



WHITEPAPER

100 PROZENT ERNEUERBARE ENERGIE FÜR DEUTSCHLAND

DIE ROLLE DER BATTERIESPEICHER FÜR DIE ENERGIEWENDE

EXECUTIVE SUMMARY

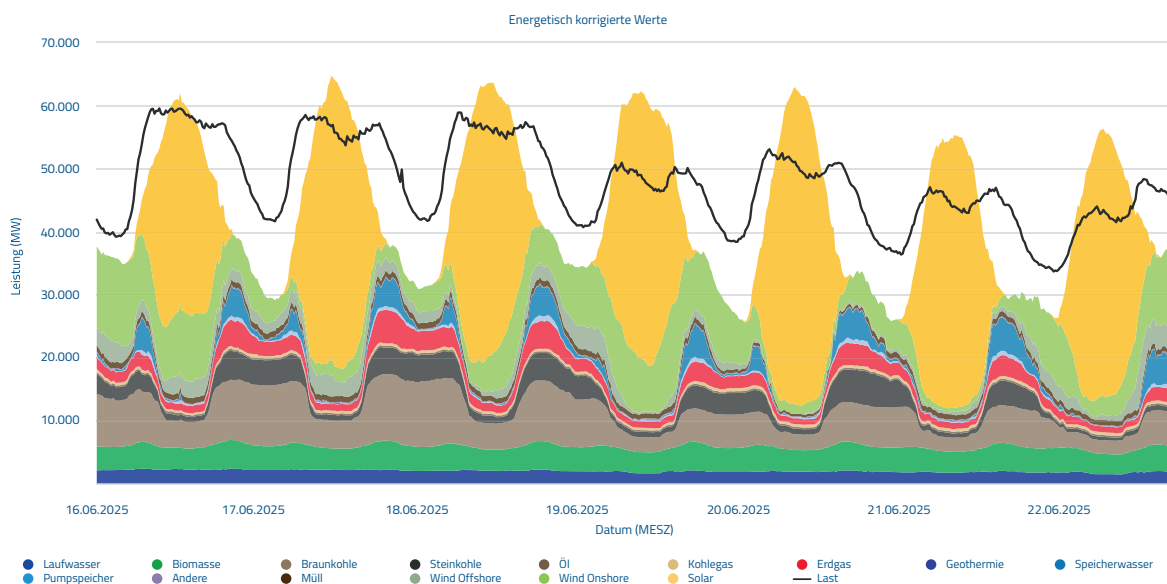
KOMMT DER BATTERIESPEICHER TSUNAMI?

Vor über einem Jahr wurde erstmals eine Zahl zur gesamten Leistung der Netzanlassbegehren für Batteriespeicher in Deutschland veröffentlicht. Im Oktober 2024 meldete die Nachrichtenplattform Montel eine Nachfrage von 161 Gigawatt – das überraschte viele Akteure innerhalb der Speicherbranche; in der Folge sprachen Medien sogar von einem „Batteriespeicher-Tsunami“.

Inzwischen überbieten sich neue Meldungen regelmäßig mit immer höheren Angaben. Nachdem Anfang 2025 in Medien wie dem PV Magazine und dem Batteriepodcast „Geladen“ Größenordnungen von 240 oder 340 Gigawatt diskutiert wurden, berichten am 29.08.2025 das PV Magazine und die Plattform „Regelleistung Online“, dass mehr als 500 Gigawatt an beantragter Anschlussleistung aufgetaucht sind.

Angesichts dieser Zahlen dürfte inzwischen allen Beteiligten bewusst sein, dass das Volumen der Netzanlassbegehren kaum noch in einem direkten Verhältnis zu tatsächlich realisierbaren oder systemisch sinnvollen Batteriespeicherkapazitäten steht. Eine Speicherleistung von 500 Gigawatt entspräche schließlich einem Mehrfachen der realen Netzlast in Deutschland, die in der Regel zwischen etwa 60 und 80 Gigawatt liegt. (Vgl. Abb. 1)

Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland in Woche 25 2025



Gleichzeitig benötigt ein Stromsystem, das künftig maßgeblich auf fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Wind und Sonne basiert, ausreichend Speicherleistung und Speicherkapazität. Nur so lässt sich sicherstellen, dass Erzeugung und Verbrauch jederzeit miteinander in Einklang gebracht werden können.

Fest steht daher: Die Energiewende erfordert einen dynamischen Ausbau von Speichern – und damit gehen auch zahlreiche neue Fragen einher:

- Wie viele Speicher sind tatsächlich notwendig und sinnvoll?
- Wo werden diese Speicher stehen?
- Wie kann die Einbindung in die bestehenden Netze gelingen?
- Wer wird diese Speicher errichten?
- Wer wird die Speicher finanzieren und wirtschaftlich betreiben?

Mit der Speicherwende wird ein neues Kapitel der Energiewende aufgeschlagen. Neue Herausforderungen, viele Fragen, aber ohne Zweifel vor allem viele Chancen für Wertschöpfung und erfolgreiche Geschäftsmodelle der Zukunft.

Dieses Whitepaper analysiert die zunehmende Bedeutung von Batteriespeichern für die Energiewende in Deutschland. Die Relevanz dieser Technologien wird anhand mehrerer Praxisbeispiele mit Großbatteriespeichern veranschaulicht: Ein Projekt von Schoenergie zeigt, wie ein Großbatteriespeicher netzbildende Eigenschaften bereitstellen und erweiterte Systemdienstleistungen wie Schwarzstartfähigkeit übernehmen kann. Ein weiteres Beispiel stellt Fenecon mit einem Batteriespeicherprojekt an der Therme Bad Wörishofen vor, bei dem nachhaltige Wertschöpfung und die Nutzung von Batterien aus der Elektromobilität im Mittelpunkt stehen. Das Projekt Bollingstedt von ECO STOR verdeutlicht mit 100 MW Leistung und 238 MWh Kapazität, wie Großbatteriespeicher durch intelligente Betriebsstrategien netzfreundlich betrieben werden können.

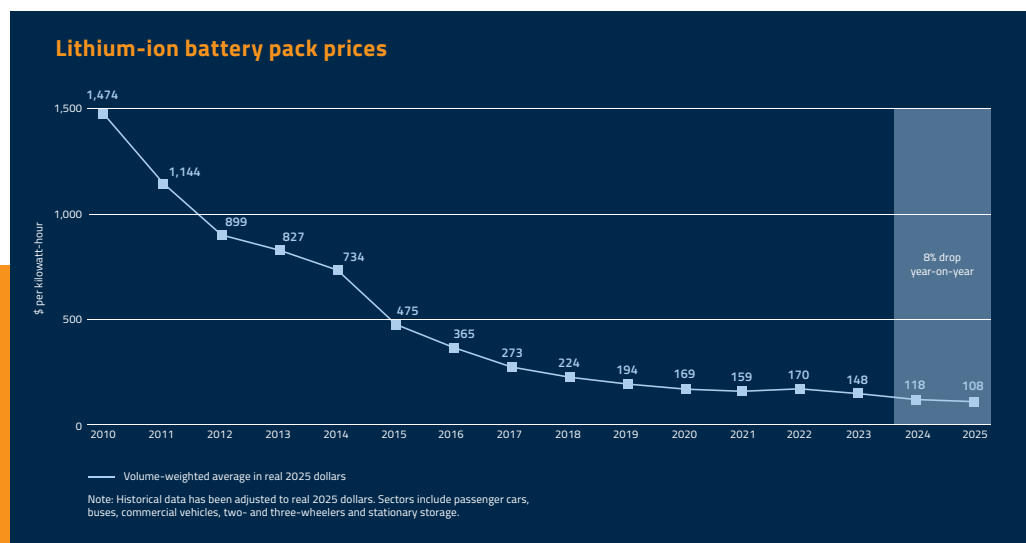
Neben diesen Projekten beschreibt das Whitepaper unterschiedliche Speicher- und Geschäftsmodelle – von Gewerbespeichern bis hin zu großen netzgekoppelten Anlagen – sowie die aktuellen regulatorischen und infrastrukturellen Herausforderungen, etwa beim Netzanschluss. Abschließend zeigt die Analyse, dass Batteriespeicher ein zentraler Baustein für ein klimaneutrales und stabiles Energiesystem sind und sich zunehmend auch ohne staatliche Förderung wirtschaftlich realisieren lassen. Leser erhalten damit einen Überblick über technologische Entwicklungen, konkrete Praxisbeispiele und strategische Handlungsempfehlungen für Investoren, Netzbetreiber und Energieunternehmen.

DIE ENERGIEWENDE BRAUCHT SPEICHER

Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat sich in den letzten Jahren dynamisch entwickelt, bereits etwa 60 Prozent der Energie im deutschen Stromnetz kommt inzwischen aus erneuerbaren Quellen, insbesondere aus Wind und Sonne (vgl. Abb. 1, Seite 2). Erneuerbare Energien sind damit inzwischen ein fester Bestandteil der Stromversorgung in Deutschland geworden. Um die Herausforderungen der Klimakrise bewältigen zu können, muss die Dekarbonisierung aber dynamisch weitergehen. Auch und gerade die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität machen einen weiteren dynamischer Ausbau der Erneuerbaren erforderlich.

Bereits seit dem Jahr 2024 treten insbesondere im Süden Deutschlands immer häufiger Phasen auf, in denen die PV-Erzeugung bereits höher als der gesamte Verbrauch im Netz ist. Da momentan nur ein Teil der PV-Anlagen durch entsprechende Verfahren gezielt abgeregelt werden kann oder aktiv geregelt wird, führt dieses Überangebot in diesen Zeiten zu Problemen bei der Preisbildung, was zu negativen Strompreisen führt, und damit zu finanziellen Belastungen des Staatshaushaltes durch den derzeitigen Wälzungsmechanismus. Für die Erzeugung von Windenergie im Norden Deutschlands ist ein ähnliches Szenario schon seit mehreren Jahren gegeben. Auf der anderen Seite stehen dem zeitweisen Überangebot an erneuerbaren Energien nach wie vor viele Zeitabschnitte gegenüber, in denen der Verbrauch noch nicht aus Wind und Sonne gedeckt werden kann und deshalb fossile Kraftwerke eingesetzt werden müssen. Diese Effekte zeigen, dass für die weitere Dekarbonisierung der Energieversorgung durch erneuerbare Energien eine zentrale Voraussetzung dringend erfüllt werden muss: der Ausbau von Energiespeichern.

War bis zu einem Anteil an erneuerbaren Energien von 50 bis 60 Prozent die Integration der Erneuerbaren ins Stromsystem noch relativ einfach, kann der weitere Weg nur mit geeigneten Energiespeichern gelingen. Erforderlich sind dabei insbesondere Kurzzeitspeicher für Tageszyklen, aber auch eine gewisse Kapazität an Langzeitspeichern für saisonale Schwankungen. Für die kurzfristige Speicherung für mehrere Stunden eignen sich Batteriespeicher am besten. Technologische Fortschritte, insbesondere die Massenfertigung von Batteriespeicherzellen, haben in diesem Bereich in den letzten 15 Jahren zu einer Kostendegression von 90 Prozent geführt. Batteriespeicher sind dadurch inzwischen für viele Anwendungsfälle bis hin zur Pufferung des Stromnetzes wirtschaftlich.



Quelle: BloombergNEF (2)

MARKTENTWICKLUNG UND HERAUSFORDERUNGEN

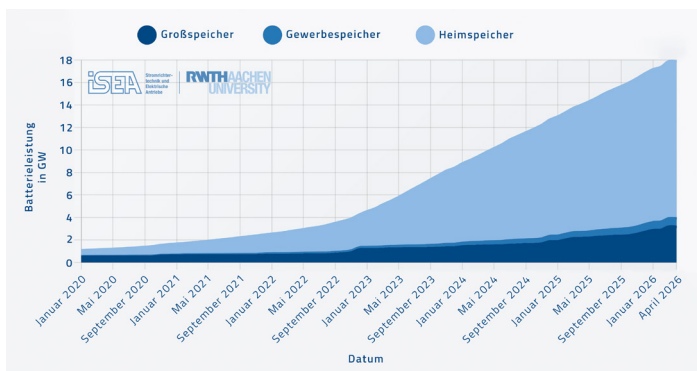
BATTERIESPEICHER ZUR PUFFERUNG DER TAGESZYKLEN

Die Herausforderungen, aber auch die Chancen für die Kurzzeitspeicherung mit Batterien lassen sich an den Daten der Energy-Charts des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE (vgl. Abb. 1, Seite 2) sehr gut ablesen. Die typischen Sommerwochen zeigen bereits jetzt fast jeden Tag ein ähnliches Muster: In den Mittagsstunden liegt die solare Erzeugung regelmäßig über der Lastkurve. In den Vormittags- und Abendstunden ist die Stromerzeugung gering. Pumpspeicherkraftwerke und Gaskraftwerke überbrücken den Strombedarf zu diesen Zeiten. In Zukunft werden Batteriespeicher mehr und mehr die Funktion dieser Pufferung im Stromnetz übernehmen. Dadurch kann der Einsatz fossiler Energien immer mehr zurückgefahren und durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Damit der Anteil der Erneuerbaren im Stromnetz auch über 60 Prozent weiter gesteigert werden kann, muss also der Ausbau der Erzeugungskapazitäten in Zukunft durch einen dynamischen Ausbau von Speichern im Netz begleitet werden.

Der Speicherausbau wird nicht ausschließlich in Form von großen Netzspeichern erfolgen. Auch Heimspeicher sowie Gewerbespeicher werden bereits für den Eigenverbrauch eingesetzt. In zahlreichen Prosumer-Anlagen findet diese Entwicklung bereits statt, da in vielen Anwendungen Speicher zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs installiert sind. In den Erzeugungs- und Lastkurven der Energy-Charts des Fraunhofer ISE (vgl. Abb. 1, Seite 2) lässt sich diese Entwicklung jedoch nicht ohne Weiteres nachvollziehen, da dort im Wesentlichen nur Energieflüsse erfasst werden, die gemessen und abgerechnet werden. Ein Blick auf die Battery Charts der RWTH Aachen (Vgl. Abb. 3 und 4) zeigt, dass der bisherige Ausbau von Batteriespeichern in Deutschland überwiegend nicht im Netzbereich stattgefunden hat, sondern vor allem im sogenannten Prosumer-Segment. Sowohl die Entwicklung der kumulierten Batterieleistung als auch die Entwicklung der gesamten Speicherkapazität verdeutlichen, dass der Markt aktuell weitgehend von Heimspeichern geprägt wird.

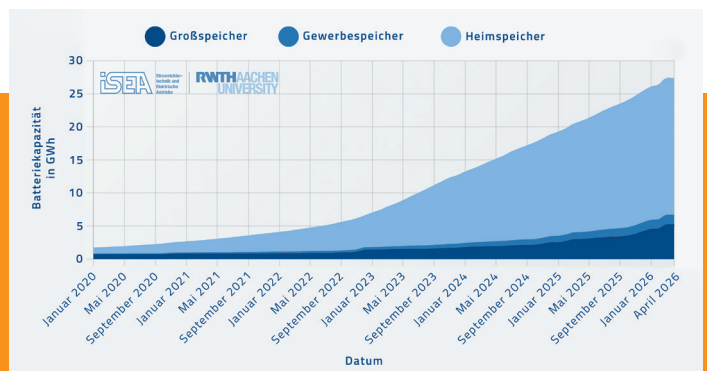
Auch Gewerbespeicher erfüllen in vielen Fällen eine ähnliche Funktion wie Heimspeicher, nämlich die Zwischenspeicherung von Strom aus Photovoltaikanlagen. Aufgrund der in Gewerbe und Industrie üblicherweise niedrigeren Strombezugspreise konnte sich dieses Segment bislang jedoch weniger dynamisch entwickeln.

Entwicklung der Batterieleistung in verschiedenen Speichersegmenten



Quelle: RWTH Aachen, Lehrstuhl für Elektrochemische Energiewandlung und Speichersystemtechnik (Battery Charts) (3)

Entwicklung der Batteriekapazität in verschiedenen Speichersegmenten



Quelle: RWTH Aachen, Lehrstuhl für Elektrochemische Energiewandlung und Speichersystemtechnik (Battery Charts) (4)

WIE VIELE GROSSSPEICHER SIND NOTWENDIG?

In den vergangenen Monaten wurden zahlreiche kontroverse politische Diskussionen über die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland geführt. Durch die zunehmende Sektorkopplung ist grundsätzlich mit einem deutlichen Anstieg des Strombedarfs zu rechnen. Uneinigkeit besteht jedoch weiterhin hinsichtlich des zeitlichen Verlaufs dieser Entwicklung. Der zukünftige Stromverbrauch stellt einen zentralen Ausgangspunkt für die Abschätzung des künftigen Speicherbedarfs dar. Ein weiterer wichtiger Faktor ist der Anteil erneuerbarer Energien am zukünftigen Strommix sowie deren fluktuierende Einspeisung.

Allerdings reicht auch eine solche Modellierung allein nicht aus, um den zukünftigen Bedarf an Großspeichern verlässlich zu bestimmen. Denn es gibt eine Reihe weiterer Entwicklungen, die zusätzliche Flexibilität im Stromsystem schaffen und damit den Bedarf an Batteriespeichern begrenzen könnten:

- Europäischer Stromhandel
- Elektrolyse und Power-to-X
- Flexible Stromtarife für Haushalt und Gewerbe
- Flexibilität von Endverbrauchern (z.B. §14a EnWG)
- Intelligente Heim- und Gewerbespeichersysteme als Schwarmpeicher
- Intelligentes Laden von Elektrofahrzeugen
- Flexibilitätsmodelle mit Elektrofahrzeugen (V2G)
- Optimierung von EE-Anlagen (z.B. PV in Ost/West)
- Abregelung von EE-Anlagen

Diese Beispiele zeigen, dass Großspeicher in Zukunft nicht die einzige Möglichkeit sein werden, die notwendige Flexibilität und dadurch das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz zu gewährleisten.

Auf der anderen Seite ist aber festzuhalten, dass Großspeicher eine universelle Form der Flexibilität darstellen und viele Vorteile haben, die die anderen Flexibilitätsformen nicht im selben Maße aufweisen können. So kann beispielsweise ein Elektrolyseur bei einem Überangebot an Strom eingesetzt werden, aber er wird immer nur in einer Richtung agieren können, wenn von der Rückverstromung zunächst abgesehen wird. Schwarmpeicher oder für die Pufferung eingesetzte Elektrofahrzeuge (V2G) können durchaus in beiden Richtungen agieren, aber sie können bei weitem nicht so dynamisch geregelt werden wie Großspeicher und auch keine weitergehenden Systemdienstleistungen wie Netzbildung, Blindleistung oder Schwarzstart anbieten.

Es bleibt festzuhalten: Die Energiewende braucht Großspeicher.

BATTERIESPEICHER FINANZIEREN SICH SELBST

Die Kosten von Batteriespeichern werden in vielen Diskussionen als großer Nachteil der Energiewende genannt. Auch wenn die hierfür verwendeten Vergleiche meist einseitig sind und die immensen Folgekosten der Klimakrise oder gar die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Abhängigkeit von Energieimporten häufig außer Acht lassen, bleiben die Kosten trotzdem ein wesentliches Argument. Es ist inzwischen bekannt, dass Sonne und Wind pro kWh die geringsten Erzeugungskosten haben. Aber was kostet es, den erzeugten Strom auch immer verfügbar zu machen?

Um die Frage in diesem Whitepaper zu beantworten, ist es zunächst wichtig, zu betonen, dass die Finanzierung und der Bau von Batteriespeichern in der Regel privatwirtschaftlich finanziert sind und nicht staatlich gefördert werden. Durch die Tatsache, dass die Marktpreise der Erneuerbaren inzwischen in Zeiten des Überangebotes stark fallen und dass die fossilen Energien in Mangelzeiten den Strom sehr teuer machen, können diese Batteriespeicher ihre Investitionskosten inzwischen am freien Markt Erlösen. Hinzu kommen neben den „Spreads“, also den Spreizungen im Börsenpreis, die den Speicherbetrieb finanzieren, auch noch gewisse Systemdienstleistungen wie Primär- und Sekundärregelleistung. Weiterhin zählt der starke Preisverfall der Speichertechnologien, der diese freien Marktmodelle erst ermöglicht hat.

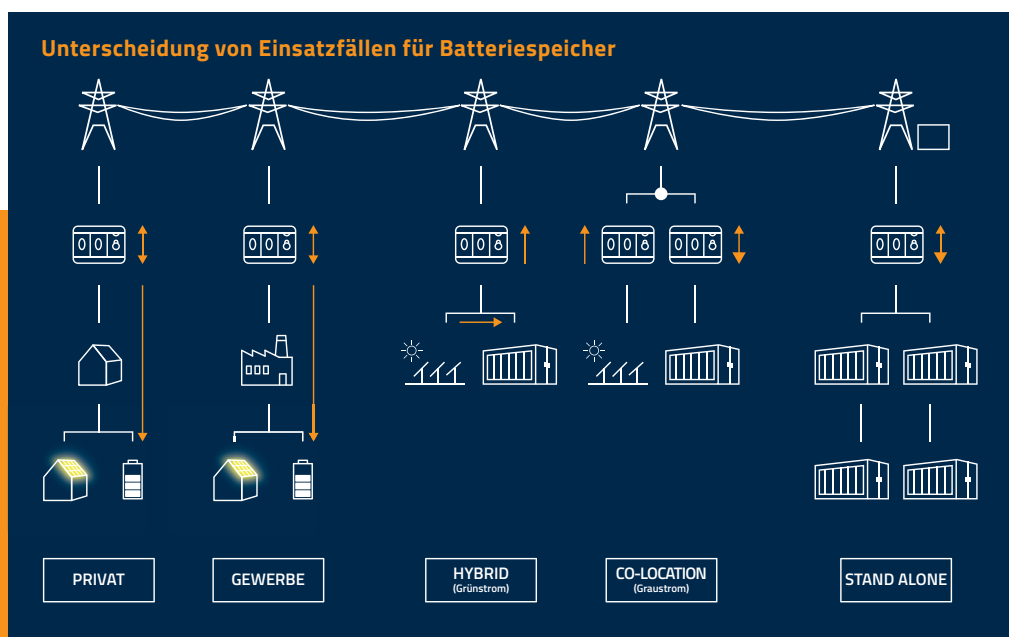
Noch bedeutsamer ist jedoch, dass der wirtschaftliche Betrieb dieser Speicher nicht durch die Stromkundinnen und Stromkunden finanziert werden muss. Mehrere wirtschaftswissenschaftliche Studien zeigen vielmehr, dass Batteriespeicher tendenziell eine preisdämpfende Wirkung auf den Strommarkt entfalten können. Darüber hinaus führt die verstärkte Nutzung von Speichern dazu, dass erneuerbare Energien auch in Zeiten eines Überangebots besser verwertet werden können. Dies kann das EEG-Konto und damit perspektivisch auch den Steuerhaushalt spürbar entlasten, wie etwa eine Studie des GEEC – Global Energy and Environmental Consulting im Auftrag der ECO STOR GmbH zeigt. (7) In der Folge besteht ein erhebliches Interesse privater Investoren, entsprechende Speicherprojekte auch ohne öffentliche Fördermittel zu finanzieren und umzusetzen. Für diese Geschäftsmodelle sind jedoch grundsätzlich unterschiedliche Anwendungsfälle zu unterscheiden.

EINSATZFÄLLE UND BUSINESSMODELLE FÜR GROSSBATTERIESPEICHER

Die folgende Grafik (Abb. 5) gibt einen Überblick über verschiedene Einsatzbereiche von Batteriespeichern. Am linken Rand sind Speicher in Prosumer-Anlagen dargestellt, dabei handelt es sich in der Regel um Heim- und Gewerbespeicher. Ihre Hauptfunktion besteht meist darin, den Eigenverbrauch von Strom aus Photovoltaikanlagen zu erhöhen. Darüber hinaus können sie auch für weitere Anwendungen genutzt werden, etwa zur Lastspitzenkappung oder zur Nutzung variabler Stromtarife. Im Rahmen dieser Betrachtung werden sie jedoch nicht vertieft behandelt, auch wenn solche Speicher durch neue regulatorische Ansätze – etwa das Konzept „MiSpel“ – künftig stärker netzrelevant werden könnten. MiSpel steht für „Marktintegration von Speichern und Ladepunkten“ und bezeichnet einen Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur aus dem Jahr 2025, der die Voraussetzungen für die EEG-Förderfähigkeit von Strom aus Batteriespeichern und Ladepunkten neu regelt. Ziel ist es unter anderem, über Abgrenzungs- und Pauschaloptionen auch sogenannte Mischstromspeicher – etwa große Batteriespeicher oder Co-Location-Projekte – unter bestimmten Bedingungen förderfähig zu machen. Zum Segment der Großbatteriespeicher zählen im Wesentlichen direkt netzgekoppelte Anlagen, die keiner einzelnen Kundenanlage zugeordnet sind, sondern über eigene, speziell dafür vorgesehene Netzanschlüsse betrieben werden. Am rechten Rand der Grafik (vgl. Abb. 5) ist beispielhaft ein typischer Stand-Alone-Speicher dargestellt, der in der Regel unabhängig von einer konkreten Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energien an einem geeigneten Netzanschlusspunkt errichtet wird. Links daneben wird ein Graustromspeicher als Co-Location-Speicher dargestellt, der sich den Netzanschluss mit einer PV-Anlage teilt.

Ein grundsätzlich anderes Modell bilden Hybrid-Grünstromspeicher. Charakteristisch für diese Konfiguration ist, dass der Speicher ausschließlich mit Strom aus erneuerbarer Erzeugung geladen wird und keine Aufladung aus dem Netz erfolgt. Aufgrund der bislang begrenzten Wirtschaftlichkeit wurden solche Speicher bisher überwiegend im Rahmen der Förderkulisse der sogenannten Innovationsausschreibungen der Bundesnetzagentur realisiert.

Für die Zukunft werden jedoch verschiedene Konzepte diskutiert, die eine flexiblere Zuordnung der Stromflüsse ermöglichen sollen. Dies könnte beispielsweise durch komplexere Messkonzepte oder durch eine zeitliche Staffelung der Zuordnung erfolgen.



Was wird in Zukunft gebaut? Jede der hier dargestellten Betriebsformen von Energiespeichern ist mit spezifischen Geschäftsmodellen sowie eigenen Herausforderungen verbunden. Auf diese Aspekte wird in Abschnitt 6 näher eingegangen.

Quelle: Ingenieurbüro Hans Urban (5)

LÖSUNGSANSÄTZE UND BEST PRACTICES

Als Best-Practice-Beispiele für den Speicherausbau in Deutschland wurden auf Grundlage einer ersten Recherche bereits realisierter oder baureifer Projekte drei Fallstudien ausgewählt. Diese Beispiele sollen veranschaulichen, wie sich Netzintegration und Systemdienlichkeit möglichst wirkungsvoll miteinander verbinden lassen, wie die Integration erneuerbarer Energien optimiert werden kann und welche technischen Entwicklungen künftig zu erwarten sind.

PROJEKTBEISPIEL 1

Projektname	Batteriespeicher-Park Föhren (Rheinland-Pfalz)
Hersteller	SCHOENERGIE
Leistung, Kapazität	21 MVA, 55 MWh
Netzbetreiber	Westnetz
Inbetriebnahme	2025
Besonderheiten	Forschungsprojekt SUREVIVE zu erweiterten Systemdienstleistungen

In dem Projektbeispiel von SCHOENERGIE, einem Projektentwickler und Systemanbieter für Photovoltaik- und Batteriespeicherlösungen, wird ein seit 2025 betriebener Großspeicher in Föhren genauer betrachtet. Dieser wird in Co-Location zu einem PV-Park mit einer Leistung von 21 MWp an einem gemeinsamen Umspannwerk betrieben. Ziel dieses Projekts ist es, neben der Pufferung der erneuerbaren Energien weitere stabilisierende Netzdienstleistungen bereitzustellen und auch im Realbetrieb zu testen. So kann dieser Batteriespeicher im Gegensatz zu den meisten derzeit betriebenen Großspeichern auch netzbildend betrieben werden und kann damit z.B. auch Momentanreserve, Blindleistung und auch sogenannte synthetische Trägheit liefern und damit die Wirkung von Synchronmaschinen ersetzen. Eingesetzt wird dafür eine innovative Umrichtertechnik der SMA, die für diese Netzbildungseigenschaften kürzlich auch die notwendigen Zertifizierungen erhalten hat. Der gesamte Speicher ist voll schwarzstartfähig und kann bei Ausfällen das Umspannwerk im Inselbetrieb hochfahren und so im Notfall eine autarke Einheit bilden.

Mit dieser Innovation können künftig auch die letzten Vorteile fossiler Kraftwerke durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Effizienz und Stabilität der Energieversorgung sollen so gestärkt und gleichzeitig der notwendige Netzausbau reduziert werden.

Wie bereits in diesem Whitepaper beschrieben, ist in der aktuellen Kostendiskussion rund um den Strompreis ein großer Vorteil, dass Batteriespeicher privat und ohne Förderung finanziert werden und damit weder Stromkunden noch Steuerzahler belasten. Im Gegensatz dazu handelt es sich bei diesem Projekt aber um ein gefördertes Forschungsprojekt, bei dem eine Refinanzierung der beschriebenen Zusatzleistungen am Strommarkt derzeit nicht gegeben ist. Das liegt nicht zuletzt auch daran, dass viele der angebotenen Systemdienstleistungen wie Netzbildung, Schwarzstartfähigkeit, Momentanreserve oder Blindleistung momentan in Deutschland am Markt noch nicht definiert vergütet werden. Da sie aber für die Zukunft für einen stabilen Netzbetrieb nötig sein werden, kann gerade dieses Projekt Lösungen für zukünftige Vergütungsmechanismen und damit für einen kostendeckenden Betrieb aufzeigen.



(1) Schoenergie GmbH

PROJEKTBEISPIEL 2

Projektname	Therme Bad Wörishofen
Hersteller	Fenecon
Leistung, Kapazität	Je 736 kW, je 1288 kWh, gesamt: 3864 kWh
Netzbetreiber	Stadtwerke Bad Wörishofen
Inbetriebnahme	Dezember 2025
Besonderheiten	Regionale Wertschöpfung und optimierte Nachhaltigkeit durch regionale Fertigung und Verwendung von Batterien aus dem Mobilitätsbereich

Mit Batteriespeicherprojekten verfolgen Unternehmen das Ziel, erneuerbare Energien in ihr System zu integrieren und damit die Energiewende voranzubringen. Dazu gehört auch, die Produktion der Speichersysteme möglichst nachhaltig zu gestalten. Der Batteriespeicherhersteller FENECON zeigt mit seinen Projekten, dass eine regionale Fertigung von Speichersystemen am Standort Deutschland möglich ist und setzt dabei auch auf deutsche Wechselrichtertechnik.

Trotz der starken Kostendegression der letzten Jahre haben Batteriezellen weiterhin einen hohen Anteil an der Wertschöpfung. Eine deutsche Fertigung im industriellen Maßstab konnte sich hier bislang nicht etablieren. Um dennoch eine möglichst nachhaltige Wertschöpfungskette zu erreichen, setzt FENECON bei seinen Großbatteriesystemen Batterieblöcke aus der E-Mobilität ein. Während häufig über den Einsatz gebrauchter Fahrzeugbatterien diskutiert wird, liegt der Fokus bei FENECON derzeit auf neuen Batterien. Denn während in Deutschland bisher nur wenige GWh an Großbatteriespeichern installiert wurden, erreichte der Markt für Fahrzeugbatterien allein 2025 ein Volumen von nahezu 100 GWh. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass ein relevanter Anteil dieser Batterien aus unterschiedlichen Gründen nicht eingesetzt wird und teilweise kostenpflichtig recycelt werden muss. Ursachen können kleinere mechanische Schäden oder Marktverschiebungen sein. In allen Fällen handelt es sich jedoch um elektrisch einwandfreie und technisch hochwertige Batterien.

Mit seinen Projekten zeigt FENECON, dass es aus Ressourcensicht und wirtschaftlichen Gründen sinnvoll ist, dieses Potenzial hochwertiger Batterien für den Großbatteriespeichermarkt zu nutzen.

Das Projekt in Bad Wörishofen

Die Therme Bad Wörishofen hat in den vergangenen Monaten eine moderne Energieinfrastruktur erhalten. So wurde der Parkplatz von Timeless Planet, einem Projektentwickler für ganzheitliche Energielösungen im Gewerbe- und Industriesektor, mit Solarmodulen überdacht. Die Photovoltaikanlage verfügt über eine Leistung von 1,34 Megawatt.

Ergänzend wurden drei Batteriespeicher des Typs FENECON Industrial L zur effizienten Nutzung und Zwischenspeicherung der Solarenergie installiert. Perspektivisch ist zudem eine flexible Teilnahme am Energiemarkt vorgesehen. Die Gesamtkapazität der Speicher beträgt 3,864 Megawattstunden, bei einer Leistung von jeweils 736 kW. Darüber hinaus umfasst das System 28 Ladepunkte für Elektrofahrzeuge sowie eine eigene Trafostation zur Vernetzung der Energieinfrastruktur auf dem Außengelände.



(2) Timeless Planet GmbH & Co KG

PROJEKTBEISPIEL 3

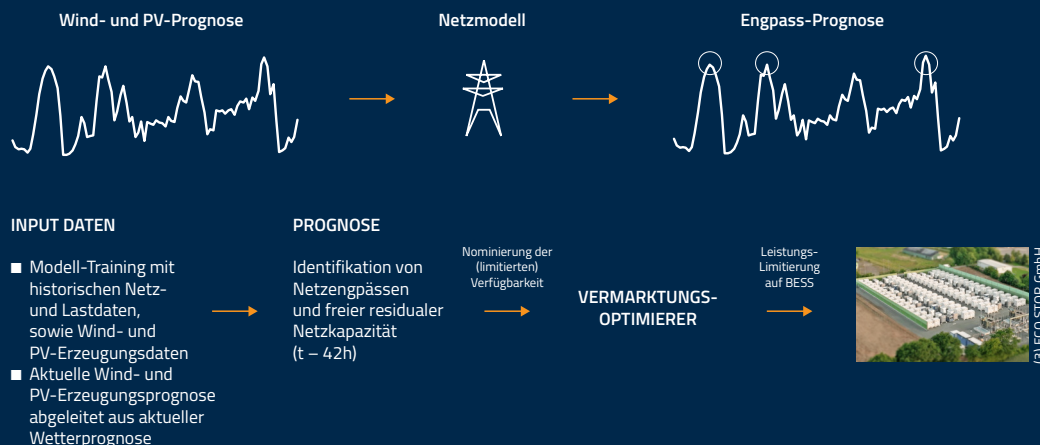
Projektname	Bollingstedt
Hersteller	ECO STOR GmbH
Leistung, Kapazität	100 MW, 238 MWh
Netzbetreiber	SH Netz
Inbetriebnahme	2025
Besonderheiten	Maximale Systemdienlichkeit bei minimierter Netzbelastung durch pro-aktives Betriebskonzept zur netzfreundlichen Betriebsweise

Innerhalb weniger Jahre hat sich ECO STOR zu einem der größten Batteriespeicherprojektierer in Deutschland entwickelt. Nach zahlreichen Projekten in jeweils zweistelliger Größe war das Projekt Bollingstedt mit 100 MW und 238 MWh im Jahr 2025 nicht nur das größte deutsche Speicherkraftwerk, sondern zugleich auch das erste Projekt einer standardisierten Projektpipeline von mehreren Speichern in dreistelliger Größenordnung bezüglich Leistung und Kapazität in Deutschland. Trotz der Größe und der damit verbundenen Relevanz für die Speicherwende in Deutschland beruht die Entscheidung, dieses Projekt vorzustellen, auf anderen Kriterien:

Der Standort Bollingstedt im Norden Deutschlands ist durch einen großen Überschuss an erneuerbaren Energien geprägt, insbesondere aus Windkraft sowie aus zahlreichen PV-Anlagen im Netzgebiet. Damit war früh klar, dass ein Speicher an diesem Standort durch die Zwischenspeicherung fluktuierender Energien eine hohe Systemdienlichkeit erreichen kann. Gleichzeitig sollte die Belastung der regionalen Netze möglichst gering gehalten werden. Da zu diesem Zeitpunkt nur wenige Prognose- oder Echtzeitdaten zur Netzbelastung vorlagen, erstellte ECO STOR eine eigene Modellierung des Netzgebiets mit den lokal installierten EE-Anlagen in Form eines digitalen Zwillings. Er kombiniert Wetter- und Erzeugungsdaten von Wind und Solar mit historischen Lastwerten und kann so die Netzbelastung realistisch vorhersagen. Damit lässt sich im Voraus bestimmen, wie viel eingespeist werden kann, ohne dadurch Engpässe zu verursachen. Bei hoher Einspeisung durch Erneuerbare reduziert der Speicher automatisch seine Entladeleistung.

Die Betriebsrestriktionen beim eingesetzten Speicher in Bollingstedt führen zwar nach ersten Berechnungen zu etwa 2 Prozent geringeren Erlösen im Speicherbetrieb. Statische Einspeisebeschränkungen würden dagegen ein Mehrfaches an Rendite kosten und zugleich einen geringeren Nutzen für den Netzbetreiber bieten. ECO STOR und der Netzbetreiber SH Netz gehen davon aus, dass der angepasste Einsatz des Speichers in den kommenden Jahren wichtige Erkenntnisse liefert. Diese sollen sowohl zur weiteren Optimierung beitragen als auch als Grundlage für ein Modell zukünftiger, variabler und verursachungsgerechter Netzentgelte dienen.

Engpass-Management durch digitalen Zwilling



Quelle: ECO STOR GmbH (6)

WEITERE PROJEKTE

Großbatteriespeicher sind ein elementarer Bestandteil einer zukünftigen klimaneutralen und zuverlässigen Energieversorgung. Wenn der weitere Ausbaupfad erneuerbarer Energien durch ein entsprechend dynamisches Wachstumsszenario an Batteriespeichern begleitet wird, können immer mehr fossile Kraftwerksstandorte ersetzt werden oder teilweise in einen Reserve-Kraftwerkspark für eventuelle Mangelsituationen aufgenommen werden. Bei diesem Szenario darf nicht übersehen werden, dass diese Batteriespeicher künftig auch erweiterte Systemdienstleistungen wie Momentanreserve, synthetische Trägheit und Schwarzstartfähigkeit übernehmen müssen. Auch wenn ein großer Anteil an Batteriespeichern in Zukunft dezentrale Standorte, bevorzugt an großen PV-Anlagen, haben wird, werden gerade wegen diesen Systemdienstleistungen auch große Speichereinheiten erforderlich sein. Diese müssen dann an besonders leistungsfähigen Netzknotenpunkten stehen.

Was liegt im Zuge der Transformation also näher, als solche Batteriespeichereinheiten an bisherigen Kraftwerksstandorten zu errichten? Denn je höher der Leistungsdurchsatz im Netz im Vergleich zur Leistung des Batteriespeichers, desto weniger stellt sich an solchen Standorten die Frage nach der bestmöglichen Netzintegration oder nach einem netzdienlichen Betrieb.

Ein weiterer Vorteil entsteht, wenn an solchen Standorten Reservekraftwerke und Batteriespeicher direkt nebeneinander betrieben werden. Ein Gaskraftwerk kann in Kombination mit einem Batteriespeicher, während einer möglichen Dunkelflaute, einen deutlich höheren Beitrag zur Netzstabilität und zum Strommarkt leisten.

Im Zuge der Projektrecherche wurden unter anderem die folgenden aktuellen Beispiele für diese Kategorie von Großbatteriespeichern an ehemaligen Kraftwerksstandorten identifiziert:

- Projekt Gundremmingen, RWE AG, (400 MW, 700 MWh, Inbetriebnahme 2028)
- Projekt Phillipsburg, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, (400 MW, 800 MWh, Inbetriebnahme 2027)
- Projekt Boxberg, LEAG Clean Power AG (100 MW, 137 MWh, Inbetriebnahme 2026)

Eine Auswahl zwischen diesen Projekten wurde bislang nicht getroffen, da die öffentlich zugänglichen Meldungen zu Leistungsdaten und insbesondere zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme keine eindeutigen Ergebnisse lieferten.



(4) RWE AG



(5) TransnetBW



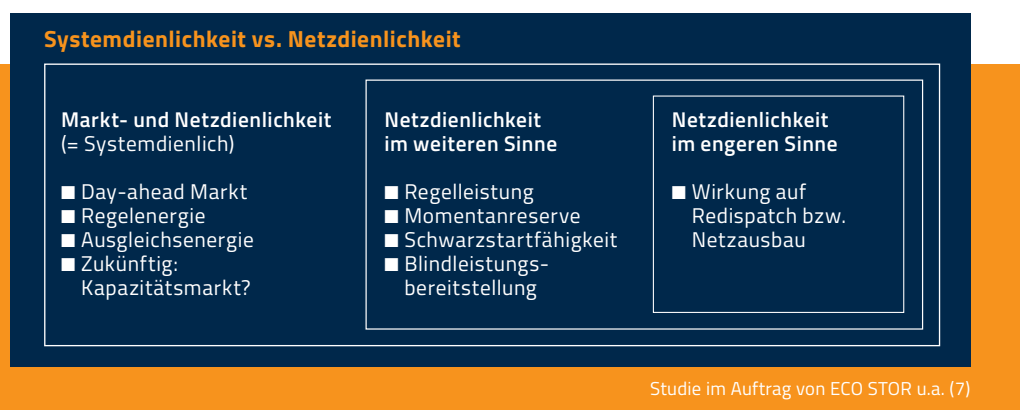
(6) LEAG Clean Power GmbH

KONKRETE HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

HERAUSFORDERUNG NETZANSCHLUSS UND NETZINTEGRATION

Für einen dynamischen Speicherausbau ist eine zentrale Herausforderung zu bewältigen: Jeder Speicher benötigt einen geeigneten Netzanschluss. In den vergangenen Jahren wurde eine große Welle an Netzanschlussbegehren verzeichnet, die von den Netzbetreibern mit ihren begrenzten Kapazitäten kaum bearbeitet werden konnte. Unseriöse Netzanfragen, unreife Projektanmeldungen und zahlreiche Mehrfachanmeldungen haben die Situation zusätzlich verschärft und teilweise zu einer ablehnenden Haltung bei Netzbetreibern geführt. Manche Netzbetreiber bieten Anschlüsse nur noch für Speicher an, die sie selbst als „netzdienlich“ einstufen. Diese Unterscheidung ist jedoch nicht eindeutig, da es keine neutrale und allgemeingültige Definition von Netzdienlichkeit gibt. Jeder Batteriespeicher ist zunächst systemdienlich und damit unverzichtbar, da er die Integration erneuerbarer Energien und eine stabile Versorgung ermöglicht.

Festzuhalten bleibt jedoch, dass Speicher Netze zu bestimmten Zeiten entlasten, zu anderen Zeiten aber auch belasten können. Wie jedes Kraftwerk und jeder Verbraucher ist auch für jeden Speicher das Netz eine grundlegende infrastrukturelle Voraussetzung, die geschaffen werden muss. Diese Aufgabe bleibt auch künftig bei den Netzbetreibern.



Aktuelle Herausforderungen:

Für Netzbetreiber

- Netzanbindung für Speicher ermöglichen

Für Regulatorik und Bundesnetzagentur

- Netzfremdliche Betriebsweise der Speicher in Zukunft durch eine dynamische und verursachungsgerechte Steuerung von Netzentgelten fördern

Für Investoren und Speicherbetreiber

- Netzfremdliche Betriebsweise der Speicher proaktiv optimieren und mit den Netzbetreibern abstimmen
- Vereinbarungen zur Betriebsweise in geeigneten FCA's (Flexibility Connection Agreement: vertragliche Vereinbarung zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber, in der festgelegt wird, unter welchen Bedingungen die Anlage netzfreundlich betrieben wird) vorantreiben

Nur dann kann es auch gelingen, den Beitrag der Speicher zur Stabilisierung des zukünftigen Stromsystems zu heben und dabei die Summe der volkswirtschaftlichen Kosten von Energiesystemen und Netzen zu minimieren.

ABSCHLIESSENDE BEWERTUNG

Welche Speicher werden in Zukunft gebaut und wo bieten sich die besten Chancen für erfolgreiche Geschäftsmodelle?

Für die Beantwortung dieser Frage sei nochmal auf die Darstellung der verschiedenen Speicherformen in Abb. 5 verwiesen. Am linken Rand der Grafik sind Prosumer-Speicher im Privatbereich und im Gewerbe dargestellt (vgl. Abb. 5), die sich in Zukunft stetig weiterentwickeln werden. Sie ermöglichen Betrieben, den Deckungsgrad aus erneuerbaren Energien insbesondere aus PV-Anlagen zu erhöhen. Wesentliche Einflussfaktoren sind hier die Kostendegression der Speicherkomponenten, aber auch erweiterte Anwendungsfälle wie E-Mobilität in den Flotten bis hin zum Schwerlastverkehr.

Die rechts dargestellten Stand-Alone-Speicher bieten nach Ansicht der meisten Analysten derzeit die besten Renditechancen für Investoren und Speicherbetreiber, auch wenn sich dabei die Beurteilung im Detail stetig und dynamisch ändert. Geplante Änderungen im Netzentgelt-design werden hier einen wesentlichen Einfluss haben. Derzeit zählt dazu AgNES (Allgemeine Netzentgelt-systematik Strom), ein Verfahren der Bundesnetzagentur zur grundlegenden Reform der Regeln, nach denen die Kosten für den Betrieb und Ausbau der Stromnetze in Deutschland auf Netznutzer verteilt werden, bezeichnet. Voraussetzung für diese Projekte – und damit zugleich der begrenzende Faktor – sind allerdings immer Standorte mit einem genehmigungsfähigen Layout und vor allem ausreichend dimensionierte Netzanschlüsse und entsprechende verbindliche Zusagen der Netzbetreiber. Für Investoren wird bei diesen Speichern in Zukunft die dringlichste Frage sein, wie stark statische oder auch dynamische Leistungsbeschränkungen der Netzbetreiber die Geschäftsmodelle und damit die Rendite der Speichereinschränken oder gar zunichte machen.

Graustromspeicher in Co-Location werden in der Flächenkulisse einer EE-Anlage errichtet und verwenden einen gemeinsamen Netzanschluss. Diese Speicherart hat oft Zeitvorteile bei gemeinsamen Genehmigungsverfahren und vor allem Kostenvorteile bei einer gemeinsamen Nutzung des Netzanschlusses. Die Kostenvorteile werden allerdings durch Einschränkungen in der Rendite wieder kompensiert, da die Netzanschlüsse meist überbaut werden. Oft scheitern diese Speicherprojekte jedoch an einer nicht genehmigten Bezugsleistung am Netzanschluss.

Grünstromspeicher in Co-Location (auch Hybridspeicher) stellen die geringsten Anforderungen an den Netzanschluss, weisen derzeit jedoch die niedrigsten Renditen auf. Aus diesem Grund wurden sie bislang überwiegend im Rahmen der Innovationsausschreibung realisiert. Jüngste Fortschritte bei den Vermarktungsmodellen lassen jedoch auf verbesserte Ertragsaussichten schließen, sodass einige Betreiber darauf setzen, ihr Betriebsmodell perspektivisch anpassen zu können.

Insgesamt lautet die entscheidende Fragestellung nicht mehr „Speicher – ja oder nein?“ Vielmehr führen zunehmende Phasen negativer Strompreise dazu, dass PV-Anlagen ohne Speicher häufig nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Künftig rückt daher die Frage in den Mittelpunkt, ob ein Projekt als „PV mit Speicher“ umgesetzt wird – oder gar nicht. Sollten vermehrt neue PV-Anlagen direkt mit Speichern errichtet oder bestehende Anlagen nachgerüstet werden, dürfte dies die Ausbaudynamik reiner Graustromspeicher zunehmend begrenzen.

Quellenverzeichnis / Anhang

- (1) Bloomberg NEF, Quelle wie in Grafik angegeben
 - (2) www.energy-charts.de, Quelle wie in Grafik angegeben
 - (3) www.battery-charts.de, Quelle wie in Grafik angegeben
 - (4) www.battery-charts.de, Quelle wie in Grafik angegeben
 - (5) Grafik Ingenieurbüro Hans Urban
 - (6) Grafik ECO STOR GmbH
- Studie im Auftrag der ECO STOR GmbH:
<https://neon.energy/Neon-Netzdienlichkeit-Gro%C3%9Fbatterien.pdf>

Bildquellen

- (1) Schoenergie GmbH
- (2) Timeless Planet GmbH & Co KG
- (3) ECO STOR GmbH
- (4) RWE AG
- (5) TransnetBW
- (6) LEAG Clean Power GmbH

„Accelerating Integrated Energy Solutions“ – dieses Ziel verfolgt The smarter E Europe, Europas größte Messeallianz für die Energiewirtschaft. Im Kontext einer zukunftsfähigen Energiewelt stehen erneuerbare Energien, Dezentralisierung und Digitalisierung sowie branchenübergreifende Lösungen für eine nachhaltige Energieversorgung 24/7 in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr im Fokus.

The smarter E Europe vereint die vier Fachmessen Intersolar Europe, ees Europe, Power2Drive Europe und EM-Power Europe. Die Messen finden jährlich auf der Messe München statt.

ORGANIZERS



ÜBER DEN AUTOR

Hans Urban ist Dipl.-Ing. der Elektrotechnik (TU München) und verfügt über jahrzehntelange Erfahrung in leitenden Positionen der Solarbranche. Seit 2017 berät er als freiberuflicher Experte Unternehmen und Kommunen zu Erneuerbaren Energien und Elektromobilität mit dem Ziel, komplexe Themen fachlich fundiert und verständlich zu vermitteln.

HAFTUNGSAUSSCHLUSS UND RECHTLICHE HINWEISE

Dieses Whitepaper wurde mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt. Die enthaltenen Informationen basieren auf öffentlich zugänglichen Quellen sowie auf Recherchen durch Dritte im Auftrag der Solar Promotion GmbH. Trotz sorgfältiger Auswahl und Prüfung der Inhalte übernimmt die Solar Promotion GmbH keine Gewähr für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität der bereitgestellten Informationen.

Die Inhalte dieses Dokuments dienen ausschließlich allgemeinen Informationszwecken und stellen keine rechtliche, steuerliche, finanzielle oder unternehmerische Beratung dar. Entscheidungen, die auf Grundlage der in diesem Whitepaper enthaltenen Informationen getroffen werden, erfolgen auf eigenes Risiko. Eine Haftung – gleich aus welchem Rechtsgrund – für direkte oder indirekte Schäden, die aus der Nutzung der Inhalte entstehen, ist ausgeschlossen, soweit gesetzlich zulässig.

Die Solar Promotion GmbH behält sich das Recht vor, Inhalte jederzeit ohne vorherige Ankündigung zu ändern, zu ergänzen oder zu entfernen.

