

Zustandsbestimmung von Lithium-Ionen-Batterien: Ein neuer Algorithmus

Prof. Dr. habil. Wolfgang G. Bessler

Im Batterielabor der Hochschule Offenburg wurde ein neues Verfahren zur Bestimmung von Ladezustand und Gesundheitszustand von Lithium-Ionen-Batterien entwickelt. Es beruht auf der Auswertung von Spannungs- und Strommessungen mit einem mathematischen Batteriemodell. Das Verfahren ist genauer und robuster als Standardverfahren, die auf Ladungszählung beruhen. Zudem ist es numerisch einfacher umzusetzen als andere modellbasierte Verfahren. Wir demonstrieren die Methode mit einer Heimspeicherzelle und einer Elektrofahrzeugzelle.

A new method for determining the state of charge and state of health of lithium-ion batteries has been developed in the battery laboratory at Offenburg University of Applied Sciences. It is based on the analysis of voltage and current measurements using a mathematical battery model. The method is more accurate and robust than standard methods based on charge counting; and it is numerically simpler to implement than other model-based methods. We demonstrate the method using a home storage cell and an electric vehicle cell.

Motivation und Hintergrund

Wer hat sich nicht schon über unzuverlässige Ladezustandsanzeigen von Batterien geärgert? Das Smart Phone zeigt noch 30 % an, wird dann aber plötzlich schwarz. Die Reichweitenangabe im Elektroauto ist manchmal nicht nachvollziehbar. Und wer würde nicht gerne wissen, wie stark die Batterie im Laufe der Jahre schon gealtert ist? Für den Hausbesitzer ist nicht überprüfbar, ob der Heimspeicher wirklich noch den anfänglichen Energiegehalt leistet. Die Hersteller dagegen brauchen genau diese Information, um etwaige Gewährleistungsansprüche überprüfen zu können.

Batterietechniker quantifizieren diese Fragestellungen in zwei verschiedenen Parametern. Der Ladezustand (Englisch „state of charge“ oder SOC) einer aufladbaren Batterie ist definiert als die Restladungsmenge (Restkapazität Q) bezogen auf die Ladung einer vollen Zelle (Kapazität C), mathematisch ausgedrückt als

$$\text{SOC} = \frac{Q}{C} \cdot 100 \% .$$

Der Ladezustand wird in der Regel in Prozent angegeben (Abbildung 1). Der sogenannte Gesundheitszustand (Englisch „state of health“ oder SOH) ist definiert als die Kapazität der vollen, aber gealterten Zelle bezogen auf

die Kapazität einer neuen Zelle (sogenannte Nennkapazität C_N), wieder in Prozent ausgedrückt als

$$\text{SOC} = \frac{C}{C_N} \cdot 100 \% .$$

Die SOC-Bestimmung wird heute standardmäßig von einem in die Batterie integrierten Mikrocomputer durchgeführt, dem Batteriemanagementsystem (BMS). Diese Information wird dann dem Benutzer zur Verfügung gestellt. Die Anzeige des SOH ist noch nicht Stand der Technik, aber weltweit Gegenstand von Forschung und Entwicklung in Industrie und an Hochschulen.

Es gibt eine große Anzahl von Methoden, um SOC und SOH zu bestimmen [Fleischer 2014]. Eine Recherche in wissenschaftlichen Datenbanken ergibt über 2000 Artikel, Google Patents liefert sogar über 200.000 Patente. Methoden reichen von der einfachen Ladungsmengenzählung über elektrische Modelle bis hin zu neuronalen Netzwerken. Wir stellen hier eine neue Methode vor, die genauer und robuster als Standardverfahren ist. Die Methode beruht auf der Verwendung von Batteriemodellen, insbesondere sogenannten Äquivalenzschaltkreismodellen.



Abb. 1: Ladezustandsanzeige beim Smart Phone (Foto Hochschule Offenburg)

Getestete Batteriezellen

Wir demonstrieren das neue Verfahren im Folgenden mit zwei unterschiedlichen Lithium-Ionen-Batterietypen. Als exemplarischen Vertreter einer im Bereich der Elektromobilität angewendeten Batterie betrachten wir eine Lithium-Ionen-Batterie mit Nickel-Mangan-Kobaltoxid/Graphit-Chemie (NMC/Graphit), konkret eine Zelle des Herstellers Kokam, Modell SLPB533459H4, mit einer Nennkapazität von 0,74 Ah und einer Nennspannung von 3,7 V. Von dieser Zelle stellen Birkel und Howey ausführliche Datensätze frei zur Verfügung [Birkel 2017].

Als exemplarischen Vertreter einer im Bereich der stationären Stromspeicher (Heim- und Gewerbespeicher, Speicher für Netzanwendungen, unterbrechungsfreie Stromversorgung) angewendeten Zellchemie betrachten wir eine Lithium-Ionen-Batterie mit Lithiumeisenphosphat/Graphit-Chemie (LFP/Graphit), konkret eine Zelle des Herstellers Sinopoly, Modell SP-LFP180AHA mit einer Nennkapazität von 180 Ah und einer Nennspannung von 3,2 V. Diese Zelle wurde an der Hochschule Offenburg detailliert experimentell charakterisiert [Yagci 2021].

Batteriemodelle

Unser neues Verfahren beruht auf Äquivalenzschaltkreismodellen der zu diagnostizierenden Batteriezellen. Für die beiden Batterietypen verwenden wir zwei Modelle

unterschiedlicher Komplexität. Die Modelle sowie Fotos der beiden Zellen sind in Abbildung 2 dargestellt. Abbildung 2a) zeigt das Modell der elektromobilen Zelle. Das einfache Äquivalenzschaltkreismodell besteht aus einer SOC-abhängigen Spannungsquelle und einem konstanten Innenwiderstand. Abbildung 2b) zeigt das Modell der Heimspeicherzelle. Hier wird ein komplexeres Modell eingesetzt, da die Zelle eine komplizierte Abhängigkeit des Innenwiderstands von Ladezustand, Stromrichtung und Temperatur aufweist. Dies kann mit zusätzlichen Schaltkreiselementen zu Leerlauf-Hysteresis, Ladungstransferwiderständen und Doppelschichtkapazitäten abgebildet werden.

Zur Demonstration des neuen Verfahrens wurden beide Modelle in der Software Matlab implementiert; der Algorithmus ist jedoch flexibel und kann in beliebigen anderen Programmierumgebungen umgesetzt werden. Die Modelle wurden mit experimentellen Daten [Birkel 2017, Yagci 2021] parametrisiert.

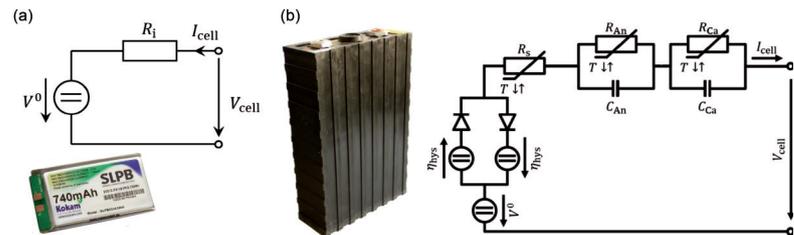


Abb. 2: Verwendete Zellen und Äquivalenzschaltkreismodelle:
 (a) Repräsentative Zelle für Elektromobilität (NMC/Graphit, Quelle des Fotos: [Kern 2021]) mit einem einfachen Modell
 (b) Heimspeicher-Zelle (LFP/Graphit) mit einem komplexen Modell

Zustandsbestimmung

Das Prinzip der modellbasierten Zustandsbestimmung ist in Abbildung 3 dargestellt. Die oben erläuterten Modelle sind Teil eines mathematischen Algorithmus. Der Algorithmus erhält als Eingangsgrößen dynamische Messwerte von Batteriespannung, -stromstärke und -temperatur, beispielsweise alle 10 Sekunden. Diese Werte werden an das Modell weitergegeben und daraus SOC und SOH ermittelt. Die so berechneten Werte werden zur Speicherung oder Visualisierung an den Benutzer weitergegeben. Die Berechnung des SOC erfolgt, sobald neue Eingangsgrößen vorliegen, also beispielsweise ebenfalls alle 10 Sekunden. Für die Berechnung des SOH muss die Batterie einen oder mehrere äquivalente Vollzyklen durchlaufen, bevor ein zuverlässiger Wert angezeigt werden kann.

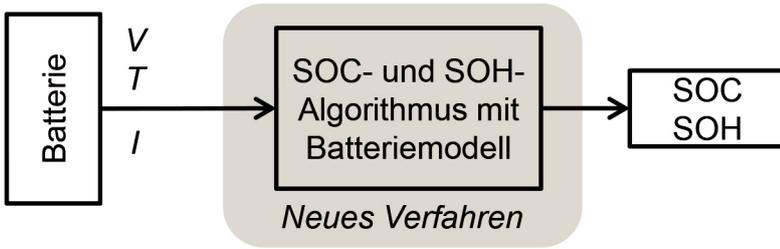


Abb. 3: Prinzip der modellbasierten Zustandsbestimmung. Ladezustand (SOC) und, wenn gewünscht, auch Gesundheitszustand (SOH) werden mit einem mathematischen Algorithmus berechnet, der als Eingangsgrößen gemessene Batteriespannung V , Stromstärke I und Temperatur T erhält.

Elektrofahrzeug-Batteriezelle

Das neue Verfahren wird nun zunächst anhand einer Lithium-Ionen-Batteriezelle mit NMC/Graphit-Chemie (repräsentativ für den Anwendungsbereich Elektromobilität) demonstriert. Die Experimente von [Birkel 2017] wurden durchgeführt, indem 100 aufeinanderfolgende dynamische Lastprofile, die je einen Fahrzyklus darstellen sollen, von einem vollen Entlade-/Ladezyklus (Zyklisierung mit konstanter Stromstärke von 0,74 A zwischen den Schlussspannungen 2,7 und 4,2 V) gefolgt werden. Dieser Vorgang wurde etwa 80-mal wiederholt. Veröffentlicht sind jedoch nur die vollen Entlade-/Ladezyklen. Diese wurden für die vorliegende Demonstration zusammengefügt und repräsentieren damit ein beschleunigtes Alterungsverhalten. Gleichzeitig wird damit eine weitere Stärke des neuen Verfahrens aufgezeigt: die Fähigkeit, zu einem beliebigen

Zeitpunkt in den Batteriebetrieb einsteigen zu können und auch mit Lücken in Datensätzen umgehen zu können.

Abbildung 4 zeigt die Eingangsgrößen für das Verfahren, sprich gemessene Spannung und gemessene Stromstärke der Batterie. Abbildung 5 zeigt den nach dem neuen Verfahren bestimmten Ladezustand SOC. Es ist außerdem ein SOC-Wert gezeigt, der nach herkömmlichen Verfahren basierend auf Ladungszählung (normiert auf die vollständig entladene Zelle) ermittelt wurde. Das linke Bild zeigt die ersten Stunden der Zyklisierung. Das neue Verfahren kann den SOC mit sehr guter Genauigkeit im Vergleich zur Referenzmessung bestimmen. Das rechte Bild zeigt die letzten Stunden der Zyklisierung. Hier ist die Zelle bereits signifikant gealtert, das heißt, sie hat an Kapazität verloren. Das neue Verfahren kann die Vollzyklisierung zuverlässig abbilden. Das herkömmliche Verfahren scheitert jedoch an der Alterung der Zelle: Trotz Ladung bis zur Ladeschlussspannung erreicht der SOC hier nur einen (inkorrekten) Wert von etwa 75 %. Dieser Vergleich demonstriert die Robustheit des neuen Verfahrens zur SOC-Bestimmung gegenüber Kapazitätsverlust durch Zellalterung.

Abb. 4: Lithium-Ionen-Batterie für Elektromobilität. Links: gemessene Spannung, rechts: gemessene Stromstärke als Eingangsgrößen für das neue Verfahren.

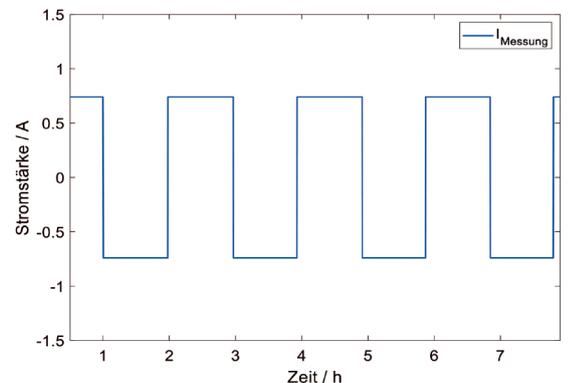
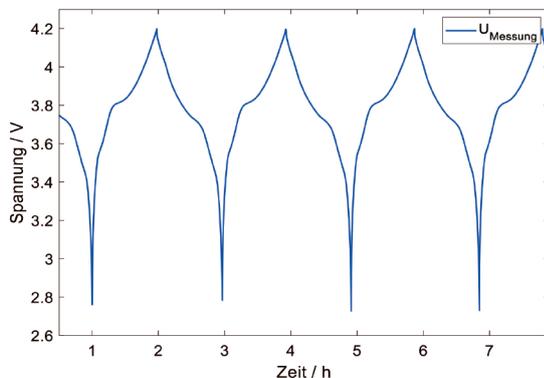
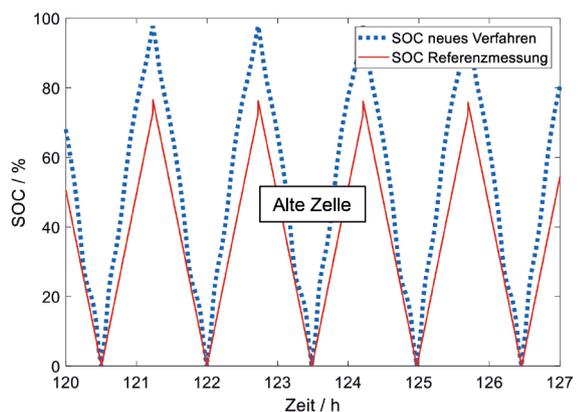
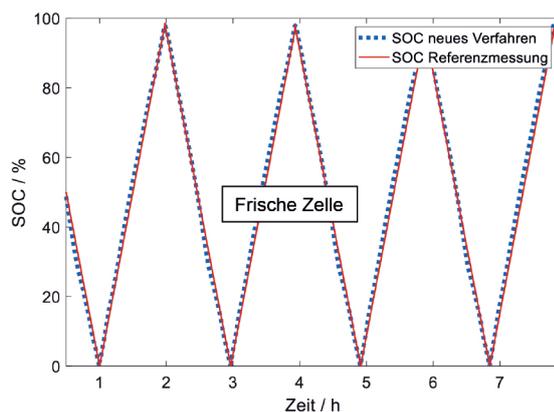


Abb. 5: Ergebnisse des neuen Verfahrens für eine Lithium-Ionen-Batterie für Elektromobilität. Links: Ladezustand SOC während der ersten Stunden der Zyklisierung. Rechts: Ladezustand SOC während der letzten Stunden. Den Ergebnissen des neuen Verfahrens sind Messungen durch Ladungszählung gegenübergestellt.



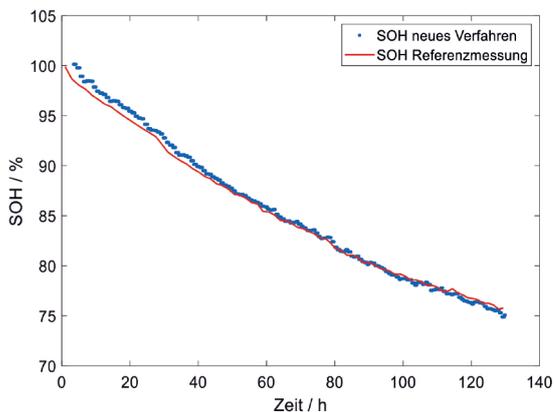


Abb. 6: Gesundheitszustand SOH der Lithium-Ionen-Batterie für Elektromobilität über die gesamte Versuchsdauer. Den Ergebnissen des neuen Verfahrens sind Messungen durch Ladungszählung gegenübergestellt.

Das Ergebnis der SOH-Bestimmung ist in Abbildung 6 dargestellt. Die Zelle verliert stark an Kapazität, am Ende der Messdauer ist der Gesundheitszustand auf rund 75 % abgefallen. Im Bild ist zudem ein Vergleich mit Werten aus einer einfachen Ladungszählung dargestellt. Der Vergleich zeigt, dass mit dem neuen Verfahren der SOH mit hoher Genauigkeit bestimmt werden kann.

Heimspeicher-Batteriezelle

Das Verfahren wird nun mit einer Lithium-Ionen-Batteriezelle mit LFP/Graphit-Chemie (repräsentativ für den Anwendungsbereich stationäre Speicher) demonstriert. Es werden dazu experimentelle Daten aus dem Batterielabor der Hochschule Offenburg verwendet [Yagci 2021]. Für die Experimente wurden über 670 konsekutive Lade-/Entladezyklen (150 A CC Entladung und 150 A CCCV Ladung zwischen den Schlussspannungen 2,85 V und 3,8 V, Versuchsdauer ca. 1.500 h) durchgeführt. Die Kapazität der neuen Zelle betrug 158 Ah. Mit diesem Datensatz kann sowohl die SOC-Ermittlung (während eines beliebigen Einzelzyklus) als auch die SOH-Ermittlung (über die gesamte Dauer des Versuchs) demonstriert werden. Mittels der Präzision der im Batterielabor vorhandenen Messtechnik (Wert der Messtechnik ca. 20.000 Euro) können außerdem unabhängige, hochpräzise Referenzwerte von SOC und SOH nach dem herkömmlichen Verfahren der Ladungszählung berechnet werden, die zum Vergleich mit dem neuen Verfahren dienen.

Abbildung 7 zeigt die Eingangsgrößen für das Verfahren, soll heißen gemessene Spannung und gemessene Stromstärke der Batterie für drei Zyklen zu Beginn der Experimente. Das Ergebnis des neuen Verfahrens, der Ladungszustand SOC und der Gesundheitszustand SOH der Batterie ist in Abbildung 8 dargestellt. Zum Vergleich sind außerdem Werte gezeigt, die aus der präzisen Vergleichsmessung resultieren. Das linke Bild zeigt den SOC. Das neue Verfahren kann die Zyklisierung der Batterie zwischen 0 % und 100 % SOC zuverlässig wiedergeben, wenn auch mit geringem Fehler gegenüber der Referenzmessung. Das rechte Bild zeigt den SOH. Das neue Verfahren ist in der Lage, den Kapazitätsverlust der Batterie über die Versuchsdauer von etwa 1.500 Stunden zuverlässig wiederzugeben. Im Vergleich zur präzisen Messung zeigt sich lediglich ein erhöhtes Rauschen.

Zusammenfassung

Im Batterielabor der Hochschule Offenburg wurde ein neues Verfahren zur Bestimmung von Lade- und Gesundheitszustand von Lithium-Ionen-Batterien entwickelt. Es beruht auf der Auswertung von Spannungs- und Strommessungen mit einem mathematischen Batteriemodell. Das neue Verfahren hat mehrere Vorteile gegenüber herkömmlichen Methoden:

- Die SOC-Bestimmung erfolgt aus den kontinuierlichen, zeitdiskreten Messdaten von Strom und Spannung im laufenden Betrieb. Der Algorithmus ist robust gegenüber unvollständigen Messdaten – er kann jederzeit gestartet werden und ist selbstkalibrierend.
- Die SOC-Bestimmung ist alterungssensitiv. Auch bei gealterten Zellen wird der korrekte, auf die gealterte Zelle bezogene Ladezustand angegeben.
- Die SOH-Bestimmung erfolgt ebenfalls aus den kontinuierlichen Messdaten von Strom und Spannung im laufenden Betrieb. Es sind keine künstlichen Vollzyklen oder ein Ausbauen der Zellen aus dem System notwendig.
- Der Algorithmus benötigt keine zwischenzeitliche Kalibration anhand Voll- oder Leerzuständen. Er ist daher auch bei Teilzyklisierungen zuverlässig.
- Obwohl ein Batteriemodell verwendet wird, ist die Numerik einfacher als bei anderen modellbasierten Verfahren.

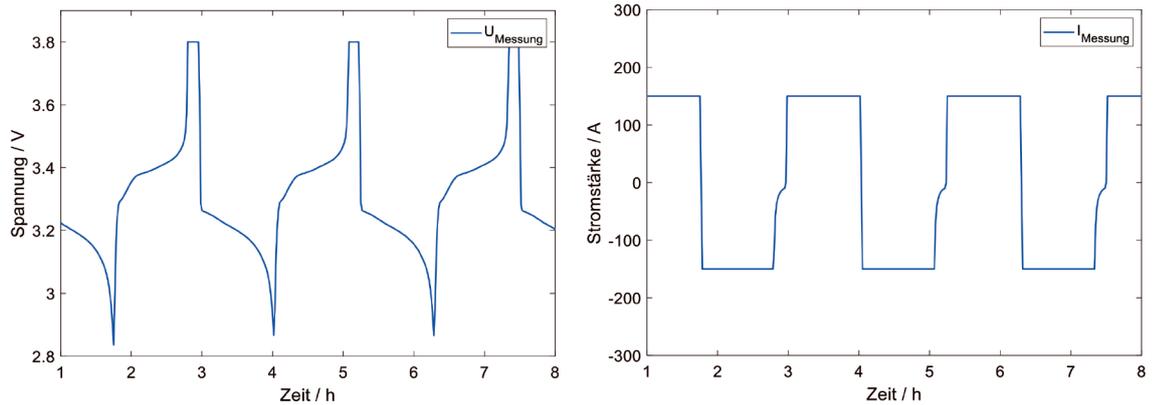


Abb. 7:
Lithium-Ionen-Batterie für stationäre Speicher.
Links: gemessene Spannung. Rechts: gemessene und modellierte Stromstärke als Eingangsgrößen für das neue Verfahren.

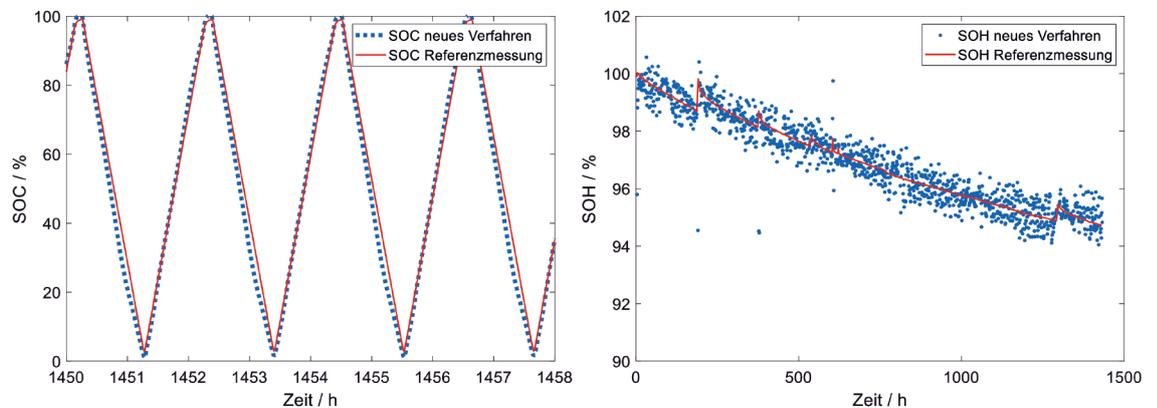


Abb. 8:
Ergebnisse des neuen Verfahrens für eine Lithium-Ionen-Batterie für stationäre Speicher. Links: Ladezustand SOC während den ersten Stunden. Rechts: Gesundheitszustand SOH über die gesamte Versuchsdauer. Den Ergebnissen des neuen Verfahrens sind präzisen Vergleichsmessungen gegenübergestellt.

Die Funktionsfähigkeit des neuen Verfahrens wurde mit zwei exemplarischen Lithium-Ionen-Batteriezellen demonstriert, die die Anwendungsbereiche Elektromobilität und stationäre Speicher repräsentieren. Das Verfahren bietet Vorteile sowohl für die Nutzer von batteriebetriebenen Geräten (z. B. eine höhere Zuverlässigkeit der Anzeigen) als auch für die Hersteller (z. B. die Möglichkeit der prädiktiven Wartung).

AUTOR



Prof. Dr. habil. Wolfgang G. Bessler
Institut für Energiesystemtechnik – INES
Forschungsgruppe Elektrische Energiespeicherung
wolfgang.bessler@hs-offenburg.de

Referenzen/References:

[Birkel 2017] Christoph Birkel, David Howey, "Oxford Battery Degradation Dataset 1", University of Oxford, DOI: 10.5287/bodleian:K02kdmYGg, Webseite: <https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:03ba4b01-cfed-46d3-9b1a-7d4a7bdf6fac> (2017)
[Fleischer 2014] C. Fleischer, W. Waag, H.-M. Heyn, and D. U. Sauer, "On-line adaptive battery impedance parameter and state estimation considering physical principles in reduced order equivalent circuit battery models," J. Power Sources 260, 276–291 (2014)

[Kern 2021] R. Kern, roke modelle, <https://www.rokemodell.de/produkte/x-div/li116388.htm>, abgerufen 27.01.2021
[Yagci 2021] M. C. Yagci, R. Behmann, V. Daubert, J. A. Braun, D. Velten, and W. G. Bessler, „Electrical and structural characterization of large-format lithium iron phosphate cells used in home-storage systems”, Energy Technology, <https://doi.org/10.1002/ente.202000911> (2021)