bis die Zelle thermisch durchgeht. Die Nachbarzellen haben einen Ladezustand von etwa 50 % SOC. In Tabelle 5-6 ist der Zyklisierungsprozess mit zum Durchgehen der Zelle bei etwa 175 % SOC dargestellt.

Tabelle 5-6: Zyklisierung der Zelle

Ladezyklus	Ladestatus	Uhrzeit	SOC
1	An	17:20 Uhr	50 %
	Aus	18:00 Uhr	120 %
2	An	18:10 Uhr	120 %
	Aus	18:13 Uhr	125 %
3	An	18:23 Uhr	125 %
	Aus	18:26 Uhr	130 %
4	An	18:36 Uhr	130 %
	Aus	18:39 Uhr	135 %
5	An	18:49 Uhr	135 %
	Aus	18:52 Uhr	140 %
6	An	19:02 Uhr	140 %
	Aus	19:05 Uhr	145 %
7	An	19:15 Uhr	145 %
	Aus	19:18 Uhr	150 %
8	An	19:28 Uhr	150 %
	Aus	19:31 Uhr	155 %
9	An	19:41 Uhr	155 %
	Aus	19:44 Uhr	160 %
10	An	19:54 Uhr	160 %
	Aus	19:57 Uhr	165 %
11	An	20:07 Uhr	165 %
	Aus	20:10 Uhr	170 %
12	An	20:20 Uhr	170 %
	Aus	20:23 Uhr	175 %



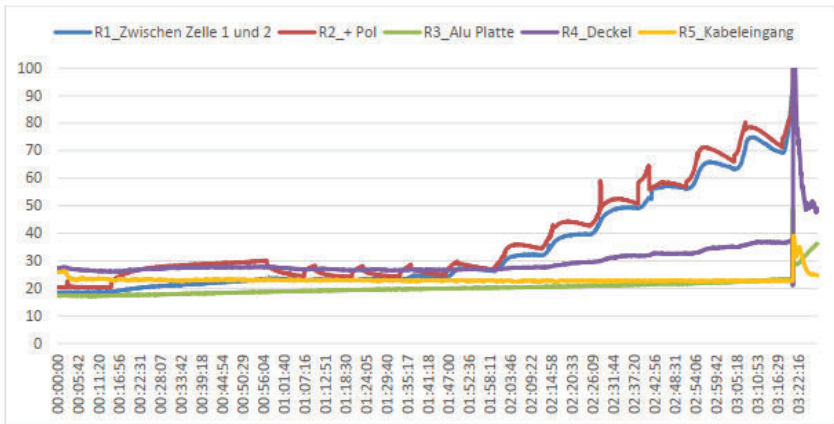


Abbildung 5-15: Temperaturverlauf während des Ladevorgangs

Abbildung 5-15 zeigt den Temperaturverlauf beim Laden der Zelle. Bis zur Havarie wurden zwölf Ladezyklen durchgeführt, die an den Temperaturanstiegen im Diagramm zu sehen sind. Beim Einschalten des Ladegeräts steigt die Temperatur erst sprunghaft, dann gleichmäßig an. Nachdem das Ladegerät ausgeschaltet wird, sinkt die Temperatur gleichmäßig. Beim zwölften Ladezyklus kommt es zur Havarie und damit zu einem starken Temperaturanstieg.

In Abbildung 5-16 wird der Anfangszeitraum der Havarie dargestellt. Das Gehäuse ist so konzipiert, dass sich der Deckel im vorderen Bereich bei einem starken Druckanstieg im Inneren leicht hebt. Dies soll als zweite Druckentlastung dienen, falls die Druckentlastungsöffnung auf der Rückseite des Gehäuses nicht ausreicht oder versagt. Zu Beginn treten an den Druckentlastungen, die für den Notfall vorgesehen sind, Gase aus. Kurz danach hebt sich der Deckel über die gesamte Fläche und im hinteren Bereich des Gehäuses treten erst Gase und kurz danach Funken und Flammen aus, die die Gase dann entzünden. Nach dem Austritt einer heftigen Stichflamme sind im hinteren Bereich des Gehäuses über mehrere Minuten Flammen zu sehen.



Abbildung 5-16: Bilderstrecke Versuchsablauf

Versuchsauswertung

Die Versuchsumgebung um das Modul ist sehr stark verschmutzt. Es finden sich große Mengen an Feststoffen und Rußpartikeln, die aus der Batterie ausgetreten sind im gesamten Prüfraum.

Abbildung 5-17 zeigt das Batteriegehäuse nach dem Brandversuch. Der Deckel und Teile des Aluminiumgehäuses sind sehr stark verschmutzt. Augenscheinlich ist das Gehäuse aber nicht beschädigt.



Abbildung 5-17: Batteriegehäuse nach Brandversuch – Außen

Die havarierte Zelle ist sehr stark gewachsen und die inneren Lagen der Zellen sind zu sehen. Die Dichtung zwischen Deckel und Gehäuse ist nur noch an den breiteren Auflagepunkten vorhanden. Kabelisolierungen sind geschmolzen und nur noch teilweise oder gar nicht mehr vorhanden. Der Innenraum des Gehäuses ist stark verschmutzt. Überall finden sich Feststoffe, Rußpartikel und Staub.



Abbildung 5-18: Batteriegehäuse nach Brandversuch – Innen

Die Zelle, die direkt neben der Havarie-Zelle platziert war, weist eine Spannung von 3,6 Volt auf und ist somit als in Ordnung einzustufen. Die Kunststoffinne zwischen den beiden Zellen ist verbrannt und kaum noch vorhanden. Die restlichen Kunststoffinnen im Modul sind thermisch teilweise stark verformt und verschmort. Die restlichen Zellen im Modul weisen noch eine Spannung zwischen 3,6 und 3,7 Volt auf und sind damit als in Ordnung einzustufen.

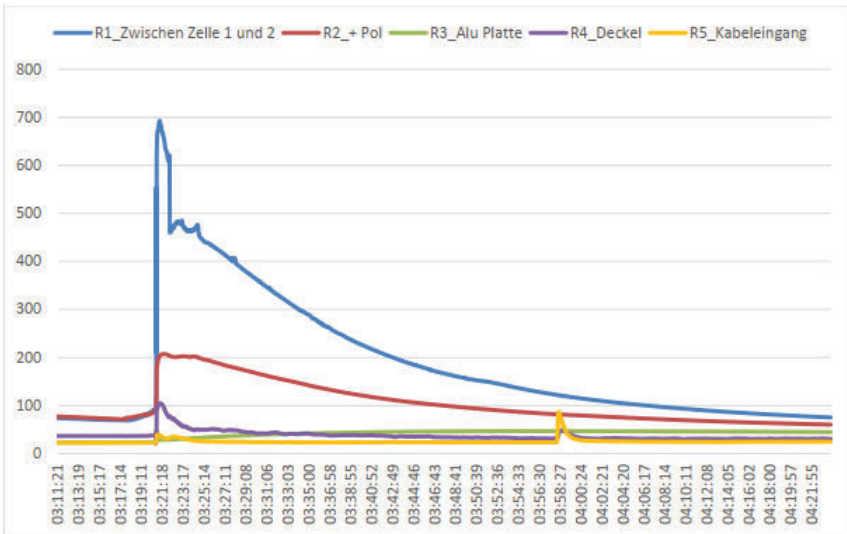


Abbildung 5-19: Temperaturverlauf während der Havarie

Im Batteriegehäuse treten Temperaturen von bis zu 700 °C auf. Nach dem Versuch sinkt die Temperatur im Gehäuse erst nach über einer Stunde wieder auf unter 100 °C.

Außerhalb des Gehäuses überschreitet die Temperatur am Deckel für wenige Sekunden 100 °C. Dies geschieht gleich zu Beginn der Havarie. Ansonsten bleiben die Außentemperaturen des Gehäuses bei unter 100 °C.

Der Brandversuch zeigt, dass der Aufbau der BiPacks bereits relativ sicher ist. Außerhalb des Gehäuses sind zwar Flammen zu sehen, die havarierte Zelle hat aber keine weitere Zelle entzündet. Wahrscheinlich wurde ein Großteil der thermischen Energie durch die austretenden Flammen aus dem Gehäuse abgeleitet. Aber auch die im Rack verbauten Materialien werden durch einen Phasenwechsel Energie aufgenommen haben, sodass die übriggebliebene thermische Energie nicht ausgereicht hat, um weitere Zellen zu entzünden.

Aufgrund der Ergebnisse des zuvor beschriebenen Brandversuchs wird auf weitere Versuche mit den 64 Ah Pouch Zellen verzichtet. Diese Entscheidung wird auch dadurch untermauert, dass auf Nachfrage keine weiteren Zellen für Versuche zur Verfügung stehen und das Batteriesystem für das Projekt auf prismatische Zellen umgestellt wird.

5.3.2 Brandversuch >>Prismatische-Zelle<< Versuchsplanung

Die Versuchsdurchführung orientiert sich an der Norm DNVGL-RU-SHIP Pt.6 Ch.2. Edition January 2018. Diese Norm fordert als Havarieauslösung das Eindringen eines Nagels in eine Opferzelle. Die Umgebungstemperatur muss bei Havarieauslösung zwischen 50 °C und 60 °C betragen. Dies soll den Einsatz bei hohen Temperaturen, zum Beispiel in einem Maschinenraum simulieren und die maximal Zulässige Betriebstemperatur abbilden. Die erste Zelle im Modul wird durchstochen, ohne dass dabei eine Havarie ausgelöst wird. Erst die Zweite Zelle im Modul soll havarieren. Die erste Zelle ist Tiefentladen. So ist keine elektrische Energie in der Zelle und damit kann auch keine Reaktion ausgelöst werden. Die restlichen Zellen im Modul haben einen Ladezustand von 100 % SOC.

Um die Havarie auszulösen wird ein Nagel in eine Opferzelle gestochen, um dadurch einen inneren Kurzschluss auszulösen. Die Opferzelle ist in Rot dargestellt. Diese Zelle befindet sich mittig im Rack. Die thermische Energie der Havarie kann so in mehrere Nachbarzellen übergehen und stellt damit den schlimmsten Havariefall dar. Die tiefentladene und kurzgeschlossene Zelle ist grün dargestellt. Der Nagel wird durch die Rückseite in das Gehäuse eingeführt. Die dafür eingebrachte Bohrung ist grau dargestellt.

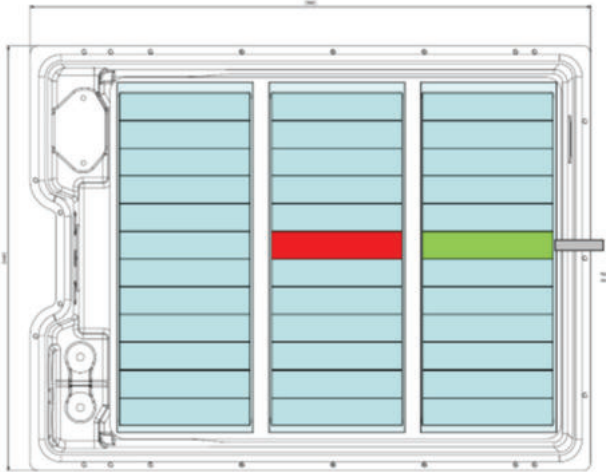


Abbildung 5-20: Darstellung Havarie-Rack

Bevor die Havarie durch die mechanische Beschädigung mittels Nagelpenetration gestartet wird, wird die tiefentladene Zelle mit einem Nagel durchstochen, ohne in die Opferzelle einzudringen. Dadurch wird ein Führungskanal in die Zelle eingebracht. Nach dem Einbringen des Führungskanals wird der Nagel wieder aus der Zelle herausgefahren und getauscht. Durch den neuen und damit geraden und spitzen Nagel, wird sichergestellt, dass er auch wirklich in die Opferzelle eindringt und die Havarie ausgelöst wird. Durch den Führungskanal kann der neue Nagel ohne Widerstand an die Opferzelle herangefahren werden. Damit bleiben mechanische Beanspruchung und Beschädigung aus, der Nagel bleibt spitz. Nach einer kurzen Verweildauer wird der neue Nagel mit einer Geschwindigkeit von 40 mm pro Sekunde in die Opferzelle eingefahren. Durch den inneren Kurzschluss wird die Havarie in der Zelle ausgelöst.

Der Weg, der durch die tiefentladene Zelle zurückgelegt werden muss, ist bei diesem Versuchsaufbau recht groß. Damit ist auch die Reibung in der Zelle zwischen Zellmaterial und Nagel hoch. Bei diesem Aufbau liegen die einzelnen Lagen der Zelle längs zum Verfahrweg des Nagels. Dadurch werden die Lagen in der Zelle auseinandergeschoben und müssen nicht durchstochen werden. Es verringert sich der Widerstand beim Durchfahren der Zelle. Es muss lediglich die Hülle der Zelle durchstochen werden, was bei den verwendeten Leichtbaumaterialien kein Problem darstellt.

5.3.3 Entwicklung und Bau spezieller Infrastruktur / Equipment

Überarbeitung Nail Penetrator

Mit der Verspannvorrichtung ist es möglich, das Modul bzw. Rack fest mit dem Nail Penetrator zu verbinden, wodurch sich die Batterie beim Eindringen des Nagels in die Zelle nicht mehr verkanten kann.

Der Nail-Penetrator besteht aus den folgenden Einzelteilen:

- Elektrischer Schrittmotor
- Steuerungsmodul für den Schrittmotor
- Spindelantrieb
- Nagelplatte
- Verspannvorrichtung

Abbildung 5-21 zeigt den Nail-Penetrator. Im rechten Teil des Bilds ist der Spindelantrieb zu sehen, der fest mit der Verspannvorrichtung verbunden ist.



Abbildung 5-21: Nail-Penetrator, Gesamtansicht

Zelle im Modul angestochen und damit in die Havarie getrieben werden soll. Der Nagel muss tief genug in die Zelle eindringen, darf am anderen Ende aber nicht aus der Zelle austreten.

Der Spindelantrieb erzeugt aus der Drehbewegung des Motors eine Längsbewegung. Der Verfahrensweg des Antriebs ist recht groß gewählt. Das ist notwendig, da zwischen dem Rackgehäuse und der Zelle, die angestochen werden soll, viel Platz ist, der überwunden werden muss. An die Nagelplatte können Nägel in verschiedenen Größen angeschlossen werden.

Die Funktionsfähigkeit der Vorrichtung wird durch Vorversuche geprüft. Die Steuerung wird während der Versuche mit Brandschutzmaterialien umkleidet, um sie vor Funken, Flammen und den hohen Temperaturen zu schützen. Das gleich gilt für den Motor und die elektrischen Kabel. Der Nagel dringt bei den Vorversuchen wie gewünscht in die Batterie ein und löst dadurch einen thermal runaway aus.

Durch die Verspannvorrichtung kam es bei keinem der Versuche zu einer ungewünschten Bewegung des Prüfkörpers. Allerdings zeigt sich, dass der Aufbau nicht flexibel genug ist, um verschiedene Größen von Batterien abzudecken und dass insbesondere in der Höhe kein Spielraum besteht. Die Positionierung zwischen Nail Penetrator und Prüfling muss flexibel gestaltet sein.

Neben der festen Verbindung von Nail Penetrator und Versuchsobjekt ist eine exakte Ausrichtung des Nagels zum Prüfobjekt maßgeblich für die erfolgreiche Versuchsdurchführung.

Der Nail Penetrator wird daher um zwei Kreuztische erweitert. In Abbildung 5-22 ist die Anordnung der Kreuztische dargestellt, mit denen eine exakte Ausrichtung des Nagels in allen drei Dimensionen per Hand möglich ist, ohne dass die Gefahr besteht die Havarie aus Versehen auszulösen.

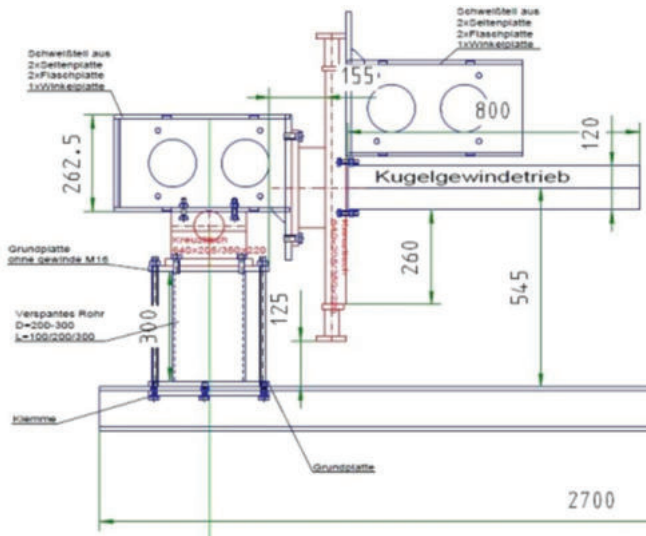


Abbildung 5-22: Zeichnung Nail Penetrator – Auszug Kreuztische

Für die Stabilität des Nagels ist es wichtig, dass dieser bereits vor dem Versuchsbeginn direkt an die Zelle herangefahren werden kann. Um die Zelle dabei nicht anzustechen geschieht das von Hand. Um dabei keine unbeabsichtigte Havarie herbeizuführen, muss es sehr feine Einstellmöglichkeiten geben und der Abstand der Person zum Prüfling muss groß genug sein. Das ist durch die Feinjustierung der Kreuztische per Hand und dem großen Abstand zwischen Kreuztisch und Prüfling gefahrlos möglich.

Abbildung 5-23 zeigt den Gesamtaufbau des Nail Penetrators. Die Verspannvorrichtung wurde durch Stahlplatten mit einem Lochbild erweitert. Dadurch können verschiedene Prüflinge flexibel auf den Stahlplatten verschraubt werden. Die Stahlplatten sind mit einem Träger verbunden, an dem auch der Aufbau des Nail Penetrators verschraubt ist. Der Abstand zwischen Nail Penetrator und Stahlplatten kann flexibel verändert werden. Um die Höhe zu verändern können die Stahlplatten durch Profile unterfüttert werden. Alternativ lässt sich die Höhe der Kreuztische variieren. Durch diese Konstruktion lassen sich alle verbleibenden Versuche im Projekt abbilden, ohne langwierige Umbauarbeiten vornehmen zu müssen und ohne dass die Gefahr einer Verschiebung zwischen Nail Penetrator und Prüfling besteht.

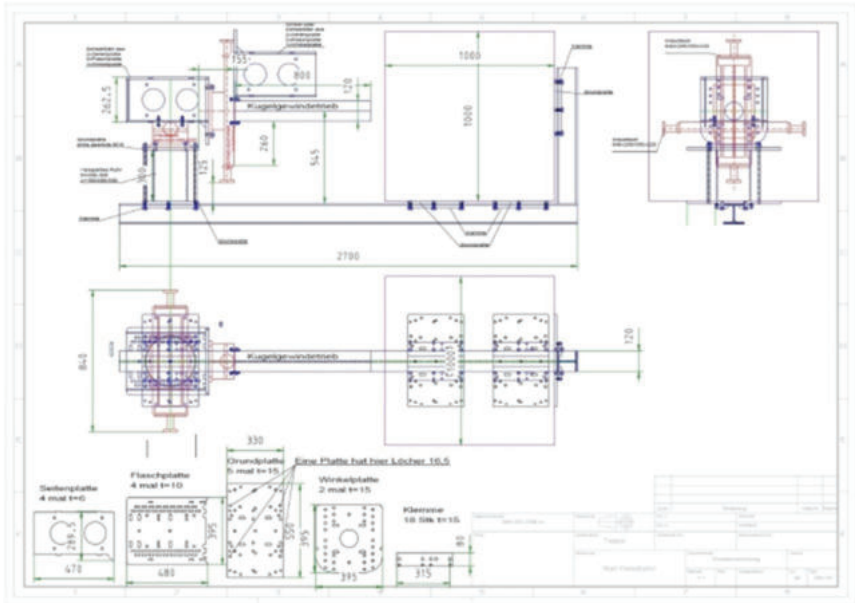


Abbildung 5-23: Zeichnung Nail Penetrator – Gesamtansicht

Temperaturregelung / Klimakonzept

Aufgrund der Anforderungen der DNVGL-RU-SHIP Pt.6 Ch.2. Edition January 2018 wird ein Temperaturkonzept benötigt, dass sich aus einer Klimakammer und aus der Temperierung des Versuchsraums zusammensetzt.

In der Klimakammer werden die Batterien vor dem Brandversuch auf Betriebstemperatur gebracht. Eine gekaufte Klimakammer in der benötigten Größe hätte die Ansprüche, ebenso wie die zur Verfügung stehenden Projektmitteln bei weitem übertroffen. Daher wurde die Planung und die Montage der Kammer in Eigenregie durchgeführt. Lediglich die Einzelteile und die Steuerung wurden von externen Dienstleistern bezogen.



Abbildung 5-24: Klimakammer Außenansicht und Innenansicht

Kurze Wege zwischen Klimakammer und Versuchsraum stellen sicher, dass die Temperatur der Batterie auf dem Weg zum Versuchsort nicht stark abfällt.

Zusätzlich zur Vortemperierung der Batterie besteht die Anforderung, dass die Umgebungstemperatur ebenfalls bei der maximal erlaubten Betriebstemperatur liegen soll.

Zusammen mit dem Projektpartner AKASOL wurde sich darauf verständigt, dass die Umgebungstemperatur bis zu dem Zeitpunkt gehalten werden soll, an dem erster Rauch aus der havarierten Zelle austritt. Um die Anforderungen zu erfüllen, wurde die Brandversuchskammer um eine Heizung erweitert.

Die Herausforderung besteht zum einen darin, die benötigte Temperatur von $55\text{ °C} \pm 10\%$ im unisolierten Versuchscontainer zu erreichen. Zum anderen benötigt die Absaug- und Reinigungsanlage etwa 30 Sekunden, um anzulaufen und muss daher schon vor dem Austritt von Schadgasen aus der Zelle eingeschaltet sein. Das Wiederrum führt dazu, dass frische kalte Luft in den Versuchscontainer gesaugt wird, die die Umgebungstemperatur sehr schnell abfallen lässt.

Um das zu verhindern wird die Absauganlage durch Klappen im Absaugkanal vom Versuchscontainer abgetrennt. Die Lüfter werden dann ein Vakuum vor dem Versuchscontainer erzeugen, jedoch keine Luft aus dem Container saugen. Sobald Schadgase zu sehen sind werden die Klappen geöffnet. Da sich aus Sicherheitsgründen während des Versuchs keine Personen in der Umgebung aufhalten dürfen, werden die Klappen aus sicherer Entfernung elektrisch betätigt.

Der Versuchsablauf sieht dann wie folgt aus.

Zum Versuchsbeginn wird die Umgebungstemperatur von $55\text{ °C} \pm 10\%$ eingestellt. Dann wird die Absaug- und Reinigungsanlage eingeschaltet. Die elektrischen Klappen verschließen den Absaugkanal zwischen den Lüftern und dem Versuchsraum. Somit wird keine Luft aus dem Versuchsraum abgesaugt und entsprechend strömt auch keine kalte Luft nach. Sobald der Nagel in die Zelle gefahren wird und Schadgase auf den Monitoren sichtbar sind, werden die Lüftungsklappen elektrisch geöffnet und die Schadgase können aus dem Versuchsraum abgesaugt und gereinigt werden.

Um die Temperatur im Container zu erreichen wird die Luft im Container umgewälzt.

zeigt die dazu benötigte Verrohrung. Im oberen Bereich des Containers wird die

Luft mithilfe eines Gasbrenners angesaugt und erwärmt. Die erwärmte Luft strömt dann im unteren Bereich des Containers wieder ein. Die so erwärmte Luft wird dann erneut angesaugt und weiter erwärmt

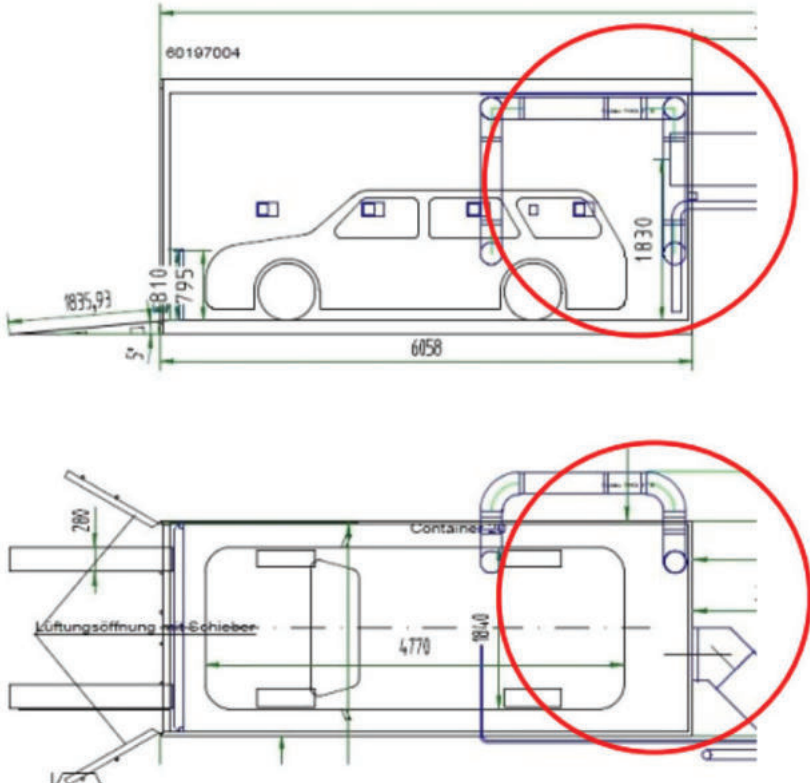


Abbildung 5-25: Skizze Heizungsrohre Versuchscontainer

5.3.4 Brandversuch >>Prismatische-Zelle<< Versuchsaufbau

Für den Brandversuch, im Weiteren auch BV, werden drei Racks in einem Stahlgehäuse untergebracht. Das mittlere Rack ist mit Modulen bestückt und soll in die Havarie gebracht werden. Die zwei weiteren Racks werden über und unter dem Havarie-Rack platziert. Sie dienen als Dummies. In diesen Dummy-Racks werden Temperatursensoren untergebracht, um den Wärmeeintrag zu messen. Die Thermosensoren sitzen dort, wo sonst die Mitte weiterer Module wäre. Die Gehäuse werden nach dem Einbringen der Thermosensoren wird der Deckel mit dem Gehäuse verschraubt. Die Schrauben werden mit dem vom Projektpartner AKASOL angegebenen Drehmoment angezogen.

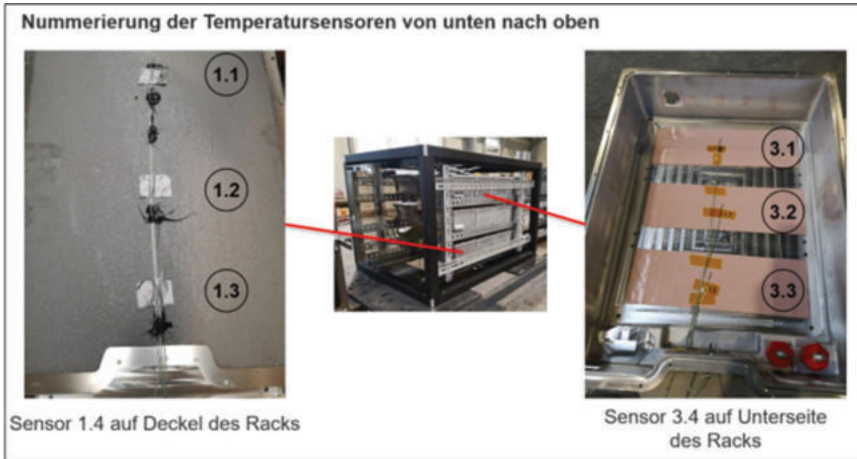


Abbildung 5-26: Anordnung der Racks im Stahlgehäuse

Durch den Projektpartner AKASOL wurden im Vorfeld sieben Temperatursensoren in das Havarie-Rack eingebracht. Die Positionierung ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Ein Umgebungstemperatursensor sitzt mittig über dem Gehäuse in einem Abstand von etwa 10 cm.

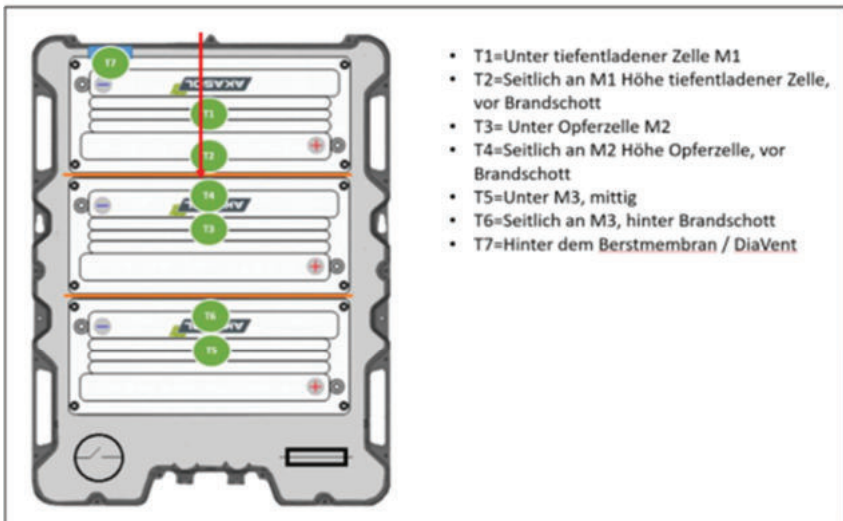


Abbildung 5-27: Temperatursensoren Havarie-Rack (Quelle: AKASOL)

Durch den Versuchsaufbau ist der Weg durch die erste Zelle mit fast 190 mm recht lang. Eine exakte Ausrichtung des Nagels ist deshalb sehr wichtig, um die Opferzelle nach etwas mehr als 200 mm zu treffen.

Das Gehäuse, in dem die Racks verbaut sind, wird auf zwei Stahlplatten verschraubt. Die Stahlplatten wiederum sind mit einem Träger verbunden, an dem auch der Aufbau des Nail Penetrators

verschraubt ist. Damit ist das Havarie-Rack fest mit dem Nail Penetrator verbunden und kann sich beim Versuch nicht verschieben oder verkanten.



Abbildung 5-28: Versuchsaufbau im Prüfraum – BV ohne BS

Der Prüfraum wird, durch das eigens für diese Versuche entwickelte Heizsystem auf $55\text{ °C} \pm 10\%$ erwärmt.

Der zuvor Beschriebene Versuchsaufbau gilt sowohl für den Brandversuch ohne Brandschutz, im Weiteren auch BS, als auch für den Versuch mit Brandschutz.

5.3.5 Brandversuch ohne Brandschutz

Versuchsdurchführung

Der erste Nagel wird durch die tiefentladene Zelle gefahren und kurz vor der Opferzelle gestoppt. Nach einer kurzen Verweildauer wird der Nagel wieder aus der Zelle herausgefahren und gegen einen neuen Nagel getauscht. Der zweite Nagel wird durch den vorgestochenen Kanal vor die Opferzelle gefahren und gestoppt (Verfahrweg $0\text{ mm} - 170\text{ mm}$). Anschließend wird der Nagel mit einer Geschwindigkeit von 40 mm pro Sekunde in die Opferzelle eingefahren (Verfahrweg $170\text{ mm} - 203\text{ mm}$). Auch nach einer knappen Minute kommt es nicht zum Ausgasen der Zelle. Daher wird der Nagel wieder zurückgefahren (Verfahrweg $203\text{ mm} - 180\text{ mm}$) und wird dann noch einmal tiefer in die Opferzelle eingebracht (Verfahrweg $180\text{ mm} - 210\text{ mm}$). Die Umgebungstemperatur beträgt zu diesem Zeitpunkt etwas über 50 °C und liegt damit im geforderten Bereich von $55\text{ °C} \pm 10\%$.

Die Videoaufnahmen, aus denen die folgenden Bilder stammen, starten 10:32 Minuten vor dem ersten Einstechen in die Opferzelle.

Rund fünf Sekunden nach dem zweiten Einstich in die Opferzelle sind auf den Videobildern erste Gase zu sehen, die vermutlich aus der Berstmembran des Rack-Gehäuses austreten.

Abbildung 5-29 zeigt den Gasaustritt neun Sekunden nach dem Eindringen des Nagels und vier Sekunden nach dem ersten Austreten geringer Gasmengen.



Abbildung 5-29: Erster Gasausstoß – BV ohne BS

Zwölf Sekunden nach dem Eindringen des Nagels in die Opferzelle treten erste Funken aus dem Rack-Gehäuse aus, die kurz danach die zuvor ausgetretenen Gase entzünden.



Abbildung 5-30: Entzündung durch Funkenaustritt – BV ohne BS

Nach der Entzündung der ersten Gase treten Stichflammen aus dem Rack-Gehäuse aus. Das geschieht sowohl über die Berstmembran als auch über die Deckeldichtungen im vorderen und hinteren Bereich des Gehäuses. Der starke Flammenaustritt ist etwa sechs Sekunden zu beobachten. Anschließend sind weitere Flammen zu sehen, die eher auf den Abbrand von brennbaren Teilen der Batterie als auf die Havarie weiterer Zellen hindeuten.

Die Havarie der nächsten Zelle, 33 Sekunden nach dem Durchgehen der ersten Zelle, ist durch einen starken Austritt von Flammen erkennbar. Der Abbrand der zweiten Zelle dauert 19 Sekunden. Im Anschluss gehen weitere Zellen im Abstand von wenigen Sekunden in die Havarie. Die Havarie ist durch starke Stichflammenbildung wie Abbildung 5-31 in zu erkennen. Wenn keine Havarie stattfindet sind leichte Flammen auf den Videobildern zu sehen, dargestellt in Abbildung 5-32.



Abbildung 5-31: Stichflammen außerhalb des Gehäuses – BV ohne BS



Abbildung 5-32: Leichte Flammenbildung zwischen Havarie – BV ohne BS

Nachdem mehrere Zellen nacheinander in die Havarie gegangen sind, kommt es nach zwölf Minuten und 43 Sekunden abermals zu einer Flammenbildung. Darauf folgen eine sehr starke Ausgasung und eine explosionsartige Verbrennung. Die Gase treten erst im Bereich der Berstmembran, umgehend aber auch an vielen anderen Stellen des Gehäuses und insbesondere im Bereich der Deckeldichtung aus. Die Gasentwicklung ist so stark, dass der Versuchsraum mit Gasen geflutete wird und auf den Kamerabildern teilweise nichts mehr zu erkennen ist. Diese Reaktion deutete darauf hin, dass alle Zellen eines Moduls gleichzeitig in die Havarie gegangen sind.



Abbildung 5-33: Bildreihe von starker Ausgasung – BV ohne BS

Kurz darauf kommt es erneut zu einem starken Gasaustritt mit anschließender Flammenbildung. Dieser Flammenaustritt ist knapp eine Minute zu beobachten. In diesem Zeitraum gehen mehrere Zellen zeitgleich oder sehr kurz nacheinander in die Havarie.



Abbildung 5-34: Explosionsartige Verbrennung – BV ohne BS

Der heftigen Reaktion folgend gibt es weiterhin Flammenbildung, die aber eher auf den Abbrand von Kunststoffen und anderen brennbaren Materialien im Rack hindeutet und als gering einzustufen sind. Die Flammen gehen dann nach und nach zurück und erlöschen schließlich nach etwas mehr als 60 Minuten, nachdem kein brennbares Material mehr vorhanden ist.

Im Folgenden ist der zeitliche Ablauf noch einmal tabellarisch dargestellt.

Tabelle 5-7: Zeitlicher Ablauf der Havarie – BV ohne BS

Video synchron [MM:SS]	Zeit Ges. [MM:SS]	Situation BRANDVERSUCH OHNE BRANDSCHUTZ	Anmerkungen
xxx	00:00	Nagel in Ausgangstellung vor der Opferzelle.	Verfahrweg = 177 mm
10:32	00:35	Start: Nagel wird in Opferzelle gefahren	Verfahrweg von 177 mm auf 203 mm
10:34	00:37	Ende: Nagel wird in Opferzelle gefahren	
Opferzelle geht nicht in die Havarie → Eindringtiefe wahrscheinlich nicht ausreichend			
11:27	01:30	Start: Herausfahren des Nagels aus der Opferzelle	Verfahrweg von 203 mm auf 180 mm
11:28	01:31	Ende: Herausfahren des Nagels aus der Opferzelle	
11:47	01:50	Start: Zweiter Einstich in die Opferzelle	Verfahrweg von 180 mm auf 210 mm
11:49	01:52	Ende: Zweiter Einstich in die Opferzelle	
AUSGASEN			
11:54	01:57	Erster Gasaustritt aus Rack-Gehäuse	
12:01	02:04	Funkenaustritt aus Rack-Gehäuse (Berstmembran und Dichtung Deckel) mit anschließender Entzündung der zuvor ausgetretenen Gase (Daher Brand überall)	
12:01	02:04	Start: Austritt von brennendem Elektrolyten aus dem Rack-Gehäuse über die Berstmembran und die Deckeldichtung im vorderen, sowie hinterem Bereich	
24:30	14:33	Starker Austritt von Gasen, mit anschließender explosionsartiger Verbrennung außerhalb des Rack-Gehäuses	
24:43	14:46	Erneuter starker Gas- und Flammenaustritt aus dem Rack-Gehäuse, insbesondere im Dichtungsbereich des Deckels, sowohl auf der Vorder- als auch der Rückseite	
25:28	15:31	Ende starker Gas- und Flammenaustritt aus dem Rack-Gehäuse	

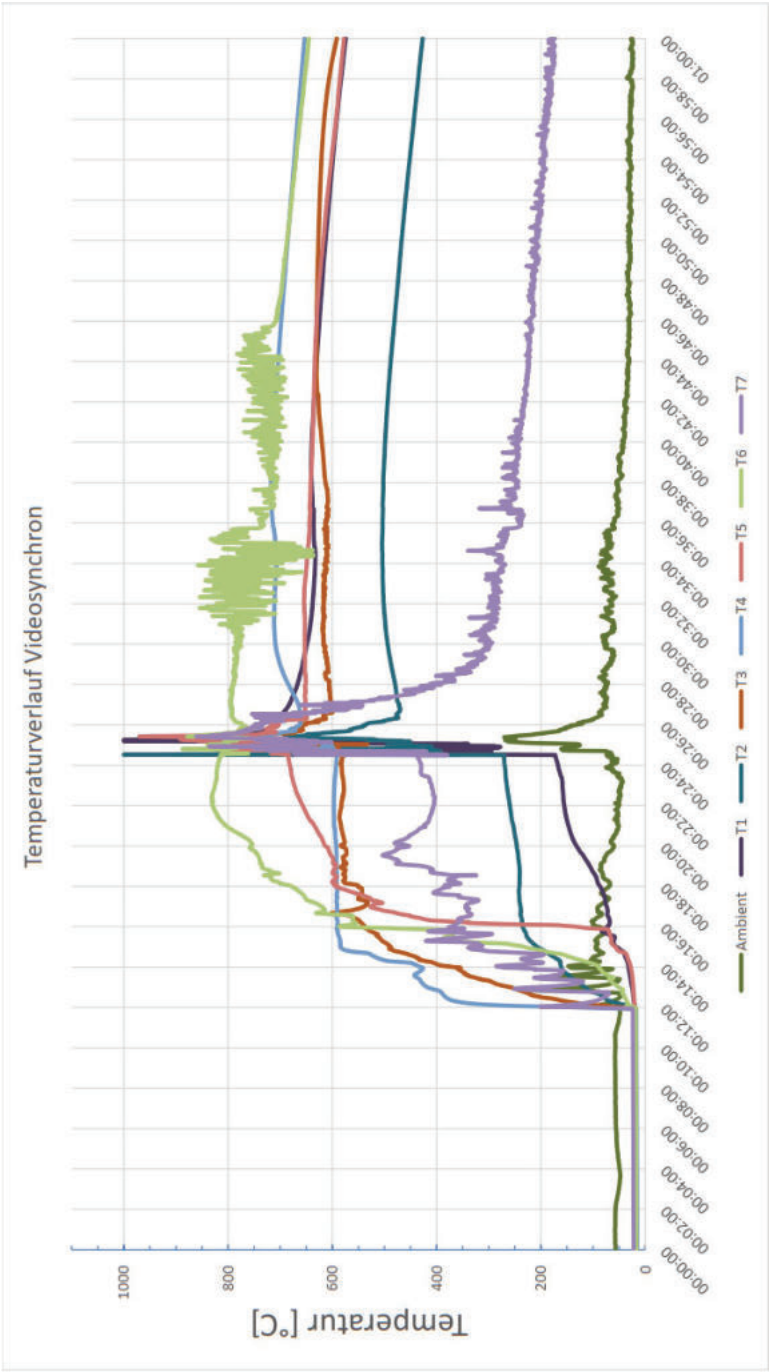


Abbildung 5-35: Temperaturverlauf im Havarie-Rack – BV ohne BS

Die Temperaturdiagramme sind zeitlich mit den Videoaufnahmen synchronisiert.

Die Temperaturen in der Nähe der Opferzelle (T3 und T4) steigen kurz nach dem Einstich in die Zelle stark an. Die Temperaturen der übrigen Sensoren steigen zeitverzögert an. Lediglich der Temperatursensor T1, der sich unter dem Modul mit der tiefentladenen Zelle befinden, steigt geringer an. Kurz vor Minute 25 im Temperaturdiagramm steigen alle Temperaturen schlagartig an. Dieser starke und schnelle Temperaturanstieg unterstreicht die Vermutung, dass an der Stelle alle Zellen eines Moduls gleichzeitig in die Havarie gegangen sind. Auch die Außentemperatur steigt beim Durchgehen des Moduls schlagartig an.

Mit dem Durchgehen der ersten Zelle im Havarie-Rack steigen auch die Temperaturen in den Dummy-Racks. Die Temperaturen außerhalb der Gehäuse (T1_4 und T3_4) steigen dabei, wie erwartet stärker an als im Inneren. Der Temperaturerhöhung im Inneren der Dummy-Racks ist recht gleichmäßig. Lediglich bei der starken Flammenbildung, die auf das thermische Durchgehen eines ganzen Moduls hindeutet, gibt es einen Temperatursprung der Sensoren T1_1, T1_2 und T3_1. Die Temperaturen steigen im Laufe des Versuchs auf knapp 300 °C an und sinken nach dem thermischen Durchgehen der letzten Zellen langsam ab.

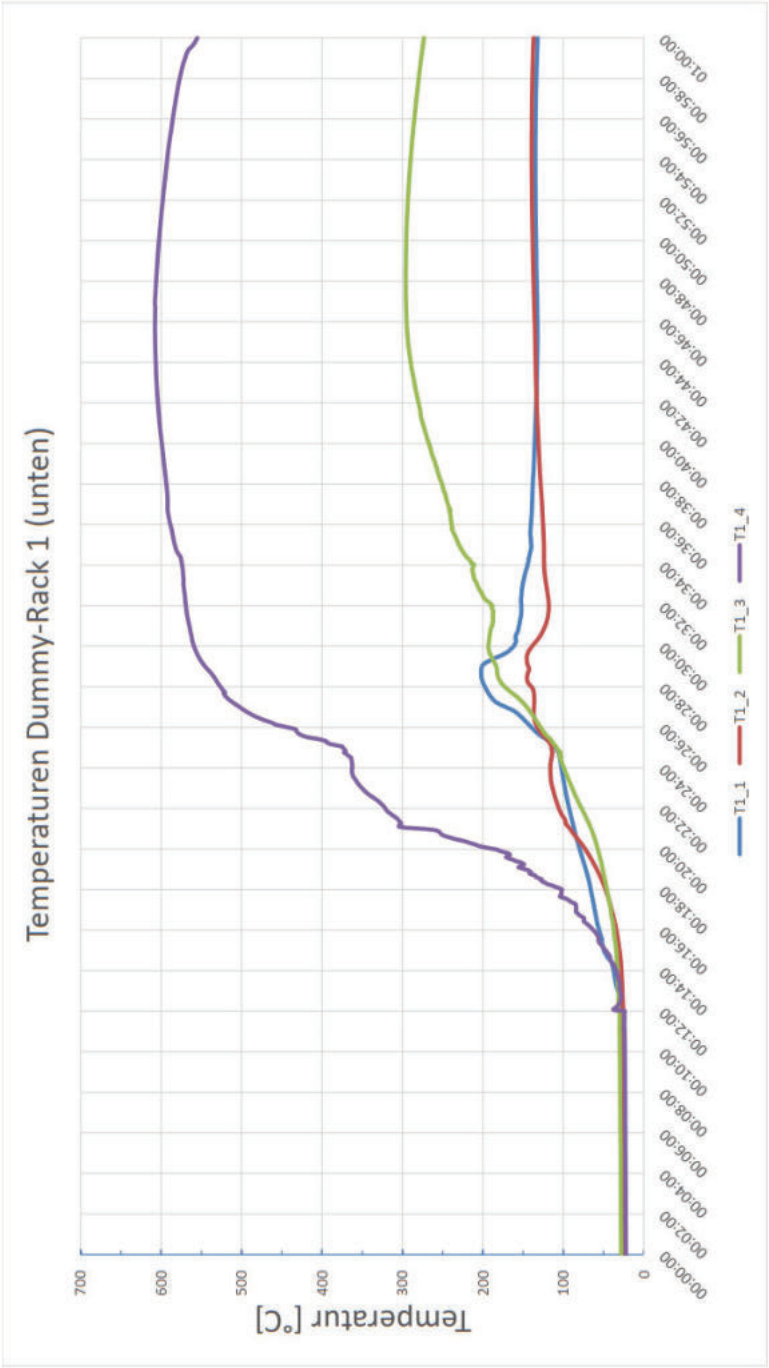


Abbildung 5-36: Temperaturverlauf Dummy-Rack 1 – BV ohne BS

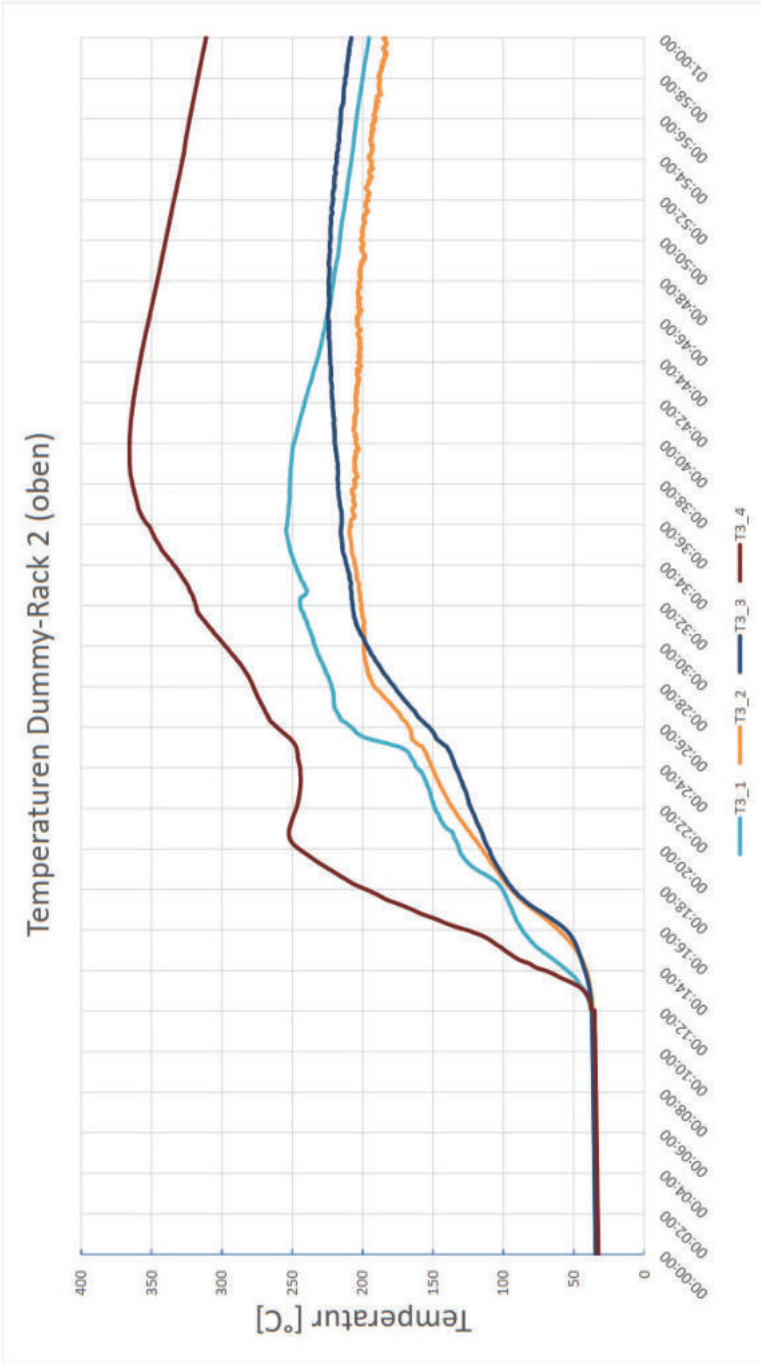


Abbildung 5-37: Temperaturverlauf Dummy-Rack 2 – BV ohne BS

Versuchsauswertung

Der Prüfraum weist nach dem Versuch starke Verschmutzungen auf. Überall sind Feststoffe, Ruß und Staub zu sehen. Rund um die Batterie ist Elektrolytauswurf zu erkennen



Abbildung 5-38: Starke Verschmutzungen im Prüfraum – BV ohne BS

Der Nagel lässt sich nach dem Versuch nicht mehr aus dem Gehäuse entfernen.

Die Berstmembran aus Kunststoff ist nach dem Versuch nicht mehr vorhanden. zeigt lediglich die Öffnung, in die die Berstmembran ins Gehäuse eingeschraubt war.



Abbildung 5-39: Berstmembran nach dem Versuch – BV ohne BS

Auf der Vorder- und Rückseite des Havarie-Racks ist der Deckel während des Versuchs vom Gehäuse abgehoben. Auf der Vorderseite ergeben sich Öffnungen zwischen den Schrauben, die den Deckel mit dem Gehäuse verbinden. Die Öffnungen haben eine Länge von etwa 120 mm. Sie sind als zusätzliche Druckentlastungsöffnungen vorgesehen. Durch den Druck im Inneren des Rack-Gehäuses sind die Schrauben auf der Rückseite teilweise aus dem Gehäuse herausgerissen. Der Deckel steht dadurch auf einer Länge von ca. 350 mm ab. Das passt mit dem Flammenaustritt zusammen, der auf den Videobildern zu sehen ist.



Abbildung 5-40: Rückseite Havarie-Rack – BV ohne BS



Abbildung 5-41: Vorderseite Havarie-Rack – BV ohne BS

Vom Projektpartner AKASOL ist am Deckel des Racks intumeszierendes Material angebracht. Intumeszierendes Material verändert seine Form, wenn es länger mit thermischer Energie beaufschlagt wird. Das intumeszierende Material ist über die gesamte Fläche des Deckels aufgebläht. Aus diesem Bild lässt sich ein langer und starker Temperatureintrag ableiten. Das deckt sich mit den Aufzeichnungen der Temperatursensoren.



Abbildung 5-42: Öffnung des Havarie-Racks – BV ohne BS



Abbildung 5-43: Blick in havariertes-Rack – BV ohne BS

Das thermische Durchgehen der Zellen lässt sich durch deutliche Öffnungen in den Zellen erkennen. Bei Zellen, bei denen die Öffnung nicht offensichtlich zu sehen ist, wird die Spannung gemessen. Es ist bei keiner der Zellen eine Restspannung festzustellen. Damit sind während des Brandversuchs alle Zellen des Havarie-Racks thermisch durchgegangen.

Durch die enorme thermische Energie während des Abbrands ist der Boden des Rack-Gehäuses beschädigt. In Abbildung 5-44 lässt sich eine etwa 90 mm x 40 mm große Öffnung ausmachen. Darüber hinaus zeigt sich geschmolzenes Aluminium auf der Unterseite des Havarie-Racks.



Abbildung 5-44: Unterseite havariertes Rack – BV ohne BS

An manchen Stellen sind die Temperaturen im Inneren der Dummy-Racks im Laufe des Versuchs auf knapp 300 °C gestiegen. Der hohe und lange Wärmeeintrag an Temperatursensor T1_3 und auch am Sensor T3_3 hätten wahrscheinlich dafür gesorgt, dass das Modul an dieser Stelle ebenfalls in die Havarie gegangen wäre. Das bedeutet, dass auch die Dummy-Racks komplett thermisch durchgegangen wären. Diese Kettenreaktion hätte sich dann durch den gesamten Batteriespeicher ausgebreitet.

5.3.6 Brandversuch mit Brandschutz

Versuchsdurchführung

Der erste Nagel wird durch die tiefentladene Zelle gefahren und kurz vor der Opferzelle gestoppt. Nach einer kurzen Verweildauer wird der Nagel wieder aus der Zelle herausgefahren und gegen einen neuen Nagel getauscht. Der zweite Nagel wird durch den vorgestochnen Kanal vor die Opferzelle gefahren und gestoppt (Verfahrweg 0 mm – 180 mm). Anschließend wird der Nagel mit einer Geschwindigkeit von 40 mm pro Sekunde in die Opferzelle eingefahren (Verfahrweg 180 mm – 214 mm). Auch nach einer Minute kommt es nicht zum Ausgasen der Zelle. Daher wird der Nagel wieder zurückgefahren (Verfahrweg 214 mm – 180 mm) und wird dann noch einmal tiefer in die Opferzelle eingebracht (Verfahrweg 180 mm – 219 mm). Die Umgebungstemperatur beträgt zu diesem Zeitpunkt etwas unter 50 °C und damit knapp außerhalb des geforderten Bereichs von 55 °C +/- 10 %.

Die Videoaufnahmen, aus denen die folgenden Bilder stammen, starten 35 Sekunden vor dem ersten Einstechen in die Opferzelle.

Rund zwei Sekunden nach dem zweiten Einstich in die Opferzelle sind auf den Videobildern erste Gase zu sehen, die sicher aus der Berstmembran des Rack-Gehäuses austreten. Abbildung 5-45 zeigt den Gasaustritt neun Sekunden nach dem Eindringen des Nagels und sieben Sekunden nach der ersten Sichtung eines Gasaustritts.



Abbildung 5-45: Erster Gasausstoß – BV mit BS

Neun Sekunden nach dem Eindringen des Nagels ist ein kurzer Funkenaustritt aus dem Rack- Gehäuse zu sehen. Es kommt jedoch nicht zur Entzündung der zuvor ausgetretenen Schadgase.



Abbildung 5-46: Funkenaustritt ohne Entzündung: BV mit BS

61 Sekunden nach dem Einstechen in die Opferzelle kommt es wieder zu einer starken Ausgasung. Das weist darauf hin, dass die zweite Zelle thermisch durchgeht. Ab diesem Zeitpunkt gibt es einen stetigen und starken Gasaustritt. Daher ist anzunehmen, dass mehrere Zellen nahtlos nacheinander in die Havarie gehen.

1:52 Minuten nach dem Einstich treten erneut Funken aus dem Gehäuse aus, die kurz danach die zuvor ausgetretenen Gase entzünden. Die Funken treten auf der Rückseite des Rack- Gehäuses im Bereich der Deckeldichtung aus.



Abbildung 5-47: Zweiter Funkenaustritt – BV mit BS

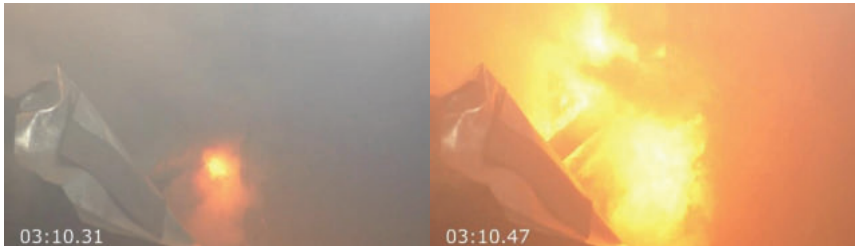


Abbildung 5-48: Entzündung durch Funkenaustritt – BV mit BS

Nach der Entzündung der Gase treten Stichflammen aus dem Rack-Gehäuse aus. Das geschieht über die Berstmembran. Der starke Flammenaustritt aus der Berstmembran ist etwa sechs Sekunden zu beobachten. Dann treten Flammen über die Deckeldichtung im vorderen und hinteren Bereich des Rack-Gehäuses aus.

Im Anschluss sind etwa sechs Minuten lang Flammen in verschiedenen Ausprägungen zu sehen. Teilweise gibt es Stichflammen, teilweise brennen die Elektrolytgase mit geringen Druckstößen ruhig, nahezu kontrolliert, ab. Die Flammen treten im Bereich der Berstmembran, der Deckeldichtung auf der Seite der Einstechstelle und der unverschlossenen Kabeldurchführung im vorderen Bereich aus.



Abbildung 5-49: Stichflamme thermisches Durchgehen - BV mit BS



Abbildung 5-50: "Ruhiger" Elektrolytabbrand – BV mit BS

Von Video-Minute 09:40 – 20:50 gibt es keine nennenswerten Druckstöße mit starkem Flammenstrahl. Abbildung 5-51 Abbildung 5-51 zeigt das Flammenbild in diesem Zeitraum. Es ist davon auszugehen, dass in dieser Zeit keine weiteren Zellen thermisch durchgehen und es sich eher um den Brand von Kunststoffen oder anderen Brennbareren Materialien handelt. Mit dem Durchgehen weiterer Zellen würden Stichflammen oder zumindest ein gewisser Druck, der die Flamme vom Gehäuse wegbewegt, einhergehen. Die leichten Flammen treten über die Berstmembran aus.



Abbildung 5-51: Abbrandverhalten von 09:40 – 20:50 – BV mit BS

19 Minuten und 30 Sekunden nach dem Einstecken des Nagels in die Opferzelle bilden sich erneut Stichflammen durch das thermische Durchgehen der Zellen. Aufgrund der zeitweisen sehr heftigen Reaktionen ist anzunehmend, dass mehrere Zellen teilweise zeitgleich oder sehr nah nacheinander in die Havarie gehen. Die Flammen treten in dieser Zeit aus der Berstmembran und der Deckeldichtung auf der Rückseite des Rack-Gehäuses aus. Auf der Vorderseite sind lediglich Gase, aber keine Flammen zu sehen.

Dieses Verhalten ist etwa zwölf Minuten zu beobachten. Es gibt im Anschluss weiterhin Flammenbildung, die aber eher auf den Abbrand von Kunststoffen und anderen brennbaren Materialien im Rack hindeutet und als gering einzustufen sind. Die Flammen gehen dann nach und nach zurück. Jedoch sind auch nach etwa 90 Minuten noch geringe Flammen zu sehen.



Abbildung 5-52: Flammenbildung nach knapp 90 Minuten – BV mit BS

Auch für diesen Versuch ist der zeitliche Ablauf in der folgenden Tabelle noch einmal dargestellt.

Tabelle 5-8: Zeitlicher Ablauf der Havarie – BV mit BS

Zeit [MM:SS]	Situation BRANDVERSUCH MIT BRANDSCHUTZ	Anmerkungen
00:00	Nagel in Ausgangstellung vor der Opferzelle.	Verfahrweg =
00:35	Start: Nagel wird in Opferzelle gefahren	
00:36	Ende: Nagel wird in Opferzelle gefahren	
Opferzelle geht nicht in die Havarie → Eindringtiefe wahrscheinlich nicht ausreichend		
01:08	Start: Herausfahren des Nagels aus der Opferzelle	
01:09	Ende: Herausfahren des Nagels aus der Opferzelle	
01:16	Start: Zweiter Einstich in die Opferzelle	
01:17	Ende: Zweiter Einstich in die Opferzelle	
AUSGASEN		
01:19	Erster Gasaustritt aus Rack-Gehäuse	01:19
01:26	Kurzer Funkenaustritt aus Rack-Gehäuse, keine Flammen	01:26
02:13	Druckwelle deutet auf die Öffnung der 2. Zelle hin	02:13
02:18	Starker Gasaustritt in Folge der Öffnung der 2. Zelle	02:18
Stetiger Rauchaustritt deutet darauf hin, dass Zellen nahtlos nacheinander durchgehen		
03:09	Erneuter Austritt von Funken im Bereich der Deckeldichtung	03:09
03:10	Entzündung der zuvor ausgetretenen Gase	03:10
03:11	Austritt von Funken- und Flammen aus der Berstmembran	03:11
03:17	Austritt von Funken- und Flammen durch Berstmembran, Deckeldichtung der Rückseite, unverschlossene Kabeldurchführung auf Vorderseite	03:17



Flammen mal stärker und mal schwächer, teilweise brennt der Elektrolyt ohne sichtbaren druck „ruhig“ ab. Von 09:40 – 20:50 gibt es keine nennenswerten Druckstöße mit starkem Flammenstrahl		
20:50	Starker Austritt von Flammen, danach im Abstand von max. 30 Sekunden immer wieder starke Flammenbildung außerhalb des Rack-Gehäuses	20:50
21:54	Flamme im vorderen Bereich der Kabeldurchführung erlischt und es kommt lediglich zum Gasausstoß	21:54
32:55	Ende starker Gas- und Flammenaustritt aus dem Rack Gehäuse	32:55

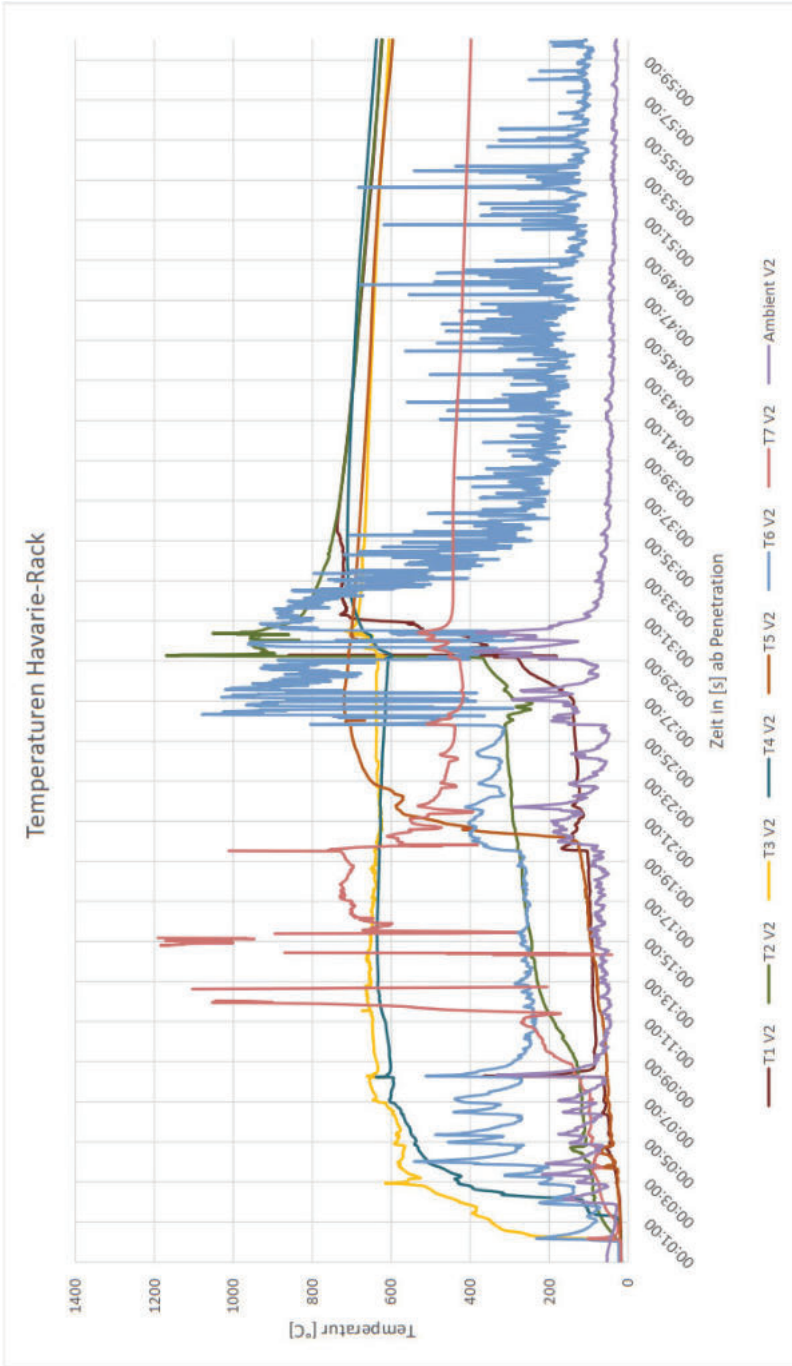


Abbildung 5-53: Temperaturverlauf Havarie-Rack – BV mit BS

Der Zeitpunkt 0:00 der Temperaturdiagramme des Brandversuchs mit Brandschutz stimmt mit dem Start der Videoaufzeichnungen überein.

Die Temperaturen in der Nähe der Opferzelle (T3 und T4) steigen kurz nach dem Einstich in die Zelle stark an und bleiben während der Havarie bei über 600 °C. Auch der Temperatursensor T6, der am Modul 3 hinter dem Kühlmaterial sitzt, steigt zu Beginn der Havarie ebenfalls kurz an, kühlt dann aber wieder ab. Das ist auf die Kühleigenschaften des ENEX-C zurückzuführen. Der nächste Anstieg ist dann erst wieder nach knapp 26 Minuten festzustellen.

Die Temperaturen der restlichen Sensoren steigen zu Beginn nur geringfügig an.

Die Temperatur in der Nähe der Berstmembran (T7) steigt erst nach knapp 10 Minuten auf über 150 °C an und liegt nach etwa 11 Minuten bei 200 °C.

Die Temperaturen beim Sensor T5 steigen erst nach 21 Minuten an, dann aber sprunghaft auf über 500 °C. Die Zeit stimmt mit dem Durchgehen des zweiten großen Blocks, der auf den Videoaufnahmen zu sehen war, überein. Der zweite Sensor bei diesem Modul schlägt erst nach etwa 29 Minuten an und steigt auf mehr als 500 °C an. Der beim selben Modul befindliche Sensor T6 zieht nach 26 Minuten nach.

Die Temperaturen rund um das Modul mit der tiefentladenen Zelle (T1 und T2) steigen durch den thermischen Energieeintrag stetig an und erhöhen sich dann nach 29 Minuten sprunghaft auf Temperaturen von bis zum 1.200 °C. Zu dem Zeitpunkt werden die Zellen rund um die tiefentladene Zelle thermisch durchgehen.

Die Außentemperatur steigt erst nach etwa zwei Minuten leicht an. Der Anstieg ist auf die Umströmung mit den austretenden Gasen zurückzuführen.

Die Temperaturen im Dummy-Rack unter dem Havarie-Rack steigen während des Versuchs stetig an. Die Temperatur nur beim Sensor T1_4, der außerhalb des Gehäuses sitzt, steigen auf über 400 °C an. Die Temperaturen im Inneren des Gehäuses steigen auf nicht mehr als 250 °C. Der Maximalwerte werden nach 30 Minuten erreicht.

Rund 90 Sekunden nach dem Einstechen in die Opferzelle schlagen alle Temperatursensoren des oberen Dummy-Racks stark aus und fallen sofort wieder ab. Eventuell sind hier heiße Gase in das Gehäuse eingedrungen, die sich sofort wieder abgekühlt haben. Auf den Videoaufzeichnungen kann das nicht genau beobachtet werden. Ansonsten steigen die Temperaturen im Dummy-Rack während des Versuchs stetig an und erreichen nach knapp 29 Minuten eine Höchsttemperatur von über 400 °C.

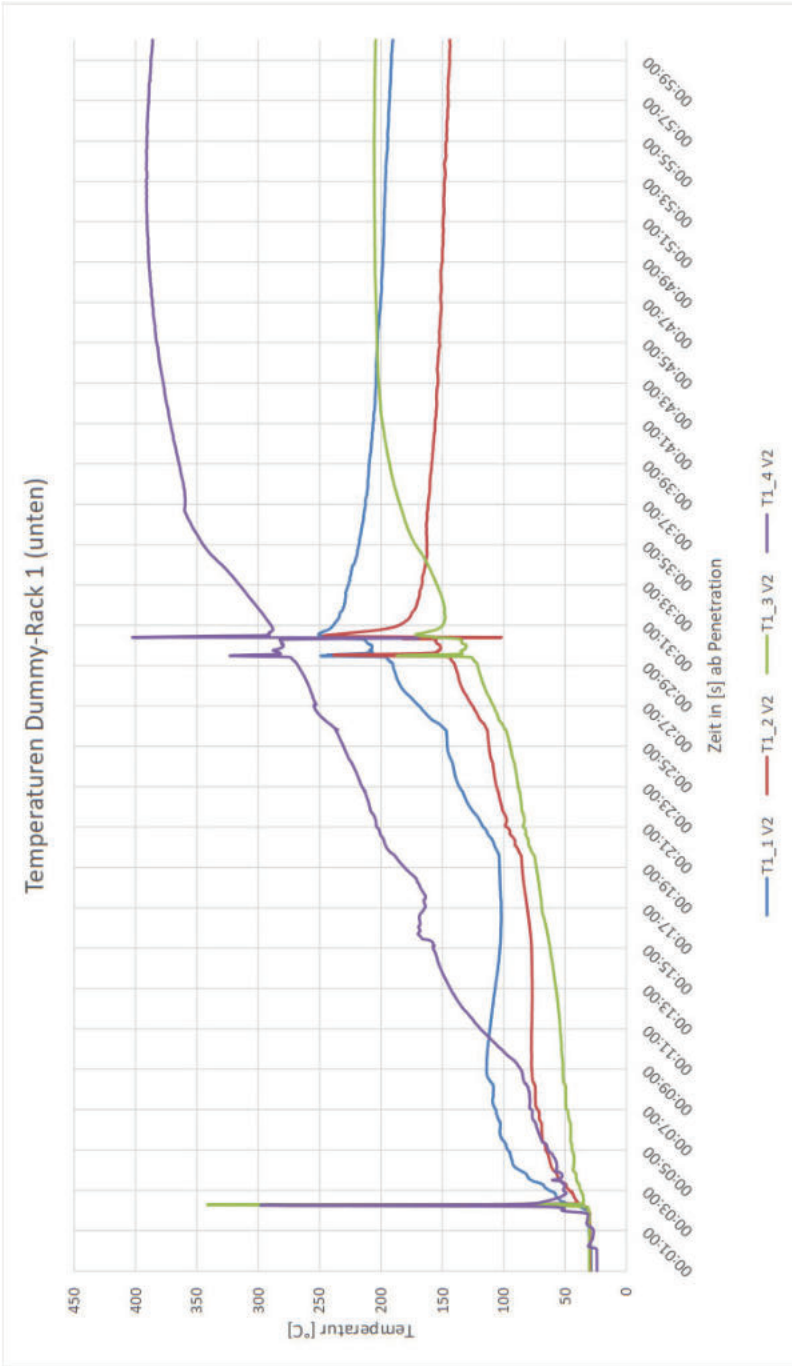


Abbildung 5-54: Temperaturverlauf Dummy-Rack 1 – BV mit BS

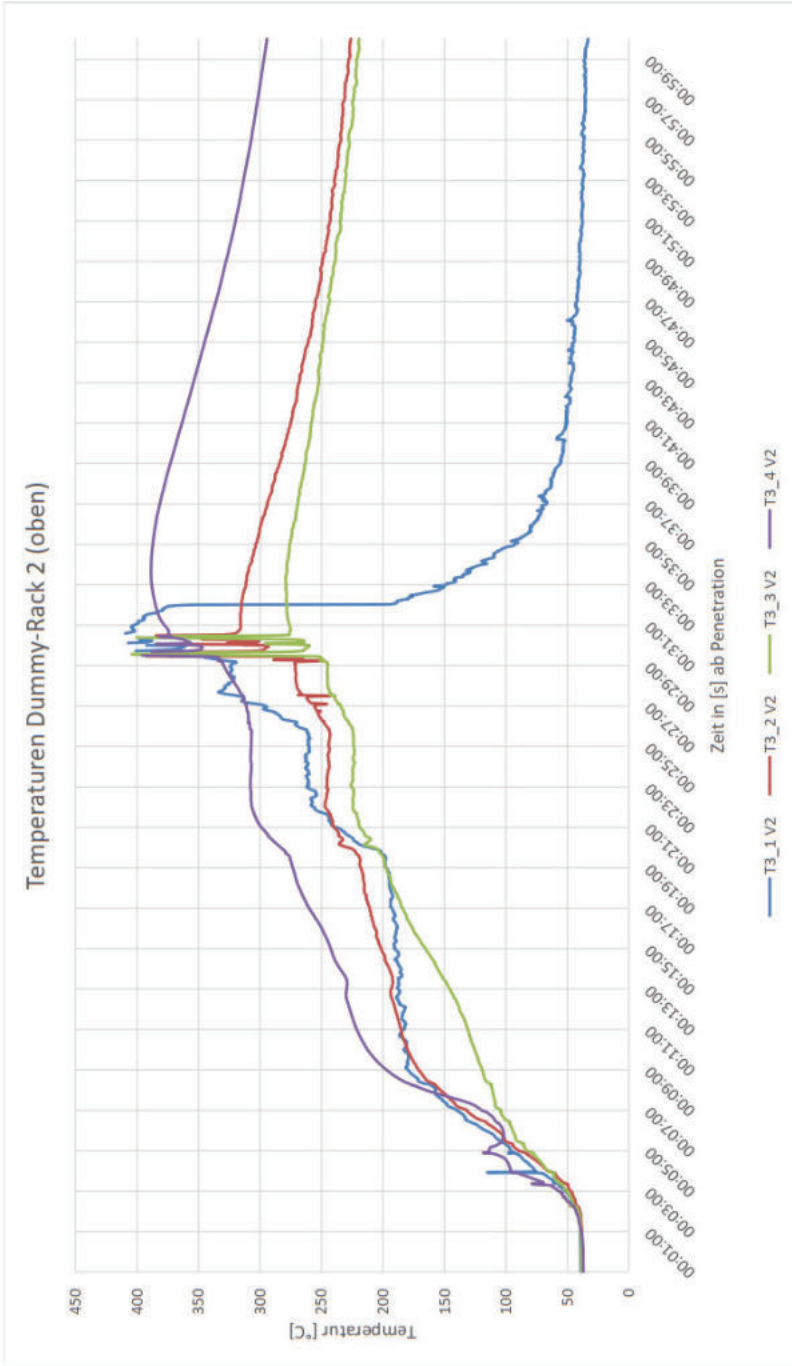


Abbildung 5-55: Temperaturverlauf Dummy-Rack 2 – BV mit BS

Versuchsauswertung

Der Prüfraum weist nach dem Versuch nur leichte Verschmutzungen auf. Hauptsächlich finden sich Reste des abgebrannten Lacks des Stahlgehäuses und Rückstände durch die Reaktion des Brandschutzgewebes in Folge der Beflammung auf dem Boden des Versuchsraums. Es gibt kaum Austritt von Stäuben, Feststoffen oder Elektrolyt und damit auch nur geringe Verschmutzungen durch diese Stoffe.



Abbildung 5-56: Leichte Verschmutzungen im Prüfraum – BV mit BS

Neben dem Prüfling auf der Rückseite der Racks befinden sich Rückstände von flüssigen Metallen auf der Lochplatte und dem Boden des Prüfraums. Die Metalle sind hauptsächlich auf den teilweise geschmolzenen Nagel und die Aufnahme des Nagels zurückzuführen, da sich an dieser Stelle die meisten Rückstände befinden. Abbildung 5-58 zeigt aber, dass auch flüssiges Metall aus dem Havarie-Rack ausgetreten sein muss.



Abbildung 5-57: Metallrückstände neben dem Prüfling – BV mit BS

Der Nagel wurde kurz nach der Havarie aus dem Rack herausgefahren und ist im Laufe des Versuchs teilweise geschmolzen. Rückstände des Nagels befinden sich auf dem Boden des Prüfraums.

Die Berstmembran aus Kunststoff ist nach dem Versuch nicht mehr vorhanden. Abbildung 5-58 zeigt lediglich die Öffnung, in die die Berstmembran ins Gehäuse eingeschraubt war. Es ist zu erkennen, dass während des Versuchs flüssiges Metall aus der Öffnung der Berstmembran ausgetreten ist.



Abbildung 5-58: Berstmembran nach dem Versuch – BV mit BS

Auf der Vorder- und Rückseite des Havarie-Racks ist der Deckel während des Versuchs vom Gehäuse abgehoben. Auf der Vorderseite ergeben sich Öffnungen zwischen den Schrauben, die den Deckel mit dem Gehäuse verbinden. Die Öffnungen haben eine Länge von etwa 120 mm. Auf der Rückseite ergeben sich ebenfalls zwei Öffnungen zwischen den Schrauben mit einer Länge von ca. 120 mm.



Abbildung 5-59: Rückseite Havarie-Rack – BV mit BS



Abbildung 5-60: Vorderseite Havarie-Rack – BV mit BS



Abbildung 5-61: Geöffnetes Havarie-Rack – BV mit BS

Nach dem Öffnen des Havarie-Racks zeigen sich Überreste des Kühlmaterials ENEX-C. Das Material ist sehr brüchig und zerfällt beim Berühren. Die blaue Einfärbung ist nicht mehr erkennbar. Das Material hat sich im Bereich des Deckels während der Havarie komplett verbraucht.

Das thermische Durchgehen der Zellen lässt sich durch deutliche Öffnungen in den Zellen erkennen. Bei Zellen, bei denen die Öffnung nicht offensichtlich zu sehen ist, wird die Spannung gemessen. Es ist bei keiner der Zellen eine Restspannung festzustellen. Damit sind während des Brandversuchs alle Zellen des Havarie-Racks thermisch durchgegangen.

Im vorderen Bereich ist noch viel Granulat vorhanden. An den Seitenwänden des Racks sind die Enex-C Lagen noch vorhanden. Die blaue Färbung des Materials ist in Abbildung 5-62 deutlich zu erkennen. Das zeigt, dass in diesen Bereichen mehr Kühlmaterial eingebracht wurde, als durch das thermische Energie verbraucht wurde.

Zwischen den einzelnen Modulen sind die Überreste des Kühlmaterials sehr brüchig und zerfallen beim Berühren. Die blaue Einfärbung ist nicht mehr erkennbar. Das Material hat sich in diesem Bereich während der Havarie komplett verbraucht. Auf dem Boden des Racks zeigt sich das gleiche Bild. Der Boden des Racks ist nach dem Versuch unbeschädigt.



Abbildung 5-62: Kühlmaterial nach Brandversuch – BV mit BS



Abbildung 5-63: Boden des havarierten Racks – BV mit BS

Abbildung 5-54 und Abbildung 5-55 zeigen, dass die Temperaturen in den Dummy-Racks im Laufe des Versuchs auf etwa 250 °C im unteren und auf über 350 °C im oberen Dummy-Rack steigen. Der hohe

und lange Wärmeeintrag hätte dafür gesorgt, dass das Modul an dieser Stelle ebenfalls in die Havarie gegangen wäre. Das bedeutet, dass auch die Dummy-Racks thermisch durchgegangen wären.

5.3.7 Vergleich der Brandversuche – Fazit

Beim Versuch ohne Brandschutz entzünden sich die Gase bereits nach zwölf Sekunden. Beim Versuch mit Brandschutz treten kurz nach dem Einstechen in die Opferzelle Funken aus dem Gehäuse aus, die Flammen entzünden sich allerdings erst nach 113 Sekunden. Damit verzögert sich die Entzündung der Schadgase um 102 Sekunden. Der Flammenaustritt aus dem Havarie-Gehäuse verzögert sich um 103 Sekunden.

Insgesamt dauerte die Havarie beim Brandversuch mit Brandschutz 17:24 Minuten länger. Das bedeutet, dass die thermische Energie in einem längeren Zeitraum freigesetzt wird und die kurzfristige zeitliche Belastung der anderen Zellen geringer ist. Dass es beim Versuch mit Brandschutz nicht zur zeitgleichen Havarie eines ganzen Moduls kommt, ist eine folge daraus.

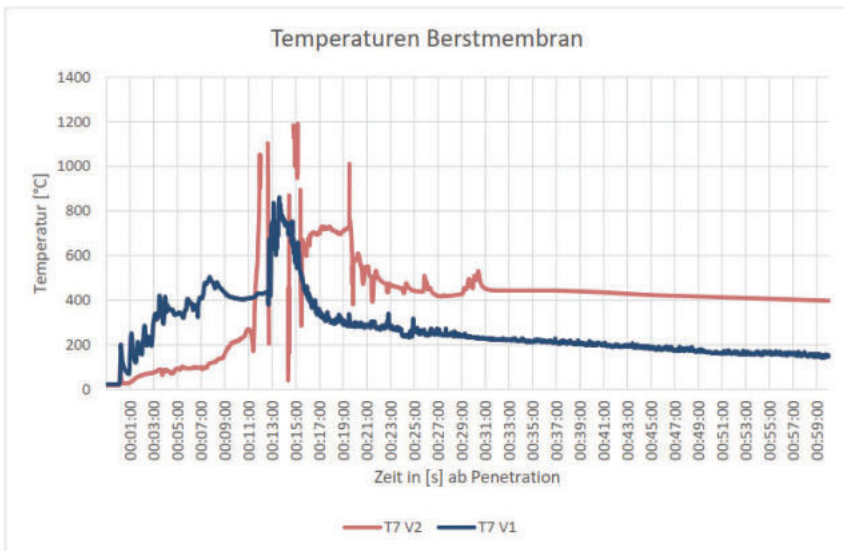


Abbildung 5-64: Vergleich der Temperaturen an Berstmembran

Durch das Kühlmaterial kann die Temperatur an der Berstmembran über einen Zeitraum von etwas mehr als elf Minuten geringer gehalten werden. Das Material ENEX-C kühlt den Gasstrom zunächst, bis es an dieser Stelle verbraucht ist.

Die Außentemperaturen des Dummy-Racks unter dem Havarie-Rack konnten beim Versuch mit Brandschutz enorm gesenkt werden. Beim Dummy-Rack darüber wurden die Außentemperaturen bis zu 30 Minuten niedriger gehalten.

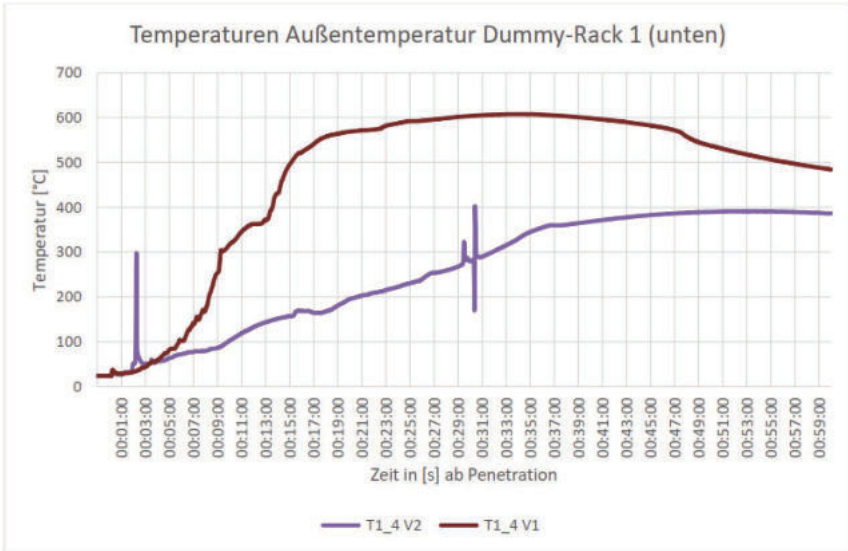


Abbildung 5-65: Temperaturvergleich Dummy-Rack 1

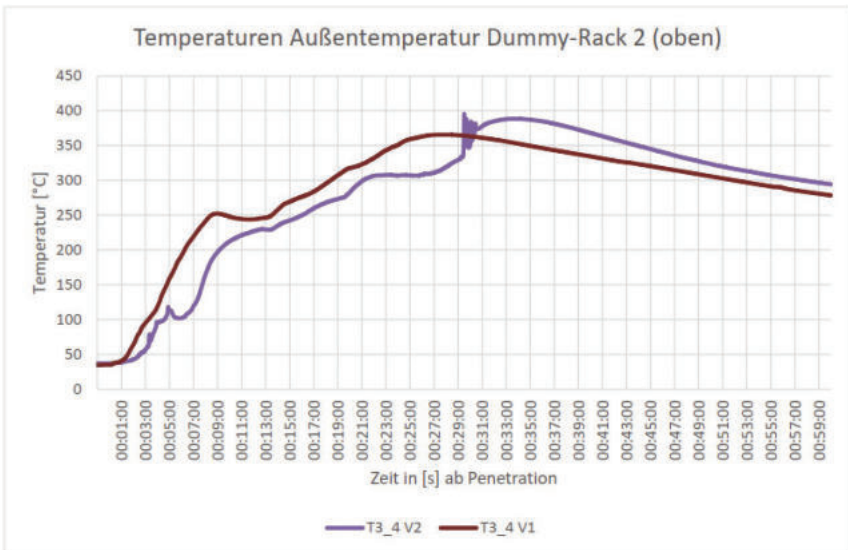


Abbildung 5-66: Temperaturvergleich Dummy-Rack 2

Der Vergleich der beiden Rack-Gehäuse in zeigt, dass die thermische Energie durch die zeitliche Entzerrung besser aus dem Gehäuse geleitet wird und es nicht zum mechanischen Versagen des Gehäuses kommt. Beim Versuch ohne Brandschutz hingegen schmilzt der Boden des Gehäuses.



Abbildung 5-67: Rack-Gehäuse im Vergleich

Auch der Vergleich der Außentemperatursensoren legt nahe, dass die thermische Energie besser aus dem Gehäuse herausgetragen wird. Die Außentemperaturen sind beim Versuch mit Brandschutz über einen längeren Zeitraum höher.

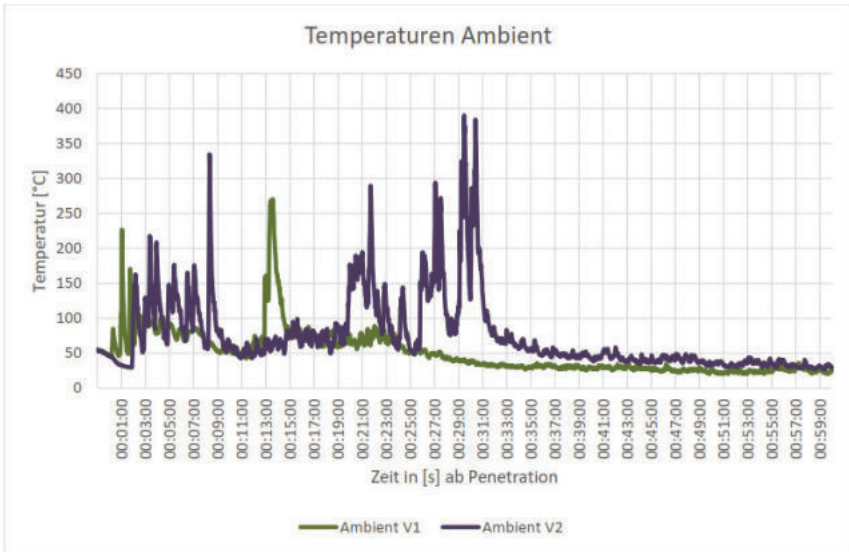


Abbildung 5-68: Vergleich der Außentemperaturen

Durch die Unterbindung der Havarie eines Moduls war auch die mechanische Belastung durch Druckstöße geringer. Die Folge daraus ist, dass die Schrauben und das Gewinde im Rack- Gehäuse der Beanspruchung standhalten und es nicht zur unkontrollierten Öffnung des Deckels kommt. Während des Versuchs mit Brandschutz treten darüber hinaus weniger Feststoffe, Stäube und Ruß aus dem Rack-Gehäuse aus.

Der Flammenaustritt beim Havarie-Rack mit Brandschutz konnte auf weniger Stellen reduziert werden. In erster Linie treten die Flammen über die Berstmembran und die Öffnung auf der Rückseite zwischen Deckel und Gehäuse aus. Beim Versuch ohne Brandschutz kommt es zusätzlich zum Flammenaustritt auf der Vorderseite des Gehäuses.

Die zeitliche Entzerrung der Havarie ist als Vorteil zu sehen. Die Zeit, in der Personen betroffene Bereiche verlassen können, ohne selbst Schaden zu nehmen vergrößert sich so immens.

5.3.8 Weiterentwicklung des Brandschutzkonzepts

Die Auswertung des Versuchs mit Brandschutzmaterial unter Abschnitt 5.3.6 Versuchsauswertung auf S.193 und der Vergleich der Versuche ohne Brandschutz und mit Brandschutz zeigen, dass die Reaktion der Havarie durch die verbauten Materialien im Batteriegehäuse gemindert wird. Es zeigte sich aber auch, dass an manchen Stellen zu viel Kühlmateriale vorhanden ist und an manchen Stellen zu wenig.

Der Bereich zwischen den Modulen muss mit mehr Kühlmateriale versehen werden, um den thermischen Übersprung von Modul zu Modul weiter zu entschleunigen und die Reaktion damit zu mindern oder sogar zu unterbinden. Dazu müssen die Module im Gehäuse neu angeordnet werden. Durch die unterbundene Entzündung weiterer Module, wird der Druck im Gehäuse gesenkt, der Deckel wird auf dem Gehäuse gehalten und die Gase können durch die dafür vorgesehene Gasaustrittsöffnung entweichen.

Die Gase, die aus den Zellen austreten und sich schnell entzünden, tragen eine hohe thermische Energie in sich. Der Gasstrom wird durch die Berstmembran im Rack-gehäuse vorgegeben. Solange der Druck im Gehäuse nicht zu hoch ist, ist das die definierte Gasaustrittsöffnung. Die Gase strömen nach oben aus den Zellen aus, prallen gegen den Gehäusedeckel, breiten sich im Rack aus und nehmen dann den Weg Richtung Berstmembran. Der Deckel des Gehäuses sollte daher ebenfalls mit mehr Kühlmateriale belegt werden, um die thermische Energie bereits sehr früh abzubauen.

Es zeigt sich, dass zwischen den Modulen und den Seitenwänden des Gehäuses mehr ENEX-C untergebracht ist, als es bei der Havarie verbraucht wird. In diesem Bereich soll weniger Kühlmateriale untergebracht werden, um Ressourcen zu schonen und unnötige Kosten zu vermeiden.

Auch der vordere Bereich des Gehäuses hatte einen geringeren thermischen Eintrag, sodass das eingebrachte Granulat nicht vollständig verbraucht wird. Hier kann ebenfalls Kühlmateriale eingespart werden.

Beim Brandversuch mit Brandschutz wurde in die Dummy-Racks kein Kühlmateriale eingebracht. Wäre dort am Boden und am Deckel der Racks ebenfalls Material vorhanden, dann wären die Temperaturen nicht so stark gestiegen. Ein thermisches Durchgehen weiterer Module in den Nachbarracks wird damit verhindert.

6 Ergebnisse Faseroptisches Sensorsystem – Fraunhofer HHI

6.1 Einführung

Dieses Teilvorhaben befasst sich mit dem Ziel, eine Gefahrenfrüherkennung für die im Vorhaben verwendeten Batterien zu entwickeln. Diese Früherkennung soll aufgrund der Verwertung von Dehnungs-, Temperatur- und Strommessung erfolgen. Während die ersten beiden faseroptisch mittels etablierter Faser-Bragg-Gittern (FBG) erfasst werden sollen, ist für die Strommessung die neue Entwicklung eines optisch integrierten Stromsensors auf Grundlage von Seltene-Erden-Granate vorgesehen. Außerdem sollen für die Auswertung der Sensoren geeignete Messsysteme bereitgestellt werden. Die Batteriezellen sollen mit den vorgestellten Methoden auf ihr Verhalten unter Einfluss von Temperatur und Ladung und Entladung untersucht werden. Ebenso sind Tests bezüglich der Sicherheit vorgesehen, bei denen die Batteriezellen absichtlich in Havarie getrieben werden.

Die Daten, die aus der Auswertung durch die Messsysteme gewonnen werden, sollen dem Gesamtsystem zur Verfügung gestellt werden. Schematisch ist dies in Abbildung 6-1 dargestellt.

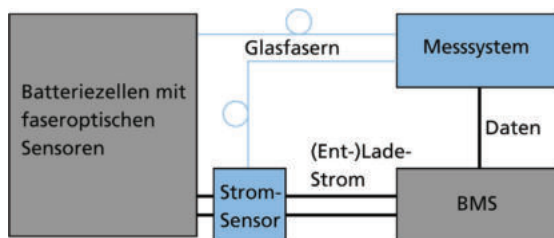


Abbildung 6-1: Schematische Darstellung des Gesamtsystemaufbaus

Die Batteriezellen werden mit faseroptischen Sensoren ausgestattet, die an das Messsystem angeschlossen werden. Die Sensorstellen sollen mithilfe von Femtosekundenlaserpulsen in die Glasfasern integriert werden. Die Messwerte des optisch integrierten Stromsensors, der sich an der elektrischen Leitung zu den Batterien befindet, werden ebenfalls ausgewertet. Die Daten werden anschließend an ein Batteriemanagementsystem (BMS) weitergegeben.

Das erarbeitete Konzept aus dem Lastenheft sieht vor, dass mehrere Sicherheitsstufen unterschieden werden.

- I. Regulärer Betrieb
- II. Regulärer Betrieb mit Einschränkungen
- III. Kritischer Betrieb
- IV. Schutzlösungen im Havariefall

In Stufe I liegen sowohl die optisch gemessenen Temperaturen als auch die optisch gemessenen Dehnungswerte der Zelle im vorgegebenen Toleranzbereich und es ist keine Schädigung aus der Historie bekannt. Die Temperaturgrenzen können dabei aus dem Datenblatt der Zellen bzw. den Vorgaben des Herstellers übernommen werden (üblicherweise 0-60 °C). Die regulären Grenzen der Dehnungsüberwachung können grundsätzlich aus der Erfahrung mit ähnlichen Zellen abgeschätzt

werden (z.B. maximale reguläre Dehnungsänderung 500 $\mu\text{m}/\text{m}$). Um das individuelle Verhalten der Zellen genau zu kennen, müssen Einzelzelluntersuchungen durchgeführt werden.

In Stufe II soll eine Empfehlung ausgesprochen werden die Betriebsführung anzupassen. Das bedeutet, dass entweder aus der Historie der Zellen Vorschädigungen bekannt sind (z.B. ein- oder mehrmalige Überschreitung der Temperaturgrenzen für den regulären Betrieb, gealterte Zellen) oder die aktuellen Temperatur- oder Dehnungswerte außerhalb der Grenzen für Stufe I, aber noch innerhalb eines noch zu definierenden Übergangsbandes liegen. Die Übermittlung des Zustandes erfolgt in erster Linie an das BMS von dem aus die maximale, zur Verfügung stehende Batterieleistung der Leistungselektronik mitgeteilt wird.

In Stufe III liegen die optischen Messwerte außerhalb der Toleranzzone von Stufe II und es besteht unmittelbare Gefahr einer Havarie. Der Zustand wird dem BMS mitgeteilt, sodass die Betriebsführung abgebrochen werden kann und die Havarie abgewendet wird. Die Grenzwerte für Temperatur und Dehnung sind ebenfalls noch zu ermitteln.

In Stufe IV lässt sich eine Havarie nicht mehr verhindern und ein „thermal-runaway“ ist bereits eingetreten oder steht kurz bevor. Bis zur Ausgasung einer oder mehrerer Zellen bleiben nur noch Sekunden, die genutzt werden können, um einen universellen Alarm auszulösen, der Personen in der Umgebung veranlasst den Gefahrenbereich zu verlassen oder ggf. weitere Sicherheitsvorkehrungen zu aktivieren (beispielsweise Auslösen einer Inertisierung der Batterie).

6.2 Sensorik

6.2.1 Optisch integrierter Stromsensor

Der Strom soll mittels optischen integrierten Stromsensors an den elektrischen Leitern gemessen werden, die bei der Ladung der Batterien ein magnetisches Feld aufbauen. Die Vorteile eines solch zu entwickelnden optisch integrierten Stromsensors sind das sichere, potentialfreie Messen, der hohe Sensordynamikbereich und das hohe Ansprechverhalten im Vergleich zu konventionellen Sensoren.

Messprinzip des optisch integrierten Stromsensors

Die Strommessung wird prinzipiell über eine (faser-)optische Messung des magnetischen Feldes realisiert. Die Flussdichte dieses magnetischen Feldes ist abhängig von der Stromstärke. Die magnetische Flussdichte wiederum kann optisch mittels Faraday-Effekt gemessen werden und somit lässt sich die Stromstärke optisch bestimmen. Das Konzept des zu entwickelnden optisch integrierten Stromsensors beruht auf dem Faraday-Effekt. Dieser Effekt beschreibt die Polarisationsdrehung linear polarisierten Lichts in Materialien bei einem angelegten Magnetfeld. Der Effekt ist zusätzlich abhängig von der relativen Richtung zwischen Lichtausbreitung und Magnetfeld sowie der Verdet-Konstante gemäß Formel (6.1)

$$\beta = V \cdot d \cdot B \quad (6.1)$$

Hierbei stellt β den Drehwinkel der Polarisation dar, V ist die Verdet-Konstante, d die vom Licht zurückgelegte Strecke, in dem das Magnetfeld B wirkt. Gleichung (6.1) gilt für parallel ausgerichtete Lichtausbreitungs- und Magnetfeldrichtung.

Je höher die Verdet-Konstante und je mehr die Richtungen zwischen Lichtausbreitung und Magnetfeld überlappen, desto höher fällt die Polarisationsdrehung aus. Seltene-Erden-Granate haben

üblicherweise eine sehr hohe Verdet-Konstante, weshalb sie z.B. als Faraday-Isolatoren in Lasern eingesetzt werden. Das Messkonzept ist unter Berücksichtigung der oben genannten, relativen Richtungen in Abbildung 6-2 dargestellt.

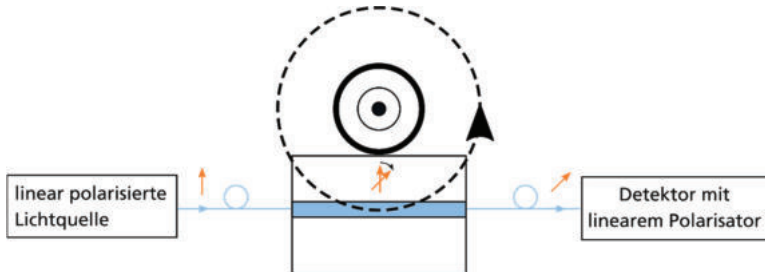


Abbildung 6-2: Schema des optisch integrierten Stromsensors im Magnetfeld des Stromleiters. Die mit orangen Pfeilen dargestellte lineare Polarisation wird im Seltene-Erden-Granat entsprechend dem anliegenden Magnetfeld gedreht.

Eine fasergekoppelte, linear polarisierte Lichtquelle ist an den Seltene-Erden-Granat angeschlossen, durch den das Licht kollimiert geführt wird. Die Magnetfeldlinien des senkrecht positionierten Stromleiters verlaufen parallel zur Lichtausbreitungsrichtung, hierbei wird die Polarisation gedreht. Das transmittierte Licht wird mittels Glasfaser an den Detektor weitergeleitet, vor dem ein linearer Polarisator als Analysator geschaltet ist. Dieser wird in Auslöschungsrichtung zur Polarisation der Lichtquelle eingestellt, sodass nur der Anteil des polarisationsgedrehten Lichts gemessen wird.

Damit das Licht im Seltene-Erden-Granat kollimiert geleitet werden kann, sollen Lichtwellenleiter mittels Femtosekundenlaserpulsen in die Seltene-Erden-Granate integriert werden.

Materialauswahl

Zur Herstellung der Stromsensoren wurde zu Beginn des Projektes das Material Wismut-Eisen-Granat (BIG, engl. bismuth iron garnet) ausgewählt, weil es eine außerordentlich hohe Verdet-Konstante von $V = 14000 \text{ }^\circ/(\text{T}\cdot\text{mm})$ aufweist und somit als Magnetfeldsensormaterial eine hohe Auflösung bereits bei sehr kurzen Laufstrecken verspricht. Im Vorfeld wurden erste Versuche mit BIG, die in kleiner Bauform aus optischen Bauteilen (Faraday-Rotator, Fa. Thorlabs) ausgebaut wurden, durchgeführt.

Aufgrund der besseren Verfügbarkeit und erfolgversprechenden Ergebnisse in der Literatur [71] wurde entschieden, als Alternativmaterial zusätzlich Yttrium-Eisen-Granat (YIG, engl. yttrium iron garnet) zu verwenden, welches allerdings eine kleinere Verdet-Konstante ($V = 3000 \text{ }^\circ/(\text{T}\cdot\text{mm})$ bei $\lambda = 1300 \text{ nm}$) als BIG aufweist.

YIG zeigt bei 800 nm ein lokales Absorptionsminimum (Absorptionskoeffizient $\alpha = 109 \text{ cm}^{-1}$ [72]), wohingegen die Absorption oberhalb von ca. 1200 nm nur noch ca. $\alpha = 80 \text{ cm}^{-1}$ [72] beträgt. Lineare Absorption führt bei der Laserbearbeitung mit Objektiv zur Fokussierung des Laserstrahls im Wesentlichen zu großvolumiger Erwärmung der Probe um den Brennpunkt herum, mithin also zu lokalen Zerstörungen, welche vermieden werden sollen. Nichtlineare Mehrphotonenabsorption hingegen konzentriert sich aufgrund der hohen Photonendichte im Brennpunkt auf den Ort des Brennpunktes und ist geeignet, die Materialeigenschaften (z.B. Kristallstruktur und Dichte) und insbesondere die Brechzahl zu modifizieren. Um Lichtwellenleiter mittels Laser herzustellen, ist es daher notwendig, das Material bei einer Wellenlänge zu prozessieren, bei der der

Absorptionskoeffizient des Materials möglichst gering ist. Im Falle von YIG bietet sich daher, wie oben beschrieben, vornehmlich der Bereich über 1200 nm an.

Aufgrund des oben beschriebenen lokalen Absorptionsminimums bei 800 nm besteht die Möglichkeit, dass es Parameter gibt, mit denen sich Strukturen integrieren lassen, wenngleich diese ggf. nicht die optische Güte der mit dem OPA erzielbaren optischen Eigenschaften aufweisen werden.

Im Laufe des Projekts wurden noch weitere Seltene-Erden-Kristalle untersucht, die in Abbildung 6-3 gezeigt sind. Es handelt sich hierbei um Terbium-Gallium-Granat (TGG), Gadolinium-Gallium-Granat (GGG) und Terbium-Scandium-Aluminium-Granat (TSAG), welche transparent bei 800 nm sind und somit besser mit Femtosekundenlaserpulsen bei dieser Wellenlänge zu bearbeiten sind (das Material sollte möglichst transparent für die Femtosekundenlaserstrahlung sein, die Wechselwirkung wird dann durch nichtlineare Prozesse initiiert) und auch Licht der gleichen Wellenlänge mit weniger Dämpfung leiten können.

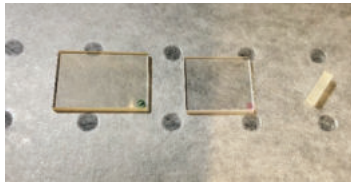


Abbildung 6-3: Überblick über die angeschafften Granat-Materialien (von links nach rechts): Terbium-Gallium-Granat (TGG), Gadolinium-Gallium-Granat (GGG) und Terbium-Scandium-Aluminium-Granat (TSAG)

Laserprozessieraufbau

Es wurden zwei verschiedene Laserprozessierstände aufgebaut (Abbildung 6-4). Ein Aufbau mit optisch parametrischem Verstärker (OPA, engl. optical parametric amplifier) soll für die Integration von optischen Strukturen bei Wellenlängen über 1200 nm eingesetzt werden. Dies ist relevant für die Seltene-Erden-Granate BIG und YIG. Für die Granate TGG, GGG und TSAG kann ein Aufbau verwendet werden, der für 800 nm ausgelegt ist.

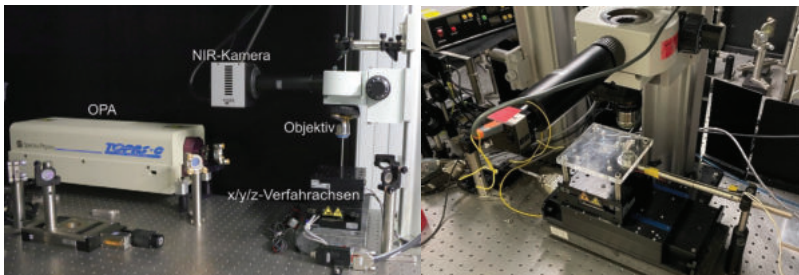


Abbildung 6-4: Laserprozessieraufbau mit optisch parametrischen Verstärker für $\lambda > 1200$ nm (links) und für 800 nm (rechts)

Lichtwellenleiter

Die Integration von Lichtwellenleitern mittels Femtosekundenlaserpulsen beruht auf Multiphotonen-Absorption, d.h. mehrere Photonen werden gleichzeitig von dem zu bearbeitenden Material absorbiert, obwohl das Material für einzelne Photonen transparent ist. Fokussiert man einen Femtosekundenlaserstrahl innerhalb des Materials, so tritt im Fokusbereich eine hohe Intensität auf, die die Absorption von mehreren Photonen möglich macht. Die dabei eingetragene Energie reicht aus, um ein Material zu verändern, indem z.B. der Brechungsindex verändert wird. Bewegt man die Probe unterhalb des Objektivs, welches den Laserstrahl fokussiert, ergibt sich eine zylinderartige Struktur. Die Brechungsindexänderung ist notwendig, um einen Lichtwellenleiter zu erzeugen, weil die totale interne Reflexion innerhalb eines Lichtwellenleiters auf dem Brechungsindexunterschied zum umgebenden Material beruht.

Weil hauptsächlich Einmoden-Glasfasern für Lichtquellen und Spektrometer genutzt werden, soll der Lichtwellenleiter im Seltene-Erden-Granat einen Durchmesser besitzen, so dass das Licht einmodig geleitet werden kann (ca. $5\text{--}6\ \mu\text{m}$). In Hinblick auf die zylinderartigen Brechungsindexänderungen, die in Glas gewöhnlich einen Durchmesser von $1\text{--}2\ \mu\text{m}$ haben, bieten sich folgende Anordnungen an:

- I. Bei positiver Brechungsindexänderung: Durchgehende Anordnung
- II. Bei negativer Brechungsindexänderung: Seitliche Anordnung
- III. Bei negativer Brechungsindexänderung: Radiale Anordnung

I. Positive Brechungsindexänderung

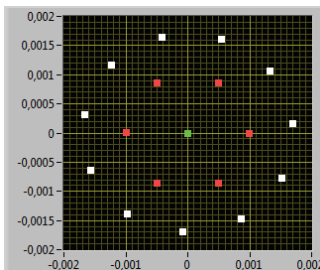


Abbildung 6-5: Anordnung bei positiver Brechungsindexänderung (Abstände in mm)

In vorausgehenden Experimenten mit Glasfasern hat sich die in Abbildung 6-5 gezeigte Anordnung eines Wellenleiterbündels als ideal herausgestellt: Um einen zweifach übereinandergeschriebenen, zentral angeordneten Zylinder (grüner Punkt) wird ein innerer Ring (rot) aus sechs Zylindern mit $1\ \mu\text{m}$ Abstand sowie ein äußerer Ring (weiß), bestehend aus elf Zylindern und mit einem Abstand von $1,7\ \mu\text{m}$, integriert. Der einzelne Zylinder wird integriert, indem der Laser mit vorgegebener Frequenz in der Probe fokussiert wird, während die Probe relativ dazu mit konstanter Geschwindigkeit verschoben wird. Der Wellenleiter setzt sich also aus Einzelpunkten zusammen, die sich je nach Geschwindigkeit und Frequenz mehr oder weniger überlappen. Die Pulsdauer ist dabei kurz genug, dass die Punktform unbeschadet der Probengeschwindigkeit stets gleichbleibt. Die Parameterfindung beschäftigt sich hauptsächlich mit der optimalen Kombination aus Pulsdauer, Pulsenergie, Verfahrensgeschwindigkeit und Laserfrequenz. Der Pulsenergiebereich, innerhalb dessen nichtlineare

Prozesse zu Brechzahlerhöhungen führen, ist ebenfalls sehr klein und flankiert durch Materialzerstörungen aufgrund zu hoher Energien einerseits sowie keine sichtbaren Materialänderungen andererseits. Insbesondere bei Materialien mit hoher linearer Absorption bei der Prozessierlaserwellenlänge, wie dies im vorliegenden Fall mit 800 nm und YIG auftritt, ist es möglich, dass das Material bereits durch lineare Absorption zerstört wird, ehe die nichtlinearen Effekte zum Tragen kommen, so dass die Prozessierung für alle denkbaren Parameterkombinationen unmöglich ist. Dieser Fall lässt sich jedoch schlecht abschließend abschätzen und muss daher aufwendig experimentell überprüft werden.

Im Rahmen mehrerer Versuchsreihen wurde eine Parameterkombination gefunden, die es möglicherweise ermöglicht, mit 800 nm Wellenlänge wellenleiterartige Strukturen in die vorliegenden YIG-Proben (19 μm , (111)YIG-Schicht auf GGG-Substrat) zu integrieren. Die Prozessierparameter waren dabei wie folgt:

**Tabelle 6-1: Experimentell bestimmte YIG-Wellenleiterprozessierparameter für $\lambda = 800 \text{ nm}$.
NA: Numerische Apertur.**

Pulsenergie	4,7 μJ
Pockelszellenzeiten	150 μs Verzögerung, 51,9 μs Fensterbreite
Laserfrequenz	1,66 kHz (5 kHz Grundfrequenz, Teiler 3)
Verfahrgeschwindigkeit	0,04 mm/s
Objektiv	Zeiss LD-Plan Neofluar 20 \times , NA = 0,4; Korrekturringstellung auf 1 mm

Das in Abbildung 6-5 gezeigte Wellenleiterbündel wurde in YIG und GGG prozessiert und die dazugehörigen Mikroskopaufnahmen sind in Abbildung 6-6 dargestellt:

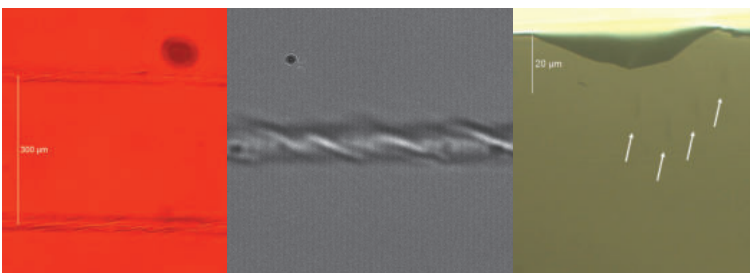


Abbildung 6-6: Links: Wellenleiterbündel in YIG (Abstand von der Oberfläche: oben: 15 μm / unten: 10 μm). Mitte: Kordelartige Struktur der Wellenleiter in GGG. Rechts: Querschnitt durch verschieden tief eingeschrriebene Wellenleiterlinien in GGG.

In Abbildung 6-6 (links) sind zwei so erzeugte, 300 μm voneinander entfernte Wellenleiter (10 μm bzw. 15 μm Abstand zur Oberfläche) im Durchlicht-Mikroskopbild zu sehen. Diese Bündel weisen eine umlaufende, kordelartige Struktur auf. Auch in das Trägersubstrat GGG geschriebene Bündel (Abbildung 6-6, Mitte) zeigen diese Eigenart. Diese Strukturierung ist inhomogen, lässt auf Defekte

oder Zerstörungen schließen. Eine Lichtwellenleitung konnte nicht festgestellt werden. Wahrscheinlich wird eine Brechungsindexerniedrigung durch den Laserprozess hervorgerufen. Durch das Prozessieren von Röhrenwellenleiter kann diese Problematik umgangen werden (vgl. Abbildung 6-9: Der fokussierte Laserstrahl induziert zwei elliptische Bereiche mit erniedrigtem Brechungsindex in das Material, welche eine relative Brechungsindexerhöhung im dazwischenliegenden Bereich bewirken.). Abbildung 6-6 (rechts) zeigt den Querschnitt verschieden tief prozessierter Wellenleiterlinien. Die Ausdehnung der einzelnen Linien wird mit bis zu 20 μm abgeschätzt und übersteigt die erwartete Länge von 1-2 μm .

Die kordelartige Struktur ist auch beim Material Terbium-Gallium-Granat (TGG) aufgetreten, wie in Abbildung 6-7(links) zu erkennen ist.

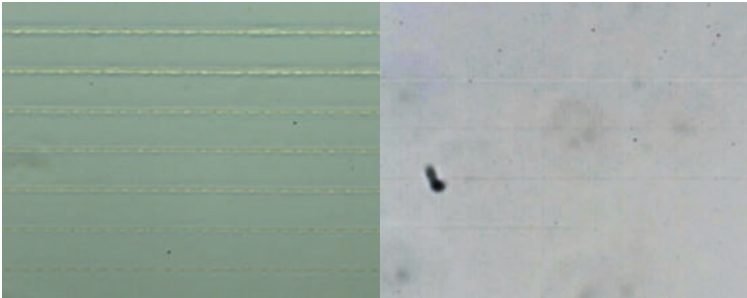


Abbildung 6-7: Femtosekundenlaserprozessierte Linien in TGG bei unterschiedlichen Laserpulsleistungen. Links: 1 mm/s. Es ist eine punktierte, kordelartige Struktur zu erkennen. Rechts: 40 $\mu\text{m/s}$. Die Linien erscheinen homogen.

Um die Problematik der kordelartigen Struktur zu lösen, hat sich die Erniedrigung der Prozessiergeschwindigkeit als hilfreich erwiesen (Abbildung 6-7, rechts). Die Prozessiergeschwindigkeit wurde von 1 mm/s auf 40 $\mu\text{m/s}$ herabgesetzt. Um die richtigen Laserparameter zur Herstellung der Wellenleiter in Granaten herauszufinden, wurden am Beispiel von Terbium-Gallium-Granat (TGG) mehrere femtosekundenlaserprozessierte Linien in das Material bei verschiedenen Laserpulsleistungen eingebracht. Beim Einsatz eines 20 \times -Objektivs, das typischerweise zum Wellenleiterschreiben eingesetzt wird, kam es bei allen Laserpulsleistungen zu Zerstörungen an der Oberfläche des Materials. Die Oberfläche ist bei der Laserbearbeitung aufgrund ihres hohen Brechungsindexunterschieds grundsätzlich sehr empfindlich. Es wird angenommen, dass dies deshalb zustande kommt, weil die numerische Apertur (hier $NA=0,40$) eines 20 \times -Objektivs zu gering ist und es so an der Oberfläche bereits zu erhöhten Laserleistungsdichten kommt, während die benötigte Laserleistungsdichte im Fokus für die Licht-Material-Wechselwirkung, welche durch Multiphotonenabsorption initiiert wird, noch nicht ausreichend ist. Daraufhin wurde ein 40 \times -Objektiv mit einer NA von 0,75 verwendet, um Zerstörungen an der Oberfläche zu verhindern.

Femtosekundenlaserprozessierte Linien, die mit einem 40 \times -Objektiv hergestellt wurden, sind in Abbildung 6-8 gezeigt. 15 Linien mit Laserleistungen zwischen 0,27 und 4,8 mW wurden prozessiert. Konstant gehaltene Laserparameter sind die Pulsdauer (95 fs), Repetitionsrate (5 kHz), die Prozessiergeschwindigkeit (40 $\mu\text{m/s}$) und die Distanz zur Oberfläche (50 μm). Die Linienbreite der so hergestellten Wellenleiter betrug 1–2 μm .

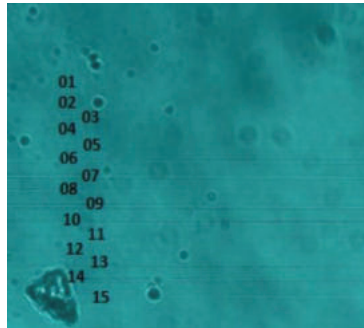


Abbildung 6-8: Femtosekundenlaserprozessierte Linien in TGG bei unterschiedlichen Laserpulseleistungen. Die Linien haben eine Breite von 1–2 μm .

Die Laserleistung wurde von Linie „01“ bis „10“ stetig erhöht. Bei Linie „05“ scheint die Leistung hoch genug, um eine Materialveränderung hervorzurufen. Bei Linie „07“ hat die Materialveränderung auch eine erhöhte seitliche Ausdehnung und zeigen eine scharfe seitliche Kante auf. Linie „07“ ist einer Laserleistung von 1,65 mW zuzuordnen, die auch in den folgenden Versuchen verwendet wurde. Ab Linie „08“ traten erste Zerstörungen auf.

II. Negativer Brechungsindexänderung: Seitliche Anordnung

Aufgrund der ausgebliebenen Wellenleitung unter I. wird eine Brechungsindexerniedrigung angenommen, daher wurden Wellenleiter prozessiert, die eine relative Brechungsindexerhöhung im Bereich der gewünschten Wellenleitung erzeugen.

In Abbildung 6-9 ist das Lasermaterialbearbeitungsprinzip für Brechungsindexerniedrigung dargestellt. Der fokussierte Laserstrahl (rot) führt zu einer elliptischen Materialänderung (weiß). Diese Materialänderung bewirkt eine Brechungsindexerniedrigung im Wechselwirkungsbereich, was zu einer relativen Brechungsindexerhöhung im innenliegenden Bereich führt (dargestellt durch schwarze Pfeile). In diesem Bereich mit einem relativ höheren Brechungsindex kann Wellenleitung verstärkt stattfinden.

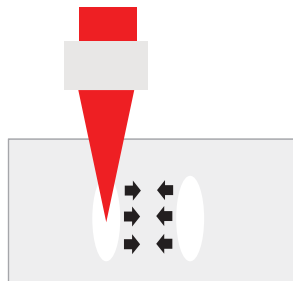


Abbildung 6-9: Der fokussierte Laserstrahl induziert zwei elliptische Bereiche mit erniedrigtem Brechungsindex in das Material, welche eine relative Brechungsindexerhöhung im dazwischenliegenden Bereich bewirken.

In Abbildung 6-10(rechts) ist das Transmissionsprofil eines 28 mm langen Wellenleiters (links) zu sehen. Die Abbildung der Transmission hat eine elliptische Form und eine Größe von etwa $10 \times 5 \mu\text{m}^2$.

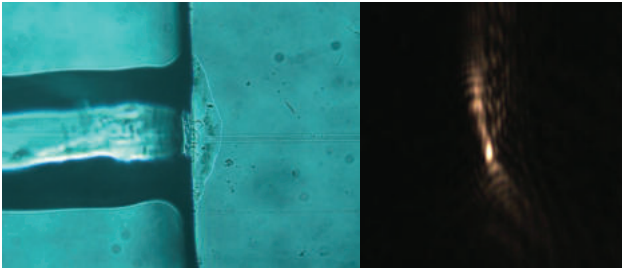


Abbildung 6-10: Links: Kontaktierung des 28 mm-langen Wellenleiters (rechte Seite) in TGG mit einer Glasfaser (linke Seite) unter Verwendung von Index-Matching-Gel. Rechts: Strahlprofil des durch den Wellenleiter transmittierten Lichts.

Die anschließende Untersuchung bezüglich verschiedener Kreisradien zur Steigerung der Transmissivität bzw. Senkung der Transmissionsverluste der Wellenleiter blieb weitestgehend erfolglos.

Daher wurde ein neuer Ansatz gewählt, der sich auf die Veröffentlichung von Zhang et. al. [73] beruft.

In Zhangs Veröffentlichung wird zwar ein Neodym-dotierter Gadolinium-Gallium-Granat (Nd:GGG) verwendet, welcher generell andere Absorptionseigenschaften gegenüber dem im vorliegenden Projekt verwendeten undotierten GGG hat, allerdings hat sich eine Reproduktion von Zhangs Experiment als richtungsweisend ergeben.

Entsprechend Abbildung 6-11 lässt sich die Wellenleitung genauer bestimmen: Hierzu wurde hinter dem Ende der Laser-Scans eine abbildende Linse eingesetzt, die das transmittierte Licht auf einer CCD-Kamera abbildet.



Abbildung 6-11: Aufbau zur Messung der Transmissivität von Wellenleitern

Wird die Glasfaser vertikal und horizontal zur Facette des GGG (Abbildung 6-12, links) verschoben, wird die entsprechende Transmission (Abbildung 6-12, rechts) auf der Kamera abgebildet.



Abbildung 6-12: Links: schematische Facettenansicht mit den elliptischen Laser-Linien. Rechts: Gemessene Transmission bei konstanter Belichtungszeit.

Es ist zu erkennen, dass im Bereich „1“, zwischen den Laserstrahl-Verfahrstrecken die Transmission am höchsten ist und somit eine erhöhte Wellenleitung stattfindet. Durch die elliptische Form der laserinduzierten Materialveränderungen und der seitlichen Anordnung von nur zwei Laserstrahl-Verfahrstrecken, ist auch das Transmissionsprofil elliptisch. In den übrigen Bereichen außerhalb „1“ ist die transmittierte Leistung deutlich geringer.

Zur Erhöhung der transmittierten Leistung in Bereich „1“ und zur Verbesserung des Strahlprofils soll ein Ansatz verfolgt werden, der auch ober- und unterhalb der Mitte, in den Bereichen „1a“ und „1b“, Laserstrahl-Verfahrstrecken prozessieren soll. Somit kann der Bereich der Wellenleitung genauer eingeschränkt werden.

III. Negativer Brechungsindexänderung: Radiale Anordnung

Es konnte eine Lichtwellenleitung im Seltene-Erden-Granat Gadolinium-Gallium-Granat (GGG) erzeugt werden, indem die Laserstrahl-Verfahrstrecken so angeordnet worden sind, dass die Brechungsindexmodifikationen, die beim Verfahren des Lasers entstehen, einen kreisrunden Bereich von einigen Mikrometern aussparen (vgl. Abbildung 6-13, links). Weil durch die Lasereinwirkung der Brechungsindex heruntersgesetzt wird und so im Innenbereich eine relative Brechungsindexerhöhung stattfindet, spricht man im Englischen von sogenannten „depressed cladding waveguides“. Hierzu wurde zuerst die Ausdehnung der Brechungsindexmodifikation im Material durch eine Laserstrahl-Verfahrstrecke bestimmt und anschließend die Geometrie so gewählt, dass die entsprechenden Bereiche der Laserstrahl-Verfahrstrecken nicht überlappen, aber möglichst nah aneinander liegen, um eine homogene Brechungsindexmodifikation. Hierfür wurden links und rechts auch noch eine jeweilige zusätzliche Laserstrahl-Verfahrstrecke hinzugefügt (Abbildung 6-13, rechts).

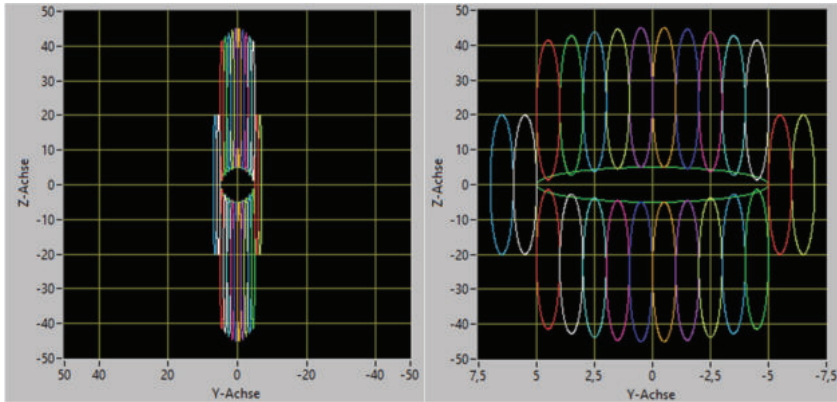


Abbildung 6-13: Anordnung bei depressed cladding waveguide. Links: Der kreisrunde Bereich mit relativ erhöhtem Brechungsindex ist von Ellipsen umgeben, die eine Brechungsindexerniedrigung erfahren haben. Rechts: Verzerzte, vergrößerte Darstellung. Angaben in μm .

Für die Laserbearbeitung wurde ein Femtosekundenlaser mit 800 nm Wellenlänge, 100 fs Pulsdauer, einer Repetitionsrate von 5 kHz und einer Leistung von 0,5 mW genutzt. Diese Laserpulse wurden dann über ein 63 \times -Objektiv mit einer numerischen Apertur von 0,75 etwa 150 μm unterhalb der Kristalloberfläche fokussiert. Der Kristall wurde mit einer Geschwindigkeit von 0,125 mm/s unterhalb des Laserstrahls fortbewegt und im Fall von Abbildung 6-13 (Radius 5 μm) mit 24 Laserstrahl-Verfahrstrecken versehen.

Um kleinere oder größere Radien zu erzeugen, muss die Anordnung der Laser-Scans angepasst und die Anzahl der Scans verringert bzw. vergrößert werden.

Tabelle 6-2: Experimentell bestimmte TGG/GGG-Wellenleiterprozessierparameter für $\lambda = 800 \text{ nm}$.

Pulsenergie	0,1 μJ
Laserfrequenz	5 kHz
Verfahrgeschwindigkeit	0,125 mm/s
Objektiv	Zeiss LD-Plan Neofluar 63 \times /NA=0,75; Korrekturringstellung auf 0 mm

Wird Licht durch die Wellenleiter geführt, entstehen typische Transmissionsbilder. Das eingekoppelte Licht hat eine Wellenlänge von 800 nm.

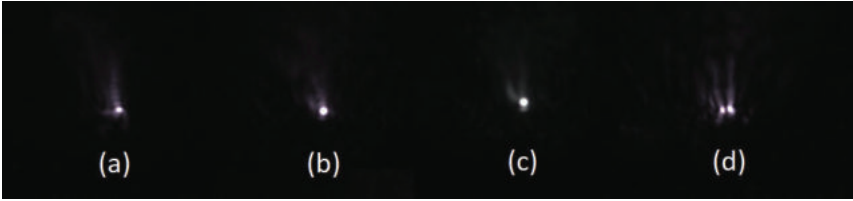


Abbildung 6-14: Transmissionsbilder nach Anordnung entsprechend Abbildung 6-13. (a) Radius 3 μm , (b) 4 μm , (c) 5 μm , (d) 10 μm .

In Abbildung 6-14 (a) ist die Transmission noch recht schwach, da der Wellenleiterradius und damit das benötigte Modenfeld zu klein sind, um das eintretende Licht zu führen, weshalb es zu hohen Verlusten kommt. In (b) und (c) sind die Radien groß genug, um keine hohen Übertragungsverluste zuzulassen, aber klein genug, um nur eine Mode führen zu können. Bei größeren Wellenleiterradien wie z.B. 10 μm (d) ist der Querschnitt des Wellenleiters groß genug, um mehrere Moden führen zu können, weshalb hier zwei kreisförmige Abbildungen zu sehen sind. (a)-(c) sind somit (bedingt) einmodig, während (d) mehrmodig ist. Um den Faraday-Effekt bestmöglich zu nutzen, wird ein einmodige Wellenleitung mit geringen Verlusten benötigt. Daher wurde sich in diesem Fall dazu entschieden mit dem Wellenleiterspezifikationen aus 2(c) mit einem Wellenleiterradius von 5 μm weiter zu verfahren.

Bragg-Gitter

Damit die der in Abbildung 6-2 gezeigte Stromsensor auch ohne einen linearen Polarisator funktioniert, müssen zusätzlich polarisationsabhängige Strukturen in die Granate eingebracht werden. Bragg-Gitter sind ein Vertreter solcher polarisationsabhängigen Strukturen.

Bragg-Gitter reflektieren einen Teil des Spektrums. Die optische Leistung oder sogar die Wellenlänge des Lichts, das reflektiert wird, ist abhängig von der Polarisationsänderung, also vom zu messenden Stroms.

In Abbildung 6-15 ist gezeigt, wie Bragg-Gitter mittels Punkt-zu-Punkt-Verfahren in die Lichtwellenleiter der Kristalle prozessiert wurden.

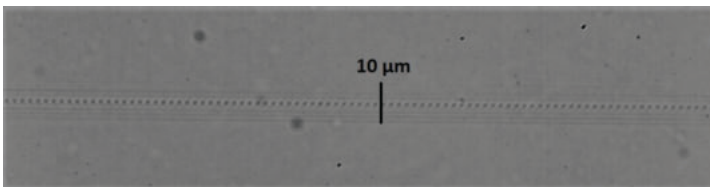


Abbildung 6-15: Wellenleiter in Seltene-Erden-Granat (GGG) mit Bragg-Gitter

Die Bragg-Gitter weisen einen Gitterabstand von 2,56 μm auf, was bei dem dazugehörigen Brechungsindex einer Wellenlänge von 840 nm entspricht (3. Ordnung).

Ein weiterer Vorteil dieser Messmethode wäre, dass die Messsonde nur aus dem Granat selbst bestehen würde, weil das Bragg-Gitter den linearen Polarisator ersetzt. Die (Zurück-)Leitung des Lichts könnte also ebenfalls in derselben Glasfaser stattfinden, in die auch das Licht der Lichtquelle eingekoppelt wird.

Die Integration der Gitter konnte in dem Herstellungsprozess implementiert werden, allerdings zeigte sich bei der Analyse der Gitter bzw. der reflektierten Wellenlängen, dass die zusätzlichen Bragg-Gitter zu einer sehr starken Lichtdämpfung führten. Um trotzdem einen entsprechenden optisch integrierten Stromsensor zu realisieren, wurde eine Herangehensweise gewählt, die unabhängig von Wellenleitern und Bragg-Gittern ist, aber dennoch eine kollimierte Strahlführung in den Granaten erlaubt. Dies ist im nächsten Abschnitt beschrieben.

Freistrahlmmodell

Um mit den zuvor erarbeiteten Ergebnissen dennoch eine einfache, miniaturisierte Messzelle auf Basis von Seltene-Erden-Granaten zu realisieren, wurde ein zweites Konzept eines miniaturisierten, optischen Stromsensors verfolgt.

Dieses zweite Konzept beruht darauf, dass das Licht aus einer Glasfaser kollimiert wird und durch den Granat geleitet und anschließend in Transmission auf der anderen Seite der Eingangsfaser analysiert wird. Hierzu eignet sich auch der aufgrund seiner hohen Verdet-Konstante empfindlichere BIG. Eine erste, konzeptionelle Messung eines mit BIG in der Umgebung verschiedener, mit einer Magnetspule erzeugten Magnetfelder ist in Abbildung 6-16 zu sehen.

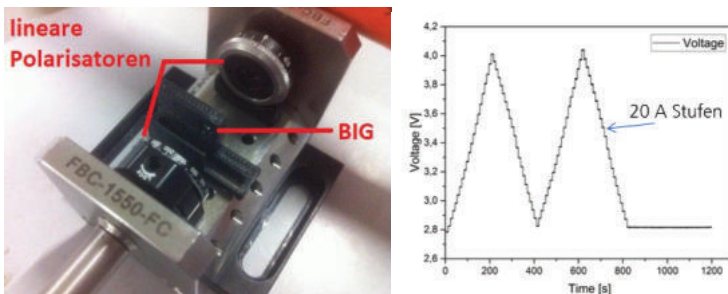


Abbildung 6-16: Links: Erster charakterisierter Laboraufbau für die optische Strommessung. Rechts: Stromabhängige Photodiodenspannung. Beziehen auf 400 A Messbereich ergibt sich eine Genauigkeit von 2,75 A.

Die Messzelle in Abbildung 6-16(links) ist folgendermaßen aufgebaut: Eine Einmoden-Glasfaser einer nicht linear polarisierten Lichtquelle wird kollimiert und mittels linearen Polarisator in eine lineare Polarisation überführt. Das kollimierte Licht durchdringt den Granaten (BIG), wird von einem weiteren linearen Polarisator analysiert, d.h. die beiden linearen Polarisatoren sind senkrecht zueinander ausgerichtet: Wird kein Strom angelegt, wäre die optische Leistung nach dem zweiten linearen Polarisator demnach 0. Anschließend wird das analysierte Licht über einen Kollimator in eine Glasfaser eingekoppelt und die Lichtleistung wird mittels Photodiode gemessen, die die entsprechende Spannung ausgibt. Die Spannung ist in Abbildung 6-16(rechts) zu sehen und gegen die Zeit aufgetragen, in der der Strom um den Granaten in 20 A-Schritten erhöht oder erniedrigt wurde. Es ergibt sich daraus eine Genauigkeit von 2,75 A, was das Konzept prinzipiell bestätigt.

Es folgte eine detaillierte Weiterentwicklung und Analyse des Konzepts, welche im Folgenden dargestellt werden. Die endgültige Messzelle für den optischen Stromsensor zur Miniaturisierung wurde modelliert (Abbildung 6-17a, b) und hergestellt (Abbildung 6-17c).

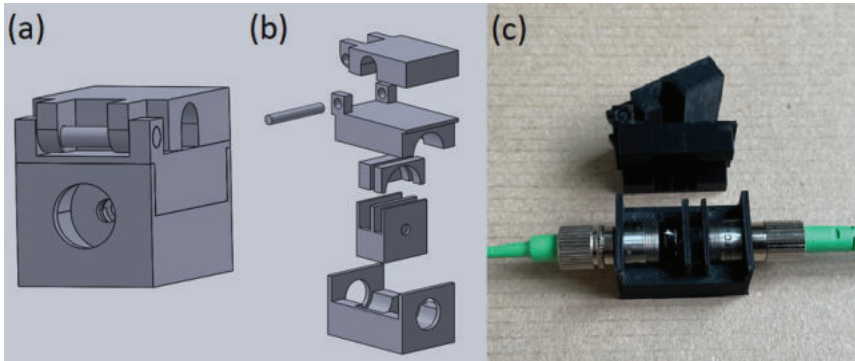


Abbildung 6-17: Optisch integrierter Stromsensor. (a) 3D-Modell. (b) Explosionszeichnung. (c) Geöffnete Messzelle.

Die Messzelle beinhaltet eine Halterung für die Faseranschlüsse mit Kollimatoren und jeweils Halterungen für lineare Polarisatoren und den Seltene-Erden-Granat (BIG). Der Aufsatz zur Adaption an den gewünschten Stromkabeldurchmesser ist in Abbildung 6-17c im oberen Bildteil zu sehen.

Um die Empfindlichkeit und den Wertebereich des optischen Stromsensors zu quantifizieren, wurde ein Aufbau zur Erzeugung magnetischer Felder realisiert (Abbildung 6-18). Eine Stromquelle versorgt die beiden Spulen mit Strom und in den Spulen baut sich ein Magnetfeld auf. Zwei Eisenblöcke auf den Spulen richten das Magnetfeld bzw. die Magnetfeldlinien zwischen den Eisenblöcken homogen und parallel aus.



Abbildung 6-18: Aufbau zur Erzeugung magnetischer Felder

Um die absolute Genauigkeit des optischen Stromsensors zu bestimmen, wurde ein Magnetfeldsensor auf Grundlage einer Hall-Sonde gebaut (Abbildung 6-19).

Dieser besteht neben der Hall-Sonde aus einem Arduino-Board zur Steuerung und einem Display zur Anzeige, kann aber auch mit dem Computer über USB ausgelesen werden. Die ausgegebene Hall-Spannung lässt sich über die Kalibrationskurve des Herstellers in Magnetflussdichte überführen,

welche unter Berücksichtigung des Abstands zwischen Hall-Sonde und Stromleiter auf die Stromstärke schließen lässt.

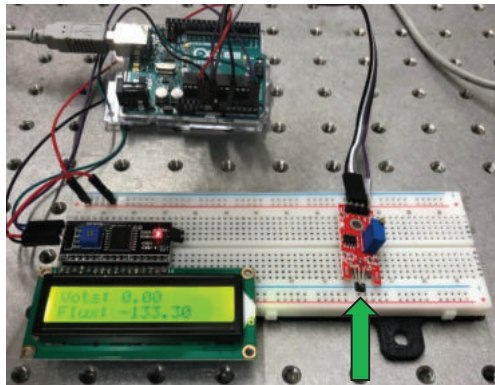


Abbildung 6-19: Magnetfeldsensor mit Hall-Sonde (grüner Pfeil)

Die Abhängigkeit der Polarisationsdrehung von der Magnetflussdichte wurde für verschiedene Granate genauer untersucht. Hierzu wurden die Granate zwischen die Spulenmagneten positioniert und die Änderung der optischen Leistung mit Änderung der Magnetflussdichte beobachtet. Für BIG wurde erwartungsgemäß die größte Änderung festgestellt (Abbildung 6-20).

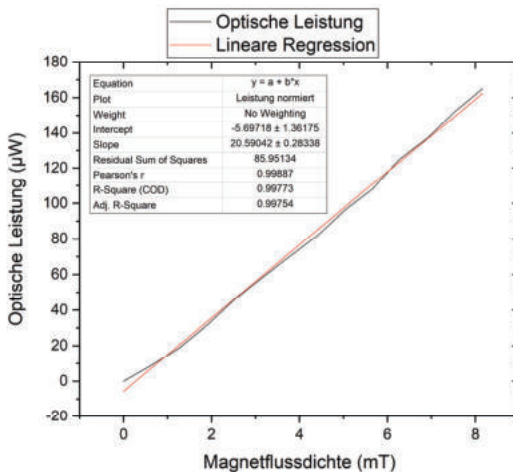


Abbildung 6-20: Transmittierte, optische Leistung gegen Magnetflussdichte für BIG

Vergleicht man die Stromstärke von 400 A durch einen idealen Leiter im Abstand von 1 cm, so ergibt sich gemäß Gleichung (2) eine Magnetflussdichte von 8 mT. Um hiervon eine einprozentige Genauigkeit zu erreichen (4 A), muss eine Messauflösung von 80 μT erreicht werden. Die Änderung der optischen Leistung in Abbildung 20 beträgt 160 μW für 8 mT. Dies entspricht einer Leistung von 1,6 μW für 4 A bzw. 80 μT (vergleiche Tabelle 6-3). Der Detektor hat eine Messauflösung von einigen Nanowatt.

Die magnetische Flussdichte B berechnet sich für einen stromdurchflossenen Leiter mit Strom I und Radius r wie folgt:

$$B = \frac{\mu_0 \cdot I}{2\pi \cdot r} \quad (6.2)$$

Tabelle 6-3: Übersicht der abgeschätzten optischen Leistungen für die geforderten Strom-Messbereiche.

Physikalische Messgröße	Ganzer Messbereich (100 %) $r=1$ cm	Messauflösung (1 %) $r=1$ cm
Strom I	400 A	4 A
Magnetische Flussdichte B	8 mT	80 μ T
Optische Leistung P	160 μ W	1,6 μ W

Weil die Messmethode der Seltene-Erden-Granate grundsätzlich nur die Magnetflussdichte misst und hierüber die Stromstärke indirekt ermittelt werden kann, ist der Vergleich mit einem Referenz-Magnetfeldsensor wie einem Hall-Sensor unumgänglich zur Charakterisierung des optischen Stromsensors. In Abbildung 6-21 ist eine Messreihe des Hall-Sensors an einem stromdurchflossenen, elektrischen Leiter (Abbildung 6-22) gezeigt. Der elektrische Leiter besitzt einen Durchmesser von 3,5 mm, der Hall-Sensor hat eine Länge von 3,0 mm, somit befindet sich der Hall-Sensor im Mittel 3,25 mm vom elektrischen Leiter entfernt. Der Hall-Sensor misst selbst nur eine Spannung, diese kann anschließend in die gewünschte Größe der Magnetflussdichte umgerechnet werden. Die Umrechnung ist vom Hersteller vorgegeben. Die Messauflösung beträgt ca. 1,5 A.

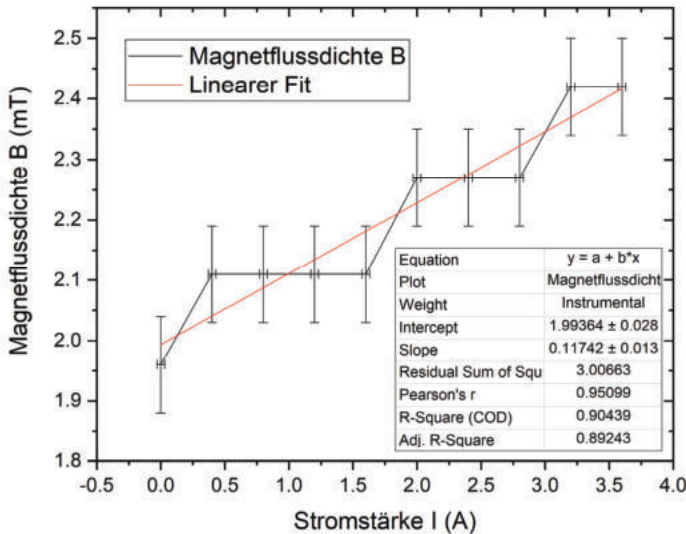


Abbildung 6-21: Mit Hall-Sensor gemessene Magnetflussdichte in Abhängigkeit von der Stromstärke eines elektrischen Leiters (siehe hierzu Abbildung 6-22)



Abbildung 6-22: Hall-Sensor an einem stromdurchflossenen, elektrischen Leiter

Die großen Messunsicherheiten in Abbildung 6-21 sind die Messauflösung des Hall-Sensors von 0,156 mT zurückzuführen, weil dieser nur für einen bestimmten Magnetflussdichtebereich (0 bis 80 mT) ausgelegt ist. Der Versatz der Magnetflussdichte bei einer eingestellten Stromstärke von 0,0 A ist auf die Nullung des Sensors zurückzuführen.

Nachdem der Stromleiter mit einem Hall-Sensor für die im Projekt gewünschte Messauflösung von 4 A vermessen wurde, müssen Hall-Sensor und optisch integrierter Sensor in Magnetfeldern verglichen werden. Hierzu wurden der Hall-Sensor und der BIG nebeneinander in dem Magnetpulenaufbau so positioniert, dass beide die gleiche Magnetflussdichte erfahren und der BIG mit kollimiertem Licht einer Superlumineszenzdiode (SLED, 1600 nm) durchleuchtet werden kann (Abbildung 6-23). Hierzu sind in den Eisenkernen jeweils Löcher eingebracht, durch die der Lichtstrahl hindurchtreten kann. Die linearen Polarisatoren dienen dazu, das einfallende Licht in die korrekte Polarisation zu überführen bzw. die optische Analyse vorzunehmen (der rechte Polarisator in Abbildung 6-23 wird auch Analysator genannt).

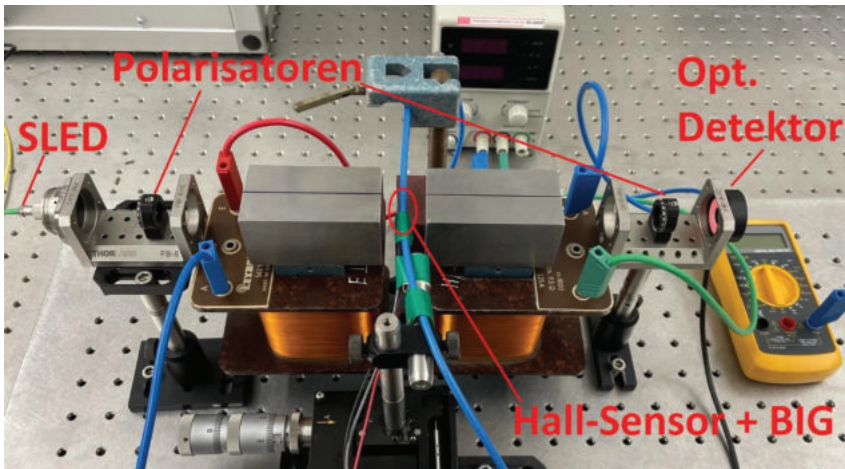


Abbildung 6-23: Hall-Sensor und BIG in Magnetpulenaufbau

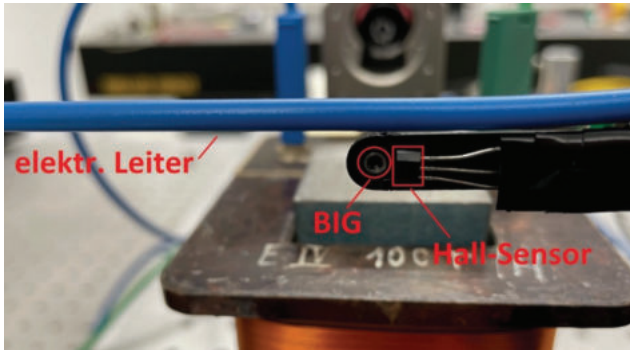


Abbildung 6-24: Relative Positionierung von Hall-Sensor und BIG in Magnetspule (Eisenkerne wurden zur Veranschaulichung entfernt)

Der elektrische Leiter (blaues Kabel oberhalb der Sensoren) in Abbildung 6-23 und Abbildung 6-24 spielt in diesem Experiment noch keine Rolle, wird allerdings im nachfolgenden Experiment eingesetzt. Die interne Spannung des Hall-Sensors (Hall-Spannung), die durch den Hall-Sensor bestimmte Magnetflussdichte sowie die durch den BIG transmittierte, optische Leistung sind in Abhängigkeit vom an der Magnetspule angelegten Strom in Abbildung 6-25 aufgetragen.

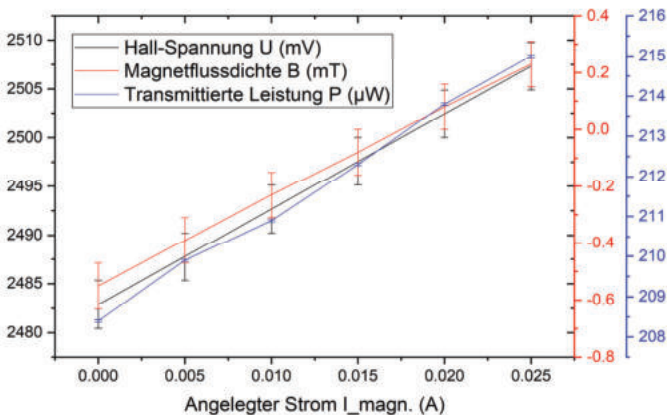


Abbildung 6-25: Hall-Spannung, Magnetflussdichte (beide Hall-Sonde), durch BIG transmittierte Leistung gegen an der Magnetspule angelegten Strom

Abbildung 6-25 suggeriert, dass alle drei Messgrößen einen nahezu linearen Verlauf haben. Allerdings ist der Verlauf gemäß dem Gesetz von Malus (Gleichung (6.3)) trigonometrischer Natur. Weil aber nur ein kleiner Bereich zwischen Minimum und Maximum betrachtet wird, an dem die Kurve steil ansteigt, ist der Verlauf quasi-linear.

$$I = I_0 \cos^2(\alpha) \quad (6.3)$$

I und I_0 sind die optische Intensität nach und vor dem linearen Polarisator, α ist der Winkel zwischen linearer Polarisierung und dem Durchlasswinkel des linearen Polarisators.

Der zweite lineare Polarisator wurde so eingestellt, dass sich die transmittierte Intensität möglichst stark ändert. Dies ist, wie in Abbildung 6-26 in orange gezeigt, genau zwischen Minimum und Maximum der Fall.

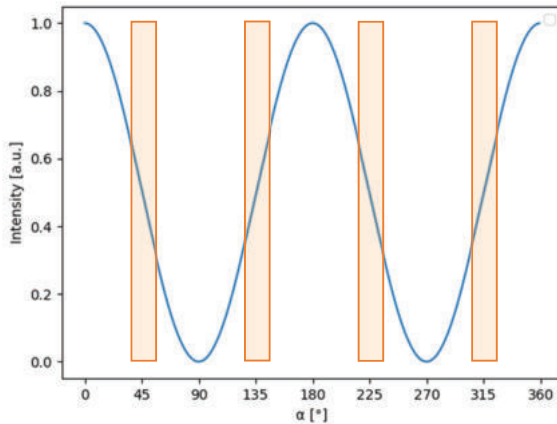


Abbildung 6-26: Gesetz von Malus: Transmittierter Anteil der Intensität nach linearem Polarisator in Abhängigkeit vom Einfallswinkel

Der direkte Vergleich zwischen der durch den BIG transmittierten optische Leistung und der mit Hall-Sensor bestimmten Magnetflussdichte ist in Abbildung 6-27 dargestellt:

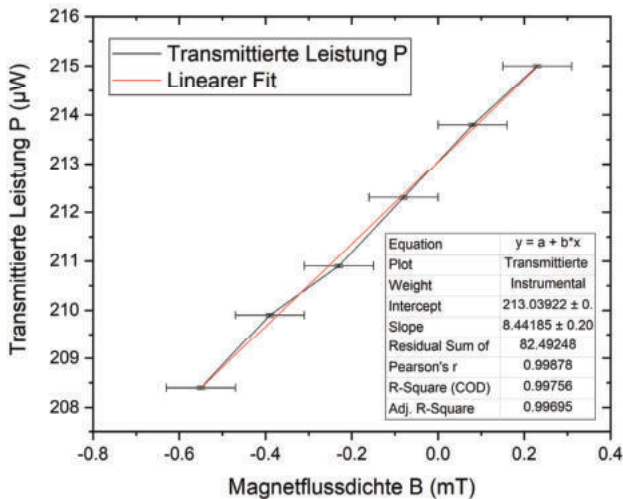


Abbildung 6-27: Durch BIG transmittierte, optische Leistung gegen Magnetflussdichte (Hall-Sensor)

Der Anfangswert der Magnetflussdichte bei ca. -0,6 mT (Abbildung 6-27) ist wie zuvor genannt auf die fehlende Nullung zurückzuführen. Dies lässt sich mit der Auswertungssoftware problemlos kompensieren. Die Hall-Spannung ist für 0 mT mit 2500 mV definiert.

Nachdem der Hall-Sensor an einem elektrischen Leiter vermessen wurde und das Sensorsignal des BIG verglichen wurde, kann die Stromstärke eines stromdurchflossenen, elektrischen Leiters quantitativ mit dem Seltene-Erden-Granat gemessen werden.

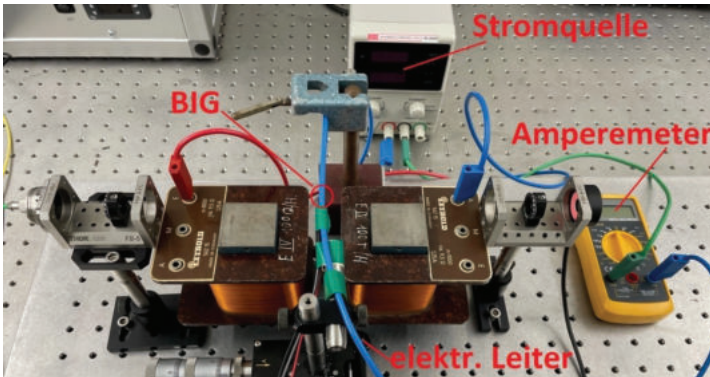


Abbildung 6-28: Strommessung mittels BIG an elektrischem Leiter

In Abbildung 6-28 ist im Gegensatz zu Abbildung 6-23 die Stromquelle nicht an der Magnetspule angeschlossen, sondern an dem bereits in Abbildung 6-24 gezeigten elektrischen Leiter. In Abbildung 6-24 ist zu erkennen, dass der optische Sensor so positioniert ist, dass die im BIG geführten Lichtstrahlen parallel zu den radial um den elektrischen Leiter befindlichen Magnetfeldlinien verlaufen.

Die transmittierte Leistung in Abhängigkeit der angelegten Stromstärke ist in Abbildung 6-29 gezeigt.

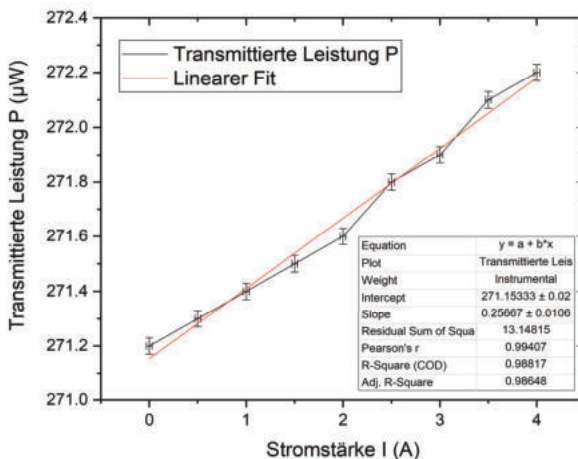


Abbildung 6-29: Durch BIG transmittierte optische Leistung in Abhängigkeit von der angelegten Stromstärke

Die in Abbildung 6-29 gezeigte Messunsicherheit der transmittierten Leistung ist die durch Messungen statistisch bestimmte Standardabweichung ($0,03 \mu\text{W}$). Der R^2 -Wert für einen linearen Fit kann auf $0,99$ bestimmt werden.

Während bei der Strommessung mittels Hall-Sensors (Abbildung 6-21) bei einem mittleren Abstand von $3,25 \text{ mm}$ nur eine Messauflösung von $1,5 \text{ A}$ erreicht werden konnte, kann bei einer Strommessung mittels optischen Stromsensors bei einem mittleren Abstand von $5,45 \text{ mm}$ eine Messauflösung von $0,5 \text{ A}$ realisiert werden. Bei identischen Abständen der beiden Sensoren kann mittels optischen Stromsensors von einer noch besseren Messauflösung ausgegangen werden, da bei geringerer Entfernung das Messsignal durch eine höhere Magnetflussdichte zunimmt.

In den oben beschriebenen Experimenten wurde die Möglichkeit aufgezeigt mit Seltene-Erden-Granaten optisch die Stromstärke in elektrischen Leitern zu messen. Eine erste Einschätzung zur Messauflösung wurde gegeben. Mit dem Sensorgehäuse aus Abbildung 6-17, in der die Polarisatoren geeignet integriert werden kann, ist durch optimierte Ausrichtung der optischen Komponenten und Adaption an den elektrischen Leiter mit einer verbesserten Messgenauigkeit zu rechnen.

6.2.2 Faseroptische Sensorik

Messprinzip

Mithilfe der faseroptischen Sensoren sollen Temperatur- und Dehnungsänderungen gemessen werden, weil diese Rückschlüsse auf die Eigenschaften, das Verhalten und den Sicherheitsstatus der Batteriezellen haben.

Das Messprinzip beruht auf Faser-Bragg-Gittern (FBG), die einen Teil des Eingangsspektrums einer breitbandigen Lichtquelle entsprechend des Gitterabstands reflektieren. Die Gitterstrukturen werden mittels Punkt-zu-Punkt-Verfahren mit Femtosekundenlaserpulsen in den Kern der Glasfaser integriert. Hierbei kommt es zu lokalen Brechungsindexerhöhungen. Die Folge mehrerer, äquidistanter Brechungsindexerhöhungen, deren Abstand ein Vielfaches einer Wellenlänge entspricht, reflektiert die entsprechende Wellenlänge (vgl. Abbildung 6-30a).

Wird die Faser und somit das FBG gestaucht oder gestreckt, so ändert sich auch die Wellenlänge, deren Vielfaches dem Gitterabstand entspricht und ein Verhalten nach Abbildung 6-30b ist zu verzeichnen. Über die reflektierte Wellenlänge lässt sich die Kompression oder Dehnung an der Stelle des dazugehörigen FBGs bestimmen und somit eine Aussage über das Gehäuse der Batteriezellen und schließlich über die Vorgänge im Inneren der Batteriezellen treffen.

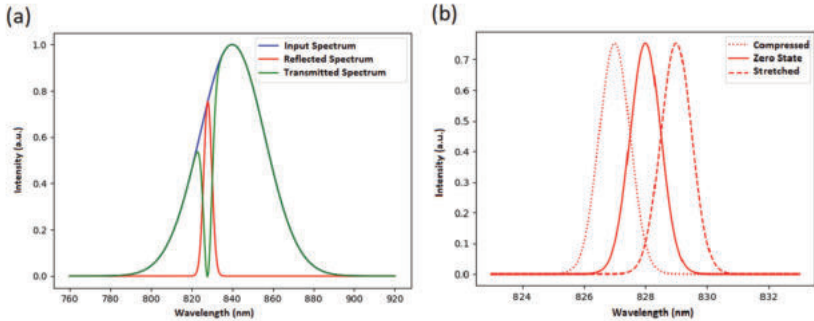


Abbildung 6-30: (a) Eingangs-, reflektiertes und transmittiertes Spektrum eines FBG. (b) Reflektierte Wellenlänge bei Stauchung, Ruhelage und Streckung des FBG.

FBGs sind nicht nur dehnungs-, sondern auch temperaturabhängig, weil die Temperatur sowohl Einfluss auf die Materialausdehnung, als auch auf den Brechungsindex und somit auf die optische Weglänge zwischen den Gitterpunkten nimmt. Ein FBG ist also immer gleichzeitig ein Dehnungs- und ein Temperatursensor. Angewandt auf die Batteriezellen, lassen sich diese beiden Messgrößen allerdings trennen, indem FBG-Sensoren zur Temperaturmessung lose in einem Schlauch liegend auf der Batterieoberfläche appliziert werden. Somit sind diese entkoppelt vom Ausdehnungsverhalten des Batteriematerials.

Dehnungssensoren bedürfen einer Temperaturkompensation, die mithilfe eines sich in der Nähe befindlichen Temperatur-FBG durchgeführt werden kann.

Während eine Temperaturänderung ΔT die Änderung $\Delta \lambda_T$ der FBG-Wellenlänge λ_T unter Berücksichtigung des thermischen Ausdehnungskoeffizienten α (für Quarzglas $5.5 \cdot 10^{-7} K^{-1}$) und des thermo-optischen Koeffizienten ξ ($8.5 \cdot 10^{-6} K^{-1}$) beeinflusst

$$\Delta \lambda_T = \lambda_T \cdot (\alpha + \xi) \cdot \Delta T \quad (6.4)$$

wird die dehnungsinduzierte $\left(\frac{\Delta l}{l_0}\right)$ Wellenlängenänderung $\Delta \lambda_S$ gemäß

$$\Delta \lambda_S = \lambda_S \cdot (1 - \rho) \cdot \frac{\Delta l}{l_0} \quad (6.5)$$

berechnet. ρ ist die photo-elastische Konstante ($\rho = 0.21$).

Nach Separierung der Überlagerung der Wellenlängen-Verschiebung, kann die resultierende dehnungsinduzierte Wellenlängenverschiebung nach Gleichung (5) in Dehnung $\left(\frac{\Delta l}{l_0}\right) = 1 \frac{\mu m}{m}$ umgerechnet werden.

FBG-Herstellung

Es wurden mehrere Glasfasersensor-Arrays gefertigt, die jeweils sechs FBGs, also sechs Messstellen, beinhalten. Diese waren entlang der Glasfaser in Abständen von 10-20 cm positioniert. Die Ruhe-Wellenlängen der FBGs befanden sich zwischen 828 und 848 nm. Die FBGs konnten je nach Bedarf als Temperatur-Sensor oder Dehnungs-/Temperatur-Sensormesspaar eingesetzt werden.

Konfektionierung

Für die Glasfasersensoren wird eine Konfektionierung gewählt, bei der die Glasfaser mit einem Stecker und einer Schlauchummantelung versehen wird (Abbildung 6-31). An den Stellen, an denen die Dehnung der Batterien vermessen werden sollen wird die Schlauchummantelung entfernt. Als geeigneter Kleber, um die Glassensoren auf den Batterien anzubringen, hat sich nach einer Vielzahl von Messreihen ein Alkylcyanacrylatkleber (Sekundenkleber) herausgestellt. Insbesondere in dynamischen Zugprüfversuchen mit Batteriefolie und faseroptischen Sensoren zeigte sich eine genauere Darstellung der Dehnung gegenüber den zuvor eingesetzten Zweikomponentenkleber.

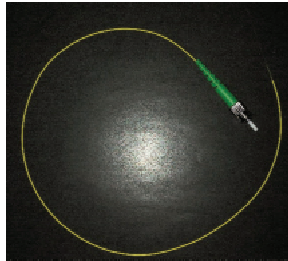


Abbildung 6-31: Beispiel für einen konfektionierten Glasfasersensor mit einer Schlauchummantelung und FC/APC-Stecker

6.3 Messsystem

Faseroptische Messsysteme werden benötigt, um die optischen Sensoren spektral auszuwerten. Sie beinhalten die Lichtquelle, die das Eingangsspektrum bereitstellt, einen optischen Schalter, um zwischen verschiedenen Glasfasern zu wählen, eine Depolarisationseinheit, um unerwünschten Effekten bei der Messung vorzubeugen und ein Spektrometer, das die optische Analyse vornimmt. Für den Laborbetrieb wurde ein Labormesssystem und für den Feldbetrieb ein Feldversuchssystem aufgebaut (Abbildung 6-32).



Abbildung 6-32: Messsysteme. Links: Labormesssystem mit LC- und FC/APC-Eingängen. Rechts: Feldversuchssystem mit LC-Eingängen.

Das Labormesssystem verfügt sowohl über LC- als auch über FC/APC-Eingänge, um verschiedene Glasfaserstecker aufnehmen zu können. Für das Feldversuchssystem sind acht LC-Eingänge vorgesehen, die für den Feldbetrieb ausreichend sind.

6.3.1 Funktionsweise

Anhand von Abbildung 6-33 soll die Funktionsweise des Messsystems erklärt werden.

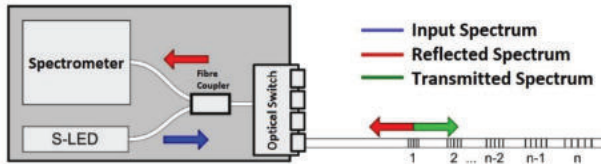


Abbildung 6-33: Funktionsweise des Messsystems

Ein breitbandiges Spektrum einer Super-Lumineszenzdiode (SLED) durchtritt eine Depolarisationseinheit (nicht abgebildet), die aus sich gleichmäßig drehenden Wellenplatten ($\lambda/2$ und $\lambda/4$) besteht, durchläuft einen Faserkoppler und tritt in den optischen Schalter ein, in dem dem einfallenden Licht eine bestimmte Glasfaser zugewiesen wird. Durch das Schalten lassen sich mit dem gleichen Aufbau bis zu 15 verschiedene Glasfasersensorarrays nacheinander untersuchen. Das Eingangsspektrum in der Glasfaser trifft auf ein FBG und wird entsprechend dem Gitterabstand reflektiert bzw. transmittiert. Mit dem transmittierten Licht kann bei nachfolgenden FBGs entsprechend dem ersten FBG verfahren werden, wenn die Gitterabstände unterschiedlich sind, sodass Wellenlängen reflektiert werden können, die sich im transmittierten Spektrum befinden. Reflektierte Wellenlängen durchlaufen wieder optischen Schalter und Faserkoppler in Richtung Spektrometer, wo die Wellenlängen spektral analysiert werden und von einem Computer ausgelesen werden können.

6.3.2 Aufbau

Das geöffnete Labormesssystem ist in Abbildung 6-34 gezeigt. Spektrometer (1), optischer Schalter (3) und Spektrometer (5) wurden schon in Abbildung 6-33 gezeigt. Die zuvor erwähnte Depolarisationseinheit (2) besteht aus zwei Glasfaserenden, zwei Kollimatoren und zwei Motoren, die eine Halbwellenplatte bzw. eine Viertelwellenplatte tragen. Das Spektrometer ist mit Peltier-Elementen für eine gleichbleibende Temperatur ausgestattet. Neben 12 LC-Anschlüssen (4a) befinden sich drei FC/APC-Anschlüsse (4b).

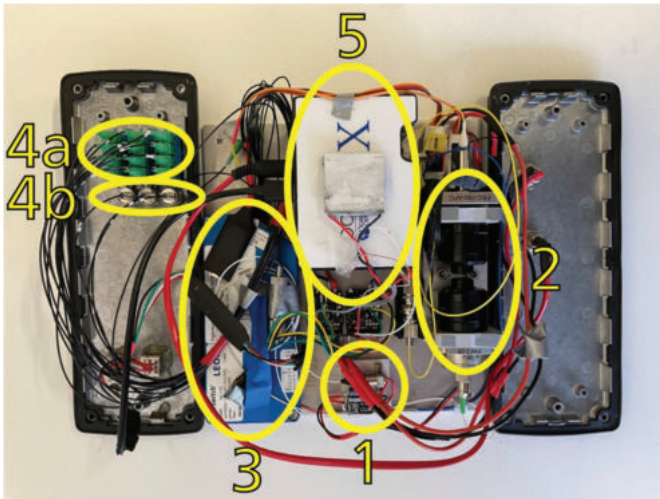


Abbildung 6-34: Geöffnetes Labormesssystem. 1) SLED. 2) Depolarisationseinheit. 3) Optischer Schalter. 4a) 12 LC-Anschlüsse. 4b) 3 FC/APC-Anschlüsse. 5) Spektrometer mit Peltier-Elementen.

6.3.3 Vermessung

Das Messsystem (Abbildung 6-31) misst $21 \times 7 \times 33 \text{ cm}^3$ und erlaubt eine Temperaturgenauigkeit von $<1 \text{ K}$ sowie einer Dehnungsgenauigkeit von etwa $1 \mu\text{m}/\text{m}$. Die Spezifikationen des faseroptischen Auswertesystems sind in Tabelle 6-4 gezeigt.

Tabelle 6-4: Charakteristische Eigenschaften des Messsystems

Parameter	Wert
Auflösung Spektrometer	0,7 nm
Spektralbereich Spektrometer	750–1050 nm
Messbereich FBG-Auswertung	810–870 nm
Kurzzeitstabilität (FBG)	0,8 pm
Langzeitdrift (HG1 Lampe)	0,5 pm
Temperaturdrift (15-35°C)	0,7 pm

Es wurden Messungen durchgeführt, die den Einfluss der Umgebungstemperatur auf das Messsystem untersuchen. Dies ist insofern wichtig, dass sich im empfindlichen Bereich des Messsystems zwei

Peltier-Elemente befinden, die die Messungen temperaturunabhängig machen sollen. Hierzu wurde das Messsystem mit einer Kalibrationslichtquelle spektral kalibriert und anschließend bei verschiedenen Temperaturen vermessen.

Die Messsysteme (für Labor- bzw. Feldumgebung) haben bei einer Messung bei Raumtemperatur über den Tag Schwankungen von 0,65 bzw. 0,57 $\mu\text{m}/\text{m}$ aufgezeigt, was im Verhältnis zu den Dehnungsamplituden vernachlässigt werden kann. Damit liegt die Messgenauigkeit unter der geforderten Messgenauigkeit von 10 $\mu\text{m}/\text{m}$.

Die Temperaturmessgenauigkeit wird auf 0.2 K beziffert (6.4.2) und liegt somit unter der geforderten Messgenauigkeit von 1 K.

Bei der Verwendung von 72 Sensorstellen (12 Glasfasern à 6 FBGs) liegt die Messfrequenz bei 1 Hz, d.h. jeder der 72 Sensorstellen wird pro Sekunden einmal gemessen.

6.3.4 Software

Ein Programm zur Auswertung der Messsignale vom Spektrometer wurde erweitert, um den Spezifikationen des Projekts gerecht zu werden. Dies betrifft insbesondere die Messintervalle, die Berechnung der Zentralwellenlängen der reflektierten Spektren und die Darstellung der Ergebnisse. Ein Screenshot der Software ist in Abbildung 6-35 zu sehen.

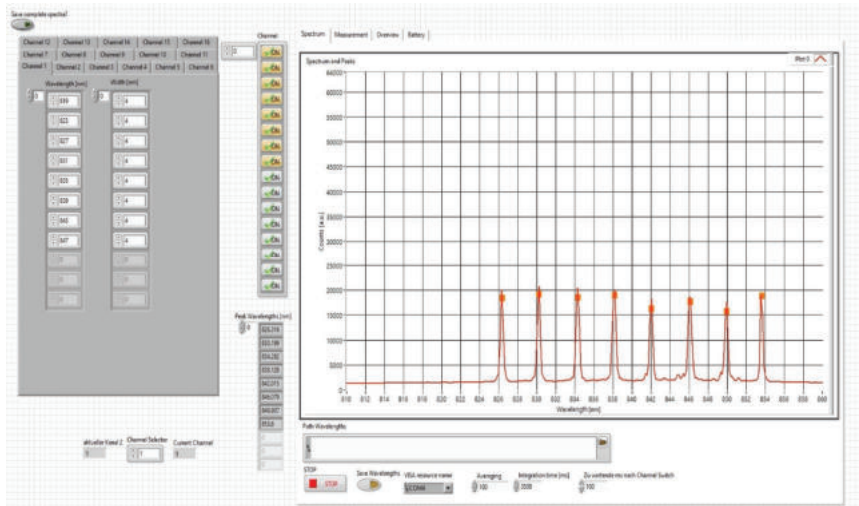


Abbildung 6-35: Programm zur Aufnahme und Analyse der reflektierten Spektren

Zur Früherkennung einer Havarie wurde ein separates Programm entwickelt, welches auf den Erkenntnissen während des Projekts beruht. Diese Software ist sowohl für die faseroptische Überwachung vorgesehen und kann auch den optisch gemessenen Strom anzeigen. Dies ist wichtig, weil die Schwellwerte zur Früherkennung einer Havarie abhängig davon sind, wie hoch die angelegte Stromstärke ist. Würde sich das Modul weiter ausdehnen und die Temperatur der Zellen steigen, obwohl kein Strom fließt, so ist dies das Zeichen eines Fortschreitens der zellinternen chemischen Reaktionen, die zu einer Havarie führen können. Hierzu gibt es im folgenden Abschnitt genauere Erläuterungen.

Die in Abbildung 6-36 gezeigte Software zeigt einerseits die gewünschten Sensordaten im zeitlichen Verlauf an (unten) und informiert den Anwender andererseits darüber, ob eine potenzielle Früherkennung einer Havarie vorliegt (oben). Im gezeigten Fall wurde ein Dehnungssensor überdehnt. Es wird das Erkennungsmerkmal, eine Warnmeldung sowie Messwert und Überschreitung des Schwellwerts angegeben.



Abbildung 6-36: Software zur Früherkennung einer Havarie

6.4 Batterien und Sicherheit

In diesem Abschnitt wird beschrieben, wie die Sensoren an den Batteriezellen bzw. -modulen angebracht werden und welche Messwerte diese dabei liefern. Dabei sollen mit den Dehnungs- und Temperatursensoren das Verhalten der Batterien bei verschiedenen Temperaturen, bei der (Ent-)Ladung und bei sicherheitsrelevanten Havarieversuchen überwacht werden. Der optische Stromsensor überwacht den Strom bei der (Ent-)Ladung. Dies ist insbesondere für die sichere Havariefrüherkennung in Kombination mit den Dehnungs- und Temperaturmessungen von hoher Bedeutung, was in Kapitel 6.4.3 detailliert erläutert wird.

Zu Beginn des Projekts waren JP3-Pouch-Zellen von der Fa. LG vorgesehen. Aufgrund von Lieferschwierigkeiten musste während des Projekts auf PHEV2-Zellen der Fa. Samsung gewechselt werden. Dies hat dazu geführt, dass viele Arbeitsschritte wiederholt werden mussten oder abgeschlossene Entwicklungen und Fertigungen neu vorgenommen werden mussten.

6.4.1 Integration

Pouch-Zellen

Das faseroptische Messkonzept bzgl. der Temperatur- und Dehnungsmessung ist in Abbildung 6-37 (oben) näher dargestellt. An jeder Zelle des Batteriemoduls sollen jeweils sechs Messpunkte Auskunft über den aktuellen Status der Zelle geben.

Hierbei sollten sowohl an der Kathode als auch zellenmittigt Dehnung und Temperatur sowie an der Anode und im Zellenrandbereich die Temperatur gemessen werden. Jede Zelle sollte mit einem FBG-Sensorstrang an das Auswertesystem direkt angeschlossen werden können (vgl. Abbildung 6-37 (unten)).

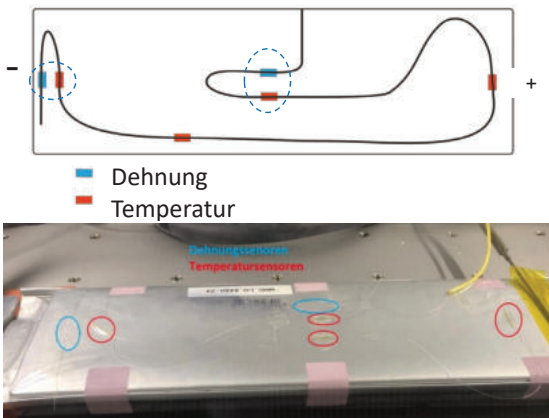


Abbildung 6-37: Oben: Prinzip der Anordnung von Sensormessstellen auf Zelle. Unten: mit Dehnungs- und Temperatursensoren versehene JP3-Pouch-Zelle.

Eine Sensorfaser besitzt sechs Messstellen, die sich aus vier Temperatur- und zwei Dehnungsmessstellen zusammensetzen. Eine Temperatur- und eine Dehnungsmessstelle treten immer paarweise auf, weil zur rechnerischen Bestimmung der Dehnung eine Temperaturkompensation nötig ist.

Im unteren Teil von Abbildung 6-37 ist die Batteriezelle mit der der Sensorfaser im verklebten Zustand zu sehen. Dehnungsmessungen werden zum einen in der Mitte der Zelle und zum anderen am Minuspol vorgenommen, weil hier die größte absolute Dehnung bzw. beim Entladen die größte relative Ausdehnung erwartet werden.

Für einen Überladungsversuch wurden drei Bi-Packs mit Glasfasersensoren ausgestattet (Abbildung 6-38).



Abbildung 6-38: Mit faseroptischen Sensoren ausgestattete Bi-Packs.

PHEV2-Zellen

Durch den Umstieg von JP3-Pouch-Zellen auf PHEV2-Zellen im Laufe des Projekts sind die Erfahrungen mit JP3-Pouch-Zellen aufgrund der unterschiedlichen Geometrien der Zellen sowie deren gehäusebedingtes Ausdehnungsverhalten nicht zu vergleichen.

Die PHEV2-Zellen des Herstellers Samsung besitzen andere Abmessungen und wurden direkt als Modul in einem verpressten Zustand an AKASOL geliefert. Während die Abmessungen einer einzelnen Zelle an sich für die bereits gefertigten Sensorfasern kein Hindernis darstellen würde, stellt die Verpressung der Zellen ein Problem dar. Zwar sind die Glasfasern mit 250 μm schon sehr dünn, allerdings könnten die Zellen nicht wieder in das Modul nach der Applikation der Glasfasersensoren zurückgeführt werden ohne dabei die Glasfasern zu zerstören. Somit wäre auch keine Dehnungsmessung möglich gewesen. Im Endeffekt konnten die Zellen aus dem Modul nicht entnommen werden, sodass die Batterien auf Modulebene vermessen worden sind.

In Abstimmung mit AKASOL wurde ersatzweise eine andere Messanordnung bei den PHEV2-Modulen identifiziert. Die Sensorfasern sollen nicht auf den einzelnen Zellen angebracht werden, sondern am Gehäuserand wie in Abbildung 6-39 gezeigt ist.



Abbildung 6-39: PHEV2-Modul. Die roten Bereiche zeigen die zu vermessenden Bereiche. Entlang der langen Seite (oben) gibt es zwei Paare, entlang der kurzen Seite (unten) ein Paar aus jeweils einem Dehnungs- und Temperatursensor.

AKASOL hat bei Tests mit den Modulen festgestellt, dass sich die Module entlang der langen Seite strecken und auf der kurzen Seite bei (Ent-)Ladungen wölben. Die gemessenen Größenordnungen der Streckung bzw. der Wölbung lägen im Millimeterbereich und wären somit mit den optischen Sensoren messbar. Die Messung der Temperaturen kann auch in dieser Anordnung vorgenommen werden.

Nach Erhalt der Batteriemodule wurden diese zu Test- und Überwachungszwecken mit faseroptischen Sensoren ausgestattet. Dies ist in Abbildung 6-40 zu sehen:

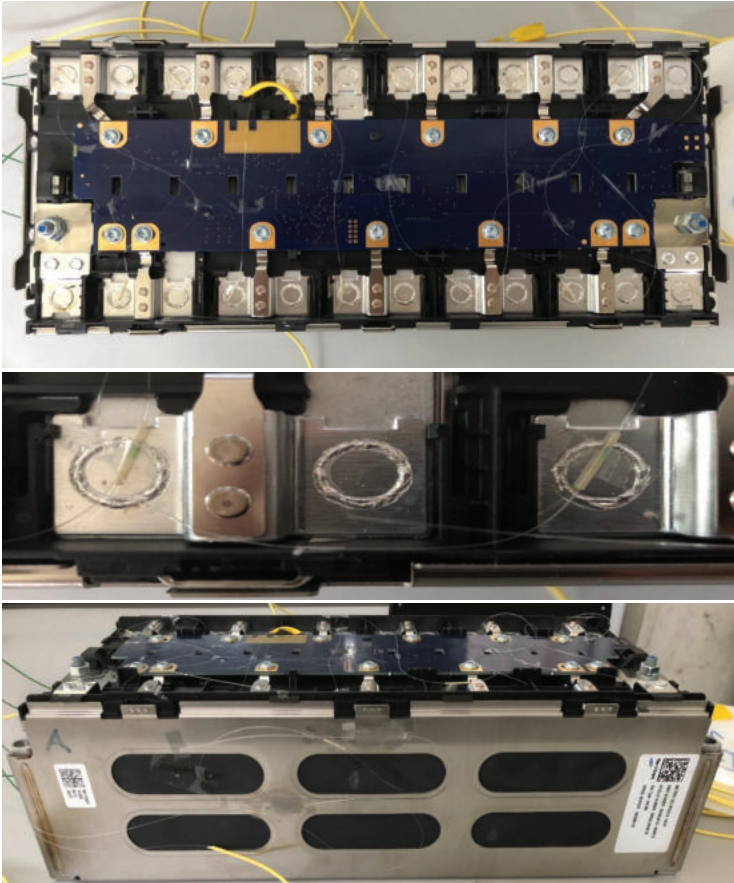


Abbildung 6-40: Mit faseroptischen Sensoren ausgestattetes PHEV2-Modul. Oben: Draufsicht. Mitte: Temperatursensoren auf Ableitern. Unten: Seitenansicht.

In Abbildung 6-40 (oben) sind die 12 Zellen des Moduls zu sehen, diese wurden an den Ableitern der Pluspole mit Temperatursensoren versehen (Abbildung 6-39, mittig). Die verpresste Bauweise macht es unmöglich, Dehnungssensoren an den Zellen selbst anzubringen. Nach Absprache mit den Projektpartnern wird vermutet, dass sich die zelleigene Temperatur an den Ableitern am ehesten äußert. Die gegenüberliegenden (langen) Seiten sind identisch mit zwei, die kurzen Seiten links und rechts (Abbildung 40, unten) mit jeweils einem Temperatur-/Dehnungssensormesspaar ausgerüstet.

Ein Rack mit drei Modulen wurde vollständig mit faseroptischen Sensoren zur Temperatur- und Dehnungsüberwachung versehen (Abbildung 6-41). Die Module wurden für Temperatur- und (Ent-)Ladungsversuche genutzt und waren für einen Nagelpenetrationsversuch vorgesehen.



Abbildung 6-41: Mit Temperatur- und Dehnungssensoren versehene PHEV2-Module in einem Rack

Die hier bzw. später in Abbildung 6-63 gezeigte Integration der faseroptischen Sensorik ist grundsätzlich auch für den Betrieb an Einrichtungen wie z.B. der Pilotanlage möglich.

Stromsensor

Zur Inbetriebnahme des optischen Stromsensors wurde dieser an die elektrische Zuleitung zu einem PHEV2-Modul (Stromkabeldurchmesser 6 mm, Abbildung 6-42) und zu den Racks der Pilotanlage (20 mm, Abbildung 6-42) angebracht. Je nach Kabeldurchmesser muss ein anderer Aufsatz (Abbildung 6-17c, oben) für den optischen Stromsensor gewählt werden.

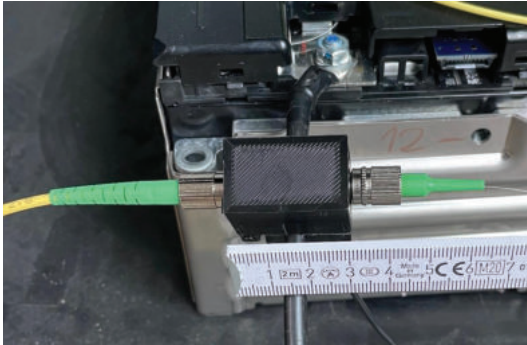


Abbildung 6-42: Miniaturisierter optischer Stromsensor (vgl. Abbildung 17) an elektrischer Zuleitung zu PHEV2-Modul

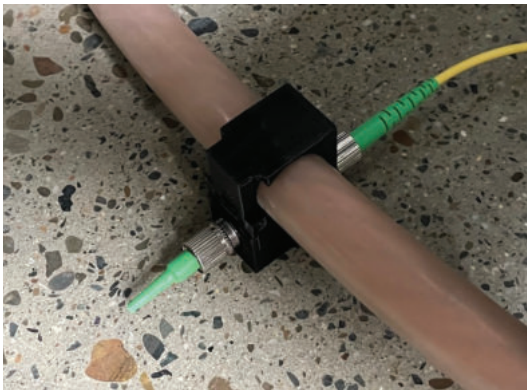


Abbildung 6-43: Miniaturisierter optischer Stromsensor an Stromleitung zu Batterieracks der Pilotanlage

6.4.2 Vorversuche

Strommessungen

Zur Untersuchung des optischen Stromsensors am PHEV2-Modul (Abbildung 6-41), wurde die transmittierte Leistung in der Messzelle gegen die den Stromleiter durchfließende Stromstärke aufgezeichnet (Abbildung 6-44). Der Strom wurde in 2 A-Schritte erhöht. Die Schritte sind deutlich erkennbar und es ist davon auszugehen, dass in dieser Messanordnung die Auflösung unter 2 A liegt. 2 A entspricht auf 400 A gesehen 0,5 % und liegt damit unter der im Lastenheft geforderten Auflösung (4 A bzw. 1 % bei 400 A).

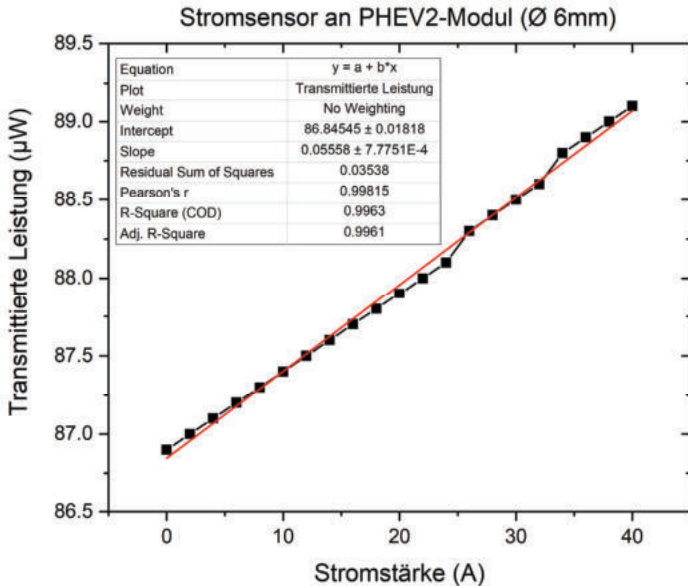


Abbildung 6-44: Sensorverhalten des Stromsensors an PHEV2-Modul mit Kalibrationskurve

An der Pilotanlage (Abbildung 6-43), wurden zwei verschiedene Experimente durchgeführt. Zum einen wurde wie bei dem PHEV2-Modul eine Kalibration durchgeführt (Abbildung 6-45). Die lineare Kalibrationskurve bildet die Strommessung ab, allerdings ist an der Pilotanlage die Aussage über die Messgenauigkeit des Stroms schwierig, weil der Strom nicht genau eingestellt werden konnte (Ungenauigkeit von wenigen Ampere).

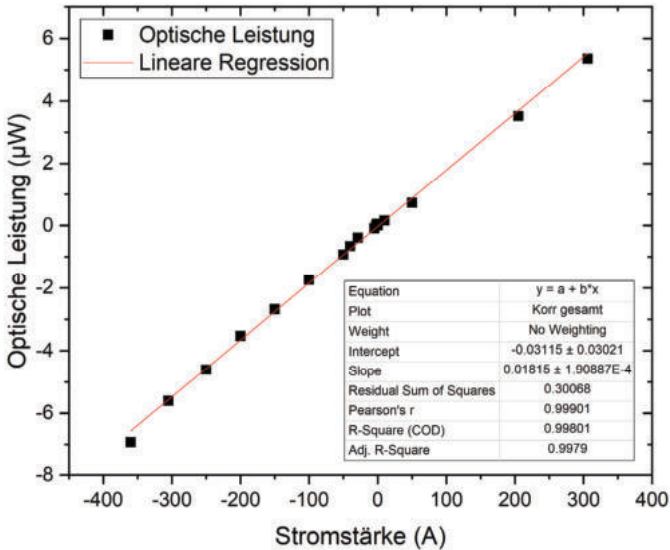


Abbildung 6-45: Sensorverhalten des Stromsensors an Pilotanlage mit Kalibrationskurve

Zur geeigneteren Darstellung wurde zum direkten Vergleich eine sogenannte Rampe gefahren, bei der innerhalb von etwa einer Sekunde an der Pilotanlage ein Strombereich von über 250 A durchfahren wird (Abbildung 6-45). In Abbildung 6-46a sind die zeitlichen Verläufe zwischen dem an der Anlage angelegten Strom und optischer Transmission des optischen Stromsensors bei einem Ladeprozess gezeigt. Der Strom ist hier deshalb negativ, weil der Stromsensor an der Leitung von den Batterien zurück zur Anlage angebracht worden ist. Entsprechend ist in Abbildung 6-46b die Entladung zu sehen.

Während der Verlauf gut abgebildet werden kann, scheint es eine zeitliche Verschiebung zu geben. Dies kann damit zusammenhängen, dass bei der Berechnung der optisch gemessenen Stromwerte der Pilotanlage es zu einem Umrechnungsfehler gekommen ist, weil nicht die Messzeiten, sondern die Messfrequenz des eingestellten Stroms angegeben war. Die Messfrequenz war mit nur einer signifikanten Stelle angegeben ($8 \cdot 10^5 \text{ s}^{-1}$).

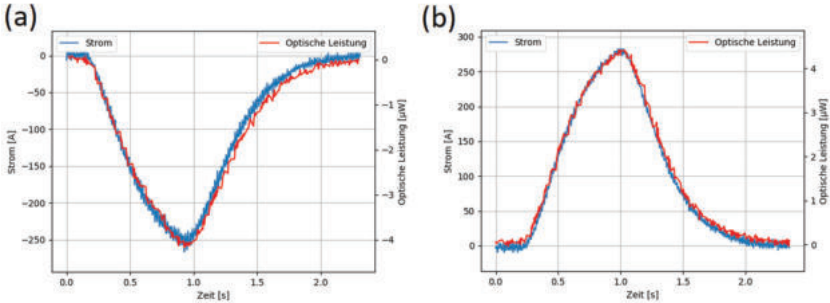


Abbildung 6-46: Stromstärke-Rampen an Pilotanlage. (a) Negative Ströme, Ladung. (b) Positive Ströme, Entladung.

Temperaturmessungen: Pouch-Zellen

Um die Temperaturgenauigkeit der Fasersensoren zu überprüfen, wurde bei den Lade- und Entladeversuchen der Pouch-Zellen die Temperatur auch elektrisch gemessen. Der Abgleich der optischen und elektrischen Messungen wird hier kurz dargestellt. Abbildung 6-47 zeigt die optische und die elektrische Temperaturmessung in Abhängigkeit von der Zeit.

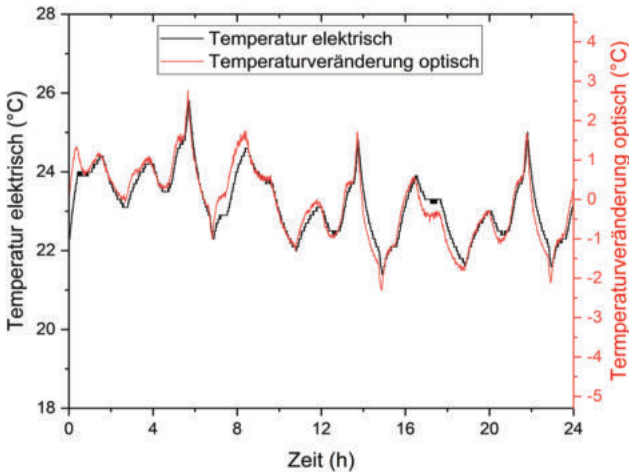


Abbildung 6-47: Vergleich von elektrisch und optisch gemessener Temperatur

Die Abweichungen kommen dadurch zustande, dass die elektrisch gemessene Temperatur und die optisch gemessene Temperatur nicht an der gleichen Stelle auf der Zelle gemessen werden konnten. Kommt es beim Auf- oder Entladen zu Temperaturveränderungen am Minuspol, wird dies optisch zuerst registriert, weil die optische Temperaturmessung näher am Minuspol stattfand. Dies erklärt ebenso, warum die rote Kurve in Abbildung 6-47 der schwarzen Kurve zeitlich etwas vorausläuft. Der größere Unterschied der beiden Kurven zu Beginn der Messung (Zeit = 0 h) ist damit begründet, dass hier der Prozess des Aufladens initialisiert wurde. Über den gezeigten Zeitraum von 24 Stunden kam

es dabei zu etwa drei Vollzyklen von Auf- und Entladung. Die Messgenauigkeit wird auf 0.2 K beziffert und liegt somit unter der geforderten Messgenauigkeit von 1 K.

Temperaturmessungen: PHEV2-Zellen

Für die PHEV2-Zellen ist in Abbildung 49 zu sehen wie sich die Temperaturen auf den Ableitern von den Zellen 7–12 zeitlich verändert haben. Weil bei Raumtemperatur ohne (Ent-)Laden der Zellen gemessen worden ist, geben die Temperaturveränderungen in etwa die Temperaturveränderung der Umgebung wieder.

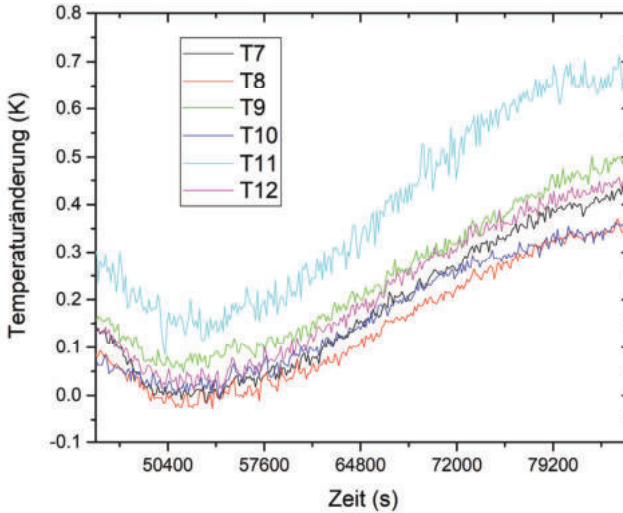


Abbildung 6-48: Temperaturen der Ableiter der Zellen 7-12 bei Raumtemperatur

Das Temperaturverhalten der PHEV2-Zellen und -Module wurde in 5 °C-Schritten von 10 °C auf 60 °C (maximale Betriebstemperatur) untersucht. Die Ergebnisse sind in der Abbildung 6-49 gezeigt.

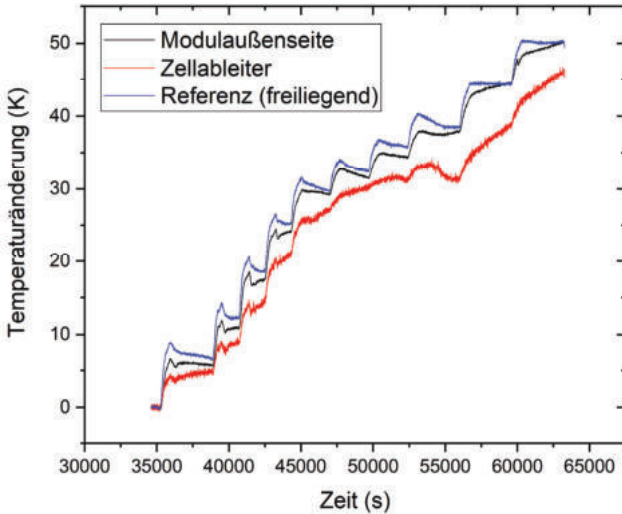


Abbildung 6-49: Temperaturänderung an PHEV2-Modulaußenseite, Zellableiter und Umgebung

Beim Vergleich der Temperatursensoren, die sich auf der Außenseite des Modulgehäuses (schwarze Kurve) einerseits und auf den Ableitern der Zellen (rote Kurve) andererseits befinden, fällt auf, dass Letztere wesentlich länger brauchen, um sich an eine Änderung der Raumtemperatur anzupassen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Wärmekapazität der Zellen wesentlich höher ist als die des Aluminiumgehäuses. Dies ist allerdings kein Nachteil, sondern zeigt vielmehr, dass die Temperatursensoren auf den Zellableitern hauptsächlich die Temperatur an den Ableitern messen und nicht die Temperatur der Umgebung. Für die Temperatursensoren an der Modulaußenseite kann dies ebenso gezeigt werden, wenn die Anpassungszeit mit der eines freiliegenden Temperatursensors (blaue Kurve), der nur der Raumluft ausgesetzt ist, verglichen wird.

Dehnungsmessungen: PHEV2-Modul

In Abbildung 6-50 sind die temperaturbereinigten Dehnungsmessungen an einem PHEV2-Modul bei Raumtemperatur (vgl. Abbildung 6-48) zeitlich dargestellt. Diese bewegen sich in einem sehr niedrigen Bereich, was damit zu erklären ist, dass es keine temperaturunabhängigen Materialverspannungen gab. Die Sensoren sprechen zwar auf die thermooptische Gitterkonstantenänderung an, diese wurde aber durch in der Nähe befindliche Temperatursensoren bereinigt, was auch die Genauigkeit der Temperatureffektbereinigung zeigt.

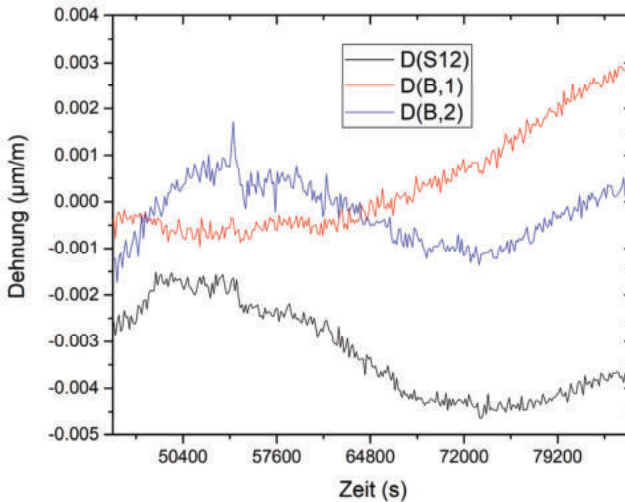


Abbildung 6-50: Temperaturbereinigte Dehnungsmessung (D) an PHEV2-Modul an kurzer (S12) und langer Seite (B)

Die PHEV2-Module im Rack konnten mit dem mitgelieferten Batterie-Management-System (BMS) nicht entsprechend den Vorgaben aus dem Projekt betrieben oder vermessen werden. Hierzu hätte ein eigenes BMS aufgebaut werden müssen, was allerdings den Sicherheitsvorgaben nicht entsprochen hätte. Daher wurden PHEV2-Module einzeln elektrisch zyklisiert, allerdings konnte hierbei keine Sicherheitsüberwachung installiert werden, weshalb nur Kurz- und keine Langzeituntersuchungen durchgeführt werden konnten.

Die temperaturbereinigten Dehnungswerte der Messung aus Abbildung 6-49 sind in Abbildung 6-51 gezeigt.

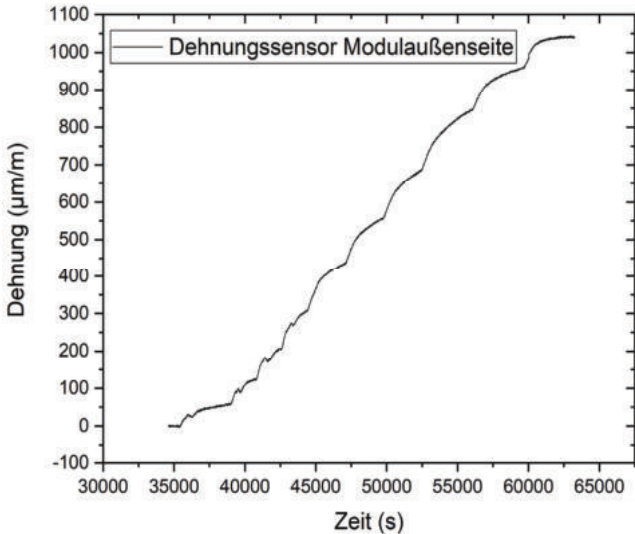


Abbildung 6-51: Dehnungsänderung an der PHEV2-Modulaußenseite bei einer Temperaturänderung von 10 °C auf 60 °C (vgl. Abbildung 50)

Aufgrund des Wärmeausdehnungskoeffizienten des Materials (Aluminium) reagieren die angebrachten Dehnungssensoren am Modulgehäuse auf die Temperaturänderungen. Aluminium besitzt einen Längenausdehnungskoeffizient von $\alpha_{Al} = 23,1 \cdot 10^{-6} K^{-1}$. Im Bereich von 10,0 °C bis 60,0 °C (einer Temperaturdifferenz von 50 °C) sollte sich bei einem temperaturunabhängigen Ausdehnungskoeffizienten das Material um $1,16 \cdot 10^{-3}$ bzw. $1,16 \cdot 10^3 \mu m/m$ ausdehnen.

Die durchschnittliche Ausdehnung, die mit den Dehnungssensoren nachgewiesen werden konnte, beträgt 1038 $\mu m/m$ und weicht somit um 10,5% ab. Dies kann mit der Bauform des Gehäuses zusammenhängen, welches keine plane Aluminiumplatte ist, sondern eine geschwungene Form aufweist und an den Enden mit den anderen Seitenteilen verbunden ist.

Die gezeigte Temperaturuntersuchung wurde für alle Module durchgeführt. Hierbei sind keine signifikanten Abweichungen aufgetreten.

Alterung: Pouch-Zellen

In Abbildung 6-52 ist ein Ausschnitt der elektrischen Zyklisierung einer Pouch-Zelle gezeigt. Dieser Ausschnitt erstreckt sich der Übersichtlichkeit halber über einen Tag, also etwa drei Vollzyklen.

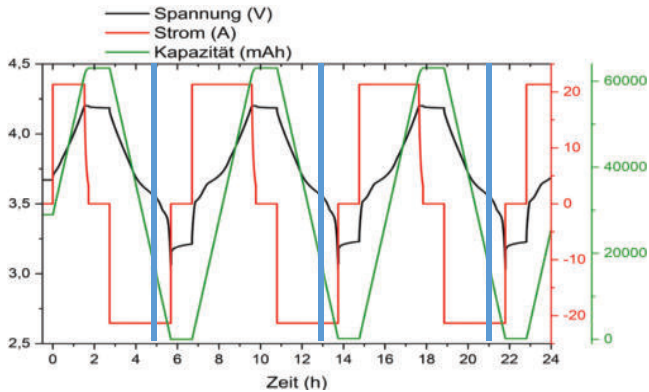


Abbildung 6-52: Elektrische Messwerte bei Zyklierung einer Pouch-Zelle.

Die Zelle wurde innerhalb je drei Stunden vollkommen geladen bzw. entladen (außer zu Beginn bei Zeit = 0 h aufgrund der vorhandenen Restkapazität). Die dazugehörigen (temperaturbereinigten) Dehnungsmessungen am Minuspol sind in Abbildung 6-53 gezeigt.

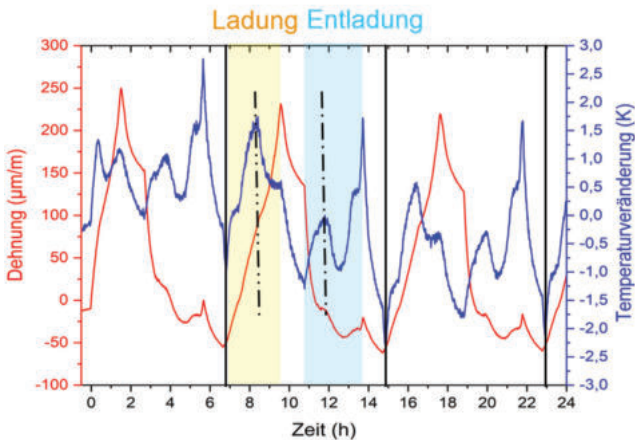


Abbildung 6-53: Faseroptische Daten aus der Zyklierung einer Pouch-Zelle (Ausschnitt): Temperaturveränderung und temperaturbereinigte Dehnung

Der Verlauf der faseroptisch gemessenen Werte wird anhand des mittleren Zyklus in Abbildung 6-53 beschrieben:

Der gelb unterlegte Bereich kennzeichnet den Ladeprozess, der mit konstantem Strom durchgeführt wurde. Die durch den Widerstand begründete Wärmeentwicklung wird durch die Temperaturänderung registriert. Im gleichen Zeitraum steigt die gemessene Dehnung. Nach etwa der Hälfte des Ladeprozesses (bei der Linie - - - -) sinkt die Temperatur und die Dehnung nimmt weniger stark zu. Hier kommt es anscheinend zu einem Ladeabschnitt mit geringerem Widerstand, der sich auch weniger stark in der Ausdehnung der Batterie bemerkbar macht.

Nach Abschluss des Ladeprozesses wurde der Strom für etwa eine Stunde abgestellt. In diesem Zeitabschnitt sinkt die Temperatur wieder und auch die Ausdehnung nimmt ab.

Beim Entladen (blau hinterlegter Bereich) zeigt sich eine ähnliche Entwicklung wie beim Ladeprozess. Zuerst nimmt die Temperatur zu und die Dehnung ab. Die Dehnung verhält sich hier entgegengesetzt zur Temperatur, weil die Zelle ihrem ursprünglichen Ladezustand entgegenläuft. Nach etwa einem Drittel des Entladeprozesses (bei der Linie - - - -) findet wieder ein Prozesswechsel statt, in dem die Temperatur absinkt und auch die Dehnung sich anders entwickelt. Am Ende des Entladeprozesses steigt die Dehnung wenig und die Temperatur stark an. Ist die Zelle beinahe komplett entladen, steigt der Widerstand der Zelle stark an, was die Temperaturänderung erklärt. Die temperaturbereinigte Dehnungsmessung reagiert hier wahrscheinlich indirekt auf die Temperaturänderung am Minuspol, als dass die durch die Erwärmung des Zelloberflächenmaterials bedingte Materialausdehnung zusätzlich messbar wird.

Für genaue Aussagen zum Alterungszustand der Zellen wären noch mehr Zyklen notwendig gewesen bis es zu dem Wechsel von den Pouch- zu den PHEV2-Zellen kam.

Eine weitere Untersuchung zur Bestimmung der Genauigkeit der faseroptischen Dehnungssensoren, insbesondere im Vergleich zu kommerziellen Sensoren, wurden weitere Untersuchungen an den Pouch-Zellen durchgeführt. Die optische Dehnungsmessung wurde mit herkömmlichen Dehnungsmessstreifen verglichen (Abbildung 6-54 und Abbildung 6-55).

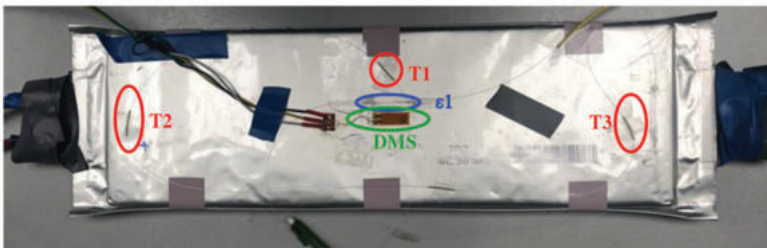


Abbildung 6-54: Messanordnung mit Dehnungsmessstreifen (DMS) sowie faseroptischen Temperatur- (T) und Dehnungssensoren (ϵ)

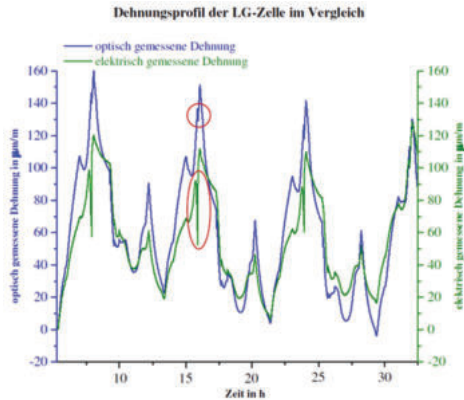


Abbildung 6-55: Dehnungsprofile von elektrischer und faseroptischer Messung der Pouch-Zelle im Vergleich

Hierbei stellte sich heraus, dass die faseroptische Vermessung sensitiver ist, was an dem höheren Dynamikbereich (Abbildung 6-55, blaue Kurve) im Vergleich zu den elektrischen Dehnungsmessstreifen (grüne Kurve) zu erkennen ist.

Alterung: PHEV2-Modul

Es wird angenommen, dass die Untersuchungen auf Zyklusebene aufgrund der Vorverpressung der PHEV2-Zellen im Modulgehäuse weniger genau sind als bei den Untersuchungen auf Zellebene der JP3-Pouch-Zellen. Allerdings ließe sich der Alterungszustand des gesamten Moduls durch die absolute Ausdehnung des Moduls überwachen.

Das Anbringen von Dehnungsmesssensoren auf Zellebene ist aufgrund der verpressten Bauweise nicht möglich. Im Folgenden ist die Dehnungsmessung auf Moduleben beschrieben.

Das (Aus-)Dehnungsverhalten der Module wurde vermessen, indem faseroptische Dehnungssensoren auf den Außenhüllen der Module angebracht worden sind und die Module elektrisch zyklisiert wurden. Beispielhaft hierfür wurde ein Sensorpaar für Temperatur und Dehnung über drei Zyklen herausgegriffen. Der Temperatursensor wird benötigt, um den Temperatureffekt des Dehnungssensors zu kompensieren. Die weiteren Sensorpaare bzw. Dehnungssensoren haben vergleichbare Ergebnisse geliefert.

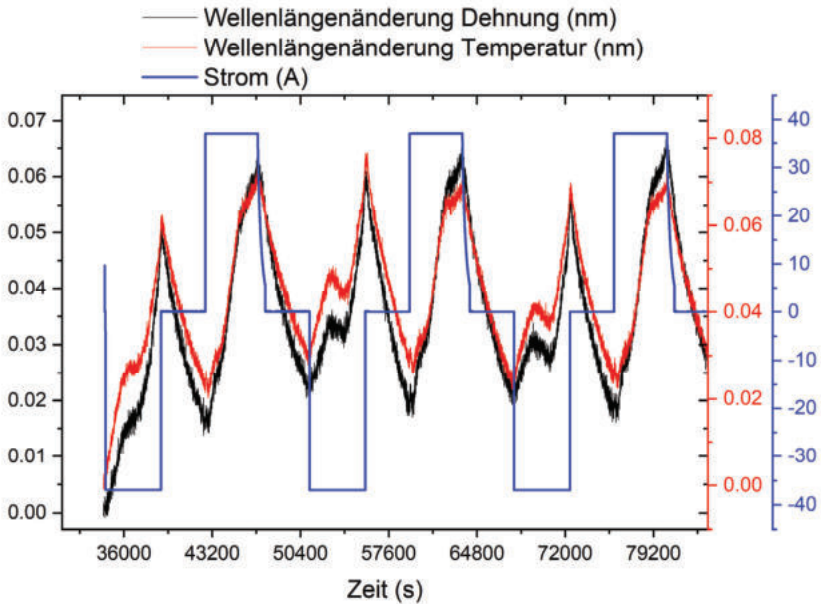


Abbildung 6-56: Wellenlängenänderungen des Dehnungs- bzw. Temperatursensors (Modulebene) und der Zyklierungsstrom

In Abbildung 6-56 sind die Wellenlängenänderungen des Dehnungs- bzw. des Temperatursensors zu sehen. Sie zeigen ein ähnliches Verhalten, das sich in den Amplituden unterscheidet.

In Abbildung 6-57(links) sind die temperaturkorrigierte Dehnung sowie die Temperatur aufgetragen.

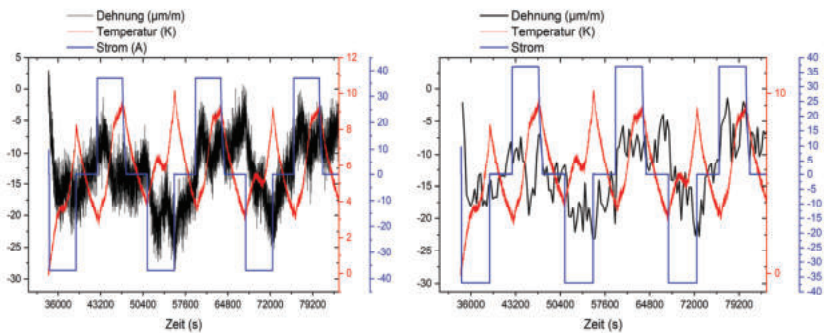


Abbildung 6-57: Links: Temperaturkorrigierte Dehnung, gemessene Temperatur (Modulebene) und der Zyklierungsstrom. Rechts: Darstellung jedes 50. Messpunkts.

Es ist zu erkennen, dass die Dehnungsmessung auf Modulebene einer sehr hohen Messschwankung unterliegt. Um die Messwerte besser identifizieren zu können, ist in Abbildung 6-57(rechts) nur jeder fünfzigste Wert der Dehnungskurve dargestellt.

Die gemessenen Dehnungen auf Modulebene mit einer Amplitude von etwa 20 $\mu\text{m}/\text{m}$ fallen sehr gering aus. Auf Zellebene bei z.B. den JP3-Pouch-Zellen liegt der Dehnungshub im Vergleich bei etwa 250 – 300 $\mu\text{m}/\text{m}$. Weiterhin ist zu erkennen, dass die Dehnung nicht direkt mit der Stromzu- bzw. -abfuhr korreliert und somit kein Rückschluss auf das elektrische Verhalten durch die Dehnungsmessung möglich ist. Es gibt zwar eine prinzipielle Dehnungsänderung, die steigt bzw. sinkt, wenn ge- bzw. entladen wird, allerdings ist dieses Verhalten weder konsistent innerhalb eines Zyklus noch vergleichbar zwischen den einzelnen Zyklen.

Unabhängig davon, dass das elektrische und das Alterungsverhalten mit Dehnungssensoren nicht verfolgt werden kann, können die Dehnungssensoren dennoch zu einer Früherkennung einer Havarie beitragen, indem sie erhöhte Dehnungen feststellen können, die vor einer Havarie auftreten.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass mithilfe der Dehnungssensoren auf Modulebene keine Rückschlüsse auf den gesamtelektrischen Status des Moduls oder den Status einzelner Zellen möglich sind und somit auch Alterungserscheinungen auf Zellebene aktuell nicht gemessen werden können. Dies ist insbesondere auf die verpresste Bauweise der Zellen in den Modulen zurückzuführen. Bei den zu Beginn des Projektes eingesetzten Pouch-Batterien war eine Dehnungsmessung und somit auch eine Vermessung der Zellaktivität während der Zyklisierung und bei der Alterung nachweisbar gewesen, weil diese nicht verpresst in einem Modul verbaut waren.

6.4.3 Sicherheitsversuche

Pouch-Zellen

In Zusammenarbeit mit dem Projektpartner Stöbich wurde ein Konzept entwickelt und zusammengestellt, wie die Pouch-Zellen mit faseroptischer Ausstattung Sicherheitstests unterzogen werden können.

Ziel ist es das Verhalten der Zelle zu überwachen, die überladen wird und zeitgleich den Einfluss dieser Überladung und ggf. der Havarie auf benachbarte Zellen zu beobachten.

Hierfür wurde ein Modulgehäuse mit drei Bi-Packs (Abbildung 6-38) ersehen. Die Bi-Packs wurden entsprechend Abbildung 6-58 mit Fasersensorik ausgestattet.

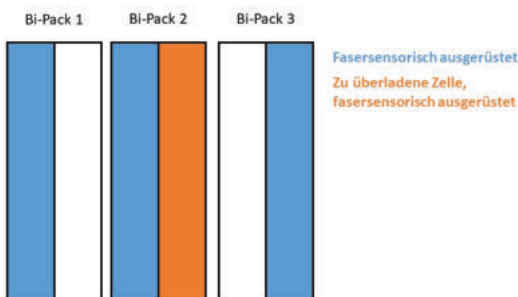


Abbildung 6-58: Anordnung und Übersicht der Pouch-Bi-Packs

Der übrige Raum im Modulgehäuse (Abbildung 6-59) wurde mit Aluminiumplatten ausgestattet werden, um die Wärmekapazität der sonst vorhandenen Bi-Packs in der Umgebung zu simulieren.

Die Anordnung der Faseroptik wurde so gewählt, damit die zu überladene Zelle und die nächste Zelle (des gleichen Bi-Packs) überwacht werden sollen, um den direkten Einfluss einer Überladung und ggf. einer Havarie messen zu können. Außerdem sollen die äußeren Zellen überwacht werden, um weiträumige Auswirkungen registrieren zu können.

Eine längere Testmessung aller Fasersensoren wurde mit einem externen Spektrometer mit dem faseroptischen Messsystem durchgeführt, um zu überprüfen, ob alle Sensoren funktionsfähig sind. Die Funktionsfähigkeit aller Sensoren konnte festgestellt werden. Das externe Spektrometer hat keine Anzeichen für Langzeitstabilitätsprobleme aufgezeigt.

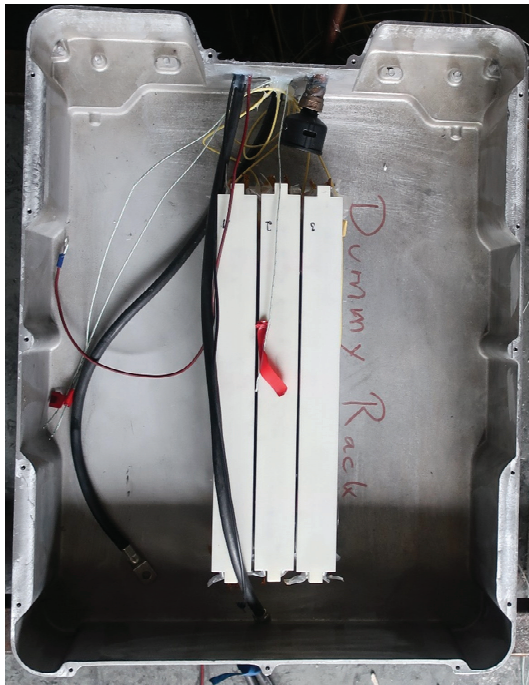


Abbildung 6-59: Bi-Packs in Modulgehäuse (ohne Aluminiumplatten)

In Abbildung 6-60 sind die zugegebene Leistung ins mittlere Bi-Pack sowie das faseroptisch gemessene Dehnungsverhalten zeitlich aufgetragen.

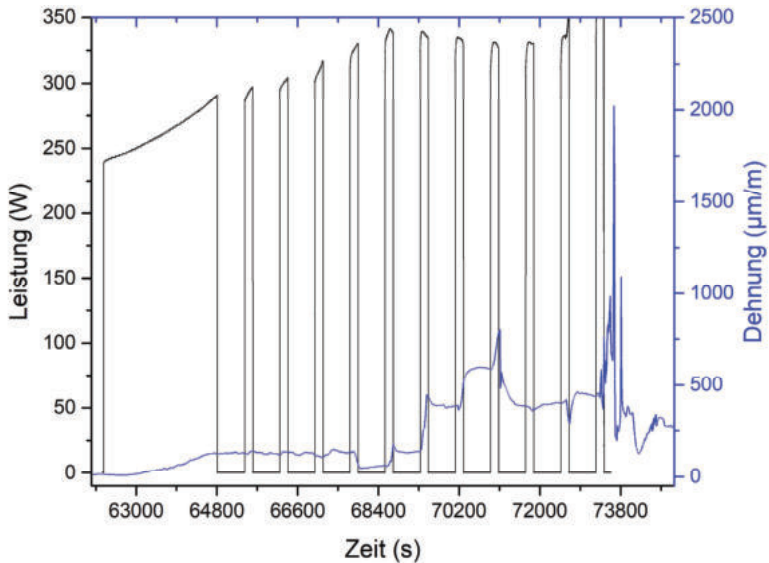


Abbildung 6-60: Elektrisch eingetragene Leistung und gemessene Dehnung während des Überladungsversuchs

An der schwarzen Kurve ist zu erkennen, wann die zu überladene Batterie mit welcher Leistung geladen wurde. Nach einer längeren Ladung zu Beginn auf 100 % Ladezustand (SOC, engl. state of charge) wurde die Batterie in dreiminütigen Intervallen geladen, zwischen denen jeweils zehn Minuten keine Ladung stattgefunden hat. Zu Beginn dehnt sich die Batterie an der Kathode bis zu einem konstanten Wert.

Bei der letzten Ladung (> 73000 s) begann nicht nur der gemessene Dehnungswert stark zu fluktuieren, sondern es war auch akustisch und visuell über Kamera zu vernehmen, dass die Batterie extrem auf den Ladevorgang reagiert hat (Eintritt der Havarie). In dieser Analyse soll der Blick allerdings auf die Früherkennung gerichtet werden, wofür insbesondere die vorherigen Ladeintervalle zwischen 70000 s und 72000 s zu betrachten sind (siehe Abbildung 6-61).

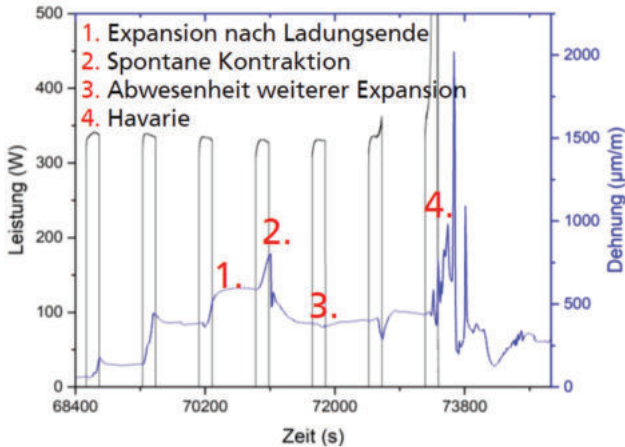


Abbildung 6-61: Charakteristisches Dehnungsverhalten zur Früherkennung bei der Überladung von Pouch-Zellen mit Früherkennungsmerkmalen

1. Expansion der Zelle (Dehnung, $> 50 \mu\text{m/m}$) nach Ladungsende: Die Dehnung nimmt nach ca. 70300 s weiter zu, obwohl der Ladevorgang bereits abgeschlossen ist. Dies deutet darauf hin, dass Reaktionen an der Kathode weiterhin ablaufen oder gebildete Gase den Druck innerhalb der Batteriezelle erhöhen.
2. Spontane Kontraktion nach Ladungsende: Bei dem Ladevorgang bei ca. 71000 s ist zu sehen, dass die Dehnung sehr stark ansteigt und sich nach Ladeende ein deutliches Dehnungsmaximum bildet, das anschließend abfällt ($< -200 \mu\text{m/m}$).
3. Abwesenheit weiterer Expansions ($\sim 0 \mu\text{m/m}$) während nachfolgender Ladeprozesse: Zuletzt ist zu erkennen, dass sich die Dehnung nach dem Ladevorgang ($> 71100 \text{ s}$) ungewöhnlich verhält. Dies äußert sich in diesem Fall darin, dass sich die weitere Ladung der Batterie (ab ca. 71700 s) nicht mehr in der Dehnung niederschlägt.
4. Havarie (Ausfall des Sensors oder Änderung von $> 500 \mu\text{m/m}$)

Die Merkmale einer Früherkennung können anhand dieses Beispiels gezeigt werden. Zum weiteren Verständnis, ob dies spezifisch für die geladenen Zellen gilt, sollen auch die restlichen Dehnungssensoren herangezogen werden (siehe Abbildung 6-62).

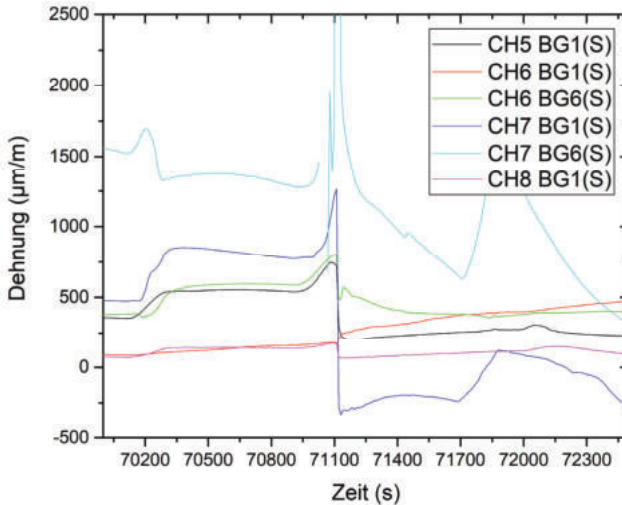


Abbildung 6-62: Alle Dehnungssensoren im zeitlichen Bereich der Früherkennung. CH steht für den Kanal (engl. channel), BG für (Faser-)Bragg-Gitter und S für Dehnung (engl. strain).

Die Bezeichnungen CH5 und CH8 beziehen sich auf die äußeren Zellen der äußeren (nicht zu überladenen) Bi-Packs. CH6 und CH7 sind die beiden Seiten des zu überladenen Bi-Packs. BG1 ist der Dehnungssensor in der Batteriemitte, BG6 ist der Dehnungssensor an der Kathode. Die kathodenseitige Dehnungsmessung der nicht zu überladenen Zellen war nicht möglich, weil die Faserstränge nach Applikation der Faseroptik bei der Anbringung der elektrischen Kontakte an die Batterien durchtrennt worden sind.

Vergleicht man die Dehnungswerte zwischen nicht überladenden (CH5 & CH8) mit denen der überladenden (CH6 & CH7) Zellen, so ist zu erkennen, dass die nicht überladenden Batterien die Merkmale 1–3 nicht aufweisen. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Messung in der Batteriemitte von CH6 (BG1) nur das Merkmal 1 aufweist. Somit ist davon auszugehen, dass die Messung an der Kathode zuverlässiger ist als in der Batteriemitte. Darauf weisen allerdings bereits die Ausprägungen der kathodenseitigen Dehnungsmerkmale hin, wie z.B. der starke Dehnungsanstieg von CH6 (grüne Kurve) nach Ende des Ladungszyklus (70300 s bis 70900 s) oder der starke Anstieg bei CH7 (hellblaue Kurve) während des Ladevorgangs (von 70900 s bis 71080 s).

Aus den Messungen mit JP3-Zellen wurden die charakteristischen Größen (Temperatur und Dehnung) identifiziert, die in Abhängigkeit vom Ladestrom einen Hinweis auf ein Durchgehen der Zellen liefern. Diese Größen wurden mit Schwellwerten versehen, so dass während der faseroptischen Überwachung der Zellen eine Echtzeit-Analyse geliefert werden kann, ob die Zellen die Grenzwerte überschreiten.

Aufgrund der unterschiedlichen Bauweise der JP3- bzw. PHEV2-Zellen ist davon auszugehen, dass die bestimmten Schwellwerte für die Dehnung nur in gewissem Maße übertragbar sind. Um die Schwellwerte für PHEV2-Zellen herauszufinden, wurden noch weitere Tests in Kooperation mit den Firmen Stöbich und AKASOL durchgeführt.

PHEV2-Module

Zur Untersuchung der Sicherheitsüberwachung der PHEV2-Batterien wurde in Abstimmung der Projektpartnern ein Rack mit drei PHEV2-Modulen (vgl. Abbildung 6-40) untersucht, von denen das mittlere mit einem Nagel penetriert werden sollte. Dabei sollte der Nagel durch die erste, entladene Zelle in der zweiten, geladenen Zelle einen Kurzschluss erzeugen. Das Fraunhofer HHI hat hierfür die Vorbereitungen bezüglich des Nagelpenetrators übernommen. Der Versuch sollte ein Referenztest für die späteren Sicherheitslösungen sein, daher war kein Brandschutzmaterial eingebracht worden. Herstellungsseitig war es nicht möglich, faseroptische Sensoren unterzubringen. Aus diesem Grund wird der Versuch auch nicht weiter ausführlich beschrieben. Der Test musste wiederholt werden, weil das Testsetup mit Penetrationsnagel für dieses Batteriegehäuse im Speziellen zu schwach ausgelegt worden ist.

Bei dem Havarie-Früherkennungs-Test mit Sicherheitseinrichtung, der nach dem Referenztest auch die Brandschutzlösung enthalten soll, wurden faseroptische Sensoren untergebracht.

Der Aufbau vor und nach dem Versuch ist in Abbildung 6-63 zu sehen. Links ist der Versuchsablauf grob skizziert. Mittig und rechts ist zu sehen wie zum einen die Glasfaser-Zuleitungen und zum anderen das Eintrittsloch zu den Modulen während der Havarie verbrannt sind.



Abbildung 6-63: PHEV2-Module bei Nagelpenetrationstest

Der Nagel penetriert erst eine in Modul 1 vollständig entladene, abgeklemmte Zelle. Hierbei ist wie erwartet keine Havarie eingetreten, allerdings kann dieser Prozess anhand der optischen Dehnungssensoren (Abbildung 6-64, links) sichtbar gemacht werden. Hierbei ist zu erkennen, wie zu Beginn des Versuchs um 15:12 Uhr drei Sensoren stark ausschlagen (teilweise $> 800 \mu\text{m/m}$).

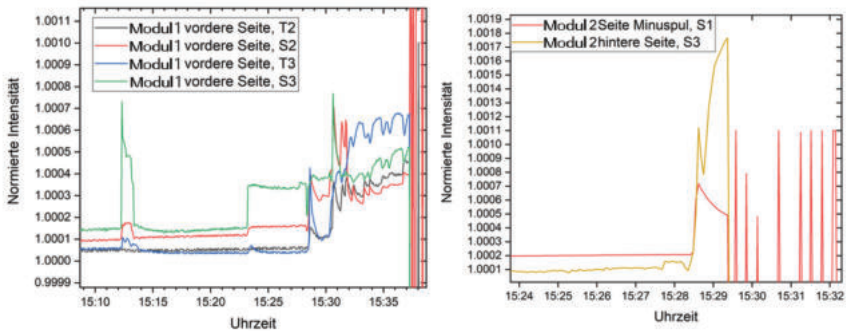


Abbildung 6-64: Zeitlicher Verlauf der faseroptischen Dehnungssignale

Anschließend wurde der Nagel um 15:28 Uhr in eine vollständig geladene Zelle des Moduls 2 eingeführt. Hierbei ist es noch nicht zu einer Havarie gekommen, allerdings konnten hier bereits die faseroptischen Sensoren an der Außenseite des Moduls 2 eine starke Änderung feststellen (teilweise $> 400 \mu\text{m/m}$). Weil die Havarie ausgeblieben ist, wurde der Nagel um 15:29 Uhr um weitere 5 mm eingeführt. Hierbei ist es zu einer Havarie unter starken Erschütterungen gekommen, die auch durch die verschiedenen Kurven in Abbildung 6-64(rechts) ab 15:29 Uhr zu erkennen sind.

Es kann somit zum einen eine Penetration in die Module grundsätzlich festgestellt werden und zum anderen eine Penetration in eine Zelle festgestellt werden die entweder noch nicht oder tatsächlich zur Havarieauslösung genügt.

Sicherheitsparameter

Abschließend werden in folgender Übersicht die Gefährdungsfrüherkennungsparameter für die in Abschnitt 1.1 genannten Sicherheitsstufen aufgezeigt:

JP3-Pouch-Zellen (Havarie durch Überladung):

- I. Regulärer Betrieb: Temperatur $< 60 \text{ }^\circ\text{C}$, Dehnungen von $< 300 \mu\text{m/m}$ bei vollen Ladezyklen. Hierfür ist der Ladezustand bzw. die Stromzu- und -abfuhr relevant.
- II. Regulärer Betrieb mit Einschränkungen: Dies betrifft Dehnungen über $300 \mu\text{m/m}$ bei ganzen Ladezyklen.
- III. Kritischer Betrieb: Neben Temperaturen über $60 \text{ }^\circ\text{C}$, ist hier auf die Früherkennungsmerkmale aus Abbildung 62 zu verweisen:
 1. Dehnungen von $> 50 \mu\text{m/m}$ nach Ladestopp (Stromzufluss = 0)
 2. Ruckartige Kontraktion ($< -200 \mu\text{m/m}$) nach Ladestopp (Stromzufluss = 0)
 3. Keine weitere Dehnung oder Kontraktion während einer Ladung, obwohl diese zu erwarten wäre (Voraussetzung: 1. und/oder 2. ist bereits eingetreten)
- IV. Havariefall: Ausfall von Sensorsignalen oder fluktuierende Dehnungsänderungen von $\pm 500 \mu\text{m/m}$

PHEV2-Module (Havarie durch Nagelpenetration):

- I. Regulärer Betrieb: Temperatur $< 60\text{ °C}$, Dehnungen von $< 20\text{ }\mu\text{m/m}$ auf der Modulaußenseite bei vollen Ladezyklen. Hierfür ist der Ladezustand bzw. die Stromzu- und -abfuhr relevant.
- II. Regulärer Betrieb mit Einschränkungen: Dies betrifft Dehnungen über $20\text{ }\mu\text{m/m}$ an der Modulaußenseite bei ganzen Ladezyklen.
- III. Kritischer Betrieb: Temperaturen $> 60\text{ °C}$, Ausfall der Sensorsignale oder plötzliche Dehnungsänderungen $> 400\text{ }\mu\text{m/m}$
- IV. Havarie: Ausfall der Sensorsignale oder plötzliche, fluktuierende Dehnungsänderungen $\pm 1000\text{ }\mu\text{m/m}$

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sowohl für Pouch-Zellen bei Überladung als auch bei PHEV2-Modulen bei Nagelpenetration eine Gefährdungsfrüherkennung mittels faseroptischer Sensoren möglich ist. Außerdem können Parameter definiert werden, bei denen sich die Batteriesysteme in einem (ir-)regulären oder kritischen Zustand befinden. Entsprechend können Havarien vermieden werden, wenn rechtzeitig Maßnahmen ergriffen werden wie z.B. das Unterbrechen von Aufladung oder Inertisierung von Zellen.

7 Ergebnisse Wechselrichtersystem - KEBA Industrial Automation Germany

7.1 Gesamtkonzept und Lastenheft des Wechselrichtersystems

Für die Konzepterstellung des Gesamtsystems wurden ausgehend vom Antrag der Funktionsumfang der zu entwickelnden Demonstratoren festgelegt und deren grundlegende Struktur erarbeitet.

Als Hauptbestandteile können dabei der Anschluss an das elektrische Netz, das Wechselrichtersystem mit eingebetteten Intelligenten IGBT-Leistungsmodulen sowie einer geeigneten Steuerelektronik mit VISMA Maschinenmodell, und das Batteriesystem mit zusätzlicher Sensorik und Sicherheitstechnik genannt werden (vgl. Abbildung 7-1).

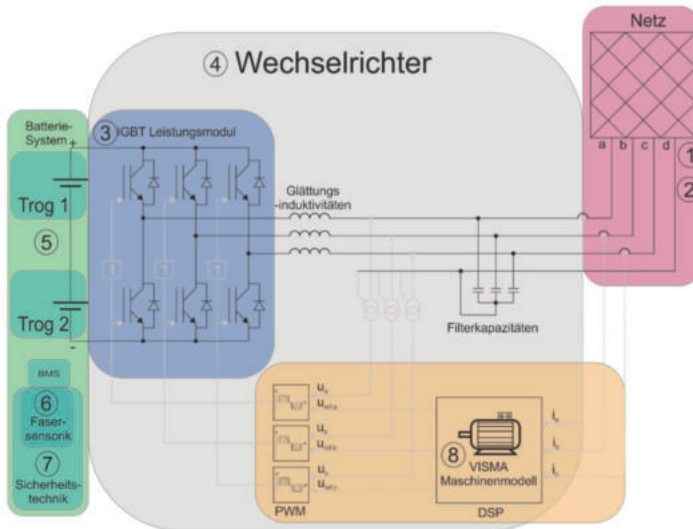


Abbildung 7-1: Schematische Darstellung des Gesamtsystems mit Teilbereichen

Elektrische Kennwerte und zulässige Betriebsbedingungen wurden in Zusammenarbeit mit allen Projektpartnern für das Lastenheft hinsichtlich der Anwendung diskutiert, definiert und in einer internen Expertenrunde bewertet. Als dynamische Systemleistung wurde eine Auslegung auf 400 kVA festgelegt (vgl. Tabelle 7-1).

Tabelle 7-1: Eckdaten der Leistungswerte des Gesamtsystems aus Wechselrichtersystem-Sicht

Wechselrichterseitige Betrachtung	
Maximale Dauerleistung	350 kVA (Begrenzung aus Drossel)
Überlastleistung	400 kVA für 30s
Blindleistungskompensation: $\cos \phi$	0,9
Spannungslevel Spitze, Spitze	Untere Grenze: 2 Punkt WR: 565 V (+10%)= 621 V 3-Punkt WR: 650 V (+10%)=715 V DC → Plus Verluste Leistungselektronik Obere Grenze: 1250 V
Mindest-Maximalspannung	$U_{DC} \geq 1000 \text{ V}$
Topologie	3 Halbbrücken ohne Mittelpunktabgriff

Passend dazu erfolgte die Systemauslegung der Batterie mit einer maximalen Leistung von 400 kW bei einem Energieinhalt von etwa 50 kWh (vgl. Tabelle 7-2). Die benötigte Wirkleistungsanforderung im VISMA-Betrieb zur Netzstützung bei Frequenzschwankungen des angeschlossenen Netzes ist dabei abhängig von der konkreten Parametrierung der VISMA und wurde vom Partner EFZN mit entsprechenden Berechnungen der Wahrscheinlichkeitsdichte von Frequenzgradienten und möglichen Leistungsanforderungen abgesichert.

Tabelle 7-2: Eckdaten der Leistungswerte des Gesamtsystems aus Batteriesystem-Sicht

Batterieseitige Betrachtung	
Maximale Überlastwirkleistung	400 kW
Spannungslevel Spitze, Spitze	Untere Grenze: 2 Punkt WR: 565 V (+10%)= 621 V 3-Punkt WR: 650 V (+10%)=715 V DC → Plus Verluste Leistungselektronik Obere Grenze: 1250 V
Energiegehalt	Abhängig von max. C-Rate und thermischer Auslegung Erste Näherung: 50 kWh

Neben den elektrischen Kennwerten des Demonstrators wurden weiterhin die Betriebsbedingungen für den Demonstrator definiert und in einer internen Expertenrunde bewertet. Die zulässigen Umweltbedingungen sind hierbei grundsätzlich nach Klimaklasse 3K3 [74] definiert mit nachfolgenden Anpassungen. Der zulässige Bereich der Außentemperatur wird auf 0 bis 50 °C definiert bei 15 bis 85 % Luftfeuchte. Es werden im Projektrahmen nur beheizte und kontrollierte Innenraum-Umgebungen als Aufstellort genutzt bei einem Verschmutzungsgrad 2 [75]. Der Toleranzbereich der Spannung des Netzanschlusses liegt im Nennbereich von 400 V +- 10 %.

Zusätzlich zu den Anforderungen an das Gesamtsystem wurden ferner die Leistungs- und Signalschnittstellen zwischen den verschiedenen Einzelkomponenten des Gesamtsystems generisch

definiert. Die erarbeiteten Eckdaten wurden schließlich in einem technischen Lastenheft innerhalb des Konsortiums als Grundlage für die Erstellung der Einzelkomponenten und des Gesamtsystems mit technischen Spezifikationen festgehalten.

7.2 Auslegung des Wechselrichtersystems

7.2.1 Hardwarekonzept und Design des leistungselektronischen Systems.

Basierend auf den erstellten Lastenheftanforderungen wurde das Hardware-Konzept für das Wechselrichtersystem entwickelt. Der Leistungsteil wurde dabei unter Integration der Intelligenten Leistungsmodule mit einem für den Laboreinsatz dimensionierten Zwischenkreis und entsprechender Verschienung in mehreren Iterationen mit dem Partner Infineon hinsichtlich der Anwendbarkeit mit den Partnern EFZN und Infineon diskutiert und auf die konkrete Anwendung zugeschnitten.

Das Konzept entspricht den geforderten Lastenheftanforderungen hinsichtlich der zu erwartenden Leistungsanforderungen. Die entsprechenden Schaltpläne und Dokumentationen für Leistungshardware, Steuerungs- und Schutztechnik wurden vollständig erstellt und dokumentiert (vgl. Abbildung 7-2).

		LTI REEnergy GmbH Heinrich-Hertz-Straße 18 D-59423 Unna Germany Fon: +49 2303 779-0 Fax: +49 2303 779-397 www.lt-l.com																												
<small>The reproduction, distribution and utilization of this document as well as the communication of its contents to others without express authorization is prohibited. Offenders will be held liable for the payment of damages. All rights reserved in the event of the grant of a patent, utility model or design.</small>																														
Attention ! Before the initial operation pay attention to the following																														
1. Check precautions against unintentional contact voltage		2. Tighten all joint screws, in particular of the main circuit, as loosening due to transport shocks is possible																												
System description : Reservebatt xx.xx.xxx.xx Part number : Reservebatt Prototyp Information : IEC type		VDE 0660 part 500 prescription for switchgear VDE 106 part 100 contact protection class B0VA2 (VBG4)																												
Technical data Input voltage : 1500V DC Output voltage : 3x3xy/400V AC 50Hz Control voltage nominal : 230V AC Control voltage electronic : 24V DC		Wires colours 230V AC (L/N) : RD / BU 24V DC (+/0V) : BURD / BUWH Alternating / direct current : BK / BU Ground wire PE : GNYE Current measurement : GY Voltage measurement : BN																												
Last change : 2018-05-14		Total page number : 19																												
<table border="1"> <tr> <th>Initial</th> <th>Change</th> <th>LTI REEnergy GmbH</th> </tr> <tr> <td>Date: 2017-12-04</td> <td>Date: 2018-05-14</td> <td>Heinrich-Hertz-Straße 18</td> </tr> <tr> <td>Editor: mahlstroh</td> <td>Editor:</td> <td>D-59423 Unna Germany</td> </tr> <tr> <td>Approved:</td> <td>Approved:</td> <td>Rev.: 0</td> </tr> </table>	Initial	Change	LTI REEnergy GmbH	Date: 2017-12-04	Date: 2018-05-14	Heinrich-Hertz-Straße 18	Editor: mahlstroh	Editor:	D-59423 Unna Germany	Approved:	Approved:	Rev.: 0		Cover page	<table border="1"> <tr> <td>Com.-nr.:</td> <td>62xyx/Busch 18</td> <td>Autl</td> </tr> <tr> <td>Part.-nr.:</td> <td>Reservebatt Prototyp</td> <td>DOC</td> </tr> <tr> <td>Doc.-nr.:</td> <td></td> <td>P. 1</td> </tr> <tr> <td>Type.-nr.:</td> <td>Reservebatt xx.xx.xxx.xx</td> <td>total</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>19</td> </tr> </table>	Com.-nr.:	62xyx/Busch 18	Autl	Part.-nr.:	Reservebatt Prototyp	DOC	Doc.-nr.:		P. 1	Type.-nr.:	Reservebatt xx.xx.xxx.xx	total			19
Initial	Change	LTI REEnergy GmbH																												
Date: 2017-12-04	Date: 2018-05-14	Heinrich-Hertz-Straße 18																												
Editor: mahlstroh	Editor:	D-59423 Unna Germany																												
Approved:	Approved:	Rev.: 0																												
Com.-nr.:	62xyx/Busch 18	Autl																												
Part.-nr.:	Reservebatt Prototyp	DOC																												
Doc.-nr.:		P. 1																												
Type.-nr.:	Reservebatt xx.xx.xxx.xx	total																												
		19																												

Abbildung 7-2: Schaltplandokumentation zum Wechselrichtersystem

Die auf Basis der Lastenheftanforderungen zu erwartenden Grenzarbeitspunkte des Systems wurden berechnet und die Auslegung der einzelnen Leistungskomponenten hinsichtlich der elektrischen und thermischen Belastbarkeit angepasst.

Das Konzept für die Realisierung des Schaltschranks und der dortigen Integration der Schaltschrankkomponenten inklusive Leistungshardware wurde entwickelt. Die Integration des Wechselrichtersystems erfolgte in einem Doppelschaltschrank der Abmessungen BxHxT 256

2000x2000x500 mm (vgl. Abbildung 7-3). Der rechte Teilschrank beinhaltet die Leistungselektronik mit den drei abgesetzten ILM-Halbbrücken und einem in drei Teilen realisierten Zwischenkreis mit Zuordnung zu den einzelnen ILM. Die Netzfilterhardware ist dort ebenfalls untergebracht. Im linken Teilschrank ist die Anschlusstechnik der AC- und DC-Seite sowie die Steuerelektronik platziert.

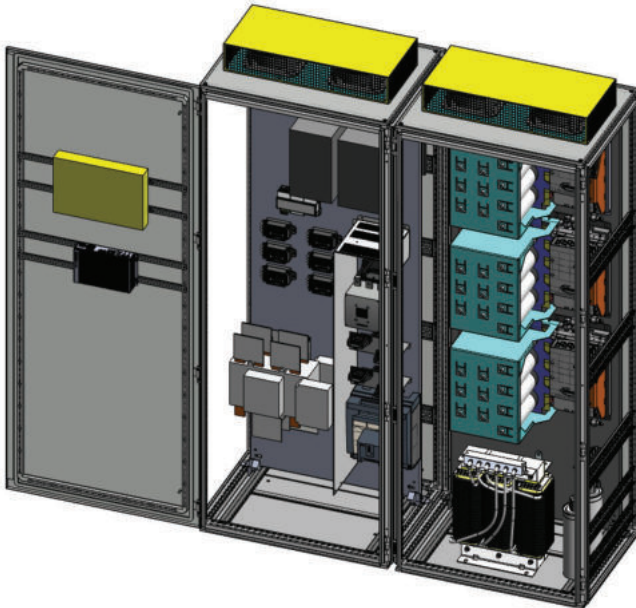


Abbildung 7-3: CAD-Grobplanung des Wechselrichtersystems

7.2.2 Konzept für die Netzanbindung

Die konzeptionelle Auslegung der Netzankopplung und die damit verbundene Filterauslegung erfolgte anhand der Leistungsanforderungen, der zu erwartenden Stromoverschwingungen sowie der Netzanschlussgegebenheiten. Die einzelnen Komponenten wurden final ausgelegt und simulativ hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit validiert (vgl. Abbildung 7-4, Abbildung 7-5). Dabei erfolgte die Filterauslegung bereits unter Einbeziehung des Mittelspannungstransformators für den finalen Anwendungsfall im Feldtestbetrieb. Es wurde eine LCL-Filtertopologie mit konverterseitiger Drossel mit Auslegung für höheren Oberschwingungsgehalt, Filterkondensatoren am Schrankanschlusspunkt sowie Einbeziehung der Transformatorinduktivitäten am Netzanschluss in der Anwendung gewählt.

Die Auslegung und Selektion der Hardware-Sensoren der Netzgrößen für die unterlagerte und überlagerte Regelung erfolgte unter Berücksichtigung der benötigten Schnittstellen und Dynamikanforderungen in Absprache mit den beteiligten Projektpartnern.

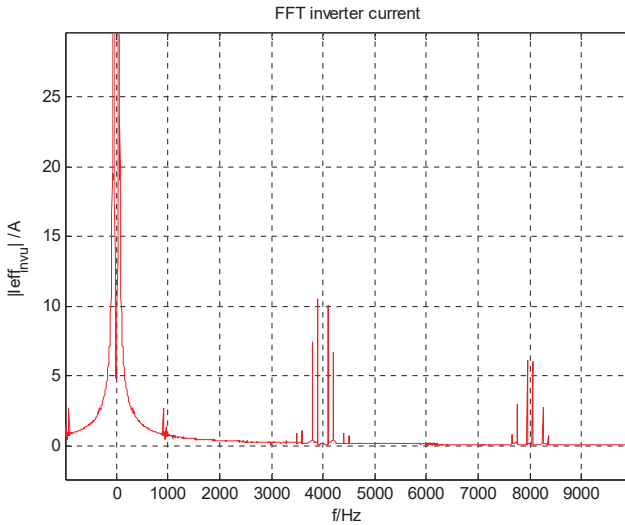


Abbildung 7-4: Simulationsergebnisse für das Drosselstromspektrum des Wechselrichtersystems bei 650 V Zwischenkreisspannung

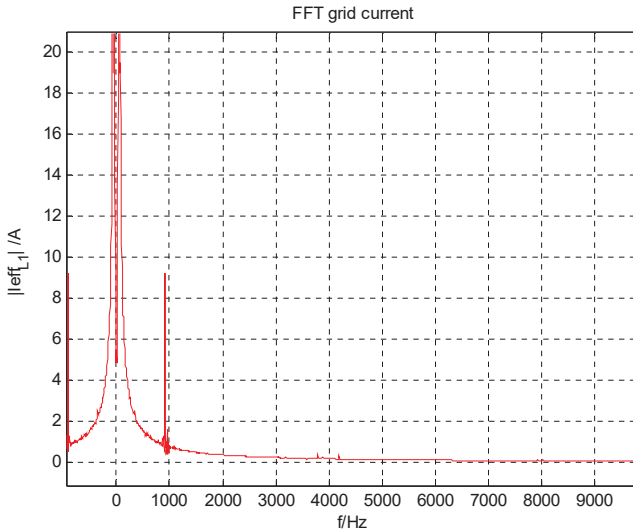


Abbildung 7-5: Simulationsergebnisse für das Netzstromspektrum des Wechselrichtersystems mit gewählter Filterauslegung bei 650 V Zwischenkreisspannung

7.2.3 Konzept für das Kühlsystem

Mögliche Realisierungen für ein Kühlsystem der Leistungselektronik und des Batteriesystems wurden in Kooperation mit den Partnern Infineon und AKASOL untersucht und eine flüssigkeitsbasierte Kühlung auf Basis von Verlustberechnungen der Leistungselektronik so ausgelegt, dass Temperaturhübe der leistungselektronischen Bauteile verringert und damit die Lebensdauer erhöht werden können.

Dabei wurde für die Realisierung des Prototypen ein modularer Aufbau mit separaten Kühlkreisen für beide Teilsysteme gewählt, um frühe Modultests bei den einzelnen Partnern zu ermöglichen und unterschiedlichen Temperaturniveaus in verschiedenen Betriebspunkten Rechnung zu tragen.

Für das Wechselrichtersystem wurde die Konzeption der Entwärmung der Leistungselektronik in Form einer flüssigkeitsbasierten Kühlung in parallelen Strängen sowohl für die einzelnen ILM-Halbbrückenmodule als auch für die konverterseitige Drossel mit hohem Oberschwingungsgehalt entwickelt. Diese und die zusätzlich vorgesehenen Durchflussregler vermeiden unterschiedliche Temperaturniveaus der einzelnen ILM durch eine einheitliche Vorlauftemperatur.

Der Kühlkreislauf wird anhand eines externen Flüssigkeits-Luft-Kühlsystems betrieben, welches an die oben genannten Kühlmittelleitungen angeschlossen wird (vgl. Abbildung 7-6).



Abbildung 7-6: Externer Teil des Kühlsystems im EFZN-Labor in Goslar

7.2.4 Wirtschaftliche Betrachtung

Für das Wirtschaftlichkeitsmodell des Projektpartners EFZN wurden energiekostenbezogene Werte für kostenrelevante Komponenten des Wechselrichtersystems generiert und dem Projektpartner zur Verfügung gestellt und die dort mit aggregierten Daten durchgeführte Gesamtwirtschaftlichkeitsrechnung des Systems weiter unterstützt.

7.3 Prototypische Realisierung des Wechselrichtersystems: Pilot 1

7.3.1 Umsetzung und Integration

Die prototypische Realisierung des Wechselrichtersystems erfolgte aufbauend auf der in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Konzept und der weiteren Auslegung. Die Leistungshardware und Anslusstechnik wurden entsprechend der vorherigen Planungen umgesetzt (vgl. Abbildung 7-7).

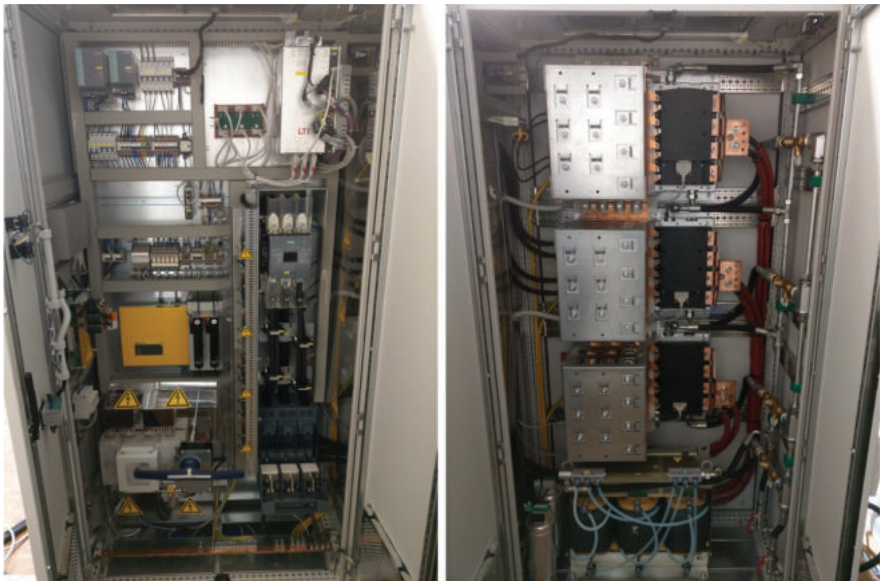


Abbildung 7-7: Teilschränke des Wechselrichtersystems als Pilot 1 (links: Steuerungsseite, rechts: Leistungsseite)

Die prototypische Realisierung der darin enthaltenen Steuerelektronik und zugehöriger Softwarefunktionalität erfolgte zunächst im Piloten 1 unter der Maßgabe, möglichst viele Standardkomponenten der beteiligten Projektpartner in für die konkrete Anwendung modifizierter Form verwenden zu können.

Auf eine tiefe Integration von Funktionalität verschiedener Partner in einem Gerät wurde hier zunächst bewusst verzichtet.

Für den Piloten 1 wurde daher ein modularer Ansatz auf unterschiedlicher Regelungshardware gewählt, so dass die überlagerte Netzwinkelregelung (in Form eines dSPACE-Rapid Prototyping System des Projektpartners EFZN) und die unterlagerte Stromregelung (als adaptierter LTI-Steuerprint)

separat entwickelt und effektiv modulgetestet sowie in mehreren Stufen nacheinander ins Gesamtsystem integriert werden können.

Der strukturelle und funktionelle Aufbau des Gesamtsystems als Pilot 1 ist nachfolgend schematisch dargestellt (vgl. Abbildung 7-8). Die Ansteuerung der drei ILM Halbrückenmodule des Projektpartners Infineon erfolgt mittels eines LTI-Steuerprints wobei auf beiden Seiten die Kommunikation mittels Adapterkarten an die konkrete Anwendung angepasst ist. Zusätzlich sind auf dem Steuerprint minimale Netzüberwachungsfunktionen, die Regelungszustandsmaschine, die Kommunikation und Ansteuerung mit den Anschlusskomponenten im Schaltschrank, sowie die eigentliche Stromregelung für die Halbrückenmodule untergebracht.

Die überlagerte Regelung des VISMA-Algorithmus, weiterer Netzfunktionalität sowie die Überwachung und Steuerung des Batteriesystems erfolgen auf dem abgesetzten dSPACE- Rapid Prototyping System. Dieses kommuniziert mit dem Steuerprint und dem Batteriesystem über das CAN-Protokoll etwa Sollwerte sowie Status- und Steuersignale.

Zusätzlich existiert eine separate Messwerterfassung von Strömen und Spannungen des Wechselrichtersystems, um Inbetriebnahme und Testbetrieb zu erleichtern. Über einen weiteren Kommunikationsbus mit Modbus-Protokoll können Mess- und Statusdaten abgefragt und unter anderem auf einem Industrie-PC zur Datenverarbeitung aggregiert werden.

Die Betriebsführung und die Nutzerschnittstelle sind über einen abgesetzten ControlDesk-PC realisiert, in welchem eine einfache Parametrierung insbesondere der VISMA-Eigenschaften ermöglicht.

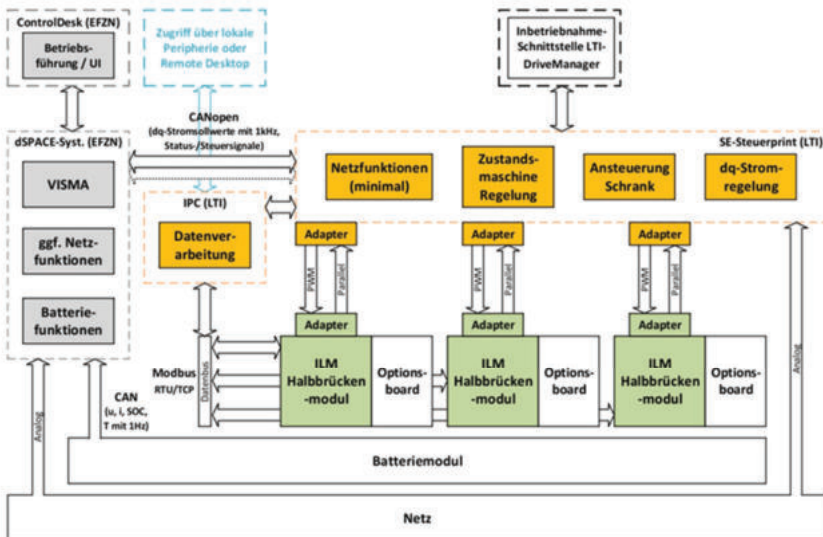


Abbildung 7-8: Struktureller Aufbau und Schnittstellen des Piloten 1

7.3.2 Anforderungskatalog und Testprozedur

Als Vorbereitung zur detaillierten Überprüfung des Gesamtsystems wurde ein Anforderungskataloges und eine zugehörigen Testprozedur für das Gesamtsystem erstellt. Dabei wurden zwei Teilbereiche unterschieden. Aufbauend auf den Lastenheftanforderungen wurde zum einen eine Testprozedur für die Untersuchung der Leistungsfähigkeit der Hardwarekomponenten fertiggestellt.

Im Hinblick auf die Funktionalität zur Erbringung von Momentanreserve wurden zum anderen Leistungsprofile aus statistischen Frequenzuntersuchungen des Projektpartners EFZN abgeleitet. Der Aufbau eines entsprechenden Prüffeldes für die weiteren Untersuchungen wurde am Standort Goslar bereits durch den Projektpartner EFZN durchgeführt.

Im Rahmen des ersten Teilbereichs der Prüfungen wurden die Komponenten des Gesamtsystems für die Laborumgebung (Pilot 1) am Firmenstandort in Unna vollständig aufgebaut und zu einem Gesamtsystem integriert. Es erfolgte eine schrittweise Überprüfung und Inbetriebnahme der einzelnen Komponenten insbesondere hinsichtlich Verdrahtung, Elektronik, Steuerung und Regelung über den Steuerprint sowie ein Abgleich der Messschnittstellen und Sensoren (vgl. Abbildung 7-9).



Inbetriebnahme ReserveBatt Prototyp 1

Inhaltsverzeichnis

Allgemein	2
Ablauf	2
Prüfungen	2
1. Sichtkontrolle.....	2
2. Überprüfung der Verdrahtung, Relaisetechnik.....	4
3. Schutzleitertest.....	4
4. Funktionstests Elektronik.....	5
5. Initialisierung Steuerprint inkl. Abgleich analoger Schnittstellen am Steuerprint	6
6. Initialisierung Stromrichtermodule	7
7. Ansteuerung Stromrichtermodule	7
8. Überprüfung Schutztechnik	8
9. Kommunikation zum IPC	8
10. Kühlsystem	9
11. Hochspannungstests.....	10
12. Leistungstests	11
13. Externe Kommunikation	18
14. Leistungstests mit externer Regelung (dSPACE)	18

Abbildung 7-9: Inbetriebnahmeablauf und Testprozedur für Piloten 1

Weiterhin wurden Überprüfungen der Netzkopplung, die Initialisierung und Ansteuerung der ILM-Stromrichtermodule, eine Überprüfung von Schutztechnik und Freigabeprozeduren, sowie Tests zur Dichtigkeit und Funktion des Kühlsystems und eine abschließende Prüfung der Hochspannungsfestigkeit durchgeführt.

Weitere Funktionstests des Gesamtsystems mit Überprüfung der gesamten Kommunikation sowie Inbetriebnahme der Leistungselektronik mit Tests der Regelung konnten erfolgreich abgeschlossen werden. Die funktionalen Tests ergaben, dass die Anforderungen des Lastenhefts vollständig erfüllt wurden.

Aufbauend auf oben beschriebenen, durchgeführten Untersuchungen wurde im Rahmen des zweiten Teilbereichs der Prüfungen Leistungsprofile zur Erbringung der Momentanreserve aus statistischen Frequenzuntersuchungen des Projektpartners EFZN abgeleitet. Die daraus resultierenden Untersuchungen wurden vom EFZN mit Unterstützung der Projektpartner Infineon und KEBA abgeschlossen.

7.3.3 Qualifizierung und Messungen

Eine initiale Inbetriebnahme des Piloten 1 fand im Rahmen der oben genannten Tests an unserem Standort in Unna statt. Im Folgenden sind relevante Messungen daraus dargestellt.

Ergebnisse der Untersuchung des Wechselrichtersystems im Teillastbereich mit niedriger Zwischenkreisspannung ist mit der Systemantwort auf einen Stromsollwertsprung in Abbildung 7-10 dargestellt. Der stationäre Fall bei ca. 70 kW Wirkleistung am Netz wird in Abbildung 7-11 gezeigt.

Der Volllastbetrieb bei niedriger Zwischenkreisspannung mit ca. 300 kW Wirkleistung am Netz wird in Abbildung 7-12 präsentiert. Abbildung 7-13 zoomt in den zeitlichen Verlauf der Zwischenkreisspannung mit hoher Auflösung.

Im Weiteren wird der stationäre Teillastbetrieb mit reiner Blindleistungsanforderung für positive Blindleistung in Abbildung 7-14 sowie für negative Blindleistung in Abbildung 7-15 dargestellt.

Zusätzlich wurde ein mehrstündiger Dauerleistungstest bei ca. 300 kW Wirkleistung am Netz unter gleichzeitiger Messung thermischer Verläufe an verschiedenen Punkten des Gesamtsystems durchgeführt, durch welchen die elektrische und thermische Eignung bestätigt werden konnte. Die thermischen Messungen sind nachfolgend in Abbildung 7-16 gezeigt und bestätigen die robuste Auslegung des Systems für den experimentellen Anwendungsfall.

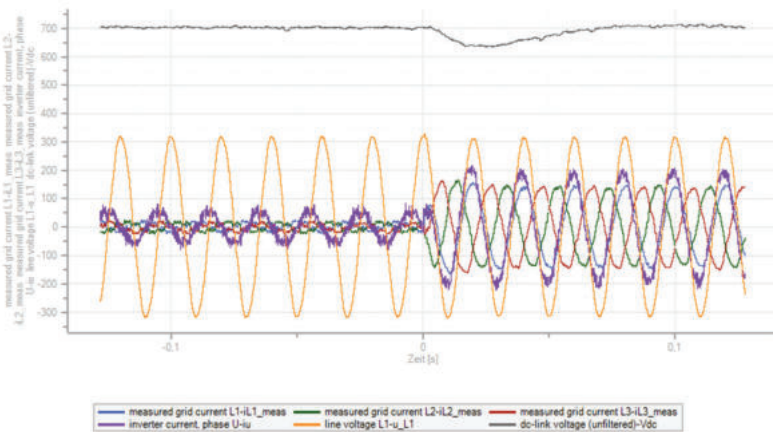


Abbildung 7-10: Sprungantwort auf Stromsollwertänderung (in A) im Teillastbetrieb mit niedriger Zwischenkreisspannung (in V)

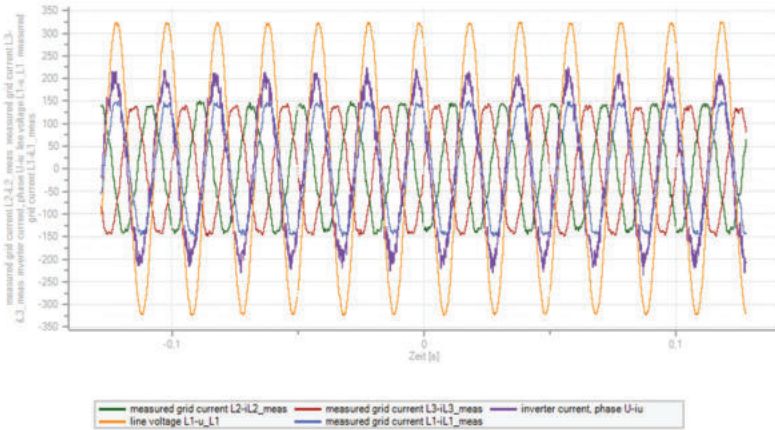


Abbildung 7-11: Stationärer Teillastbetrieb mit Stromregelung

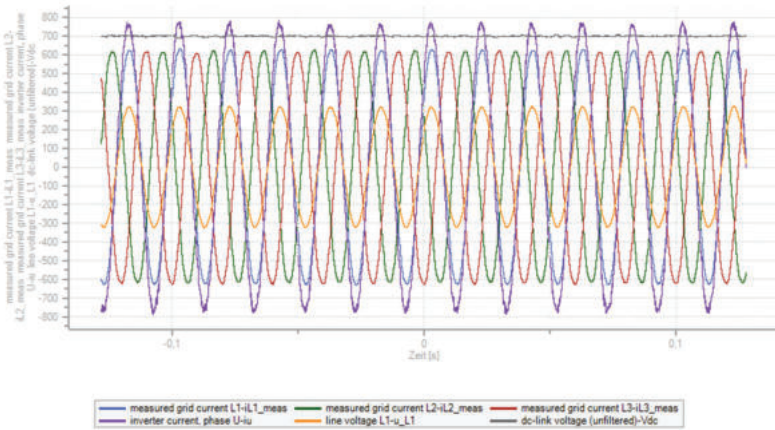


Abbildung 7-12: Stationärer Vollastbetrieb (ca. 300 kW zum Netz) bei niedriger Zwischenkreisspannung

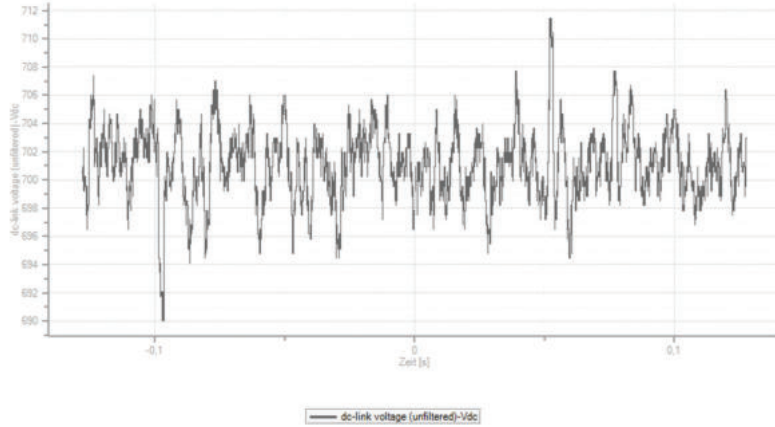


Abbildung 7-13: Zwischenkreisspannung (in V) im stationärer Volllastbetrieb (ca. 300 kW zum Netz)

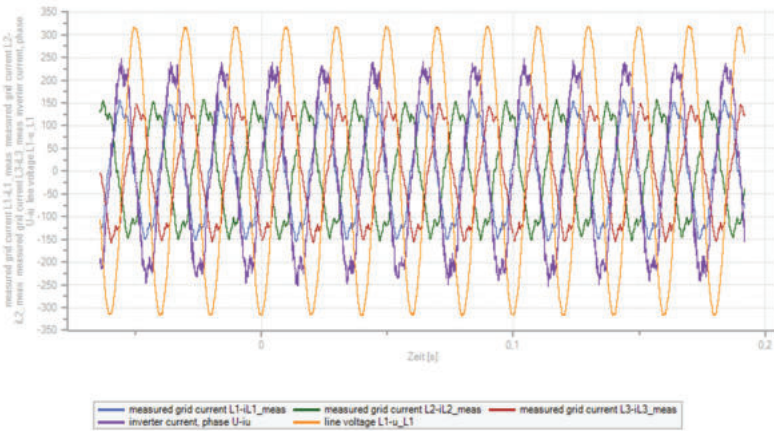


Abbildung 7-14: Stationärer Teillastbetrieb im Phasenschieberbetrieb (positive Blindleistung)

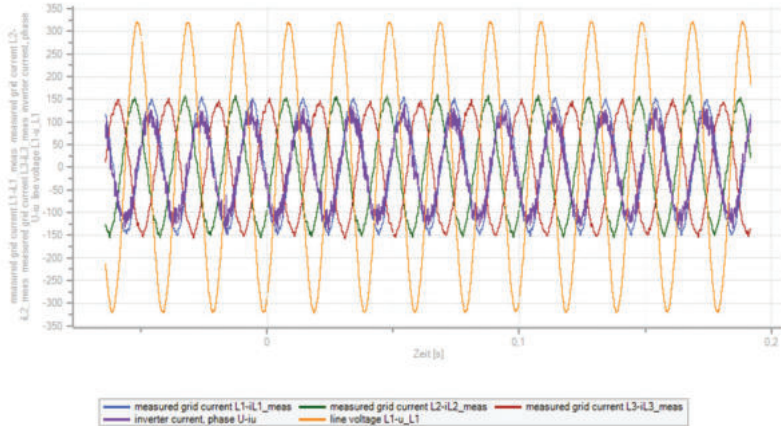


Abbildung 7-15: Stationärer Teillastbetrieb im Phasenschieberbetrieb (negative Blindleistung)

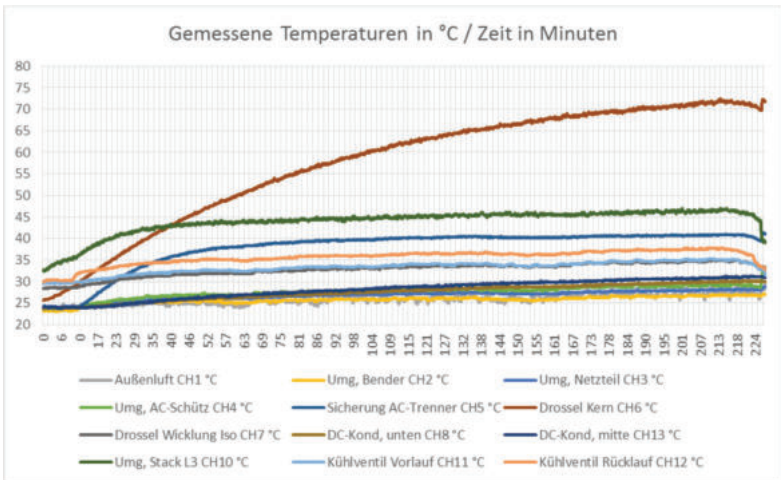


Abbildung 7-16: Temperaturverläufe (in °C) des Systems aus thermische Langzeitmessung bei ca. 300 kW am Netz.

Zusätzlich zur Auswertung der Temperaturmessfühler wurden Temperaturentnahmen mit einer Thermokamera am Ende der Langzeitmessung durchgeführt, welche die Wärmeverteilung an ausgewählten Komponenten des Wechselrichtersystems aufzeigen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 7-17 dargestellt.

Nach Abschluss dieser Untersuchungen wurde das Gesamtsystem für die Laborumgebung zum Projektpartner EFZN nach Goslar transportiert und in dem dortigen Labor installiert und erfolgreich in Betrieb genommen (vgl. Abbildung 7-18).

Der Pilot 1 wurde am Standort Goslar vom Projektpartner EFZN danach bereits zu vorzeitigen Untersuchungen in die dortige Feldumgebung transportiert und erfolgreich integriert. Gemeinsam mit

dem EFZN und Infineon erfolgten dort in einer mehrwöchigen Zusammenarbeit schließlich die erfolgreiche Inbetriebnahme des Systems in der Feldumgebung und Vorbereitungen für die ausführlicheren Untersuchungen des EFZN.

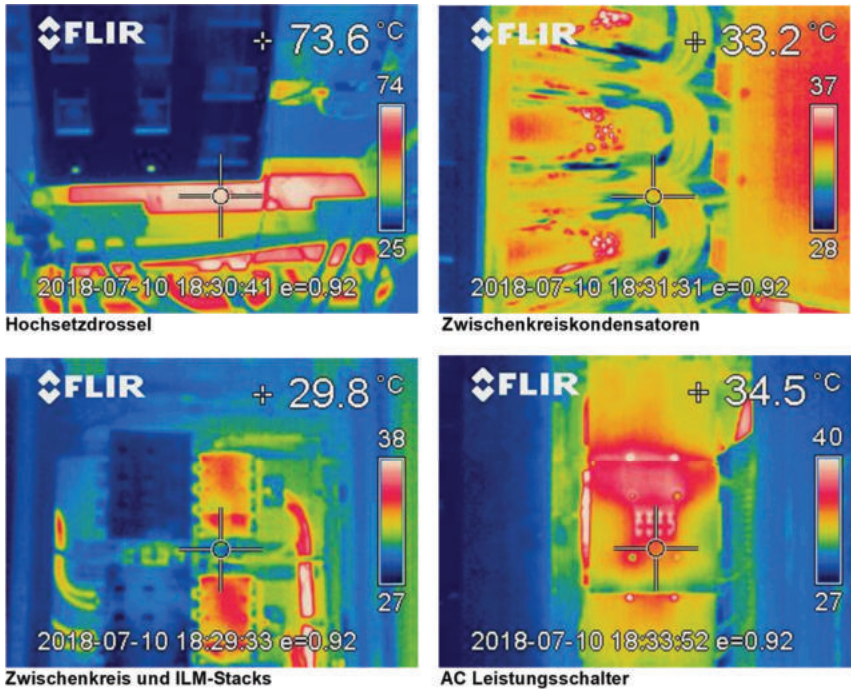


Abbildung 7-17: Temperaturaufnahmen von Systemkomponenten nach ca. 3,5 Stunden thermischer Langzeitprüfung bei ca. 300 kW am Netz (vgl. Abbildung 7-3 und Abbildung 7-7)



Abbildung 7-18: Das installierte Wechselrichtersystem Pilot 1 in der Laborumgebung am Standort Goslar (EFZN)

7.4 Prototypische Realisierung des Wechselrichtersystems: Pilot 2

7.4.1 Änderungen zum Piloten 1

Aufbauend auf der Struktur des Gesamtsystems für die Laborumgebung wurde ein Konzept des Gesamtsystems für die Feldumgebung im Austausch mit den Projektpartnern entwickelt und gemeinsam verabschiedet.

Die bisherigen drei hauptsächlichen Teilsysteme (dSPACE-System mit überlagerter VISMA-Regelung, Steuerprint mit Stromregelung und ILM-Stromrichtermodule) werden auf zwei Teilsysteme (Neues Hardwareboard mit VISMA als Steuerungsrechner und ILM-Stromrichtermodule mit Stromregelung) verringert und die Kommunikationswege zusätzlich vereinheitlicht. Dies bedeutet eine deutlich höhere Integrationsdichte und somit Nähe zu einem entsprechenden Serienprodukt.

Die bisherigen Erfahrungen aus Konzeption, Aufbau und Betrieb des Gesamtsystems für den Laborbetrieb wurden explizit mitberücksichtigt. Eine darüberhinausgehende Integration der Datenverarbeitung sowie der Schaltschranksteuerung ist konzeptionell einfach möglich. Für die weitere Realisierung wurde diese nachrangig behandelt, um die Komplexität nicht unnötig ohne zusätzlichen Beitrag zu den Projektzielen zu erhöhen.

Der Schaltschrankaufbau wurde überarbeitet und an die neuen, höher integrierten Komponenten angepasst. Der leistungselektronische Teil des Schrankes wurde einem leichten Redesign unterzogen. Dieses geschah auf Basis der beim ersten Piloten dokumentierten Verbesserungsmöglichkeiten während der Inbetriebnahme und den darauffolgenden Untersuchungen. Im wesentlichen Design ist der leistungselektronische Teil aufgrund der positiven bisherigen Erfahrungen dabei nicht verändert worden.

Das realisierte Wechselrichtersystem Pilot 2 ist nachfolgend dargestellt (vgl. Abbildung 7-19).

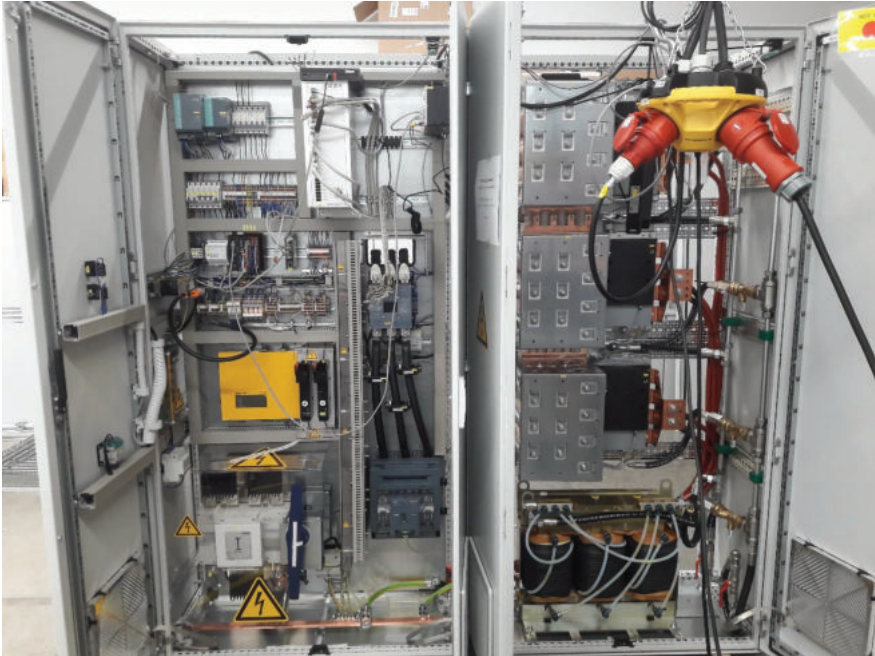


Abbildung 7-19: Das Wechselrichtersystem Pilot 2 (hier mit Testverdrahtung am Standort Unna)

7.4.2 Umsetzung und Integration

Der strukturelle und funktionelle Aufbau des Gesamtsystems als Pilot 2 ist nachfolgend schematisch dargestellt (vgl. Abbildung 7-20). Die übergeordnete Betriebsführung kann jetzt mit allen Komponenten über ein gemeinsames Modbus-Bussystem kommunizieren.

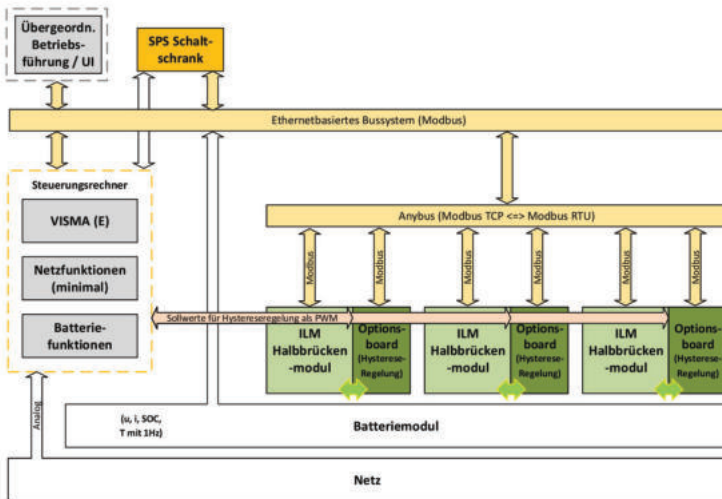


Abbildung 7-20: Struktureller Aufbau und Schnittstellen des Piloten 2

Die Ansteuerung der drei ILM Halbrückenmodule des Projektpartners Infineon erfolgt nun direkt auf dedizierten Optionsboards auf denen die Stromregelung in Form einer Hystereseregulung läuft. Dies ermöglicht kurze Signal- und Messwertwege für die notwendige hochfrequente Datenerfassung, welche für die Stromhystereseregulung notwendig ist. Bewusst wurden im Schaltschrank die hierfür benötigten Sensoren in vollem Umfang für das Optionsboard angelegt, so dass eine modulare Inbetriebnahme ohne Austausch von im Regelungsstakt benötigten Messwerten ermöglicht wurde.

Die dazu relevanten Stromsollwerte wurden mittels einer robusten PWM-Sollwertschnittstelle von der entwickelten Steuerungsrechner-Hardware (Stuerelektronik) übertragen, welche aus einem Kommunikationsboard, einem Steuerungsboard und einem IO-Board besteht und in einem schirmenden Gehäuse untergebracht ist (vgl. Abbildung 7-21). In diese neue Stueerelektronik sollte die Software-Einbettung unter anderem der Virtuellen Synchronmaschine des Projektpartners EFZN integriert werden. Das neue Stueerelektronik wurde im Projekt fertiggestellt und die Entwicklung eines für die VISMA geeigneten MATLAB-Containers innerhalb der eingebetteten Software durchgeführt.



Abbildung 7-21: Neue Steuerelektronik in Pilot 2

Dieser MATLAB-Container zur Einbettung der VISMA wurde dem Projektpartner EFZN zur Verfügung gestellt und konnte während der Projektlaufzeit dort bereits frühzeitig zu einer ersten Code-Integration genutzt werden.

Die Kommunikation und Ansteuerung mit den Anschlusskomponenten im Schaltschrank ist im Piloten 2 über eine separate speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) implementiert (vgl. Abbildung 7-22). Die interne Logik der Schranksteuerung wurde entwickelt und der notwendige Informationsaustausch spezifiziert.

Die SPS wurde darauf aufbauend mit anwendungsspezifischer Software programmiert, welche die Kommunikation und Sicherheit der Komponenten innerhalb des Schaltschranks und im Rahmen des prototypischen Betriebs und den geplanten Untersuchungen den Gerätezustand und Freigabevoraussetzungen für den Betrieb überwacht.



Abbildung 7-22: Integrierte Steuerelektronik inklusive SPS im Piloten 2 mit Testverdrahtung

Konkret übernimmt die SPS die Aufgabe, die schaltschrankinternen Signale zu verarbeiten, den Betrieb anhand eines Zustandsautomaten zu ermöglichen und die gesammelten Informationen einer überlagerten Betriebsführung zugänglich zu machen. Es werden Steuersignale einer externen Betriebsführung über Modbus/TCP ausgelesen, aktuelle schaltschrankbezogene Zustandsinformation über ein definiertes Statuswort für die externe Betriebsführung bereitgestellt und Temperaturinformationen der angeschlossenen PT100-Sensoren ebenfalls für die externe Betriebsführung zur Verfügung gestellt.

Das Zustandsdiagramm mit Fehler- und Betriebszuständen unter Angabe der Aktionen bei Zustandseintritt sowie Zustandsübergängen mit entsprechenden Übergangsbedingungen aus schaltschrankinternen Informationen und externen Steuerbefehlen ist nachfolgend dargestellt (vgl. Abbildung 7-23).

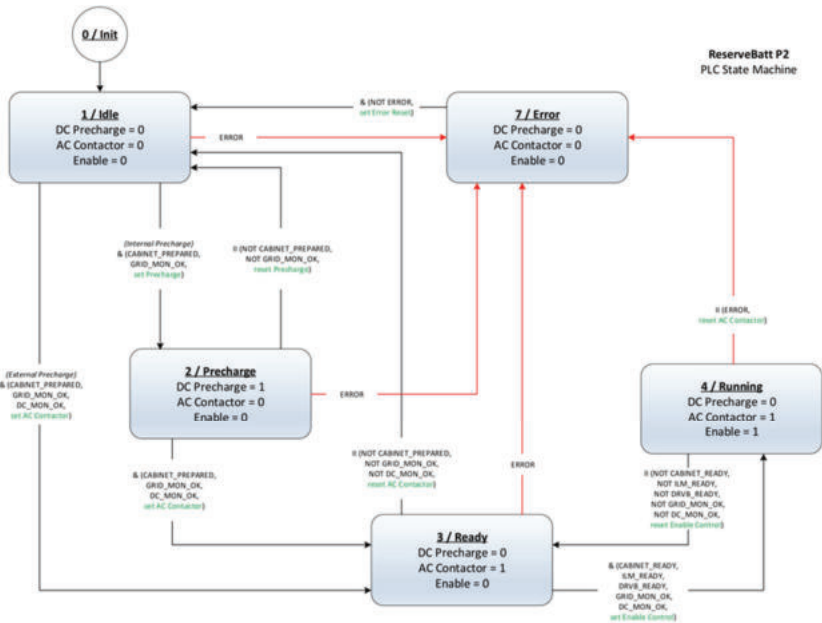


Abbildung 7-23: Zustandsdiagramm der SPS-Logik

7.4.3 Qualifizierung und Messungen

Eine initiale Inbetriebnahme des Piloten 2 fand basierend auf einem angepassten Inbetriebnahmeablauf sowie Testprozedur für Piloten 1, welcher um die oben beschriebenen Änderungen zum Piloten 2 ergänzt wurde, am Standort Unna statt. Dies umfassten auf der einen Seite unter anderem Verdrahtungsprüfungen, Schutzleiter- und Prüfspannungstest (vgl. Abbildung 7-24). Auf der anderen Seite wurden Tests zur Funktionsprüfung von Einzelkomponenten sowie der Kommunikation im Gesamtsystem durchgeführt (vgl. Abbildung 7-25).

Damit konnte eine systematische Erstinbetriebnahme aller Teilsysteme und der gesamten Kommunikation aller beteiligten Partnerkomponenten erfolgreich durchgeführt werden. Die grundlegende Funktionalität für einen Betrieb unter Leistung konnte dabei ebenfalls gezeigt werden.

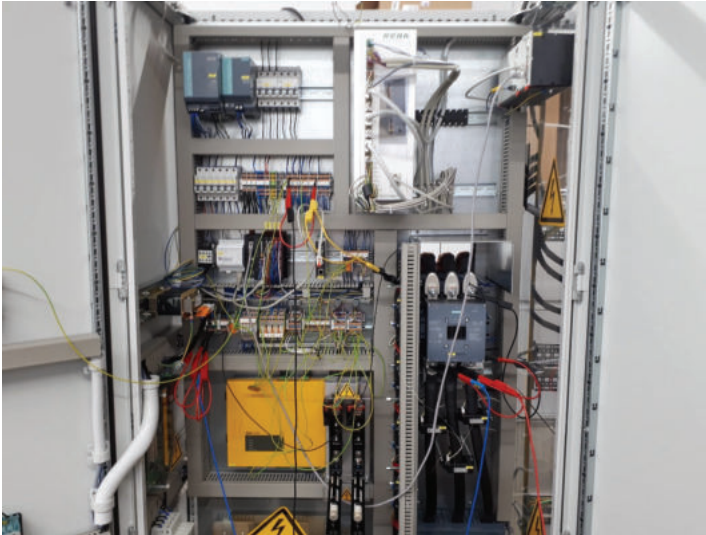


Abbildung 7-24: Pilot 2 mit Prüfverdrahtung für Prüfspannungstest einer Stückprüfung lt. EN 62477-1:2012 [75]

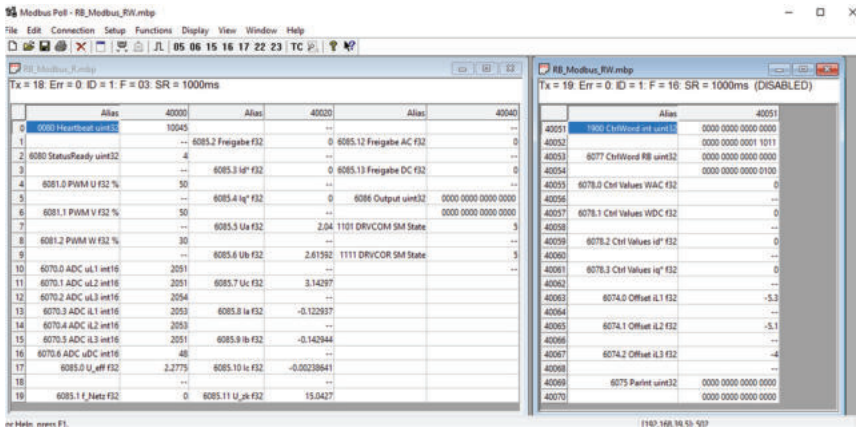


Abbildung 7-25: Test der Modbus-Kommunikation mit der Steuerelektronik durch Emulation der Betriebsführungsnachrichten.

Anschließend konnte der Transport nach Goslar erfolgen, wo der Pilot 2 in die Feldumgebung integriert und ebenfalls als Gesamtsystem mit Wechselrichtersystem und Batteriesystem installiert wurde.

Eine gemeinsame Inbetriebnahme im Gesamtsystem am finalen Aufstellort in der Feldumgebung konnte dann mit vollem Leistungsumfang des Systems durchgeführt werden (vgl. Abbildung 7-26).

Im Folgenden sind relevante Messungen aus den Versuchsreihen des Piloten 2 mit verbundenem finalen Batteriesystem dargestellt. Kanal C1 in Gelb zeigt die verkettete Ausgangsspannung U_{12} und Kanal C2 in grün stellt einen Leiterstrom I_{L2} dar.

Zunächst sind die Ergebnisse des Blindleistungsbetriebs im stationären Teillastbetrieb (vgl. Abbildung 7-27) und im Volllastbetrieb (vgl. Abbildung 7-28) für induktives Verhalten am Netz gezeigt. Im Weiteren werden für kapazitives Verhalten ebenfalls der stationäre Teillastbetrieb (vgl. Abbildung 7-29) und der stationäre Volllastbetrieb (vgl. Abbildung 7-30). Für den Volllastbetrieb sind jeweils Leistungen größer 300 kVA gefahren worden. Deutlich ist dabei das relativ weiche Netz am dortigen Anschlusspunkt anhand der Abweichungen im Spannungseffektivwert erkennbar.

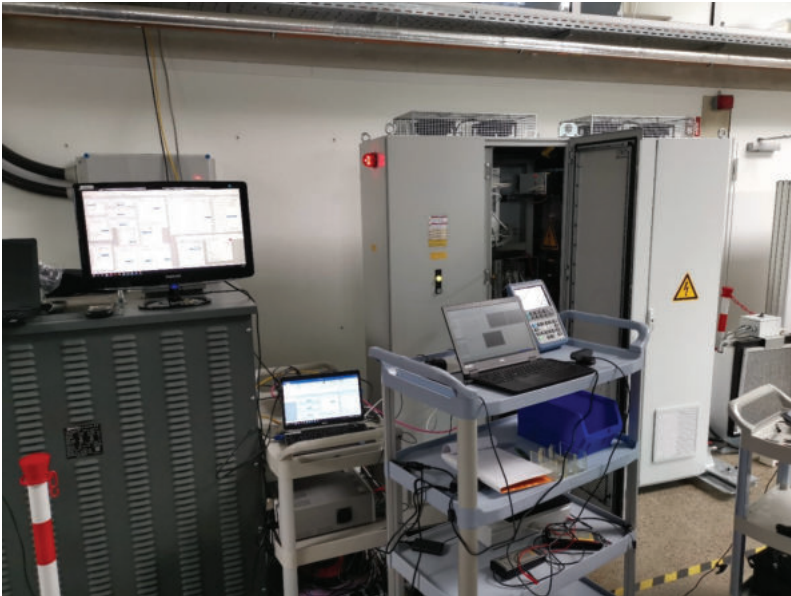


Abbildung 7-26: Das Wechselrichtersystem Pilot 2 in der Feldumgebung am Standort Goslar des EFZN bei Leistungs-Inbetriebnahme

Schließlich sind Ergebnisse zu den Wirkleistungsversuchsreihen beim Entladebetrieb des Batteriesystems mit 300 A auf der AC-Seite (vgl. Abbildung 7-31) sowie beim Ladebetrieb mit 350 A auf der AC-Seite dargestellt (vgl. Abbildung 7-32).



Abbildung 7-27: Stationärer Teillastbetrieb induktiv

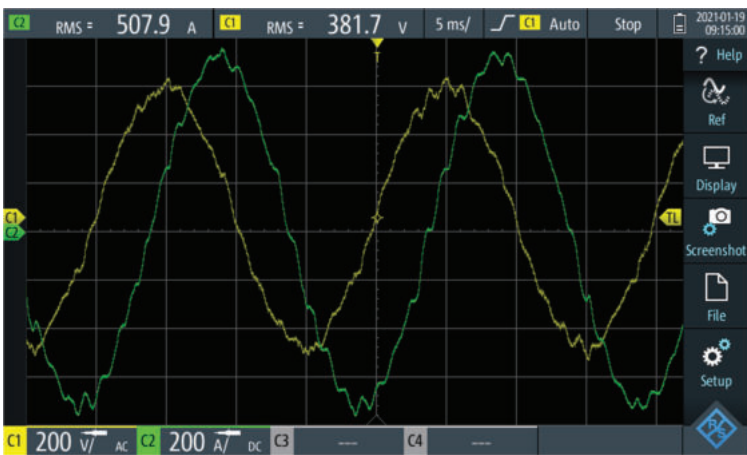


Abbildung 7-28: Stationärer Volllastbetrieb induktiv (über 300 kVA_r zum Netz)



Abbildung 7-29: Stationärer Teillastbetrieb kapazitiv



Abbildung 7-30: Stationärer Volllastbetrieb kapazitiv (über 300 kVAr zum Netz)

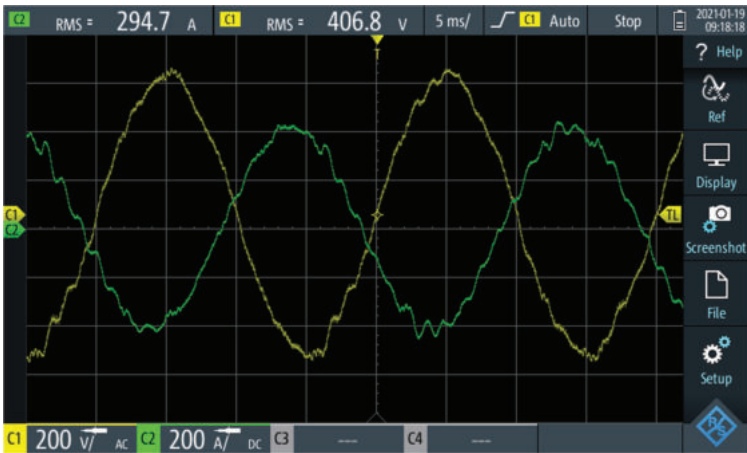


Abbildung 7-31: Stationärer Entladebetrieb der Batterie mit 300 A AC



Abbildung 7-32: Stationärer Ladebetrieb der Batterie mit 350 A AC

8 Ergebnisse Intelligentes Leistungsmodul – Infineon Technologies

8.1 Intelligentes Leistungsmodul – Konzepte und Umsetzung

Zunächst wurde im Konsortium ein detailliertes Konzept für das Gesamtsystem erarbeitet und in Form eines Lastenhefts dokumentiert. Basierend auf der Definition des Funktionsumfangs des Demonstrators zur Erbringung von Momentanreserve wurden die elektrischen Kennwerte (Nennleistung, Energieinhalt Batterie etc.) des Demonstrators sowie die Betriebsbedingungen (Temperaturbereiche, mögliche Anforderungen bzgl. Überlastfähigkeit, zulässiger Spannungsbereich Netzverknüpfungspunkt etc.) festgelegt. Weiterhin erfolgte die Definition der Schnittstellen („power and signals“) zwischen den verschiedenen Einzelkomponenten des Gesamtsystems.

Infineon hat in dieser Projektphase besonders sein Halbleiter- und ILM-Knowhow eingebracht, um die Chancen der Umsetzbarkeit des Vorhabens abzusichern und mögliche Risiken für den weiteren Projektverlauf bestmöglich zu reduzieren. Mit der Fertigstellung des mit allen Projektpartnern abgestimmten Lastenhefts wurde der Meilenstein M1 („Technisches Lastenheft als Grundlage für die Fertigung der Einzelkomponenten und des Gesamtsystems ist erstellt“) erreicht.

Basierend auf den im Lastenheft definierten ILM-Spezifikationen (Leistungsdaten, Signal-Schnittstellen etc.) wurde ein Realisierungskonzept für das ILM erarbeitet, welches diese Anforderungen auf die in Abbildung 2-2 dargestellten ILM-Komponenten (Leistungshalbleiter, Kühlkörper, Ansteuerung, Interface etc.) herunterbricht.

Auf Grundlage des erarbeiteten ILM-Konzepts erfolgten Studien sowohl für das elektrische als auch für das mechanische ILM-Design. Hierbei wurden Realisierungsmöglichkeiten für die elektrischen bzw. elektronischen Komponenten (Leistungshalbleiter, IGBT-Treiber, Sensorik, Signalverarbeitung etc.) und die mechanischen Komponenten (Lastanschlüsse, Gehäuse etc.) betrachtet, bewertet und ausgewählt.

Das für die Umsetzung der Demonstratoren zur Bereitstellung von Momentanreserve ausgewählte ILM-Zielkonzept wurde auf die Leistungsklasse des Demonstrators abgestimmt und sieht u.a. für die Endstufe eine 2-Level-Halbbrücke vor. Für die Integration innovativer Features wurde ein Konzept gewählt, welches durch Einsatz von Mikrocontrollern eine flexible und leistungsfähige Signalverarbeitung ermöglicht. Als Kommunikationsprotokoll für die Feldbus-Schnittstelle wurde das Modbus-Protokoll gewählt.

Für die Umsetzung bis hin zum Gesamtsystem wurde ein zweistufiger Umsetzungsplan für den Stromrichter im Projekt vereinbart („Pilot 1 und Pilot 2“).

Zunächst wurde mit der Realisierung erster, früher ILM-Prototypen für den Stromrichter des sogenannten Pilot 1 (Abbildung 8-1) begonnen. Es wurden entsprechende ILM-Testvehikel vorbereitet, welche bereits erste, für diese Anwendung relevante, Funktionalitäten zur Verfügung stellen. Diese Testvehikel haben dem Projektpartner KEBA ermöglicht einen Aufbau des Pilot 1 zu realisieren und erste praktische Untersuchungen bzgl. der wesentlichen Funktionalitäten des Stromrichters zu durchzuführen.

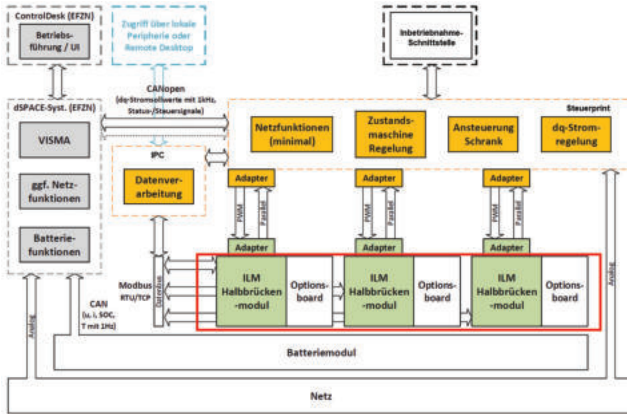


Abbildung 8-1: Blockschaltbild Pilot 1 (ILMs rot markiert)

Entsprechend wurde in enger Abstimmung mit dem Projektpartner KEBA ein Konzept zur Integration aller Stromrichter-Komponenten (u.a. ILM, Zwischenkreis, Netzfilter, Steuerelektronik) in einen Schaltschrank erarbeitet. Hierzu gehörte u.a. das Anfertigen von CAD-Modellen für verschiedene Realisierungsmöglichkeiten des aus ILMs und Zwischenkreis bestehenden IGBT-Stacks. Weiterhin wurde ein Schnittstellenkonzept entworfen um die ILMs mit den verschiedenen Komponenten der Steuerelektronik zu verbinden. Weiterhin erfolgten in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern KEBA und AKASOL Entwurf und Auslegung eines flüssigkeitsbasierten Kühlsystems für die Leistungselektronik und das Batteriesystem. Hierbei wurde entschieden, das Kühlsystem geteilt bzw. modular aufzubauen, so dass für Leistungselektronik und Batterien jeweils ein eigener Kühlkreislauf realisiert wird.

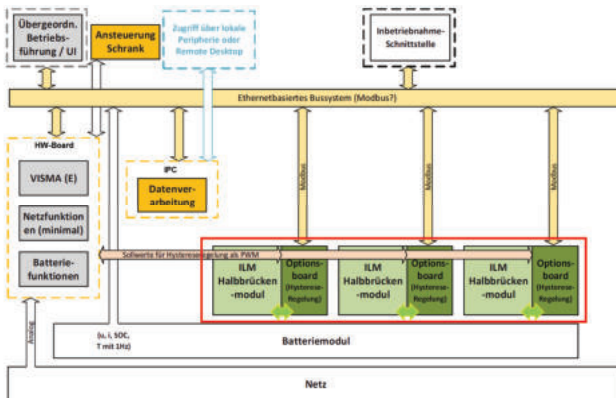


Abbildung 8-2: Blockschaltbild Pilot 2 (ILMs rot markiert)

Im nächsten Schritt wurde mit dem Projektpartner KEBA ein Konzept für den Stromrichter des sogenannten Pilot 2 entworfen (siehe Abbildung 8-2). Hinsichtlich der ILMs besteht der wesentliche Unterschied gegenüber dem Stromrichterpilot 1 in der Art der Generierung der IGBT-Ansteuersignale.

Beim Stromrichterpilot 1 werden aus der KEBA-Stuerelektronik heraus die Ansteuersignale erzeugt. Das Konzept für den Pilot 2 sieht vor, dass die ILMs Stromsollwerte von der Stueerelektronik erhalten, welche dezentral in den ILMs mittels einer Hysterese-Regelung in Ansteuersignale für die IGBTs umgesetzt werden.

Für die Realisierung der Hysterese-Regelung ist es erforderlich, die als PWM-Signale aus der Stueerelektronik erhaltenen Stromsollwerte auszuwerten und mit Kenntnis des im ILM gemessenen Momentanwerts des Phasenstroms in ein IGBT-Ansteuersignal zu übersetzen.

Wie in Abbildung 8-2 skizziert, wurde für die Implementierung der Hysterese-Regelung ein modularer Ansatz gewählt, bei dem das ILM um ein sogenanntes Optionsboard erweitert wird, welches die zusätzlich benötigte Funktionalität bereitstellt. Dieser Ansatz wird durch das ILM-Zielkonzept ermöglicht, welches solche Optionsboards als flexible Möglichkeit zur Realisierung innovativer ILM-Features vorsieht. Hierdurch kann die im Projekt angestrebte Erforschung und Evaluierung verschiedener Realisierungsmöglichkeiten für den Stromrichter erfolgen.

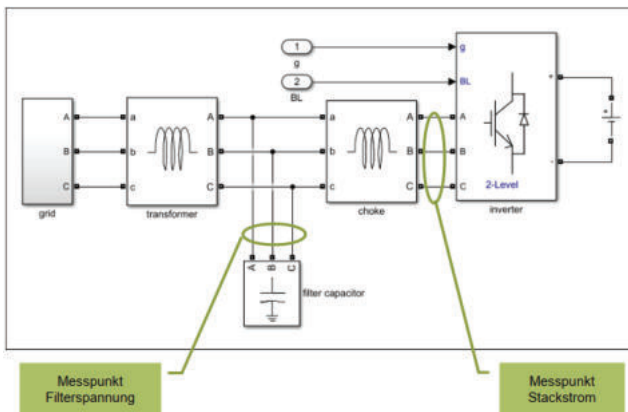


Abbildung 8-3: Simulationsmodell Leistungsteil

Zur Vorbereitung der Implementierung des als „Hysterese-Modul“ bezeichneten Optionsboards wurden zunächst detaillierte, auf Simulationen basierte Voruntersuchungen durchgeführt. In Abbildung 8-3 und Abbildung 8-4 sind die in Simulink implementierten Modelle für Leistungsteil und Regler dargestellt. Das Modell des Leistungsteils beinhaltet den vollständigen Wechselrichter mit LC-Ausgangsfiler sowie den Transformator für den Anschluss des Systems an ein Mittelspannungsverteilnetz. Das Modell des Hysterese-Reglers besteht aus den Blöcken Netzsynchrisation, Aufbereitung Stromsollwerte (Dämpfung LC-Resonanz, Inverse dq-Transformation), Hysteresekomparator und Pulsverarbeitung.

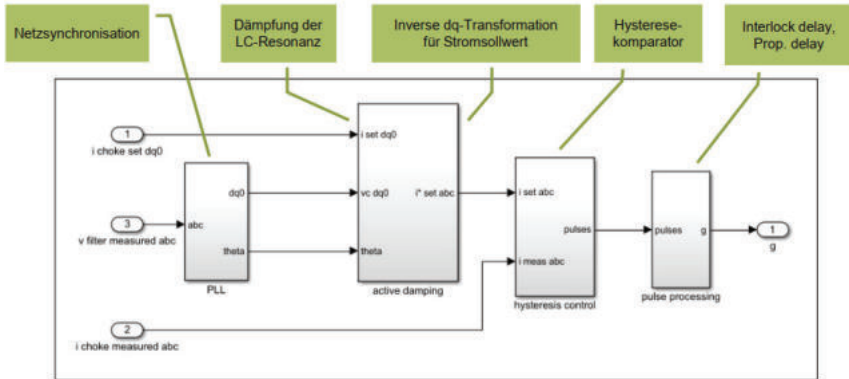


Abbildung 8-4: Simulationsmodell Hystereseregler

Im Folgenden sind einige exemplarische Simulationsergebnisse dargestellt. Abbildung 8-5 zeigt die Soll- und Istwerte der drei Stackströme in einem Arbeitspunkt mit einer Zwischenkreisspannung von 900 V und einem AC-Strom von 500 A. Hierbei wurde eine Hystereseband von $\Delta I = 150$ A eingestellt. Wie in zu sehen, bildet sich unter bestimmten Bedingungen automatisch ein Flat-Top-Verhalten aus, welches zu einer Reduzierung der Schaltverluste führt. Die optimale Ausprägung wird erreicht, wenn die Zwischenkreisspannung der dreifachen Amplitude der Netzspannung entspricht. Hier wird die Stromänderung di/dt im Bereich des Scheitels der Netzspannung zu null, wodurch in dieser Phase nicht geschaltet werden muss. Das Auftreten bzw. die Ausprägung einer Flat-Top-Phase ist somit abhängig von der Höhe der Zwischenkreisspannung und der Phasenlage von AC-Spannung bzw. AC-Strom.

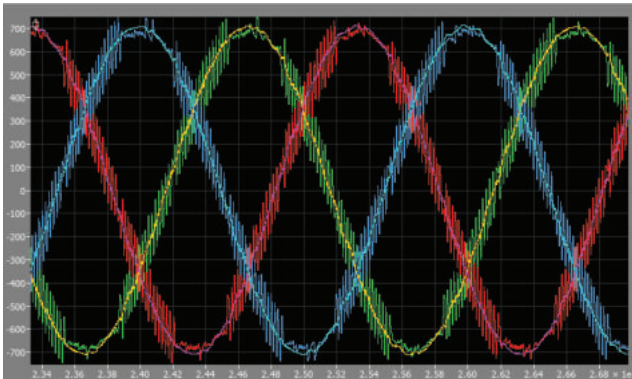


Abbildung 8-5: Simulation von Soll- und Istwert Stackstrom (Arbeitspunkt: VDC=900 V, VAC=400 V, IAC=500 A, $\cos(\phi)=1$, $\Delta I=150$ A)

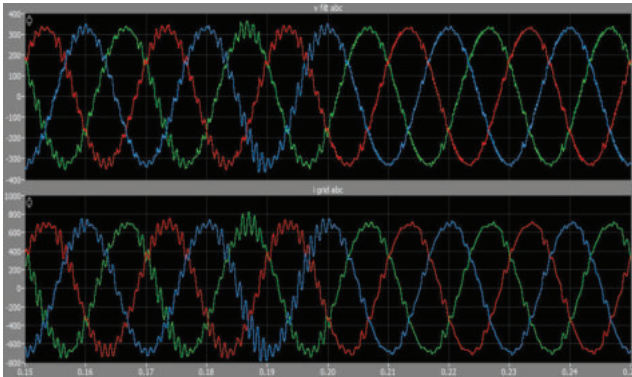


Abbildung 8-6: Simulation von Spannung am Filterkondensator (oben) und Netzstrom (unten); Zuschaltung der aktiven Dämpfung bei $t=200$ ms (Arbeitspunkt: $V_{DC}=900$ V, $V_{AC}=400$ V, $I_{AC}=500$ A, $\cos(\phi)=1$, $I_{\Delta}=150$ A)

In Abbildung 8-6 ist die Wirkung der implementierten aktiven Dämpfung von Resonanzen im aus Filterkondensator und Netzinduktivität bestehenden LC-Schwingkreis dargestellt. In dieser Simulation wurde die aktive Dämpfung zum Zeitpunkt $t=200$ ms (gelbe Markierung) zugeschaltet. Wie die Simulationsergebnisse zeigen, können die angeregten Schwingungen mit dem gewählten Ansatz wirkungsvoll unterdrückt werden.

Abschließend ist in Abbildung 8-7 der Verlauf der ILM-Schaltfrequenz als Momentan- und Mittelwert gezeigt. Deutlich zu erkennen sind hierbei die Flat-Top-Phasen ohne Schaltvorgänge.

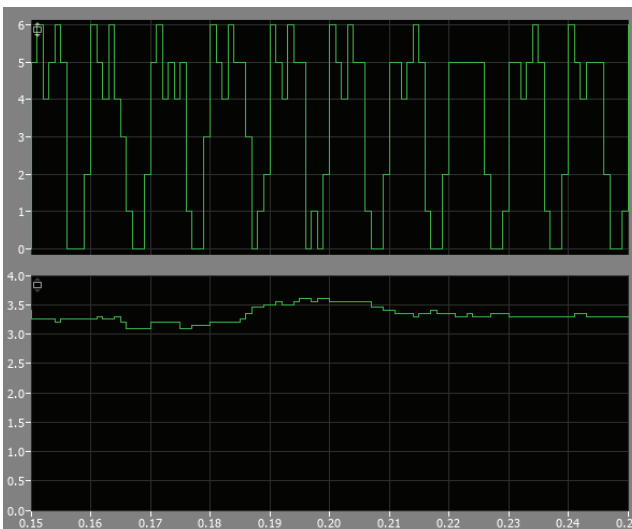


Abbildung 8-7: Simulation von Schaltfrequenz (in kHz) als Momentanwert (oben) und Mittelwert (unten) (Arbeitspunkt: $V_{DC}=900$ V, $V_{AC}=400$ V, $I_{AC}=500$ A, $\cos(\phi)=1$, $I_{\Delta}=150$ A)

Die durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass mit dem verfolgten Ansatz einer dezentralen, auf den ILMs implementierten Hysterese-Regelung ein 4-Quadranten-Betrieb des Wechselrichters prinzipiell möglich ist. Aufbauend auf dem implementierten Regler-Modell wurde daher das detaillierte Hardware- und Softwarekonzept für das Hysterese-Modul entwickelt.

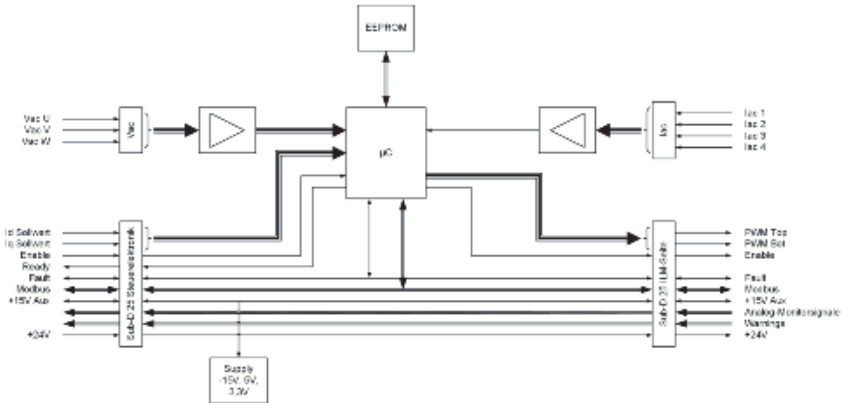


Abbildung 8-8: Blockschaltbild Hysterese-Modul

Wie im Blockschaltbild in dargestellt, ist auf dem Hysterese-Modul ein dedizierter Mikrocontroller (uC) für die Signalverarbeitung zur Erzeugung der IGBT- Ansteuersignale vorgesehen. Die hierfür benötigten Informationen bzw. Eingangssignale werden durch die Steuerelektronik (u.a. Stromsollwerte in dq-Koordinaten), externe Sensoren (AC-Spannung) und die ILM-internen Stromsensoren über entsprechende Schnittstellen bereitgestellt. U.a. für eine flexible Parametrierung der Hysterese-Regelung (bspw. Einstellung Hystereseband) wird für den Mikrocontroller des Hysterese-Moduls ein Feldbus-Interface implementiert. Weiterhin wird als nichtflüchtiger Speicher ein EEPROM verwendet, was bspw. zum Speichern einer Standardparametrierung verwendet werden kann.

Zur Validierung der grundlegenden Funktionalität des Hysterese-Moduls für den Mikrocontroller wurden Software-Module implementiert und in einer Testumgebung (Entwicklungsboard mit entsprechender Peripherie) erfolgreich getestet. Weiterhin wurde der vollständige Schaltplan für das Hysterese-Modul und hierauf basierend das Leiterkartenlayout erstellt und in Hardware realisiert. In Abbildung 8-9 ist die für das Hysterese-Modul entwickelte Leiterkarte gezeigt, welche das in Abbildung 8-8 dargestellte Konzept umsetzt.

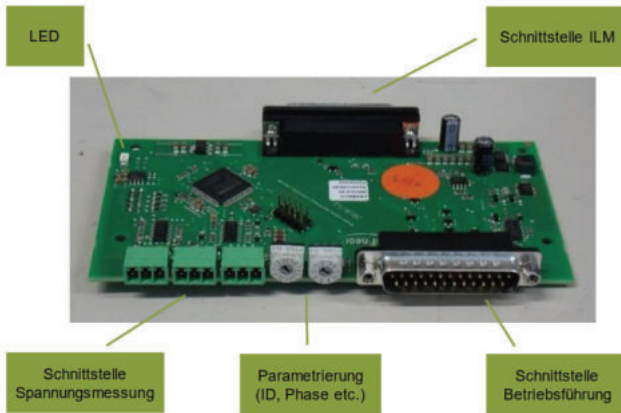


Abbildung 8-9: Aufgebaute Leiterkarte für Hysterese-Modul

Entsprechend wurden die für die Untersuchungen mit dem Pilot 2 benötigten ILMs aufgebaut, im Teilvorhaben in Betrieb genommen und den Projektpartnern zur Verfügung gestellt. Trotz der starken Einschränkungen durch die Corona-Pandemie wurde in kontinuierlicher Abstimmung mit den Projektpartnern die Implementierung des hochintegrierten Systemkonzepts für den Stromrichter des Pilot 2 begleitet. Seitens Infineon wurde hierbei entsprechend zur ILM-Integration in das Gesamtsystem beigetragen. Hierzu gehörten u.a. Arbeiten für eine systemeinheitliche Netzsynchro-nisation und zur Umsetzung der durch das Zielkonzept beschriebenen Schnittstellen-Konfiguration.

8.2 Simulationsmodell des intelligenten Leistungsmoduls

Für die Arbeiten am ILM selbst sowie für die Modellierung des ILMs im Gesamtsystem wurden über den Projektverlauf verschiedene detaillierte ILM-Modelle für simulationsbasierte Untersuchungen elektrischer und thermischer Aspekte erarbeitet und zur Verfügung gestellt (Simulationsplattform PLECS).

Weiterhin wurde für die Durchführung von Simulationen von verschiedenen Kühlsystem-Konfigurationen (getrennte Kühlsysteme für Batterie und Wechselrichter bzw. kombiniertes Kühlsystem) ein für diese Arbeiten angepasstes ILM-Modell erarbeitet und dem Projektpartner EFZN zur Verfügung gestellt. Dieses Modell beschreibt sowohl die Eigenerwärmung von IGBT und Diode als auch die Querkopplung zwischen den Leistungshalbleitern. Der dem EFZN bereitgestellte Datensatz umfasste entsprechend aller thermischen Parameter sowie Angaben zu den je nach Arbeitspunkt anzunehmenden Verlustleistungen der Leistungshalbleiter.

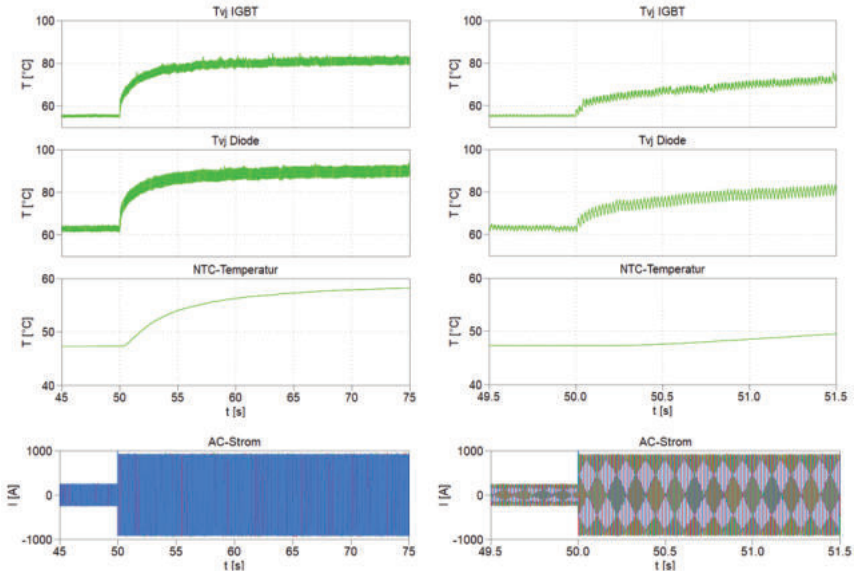


Abbildung 8-10: Simulation Sperrschicht- und NTC-Temperaturen bei Sprung AC-Strom im Hysterese-Betrieb

Im Projektverlauf erfolgten weitere Optimierungen des für die Simulationsplattform PLECS entwickelten Leistungselektronikmodells sowohl für Pilot 1 als auch für den im Pilot 2 umgesetzten Hysterese-Betrieb. In Abbildung 8-10 ist ein beispielhaftes Ergebnis einer Simulation eines Sprungs des AC-Stroms im Hysterese-Betrieb und den hieraus resultierenden Sperrschichttemperaturen der Leistungshalbleiter sowie der NTC-Temperatur gezeigt.

Damit stand final ein ausgereiftes ILM-Modell für simulationsbasierte Untersuchungen elektrischer und thermischer Aspekte beider im Projekt entwickelten Stromrichter-Konzepte (Pilot 1 und Pilot 2) zur Verfügung.

8.3 Laboruntersuchungen des intelligenten Leistungsmoduls

Begleitend zur Konzept- und Simulationsarbeit wurden über den Projektverlauf experimentelle Aufbauten mit steigendem Reifegrad aufgebaut und untersucht. Ausgewählte Ergebnisse werden im Folgenden vorgestellt und diskutiert.

In Abbildung 8-11 ist ein Laboraufbau mit einem frühen ILM-Testvehikel gezeigt, welcher für die Inbetriebnahme und erste funktionale Tests sowie für eine grundlegende elektrische Charakterisierung genutzt wurde. Exemplarisch sind in zwei Ergebnisse aus diesen Messreihen dargestellt. Hierauf aufbauend erfolgte eine detaillierte Charakterisierung der elektrischen bzw. elektronischen Baugruppen des ILM-Testvehikels sowie Messungen zur thermischen Charakterisierung.



Abbildung 8-11: Laboraufbau mit ILM-Testvehikel

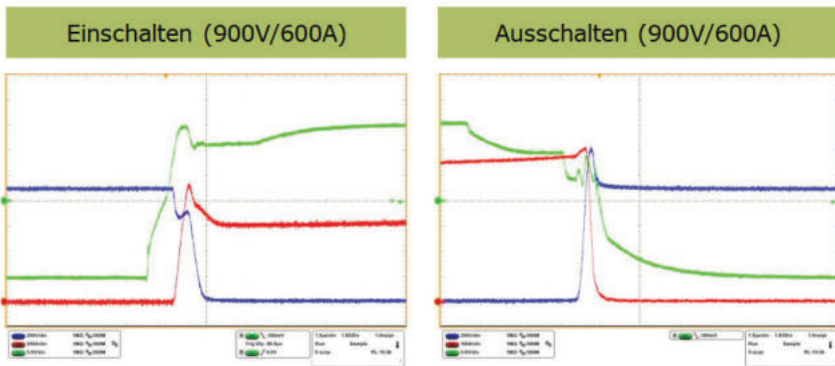


Abbildung 8-12: Exemplarische Messergebnisse der elektrischen Charakterisierung

Ergänzend zur elektrischen und thermischen Charakterisierung des aufgebauten ILM- Testvehikels erfolgte die Durchführung applikationsnaher Labortests. Die wesentlichen Aspekte waren hierbei das Sammeln von Betriebserfahrung sowie die Validierung des ILM- Zielkonzepts durch Lastläufe über längere Testphasen.

Für diese Umrichtertests wurden zwei verschiedene Setups betrachtet. Zum einen eine dreiphasige Konfiguration bestehend aus drei ILMs und induktiver Last (siehe Abbildung 8-13) und zum anderen eine sogenannte H-Brücken-Konfiguration mit zwei ILMs (siehe Abbildung 8-14). Während die dreiphasige Konfiguration dem Aufbau des Leistungsteils eines netzgekoppelten Umrichters entspricht, können mit der H-Brücken-Konfiguration flexibel auch Arbeitspunkte mit verschiedenen Verschiebungsfaktoren angefahren werden. Beispielhaft ist in Abbildung 8-15 der Laboraufbau mit H-Brücken-Konfiguration gezeigt.

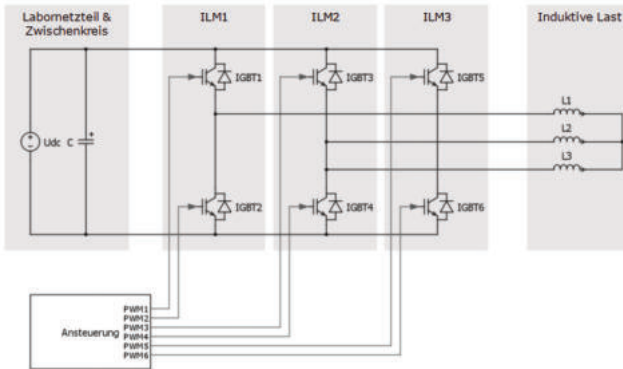


Abbildung 8-13: Setup für Umrichtertests in dreiphasiger Konfiguration mit induktiver Last

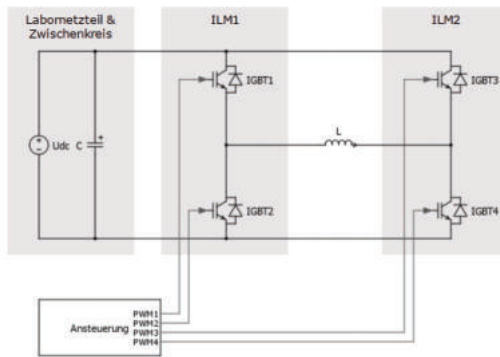


Abbildung 8-14: Setup für Umrichtertests in H-Brücken-Konfiguration

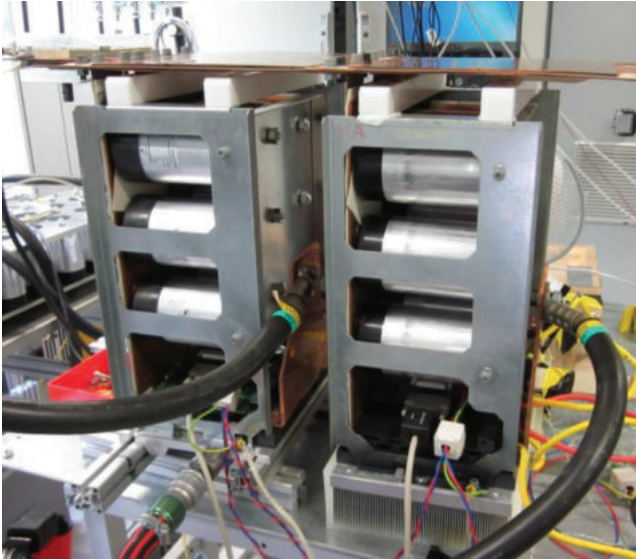


Abbildung 8-15: Aufbau Umrichter-Teststand für Lastläufe mit H-Brücken-Konfiguration

In Abbildung 8-15 und Abbildung 8-16 sind exemplarische Ergebnisse aus den Testreihen mit beiden Konfigurationen dargestellt (Abbildung 8-15: Messung mit Oszilloskop-Sensorik, Abbildung 8-16: Darstellung ILM-Monitoringssignale)

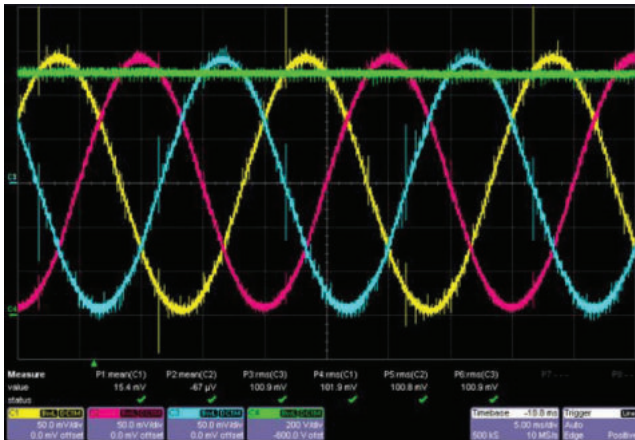


Abbildung 8-16: Ergebnis Messung mit dreiphasiger Konfiguration – Arbeitspunkt mit UDC=1100 V und IAC,RMS=1000 A (C1: Strom Phase 1, C2: Strom Phase 2, C3: Strom Phase 3, C4: Zwischenkreisspannung)

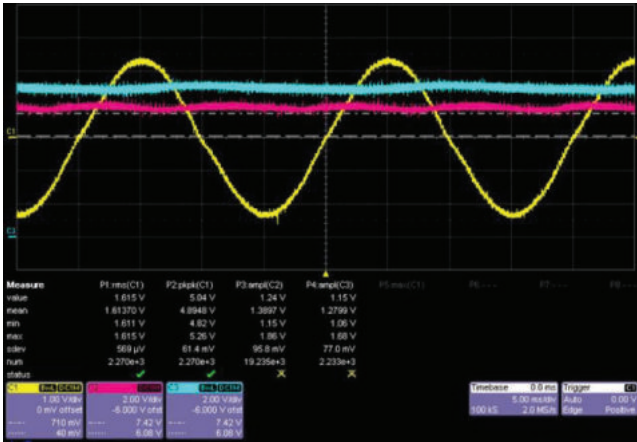


Abbildung 8-17: Ergebnis Messung mit H-Brücken-Konfiguration – Arbeitspunkt mit UDC=1100 V und IAC,RMS=500 A (C1: ILM-Monitorsignal Phasenstrom, C2: ILM-Monitorsignal Zwischenkreisspannung, C3: ILM- Monitorignal Tjv-Berechnung)

Mit den durchgeführten Lastläufen in applikationsrelevanten Arbeitspunkten konnte das ILM-Zielkonzept erfolgreich validiert werden. Neben der Bestätigung der robusten ILM- Auslegung gehörte hierzu u.a. auch eine detaillierte Auswertung der durch die ILM-interne Sensorik bereitgestellten Monitor-signale.

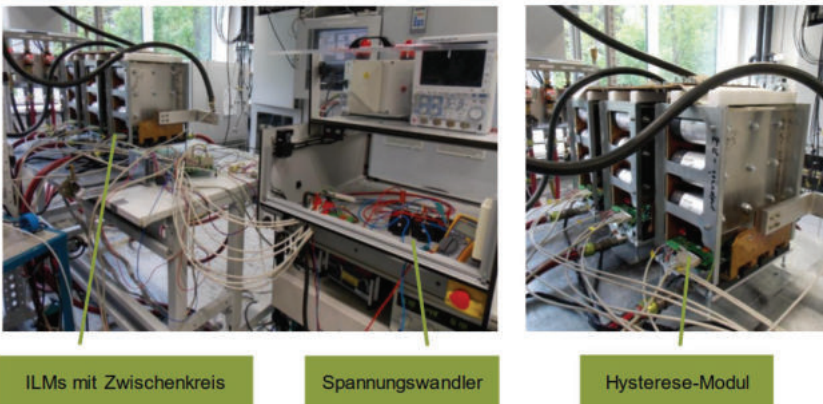


Abbildung 8-18: Aufbau Umrichter-Teststand zur Inbetriebnahme der ILMs mit Hysterese-Modulen

Zur Überprüfung der Funktionalität der ILMs mit Hysterese-Modulen wurden entsprechende Testreihen auf einem Umrichter-Teststand mit einer dreiphasigen Konfiguration mit induktiver Last durchgeführt. Ein Foto dieses Aufbaus ist in dargestellt. In und sind exemplarisch einige Ergebnisse der durchgeführten Testreihen gezeigt. U.a. wurden in verschiedene Arbeitspunkten die flexible Veränderung konnte die prinzipielle Funktion des implementierten Hysterese-Moduls gezeigt werden.

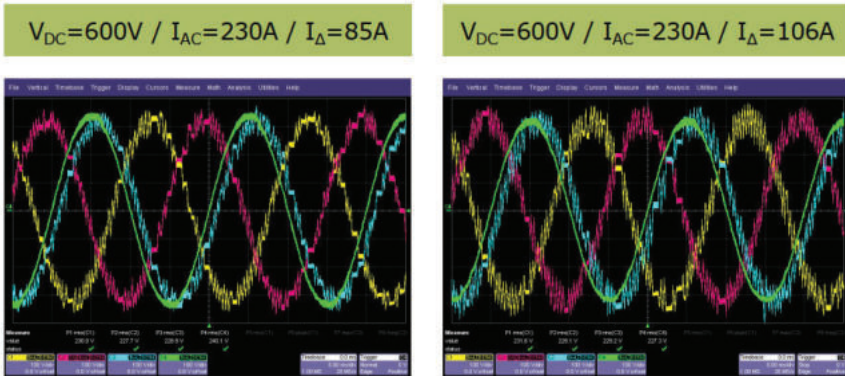


Abbildung 8-19: Ergebnis Messung Umrichter-Teststand – Variation der Hysteresebreite I_{Δ}
(C1: Strom Phase 1, C2: Strom Phase 2, C3: Strom Phase 3, C4: Netzspannung)

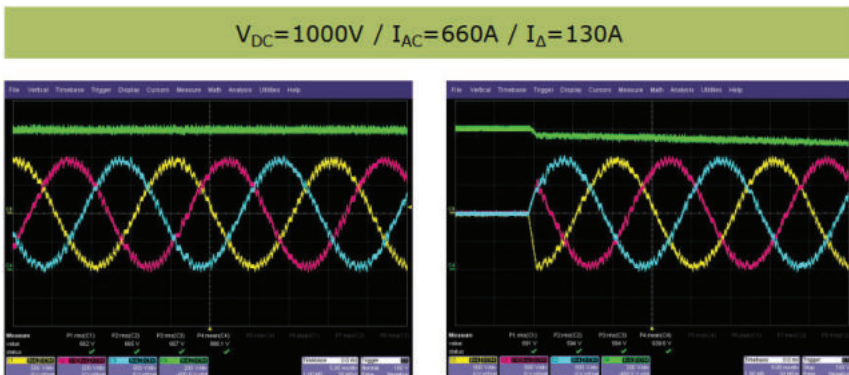


Abbildung 8-20: Ergebnis Messung Umrichter-Teststand – Betrieb bei Nennstrom gemäß Stromrichter- Zielkonzept sowie Start-Up-Vorgang (C1: Strom Phase 1, C2: Strom Phase 2, C3: Strom Phase 3, C4: Netzspannung)

Allerdings zeigten erste Testreihen, dass aufgrund von Einkopplungen von Störungen in die Messwerterfassung ein robuster Betrieb der ILMs mit den Hysterese-Modulen im Pilot 2 zunächst nicht gewährleistet war. Im weiteren Projektverlauf wurden daher weitere Untersuchungen durchgeführt und die Messwerterfassung erfolgreich optimiert.

8.4 Unterstützung bei der Integration in das Gesamtsystem

Die Projektpartner KEBA und EFZN wurden bei der Integration, der Inbetriebnahme und der Optimierung der verschiedenen ILMs in den Stromrichtern bzw. Gesamtsystemen von Pilot 1 und Pilot 2 unterstützt. Hierzu gehörten u.a. Anpassungen von ILM-internen Parametrierungen zur Sicherstellung eines robusten Betriebs des Stromrichters im gesamten durch die Spezifikationen beschriebenen zulässigen Betriebsbereich.

Bei den in Goslar durchgeführten Testreihen mit Pilot 1 unterstützte Infineon mit seinem Systemverständnis bei Fragestellungen bzgl. des Stromrichters (u.a. Maßnahmen zur Optimierung der Messwerterfassung sowie eine Feinjustierung der ILM-Parametrierungen). Im Rahmen der

Inbetriebnahme von Pilot 2 wurde die Einbindung der ILMs in die Betriebsführung des Stromrichters und die Integration der Infineon-Komponenten in den Feldbus des Schaltschranks betrachtet. Weiterhin wurde die Netzsynchronisation (PLL) der Hysterese-Module sowie die Schnittstelle zur Übergabe von Strom-Sollwerten an die Hysterese-Module getestet. Basierend auf den jeweiligen Ergebnissen der einzelnen Testschritte erfolgten Optimierungen der Parametrierung bzw. der Firmware der Hysterese-Module.



Abbildung 8-21: Erfolgreiche grundlegende Inbetriebnahme des Schaltschranks von Pilot 2 im KEBA-Labor – Oszilloskopaufnahme der getakteten Ausgangsspannung des Stromrichters mit Hysterese-Modulen

Die Inbetriebnahme des Schaltschranks des Piloten 2 bei KEBA verlief dank der guten Zusammenarbeit der Projektpartner erfolgreich, so dass die Systemtests mit einer Erzeugung von Schaltpulsen durch den Stromrichter (siehe Abbildung 8-21) abgeschlossen werden konnten. Somit konnte entsprechend auch die grundlegende Funktion von ILMs und Hysterese-Modulen nachgewiesen werden.

Im letzten Schritt konnte in enger Abstimmung mit den Projektpartnern die finale Inbetriebnahme des Stromrichters bzw. Schaltschranks von Pilot 2 vor Ort in Goslar (siehe Abbildung 8-22) unter Beachtung der pandemiebedingten Randbedingungen erfolgreich abgeschlossen werden.



Abbildung 8-22: Laboraufbau mit Stromrichter von Pilot 2 für Inbetriebnahme des Gesamtsystems in Goslar

Im Rahmen der Inbetriebnahme erfolgte der netzparallele Betrieb des Gesamtsystems (Stromrichter Pilot 2 mit Hysterese-Modul und Batterie) in verschiedenen Arbeitspunkten mit unterschiedlichen Leistungen bis hin zur Nennleistung. Hierbei wurden Energieflussrichtung (Laden bzw. Entladen der Batterie) und Leistungsfaktor (Bereitstellung induktiver bzw. kapazitiver Blindleistung) variiert und auch längere Testläufe durchgeführt. Während der Inbetriebnahme erfolgte basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen eine abschließende Optimierung der ILM-Parametrisierung. Ein beispielhaftes Messergebnis der Inbetriebnahme ist in Abbildung 8-23 gezeigt.



Abbildung 8-23: Messergebnis Inbetriebnahme Gesamtsystem mit Stromrichter von Pilot 2 – beispielhafter Arbeitspunkt mit IAC,RMS=508 A (Einphasige Messung; C1: Netzspannung, C2: Phasenstrom)

Neben der Validierung der grundlegenden Strom-Hystereseregulation über die Hysterese-Module der ILMs wurde während der Inbetriebnahme auch das implementierte Feature zur aktiven Dämpfung getestet. Hierbei zeigte sich ein Bedarf zur Optimierung der Parametrisierung für eine effektive aktive Dämpfung, welche aber aus zeitlichen Gründen nicht mehr erfolgen konnte. Da dieses Feature aber für einen stabilen Betrieb des Stromrichters in der Laborumgebung in Goslar nicht benötigt wird, wurde gemeinsam mit den Projektpartnern entschieden, die aktive Dämpfung zu deaktivieren. Mit den durchgeführten Messreihen konnte somit zum Projektabschluss die vollständige Funktion des Stromrichters von Pilot 2 im Netzparallelbetrieb erfolgreich nachgewiesen werden.

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass die wesentlichen Ziele des Teilvorhabens erreicht wurden. Ein industrialisierbares Konzept für intelligente Leistungsmodule wurde gefunden, optimiert für die Leistungsklasse der in diesem Projekt betrachteten Systeme zur Bereitstellung von Momentanreserve. Entsprechende Muster wurden konzipiert, entworfen, aufgebaut und getestet.

9 Verwertbarkeit der Ergebnisse

Mit dem Projektabschluss steht ein funktionsfähiger Demonstrator bestehend aus Batteriesystem, „intelligentem“ Wechselrichtersystem und Sicherheitskonzept zur Verfügung. Dieses Gesamtsystem verbleibt auch nach Projektende dauerhaft in der Feldumgebung und kann für weitere reale Einsatzszenarien getestet werden. Innerhalb des Projekts konnte gezeigt werden, dass ohne gravierende Nachteile beim Alterungsverhalten synthetische Momentanreserve mit Hochleistungsbatterien am Verbundnetz bereitgestellt werden kann. Die Ergebnisse sind für alle Überlegungen zur zukünftigen Stabilisierung des elektrischen Energieversorgungssystems von höchster Relevanz. Der Einsatz von Batterien bei der Bereitstellung synthetischer Momentanreserve wird mit hoher Wahrscheinlichkeit einen wesentlichen Beitrag leisten, den Anteil der Must-Run-Kraftwerk im Verbundnetz weiter zu reduzieren und somit den Anteil EE im Netz weiter zu erhöhen. (s.a. dazu[76])

„Die Analysen zeigen, dass eine alleinige Lösung des Problems durch die Reduktion der Leistungstransite sowohl technisch als auch wirtschaftlich, mit Blick auf Redispatch-Kosten, nicht zielführend ist. Daher ist ein zusätzlicher Momentanreservebedarf von mehr als 600 GWs in Deutschland erforderlich. Es ist davon auszugehen, dass mit der entsprechenden Momentanreserve die Frequenzstabilität für die betrachtete Netzauftrennung aufrechterhalten werden kann. Über die untersuchten Fälle hinaus können andere Netzauftrennungskonstellationen zu noch kritischeren Situationen führen. Aufgrund des erheblichen Momentanreservebedarfs sollten mehrere Maßnahmen parallel verfolgt und zeitnah hinsichtlich ihrer technischen Realisierbarkeit geprüft und umgesetzt werden. Die berücksichtigten Anlagenkategorien für die Bereitstellung von Momentanreserve umfasse: Windenergie- und Photovoltaikanlagen, Gaskraftwerke im Phasenschieberbetrieb, Batteriegroßspeicher und regelbare Blindleistungskompensationsanlage.“

Ein Einsatz der VISMA (Patent EU-Patent EP 2070174 B1; 2014; Beck, Hans-Peter; Turschner, Dirk, Hesse, Ralf; Anmelder: TU Clausthal) in Kombination mit einem Hochleistungs-Lithium-Ionen-Batteriesystem zur Bereitstellung von synthetischer Momentanreserve in netzgekoppelten Systemen ist weltweit bekannt. Im Rahmen des Projektes konnte deren zuverlässige Wirkung erfolgreich aufgezeigt werden. Da die Amortisationsdauer solcher Systeme in verschiedenen Szenarien im Bereich von ca. fünf Jahren liegt, scheint die Wirtschaftlichkeit gegeben zu sein.

Darüber hinaus erfolgt eine Verwertung der erzielten Ergebnisse, indem die Erkenntnisse aus der angewandten Forschung des Verbundprojektes in die universitäre Lehre einfließen. Beispielhaft seien hier die Themen Modellierung der Performance von Hochleistungsbatterien, der Batteriealterung und der VISMA genannt. Diese Ergebnisse wurden und werden in den Dissertationen von Herrn Werther([77]) und den Projektbearbeitern und Autoren Herrn Deblon, Herrn Reineke und Herrn Grabow verwendet.

10 Relevante Ergebnisse Dritter

10.1 Praktische Ergebnisse

„Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT und die Daimler AG [...] [haben] „im Rahmen des Projekts Enea als Teil des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundeswirtschaftsministeriums automobile Batteriespeichersysteme auf Lithium-Ionen-Basis für eine hochdynamische Systemstützung wie auch für einen Systemwiederaufbau genutzt werden können – konkret beim Schwarzstart von Kraftwerken und zur Unterstützung von Massenträgheit“. Dazu wurden „im Testcenter in Kamenz der Prototyp eines Batteriespeichersystems aus automobilen Batterien mit einer gesamten Anschlussleistung von ca. 1 Megawatt (MW) und einer Speicherkapazität von 750 Kilowattstunden (kWh) installiert“ [78].

Wesentlichen praktische Erkenntnisse aus dem Teilprojekt wurden im Abschlussbericht des Projekts Enea nicht präsentiert [79]. Darüber hinaus liegen keine weiteren praktischen Erkenntnisse vor.

10.2 Forschungsergebnisse

International ist eine herausragende Veröffentlichung zur Theorie der „Virtuelle Momentanreserve“ mit einem Wechselrichtermodell, dass im AP2.3 (KVM-Modell/Werther) wird, erschienen. Danach ist ein elektrisches Netz mit einer Vielzahl von Wechselrichtern theoretisch stabil, wenn sie, wie in diesem Projekt realisiert, ein VISMA-Modell nach Abbildung 3-23 aufweisen [80]. Darüber hinaus bestehen eine Vielzahl an Interpretationen und Umsetzung der Bereitstellung von „virtuellen Momentanreserve“ (s.a. AP 2.2), sodass es am Ende schwierig ist, auch deren Stabilität im Verbund nachzuweisen. So wurden zwar durch den Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E und EU-Regulation bereits erste allgemeine Vorgaben bezüglich der Umsetzung der Momentanreserve vorgegeben [81–84]. Doch reichen diese Vorgaben nicht für eine allgemeine Auslegungsvorschrift für die Vielzahl an Umsetzungen für die Bereitstellung an „virtueller“ Momentanreserve aus. Daher bedarf es an einer Allgemeingültigen, Technologie offenen „Präqualifikations-“ bzw. „Zertifizierungsvorschrift“ der „virtuellen“ Momentanreserve. Erste Ansätze wurden im Rahmen des Projektes aufgezeigt, müssen jedoch durch weitere Forschung vertieft und validiert werden.

11 Erfolgte Veröffentlichungen

Erfolgte Veröffentlichungen:

1. *“Li-ion Batteries for Providing Virtual Inertia”*, 3rd International Hybrid Power Systems Workshop, Tenerife, Spain, 2018, L. Beushausen, J. Gollenstede, F. Deblon, R. Bengler, H.-P. Beck
2. *“Design of a High-Performance Battery Converter System for Providing Synthetic Inertia at Distribution Network Level”*, 20th European Conference on Power Electronics and Applications, 2018, J. Gollenstede, L. Beushausen, W. Kruschel, M. Schael et al.
3. *“Advanced filtering for Incremental Capacity Analyses (ICA) applied to various lithium-ion batteries”*, Poster, Advanced Battery Power - Kraftwerk Batterie 2019, Jens Grabow, L. Beushausen, R. Bengler, F. Deblon
4. *„Ereignisbasiertes Lebensdauermodell für Lithiumionenzellen mittels linearer Schadensakkumulation“*, Dissertation, Eric Tchoupou Lando, 2021, TU Clausthal (1. Betreuer Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck, 2. Betreuer Prof. Dr.-Ing. Heinz Wenzl)
5. *“Implementation and Evaluation of a High-Performance Battery Converter System for Providing Synthetic Inertia at Distribution Network Level”*, 23th European Conference on Power Electronics and Applications, 2021, virtuell, F. Deblon, W. Kruschel, T. Ulbrich et al.
6. *„Stabilitätsanalyse zur Bereitstellung von Momentanreserve am starren Netz durch ein Verbund Virtueller Synchronmaschinen“*, Dissertation, Benjamin Werther, 2022, TU Clausthal (1. Betreuer Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck, 2. Betreuer Prof. Dr. rer. nat. Marc Timme)

12 Literaturverzeichnis

- [1] HANS-PETER BECK (Hrsg.): *Technische Mindesterzeugung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 in Niedersachsen und Deutschland*. 1. Auflage. Göttingen : Cuvillier Verlag, 2017 (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN) Band 48)
- [2] CHRISTIAN REHTANZ: *Momentanreserve 2030 : Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030* (2016)
- [3] 50HERTZ ; AMPRION ; TENNET ; TRANSNETBW: *Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einer stabilen Netzbetrieb* (2014)
- [4] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR: *dena-Plattform Systemdienstleistungen : Netzstabilität für eine Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*
- [5] HANS-PETER BECK: *Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit*. 1st ed. Göttingen : Cuvillier Verlag, 2013 (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN) Bd 13)
- [6] BECK, Hans-Peter ; HESSE, Ralf: Virtual Synchronous Machine. In: *9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, 2007 : EPQU 2007; [Barcelona, Spain], 9 - 11 Oct. 2007*. Piscataway, NJ : IEEE Service Center, 2007
- [7] D'ARCO, Salvatore ; SUUL, Jon Are: Virtual synchronous machines — Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids. In: *2013 IEEE Grenoble Conference*. [Place of publication not identified] : IEEE, 2013, S. 1–7
- [8] CHEN, Yong (Hrsg.): *2012 3rd IEEE PES innovative smart grid technologies Europe (ISGT Europe 2012) : International conference and exhibition* ; Berlin, Germany, 14 - 17 October 2012. Piscataway, NJ : IEEE, 2012
- [9] D'ARCO, Salvatore ; SUUL, Jon Are: *Equivalence of Virtual Synchronous Machines and Frequency-Droops for Converter-Based MicroGrids*. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 5 (2014), Nr. 1, S. 394–395
- [10] VAN THONG, Vu ; WOYTE, Achim ; ALBU, Mihaela ; VAN HEST, Marcel ; BOZELIE, Jan ; DIAZ, Javier ; LOIX, Tom ; STANCIULESCU, Dan ; VISSCHER, Klaas: Virtual synchronous generator: Laboratory scale results and field demonstration. In: *2009 IEEE Bucharest PowerTech* : IEEE, 2009 - 2009, S. 1–6
- [11] ZHONG, Qing-Chang ; WEISS, George: *Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators*. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 58 (2011), Nr. 4, S. 1259–1267
- [12] DRIESE, J. ; VISSCHER, K.: Virtual synchronous generators. In: *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century* : IEEE, 2008 - 2008, S. 1–3
- [13] HESSE, Ralf: *Virtuelle Synchronmaschine*. Zugl.: Clausthal, Techn. Univ., Diss., 2007. 1. Aufl. Clausthal-Zellerfeld : Papierflieger, 2007
- [14] CHEN, Yong: *Virtuelle Synchronmaschine (VISMA) zur Erbringung von Systemdienstleistungen in verschiedenen Netzbetriebsarten*. Clausthal-Zellerfeld, Technische Universität Clausthal. Dissertation. 2016

- [15] BEVRANI, Hassan ; ISE, Toshifumi ; MIURA, Yushi: *Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives*. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 54 (2014), S. 244–254
- [16] D'ARCO, Salvatore ; SUUL, Jon Are ; FOSSO, Olav B.: Control system tuning and stability analysis of Virtual Synchronous Machines. In: *2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition : IEEE, 2013 - 2013*, S. 2664–2671
- [17] DEWENTER, Timo ; HEINS, Wiebke ; WERTHER, Benjamin ; HARTMANN, Alexander K. ; BOHN, Christian ; BECK, Hans-Peter: *Parameter Optimisation of a Virtual Synchronous Machine in a Microgrid*. In: *International Journal of Power and Energy Systems* 36 (2016), Nr. 4. URL <http://arxiv.org/pdf/1606.07357v1>
- [18] DEEPAK, Deepak ; RAISZ, David Mark ; MUSA, Aysar A. Aydan ; PONCI, Ferdinanda ; MONTI, Antonello: *Inertial Control Applied to Synchronverters to Achieve Linear Swing Dynamics*. 2019
- [19] FERREIRA, Reginaldo V. ; SILVA, Sidelmo M. ; ANTUNES, Hélio M. A. ; VENKATARAMANAN, Giri: *Dynamic Analysis of Grid-Connected Droop-Controlled Converters and Synchronverters*. In: *Journal of Control, Automation and Electrical Systems* 30 (2019), Nr. 5, S. 741–753
- [20] HESSE, Ralf ; TURSCHNER, Dirk ; BECK, Hans-Peter: Micro grid stabilization using the Virtual Synchronous Machine (VISMA). In: *International Conference on Renewable Energies and Power Quality : 15-17 of April, 2009: Valencia, Spain*. València : European Association of the Development of Renewable Energy, Environment and Power Quality; Universidad Politecnica de Valencia, 2009
- [21] HIRASE, Yuko ; ABE, Kazuhiro ; SUGIMOTO, Kazushige ; SHINDO, Yuji: *A grid-connected inverter with virtual synchronous generator model of algebraic type*. In: *Electrical Engineering in Japan* 184 (2013), Nr. 4, S. 10–21
- [22] KERDPHOL, Thongchart ; RAHMAN, Fathin Saifur ; WATANABE, Masayuki ; MITANI, Yasunori ; TURSCHNER, Dirk ; BECK, Hans-Peter: *Enhanced Virtual Inertia Control Based on Derivative Technique to Emulate Simultaneous Inertia and Damping Properties for Microgrid Frequency Regulation*. In: *IEEE Access* 7 (2019), S. 14422–14433
- [23] MALLEMACI, Vincenzo ; MANDRILE, Fabio ; RUBINO, Sandro ; MAZZA, Andrea ; CARPANETO, Enrico ; BOJOI, Radu: *A comprehensive comparison of Virtual Synchronous Generators with focus on virtual inertia and frequency regulation*. In: *Electric Power Systems Research* 201 (2021), S. 107516
- [24] MANDRILE, Fabio ; CARPANETO, Enrico ; BOJOI, Radu: Grid-Tied Inverter with Simplified Virtual Synchronous Compensator for Grid Services and Grid Support. In: *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE) : IEEE, 2019 - 2019*, S. 4317–4323
- [25] MARCHGRABER, Jürgen ; ALÁCS, Christian ; GUO, Yi ; GAWLIK, Wolfgang ; ANTA, Adolfo ; STIMMER, Alexander ; LENZ, Martin ; FROSCHAUER, Manuel ; LEONHARDT, Michaela: *Comparison of Control Strategies to Realize Synthetic Inertia in Converters*. In: *Energies* 13 (2020), Nr. 13, S. 3491
- [26] MILANO, Federico ; DORFLER, Florian ; HUG, Gabriela ; HILL, David J. ; VERBIC, Gregor: Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper). In: *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC) : IEEE, 2018 - 2018*, S. 1–25
- [27] PEREIRA, G. S. ; COSTAN, V. ; BRUYÈRE, A. ; GUILLAUD, X.: Impact of synchronous machine dynamics on the stability of a power grid with high penetration of variable renewable energies. In: *15th*

- IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2019)* : Institution of Engineering and Technology, 2019, 87 (6 pp.)-87 (6 pp.)
- [28] QING-CHANG ZHONG: *SSG: Inverters that mimic synchronous generators*
- [29] REZKALLA, Michel ; PERTL, Michael ; MARINELLI, Mattia: *Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions*. In: *Electrical Engineering* 100 (2018), Nr. 4, S. 2677–2693
- [30] SCHÜRUBER, Robert ; LECHNER, Alois ; GAWLIK, Wolfgang: *Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch Wasserkraftwerke*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 133 (2016), Nr. 8, S. 388–394
- [31] SHINTAI, Toshinobu ; MIURA, Yushi ; ISE, Toshifumi: *Oscillation Damping of a Distributed Generator Using a Virtual Synchronous Generator*. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 29 (2014), Nr. 2, S. 668–676
- [32] TAMRAKAR, Ujjwol ; SHRESTHA, Dipesh ; MAHARJAN, Manisha ; BHATTARAI, Bishnu ; HANSEN, Timothy ; TONKOSKI, Reinaldo: *Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions*. In: *Applied Sciences* 7 (2017), Nr. 7, S. 654
- [33] YAN, Xiangwu ; ZHANG, Weichao: *Review of VSG Control-Enabled Universal Compatibility Architecture for Future Power Systems with High-Penetration Renewable Generation*. In: *Applied Sciences* 9 (2019), Nr. 7, S. 1484
- [34] MEYER, Robert ; MERTENS, Axel: *Auslegung eines LCL Filters für Umrichter mit niedriger Schaltfrequenz in dezentralen Erzeugungsanlagen*. In: VDE Verlag (Hrsg.): *Internationaler ETG-Kongress 2011 : Umsetzungskonzepte nachhaltiger Energiesysteme - Erzeugung, Netze, Verbrauch* : VDE Verlag, 2011
- [35] VDE-AR-N 4131:2019-03. 2019. *Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen (TAR HGÜ)*
- [36] J. GOLLENSTEDE ; L. BEUSHAUSEN ; R. BENDER ; H. - BECK ; M. SCHAEEL ; W. KRUSCHEL ; T. ULBRICH ; S. SCHMIES: *Design of a High-Performance Battery Converter System for Providing Synthetic Inertia at Distribution Network Level*. In: *2018 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe)*, 2018, P.1-P.10
- [37] AHMAD RAHMOUN, Helmuth BIECHL: *Modelling of Li-ion batteries using equivalent circuit diagrams*. PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY (Electrical Review). ISSN 0033-2097, R. 88 NR 7b/2012. 2012
- [38] BENDER, Ralf: *Dynamisches Verhalten von umrichtergespeisten Energiespeichersystemen*. 1st ed. Göttingen : Cuvillier Verlag, 2013 (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN) v.11)
- [39] SCHMIDT, Jan Philipp: *Verfahren zur Charakterisierung und Modellierung von Lithium-Ionen Zellen*. Dissertation. 2013. URL <http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/1000036622>
- [40] CHRISTOPHERSON, Jon P.: *Battery Test Manual For Electric Vehicles*. Idaho Falls, Idaho, 01.06.2015
- [41] SUGUNA THANAGASUNDRAM, RAGHAVENDRA ARUNACHALA, KAMYAR MAKINEJAD, TANJA TEUTSCH, ANDREAS JOSSEN: *A Cell Level Model for Battery Simulation*. 20-22.11.2012
- [42] JIAHAO LI: *Adaptive Model-based State Monitoring and Prognostics for Lithium-ion Batteries*. Ulm, Ulm University. Dissertation. URL <https://d-nb.info/1117087336/34> – Überprüfungsdatum 2021-11-26

- [43] WERTHER, Benjamin: *Stabilitätsanalyse zur Bereitstellung von Momentanreserve am starren Netz durch ein Verbund Virtueller Synchronmaschinen*. Clausthal-Zellerfeld, Technische Universität Clausthal. Dissertation. 2021
- [44] VDE-AR-N 4105:2018-11. 2018. *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*
- [45] LAUDAHN, Stefan: *Dynamisches Verhalten von wechsellrichterbasierten Erzeugungsanlagen im Kontext eines sicheren und stabilen Netzbetriebs*. Technische Universität Braunschweig; Verlag Dr. Hut. Dissertation
- [46] TIELENS, Pieter ; HENNEAUX, Pierre ; COLE, Pierre: *Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions* (2018)
- [47] TIELENS, Pieter ; VAN HERTEM, Dirk: *Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables*
- [48] KÄBITZ, Stefan: *Untersuchung der Alterung von Lithium-Ionen-Batterien mittels Elektroanalytik und elektrochemischer Impedanzspektroskopie*. Aachen, RWTH Aachen. Dissertation. 2016
- [49] DUBARRY, Matthieu ; SVOBODA, Vojtech ; HWU, Ruey ; YANN LIAW, Bor: *Incremental Capacity Analysis and Close-to-Equilibrium OCV Measurements to Quantify Capacity Fade in Commercial Rechargeable Lithium Batteries*. In: *Electrochemical and Solid-State Letters* 9 (2006), Nr. 10, A454
- [50] ESDERTS, A. ; ZENNER, H.: *Betriebsfestigkeit I: Skript zur Vorlesung*. Clausthal-Zellerfeld, Technische Universität Clausthal, Institut für Maschinelle Anlagentechnik und Betriebsfestigkeit. Vorlesungskript. 2003
- [51] HAIBACH, Erwin: *Betriebsfestigkeit : Verfahren und Daten zur Bauteilberechnung*. 3., korrigierte und erg. Aufl. Berlin : Springer, 2006 (VDI-Buch)
- [52] *Sicherheit und Betriebsfestigkeit von Maschinen und Anlagen*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2008
- [53] TCHOUPOU LANDO, Eric: *Entwicklung eines ereignisbasierten Lebensdauermodells und Validierung der linearen Schadensakkumulationshypothese für NMC/Graphit Lithium-Ionen Zellen*. TU Clausthal. Dissertation. 2021
- [54] RADAJ, Dieter ; VORMWALD, Michael: *Ermüdungsfestigkeit : Grundlagen für Ingenieure*. 3., neubearbeitete und erweiterte Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007
- [55] WENZL, Heinz ; BARING-GOULD, Ian ; KAISER, Rudi ; LIAW, Bor Yann ; LUNDSAGER, Per ; MANWELL, Jim ; RUDDLELL, Alan ; SVOBODA, Vojtech: *Life prediction of batteries for selecting the technically most suitable and cost effective battery*. In: *Journal of Power Sources* 144 (2005), Nr. 2, S. 373–384
- [56] MATHES, Sebastian: *Lebensdauerverlustrechnung von Bleibatterien in Schienenfahrzeugen*. Clausthal-Zellerfeld, Technische Universität Clausthal, Institut für Elektrische Energietechnik. Studienarbeit. 2007-03-14
- [57] DUDÉZERT, C. ; REYNIER, Y. ; DUFFAULT, J.-M. ; FRANGER, S.: *Fatigue damage approach applied to Li-ion batteries ageing characterization*. In: *Materials Science and Engineering: B* 213 (2016), S. 177–189

- [58] BADEY, Quentin ; CHEROUVRIER, Guillaume ; REYNIER, Yvan ; DUFFAULT, Jean-Marc ; FRANGER, Sylvain: *Ageing forecast of lithium-ion batteries for electric and hybrid vehicles*. In: *Current Topics in Electrochemistry* (2011)
- [59] BIRKL, Christoph R. ; ROBERTS, Matthew R. ; MCTURK, Euan ; BRUCE, Peter G. ; HOWEY, David A.: *Degradation diagnostics for lithium ion cells*
- [60] KEIL, Peter: *Aging of Lithium-Ion Batteries in Electric Vehicles*. Technische Universität München. Dissertation. 2017
- [61] MARTIN WÜNSCH: *Separation der Kathodenalterung in Lithium-Ionen-Batteriezellen mittels elektrochemischer Impedanzspektroskopie*. Aachen, RWTH Aachen. Dissertation. 2019
- [62] LEWERENZ, Meinert ; MÜNNIX, Jens ; SCHMALSTIEG, Johannes ; KÄBITZ, Stefan ; KNIPS, Marcus ; SAUER, Dirk Uwe: *Systematic aging of commercial LiFePO₄ | Graphite cylindrical cells including a theory explaining rise of capacity during aging*. In: *Journal of Power Sources* 345 (2017), S. 254–263
- [63] ECKER, Madeleine (Hrsg.); NIETO, Nerea (Hrsg.); KÄBITZ, Stefan (Hrsg.); SCHMALSTIEG, Johannes (Hrsg.); BLANKE, Holger (Hrsg.); WARNECKE, Alexander (Hrsg.); SAUER, Dirk Uwe (Hrsg.): *Calendar and cycle life study of Li(NiMnCo)O₂-based 18650 lithium-ion batteries*, 2014 (248)
- [64] L. BEUSHAUSEN ; J. GOLLENSTEDE ; F. DEBLON ; R. BENDER ; H. . -P. BECK: *Li-ion Batteries for Providing Virtual Inertia*. In: *3rd International Hybrid Power Systems Workshop*, 2018
- [65] F. DEBLON ; S. REINEKE ; B. WERTHER ; D. TURSCHNER ; R. BENDER ; H. . -P. BECK ; M. SCHAELE ; W. KRUSCHEL ; T. ULBRICH: *Implementation and Evaluation of a High-Performance Battery Converter System for Providing Synthetic Inertia at Distribution Network Level*. In: *2021 23rd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'21 ECCE Europe)*, 2021, P.1-P.10
- [66] NARAYAN, Nishant ; PAPA KOSTA, Thekla ; VEGA-GARITA, Victor ; QIN, Zian ; POPOVIC-GERBER, Jelena ; BAUER, Pavol ; ZEMAN, Miroslav: *Estimating battery lifetimes in Solar Home System design using a practical modelling methodology*. In: *Applied Energy* 228 (2018), S. 1629–1639
- [67] GÖTZE, Uwe: *Investitionsrechnung*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2008
- [68] REGELLEISTUNG-ONLINE: *Leistungspreise - Regelleistung-Online*. URL <https://www.regelleistung-online.de/prl/leistungspreise/>. – Aktualisierungsdatum: 2021-12-03 – Überprüfungsdatum 2022-01-28
- [69] GMBH, NEXT KRAFTWERKE: *Primärreserve*. In: *Next Kraftwerke GmbH* (2011-08-22)
- [70] GAWLIK, Wolfgang ; MARCHGRABER, Jürgen ; GUO, Yi: *Inertia Certificates – Möglichkeiten zur Gewährleistung von ausreichender Momentanreserve im Verbundsystem*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 138 (2021), Nr. 8, S. 561–566. URL <https://link.springer.com/article/10.1007/s00502-021-00940-y>
- [71] AMEMIYA, Tomohiro ; ISHIKAWA, Atsushi ; SHOJI, Yuya ; HAI, Pham Nam ; TANAKA, Masaaki ; MIZUMOTO, Tetsuya ; TANAKA, Takuo ; ARAI, Shigehisa: *Three-dimensional nanostructuring in YIG ferrite with femtosecond laser*. In: *Optics letters* 39 (2014), Nr. 2, S. 212–215
- [72] WOOD, D. L. ; REMEIK, J. P.: *Effect of Impurities on the Optical Properties of Yttrium Iron Garnet*. In: *Journal of Applied Physics* 38 (1967), Nr. 3, S. 1038–1045
- [73] ZHANG, Chao ; DONG, Ningning ; YANG, Jin ; CHEN, Feng ; VÁZQUEZ DE ALDANA, Javier R. ; LU, Qingming: *Channel waveguide lasers in Nd:GGG crystals fabricated by femtosecond laser inscription*. In: *Optics express* 19 (2011), Nr. 13, S. 12503–12508

- [74] DIN IEC 60721-3-3:2019. *Klassifizierung von Umgebungsbedingungen*
- [75] IEC 62477. *Sicherheitsanforderungen an Leistungshalbleiter-Umrichtersysteme und -betriebsmittel*
- [76] DR. TIM DREES, DR. HENNING MEDERT, MARIO MEINECKE, CLAUDIA HALICI: *Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 : Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber* (2021)
- [77] WERTHER, Benjamin: *Stabilitätsanalyse zur Bereitstellung von Momentanreserve am starren Netz durch ein Verbund Virtueller Synchronmaschinen*. Dissertation. – Clausthal-Zellerfeld
- [78] MERCEDES-BENZ PASSION BLOG / MERCEDES BENZ, SMART, MAYBACH, AMG & EQ: *Pilotprojekt von TenneT und Daimler: Automobile Batteriespeicher stabilisieren das Stromnetz | Mercedes-Benz Passion Blog / Mercedes Benz, smart, Maybach, AMG & EQ*. URL <https://mbpassion.de/2019/02/pilotprojekt-von-tennet-und-daimler-automobile-batteriespeicher-stabilisieren-das-stromnetz/>. – Aktualisierungsdatum: 2022-01-28 – Überprüfungsdatum 2022-01-31
- [79] AKTIENGESELLSCHAFT, E. W.E.: *enera Projektkompodium | Gemeinsamer Abschlussbericht des Konsortiums | Medium 2/2*
- [80] SAJADI, Amirhossein ; KENYON, Richard Wallace ; HODGE, Bri-Mathias: *Inherent Synchronization in Electric Power Systems with High Levels of Inverter-based Generation*. 08.04.2021
- [81] *RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10*
- [82] OFFICE, Publications: *COMMISSION REGULATION (EU) 2016/ 1447 - of 26 August 2016 - establishing a network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules*
- [83] OFFICE, Publications: *COMMISSION REGULATION (EU) 2016/ 631 - of 14 April 2016 - establishing a network code on requirements for grid connection of generators*
- [84] OFFICE, Publications: *COMMISSION REGULATION (EU) 2016/ 1388 - of 17 August 2016 - establishing a Network Code on Demand Connection*







