

Lebensdaueruntersuchung von Lithium-Ionen-Zellen

**Evaluation eines neuartigen Alterungskonzepts unter
Verwendung nichtinvasiver Verfahren der Batterieanalytik**

Autoren: Bernhard Vietz, David Frey

Inhaltsübersicht

1. Einleitung

2. Lithium-Ionen-Zellen

2.1 Elektrochemischer Aufbau	3
2.2 Alterung von Lithium-Ionen-Zellen	3 – 4

3. Neuartiges Testkonzept

3.1 Parameterzyklisierung	4
3.2 Versuchsaufbau und Testfälle	5 – 6

4. Messdatenanalyse

4.1 Data Science	6 – 7
4.2 Nichtinvasive Test- und Analyseverfahren	7 – 8

5. Ergebnisse und Interpretation

5.1 Zellparameter	9
5.2 Alterungsmechanismen	9

6. Zusammenfassung

7. Literaturverzeichnis

Hinweis zur Textgrundlage:

Dieses Whitepaper enthält wortwörtliche Passagen aus der Bachelorarbeit eines der Autoren, die im Rahmen dieser Untersuchungen entstanden ist:

Frey, D. (2025): Lebensdaueruntersuchung von Lithium-Ionen-Zellen – Evaluation eines neuartigen Alterungskonzepts unter Verwendung nichtinvasiver Verfahren der Batterieanalytik, Bachelorarbeit, Technische Hochschule Ingolstadt.

Die Übernahme erfolgt mit Zustimmung des Autors.

1. Einleitung

Lithium-Ionen-Zellen bilden das Rückgrat der Energiespeicherung in der Elektromobilität und sind ein zentraler Bestandteil gegenwärtiger Elektrofahrzeuge. Ihre hohe Energie- und Leistungsdichte, sowie der hohe Entwicklungsstand machen sie zur bevorzugten Technologie sowohl im Consumer- als auch Automobilsektor. Wichtige Faktoren sind in diesem Zusammenhang die Lebensdauer und Zuverlässigkeit von Fahrzeugbatterien, welche eine entscheidende Rolle in der Wirtschaftlichkeit und Alltagstauglichkeit von zukünftigen Mobilitätslösungen spielen werden. Um das Alterungsverhalten dieser Energiespeicher unter realitätsnahen Einsatzbedingungen besser verstehen und vorhersagen zu können, sind fundierte Testverfahren und umfassende Analysekonzepte von zentraler Bedeutung.

2. Lithium-Ionen-Zellen

2.1 Elektrochemischer Aufbau

Eine Lithium-Ionen-Zelle besteht aus einer negativen und einer positiven Elektrode, welche sich, getrennt von einem Separator, in einem Elektrolyten befinden. Die beiden Elektroden enthalten das Aktivmaterial der Zelle, wobei hierbei in der Praxis verschiedene Materialpaarungen zum Einsatz kommen. So besteht die positive Elektrode häufig aus Metalloxiden wie beispielsweise Mangan (Mn), Kobalt (Co) und Nickel (Ni) in Verbindung mit Sauerstoff oder einer Kombination dieser. Weitere gängige Materialklassen sind darüber hinaus Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminiumoxid (NCA) und Lithium-Eisenphosphat (LFP). Für das Material der Anode kommen derzeit überwiegend Kohlenstoffverbindungen in Form von parallel ver-

laufenden Graphenschichten mit hexagonaler Struktur, auch Graphit genannt, zum Einsatz.

Beim Betrieb der Zelle können Lithium-Ionen den Separator passieren und zwischen den Elektroden hin- und herwandern, wobei in diesem Zusammenhang Einlagerungsprozesse (Interkalation und Deinterkalation) von Li^+ innerhalb der Wirtsgitter der Aktivmaterialien stattfinden. Von den Lithium-Ionen werden dabei Elektronen abgegeben, welche anschließend über die beiden Stromableiter der Zelle über einen extern geschlossenen Stromkreis fließen können (Abb. 1).

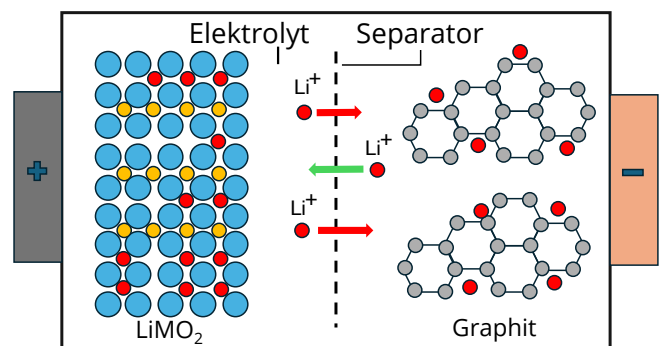


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Funktionsweise einer Lithium Ionen Zelle

2.2 Alterung von Lithium-Ionen-Zellen

Ebenso wie andere elektrochemische Speichersysteme unterliegen auch Lithium-Ionen-Batterien verschiedenen Alterungsprozessen, welche ihre Lebensdauer limitieren. Der Begriff der Alterung beschreibt in diesem Kontext die Gesamtheit der elektrochemischen, mechanischen und chemischen Prozesse innerhalb der Zelle, welche in Relation zu zeitlichem Verlauf und steigenden Zyklenzahlen zu einer Verschlechterung der Batterieparameter der Zelle führen. Verschiedene Stressfaktoren können auf die Systemgrenze einer Zelle einwirken. Sie können eine Vielzahl an

Alterungsmechanismen in der Zelle hervorrufen, welche in die Alterungsmoden **Verlust von Aktivmaterial (LAM)** und **Verlust von zyklisierbaren Lithium-Ionen (LLI)** eingeordnet werden können (Abb. 2).

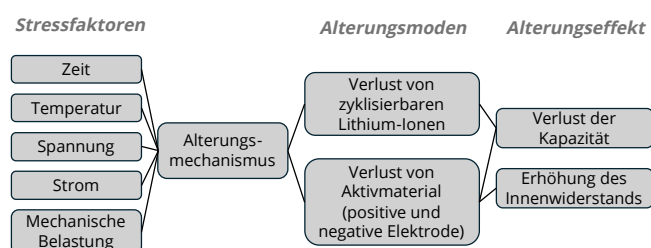


Abbildung 2: Wirkungskette verschiedener Stressfaktoren und Alterungsmechanismen

Alle denkbaren Alterungsmechanismen führen letztendlich zu zwei möglichen Alterungseffekten, dem Verlust der Zellkapazität und der Erhöhung des Innenwiderstands. Grundsätzlich wird die Alterung einer Lithium-Ionen-Zelle zwischenzyklischer Alterung und kalendarischer Alterung unterschieden.



Kalendarische Alterung

Zeitabhängige Alterung der Lithium-Ionen-Zelle im unbelasteten Zustand. Sie spielt vor allem beim Lagern von Batteriezellen eine Rolle. Auch hier finden chemische Prozesse, beispielsweise im Rahmen von Selbstentladung, statt.

Zyklische Alterung

Umfasst alle Alterungsvorgänge, die durch die dynamische Belastung beim Betrieb der Zelle entstehen können. Sie ist unter anderem abhängig von der Zyklenzahl, den Stromraten bei Lade- und Entladevorgängen und der Temperatur.

3. Neuartiges Testkonzept

3.1 Parameterzyklisierung

Im Rahmen der Untersuchungen des Mobility-Technology-Centers (MTC) wurden bei der in-tech GmbH Langzeittests an Lithium-Ionen-Zellen über einen Zeitraum von mehreren Monaten durchgeführt. Für die Gestaltung der Testfälle und Testarchitektur wurde hierbei ein neuartiger Ansatz, die sogenannte Parameterzyklisierung, für die Durchführung von Alterungstests etabliert, um möglichst gute Messpunkte im Parameterraum zu erhalten. Anstatt mit einer Mischzyklisierung viele relevante Stressfaktoren und Alterungsmechanismen einer Zelle über ein Testszenario abzudecken, sollen hier durch die Gestaltung mehrerer individueller Testfälle gezielt möglichst einzelne Einflussfaktoren und deren Wirkung auf die Intensität und Geschwindigkeit der Zellalterung angesprochen werden. Dieser Ansatz der Parameterzyklisierung verfolgt somit das Ziel, das Alterungsverhalten von Lithium-Ionen-Zellen nicht über einen einzelnen Betriebspunkt hinweg, sondern bestmöglich nach den einzelnen Alterungsmechanismen aufzuschlüsseln (Abb. 3).

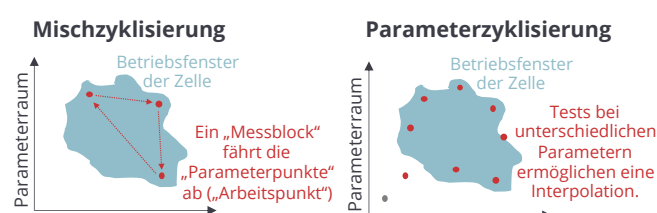


Abbildung 3: Vergleich der Teststrategien von Mischzyklisierung (links) & Parameterzyklisierung (rechts), vereinfachte Darstellung

Die Parameterzyklisierung soll damit umfangreichere Prognosen durch die Interpolation der einzelnen Testparameter ermöglichen. Je nach Anzahl „n“ an zuvor bestimmten Testparametern, steht dabei ein n-dimensionaler

Parameterraum für die Vernetzung einzelner Stressfaktoren zur Verfügung. Unter Verwendung verschiedener mathematischer und physikalischer Modellierungsansätze können daraus die realen Wirkungspfade der Stressfaktoren approximiert werden (Abb. 4a und b).

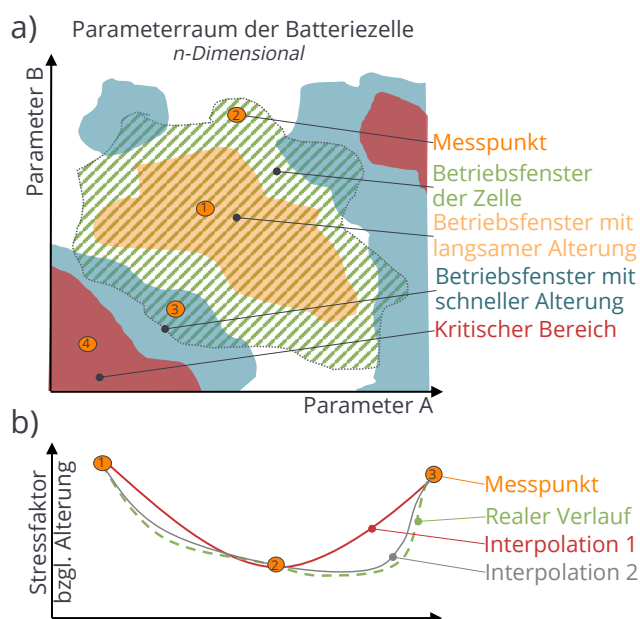


Abbildung 4: (a) Schematische Darstellung des Parameterraums mit den Eingangsparametern A und B. (b) Exemplarische Beschreibung möglicher Modellierungsansätze

3.2 Versuchsaufbau und Testfälle

Untersucht wurden zwei Typen von Lithium-Ionen-Zellen in Pouch-Ausführung der Hersteller LG Chem (Nennkapazität 78 Ah) und SK Innovation (Nennkapazität 55,6 Ah) mit der Elektrodenzusammensetzung NMC/Graphit. In Summe wurden 40 Zellen auf drei verschiedenen Temperaturstufen, Raumtemperatur (RT = 25 °C), Niedertemperatur (LT = 15 °C) und Hochtemperatur (HT = 35 °C), getestet. Berücksichtigt wurde dabei sowohl zyklische als auch kalendarische Alterung. Jeder Testfall wurde individuell entwickelt, um einen spezifischen Arbeitspunkt im

Parameterraum abzubilden. Ziel war es, alle betriebsrelevanten Alterungsmechanismen sowie nutzerorientierte Belastungsfälle im Kontext der Elektromobilität ausreichend abzutesten.

Die Umsetzung der Langzeittests erfolgte an drei baugleichen Prüfständen, bestehend aus Zelltester, Klimakammer und Durchlaufkühler. Verwendet wurden Zelltester der Produktserie LBT21 vom Hersteller Arbin Instruments mit einem nutzbaren Spannungsbereich von 0 bis 5 V und einer maximalen Stromstärke von 300 A. Die Klimakammern (ACS DM1200) mit einem Volumen von etwa 1 m³ ermöglichten stabile thermische Testbedingungen auf unterschiedlichen Temperaturstufen. Eine aktive Kühlung der Zellen wurde durch Flüssigkeitskühlung unter Verwendung von Umlaufkühlern (Julabo FL) mit einem Volumenstrom von 4 bis 6 l/min realisiert (Abb. 5).

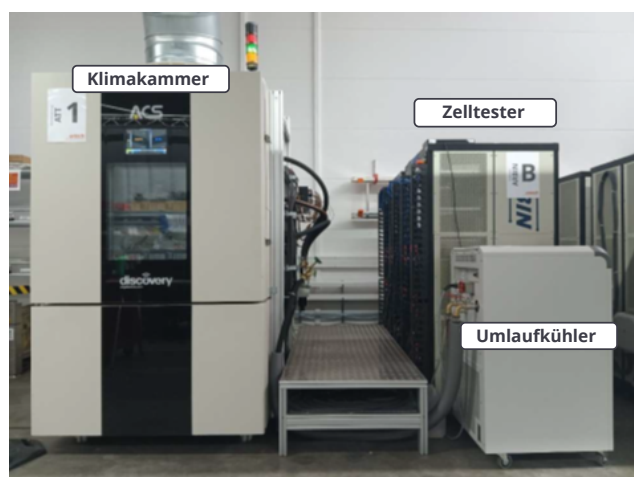


Abbildung 5: Aufbau der Prüfstände

Die elektrische Kontaktierung und mechanische Verspannung der getesteten Zellen wurde über eine Eigenkonstruktion der in-tech GmbH umgesetzt. Über eine modulare Zellverspannung werden die beiden Stromableiter der Testzellen über Stromschienen aus Kupfer kontaktiert und

über außenliegende Verschraubungspunkte mit den Leistungsanschlüssen der Zelltester verbunden. Für eine entsprechende Messgenauigkeit nach Norm sind Kontaktpunkte für die Vierleiter-Spannungsmessung vorgesehen. Die Zelle wird anschließend zwischen zwei Laminatplatten verspannt, um übermäßige Volumenänderungen der Zellen während der Tests zu unterbinden. Über innenliegende integrierte Kühlmittleitungen und Anlageflächen aus Kupfer und Aluminium kann zusätzlich zur

4. Messdatenanalyse

4.1 Data Science

Für die Auswertung der Messdaten aus den MTC-Langzeittests an Lithium-Ionen-Zellen wurde Python eingesetzt. Die Kombination aus NumPy, pandas, SciPy und matplotlib ermöglichte eine effiziente Datenaufbereitung, -analyse und Visualisierung großer Messdatensätze. Durch den Einsatz von Jupyter-Notebooks konnte der

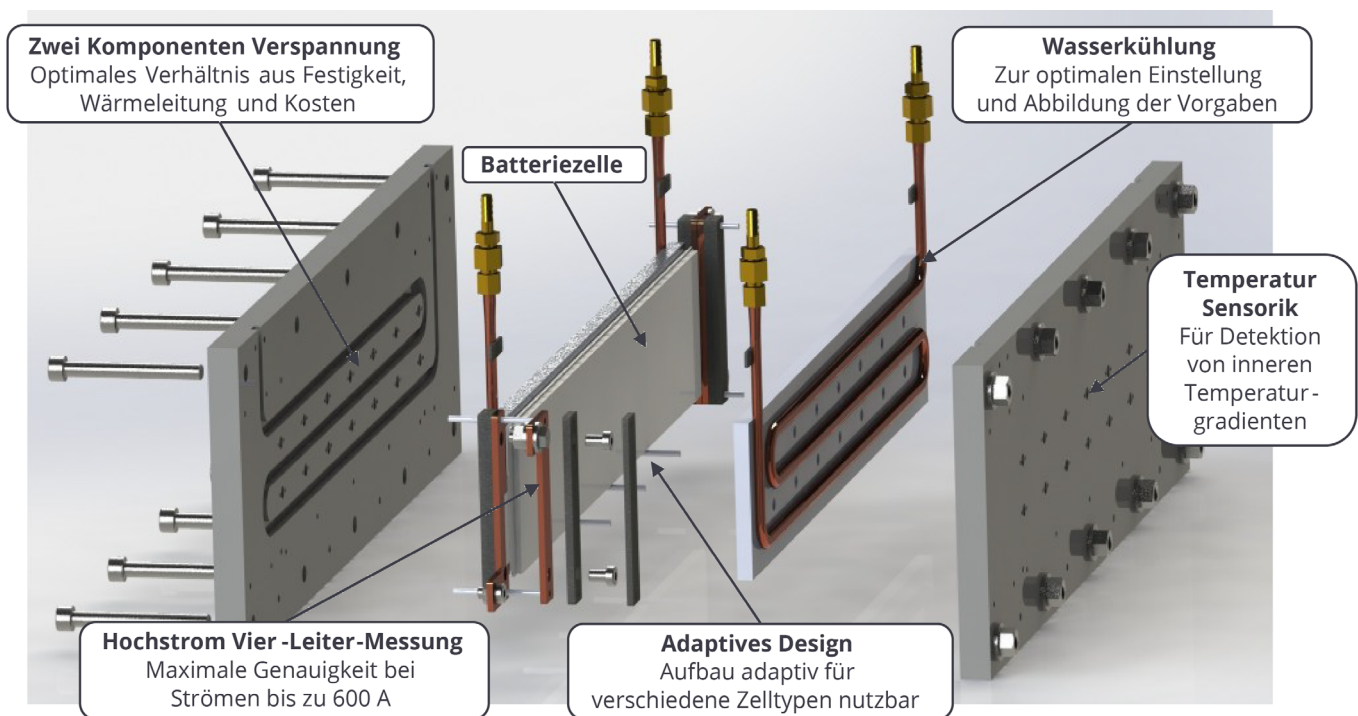


Abbildung 6: Aufbau der Zellverspannungen mit Kontaktierung und Flüssigkeitskühlung

passiven Kühlung der Klimakammer eine aktive Kühlung und damit gezielte Wärmeströme ermöglicht werden. Ziel der aktiven Flüssigkeitskühlung war es, die Realsysteme und Umgebungsbedingungen für Batteriemodule im Hinblick des Thermomanagements für Anwendungen der Elektromobilität möglichst genau nachzubilden (Abb. 6).

Analyseprozess iterativ und nachvollziehbar gestaltet werden, was insbesondere bei der Validierung von Zwischenergebnissen und der Entwicklung neuer Auswertungsroutinen von Vorteil war. Diese Arbeitsweise beschleunigte die Entwicklung und erleichterte die Dokumentation der Analyseprozesse. So sind Erweiterungen in den Auswerteroutinen wie beispielsweise ein Monitoring der Coulombschen Effizienz über die Zyklen oder weitere Dinge einfach integrierbar.

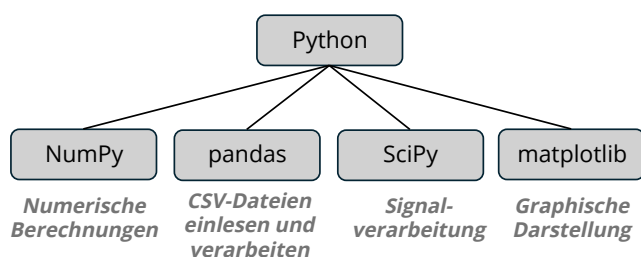


Abbildung 7: Darstellung der verwendeten Python-Bibliotheken im Rahmen der Datenverarbeitung

Ebenso kann durch automatisierte Datenanalysen während der Laufzeit eine schnelle Zustandsbestimmung zur Überwachung des Ist-Zustandes erfolgen.

4.2 Nichtinvasive Test- und Analyseverfahren

Die Auswertung der MTC-Langzeitmessungen erfolgte ausschließlich unter der Verwendung nichtinvasiver Verfahren der Batterieanalytik. Im Gegensatz zu invasiven Verfahren, welche eine Batteriezelle für die weitere Nutzung unbrauchbar machen, erlauben diese Analysemethoden eine zerstörungsfreie, kostengünstige und verlässliche Bewertung der Zellalterung über die gesamte Lebensdauer.

Parametertest

Über die Durchführung des sogenannten **Reference Parameter Test (RPT)** können die Batterieparameter zum Testzeitpunkt experimentell ermittelt werden. Der RPT stellt dabei ein standardisiertes Testverfahren dar. Er besteht aus einer Abfolge von vollständigen Lade- und Entladephasen, gefolgt von kurzen Strompulsen. Aus den Ergebnissen lassen sich aus dem Zellverhalten wichtige Größen wie Istkapazität und Innenwiderstand ableiten, welche zur anschließenden Bestimmung des Gesundheitszustands (SoH) einer Batteriezelle benötigt werden (Abb. 8).

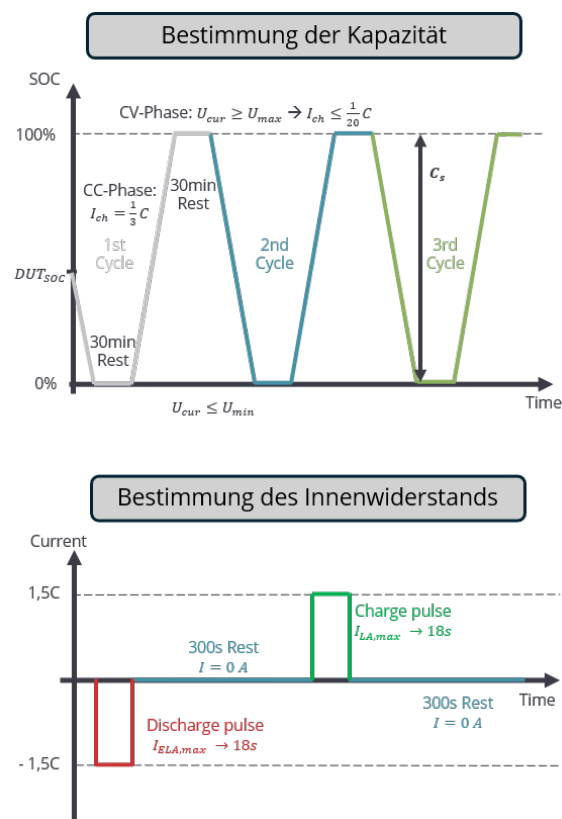


Abbildung 8: Ablauf des Parametertests (RPT)

Differentielle Spannungsanalyse (DVA) und inkrementelle Kapazitätsanalyse (ICA)

Die Verfahren der DVA und ICA basieren auf der differentiellen Betrachtung von Spannungsverläufen aus Lade- und Entladevorgängen von Lithium-Ionen-Zellen mit konstanter Stromstärke. Je nach chemischer Zusammensetzung (z. B. LiFePO4 oder LiNiMnCo) und proportionaler Verteilung (z.B. NMC333 oder NMC622) der Elektrodenmaterialien, weisen diese eine für den Zelltyp charakteristische Spannungssignatur auf. Über die sogenannte OCV- bzw. pOCV-Messung kann die Spannungscharakteristik einer Lithium-Ionen-Zelle besonders gut dargestellt werden.



OCV (Open-Circuit-Voltage)

Die Ruhespannung einer Batterie wird mit dem Begriff Open Circuit-Voltage (OCV) beschrieben. Sie bezeichnet den Gleichgewichtszustand der Zellspannung im stromlosen Zustand. Eine Näherung (pOCV) kann durch Laden/Entladen mit sehr geringen Stromraten erreicht werden.

Die Alterung einer Lithium-Ionen-Zelle führt zu einer nachhaltigen und fortschreitenden Veränderung der OCV-Kurve. Diese Veränderungen sind jedoch oftmals mit bloßem Auge nur schwer erkennbar. Über numerische Differentiation der Spannungsverläufe können diese geringfügigen Änderungen in verstärkter Weise visualisiert und analysiert werden.

Die **differentielle Spannungsanalyse** beschreibt die Ableitung der Spannung U nach der Ladung Q . Die **inkrementelle Kapazitätsanalyse** stellt mit der Ableitung der Ladung Q nach der Spannung U den reziproken Wert zur DVA dar. Damit liefern beide Berechnungsmethoden unterschiedliche Ansätze zur Darstellung der vorliegenden Spannungssignatur einer Lithium-Ionen-Zelle. Dies ermöglicht eine bestmögliche Zustandsbewertung der Zelle durch komplementäre Nutzung beider Analyseansätze (Abb. 9).

Die Extremwerte der DVA und ICA repräsentieren thermodynamische Zustände innerhalb der Lithium Ionen-Zelle, welche aufgrund von Phasenübergängen innerhalb der Aktivmaterialien der positiven und negativen Elektrode zugeordnet werden können. Eine Veränderung der Extremwerte ermöglicht eine verlässliche Analyse der Alterungscharakteristik.

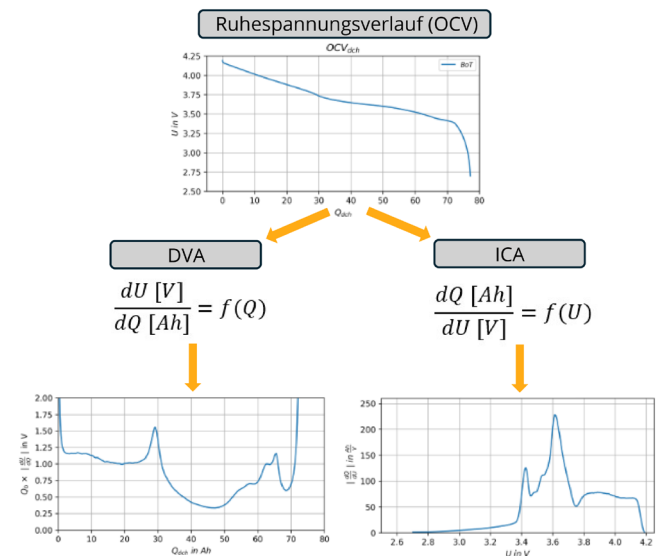


Abbildung 9: Berechnung von differentieller Spannungsanalyse und inkrementeller Kapazitätsanalyse aus dem Ruhespannungsverlauf (OCV) einer Lithium-Ionen-Zelle

Durch Zwischenmessungen können auf diese Weise auch die Veränderungen innerhalb der Zelle über Zeit und/oder Zyklen sichtbar gemacht werden.

5. Ergebnisse und Interpretation

Eine umfangreiche Evaluation aller Testfälle erfolgte anhand der beschriebenen nichtinvasiven Test- und Analyseverfahren. Mit der wiederholten Durchführung von Parametertests (RPT) über den gesamten Testverlauf konnte eine aussagekräftige Darstellung von Alterungsverläufen erreicht werden. Für eine bessere Vergleichbarkeit wurden hier gesamten Ladungsdurchsätze der beiden getesteten Zelltypen in äquivalente Vollzyklen umgerechnet.

Bei der Analyse der Alterungsmoden und Alterungsmechanismen mittels DVA und ICA wurden in der Auswertung die beiden Zellzustände vor Beginn und nach Beendigung der Langzeittests berücksichtigt.

5.1 Zellparameter

Die Testzellen bei Hochtemperatur wurden über einen Testzeitraum von 107 Tagen zyklisiert. Das Alterungsverhalten zeigt dabei die erwarteten Abweichungen im Kapazitätsverhalten der Zellen, aufgrund der individuellen Gestaltung der Testfälle. Dies deutet auf eine gute Abdeckung des Parameterraums im Rahmen der Parameterzyklisierung hin (Abb. 10).

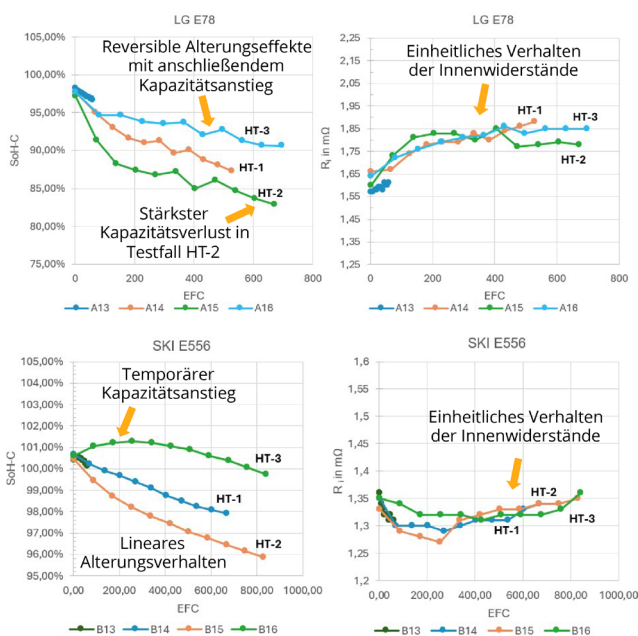


Abbildung 10: Darstellung der Zellparameter Kapazität (links) und Innenwiderstand (rechts) für die zyklische Alterung der LG-Zellen (oben) und SKI-Zellen (unten).

5.2 Alterungsmechanismen

Anhand der Zustände der Lithium-Ionen-Zellen vor und nach Test können über die Veränderung der charakteristischen Merkmale in der differentiellen Spannungsanalyse und inkrementellen Kapazitätsanalyse weitreichendere Aussagen über die vorliegenden Alterungsmechanismen getroffen werden. Unter Berücksichtigung wissen-

schaftlicher Bewertungsansätze können die vorliegenden Veränderungen auf den Verlust von Aktivmaterial (LAM) an der negativen Elektrode (NE) und positiven Elektrode (PE) sowie den Verlust von zyklisierbaren Lithium-Ionen (LLI) hinweisen. Deutlich erkennbar ist zudem der unterschiedliche Signalverlauf der Zelltypen LG und SKI, sowohl in der DVA als auch der ICA, welcher sich durch die unterschiedlich hohen Nickelanteile in der positiven Elektrode beider Zellen erklären lässt (Abb. 11).

6. Zusammenfassung

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass die gezielte Zyklisierung zum Ansprechen einzelner Parameter in Verbindung mit nichtinvasiven Analyseverfahren eine differenzierte Bewertung der Alterungsmechanismen von Lithium-Ionen-Zellen ermöglicht. Durch die gezielte Variation einzelner Stressfaktoren konnten spezifische Einflüsse auf die Zellalterung identifiziert und quantifiziert werden. Die eingesetzten Methoden, insbesondere die differentielle Spannungsanalyse und inkrementelle Kapazitätsanalyse, erlauben eine zerstörungsfreie und kontinuierliche Überwachung des Zellzustands über den gesamten Lebenszyklus. Die gewonnenen Erkenntnisse leisten einen wichtigen Beitrag zur Optimierung von Teststrategien und zur Entwicklung langlebigerer Batteriesysteme für die Elektromobilität.

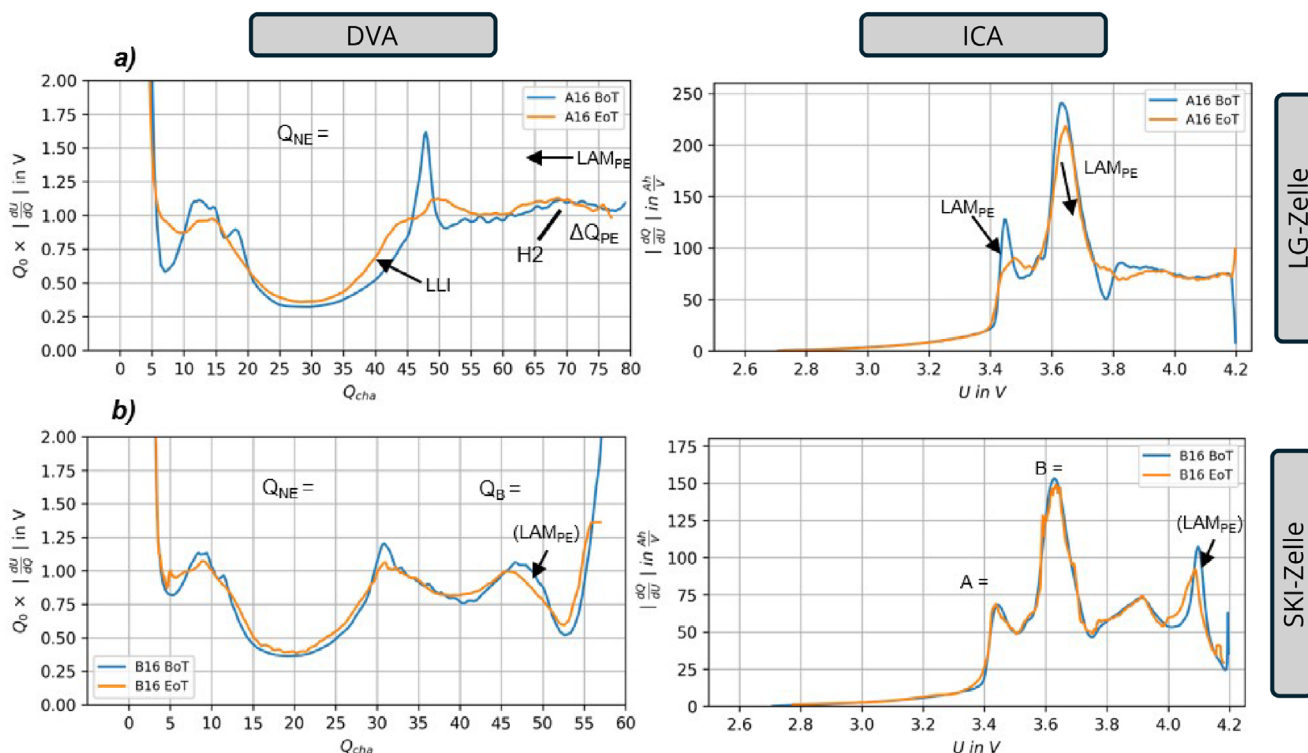


Abbildung 11: Graphische Darstellung der DVA und ICA mit den festgestellten Alterungsmerkmalen eines Testfalls der Parameterzyklisierung bei Hochtemperatur (35 °C)

7. Literaturverzeichnis

- Barai, A. et al. (2019) „A comparison of methodologies for the non-invasive characterisation of commercial Li-Ion cells“, Progress in Energy and Combustion Science, no. 72, S. 1 – 31 [Online]. Verfügbar unter <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2019.01.001>
- Bilfinger, P. et al. (2024) „Battery pack diagnostics for electric vehicles: Transfer of differential voltage and incremental capacity analysis from cell to vehicle level“, eTransportation, no. 22, S. 1 – 14 [Online]. Verfügbar unter <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2024.-100356>
- Birkel, C. et al. (2017) „Degradation diagnostics for lithium ion cells“, Journal of Power Sources, no 341, S. 373 – 386 [Online]. Verfügbar unter <https://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.12.011>
- Börger, A. und Wenzel, H. (2023) Batterien: Grundlagen, Systeme, Anwendungen, Weinheim, WILEY-VCH
- Dubarry, M. und Anseán, D. (2022) „Best practices for incremental capacity analysis“, Frontiers in Energy Research, vol. 10, S. 1 – 18 [Online]. Verfügbar unter <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.1023555>
- Ehsan, R., Kerstin, S. und Moritz, V. (2015) Kompendium: Li-Ionen-Batterien: Grundlagen, Merkmale, Gesetze und Normen [Online], Frankfurt am Main, VDE Verband

- der Elektrotechnik Elektronik e. V. Verfügbar unter: https://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Publikation/IKT-EM/ikt2-komp-lithium-ionen.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Abgerufen am 13.06.2025)
7. Fath, J. (2021) Modellierung von Lithium-Ionen-Batterien zur Lebensdauerprädiktion unter besonderer Berücksichtigung des Anodenüberhangeffekts, Dissertation, Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie [Online]. Verfügbar unter <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000139455> (Abgerufen am 26.06.2025).
 8. Frey, D. (2025) Lebensdaueruntersuchung von Lithium-Ionen-Zellen – Evaluation eines neuartigen Alterungskonzepts unter Verwendung nichtinvasiver Verfahren der Batterieanalytik, Bachelorarbeit, Ingolstadt, Technische Hochschule Ingolstadt¹
 9. Gewalt, T. (2021) Beschleunigte Alterungscharakterisierung von Lithium-Ionen-Zellen in der Fahrzeuganwendung, Dissertation, München, Technische Universität München [Online]. Verfügbar unter <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bvb:91-diss-20211221-1600181-1-5> (Abgerufen am 23.06.2025).
 10. Holze, R. und Wu, Y. (2020) „Warum altern Lithium-Ionen-Batterien?“ DOI: 10.1002/ciuz.201900044
 11. ISO (2018) ISO 12405-4:2018-07: Electrically propelled road vehicles: Test specification for lithium-ion traction battery packs and systems, Berlin, DIN Media.
 12. Kohs, A. (2022) Batteriemodell zur Prädiktion des Gesundheitszustands von Lithium-Ionen-Batterien, Wiesbaden, Springer
 13. Korthauer, R. (Hg.) (2013) Handbuch Lithium-Ionen-Batterien, Berlin, Springer
 14. Schreiber, M. et al. (2025) „Understanding lithium-ion battery degradation in vehicle applications: Insights from realistic and accelerated aging tests using Volkswagen ID.3 pouch cells“, Journal of Energy Storage, no 112, S. 1 – 16 [Online]. Verfügbar unter <https://doi.org/10.14459/2024mp1748915>

¹Einige Textpassagen wurden dieser Arbeit entnommen, die im Rahmen dieser Untersuchungen geschrieben wurde

Kontakt

Sollten Sie Fragen haben, zögern Sie bitte nicht, uns unter **sales@in-tech.com** zu kontaktieren.

Ansprechpartner:

Thomas Utzinger

Technical Director

E-Mail: thomas.utzinger@in-tech.com

Bernhard Vietz

Experte Batterietests und Batterielabore

E-Mail: bernhard.vietz@in-tech.com

David Frey

Testingenieur

E-Mail: david.frey@in-tech.com