

Absolut|private

Private-Market-Investments
für institutionelle Investoren

Investitionen in Batterie- speicher als zentraler Baustein der Energiewende

FABIAN MELONI UND DR. DOMINIK SCHALL | BVT

Q3
2025



FABIAN MELONI
Senior Investment Manager
Energie und Infrastruktur
BVT
München



DR. DOMINIK SCHALL
Leiter Geschäftsbereich
Energie und Infrastruktur
BVT
München

infrastructure

Investitionen in Batterie- speicher als zentraler Baustein der Energiewende

Die Energiewende und der starke Ausbau erneuerbarer Energien führen zu einem steigenden Bedarf an flexibler Stromspeicherkapazität. Vor diesem Hintergrund analysieren Fabian Meloni und Dr. Dominik Schall von BVT das Potenzial von Batteriespeichern als Assetklasse für institutionelle Investoren. Sie erörtern, welche Marktmodelle derzeit tragfähig sind, und zeigen die bei der Umsetzung zu beachtenden regulatorischen Hürden auf.

Einleitung

Mit dem Ziel einer möglichst emissionsfreien Energieversorgung bis spätestens 2050 haben sich Deutschland und Europa auf den Weg der Energiewende gemacht und den Ausbau der Erneuerbare-Energien-Kapazitäten vor allem seit der Jahrtausendwende forciert und politisch angereizt. Der Krieg in der Ukraine mit den einhergehenden Verwerfungen am Gasmarkt und den signifikanten temporären Strompreissteigerungen v. a. im Jahr 2022 hat zu einer Beschleunigung dieser Langfriststrategie geführt. Der Preis- und Angebotsschock

hat auch die Themen europäische Energieunabhängigkeit und verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) noch stärker in den Fokus gerückt.

Im Resultat steht der deutsche Strommarkt heute gänzlich anders da als im Jahr 2000, dem Zeitpunkt, als in Deutschland das Erneuerbare-Energien-Gesetz verabschiedet wurde: 59 % der Stromerzeugung kamen im Jahr 2024 aus regenerativen Quellen, v. a. aus Wind und Photovoltaik (PV).¹ Diese immer stärker dezentrale und intermittierende Einspeisung stellt die

Stromnetze vor erhebliche Herausforderungen, wie zuletzt auch während des großflächigen Stromausfalls in Spanien und Portugal zu spüren war. Um im Lichte dieser gestiegenen Netzbelastungen zukünftig sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Netzstabilität zu gewährleisten, bedarf es zweierlei: eines beschleunigten Netzausbaus zum besseren Austarieren von Angebots- und Nachfragediskrepanzen, nicht zuletzt um der Gefahr von lastbedingten Störfällen im Netz vorzubeugen, sowie andererseits einer Möglichkeit, überschüssigen Strom temporär zu speichern. Schon seit etlichen Jahren wird von Experten betont, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien durch den großflächigen Einsatz von Speicherlösungen flankiert werden müsse – nur den benötigten Fortschritt gab es lange nicht.

Seit etwa 2023 jedoch hat die Entwicklung rasant an Fahrt aufgenommen: Batteriespeicher (BESS²) boomen und sind nun in aller Munde. Vor einer tiefergehenden Betrachtung der Chancen von BESS-Investments stellt sich jedoch die Frage: Welche Speicherlösungen gibt es? Und weshalb sind es die Batteriespeicher, die nun im Rampenlicht stehen?

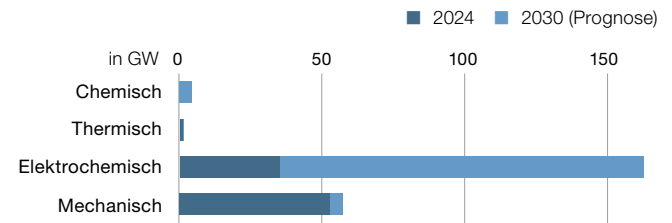
1 Speichertechnologien

Die Lösungen, um elektrische Energie zu speichern, unterscheiden sich nach drei wesentlichen, für die Energiewende relevanten Dimensionen: Technologie, Speicherdauer und Mobilität bzw. Skalierbarkeit. Derzeit verfügt Europa über 89 GW an Speicherleistung, die sich über vier Technologien verteilen (ABBILDUNG 1 und 2).

Mechanisch: Den mit Abstand größten Teil bilden mit 53 GW mechanische Energiespeicher. Diese speichern Energie durch Bewegung oder Höhenunterschiede, wie es Pumpspeicherkraftwerke tun, die auch der deutlich häufigste Anwendungsfall mechanischer Speicher sind. Es gibt auch Druckluft- oder Schwungradspeicher, diese spielen im Gesamtsystem jedoch keine große Rolle. Pumpspeicher erreichen bei den in Deutschland üblichen Größen etwa vier bis acht Stunden Speicherdauer³, größere Anlagen im europäischen Ausland liegen bei bis zu 20 Stunden, was Pumpspeicher zu einer mittelfristigen Form der Speicherung von Energie macht. Hinsichtlich ihrer Einsetzbarkeit und Skalierbarkeit unterliegen sie den Beschränkungen der sie umgebenden Topografie, so dass ein beliebiger Ausbau nicht möglich ist.

Elektrochemisch: Die Speichertechnologie, die mit 35 GW den zweitgrößten Teil der europäischen Speicherleistung stellt, sind elektrochemische Energiespeicher, im Wesentlichen also Batteriespeicher. Batteriespeicher wandeln elektrische Energie in chemische Energie um und speichern sie in elektrochemischen Zellen. Bei Bedarf wird diese Energie wieder in elektrische Energie zurückverwandelt. Übliche Speicherdauern liegen heute bei einer bis vier Stunden und damit im kurzfristigen Bereich. Batteriespeicher können, wenn man von Herausforderungen bei Bau- und Netzgenehmigungen absieht, fast überall aufgestellt werden und sind damit äußerst mobil und skalierbar. Auch innerhalb der Batteriespeicher gibt es

1 Speicherleistung in Europa



Quellen: European Energy Storage Inventory, European Association for Storage of Energy

2 Übersicht Speichertechnologien

Speichertechnologie	Beispiel Anwendung	Speicherdauer	Mobilität u. Skalierbarkeit
Chemisch	Power-to-x, Wasserstoff	Langzeit Monate bis Jahre	↗
Thermisch	Wasserspeicher	Stunden bis Tage	↘
Elektrochemisch	Batteriespeicher	Wenige Stunden	↗
Mechanisch	Pumpspeicher	Stunden bis 1 Tag	↘

Quelle: eigene Darstellung

verschiedene Technologien, wovon Lithium-Ionen-Batterien bzw. als Untergruppe Lithium-Eisenphosphat-Speicher (LFP) derzeit den Markt dominieren. Sie zeichnen sich durch eine hohe Energiedichte, eine lange Lebensdauer sowie einen hohen Wirkungsgrad aus. Perspektivisch könnten sich Alternativen aus weniger seltenen Rohstoffen wie bspw. Natrium-Ionen-Batterien durchsetzen, derzeit sind sie aufgrund von Nachteilen bei Energiedichte, Wirkungsgrad und Langlebigkeit jedoch noch nicht wettbewerbsfähig.⁴

Thermisch: Thermische Energiespeicher spielen mit 1 GW Speicherleistung eine untergeordnete Rolle. Hierunter fallen Systeme, die Wärme speichern, um sie zu einem späteren Zeitpunkt wiederzuverwenden, beispielsweise Wasser oder Beton. Eine weitverbreitete Anwendung ist der Wasserspeicher. Solche Systeme sind wie Pumpspeicher nicht beliebig skalierbar. Die Speicherdauer solcher Systeme variiert, verallgemeinert liegt sie im Bereich von Stunden bis mehreren Tagen, also im mittleren bis langfristigen Bereich.

Chemisch: Die vierte Technologie sind chemische Energiespeicher, wovon in Europa aktuell lediglich 0,04 GW in Betrieb sind. Chemische Energiespeicher wandeln Strom in chemische Stoffe um, die gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wiederverwendet werden können. Bekannte Beispiele sind Power-to-Gas (Wasserstoff, Methan) mit Anwendungen in der Industrie und bei Mobilität sowie Power-to-Liquid (synthetische Kraftstoffe) mit Anwendungen wie Flugverkehr und Schifffahrt. Diese sogenannten Power-to-x-Systeme sind echte Langfristspeicher und mobil einsetzbar, weshalb insbesondere grüner Wasserstoff bereits vor Jahren als der nächste große Trend und Hebel zur Dekarbonisierung galt. Der Markt ist wegen

unklarer Perspektiven, fehlender Infrastruktur und noch immer hoher Kosten bisher jedoch nicht in Fahrt gekommen.

89 GW europaweite Speicherleistung liegen etwas unterhalb der derzeit in Deutschland installierten Leistung an Solar-kraft (ca. 100 GW Ende 2024)⁵, sind aber auf einige Stunden beschränkt. Nimmt man beispielhaft 10 Stunden durchschnittliche Speicherdauer für den vorhandenen Mix aus Pumpspeicher- und Batteriespeicherleistung an, so verfügt Europa über ca. 890 GWh Speicherkapazität. Bei einem durchschnittlichen Stromverbrauch in Europa von jährlich etwa 3.000 TWh⁶ bzw. täglich etwa 8 TWh bedeutet dies, dass im Fall eines plötzlichen Wegfalls der gesamten Erzeugung die europäische Stromnachfrage durch Energiespeicher für etwa 2,5 Stunden abgedeckt werden könnte (ohne Berücksichtigung von in europäischen Gasnetzen/-speichern zur potenziellen Verstromung vorhandenem Gas). Es besteht folglich eine immense Bedarfslücke in Bezug auf Speicher, die für eine erfolgreiche Energiewende geschlossen werden muss.

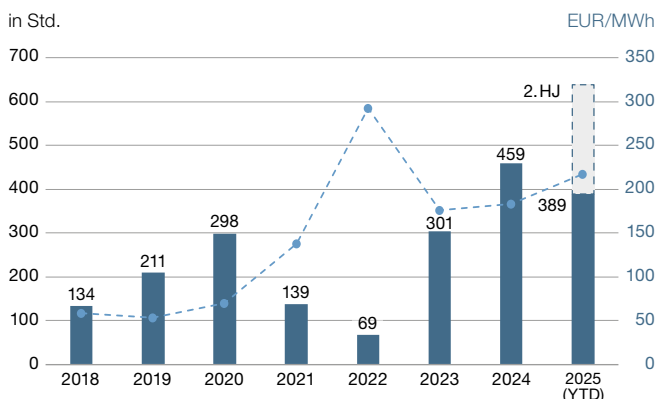
2 Batteriespeicher als Ergänzung für den Strommarkt

Der Bedarf an Speichern ergibt sich insbesondere durch die fluktuierenden Erzeugungsprofile von Wind und PV, da diese wetter- und tageszeitabhängig Energie erzeugen und es somit im Strommarkt Phasen von Überangebot, beispielsweise bei viel Sonne in den Mittagsstunden, sowie Phasen von Unterdeckung, z. B. an einem windarmen Wintertag, gibt. Dies hat zwei Effekte:

Strompreisvolatilität

Die Börsenstrompreise steigen stark an oder brechen ein, teils auf unter 0 Euro/MWh. Die Anzahl der Stunden mit negativem Strompreis steigt in Deutschland seit Jahren an: Nach dem Rekordwert von 459 Stunden im Jahr 2024 gab es bis Ende Juni 2025 bereits 389 Stunden mit negativen Preisen (ABBILDUNG 3). Dies hat zur Folge, dass insbesondere PV-Anla-

3 Anzahl negativer Börsenstrompreisstunden am deutschen Day-Ahead-Markt und Intraday-Spreads



Quellen: Energy-Charts (Frauenhofer ISE), Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Pexapark (eigene Darstellung).

gen Erlöseinbußen hinnehmen müssen, gerade auch durch den Wegfall der EEG-Vergütung, der je nach Inbetriebnahmejahr bereits ab der ersten negativen Stunde (gilt für Neuanlagen ab Februar 2025) oder nach einer gewissen Anzahl an konsekutiven negativen Stunden (Bestandsanlagen) eintritt. Die Stunden, die trotz des negativen Preises nach wie vor vergütet werden, verursachen wiederum Kosten für die Steuerzahler. Damit führen negative Preise auch zu Fehlanreizen bei Investitionsentscheidungen und können den weiteren Ausbau, v. a. von PV, verlangsamen. Außerdem liegt der Spread im Intraday-Handel, die Differenz zwischen Höchst- und Tiefstpreis eines jeden Tages, seit 2021 durchschnittlich deutlich über 100 Euro/MWh. Diese Preisschwankungen steigern die Attraktivität von Flexibilitätslösungen und es ergeben sich Arbitrage-Chancen für Batteriespeicher.

Netzengpässe

Um die Netze vor Überlastung zu schützen und die Frequenz in Fällen von Angebots- und Nachfragediskrepanzen zu stabilisieren, müssen Erzeugungsanlagen abgeregelt werden, was zu hohen Redispatch-Kosten in Form von Entschädigungszahlungen an die abgeregelteten Betreiber führt.

Batteriespeicher können beide Probleme eines EE- und v. a. PV-dominierten Strommarktes begrenzen und teilweise von ihnen profitieren, indem sie eine zeitliche Trennung von Stromerzeugung und -verbrauch ermöglichen. Von allen genannten Speichertechnologien bringt ihr großflächiger Einsatz die meisten Vorteile mit sich.

- ▶ Lokale Speicher reduzieren den Bedarf an teuren Abregelungen bei Netzengpässen und verringern gleichzeitig den Bedarf an langen Übertragungswegen, was geringere Netzausbaukosten bedeutet.
- ▶ Überschüssiger EE-Strom kann eingespeichert und genutzt, Anlagendrosselungen und -abschaltungen können vermieden werden.
- ▶ Batteriespeicher sind für Regenergie unmittelbar verfügbar und helfen, die Netzfrequenz stabil zu halten, was auch der Versorgungssicherheit zugutekommt. Sie lösen konventionelle Kraftwerke im Regenergiemarkt immer stärker ab.
- ▶ Durch sogenanntes Peak Shaving, eine Lastverschiebung, können v. a. industrielle Stromabnehmer Preisspitzen umgehen, indem sie den zu niedrigeren Preisen eingespeicherten Strom nutzen. Für das Gesamtsystem bedeutet dies bei ausreichend großer Speicherleistung, dass eine gewisse Glättung und Reduktion der Strompreise erzielt werden kann.
- ▶ Die Anzahl negativer Börsenstrompreisstunden kann reduziert werden, was den Marktpreis für PV-Einspeisung unterstützt.
- ▶ Bei einer ausreichend großen Batteriespeicherflotte im System sinkt der Bedarf an konventionellen Back-up-Kraftwerken.
- ▶ Batteriespeicher können ein aktiver Bestandteil der Netzführung sein und damit das gesamte System unterstützen: In einem Stromsystem mit vielen wechselrichterbasierten Erzeugern (PV, Wind) fehlt zunehmend die

Trägheit (rotierende Masse) aus klassischen Kraftwerken, deren Generatoren exakt mit den 50 Hz des Netzes synchron schwingen. Grid-forming-Wechselrichter/-Speicher können helfen, diese Funktion zu ersetzen, indem sie eine virtuelle/synthetische Trägheit bereitstellen und Schwarzstartfähigkeit⁷ mitbringen.

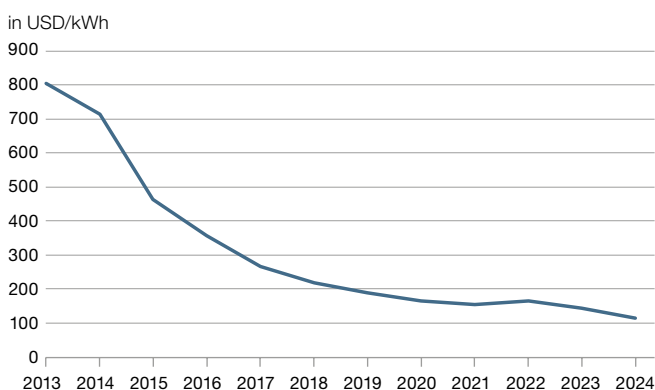
Batteriespeicher sind damit der Schlüssel, um erneuerbare Energien von einer eher fluktuierenden zu einer steuerbaren Energiequelle zu machen. Für die Energiewende sind sie von großem Wert, können jedoch nicht alle Probleme lösen: Bei länger anhaltenden Dunkelflauten⁸ reichen die Speicherdauern nicht aus und der Strombedarf muss über andere Speicher, jedoch insbesondere über konventionelle bzw. Reserve-Kraftwerke abgedeckt werden. Zwar wächst die durchschnittliche Großbatteriespeicherdauer bis 2030 auf etwa 3,5 Stunden, diese Größenordnung bleibt für Dunkelflauten jedoch inadäquat.

3 Marktchancen und -herausforderungen

Neben den zuvor beschriebenen technischen und strommarktgetriebenen Gründen hängt das gestiegene Investoreninteresse an Batteriespeichern vor allem mit dem starken Rückgang der Preise für Lithium-Ionen-Batterien zusammen (**ABBILDUNG 4**). Im Jahr 2024 kostete 1 kWh Batteriekapazität 85 % weniger als 2013. Allein zum Vorjahr 2023 ist der Preis von durchschnittlich 144 US-Dollar/kWh um 20 % auf 115 US-Dollar/kWh zurückgegangen.

Angesichts dieser günstigen Rahmenbedingungen wird der Batteriespeichermarkt weiter dynamisch wachsen. Zwar sind genaue Zahlen zum Ausbau mit großer Unsicherheit behaftet, doch trotz gewisser Unwägbarkeiten wie dem regulatorischen Umfeld für Netzanschlüsse geht die European Association for Storage of Energy (EASE) davon aus, dass in Europa bis 2030 128 GW (300 GWh) an zusätzlichen Speichern gebaut werden (vgl. **ABBILDUNG 1**). In Deutschland sind derzeit etwa 13 GW Speicherleistung bzw. 19 GWh⁹ Speicherkapazität verbaut, wovon über 80 % auf Heimspeicher und mit ca. 2 GW etwa 15 % auf Batteriegroßspeicher entfallen. Prog-

4 Preisentwicklung von Lithium-Ionen-Batterien



Quelle: Bloomberg NEF (eigene Darstellung)

nosen für Deutschland im Jahr 2030 unterliegen einer große Schwankungsbreite, liegen aber oft im Bereich von 50 bis 100 GWh Batteriespeicherkapazität.

Die erwarteten Zubauraten werden weitere Chancen für Investoren eröffnen. Durch das sogenannte „revenue stacking“, d. h. die Strategie, dass Batteriespeicher an mehreren Märkten parallel aktiv sind, können – anhand des Beispiels Deutschland dargestellt – verschiedene Erlösquellen zur Monetarisierung von Batteriespeichern genutzt werden.

Regelenergiemärkte

Bei einer Abweichung von Stromangebot oder -nachfrage vom prognostizierten Plan wird Regelenergie benötigt, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch wiederherzustellen und Schwankungen der Netzfrequenz auszugleichen, sodass diese bei 50 Hz gehalten wird. Regelenergie unterteilt sich, je nach Kurzfristigkeit des Einsatzes und geforderter Verfügbarkeitsdauer, in Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve. Im Primärregelenergiemarkt erfolgt die Vergütung für die Leistungsbereitstellung, unabhängig vom realen Abruf. Der Sekundärregelenergiemarkt unterteilt sich in einen Leistungs- und einen Arbeitsmarkt – auf Ersterem wird analog zur PRL unabhängig vom Abruf die Verfügbarkeit vergütet, auf Letzterem wird die tatsächlich abgerufene Energie entlohnt.

Aufgrund ihrer schnellen Reaktionsfähigkeit und hohen Zyklenzahl sind Batteriespeicher für Primär- und Sekundärregelenergie sehr gut geeignet und haben in den Anfangsjahren hier das Gros ihrer Erlöse erzielt. Zunehmend herrscht auf diesen – in ihrer Größe begrenzten – Märkten aufgrund der gestiegenen und weiter steigenden Batteriespeicherleistung größerer Wettbewerb, wodurch Batteriespeicher perspektivisch zu Preissetzern werden. Trotz der zunehmenden Sätturierung dieser Märkte werden sie jedoch relevant bleiben, insbesondere der PRL- und SRL-Arbeitsmarkt.

Großhandelsstrommärkte Day-Ahead und Intraday

Der Handel an den Strombörsen bietet jedoch die größeren Chancen und wird zunehmend zur Haupteinnahmequelle von Batteriespeichern werden. Gehandelt wird am Day-Ahead-Markt (DA) auf Stundenbasis, am Intraday-Markt (ID) auf Viertelstundenbasis sowie am kontinuierlichen Intraday-Markt (IDC). Das Wetter hat einen signifikanten Einfluss auf diese Großhandels-Spotpreismärkte, die deshalb mit zunehmender Wind- und Solarenergie hohe Volatilität aufweisen, insb. der IDC-Markt. Für einen Batteriespeicher ist das Ziel, durch Nutzung der dadurch entstehenden Preis-Spreads (vgl. **ABBILDUNG 3**) Arbitrage an den o. g. Märkten zu betreiben, also bei niedrigen Preisen zu laden und bei hohen Preisen zu entladen. Dabei findet ein wesentlicher Teil des Handels rein virtuell statt und schont damit die Batterie. In den letzten Jahren haben sich sogenannte Algo-Trader etabliert, die über Algorithmen und automatisierte Handelsstrategien die Vermarktung eines Batteriespeichers und das Zusammenspiel auf den verschiedenen Märkten optimieren können.

Mit einem solchen Cross-Market-Ansatz haben sich im letzten Jahr je nach Vermarkter und Batteriekapazität etwa

150–250 Euro k/MW/a erzielen lassen. Wie **ABBILDUNG 5** anhand zweier Erlöskurven (einer idealisierten und einer konservativeren) zeigt, hängen diese von den Annahmen zur konkreten Batteriefahrweise ab. Außerdem zeigt sich, dass die Erlöse und die Stack-Aufteilung über die Monate schwanken, u. a. da in den sonnen- und volatilitätsreichen Sommermonaten höhere Erlöse erzielt werden.

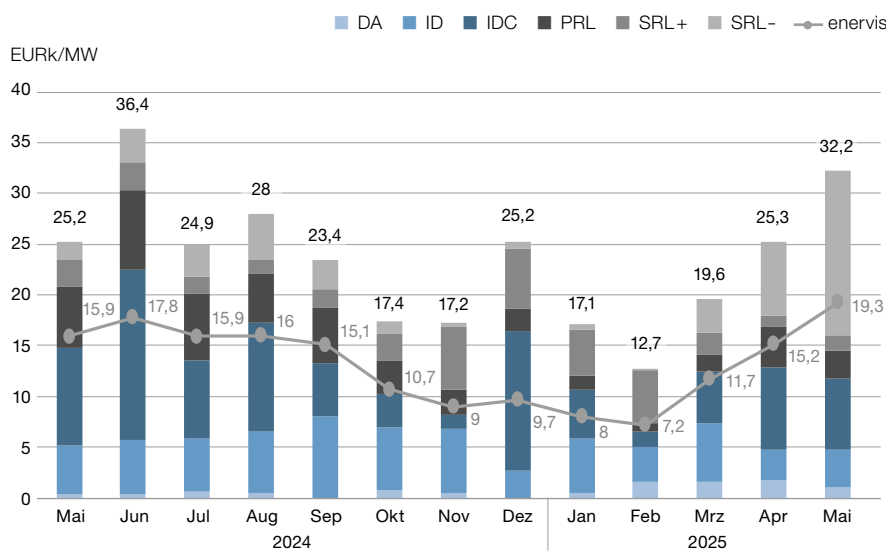
Die o. g. Werte sind naturgemäß eine Momentaufnahme und ihre zukünftige Entwicklung unterliegt den Markt- und Preisentwicklungen. Renditen für diese Multi-Market-Vermarktungsform liegen typischerweise im deutlich zweistelligen Bereich. Mittel- bis langfristig ist davon auszugehen, dass Batteriespeicher sich ein Stück weit selbst kanibalisieren werden, wenn ihre zunehmende Präsenz im Markt zu einer Reduktion von Preisausschlägen am oberen und unteren Ende, d. h. zu geringerer Volatilität sowie einer Glättung der Strompreise führt. Insbesondere die nächsten Jahre mit weiter starkem Ausbau von erneuerbaren Energien und Batteriespeichern bei weiterhin hohen Volatilitäten werden jedoch sehr attraktiv bleiben. Außerdem geht die durchschnittliche Batteriekapazität auch dank des weiteren Preisrückgangs bei Lithium-Ionen-Batterien sukzessive weiter nach oben in Richtung vier Stunden, was auch die Erlösmöglichkeiten erhöht (**ABBILDUNG 6**).

Abseits der Großhandelsmärkte mit ihren inhärenten Preisschwankungen gibt es zwei alternative Erlösquellen, die für solche Investoren interessant sind, die an größerer Cashflow-Planbarkeit interessiert sind.

Tolling

Bei sogenannten Tolling Agreements überlässt der Eigentümer (Toller) die Nutzung des physischen Speichers und seiner Kapazität einem Betreiber zur freien Vermarktung. Der Verpächter erhält eine fixe jährliche Zahlung für das physische Bereitstellen des Speichers, hat aber keinerlei Markt- oder Preisrisiko und damit sichere und vollkommen planbare Erlösströme. Das Konzept stößt im Markt auf steigendes Interesse, marktübliche Laufzeiten liegen derzeit bei bis zu sieben Jahren, vereinzelt auch etwas darüber hinaus. Aktuell lassen sich mit einer Tolling-Vereinbarung etwa 80–120 Euro k/MW und eine Rendite von typischerweise 8–12% erzielen. Auch Zwischenlösungen („partial tolling“) sind möglich.

5 | Cross-Market-Erlöse Value Stack, ERA-Optimierungsmodell vs. enervis-Batteriespeicherindex (Mai 24 – Mai 25)



Annahmen: ERA-Optimierungsmodell: 2h-System, 2 Zyklen am Tag, Kreislaufwirkungsgrad 90%, Entladediefe 100%
 enervis-Batteriespeicherindex: 2h-System, 1,5 Zyklen am Tag, Kreislaufwirkungsgrad 87%, Entladediefe 90%, technische Verfügbarkeit 97%, kein DA-Markt

Quellen: ERA Consulting, enervis (eigene Darstellung)

6 | Gegenüberstellung Vermarktungsformen

Kriterium	Multi-Market	Tolling	Innovations-ausschreibung
Erlösquelle	volatil (Markt)	fix (eine Gegenpartei) für bis zu 7 Jahre	fix (Staat/ Netzbetreiber) für 20 Jahre
Cashflow-Planbarkeit	gering	hoch	sehr hoch
Marktpreisabhängigkeit	hoch	gering	sehr gering
Investitionsrisiko	hoch	gering bis mittel	gering
Erlösspanne	150–250 EUR k/MW	80–120 EUR k/MW	Je nach Ausschreibungsergebnis, aber < Multi-Market & Tolling
Regulatorische Abhängigkeit	hoch	gering bis mittel	mittel

Quelle: eigene Darstellung

Innovationsausschreibungen

Kombinationsprojekte von Batteriespeicher plus Wind oder PV (sogenannte Co-Location) können an den Innovationsausschreibungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) teilnehmen und sich einen 20-jährigen Tarif sichern. Der Stromspeicher darf dabei ausschließlich Strom aus der EE-Anlage (Grünstrom) aufnehmen und nicht aus dem öffentlichen Netz (Graustrom) laden, sodass keine Arbitrage-Möglichkeiten analog zur Merchant-Vermarktung bestehen. Der mittlere mengengewichtete Zuschlag in der Mai-2025-Ausschreibung betrug 61,50 Euro/MWh.

Hybride Projekte in der Kombination BESS und EE-Anlage können neben der Innovationsausschreibung auch frei am Markt agieren („merchant co-location“), wo die Batterie

unabhängig von der EE-Anlage zu Arbitrage-Zwecken über das Stromnetz lädt und entlädt. Eine weitere Möglichkeit für einen voll hybriden Betrieb hat kürzlich die EnWG-Novelle 2025 („Solarspitzengesetz“) geschaffen, wonach unter der Voraussetzung, dass die Strommengen abgegrenzt werden, Speicher künftig sowohl für das Zwischenspeichern von förderfähigem Solarstrom als auch für das Einspeichern von Graustrom aus dem Netz und die Rückeinspeisung ins Netz genutzt werden können. Einzelheiten zur Ausgestaltung sind jedoch von der BNetzA noch in einer Festlegung bis Juni 2026 zu definieren.

Kapazitätsmarkt

In Deutschland gibt es, anders als in anderen europäischen Ländern, bisher keinen echten Kapazitätsmarkt. Die politische Diskussion läuft jedoch schon seit Jahren, sodass perspektivisch eine Einführung denkbar ist und eine Chance auf zukünftige Erlöse aus einem Kapazitätsmarkt besteht.

4 Herausforderungen und Risiken

Ein wesentlicher Flaschenhals für den weiteren Ausbau von Batteriespeichern ist der Netzanschluss. Den deutschen Netzbetreibern liegen Netzanschlussanfragen in dreistelliger GW-Höhe vor, was auch angesichts unklarer und bundesweit uneinheitlicher Prozesse zu Überlastung und einem Bearbeitungsstau führt, was sich wiederum in einem langsameren BESS-Ausbau sowie weniger Investitionsmöglichkeiten niederschlägt. Realistischerweise würde jedoch auch ohne diese Beschränkungen nur ein Teil der angefragten Netzleistung umgesetzt werden.

Parallel herrscht bei Projektentwicklern Unklarheit über die Baurechtslage. Gemäß § 35 BauGB sind – sofern kein Bebauungsplan vorliegt, der Speicher explizit für zulässig erklärt – nur privilegierte Vorhaben erlaubt. Voraussetzung ist, dass der Speicher ortsgebunden (z. B. in der Nähe eines Umspannwerks) ist und ein öffentliches Interesse erfüllt. Ob eine Privilegierung für Batteriespeicher gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB als Anlage zur öffentlichen Versorgung mit Elektrizität vorliegt, ist entgegen der naheliegenden Intuition keine Offensichtlichkeit, sondern unterliegt jeweils einer Einzelfallbetrachtung, die im Ermessen der Baugenehmigungsbehörde liegt. Mehr und mehr Gemeinden scheinen auf Vorgabe von Landesbehörden die Vergabe nach § 35 BauGB restriktiver zu gestalten. Bei negativem Bescheid können alternativ die langwierigeren Wege eines Bebauungsplans oder eines Planfeststellungsverfahrens gegangen werden. Handelt es sich um ein Co-Location-Projekt, kann die Privilegierung der EE-Anlage eventuell einfacher auch für die Batterie gelten.

Womöglich kann auch die Überbauung des Netzanschlusses Abhilfe schaffen. Das bereits erwähnte Solarspitzengesetz erleichtert seit dem 25. Februar 2025 den Einsatz von Batteriespeichern, indem sie in § 8a EEG flexible Netzanschlussvereinbarungen rechtlich definiert und die gemeinsame Nutzung eines Netzanschlusspunktes durch mehrere Anlagenbetreiber, das sogenannte „cable pooling“, erlaubt. Eine Überbauung über die eigentliche Netzanschlussleistung eines

bisher bspw. allein durch PV genutzten Netzverknüpfungspunkts wird damit möglich und vereinfacht den BESS-Ausbau, auch wenn die Einzelfallentscheidung auch hier wohl in der Hand des Netzbetreibers liegt.

Auch beim Thema Baukostenzuschuss (BKZ) stand bis zuletzt im Raum, dass dieser per Gerichtsentscheid für unzulässig erklärt werden könnte, woraus sich eine mögliche Kosteneinsparung für BESS-Graustrom-Projekte ergeben hätte. Der BKZ ist eine einmalige Zahlung der Netzanschlussnehmer zur Deckung der Kosten für den Netzausbau. Infrage stand, ob Batteriespeicher bzgl. des BKZ wie herkömmliche Letztverbraucher nach dem sogenannten Leistungspreismodell behandelt werden dürfen. In seiner Entscheidung vom 15. Juli 2025 hat der Bundesgerichtshof (BGH) dies nun bejaht und den BKZ gebilligt sowie den gegenteiligen Beschluss des OLG Düsseldorf aufgehoben. Netzbetreiber dürfen demzufolge einen BKZ nach Maßgabe des Positionspapiers 2009 der BNetzA verlangen. Zwar haben sich etwaige Hoffnungen auf Kostenerleichterungen nicht erfüllt, es gibt nun aber rechtliche Klarheit für den weiteren BESS-Ausbau, auch wenn dieser durch das Urteil langfristig eher etwas gebremst werden dürfte. Bei BESS-Investments bestehen über die schon genannten Herausforderungen hinaus weitere Risiken:

Preis- und Erlösrisiko

Die für die Wirtschaftlichkeit von Merchant-Batteriespeicherprojekten elementaren Bedingungen wie ausreichende Preisvolatilität und weiteres Erlöspotenzial der Regelenergiemärkte unterliegen der Marktdynamik und könnten sich nachteilig ändern. Aus heutiger Sicht erscheinen diese Risiken zwar auf absehbare Zeit eher theoretisch, sollten aber dennoch bedacht werden. Auch die von der neuen Regierung angedachte Reaktivierung der Netzreserve könnte sich nachteilig auf BESS-Ausbau und -Wirtschaftlichkeit auswirken.

Ausfallrisiko

Insbesondere bei langfristigen Tolling-Vereinbarungen, aber auch bei Algo-Tradern sollte auf eine ausreichende Bonität und Zahlungsfähigkeit der Gegenpartei geachtet werden. Die Beherrschung des Gegenpartei-risikos ist auch für Fremdfinanzierungen elementar.

Technologische Risiken

Zum langjährigen Betrieb von Batteriegroßspeichern liegen noch wenige Erfahrungswerte vor. Die konkrete Lebensdauer je nach Operationsmodus muss sich in der Praxis noch erweisen. Die Verfügbarkeit von Komponenten oder zu verbauenden Rohstoffen könnte Lieferschwierigkeiten oder politisch induzierten Handelsbeschränkungen unterworfen werden. Insbesondere die Abhängigkeit von China, das den Markt für Batteriezellen und -speicher dominiert, ist hier zu nennen. Dies ist jedoch kein Risiko, das allein Batteriespeicher betrifft, und sollte hier daher nicht überbewertet werden.

Regulatorische Risiken

► Immer stärker wird im Zuge von Netzanschlussanträgen und der Ausgestaltung von Marktdesign und Förderregimen das Thema System- und Netzdienlichkeit von

Batteriespeichern eine Rolle spielen. Speicher sollen aus Regulierersicht helfen, erneuerbare Energien zu integrieren und lokale Netzdienstleistungen bereitstellen, nicht zusätzliche Lastspitzen erzeugen. Netzdienstlichkeit ist damit der Schlüssel zur langfristigen Akzeptanz von Batteriespeichern. Zukünftig werden Netzbetreiber voraussichtlich verstärkt Leitplanken vorgeben und der Fahrweise von Batteriespeichern konkrete Beschränkungen auferlegen, bspw. keine Einspeisung in einer Situation, in der der Speicher im Norden steht und aus dem bundesweiten Markt über einen hohen Marktstrompreis den Anreiz zur Einspeisung erhält, das lokale Netz durch viel Windkraft aber bereits ausgelastet ist. Der überschüssige Strom kann dann ohnehin nicht in Gänze in den Süden, wo der preistreibende Nachfrageüberschuss besteht, transportiert werden. Durch eine Einspeisung würde das Netz folglich in die Überlastung getrieben werden, statt es zu entlasten, sie wäre also nicht netz- bzw. systemdienlich. Solche Beschränkungen der Arbitrage-Möglichkeiten würden sich dann auch auf die Wirtschaftlichkeit auswirken.

- ▶ Die nach § 118 Abs. 6 EnWG geltende Netzentgeltbefreiung von Batteriespeichern für den Bezug zu speichernder elektrischer Energie läuft 2029 aus. Derzeit ist unklar, welche Anschlussregelung es geben wird, jedoch besteht das Risiko, dass BESS-Projekte, die nach dem 4. August 2029 in Betrieb gehen, nicht mehr von Netzentgeltzahlungen für den Strombezug befreit sein werden, was das Geschäftsmodell von Batteriespeichern beeinträchtigen würde. Da sich die BNetzA stark gegen eine Fortführung der Befreiung ausspricht, gilt es als eher wahrscheinlich, dass die Regelung auslaufen wird.
- ▶ Ebenfalls hat die BNetzA in einem Positionspapier vom Mai 2025 angeregt, dass Netzentgelte anders als bisher zukünftig auch durch Einspeiser, auch von EE-Anlagen, zu entrichten sein sollen, bspw. über dynamische Entgelte oder einen Grundpreis. Ziel ist es, die Kostenverteilung im System verursachungsgerechter zu gestalten und die Finanzierungsbasis der Stromnetze zu erweitern. Außerdem sollen Fehlanreize hinsichtlich der Netznutzung vermieden werden, die der Netzdienstlichkeit von Anlagen entgegenstehen. Damit hat die BNetzA eine Reform der Stromnetzentgeltssystematik zur Anpassung an die Energiewende in Gang gesetzt, die mittelfristig zusätzliche Kosten auch für Batteriespeicher bedeuten könnte.

Fazit

Das Thema Batteriespeicherinvestments bewegt sich in einem dynamischen wirtschaftlichen, technischen und regulatorischen Rahmen. Die hohe Zahl an Netzanschlussanfragen in Deutschland stellt die Netzbetreiber vor große Herausforderungen und die Planbarkeit ist durch uneinheitliche Verfahren limitiert. Eine Vereinheitlichung von Verfahren in Gemeinden und Ländern sowie bei den Netzbetreibern wäre hier geboten.

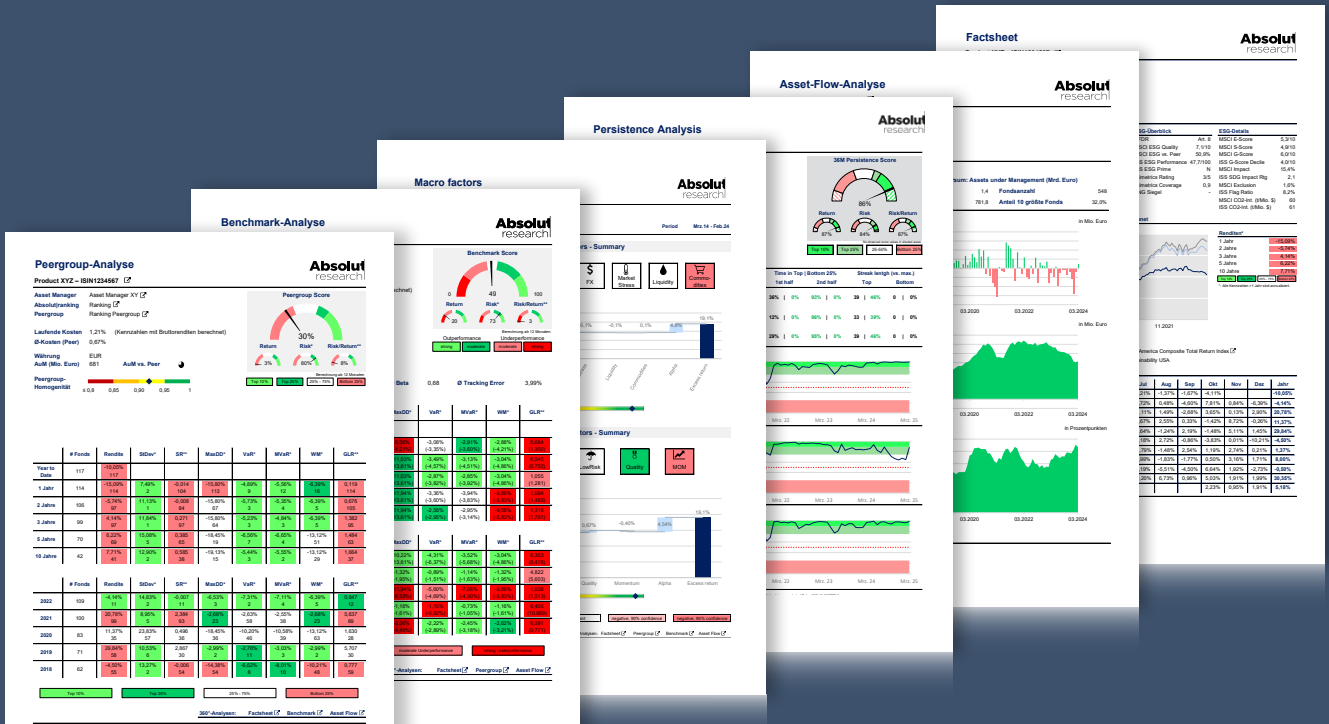
Gleichzeitig müssen sich Batteriespeicherbetreiber und -investoren bei allen Chancen zukünftig mehr mit dem Einfluss der Speicher auf die Netze auseinandersetzen, wenn das Geschäftsmodell Batteriespeicher auch in Zukunft politische Akzeptanz finden soll. Reine Profitmaximierung und Arbitrage ohne Blick auf das Gesamtsystem können Netzengpässe zum Teil verschärfen und könnten aus systemischen Gründen zukünftig nicht mehr uneingeschränkt möglich sein. Dies mag die Renditeaussichten etwas schmälern, ändert an der grundsätzlichen Attraktivität mit zweistelligen Renditen für die nächsten Jahre aber wenig, zumal der Gesetzgeber kein Interesse daran hat, den Business Case Batteriespeicher unattraktiv zu machen. Batteriespeicher sind und bleiben daher bis auf Weiteres eine der vielversprechendsten Infrastrukturinvestitionen für mittel- und langfristig orientierte Anleger.

Deutschland und Europa benötigen Speicher, den Netzausbau und flexible Verbraucher. Investitionen in Batteriespeicher können somit einen wichtigen Beitrag zur europäischen Versorgungssicherheit und Energieunabhängigkeit leisten.


Fußnoten

- 1) Bundesnetzagentur (2025).
- 2) Battery Electric Storage System.
- 3) Unter Speicherdauer versteht man den Zeitraum, für den ein Energiespeicher bei voller Leistungsabgabe Energie liefern kann, bis er entleert ist.
- 4) Frauenhofer ISI (2024).
- 5) Energy - Charts (Frauenhofer ISE).
- 6) Ember Energy: European Electricity Review 2024.
- 7) Unter Schwarzstartfähigkeit versteht man die Fähigkeit eines Kraftwerks, sich nach einem vollständigen Stromausfall ohne externe Stromzufuhr wieder hochzufahren und Strom zu erzeugen.
- 8) Als Dunkelflaute wird die längere Abwesenheit von nennenswerter Sonnen- und Windenergie bezeichnet.
- 9) PV Magazine.

Einfach den besten Asset Manager finden!



Absolut|ranking 360°-Analysen: Leicht. Schnell. Effizient. Eine fundierte und für die Compliance ausreichende Anlageentscheidung zu treffen, ist Herausforderung genug. Absolut|ranking und die 360°-Analysen sind einmalig aufbereitete Performanceanalysen, die Ihnen eine Vielzahl an Informationen visuell ansprechend und in leicht verständlicher Form präsentieren. **So einfach kann Research sein!**

 **Plus Excel-Datei**

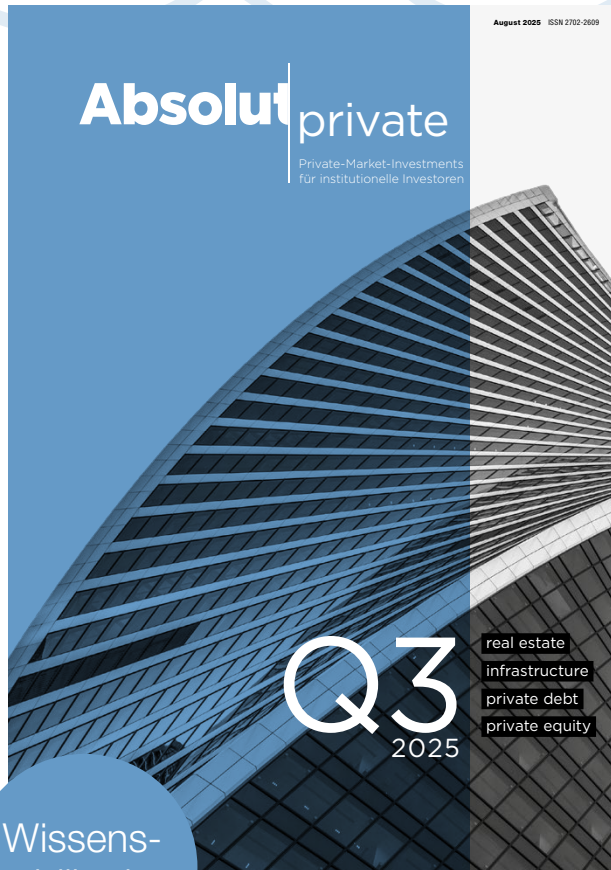
Für alle 200 Absolut|ranking-Universen ist je eine Exceldatei, mit allen Informationen aus diesen Analysen, erhältlich. Damit können Sie Ihre eigenen Rankings und Scorings erstellen.

 **Mehr Info**

Absolut|research

DIE PLATTFORM FÜR INSTITUTIONELLE INVESTOREN

Absolut|private



Wissens-
publikation



Kommentare

DR. PETER ANDRES | Signal Iduna Asset Management

JENS KOCH | KUCERA Rechtsanwälte

Fachbeiträge

real estate

Resilienz und Stabilität von Immobilienmärkten

THOMAS KOTYRBA | BNP Paribas REIM Germany

Versicherungsmathematische Perspektive auf Klimawandel und Immobilienrisiken

DORIS PETER, WLADIMIR ARNST | PwC

Struktureller Wandel im Wohnsektor als Investmentperspektive

DR. MARCUS CIELEBACK | PATRIZIA

infrastructure

Investitionen in Batteriespeicher als zentraler Baustein der Energiewende

FABIAN MELONI, DR. DOMINIK SCHALL | BVT

private debt

Shipping Debt in der institutionellen Kapitalanlage [Teil 2]

PHILIPP WÜNSCHMANN, ANDREAS SCHLÜTER, HINRICH WISCHER | Berenberg

JENS BEGEMANN | Volkswohl Bund

private equity

Stressed Portfolios – Handlungsmöglichkeiten von PE-Fonds

V. RIEDEL, C. DRESEN, M. MÜLLER | Dr. Wieselhuber & Partner

T. JÄGER | POELLATH

private markets

Private-Market-Investments im Kontext von ALM und SAA

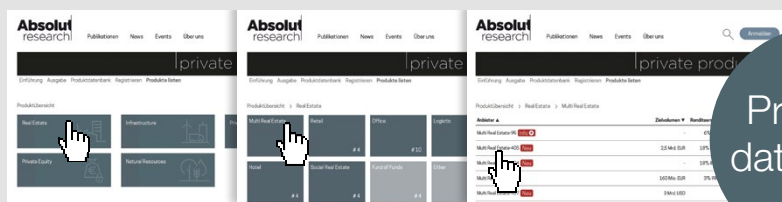
DR. PHILIPP KISSING

Jetzt kostenlos anfordern!

Printausgabe

Absolut|private products

Online-Plattform für zur Zeichnung offene Private-Market-Produkte aus fünf Asset-Klassen. Das **Listing** der Produkte ist für Asset Manager und die **Nutzung** der Produktplattform für Asset Owner **kostenfrei**.



Produkt-
datenbank



Produktplattform

Registrierung

Absolut
research