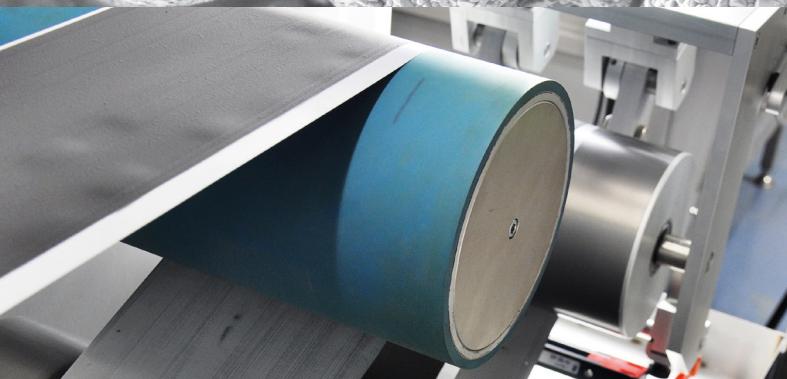
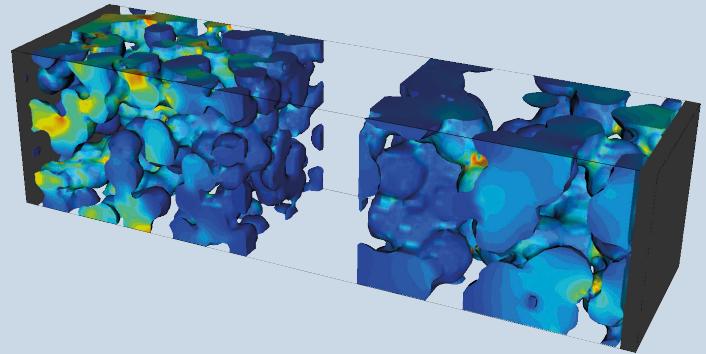
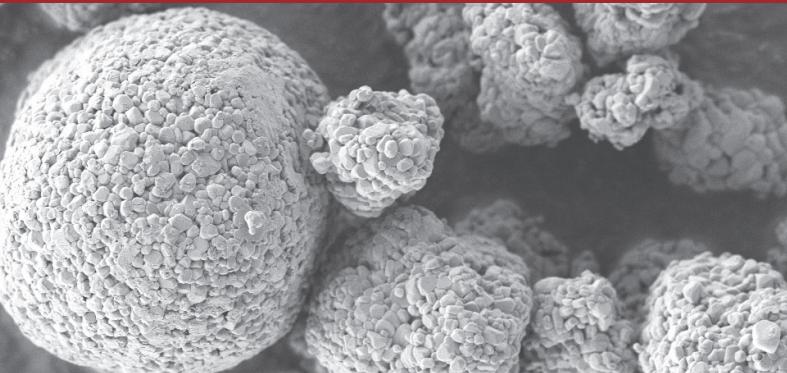




Fraunhofer
BATTERIEN

FRAUNHOFER-ALLIANZ BATTERIEN

ENTWICKLUNGSPERSPEKTIVEN FÜR ZELLFORMATE VON LITHIUM-IONEN- BATTERIEN IN DER ELEKTROMOBILITÄT



INHALTSVERZEICHNIS

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	2
MOTIVATION	3
EINLEITUNG	4
METHODISCHES VORGEHEN	8
ANALYSE DER ZELLFORMATE	10
1. ZELLAUFBAU UND ZELLMATERIALIEN	10
2. THERMISCHE SIMULATION DER ZELLFORMATE	14
3. MODULAUFBAU UND MODULMATERIALIEN	21
4. ZELL- UND MODULFERTIGUNG	26
5. ZELL- UND MODULKOSTEN	30
6. SICHERHEITSBETRACHTUNG DER ZELLFORMATE	36
MULTIKRITERIELLE BEWERTUNG DER ZELLFORMATE	38
ZUSAMMENFASSUNG	45
QUELLEN- UND LITERATURVERZEICHNIS	47

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ANSI	American National Standards Institutes
AVT	Aufbau- und Verbindungstechnik
BEST	Battery and Electrochemistry Simulation Tool
BEV	Battery Electric Vehicle
BMS	Batteriemanagementsystem
CID	Current Interrupt Device
COST	Kosten
ED_Modul	Energiedichte auf Modulebene
ED_Zelle	Energiedichte auf Zellebene
FuE	Forschung und Entwicklung
FhG	Fraunhofer-Gesellschaft
FMEA	Failure Mode and Effects Analysis
GWh	Gigawattstunde
HEV	Hybrid Electric Vehicle
HV	High Voltage
kWh	Kilowattstunde
LFP	Lithium Iron Phosphate
LiB	Lithium-Ionen-Batterien
LMO	Lithium Ion Manganese Oxide Battery
MiEV	Mitsubishi innovative Electric Vehicle
Mio	Millionen
NCA	Lithium Nickel Cobalt Aluminum Oxide
NCM	Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide
Neg	Negative
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
OEM	Original Equipment Manufacturer
OPD	Overcharge Protection Device
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
Po	Pouch
Pos	Positive
Pri	Prismatisch
PROMETHEE	Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations
SEC	Sicherheit
Stk	Stück
TWh	Terawattstunde
WD	Wärmedichte
Wh/l	volumetrische Energiedichte
WW	Wärmewiderstand

MOTIVATION

Im Bereich der Elektromobilität wird derzeit eine Vielzahl von Zellformaten verwendet. So sind in den bis Ende 2016 über 2 Millionen und bis Ende 2017 über 3 Millionen weltweit verkauften Elektro-PKW (PHEV und BEV) Lithium-Ionen-Batterien mit einer Gesamtkapazität von 50 GWh (bis 2016) bzw. über 80 GWh (bis 2017) verbaut, mit heute noch ähnlichen Anteilen der drei Zellformate: zylindrisch, prismatisch und Pouch. Vor dem Hintergrund einer zukünftigen Standardisierung ist die Frage nach einem, optimalen Zellformat immer wieder in der Diskussion. Eine Aussage über die Entwicklungspotenziale der unterschiedlichen Zellformate ist jedoch aufgrund der damit verbundenen Komplexität nur schwer zu treffen.

In der Regel werden daher für die Analyse eines Zellformats oder die Bewertung mehrerer Formate entsprechende Vereinfachungen vorgenommen. So werden nur gezielt bestimmte Zellformate untersucht, oftmals fehlt auch die Übertragung der Ergebnisse von der Zellebene auf die Modul- bis auf Gesamtsystemebene oder es werden nur einzelne Kriterien betrachtet (hauptsächlich die Energiedichte oder die Kosten). So kann nur eingeschränkt berücksichtigt werden, dass ein Zellformat einer Vielzahl von Kriterien genügen muss (wie z.B. Energiedichte, Sicherheit, Lebensdauer, Kosten, Umgebungsbedingungen etc.), deren Bewertung zudem unterschiedliche Expertise in mehreren Fachdisziplinen sowie die Zusammenführung dieses Wissens erfordert. Die Erkenntnisse aus solchen Analysen sind somit nur begrenzt aussagefähig.

Aus diesem Grund haben sich Institute der Fraunhofer-Gesellschaft innerhalb der Fraunhofer Allianz Batterien aus den relevanten Fachbereichen, Materialwissenschaften, Produktionstechnik, Hochvolttechnik, Simulation und

Betriebswirtschaft zusammengeschlossen, um die Entwicklungspotenziale von Zellformaten aus einer ganzheitlichen und systemischen Perspektive heraus zu untersuchen.

Ziel ist es, ausgehend von den physikalischen und technischen Eigenschaften der unterschiedlichen Zellformate, deren Entwicklungspotenziale vom heutigen Zeitpunkt aus bis hin zum Jahr 2025 zu analysieren und zu bewerten. Dieser Zeitraum ist für die anwendungsnahe Fragestellung maßgeblich, da sich in den nächsten Jahren entscheiden wird, in welchen Fahrzeugmodellen sich welche Zellformate standardmäßig durchsetzen und den Markthochlauf der Elektromobilität mitbestimmen werden.

Methodisch wird in der Studie ein Bottom-up-Ansatz verfolgt, beginnend bei den Zellmaterialien bis hin zum fertigen Batteriemodul. Dabei werden die wesentlichen Entwicklungspotenziale für die jeweiligen Zellformate bis 2025 abgebildet. In der Betrachtung wird davon ausgegangen, dass Material- oder Prozessinnovationen konsequent umgesetzt werden, um somit die Entwicklungspotenziale der Zellformate in ihrem vollen Umfang zu erfassen. Dennoch gilt es zu berücksichtigen, dass im Rahmen dieser Studie keine reelle Anwendung in einem Elektrofahrzeug bzw. anwendungsspezifische Auslegungen eines Batterie-Moduls betrachtet werden kann. Die Studie liefert vielmehr ein Modell, um die Zellformate systematisch vergleichbar zu machen. Zu diesem Zweck werden auch im Rahmen der Studie eine Reihe von Annahmen in der Betrachtungskette getroffen die letztlich zu einem Gesamtbild führen. Für unterschiedliche, konkrete Auslegungen können je nach spezifischen Anforderungen der Anwendung unterschiedliche Schlussfolgerungen getroffen werden.

EINLEITUNG

Im Rahmen des Markthochlaufs für Elektrofahrzeuge zeigt sich eine zunehmende Verbreiterung des Produktpportfolios für Elektrofahrzeugmodelle. In den letzten Jahren gab es zahlreiche Ankündigungen der OEMs, 2020 bis 2025 Elektrofahrzeuge mit höherer Batteriekapazität (60–80 kWh gegenüber heute 20–40 kWh) und folglich höherer Reichweite in den Markt zu bringen. So soll die Anzahl der in 2015 fast 300 weltweiten Elektroautomodelle (davon 131 HEV, 38 PHEV und 117 BEV) alleine bis 2020 auf über 600 Modelle ansteigen (davon 201 HEV, 162 PHEV und 257 BEV), d. h. die Anzahl der PHEV-Modelle soll sich vervierfachen und die Anzahl der BEV-Modelle mehr als verdoppeln.¹ Weitere Ankündigungen für 2020 bis 2025 sind in den kommenden Monaten und Jahren zu erwarten und dürften den Trend zu einem langfristig zunehmend breiteren Fahrzeugangebot kontinuierlich fortsetzen. Je nach Fahrzeugsegment und Verwendungszweck können sich die Modelle jedoch stark bezüglich der Anforderungen an das Batteriesystem unterscheiden.

Die benötigten Batteriezellen (und ggf. auch -module) werden dabei derzeit primär von asiatischen Unternehmen bezogen und vom Automobilhersteller entsprechend den spezifischen Modellanforderungen in Form eines Batteriesystems im Fahrzeug integriert. Während so in Japan, Korea und China aber auch den USA durch die bereits erfolgte Ansiedlung von Zellherstellern ein enger räumlicher Verbund zwischen Zell- und Automobilherstellern entstanden ist, ist der deutsche Automobilstandort trotz seiner unbestrittenen Relevanz für die globale Automobilproduktion heute noch abhängig vom Import dieser Schlüsselkomponente. Während diese Gegebenheit zu Beginn des Markthochlaufs als noch wenig problematisch erscheint, gewinnt die Thematik einer Zellproduktion im Einzugsbereich der deutschen Automobilhersteller mit steigenden Absatzzahlen zunehmend an Bedeutung. Weiterhin werden Lithium-Ionen-Batterien (LiB) als Gefahrgut eingestuft. Dies macht deren Transport relativ teuer. Zudem ist durch den langwierigen Transport über Wasserwege viel Kapital gebunden und die Batteriezellen unterliegen in dieser Zeit Alterungseffekten.

Daher liegen bereits heute Ausbau- und Expansionspläne asiatischer Hersteller (insbesondere LG Chem und Samsung SDI) in Europa vor aber auch Ankündigungen neuer (europäischer) Player wie TerraE und Northvolt. Die Gesamtkapazität großformatiger LIB Zellen soll bis 2020 auf rd. 10 bis 12 GWh durch asiatische Zellhersteller an Standorten in Europa (Ungarn, Polen, England) auf- und ausgebaut werden, weitere 10 bis 12 GWh Produktionskapazität könnten bis etwa 2020 durch europäische Akteure aufgebaut werden. Bis 2025 liegen bereits Ausbaupläne für bis dahin über 70 GWh Zellkapazität vor.² Die Nachfrage nach Automotive-Zellen in Europa wird bis dahin von fast 3 GWh in 2015 auf 10 bis 20 GWh um 2020 und auf 30 bis 150 GWh bis 2025 ansteigen. Dies zeigt, dass etablierte und potenziell neue Zellhersteller ihre Ausbaupläne in den kommenden Jahren sehr eng an der Entwicklung der Nachfrage in Europa auszubauen. Für weitere Marktteilnehmer eröffnet sich dabei (zumindest aus Sicht der Nachfrage) jenseits 2020 das Potenzial für eine europäische Zellproduktion.

Das Thema einer Zellproduktion aus europäischer Hand hat insbesondere aus strategischer Sicht eine wichtige Bedeutung: z. B. mögliche Preisliche Abhängigkeiten zwischen Zulieferer und Abnehmer, Gefahr der Monopolisierung und Vorwärts- wie Rückwärtsintegration weniger Zellhersteller, fehlender Einfluss auf die weitere Entwicklung der Zelltechnologie und damit individuelle Designflexibilität. Aus ökonomischer Sicht ergibt sich für Zellfertiger mit dem weiteren Markthochlauf zwar ein enormer Wachstumsmarkt für Fahrzeugbatterien, welcher um 2020 global bei über 50 bis 150 GWh, bis 2025 bei 150 bis hin zu 400 bis 600 GWh und bis 2030 im Bereich von 0,5 bis 2 TWh liegen könnte.³ Jedoch wird der Wertschöpfungsanteil durch die Zellproduktion selbst durch steigende Anteile der Materialkosten und sinkende Zellpreise schrumpfen und Zellfertiger müssen ständig reinvestieren, um einen entsprechenden Marktanteil zu halten und sich langfristig am Batteriemarkt wettbewerbsfähig zu platzieren.

Neben der Frage der Zellproduktionskosten stellt sich künftig zudem zunehmend die Frage der vorteilhaftesten produzierten Zelltechnologie (Zellformat, Zellchemie). Heute sind in den bis 2016 über 2 Millionen bzw. bis Ende 2017 über 3 Millionen weltweit verkauften Elektroautos (nur PHEV/BEV) alle Zellformate (zylindrisches, prismatisches, Pouch-Format) und wesentliche Zellchemien (NCA, NCM, LMO, LFP) vertreten. So produziert etwa Samsung seine (NCM-basierten) Zellen insbesondere in prismatischer Form, während LG diese (ebenso NCM-basierten Zellen) noch vornehmlich als Pouch fertigt. Panasonic stellt seine (NCA-basierten) Zellen hingegen in zylindrischer (18650er) Form her, will mit der seit 2017 im 21700er-Format in der Gigafactory (Nevada, USA) produzierten Zelle bis 2025 aber sukzessive auf NCM umstellen. Bei der Zellchemie chinesischer Batteriehersteller (wie z. B. Lishen Tianjin, BYD) handelt es sich wiederum heute noch überwiegend um LFP-basierte Zellen. Aber auch chinesische Zellhersteller wollen bis 2020 zunehmend auf NCM-basierte Zellen umsteigen. Während alle genannten Zellen auf Graphit als Anode setzen, verwendet Toshiba hingegen LTO als Anodenmaterial. Je nach Zellchemie, -geometrie und -format besitzt die Zelle eine andere Energiedichte und weist eine unterschiedliche Lebensdauer und Sicherheit auf.

Praktisch alle Batterie-Roadmaps (der OEM) sehen in Hochenergie-LIB mit NCM-basierten Kathoden (Ni-reich, Co-reduziert von NCM 111 bis hin zu NCM 811) und graphitbasierten Anoden (später Si-C Komposite mit 10 bis 20 Prozent Anteil Si und somit hin zu Hochkapazitätsanoden) die aussichtsreichste Wahl für in Energiedichte und Kosten optimierte Fahrzeugbatterien. Während aktuell die Frage nach der künftig (zumindest für die kommenden 10 Jahre) eingesetzten Zellchemie gesetzt scheint, bleibt offen, welches Zellformat sich künftig am Markt durchsetzen könnte. Mit der Auswahl des Zellformates sind jedoch mehrere für OEM relevante Aspekte verbunden: z. B. die erreichbare Energiedichte, Abmessungen und damit Integrationsmöglichkeiten

in Module durch die OEM vorgegebene Form, Wärmeentwicklung der Zellen und Bedarf eines Thermomanagements, Sicherheit der Zellen, welche auf Systemebene ggf. auszugleichen ist, sowie die Kosten der Zell- und Modulherstellung.

Denn aus den verschiedenen Zellgeometrien und -formaten ergeben sich unterschiedliche Bedarfe an das Volumen im Fahrzeug sowie unterschiedliche volumetrische Energiedichten der Zellen und Module. Zudem beeinflussen und bedingen verschiedene Zellformate wesentliche technische Stellgrößen, die sich wiederum auf die Energiedichte oder die Material- und Fertigungskosten auswirken können. Ebenfalls essentiell für die Entscheidungsfindung sind die spezifischen Eigenschaften der Zellen und Module in Bezug auf deren Sicherheit und den zu betreibenden Aufwand zur Kühlung, die sich durch etwaige zusätzlich benötigte Maßnahmen, etwa auf Modulebene, wiederum auf die Energiedichte oder die Herstellkosten auswirken.

Das Ziel dieser Studie ist es daher, die verschiedenen heute etablierten und künftig verwendeten Zellformate hinsichtlich ihrer Eignung als Fahrzeughalle der Zukunft zu analysieren und zu bewerten.

Die Entscheidung, welches Zellformat letztlich für einen Hersteller am vorteilhaftesten ist, bedarf jedoch weiterhin fallspezifisch eines systematischen und analytischen Vergleichs der Zelleigenschaften. Zwar stellen für jedes wirtschaftlich orientierte Unternehmen die Herstellkosten einen oder den zentralen Entscheidungsparameter dar, jedoch würde in diesem Fall eine rein kostenmotivierte Entscheidung zu kurz greifen. Vielmehr müssen für die Auslegung eines Elektrofahrzeugs alle relevanten Zell- und Moduleigenschaften in die Entscheidung mit einbezogen werden und die einzelnen Zellformate aus einer systemischen Sicht bewertet werden, um das beste Fahrzeugdesign in Punkt, Kosten, Reichweite, Verbrauch etc. zu realisieren.

Abgesehen von der systemischen Verflechtung der einzelnen Entscheidungskriterien untereinander, geht mit der Entscheidung für ein Zellformat und der damit direkt verbundenen Investitionen eine hohe Bindewirkung einher, weshalb diese wohl durchdacht sein und nicht allein auf Basis des aktuellen Status-Quo erfolgen sollte. Sie muss auch über einen längeren Zeitraum hinweg nachhaltig sein. Es sind daher zukünftige Entwicklungen von Materialien und Fertigungsprozessen der jeweiligen Zelltypen mit in die Entscheidung einzubeziehen, um zu einer wirtschaftlich und technologisch nachhaltigen Entscheidung zu kommen.

Diese zukünftigen Entwicklungen sind nicht genau ex-ante abzusehen und es bestehen zudem bereits heute Unsicherheiten bezüglich der Ausprägung gewisser entscheidungsrelevanter Parameter.

Um mit diesen Unsicherheiten in der Entwicklung dieser vielfältigen relevanten Parameter besser umgehen zu können und zu einer einfachen sowie transparenten Entscheidungsfindung kommen zu können, wird in dieser Studie nach einer Vertiefungsanalyse der einzelnen technischen Aspekte und Parameter eine Methode zur multikriteriellen Bewertung der Zellformate angewendet. Diese soll dabei unterstützen, die heutigen sowie sich künftig ergebenden technischen und ökonomischen Fortschritte über die Zellformate hinweg vergleichend einzusortieren sowie die Vor-/Nachteile jeweiliger Formate schnell erfassbar und transparent zu visualisieren.

ANNAHMEN UND PRÄMISSEN

Im Rahmen der Studie werden folgende Prämisse festgelegt:

Zellformate

Es werden insgesamt fünf Zellgeometrien unter den drei Zellformaten zylindrisch (Unterscheidung von 18650er- und 21700er-Zellen), prismatisch (Unterscheidung von PHEV2- und BEV2-Hardcasezellen) und Pouch (eine in Aluminiumverbundfolie verschweißte Zelle) betrachtet. Die Abmessungen der prismatischen und der Pouch-Zellen sind über DIN (SPEC 91252) genormt. Bei den prismatischen Zellen handelt es sich um PHEV2- und BEV2-Zellen, PHEV1- und BEV1-Zellen mit z. B. etwas geringeren Dicken werden hier nicht betrachtet. Die Maße der zylindrischen (18650er) Zellen entsprechen einer Norm des American National Standards Institutes (ANSI).

Die Auswahl dieser Zellformate ist dadurch begründet, da sie repräsentativ für in Elektrofahrzeugen weitläufig eingesetzte Zellen sind. Die 21700er-Zelle soll künftig in der Tesla/Panasonic-»Gigafactory« produziert werden.

Zellchemien

Für die jeweiligen Zellformate werden die für 2017 typischen verwendeten bzw. weiterhin verbreiteten Zellchemien betrachtet (z. B. NCA-Kathoden in zylindrischen Zellen, NCM in Pouch und prismatischen Zellen, alle mit Graphit-Anoden). Die Zellchemien werden über 2020 (NCM 811; Graphit) bis 2025 (NCM 811; Si/C) entsprechend der Roadmaps von Zellherstellern, Angaben von Marktanalysten sowie konsolidierter öffentlicher Roadmaps für die Entwicklung von Hochenergie-Zellen für automotive Anwendungen angepasst.

Betrachtungszeitraum

Der Betrachtungszeitraum soll aktuell (2017) mit realen Parametern und der aktuellen Marktentwicklung anschlussfähig sein. Die Zeiträume 2020 und 2025 sind aufgrund der industrienahen Entwicklung und in Abgleich mit anderen Roadmaps bzw. der erwarteten Marktentwicklung geeignet. Auch liegen für diesen Zeitraum Vergleichsdaten aus Literaturquellen vor.

Produktionskapazitäten

Entsprechend des globalen Ausbaus zylindrischer und großformatiger Zellen für elektromobile Anwendungen (13 bis 17 GWh nominale Jahresproduktionskapazität in 2013, 28 bis über 35 GWh in 2014, 45 bis 55 GWh in 2015, 90 bis 100 GWh in 2016 und geschätzten 130 bis 160 GWh in 2017) von durchschnittlich 15 GWh pro Jahr bis 2015 und seitdem 40 bis 50 GWh pro Jahr zeigt sich, dass der Zubau an Produktionslinien durch einzelne Zellhersteller bisher typischerweise im Bereich von 1,5 GWh (entsprechend Zellen für 50 000 Elektroautos mit je 30 kWh Kapazität) bewegte. Ankündigungen bis 2020 und 2025 ebenso wie die Marktprognosen der Nachfrage weisen darauf hin, dass um 2020 über 250 bis 450 GWh an Zellproduktionskapazitäten

(nominal) global installiert sein werden, welche bis 2025 bei 300 bis über 600 GWh liegen könnten.⁴ Der Zubau von Produktionskapazitäten wird sich zwar auf weitere Akteure und zahlreiche Produktionslinien verteilen, gleichzeitig werden aber auch die Kapazitäten pro Ausbaustufe erhöht werden. Es wird für 2020 mit einer typischen (durchschnittlichen) Produktionskapazität von 3 GWh (z.B. 75 000 bis 100 000 Elektroautos mit 30 bis 40 kWh Kapazität) und um 2025 von 10 GWh (z.B. 200 000 bis 250 000 Elektroautos mit 40 bis 50 kWh Kapazität) ausgegangen.

Modulgrößen

Es erfolgen Berechnungen bis auf die Modulebene, welche für OEM relevanter als nur die Betrachtung auf Zellebene ist. Entsprechend heute typischer Modulgrößen wird von 3 kWh Energieinhalt je Modul ausgegangen. Für 2020 und 2025 wird von gleichbleibenden Moduldimensionen (Maßen) ausgegangen, durch in Bezug auf spezifische Energie optimierte Zellen vergrößert sich der Energieinhalt der Module entsprechend.

Tabelle 1: Übersicht der untersuchten Zellformate

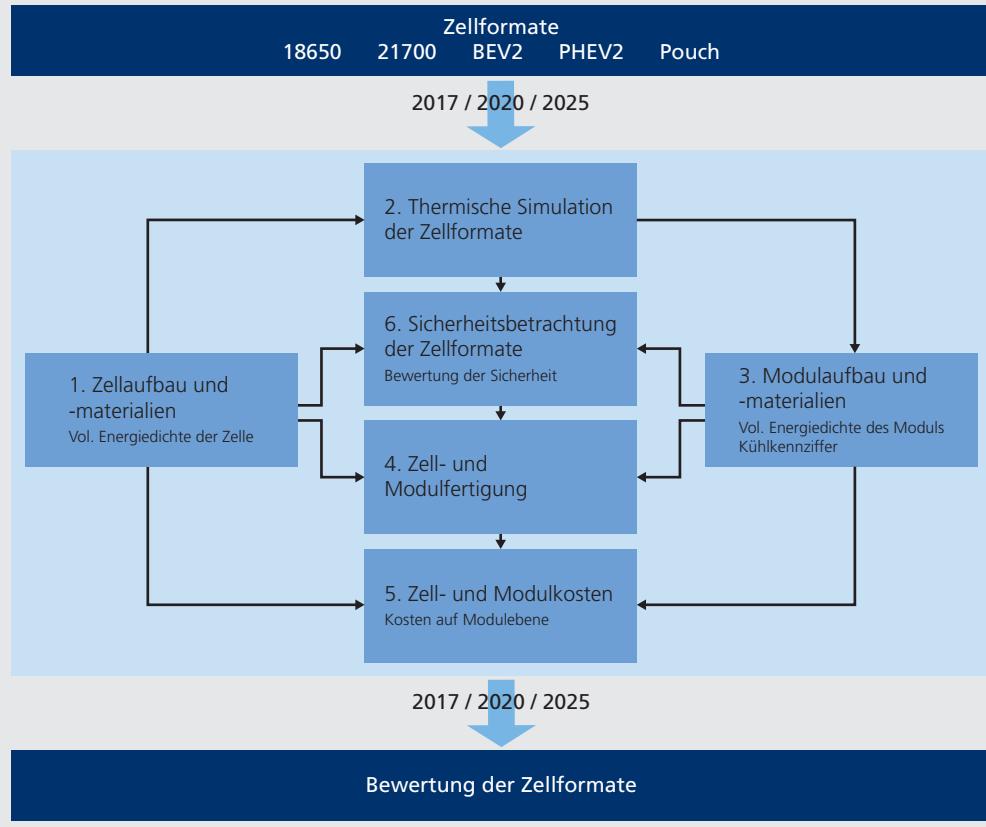
Zylindrisch	Prismatisch	Pouch
Durchmesser x Höhe	Länge x Breite x Dicke	Länge x Breite x Dicke
18650 21700	PHEV2 BEV2	162 x 330 x 7
18 x 65 21 x 70	91 x 148 x 26,5 115 x 173 x 45	

METHODISCHES VORGEHEN

Um die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Zellformate für eine heutige und zukünftige Elektrofahrzeugbatterie bis hin zur Modulebene systematisch zu bewerten, muss ein komplexes Entscheidungsproblem gelöst werden, was in dieser Studie mit dem in Abbildung 1 dargestellten Vorgehen durchgeführt wird.

Im ersten Kapitel werden der derzeitige und zukünftige Zellaufbau sowie die entsprechenden Zellmaterialien und Zellchemien definiert und entsprechende Referenzzellen bestimmt. Darauf basierend lassen sich zum einen die volumetrische Energiedichten der Zellformate ermitteln, die als späteres Entscheidungskriterium dienen. Zum anderen dienen die Ergebnisse als zentraler Input (bottom-up) für die nachfolgenden Betrachtungen.

Abbildung 1: Aufbau und Inhalte der systemischen Bewertung von Zellformaten



Auf Grundlage von Kapitel 2 wird bei der thermischen Simulation der Zellformate die Wärmeentstehung simuliert, die für einen Lastzyklus zu erwarten ist.

In Kapitel 3 werden für die untersuchten Zelltypen individuell angepasste Modulkonzepte entworfen. Der zellformatspezifische Aufbau determiniert hierbei die volumetrische Energiedichte auf Modulebene, die ein weiteres Entscheidungskriterium darstellt. Ferner wird auf Basis der zuvor in Kapitel 3 bestimmten Wärmeproduktion sowie des Modulaufbaus, der zu leistende Aufwand für das Thermomanagement abgeschätzt.

Unter Kenntnis der Zell- und Modulkonfigurationen kann in Kapitel 4 eine Betrachtung der hierzu benötigten Fertigung erfolgen. Es wird zuerst mittels eines Top-Down-Ansatzes der Anteil der Fertigungskosten an den Gesamtkosten für die einzelnen Zellformate eruiert und anschließend die Produktion auf evtl. bestehende »Bottlenecks« hin untersucht.

Kapitel 5 widmet sich der integrierten Betrachtung der Gesamtkosten der Zellformate und baut somit auf den Ergebnissen von Kapitel 1 (bottom-up), Kapitel 3 und Kapitel 4 (top-down) direkt auf. Es werden sowohl die Kosten auf Zell- als auch auf Modulebene bestimmt, wobei nur letztere im Rahmen der ganzheitlichen Betrachtung als Entscheidungskriterium fungieren. Zudem werden die Kosten aufgrund der zukünftigen Unsicherheiten mittels einer Risikoanalyse auf ihre Robustheit hin untersucht.

Kapitel 6 untersucht, inwiefern die Zellformate aufgrund der Zelleigenschaften und der vorgeschlagenen Modulkonzepte signifikante Unterschiede bezüglich des Sicherheitsverhaltens zeigen. Hierzu erfolgen eine qualitative Einschätzungen und Bewertung bezüglich verschiedener Risiken und Ereignissen, auf deren Basis eine »Risikokennzahl« für die Zellformate bestimmt wird.

Abschließend erfolgt eine aus den Ergebnissen der einzelnen Kapitel hervorgehende multikriterielle Bewertung der Zellformate. Hierzu wird auf die Methode PROMETHEE zurückgegriffen, welche zum einen eine hohe Transparenz aufweist und zum anderen einen paarweisen Vergleich der Zellformate ermöglicht. Die Bewertung der Alternativen erfolgt zu den drei Zeitpunkten 2017, 2020 und 2025 und aggregiert die einzelnen (insgesamt 6 untersuchten) Entscheidungskriterien zu einer Gesamtgröße, anhand derer eine kriterienübergreifende Aussage bezüglich der Vorteilhaftigkeit eines Zellformates zum jeweiligen Zeitpunkt getroffen werden kann.

ANALYSE DER ZELLFORMATE

1. ZELLAUFBAU UND ZELLMATERIALIEN

Die Analyse und Bewertung unterschiedlicher Zellen umfasst insgesamt fünf Zellformate, welche in drei Zellgeometrien unterteilt werden können. Auf Seiten der zylindrischen Zellen werden neben den gängigen 18650er-Formaten auch die als zukünftig relevant eingeschätzten 21700er-Zellen betrachtet, welche in der Gigafactory von Tesla/Panasonic produziert werden. Die prismatischen Zellen umfassen zum einen die PHEV2-Zellen sowie die dickeren BEV2-Zellen. Zudem werden noch Pouch-Zellen mit in die Betrachtung einbezogen. Die einzelnen Zellformate sollen dabei den aktuellen Status-quo widerspiegeln und orientieren sich daher entsprechend ihrer

Dimensionen, Zellchemien und dem Zellaufbau (für 2017) an gängigen bereits heute verkauften Elektrofahrzeug-Modellen. Die zugrundegelegten Annahmen sind in Tabelle 2 aufgelistet.

Da ferner mit zukünftigen Verbesserungen im Bereich der Materialien und Produktion zu rechnen ist, werden die Zellkonfigurationen nicht als statisch angesehen. So variieren Aufbau, Zellchemie, Zellausnutzung und Schichtdicken über die Betrachtungszeitpunkte. Während bei der 18650er-Zelle nur leichte Veränderungen bei dem aufgetragenen Flächengewicht zu erwarten sind, dürften die 21700er-Zellen zukünftig

Tabelle 2: Zellaufbau und -chemie

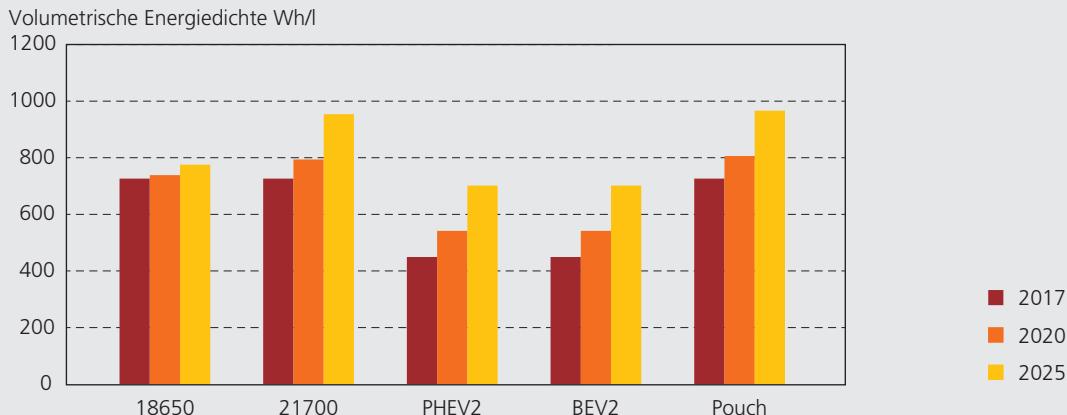
Zelltyp	Aufbau	AM Kathode	AM Anode	Zellaus-nutzung %	Schichtdicke Kathode µm	Schichtdicke Anode µm	Energie-inhalt Ah
2017							
18650	Wickel	NCA	Graphit	93,7	78	90	3,3
21700	Wickel	NCA	Graphit	93,7	78	90	4,8
PHEV2	2 Flachwickel	NCM111	Graphit	60	78	86	43,4
BEV2	4 Flachwickel	NCM111	Graphit	60	78	86	108,9
Pouch	Stack	NCM111	Graphit	97	78	86	73,6
2020							
18650	Wickel	NCA	Graphit	93,7	90	105	3,3
21700	Wickel	NCM811	Graphit	93,7	78	107	5,2
PHEV2	Stack	NCM811	Graphit	65	78	107	52,4
BEV2	Stack	NCM811	Graphit	65	78	107	131,3
Pouch	Stack	NCM811	Graphit	97	78	107	81,9
2025							
18650	Wickel	NCA	Graphit	93,7	100	116	3,5
21700	Wickel	NCM811	Graphit/Si	93,7	78	70	6,3
PHEV2	Stack	NCM811	Graphit/Si	70	78	70	67,5
BEV2	Stack	NCM811	Graphit/Si	70	78	70	169,3
Pouch	Stack	NCM811	Graphit/Si	97	78	70	98,1

NCM anstatt NCA als Kathodenmaterial einsetzen. Zudem ist zu erwarten, dass ebenfalls ein Wechsel von NCM 111⁵ auf das günstigere (da kobaltreduziert) und leistungsfähigere NCM 811 erfolgen wird (der Wechsel wird angenommen ab 2020). Auf Anodenseite dürfte zukünftig eine Graphit-Silizium-Anode anstatt einer reinen Graphit-Anode Verwendung finden (Annahme ab 2025). Mit Blick auf die produktionsseitigen Verbesserungen könnten mittelfristig die Flachwickel der prismatischen Zellen durch Stacks ersetzt werden, wodurch sich etwa die Zellausnutzung erhöht.

Auf Basis dieser Rahmenbedingungen und Annahmen bzgl. der Elektrodeneigenschaften (Zusammensetzung, Porosität, Flächengewicht) werden anhand definierter Normzellen die Materialmengen für Aktivmaterial, Separator, Ableiter, ggf. keramische Beschichtungen und Elektrolytmengen berechnet und der Energieinhalt der Zellformate bestimmt. Mit Kenntnis der hier bis 2025 konstant angenommenen Zellspannung von 3,7 V und dem spezifischen Zellaufbau, lässt sich die in Abbildung 2 dargestellte volumetrische Energiedichte der jeweiligen Zellformate berechnen.

Die zylindrischen sowie die Pouch-Zellen weisen unter diesen Annahmen nach den Berechnungen aktuell die höchste volumetrische Energiedichte auf, mit einem berechneten Wert von ca. 730 Wh/l. Im Jahr 2020 besitzen dagegen die 21700er- und die Pouch-Zelle mit ca. 800 Wh/l die höchsten volumetrischen Energiedichten, während die 18650er keine nennenswerte Verbesserung erzielen und auch im Jahr 2025 immer noch unter 800 kWh/l bleiben. Dies ist vorrangig auf die Annahme zurückzuführen, dass für das 18650er-Format auch zukünftig NCA als Aktivmaterial verwendet wird, während bei den anderen Formaten ein Materialwechsel hin zum NCM 811 erfolgt. Zudem wird davon ausgegangen, dass die Zellausnutzung im Fall des 18650er-Formats bereits weitestgehend optimiert ist und hier auch keine nennenswerten Steigerungen mehr erfolgen dürften. Die größten Potenziale für die Optimierung der Energiedichte besitzt die Pouch-Zelle, welche bis 2025 einen Wert von 970 Wh/l erreichen könnte, ähnlich wie die 21700er-Zelle mit ca. 960 Wh/l. Die volumetrische Energiedichte der prismatischen Zellen wächst zwar deutlich an, beträgt jedoch auch im Jahr 2025, unter den genannten Konfigurationen, nur 700 Wh/l.

Abbildung 2: Volumetrische Energiedichte der Zellformate auf Zellebene



EXKURS

ZELLAUFBAU UND ZELLMATERIALIEN

Die geringe volumetrische Energiedichte der prismatischen Zelle ist überwiegend auf die geringe Zellausnutzung und die konstant bleibenden Schichtdicken im Zeitverlauf zurückzuführen. Da durch zukünftige Material- und Produktionsinnovationen eine deutliche Verbesserung beider Parameter als durchaus möglich erscheint, wird nachfolgend betrachtet, wie sich eine Erhöhung der Zellausnutzung und eine Steigerung der Schichtdicken optimalerweise auf die volumetrische Energiedichte der Zellformate auswirken kann. Es werden nachfolgende Variationen angenommen (vgl. Tabelle 3).

Die Ergebnisse für die volumetrische Energiedichte, sowohl unter der ursprünglichen als auch unter der variierten Konfiguration, sind in Abbildung 3 vergleichend zusammengefasst. Zur besseren Einordnung der Ergebnisse sind darüber hinaus historische Werte sowie bis 2025 erwartete Energiedichten für automotive Zellen aus anderen Literaturquellen aufgeführt. Die volumetrischen Energiedichten bei erhöhter Zellausnutzung und Schichtdicke sind in der Legende mit einem »+« vermerkt und im Diagramm als Rechtecke dargestellt. Durch die Fraunhofer-Institute in dieser Studie berechnete Werte für die Zellformate sind mit FhG markiert, der Literatur entnommene

Angaben sind mit Pri (Prismatisch), Po (Pouch) sowie 18650 und 21700 markiert.⁶ Grundsätzlich lassen sich die berechneten Energiedichten sehr gut in die Aussagen anderer Quellen einordnen, insbesondere jene für 18650er- und 21700er-Zellen. Die Ergebnisse für die 18650er-Zellen fügen sich in die historischen Entwicklungskurven ein und die 21700er-Zellen führen zu einem weiteren »Technologiesprung« (S-Kurven bzw. Innovationskurven neuer Technologien). Der Vergleich der ursprünglichen Ergebnisse mit denen bei einer Erhöhung der Zellausnutzung und Schichtdicke zeigt, dass sich im Fall der 21700er-Zellen und der Pouch-Zellen zukünftig Energiedichten von über 1000 Wh/l erreichen ließen.

Für die prismatischen Zellen wird deutlich, welche Entwicklungspotenziale zukünftig für diese Technologie bestehen könnten: von über 400 Wh/l (2017) bis hin zu 700–850 Wh/l bis zum Jahr 2025, während die Erwartungen aus Literaturangaben von 200 bis 500 Wh/l in diesem Zeitraum reichen. Auch bei Pouch Zellen ergeben sich höhere Entwicklungspotenziale bei konsequenter Umsetzung von Material- und Prozessinnovationen von 700 bis über 1000 Wh/l (berechnet) gegenüber 300 bis zu 700 Wh/l (Literatur).

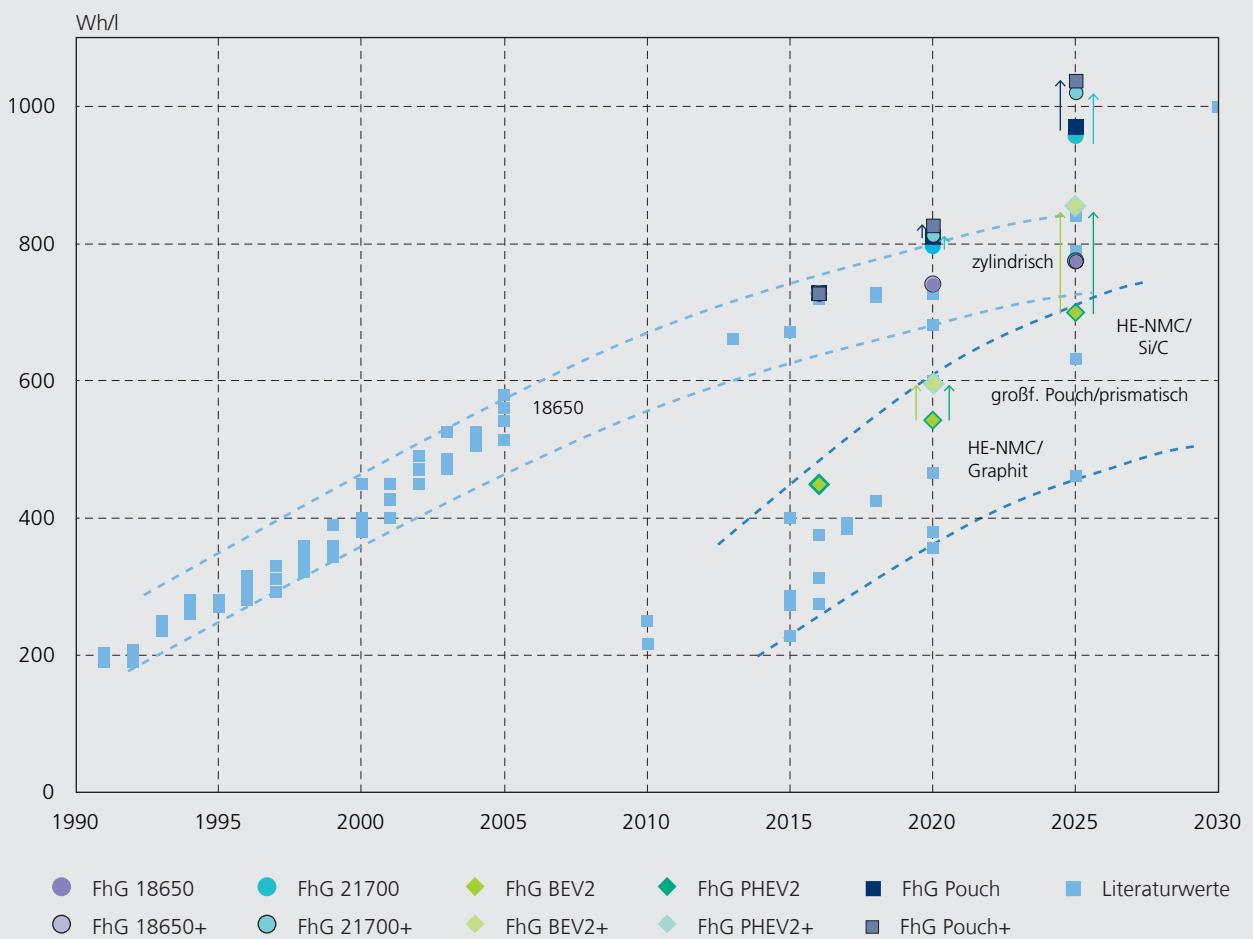
Tabelle 3: Variation der Schichtdicken und Zellausnutzung

	2017			2020			2025		
	Schichtdicke		Zellausnutzung	Schichtdicke		Zellausnutzung	Schichtdicke		Zellausnutzung
	positiv µm	negativ µm	g %	positiv µm	negativ µm	g %	positiv µm	negativ µm	g %
18650	78	90	94	90	105	94	100	116	94
21700	78	90	94	85	115	94	100	85	94
PHEV2	78	86	60	85	115	70	100	85	80
BEV2	78	86	60	85	115	70	100	85	80
Pouch	78	86	97	85	115	97	100	85	97

Die berechneten Ergebnisse berücksichtigen ausschließlich die genannten Aktivmaterialien, die typischerweise höhere Energiedichten aufweisen als die zum heutigen Tage überwiegend eingesetzten Blends aus unterschiedlichen Aktivmaterialien. Weshalb auch die Ergebnisse vergleichsweise optimistischer sind. Weiterhin wird in den Berechnungen von einer konsequenten Umsetzung von Material- und Prozessinnovationen ausgegangen. Die Ergebnisse, insbesondere für Pouch und prismatische Zellen, zeigen, welches Potenzial unter den genannten Annahmen zu erreichen ist.

Nicht berücksichtigt werden konnte der Einfluss auf Batterieperformance und Lebensdauer, durch beispielsweise verringerten Elektrolytüberschuss bei erhöhter Zellausnutzung. Die Betrachtung solcher Aspekte ist Gegenstand der Zellentwicklung. Die Entwicklungen in Abbildung 3 sind als eine (optimale) Grenzbetrachtung innerhalb der Roadmap für Hochenergie-LIB-Zellen im automotive Einsatz zu verstehen. Die niedrigeren Literaturangaben sind dabei als untere Grenze bzw. eher konservative Entwicklung aufzufassen.

Abbildung 3: Vergleich der berechneten volumetrischen Energiedichten in Wh/l auf Zellebene



2. THERMISCHE SIMULATION

Abbildung 4: Schema der Vorgehensweise bei der thermischen Simulation

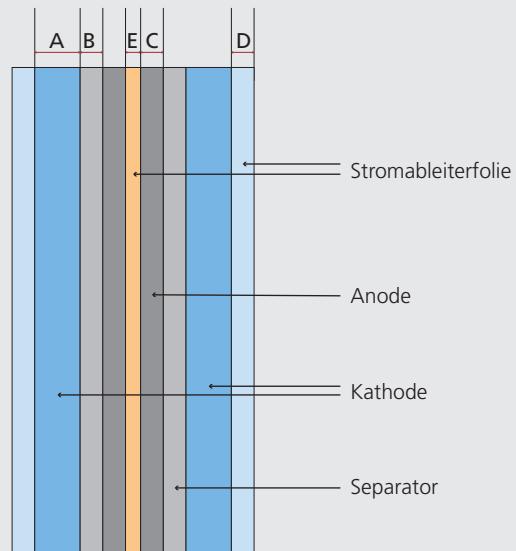
```

graph LR
    A[Definition der Normzelle] --> B[Simulation von Referenzpouchzelle mit BEST]
    B --> C[Simulation der Zellformate mit Fluent]
    C --> D[Thermische Bewertung]
  
```

Die untersuchten Zellformate weisen unter Belastung jeweils eine unterschiedliche Wärmeentwicklung und -verteilung auf. Dabei begünstigen große Temperaturunterschiede innerhalb der Zelle eine schnelle Zellalterung. Zur Bestimmung der Temperaturgradienten und der sich daraus ergebenden Anforderungen an eine Kühlung der Zellformate erfolgt in diesem Kapitel eine Bewertung der Zellformate bezüglich der Temperaturverteilung innerhalb der Zellen. Das Vorgehen bei der Simulation ist schematisch in Abbildung 4 dargestellt. Als Ausgangspunkt für die Simulation dienen die Zelldaten der unterschiedlichen Zellformate. Die anschließende Simulation der Ladung der Referenzzelle zur Bestimmung der Wärmeproduktion innerhalb der Zelle in Abhängigkeit von der Ladezeit wurde auf Basis der Software Battery and Electrochemistry Simulation Tool (BEST) durchgeführt. Die daraus resultierenden Ergebnisse wurden auf die verschiedenen Zellformate übertragen, und die Temperaturverteilung innerhalb der Zellen mittels der Software mit ANSYS(Fluent) bestimmt. Diese Temperaturverteilung lässt Rückschlüsse auf die benötigte Kühlung und das Degradationsverhalten der Zellen zu.

Die einzelnen Schritte des Vorgehens werden nachfolgend nochmals etwas näher erläutert. Die als Basis für die Simulationen dienenden Parameter der Zellwickel sind in nachfolgender Abbildung 5 aufgelistet. Für die Analyse wurden neben der Zellchemie, die Schichtdicken der Elektroden, Separatoren und Stromableiterfolien des Wickels festgelegt und auf Grundlage dieser Daten eine Normzelle definiert, die in der Kapazität pro Volumen und den thermischen Eigenschaften denen des Wickels gleicht. Diese Normzellen bilden die Zellchemie einer prismatischen Zelle im Basisjahr (2017 bzw. Annahme einer NCM111-Kathode und Graphit-Anode) ab.

Abbildung 5: Zellenaufbau der Referenz-Pouch-Zelle für die Simulation mit BESTMeso



Schicht	Dicke
Kathodenkomposit inkl. Elektrolyt (A)	80 µm
Anodenkomposit inkl. Elektrolyt (C)	85 µm
Separator (B)	20 µm
Stromableiterfolie (Anode) (E)	10 µm
Stromableiterfolie (Kathode) (D)	20 µm
Gesamt	400 µm

Die Wärmeproduktion innerhalb der Zellen konnte nun mittels einer Simulation mit BEST⁷ ermittelt werden. Es wurde eine Referenz-Pouch-Zelle definiert, welche aus einer Bizelle, also zwei gestapelten Normzellen, mit der Länge und Breite der BEV-Pouch-Zelle besteht. Abbildung 5 zeigt den Aufbau der Bizelle aus zwei Normzellen mit den Schichtdicken A–D. Über die Eigenschaften der Normzelle kann der Wickel in der Zelle als homogenes Material beschrieben werden, das eine charakteristische Dichte, Wärmekapazität und thermische Leitfähigkeit jeweils quer und längs der Ausrichtung des Wickels in der Zelle hat. Basierend auf Literaturangaben⁸ für die einzelnen Konstituenten, wurden die physikalischen Eigenschaften der Normzelle in Tabelle 4 bestimmt.

Im dritten Schritt wurde der Ladevorgang der Referenz-Pouch-Zelle mit einer Laderate von 0,5 C simuliert. Die Temperaturverteilung in der Zelle zeigt Abbildung 6. Auf Grundlage der Simulationsergebnisse konnte anschließend die Wärmeproduktion pro Volumen innerhalb des Wickels berechnet und auf die anderen Zellformate übertragen werden.

Im letzten Schritt wurden auf Basis der Geometrien der verschiedenen Zellformate die Gleichgewichtstemperaturverteilung der Zellformate während des Ladevorganges mittels der Software ANSYS(Fluent) ermittelt. Da die prismatischen Zellen annähernd symmetrisch um die Ebene zwischen den beiden Stromabnehmern sind, kann die Simulation auf eine halbe Zelle reduziert werden. Dabei wurde die mit BEST bestimmte Wärmeproduktion als Eingangsparameter benutzt sowie die vorher bestimmten thermischen Eigenschaften der Normzelle, welche für die Simulation des Wärmetransports benötigt werden. Dabei wurde angenommen, dass in den zylindrischen Zellen der Zellwickel geschlossen radial um die Mittelachse angeordnet ist, also die thermische Leitfähigkeit in radialer Richtung der aus Tabelle 4 quer zur Normzelle entspricht. Für die prismatischen Zellen und die Pouch-Zelle wurde angenommen, dass der Wickel jeweils quer zur Dickenrichtung liegt.

Abbildung 6: Temperaturverteilung der Referenzpouchzelle bei einer Ladung mit 0,5 C

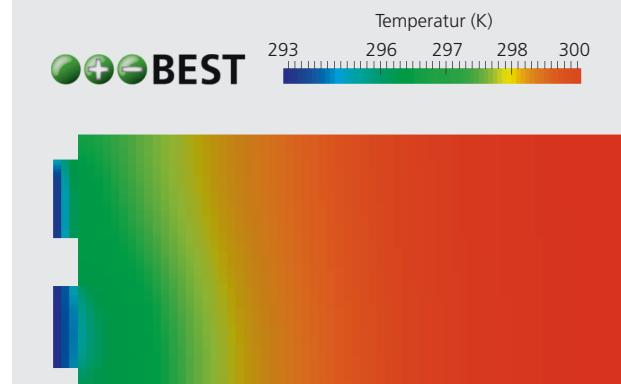


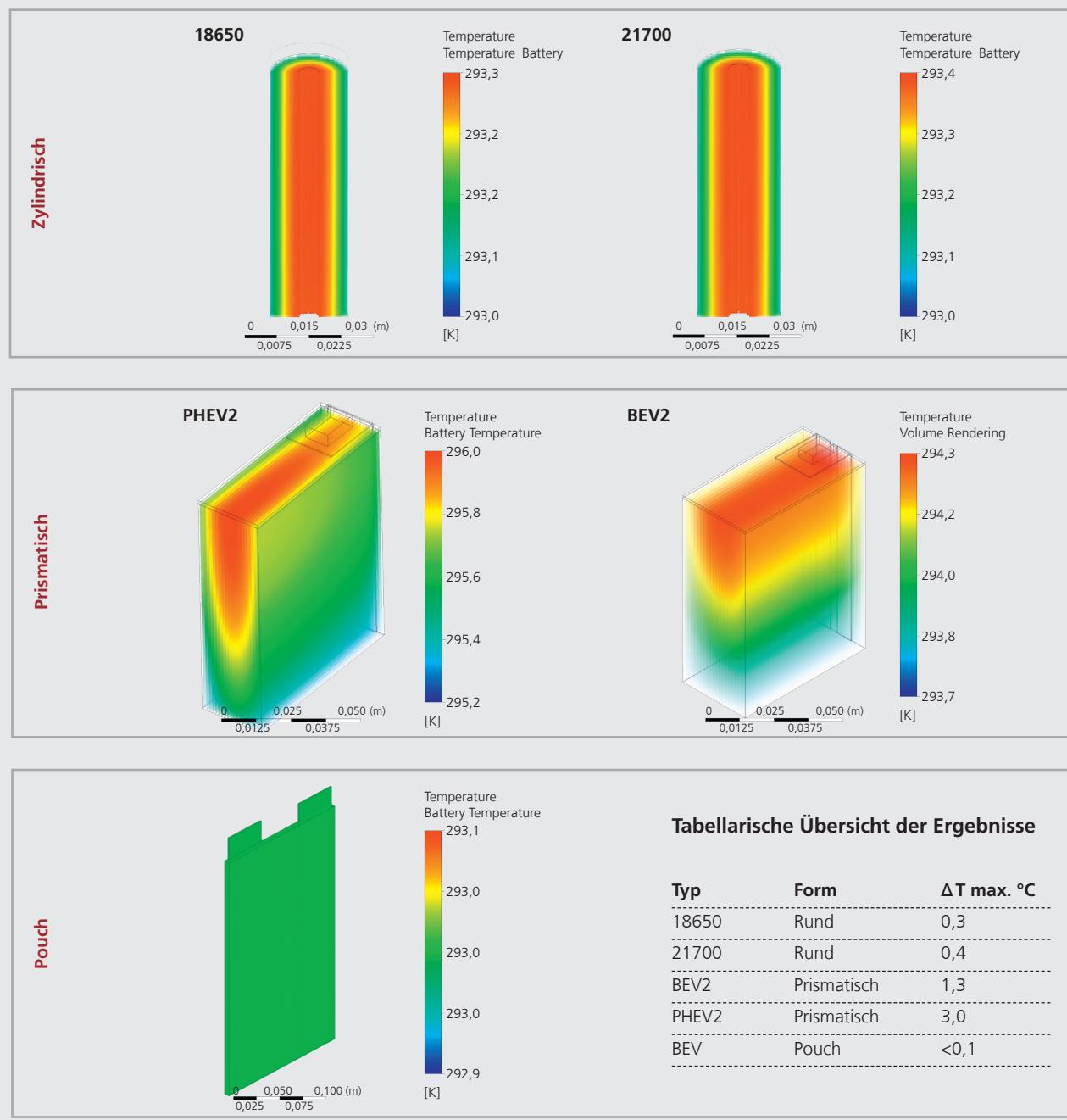
Tabelle 4: Physikalische Eigenschaften der Normzelle

Wärmeleitfähigkeit längs der Normzelle W/mK	Wärmeleitfähigkeit quer zur Normzelle W/mK	Dichte kg/m ³	Wärmekapazität J/kg K
22,87	1,04	1987	1366

Außerdem wird neben den genannten Rahmenbedingungen ebenfalls der Einfluss einer Kühlung in der Simulation mitberücksichtigt. Die Kühlkonzepte (z.B. Flächenkühlung oder Mantelkühlung) für die Zellformate werden (mit Ausnahme der zylindrischen Zellen) aus Kapitel 3 als Bestandteil der Modulkonzepte entnommen und gehen über die thermischen Randbedingungen, gegeben durch Wärmeübergangskoeffizienten an den Flächen der Zellen, in die Simulation ein. Bezuglich der Kühlung wurde angenommen, dass die zylindrischen Zellen (18650 und 21700) hauptsächlich über den Mantel gekühlt werden. Daher wurde dort ein höherer Wärmeübergangskoeffizient angenommen als auf den übrigen Flächen. Für die Pouch-Zelle (BEV) wird eine Kühlung über die Flächen angenommen und für die prismatischen Zellen (BEV2, PHEV2) eine Kühlung über eine Kühplatte am Boden der Zelle⁹. Bis auf die Kühlung der zylindrischen Zellen können die Ergebnisse aus diesem Abschnitt daher anschließend in Kapitel 3 zurückgespielt werden, um die Ausgestaltung des Kühlkonzepts und den zu leistenden Kühlaufwand genauer zu bestimmen.

Die Ergebnisse der thermischen Simulation sind nachfolgend in Abbildung 7 für die unterschiedlichen Zellformate aufgezeigt. Bei allen Zellen ist der Temperaturhub sehr gering, wie es bei der geringen Laderate auch zu erwarten ist. Jedoch lassen die Ergebnisse der thermischen Simulation Schlüsse zu, wie sich die Zellen relativ zueinander thermisch verhalten. Die Simulation zeigt, dass die Pouch-Zelle mit einem ΔT_{\max} von $< 0,1^{\circ}\text{C}$, den geringsten Temperaturhub aufweist, sofern sie über die Flächen gekühlt wird. Jedoch muss hier beachtet werden, dass die Pouch-Zellen in einem Pack montiert sind, der hier nicht berücksichtigt wurde. Aufgrund der dichten Packung ist zu erwarten, dass die dominanten Temperaturgradienten zwischen den verschiedenen Zellen im Pack auftreten. Einen ebenfalls geringen Temperaturhub weisen auch die zylindrischen Zellen auf. Bei einer Kühlung über den Zellmantel beträgt der Hub hier $\Delta T_{\max} = 0,3 - 0,4^{\circ}\text{C}$. Dies liegt ebenfalls an der relativ effizienten Kühlung über den Zellmantel. Ein anderes Bild zeichnet sich dagegen bei den prismatischen Zellen ab. Sie haben den größten Temperaturhub, aufgrund des Verhältnisses zwischen der Menge an Aktivmaterial zu der vergleichsweise kleinen Oberfläche. Außerdem wird bei dem angenommenen Kühlprinzip nur eine kleine Fläche der Zelle am Boden gekühlt. Die Werte liegen mit $\Delta T_{\max} = 1,3^{\circ}\text{C}$ für die BEV2 und $\Delta T_{\max} = 3^{\circ}\text{C}$ für die PHEV2, deutlich über denen der anderen Zellformate.

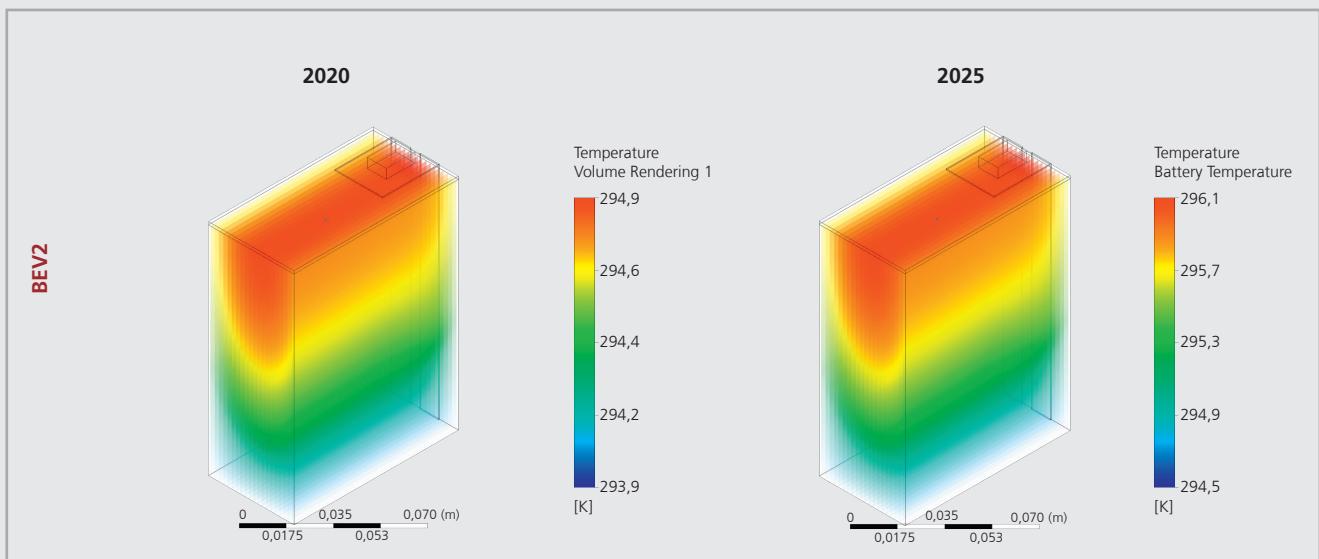
Abbildung 7: Ergebnisse der thermischen Simulation



EXKURS **THERMISCHE SIMULATION**

Um die Entwicklung der thermischen Eigenschaften der Zellen für die Jahre 2020 und 2025 zu bewerten, wurden für die in Abbildung 7 für die Jahre 2020 und 2025 projizierten Zellchemien zudem die thermischen Eigenschaften bestimmt. Es zeigt sich, dass sich mit der erhöhten Kapazität auch die Wärmeproduktion und damit der Kühlauflwand für die BEV2-Zellen noch weiter steigert. Die Zellen weisen mit einem Temperaturhub von $\Delta T_{\max} = 1,9^{\circ}\text{C}$ für die Konfiguration im Jahr 2020 und $\Delta T_{\max} = 3,1^{\circ}\text{C}$ für die Konfiguration im Jahr 2025 die größten berechneten Temperaturhübe auf.

Abbildung 8: Ergebnisse der thermischen Simulation für modifizierte Zellkonfiguration

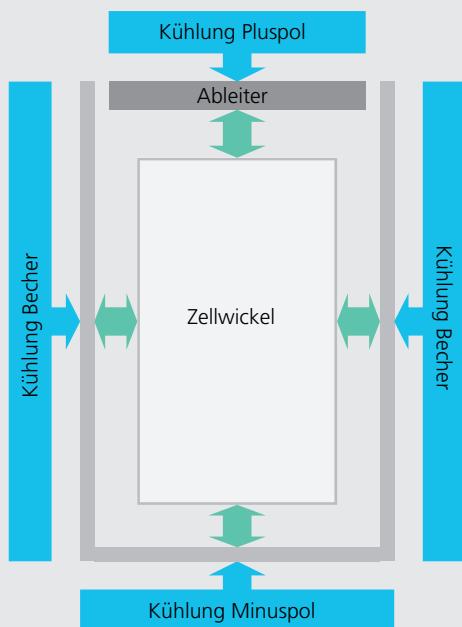


EXKURS ZUR VORTEILHAFTIGKEIT UNTERSCHIEDLICHER KÜHLKONZEPTE

In der vorrangigengangenen Simulation wurde vereinfachend von einer Kühlung über eine Kühlplatte am Boden der Zelle ausgegangen, die derzeit die am häufigsten verwendete Option darstellt. Hierbei ist jedoch nicht per se gesagt, dass es sich dabei für die jeweiligen Zellformate auch um das effizienteste Kühlkonzept handelt. Aus diesem Grund soll im Rahmen dieses Exkurses die Vorteilhaftigkeit unterschiedlicher Kühlkonzepte für die jeweiligen Zellformate diskutiert werden.

Die Leitfähigkeit eines Wickels von Lithium-Ionen-Zellen ist stark inhomogen. In Richtung der Schichten ist die Leitfähigkeit ca. zwanzig mal größer als senkrecht zu diesen Schichten. Die Inhomogenität des Zellwickels muss daher bei der Kühlung berücksichtigt werden. Prinzipiell stehen drei Wege der Kühlung zur Verfügung: über das Gehäuse, den negativen Pol oder den positiven Pol (vgl. Abbildung 9). Alle diese Möglichkeiten sind mit einem zelltypspezifischen Wärmeübertragungskoeffizienten verbunden.

Abbildung 9: Optionen zur Zellkühlung



Durch die Konstruktion bedingt ist die thermische Ankopplung am positiven Pol bei zylindrischen Zellen deutlich schlechter als am negativen Pol. Messungen zeigen, dass der thermische Widerstand an diesem Pol bis zu vier Mal so hoch sein kann. In der Regel wird der negative Ableiter der Zelle einfach direkt mit dem Gehäuse verbunden, daher ist die thermische Weglänge des Ableiters an diesen Pol entsprechend kürzer. Hingegen ist die konstruktive Auslegung des positiven Pols deutlich aufwendiger, da die Pluspol-Kappe vom Gehäuse isoliert werden muss, um einen Kurzschluss zu verhindern. Bei prismatischen Zellen und Pouch-Zellen werden in der Regel zwei Ableiter derselben Geometrie verwendet. Dennoch ist der Wärmeübertragungskoeffizient am negativen Pol geringer, da das eingesetzte Kupfer eine höhere Leitfähigkeit besitzt als das Aluminium des anderen Pols.

Durch die Berechnung der Biot-Zahl¹⁰ für die unterschiedlichen Kühlarten kann der übertragene Wärmestrom zum geleiteten Wärmestrom im Wickel verglichen werden. Eine große Biot-Zahl besagt, dass die Temperaturunterschiede innerhalb des Zellwickels größer sind als im Kühlmedium, sodass eine Verbesserung des äußeren Wärmeübergangs nicht wesentlich beschleunigt werden kann. Eine kleine Biot-Zahl bedeutet, dass es sich um einen thermischen dünnen Körper handelt, der sich durch die Erhöhung der Kühlleistung gut kühlen lässt.

Die berechneten Biot-Zahlen zeigen, dass die beste Kühlwirkung meist über die Ableiter erreicht werden kann. Lediglich im Fall der Pouch-Zellen bietet die Entwärmung über das Gehäuse Vorteile, weshalb hier eine Gehäuse-kühlung zu empfehlen wäre. Durch den starken asymmetrischen Aufbau des Ableiters bei zylindrischen Zellen erscheint die Kühlung über den negativen Anschluss am geeignetsten. Zusätzlich zu den Ableitern kann die Wärme bei den zylindrischen Zellen

auch durch den Kontakt des Wickels zum Gehäuse übertragen werden, da dieses mit dem negativen Pol verbunden ist. Am problematischsten gestaltet sich die Kühlung der prismatischen Zellen. Die Kühlwirkung über das Gehäuse verschlechtert sich bei diesen sukzessive mit der Dicke der Zellen in Stapelrichtung. Zudem sind die Ableiter, über die eine effektive Kühlung möglich wäre, aus technischen Gründen nicht zugänglich. Vor allem die BEV2-Zellen, die eine hohe Stapeldicke aufweisen, zeigen hier ein schlechtes Kühlverhalten.

Zusammenfassend lässt sich somit festhalten, dass die zylindrischen Zellen wegen der einfach zu realisierenden kombinierten Entwärmung über Gehäuse und negativen Pol am besten bzgl. der Kühlwirkung abschneiden. Bei Pouch-Zellen lässt sich aufgrund der geringen Dicken auch eine effektive Gehäuse-Kühlung realisieren, während vor allem dickere prismatische Zellen hinsichtlich der Kühlwirkung deutliche Nachteile aufweisen.

Tabelle 5: Bewertung der Zellformate hinsichtlich der Kühlwirkung über die Pole und das Gehäuse

Zelle	Wärmeübertragungskoeffizient W/(m ² K)			Biot-Zahl unterschiedlicher Kühlarten		
	Positiver Pol	Negativer Pol	Gehäuse	Positiver Pol	Negativer Pol	Gehäuse
Zylindrische Zelle	18650	479	122	200	0,78	0,2
	21700	388	99	200	0,68	0,17
Prismatische Zelle	PHEV2	120	71	200	0,44	0,26
	BEV 2	56	33	200	0,24	0,14
Pouch Zelle	105	95	200	0,86	0,78	0,53

3. MODULAUFBAU UND MODULMATERIALIEN

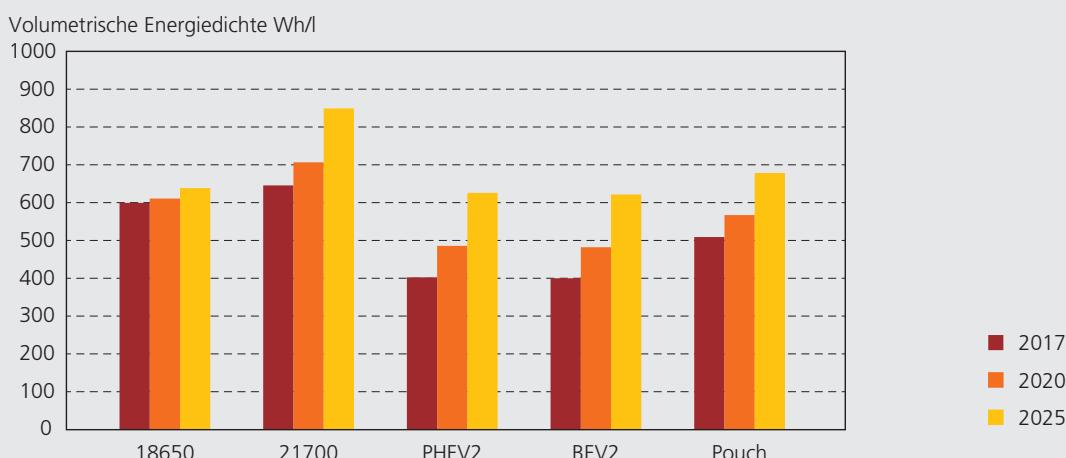
In den vorherigen Kapiteln wurden der Zellaufbau und die Zellchemie für die verschiedenen Zellformate definiert. In diesem Abschnitt erfolgt nun deren Aggregation zu Batteriemodulen. Die Module werden dabei so konzeptioniert, dass sie die geforderte Mindestkapazität für das Jahr 2017 von 3 kWh/Modul erfüllen. Für die nachfolgenden Jahre werden die Dimensionen (Maße) und die Zellanzahl in den Modulen als konstant angenommen, sodass sich lediglich die volumetrische Energiedichte des Moduls erhöht. Entsprechend dieser Prämisse werden unter Berücksichtigung konstruktiver Elemente Modulkonzepte für die jeweiligen Zellformate erstellt. Die Modulkonzepte basieren dabei auf Lösungen kommerzieller Batteriesysteme und bilden weiterhin die Basis für die Erstellung von CAD-Modellen, anhand deren die notwendigen Daten für eine Materialkostenabschätzung der Bauteile auf Baugruppenebene abgeleitet werden können (z.B. benötigtes Material, Volumen, Abmessungen, weitere Anforderungen). Als Grundlage für die zellformatspezifischen Modulkonzepte wurden die in Tabelle 6 aufgelisteten Konfigurationen gewählt. Weiterhin kann unter Kenntnis der Geometrien, der Zellanzahl und -kapazitäten die volumetrische

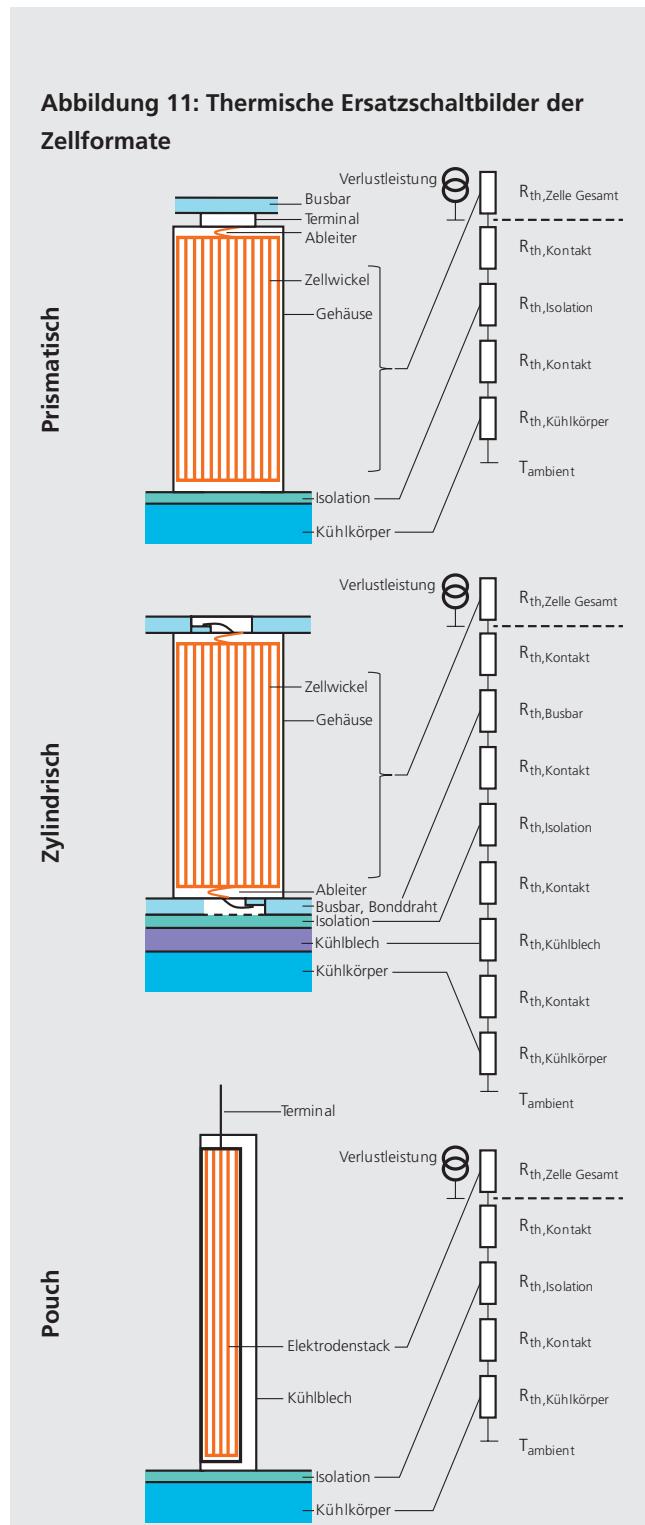
Energiedichte auf Modulebene bestimmt werden. Während das Bauvolumen der Module über die Zeit betrachtet gleich bleibt, steigt die Energiedichte der Zellen an und somit auch die Kapazität je Modul. Aufgrund der unterschiedlichen Bauvolumina erfolgt ein Vergleich der volumetrischen Energiedichte der Zellformate auf Modulebene analog zur Zellebene. Die Ergebnisse sind nachfolgend in Abbildung 10 dargestellt¹¹.

Tabelle 6: Übersicht über die Zellkapazität und zugrunde gelegte Konfiguration der Batteriemodule

Zellformat	Elektrische Kapazität der Zelle Ah			Konfiguration
	2017	2020	2025	
18650	3,3	3,3	3,5	10s25p
21700	4,8	5,2	6,3	10s17p
PHEV2	43,4	52,4	67,5	10s2p
BEV2	108,9	131,3	169,3	8s1p
Pouch	73,6	81,9	98,1	12s1

Abbildung 10: Ergebnisse des Vergleichs der Zellformate entsprechend ihrer volumetrischen Energiedichte auf Modulebene





Erwartungsgemäß fallen die volumetrischen Energiedichten auf Modulebene, verglichen mit den Werten auf Zellebene, deutlich geringer aus und betragen zwischen 70 und 89 Prozent der ursprünglichen Werte auf Zellebene. Auffallend ist dabei, dass insbesondere die Pouch-Zellen auf Modulebene verhältnismäßig große Einbußen erfahren und nun auf einem beinahe ähnlichen Niveau wie die 18650er und die prismatischen Zellformate liegen. Die 21700er weisen auch auf Modulebene eine vergleichsweise deutlich höhere volumetrische Energiedichte auf.

Wie bereits in Kapitel 2 (Thermische Simulation) beschrieben, ist es für eine systemische Analyse der Zellformate unabdinglich, auch den mit der Wahl eines Zellformats einhergehenden Kühlauflaufwand mit zu berücksichtigen. Da eine detaillierte Auslegung der Kühlssysteme an dieser Stelle jedoch aufgrund des im Rahmen dieser Studie eher generisch angelegten Charakters nicht zielführend ist, soll eine Bewertung des Kühlauflaufwands über den thermischen Widerstand des notwendigen Kühlkörpers bzw. Kühlssystems sowie die Wärmedichte im Batteriesystem erfolgen. Mit Kenntnis dieser Werte ließe sich ein entsprechendes Kühlssystem dimensionieren oder ein Kühlkörper auswählen, wodurch sich der damit einhergehende Kühlauflaufwand und evtl. damit einhergehende Kosten abschätzen ließen. Für die Bewertung gilt prinzipiell: Ist der zulässige thermische Widerstand des Kühlkörpers hoch oder die Wärmedichte gering, ist der Kühlauflaufwand entsprechend niedriger.

Zur Bestimmung der Vergleichswerte werden die Batteriemodule in Form eines thermischen Ersatzschaltbilds dargestellt, und es wird der thermische Widerstand des Systems ermittelt. Die zugrundegelegten Ersatzschaltbilder sind in Abbildung 11 dargestellt.

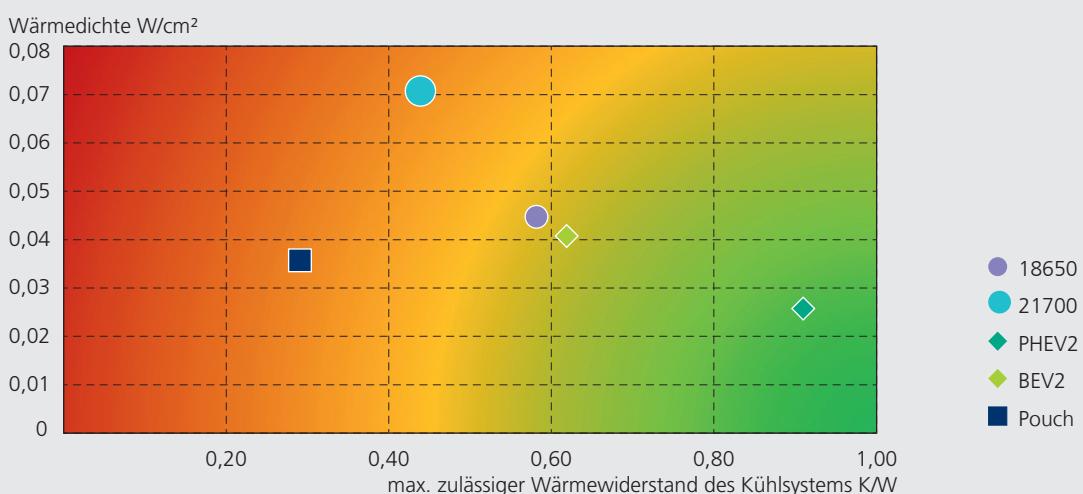
Aus dem erlaubten Temperaturhub und der zuvor ermittelten Wärmeerzeugung der Zellen (vgl. Ergebnisse von Kapitel 2), lässt sich daran anschließend der maximal zulässige thermische Widerstand des Kühlkörpers bestimmen. Auf Grundlage dieses Wertes kann daraufhin ein vereinfachter Vergleich bezüglich des Aufwands, beziehungsweise der Kosten für ein Kühlsystem getroffen werden. Er korreliert beispielweise mit der notwendigen Kühlleistung bei einer aktiven Kühlung oder der Kühlkörpergröße bei einer passiven Kühlung.

Als zweites Kriterium wurde die für die Kühlung zur Verfügung stehende Fläche beziehungsweise die Verlustleistungsdichte des Batteriesystems aufgeführt. Je höher die Wärmedichte, umso aufwendiger ist die Realisierung des Kühlsystems. Die Bewertung der Zellformate hinsichtlich des Kühlauwands kann daher in Form einer Matrix mit den Kriterien maximal zulässiger Wärmewiderstand K/W und Wärmedichte W/m² bzw. flächenspezifischer Wärme-

widerstand Km²/W erfolgen. Die Ergebnisse für die untersuchten Zellformate sind in Abbildung 12 in Bezug auf die beiden Vergleichswerte zusammengefasst.

Der Vergleich zeigt, dass die PHEV2-Zelle in Bezug auf geringe Wärmedichte und hohen Wärmewiderstand die besten Werte aufweist und eine Kühlung mit einem entsprechend geringen Aufwand zu realisieren ist. Die BEV2-Zelle und die 18650er liegen dagegen eher im Mittelfeld, während die 21700er-Zellen zwar einen mittleren Wärmewiderstand aufweisen, jedoch eine relativ hohe Wärmedichte besitzen. Auch der Aufwand zur Kühlung der Pouch-Zellen ist verhältnismäßig größer. Hier ist die Wärmedichte zwar nicht so hoch wie im Fall der 21700er, jedoch ist der Wärmewiderstand nochmals etwas geringer. Bezuglich des zu leistenden Kühlauwands auf Modulebene zeigt somit das PHEV2-Format die besten Eigenschaften, gefolgt von den 18650er-Zellen und den BEV2-Zellen. Die schlechtesten Vergleichswerte weisen die 21700er- und Pouch-Zellen auf.

Abbildung 12: Vergleich des Kühlauwands der Zellformate



Zusammenfassend ist auf Modulebene im Fall der prismatischen Zellen ein Vorteil hinsichtlich des Kühlauwands erkennbar, während die Pouch-Zellen gegenüber zylindrischen und prismatischen Zellen vergleichsweise schlechter abschneiden. Aufgrund des Abstraktionsgrades des Modells sollte das Ergebnis als qualitative Abschätzung interpretiert werden.

Für eine genauere und quantitative Aussage ist eine Verfeinerung des Modells beziehungsweise von Teilen des Modells je nach Betrachtungsfall sinnvoll. Getroffene Vereinfachungen können hierbei durch detailliertere Darstellungen ersetzt und die entsprechenden Werte zum Beispiel mit numerischen Methoden ermittelt werden. Außerdem sollte abschließend eine Verifikation des Modells mit experimentellen Messungen erfolgen.

EXKURS

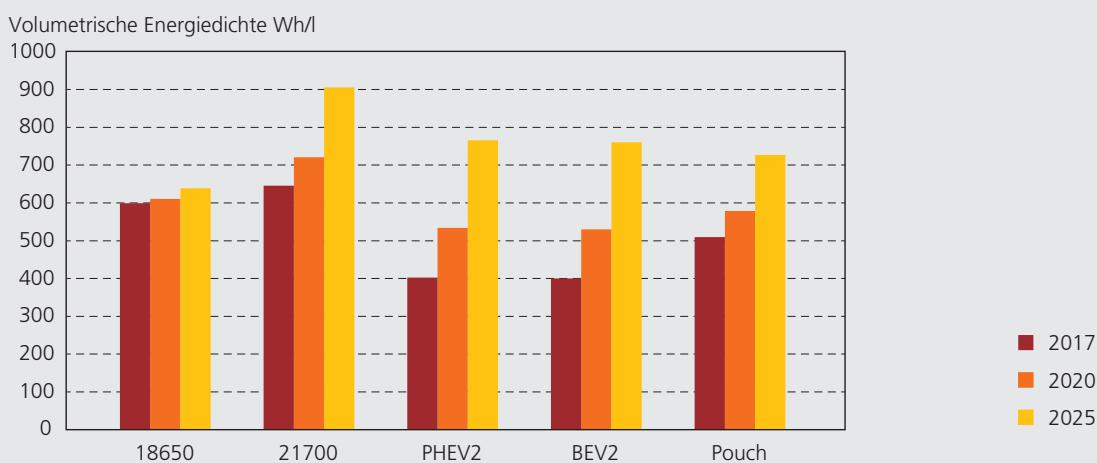
MODULAUFBAU UND MODULMATERIALIEN

Analog zu den Annahmen und der Betrachtung in Kapitel 1 wird an dieser Stelle ebenfalls ergänzend der potenzielle Einfluss einer gesteigerten Schichtdicke und Zellausnutzung auf den volumetrischen Energieinhalt auf Modulebene untersucht. Der Einfluss einer solchen Variation ist in Abbildung 13 für die unterschiedlichen Zellformate und Betrachtungszeitpunkte dargestellt.

Die Erhöhung der Schichtdicke und Zellausnutzung führt zu einer gänzlich neuen Rangfolge der Ergebnisse, verglichen mit denen unter den Basisannahmen berechneten aus Abbildung 10. Zwar weist auch nach wie vor das 21700er-

Zellformat die höchste volumetrische Energiedichte auf, jedoch fällt die Pouch-Zelle merklich hinter die prismatischen Zellformate zurück, sodass diese nun das Zellformat mit der zweithöchsten volumetrischen Energiedichte auf Modulebene darstellen. Der Grund für das schlechtere Abschneiden der Pouch-Zellen liegt in der vergleichsweise schlechteren volumetrischen Ausnutzung des Gehäuseraumes, da zusätzliche Elemente wie z. B. Kunststoffrahmen zur Zellaufnahme integriert werden müssen. Somit stellen die prismaticen Zellen, bei einer Erhöhung der Zellausnutzung und der Schichtdicken ebenfalls eine Alternative mit vergleichsweise hoher volumetrischer Energiedichte dar.

Abbildung 13: Volumetrische Energiedichte der Zellformate bei gesteigerter Zellausnutzung und Schichtdicken auf Modulebene



4. ZELL- UND MODULFERTIGUNG

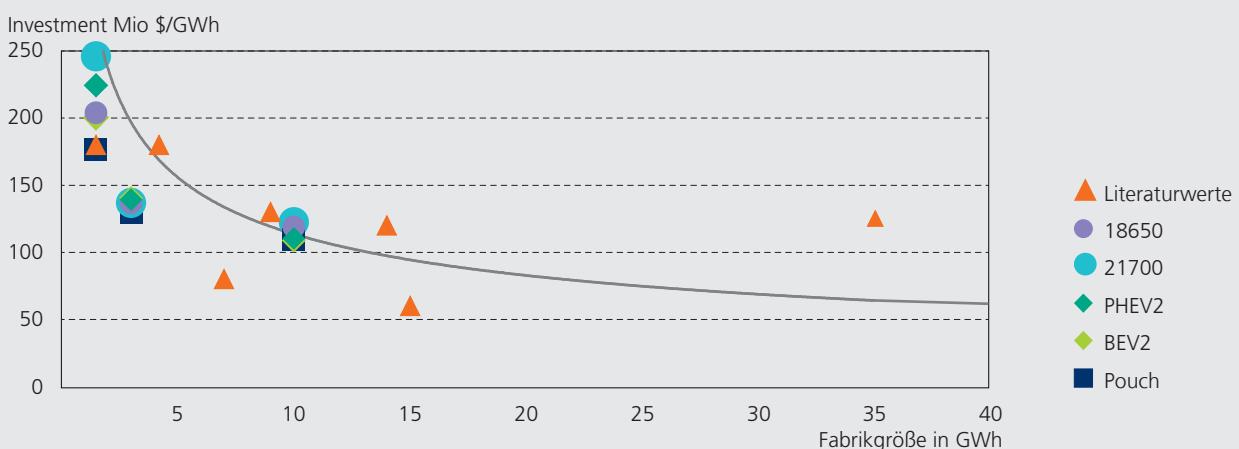
Die vorangegangenen Kapitel haben sich bisher verstärkt den konstruktiven Themen des Zell- und Modulaufbaus gewidmet sowie der damit zusammenhängenden Materialien und resultierenden Energieinhalte. Dieses Kapitel erweitert nun die bislang stark produktbezogene Perspektive um die Betrachtung der Zell- und Modulfertigung. Das Ziel dieser Betrachtung liegt in dem späteren Vergleich der zellspezifischen Gesamtkosten und in der Identifizierung von potenziellen anlagenbedingten Engpässen in der Produktion.

Zwar stellen die Materialkosten, je nach Zellformat und betrachtetem Zeitpunkt, mit in etwa 55 bis 65 Prozent der Gesamtkosten deutlich den größten Anteil der Wertschöpfung an der Zelle dar, doch liegt auch der Anteil der Produktion selbst bei nicht zu vernachlässigenden 20 bis 21 Prozent der Gesamtkosten. Davon entfallen zwischen 3 bis 5 Prozent auf direkte Arbeitskosten und 4 bis 5 Prozent auf variable Overheads (wie Wartung, Gebäude, Energie). Die Investitionskosten in Form von Abschreibungen machen den Hauptanteil aus und liegen zwischen 12 und 13 Prozent.

Bis zum Jahr 2025 besteht das Potenzial, diesen Gesamtanteil von 20 bis 21 Prozent auf 17 bis 18 Prozent pro Zelle und Modul zu senken. Einsparpotenziale zur Erreichung dieser Werte liegen dabei in einer Reduktion der Personalkosten (z. B. durch Digitalisierung und Vernetzung) sowie in einer Reduktion der variablen Kosten und Abschreibungen durch die Realisierung von Skaleneffekten.

Zur Quantifizierung des Einsparpotenzials bei den Abschreibungen bzw. Investitionen nach Zellformaten und Zeitpunkten, wurde in diesem Abschnitt ein Top-down-Ansatz angewandt, bei dem ausgehend von aktuellen Zellpreisen und Kostenstrukturen¹², eine Aufteilung der Produktionskosten nach Fertigungsschritten erfolgt. Als Grundlage für die verwendeten Zellpreise, der Kostenstruktur und deren zukünftiger Entwicklung dienten Informationen aus einschlägigen Studien (z. B. von Avicenne Energy, total battery consulting etc.)¹³. Mit Kenntnis der Zellpreise sowie deren Verteilung auf die einzelnen Kostenarten können somit die Investitionen¹⁴ oder Personalkosten bestimmt werden.

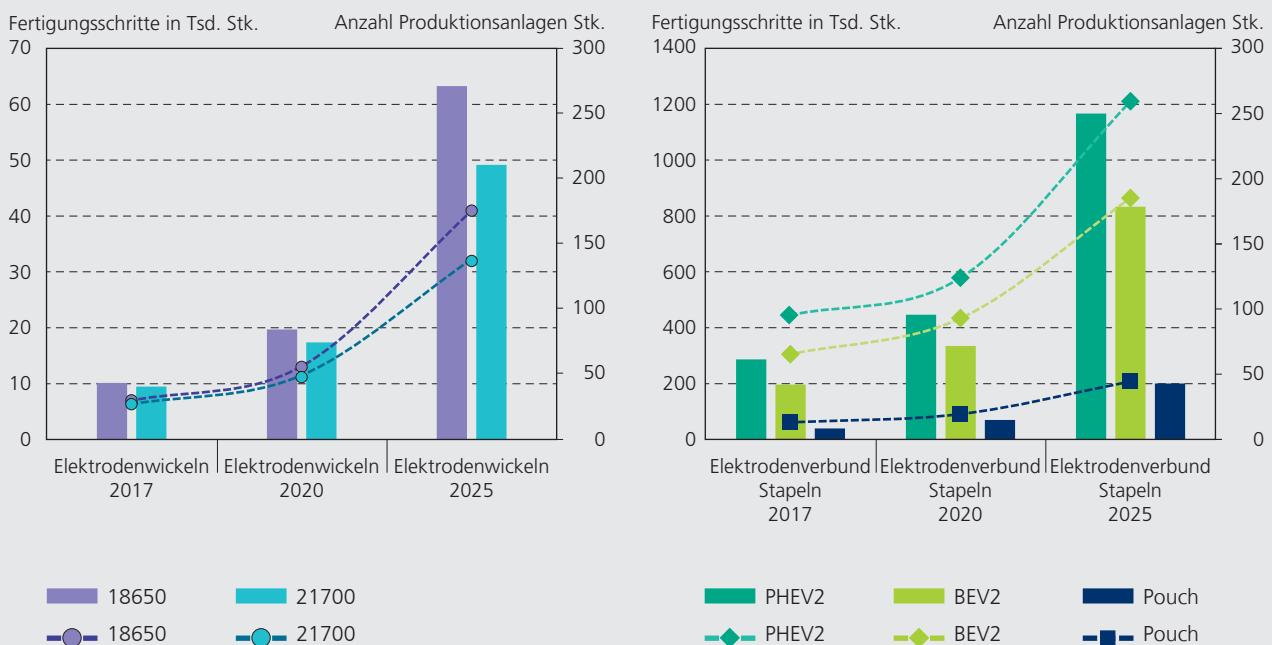
Abbildung 14: Höhe der Investitionen für Produktionskapazitäten nach Zellformaten



Unter Berücksichtigung der in den vorherigen Kapiteln identifizierten Materialmengen lassen sich die Anzahl der Produktionsanlagen bestimmen. Hierzu werden ausgehend von den benötigten Materialmengen der Einzelzellen die Gesamtmengen für eine Jahresproduktion bestimmt. Die notwendige Anzahl an Produktionsanlagen ergibt sich anschließend aus der zu verarbeitenden Materialmenge sowie der Kapazität derzeitiger State-of-the-Art-Maschinen. Es wird somit die Prämisse zugrunde gelegt, dass es keine einschlägigen Verbesserungen auf Seiten der Produktions-technik geben würde. Es handelt sich daher eher um eine stark pessimistische Einschätzung.

Die Ergebnisse dieser Berechnung (Annahmen: typische Größen von Produktionslinien von 1,5 GWh in 2017, 3 GWh in 2020 und 10 GWh in 2025) sind in Abbildung 14 zusammengetragen und zum Vergleich durch weitere Werte aus der Literatur ergänzt worden. Vereinfachend wurden die Investitionen für höhere Kapazitäten aus den betrachteten Jahren 2020 und 2025 übernommen, unter der Prämisse, dass die Kosten für Produktionsanlagen auf dem Niveau von 2017 verbleiben und sich lediglich die spezifische Kapazität der Einzelanlagen verändert.

Abbildung 15: Vergleich der Anzahl an Fertigungsschritten und Produktionsanlagen



Der Vergleich der zu tätigen Investitionen [in Mio \$/GWh] für eine Produktionskapazität von 1,5 GWh, wie sie für das Jahr 2017 vorgesehen ist, zeigt, dass die ermittelten Werte eine relativ hohe Spreizung aufweisen, dabei jedoch im Bereich des literaturbasierten Trends liegen¹⁵. Ab einer Kapazität von 3 GWh, wie sie für das Jahr 2020 angedacht ist, ergeben sich homogenerne Ergebnisse über die Zellformate hinweg. Dies gilt auch für eine Kapazität von 10 GWh, wobei die spezifischen Investitionen mit dem literaturbasierten Trend gut übereinstimmen. Größere Ausbaustufen sind nicht vorgesehen. Die höchste Kapazität innerhalb der Betrachtung weist die »Gigafactory« mit 35 GWh am rechten Rand des Diagramms auf.

Da wie oben bereits erläutert, das Einsparungspotenzial durch die Produktion auf die Gesamtkosten von Zelle und Modul mit ca. 2 bis 4 Prozent relativ gering ist, ist es umso wichtiger bei der Planung der Produktionskapazitäten auf flexible Fertigungsverfahren zu achten, um auf Änderungen der Produktionsanforderung reagieren zu können, und dadurch das wirtschaftliche Risiko zu minimieren. Die effiziente Einführung flexibler Fertigungsverfahren bedingt dabei eine genaue Kenntnis über die Produktion und den Umgang mit der großen Anzahl an unterschiedlichen Einzelprozessen sowie evtl. bestehender Engpässe bzw. »Bottlenecks«. Aus diesem Grund wurden die Fertigungsschritte zur Produktion der Zellformate bis hin zum Modul auf evtl. Engpässe in der Fertigung hin untersucht. Mit Kenntnis der Materialmengen aus Kapitel 1 und Kapitel 3 sowie der angestrebten Jahresproduktion, wurden die erforderlichen Fertigungsschritte für die zu verarbeitende Menge bestimmt. Die Berechnung der benötigten Anzahl an erforderlichen Maschinen pro Fertigungsschritt erfolgt anschließend für das Jahr 2017 anhand von State-of-the-Art-Maschinendaten.

Die Analyse der einzelnen Fertigungsschritte zeigt, dass die vorhandenen Technologien für die kontinuierlichen Bandprozesse wie Beschichtung, Trocknen, Kalandrieren mit dem Stand der Technik sehr gut abgedeckt werden können.

Ebenfalls bedarf es für das Szenario 2025 nur einer geringen Steigerung der Produktionskapazität, um die erforderlichen Mengen verarbeiten zu können. Ein anderes Bild zeichnet sich dagegen bei den Einzelprozessen ab, für die stellvertretend in Abbildung 15 der Prozess des Wickelns (linke Abbildung) bzw. Stapeln (rechte Abbildung) betrachtet wird.

Der Vergleich der Anzahl an Fertigungsschritten beim Wickeln bzw. Stapeln (Balken, linke Achse) verdeutlicht, dass die gewickelten zylindrischen Zellen erwartungsgemäß weniger Fertigungsschritte benötigen, um die Jahresproduktion zu erreichen. Jedoch nimmt die Anzahl dieser Schritte entsprechend der steigenden Produktionsmengen über die betrachteten Jahre stark zu, wobei die meisten Fertigungsschritte die PHEV2- und die BEV2-Zellen umfassen. Vergleicht man die Anzahl der hierzu benötigten Produktionsanlagen (Linie, rechte Achse), zeigt sich, dass die Pouch-Zellen aufgrund ihrer Dimensionen und Kapazität durchweg die wenigsten Stapelanlagen benötigen, während im Umkehrschluss die Fertigung der PHEV2-Zellen deutlich der meisten Maschinen bedarf. Bezuglich der notwendigen Anzahl liegen im Jahr 2025 die gewickelten 18650er und die gestapelte BEV2 gleich auf.

Neben dem Wickeln/Stapeln wurden ebenfalls die Prozessschritte des Elektrodenschneidens bzw. -stanzens als kritisch identifiziert, da die Stückzahlen der Einzelkomponenten stark zunehmen. Dies bedeutet, dass neben der Parallelisierung von Einzelprozessen ebenfalls logistische Verbesserungen benötigt werden. Dafür bedarf es etwa zukünftig smarter Handlingsysteme, welche die hohen Qualitätsanforderungen in den Einzelprozessen einhalten und auch kontrollieren können.

EXKURS

ZELL- UND MODULFERTIGUNG

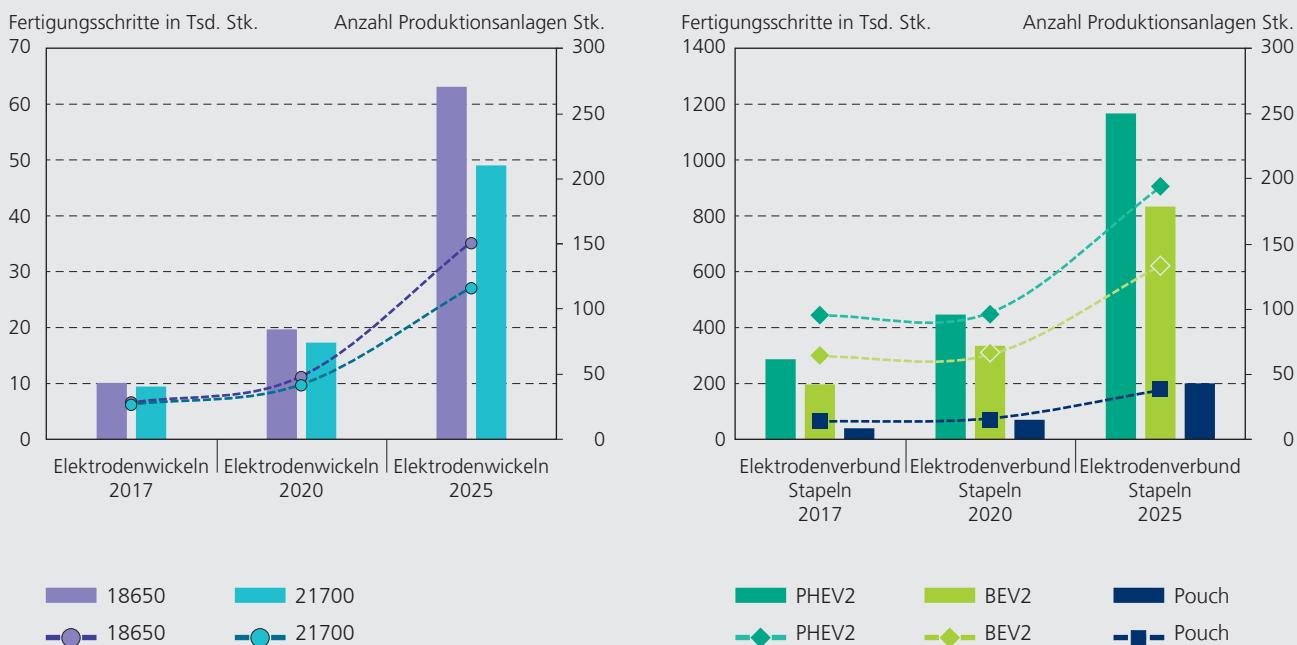
Die bereits zuvor betrachtete Erhöhung der Zellausnutzung und Schichtdicke spiegelt sich auch in der Anzahl der Fertigungsschritte und der benötigten Anlagen wider. Um den Einfluss einer solchen Maßnahme einordnen zu können, erfolgt nachfolgend eine entsprechende Betrachtung.

Die erhöhte Zellausnutzung und Schichtdicke führt dazu, dass eine deutlich geringere Anzahl an Fertigungsschritten und somit auch Anlagen benötigt werden um die geforderte

Jahreskapazität (von 1,5 GWh, 3 GWh und 10 GWh) zu erreichen. Dies zeigt sich insbesondere bei den prismatischen Zellen.

Der Effekt durch eine gesteigerte Zellausnutzung und Schichtdicke sowie die dadurch reduzierte Anzahl an Fertigungsschritten und Produktionsanlagen, sind nachfolgend in Abbildung 16 dargestellt.

Abbildung 16: Vergleich der Anzahl an Fertigungsschritten und Produktionsanlagen bei erhöhter Zellausnutzung und Schichtdicke



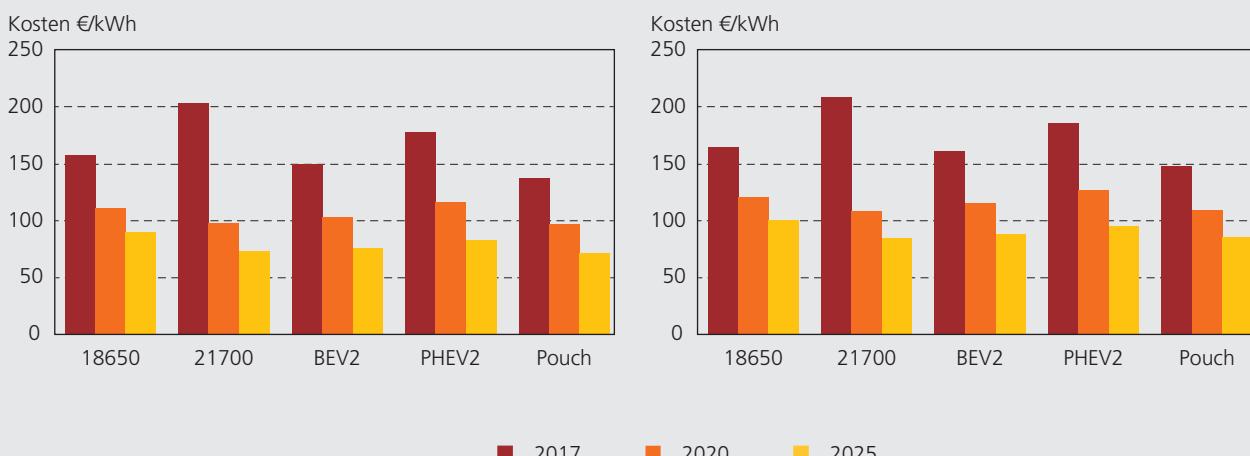
5. ZELL- UND MODULKOSTEN

In diesem Kapitel werden nun die bereits ermittelten monetären Ergebnisse zu einer Gesamtaussage bezüglich der Gesamtkosten der Zellformate für die Jahre 2017, 2020 und 2025 aggregiert. Um dieses Ziel zu erreichen, wird die zuvor generierte Datenbasis (Materialmengen, Ausschuss, spezifische Materialkosten, Produktionsmengen und -anlagen etc.) in ein systemdynamisches Modell übertragen. Um von den material- und produktionsbedingten Kosten auf die Gesamtkosten rückzuschließen, werden noch weitere Kosten mitberücksichtigt (Vertriebsgemeinkosten, FuE, Gewinn und Garantiekosten). Da dieser Anteil an den Gesamtkosten jedoch verhältnismäßig gering ist, wird an dieser Stelle auf deren detaillierte Untersuchung verzichtet und vereinfachend auf eine faktorielle Berücksichtigung zurückgegriffen. Die anschließende Simulation wird zum einen zur Ermittlung der Zellkosten und zum anderen zur Bestimmung der Modulkosten durchgeführt. Letztere stellt dabei ein weiteres Kriterium für die spätere Bewertung der Zellformate dar. In Abbildung 17 links sind die Gesamtkosten der Zellformate zunächst auf Zellebene dargestellt.

Der Vergleich der Gesamtkosten der Zellformate zeigt, dass unter den angenommenen Konfigurationen im Jahr 2017, die 21700er-Zellen und PHEV2-Zellen die höchsten Kosten aufweisen. Die 18650er- und BEV2-Zelle liegen mit Werten um die 150 €/kWh in etwa gleich auf, während die Pouch-Zellen die geringsten Kosten aufweisen. Dieser Kostenvorteil bleibt auch über die nachfolgenden Zeitpunkte erhalten, wobei die 21700er-Zellen ab dem Jahr 2020 in etwa gleich auf mit den Pouch-Zellen sein dürften. An dritter Stelle rangieren dann die BEV2-Zellen, welche etwa 5 €/kWh teurer sind. Die 18650er-Zellen stellen aus Kostensicht ab dem Jahr 2020 keine attraktive Alternative mehr da und Kosten ca. 10 €/kWh mehr als die 21700er-Zellen. Gleiches gilt auch für die PHEV2-Zellen.

Um die berechneten Werte in Bezug zu anderen Quellen und zur historischen Entwicklung zu setzen, sind die Ergebnisse in nachfolgender Abbildung 18 nochmals mit entsprechenden Vergleichswerten dargestellt.

Abbildung 17: Gesamtkosten der Batterien nach Zellformaten auf Zell- (li.) und Modulebene (re.)

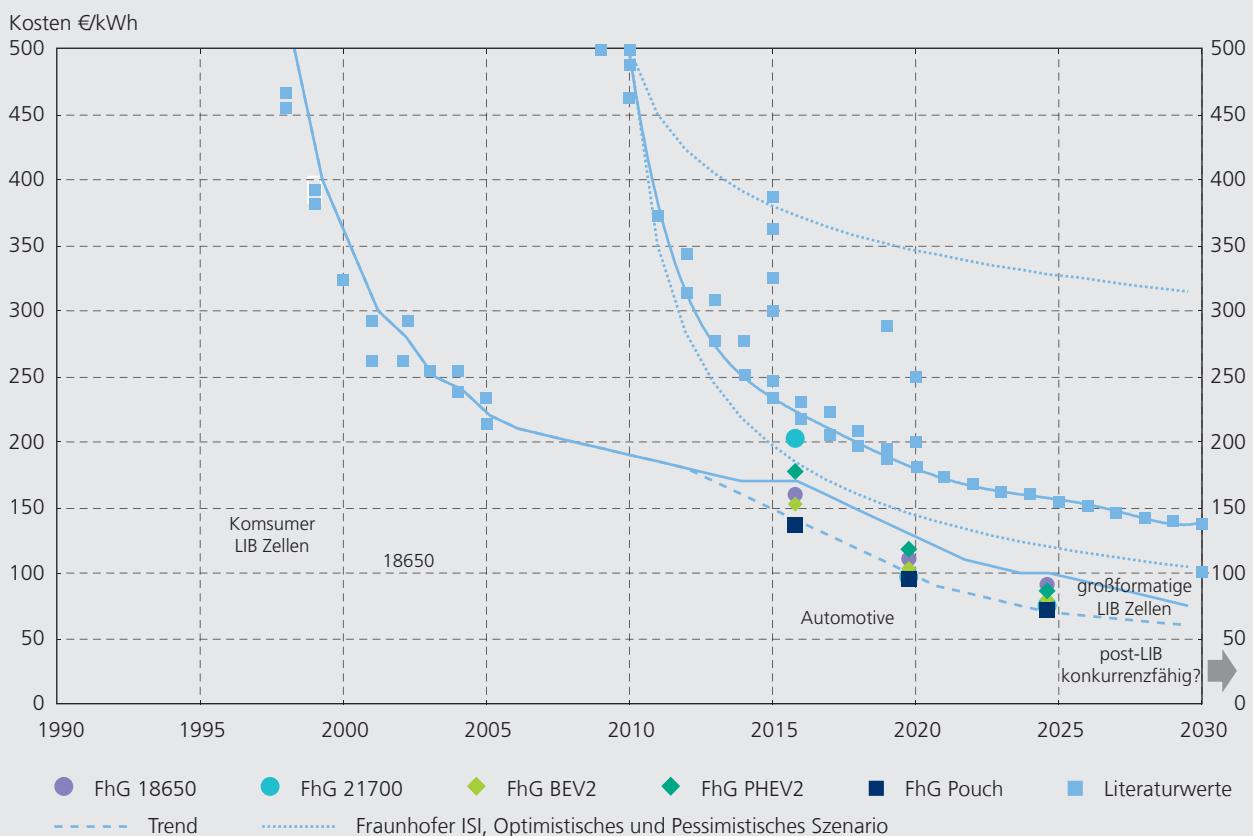


Die Abbildung zeigt, dass die Pouch-Zellen die günstigsten Gesamtkosten aufweisen. Zusätzlich ist ersichtlich, dass sich die berechneten Werte gut mit den Einschätzungen anderer Quellen vergleichen lassen und in etwa auch dem Trend entsprechen. Dabei sind die Annahmen jedoch vergleichsweise optimistischer (vgl. Lernkurven für großformatige Zellen), was auf die bereits eingangs erwähnte Fokussierung auf Materialien ohne Blends sowie die konsequente Umsetzung von Material- und Produktionsinnovationen zurückzuführen ist. Sollten sich diese erst 5 bis 10 Jahre später tatsächlich

für den Einsatz in Elektroautos realisieren lassen, so lägen sie wieder auf den Lernkurven. Die Zellkostenentwicklung ist daher wiederum als die optimistischste bzw. best- und frühestmögliche Variante der Roadmap einzustufen.

Vergleicht man die Zellformate nicht auf Zellebene sondern auf Modulebene, bleibt die Grundaussage für die kostenseitige Bewertung der Zellformate in etwa unverändert (vgl. Abbildung 17 rechts). Aus diesem Grund wird an dieser Stelle auf eine tiefergehende Ergebnisdiskussion verzichtet.

Abbildung 18: Vergleich der ermittelten Gesamtkosten auf Zellebene mit weiteren Quellen



ANALYSE DER ZELLFORMATE

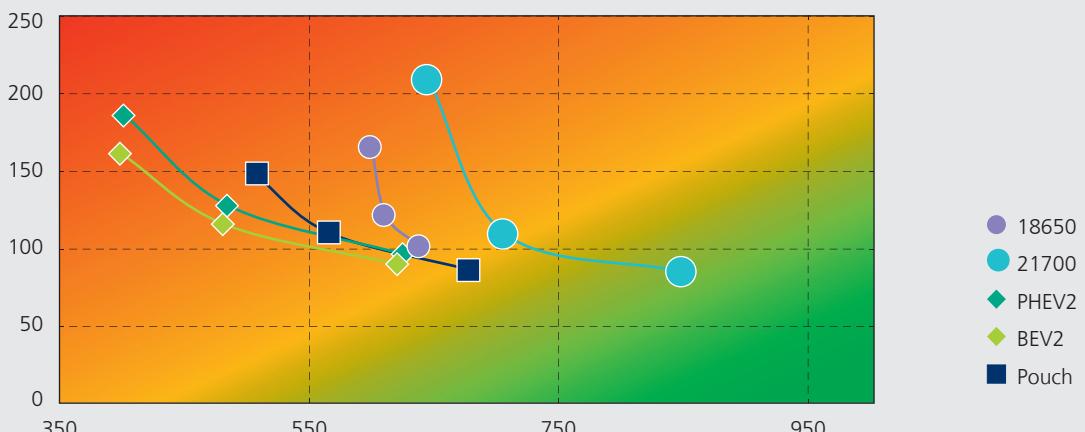
5. ZELL- UND MODULKOSTEN

Stattdessen wird an dieser Stelle der Fokus auf einen Vergleich der Gesamtkosten und der dadurch zu realisierenden volumetrischen Energiedichten (aus Kapitel 3) gelegt. Zu diesem Zweck sind in Abbildung 19 die erreichten Gesamtkosten und Energiedichten der Zellformate (auf Modulebene) für die betrachteten Zeiträume zusammen aufgetragen.

Die vergleichende Darstellung zeigt für das Jahr 2017, dass die 18650er-Zelle in Bezug auf Kosten und Energiedichte zwar jeweils nicht das beste Zellformat darstellt, jedoch in Kombination die besten Werte aufweist. Im Jahr 2020 dürfte diesbezüglich die 21700er-Zelle im Vorteil sein, während auch die Pouch-Zelle, insbesondere in Bezug auf Gesamtkosten, ebenfalls eine Alternative darstellen dürfte, wenn auch mit einer etwas geringeren Energiedichte. Im Jahr 2025 schließlich bleibt das Bild ähnlich, wobei die 18650er-Zelle vermehrt abfällt und sich auch die BEV2-Zelle als Alternative für die Pouch-Zelle anbieten könnte.

Die der Kostenberechnung zugrundeliegenden Daten wurden auf Basis eigener Messungen, Erfahrungen oder aus einschlägigen Studien entnommen. Nichtsdestotrotz sind diese mit gewissen Unsicherheiten behaftet. Beispielsweise ist das Elektrodenmaterial NCM 811 derzeit nicht auf dem Markt verfügbar, weshalb dessen genaue Materialkosten auch nicht exakt beziffert werden können. Während dies ein Fehler ist, der die meisten Zellformate in etwa ähnlichem Maße betrifft, können Abweichungen an anderer Stelle die Ergebnisse mitunter stark beeinflussen. Verstärkt wird der Grad an Unsicherheiten, wenn man vom heutigen Zeitpunkt auf zukünftige Entwicklungen blickt. Für das Treffen einer rationalen Entscheidung, basierend auf dem Vergleich der Zellformate, verspricht daher eine Monte-Carlo-Simulation zur Risikoanalyse der monetären Größen einen Mehrwert für die Entscheidungsqualität. Mit der Risikoanalyse ist es möglich zu überprüfen, wie stark sich das Ergebnis für ein Zellformat verändert, wenn bestimmte als unsicher angenommene Inputparameter variiert werden.

Abbildung 19: Vergleich der Gesamtkosten und vol. Energiedichten auf Modulebene



Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass die Risikoanalyse verdeutlicht, mit welcher Wahrscheinlichkeit die berechneten Gesamtkosten der Zellformate auch unter abweichenden Annahmen in einem bestimmten Bereich liegen.

Zu diesem Zweck werden nachfolgend nochmals die zwei Hauptkostentreiber, Materialien und Fertigungskosten, bzgl. der Auswirkung einer solchen Unsicherheit hin untersucht. Es wird dabei in beiden Fällen davon ausgegangen, dass die Material- bzw. Fertigungskosten um maximal +/- 20 Prozent um den angenommenen Wert variieren. Auf Grundlage dieser Annahme werden jeweils 200 Simulationen durchgeführt und die Ergebnisse nachfolgend in Form eines Box-Plot-Diagramms für die Zeitpunkte 2017, 2020 und 2025 zusammengefasst. Der Vergleich beider Abbildungen verdeutlicht, dass auch bei einer Variation der Fertigungskosten um max. +/- 20 Prozent, die Abmessungen der Box (diese umfasst den Wertebereich, in dem sich die mittleren 50 Prozent der simulierten Daten

befinden) quasi identisch mit dem Median sind, bzw. so gering sind, dass sie durch diesen verdeckt werden (orange Boxen sind in Abbildung 20 nicht zu sehen). Eine Variation der Fertigungskosten hat somit kaum Einfluss auf das Ergebnis für die Gesamtkosten. Im Fall der Materialkosten zeichnet sich dagegen ein anders Bild ab: Hier weisen die Boxen (in Abbildung 21, orange) eine deutlich größere Ausdehnung auf, was vereinfachend gesagt auf eine größere Streuung der berechneten Gesamtkosten hinweist und somit auf einen stärkeren Einfluss durch abweichende Materialkosten. Die obigen Ergebnisse zu den Gesamtkosten sind daher stets vor dem Hintergrund solcher potenziellen Unsicherheiten zu interpretieren.

Abbildung 20: Ergebnis der Risikoanalyse für die Fertigungskosten

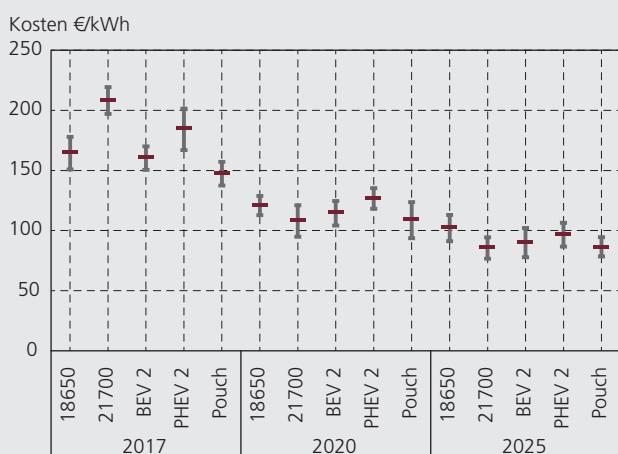
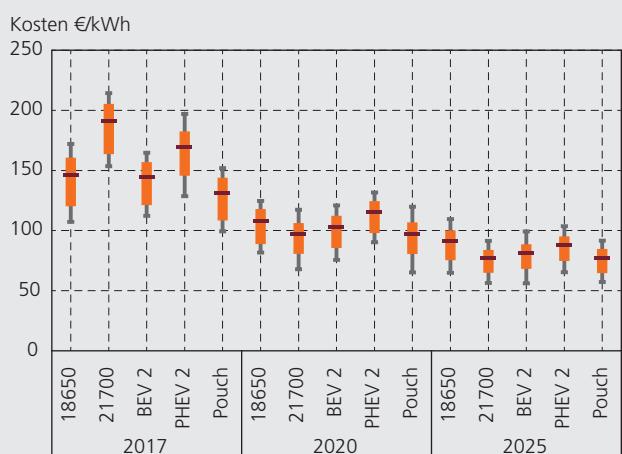


Abbildung 21: Ergebnis der Risikoanalyse für die Materialkosten

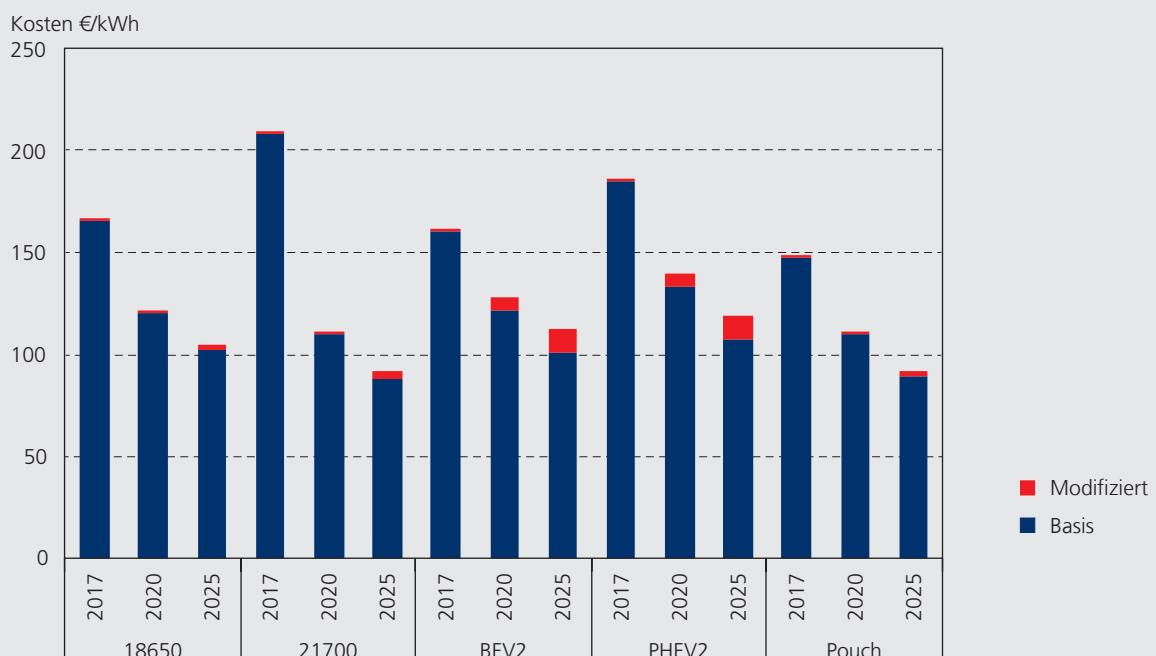


EXKURS **ZELL- UND MODULKOSTEN**

An dieser Stelle soll ebenfalls wieder der Fall einer Erhöhung der Zellausnutzung und Schichtdicke sowie die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Gesamtkosten etwas näher beleuchtet werden. Aus diesem Grund wurde die Kostensimulation auch unter den entsprechend variierten Parametern durchgeführt. Die Mehrkosten, die durch eine solche Modifikation im Vergleich zum Basisfall entstehen, sind in Abbildung 22 aufgeführt.

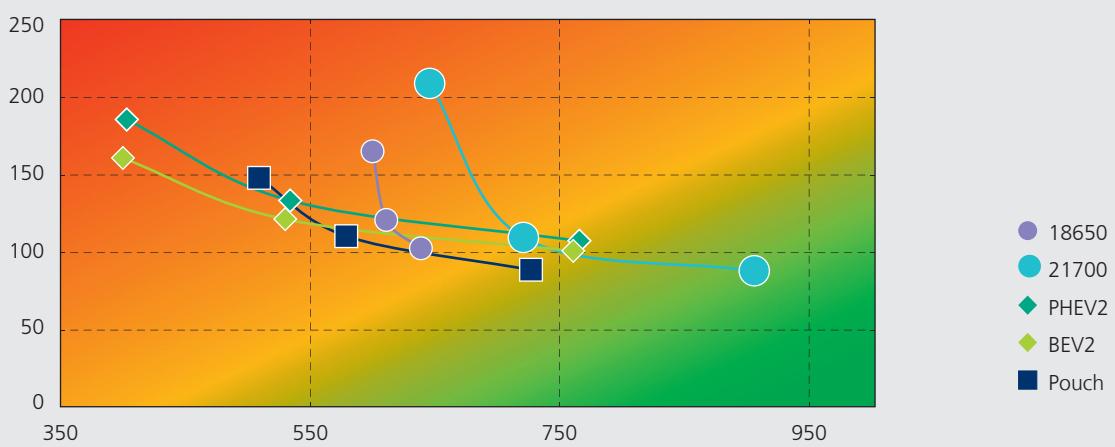
Es zeigt sich, dass im Fall der zylindrischen Zellen und der Pouch-Zellen durch die Modifikation nur relativ geringe Mehrkosten entstehen, während diese bei den prismatischen Zellen ca. 10 Prozent der Gesamtkosten ausmachen können. Ob sich letztlich dieser finanzielle Mehraufwand lohnt, soll an dieser Stelle zwar nicht beurteilt werden, jedoch sollen den Mehrkosten nochmals der potenzielle Zugewinn an volumetrischer Energiedichte gegenübergestellt werden (die Interpretation kann äquivalent zu Abbildung 19 erfolgen).

Abbildung 22: Auswirkung der Modifikation der Zellausnutzung und Schichtdicken auf die Gesamtkosten der Zellformate auf Modulebene



Insgesamt kann die Gesamtaussage aus Abbildung 19 auch für eine erhöhte Zellausnutzung und Schichtdicke in Abbildung 23 übernommen werden. Es zeigt sich jedoch, dass insbesondere die 18650er-Zellen bei einer solchen Modifikation über den Zeitverlauf betrachtet nur relativ wenig volumetrische Energiedichte hinzugewinnen, während die prismatischen Zellformate hier deutlich zulegen können. Im Gegenzug steigen jedoch auch die Gesamtkosten stärker an, was aus Abbildung 22 hervorgeht.

Abbildung 23: Vergleich der Gesamtkosten und volumetrischen Energiedichten auf Modulebene durch die Modifikation der Zellausnutzung und Schichtdicken



6. SICHERHEITSBETRACHTUNG

Ein weiteres zentrales Entscheidungskriterium für die Wahl eines Zellformats stellt das Themenfeld Sicherheit dar. Aus diesem Grund wird in diesem Kapitel eine Sicherheitsbetrachtung von unterschiedlichen Zellformaten durchgeführt, um eine grobe Einschätzung zu geben, in wie weit ein Zellformat im Zusammenspiel mit einem vorgegebenen Modulkonzept signifikante Unterschiede bezüglich des Sicherheitsverhaltens aufzeigt. Da eine detaillierte Sicherheitsanalyse im Sinne einer FMEA¹⁶ nicht im Fokus dieser Studie steht und auch deren Rahmen sprengen würde, erfolgt eine qualitative Einschätzung der Zellformate in Bezug auf deren Sicherheitsverhalten bei potenziellen Fehlern und Risiken. Zudem konzentriert sich die Einschätzung auf den derzeitigen State-of-the-Art, da die Konzeption zukünftiger Zellen und Module in Bezug auf sicherheitsrelevante Elemente nur schwer eingeschätzt werden kann. Die Bewertung basiert dabei auf den in den vorherigen Kapiteln definierten Zelleigenschaften und der konstruktiven Modulauslegung der Zellformate. Die betrachteten Fehler und Risiken sind in nachfolgender Tabelle 7 aufgelistet. Für den Zellaufbau wurden weiterhin folgende Prämissen aufgestellt:

Als passive Sicherheitseinrichtungen besitzen alle Zellen, außer der Pouch-Zelle, eine Berstmembran (Berstventil), um bei interner Gasung die Zelle gerichtet zu entgasen und somit ein Zerreßen des Zellgehäuses bei hohem Innendruck zu verhindern. Zudem verfügen alle Zellformate, außer der Pouch-Zelle, über eine Current Interrupt Device (CID), dieses trennt den elektrischen Kontakt zum äußeren Pol der Zelle bei zu hohem Innendruck. Die PHEV2 und BEV2 haben zudem ein sogenanntes Overcharge Protection Device (OPD), welches bei zu hohem Innendruck die Zelle kurzschließt. Bei interner Gasbildung wird der Zellwickel kurzgeschlossen, wodurch eine interne Sicherung ausgelöst wird, die den Zellwickel elektrisch von den äußeren Anschlüssen trennt.

Zur Bewertung der Zellformate wurde eine Bewertungsmatrix aufgestellt, und die einzelnen Unterpunkte der sechs Fehler- und Risikogruppen wurden dahingehend bewertet, ob ein Risiko oder Fehler bei dem jeweiligen Zellformat eher als unproblematisch, mäßig problematisch, problematisch oder sehr problematisch anzusehen ist. Die Ergebnisse wurden

Tabelle 7: Betrachtete Fehler und Risiken für die Sicherheitsbewertung der Zellformate

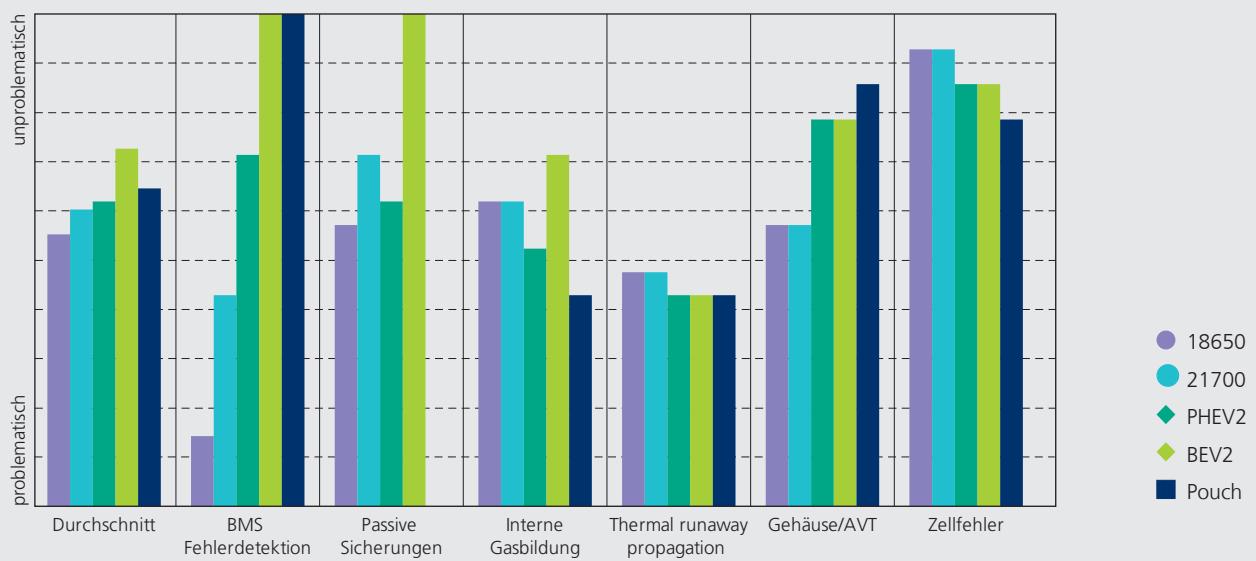
BMS Fehlerdetektion	Passive Sicherungen	Gasbildung	Thermal Runaway propagation	Gehäuse/AVT (Aufbau- und Ver- bindungstechnik)	Zellfehler
Detektierbarkeit einzelner Zellfehler durch BMS	CID (Current Interrupt Device)	Gasung der Zelle	Thermische Propagation	Stabilität Zellgehäuse (einer Zelle)	Interner Kurzschluss
Messung Zellspannungen	CID und HV (High Voltage)	Gerichtete Ent- gasung im Modul Propagation	Aufwand Unterdrückung Kühlplatten	Potenzialfreiheit Gehäuse und (einer Zelle)	Partieller Kurzschluss
Messung Zelltemperaturen	OPD (Over charge Protection Device)	Massiver interner Druckanstieg	Gasfreisetzung – Thermal Runaway einer Zelle	Vibrationsfestigkeit	Überladung
			Zellchemie Onset ¹⁷	Anzahl Schweiß-/ Zellverbindungen	Äußerer Kurzschluss
			Propagation durch gesamten Pack		Tiefentladung
			Energiefreisetzung Thermal Runaway einer Zelle		

anschließend für die einzelnen Fehler- und Risikogruppen zu einer Gesamtkennzahl aggregiert, die als eine Art Risiko-kennzahl aufgefasst werden kann¹⁸. Diese gibt eine Tendenz hinsichtlich des Sicherheitsverhaltens innerhalb der betrach-teten Risiken und Ereignisse wider. Sie ist dabei nicht als eine absolute Zahl aufzufassen, mit der sich die Sicherheit der Zellen quantitativ ausdrücken lässt, sondern dient lediglich einem Vergleich der Zellformate untereinander, unter den gegebenen Randbedingungen. Zudem gibt sie auch keinerlei Auskunft über eine etwaige Eintrittswahrscheinlichkeit eines Risikos oder Fehlers. Das Ergebnis der Sicherheitsbetrachtung ist in nachfolgender Abbildung, zum einen nach den sechs Fehler- und Risikogruppen und zum anderen aggregiert als Mittelwert zusammengefasst. Eine maximale Balkenhöhe bedeutet hierbei, dass alle Unterpunkte in dieser Gruppe als eher unproblematisch anzusehen sind.

Als Gesamtaussage der Sicherheitsbetrachtung in Abbildung 24 lässt sich festhalten, dass sich unter den gegebenen Rahmen-bedingungen und der subjektiven Bewertung ein positiver

Trend hin zum BEV2-Format und der Pouch-Zelle ergibt. Das 18650er-Zellformat weist dagegen die schleteste Risikozahl auf. Dies liegt tendenziell im Risiko begründet, einzelne Zellfehler nicht zu detektieren sowie in der aufwendigeren Aufbau- und Verbindungstechnik (AVT) durch die hohe Zellenzahl. Vorteilhaft ist dagegen die Beherrschbarkeit einer einzelnen Zelle mit einem Thermal Runaway. Bei den Modulen mit großformatigen Zellen liegt der Vorteil in der geringeren Anzahl an Zellen, die infolge auch einzeln über das BMS über-wacht werden können. Der Thermal Runaway einer einzelnen Zelle ist hier jedoch sehr problematisch aufgrund der weitaus größeren Energiefreisetzung. Kommen zukünftig höher energetische Kathodenmaterialien wie NCM 811 zum Einsatz, muss bei den großformatigen Zellen zudem auch ein höherer systemischer Aufwand zur Verhinderung einer thermischen Propagation aufgrund eines Thermal Runaway einer einzelnen Zelle berücksichtigt werden. Als insgesamt eher kritisch sind interne Kurzschlüsse zu sehen, da diese momentan durch keine Überwachung erkannt werden oder durch passive Sicherungen »getrennt« werden können.

Abbildung 24: Ergebnis der Sicherheitsbetrachtung der einzelnen Zellformate



MULTIKRITERIELLE BEWERTUNG

Durch die bis hierhin gewonnenen Ergebnisse ist es letztlich möglich, die unterschiedlichen Zellformate bzgl. ihrer Kosten, Energiedichte, Sicherheit etc. zu vergleichen und zu bewerten. Die in diesem Kapitel vorgesehene multikriterielle Bewertung der Zellformate ermöglicht es darüber hinaus, die Ergebnisse entsprechend ihrer Relevanz und Ausprägung zu einer einzigen Bewertungsgröße zusammenzufassen. Auf Grundlage dieser Größe kann anschließend eine Gesamtaussage zu der Vorteilhaftigkeit eines Zellformats zu dem jeweiligen Zeitpunkt, unter Berücksichtigung aller Kriterien erfolgen. Aufgrund des explorativen Charakters der vorliegenden Studie und der im Verlauf aufgezeigten, sukzessiven Ausarbeitung des Entscheidungsproblems für ein Zellformat, erscheint das PROMETHEE-Verfahren (Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations)¹⁹ aufgrund seiner Transparenz, Einfachheit und der Möglichkeit zum paarweisen Vergleich von Alternativen gut geeignet für eine Bewertung der Zellformate. Zur Identifikation des vorteilhaftesten Zellformats werden zunächst die relevanten Entscheidungskriterien für die Bewertung und deren Gewichtung festgelegt. Diese werden bei der anschließenden multikriteriellen Bewertung berücksichtigt. Während die Entscheidungskriterien unverändert bleiben,

werden zudem alternative Gewichtungen untersucht. Somit soll zum einen dem Fakt Rechnung getragen werden, dass unterschiedliche Entscheider bzw. Unternehmen den einzelnen Kriterien eine unterschiedliche Bedeutung zumessen, zum anderen soll durch die Variation geprüft werden, ob sich evtl. generische Aussagen treffen lassen. Die definierten Entscheidungskriterien für die nachfolgende Bewertung der Zellformate sowie deren alternativen Gewichtungen sind in Tabelle 8 nochmals aufgelistet.

Das Ergebnis der multikriteriellen Bewertung mittels PROMETHEE liegt anschließend in Form eines Säulendiagramms vor, in dem die Vor- und Nachteile der einzelnen Zellformate in Bezug auf ein Kriterium transparent ausgewiesen werden. Erläuternd ist in Abbildung 25 das Ergebnis einer solchen Bewertung anhand der sechs Entscheidungskriterien und fünf Alternativen (Zellformate) exemplarisch dargestellt. Dabei kann zum einen die gesamte Vorteilhaftigkeit einer Alternative entnommen werden (grauer Balken) und zudem auch, welche Kriterien genau diese Position im Positiven oder Negativen bestimmen. Somit können die Zellformate sowohl insgesamt als auch nach einzelnen Kriterien bewertet werden.

Tabelle 8: Entscheidungskriterien und deren zeitliche Gewichtung in Prozent

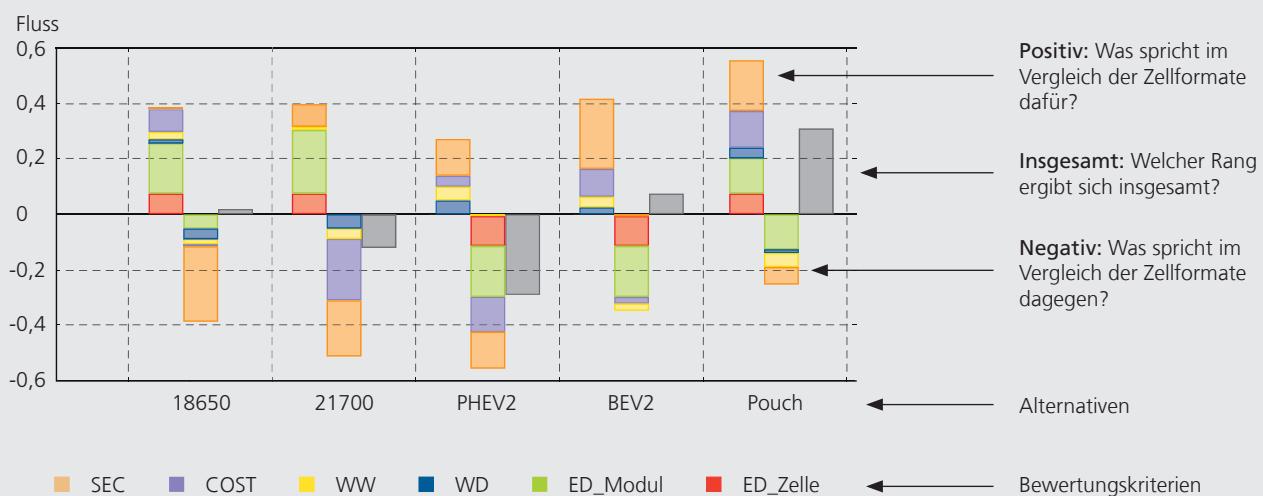
Entscheidungskriterium	Ergebnis aus Kapitel	Gewichtungsoptionen in %			
		Basisfall	Kosten-optimiert	Gleich-verteilt	Energiedichten-optimiert
Volumetrische Energiedichte – Zelle (ED_Zelle)	1	15	10	16,7	17
Volumetrische Energiedichte – Modul (ED_Modul)	3	25	20	16,7	30
Kühllaufwand – Wärmewiderstand (WW)	3	5	5	16,7	10
Kühllaufwand – Wärmedichte (WD)	3	5	5	16,7	10
Gesamtkosten (COST)	5	25	40	16,7	17
Sicherheit (SEC)	6	25	20	16,7	17

Nachfolgend werden nun basierend auf den gewonnenen Einzelergebnissen und der Gewichtung der Kriterien im Basisfall die Ergebnisse der multikriteriellen Bewertung der Zellformate zu den Jahren 2017, 2020 und 2025 näher erläutert. Das Ergebnis wird hierbei sowohl in Form der bereits in Abbildung 26 beschriebenen Säulengrafik dargestellt, mittels der sich das Gesamtergebnis detailliert und transparent nachvollziehen lässt, als auch aggregiert als Rangfolge, die sich aus der Höhe der grauen Balken ergibt.

Das Säulendiagramm aus Abbildung 26 zeigt, dass das 18650er-Zellformat im Vergleich zu anderen Formaten insbesondere bei der Energiedichte auf Modulebene (ED_Modul) und auf Zellebene (ED_Zelle) sowie bei den Kosten (COST) gut abschneidet. Zudem spricht partiell der Wärmewiderstand (WW) für dieses Zellformat.

Vergleichsweise schlecht schneidet die 18650er bei den Kriterien Sicherheit (SEC) und Wärmedichte (WD) ab. Die Ergebnisse für die 21700er sind von ähnlicher Ausprägung, wobei jedoch das Kriterium Kosten klar gegen dieses Format spricht und die 21700er bei der Gesamtbewertung (grauer Balken) somit schlechter als die 18650er abschneidet. Ein vergleichsweise schlechteres Ergebnis erzielt dabei nur die PHEV2-Zelle. Diese ist mit Ausnahme bei dem Kriterium Sicherheit und den für den Kühlauflauf relevanten Kriterien Wärmedichte und Wärmewiderstand im direkten Vergleich fast stets die schlechtere Alternative. Das zweite prismatische Format, die BEV2-Zelle, stellt dabei eine deutlich bessere Alternative dar. Insbesondere die Kriterien Sicherheit und Kosten, stellen hier keinen Nachteil sondern einen deutlicheren Vorteil des Zellformats dar. Insgesamt erreicht die BEV2-Zelle dadurch den zweithöchsten Gesamtwert.

Abbildung 25: Beispielhafte Darstellung der Ergebnisse einer multikriteriellen Bewertung mittels PROMETHEE



Den höchsten Gesamtwert erzielt bei der Bewertung zum Jahr 2017 im Basisfall das Format der Pouch-Zelle. Diese stellt zumeist die vorteilhaftere Alternative dar und offenbart lediglich bei den Kriterien Energiedichte auf Modulebene, Wärmewiderstand und Sicherheit im paarweisen Vergleich vereinzelt Schwächen. Die sich somit ergebende Rangfolge der Alternativen ist neben dem Säulendiagramm abgebildet.

Im Rahmen der Bewertung für das Jahr 2020 fällt das 18650er-Zellformat weiter zurück. Der Grund hierfür liegt darin, dass bei diesem Zellformat die zuvor vorteilhaften Kosten und die Energiedichte auf Zellebene sich vergleichsweise verschlechtern bzw. sich die anderen Alternativen relativ verbessern. Im Gegenzug gewinnt beispielsweise das 21700er-Format stark hinzu und ist nun das zweitvorteilhafteste Zellformat. Diese Entwicklung ist überwiegend einer starken Verbesserung im Bereich der Kosten geschuldet, die nun keinen Nachteil dieses Zellformats mehr darstellen.

Das PHEV2-Zellformat bleibt in Bezug auf die Kriterienausprägungen, mit Ausnahme bei den Kosten, in etwa unverändert und bleibt auch weiterhin die am wenigsten vorteilhafte Alternative. Die BEV-Zelle büßt vergleichsweise etwas im Bereich der Kosten ein und fällt aufgrund der guten Entwicklung des 21700er-Formates auf den dritten Rang zurück. Ebenfalls leicht in Bezug auf das Kriterium Kosten hat auch das Pouch-Format eingebüßt. Es stellt jedoch nach wie vor die vorteilhafteste Alternative dar.

Bei der multikriteriellen Bewertung des 18650er-Zellformats für das Jahr 2025, spricht kaum noch ein Kriterium für dieses Format. Lediglich im Bereich der Energiedichte auf Zellebene und dem Wärmewiderstand ist sie vereinzelt noch vorteilhaft. Insgesamt stellt sie nun jedoch klar die schlechteste Alternative dar, wodurch das PHEV2-Zellformat auf den fünften Rang steigt. Für die übrigen Zellformate ergibt sich keine weitere Änderung der Rangfolge.

Abbildung 26: Ergebnis der multikriteriellen Bewertung im Basisfall zum Jahr 2017

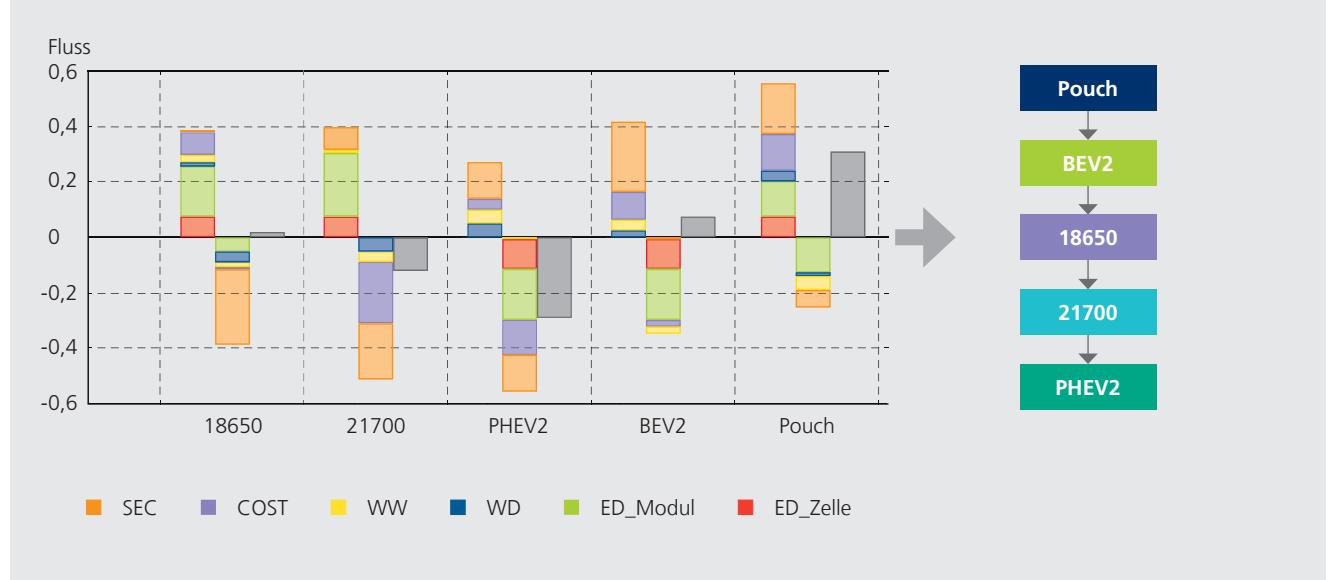


Abbildung 27: Ergebnis der multikriteriellen Bewertung im Basisfall zum Jahr 2020

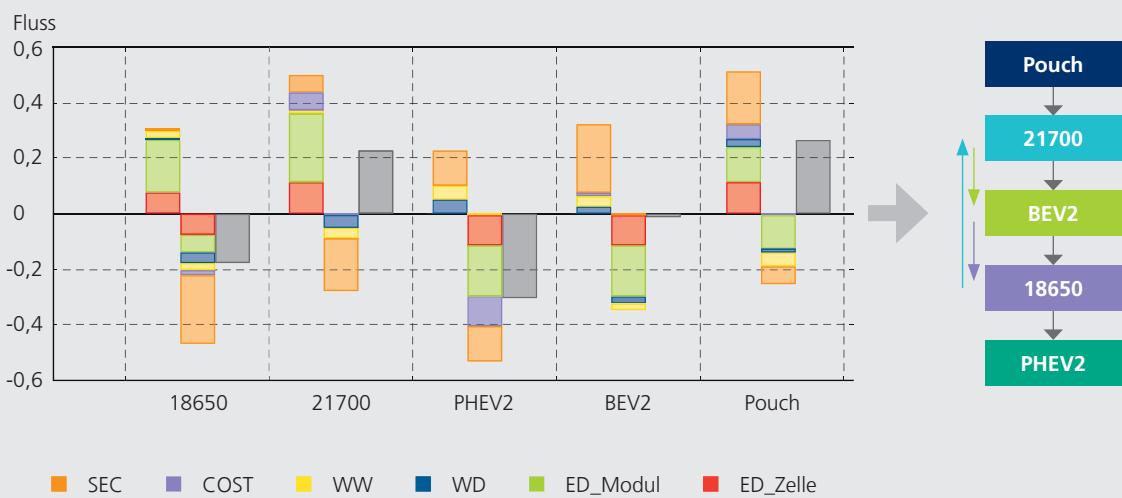
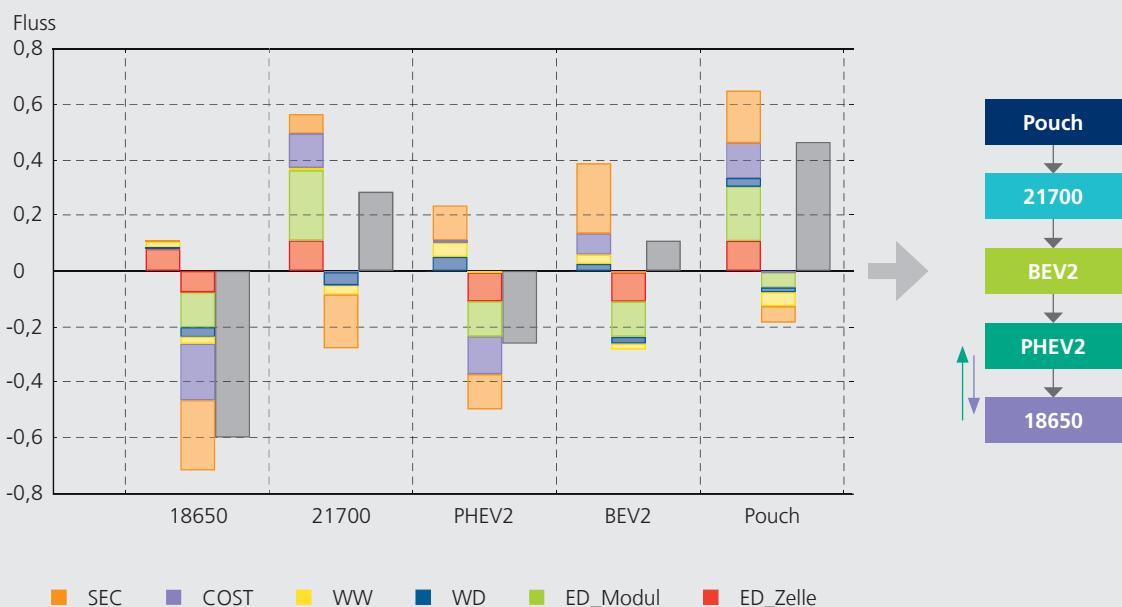


Abbildung 28: Ergebnis der multikriteriellen Bewertung im Basisfall zum Jahr 2025



ALTERNATIVE GEWICHTUNGEN

Neben der multikriteriellen Bewertung der Zellformate im Basisfall wurden, wie bereits beschrieben, noch weitere Analysen unter alternativen Gewichtungen durchgeführt. Abgesehen von der Bewertung bei einer klassischen Gleichgewichtung der Kriterien wurde zudem untersucht, welches Zellformat für einen Entscheider oder ein Unternehmen besonders vorteilhaft ist, das verstärkt seinen Fokus auf eine hohe Energiedichte oder auf geringe Kosten legt. Die damit einhergehenden Änderungen bei der Kriteriengewichtung können aus Tabelle 8 entnommen werden. Zur besseren Veranschaulichung wird hierbei auf eine detaillierte Darstellung in Form der Säulendiagramme verzichtet und lediglich die daraus resultierende Rangfolge in Abbildung 29 aufgezeigt. Daraus lassen sich folgende Erkenntnisse ableiten:

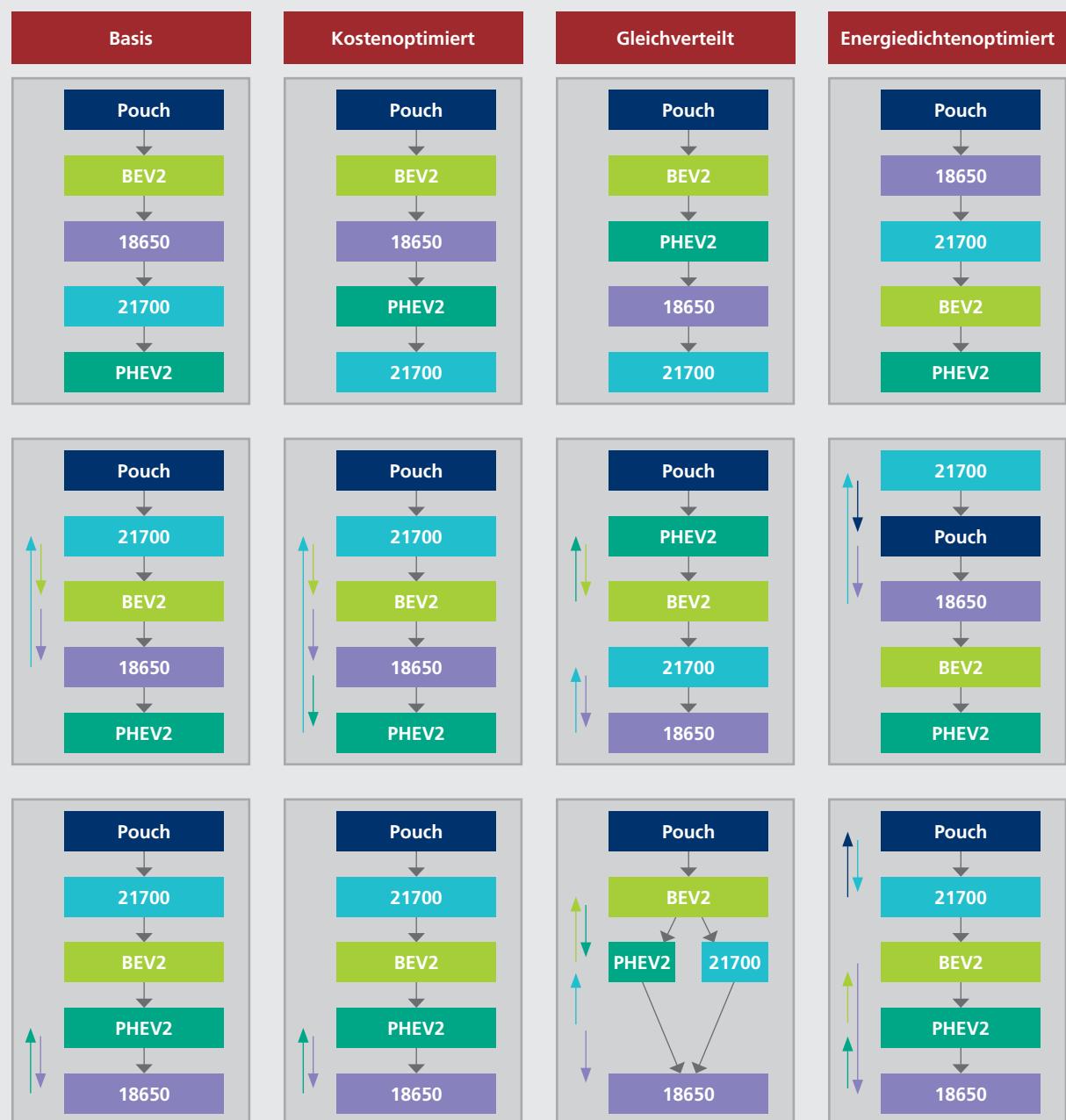
- Der szenarioübergreifende Vergleich der Rangfolgen verdeutlicht, dass tendenziell unter den getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen die Pouch-Zellen über alle Szenarien und Zeiträume hinweg ein gutes Ergebnis aufweisen und mit einer Ausnahme durchweg das vorteilhafteste Zellformat darstellen.
- Mittelfristig stellt das 21700er-Format zunehmend eine Alternative dar.
- Das 18650er-Format ist im Jahr 2017 unter allen Szenarien noch vorteilhafter als das 21700er, wobei das 21700er bereits 2020 gegenüber anderen Zellformaten stark zulegt und das 18650er-Format zusammen mit den PHEV2 mittelfristig das am wenigsten vorteilhafte Zellformat darstellt.

- Das PHEV2-Format stellt lediglich beim Szenario »Gleichverteilung« eine vorteilhafte Alternative dar. Dort fallen dessen gute Kühleigenschaften in Bezug auf Wärmewiderstand und Wärmedichte verstärkt ins Gewicht.
- Das BEV2-Format liegt in der Regel auf einem mittleren Rang. Zwar schneidet das Format in Punkt Sicherheit am besten ab, liegt jedoch bzgl. der Kosten und volumetrischen Energiedichten hinter dem Pouch- und dem 21700er-Zellformat.
- Während sowohl das Pouch- als auch das 21700er-Zellformat in etwa die gleichen Kosten aufweisen, ist die Energiedichte des 21700er-Formats vergleichsweise höher. Dagegen weist das Pouch-Format ein besseres Ergebnis bei der Bewertung der sicherheitsrelevanten Faktoren auf.

Im Rahmen der vorangegangenen Kapitel wurde auch stets untersucht, wie sich eine Erhöhung der Schichtdicken und der Zellausnutzung auf die einzelnen Kriterien auswirkt. Unter Berücksichtigung der sich ergebenden Kriterienausprägungen bei einer solchen modifizierten Zellgestaltung lassen sich die in Abbildung 30 dargestellten Rangfolgen ermitteln.

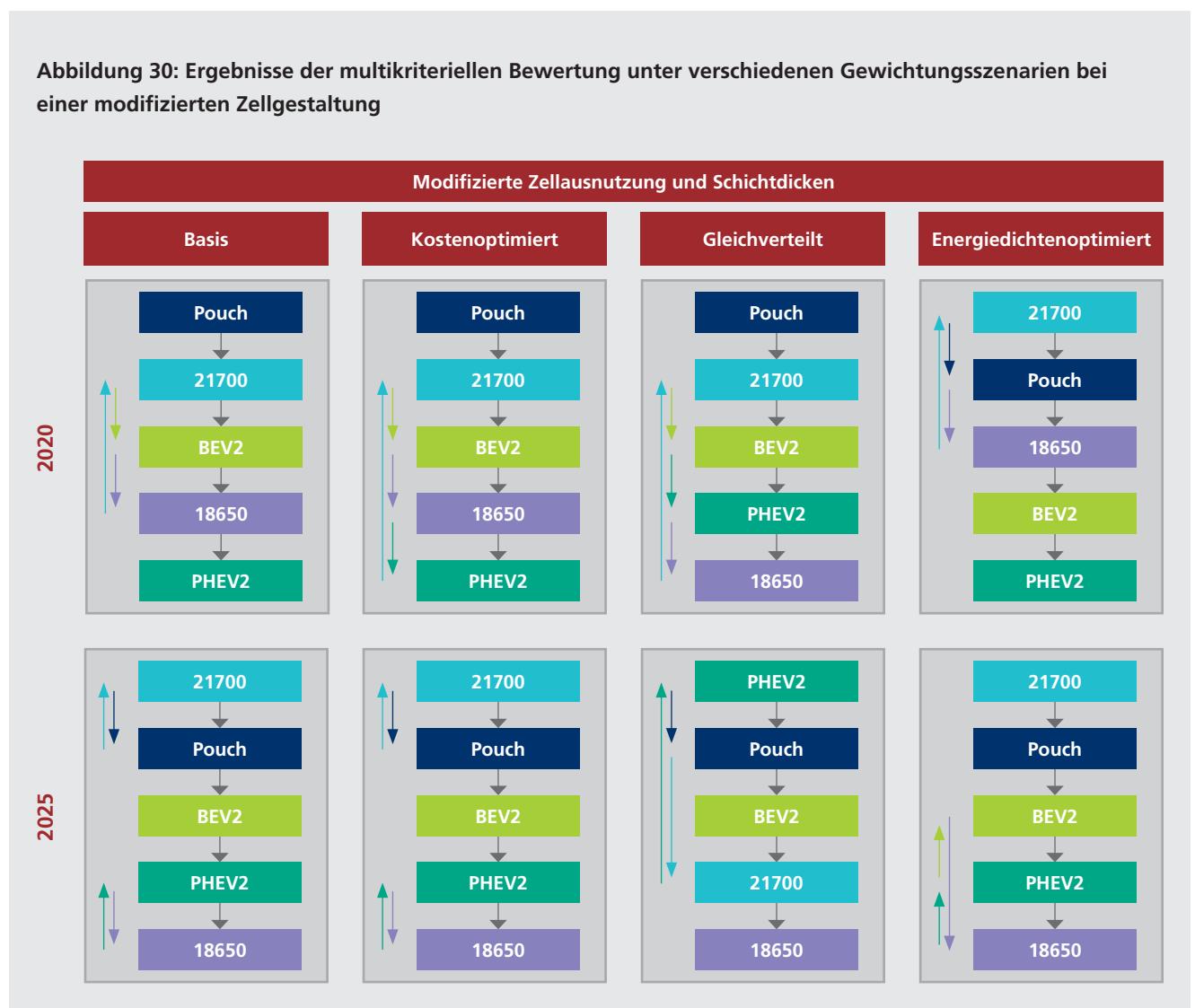
Die Ergebnisse zeigen, dass sich auch bei einer modifizierten Zellgestaltung die Rangfolgen nicht wesentlich von denen aus Abbildung 29 unterscheiden. Der größte Unterschied zeigt sich darin, dass das 21700er-Zellformat im Jahr 2025 nun das Pouch-Format als vorteilhaftestes Zellformat ablöst. Weiterhin erwähnenswert ist, jedoch nicht direkt aus der Darstellung der Rangfolge zu entnehmen, dass das Pouch-Format in Bezug auf die volumetrische Energiedichte auf Modulebene im Jahr 2025 noch hinter das BEV2-Zellformat zurückfällt.

Abbildung 29: Ergebnisse der multikriteriellen Bewertung unter verschiedenen Gewichtungsszenarien



Abschließend soll nochmals betont werden, dass die systematische Analyse und multikriterielle Bewertung der Zellformate unter den getroffenen Annahmen und Randbedingungen zwar eine erste Interpretation der Ergebnisse bezüglich der zukünftigen Vorteilhaftigkeit einzelner Zellformate erlaubt, eine pauschale Aussage jedoch auf dieser Basis nicht getroffen

werden kann. Zum einen ist die Wahl eines Zellformats stets fallspezifisch zu treffen und hängt von den subjektiven Präferenzen und Gewichtungen des Entscheiders oder Unternehmens ab. Zum anderen muss auf diesen fallspezifischen Gegebenheiten basierend eine detailliertere Analyse und weitere Simulationen durchgeführt werden.



ZUSAMMENFASSUNG

Die Studie bewertet die Entwicklungspotenziale von fünf ausgewählten Zellformaten von Lithium-Ionen-Batterien für die Elektromobilität von heute bis hin zum Jahr 2025 aus einer multikriteriellen Perspektive heraus. Dabei basiert die Methodik auf einem durchgehenden Bottum-up-Ansatz. Bei den untersuchten Zellformaten handelt es sich um die zwei zylindrischen 18650er- und 21700er-Formate, die zwei prismatischen Formate der PHEV2- und BEV2-Zelle sowie um ein Pouch-Format entsprechend VDA-Vornorm DIN Spec 91252. Als Bewertungskriterium wird die volumetrische Energiedichte sowohl auf Zell- als auch auf Modulebene herangezogen. Zudem erfolgt eine Bewertung bezüglich des zu leistenden Kühlauwands und sicherheitsrelevanter Aspekte der Zellformate. Letztlich wird diese technische Perspektive durch eine vollkostenbasierte Ermittlung der Herstellkosten je kWh komplettiert.

In einem ersten Schritt wurden die spezifischen Zellmaterialien und Zellchemien definiert und entsprechende Referenzzellen bestimmt. Darauf basierend lassen sich die volumetrischen Energiedichten der Zellformate ermitteln. Hierbei zeigt sich, dass derzeit insbesondere die zylindrischen Formate (18650 und 21700) sowie das Pouch-Format die besten Energiedichten erreichen. Bei Betrachtung der Entwicklungspotenziale bis 2025 verengt sich das Bild auf das 21700er-Zellformat und die Pouch-Zelle.

In einem zweiten Schritt wurde über eine thermische Simulation die Wärmeentwicklung in den Zellformaten ermittelt, die auf Modulebene wiederum durch eine geeignete Kühlung aufgefangen werden muss. Bezuglich der Kühleigenschaften kann insbesondere das prismatische PHEV2-Zellformat hervorgehoben werden. Während das 18650er- und das BEV2-Zellformat eher mittelmäßige Kühleigenschaften aufweisen, rangieren das 21700er- und das Pouch-Format am Ende.

Die Analyse der volumetrischen Energiedichte auf Zellebene wurde zudem ergänzt durch die Analyse auf Modulebene. Hier zeichnen sich aus heutiger Sicht die beiden zylindrischen Zellformate durch vergleichsweise hohe Energiedichten aus.

Zum Ende des Untersuchungszeitraums bietet das 21700er-Zellformat die besten Entwicklungsperspektiven und stellt sich als vergleichsweise vorteilhaft heraus, während die übrigen Zellformate auf einem in etwa gleichen Niveau verbleiben. Basierend auf den identifizierten Zell- und Modulkonfigurationen erfolgte darüber hinaus eine Evaluierung der Herstellungsprozesse für die jeweiligen Zellformate, ausgehend von der Elektrode bis zum fertigen Modul. Es werden hierbei zum einen etwaige »Bottlenecks« identifiziert und zum anderen die Anzahl und Kapazität der Produktionsanlagen bestimmt, die zur Berechnung der fertigungsrelevanten Investitionen für die nachfolgende Kostenanalyse benötigt werden. Der Vergleich der Gesamtkosten für die Zellformate auf Modulebene verdeutlicht, dass derzeit insbesondere die 21700er-Zellformate und die PHEV2-Zellformate deutlich höhere Kosten verursachen als die anderen Zellformate. Im Rahmen der Entwicklung bis 2025 ist eine jedoch eine Annäherung der Kosten zu erwarten. So werden die Gesamtkosten des 21700er-Zellformats zunehmend wettbewerbsfähig und stellen im Jahr 2025 zusammen mit dem Pouch-Format (und ggf. noch dem BEV2-Format) das Zellformat mit den geringsten Gesamtkosten dar.

Abschließend erfolgt eine Betrachtung des Sicherheitsverhaltens, wobei untersucht wird, inwiefern die Zellformate aufgrund ihrer Zelleigenschaften und den vorgeschlagenen Modulkonzepten relevante Unterschiede aufzeigen. Dies erfolgt anhand einer qualitativen Bewertung bezüglich möglicher Risiken und Fehlerereignisse. Bei dieser Einschätzung zeigt insbesondere das BEV2-Zellformat ein sehr gutes Ergebnis.

ZUSAMMENFASSUNG

Um die Resultate der Studie zu einer Gesamtaussage zu aggregieren und eine vergleichende Evaluierung der Zellformate vornehmen zu können, erfolgte abschließend eine Synthese der Ergebnisse im Rahmen einer multikriteriellen Bewertung. Hierbei zeigt sich, dass unter den getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen das 18650er-Format im Jahr 2017 unter allen Szenarien vorteilhafter ist als das ebenfalls zylindrische 21700er-Format. Dies ändert sich jedoch mittelfristig und das 18650er-Format stellt zusammen mit dem PHEV2-Format das am wenigsten vorteilhafte Zellformat dar. Das BEV2-Format liegt auf einem mittleren Rang. Zwar schneidet es in Punkt Sicherheit am besten ab, liegt jedoch bzgl. der Kosten und volumetrischen Energiedichten hinter dem Pouch-Format und dem 21700er-Zellformat. Das Pouch-Zellformat weist über alle Szenarien und Zeiträume hinweg ein gutes Ergebnis auf und stellt überwiegend das vorteilhafteste Zellformat dar. Mittel- bis langfristig bietet sich auch das 21700er-Format als eine gute Alternative an.

Zuletzt soll nochmals darauf hingewiesen werden, dass diese Studie jedoch keine abschließende Aussage über die beste Wahl eines Zellformates zulässt, da im Fall einer konkreten anwendungsspezifischen Auslegung der Batterie in einem Elektrofahrzeug eine Reihe individueller Anforderungen, Annahmen und Prämissen getroffen werden müssen. Die Studie liefert in diesem Rahmen vielmehr ein Modell, um die Zellformate systematisch vergleichbar zu machen und zu bewerten. Eine andere Gewichtung und damit Bedeutung der einzelnen technischen Parameter oder auch der Einbezug weiterer Einflußgrößen kann daher für individuelle, spezifische Anwendungen bzw. Fahrzeugauslegungen zu unterschiedlichen Schlussfolgerungen führen.

QUELLEN- UND LITERATURVERZEICHNIS

1 Wietschel, Martin et al. (2017): Perspektiven des Wirtschaftsstandorts Deutschland in Zeiten zunehmender Elektromobilität, Working Paper Sustainability and Innovation, No. S09/2017.

2 Berechnungen des Fraunhofer ISI auf Basis der Datenbank »globale Zellproduktion und Ausbaupläne« (Stand 10/2017).

3 Thielmann, A.; Friedrichsen, N.; Hettesheimer, T.; Hummen, T.; Sauer, A.; Schneider, C.; Wietschel, M. (2016): Energiespeicher-Monitoring 2016. Deutschland auf dem Weg zum Leitmarkt und Leitanbieter? Karlsruhe: Fraunhofer ISI.

4 Michaelis, S.; Maiser, E.; Kampker, A.; Heimes, H.; Lienemann, C.; Wessel, S.; Thielmann, A.; Sauer, A.; Hettesheimer, T. (2016): VDMA Batterieproduktion, Roadmap Batterie-Produktionsmittel 2030, Update 2016. Frankfurt: VDMA Verlag GmbH sowie Berechnungen des Fraunhofer ISI auf Basis der Datenbank »globale Zellproduktion und Ausbaupläne« (Stand 10/2017).

5 Tatsächlich werden heute bereits Kathodenmaterialien mit höheren Ni-Anteilen eingesetzt (z. B. NCM 523) allerdings unter Beimischung (Blends) weiterer Aktivmaterialien mit geringerer spezifischer Kapazität, was aus Sicherheitsgründen erfolgt. Aus Gründen der besseren Transparenz und Vergleichbarkeit der Berechnungen werden keine Blends berücksichtigt und direkt der Übergang von NCM 111 auf NCM 811 vorgenommen und die Ergebnisse gegenübergestellt.

6 Vgl. Thielmann, A.; Sauer, A.; Wietschel, M. (2015): Gesamt-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030. Karlsruhe: Fraunhofer ISI; Takeshita 2015/2016, B3 Corporation.

7 BEST: www.itwm.fraunhofer.de/BEST

8 Kerler, M., Lienkamp, M. (2015): A method to find a thermal optimum cell size. Conference on Future Automotive Technology 2015

9 Die Annahmen bezüglich der Kühlung beruhen ebenfalls auf Kerler, M., Lienkamp, M. (2015) A method to find a thermal optimum cell size. Conference on Future Automotive Technology 2015

10 Die Biot-Zahl ist eine dimensionslose Kennzahl der Thermodynamik und der Strömungsmechanik und wird für die Berechnung von Erwärmungs- und Abkühlungsvorgängen verwendet. Sie gibt beim Wärmetransport durch die Oberfläche eines Körpers das Verhältnis des Wärme(leit)widerstands des Körpers zum Wärmeübergangswiderstand des umgebenden Mediums an.

11 Bei der Interpretation der Ergebnisse muss beachtet werden, dass durch die Forderung eine Mindestkapazität von 3kWh/Modul

zu erreichen, die Kapazität der einzelnen Module teilweise leicht über den 3kWh liegt, da nur eine ganzzahlige Anzahl an Zellen verbaut werden kann. Dies wirkt sich entsprechend auch auf die Bewertung der volumetrischen Energiedichte aus.

12 Dabei wurden die Kosten für folgende Posten berücksichtigt: Materialien und Zukaufteile, Personalkosten, variabler Overhead, Allgemein, Vertrieb, Administration, FuE, Abschreibung, Gewinn, Garantie und Ausschuss.

13 Avicenne Energy (http://www.avicenne.com/reports_energy.php), total battery consulting (<https://www.totalbatteryconsulting.com/>)

14 Für die Bestimmung der Gesamtinvestitionen wurde eine lineare Abschreibung über 6 Jahre unterstellt.

15 Siehe z. B. in Steen, M. et al. 2017: EU Competitiveness in Advanced Li-ion Batteries for E-Mobility and Stationary Storage Applications – Opportunities and Actions; JRC Science for Policy Report; European Commission 2017.

16 FMEA: »Fehlermöglichkeits- und -einflussanalyse«, hierbei werden Fehler nach deren Eintrittswahrscheinlichkeit, ihrer Entdeckungswahrscheinlichkeit sowie der daraus resultierenden Bedeutung für den Kunden hin untersucht und bewertet.

17 Unter »Onset« wird die Temperatur verstanden, ab der eine Zelle eigenständig ohne externe Wärmezufuhr in den thermal runaway übergeht.

18 Da im Fall der zylindrischen Zellen kein OPD integriert ist und im Fall der Pouch-Zellen zudem auch kein CID, können diese Sicherungselemente nicht bezüglich ihres Fehler- oder Risikopotenzials hin bewertet werden und wurden somit bei der Sicherheitsbetrachtung ausgeklammert. Die Aufgaben der fehlende CID und OPD müssen bei diesen Zelltypen auf zellübergeordneten Ebene gelöst werden, was dort zu einem entsprechenden Mehraufwand für Sicherseinrichtungen führt.

19 Für einen Überblick zu PROMETHEE siehe z. B.
– Brans et al. (1986): How to select and how to rank projects: The PROMETHEE method. European journal of operational research, 24(2), 228–238 oder
– Behzadian et al. (2010): PROMETHEE: A comprehensive literature review on methodologies and applications. In: European Journal of Operational Research 200 (1), Research S. 198–215.

IMPRESSUM

Herausgeber

Fraunhofer-Allianz Batterien

Ansprechpartner

Prof. Dr. Jens Tübke

Sprecher Fraunhofer-Allianz Batterien

Telefon: +49 721 4640-343

jens.tuebke@ict.fraunhofer.de

Dr. Kai-Christian Möller

Stellv. Sprecher Fraunhofer-Allianz Batterien

Telefon: +49 89 1205-4417

kai-christian.moeller@zv.fraunhofer.de

Anschrift der Redaktion

Fraunhofer-Institut für System- und

Innovationsforschung ISI

Dr. Tim Hettesheimer

Breslauer Straße 48

76139 Karlsruhe

Telefon +49 721 6809-448

tim.hettesheimer@isi.fraunhofer.de

Autoren

Dr. Tim Hettesheimer, Dr. Axel Thielmann, Dr. Christoph Neef
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Dr. Kai-Christian Möller

Fraunhofer-Gesellschaft

Dr. Mareike Wolter

Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien
und Systeme IKTS

Dr. Vincent Lorentz, Markus Gepp, Martin Wenger
Fraunhofer-Institut für Integrierte Systeme und
Bauelementetechnologie IISB

Dr. Torben Prill, Dr. Jochen Zausch

Fraunhofer-Institut für Techno- und

Wirtschaftsmathematik ITWM

Peter Kitzler, Joachim Montnacher

Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und
Automatisierung IPA

Martin Miller, Dr. Markus Hagen, Patrik Fanz,
Prof. Dr. Jens Tübke

Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie ICT

Bildquellen Titelseite

Fraunhofer IKTS (o. l., M. l.)

Fraunhofer ITWM (o. r.)

Fraunhofer ISIT (u. l.)

Fraunhofer ICT (u. r.)

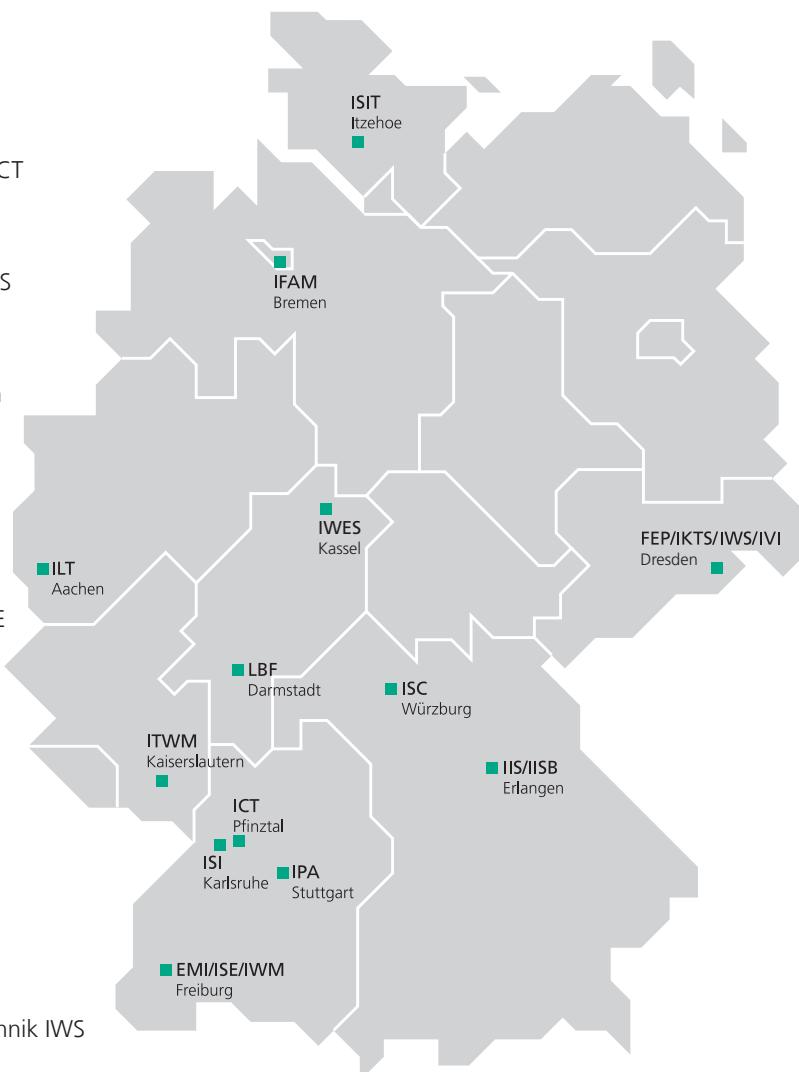
Bei Abdruck ist die Einwilligung der
Redaktion erforderlich.

© Fraunhofer-Allianz Batterien, Pfinztal, 2017

FRAUNHOFER-ALLIANZ BATTERIEN

19 Mitgliedsinstitute

- Fraunhofer-Institut für Kurzzeitdynamik, Ernst-Mach-Institut EMI
- Fraunhofer-Institut für Elektronenstrahl- und Plasmatechnik FEP
- Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie ICT
- Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM
- Fraunhofer-Institut für Integrierte Schaltungen IIS
- Fraunhofer-Institut für Integrierte Systeme und Bauelementetechnologie IISB
- Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS
- Fraunhofer-Institut für Lasertechnik ILT
- Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA
- Fraunhofer-Institut für Silicatforschung ISC
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
- Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
- Fraunhofer-Institut für Siliziumtechnologie ISIT
- Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik ITWM
- Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme IVI
- Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES
- Fraunhofer-Institut für Werkstoffmechanik IWM
- Fraunhofer-Institut für Werkstoff- und Strahltechnik IWS
- Fraunhofer-Institut für Betriebsfestigkeit und Systemzuverlässigkeit LBF



Die Fraunhofer-Allianz Batterien befasst sich sowohl mit primären als auch mit sekundären Batteriesystemen. Durch relevante Forschung auf dem Themengebiet der elektro-chemischen Energiespeicher werden geeignete technische und konzeptionelle Lösungen unter besonderer Berücksichtigung der sozialen, ökonomischen und ökologischen Konsequenzen entwickelt und in die Anwendung überführt. Hierzu ist die Optimierung entlang einer ganzen Kette von Einzelschritten notwendig. Diese Schritte werden von den 19 Mitgliedsinstituten der Fraunhofer-Allianz Batterien mit ihren fünf Kernkompetenzen nahezu vollständig abgedeckt. Diese umfassen Material und Zelle, das System, die Simulation, das Testen und Prüfen und die Zellproduktion.

Im Kompetenzbereich Material und Zelle entwickeln, optimieren und charakterisieren die Mitgliedsinstitute kundenspezifisch Materialien und Fertigungsprozesse für Batterien. Im Bereich System werden aus Einzelzellen unterschiedlichster Technologien Batteriemodule und komplette Batteriesysteme für verschiedenste Anwendungen der Kunden entwickelt. Die Eigenschaften von Batterien von der atomaren Skala bis zum Verhalten im Antriebsstrang werden mit modernsten Methoden in der Simulation abgebildet. Das Testen und Prüfen der Energiespeichersysteme ist ein wichtiger Schritt in der fahrzeugtechnischen Entwicklungskette. Neben den heutigen Standardtests und -prüfungen können hier auch Sonderversuche mit hohem wissenschaftlichem Anspruch auf Zell-, Modul- und Systemebene durchgeführt werden. Der Bereich der Zellproduktion beschäftigt sich mit dem Zellbau, dem Zelltest und der Kleinserienproduktion in dafür vorgesehenen Technika, in welchen alle Teilschritte der Produktion von elektrochemischen Zellen umsetzbar sind.