

Endbericht des Modellvorhabens Effizienzhaus Plus mit Elektromobilität Nr. 7

Evaluierung der Weiterverwendung gebrauchter Lithium-Ionen-Zellen
aus der Elektromobilität und Marktübersicht Hausbatterien

Forschungsprogramm

Energie- und Klimafonds (EKF), Forschung und Untersuchungen im Rahmen des Energie- und Klimafonds, ein Forschungsprogramm des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)

Projektlaufzeit

20.12.2012 bis 31.11.2014

Aktenzeichen

SWD 10.08.81-12.11

im Auftrag

des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR)
im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR)

bearbeitet von

Tobias Mayer, Bojan Sandurkov
LION Smart GmbH in Kooperation mit der TU München



LION
Smart

Evaluation der Batterien

EKF - Energie- und Klimafonds

10.08.2015

EKF - Auftragsstudie SWD 10.08.81-12.11

**Evaluierung der Weiterverwendung gebrauchter Lithiumionen-Zellen
aus Elektromobilität und Marktübersicht Hausbatterien**

Evaluation der Batterien

EKF - Energie- und Klimafonds
Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR)
Tobias Mayer, Bojan Sandurkov, Waldemar Parschkoff (LION Smart GmbH)
Martin J. Brand, Max F. Horsche, Simon F. Schuster, Andreas Jossen (EES TU München)

10.08.2015



Inhaltsverzeichnis

1	Einarbeitung in das Projekt (AP 2)	1
1.1	Ortsbesichtigung und Übernahme der Anlagendokumentation	1
1.1.1	Beschreibung des Hauses und der Haustechnik	1
1.1.2	Beschreibung der Hausbatterie	3
1.1.2.1	„Second Life Batteries“ - BMW Group und Vattenfall	5
1.1.2.2	Konzept und Architektur des Batterieschranks	6
1.1.2.3	Aufbau und Absicherung	8
1.1.2.4	Temperaturregelung	10
1.1.2.5	Batterie-Management-System (BMS)	11
1.1.2.6	SMA Wechselrichter Sunny Island 5000 GS	15
1.2	Einrichtung einer Datenverbindung, Erprobung und Auswertung der Datenübertragung und -speicherung	17
2	Evaluierung der 1. Hausbatterie mit gebrauchten Zellen (AP 3)	19
2.1	Ermittlung der Batteriekapazität, Extrapolation des Startzustandes und Alterungsprognose	19
2.1.1	Auswertung der geloggtten Daten	19
2.1.1.1	Analyse der Einzelspannungen	19
2.1.1.2	Zyklenanalyse mittels Rainflow-Algorithmus	21
2.1.1.3	Problematik des verwendeten Zellbalancings	25
2.1.1.4	Analyse der vom Batteriespeicher umgesetzten Energie	25
2.1.1.5	Zyklenanalyse mittels Extremwertbestimmung	26
2.1.1.6	Gesamtzyklen anhand der Energiedifferenz	28
2.1.1.7	Bestimmung der Vollzyklenzahl	29
2.1.1.8	Energiebedarf für Klimatisierung der Batterie	31
2.1.1.9	Analyse des Effizienzhaus Plus	33
2.1.2	Alterungszustand zu Beginn der 2nd-Life Nutzung	34
2.1.3	Beschleunigungsfaktoren der Alterung	35
2.1.4	Abschätzung des Alterungsfortschritts	38
2.2	Überprüfung der Betriebsstrategie und Optimierungsvorschläge zur Nutzungsdauer und zum Kapazitätserhalt	40
2.2.1	Optimierung der Betriebsstrategie	40
2.2.2	Änderung der Betriebsstrategie	40
2.3	Aufnahme, Beschreibung und Kommentierung der Betriebsstörungen	41
2.3.1	Strategien zur Vermeidung von Betriebsstörungen	43
2.4	Bewertung der Sicherheitsaspekte gealterter Lithium-Ionen-Zellen	43
2.4.1	Veränderung der Sicherheit durch Alterung	45
2.5	Beschreibung des Instandhaltungsaufwandes mit Prognose der Entwicklung über den Lebenszyklus	53

3	Evaluierung der 2. Hausbatterie, Kolibri Power AG (AP 4)	54
4	Aktualisierung der Marktstudie zu den Batteriesystemen zum Projektende (AP 5)	56
4.1	Aktualisierung der Normungslage für stationäre Speicher	56
4.1.1	Normen im Überblick	56
4.1.2	Normungslage für stationäre Speicher	57
4.2	Aktualisierung der Marktübersicht der verfügbaren stationären Speichersysteme .	63
A	Anhang	71
A.1	Anhang zum AP 3	71
	Tabellenverzeichnis	78
	Abbildungsverzeichnis	79
	Literaturverzeichnis	81

1 Einarbeitung in das Projekt (AP 2)

1.1 Ortsbesichtigung und Übernahme der Anlagendokumentation

1.1.1 Beschreibung des Hauses und der Haustechnik

Das Effizienzhaus Plus mit Elektromobilität ist ein Modellprojekt im Rahmen der Bau- und Elektromobilitätsforschung des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). Bei der Konzeption standen die Energieeffizienz und die Ressourcenschonung im Wohn- und Verkehrsbereich im Vordergrund. Unter Berücksichtigung der Nachhaltigkeit wurden recyclingfähige Materialien verwendet.

Das Haus verfügt zudem über ein modernes, wandelbares Design und eine außerordentlich hohe Nutzerfreundlichkeit. Es ist ein Beispiel dafür, dass hocheffizienter und sparsamer Energieverbrauch auch ohne Komfortverzicht möglich ist. Die von dem Gebäude erzeugten Energieüberschüsse werden in eine Hausbatterie und in Elektrofahrzeuge geleitet, die auf diese Weise zugleich als Speicher und Verbraucher fungieren. Vom ersten Tag an wird das Projekt einer intensiven wissenschaftlichen Begleitung unterzogen. Die gewonnenen Forschungsergebnisse werden für die breitenwirksame Errichtung ähnlicher Gebäudetypen und die Weiterentwicklung technischer Systeme zur Verfügung gestellt.

Das Ziel der wissenschaftlichen Begleitung des Gebäudes und des Nutzerverhaltens ist die Optimierung der Schnittstelle zwischen Mensch und Technik. Den Grundstein hierfür legen vielfältige Forschungsaufgaben am Effizienzhaus Plus.¹

Das Effizienzhaus Plus mit Elektromobilität nutzt die frei verfügbare Energiequelle der Sonne auf zwei verschiedenen Wegen: Zum einen wird das einfallende Sonnenlicht von der Photovoltaik-Anlage in Strom umgewandelt. Zum anderen wird die von der Sonneneinstrahlung aufgewärmte Außenluft mittels einer Wärmepumpe zur Erwärmung des Wassers genutzt. Die Energieerzeugung ist in der nachfolgenden Abbildung 1.1 dargestellt.

¹ o.V.: *Effizienzhaus Plus*. Zentrum für Energie, Bauen, Architektur und Umwelt GmbH. [1]

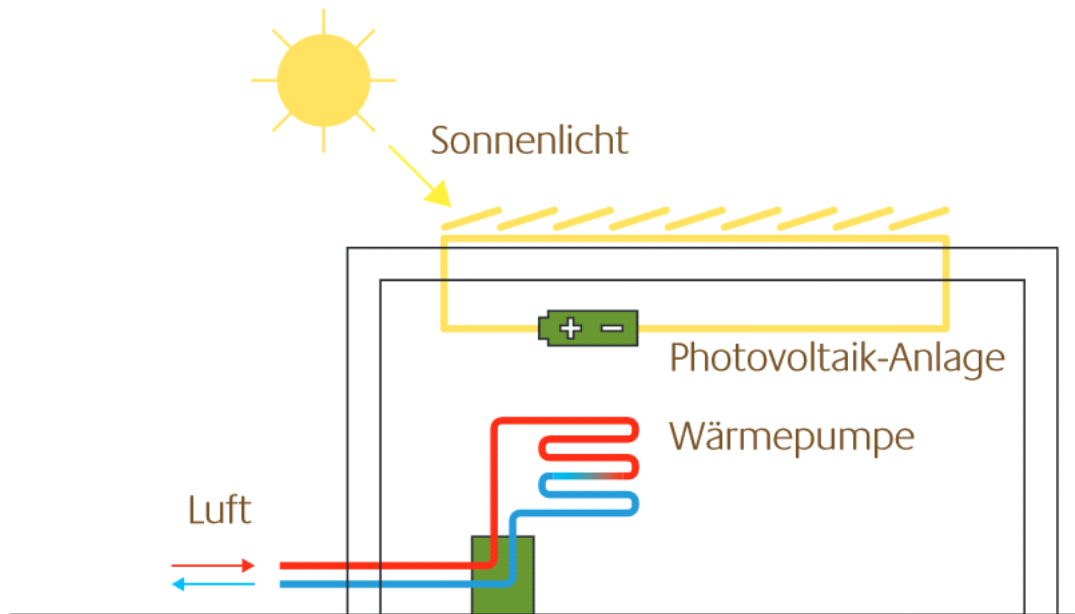


Abbildung 1.1: Schema - Energieerzeugung

Die vorgesehene Standzeit des Effizienzhaus Plus beträgt drei bis vier Jahre. Auf die Nutzung von Geothermie wurde verzichtet, da der Aufwand für den Rückbau der Erdsonden unverhältnismäßig hoch wäre. Stattdessen wird eine hocheffiziente Luft-Wasser-Wärmepumpe eingesetzt, die thermische Energie aus der Außenluft gewinnt.

Der Heizbedarf in den Wintermonaten wird durch eine im Fußboden verlegte Flächenheizung gedeckt. Bei der Verlegung des Heizsystems wurden ebenfalls Aspekte der Nachhaltigkeit berücksichtigt und lösbare, mechanische Verbindungen eingesetzt. Diese Bauweise erleichtert den Austausch und ermöglicht das Recycling der eingesetzten Bauteile. Aufgrund der geringen Trägheit der Heizung kann das Gebäude schnell auf veränderte Lastzustände in den einzelnen Räumen reagieren.

Auf den Einsatz von Kühlung wird beim Effizienzhaus Plus mit Elektromobilität verzichtet. Außenliegende, steuerbare Verschattungselemente verhindern eine sommerliche Überhitzung. Durch die Bündelung der Gebäudetechnik im Energiekern werden die Leitungswege kurz gehalten. Der Energiekern des Hauses ist in einem gläsernen Technikraum untergebracht, wodurch die Technik für alle Besucher sichtbar und nachvollziehbar wird. Alle Verteilleitungen und Luftkanäle sind wärmegeämmt und so kurz wie möglich gestaltet worden. Dies reduziert die Verteilverluste auf ein absolutes Minimum.

Auf dem Dach des Hauses wird eine Photovoltaik-Anlage aus monokristallinen Hochleistungsmodulen eingesetzt. Die monokristallinen Solarmodule haben im Vergleich zu den polykristallinen und den Dünnschichtmodulen den höchsten Wirkungsgrad und werden an den Orten platziert, wo wenig Installationsfläche zur Verfügung steht. Darüber hinaus eignen sich diese Module besonders für die Stromerzeugung aus direkter Sonneneinstrahlung.

An der Fassade kommen amorphe Dünnschichtmodule zum Einsatz. Die Dünnschichtmodule werden für die Stromerzeugung aus diffuser Strahlung eingesetzt, welche durch Reflexion des Lichts im Bereich der Fassaden vorliegt.

Ein Teil der aus der Photovoltaik gewonnenen elektrischen Energie betreibt die Luft-Wasser-Wärmepumpe. Die Luft-Wasser-Wärmepumpe ist in der Lage auch bei niedrigen Außentemperaturen Wärme aus der Außenluft für das Haus zu erzeugen. Nach der Wärmeerzeugung wird die Wärme über die mechanische Belüftung und die Fußbodenheizung weitergeleitet.

Die Nutzung erneuerbarer Energien im Effizienzhaus Plus ist stark witterungsabhängig. Der eingesetzte Speicher hilft dabei, Angebot und Nachfrage besser in Einklang zu bringen. Der lokal erzeugte Strom wird in einer 40 kWh Lithium-Ionen-Batterie zwischengespeichert, die sich aus „Second Life“-Fahrzeuggatterien zusammensetzt. Diese Fahrzeuggatterien wurden von BMW AG aus der Testfahrzeugflotte MINI E zur Verfügung gestellt und sind aufgrund eines bis zu 20-prozentigen Kapazitäts- und Leistungsabfalls, gemäß der Definition der Fahrzeugbranche, für die Fahrzeugindustrie nicht mehr brauchbar (siehe Abschnitt 1.1.2.1). Erste Modellversuche haben aber gezeigt, dass sie problemlos noch jahrelang als stationäre Speicher verwendet werden können.

Die gesamte Haustechnik kann ebenso wie die Ladetechnik von den Nutzern über zwei Touchpanels im Haus sowie über Smartphones eingesehen und gesteuert werden.²

1.1.2 Beschreibung der Hausbatterie

Die Hausbatterie besteht aus einem mit Batterien bestückten Schaltschrank, welcher aufgrund seines Prototypenstadiums und den daraus resultierenden Gefahren außerhalb des Wohnhauses aufgestellt worden ist. Dieser beinhaltet 70 Module, wobei ein Modul aus 106 Lithium-Ionen-Zellen (Typ Eone MOLY IHR18650A siehe Abb. 1.2) besteht. Demzufolge besteht die Hausbatterie insgesamt aus 7420 Zellen. In der nachfolgenden Tabelle 1.1 sind die technischen Daten der im Projekt verwendeten Lithium-Ionen-Zelle aufgelistet.



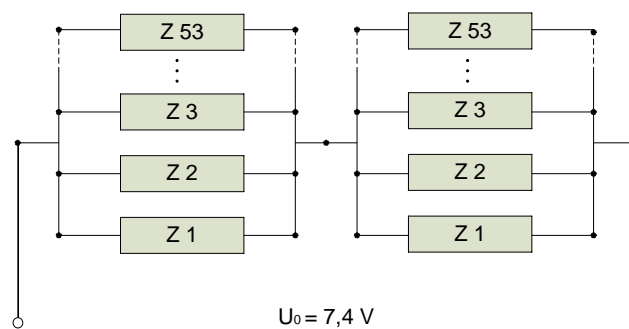
Abbildung 1.2: Eone MOLY IHR18650A

² H.D.Hegner: *Effizienzhaus Plus mit Elektromobilität*. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. [2]

Tabelle 1.1: Technische Daten der Zelle (Eone MOLY IHR18650A)

Länge	65,2 mm	Ladespannung	4,0 V \pm 0,05 V
Durchmesser	18,4 mm	Nennspannung	3,7 V
Gewicht	45 g	Entladeschlussspannung	3,2 V
Betriebstemperatur (Laden)	0 °C bis +45 °C	Max. Ladestrom	< 2 A
Betriebstemperatur (Entladen)	-20 °C bis +60 °C	Max. Entladestrom	4 A
Lagertemperatur	-20 °C bis +60 °C	Nennkapazität	1,95 Ah

Von den 106 Zellen in einem Modul werden zunächst jeweils 53 parallel und dann diese jeweils seriell verschaltet. Die Abbildung 1.3 verdeutlicht die Verschaltung der Zellen innerhalb eines Moduls (53p2s).

**Abbildung 1.3:** Schaltbild des Moduls (53p2s)

Aus der Verschaltung der Zellen ergeben sich die technischen Daten für das Modul, welche der unteren Tabelle 1.2 entnommen werden können.

Tabelle 1.2: Technische Daten - BMW Modul (MINI E)

Länge	276 mm	Ladespannung	8 V
Breite	72 mm	Nennspannung	7,4 V
Höhe	205 mm		
Gewicht	5,65 kg	Entladeschlussspannung	6,4 V
Konfiguration	53p2s	Max. Ladestrom	< 100 A
Betriebstemperatur (Laden)	-3 °C bis +45 °C	Max. Entladestrom	100 A
Betriebstemperatur (Entladen)	-5 °C bis +45 °C	Nennkapazität	~ 100 Ah
Lagertemperatur	-3 °C bis +45 °C	Nutzbare Kapazität	~ 83,4 Ah

1.1.2.1 „Second Life Batteries“ - BMW Group und Vattenfall

Im Projekt Effizienzhaus Plus wurden BMW-Module im Rahmen des „Second Life Batteries“ eingesetzt. Diese wurden aus einer Reihe von elektrischen Testfahrzeugen, MINI E, der Bayerischen Motoren Werke AG (BMW AG) bereitgestellt. In einem Flottenversuch wurden die Testfahrzeuge von ausgewählten Personen im Alltag genutzt. Der Schwerpunkt des MINI-E Programms lag auf der Gewinnung von technischen und wissenschaftlichen Erkenntnissen hinsichtlich der Alltagstauglichkeit des Gesamtsystems Elektromobilität.

Im Projekt „Second Life Batteries“ von BMW Group und Energieversorgungsunternehmen Vattenfall liegt der Schwerpunkt auf der Untersuchung der Eignung von Batterien aus Elektrofahrzeugen für eine Zweitverwendung. Am Ende des Einsatzes der Batterien in einem Elektrofahrzeug weisen diese eine Restkapazität von 80 % auf, so dass eine Weiterverwendung als Pufferspeicher grundsätzlich möglich ist. Der Einsatzbereich von „Second Life Batteries“ als Zwischenspeicher umfasst Schnellladestationen, Solaranlagen und Großspeicher zur Stabilisierung des Netzbetriebes.^{3 4}

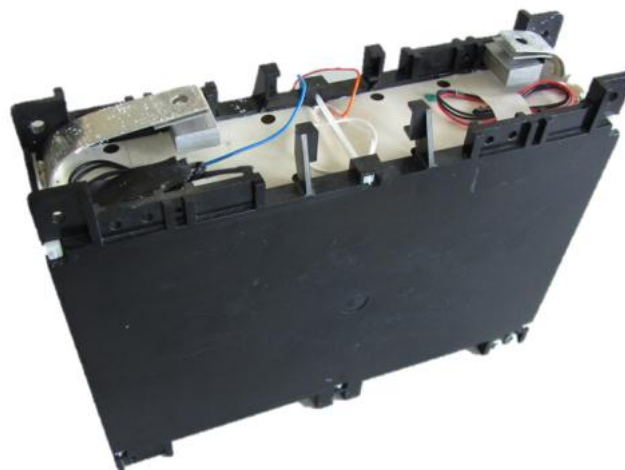


Abbildung 1.4: BMW Modul (MINI-E)

Im Zusammenhang mit dem Projekt am Effizienzhaus Plus wurden 104 BMW-Module (Abb. 1.4) untersucht. Die Module aus dem MINI E Projekt wiesen eine Betriebszeit von drei bis vier Jahren sowie ca. 50.000 Meilen Laufleistung auf. Die technische Untersuchung und die Charakterisierung wurden von TÜV SÜD und dem Lehrstuhl für elektrische Energiespeichertechnik (EES) an der Technischen Universität München durchgeführt. Das Ziel der Untersuchungen war 70 geeignete Module mit annähernd gleichem SOH (State Of Health) für das Projekt bereitzustellen. Hierfür wurden die Module einem Schnelltest unterzogen. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass **alle 104**

³ BMW AG: *Klimaentlastung durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Zusammenwirken mit emissionsfreien Elektrofahrzeugen - MINI E 1.0*. Projektleitung: Dr. Michael Hajesch. Abschlussbericht (2011) 7 - 11. [3]

⁴ BMW Group: *BMW Group und Vattenfall starten neues Forschungsprojekt zur Zweitverwendung von Hochvolt-Speichern aus Elektrofahrzeugen..* Presse- und Öffentlichkeitsarbeit - Presseinformation (2013). [4]

Module eine Nennkapazität über 90% aufwiesen. Um einen Alterungszustand der Batterien feststellen zu können, wurden 10 Module mit ähnlicher Charakteristik im Detail untersucht. Der festgestellte Zustand dient als Ausgangszustand für weitere Alterungsuntersuchungen nach dem Einsatz im Projekt Effizienzhaus Plus.

1.1.2.2 Konzept und Architektur des Batterieschranks

Der im Projekt umgesetzte Schaltschrank besteht aus 70 der bereits beschriebenen Module. Hierbei wurden sieben solcher Module zunächst seriell zu Strängen verschaltet. Die nachfolgende Parallelschaltung von zehn Strängen bildet den Gesamtspeicher (10p7s). In Abbildung 1.5 wird die Verschaltung der Module innerhalb des Batteriepacks verdeutlicht.

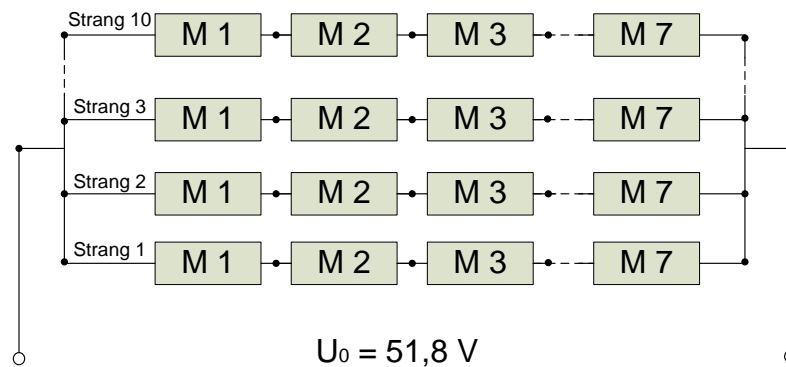


Abbildung 1.5: Schaltbild des Batteriepacks (10p7s)

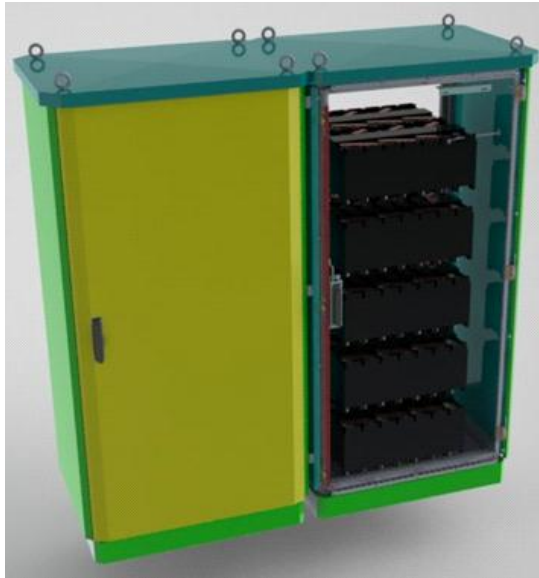
Die Schaltung der Module ergibt folgende technische Daten (Tabelle 1.3) für die Hausbatterie.

Tabelle 1.3: Technische Daten des Batteriepacks

Länge (x-Richtung)	1600 mm	Lagertemperatur	-3 °C bis +45 °C
Breite (y-Richtung)	800 mm	Ladespannung	56 V
Tiefe (z-Richtung)	800 mm	Nennspannung	51,8 V
Batteriegewicht	~ 600 kg	Entladeschlussspannung	42 V
Gesamtgewicht	991 kg	Max. Ladestrom	< 360 A
Modul-Konfiguration	10p7s	Max. Entladestrom	< 500 A
Betriebstemperatur (Laden)	-3 °C bis +45 °C	Nennkapazität	1000 Ah / 42 kWh
Betriebstemperatur (Entladen)	-5 °C bis +45 °C	nutzbare Kapazität	834 Ah / 40 kWh

Die Konzeptionierung des Batterieschranks erfolgte seitens der LION Smart GmbH. Aufgrund eines prototypischen Aufbaus und einer kurzen Projektlaufzeit wurde hauptsächlich auf Serienprodukte zurückgegriffen. Der Schaltschrank wurde aus dem bestehenden Produktportfolio der Firma Rittal

zusammengestellt. Die Abbildung 1.6 zeigt einen animierten Rittal CS TOPTEC Schaltschrank aus der Planungsphase und die praktische Umsetzung im Projekt des Effizienzhaus Plus im Jahr 2012.



(a)



(b)

Abbildung 1.6: a) Animierter Rittal CS TOPTEC Schaltschrank (70 BMW Module)
b) Praktische Umsetzung des Batterieschranks

Die ausgewählte doppelwandige Bauart ist für die Außenaufstellung geeignet und besitzt die Möglichkeit einer Klimatisierung. Die Größe des Schaltschranks war vor allem aufgrund der Rahmenbedingungen, wie der Speichergröße von 40 kWh und eines drei-phasigen Anschlusses notwendig.

Im linken Teil des Schaltschranks mussten drei Wechselrichter (Abb. 1.7) mit einer Nennleistung von 15 kW, die Steuerzentrale und der Netzwerkanschluss untergebracht und die Verschaltung realisiert werden. Hierbei lag der Fokus besonders auf den Sicherheitskomponenten für Mensch und Elektronik sowie einer wartungsfreundlichen Gestaltung.



Abbildung 1.7: SMA Wechselrichter Sunny Island 5000 GS und Elektronik

Die Sicherheitskomponenten in diesem Teil des Schaltschranks bestehen aus der Absicherung der Wechselstromseite und den Blitzschutzkomponenten für die gesamte Elektronik. Zusätzlich trennt ein drei-phasen Schütz den Schaltschrank vom Wechselstromnetz des Hauses.

Der rechte Teil des Schaltschranks wurde zur vereinfachten Assemblierung und Wartung durch Schwerlastauszüge in fünf Ebenen unterteilt. Die Anschlüsse der darauf montierten Batterien ist über Schleppkabel realisiert worden, so ist auch nach der Assemblierung ein einfacher Zugang zu den Batteriesträngen jeder Ebene möglich.

Die Anbindung der Batteriestränge aus allen Ebenen geschieht über zwei Kupferstromschienen, die ihrerseits wiederum mit dem linken Teil des Schaltschranks verbunden sind. Die Absicherung der einzelnen Stränge wurde mit Halbleitersicherungen, mit schneller Auslösecharakteristik, und ferner durch Gigavac Relais umgesetzt. Die Ansteuerung der Relais übernimmt für jeden Strang ein eigenes Batterie-Management-System.

1.1.2.3 Aufbau und Absicherung

Die Leistungsentnahme aus dem Batteriepack ist an die maximale Leistung der drei Wechselrichter (Sunny Island) angepasst worden. Im Überlastfall liefert der Sunny Island für 30 Minuten eine Leistung von **6500 W**, für fünf Minuten sind **7200 W** möglich. Für einen Zeitraum von einer Minute kann die zur Verfügung gestellte Leistung sogar **8400 W** betragen. Somit ist für kurze Zeit, wie z.B. für das gleichzeitige Einschalten mehrerer Geräte (Stromspitzen), eine Leistung von 25,2 kW vorgehalten. Diese Leistung bedeutet einen Strom von 525 A des 48-Volt-Systems. Aufgeteilt auf die drei Stränge zu den Wechselrichtern fließt ein Strom von 175 A pro Strang.

Die zehn parallelen Stränge, die aus jeweils sieben Modulen bestehen, werden durch das jeweilige Batterie-Management-System (BMS) überwacht und können im Notfall über Relais (Gigavac GIG/GX11CAB) einzeln abgeschaltet werden. Überwacht werden die Spannung, die Temperaturen und der zulässige Strom pro Strang. Außerdem wird der Ladezustand ermittelt und Lade- oder Entladevorgaben per Controller Area Network (CAN) kommuniziert. Die speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) übernimmt die Steueraufgaben im System. Die Informationen, die vom BMS

zur Verfügung gestellt werden, werden von der SPS verarbeitet und als Grundlage zur Auswahl der Steuerbefehle verwendet. Die Abschalt Szenarien sind das Überschreiten/Unterschreiten von maximalen/minimalen Werte der Temperatur, des Stroms oder der Spannungslage. Das BMS gewährleistet so einen zu jeder Zeit sicheren Betrieb der Akkumulatoren.

Pro parallelen Strang ist eine BMS-Platine für die Überwachung zuständig. Innerhalb eines Moduls erfolgt die Spannungsüberwachung von zwei seriell angeordneten Zellverschaltungen aus 53 parallel angeordneten Zellen (siehe Abb.: Schaltbild eines Moduls 1.3). Mit sieben Modulen pro Strang überwacht eine BMS-Platine folglich 14 Spannungen.

Die Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS), entscheidet ob geladen oder entladen wird. Wird weder entladen noch geladen, sollen die BMS-Platinen ein Balancing der seriellen Module durchführen, um die Zellen auf ein einheitliches Spannungsniveau zu bringen. Die SPS bekommt die Werte der Stromsensoren jedes parallelen Stranges per CAN von jeder BMS-Platine einzeln übermittelt. Die Summierung dieser Ströme muss die SPS Logik durchführen. Darüber hinaus wird auch die Leistung über die SPS Steuerung vorgegeben.

1.1.2.4 Temperaturregelung

Die Kühlung bzw. Beheizung des Batteriepacks erfolgt durch Umgebungsluft, die vor der Verwendung durch Filter entfeuchtet und temperiert wird. Pro Schaltschrank sind ein Kühlgerät mit 1000 W und ein Heizgerät mit 800 W verbaut. Diese Kühl- bzw. Heizgeräte können nach Kundenwunsch programmiert werden. Ein zusätzliches Heizmodul am Boden des Schaltschranks stellt einen Frostschutz dar. Dieser aktiviert sich bei einer Temperatur von 5 °C und heizt, bis eine Temperatur von 10 °C erreicht wird. Die Klimatisierung wird bei 35 °C im Inneren des Schrankes aktiviert und kühlt solange, bis eine Temperatur von 30 °C wiederhergestellt ist. Die folgende Grafik 1.8 verdeutlicht das Setting des Kühl- und Heizgeräts.

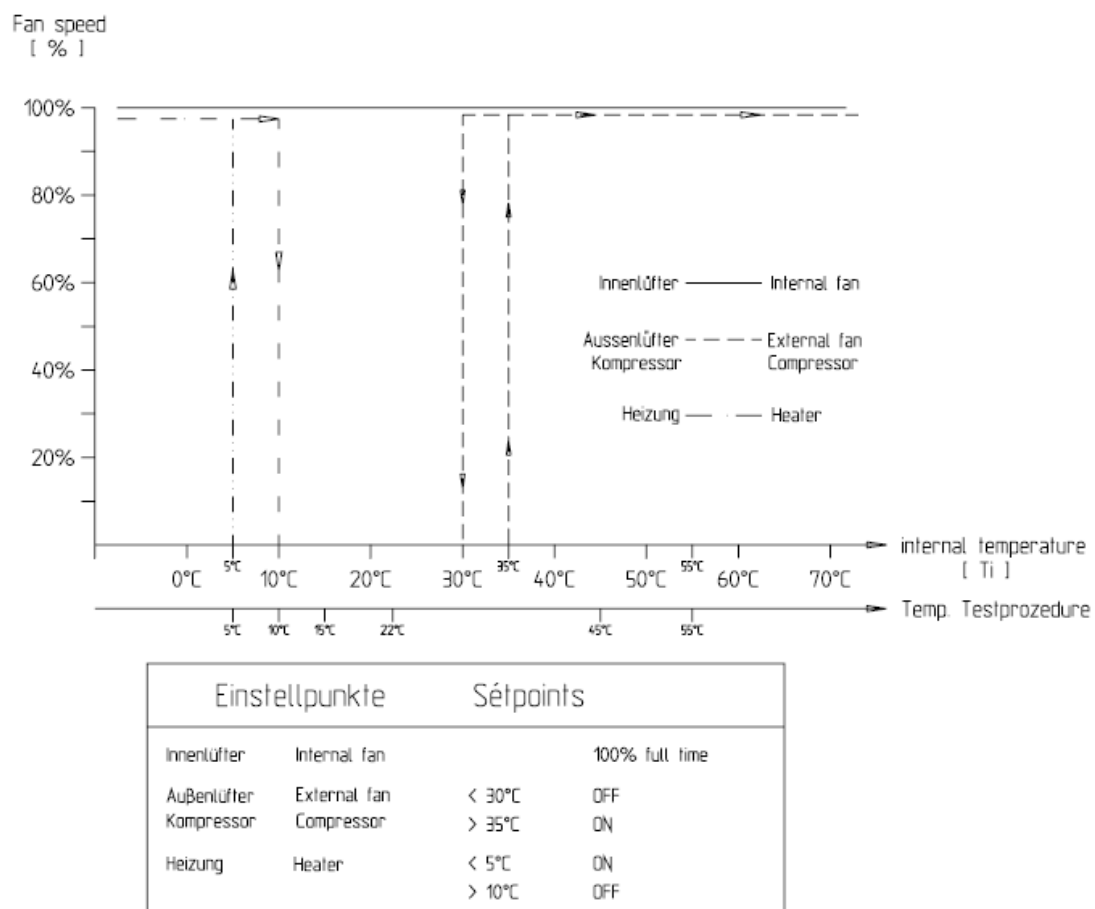


Abbildung 1.8: Setting des Kühl- und Heizgerätes.⁵

⁵ Rittal GmbH & Co. KG: *Bedienungsanleitung für Rital-Schaltschrank-Klimatisierung*. [5]

1.1.2.5 Batterie-Management-System (BMS)

Die nachfolgende Abbildung 1.9 zeigt das oben beschriebene BMS in Multi Master Architektur der Firma Heistracher in Frauenchiemsee .

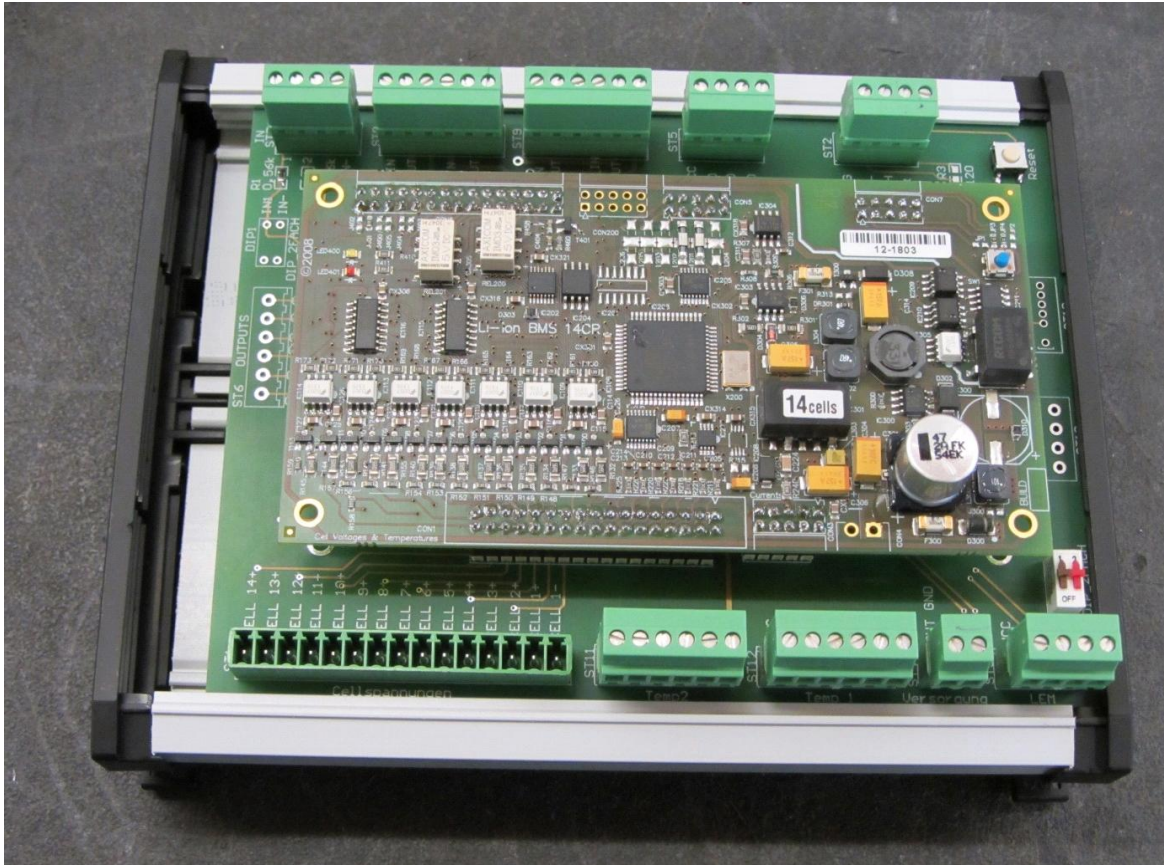


Abbildung 1.9: Master Bord mit Klemmen-Platine und Gehäuse für Hutschienenmontage

Funktionen des primären Master-Boards (Entscheidungsinstanz/Logikeinheit):

- Kommunikation zwischen den einzelnen sekundären Master-Boards
- Bereitstellung von Systemzeit und -datum
- Messung des gesamten Batteriestroms
- Ansteuerung des Hauptschützes/-relais
- Ansteuerung von Lampen, Lüftern o.ä.
- Ansteuerung eines Ladegerätes
- Kontrolle der mechanischen Integrität der Batterie
- Kommunikation mit externer Hardware über CAN-Bus
- Spannungsmessung
- Temperaturmessung

Die sekundären Master-Boards dienen lediglich der Messung von Spannung, Temperatur und Strom ihrer jeweiligen sieben Module. Entscheidungen über das Abschalten, Balancingmaßnahmen oder die Reduzierung von Leistung trifft aber ausschließlich das primäre Master-Board. Alle BMS-Platinen werden aus einem separaten Netzteil versorgt. Eine Versorgung aus der überwachten Batterie ist zwar möglich, wurde aber nicht realisiert, da die Versorgungsspannung für die Master-Boards 42 VDC nicht überschreiten darf.

Systemzeit und -datum werden durch eine integrierte Echtzeituhr (RTC) bereitgestellt. Im Projekt des Effizienzhaus Plus werden die Daten des CAN-Bus durch einen CAN-Bus Modbus Umsetzer über einen Ethernet-Switch mit Uplink an die SPS (ebenfalls im Schaltschrank verbaut) übermittelt. Eine Kommunikation in Richtung BMS findet nicht statt. Lediglich ein digitales Signal in Form einer Spannungsquelle (12V) teilt dem BMS mit, ob eine Ladung bzw. eine Entladung bevorsteht.

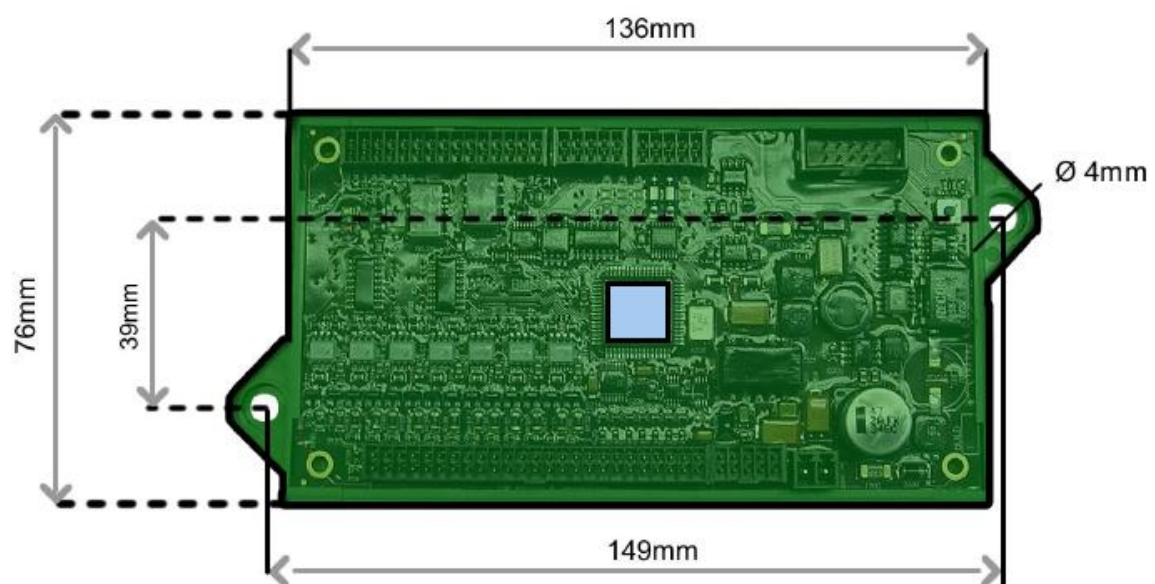


Abbildung 1.10: Heistracher BMS Abmessungen

Die Genauigkeit der Spannungsmessung liegt bei 5 mV. Die Strommessung wird mit Hilfe eines Hall-Sensors ermöglicht. Die Temperatur wird über kostengünstige 10k R-T matched thermistor Sensoren gemessen. Die Messgenauigkeit beträgt bei der Temperaturmessung 1 °C im Bereich von -10 °C bis +50 °C. Der gesamte Messbereich erstreckt sich von -30 °C bis +70 °C.

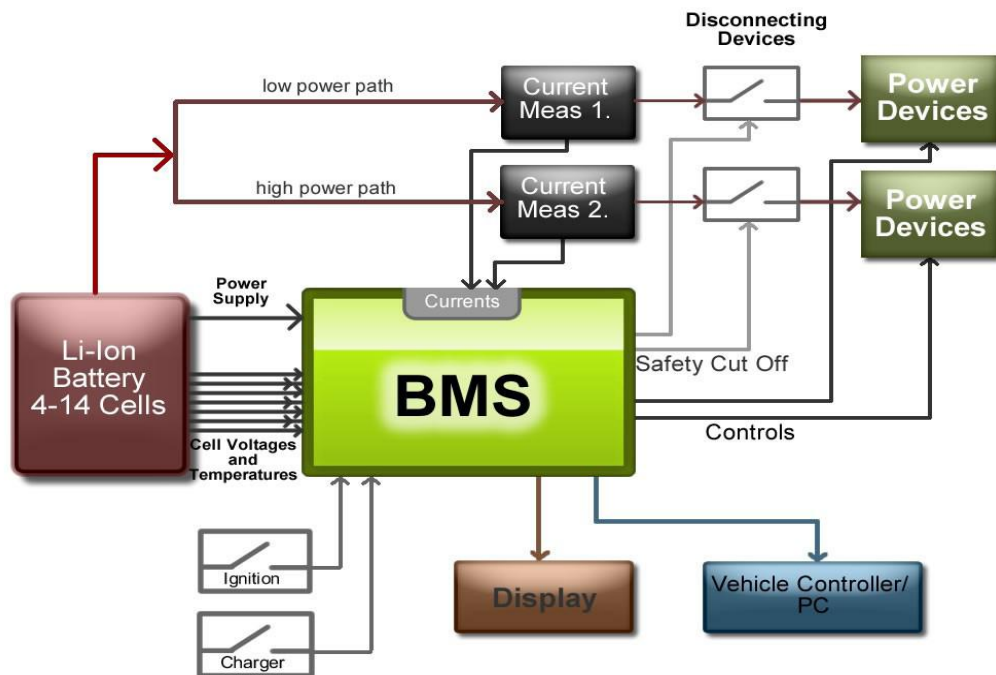


Abbildung 1.11: Schaltlogik des gesamten Systems

Eine BMS Platine kann bis zu 14 Zellen in Serie überwachen. Die serielle Verschaltung kann dabei aber aus fast beliebig vielen parallelen Zellen bestehen. Die Überwachungsgenauigkeit verringert sich dadurch gering, ist für einen sicheren Betrieb jedoch ausreichend. In Abbildung 1.11 ist die Schaltlogik des gesamten Systems dargestellt.

Softwarekonfiguration des BMS-Master

Das jeweilige BMS stellt das Sicherheitssystem jedes parallelen Stranges dar. Der jeweilige Strang wird abgeschaltet (über Relais vom Stromkreis getrennt), falls eines der folgenden Kriterien eintritt:

- Spannung fällt unter 2,95 V oder übersteigt 4,25 V
- Temperatur steigt über 42 °C

Eine Abschaltung hat einen Reset des Systems zur Folge, darum sollte dies vermieden werden. Die SPS bekommt über CAN alle Systeminformationen mitgeteilt und kann so frühzeitig die Leistung drosseln bzw. die Quelle wechseln. Die Werte, bei der die SPS reagieren sollte, liegen bei 3,2 V als untere Grenze und 4,1 V als obere Schwelle.

Die Verkabelung des Effizienzhauses mit dem stationären Speicher zeigt die Abbildung 1.12.

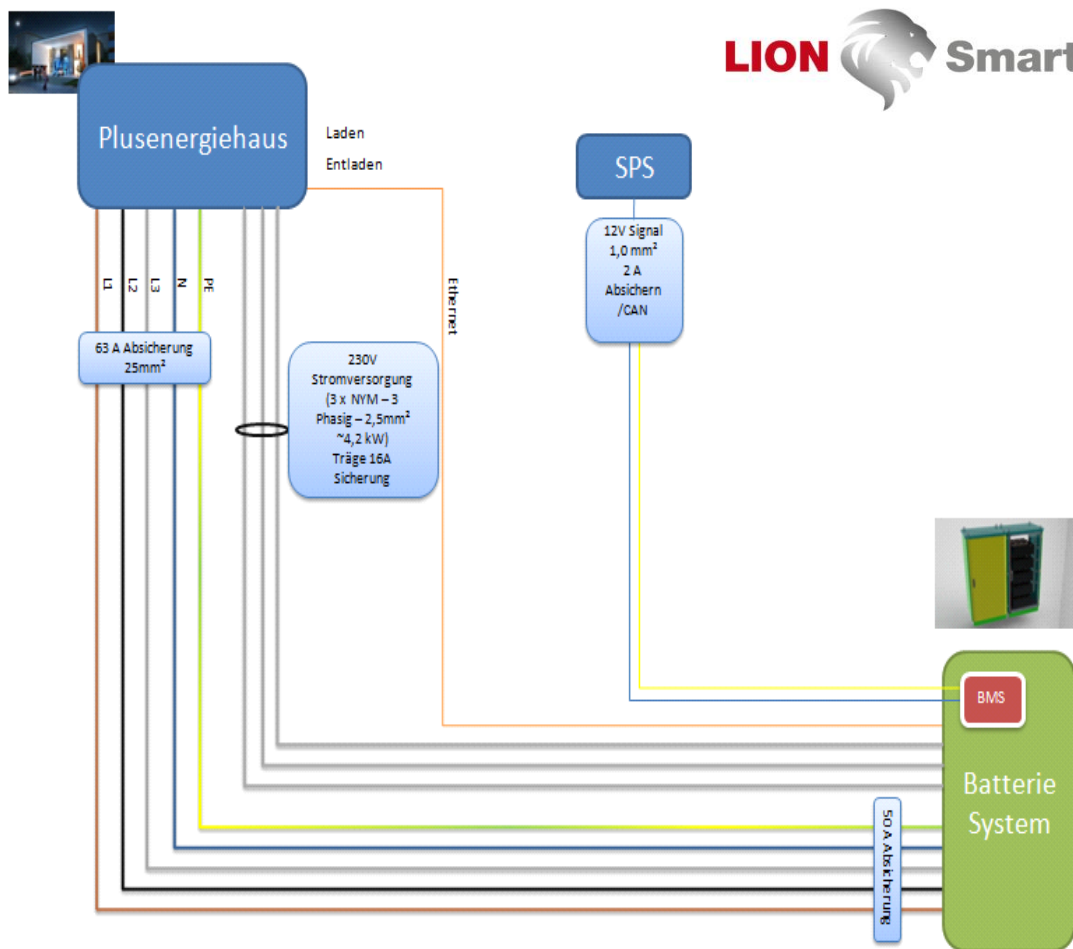


Abbildung 1.12: Verkabelung zwischen dem stationären Speicher und dem Plusenergiehaus

1.1.2.6 SMA Wechselrichter Sunny Island 5000 GS

Beim Sunny Island 5000 handelt es sich um einen bidirektionalen Wechselrichter (Batterie-wechselrichter und -ladegerät) für Inselssysteme. Der Sunny Island versorgt Verbraucher auf der Inselnetzseite und lädt den Batteriespeicher mit der Energie, die von Einspeisern auf der AC-Seite zur Verfügung gestellt wird.

Der Abgriff der Batterieladung erfolgt an den im System befindlichen Stromschienen (Abb. 1.13a). Auf den Stromschienen selbst sind alle zehn Stränge (jeweils sieben Module in Serie) des Batteriepacks parallel aufgeschaltet.

Sunny Island unterstützt die AC- und DC-Kopplung und weist einen maximalen Wirkungsgrad von über 95 % auf. Ein Parallelbetrieb von bis zu drei Geräten in einem einphasigen System oder von drei Geräten in einem dreiphasigen System erlaubt dem Sunny Island den Aufbau von Inselstromversorgungen mit einer Leistung von 3-20 kW und bis zu 300 kW in Multicluster-Systemen.



(a)



(b)

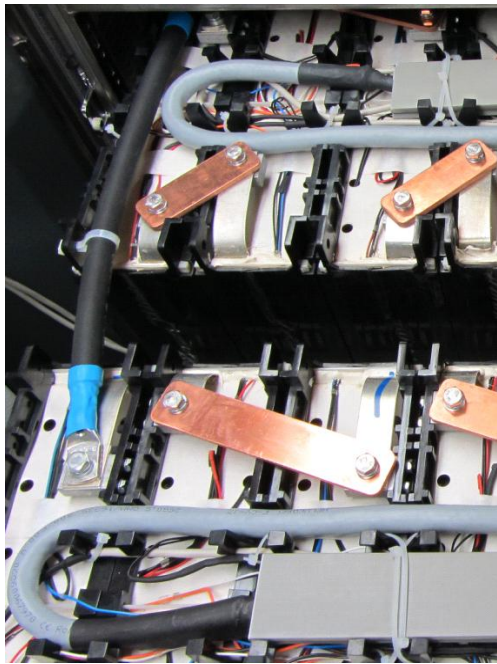
Abbildung 1.13: a) Stromschiene und b) Offener Wechselrichter mit Verkabelung

In Abbildung 1.13b ist ein offener SMA Wechselrichter Sunny Island dargestellt.

Die Anbindung an externe Quellen kann durch den Anschluss an das öffentliche Netz, alternativ auch durch einen Generatoranschluss, realisiert werden. Hierbei überwacht Sunny Island die am Netz eingestellten Grenzen für Spannung und Frequenz. Bei Verletzung der Grenzen erfolgt eine Abtrennung von der externen Quelle und ein Übergang auf den Inselnetzbetrieb. Weist die Batterie

im Inselnetzbetrieb wiederum einen geringen Ladezustand auf, so ist Sunny Island in der Lage bei Lasten diese abzuschalten und auf den Anschluss an das öffentliche Netz zu wechseln.

Hierfür verfügt Sunny Island über ein integriertes Batterie-Management-System. Dieses überwacht allerdings nur die Zustände des Gesamtspeichers und nicht die von einzelnen Modulen. Für die sichere Überwachung der einzelnen Module ist Sunny Island auf ein zusätzliches BMS angewiesen (siehe Abschnitt 1.1.2.5-Batterie-Management-System).



(a)



(b)

Abbildung 1.14: a) Zwei parallele Stränge mit Zellverbindern und Spannungs-/Temperatursensoren
b) Rückseite

Zum Speichern und Laden von Geräteparametern wird bei Sunny Island eine 2 GB SD-Karte verwendet. Es werden zwei Arten von Log-Daten erfasst. Zum einen werden Messdaten zyklisch, zum anderen Ereignisse und Fehler (nur beim Auftreten) gespeichert. Die Daten können aus folgenden Bereichen stammen⁶

- Batterie
- Wechselrichter
- System
- Externe Quelle
- Lasten

⁶ SMA Solar Technology AG: *Inselnetz-Wechselrichter SUNNY ISLAND 5000 GS*. Technische Beschreibung. [6]

1.2 Einrichtung einer Datenverbindung, Erprobung und Auswertung der Datenübertragung und -speicherung

Die schematische Darstellung 1.15 verdeutlicht die Energieflüsse und Messgrößen aus Sicht des Hauses als zentraler Verbraucher.

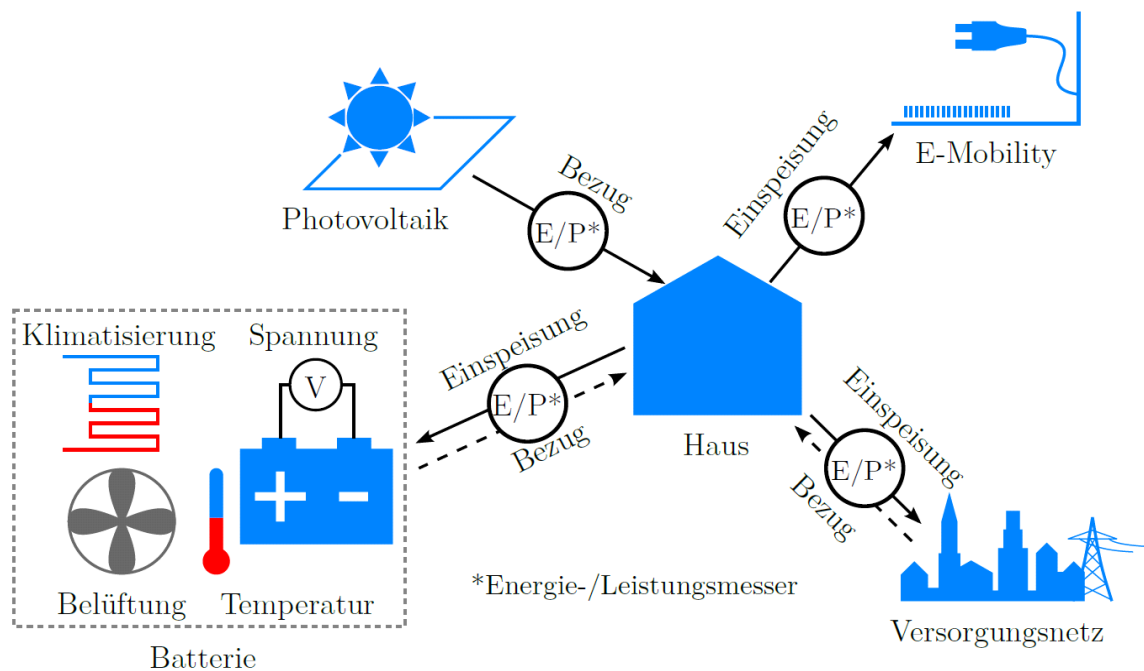


Abbildung 1.15: Messgrößen und Energieflüsse aus Sicht des Hauses als zentraler Verbraucher

Seit Inbetriebnahme des Energiespeichers wird eine Reihe von Messdaten ausgewertet und mit Hilfe des von Microsoft entwickelten Tools „Query“ abgerufen. Die Datenverbindung erwies sich, bis auf wenige Ausnahmen, als stabil.

Das Logging läuft über die Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS). Es werden Daten von dem Batterie-Management-System an die SPS übermittelt (oberste und unterste Zellspannung sowie die höchste Temperatur. Diese Werte werden sehr zuverlässig in Query abgelegt und können auch in Diagrammen abgerufen werden.

Zusätzlich kommt das von Heistracher entwickelte Programm „Reap“ zum Einsatz. Es handelt sich um eine BMS-Fernauslesesoftware, die jedoch zeitweise nicht ganz fehlerfrei arbeitet. Es wird an einem Computer in Garching bei München ausgeführt und es kommt aufgrund der großen Datenmengen zu unregelmäßigen Paketverlusten bei der Übertragung. Hier werden aber alle Zelldaten übertragen, also von jedem parallelen Strang eines Moduls. Folglich werden zwei pro Modul und insgesamt 14 Spannungswerte pro Strang geloggt. Mit zehn parallelen Strängen innerhalb eines Batteriepacks ergeben sich also 140 Spannungswerte, die in zweiminütigen Abständen mitgeloggt werden.

Diese Werte, zusammen mit Stromwerten und Temperaturen, werden von Reap in Excel Dateien abgelegt. Sehr kurze Schwankungen können damit natürlich nicht aufgezeichnet werden.

In Abbildung 1.16 ist ein Screenshot des Programms „Query“ dargestellt.

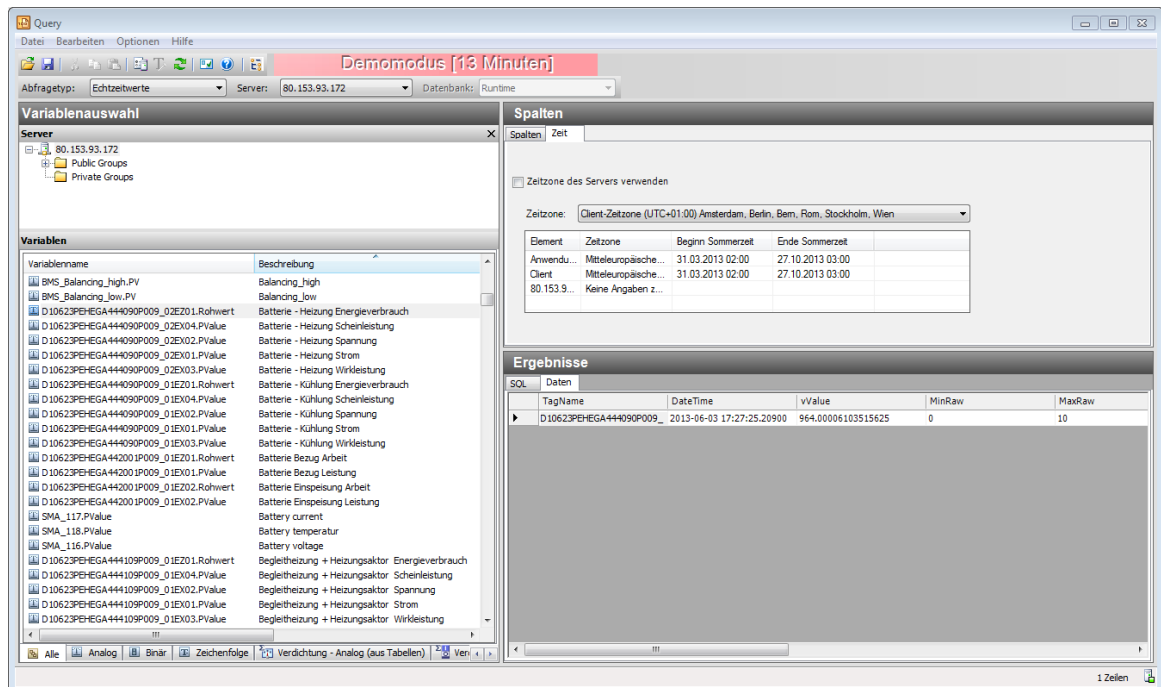


Abbildung 1.16: Screenshot des Programms Query

2 Evaluierung der 1. Hausbatterie mit gebrauchten Zellen (AP 3)

2.1 Ermittlung der Batteriekapazität, Extrapolation des Startzustandes und Alterungsprognose

Tabelle 2.1: Elektrische Daten des Energiespeichers

Beschreibung	Zelle	Gesamtspeicher
Ladeschlussspannung	4,2 V	56 V
Nennspannung	3,7 V	51,8 V
Entladeschlussspannung	3,0 V	42 V
Max. Ladestrom	< 2 A	< 360 A
Max. Entladestrom	< 4 A	< 500 A
Nennkapazität	1,95 Ah	834 Ah
Nennenergiegehalt		43,2 kWh

In der Tabelle 2.1 sind die elektrischen Daten der Batterie vor Beginn der Nutzung als stationärer Speicher aufgelistet.

Dieser Startzustand dient als Grundlage zur Bewertung hinsichtlich der Alterung des Speichers.

2.1.1 Auswertung der geloggtten Daten

Die Auswertung der Daten erfolgte durch den Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik (EES) der Technischen Universität München (TUM) ⁷.

2.1.1.1 Analyse der Einzelspannungen

Die Zellspannung dient als einer der Indikatoren für den Ladezustand des Batteriespeichers. Auf Zellebene stehen die minimale und maximale Spannung als Query-Daten bzw. für einige wenige Zeitspannen alle 140 Zellspannungen des BMS zur Verfügung (vgl. Abb. 2.2). Aus diesen Daten wird für jeden Messpunkt k eine mittlere Einzelzellspannung interpoliert und anschließend analysiert. Als Grundlage für diese Spannung dient die mittlere Query-Spannung $U_{Query,mean,k}$, welche durch die folgende Gleichung 2.1 beschrieben werden kann:

⁷ M. Horsche: *Integration gebrauchter BEV-Batterien in ein Einfamilienhaus am Beispiel des Effizienzhaus Plus*. Technische Universität München. Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik von Prof. Dr.-Ing. A. Jossen. Betreuung: Dipl.-Ing. M.J. Brand. (2013). [7]

$$U_{Query,mean,k} = \frac{U_{max,k} + U_{min,k}}{2} \quad (2.1)$$

Die mittlere Query-Spannung wird zusätzlich durch einen Skalierungsfaktor $U_{scale,k}$ korrigiert, um diese an die mittlere BMS-Spannung anzugleichen (vgl. Glg. 2.2).

$$U_{scale,k} = \frac{U_{BMS,mean,k}}{U_{Query,mean,k}} \quad (2.2)$$

Um den Skalierungsfaktor berechnen zu können, muss zunächst die mittlere BMS-Spannung ermittelt werden.

Es werden insgesamt 140 Einzelspannungen ($i = 1, \dots, 140$) vom BMS gemessen. Somit ergibt sich die mittlere BMS-Spannung als:

$$U_{BMS,mean,k} = \frac{1}{140} \cdot \sum_{i=1}^{140} U_{BMS,i,k} \quad (2.3)$$

Allgemein liefert das BMS Spannungswerte mit deutlich besserer zeitlicher Auflösung (alle 110-120 s) als die Query-Daten (alle 5 min), weshalb der Skalierungsfaktor teils linear interpoliert werden musste. Zum Ende des Projekts konnten die Messwerte mit einer dynamischen Abtastung von durchschnittlich 1 s übertragen werden. Um die kontinuierliche Veränderung des Skalierungsfaktors berücksichtigen zu können, wird der Verlauf mit einem Polynom neunten Grades angenähert. Die Approximation ist in Abbildung 2.1 dargestellt.

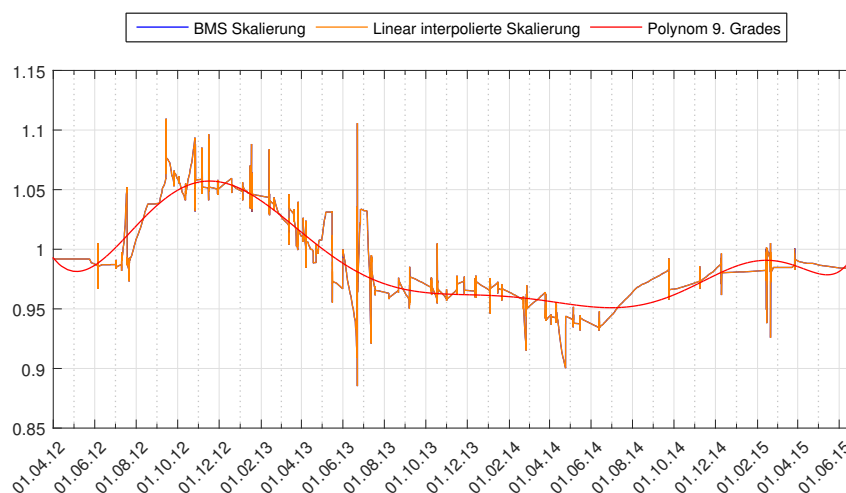


Abbildung 2.1: Skalierungsfaktor - Angleichung der Query-Spannung an BMS-Spannung

Die Verläufe der einzelnen Zellspannungen sind in Abbildung 2.2 dargestellt. Vor allem in den Monaten Mai und Juni 2012 sind die Messwerte der minimalen/maximalen Zellspannungen lückenhaft.

Zusätzlich dazu fiel im August 2012 ein Modul komplett aus, welches in der ersten Septemberwoche wieder in Betrieb genommen wurde. Seit diesem Zeitpunkt ist jedoch das Zellbalancing fehlerhaft, was sich an der großen Differenz der minimalen und maximalen Zellspannung bemerkbar macht.

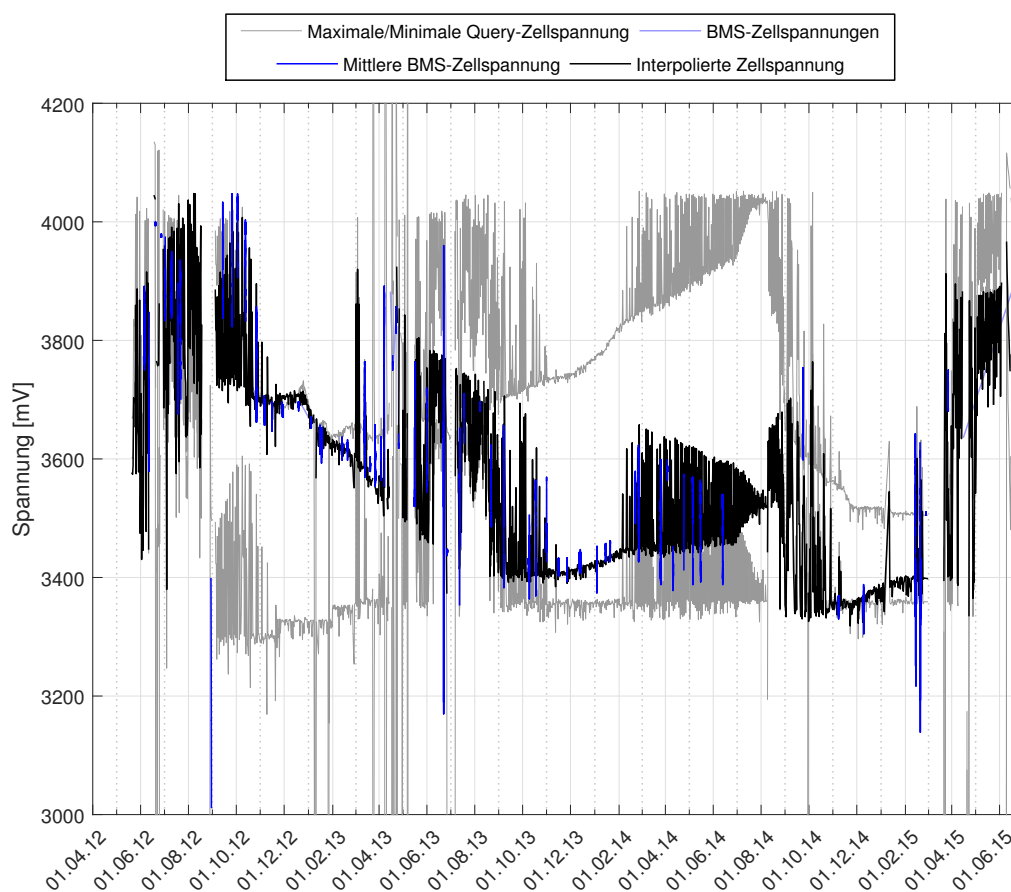


Abbildung 2.2: Query- und BMS-Messwerte der Zellspannung und der daraus interpolierte Zellspannungsverlauf

2.1.1.2 Zyklenanalyse mittels Rainflow-Algorithmus

Zur Bestimmung der Zyklientiefe und der Zyklenanzahl wird die mittlere Zellspannung U_{mean} mit Hilfe des Rainflow-Algorithmus analysiert. Der Vorteil dieses Verfahren ist, dass auch unterlagerte Zyklen berücksichtigt werden.

Wird zum Beispiel während eines länger andauernden Ladezyklus die Batterie kurzzeitig belastet, wird der übergeordnete Ladezyklus nicht unterbrochen, sondern der Entladezyklus als unterlagerte Mikrozyklus gewertet. Das Verfahren wird in der Abbildung 2.3 anhand eines fiktiven Zellspannungsverlaufs verdeutlicht.

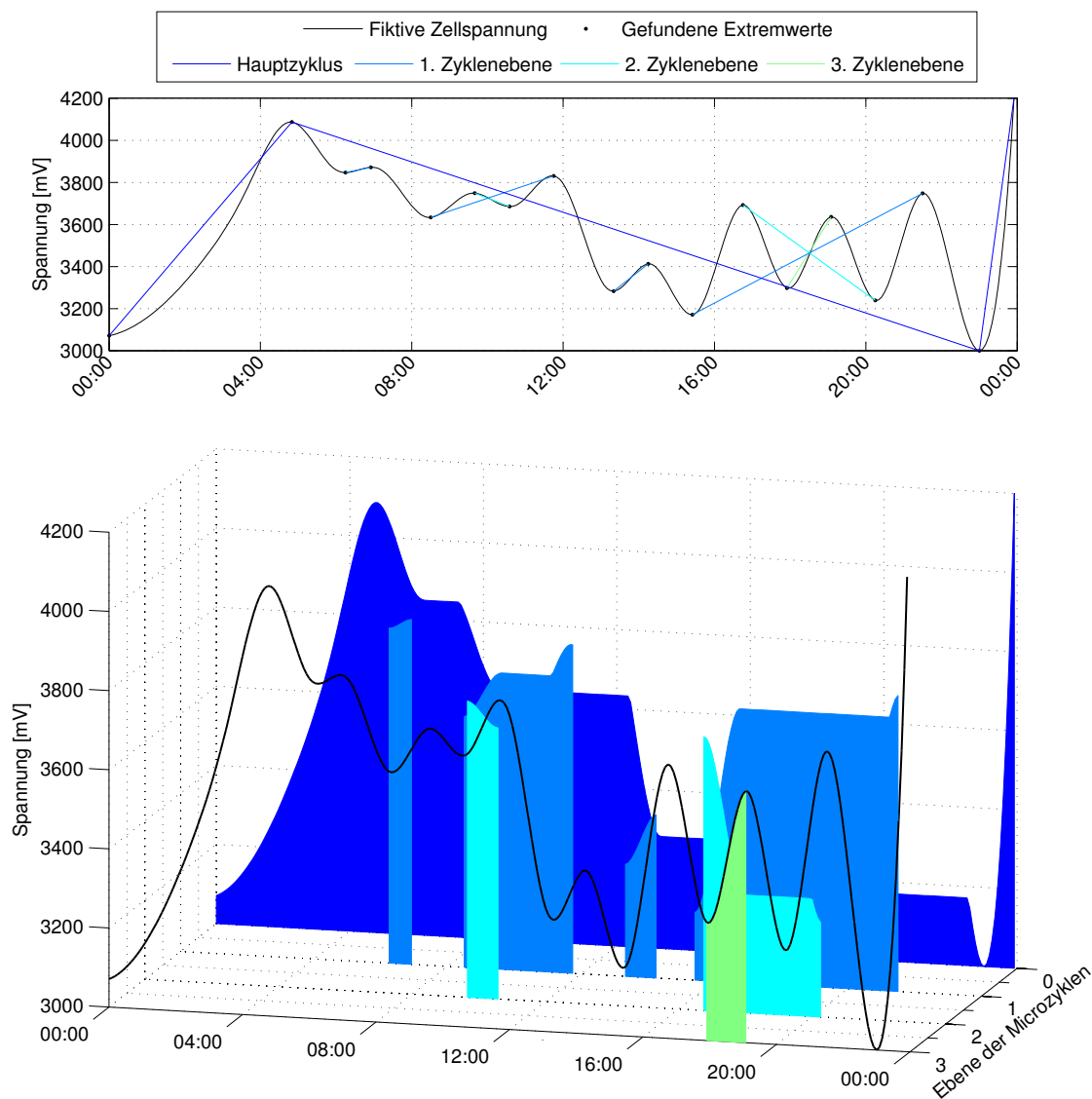


Abbildung 2.3: Schematische Darstellung des Rainflow-Algorithmus

Als Erstes werden alle globalen und lokalen Extremwerte ermittelt. Ausgehend vom ersten Extremwert (linkes Minimum um 00:00 Uhr) wird der entgegengesetzte Extremwert (Maximum um 05:00 Uhr) gesucht, welcher vor einem erneuten niedrigeren/höheren Extremwert (Minimum bei 23:00 Uhr) auftritt. Diese Extremwerte ergeben den Hauptzyklus.

Innerhalb des Hauptzyklus werden nun die unterlagerten Extremwerte analysiert. Hierzu wird wieder ausgehend vom ersten gefundenen Extremwert (Minimum bei 06:15 Uhr) das entsprechende Maximum (bei 07:00 Uhr) gesucht, bevor ein weiteres Minimum (bei 8:30 Uhr) auftritt, welches kleiner ist als das vorherige.

Dieser Prozess findet iterativ statt, das bedeutet, dass kein unterlagerter Zyklus übersehen wird. Bei den unterlagerten Zyklen spricht man von sogenannten Halbzyklen. Die Zyklenebene stellt hierbei dar, wie viele Halbzyklen überlagert sind. In der ersten Zyklenebene sind nur Hauptzyklen überlagert, in der zweiten Zyklenebene sind Hauptzyklen und Halbzyklen der ersten Ebene überlagert, usw..

Es ist zu erkennen, dass untergelagerte Zyklen die jeweils andere Richtung beschreiben wie der überlagerte Zyklus. Einem fallenden Hauptzyklus (von 5:00 Uhr bis 23:00 Uhr) sind demnach in der nächst tieferen Ebene nur steigende Halbzyklen unterlagert, diesen Zyklen sind wiederum nur fallende Halbzyklen unterlagert (z. B. von 8:30 Uhr bis 11:45 Uhr).

Das Ergebnis der Auswertung mit dem Rainflow-Algorithmus ist für die Monate Mai '12 bis Mai '13 beispielhaft in Abbildung 2.4 dargestellt.

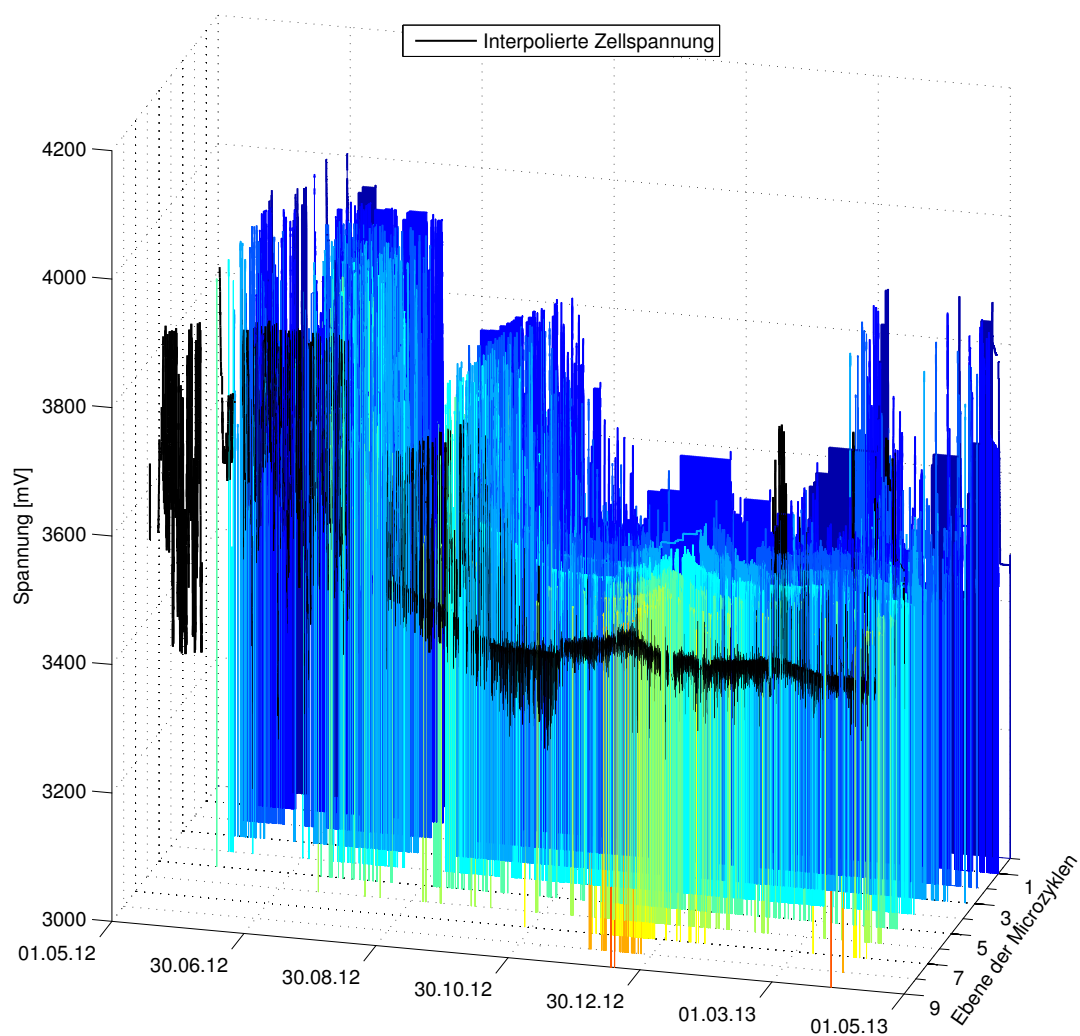


Abbildung 2.4: Spannungsverlauf und gewertete Rainflow-Zyklen

Es ist ersichtlich, dass besonders im Winter die Hauptzyklen einen langen Zeitraum einnehmen. Dies bedeutet, dass viele unterlagerte Zyklen vorkommen.

Die nächste Darstellung 2.5 bestätigt, dass der Batteriespeicher mit vielen Zyklen geringerer Zyklentiefe belastet wird. Die Abbildung zeigt die Zyklenzahl (z-Achse), die Zyklentiefe (y-Achse) und das durchschnittliche Spannungsniveau (x-Achse) der Zyklen. Besonders in den Wintermonaten treten vermehrt Zyklen geringerer Zyklentiefe auf.

Im Anhang A.1 sind zudem Zyklenzahl, Zyklentiefe und Spannungsniveau monatlich für die Betriebszeit von Mai '12 bis Juni '15 getrennt aufgezeigt (vgl. Abbildungen für 2012 A.1a-A.1h, 2013 A.2a-A.2i, 2014 A.3a-A.3l und 2015 A.4a-A.4f).

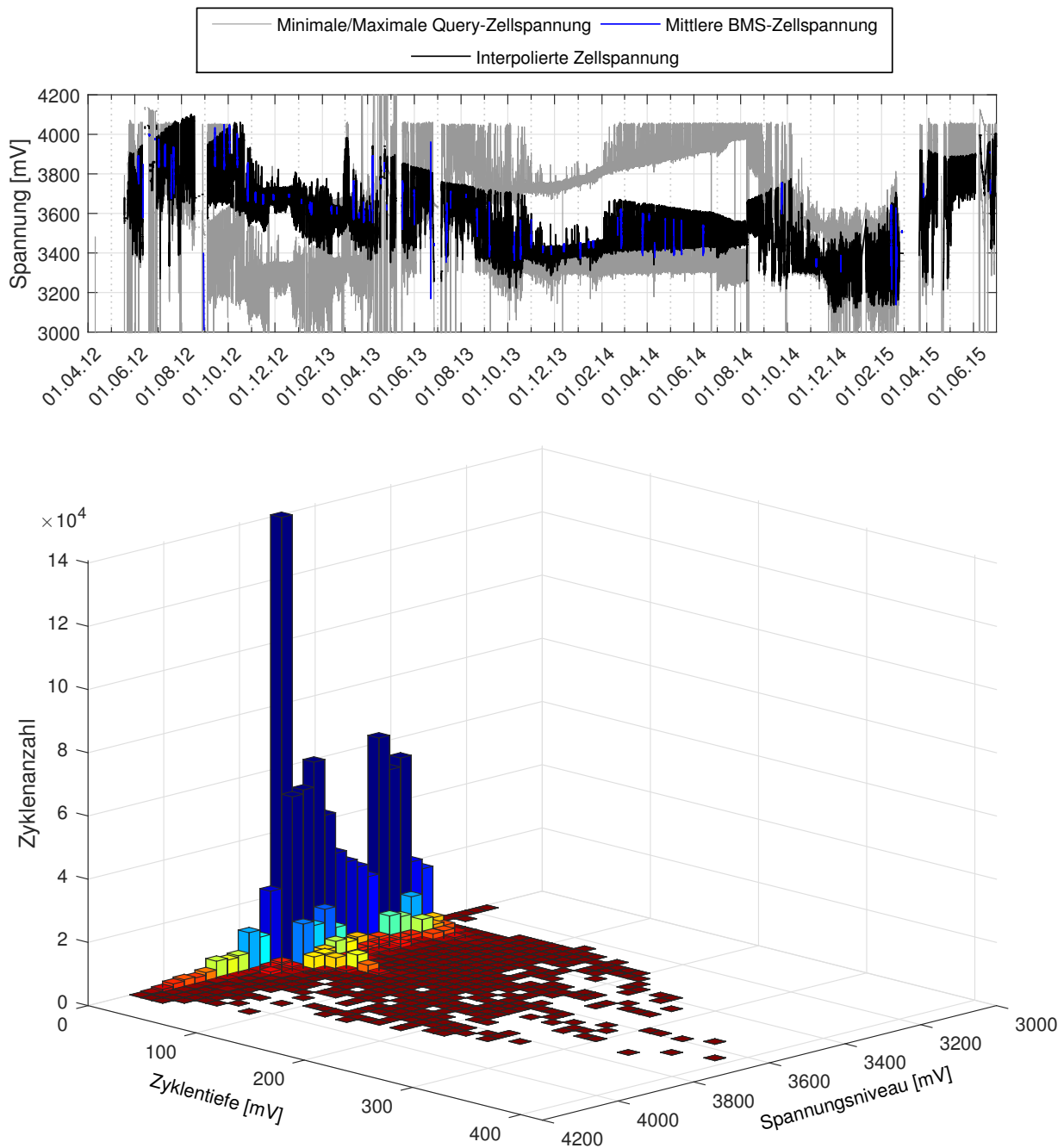


Abbildung 2.5: Spannungsverlauf, Zyklenzahl und Zyklentiefe von Mai '12 bis Juni '15

2.1.1.3 Problematik des verwendeten Zellbalancings

Aufgrund der hohen Differenz der minimalen/maximalen Zellspannung und dem fehlenden Zellbalancing kann ein Großteil der Speicherkapazität nicht genutzt werden. Wird die eingestellte Entladeschlussspannung erreicht, wird der Batteriespeicher aus Sicherheitsgründen abgeschaltet. Diese eingestellte Entladeschlussspannung ist mit etwa 3,3 V deutlich über der erlaubten Entladeschlussspannung der Zellen von 3,0 V.

Ein aktives Balancingsystem würde die schwachen Zellen mit Energie aus den voller geladenen Zellen laden und somit alle Ladezustände angleichen. Das Balancing-System ist ursprünglich für Elektroboote entwickelt worden und ist ohne Anpassungen nicht für den Einsatz mit stationären Speichern geeignet.

Das Balancing funktioniert entweder beim Laden im ausgeschalteten Zustand (In1) oder beim Entladen im eingeschalteten Zustand (In2). Da der stationäre Speicher ständig am Laden und Entladen ist, funktioniert hier der SOC-Algorithmus nicht. Weiter ist das Balancing nur im Spannungsbereich zwischen 3,3 V bis 3,75 V aktiv, doch hier ist weder der In1 noch der In2 gesetzt und dadurch der SOC-Algorithmus deaktiviert.

In der eigentlichen Anwendung wird gebalanced, nachdem die erste Zelle voll ist. Sind die Unterschiede ausgeglichen, wird wieder geladen. Diese zwei Schritte finden abwechselnd so lange statt, bis alle Zellen vollgeladen sind. In der aktuellen Konstellation wäre es deshalb sinnvoll den Batteriespeicher mit Energie aus dem Netz voll zu laden, um dadurch einem Auseinanderdriften entgegenzuwirken. Dieser Vorgang könnte automatisch eingeleitet werden, sobald die Spannungsdifferenz einen bestimmten Schwellwert überschreitet. Das Angleichen der Zellspannungen hätte zusätzlich positive Einflüsse auf die Alterung des Batteriespeichers. Nachdem die Alterung vom SOC abhängig ist, tritt diese im aktuellen Betrieb unterschiedlich stark auf.

2.1.1.4 Analyse der vom Batteriespeicher umgesetzten Energie

Nachdem für den Ladungsdurchsatz keine Messwerte zur Verfügung stehen, wird die umgesetzte Arbeit analysiert. Es stehen die kumulierte, eingespeiste (geladene) und bezogene (entladene) Arbeit ($E_{geladen}$ bzw. $E_{entladen}$) zur Verfügung, welche zu Beginn der Analyse auf null normiert werden (vgl. Abb. 2.6).

Um die Zyklenzahl und die Zyklientiefe zu bestimmen, wird die Differenz aus ge- und entladener Arbeit (ΔE) gebildet. Wird die Batterie entladen, steigt die kumulierte Entladeenergie, während die kumulierte Ladeenergie unverändert bleibt. Bei einem Ladevorgang funktioniert entsprechend andersrum. Durch die Differenz erhält man somit die jeweiligen Energiemengen, welche innerhalb eines Lade-/Entladevorgangs umgesetzt werden. Jedoch ist bei dieser Methode zu beachten, dass ebenfalls die Verluste ($E_{Verluste}$ durch Leistungswandler, Wirkungsgrad der Batterie, Selbstentladung) mit aufsummiert werden (Gl. 2.4).

$$\Delta E + \sum E_{Verluste} = E_{geladen} - E_{entladen} \quad (2.4)$$

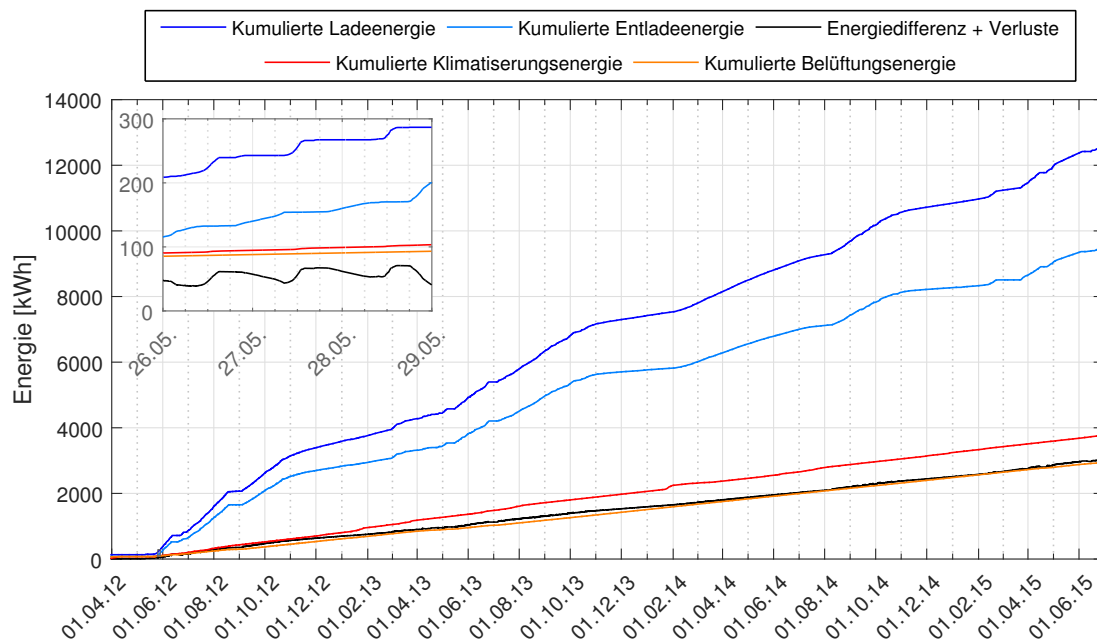


Abbildung 2.6: Kumulierte Energieverläufe und gebildete Energiedifferenz im Zeitraum Mai '12 bis Juni '15

Die Verluste können nicht direkt bestimmt werden, da zu viele und unbekannte Einflussfaktoren (SOC, Temperatur, Alterung) in sie mit eingehen. Dieser Drift hat zur Folge, dass die Energiedifferenz nicht ohne Weiteres, wie etwa die Spannung, mit dem Rainflow-Algorithmus analysiert werden kann. Der Hauptzyklus würde ausschließlich die Verluste abdecken und somit keine zusätzlichen Erkenntnisse liefern.

2.1.1.5 Zyklenanalyse mittels Extremwertbestimmung

Um die Zyklen mittels der Energiedifferenz zu bestimmen, werden wie schon bei der Rainflow-Analyse alle Minima und Maxima bestimmt. Ein Zyklus wird immer von zwei aufeinanderfolgenden Extremwerten beschrieben. Die dadurch ermittelten Zyklientiefen werden auf den Nennenergieinhalt von 43,2 kWh normiert. Aufgrund der Verluste treten in Laderichtung Zyklientiefen von $>100\%$ auf.

Maßgebend sind jedoch die Zyklen in Entladerichtung. Die Zyklen in Entladerichtung abzüglich der unbekannteren Verluste, hervorgerufen durch die DC/AC-Wandlung, stellen die genutzte Energie im Effizienzhaus Plus dar. In der Abbildung 2.7 wird ersichtlich, dass sich die Ergebnisse der Energieanalyse mit denen der Spannungsanalyse (2.1.1.2) decken.

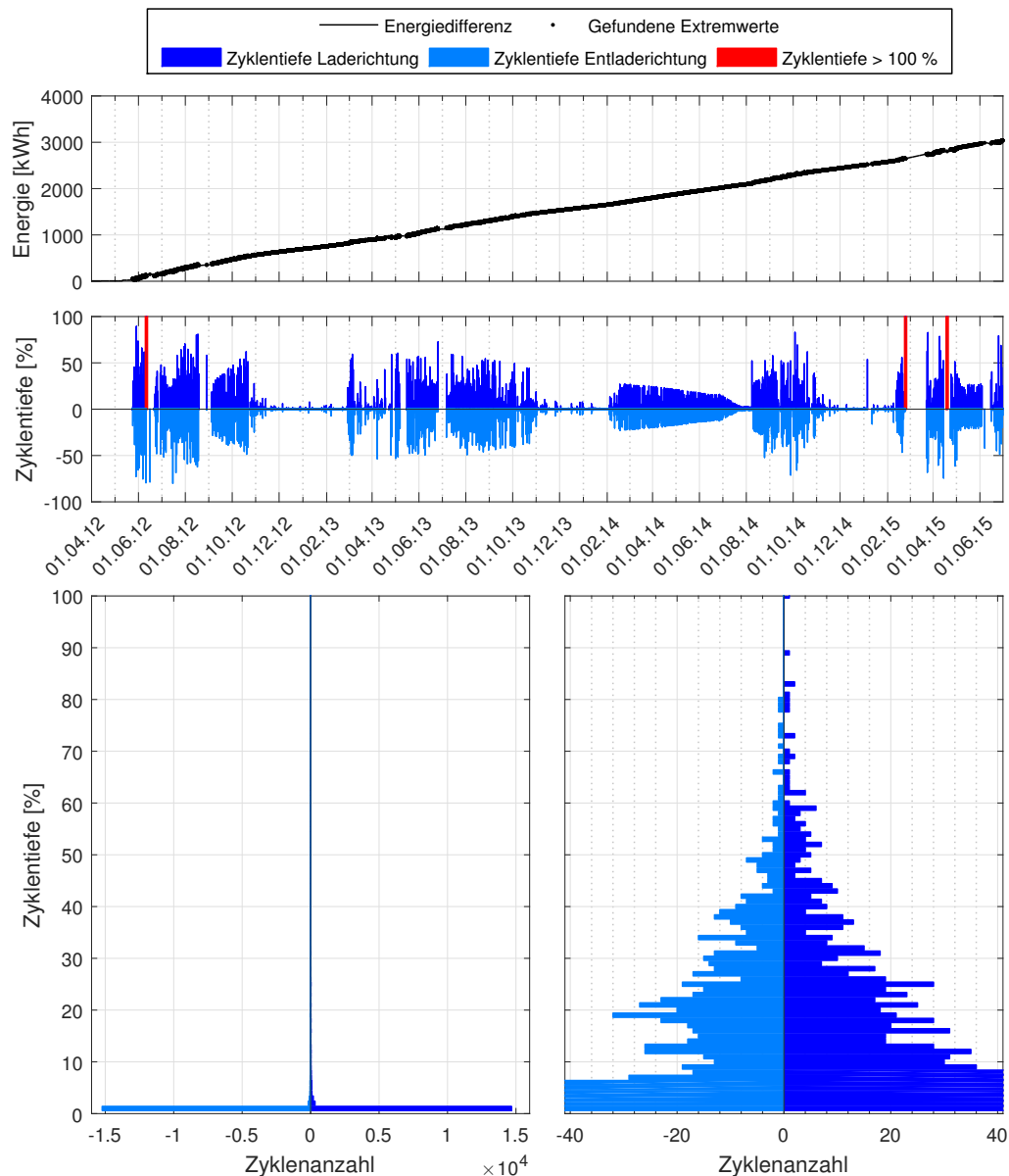


Abbildung 2.7: Zyklentiefen und -anzahl aus der Analyse der Energiedifferenz mit vergrößertem Ausschnitt

Besonders in den Wintermonaten von November 2012 bis März 2013 ist die mittlere Zyklentiefe in Entladerichtung mit $\Delta SOC = 0,2388 \%$ extrem gering, die Zykluszahl mit $N = 3800$ extrem hoch. Darüber hinaus tritt in diesen Monaten eine maximale Zyklentiefe von $15,05 \%$ auf. Daraus resultiert für diesen Zeitraum, dass eine wesentlich kleinere Batterie mit $6,50 \text{ Wh}$ ausreichen würde (Gl. 2.5). In den darauf folgenden Jahren wurden in den Wintermonaten vergleichbare Ergebnisse beobachtet.

$$E_{max,Winter} = \Delta SOC \cdot E_{Batterie,nenn} = 0,1505 \cdot 43,2 \text{ kWh} = 6,50 \text{ kWh} \quad (2.5)$$

Auch die Messfehler bzw. Messaussetzer, welche bereits beschrieben wurden, treten bei der Energieanalyse auf. Dies hat zur Folge, dass wie schon bei der Spannungsanalyse keine durchgängigen Aussagen getroffen werden können.

2.1.1.6 Gesamtzyklen anhand der Energiedifferenz

Bei der Zyklenanalyse mittels Extremwertbestimmung werden, wie bei der Rainflow-Methode, alle erdenklichen Zyklen analysiert. Zusätzlich dazu werden in diesem Abschnitt nur die Tageszyklen, im folgenden Gesamtzyklen genannt, analysiert.

Um die Gesamtzyklen zu bestimmen, wird die Energiedifferenz gleitend über sechs Stunden gemittelt und anschließend die Maxima des Durchschnittsverlaufs bestimmt. In dem Zeitraum zwischen zwei gefundenen Maxima des Durchschnittsverlaufs wird im realen Verlauf das absolute Minimum gesucht. Dieses Minimum entspricht dem täglichen minimalen Ladezustand. Zwischen zwei dieser Minima wird wiederum das absolute Maxima im realen Verlauf bestimmt. Diese Maxima beschreiben den täglichen maximalen Ladezustand (vgl. Abb. 2.8).

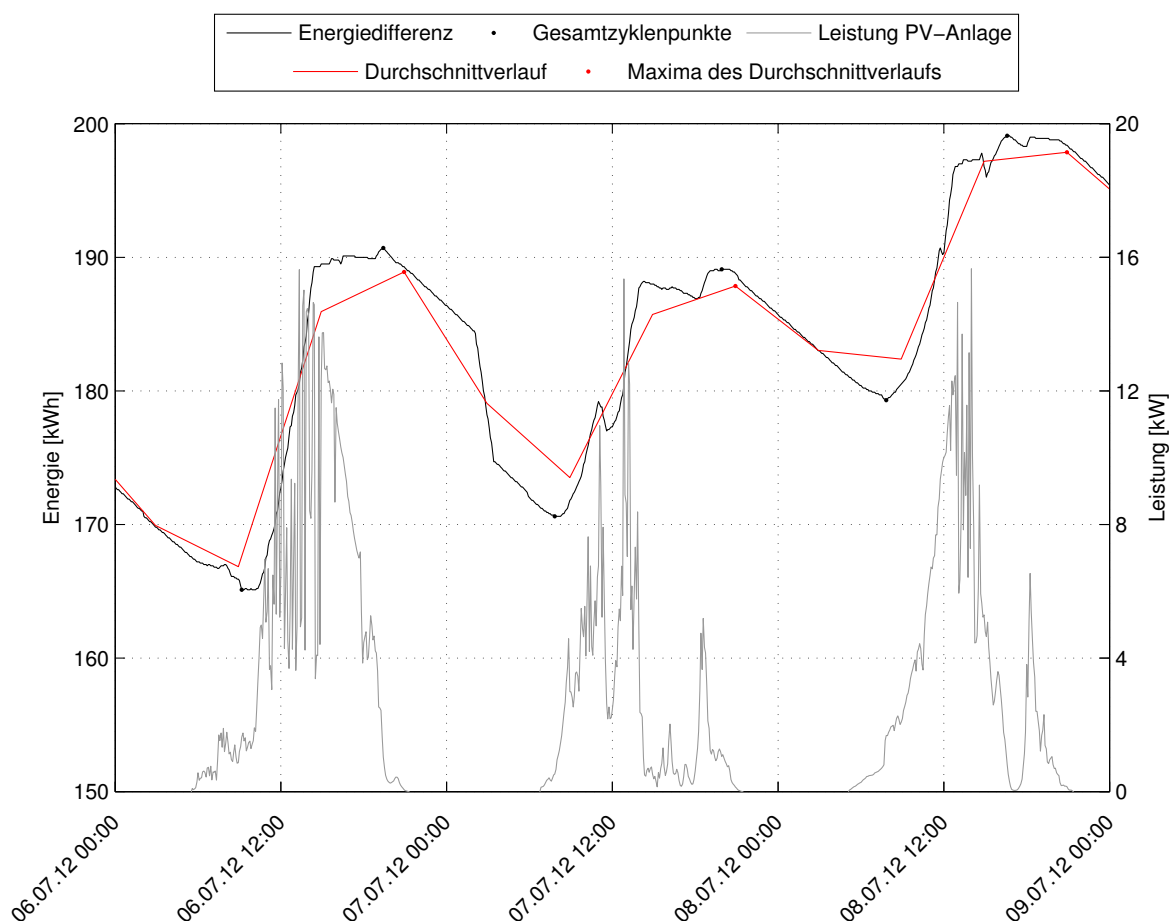


Abbildung 2.8: Gesamtzyklenanalyse mittels gleitender Energiedifferenz

Die Differenz aus diesen gewonnen Extremwerten bilden die täglichen Gesamtzyklen und werden auf den Nennenergieinhalt von 43,2 kWh normiert. Die PV-Leistung zeigt deutliche Korrelation mit

der Ladeleistung. Während in den Sommermonaten genügend PV-Leistung zur Verfügung steht, um den Batteriespeicher täglich voll zu laden, wird in der Übergangszeit und im Winter die Batterie an der Entladeschlussspannung betrieben. Die geringe Leistung, welche die Photovoltaikanlage im Winter erzeugte, wurde meist direkt von den Verbrauchern des Effizienzhaus Plus konsumiert und musste nicht zwischengespeichert werden.

Die Darstellung der Gesamtzyklen in Abbildung 2.9 zeigt besonders gut, dass der Batteriespeicher in den Wintermonaten von November bis März praktisch nicht genutzt wurde.

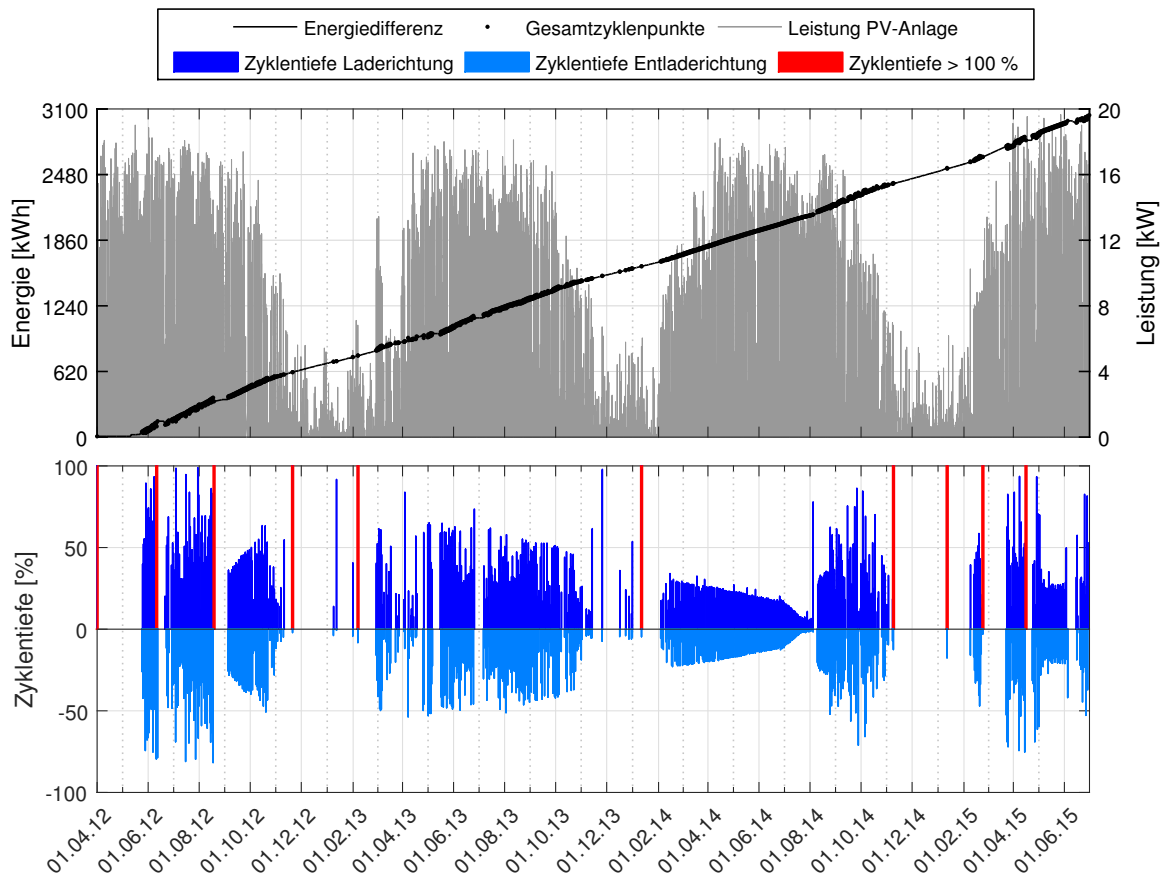


Abbildung 2.9: Gesamtzyklen im Vergleich zur PV-Leistung im Zeitraum Mai '12 bis Juni '15

Die extremen Ladezyklen mit einer Zyklentiefe von 274,5 % (13.11.2012), 91,66 % (12.01.2013) und 125,2 % (06.02.2013) beschreiben die Verluste, die in diesem Zeitraum auftreten. Hier ist vor allem die Klimatisierung zu nennen, die gesondert betrachtet wird.

2.1.1.7 Bestimmung der Vollzyklenzahl

Um den Energiedurchsatz zu bestimmen, wird die monatliche kumulierte Energie berechnet:

$$\Delta E_{\text{Batterie, Monat}} = E_{\text{Batterie, Monatsende}} - E_{\text{Batterie, Monatsanfang}} \quad (2.6)$$

Hieraus lässt sich die Anzahl der Vollzyklen ($N_{Vollzyklen}$) ermitteln, also eine theoretische Kenngröße, wie oft der Batteriespeicher komplett auf- bzw. entladen wurde (vgl. Gl. 2.7).

$$N_{Vollzyklen, Monat} = \frac{\Delta E_{Batterie, Monat}}{E_{Batterie, nenn}} \quad (2.7)$$

In Abbildung 2.10 ist neben der Lade- und Entladeenergie noch die erzeugte Energie der Photovoltaikanlage und die Netzzurückspeisung dargestellt.

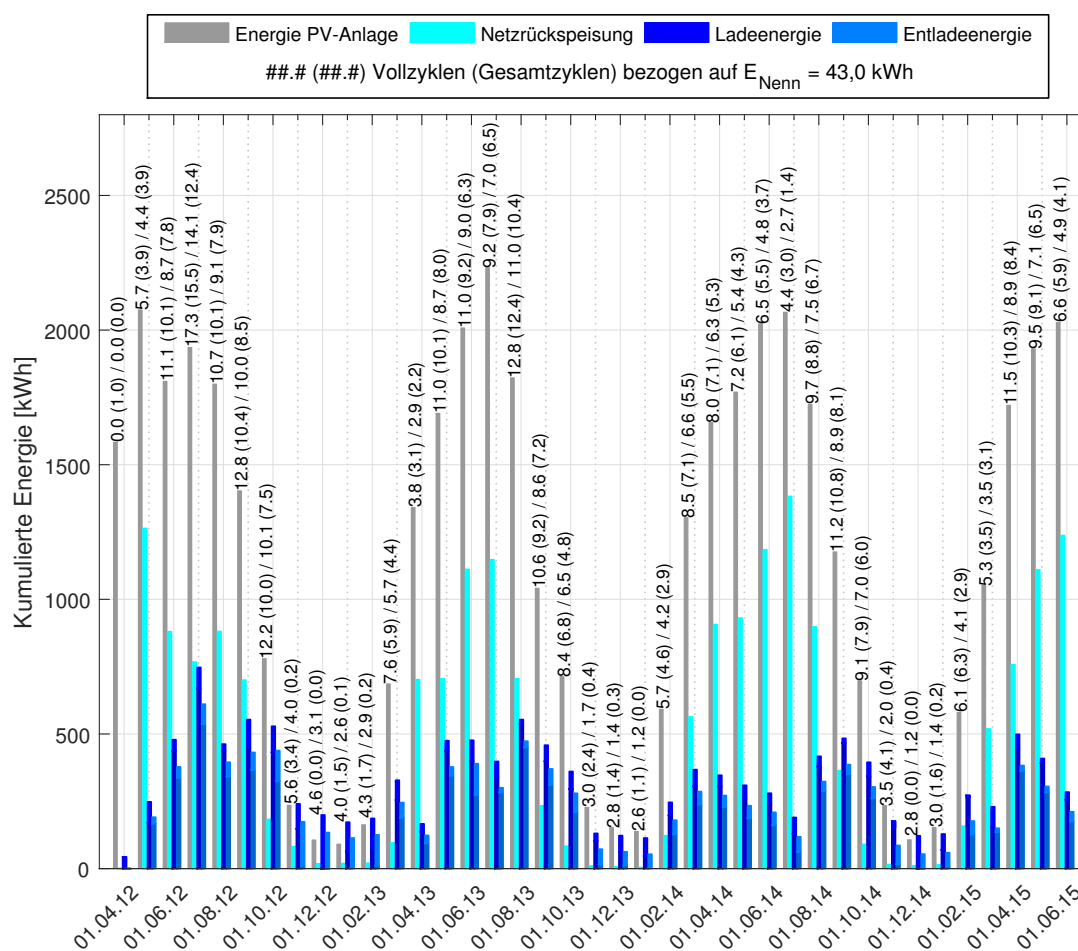


Abbildung 2.10: Kumulierte Energie pro Monat

Eine weitere interessante Kennzahl bildet die Summe der Gesamtzyklen aus Abbildung 2.9. Die so bestimmte Zyklenzahl berücksichtigt keine Mikrozyklen und verdeutlicht dadurch den sinnvollen Nutzen einer Batterie in dieser Dimension. In Abbildung 2.10 ist diese in Klammern, zusätzlich zur Summe der Vollzyklen, dargestellt. Verglichen mit der Vollzyklenzahl fällt die Summe der Gesamtzyklen, besonders in den Wintermonaten, geringer aus.

2.1.1.8 Energiebedarf für Klimatisierung der Batterie

Aus der Abbildung 2.6 können die Werte für die gesamte umgesetzte Energie im betrachteten Zeitraum von Mai 2012 bis Juni 2015 abgelesen werden. Demnach beträgt die gesamte geladene Energie 12657,8 kWh und die entnommene Energie 9556,3 kWh. Der Nutzungsgrad ohne Klimatisierung ergibt sich zu:

$$\eta = \frac{E_{Entladen}}{E_{Laden}} = \frac{9556,3 \text{ kWh}}{12657,8 \text{ kWh}} = 75,50 \% \quad (2.8)$$

Interpretiert man die benötigte Klimatisierungsenergie von 3777,0 kWh ebenfalls als Verluste, ergibt sich ein Gesamtnutzungsgrad von:

$$\eta_{ges} = \frac{E_{Entladen}}{E_{Laden} + E_{Klimatisierung}} = \frac{9556,3 \text{ kWh}}{12657,8 \text{ kWh} + 3777,0 \text{ kWh}} = 58,15 \% \quad (2.9)$$

Die Klimatisierung sorgt dafür, dass die maximale Temperatur in einem Bereich zwischen 5 °C und 35 °C gehalten wird. Hierfür ist in jedem Modul ein Temperatursensor und der Höchste dieser 70 Temperaturwerte wird mitgeloggt. Ab einer Temperatur von ≥ 33 °C schaltet die Kühlung ein, bis die Temperatur auf etwa 20 °C gesunken ist. Ebenfalls wird bei einer Temperatur von ≤ 7 °C der Batteriespeicher bis etwa 12 °C geheizt (vgl. Abb. 2.11).

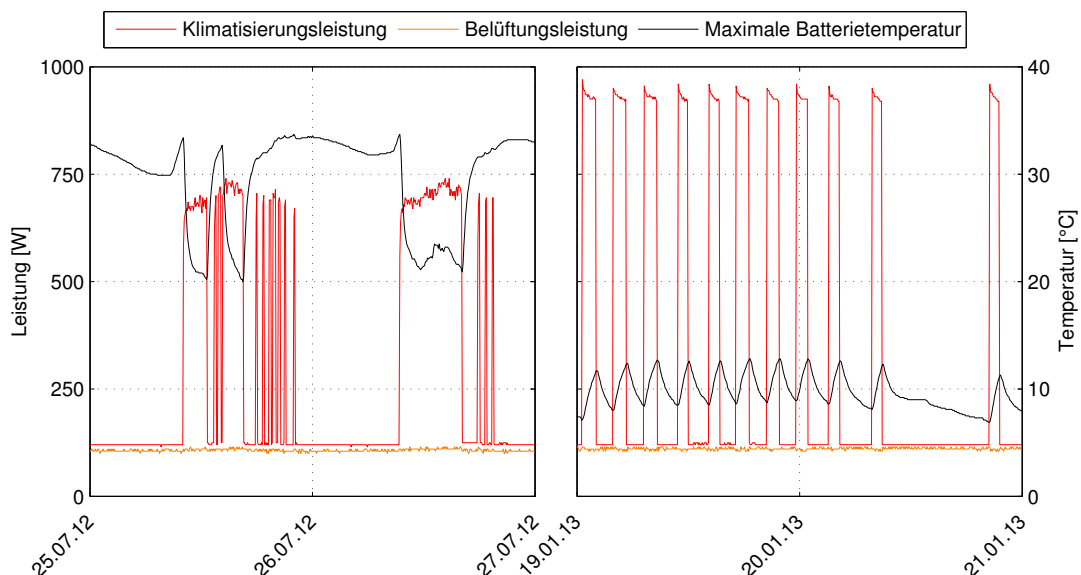


Abbildung 2.11: Vergleich des Temperaturverlaufs und der Klimatisierungsleistung im Sommer und Winter

Wie in Abbildung 2.12 ersichtlich, entspricht der Klimatisierungsaufwand, insbesondere in den Wintermonaten, über 30 % der gesamten zugeführten Energie. Der Klimatisierungsaufwand $e_{Klimatisierung}$ lässt sich durch den folgenden Ausdruck berechnen:

$$e_{Klimatisierung} = \frac{\Delta E_{Klimatisierung, Monat}}{\Delta E_{Laden, Monat} + E_{Klimatisierung, Monat}} \quad (2.10)$$

Der Entladeanteil $e_{Entladen}$, bezogen auf die gesamte in die Batterie gesteckte Energie, ist in diesen Monaten kleiner als 50 %.

$$e_{Entladen} = \frac{\Delta E_{Entladen, Monat}}{\Delta E_{Laden, Monat} + E_{Klimatisierung, Monat}} \quad (2.11)$$

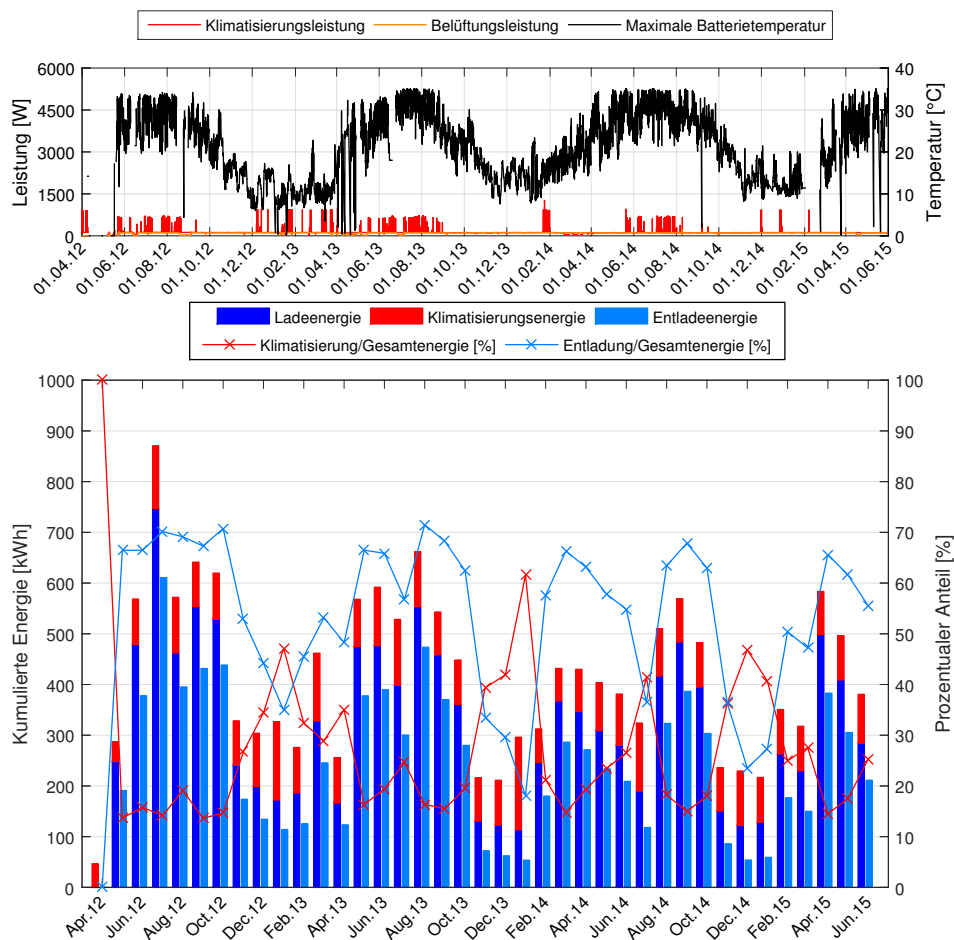


Abbildung 2.12: Energiebilanz der Batterie inkl. Klimatisierung

2.1.1.9 Analyse des Effizienzhaus Plus

Betrachtet man die Energiebilanz des Effizienzhaus Plus, wird deutlich, dass der Energieverbrauch deutlich höher war als die Erzeugung durch die Photovoltaikanlage. Die aus dem Netz bezogene Energie ist mehr als doppelt so hoch wie die zurück gespeiste Energie (vgl. Abb. 2.13).

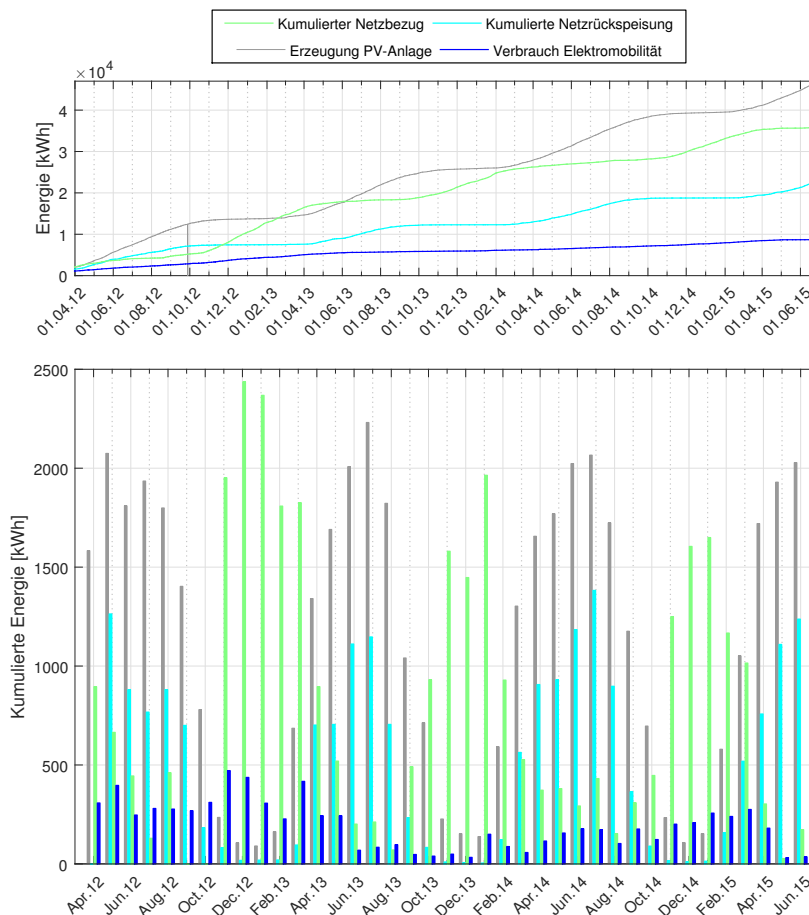


Abbildung 2.13: Kumulierter Energieverbrauch und monatliche Energiebilanz

Daraus ergibt sich ein Grad der Eigenabdeckung GdE_{Gesamt} von:

$$GdE_{Gesamt} = \frac{\Delta E_{Netzzurueckspeisung}}{\Delta E_{Netzbezug}} = \frac{22562,9 \text{ kWh}}{35821,0 \text{ kWh}} = 62,99 \% \quad (2.12)$$

Da die Elektromobilität nicht direkt mit der Nutzung des Hauses in Verbindung steht, kann diese abgezogen werden. Somit ergibt sich der Grad der Eigenabdeckung des Hauses GdE_{Haus} zu:

$$\begin{aligned} GdE_{Haus} &= \frac{E_{Netzzurueckspeisung}}{E_{Netzbezug} - E_{Elektromobilitaet}} \\ &= \frac{22562,9 \text{ kWh}}{35821,0 \text{ kWh} - 8716,6 \text{ kWh}} = 83,24 \% \end{aligned} \quad (2.13)$$

2.1.2 Alterungszustand zu Beginn der 2nd-Life Nutzung

Der Batteriespeicher des Effizienzhaus Plus, die Module aus denen er aufgebaut ist sowie dessen einzelne Zellen sind bereits in Kapitel 1.1.2 beschrieben worden. Bei den Batteriemodulen handelt es sich nicht um fabrikneue Energiespeicher sondern um Module, die zuvor drei bis vier Jahre in einem Elektrofahrzeug betrieben wurden. Um die Restkapazität und verbleibende Leistungsfähigkeit der Module zu erfassen, wurden zu Beginn des Projekts 10 der 70 verbauten Module genauer vermessen. Abbildung 2.14 zeigt die gemessenen Kapazitäten und Widerstände der 10 vermessenen Module.

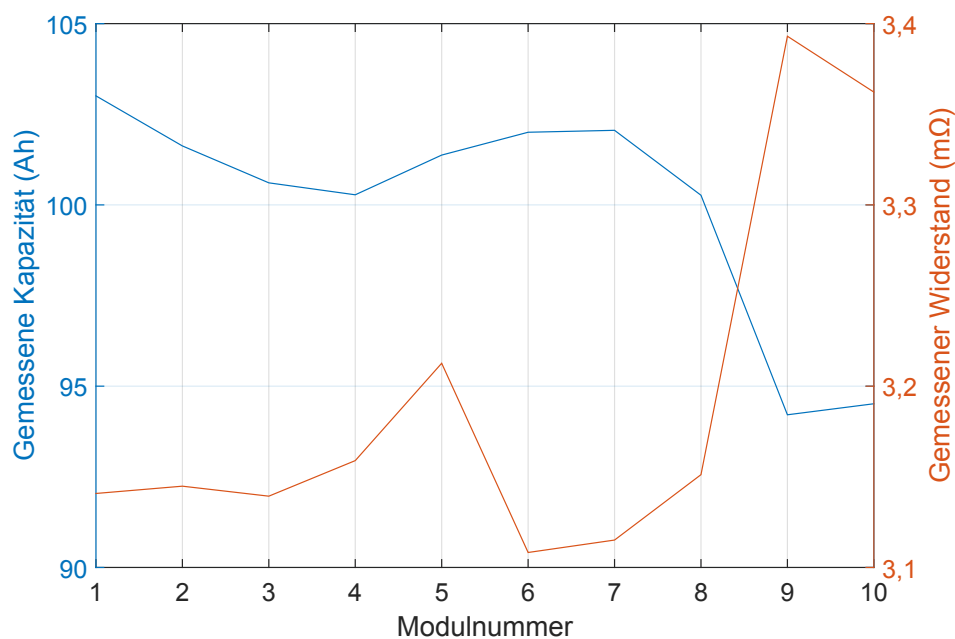


Abbildung 2.14: Gemessene Widerstände und Kapazitäten der gebrauchten MINI-E-Module (Nennkapazität 103,5 Ah, Nennwiderstände ca. 3,0 mΩ)

Die beiden Module mit den Nummern 9 und 10 in Abbildung 2.14 kommen aus einem Fahrzeug, welches ein halbes Jahr länger betrieben und eventuell stärker belastet wurde. Fabrikneue Module weisen eine Kapazität von 103,5 Ah und einen Widerstand von ca. 3,0 mΩ auf. Jedes der 10 getesteten Module weist eine Restkapazität von mehr als 90 % und eine Widerstandserhöhung von weniger als 0,4 mΩ auf. Der Batteriespeicher des Effizienzhaus Plus ist so ausgelegt, dass die verbauten Module wesentlich niedrigeren Strömen ausgesetzt werden, als sie im Elektrofahrzeug erfahren haben. Somit sind alle vermessenen Module für den Einsatz im stationären Betrieb bestens geeignet.

Jedes der MINI-E-Module besteht aus zwei Hälften mit 53 parallel verschalteten Zellen je Modulhälfte. Die Li-Ionenzellen der Module mit den Nummern 1 und 10 (gemäß Abbildung 2.14) wurden einzeln vermessen. Die Kontaktierung der 53 Einzelzellen ist in Abbildung 2.15 dargestellt.



Abbildung 2.15: Kontaktierung der Einzelzellen mit 4-poligen Steckern

Bei der Vermessung der Einzelzellen der beiden untersuchten Module konnten Schwankungen in Kapazität und Widerstand festgestellt werden. Da allerdings die Leistungsfähigkeit beider Module gegeben ist, ist davon auszugehen, dass die hohe Anzahl parallel verschalteter Zellen einzelne deutlich degradierte Zellen ausgleicht. Weitere fachliche Details dieser Messreihe wurden in [8] und [9] publiziert.^{8, 9}

2.1.3 Beschleunigungsfaktoren der Alterung

Wie im vorherigen Kapitel beschrieben wurde, besteht der Batteriespeicher des Effizienzhaus Plus aus insgesamt 7420 einzelnen Li-Ionen-Zellen des Typs IHR18650A des Herstellers E-One Moli Corp.. Um eine Abschätzung über das Alterungsverhalten dieser Zellen zu treffen wurde im Rahmen des EU-Projekts ABattRelife eine umfangreiche Alterungsreihe durchgeführt.¹⁰ Die Messdaten standen dem vorliegenden Bericht zur Verfügung und werden im Folgenden für das Verständnis der Einflussfaktoren auf das Alterungsverhalten dieser Li-Ionen-Zelle mit NMC-Kathode und Graphit-Anode interpretiert.

⁸ M. J. Brand, D. Quinger, G. Walder, A. Jossen, M. Lienkamp: *Ageing inhomogeneity of long-term used BEV-batteries and their reusability for 2nd-life applications*. Electric Vehicle Symposium and Exhibition (2012). [8]

⁹ M. J. Brand, T. Mayer, A. Jossen: *Integration gebrauchter BEV-Batterien in ein Einfamilienhaus am Beispiel des Effizienzhaus Plus*. 20. Design & Elektronik-Entwicklerforum Batterien & Ladekonzepte (2013). [9]

¹⁰ S. F. Schuster, T. Bach, E. Fleder, J. Müller, M. Brand, G. SEXTL, A. Jossen: *Nonlinear aging characteristics of lithium-ion cells under different operational conditions*. Journal of Energy Storage 1 (2015) 44-53. [10]

Einfluss der Temperatur auf das Alterungsverhalten

Bei reiner Lagerung der Li-Ionen-Zellen, dem Zustand bei dem kein elektrischer Strom in die Zelle ein- oder ausgeladen wird, bedeuten höhere Temperaturen einen schnelleren Fortschritt der Degradation. Dies ist in Abbildung 2.16 am Kapazitätsrückgang und der Widerstandszunahme über der Zeit zu erkennen. Die Abbildung zeigt den Einfluss der Lagertemperatur auf das Alterungsverhalten der Li-Ionen-Zelle am Beispiel zweier bei 25 °C gelagerten Zellen, dreier bei 35 °C gelagerten Zellen und dreier bei 50 °C gelagerten Zellen. Die Ergebnisse decken sich mit anderen publizierten Alterungsuntersuchungen an NMC/C-Zellen.¹¹

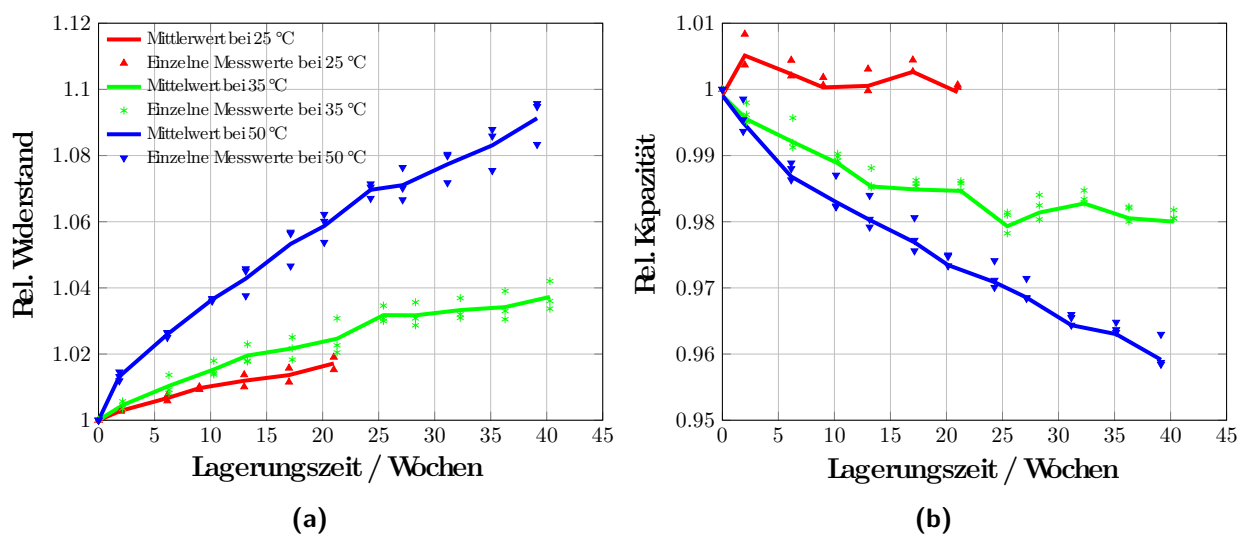


Abbildung 2.16: (a) Widerstands- und (b) Kapazitätsverläufe bezogen auf Anfangskapazität in Abhängigkeit der Lagerungstemperatur

Einfluss des Ladezustandes auf das Alterungsverhalten

Die im Effizienzhaus Plus verbauten Li-Ionen-Zellen haben im Neuzustand eine Kapazität von 1,95 Ah bei einer maximalen Spannung von 4,2 V und einer minimalen Spannung von 2,5 V. Der Ladezustand (engl.: state of charge, SOC) beschreibt, wie viel dieser Kapazität aktuell in der Zelle eingespeichert ist, wie voll also die Zelle geladen ist. Je voller die NMC/C-Zelle geladen ist, desto mehr altert sie über der Zeit. Abbildung 2.17 zeigt die Messdaten für unterschiedlich vollgeladene Zellen welche bei 50 °C gelagert wurden. Die Widerstandszunahme und Kapazitätsabnahme ist bei einer vollgeladenen Zelle mit 100 % SOC am höchsten und bei einer leeren Zelle mit 0 % SOC am niedrigsten.

¹¹S. Käbitz, J. B. Gerschler, M. Ecker, Y. Yurdagel, B. Emmermacher, D. Andre, T. Mitsch, D. U. Sauer: *Cycle and calendar life study of a graphite/NMC-based Li-ion high energy system. Part A: Full cell characterization.* Journal of Power Sources 239 (2013) 572 - 583. [11]

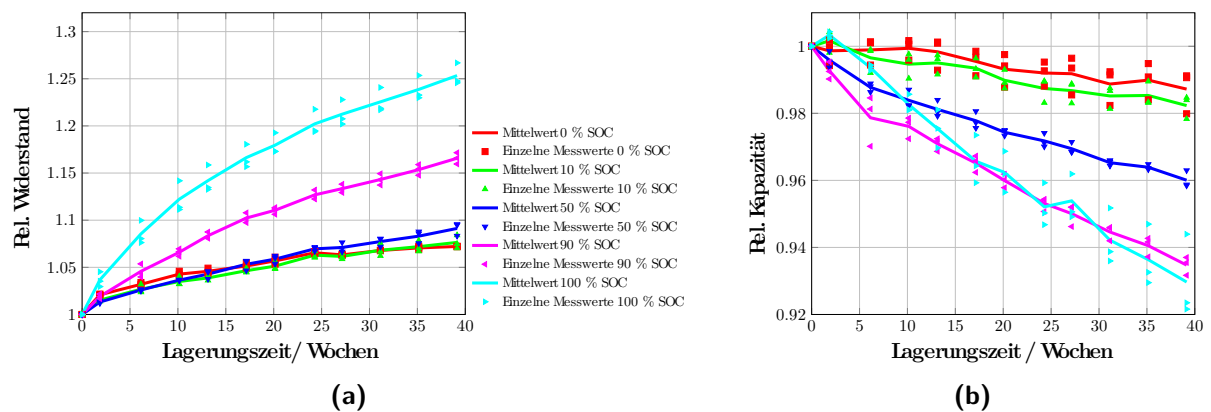


Abbildung 2.17: (a) Widerstands- und (b) Kapazitätsverläufe bezogen auf Anfangskapazität in Abhängigkeit des Ladezustands

Einfluss der Belastungsstromstärken auf das Alterungsverhalten

Die zylindrische Li-Ionen-Zelle kann laut Datenblatt mit 2 A in Laderichtung und 4 A in Entladerichtung belastet werden. In Abbildung 2.18 ist das Alterungsverhalten der untersuchten Li-Ionen-Zelle für unterschiedliche Lade- und Entladeszenarien dargestellt. Da die Kapazität von Li-Ionen-Zellen mit der Alterung abnimmt, wurde für diese Untersuchung der Strom auf die Kapazität bezogen. Beispielsweise entspricht bei einer gemessenen Kapazität von 1,95 Ah eine Strombelastung von 1 C einem Strom von 1,95 A. Die Zellen wurden mit unterschiedlichen Strömen von 0,2 C bis 1,0 C geladen und mit Strömen von 0,5 C bis maximal 2 C entladen.

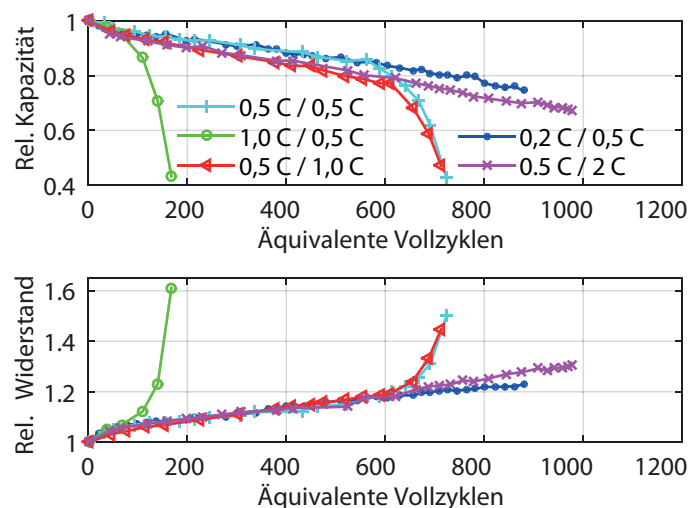


Abbildung 2.18: Kapazitäts- und Widerstandsverläufe bezogen auf Anfangskapazität in Abhängigkeit von der Strombelastung (Ladestrom/Entladestrom in C-Raten)

In Abbildung 2.18 ist das Alterungsverhalten über die berechneten äquivalenten Vollzyklen dargestellt, wobei ein Vollzyklus einer kompletten Ladung und Entladung einer neuen Li-Ionen-Zelle entspricht. Es zeigt sich deutlich, dass die Laderichtung den größten Einfluss auf den Alterungsfortschritt hat. In Entladerichtung hingegen scheinen höhere Ströme weniger Alterung zu

verursachen. Das hängt allerdings damit zusammen, dass höhere Ströme auch zu einem früheren Abbruch der Entladung führen und damit die Entlademenge limitieren¹⁰.

Einfluss des Ladehubs auf das Alterungsverhalten

In Abbildung 2.19 wird die Alterung der Li-Ionen-Zelle des Effizienzhaus Plus in Abhängigkeit der gewählten Spannungsgrenzen für die Ladung und Entladung der Batteriezelle dargestellt. Die Abbildung zeigt deutlich, dass die Alterung schwächer ist, je mehr Ladung und Entladung limitiert werden. Werden die maximal erlaubten Spannungsgrenzen von 4,2 V in Laderichtung und 3,0 V in Entladerichtung genutzt, ist mit einer erhöhten Alterung zu rechnen.

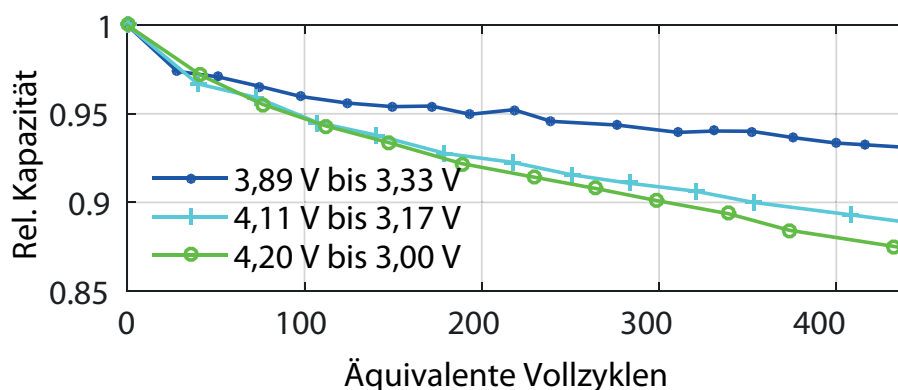


Abbildung 2.19: Kapazitätsabnahme bezogen auf Anfangskapazität in Abhängigkeit der gewählten Spannungsgrenzen

2.1.4 Abschätzung des Alterungsfortschritts

In den vorangegangenen Kapiteln wurden einerseits die Alterungsmechanismen der Li-Ionen-Zelle, welche im Projekt des Effizienzhaus Plus verwendet wurde, beschrieben und andererseits wurden in Kapitel 2.1.1 die Belastungen des Speichers durch dessen Betrieb im Effizienzhaus Plus dargestellt. Aus diesen beiden Betrachtungen kann nun eine grobe Abschätzung des Alterungsfortschritts des Speichers getroffen werden.

Die Temperatur über der gesamten Nutzungsdauer des Speichers im Effizienzhaus Plus von ca. drei Jahren ist nochmals in Abbildung 2.20 dargestellt.

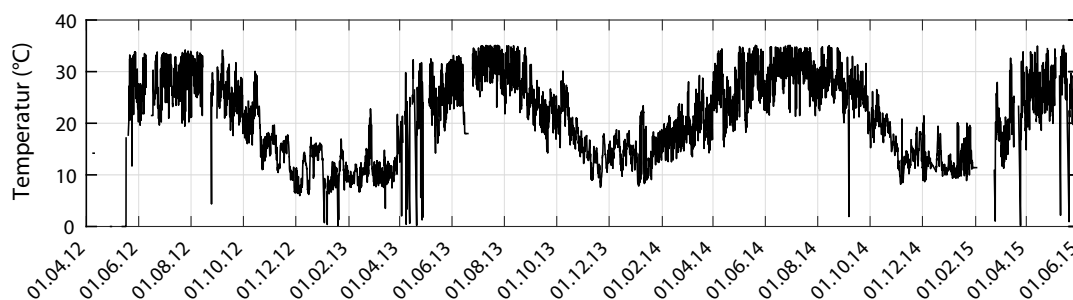


Abbildung 2.20: Temperaturverlauf des Speichers über Nutzungsdauer

Die gemessenen Temperaturen übersteigen im Sommer nicht 35 °C. Dies wirkt sich positiv auf die kalendarische Alterung (vgl. Abbildung 2.16) aus. Die niedrigen Temperaturen im Winter von kurzzeitig bis zu 0 °C wirken prinzipiell einer kalendarischen Alterung entgegen. Wird der Speicher allerdings bei niedrigen Temperaturen betrieben ist eine starke Schädigung der Zellen durch Lithium-Plating wahrscheinlich¹⁰. Da der Speicher in den Wintermonaten nur wenig betrieben wurde, sollte sich die Schädigung, welche aus einem starken Betrieb des Speichers bei niedrigen Temperaturen resultiert, in Grenzen halten. Es muss daher keine erhöhte Alterungsgeschwindigkeit durch die auftretenden Temperaturen befürchtet werden.

Die Regelung des Speichers garantiert bis auf wenige Ausreißer, dass die Zellspannungen den maximalen Wert von 4,05 V nicht überschreiten. Auch im Hinblick auf die Spannungslagen ist somit keine übermäßig schnelle Alterung anzunehmen.

Die auftretenden Stromstärken sind ein weiteres Kriterium, das für die Abschätzung der Alterung betrachtet werden muss. Abbildung 2.21 stellt die gemessenen Stromwerte und deren Häufigkeit während der Benutzungsdauer im Effizienzhaus Plus dar.

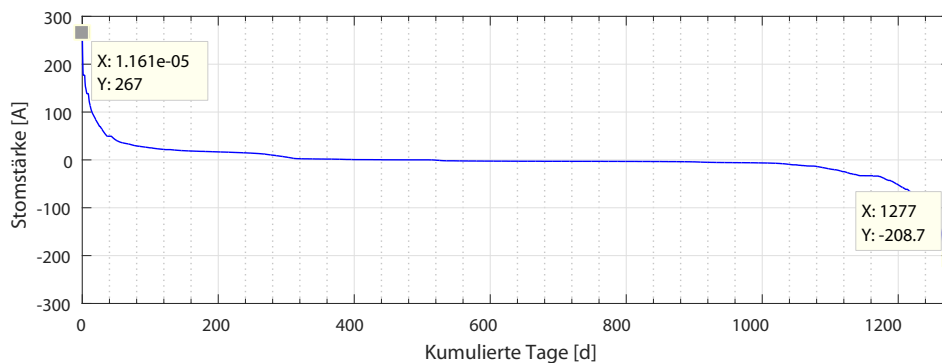


Abbildung 2.21: Gemessene Stromstärken und deren Auftrittshäufigkeit (Positiver Strom in Entladerichtung)

Es wird ersichtlich, dass Entladeströme von maximal 267 A und Ladeströme von maximal 208,7 A aufgetreten sind. Wie oben erläutert ist vor allem der Ladestrom für die Alterung dieser Li-Ionen-Zelle verantwortlich. Bei einer Nennkapazität des Batteriespeichers von 1033,5 Ah entspricht ein Ladestrom von 208,7 A einer 0,2 C-Rate. Verglichen mit Abbildung 2.18 ist also nur eine sehr langsame Alterungsgeschwindigkeit im Vergleich zum Betrieb in einem Elektrofahrzeug anzunehmen.

Um die Alterung über die fast drei Jahre Betrieb im Effizienzhaus Plus abzuschätzen, muss noch der gesamte Ladungsdurchsatz von 224800 Ah betrachtet werden. Dieser Ladungsdurchsatz entspricht in etwa 218 äquivalenten Vollzyklen. Wird der gemessene Ladungsdurchsatz der letzten drei Jahre auch für die nächsten Jahre angenommen, würde der Speicher in Anlehnung an Abbildung 2.18 in sieben Jahren ca. 20 % seiner Kapazität verlieren. Wie lange der Speicher schlussendlich betrieben wird, hängt aber davon ab, wann der Nutzer mit der verbleibenden Kapazität nicht mehr zufrieden ist. Für eine genauere Abschätzung des Alterungsverlaufs des stationären Speichers sind regelmäßige und ausführlichere Messungen notwendig. Dieses Tracking ist in einer Fortführung des Projekts unbedingt zu berücksichtigen.

2.2 Überprüfung der Betriebsstrategie und Optimierungsvorschläge zur Nutzungsdauer und zum Kapazitätserhalt

Die ursprünglich angedachte Betriebsstrategie (durchgehender Betrieb der Module) diene in erster Linie den Forschungszwecken der Studie. Sie war darauf ausgelegt, den Betrieb möglichst netzautark zu gestalten.

2.2.1 Optimierung der Betriebsstrategie

Durch die Analyse der Zykltiefe wird ersichtlich, dass hauptsächlich im Sommer der Einsatz eines Batteriespeichers sinnvoll ist. Im Winter hingegen wird die Batterie zwar stark frequentiert, aber aufgrund der fehlenden PV-Leistung nahe der Entladeschlussspannung von etwa 3,3 V betrieben. Die größte Zykltiefe in den Wintermonaten November 2012 bis März 2013 betrug 15,05 %. Somit hätte in diesem Zeitraum eine wesentlich kleinere Batterie mit 6,50 kWh ausgereicht. Ähnliche Ergebnisse wurden auch in den Wintermonaten der darauf folgenden Jahren beobachtet.

Hinzu kommt, dass die Klimatisierung der Batterie in diesen Monaten mehr Energie benötigte als überhaupt durch den Energiespeicher umgesetzt wurde. Eine Art Winterschlaf für die Batterie, also das komplette Abschalten des Energiespeichers, wäre im Zeitraum der Wintermonate (November bis März) energetisch sinnvoll gewesen.

Der hohe Energieverbrauch durch die Klimatisierung wird dem schlechten Standort verschuldet. Eine Installation unter der Erde hätte eine Unabhängigkeit von der Umgebungstemperatur zur Folge. Dadurch könnte voraussichtlich einen Großteil der Klimatisierungsenergie eingespart werden.

Noch geschickter ist die Aufstellung des Speichers im Haus oder sogar die Integration in den Heizkreislauf des Hauses. Somit könnte die Abwärme, welche zwangsläufig durch die Verluste der Batterie und der Leistungselektronik entsteht, genutzt werden. Außerdem könnte auch dann vollständig auf eine Batterieheizung verzichtet werden.

Darüber hinaus sollte das vom Batterie-Management-System gesteuerte Balancing der einzelnen Module angepasst werden. Eine Kommunikation zwischen dem Speicher und den Bewohnern ist ratsam. So könnte eine Software anhand von Wetterdaten Handlungsempfehlungen ausgeben, wie etwa das Wäschewaschen an einem bevorstehenden sonnenreichen Tag.

2.2.2 Änderung der Betriebsstrategie

Aufgrund von zu kurzen Latenzzeit für die Steuereinheit wurden im Laufe der Betriebszeit verschiedene Faktoren geringfügig angepasst. So sind die Spannungsgrenzen, die vom Lademanagement eingehalten werden, leicht erhöht und die Zeiten für das Balancing verlängert worden.

Die Absicht, aktuelle Wetterdaten in den Betrieb zu integrieren, ist aufgrund technischer Hürden nicht verwirklicht worden. Eine Optimierung des Nutzerverhaltens kann allerdings dieser technischen

Hürde entgegenwirken. Der Nutzer kann sich beispielsweise selbständig auf medialen Weg über Wetterprognosen informieren und den eigenen Energiebedarf anpassen.

2.3 Aufnahme, Beschreibung und Kommentierung der Betriebsstörungen

Im Betrieb des stationären Speichers sind Betriebsstörungen aufgetreten. Die aufgetretenen Störungen, deren Gründe und Lösungen können der Tabelle 2.2 entnommen werden.

Tabelle 2.2: Überblick aufgetretener Betriebsstörungen

Datum	Störung	Störungsgrund	Lösung
Juni/Juli 2012	<ul style="list-style-type: none"> Kein Betrieb mehr möglich, da Schütze durch das BMS geöffnet wurden Unterschiedliche Spannungen in den einzelnen Strängen 	<ul style="list-style-type: none"> Spannungsgrenze wurde durch WAGO-Controller nicht eingehalten Stränge ungleichmäßig entladen Reset wurde manuell unbefugt ausgelöst, folglich zu hoher Ausgleichsstrom Sicherungen defekt (Relais-Schädigung kann nicht ausgeschlossen werden) 	<ul style="list-style-type: none"> Manuelles Aufladen bis zur BMS-Grenze Ausgleich der Stränge Austausch der Sicherung Neue Logik bei der Ansteuerung BMS Grenzen Offset wurde angepasst
August 2012	<ul style="list-style-type: none"> System reagiert nicht mehr 	<ul style="list-style-type: none"> Systemabsturz des WAGO-Controllers 	<ul style="list-style-type: none"> Neustarten des Controllers Tausch der Module Laden
September 2012	<ul style="list-style-type: none"> Zellenspannung unter der Abschaltgrenze 	<ul style="list-style-type: none"> WAGO-Controller hat nicht geladen Zellen durch SMA Wechselrichter zu tief entladen, da vorgeschädigtes Relais nicht öffnen konnte 	<ul style="list-style-type: none"> Nachlade-Implementierung in Controllersoftware Ersatz der Zellen unter 1,5 V Langsamens Laden der restlichen Zellen Relaistausch

Januar 2013	<ul style="list-style-type: none"> • Minimalspannung von 2,8 V 	<ul style="list-style-type: none"> • Systemabsturz des WAGO-Controllers 	<ul style="list-style-type: none"> • Neustarten und Laden des Controllers • Neue Balancing-Grenzen
März/April 2013	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungen von 2 V und 5 V in einem Modul 	<ul style="list-style-type: none"> • Lösen der angelöteten Spannungsmessverkabelung innerhalb des Moduls • erste Vermutung eines BMS-Fehlers nicht bestätigt 	<ul style="list-style-type: none"> • zwei neue Module Strang 0: Modul 3 Strang 4: Modul 7
Mai 2013	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungsmessung in neuem Modul (Strang 0) defekt 	<ul style="list-style-type: none"> • Mittelspannungsabgriff an anderem Modul • zusätzlich in Modul 3 Relais defekt 	<ul style="list-style-type: none"> • Modultausch • Relai austausch
Juli 2013	<ul style="list-style-type: none"> • Strang 3 tiefentladen 	<ul style="list-style-type: none"> • GLT Fehlsteuerung • Relais hing (Betrieb wurde gegen Ratschlag fortgeführt) 	<ul style="list-style-type: none"> • Modultausch • Relai austausch
August/September 2014	<ul style="list-style-type: none"> • Wechselrichter bringt keine Leistung mehr 	<ul style="list-style-type: none"> • Lautes Geräusch • Keine Leistung • Kein Defekt im Logging erkennbar • Hardwaredefekt 	<ul style="list-style-type: none"> • Tausch des Wechselrichters

In den Störungsfällen in September 2013 und Juli 2013 wurden manche Zellen unter die Abschaltgrenzen von 2.95 V entladen und anschließend die betroffenen Module ausgetauscht. Die im Effizienzhaus-Plus eingesetzten Module enthalten Lithium-Ionen-Zellen mit NMC/C (Nickel - Mangan - Cobaltoxid / Graphit) Zellchemie. Am Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik (EES) an der Technischen Universität in München wurde das thermisch-elektrische Verhalten bei Tiefentladung von NMC/C-Zellen untersucht. Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass NMC-Zellen erst bei einer Spannung von -0.93 V ihre maximale Erwärmungstemperatur von 47.5 °C bei Tiefentladung aufweisen. Bei diesen Bedingungen konnte, trotz innerem Kurzschluss, **kein thermisches Durchgehen** der Zellen festgestellt werden.¹² Die gemessenen Spannungswerte der tiefentladenen Module des stationären Speichers im Effizienzhaus-Plus waren auf Basis der Untersuchungen des EES-Lehrstuhls weit außerhalb des kritischen Bereichs.

¹²M. Brand et Al: *Electrical safety of commercial Li-ion cells based on NMC and NCA technology compared to LFP technology*. Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik (EES) - Technische Universität München. EVS27 in Barcelona (2013). [12]

2.3.1 Strategien zur Vermeidung von Betriebsstörungen

- Der verwendete Wechselrichter sollte extern und nicht über die Batterien versorgt werden oder selbstständig abschalten. Andernfalls wird bei einer Fehlfunktion eines Relais die Batterie tiefentladen.
- Die Ansteuerung sollte zuvor abgesichert und validiert werden. Die Ansteuerung sollte von Personen übernommen werden, die Erfahrungen mit Batterien und deren Betriebsweise gesammelt haben.
- Das BMS muss für den Einsatz in einem stationären Speicher geeignet sein. Die Zeiträume, in denen der Speicher nicht genutzt wird und das System Zeit hat, die Zellspannungen auszugleichen, kommen nur selten vor.
- Die Schaltungsstellung des Relais sollte über die dafür vorgesehen Kontakte kontrolliert werden und in die Schaltungslogik mit einfließen.
- Ein Probetrieb vor der eigentlichen Inbetriebnahme würde zur frühzeitigen Fehleridentifikation und damit zur Fehlervermeidung im Betrieb führen.
- Fehlermeldungen sollten in einem Prototypenspeicher per Mail oder SMS an die Systemadministratoren versandt werden.

2.4 Bewertung der Sicherheitsaspekte gealterter Lithium-Ionen-Zellen

Die Sicherheit gealterter Lithium-Ionen-Zellen ist gegenwärtig noch ein weitgehend unerforschtes Gebiet. Die Sicherheitsauflagen bezüglich Umgang und Benutzung von Batterien auf Basis von Lithium-Ionen beziehen sich auf den unbenutzten Zustand. Im Effizienzhaus-Plus besteht der stationäre Speicher aus „Second Life“-Fahrzeugbatterien, die ursprünglich in Elektrofahrzeugen eingesetzt wurden. Demzufolge sind Zellen im Einsatz, die bereits eine Anwendungsvorgeschichte vorzuweisen haben. In der Automobilindustrie entspricht das Anwendungsende jenem Zeitpunkt, an dem die Speicherkapazität auf etwa 80 % des ursprünglichen Werts (i.d.R. nach 320.000 *km* oder 2.000 *Ladezyklen*) abgefallen ist. Ist die Speicherkapazität unter die geforderten Werte herabgesunken, so wird die Fahrzeugbatterie ausgebaut und in „Second Life“-Bereichen verwendet.¹³

Bezüglich der Sicherheit gealterter Lithium-Ionen-Zellen existieren zwei kontroverse Hypothesen.

Auf der einen Seite wird den Zellen im Laufe des Einsatzes eine höhere Sicherheit zugesprochen. Die höhere Sicherheit resultiert aus zwei Eigenschaften gealterter Zellen:

- *Verlust der Energiespeicherkapazität*: Je geringerer die Speicherkapazität, desto geringer ist der Energiegehalt der Zelle. Folglich wird bei einer Beschädigung Zelle insgesamt weniger Energie freigesetzt.

¹³UL: *Lithium-Ion Batteries - New Science*. Sustainable Energy Issue 2. [13]

- *Verlust der Effizienz*: Die Energiefreisetzung erfolgt weniger effizient wie bei unbenutzten Zellen.

Beide Effekte erhöhen demnach die Sicherheit gealterter Zellen.¹³

Auf der anderen Seite sieht die Ansicht, dass die Abnutzungserscheinungen der in den Zelle eingesetzten Materialien die Sicherheit herabsenken. Das Verhalten gealterter Zellen ist empfindlicher gegenüber Einwirkung elektrischer, mechanischer und thermischer Art.

Die größte Gefahr, die von Lithium-Ionen-Zellen ausgeht, ist das thermische Durchgehen (engl.: thermal runaway). Das thermische Durchgehen ist ein Phänomen, welches mit dem Kurzschluss von Zellen einhergeht. Die Ursachen für einen Kurzschluss können *internen* oder *externen* Ursprungs sein.

Die *internen* Ursachen für den Kurzschluss umfassen alle Effekte, die innerhalb der Zelle einwirken und den Separator beschädigen können¹⁴:

- *Fehlerhaftes Zell-balancing(Überladung)*: Ein Fehlerhaftes Zell-balancing führt zur Bildung von Li-Dendriten, die den Separator beschädigen.
- *Tiefentladung*: Eine Tiefentladung kann die Bildung von Cu-Dendriten verursachen, die den Separator beschädigen.
- *Herstellungsfehler*: Ein Herstellungsfehler, bei dem Separator bereits während des Zellherstellungsprozesses zumindest teilweise beschädigt wird.
- *Deformationen innerhalb der Zelle*: Vibrationen, die innerhalb der Zelle Deformationen verursachen und den Separator beschädigen.

Zu den *externen* Ursachen für den Kurzschluss zählen folgende Effekte¹⁴:

- *externe Wärmequelle*: Direkter(*Wärmeleitung*) und indirekter(*Wärmestrahlung*) Kontakt mit Gegenständen hoher Temperatur.
- *mechanische Krafteinwirkung*: Eindringen eines spitzen Gegenstandes in die Zelle und Beschädigung des Separators.
- *externer Kurzschluss*: Kurzschluss einer oder mehrerer Zellen an ihren Polen.

Kausalität eines Kurzschlusses bei Lithium-Ionen-Zellen

Bei einer Separatorbeschädigung ebnet sich ein alternativer Leitweg für den Ladungsfluss zwischen Kathode und Anode. Dieser alternative Leitweg besitzt einen verschwindend geringen ohmschen Widerstand und hat zur Folge, dass das Spannungspotential zwischen den Elektroden innerhalb kürzester Zeit auf Null fällt. Hieraus resultieren kurzzeitig sehr hohe Stromstärken, die innerhalb der Zelle lokale Temperaturerhöhungen verursachen.

Die lokale Hitzeentwicklung führt zunächst zur Aktivierung exothermer Reaktionen. Bei einer exothermen chemischen Reaktion reagiert ein Edukt eines höheren zum Produkt eines niedrigeren Energieniveaus. Die Energiedifferenz zwischen Ausgangs- und Endzustand wird in die Umgebung (hier: Zelle) freigesetzt.

¹⁴M. Fleischhammer: *Ageing of Lithium Ion Batteries and its Influence on the Cell Safety*. 6. Internationales Symposium-Advanced Battery Power-Automotive and Energy Supply Solutions in Münster (2014). [14]

Die Kombination aus Freisetzung von chemischer Reaktionsenergie und schlechter Wärmeabfuhr durch unzureichende Kühlung verteilt sich die Hitze global durch Wärmeleitung über das gesamte Zellvolumen. Eine globale Temperaturerhöhung aktiviert weitere exotherme chemische Reaktionen. Es kommt zum thermischen Durchgehen der Zelle.

Aufgrund von hohen Temperaturen werden manche Komponenten, wie z.B. der Elektrolyt, thermisch zersetzt. Die thermische Zersetzung führt zur Druckerhöhung im Zellinneren. Bei Überschreiten von bestimmten Druckwerten können im weiteren Verlauf Risse in der Außenhülle der Zelle entstehen und flüchtige Komponenten entweichen. Bei Überschreiten einer kritischen Konzentration an flüchtigen Komponenten in der Luft kann ein zündfähiges Gasgemisch gebildet werden.^{13 14}

Inwiefern gealterte Lithium-Ionen-Zellen erhöhtes Risiko bezüglich des Kurzschlusses darstellen, wie sich die Alterung äußert und welche Einflussfaktoren berücksichtigt werden müssen, wird im folgenden Abschnitt 2.4.1 aufgezeigt.

2.4.1 Veränderung der Sicherheit durch Alterung

Der Einsatzbereich von Lithium-Ionen-Zellen ist sehr breit aufgestellt. In Abhängigkeit vom Einsatz sind Batterien verschiedenen Einflüssen ausgesetzt, die sich unterschiedlich stark auf die Alterung auswirken können. Da im Effizienzhaus-Plus Batterien aus Elektrofahrzeugen eingesetzt werden, können folgende *Einflussfaktoren auf die Alterung* abgeleitet werden:

- *Einfluss hoher Temperatur:* Hohe Temperaturen, die sich im *Sommerbetrieb* der Elektrofahrzeuge einstellen, können auf etwa 40-45 °C geschätzt werden.
- *Einfluss niedriger Temperatur:* Niedrige Temperaturen, die sich im *Winterbetrieb* der Elektrofahrzeuge einstellen, können auf etwa -10 °C geschätzt werden.
- *Einfluss hoher Lade-/Entladeströme:* Elektrofahrzeuge sind im Betrieb hohen Lade-/ Entladeströmen ausgesetzt, z.B. beim Laden an Schnellladestationen oder bei einer plötzlich auftretenden Leistungsfreisetzung, wie der Fahrzeugbeschleunigung.

In Verbindung mit den aufgelisteten Einflussfaktoren kann noch die *Zyklenzahl* genannt werden. Die Zyklenzahl ist allerdings stark von den anderen Einflussfaktoren abhängig und wird deshalb im deren Zusammenhang diskutiert.

Einfluss hoher Temperatur

Mit dem Einfluss hoher Temperaturen auf das Alterungsverhalten von Lithium-Ionen-Zellen haben sich die Arbeitsgruppe um *J.-H. Cheng*¹⁵ und die Organisation *Underwriters Laboratories (UL)*¹³ beschäftigt. In beiden Veröffentlichungen wurde die Alterung von Lithium-Ionen-Zellen bei einer Temperatur von 45 °C nach 200 Zyklen untersucht und mit den Testergebnissen der bei Raumtemperatur eingesetzten Zellen verglichen.

¹⁵J.-H. Cheng et al: *The Correlation of Aging Effect and Safety for Li-Ion-Batteries*. Department of Chemical Engineering, National Taiwan University of Science and Technology. 220th ECS Meeting (2011). [15]

In den Untersuchungsergebnissen wird bei Zellen mit höheren Testtemperatur ein stärkerer Kapazitätsverlust mit zunehmenden Zyklenzahl festgestellt.

Die Kapazität von Lithium-Ionen-Zellen ist abhängig von der Anodenstruktur bzw. deren Fähigkeit Li-Ionen einlagern zu können. Der Einlagerungsprozess von Li-Ionen in die Grafitstruktur der Anode läuft i.d.R. nahezu reversibel ab. Die Reversibilität ist der sogenannten SEI (Solid Electrolyte Interface)-Schicht zu verdanken. Die SEI-Schicht bildet sich bei den ersten Ladungsvorgängen der Zelle auf der Anodenoberfläche und agiert als Schutz. Zum einen verhindert diese die Interaktion vom Elektrolyt mit der Anode und zum anderen schützt diese die Grafitstruktur vor Abblätterung.

Die SEI-Schicht ist thermisch instabil und kann sich bei höheren Temperatur zersetzen. Der Verlust der SEI-Schicht an der Anode kann zur Abnutzung der Anode und damit verbunden Kapazitätsverlust führen.¹³

Im Bezug auf die Sicherheit von Lithium-Ionen-Zellen kann die *Alterungserscheinung durch Abnahme der Kapazität nicht als wesentliche Zunahme des Gefährdungspotentials* eingestuft werden.

Die Forschungsergebnisse von *UL*¹³ und der Forschungsgruppe um *J.-H. Cheng*¹⁵ zeigen, dass bei gealterten Zellen sich beim Laden ein höheres und beim Entladen ein niedrigeres Spannungsplateau einstellt. Dies ist ein Indiz dafür, dass bei gealterten Zellen eine Zunahme der Zell-Impedanz erfolgt. Die Erhöhung des zellinternen Widerstandes kann durch Veränderungen in der Struktur der aktiven Masse und Ablagerungserscheinungen verursacht werden.

Die Arbeitsgruppe um *M. Balasubramanian*¹⁶ untersuchte die Zunahme des zellinternen Widerstandes bei Lithium-Ionen-Zellen. Als Ursache für die Zunahme des Widerstandes wird die Ausbildung einer SEI-Schicht an der Kathode vermutet. Im oberen Abschnitt wurde das Vorhandensein der SEI-Schicht an der Anode als positiv einwirkende Schutzschicht beschrieben, an der Kathode ist diese unerwünscht. Bei höheren Temperaturen zersetzt sich ein Bestandteil des Elektrolyten (*LiPF₆*). Das Zersetzungsprodukt *LiF* verbindet sich mit *Polyvinylidenfluorid*, einem essentiellen Bestandteil der Kathode (Bindemittel).

Mit der Widerstandserhöhung kann ebenso die Abnahme der Effizienz bei Lade- und Entladevorgängen in Zusammenhang gebracht werden. Schwerwiegender ist allerdings nicht der Effizienzverlust, sondern die höhere thermische Wärmeentwicklung wegen des höheren Widerstandes. Aufgrund von höherer Wärmeentwicklung innerhalb der Zelle können exotherme Reaktionen bei gealterten Zellen früher in Erscheinung treten und hierbei ein früheres Durchgehen der Zelle initiieren.

In Abbildung 2.22 sind die Testergebnisse von *UL* gezeigt. In den Versuchen wird das Verhalten von gealterten (200 Zyklen, bei 45 °C) und neuen Lithium-Ionen-Zellen (Typ: 18650) bei einer heißen Umgebung (hot-box-Test) analysiert.

¹⁶M. Balasubramanian et al: *Formation of Solid Electrolyte Interface on Cycled Lithium-Ion Battery Cathodes*. Materials Science Department, Brookhaven National Laboratory. [16]

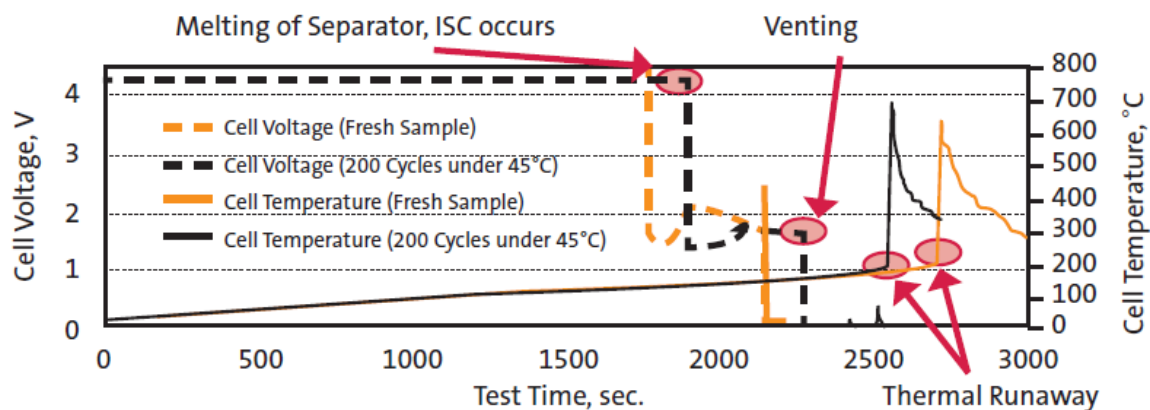


Abbildung 2.22: Testergebnisse von UL - Vergleich von neuen und gealterten Li-Ionen-Zellen (Typ:18650) im hot-box-Test ¹³

Aus den Ergebnissen wird ersichtlich, dass sowohl das Separatorschmelzen - und ein damit verbundener Kurzschluss (engl.: ISC) - als auch die Entgasung (engl.: Venting) bei der gealterten Zelle mit einer zeitlichen Verzögerung auftritt.

Die kalorimetrischen Untersuchungen haben allerdings gezeigt, dass die Aktivierung exothermer Reaktionen bei gealterten Zellen und das thermische Durchgehen früher initiiert werden. Das thermische Durchgehen erfolgt insgesamt in einem höheren Ausmaß als bei neuen Zellen.

Die Untersuchungen der Zusammensetzung des aktiven Materials der Zelle mittels elektrochemischer Impedanzspektroskopie (EIS) von UL¹³ hat gezeigt, dass die Alterung bei höheren Temperaturen hauptsächlich in oberflächennahen Regionen des Aktivmaterials erfolgt, d.h. also an den Stellen des Ionenaustauschs.

Fazit - Alterung bei höheren Temperaturen

Die Alterung bei höheren Temperaturen erscheint hauptsächlich als Kapazitätsverlust und Erhöhung des zellinternen Widerstandes. Die letztgenannte Alterungserscheinung kann dazu beitragen, dass ein thermisches Durchgehen bei gealterten Zellen früher und in höherem Ausmaß auftritt. Das Ausmaß des thermischen Durchgehens erfolgt umso heftiger, je mehr Zell-Zyklen gefahren wurden. Folglich stellen *Zellen mit Einsatz bei höheren Temperaturen als Vorgeschichte, im Vergleich zu neuen Zellen, ein höheres Gefährdungspotential* dar.

Einfluss niedriger Temperatur

Untersuchungsergebnisse zu den Einflüssen der niedriger Temperatur und Lade-/Entladevorgängen mit hohen Strömen auf das Alterungsverhalten und Sicherheit von Lithium-Ionen-Zellen wurden während des 6. internationalen Symposiums von *M.Fleischhammer* - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) - präsentiert¹⁴. Zunächst werden Aspekte der Alterung bei niedriger Temperatur behandelt.

Die Forschungsergebnisse zeigen, dass sich das Alterungsverhalten von Lithium-Ionen-Zellen bei niedrigen Temperaturen durch *starke Abnahme der Kapazität* äußert.

In Abbildung 2.23 sind Verläufe des SOH-Werts mit zunehmenden Zyklenzahl dargestellt. Hierbei werden die Einflüsse der niedrigen Temperatur und hoher Lade-/Entladeströme verglichen. Der SOH (State of Health) ist definiert als das Verhältnis zwischen der aktuellen Kapazität und der Kapazität zum Anfang der Anwendung.

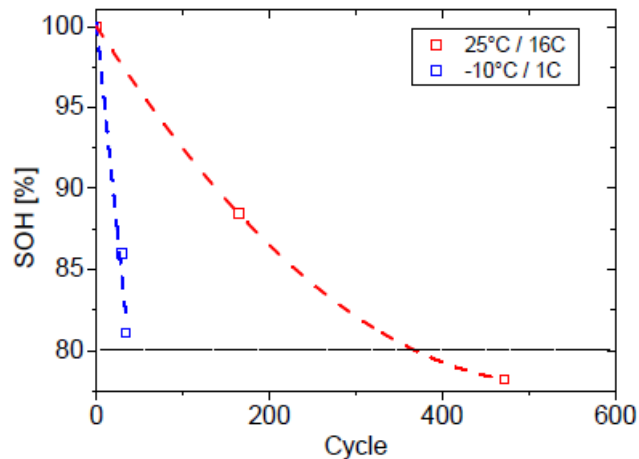


Abbildung 2.23: Untersuchungsergebnisse von *M.Fleischhammer* - Vergleich der Abnahme der Kapazität gealterter Li-Ionen-Zellen (Typ:18650) - niedrige Temperatur (blau) und hohe Lade-/Entladeströme (rot) ¹⁴

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Kapazität bei der Anwendung bei niedriger Temperatur um ein Vielfaches schneller abfällt. Im obigen Abschnitt wurde die Kapazität als Fähigkeit des Anodenmaterials für Li-Ionen-Einlagerung (Interkalation) beschrieben. Der Kapazitätsverlust bei hohen Temperaturen resultiert aus dem Verlust der schützenden SEI-Schicht und Abnutzung des Anodenmaterials. Bei niedriger Temperatur verursacht ein anderer Effekt die Abnahme der Kapazität, die sogenannte Li-Abscheidung (engl.: Li-plating). Bei der Li-Abscheidung wird das Lithium in metallischer Form irreversibel gebildet. Dieser Anteil an Lithium fehlt somit bei der Energiespeicherung.

Die Li-Abscheidung tritt stets als chemische Parallelreaktion neben der Li-Interkalation auf. ¹⁷ Die Geschwindigkeitskonstanten der beteiligten Reaktionen bestimmen, welche Produkte bei chemischen Parallelreaktionen bevorzugt entstehen. Eine höhere Geschwindigkeitskonstante bevorzugt die Bildung des entsprechenden Produkts.

Die Geschwindigkeitskonstanten von der Li-Abscheidung und der Li-Interkalation sind von verschiedenen Faktoren abhängig und i.d.R. überwiegt die Li-Interkalation deutlich, so dass kaum metallisches Lithium entsteht. Die Geschwindigkeitskonstante der Li-Interkalation zeigt allerdings deutlich stärkere Temperaturabhängigkeit und fällt mit abnehmender Temperatur. Demzufolge gewinnt die Parallelreaktion der Li-Abscheidung bei abnehmender Temperatur an Einfluss und beschleunigt den Kapazitätsverlust in höherem Ausmaß.

¹⁷A.H.Zimmermann and M.V.Quinzio: *Lithium Plating in Lithium-Ion Cells*. The Aerospace Corporation - Presentation - NASA Battery Workshop (2010). [17]

Das Gefährdungspotential durch Lithium-Ionen-Zellen nach einer Alterung bei einer tiefen Temperatur soll im folgenden Abschnitt geklärt werden.

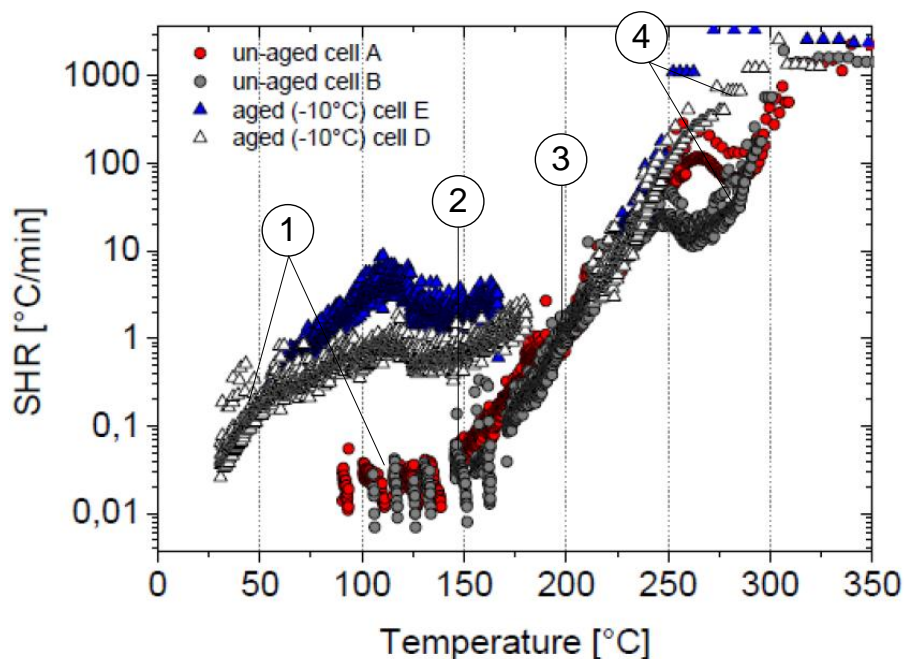


Abbildung 2.24: Untersuchungsergebnisse von *M.Fleischhammer* - Vergleich der Selbsterwärmungsrate von gealterten Li-Ionen-Zellen (Typ:18650) bei niedriger Temperatur und neuen Zellen ¹⁴

In obigen Abbildung 2.24 sind Ergebnisse von *M.Fleischhammer* ¹⁴ der Selbsterwärmungsrate *SHR* (engl.: self-heating rate) einer bei tiefen Temperatur gealterten und einer ungealterten Lithium-Ionen-Zelle dargestellt.

Der *SHR*-Verlauf lässt sie in charakteristische Bereiche gliedern:

- **Beginn der Wärmeerzeugung (1):** Nach einer Alterung bei tiefen Temperatur setzt die Selbsterwärmung bei gealterten Zelle bei merklich tieferen Temperatur (30 - 50 °C) ein als bei einer ungealterten Zelle (90 - 100 °C). Die Selbsterwärmungsrate ist bei der gealterten Zelle ($0,8 - 5 \frac{°C}{min}$) deutlich über dem Wert der ungealterten ($0,01 - 0,05 \frac{°C}{min}$).
- **Exotherme chemische Reaktion (2):** Die gealterte und ungealterte Zelle zeigen ähnliches Verhalten im Bereich, in dem exotherme Reaktionen sich über das gesamte Zellenvolumen verteilen und die Erhöhung der Selbsterwärmungsrate initiieren. Dieser Bereich liegt etwa bei 150 °C und ist der Anfang des thermischen Durchgehens.
- **Thermisches Durchgehen und Leckage (3):** Im Bereich des thermischen Durchgehens und damit verbunden Leckage (ca. 180 °C) zeigen die gealterte Zellen und die neue Zelle keinen großen Unterschied. Charakteristisch für diesen Verlauf ist der starke Anstieg der Selbsterwärmungsrate.
- **Rückgang der SHR (4):** Im letzten Abschnitt zeigt die ungealterte Zelle einen leichten Rückgang der Selbsterwärmungsrate (ca. 250 - 275 °C). Dieser Rückgang fehlt bei der gealterten Zelle. Die gealterte Zelle zeigt eine deutlich höhere SHR.

Fazit - Alterung bei niedrigen Temperaturen

Die beschriebenen Untersuchungsergebnisse zeigen, dass eine Alterung der Lithium-Ionen-Zellen bei tiefen Temperaturen einen Einfluss auf das thermische Verhalten hat. Die Wärmeproduktion setzt bei tieferen Temperaturen ein und die Selbsterwärmungsrate erreicht höhere Werte. Das thermische Durchgehen läuft im höheren Ausmaße ab. In diesem Zusammenhang *erhöhen die Lithium-Ionen-Zellen nach Alterung bei tiefen Temperatur die Gefahr des thermischen Durchgehens.*

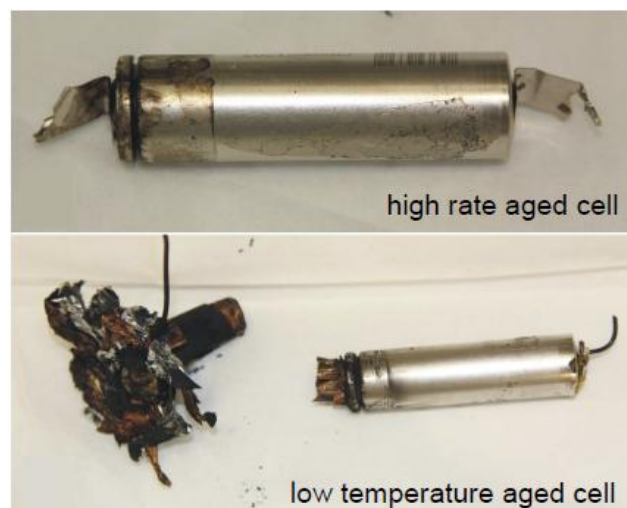


Abbildung 2.25: Vergleich von gealterten Li-Ionen-Zellen (Typ:18650) bei niedriger Temperatur (unten) und bei hohen Lade-/Entladeströmen (oben) nach thermischen Durchgehen ¹⁴

Die Abbildung 2.25 zeigt, dass die Zerstörung der Zelle durch thermisches Durchgehen nach einer Alterung bei niedrigen Temperatur stärker ausgeprägt ist als nach Alterung bei hohen Lade-/Entladeströmen.

Einfluss hoher Lade-/Entladeströme

Die Arbeitsgruppe um *M.Fleischhammer* hat sich ebenso mit dem Einfluss hoher Lade- /Entladeströme auf die Alterung von Lithium-Ionen-Zellen beschäftigt. In Abbildung 2.23 wurde bereits gezeigt, dass der Einfluss hoher Lade-/Entladeströme sich als Kapazitätsabnahme äußert. Der Kapazitätsverlust ist im Vergleich zu den Zellen, die bei tiefen Temperaturen gealtert sind, deutlich geringer.

Der Kapazitätsverlust bei hohen Lade-/Entladeströme entsteht durch die Deformation der gerollten Schichten innerhalb der Zelle. ¹⁸ Bei den zylindrischen Zellen vom Typ 18650 werden die Isolations-, Kathoden-, Separator- und Anodenschichten übereinander gelegt und im gerollten Zustand in das Zellengehäuse verbaut. Die Deformation dieser gerollten Anordnung verursacht Inhomogenitäten im aktiven Material und beeinträchtigt die Beweglichkeit der Li-Ionen bei der Einlagerung. In nachfolgenden Abbildung 2.26 ist die Deformation dargestellt.

¹⁸S.Gorse: *A comparative study on aging behaviour of LMO/NMC-blend and pure LMO and NMC cathodes.* Institute of material science of Aalen University. [18]

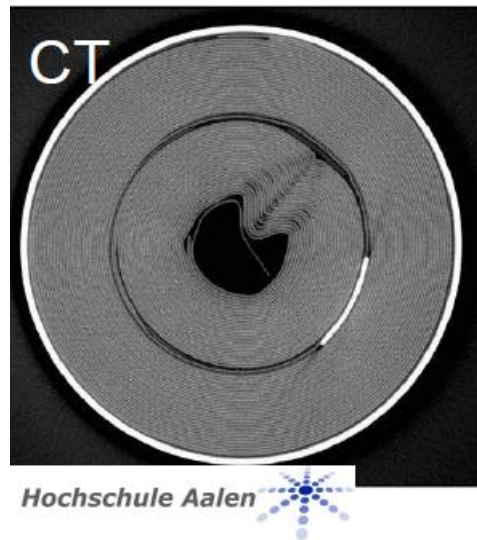


Abbildung 2.26: Deformation der gerollten Schichten einer Li-Ionen-Zelle (Typ:18650) bei hohen Lade-/Entladeströmen ¹⁸

Die Deformation und Inhomogenität führen zudem zu einer Zunahme des elektrischen Widerstandes und der damit verbundenen höheren Wärmeentwicklung. Die Wärmeleitung vom Zellkern an die Außenfläche, wo die Wärmeabfuhr an die Umgebung erfolgt, wird durch die deformierten Schichten erschwert und es kann zur Wärmearaufstauung kommen.

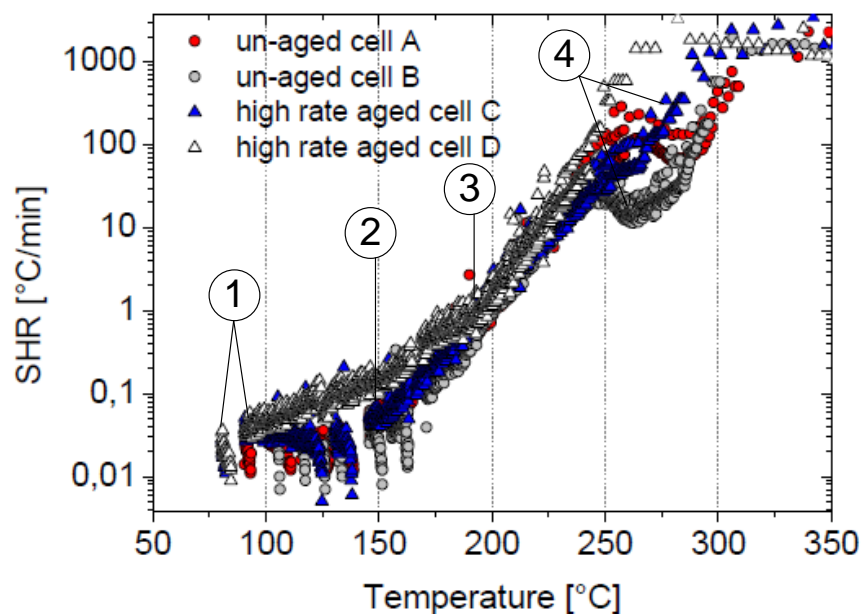


Abbildung 2.27: Untersuchungsergebnisse von *M.Fleischhammer* - Vergleich der Selbsterwärmungsrate von gealterten Li-Ionen-Zellen (Typ:18650) bei hohen Lade-/Entladeströmen und neuen Zellen ¹⁴

In Abbildung 2.27 sind Ergebnisse von *M.Fleischhammer* ¹⁴ der Selbsterwärmungsrate einer bei hohen Lade-/Entladeströmen gealterten und einer ungealterten Lithium-Ionen-Zelle dargestellt.

Wie im obigen Abschnitt zeigt der *SHR*-Verlauf folgende charakteristische Bereiche:

- **Beginn der Wärmeerzeugung (1):** Nach einer Alterung der Zellen bei hohen Lade-/Entladeströmen verschiebt sich der Beginn der Selbsterwärmung nur leicht zu tieferen Temperaturen (80 °C) im Vergleich zu ungealterten Zellen (90 - 100 °C). Die Selbsterwärmungsrate der gealterten Zelle zeigt ähnliche Werte wie die neue Zelle. Der *SHR*-Wert liegt etwa bei 0.01 - 0.05 $\frac{^{\circ}\text{C}}{\text{min}}$.
- **Exotherme chemische Reaktion (2):** Die Aktivierung der exothermen Reaktionen über dem gesamten Zellvolumen setzt bei gealterten und ungealterten Zellen bei etwa gleicher Temperatur ein (150 °C). Die gealterte Zelle zeigt in diesem Bereich einen deutlichen Anstieg der Selbsterwärmungsrate.
- **Thermisches Durchgehen und Leckage (3):** Auch im Bereich des thermischen Durchgehens zeigt sich ein ähnliches Verhalten. Der Anstieg der *SHR* beläuft sich in der gleichen Größenordnung. Die Leckage des Gehäuses bei gealterten Zelle tritt bei etwas niedrigerer Temperatur (165 °C) als bei neuen Zellen (180 °C) auf.
- **Rückgang der SHR (4):** Der leichte Rückgang der Selbsterwärmungsrate (ca. 250 - 275 °C), der bei ungealterten Zelle auftritt, fehlt nach Alterung bei hohen Lade-/Entladeströmen. Das Fehlen des *SHR*-Rückgangs wurde ebenso nach Alterung bei tiefen Temperatur festgestellt.

Fazit - Alterung bei hohen Lade-/Entladeströmen

Die Alterung bei hohen Lade-/Entladeströmen äußert sich hauptsächlich als Kapazitätsverlust, welcher allerdings in einem deutlich geringerem Ausmaß auftritt als bei einer Tieftemperaturalterung. Hierbei treten unterschiedliche Vorgänge auf, die den Kapazitätsverlust bewirken: Li-Abscheidung (Tieftemperaturalterung) und Deformation der gerollten Schichten (hohe Lade-/Entladeströme).

Bezüglich des thermischen Verhaltens sind zwischen ungealterten Zellen und nach Alterung bei hohen Lade-/Entladeströmen nur leichte Unterschiede erkennbar. Die Verschiebung der Gehäuse-Leckage während des thermischen Durchgehens zur tieferen Temperatur kann in Verbindung mit der zuvor beschriebenen Deformation der gerollten Schichten stehen. Der fehlende Rückgang der Selbsterwärmungsrate bei gealterten Zellen bedarf weiteren Untersuchungen, um die Vorgänge näher beschreiben zu können.

Im Vergleich zu den Li-Ionen-Zellen nach Tieftemperaturalterung ist das Ausmaß des thermischen Durchgehens geringer. Die Zerstörung der Zelle nach dem thermischen Durchgehen ist hierbei weniger gewaltsam (siehe Abbildung 2.25). *Das Gefährdungspotential durch Zellen nach Alterung bei hohen Lade-/Entladeströmen fällt insgesamt geringer aus als nach Tieftemperaturalterung. Die Zellen nach Alterung bei hohen Lade-/Entladeströmen können als ausreichend sicher eingestuft werden.*

Die Sicherheit von Li-Ionen-Zellen ist stark von der Art der Alterung abhängig. Die Vorgeschichte einer Batterie sollte demnach schon bei der Planung eines stationären Speichers auf „Second Life“-Basis berücksichtigt werden. Grundsätzlich ist bei Li-Ionen-Batterien, die häufiger bei tieferen Temperaturen in Erstanwendung betrieben wurden, mehr Vorsicht geboten.

Der Installationsort des stationären Speichers muss sorgfältig ausgewählt werden, um das Gefährdungspotential nicht unnötig zu erhöhen. Bei einer Installation außerhalb des Gebäudes können kritische Temperaturgrenzen durch die Integration einer Klimatisierung vermieden werden. Im Fall eines thermischen Durchgehens sollten zusätzliche, geeignete Sicherheitsmaßnahmen in Betracht gezogen werden.

2.5 Beschreibung des Instandhaltungsaufwandes mit Prognose der Entwicklung über den Lebenszyklus

Der Instandhaltungsaufwand kann bei einer ausreichenden Absicherung des sicheren Betriebs vor Inbetriebnahme als sehr gering eingeschätzt werden. Zweimal jährlich sollte die Anlage auf Verschmutzungen hin kontrolliert werden. Eventuell verstopfte Luftführungen, Kondensatabläufe und Kontaktstellen sollten gereinigt werden.

Außerdem ist eine Kontrolle des sicheren Betriebes alle ein bis zwei Monate anzuraten. Sollten sich Abweichungen vom regulären Betrieb abzeichnen, kann schnell und kostengünstig reagiert werden. Diese Kontrolle kann aber auch über den Versand von Fehlermeldungen an den Hersteller erfolgen. Hierzu muss ein umfangreicher Algorithmus zum Erkennen von Fehlerzuständen implementiert werden, beziehungsweise diese Funktionalität vom verbautem BMS vorgehalten werden.

Allgemein lässt sich der Instandhaltungsaufwand, wie bei elektronischen Komponenten üblich, als wartungsarm einstufen. Bei einer Abnahme der Kapazität kann durch den Hersteller geprüft werden, ob der Austausch durch neue Module rentabel sein kann.

3 Evaluierung der 2. Hausbatterie, Kolibri Power AG (AP 4)

Das Effizienzhaus Plus - M1 Massivhaus ist ein Begleitprojekt des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). Das Modellhaus wurde im Jahr 2012 in Brieselang errichtet. Das Besondere am M1 Massivhaus ist, dass aus der Gesamtenergiebilanz des Hauses ein Energieüberschuss erwirtschaftet wird.

Ähnlich wie beim Projekt in Berlin steht für M1 Massivhaus in Brieselang bei der Konzeption die Energieeffizienz und die Ressourcenschonung im Vordergrund. Das Haus verfügt über hoch wärmedämmende Baustoffe, Wärmepumpentechnik und eine Photovoltaik-Anlage.



(a)



(b)

Abbildung 3.1: Effizienzhaus Plus - M1 Massivhaus in Brieselang:
a) Vorderansicht (Südseite)
b) Rückansicht (Nordseite)¹⁹

Um große Energiemengen durch die PV-Anlage erwirtschaften zu können, wurde das Dach asymmetrisch gestaltet. Die größere Dachfläche auf der Südseite ist nahezu vollständig mit PV- und Solarthermie-Elementen bedeckt.

Im Gegensatz zum Projekt in Berlin glänzt die Architektur in Brieselang weniger durch futuristische Züge, sondern durch schlichte und kompakte Konzeption. Neben dem Haus ist ein Carport mit Aufdach-Photovoltaik-Elementen stationiert. Der hierbei erzeugte Strom versorgt die Batterieladestation für ein Elektrofahrzeug.

Der durch die Photovoltaikanlage des Hauses erzeugte Strom ist vorrangig für die Abdeckung des eigenen Bedarfs vorgesehen. Der erwirtschaftete Überschuss an Energie wird zunächst in den stationären Speicher geladen und dann erst ins Netz gespeist. Der stationäre Speicher mit 24 kWh Kapazität basiert auf Lithium-Ionen-Technologie und wurde von der Firma Kolibri AG für die Laufzeit des Projektes bereitgestellt.

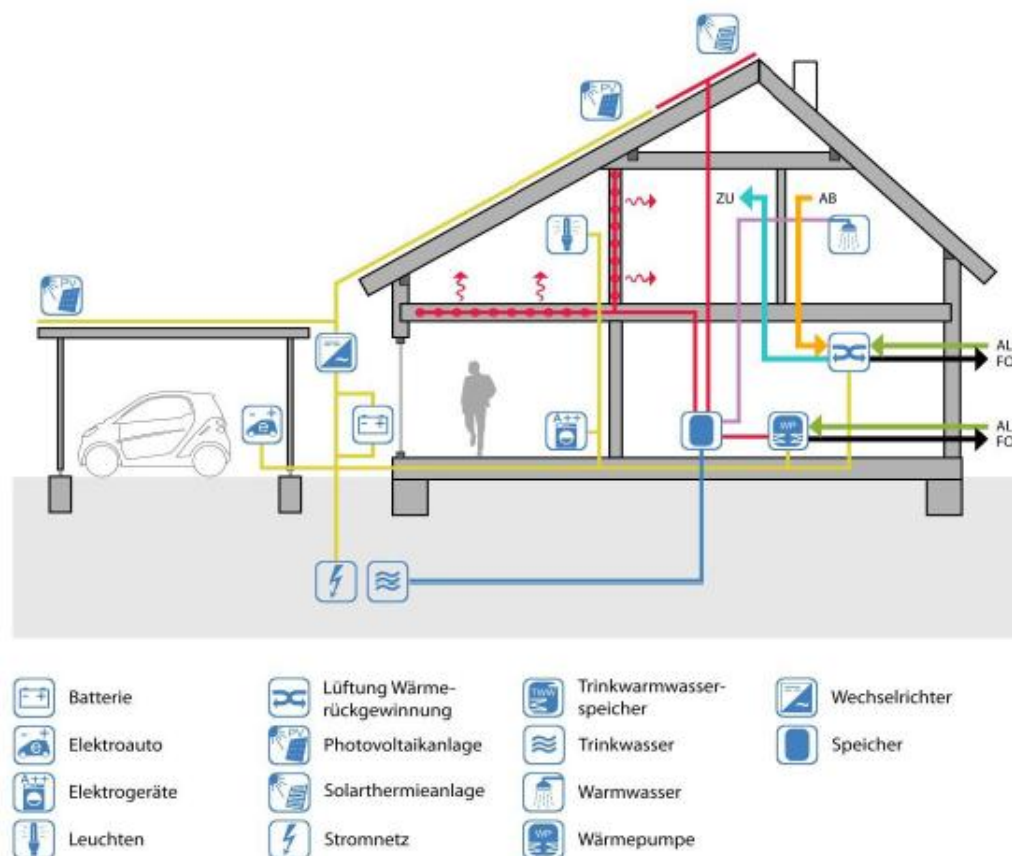


Abbildung 3.2: Schema - Energieerzeugung

Die Wärme- und Warmwasserversorgen erfolgt über eine thermische Solaranlage und eine Außenluftwärmepumpe. Das Haus verfügt über einen zentralen Pufferspeicher mit 1000 Liter Kapazität, aus dem Heizwasser für die Bodenheizung bezogen wird. Im Obergeschoss kommt eine Wandheizung und Wandkühlung zum Einsatz.

Die Energieversorgung für die Wärmepumpe wird durch die PV-Anlage bereitgestellt. Die Regelung sorgt dafür, dass vorrangig tagsüber die Wärmepumpe den Pufferspeicher mit Wärme versorgt und die gespeicherte Wärme in der Nacht an das Haus abgegeben wird.

Bei der Hausbelüftung werden die Zu- und Abluft über einen Plattenwärmetauscher in thermischen Kontakt gebracht und auf diese Weise die Wärmerückgewinnung betrieben ¹⁹.

Auswertung der Hausbatterie von Kolibri AG

Die Aushändigung der Batteriedaten über den Betriebszeitraum zur Analyse an LION Smart GmbH wurde seitens Kolibri AG strikt verweigert. Aus diesem Grund ist **keine Auswertung der Batteriedaten** möglich.

¹⁹A.Bergmann, H.Erhorn, M.Geiger, I.Haug: *Effizienzhaus Plus - M1 Massivhaus Brieselang*. Fraunhofer-Institut für Bauphysik. Projektleitung: H.D. Hegner - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. [19]

4 Aktualisierung der Marktstudie zu den Batteriesystemen zum Projektende (AP 5)

4.1 Aktualisierung der Normungslage für stationäre Speicher

4.1.1 Normen im Überblick

Die Grundlage für die Zusammenarbeit von Handelspartnern auf der internationalen Ebene bilden internationale Normen. Die Einhaltung der Normen bei technischen Entwicklungen und einheitliche Anwendung des technischen Know-hows gewähren den Zugang zum internationalen Markt. Für die Sicherstellung der wirtschaftlichen Einbindung eines Landes ist es daher notwendig, eine geeignete Brücke zwischen den nationalen und internationalen Normen zu schlagen.

Der Zweck der Normung technischer Güter ist der Schutz der Gesundheit, der Sicherheit und der Umwelt. Die wichtigste Organisation in Bundesrepublik Deutschland für die Ausarbeitung von Normen ist das **Deutsche Institut für Normung e.V. (DIN)**. Neben der Regelung von nationalen Normen vertritt DIN die Interessen Deutschlands auf der europäischen und globalen Ebene.

Auf der globalen Ebene wird Deutschland durch DIN vor **International Organization for Standardization (ISO)** vertreten. ISO-Normen werden von allen Mitgliedsländern gemeinsam erarbeitet. Im Allgemeinen besteht für Mitgliedsstaaten keine Übernahmepflicht der ISO-Normen.

Im elektrotechnischen Sektor werden die Interessen der Bundesrepublik Deutschland durch die **Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE)** vor der internationalen Organisation **International Electrotechnical Commission (IEC)** vertreten. DKE ist der Normenausschuss in DIN und VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.). Analog zu ISO-Normen besteht für IEC-Normen aus dem elektrotechnischen Bereich keine Übernahmepflicht.

Auf der europäischen Ebene wird die Normungslage durch das **Europäische Komitee für Normung (CEN)** und im elektrotechnischen Sektor durch das **Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC)** geregelt. Im Gegensatz zu den globalen Normen müssen die europäischen Normen von den Mitgliedern als nationale Normen übernommen werden. Spätestens an dieser Stelle müssen Mitglieder die Interessen ihres Landes rechtzeitig einbringen.²⁰

²⁰DIN-Deutsches Institut für Normung e.V.: *Normen-Weltweit*. homepage: www.din.de. [20]

Bei der Kennzeichnung wird die Geltungsebene einer Norm festgehalten. Das Kurzzeichen besteht aus einer Buchstabenfolge (Identifikation der Geltungsebene) und einer Zählnummer:

- **DIN+Zählnummer:** Die Norm ist auf der nationalen Ebene (Bundesrepublik Deutschland) gültig oder ist ein Vorentwurf für ein internationales Dokument. Für Letzteres wird die Zahlenfolge mit einem E (Entwurf) oder einem V (Vornorm) erweitert.
- **DIN EN+Zählnummer:** Die Norm ist eine deutsche Version einer europäischen Norm, welche von den CEN/CENELEC-Mitgliedern entworfen wurde und von allen Mitgliedsstaaten übernommen werden muss. Demzufolge hat jeder Mitgliedsstaat seine eigene Version dieser Norm.
- **DIN EN ISO+Zählnummer:** Die Norm ist auf allen drei Ebenen gültig (global/ europäisch/ national) und wird i.d.R. zunächst von den globalen Normungsorganisationen ISO/IEC entworfen. Im nächsten Schritt erlangt die Norm den europäischen Geltungsbereich von den Organisationen CEN/CENELEC und wird automatisch, wie unter dem vorherigen Punkt, zu einer national gültigen Norm der Mitgliedsstaaten.
- **DIN ISO+Zählnummer oder DIN IEC+Zählnummer:** Die Norm gilt auf der nationalen Ebene. Als Grundlage dient eine global gültige Norm (ISO oder IEC), welche unverändert übernommen wurde.

4.1.2 Normungslage für stationäre Speicher

Die Entwicklungen in der Photovoltaik zeigen einen zunehmenden Trend zur Integration von stationären Speichern auf Lithium-Ionen-Basis. Die Vorteile von Lithium-Ionen-Batterien, wie die hohe Lebensdauer und Energiedichte, machen den Einsatz als stationäre Speicher attraktiv. Die einzige Problemstellung, die noch zu bewerkstelligen wäre, ist die Sicherheitsfrage in diesem Anwendungsbereich und die Ausarbeitung entsprechender Normen.

Die Formulierung von neuen Normen für den Einsatz von Lithium-Ionen-Batterien als stationäre Speicher erweist sich als schwierig und erfordert Zeit. Die existierenden Regularien für Lithium-Ionen-Zellen berücksichtigen zwar bereits zahlreiche Sicherheitsaspekte, sind allerdings für diesen Anwendungsbereich nicht ganz geeignet. Bereits die Energiemenge, die in stationären Speichern gespeichert wird, erfordert besondere Sicherheitsmaßnahmen im Vergleich zur Anwendung in Notebooks, Smartphones oder auch Elektrofahrzeugen.

Ein stationärer Speicher besteht nicht ausschließlich aus Lithium-Ionen-Zellen, sondern es ist stets ein Mehrkomponentensystem vorzufinden. Diesbezüglich bedarf es Normen für die Gewährleistung der Sicherheit von einzelnen Bauelementen sowie deren sicheres Zusammenspiel. Bei Projekten mit „Second Life“-Batteriemodulen ist zudem eine gesonderte Normung notwendig, da hier bereits gealterte Zellen mit höherem Gefährdungspotential eingesetzt werden.

Seit Februar 2014 gilt die Norm **DIN EN 61427-1** „Wiederaufladbare Zellen und Batterien für die Speicherung erneuerbarer Energien - Allgemeine Anforderungen und Prüfverfahren. Teil I: Photovoltaische netzunabhängige Anwendung“. Hierin werden allgemeine Anforderungen an wiederaufladbare Zellen und Batterien für photovoltaische Solarenergie-Systeme (PVES) und allgemeine Angaben für typische Prüfverfahren zum Nachweis der Leistungsfähigkeit beschrieben.

Die Norm gilt für „off-grid“, d.h. also für **netzunabhängige Anwendungen**. Die Gültigkeit der Norm bezieht sich nicht ausschließlich auf Lithium-Technologie, sondern auf alle Bauarten von wiederaufladbaren Batterien.²¹

Der zweite Teil dieser Norm **E DIN EN 61427-2** ist als Entwurf seit April 2014 erschienen. Der Entwurf gilt ausschließlich für „on-grid“, d.h. **netzgekoppelte Anwendungen**. Bei dieser Art der Anwendung werden die Batterien über Energiewandler an das Netz angeschlossen und fungieren als Energiequellen und -senken, um das Betriebsverhalten des Netzes zu stabilisieren. Im Entwurf werden zugehörige Prüfverfahren zum Nachweis der Haltbarkeit, des Leistungsverhaltens sowie des Verhaltens bei außergewöhnlichen Ereignissen während des Betriebes beschrieben. Die Energieumwandlung und Schnittstelleneinrichtungen werden *nicht* beschrieben.²¹

Als Orientierung für die Entwicklung von stationären Speichern gilt seit April 2014 der Norm-Entwurf **E DIN EN 62619**. Diese Norm soll in naher Zukunft den europäischen und internationalen Standard bezüglich Anforderungen und Prüfungen für einen sicheren Betrieb von Akkumulatoren und Batterien auf Lithium-Basis in industriellen Geräten festlegen. Hierbei sollen mobile (Gabelstapler, Golfwagen, automatisch geführte Fahrzeuge, Eisenbahn, Schifffahrt) sowie stationäre Anwendungen (Telekommunikation, unterbrechungsfreie Stromversorgung, Schaltanlagen, Notstrom, elektrische Energiespeichersysteme) abgedeckt werden.²¹

Die vollständige Bezeichnung der Norm lautet „Akkumulatoren und Batterien mit alkalischen und anderen nicht säurehaltigen Elektrolyten - Sicherheitsanforderungen für Lithium-Akkumulatoren und -Batterien für die Verwendung in industriellen Geräten“. Wann der Entwurf als Norm in Kraft, tritt ist noch nicht absehbar.

TÜV SÜD Battery Testing GmbH berücksichtigt den letztgenannten Entwurf bereits in einem eigens entwickelten Prüfverfahren für stationäre Speichersysteme. Das umfassende Prüfprogramm erfolgt auf Basis relevanter Standards für stationäre Speichersysteme bzw. für die einzelnen Bestandteile des Systems. Das Testverfahren verläuft in einer engen Zusammenarbeit mit dem Kunden. Für den Kunden ist es ratsam, bereits in einer frühen Phase der Entwicklung seines Speichersystems in das Testverfahren aufgenommen zu werden, um notwendige Anforderung rechtzeitig in das Produktprofil integrieren zu können. Im Laufe des Prüfprogramms werden folgende Sicherheitsaspekte geprüft:

- Prüfung des mechanischen, elektrischen und softwaretechnischen Speicherdesigns
- Sicherheits- und Umweltprüfung der Batterie
- Sicherheits- und Netzkonformitätsprüfung des Wechselrichters
- Prüfung der Produktdokumentation auf Vollständigkeit und Plausibilität
- Kontrolle der Serienproduktion beim Hersteller vor Ort

Nach erfolgreichem Durchlauf des Testverfahrens erhält das Produkt ein **RESS-Zertifikat** (Renewable Energy Storage System). Nach Angaben von Verantwortlichen des TÜV SÜD Battery Testing wurden bereits erste Produkte mit RESS zertifiziert.²²

²¹O.Bender: *Energiespeicher - Stand der Normung*. DIN e.V. - ESPEN, Präsentation in Aachen (2014) [21]

²²TÜV SÜD: *Verlässliche Aussagen über stationäre Speichersysteme*. TÜV SÜD Battery Testing GmbH - homepage: www.tuev-sued.de. [22]

Am Anfang der Zusammenarbeit liefert der Kunde eine vollständige Dokumentation über geplante Komponenten des Speichersystems. Die TÜV SÜD Battery Testing liefert im Gegenzug die passenden Normen für die Überprüfung der Sicherheit aller Komponenten im Einzelnen sowie deren Zusammenspiel. Folglich wird nicht nur der stationäre Speicher selbst, sondern das gesamte Speichersystem getestet. Das systematische Vorgehen bei der RESS-Zertifizierung schafft Transparenz gegenüber dem Käufer bzw. Betreiber des Speichersystems.

In der folgenden Abbildung 4.1 ist ein Beispiel für ein gesamtes Speichersystem mit entsprechenden Normen dargestellt.

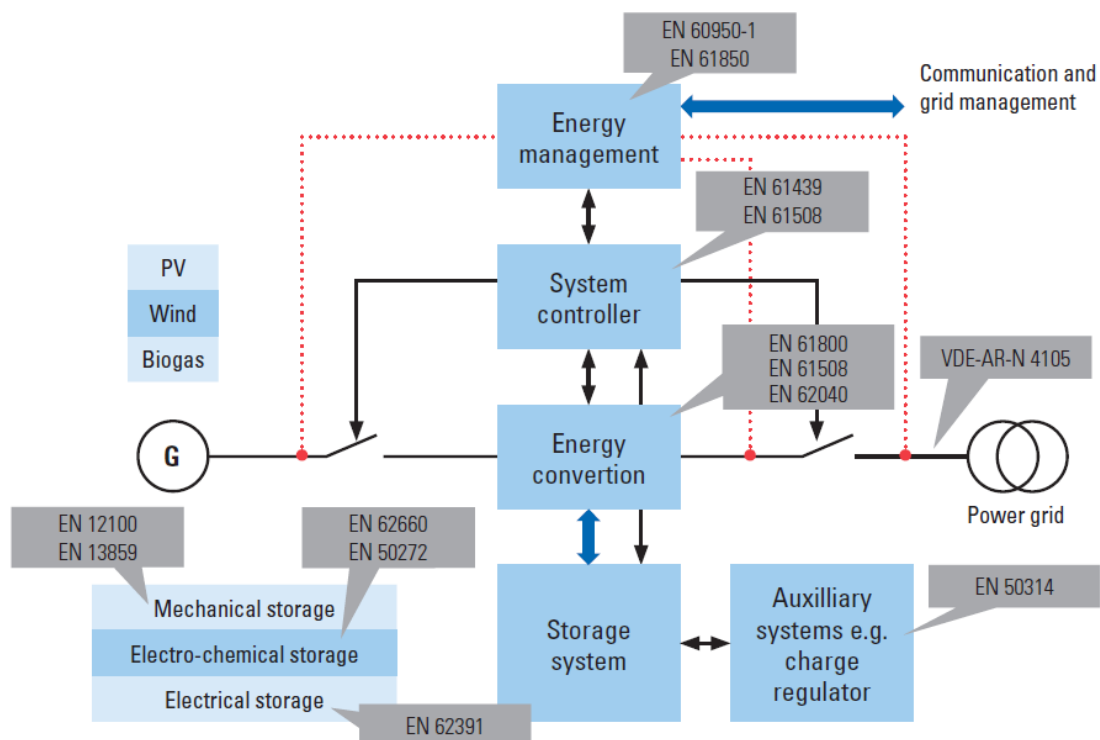


Abbildung 4.1: Normen für Energiespeicher und Komponenten ²²

Die Kurzbeschreibungen für einzelne Normen für entsprechende Komponenten können der nachfolgenden Auflistung entnommen werden:

- **Energy management**

- DIN EN 60950-1: Einrichtung der Informationstechnik-Sicherheit. Eine Norm für netz- und batteriebetriebene Einrichtungen der Informationstechnik, einschließlich Büromaschinen und für dazugehörige Einrichtungen mit Nennspannung bis 600 V.
- DIN EN 61850: Übertragungsprotokoll für Schutz- und Leittechnik in elektrischen Schaltanlagen in der Mittel- und Hochspannungstechnik.

- **System controller**

- DIN EN 61439: Ein Planungsleitfaden für Niederspannungsschaltgerätekombinationen. Die Hauptfunktion der Norm ist die Sicherstellung der Sicherheit (Spannungs- und Kurzschlussfestigkeit, Strombelastbarkeit, Schutz gegen elektrischen Schlag, Beständigkeit

gegen Wärmequellen), Funktionalität (Schutz vor Umwelteinflüssen, Betriebsfähigkeit, Funktionsstabilität, Vorgehensweise bei Installation/Anschluss/Inbetriebnahme) und Verfügbarkeit (Vorgaben zur Wartung, Austausch von Bauteilen, Änderungen und Erweiterungen einer bestehenden Anlage).

- DIN EN 61508: Beschreibung des kompletten Lebenszyklus des gesamten sicherheitsgerichteten Systems von Planung bis Außerbetriebnahme mit Bezug zu allen Aspekten, die mit Nutzung und Anforderungen an elektrische/ elektronische/ programmierbare elektronische Systeme für sicherheitsrelevante Funktionen zusammenhängen.

- **Energy conversion**

- DIN EN 61800: Eine Norm für elektrische Leistungsantriebssysteme mit einstellbaren Drehzahl oder für ihre Bestandteile unter Berücksichtigung von Anforderungen an elektrische, thermische und energiebezogene Sicherheit. Die Gültigkeit der Norm umfasst elektrische Antriebssysteme mit einstellbarer Drehzahl einschließlich der Energiewandlung, der Antriebssteuerung und dem Motor.
- DIN EN 62040: Eine Norm für unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) mit Speichereinrichtungen für elektrische Energie im Gleichstromzwischenkreis. Die Hauptfunktionen der Norm sind die Sicherstellung einer beständigen Wechselstromversorgung und Verbesserung der Stromversorgungsqualität.
- DIN EN 61508: Siehe Kurzbeschreibung der Norm bei System controller.

- **Power grid**

- VDE-AR-N 4105 Eine Anwendungsregel von VDE mit Beschreibung der technischen Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Die Anwendungsregel dient der Sicherstellung einer effizienten und störungsfreien Stromeinspeisung des dezentralen Stroms aus Erzeugungsanlagen.

- **Storage system**

- *Mechanischer Energiespeicher*
 - * DIN EN ISO 12100: Sicherheit von Maschinen. Die Norm dient der Festlegung von grundsätzlicher Terminologie, Methodologie und Aufstellung allgemeiner Leitsätze zur Risikobeurteilung und Risikominderung bei der Konstruktion und Planung von Maschinen.
 - * DIN EN 13859: Festlegungen für die Eigenschaften von Abdichtungsbahnen zur Anwendung als Unterdeck- und Unterspannbahnen, die unter der Dachdeckung (Teil I) oder hinter außenseitigen Wandverkleidungen (Teil II) zu verlegen sind. Beschreibung der Anforderungen und Prüfverfahren zur Bewertung und Überprüfung der Leistungsbeständigkeit nach in der Norm angegebenen Anforderungen.
- *Elektro-chemischer Energiespeicher*
 - * DIN EN 62660: Die Norm zur Prüfung des Leistungsverhaltens und der Lebensdauer von Lithium-Ionen-Sekundärzellen, die im Zusammenhang mit dem elektrischen Antrieb in Elektro-, Batterie- und Hybridfahrzeugen verwendet werden. Die

Prüfverfahren verifizieren die Hauptmerkmale der Zellen (Kapazität, Lagerfähigkeit, Leistungsdichte, zyklische Lebensdauer, Energiedichte).

- * DIN EN 50272: Die Norm behandelt Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen. Das Dokument gilt für stationäre Batterien und Batterieanlagen mit einer maximalen Spannung von DC 1500 V. Es werden grundsätzliche Maßnahmen zum Schutz vor Gefahren durch Batterien, wie elektrischen Strom und austretende Gase/Elektrolyte, beschrieben. Zudem legt die Norm Anforderungen fest, welche die Sicherheit bei der Handhabung der Batterien gewährleisten (Aufbau, Betrieb, Inspektion, Wartung, Abfallbeseitigung). Die Gültigkeit der Norm bezieht sich auf *Blei- und NiCd-Batterien*.

– *Elektrischer Energiespeicher*

- * DIN EN 62391: Die Norm bezieht sich auf elektrische Doppelschichtkondensatoren zur Verwendung in elektrischen und elektronischen Geräten. In Teil I werden die Fachgrundspezifikationen und in Teil II Rahmenspezifikationen (Elektrische Doppelschichtfestkondensatoren für Leistungsanwendungen) beschrieben.

• **Auxiliary systems e.g. charge regulator**

- DIN EN 50314: Die Norm beschreibt grundlegende Prüfverfahren und Anforderungen an Laderegler in photovoltaischen Systemen. ²³

Seit Dezember 2014 ist die VDE-Anwendungsregel **VDE-AR-E 2510-2** von DKE für stationäre Energiespeichersysteme am Niederspannungsnetz erschienen. Das Dokument liegt als Norm-Entwurf vor und soll zur Jahreshälfte 2015 in Kraft treten. Für Installationsbetriebe und Ingenieure wird durch den Norm-Entwurf ein Einblick in die Sicherheitsanforderungen gewährt und eine Hilfestellung hinsichtlich Einhaltung von Richtlinien in zukünftigen Projekten geboten.

Die Anwendungsregel beschreibt die Sicherheitsanforderungen bezüglich Planung, Errichtung, Betrieb, Demontage und Entsorgung für ortsfeste elektrische Energiespeichersysteme und schließt vorhandene Lücken in der aktuellen Normungslage. Die darin beschriebenen Sicherheitsanforderungen beziehen sich auf unterschiedliche Betriebsarten des Energiespeichers im Netzparallel- oder Inselnetzbetrieb sowie auf die Umschaltung zwischen diesen Betriebsarten.

Betrachtet wird stets das komplette Energiespeichersystem eines Herstellers. Hierbei wird das Gefährdungspotential bei verschiedenen Betriebsarten berücksichtigt und auf diese Weise die Sicherheit für den Nutzer erhöht. Darüber hinaus werden Richtlinien zur Positionierung von Batterien, wie sicherer Aufstellort und geeigneter Batterieschrank, beschrieben.

Im Dokument werden erstmals besondere Bedingungen für verschiedene Batterietechnologien (Blei- und Lithium-Ionen-Batterien) aufgeführt. ²⁴

²³Beuth Verlag GmbH: *Kurzbeschreibung von Normen*. Beuth Verlag GmbH, Am DIN-Platz Burggrafenstraße 6, 10787 Berlin. homepage: www.beuth.de. [23]

²⁴VDE - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *Neue VDE-Anwendungsregel für stationäre elektrische Energiespeichersysteme am Niederspannungsnetz*. homepage: www.vde.com. [24]

Seit November 2014 ist von mehreren Verbänden ein neues Dokument veröffentlicht worden, dessen Inhalt den grundsätzlichen Umgang mit stationären Speichern auf Li-Ionen-Basis im Bereich der Haustechnik beschreibt. An der Ausarbeitung des sogenannten **Sicherheitsleitfadens Li-Ionen-Hausspeicher** beteiligten sich folgende Verbände:

- Bundesverband Energiespeicher e.V. (BVES)
- Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar)
- Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH)
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS)
- StoREgio Energiespeichersysteme e.V.

Die Erstellung des Dokuments erfolgte unter fachlicher Begleitung durch TÜV Rheinland, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., CETECOM ICT Services GmbH, Klsruher Institut für Technologie (KIT) und Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (ZVEI).

Der Sicherheitsleitfaden ist eine Ergänzung des aktuellen Standes der Technik im Bereich der stationären Speicher auf Li-Ionen-Basis. Das Dokument ist *keine Norm*, bedarf somit keiner Einhaltung und soll lediglich als Empfehlung im Zeitraum der Ausarbeitung der Normen dienen.

Der Leitfaden beschreibt Begriffe und Definitionen im Zusammenhang mit Li-Ionen-Zellen, Auswahlkriterien eines geeigneten Zelltyps für die Speicherentwickler und Empfehlungen zum Systemdesign. Dem Dokument ist zudem ein Schutzzielkatalog beigelegt, in dem mögliche Gefahren sowie Maßnahmen zu deren Minimierung aufgelistet sind.²⁵

²⁵BSW, BVES, DGS, StoREgio, ZVEH: *Sicherheitsleitfaden Li-Ionen-Hausspeicher*. Version 1.0 (2014). www.competence-e.kit.edu/img/Sicherheitsleitfaden_Li-Ionen_Hausspeicher_11_2014.pdf. [25]

4.2 Aktualisierung der Marktübersicht der verfügbaren stationären Speichersysteme

Dieser Abschnitt dient der Aktualisierung der Marktübersicht über verfügbare stationäre Speichersysteme in Anlehnung an die Studie „*Marktübersicht Hausbatterien*“ der LION Smart GmbH ²⁶. Zunächst werden Begriffe im Zusammenhang mit der Marktübersicht aus der Tabelle 4.1 beschrieben.

Die von Batterie-Herstellern angegebene Nennkapazität unterscheidet sich deutlich von der nutzbaren Kapazität. Die **nutzbare Kapazität** ist ein Anteil der Nennkapazität, der dem Verbraucher tatsächlich zur Energiespeicherung zur Verfügung steht.

Diese Tatsache beruht darauf, dass Zyklen mit 100 % **Entladetiefe** die Alterung von Batterien beschleunigen. So haben beispielsweise stationäre Speicher mit 100 kWh Nennkapazität und 90 % Entladetiefe eine nutzbare Kapazität von 90 kWh. Die Entladetiefe wird von Herstellern der Speichersysteme in der Auslegungsphase festgelegt. In der Regel liegen die Werte für die Entladetiefe zwischen 50 % (Blei-Batterie) und 90 % (Lithium-Ionen-Batterie).

Die **maximale Entladeleistung** eines Batteriespeichers gibt Auskunft darüber, ob die sogenannten Lastspitzen vom Speicher vollständig abgedeckt werden können. Die Lastspitzen treten in der Regel morgens und abends auf, d.h. in den Zeiträumen wo mehrere Haushaltsgeräte gleichzeitig betrieben werden. Die größeren technischen Geräte, wie Waschmaschine und Herd, benötigen innerhalb kurzer Zeit hohe elektrische Leistung und führen auf diese Weise zu Lastspitzen.

Die **Zell-Chemie** der auf dem Markt verfügbaren Systeme kann grob in Blei und Lithium unterteilt werden. Systeme auf Lithium-Basis zeigen eine ganze Breite an verschiedenen Aktivmaterialien wie beispielsweise Li-Polymer, LiFePO₄ und LiNMC. Blei-Systeme sind im Schnitt zu einem geringeren Preis auf dem Markt verfügbar und weisen allgemein einen geringeren Wirkungsgrad als Lithium-Systeme auf.

Der **Systemwirkungsgrad** beschreibt indirekt alle Leistungsverluste, die beim Energietransport im Speichersystem auftreten. Speichersysteme auf elektrochemischer Basis für Photovoltaik-Anlagen bestehen aus verschiedenen elektronischen Komponenten (Wechselrichter, Laderegler, Energiemanagementsystem, etc.), deren Wirkungsgrade zusammen mit dem Batterie-Wirkungsgrad berücksichtigt werden müssen und im Systemwirkungsgrad zusammengefasst werden. Die einzelnen Komponenten werden derzeit oft noch von verschiedenen Herstellern bezogen, darunter leidet folglich die Genauigkeit der Angabe des Systemwirkungsgrades.

Bei der **Art der Kopplung** wird in *AC- und DC-Kopplung* unterschieden. Bei der **AC-Kopplung** wird die Batterie nach dem Wechselrichter der Photovoltaik-Anlage im Wechselstromkreis des Hauses eingebunden. Ein Umrichter wandelt den Wechselstrom in Gleichstrom zum Laden der Batterie. Ebenso erfolgt die Wandlung von Gleichstrom zu Wechselstrom beim Entladen der Batterie. Bei der **DC-Kopplung** wird die Batterie vor dem Wechselrichter im zwischengeschalteten Gleichstromkreis eingebunden. Da hierbei der von PV-Anlage erzeugte Gleichstrom direkt bezogen wird und für das Laden der Batterie eine Wandlung wegfällt, ergibt sich für DC-gekoppelte Systeme ein höherer Wirkungsgrad.

²⁶T.Mayer, B.Sandurkov: *Marktübersicht Hausbatterien*. LION Smart GmbH (2013). [26]

Der in das Speichersystem geladene Strom kann in das Hausnetz **ein- oder dreiphasig** eingespeist werden. In das öffentliche Netz müssen PV-Anlagen ab einer Leistung von 4,6 kW dreiphasig einspeisen ²⁶.

Bei der **Selbstentladung** wird diejenige Energiemenge verstanden, die auch ohne Anschluss an einen elektrischen Verbraucher durch in Batterie intern ablaufende Nebenreaktionen beim Entladen nicht mehr zur Verfügung steht. Diese Energiemenge wird auf die nutzbare Kapazität bezogen und die Selbstentladung in Prozent angegeben.

Da Batterien grundsätzlich sowohl kalendarisch als auch zyklisch altern, erfolgt die Angabe der **Lebensdauer** in Jahren und Zyklen.

Der **Preis** wird in der Tabelle 4.1 in Euro und ohne Mehrwertsteuer angegeben. Für die Preisangabe wird seitens der LION Smart GmbH keine Gewähr übernommen. Es sei darauf hingewiesen, dass die Preise von Anbieter zu Anbieter von Speichersystemen stark variieren können. Der angegebene Preis impliziert teilweise verschiedene zusätzliche Komponenten, die von Anbietern gemeinsam mit der Batterie geliefert werden. **Der Umfang des Angebots muss vor der Bestellung mit dem Anbieter klar kommuniziert und ein Fachmann einbezogen werden.**

Für den Verbraucher ist zudem der **spezifische Preis** [Euro/kWh] interessant. Hierbei wird der Preis für das entsprechende Speichersystem auf die nutzbare Kapazität bezogen.

Momentan zahlt der Verbraucher im Schnitt für ein **Bleisystem 1.500 €/kWh** und für ein **Lithiumsystem 2.100 €/kWh**. Folglich sind die Kosten pro kWh bei Lithiumsystemen um 40% höher, die allerdings durch höheren Wirkungsgrad, längere Garantie und Lebensdauer gerechtfertigt werden. Eine **Hausbatterie auf Blei-Basis** kann auf dem Markt in einem Preisbereich zwischen **2.200-36.000 €** (500-3.400 €/kWh) erworben werden. Für eine Hausbatterie auf **Lithium-Basis** liegt der Preisbereich bei **2.200-92.000 €** (300-6.300 €/kWh).

Tabelle 4.1: Marktübersicht der verfügbaren stationären Speichersysteme

Hersteller	Typ	Nutzb. Energiemenge [kWh]	Maximale Entladeleistung [kW]	Zell - Chemie	Kopplung [Art/Phasen]	Systemwirkungsgrad [%]	Selbstentladung [% pro Monat]	Entladetiefe [%]	Lebensdauer [Jahre/Zyklen]	Garantie Batterie [Jahre]	Verfügbarkeit	Spez. Preis [€/kWh]	Preis [€, ohne MwSt.]
ads-tec GmbH	SRS2025	20	20	Li	AC/3	95	-	80	20/5000	1J.	2014	-	-
AKASOL GmbH	neoQube	4,4	15	Li NMC	AC/DC	92	< 0,2	80	20/5000	10 J.	2013	1.625	7.150
	neoSystem	4,4-22	12-16,4		AC	90	< 0,2					2.043-1.672	8.990-36.790
	neoRack	4,4	15		-	92	-					1.625	7.150
Alpha ESS	CS001-3kW/5kW	4	3-5	Li	AC/DC/1	96	< 3	80	20/6000	10 J.	2014	2.050 – 2.275	8.200 – 9.100
ASD Sonnenspeicher GmbH	Future ON	3,84 - 10,75	4 - 12	LiFePO4	AC/3	88 - 96	3	80	20/5000	5 J.	2011	2.214 – 1.712	8.500 – 18.400
BayWa r.e. Solarsysteme GmbH	SMA Sunny Island 6.0H-11-Hoppecke	3,7 - 32,7	4,6 - 13,8	Pb-Gel	AC/1/3	95	2	-	15/2800	2 J.	'13 /14	-	-
	SMA Sunny Island 6.0H-11-Set LG Chem	4,5	5,28	Li	AC/1	95	< 2	-	15/5000	2 J.	-	1.756	7.900
	SMA Sunny Boy 3600SE/5000SE	2	2	Li	DC/1	98	1,3	100	10/4000	7 J.	2014	2.500 3.060–	5.200 10.100–
	ENGION FAMILY	3,3 - 12,4	0,43 - 1,33 pro Phase	LiFePO4	AC/3	85	1	90	20/6000	6 J.	2013	2.040	25.300
	BPT-S 5 Hybrid	3,08 - 10,56	2,5 – 5	Li	DC/1	96	< 0,2	70/80	20/6000	10 J.	'12 /13	3.506–1.931	10.800–20.400
	PIKO BA System	5,8	2,7	Pb-Gel	DC/3	83	-	50	14/2500	2 J.	2013	1.759	10.200
BYD/Fenecon	P03B05-BC04	4,25	3	LiFePO4	DC/1	98	2	85	20/7500	7 J.	2014	2.000	8.500
	P03B10-BC04	8,5	3		DC/1						2009	1.529	13.000
	P09B10-C00	8,5	9		AC/3						2010	1.647	14.000
	P09B20-C00	17	9		AC/3						2010	1.353	23.000
	P09B10-HC08	8,5	9		DC/3						2013	1.824	15.500
	P09B20-HC08	17	9		DC/3						2013	1.412	24.000
Centrosolar AG	Cenpac Storage x.x	7,4 - 14,8	4,6	Pb-Gel	AC/1	80	-	50	-/2500	-	-	-	-
Deutsche Energieversorgung GmbH	SENEC. Home G2	8	2,5	Pb-Flüssig	AC/1	86	2	50	10-13/3200	2 J.	2013	1.063	8.500
	SENEC. Business	30	7,5	AC/3	2014						727	21.800	
Durion Energy GmbH	CS 8/12,12/25 16/25,16/37 16/49,16/61 36/49,36/61 36/86, 55/123	9 - 89,6	8 - 36	LiFePO4	AC/3	90	3	70	20/7000	2 J.	2013	2.767–1.338	24.900-119.900

²⁷C.A.R.M.E.N.: Marktübersicht für Batteriespeichersysteme. Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (2015). [27]

²⁸pv magazine Deutschland: Produktdatenbank Batteriespeichersysteme für Photovoltaikanlagen. www.pv-magazine.de, (Aufruf März 2015). [28]

Tabelle 4.2: Fortsetzung von Tabelle 4.1

Durion Energy GmbH	IS 275/640, 500/750, 1000/1280	448 - 896	275 - 1000	LiFePO4	AC/3	90	3	70	20/7000	2 J.	2013	1.227 – 1.372	549.900 – 1.229.900	
E3/DC GmbH	S10 E4/E6/E8/E12	13,8	3	LiCoO2	DC/3	> 88	-	100	-/4500	7 J.	-	-	-	
	S10H E4/E6/E8/E12				AC/DC/3	> 88			-/4500					
	S10E4 AC				AC	> 86			-/4500					
Ensotec GmbH	StromSafe 106-DC	6,3	4	NiFe	DC/1	95	-	70	20/-	10 J.	-	-	-	
	StromSafe 106-AC	6,3	3		70									
	StromSafe 312-AC	11,5	6		60									
ET Solar Power GmbH	ET EnergieS EnergieSL	4,4 / 8,8	2,6 / 4	Pb-Gel	AC/1	85	< 3	50	10/2500	7 J.	2013	1.702/ 1.248	7.490 / 10.980	
	ET EnergieS3 EnergieS3L EnergieS3LX	8,8 / 17,6 / 28,8	7,8 / 12 / 24	Pb-Gel	AC/3			50	10/2500- 3500			1.702/ 1.306/ 1.249	14.980 / 22.980 / 35.980	
	ET EnergieS EnergieSL – Li	4 / 7,3	2,6 / 4	LiFePO4	AC/1			80	20/-			2.463 / 2.185	9.850 / 15.950	
	ET EnergieS3 EnergieS3L EnergieS3LX - Li	8 / 14,6 / 43,8	7,8 / 12 / 24	LiFePO4	AC/3			80	20/-			2.481 / 1.914 / 1.366	19.850 / 27.950 / 59.850	
Fenecon GmbH & Co. KG	PRO Hybrid 9-10/ 9-20/ 9-30	8,5 / 17 / 25,5	9	LiFePO4	AC/DC/3	90	-	85	-/6000	7 J.	-	1.780 / 1.236 / -	15.126 / 21.008 / -	
	PRO Compact 3-10	8,5	3		AC/DC/1			90				85	1.483	12.605
	COMMERCIAL	40 / 80 / 120	40		AC/DC/3			92				90	1.471 / 1.155 / -	58.824 / 92.437 / -
	DESS P09B10- C00	8,5	9		AC/3			93				85	1.631	13.866
	DESS P09B20- C00	17	9		AC/3			93				85	1.335	22.689
FIAMM	RES (24V) 7.2/24, 14.4/24, 21.6/24, 28.8/24 RES (48V) 7.2/24, 14.4/24, 21.6/24, 28.8/24	3,6 - 14,4	-	Pb-Gel	-	80	< 2	50	12/700	2 J.	2013	619	2.230 – 8.920	
Frankensolar	Frankensolar Home 7.4 B Set / 14.8 B Set	3,7 / 7,4	4,6	Pb	AC/1	85	< 2	50	15/2700	1 J.	2013	1.595 / 1.081	5.900 / 8.000	
	Frankensolar Home 4.4 Li / 5.5 Li / 6.6 Li	4,4 / 5,5 / 6,6		LiFePO4	AC/1	93	< 0,5	100	20/8000	2 J.		2.204 / 1.982 / 1.955	9.700 / 10.900 / 12.900	
	Frankensolar NEDAP 5-4.4Li / 5.5Li / 6.6Li	4,4 / 5,5 / 6,6		LiFePO4	DC/1	93	< 0,5	92	20/8000	2 J.		2.500 (für 4,4kWh)	11.000 (für 4,4kWh)	

Tabelle 4.3: Fortsetzung von Tabelle 4.2

Frankensolar	Frankensolar NEDAP 3-7.4B/ 3.7-7.4B/ 5-7.4B	3,7	4,6	Pb	DC/1	85	< 2	50	15/2700	1 J.	2013	1.622	6.000
Fronius International GmbH	Fronius Symo Hybrid 3.0	3,6 / 4,8	3										
	Fronius Symo Hybrid 4.0	6,0 / 7,2	4	LiFePO4	AC/DC/3	90	1	80	-	5 J.	2014	-	-
	Fronius Symo Hybrid 5.0	8,4 / 9,6	5										
Gespa GmbH	PowerPack 6-4.5/ 9-4,5	5,82 / 8,73	4,5										
	PowerPack 9-10,5	8,73	9	Li Polymer	AC/3	-	0,3	97	20/5000	5 J.	2014	-	-
	PowerRack 12-10,5 / 22,5-12	11,64 / 21,82	10,5 / 12										
IBC SOLAR AG	IBC SolStore L1 8.0 / 16.2 mit Pb	4,0 / 8,1		Pb-Gel		85	2	50	10/2700			2.065 / 1.376	8.261 / 11.146
	IBC SolStore L1 5.0 mit Li	4,5	4,6	Li- Polymer	AC/1	95	1	90	15/5000	2 J.	2014	1.542	6.940
	IBC SolStore XL1 8.0 / 16.2 mit Pb	4,0 / 8,1		Pb-Gel		85	2	50	10/2700			2.456 / -	9.823 / -
IIM GmbH & Co. KG	Ökostrom-depot ÖSD XS / S	3 / 6	2,5 / 3,4		AC/1	93 / 93						1.260 / 910	3.781 / 5.461
	Ökostrom-depot ÖSD M / L	10 / 17	6,0 / 10,2	Pb-AGM	AC/1/3	94 / 93	-	70	10/2500	5 J.	-	756 / 791	7.562 / 13.445
KACO new energy GmbH	Powador- gridsave 7,7kWp 1,35 / 2,7 / 4,05	1,22 / 2,43 / 3,65	6,4	Li NMC	DC/1/3			90	15/4000			10.311 / 5.683 / 4.207	12.580 / 13.810 / 15.355
	Powador- gridsave 7,7kWp 5,4 / 5,77 / 6,75	4,86 / 5,19 / 6,08	6,4	Li NMC	DC/1/3			90	15/4000			3.477 / 3.372 / 3.035	16.900 / 17.500 / 18.450
	Powador- gridsave 9,6kWp 1,35 / 2,7 / 4,05	1,22 / 2,43 / 3,65	8	Li NMC	DC/1/3	96	-	90	15/4000	2 J. / 5 J.	2013	10.418 / 5.737 / 4.244	12.710 / 13.940 / 15.490
	Powador- gridsave 9,6kWp 5,4 / 5,77 / 6,75	4,86 / 5,19 / 6,08	8	Li NMC	DC/1/3			90	15/4000			3.504 / 3.397 / 3.055	17.030 / 17.630 / 18.575
	Powador- gridsave eco	3,7 - 4,8	5	Pb-Gel	AC/1			50	-/2500			-	-
KNUBIX GmbH	KNUT 3.3	4,4 / 8,8	7,5		AC/3	88					2013	3.386 / 2.148	14.900 / 18.900
	KNUT 1.5 Solar	4,4 / 8,8	4,5	LiFeMnP O4	AC/DC/1	95	< 3	90	20/5000	7 J.	2014	2.477 / 1.693	10.900 / 14.900
	KNUT basiX	4,4 / 8,8	3		AC/3	92					2014	2.023 / 1.466	8.900/ 12.900
KOSTAL Solar Electric GmbH	PIKO BA System	5,8	2,7	Pb-Gel	DC/3	83	1	50	14/2500	1 J.	2013	-	-
Leclanché GmbH	Tibox	3,2 / 6,4 / 9,6	3,2 / 6,4 / 9,6		AC/DC/1	-	< 5	100	20/15000	5 J.	2014	-	-
	Tibox	3	3,2	Li4Ti5O12	AC/1	85		95					

Tabelle 4.4: Fortsetzung von Tabelle 4.3

LITRON GmbH	SUN Solarstrom-Speicher 2600 / 4000	3 / 3	2 / 3,5	LiFePO4	AC/1	91	2	80	20/5000	5 J.	2013	2.833 / 2.967	8.500 / 8.900
MSTE SOLAR GmbH	MSTE POWERHOME S / M / L	3,24 / 4,32 / 5,4	1,5 / 1,5 / 1,5	Li	DC-Gen/1/3	90	< 0,2	80	20/5000	7 J.	2013	2.500 / 2.279 / 2.185	8.100 / 2.279 / 2.185
neovoltaic AG	neoStore Compact	4 4 / 8	3,5	LiFePO4	AC/DC/1	85			10/6000				
	neoStore Plus	12 / 16	3,5		AC/DC/1	85			10/6000				
	neoStore Flex	4 / 8	2,5 / 3		AC/DC	90	-	80	25/8000	-	-	-	-
	neoStore dynamic	4 / 8 12 / 16	2,5 / 3,5 3,5 / 3,5		AC/1	90			25/8000				
Okosolar PV GmbH	Power Storage S / M / L	2,16 / 4,32 / 8,64	2 / 2 / 2	Pb-Gel	DC/3	85	-	50	-/1750	-	-	-	-
PEUS-Testing GmbH	ESS 10 / 12 / 14	8,16/ 9,7/ 11,42	6 / 6 / 6	LiFePO4	AC/3	95	3 - 5	80	15/6000	2 J.	2013	1.397/ 1.328 / 1.278	11.400 / 13.000 / 14.600
	ESS 15 / 17 / 19	12,29/ 13,82/ 15,36	6 / 6 / 6									1.266 / 1.236 / 1.211	15.560 / 17.080 / 18.600
	ESS 23 / 25 / 30	18,24 / 20,48 / 24,58	6 / 6 / 18,5									1.186 / 1.143 / 1.225	21.640 / 23.400 / 30.100
	ESS 35 / 40 / 50	28,67 / 32,77 / 40,96	18,5 / 18,5 / 18,5									1.189 / 1.163 / 1.125	34.100 / 38.100 / 46.100
PHONO SOLAR	Phonocube	7,68	9,6	LiFePO4	DC/3	98	-	80	20/6000	7 J.	2013	1.693	13.000
REFUenergy	REFUbox			LiFePO4	AC/DC/1	96	<1	80	15/6000	2 J.	-	-	-
	REFUrack RR-013-018-018	2,4 11	3 18		DC/3								
	REFUrack RR-013-040-046	11	40		DC/3								
	REFUrack RR-027-044-046	24	44		DC/3								
REM GmbH	ELLi Home AccuSystem 4.0	4	1,8	LiFePO4	AC/DC/1	95	<1	85	25/3000	2 J./7 J.	2013	2.319	9.275
	5.0	5	1,8									1.986	9.928
	6.0	6	1,8									1.793	10.759
RUSOL GmbH & Co. KG	SUN Solarstrom-Speicher 2600 / 4000	3 / 3	2 / 3,5	LiFePO4	AC/1	91	2	80	20/5000	7 J.	2013	2.833 / 2.967	8.500 / 8.900
	DC24Home 4kWh / 8kWh / 12kWh	3,1 / 6,2 / 9,2	1 / 1,5 / 2		DC-Gen	94	<3	80	15/5000	5 J.	2013	3.613 / 2.516 / 2.174	11.200 / 15.600 / 20.000

Tabelle 4.5: Fortsetzung von Tabelle 4.4

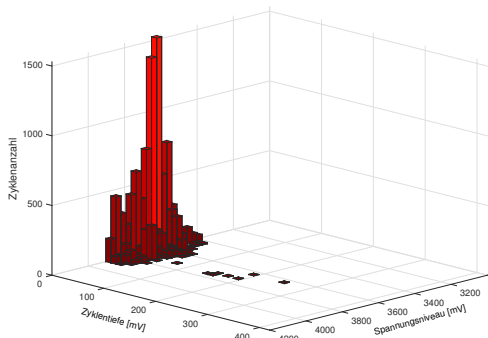
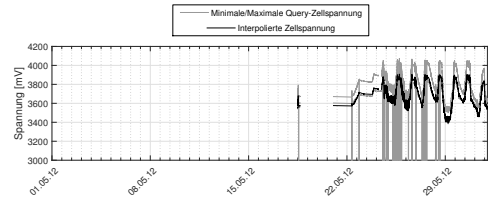
RWE Effizienz GmbH	RWE Storage basic 5 / 7 / 10	2,4 / 3,7 / 4,9	13,8 / 13,8 / 13,8	Pb-Gel	AC/3	90	-	50	10/2500		2014	2.663 / 1.889 / 1.631	6.390 / 6.990 / 7.990
	RWE Storage basic 12 / 15	6 / 7,4	13,8 / 13,8	Pb-Gel	AC/3	90	-	50	10/2500		2014	1.415 / 1.201	8.490 / 8.890
	RWE Storage compact 4,5 / 8	3,2 / 5,7	2 / 3	LiFePO4	AC/1	98	3	70	25/5000		2010	3.422 / 2.623	10.950 / 14.950
	RWE Storage compact 10 / 20	7,1 / 14,3	4,5 / 5	LiFePO4	AC/1	98	3	70	25/5000		2010	2.528 / 1.675	17.950 / 23.950
	RWE Storage compact 20D / 40D	14,3 / 28,7	10,5 / 15	LiFePO4	AC/3	98	3	70	25/5000	5 J.	2010	1.955 / 1.671	27.950 / 47.950
	RWE Storage compact plus 4,5 / 8	3,2 / 5,7	2,5 / 3	LiFePO4	AC/1	98	3	70	25/5000		2013	3.594 / 2.719	11.500 / 15.500
	RWE Storage compact plus 10 / 20	7,1 / 14,3	3,5 / 5	LiFePO4	AC/1	98	3	70	25/5000		2013	2.606 / 1.713	18.500 / 24.500
	RWE Storage compact plus 10D / 20D	14,3 / 14,3	7,5 / 10,5	LiFePO4	AC/3	98	3	70	25/5000		2013	1.503 / 1.993	21.500 / 28.500
	RWE Storage compact plus 40D / 60D	28,7 / 43,3	15 / 15	LiFePO4	AC/3	98	3	70	25/5000		2013	1.690 / 1.490	48.500 / 64.500
	RWE Storage vario mini	2,5	2,8								2014	-	-
RWE Storage vario S / M / L	4,1 / 5,4 / 9,1	1,3 - 4 / 2,9 - 4 / 4	LiFePO4	AC/3	92	<1	90	20/8000	7 J.	2013	3.115 / 2.778 / 2.363	12.770 / 15.000 / 21.500	
Saft Batterien GmbH	Intensium Home	4	7,6	LiNi - CoAlO2	DC/1/3	95	<5	100	20/7000	7 J.	-	1.575	6.300
Schüco International KG	Energiemanager SPE 4000 / 8000 LT 50	2,4 / 4,8	5	Li	DC/1	87	-	60	20/6000	-	'12/13	6.250 / 3.958	15.000 / 19.000
Sia Gruppe	Pro4.1	3,1	1	LiFePO4	DC-Gen	90	<3	80	15/5000	5 J.	2013	3.613	11.200
	Pro8.1	6,2	1,5									2.516	15.600
	Pro12.1	9,2	2									2.174	20.000
	Pro20	15,4	4									2.208	34.000
	Pro30	23,2	6									1.940	45.000
SIG Solar GmbH	SUNSTORAGE FLEX S / M / L	1,8 / 3,6 / 7,2	1,5 / 1,5 / 3	LiNMC	AC/DC/1	90	<2	90	20/5000	6 J.	2013		
	SUNSTORAGE SMART M / L	4,4 / 8,8	9 / 9	LiFe-MnPO4	AC/3	87	<2	80	15/4000	5 J.	'13 / 14		
	SUNSTORAGE PURE (Pb) S / M	2,1 / 3,4	7,5 / 7,5	Pb-Gel	DC/3	81	<5	35	15/1700	7 J.	2013	-	-
	SUNSTORAGE PURE (Pb) L / XL	6,7 / 10,1	15 / 15	Pb-Gel	DC/3	81	<5	35	15/1700	7 J.	2013		
	SUNSTORAGE PURE (Li) M / L	4 / 6,7	15 / 15	LiFePO4	DC/3	89	<2	70	20/5000	10 J.	2013		

Tabelle 4.6: Fortsetzung von Tabelle 4.5

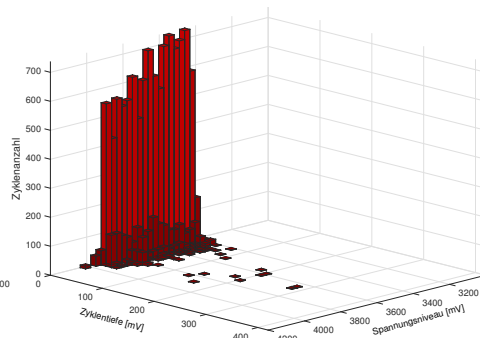
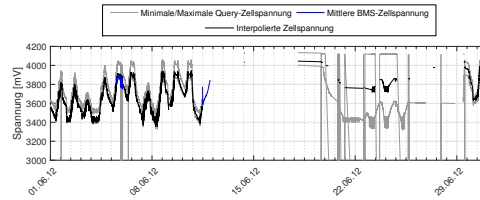
SIG Solar GmbH	SUNSTORAGE PURE (Li) XL / XXL	13,5 / 20,1	22,5	LiFePO4	DC/3	89	<2	70	20/5000	10 J.	2013	-	-			
SolarWorld AG	SunPac LiOn 5 / 10	5 / 10	1,8	LiFePO4	AC/1	90	3	72	20/5000	2 J.	2014	-	-			
	SunPac 2.0	5,8	2,85	Pb-Gel	DC/3	83	-	50	14/2500	5 J.	2013	1.672	9.700			
Solutronic Energy GmbH	Solenergy Storage	2,5	2,5	LiFePO4	AC/DC/1	95	<1	80	20/5000	7 J.	2014	-	-			
Sonnen-batterie GmbH	SONNEN BATTERIE classic Basic	3,2	2	LiFePO4	AC/1	90					2010	3.094	9.900			
	SONNEN BATTERIE classic S / M / L	5,7 7,1 14,3	3 4,5 5		AC/1	90					2010	2.439 2.380 1.601	13.900 16.900 22.900			
	SONNEN BATTERIE classic XL / XXL	14,3 28,7	10,5 15		AC/3	92					2010	1.881 1.634	26.900 46.900			
	SONNEN BATTERIE comfort Basic	3,2	2,5		AC/1	90		3	70	25/5000	5 J.	2013	3.594	11.500		
	SONNEN BATTERIE comfort S / M / L	5,7 7,1 14,3	3 3,5 5		AC/1	88					2013	2.719 2.606 1.713	15.500 18.500 24.500			
	SONNEN BATTERIE comfort XM / XL	7,1 14,3	7,5 10,5		AC/3	88					2013	3.028 1.993	21.500 28.500			
	SONNEN BATTERIE comfort XXL / 3XL	29 43,3	15 15		AC/3	88			70		5 J.	2013	1.672 1.490	48.500 64.500		
	SONNEN BATTERIE eco 4.5 / 9.0 / 13.5	3,5 7 10,5	2,5 3 3,5		AC/1	90		3		25/5000	10 J.	2014	1.686 1.414 1.324	5.900 9.900 13.900		
	Sonnen-konzept GmbH	SENEC.Home	8,2		-	Pb	DC/3	85	-	50	-/2500	-	-	1.122	9.200	
	Speicherkraft Energiesysteme GmbH	HSR D Typ S / M / L	3,46 3,46 6,72		7,5 7,5 15	Pb Pb-Gel Pb-Gel	DC/3	80	2	35	8/1800	5 J.	2012	2.584 3.363 2.060	8.940 11.635 13.840	
HSRL/D Typ S / L / M		3,46 5,76 11,52	7,5 7,5 15	LiFePO4	95	70								20/5000	3.598 2.875 -	12.450 16560 -
SPower		SP BS 3000 15,4 kWh	11,3	3,26	Pb-Gel	DC/1								90	2	70
Tesla Motors	Powerwall (zu Powerpack 90kWh / 63 kWh Reihenschaltung mögl.)	7 / 10	3,3	Li	AC/DC/1/3	92	-	-	-	10 J.	Ende 2015	ca. 300	ca. 3.000			
VARTA Storage GmbH	Engion Home	2,5 - 6,2 3,33 - 9,99 10,35-	1 - 2,4 1,3 - 3,9 4	LiFePO4	AC/3	85	<1	90	20/8000	7 J.	2013	3.288 - 2.327 3.033 - 2.116	8.220 - 14.430 10.100 - 21.140			
WEMAG AG	ReeVOLT1-3-5.2	10,1	4,16	Li	AC/1	95	-	90	-	-	2014	-	Batterie-miete			
WINAICO Deutschland GmbH	WINAICO EnergyStorage	5,82 8,73 8,73 11,64 21,82	4,5 4,5 9 10,5 12	Li-Polymer	AC/3	94	0,3	97	20/5000	5 J. / 7 J.	2013	-	-			

A Anhang

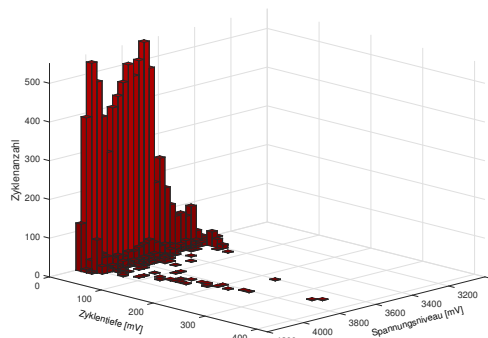
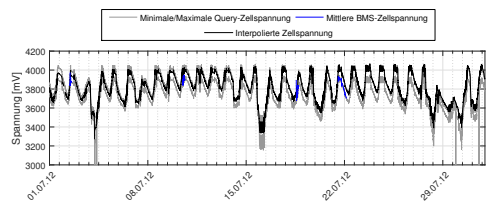
A.1 Anhang zum AP 3



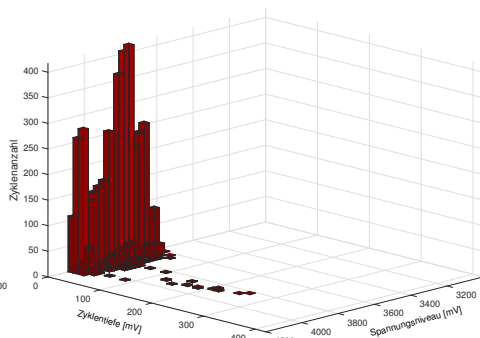
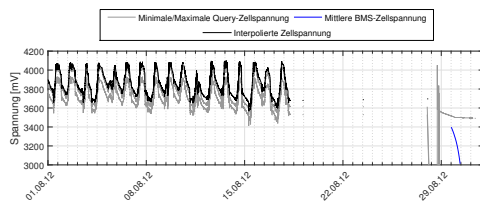
(a) Mai '12



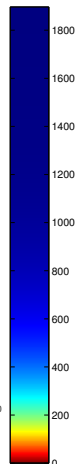
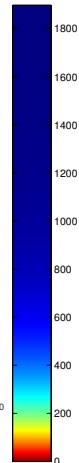
(b) Juni '12



(c) Juli '12



(d) August '12



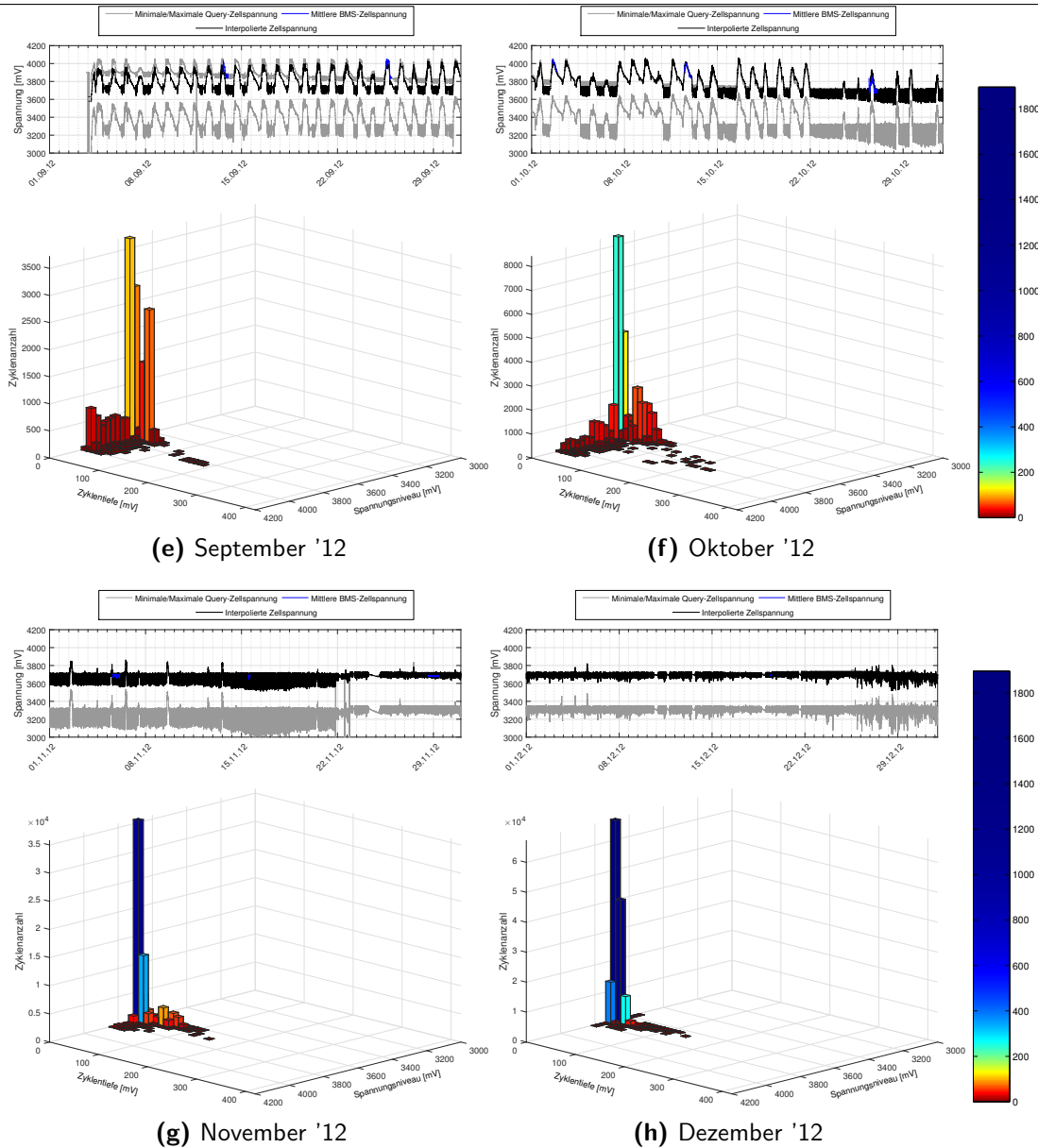
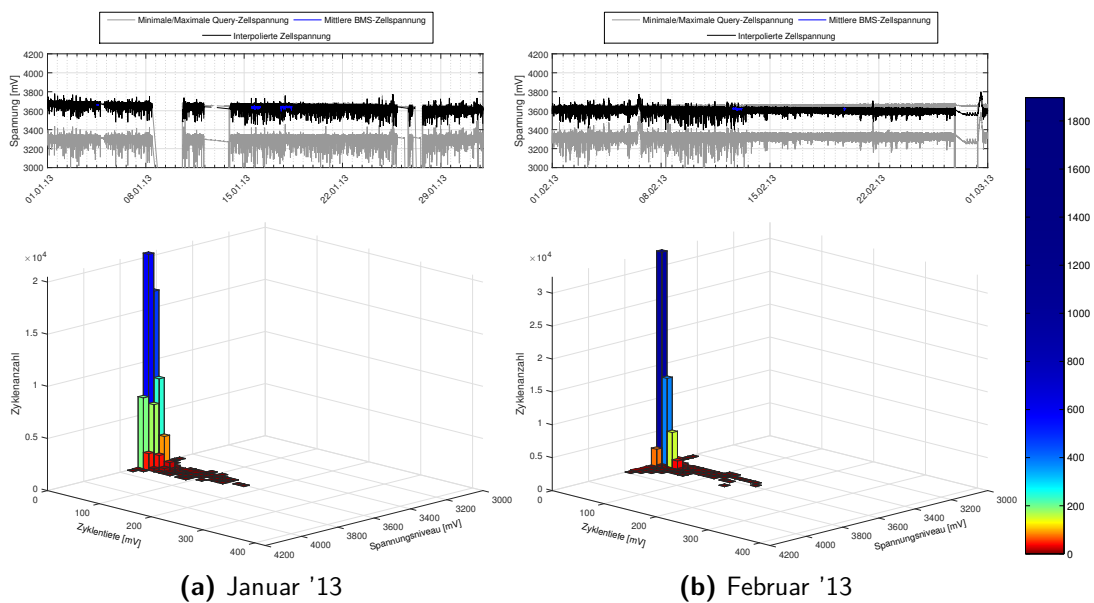
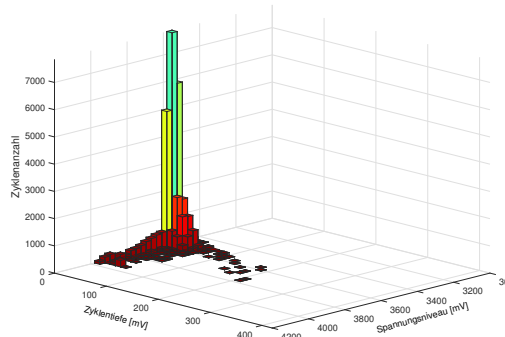
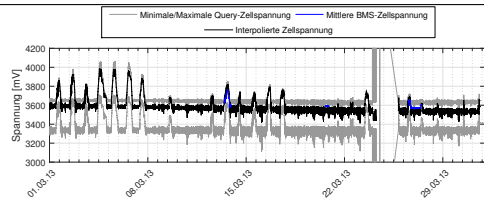
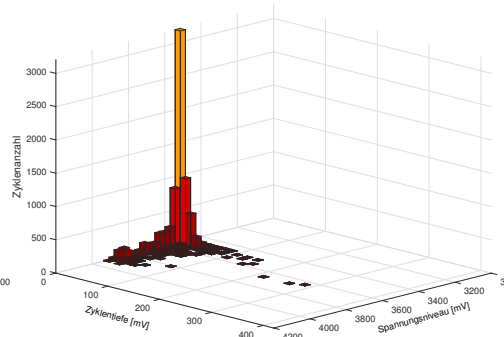
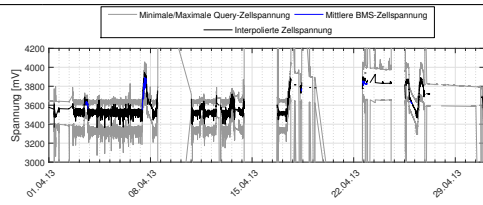


Abbildung A.1: Spannungsverlauf, Zyklusanzahl und Zyklentiefe pro Monat (2012)

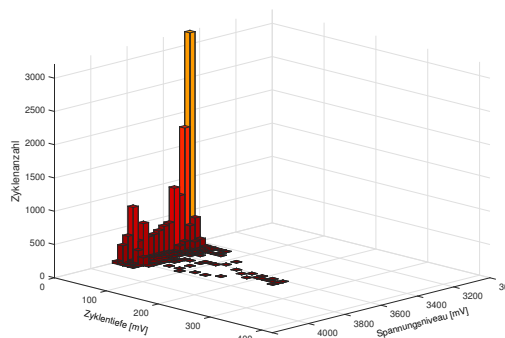
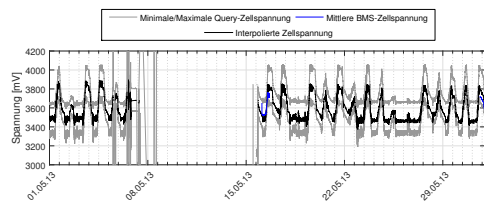




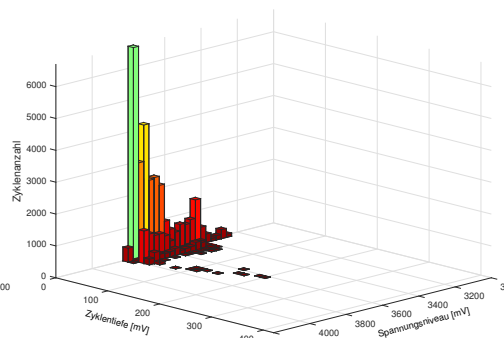
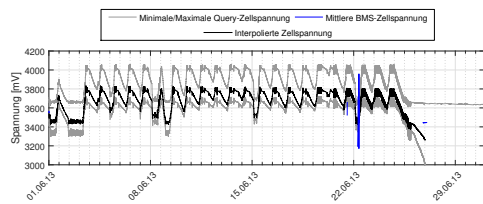
(c) März '13



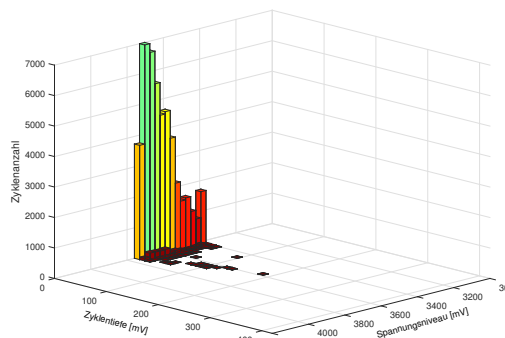
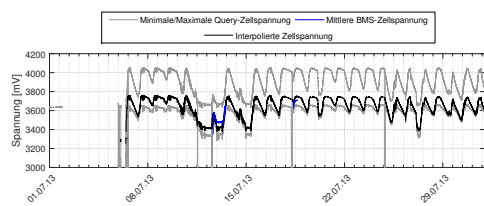
(d) April '13



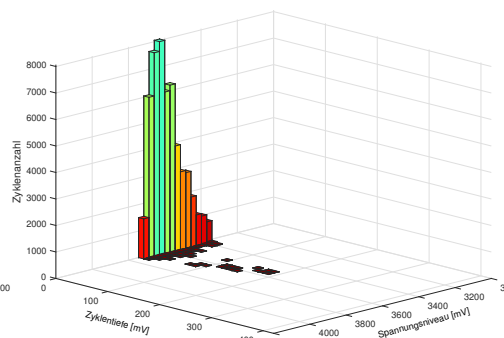
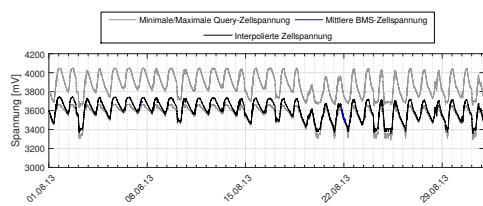
(e) Mai '13



(f) Juni '13



(g) Juli '13



(h) August '13

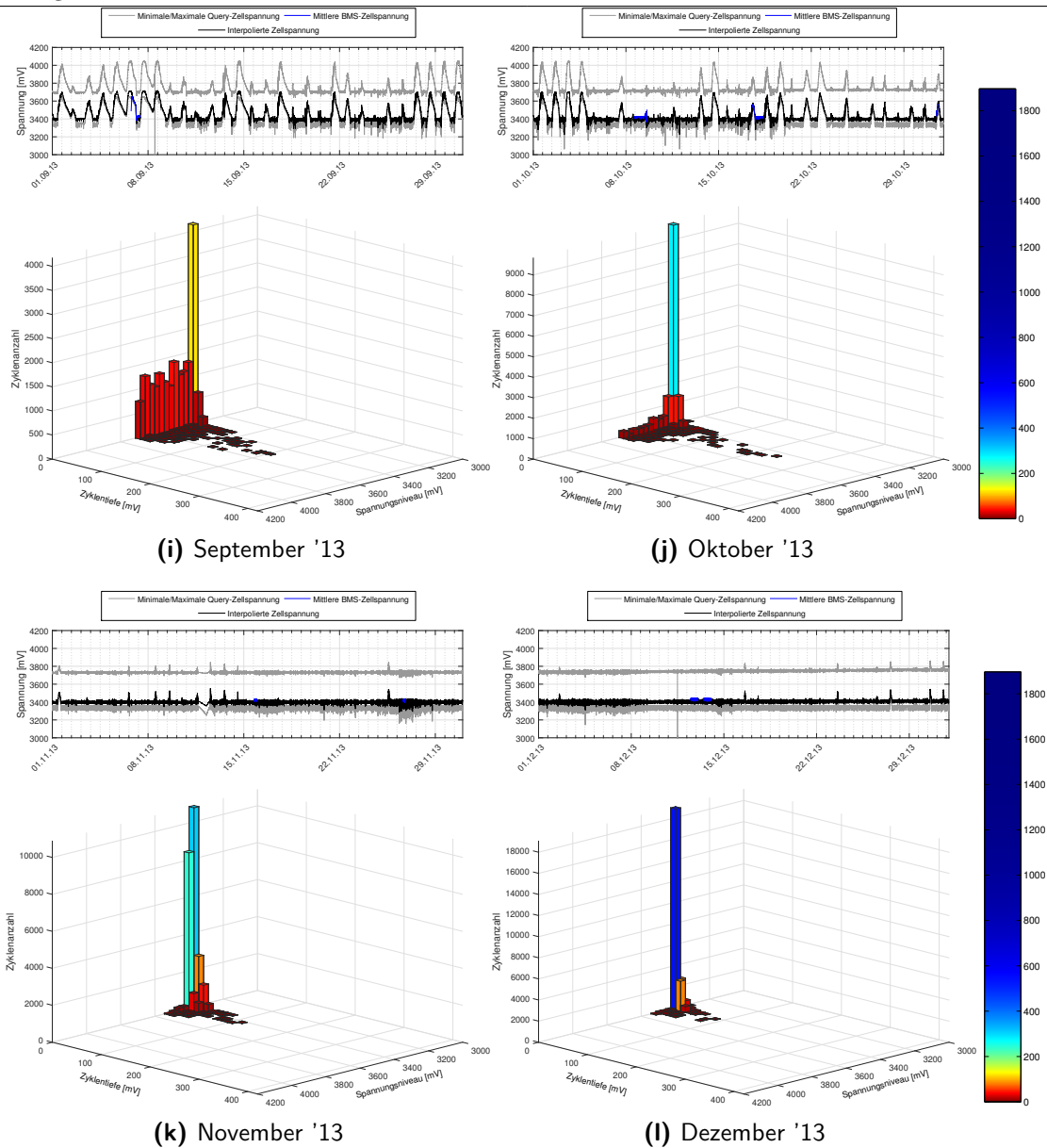
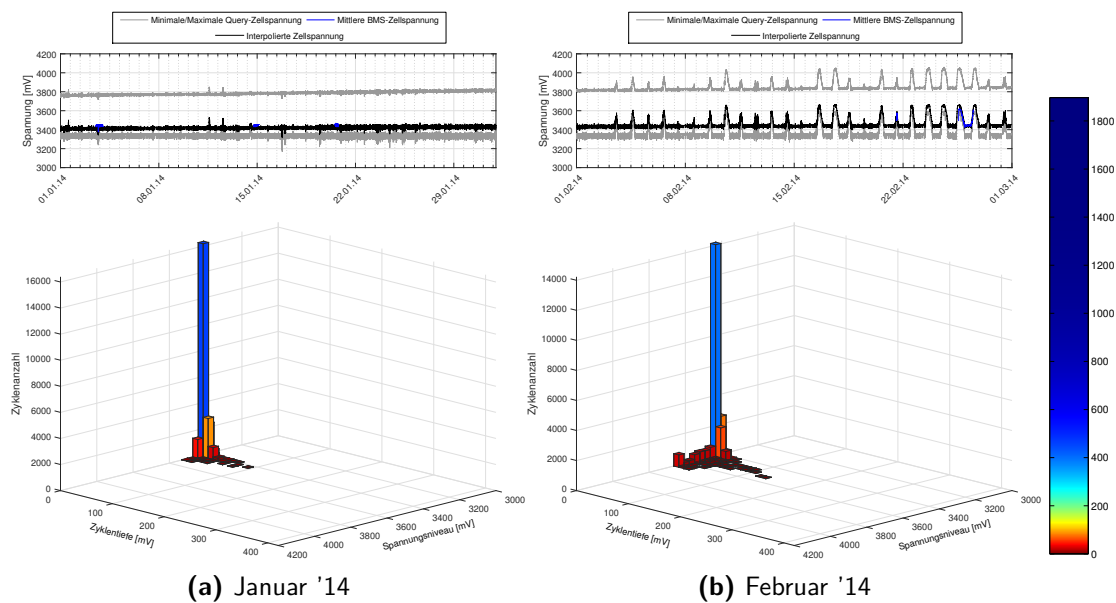
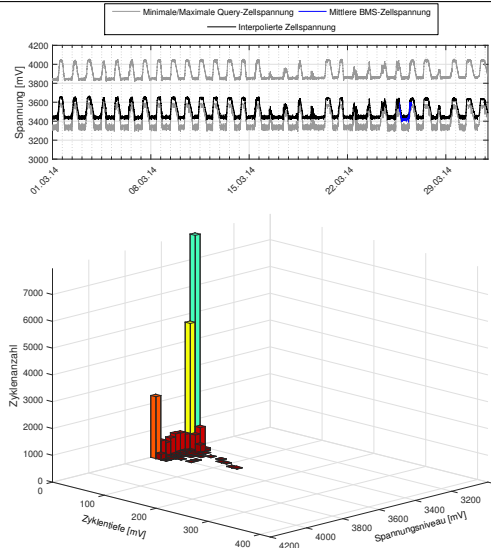
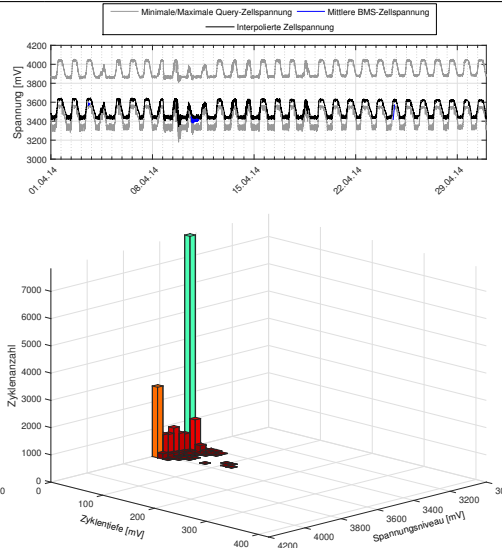


Abbildung A.2: Spannungsverlauf, Zyklusanzahl und Zyklentiefe pro Monat (2013)

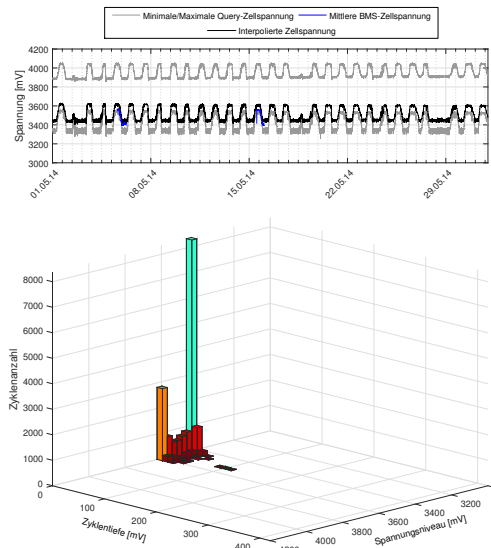




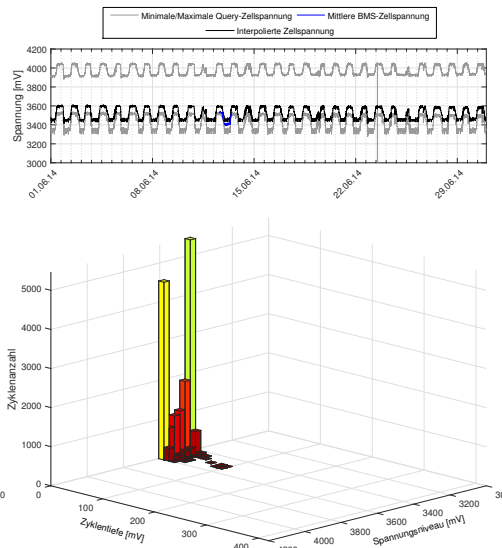
(c) März '14



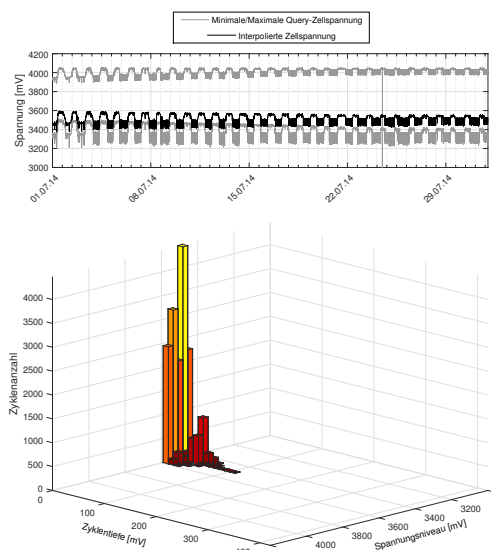
(d) April '14



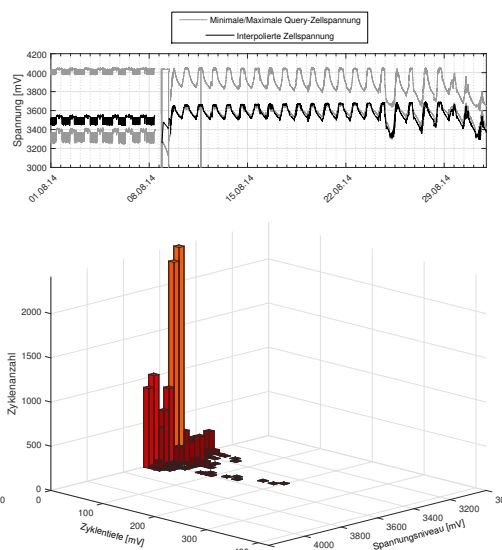
(e) Mai '14



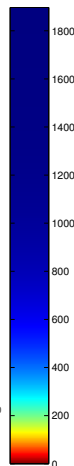
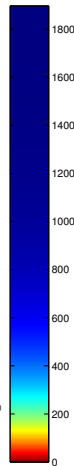
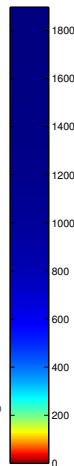
(f) Juni '14



(g) Juli '14



(h) August '14



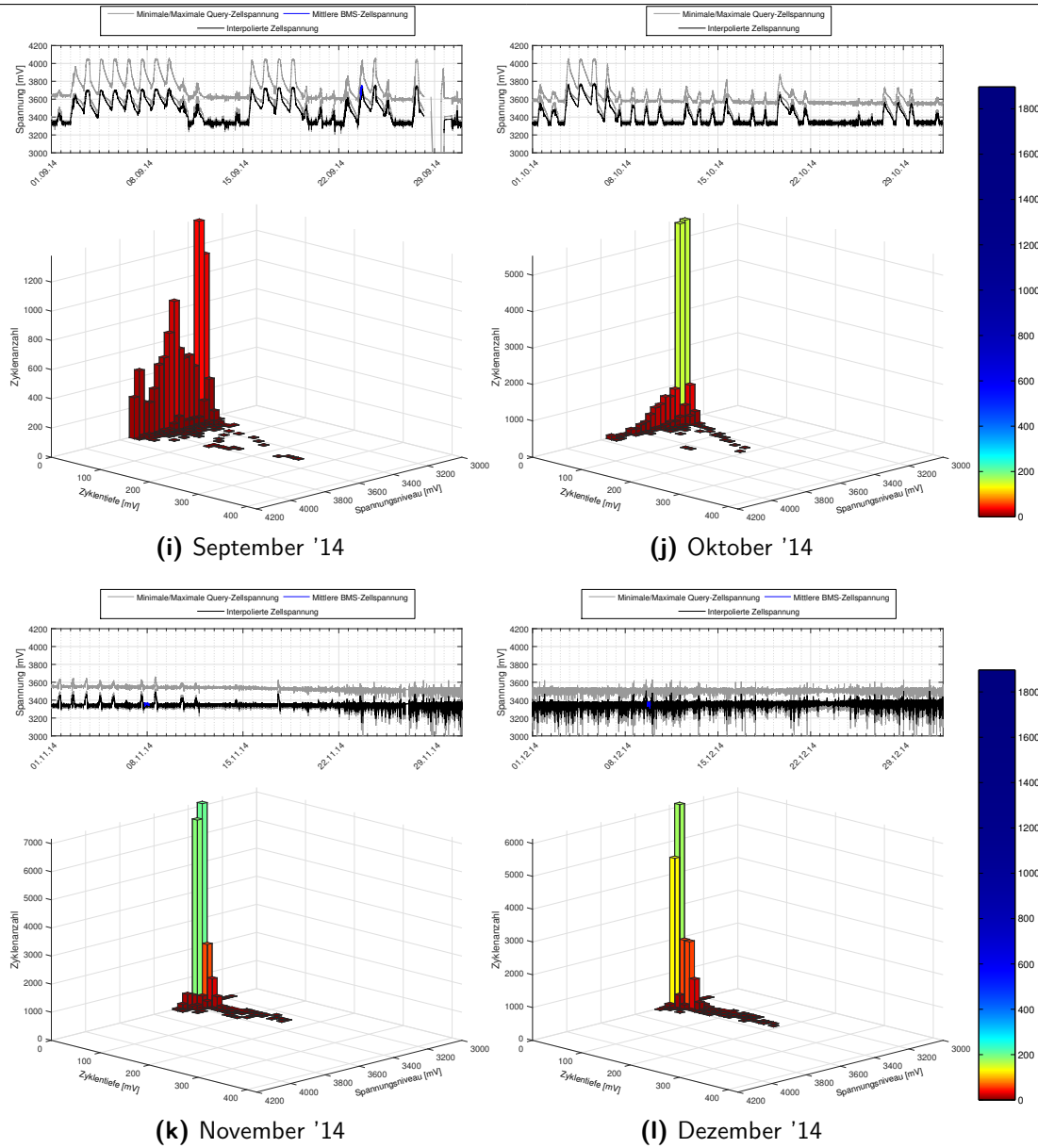
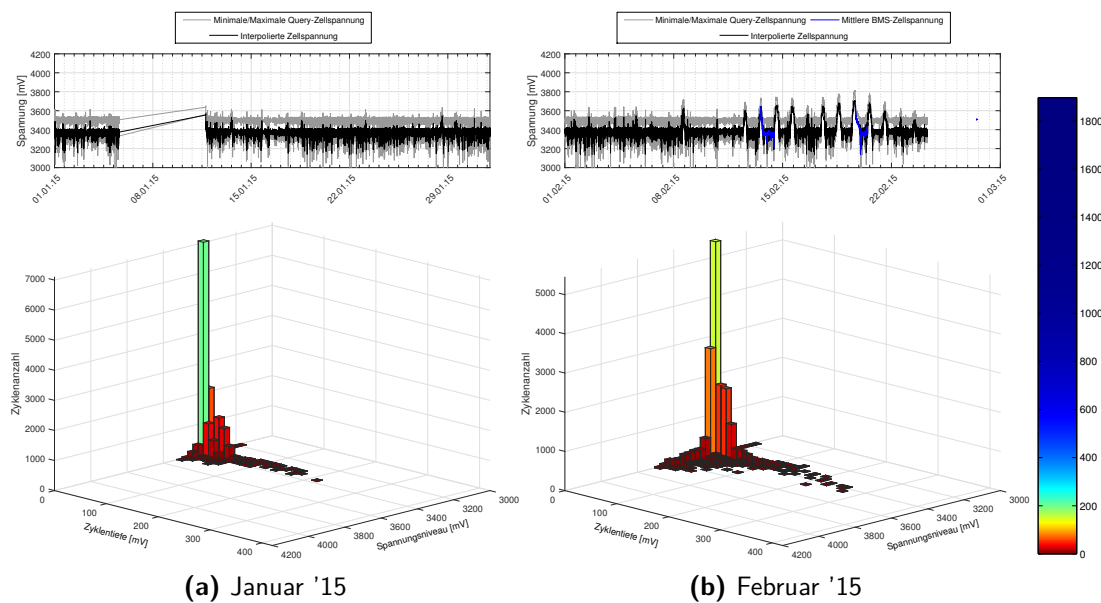


Abbildung A.3: Spannungsverlauf, Zyklusanzahl und Zyklientiefe pro Monat (2014)



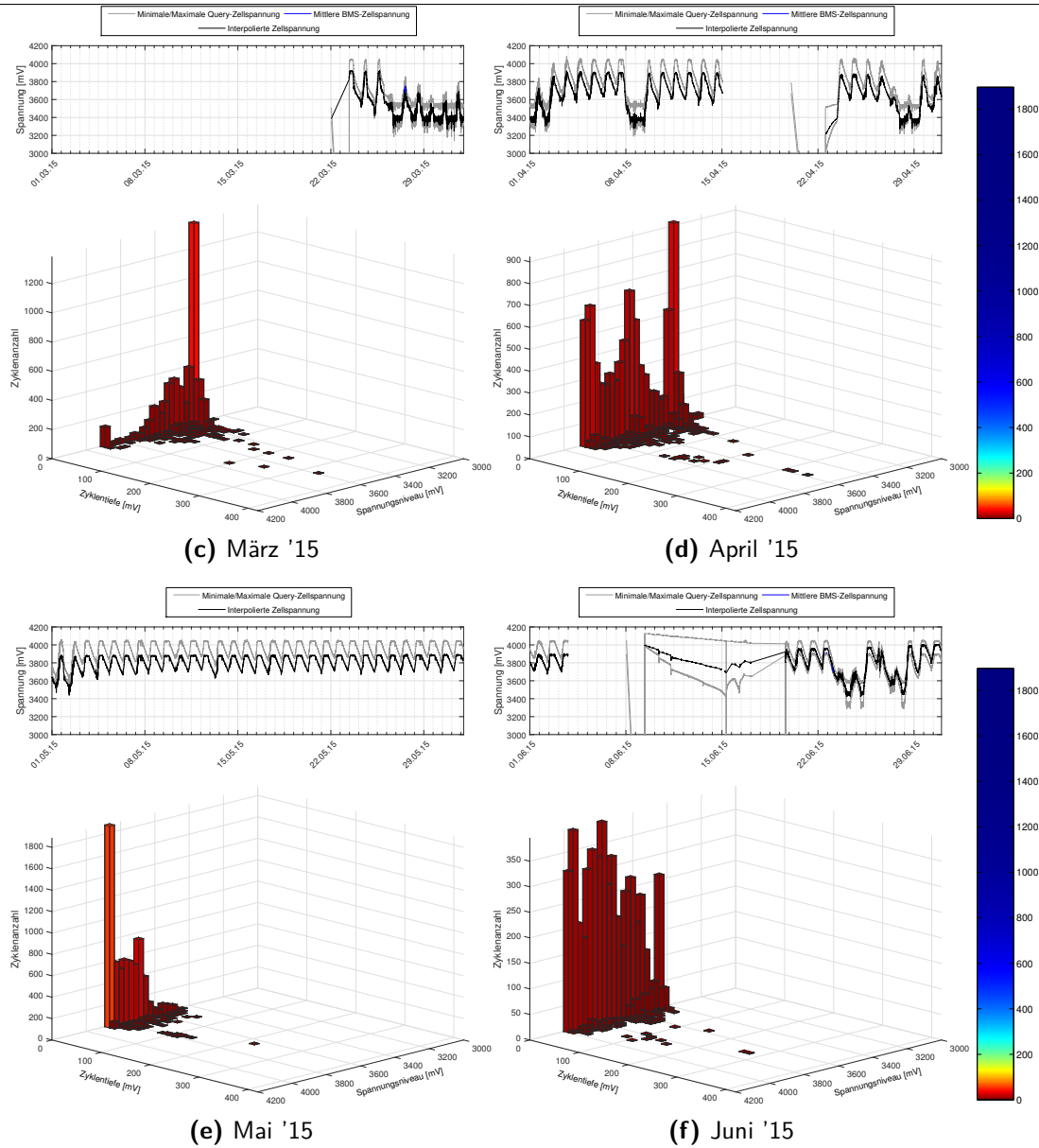


Abbildung A.4: Spannungsverlauf, Zyklanzahl und Zyklentiefe pro Monat (2015)

Tabellenverzeichnis

1.1	Technische Daten der Zelle (Eone MOLY IHR18650A)	4
1.2	Technische Daten - BMW Modul (MINI E)	4
1.3	Technische Daten des Batteriepacks	6
2.1	Elektrische Daten des Energiespeichers	19
2.2	Überblick aufgetretener Betriebsstörungen	41
4.1	Marktübersicht der verfügbaren stationären Speichersysteme	65
4.2	Fortsetzung von Tabelle 4.1	66
4.3	Fortsetzung von Tabelle 4.2	67
4.4	Fortsetzung von Tabelle 4.3	68
4.5	Fortsetzung von Tabelle 4.4	69
4.6	Fortsetzung von Tabelle 4.5	70

Abbildungsverzeichnis

1.1	Schema - Energieerzeugung	2
1.2	Eone MOLY IHR18650A	3
1.3	Schaltbild des Moduls (53p2s)	4
1.4	BMW Modul (MINI-E)	5
1.5	Schaltbild des Batteriepacks (10p7s)	6
1.6	a) Animierter Rittal CS TOPTEC Schaltschrank (70 BMW Module) b) Praktische Umsetzung des Batterieschranks	7
1.7	SMA Wechselrichter Sunny Island 5000 GS und Elektronik	8
1.8	Setting des Kühl- und Heizgerätes	10
1.9	Master Bord mit Klemmen-Platine und Gehäuse für Hutschienenmontage	11
1.10	Heistracher BMS Abmessungen	12
1.11	Schaltlogik des gesamten Systems	13
1.12	Verkabelung zwischen dem stationären Speicher und dem Plusenergiehaus	14
1.13	a) Stromschiene und b) Offener Wechselrichter mit Verkabelung	15
1.14	a) Zwei parallele Stränge mit Zellverbindern und Spannungs-/Temperatursensorik b) Rückseite	16
1.15	Messgrößen und Energieflüsse aus Sicht des Hauses als zentraler Verbraucher	17
1.16	Screenshot des Programms Query	18
2.1	Skalierungsfaktor - Angleichung der Query-Spannung an BMS-Spannung	20
2.2	Query- und BMS-Messwerte der Zellspannung und der daraus interpolierte Zellspannungsverlauf	21
2.3	Schematische Darstellung des Rainflow-Algorithmus	22
2.4	Spannungsverlauf und gewertete Rainflow-Zyklen	23
2.5	Spannungsverlauf, Zyklenzahl und Zyklentiefe von Mai '12 bis Juni '15	24
2.6	Kumulierte Energieverläufe und gebildete Energiedifferenz im Zeitraum Mai '12 bis Juni '15	26
2.7	Zyklentiefen und -anzahl aus der Analyse der Energiedifferenz mit vergrößertem Ausschnitt	27
2.8	Gesamtzyklenanalyse mittels gleitender Energiedifferenz	28
2.9	Gesamtzyklen im Vergleich zur PV-Leistung im Zeitraum Mai '12 bis Juni '15	29
2.10	Kumulierte Energie pro Monat	30
2.11	Vergleich des Temperaturverlaufs und der Klimatisierungsleistung im Sommer und Winter	31
2.12	Energiebilanz der Batterie inkl. Klimatisierung	32
2.13	Kumulierter Energieverbrauch und monatliche Energiebilanz	33
2.14	Gemessene Widerstände und Kapazitäten der gebrauchten MINI-E-Module (Nennkapazität 103,5 Ah, Nennwiderstände ca. 3,0 mΩ)	34
2.15	Kontaktierung der Einzelzellen mit 4-poligen Steckern	35

2.16 (a)Widerstands- und (b)Kapazitätsverläufe bezogen auf Anfangskapazität in Abhängigkeit der Lagerungstemperatur	36
2.17 (a)Widerstands- und (b)Kapazitätsverläufe bezogen auf Anfangskapazität in Abhängigkeit des Ladezustands	37
2.18 Kapazitäts- und Widerstandsverläufe bezogen auf Anfangskapazität in Abhängigkeit von der Strombelastung (Ladestrom/Entladestrom in C-Raten)	37
2.19 Kapazitätsabnahme bezogen auf Anfangskapazität in Abhängigkeit der gewählten Spannungsgrenzen	38
2.20 Temperaturverlauf des Speichers über Nutzungsdauer	38
2.21 Gemessene Stromstärken und deren Auftrittshäufigkeit (Positiver Strom in Entladerrichtung)	39
2.22 Testergebnisse von <i>UL</i> - Vergleich von neuen und gealterten Li-Ionen-Zellen(Typ:18650) im hot-box-Test ¹³	47
2.23 Untersuchungsergebnisse von <i>M.Fleischhammer</i> - Vergleich der Abnahme der Kapazität gealterten Li-Ionen-Zellen(Typ:18650) - niedrige Temperatur(blau) und hohe Lade-/Entladeströme(rot) ¹⁴	48
2.24 Untersuchungsergebnisse von <i>M.Fleischhammer</i> - Vergleich der Selbsterwärmungsrate von gealterten Li-Ionen-Zellen (Typ:18650) bei niedriger Temperatur und neuen Zellen ¹⁴	49
2.25 Vergleich von gealterten Li-Ionen-Zellen (Typ:18650) bei niedriger Temperatur (unten) und bei hohen Lade-/Entladeströmen (oben) nach thermischen Durchgehen ¹⁴	50
2.26 Deformation der gerollten Schichten einer Li-Ionen-Zelle (Typ:18650) bei hohen Lade-/Entladeströmen ¹⁸	51
2.27 Untersuchungsergebnisse von <i>M.Fleischhammer</i> - Vergleich der Selbsterwärmungsrate von gealterten Li-Ionen-Zellen (Typ:18650) bei hohen Lade-/Entladeströmen und neuen Zellen ¹⁴	51
3.1 Effizienzhaus Plus - M1 Massivhaus in Brieselang: a) Vorderansicht (Südseite) b) Rückansicht (Nordseite) ¹⁹	54
3.2 Schema - Energieerzeugung	55
4.1 Normen für Energiespeicher und Komponenten ²²	59
A.1 Spannungsverlauf, Zyklusanzahl und Zyklentiefe pro Monat (2012)	72
A.2 Spannungsverlauf, Zyklusanzahl und Zyklentiefe pro Monat (2013)	74
A.3 Spannungsverlauf, Zyklusanzahl und Zyklentiefe pro Monat (2014)	76
A.4 Spannungsverlauf, Zyklusanzahl und Zyklentiefe pro Monat (2015)	77

Literaturverzeichnis

- [1] o.V.: *Effizienzhaus Plus*. Zentrum für Energie, Bauen, Architektur und Umwelt GmbH.
- [2] H.D.HEGNER: *Effizienzhaus Plus mit Elektromobilität*. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.
- [3] BMW AG: *Klimaentlastung durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Zusammenwirken mit emissionsfreien Elektrofahrzeugen - MINI E 1.0*. Projektleitung: Dr. Michael Hajesch. Abschlussbericht (2011) 7 - 11.
- [4] BMW GROUP: *BMW Group und Vattenfall starten neues Forschungsprojekt zur Zweitverwendung von Hochvoltspeichern aus Elektrofahrzeugen*. Presse- und Öffentlichkeitsarbeit www.press.bmwgroup.com - Presseinformation (2013).
- [5] RITTAL GMBH & CO. KG: *Bedienungsanleitung für Rital-Schaltschrank-Klimatisierung*.
- [6] SMA SOLAR TECHNOLOGY AG: *Inselnetz-Wechselrichter SUNNY ISLAND 5000 GS*. Technische Beschreibung.
- [7] M. HORSCHKE: *Integration gebrauchter BEV-Batterien in ein Einfamilienhaus am Beispiel des Effizienzhaus Plus*. Technische Universität München. Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik von Prof. Dr.-Ing. A. Jossen. Betreuung: Dipl.-Ing. M.J. Brand. (2013).
- [8] M. J. BRAND, D. QUINGER, G. WALDER, A. JOSSEN und M. LIENKAMP: *Ageing inhomogeneity of long-term used BEV-batteries and their reusability for 2nd-life applications*. Electric Vehicle Symposium and Exhibition (2012).
- [9] M. J. BRAND, T. MAYER und A. JOSSEN: *Integration gebrauchter BEV-Batterien in ein Einfamilienhaus am Beispiel des Effizienzhaus Plus*. 20. Design & Elektronik – Entwicklerforum Batterien & Lade-konzepte (2013).
- [10] S. F. SCHUSTER, T. BACH, E. FLEDER, J. MÜLLER, M. BRAND, G. SEXTL und A. JOSSEN: *Nonlinear aging characteristics of lithium-ion cells under different operational conditions*. Journal of Energy Storage 1 (2015) 44-53.
- [11] S. KÄBITZ, J. B. GERSCHLER, M. ECKER, Y. YURDAGEL, B. EMMERMACHER, D. ANDRÉ, T. MITSCH und D. U. SAUER: *Cycle and calendar life study of a graphite/NMC-based Li-ion high energy system. Part A: Full cell characterization*. Journal of Power Sources 239 (2013) 572–583.
- [12] M. BRAND ET AL: *Electrical safety of commercial Li-ion cells based on NMC and NCA technology compared to LPF technology*. Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik (EES) - Technische Universität München. EVS27 in Barcelona (2013).
- [13] UL: *Lithium-Ion Batteries - New Science - Sustainable Energy Issue 2*.
- [14] M. FLEISCHHAMMER: *Ageing of Lithium Ion Batteries and its Influence on the Cell Safety*. 6. Internationales Symposium - Advanced Battery Power – Automotive and Energy Supply Solutions in Münster (2014).

- [15] J.-H. CHENG ET AL: *The Correlation of Aging Effect and Safety for Li-Ion-Batteries*. Department of Chemical Engineering, National Taiwan University of Science and Technology. 220th ECS Meeting (2011).
- [16] M. BALASUBRAMANIAN ET AL: *Formation of Solid Electrolyte Interface on Cycled Lithium-Ion Battery Cathodes*. Materials Science Department, Brookhaven National Laboratory.
- [17] A.H.ZIMMERMANN und M.V.QUINZIO: *Lithium Plating in Lithium-Ion Cells*. The Aerospace Corporation. Presentation - NASA Battery Workshop (2010).
- [18] S.GORSE: *A comparative study on aging behaviour of LMO/NMC-blend and pure LMO and NMC cathodes*. Institute of material science of Aalen University.
- [19] A.BERGMANN, H.ERHORN, M.GEIGER und I.HAUG: *Effizienzhaus Plus - M1 Massivhaus Brieselang*. Fraunhofer-Institut für Bauphysik. Projektleitung: H.D. Hegner - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- [20] DIN - DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V.: *Normen-Weltweit*. homepage:www.din.de.
- [21] O. BENDER: *Energiespeicher - Stand der Normung*. DIN e.V. ESPEN, Präsentation in Aachen (2014).
- [22] TÜV SÜD: *Verlässliche Aussagen über stationäre Speichersysteme*. TÜV SÜD Battery Testing GmbH. homepage:www.tuev-sued.de.
- [23] BEUTH VERLAG GMBH: *Kurzbeschreibungen von Normen*. Beuth Verlag GmbH, Am DIN-Platz Burggrafenstraße 6, 10787 Berlin. homepage:www.beuth.de.
- [24] VDE - VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: *Neue VDE-Anwendungsregel für stationäre elektrische Energiespeichersysteme am Niederspannungsnetz*. homepage:www.vde.com.
- [25] BSW, BVES, DGS, STOREGIO und ZVEH: *Sicherheitsleitfaden Li-Ionen-Hausspeicher*, Version 1.0 Auflage. (2014).
- [26] T.MAYER und B.SANDURKOV: *Marktübersicht Hausbatterien*. LION Smart GmbH. (2013).
- [27] C.A.R.M.E.N: *Marktübersicht für Batteriespeichersysteme*. Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (2015).
- [28] PV MAGAZINE DEUTSCHLAND: *Produktdatenbank Batteriespeichersysteme für Photovoltaikanlagen*. www.pv-magazine.de, (Aufruf März 2015).