

Speicher sind tot – Es lebe der Speicher!

Benedikt Deuchert

Während bestehende Geschäftsmodelle für Großbatteriespeicher schwinden, zeichnet sich angesichts der deutlichen Kostenreduktionen ab, dass Großbatterien künftig in neue Geschäftsfelder wie der Eigenverbrauchsoptimierung in der Großindustrie und der Ausnutzung von Preisschwankungen am Intraday-Spotmarkt vordringen können. Unter Einbeziehung verschiedener Aspekte ist also nicht nur ein weiterer, sondern sogar verstärkter Zubau im Bereich der Großbatteriespeicher zu erwarten, dessen systemische Konsequenzen stärker in den Blick rücken sollten.

Investitionen in kommerzielle Batteriespeicher wurden in den vergangenen Jahren überwiegend auf Erlöse im Markt für Primärregelung gestützt. Erlöse durch Ausnutzung der Bestandsregelungen zu „vermiedenen Netzentgelten“ können weitere signifikante Beiträge generieren. Hierauf weist u.a. die Bundesnetzagentur in ihrem Bericht „Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt“ folgerichtig hin [1].

Die Preisentwicklung für Primärregelung unterliegt verschiedenen gegenläufigen Trends und ein mittelfristiges Absinken der Preise erscheint möglich. Der Business Case für vermiedene Netzentgelte entfällt künftig durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) für Anlagen, die ab dem 1.1.2023 in Betrieb genommen werden. Die Kombination beider Aspekte führt dazu, dass perspektivisch die Erlöspotenziale von Speichersystemen je installiertem MW/MWh tendenziell geschmälert werden.

Gleichzeitig ist die Kostendegression bei Li-Ion-Batterien unverändert intakt. Ein guter Indikator hierfür sind die Marktpreise für Li-Ion-Batteriesätze im Automobilbereich, die zwischen 2010 und 2020 um 89 % auf nun 137 US\$/kWh gefallen sind [2]. Die Marktpreise für Batteriesätze zur Verwendung in stationären Großbatteriespeichern liegen aufgrund schwächerer Skaleneffekte typischerweise über diesem Wert, profitieren aber ebenso von der gesamten beobachteten Kostendegression. Angesichts einer Vielzahl laufender Optimierungsmaßnahmen sowohl bei der im Segment der Großspeicher aktuell dominierenden Nickel-Mangan-Kobalt (NMC)-, als auch der Lithium-Eisen-Phosphat-Technologie (LFP) ist in näherer Zukunft von einem weiteren Preisrückgang auszugehen, unabhängig von der Marktreife fundamentaler Technologieinnovationen wie z.B. der Einführung von Feststoffbatterien.



Angesichts des eindeutigen Trends zu sinkenden Preisen werden Geschäftsmodelle für Großbatterien in vielen Marktsegmenten attraktiv
Bild: Adobe Stock

Erheblicher Rückgang der Investitionskosten

In der laufenden Diskussion zur Geschäftsgrundlage für den Neubau von Speichersystemen sollten die Implikationen des erheblichen Rückgangs der Investitionskosten von Batteriespeichersystemen, bedingt durch den beschriebenen Preisrückgang bei Batterie-sätzen, aber auch bei weiteren Komponenten, stärker berücksichtigt werden. So ergab eine Branchenumfrage des pv magazine [3] eine durchschnittliche Preisangabe von 413 €/kWh Speicherkapazität für Großbatteriesysteme mit einem Speichervolumen von über 10 MWh. Die Preise können je nach Anbieter und lokalen Gegebenheiten (insbesondere Netzanschlusskosten, netzbetreiberseitig geforderter Baukostenzuschuss) stark abweichen.

In Gesprächen mit Branchenvertretern wurde diese Größenordnung validiert: Heute kann ein Batteriespeicher mit der Referenz-

größe 10 MW/10 MWh (NMC-Technologie) unter realistischen Bedingungen für 4 Mio. € schlüsselfertig errichtet werden. Basierend auf Zahlen des Fraunhofer ISI [4], weiteren Interviews mit Branchenvertretern und eigenen Berechnungen konnten die Preisbestandteile eines derartigen Batteriespeichers gem. Abb. 1 aufgeschlüsselt werden.

Mit einer typischerweise angenommenen Zyklendifestigkeit von 4.500 Zyklen bis Erreichen einer Restkapazität von 80 % („State of Health“/SoH) [6] ergeben sich hieraus Vollkosten des Systems bezogen auf die Zyklisierung in Höhe von ca. 100 €/MWh [7]. Hinzu kommen Energieverluste bei der Zyklisierung. In indikativer Schätzung betragen diese bei 90 % Gesamtwirkungsgrad und einem durchschnittlichen unterstellten Börsenstrompreis von 50 €/MWh ca. 5 €/MWh und müssen zu den Gesamtkosten addiert werden.

Bei Veranschlagung dieser Kostenbasis wäre nicht zu erwarten, dass Großbatteriesysteme

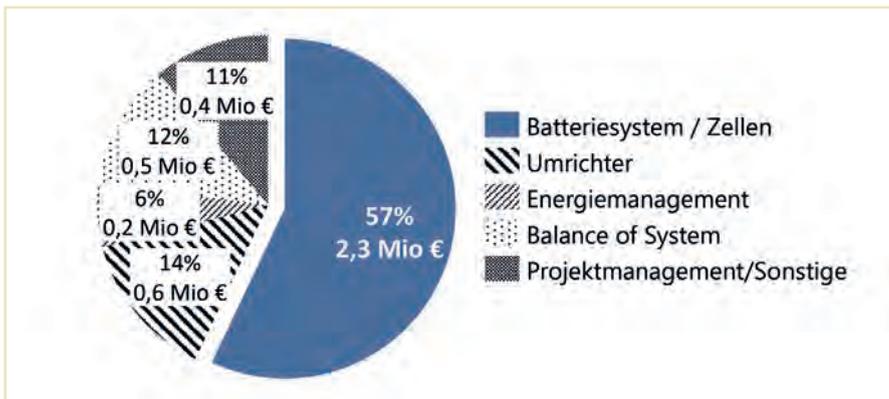


Abb. 1 Investitionskosten 1 C-System mit 10 MW/10 MWh (gesamt: 4,0 Mio. €) [5]

in neue Marktsegmente vordringen können: Insbesondere eine Nutzung am Großhandelsmarkt für Arbitragegeschäfte zur Ausnutzung von kurzfristigen Preisschwankungen erscheint nicht darstellbar, da Preisschwankungen in der Größenordnung von 100 €/MWh nur selten auftreten und nicht angenommen werden kann, dass ein Batteriespeicher die zur Amortisation erforderlichen Zyklen über die gesamte Nutzungsdauer hinweg tatsächlich realisieren könnte.

In der Praxis Wirtschaftlichkeit deutlich günstiger

In der Praxis stellt sich die Wirtschaftlichkeit allerdings unter den gegebenen Voraussetzungen deutlich günstiger dar, was insbesondere auf zwei Aspekte zurückzuführen ist:

■ Einerseits unterliegen nur Teilkomponenten des Batteriespeichers einem zyklus-

abhängigen Verschleiß. Dies ist das Batteriesystem einschließlich der Batteriezellen, das im gewählten Rechenbeispiel einen Beitrag von 57 % zu den Gesamtkosten ausmacht. Auch der Umrichter ist in der Regel keinem zyklusabhängigen (wohl aber einem temperatur- und altersbedingten) Verschleiß unterworfen. Zur Ermittlung der inkrementellen Zyklusgrenzkosten eines Batteriespeichers sollten also nur die variablen Kosten des Batteriesystems herangezogen werden.

■ Andererseits kann in der Praxis teilweise eine deutlich höhere Zyklenfestigkeit bis zum tatsächlichen Ende der Lebensdauer erwartet werden. Dass hier insbesondere die LFP-Technologie vielversprechende Potenziale für Zyklenfestigkeiten jenseits der 10.000 birgt, wurde beispielsweise von Forschern der TU München in mehrjährigen Tests ermittelt [8]. Aber auch für die NMC-Technologie wurden herstellereitig teils deutlich höhere Zyklenfestigkeiten

abhängig von der Entladetiefe (DOD), der Lade- sowie der Entladegeschwindigkeit und dem angesetzten Zeitpunkt des Endes der Lebenszeit ermittelt.

Die Zusammenhänge werden aus Abb. 2 ersichtlich. Dort sind Angaben des Batterieherstellers Samsung SDI zur erreichbaren Zyklenzahl abhängig von der Entladetiefe und von der Lade- und Entladegeschwindigkeit aufgetragen. Zum Beispiel entspricht die Angabe „0,5 C/1 C“ beim gewählten Referenzsystem mit 10 MWh Kapazität einer Ladegeschwindigkeit von 5 MW und einer Entladegeschwindigkeit von 10 MW. Es ist erkennbar und intuitiv, dass die Zyklenfestigkeit sowohl bei Reduktion der Be- und Entladegeschwindigkeit als auch bei Reduktion der Entladetiefe zunimmt. Deutlicher ist allerdings die Zunahme der Zyklenfestigkeit, wenn die akzeptable Restkapazität (SoH) – der zentrale Verschleißindikator für die Batteriezelle – erhöht wird.

Selbst bei vollständiger Nutzung der Zellkapazität (DOD 100 %) kann der Betreiber eines Batteriespeichers also von deutlich höheren Zyklenzahlen ausgehen, wenn eine Restkapazität der Zellen von weniger als 80 % (z.B. 60 %) akzeptiert wird. Letzteres stellt für stationäre Batteriespeicher im Gegensatz zur Anwendung im Automobilbereich keinen kritischen Aspekt dar, solange die Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Beim Betrieb eines Großbatteriespeichers, wie er im Jahr 2021 typischerweise projektiert wird, kann unter der Annahme eines gewährleisteten Betriebs des Speichers unter Referenzbedingungen demnach von einer realistischen Zyklenfestigkeit von 13.000 Zyklen ausgegangen werden, bis das Ende der Lebensdauer des Batteriesystems erreicht ist (DOD 100 %, Beladung mit 0,5 C, Entladung mit 1 C, Restkapazität 60 %) [10].

Die beiden beschriebenen Effekte führen zu einer drastischen Reduktion der anzunehmenden inkrementellen Zyklusgrenzkosten gemäß Abb. 3.

Die kalkulatorischen Zyklusgrenzkosten in Höhe von ca. 22 €/MWh müssen noch um die Verlustenergie ergänzt werden. Basierend auf den oben getroffenen Annahmen (Börsenpreis 50 €/MWh, Gesamtwirkungsgrad 90 %) muss das beispielhaft betrachtete Batterie-

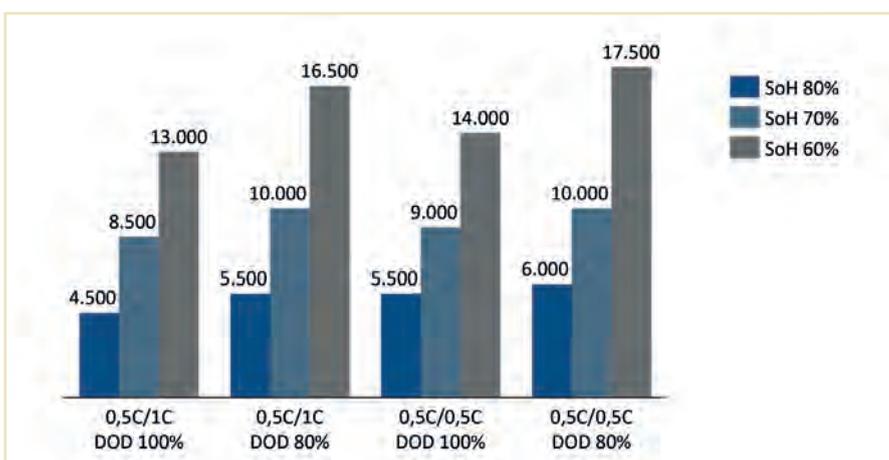


Abb. 2 Zyklenfestigkeit einer 94 Ah NMC-Zelle (Typ M2F von Samsung SDI) unter Referenzbedingungen abhängig von Be-/Entladegeschwindigkeit, DOD und SoH [9]

system demnach ca. 27 €/MWh verdienen, um die inkrementellen Kosten der Zyklisierung des Speichers zu decken.

Geschäftsmodelle in vielen Marktsegmenten werden attraktiv

Hierdurch rücken in vielen Marktsegmenten Geschäftsmodelle in den Blick, die für Batteriespeichersysteme bislang als unattraktiv galten, wie z.B. die Erbringung von SRL und ggf. MRL, sowie insbesondere die Ausnutzung untertägiger Preisschwankungen im kontinuierlichen Handel am Intradaymarkt für Viertelstundenprodukte, wobei die genannten Grenzkosten eine Vielzahl an Handelsstrategien zulassen. In Kombination mit Photovoltaik gewinnen auch Anwendungen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs im industriellen Sektor an Relevanz. Schließlich versprechen preisgünstige Speichersysteme neue Möglichkeiten zur Betriebsführung bei kombinierten EE/Speichersystemen, die im Rahmen der Innovationsausschreibungen (erstmal durchgeführt im September 2020)

stark an Bedeutung gewinnen. Gleichzeitig bleibt zumindest kurzfristig das Geschäftsmodell für die Erbringung von Primärleistung sowie – sofern eine Inbetriebnahme noch vor dem 1.1.2023 möglich ist – der Ausnutzung vermiedener Netzentgelte intakt.

Angesichts absehbarer wachsender Marktgröße ist zu erwarten, dass die momentan beobachtete, steile Kostendegression, gemäß der Erfahrungen aus den Lernkurven der vergangenen Jahre anhalten wird. Dies wird Batteriespeichern erlauben, in weitere Anwendungsbereiche vorzudringen. Beispielsweise sollte auch im Bereich der Netzdienstleistungen das verbesserte betriebswirtschaftliche Potenzial von Batteriespeichern stärker in den Blick genommen werden. So werden Batteriespeicher heute aus Netzsicht überwiegend dort diskutiert, wo ein Netzausbau nicht oder nur stark verzögert möglich ist (siehe die auf Übertragungsebene beschlossenen „Netzbooster“). Bei gleichzeitig tendenziell steigenden Kosten für Netzausbau könnte allerdings die Prämisse, dass

Netzausbau generell im Vergleich zu Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeichern die volkswirtschaftlich günstigere Alternative ist, künftig ins Wanken geraten.

Dabei sollten Marktbeobachter Vorsicht walten lassen, wenn das Potenzial für künftige Kostenreduktionen bei Batteriesystemen in Zweifel gezogen wird. Derzeit deuten die Trends, insbesondere angesichts des massiven Ausbaus der Elektromobilität, darauf hin, dass weitere deutliche Lerneffekte und Innovationsschübe auch für große, stationäre Batteriespeicher zu einer fortgesetzten steilen Kostendegression beitragen werden. Die Dynamik wurde in dieser Hinsicht in den letzten Jahren häufig unterschätzt, sodass die tatsächlichen Kosten tendenziell überschätzt wurden [11].

Eine steile Kostendegression hat allerdings indirekte Auswirkungen auf die Zyklusgrenzkosten, die bei Geschäftsanwendungen bereits errichteter Großbatterien zugrunde zu legen sind. So kann ein künftiger starker Preisverfall einen Anreiz geben, das Batteriesystem eines in Betrieb befindlichen Speichers in Geschäftsmodellen zu betreiben, die einen geringeren Deckungsbeitrag als die zum Investitionszeitpunkt ermittelten Zyklusgrenzkosten erbringen. Der Anreiz besteht dann darin, das System schneller zu verschleiben und das Batteriesystem dann ggf. frühzeitig gegen ein neues, deutlich preisgünstigeres Batteriesystem auszutauschen.

Ähnliche Überlegungen werden beispielsweise heute routinemäßig im Trading bei der Vermarktung konventioneller Kraftwerke angestellt, wenn nicht der Einkaufswert, sondern der Wiederbeschaffungswert des Rohstoffs (z.B. Wiederbeschaffungswert der lagernden Kohle in einem Kohlekraftwerk; im Falle des Speichers analog der Wiederbeschaffungswert des Batteriesystems) als Ausgangsbasis für die Grenzkosten zugrunde gelegt wird. Inwieweit derartige Ansätze künftig zur Anwendung kommen werden, bleibt abzuwarten.

Fazit

Insgesamt lässt sich festhalten: Angesichts des eindeutigen Trends zu sinkenden Preisen ist eine deutliche Verschiebung und Diversi-

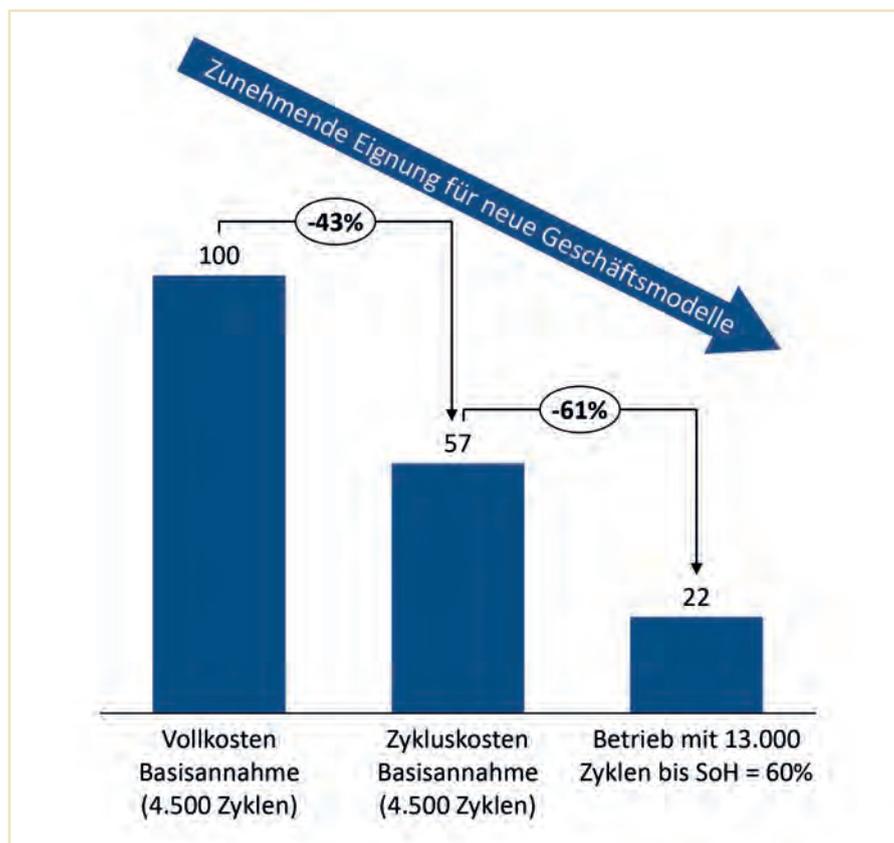


Abb. 3 Kosten für Zyklisierung der betrachteten 10 MW/10 MWh-Batterie in €/MWh

fizierung der Geschäftsmodelle von Großbatterien zu erwarten und teils bereits heute feststellbar. Dies sollte in der Branche breiter diskutiert werden. Gleichzeitig sollten die systemischen Auswirkungen eines wesentlich stärkeren Zubaus von Großbatterien in den Blick gerückt werden, der angesichts der Preisdegression möglich erscheint.

Dies betrifft nicht nur den Energiemarkt, wo die Zunahme der Flexibilität im Intraday-Bereich zur Dämpfung von Preisschwankungen beitragen kann. Es stellen sich auch grundsätzliche Fragen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns, insbesondere hinsichtlich der gesamtwirtschaftlich optimalen Allokation von Flexibilität aus Batteriespeichern zwischen Markt und Netz. Diese Fragen im Marktdesign müssen bereits heute proaktiv angegangen werden, um von den Entwicklungen im Bereich der Batteriespeicher nicht überholt zu werden.

Literatur

- [1] Bundesnetzagentur: *Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt (Stand: März 2020)*. Bonn 2020.
- [2] BloombergNEF: *Battery Pack Prices Cited Below \$ 100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$ 137/kWh*. 16.12.2020.
- [3] *pv magazine*: *Marktübersicht für Großspeicher aktualisiert (13. März 2020)*.
- [4] George et al.: *Kostenentwicklungsprognose stationärer Batteriespeichertypen (Strommarkttreffen Berlin 21.2.20)*.
- [5] *Eigene Berechnungen basierend auf den Zahlen des Fraunhofer ISI [4], sowie Interviews mit Branchenvertretern; siehe auch Schmidt et al.: The future cost of electrical energy storage based on experience rates (Nature Energy 17110, 2017)*.
- [6] *Ein SoH von 80 % wird häufig im Bereich der Elektromobilität als Grenzwert herangezogen, zu dem die Lebensdauer von Batteriezellen endet. Im stationären Bereich ist aber teils eine Nutzung auch mit deutlich geringerem SoH möglich. Dort wird, auch im Hinblick auf "Second-Life"-Anwendungen, ein Grenzwert des SoH von 60 % diskutiert. Vgl. Casals et al.: Evaluation of the End-of-Life of Electric Vehicle Batteries According to the State-of-Health. World Electric Vehicle Journal (2019), 10, 63..*
- [7] *Quelle für die Zyklenfestigkeit: Samsung SDI, Zelltyp M2F, Kapazität 94 Ah; Annahme Ladung mit 0,5 C, Entladung mit 1 C, 100 % Entladetiefe (DoD); die Berechnung unterstellt eine lineare Abnahme der Lebensdauer der Batterie, sodass über die Lebensdauer des Batteriesystems 90 % der Kapazität (im Beispiel: 9 MWh) zur Verfügung stehen. Die tatsächlich vom Hersteller garantierte Zyklenfestigkeit ist abhängig vom korrekten Betrieb der Zellen, insbesondere vom korrekten Temperaturmanagement.*
- [8] Naumann et al.: *Analysis and modeling of cycle aging of a commercial LiFePO₄/graphite cell*, *Journal of Power Sources* 451 (2020).
- [9] *Eigene Darstellung basierend auf Herstellerangaben von Samsung SDI.*
- [10] *Bei angenommen linearer Degradation der Speicherkapazität stehen dann im Mittel über die Lebenszeit des Batteriesystems 80 % der Gesamtkapazität, also im gewählten Beispiel 8 MWh, je Zyklus zur Verfügung.*
- [11] *Zur Überschätzung von Batteriepreisen in der Vergangenheit siehe Penisa et al.: Projecting the Price of Lithium-Ion NMC Battery Packs Using a Multifactor Learning Curve Model. Energies (2020), 13, 5276.*

B. Deuchert, Senior Consultant, E-Bridge Consulting GmbH, Bonn
bdeuchert@e-bridge.com

NEWS | MAGAZINE | JOBS | MARKTPARTNER | TERMINE

www.energie.de

Das Portal der Energiewirtschaft

energie.de