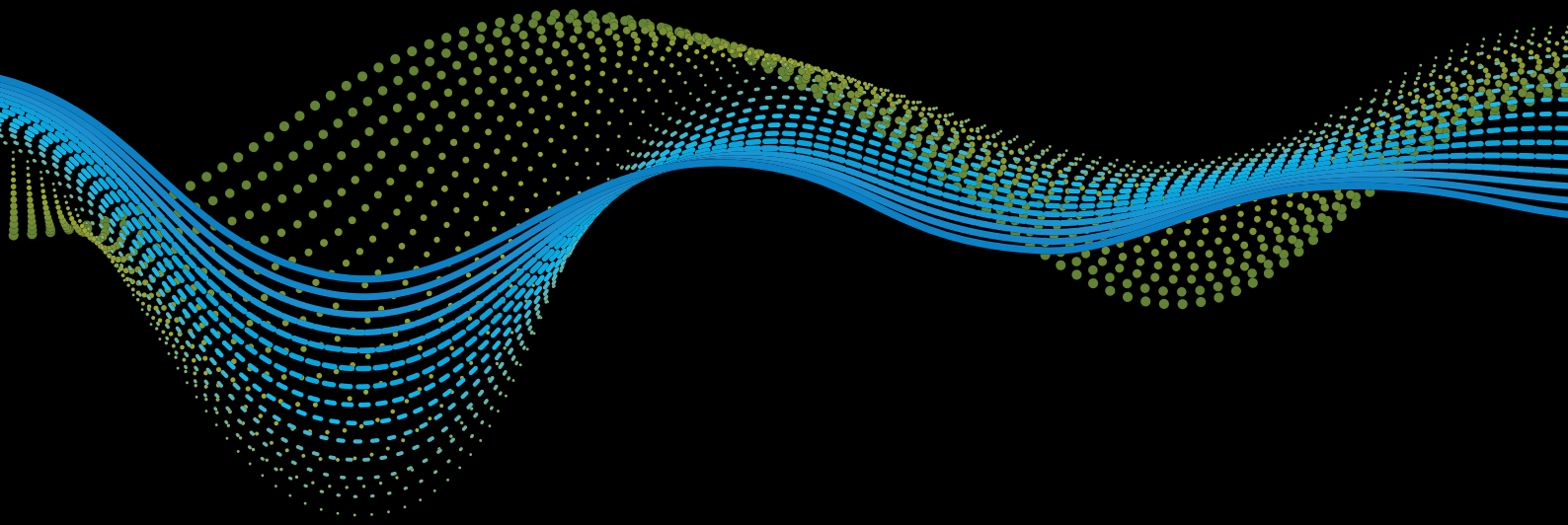
6|26
Ausgabe 6
Dezember 2026

e|m|w

Das ener|gate-Magazin.



Schwerpunkt

Batterieboom: Flexibilität als neue Währung im Energiemarkt

Speicher allein sind noch kein Geschäftsmodell

Von **Bernhard Baumann**, Geschäftsführer, Meistro R.E.

ISSN: 1611-2997



©stock.adobe.com/Caroline Studio

Speicher allein sind noch kein Geschäftsmodell

Wie BESS wirtschaftlich werden

Batteriespeicher haben sich innerhalb weniger Jahre zu einer der dynamischsten Anlagenklassen im deutschen Stromnetz entwickelt. Zwischen der angefragten und der tatsächlich angeschlossenen Leistung liegen jedoch zwei Größenordnungen. Für einen tragfähigen Business Case reicht es deshalb nicht, lediglich Speicherkapazität bereitzustellen. Von entscheidender Bedeutung sind Netzzugang, Betriebsführung und Vermarktung – und zunehmend auch der regulatorische Kalender.

Von **Bernhard Baumann,** Geschäftsführer, Meistro R.E.

Beim schnellen Ausbau von Batteriespeichern ging es lange Zeit vor allem darum, wie viel Speicherkapazität sich aufbauen lässt. Heute steht jedoch zunehmend die Frage im Mittelpunkt, wie und wann diese Kapazität ins Netz gelangt und wie sie anschließend wirtschaftlich genutzt werden kann.

Zahlen der Bundesnetzagentur zeigen, wie groß der Druck inzwischen ist: Im Jahr 2025 gingen 18.158 neue Netzanschlussbegehren für Batteriespeicher mit einer beantragten Leistung von insgesamt 573,5 GW ein. Im selben Jahr erteilten die Netzbetreiber Anschlusszusagen über insgesamt 54,2 GW, darunter auch für Anträge aus Vorjahren. Dem stehen im Marktstammdatenregister rund 1.290 Speicher ab Mittelspannungsebene mit zusammen etwa 3,6 GW gegenüber.

Ein Batteriespeicher erzeugt selbst keine Energie. Sein wirtschaftlicher Wert liegt darin, Strom zeitlich zu verschieben und flexibel auf Markt- und Systemsignale zu reagieren. Ob sich daraus ein tragfähiges Geschäftsmodell ergibt, hängt deshalb nicht allein von Leistung und Speicherkapazität ab. Ebenso entscheidend sind der Wirkungsgrad, die Zyklenzahl und die Degradation, der Zugang zu unterschiedlichen Vermarktungsoptionen sowie die gewählte Betriebsstrategie.

Revenue Stacking ist keine Addition

Lange wurde die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern vor allem anhand einzelner Erlösquellen, insbesondere Regelenergie, bewertet. Mit wachsendem Speicherbestand wird diese Ein-Markt-Logik jedoch riskanter. Wie stark die Erlöspotenziale schwanken können, zeigt der Isea Battery Revenue Index der RWTH Aachen für einen Referenzspeicher mit einer Leistung von einem MW und einer Kapazität von zwei MWh: Im Februar 2026 fiel der annualisierte Wert auf 95.000 Euro je MW und Jahr, im März stieg er wieder auf knapp 200.000 Euro. Zugleich verschieben sich die Erlöspotenziale zwischen den einzelnen Märkten. So gab die Primärregelleistung 2025 nach, während die Sekundärregelleistung deutlich an Bedeutung gewann.

Robuster ist deshalb eine marktübergreifende Vermarktung. Dazu gehören Day-Ahead-Preisdifferenzen, die Nachoptimierung am Intraday-Markt sowie die Regelleistungsprodukte FCR und aFRR. An Industrie- und Gewerbestandorten kommen betriebliche Anwendungsfälle wie Lastspitzenoptimierung und Eigenverbrauch hinzu, sofern Standort, Lastprofil und Netzentgeltregime dies wirtschaftlich ermöglichen.

Revenue Stacking bedeutet jedoch nicht, diese Erlösquellen einfach zu addieren. Dieselbe Kapazität kann nicht gleichzeitig uneingeschränkt auf mehreren Märkten eingesetzt werden: Regelenergie bindet Verfügbarkeit, Arbitrage beansprucht Kapazität und Zyklen, eine Nachoptimierung am Intraday-Markt verändert wiederum die Ausgangslage für weitere Vermarktungsentscheidungen.

Entscheidend ist deshalb eine laufende Opportunitätskostenrechnung: Auf welchem Markt ist die verfügbare Flexibilität gerade am wertvollsten? Welche Erlöschance rechtfertigt einen zusätzlichen Zyklus? Und welche Kapazität sollte bewusst für spätere Vermarktungsmöglichkeiten freigehalten werden? Erst diese Koordination macht aus mehreren Erlösquellen einen belastbaren Revenue Stack.

Nicht der höchste Umsatz entscheidet

Ein Speicher sollte nicht auf maximalen Handelsumsatz, sondern auf seinen Wertbeitrag über die gesamte Lebensdauer hinweg optimiert werden. Denn jede Be- und Entladung verursacht Verluste und trägt zur Alterung bei. Technische Garantien setzen zusätzliche Grenzen. Hinzu kommt, dass veröffentlichte Erlösindizes modellierte Bruttopotenziale darstellen. Vermarktungsentgelte, Wirkungsgradverluste, Degradation und Betriebskosten sind darin nicht enthalten. Eine Strategie mit kurzfristig hohen Bruttoerlösen kann deshalb langfristig schlechter sein als eine selektivere Fahrweise.

Damit wird die Qualität der Optimierung selbst zum Teil des Geschäftsmodells. Es geht nicht darum, ob der Speicher jetzt laden oder entladen kann, sondern ob dieser Einsatz gegenüber den Alternativen in zwei Stunden, am Folgetag oder auf einem anderen Markt die bessere Entscheidung ist.

Wirtschaftlich ist nicht automatisch netzdienlich

Mit dem Speicherboom wächst die Erwartung, dass Batteriespeicher nicht nur wirtschaftlich arbeiten, sondern auch das Stromsystem entlasten. Sie können Überschüsse aufnehmen, in knappen Situationen Leistung bereitstellen und schnell reagieren. Daraus folgt jedoch nicht, dass ein marktpreisoptimierter Speicher auch netzdienlich fährt. Markt und Netz liefern nicht dieselben Signale. Während der Großhandel überregionale Preissignale setzt, entstehen Engpässe an konkreten Orten und zu konkreten Zeiten. Ein Speicher kann aus Handelssicht rational reagieren und lokal trotzdem keinen Engpass entlasten. Im ungünstigen Fall kann er diesen sogar verstärken.

Netzdienlichkeit braucht daher einen wirtschaftlichen Übersetzer in Form von verlässlichen Informationen, klaren Regeln und ökonomischen Anreizen. Andernfalls konkurriert die netzdienliche Fahrweise mit der marktlichen Optimierung, während der Betreiber die Opportunitätskosten trägt.

Der Netzanschluss ist zur Erlösgröße geworden

Seit Ende 2025 unterliegen Energiespeicheranlagen nicht mehr der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung, sondern werden gemäß Paragraf 17 EnWG beurteilt. Entscheidend ist dabei: Das Gesetz schreibt kein Windhundprinzip vor. Knappe Netzkapazitäten können nach sachgerechten, transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien vergeben werden.

Die vier Übertragungsnetzbetreiber nutzen seit April 2026 dafür ein stichtagsbezogenes Reifegradverfahren. Bewertet werden unter anderem technische Reife, Flächensicherung, Genehmigungsfortschritt und Systemnutzen. Der von der Bundesregierung beschlossene Entwurf des Netzpakets soll diese Praxis künftig gesetzlich verankern.

Damit ist eine Größe erlösrelevant geworden, die in klassischen Wirtschaftlichkeitsrechnungen bislang kaum eine Rolle spielte: die Reife des eigenen Vorhabens im Vergleich zu kon-

kurrierenden Anträgen am selben Netzverknüpfungspunkt. Ein Projekt mit gesicherter Fläche und fortgeschrittener Genehmigung hat nicht nur einen Zeitvorteil, sondern womöglich überhaupt erst die Chance auf einen Anschluss.

Flexible Anschlussvereinbarungen nach Paragraf 17 Abs. 2b EnWG ermöglichen einen Anschluss auch bei bestehenden Engpässen, wenn sich Einspeisung oder Entnahme in kritischen Situationen begrenzen lassen. Das kann Projekte früher ans Netz bringen, reduziert aber gegebenenfalls die verfügbare Leistung auch in wirtschaftlich attraktiven Stunden. Solche Restriktionen gehören deshalb von Beginn an in die Erlösmodellierung.

Der regulatorische Kalender ist eine Kalkulationsgröße

Mit der neuen Netzentgeltsystematik AgNes, die ab 2029 die heutige Stromnetzentgeltverordnung ablösen soll, entsteht eine weitere zentrale Kalkulationsgröße. Nach dem aktuellen Entwurf sollen neue Stromspeicher zunächst einen Kapazitätspreis von rund vier bis sieben Euro je kW und Jahr zahlen. Ein Arbeitspreis ist nicht vorgesehen. Damit verändert sich eine Kostenposition, die bei langfristigen Speicherinvestitionen unmittelbar den Business Case beeinflusst.

Entscheidend ist der Vertrauensschutz. Die zu Jahresbeginn 2026 erwogene rückwirkende Streichung der Befreiung hat die Behörde fallengelassen. Gemäß dem Entwurf bleibt die 20-jährige Befreiung nach Paragraf 118 Abs. 6 EnWG für Vorhaben erhalten, für die vor Inkrafttreten der finalen Festlegung eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen wurde (aktuell: 31. Dezember 2026) und die bis spätestens zum 4. August 2029 in Betrieb genommen werden. Als Investitionsentscheidung gelten verbindliche Bestellungen, die mindestens die Hälfte des Investitionsvolumens abdecken und deren Rückabwicklung einen erheblichen Schaden auslösen würde.

Solange die Konsultation läuft, ist nichts davon endgültig. Für die Projektplanung ist der Entwurf dennoch konkret genug, um bereits heute Beschaffungs- und Investitionsentscheidungen zu beeinflussen. So kann die Entscheidung, ob Komponenten im vierten Quartal 2026 oder im ersten Quartal 2027 bestellt werden, unter Umständen über eine zwanzig Jahre wirkende Entgeltposition entscheiden.

Vom Merchant-Modell zur bewussten Risikoverteilung

Mit der Reife des Marktes verändert sich auch die Vertragswelt. Neben dem Merchant-Modell gewinnen Strukturen an Bedeutung, die Erlösrisiken zwischen Eigentümer, Finanzierer und Vermarkter verteilen. Beim Tolling-Modell stellt der Eigentümer seine Flexibilität gegen eine vereinbarte Vergütung zur Verfügung. Die Vermarktungs- und Preisrisiken liegen dabei beim Vertragspartner. Mischformen kombinieren abgesicherte Erlösanteile mit einem Merchant-Anteil.

Solche Modelle lösen die wirtschaftlichen Herausforderungen eines BESS nicht. Sie machen aber deutlich, worum es geht: nicht um die höchstmögliche Erlösprognose, sondern um die Frage, welches Risiko von wem getragen werden kann. In einem Umfeld, in dem sich der Referenzindex innerhalb eines Quartals verdoppelt, ist die Risikoallokation kein Nebenpunkt der Vertragsverhandlung, sondern entscheidend für den Business Case.

Für Industrie- und Gewerbeunternehmen kommt eine zusätzliche regulatorische Besonderheit hinzu. Gemäß der Änderung des Paragrafen 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG gilt die Netzentgeltbefreiung nur für Strommengen, die in dasselbe Netz zurückgespeist werden. Multi-Use ist damit weiterhin möglich, erfordert jedoch ein Messkonzept, das die unterschiedlichen Strommengen sauber trennt.

Fazit

Der Batterieboom garantiert noch keine tragfähigen Geschäftsmodelle. Wirtschaftlich robuste BESS benötigen eine marktübergreifende Optimierung, eine Betriebsstrategie über die gesamte Lebensdauer der Anlage und eine zum jeweiligen Betreiber passende Risikoverteilung. Gleichzeitig müssen Netzanschluss, mögliche Netzrestriktionen und regulatorische Fristen von Beginn an in die Kalkulation einbezogen werden.

Entscheidend wird deshalb nicht nur die entstehende Speicherkapazität sein, sondern auch, wie intelligent diese Flexibilität bewirtschaftet wird. Erst wenn Markt- und Netzsignale wirtschaftlich zusammenfinden, kann aus technischer Flexibilität ein dauerhaft tragfähiges Geschäftsmodell entstehen.



BERNHARD BAUMANN

Jahrgang 1982

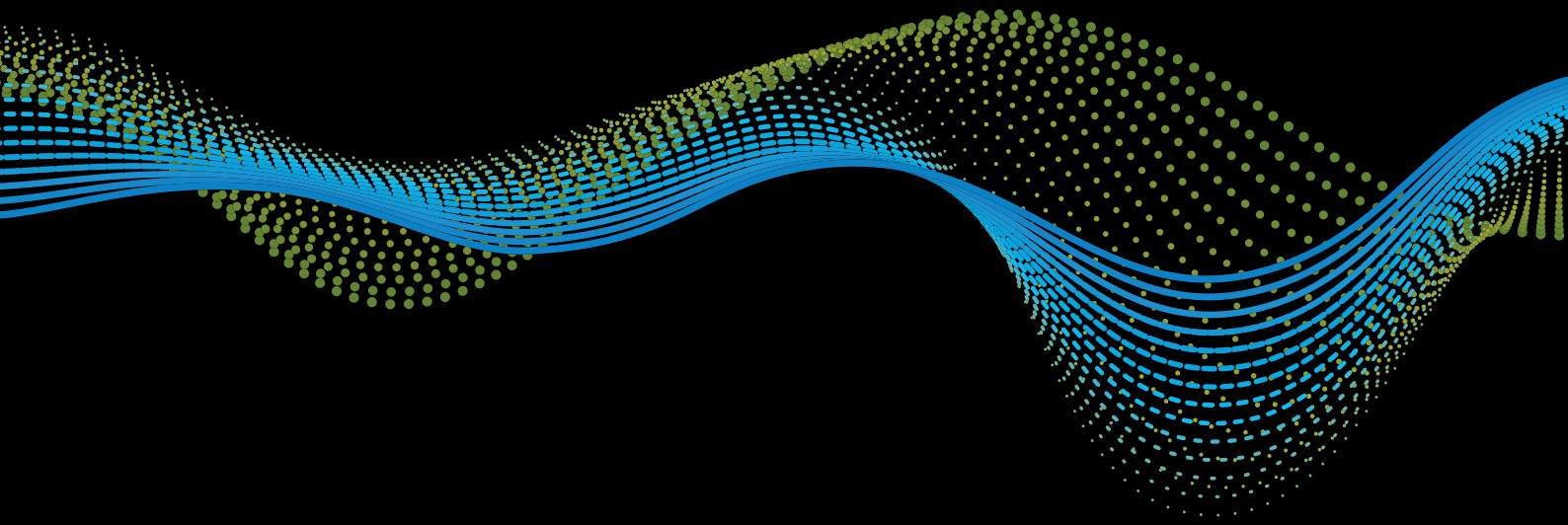
→ 2001–2008 Studium Diplom-Landschaftsökologie
→ 2008–2009 Projektmanager, Prowind GmbH
→ 2010–2015 Regionalleiter Kooperation, Energiekontor AG
→ 2015–2022 Senior Sales Manager, GE Renewable Energy
→ 2022–2026 Prokurist und Geschäftsführer, Solarblick GmbH
→ seit 2026 Geschäftsführer, Meistro R.E. GmbH
bernhard.baumann@meistro.de

© Foto: Meistro R.E.

e|m|w

Das ener|gate-Magazin.

energate gmbh
Norbertstraße 3–5
D-45131 Essen
Tel.: +49 201 1022-500
www.energate.de



Werden Sie Mitglied im **ener|gate club**
und erhalten Sie neben der **e|m|w**
viele weitere exklusive Leistungen!

www.energate.club