



Großspeicher als stabiles Geschäftsmodell

Wer sich heute schon auf Netzdienlichkeit ausrichtet, erschließt sich in Zukunft als Partner der digitalen Transformation eine zusätzliche Erlösquelle.

Das deutsche Energiesystem hat sich in wenigen Jahren grundlegend verändert. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der öffentlichen Nettostromerzeugung in Deutschland ist in den letzten zehn Jahren von 32 Prozent auf über 60 Prozent gestiegen, wobei allein die Photovoltaik Ende 2025 eine installierte Leistung von rund 108 Gigawatt erreichte, verglichen mit etwa 37 Gigawatt Ende 2015. Parallel dazu treibt die Elektrifizierung von Wärme, Verkehr und Industrie sowie der Ausbau von Rechenzentren die Stromnachfrage strukturell nach oben. Beides zusammen verschiebt die Statik des Systems, da eine wetterabhängige Erzeugung auf eine wachsende, zunehmend flexibilisierbare Last trifft.

Sichtbar wird dieser Wandel am Day-ahead-Markt, dem wichtigsten Vermarktungselement des europäischen Strommarkts, wo die Auktionspreise zum Seismografen des Systems geworden sind. Dabei nehmen sowohl die Volatilität als auch die Häufigkeit negativer Preise drastisch zu: Der durchschnittliche tägliche Spread zwischen der billigsten und teuersten Stunde lag 2025 bei rund 130 Euro je Megawattstunde, während gleichzeitig mit 573 Stunden ein neuer Rekord an negativen Strompreisen registriert wurde.

Für Betreiber und Investoren von Solarparks ist diese Entwicklung ambivalent. Auf der einen Seite steht der Kannibalisierungseffekt, da alle Photovoltaikanlagen gleichzeitig produzieren und in diesen Stunden den Preis drücken, wodurch die sogenannte Capture-Rate systematisch unter den durchschnittlichen Baseload-Preis, der Durchschnitt aller Stundenpreise der Day-ahead-Auktion, sinkt und die Rendite ungespeicherter Projekte unter Druck gerät. Auf der anderen Seite entsteht aus genau dieser Dynamik eine neue Ertragsquelle, da die wachsende Spreizung zwischen Mittagstief und Abendspitze eine direkte Vergütung für zeitliche Flexibilität darstellt.

Batteriegroßspeicher sind derzeit die Technologie, die diese Flexibilität am schnellsten und skalierbarsten bereitstellt, da sie verzögerungsfrei zwischen Laden und Entladen wechseln

»

Batteriegroßspeicher sind derzeit die Technologie, die diese Flexibilität am schnellsten und skalierbarsten bereitstellt, da sie verzögerungsfrei zwischen Laden und Entladen wechseln können und die Systemkosten zudem deutlich gefallen sind.

können und die Systemkosten zudem deutlich gefallen sind. Dabei prägen zwei Konfigurationen den Markt: Standalone-Speicher werden unabhängig von einer Erzeugungsanlage direkt am Netz betrieben, während Co-Located-Speicher sich den Netzanschlusspunkt mit einem Wind- oder Solarpark teilen. Im Co-Location-Fall wird zudem zwischen Grünstrom- und Graustromspeicherung unterschieden, je nachdem, ob ausschließlich eigener Erneuerbarer-Strom geladen oder zusätzlich Netzstrom einbezogen wird. Betrieblich reduziert der Speicher am gemeinsamen Netzanschluss Clipping-Verluste, glättet die Einspeisung und verbessert die Capture-Rate der Anlage.

Die Erlösseite eines Großspeichers ruht heute auf dem sogenannten Revenue-Stacking, der

intelligenten Kombination verschiedener Säulen. Dazu gehört erstens die zeitliche Arbitrage im Großhandel durch den günstigen Einkauf in der Day-ahead-Auktion und den Verkauf in Hochpreisstunden sowie die Reaktion auf kurzfristige Preisspitzen im Intraday-Handel. Zweitens bieten die Regelleistungsmärkte zur Stabilisierung der Netzfrequenz wie FCR, aFRR und mFRR attraktive Erlöse über Vorhaltungs- und Arbeitspreise. Drittens entscheidet eine koordinierte Multi-Markt-Optimierung simultan über die Aufteilung der Kapazitäten, wobei moderne Algorithmen die Batteriealterung als Kostenfaktor direkt in die Zielfunktion einbeziehen. Viertens bestimmen eine leistungsfähige KI-gestützte Prognose- und dazugehörige Handelsinfrastruktur sowie speichergerechte Produkte zunehmend über die realisierte Marge.

Neben der Marktperspektive rückt auch die Netzdienlichkeit in den Fokus. Da in der einheitlichen deutschen Preiszone Netzentgelte bisher nicht bepreist werden, agieren Speicher aktuell noch blind für das physische Netz, was auch eigene Forrs-Analysen bestätigen. Um netzdienliches Verhalten zu fördern, werden jedoch unterschiedliche finanzielle Anreize diskutiert, die Netzdienlichkeit zu einem eigenständigen, regulatorisch bepreisten Faktor machen sollen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die strukturellen Veränderungen des Energiesystems den Strompreis in ein volatiles Signal verwandelt haben, was für Großspeicher ein stabiles Geschäftsmodell begründet. Während Standalone-Batterien die Volatilität direkt monetarisieren, können Co-Located-Speicher zusätzlich die Rentabilität der Erneuerbaren-Anlagen sichern. Sobald Netzdienlichkeit regulatorisch bepreist wird, entscheidet nicht mehr nur das Wann, sondern auch das Wo des Speichereinsatzes. Wer Standortwahl, Vermarktung und algorithmische Optimierung heute schon darauf ausrichtet, erschließt sich morgen als Partner der digitalen Transformation eine zusätzliche Erlösquelle, statt lediglich einen neuen Kostenfaktor zu verwalten.

Text **Armin Fuhrer**

»

Sobald Netzdienlichkeit regulatorisch bepreist wird, entscheidet nicht mehr nur das Wann, sondern auch das Wo des Speichereinsatzes.

In Zusammenarbeit mit Sebastian Horlemann, Experte für Energiemärkte und Batteriespeicher bei Forrs.

Weitere Informationen unter:
forrs.de



FORRS