

Batteriespeicher sind Hebel der Energiewende – Großspeicher glätten Strompreise

Nr. 555, 19. August 2026

Autoren: Hendrik Moritz, Tel. +49 69 7431-20102, hendrik.moritz@kfw.de

Dr. Johannes Rode, Tel. +49 69 7431-40496, johannes.rode@kfw.de

Seit 1991 sind die Preise von Lithium-Ionen-Zellen um 99 % gesunken. Grund hierfür sind Skaleneffekte und Effizienzsteigerungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Vor allem die stark gestiegene Nachfrage nach Elektroautos hat die Skalierung begünstigt.

In Deutschland hat sich die installierte Batteriespeicherleistung innerhalb von fünf Jahren mehr als verachtfacht. Den Großteil davon machen Heimspeicher aus. Bei netzgebundenen Großspeichern gewinnt die Lithium-Ionen-Technologie kontinuierlich Marktanteile, während andere Formen der Energiespeicherung stagnieren oder noch nicht marktreif sind.

In Kalifornien tragen Batteriespeicher nachweislich zur Senkung der Großhandelsstrompreise bei. Durch das Laden in Zeiten niedriger und das Entladen in Zeiten hoher Strompreise wirken sie preisdämpfend.

Unsere Analyse für den europäischen Strommarkt zeigt, dass Strompreiszonen mit hoher Dichte von Großbatteriespeichern eine geringere Spreizung der Börsenstrompreise aufweisen. Für Heim- und Gewerbespeicher ist der Zusammenhang hingegen vernachlässigbar.

In Deutschland wird der netzdienliche Ausbau und Betrieb von Batteriespeichern durch komplexe Netzanschlussverfahren und ein Marktdesign mit einem einheitlichen Börsenstrompreis gebremst. So werden lokale Netzengpässe kaum berücksichtigt. Dynamische Netzentgelte bieten einen Ansatz, um diese Netzengpässe ökonomisch zu berücksichtigen.

Mit einem Anteil von 45 % am in Deutschland verbrauchten Strom bildeten Wind- und Solarenergie im Jahr 2025 das Rückgrat des deutschen Strommixes.¹ Das senkt die Börsenstrompreise insgesamt, lässt sie aber auch stärker schwanken, weil die Einspeisung aus Wind und Sonne vom Wetter abhängt.² Die Anzahl der Stunden mit negativen Börsenstrompreisen³ nimmt entsprechend zu und die Preise in diesen Stunden fallen im Mittel immer tiefer.⁴ Dieses Phänomen lässt sich weltweit in vielen Ländern beobachten, in denen Netzinvestitionen und Flexibilitätmechanismen nicht mit dem Ausbau von Wind- und Solarenergie Schritt halten.⁵

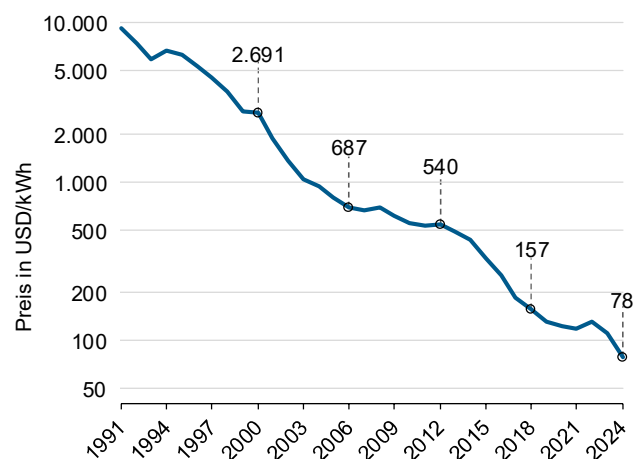
Batteriespeicher mit hohen Lernkurveneffekten

Vor diesem Hintergrund rücken Batteriespeicher und insbesondere Lithium-Ionen-Speicher zunehmend in den Fokus, um

Netzlast und Strompreise zu glätten. Seit dem Jahr 1991 sind ihre Marktpreise um rund 99 % gesunken (Grafik 1). Dieser Preisverfall lässt sich seit dem Jahr 1998 durch eine Lernrate von etwa 19 % erklären: Mit jeder Verdopplung der kumuliert produzierten Lithium-Ionen-Kapazität sinken die Preise um rund 19 %. Wesentliche Treiber sind die hohe Modularität der Technologie sowie fortlaufende Effizienzsteigerungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette.⁶ Setzt sich diese Entwicklung fort, dürfte der Preis bis 2035 gegenüber 2024 um weitere rund 19 % fallen. Diese Projektion schreibt die bisherige Lernkurve sogar konservativ fort.⁷ Getragen wird die Entwicklung vor allem von der Elektromobilität. Auf sie entfielen im Jahr 2025 84 % der weltweiten Nachfrage nach Lithium-Ionen-Kapazität.^{8 9}

Grafik 1: Preisentwicklung von Batteriespeicherzellen

Preise für Batteriezellen von Lithium-Ionen-Batterien, Preisbasis 2024, logarithmische Skala mit Basis 2



Quelle: [Our World in Data](#) (2026), eigene Darstellung.

Ausbau dynamik in Deutschland

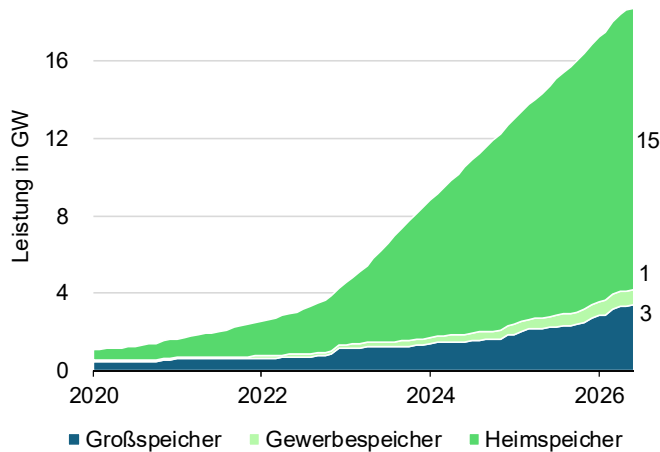
Angetrieben von diesem Preisverfall nimmt die Verbreitung von Batteriespeichern in Deutschland weiter zu. Anfang Juni 2026 lag die in Deutschland insgesamt installierte Leistung bei 19 GW mit einer Kapazität von circa 29 GWh. Das entspricht jeweils mehr als einer Verachtfachung in den letzten fünf Jahren. Mit fast 80 % handelt es sich bei diesen Speichern überwiegend um Heimspeicher, gefolgt von Großspeichern und industriellen Gewerbespeichern (Grafik 2).¹⁰

Die Betrachtung der Anschlussbegehren und Zusagen von Großspeichern legt nahe, dass diese Entwicklung anhalten wird

(Grafik 3). Im Jahr 2024 wurden Anfragen für 400 GW Leistung bei den Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern gestellt. Genehmigt wurden davon mit 25 GW jedoch nur 6 %. Gegenüber der derzeit installierten Leistung von Großspeichern ist das gleichwohl eine Versiebenfachung.

Grafik 2: Batteriespeicherleistung in Deutschland

01.01.2020 bis 01.06.2026

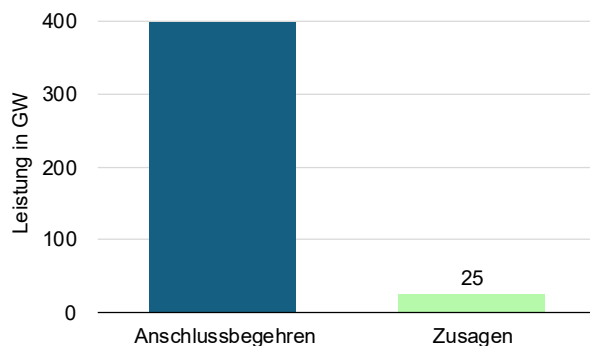


Quelle: [Battery Charts](#), eigene Darstellung.

Gemessen an der Anzahl der Anschlussbegehren wurden hingegen circa 40 % zugelassen. Folglich erhalten besonders leistungsstarke Großspeicher keine Zusage, was darauf hindeutet, dass die vorhandene Netzinfrastruktur mit der dynamischen Marktentwicklung nicht Schritt hält. Dabei ist anzumerken, dass eine Zusage nicht automatisch zum Bau des Speichers führt.¹¹ Somit bestehen zwei Herausforderungen: zum einen die Genehmigung der Netzanschlüsse, die vom Netzausbau abhängt, zum anderen die tatsächliche Umsetzung, da nicht jede Zusage in den Bau mündet, etwa aufgrund von Vorratsanträgen oder fehlenden Bau- oder Installationskapazitäten. Laut Marktstammdatenregister liegt der bis Mitte 2030 konkret geplante Zubau bei circa 14 GW Großspeichern.¹²

Grafik 3: Großspeicher: Anschlussbegehren und Zusagen

Aggregierte Zahlen für das Jahr 2024 in Deutschland



Quelle: [BNetzA](#) (2025), eigene Darstellung.

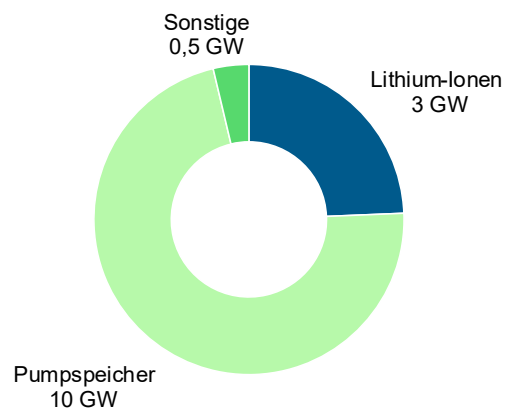
Innerhalb Europas stellt Deutschland den größten Speicherbestand, gefolgt von Italien und Großbritannien. Kennzeichnend ist hierzulande der hohe Anteil an Heimspeichern. Im globalen Vergleich dominieren vor allem Kalifornien, Texas, China sowie Japan und Australien.¹³

Technologien und Einsatzfelder im deutschen Netz

Pumpspeicher sind nach wie vor die dominierende Großspeichertechnologie am deutschen Stromnetz (Grafik 4). Angeschlossen sind circa 10 GW Leistung mit einer Kapazität von 55 GWh.¹⁴ Daraus resultiert bei Volllast eine Entladedauer von fünfeinhalb Stunden, womit sie circa 20 % der durchschnittlichen Last im Jahr 2025 tragen könnten.¹⁵ Ihr Ausbau ist jedoch kaum skalierbar: Die letzte nennenswerte Erweiterung der deutschen Pumpspeicherkapazität erfolgte 2004.¹⁶ Eine jüngst in Österreich vollzogene Erweiterung eines bestehenden Pumpspeicherkraftwerks um rund ein halbes Gigawatt Leistung erforderte allein rund vier Jahre Bauzeit.¹⁷

Grafik 4: Großspeicherleistung am deutschen Stromnetz

Inklusive Pumpspeicher aus Luxemburg und Österreich am deutschen Übertragungsnetz; Pumpspeicher zum 01.01.2026; restliche Daten zum 01.06.2026, Zusammensetzung „Sonstige“ und Berechnung in der Endnote¹⁸



Quelle: [Open Energy Tracker](#), [Battery Charts](#), [ISEA](#).

Batteriespeicher machen den übrigen Teil der Speicherleistung am deutschen Stromnetz aus. Dabei handelt es sich mittlerweile fast ausschließlich um Lithium-Ionen-Speicher (Grafik 4). Sie zeichnen sich durch einen hohen Gesamtwirkungsgrad von 85 bis 97 %, eine Zyklenfestigkeit von bis zu 10.000 Zyklen und Reaktionszeiten innerhalb von Sekundenbruchteilen aus. Anders als beispielsweise Pumpspeicher sind Kapazität und Leistung technisch bedingt eng gekoppelt. Das heißt: Erhöht sich die Kapazität, also wie viel Energie gespeichert werden kann, so steigt auch die Leistung, also die Geschwindigkeit, mit der geladen oder entladen werden kann.¹⁹

Im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken haben Großbatteriespeicher technisch bedingt ein höheres Verhältnis von Leistung zu Speicherkapazität. Sie können daher in sehr kurzer Zeit große Energiemengen zur Verfügung stellen. Das geht jedoch auch mit einer geringeren Entladedauer einher. Die in Deutschland installierten Lithium-Ionen-Großspeicher können so für eineinhalb Stunden bei Volllast Strom ausspeisen. Damit eignen sie sich besonders für kurze netzdienliche Anwendungen, Arbitrage, die Begrenzung der Kannibalisierung der Erlöse erneuerbarer Anlagen sowie die Überbrückung kurzer Zeiten niedriger Erzeugung aus erneuerbaren Quellen.

Problematisch an Lithium-Ionen-Batterien ist, dass sich die Förderung von Lithium hauptsächlich auf wenige Länder konzentriert: allen voran Australien, Chile und China.²⁰ Diese Konzentration macht den Lithium-Preis in Kombination mit der starken globalen Nachfrage nach Elektroautos und Batterie-

speichern sehr volatil. Zudem sind die Produktionskapazitäten stark konzentriert: 83 % der weltweiten Produktion von Lithium-Ionen-Batterien entfallen auf China.²¹ Als Alternative rücken zunehmend Natrium-Ionen-Batterien in den Fokus, weil sie ein vergleichbares Leistungsprofil haben, aber mit leichter verfügbaren Mineralien auskommen. Mangels Skaleneffekten in der noch jungen Fertigung sind Natrium-Ionen-Batterien bisher jedoch teurer und wenig verbreitet.²²

Perspektivisch können auch Redox-Flow-Batterien eine wichtige Rolle für den Strommarkt spielen. Diese haben den Vorteil, dass im Gegensatz zu Lithium-Ionen-Batterien Kapazität und Leistung weitgehend voneinander entkoppelt sind. Das heißt, die Batterien könnten genauer an die jeweilige Anwendung angepasst werden. Kommerziell haben diese Speicher aufgrund weiterhin hoher Kosten und technologischer Hürden bislang keinen Durchbruch erzielt.²³ Ähnliche Hürden bremsen auch die Langzeitspeicherung per Elektrolyse.²⁴

Hinter dem Zähler: Heim- und Gewerbespeicher

In Deutschland stellen Heimspeicher den Löwenanteil der Batteriespeicher (vgl. Grafik 2). Diese dienen vorrangig der Eigenverbrauchsoptimierung. Als Ergänzung zu Solaranlagen speichern sie überschüssigen, selbst erzeugten Strom zur späteren Nutzung zwischen. Sie senken die Stromkosten des Betreibers, indem sie den Anteil des selbst produzierten Stroms am Gesamtverbrauch erhöhen. Die Netzbezugskosten eines repräsentativen Haushalts mit Wärmepumpe und Elektroauto lassen sich durch eine 10-kW-Photovoltaikanlage zusammen mit einem 10-kWh-Batteriespeicher einer Modellrechnung zufolge um 57 % senken. Zudem lässt sich durch den Speicher der Autarkiegrad bei bereits vorhandener Solaranlage um 28 Prozentpunkte erhöhen.²⁵ Über einen flexiblen Netztarif können Heimspeicher auch direkt aus dem Netz laden. Intelligente Energiemanagementsysteme steuern Laden und Einspeisen vollautomatisch anhand von Wetter- und Verbrauchsprognosen, um die Stromkosten zu minimieren.²⁶

Gewerbliche Speicher verfolgen einen ähnlichen Zweck der Autarkie, werden jedoch auch eingesetzt, um Lastspitzen zu reduzieren. Kurzfristig hohe Netzbezüge werden dann aus einem leistungsstarken Speicher gedeckt. Darüber hinaus können sich Unternehmen gegenüber Stromausfällen oder Frequenzschwankungen absichern und aktiv am Strommarkt handeln.²⁷

Vor dem Zähler: Großspeicher am Netz

Im Gegensatz zu Heim- und Gewerbespeichern, die hinter dem Stromzähler aktiv sind, werden Großspeicher direkt an das Netz angebunden. Hierbei gibt es verschiedene operative Ansätze.

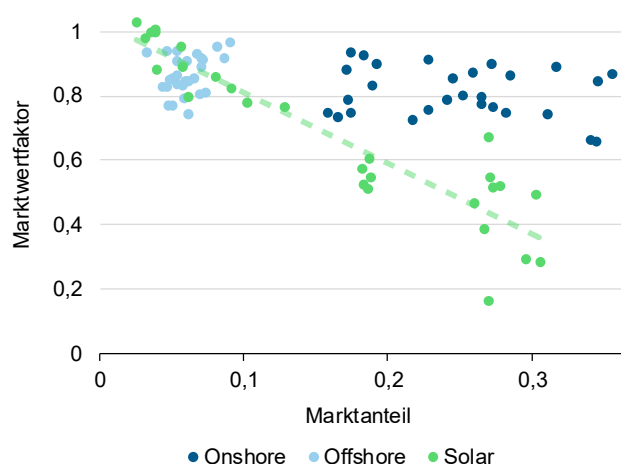
Großspeicher können am Markt für Systemdienstleistungen aktiv sein. Hier werden Produkte gehandelt, die darauf abzielen, das Stromnetz zu stabilisieren. Dabei garantieren die Speicher bereits am Vortag zu einem auktionierten Preis, innerhalb eines vierstündigen Intervalls abrufbar zu sein, um bei Abruf für maximal eine Stunde Energie einzuspeisen oder aufzunehmen. Welche Energiequellen die nachgefragten Systemdienstleistungen in welchem Umfang erbringen, ist nicht öffentlich dokumentiert. Vieles deutet jedoch darauf hin, dass Speicher an diesen Märkten zunehmend aktiv sind. So hat sich die präqualifizierte Leistung von Speichern von 2024 auf 2026 verdoppelt, während sie

bei anderen Technologien unverändert blieb.²⁸ Zudem ist die Entladedauer neu ans Netz gegangener Großspeicher gestiegen. Das deutet darauf hin, dass sie zunehmend auf Produkte mit längerer Abrufdauer zielen: Solche Produkte müssen bis zu einer Stunde am Stück Leistung liefern und setzen daher eine höhere Speicherkapazität voraus. Unter den verschiedenen Einsatzstrategien erzielen sie je bereitgestellter Leistung die höchsten spezifischen Erlöse.^{29 30}

Batteriespeicher können auch der Kannibalisierung der Erlöse von Anlagen für erneuerbare Energien entgegenwirken. Dieses Phänomen betrifft insbesondere die Photovoltaik: Da ein Großteil der Anlagen zeitgleich bei hoher Sonneneinstrahlung Strom erzeugt, ist der Marktwert des Solarstroms genau in diesen Zeiten niedrig. Aggregiert auf Monatebene zeigt sich das in Deutschland durch einen sinkenden Marktwertfaktor, der die Erlöse ins Verhältnis zum Day-Ahead-Börsenstrompreis setzt. Gleichzeitig steigt der Marktanteil von Solarstrom (Grafik 5). Bei Wind hingegen ist dieses Phänomen aufgrund von größerer Tageszeitlicher und saisonaler Streuung schwächer ausgeprägt. Aufgrund des anhaltenden Kostenverfalls bei Batteriespeichern und der steigenden Konkurrenz bei erneuerbaren Energien prognostiziert die IEA, dass bis zum Jahr 2035 Freiflächen-Photovoltaikanlagen in Kombination mit Batteriespeichern trotz zusätzlicher Investitionskosten profitabler sein werden als solche ohne Speicher.³¹ Zudem können Speicher die Systemkosten der Energiewende senken: Sie verringern Abregelungsverluste und reduzieren so den Zubau an Erzeugungs- und Backup-Kapazität, der für dasselbe Klimaziel nötig ist. Wie stark, hängt vom Kostenverhältnis zwischen Speichern und erneuerbaren Energien ab.

Grafik 5: Höherer Marktanteil erneuerbarer Energien geht mit niedrigerem Marktwertfaktor einher

Aggregierte Anteile pro Monat seit 01.01.2024 in Deutschland, Trendlinie für Solar



Anmerkung: Der Marktwertfaktor setzt den mittleren Erlös einer Technologie ins Verhältnis zum mittleren Day-Ahead-Börsenstrompreis. Werte unter 1 bedeuten, dass der Strom, etwa wegen gleichzeitiger Einspeisung vieler Anlagen, im Mittel unter dem Day-Ahead-Börsenstrompreis vergütet wird. Bei sehr kleinem Marktanteil liegt der Faktor nahe 1; Werte über 1 wären nur möglich, wenn die Erzeugung überproportional in Hochpreisstunden anfiel.

Quelle: [BNetzA](#), [Netztransparenz](#), Idee: [Open Energy Tracker](#).

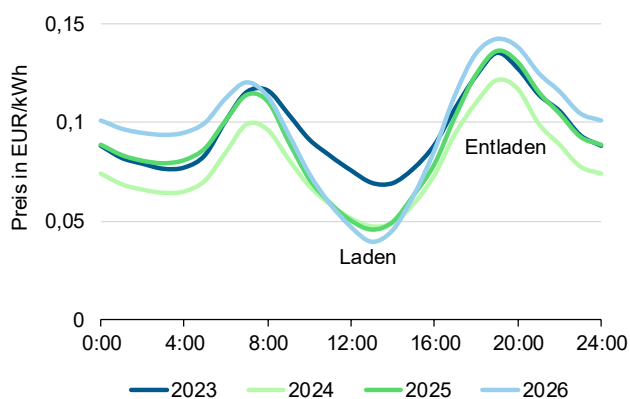
Großspeicher können Strompreisschwankungen dämpfen

Von besonderem Interesse ist das Arbitrageverhalten von Speichern: In Deutschland werden Schätzungen zufolge etwa ein

Viertel der Speicherkapazität für Arbitrage eingesetzt.³² Sie nutzen die zunehmend volatilen Strompreise (Grafik 6), indem sie zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise einspeichern und den Strom zu Zeiten hoher Preise wieder bereitstellen. Dabei drückt der wachsende Solarausbau die Preise am Mittag, während Morgen- und Abendpreise höher sind, da dann Kraftwerke mit hohen Grenzkosten Energie liefern. Oft sind das Gaskraftwerke. Vor allem der Intraday-Markt, dessen Anteil am gesamten Stromhandel stetig wächst, ist für Speicher attraktiv: Hier werden kurzfristige Entwicklungen in der Energieversorgung stärker eingepreist als am Day-Ahead-Markt.³³ In diesem Anwendungsfall sind Lithium-Ionen-Batterien durch ihre hohen Entlade- und Ladegeschwindigkeiten im Vorteil.

Grafik 6: Mittlere Börsenstrompreise im Tagesverlauf

Day-Ahead-Börsenstrompreise für das Strommarktgebiet Deutschland/Luxemburg, grafisch interpoliert, Daten 2026 bis zum 31.05.2026



Anmerkung: Aufgrund der Saisonalität von Solarstrom sind die Werte für das Jahr 2026 nur eingeschränkt mit den Ganzjahreskurven der Vorjahre vergleichbar.

Quelle: [BNetzA](#).

Das aktuelle Strommarktdesign sorgt jedoch nicht automatisch für einen netzdienlichen Betrieb der Großspeicher. Da in Deutschland ein einheitlicher Strompreis gilt, bleiben lokale Netzengpässe für Batteriespeicher unsichtbar. Großspeicher entlasten das Stromnetz insgesamt, allerdings nur als Nebenprodukt ihres Marktverhaltens. In Einzelfällen, beispielsweise bei Windüberschuss, der zu einem lokalen Netzengpass führt, können sie diesen sogar verschärfen: Lädt ein Speicher bei zonenweit niedrigen Preisen, obwohl ihn der überschüssige Windstrom wegen des Engpasses nicht erreicht, müssen steuerbare Kraftwerke vor Ort seine zusätzliche Nachfrage decken. Entlädt umgekehrt ein Speicher in der Überschussregion bei zonenweit hohen Preisen, belastet er das dortige Netz zusätzlich. In beiden Fällen muss mehr Windstrom abgeregelt werden.³⁴ Solange der einheitliche Börsenstrompreis regionale Knappheiten nicht abbildet, könnten Netzentgelte diese Lenkungsfunction übernehmen. Dynamische Netzentgelte, die räumliche und zeitliche Engpässe abbilden, könnten die Speicher gezielt dorthin lenken, wo sie das Netz entlasten.³⁵

Es ist anzunehmen, dass Batteriespeicher durch ihr Arbitrageverhalten den Rückgang der Börsenstrompreise zur Mittagszeit dämpfen, da sie in dieser Phase die Stromnachfrage erhöhen. Umgekehrt mildern sie auch den Anstieg der Strompreise in den Abendstunden. Denn sie stellen günstigen Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu einem späteren Zeitpunkt bereit, sodass weniger konventionelle Kraftwerke hochgefahren

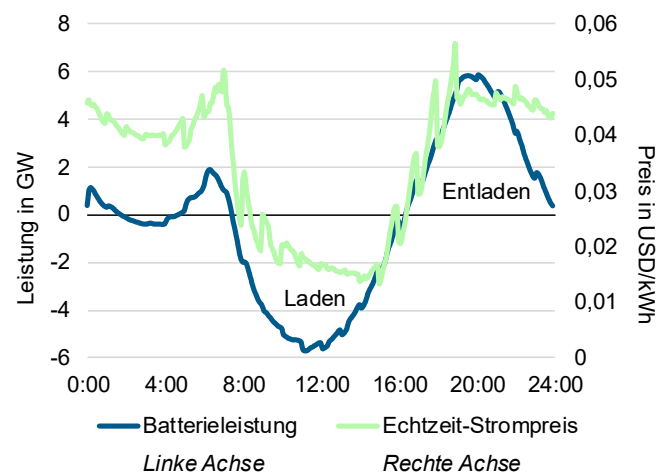
werden müssen. Granulare Daten, um den konkreten Effekt des Ein- und Ausspeisens zu quantifizieren, liegen für Deutschland derzeit nicht öffentlich vor. Daher lohnt sich der Blick nach Kalifornien. Dort ist der Großspeicherausbau bereits deutlich weiter vorangeschritten. Allerdings ist das Marktdesign in Kalifornien anders gestaltet als in Deutschland: Die Handelsintervalle sind enger getaktet und lokale Strompreise begünstigen die Integration von erneuerbaren Energien. Dennoch lässt sich der Wirkmechanismus von Speichern auf den Börsenstrompreis sinnvoll auf Deutschland übertragen.

Beispiel: Kalifornien

In Kalifornien erlauben die Daten einen Blick auf das konkrete Verhalten von Batteriespeichern. Batteriespeicher laden tatsächlich in den Mittagsstunden, wenn die Strompreise niedrig sind, und entladen hauptsächlich in den Abend- und Morgenstunden, wenn die Preise ihren Höhepunkt erreichen (Grafik 7).

Grafik 7: Batterieleistung und Strompreise im Tagesprofil

Durchschnittliche aggregierte Großspeicherleistung und 5-Minuten-Strompreise des Echtzeitmarkts im kalifornischen Netz, jeweils für den Zeitraum 01.01. bis 31.12.2025



Quelle: [CAISO](#).

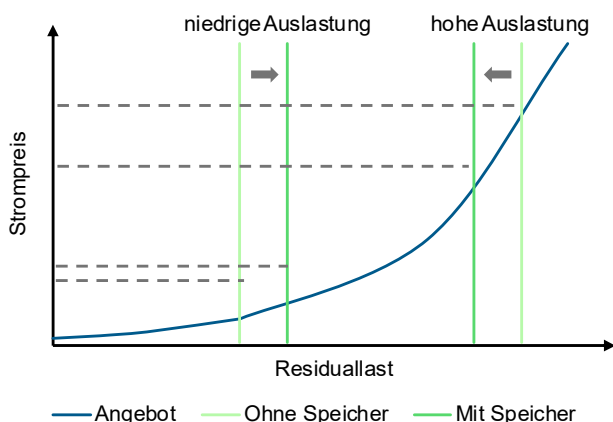
Treiber der Strompreise ist vor allem die Residuallast, die angibt, wie viel Strom nicht mit Wind- und Solarenergie gedeckt wird und somit von steuerbaren Kraftwerken erbracht werden muss. Batteriespeicher nutzen also Preisunterschiede am Strommarkt. Sie sind dort als Arbitrageure aktiv. Aus einer rein beschreibenden Betrachtung lässt sich jedoch nicht ableiten, welchen konkreten Einfluss dieses Verhalten auf den Strompreis im Großhandel hat. Denn die Speicher laden und entladen gerade deshalb zu diesen Zeiten, weil die Preise niedrig beziehungsweise hoch sind. Ein Vergleich der Preise in Stunden mit viel und wenig Speicheraktivität bildet die Arbitrage-Regel der Betreiber ab, nicht deren Preiswirkung. Hinzu kommt, dass das Verhalten und der Ausbau der Großspeicher stark mit dem Ausbau erneuerbarer Energieträger und deren Einspeisung korrelieren, die ihrerseits den Strompreis dämpfen. Ein einfacher Vergleich des Strompreises in speicherstarken und speicher-schwachen Intervallen vermengt die genannten Effekte. Zudem sind die Endkundenstrompreise in Kalifornien in den letzten Jahren aus anderen Gründen gestiegen, etwa durch höhere Zuschläge für den Schutz des Stromnetzes vor Waldbränden.³⁶

Ein in der Fachzeitschrift *Econometrica* erschienener Artikel umgeht dieses Problem. Statt Preise zu vergleichen, simuliert die Studie, wie Speicher durch ihr Verhalten die Residuallast verschieben, die durch steuerbare Kraftwerke gedeckt werden muss. Die Autoren untersuchen die Jahre 2015 bis 2019 und stellen den damals kaum vorhandenen Speicherkapazitäten ein simuliertes Speicherverhalten gegenüber. Sie schätzen zunächst, wie der Strompreis im Großhandel von der Auslastung der steuerbaren Erzeugungskapazitäten abhängt. Dabei beobachten sie einen konvexen Zusammenhang: Je stärker diese Kapazitäten ausgelastet sind, desto höher der Strompreis, und desto stärker reagiert er auf zusätzliche Nachfrage. Grund dafür ist die Merit-Order: Zunächst springen Kraftwerke mit geringen Grenz- und Hochfahrkosten ein, mit steigender Auslastung kommen zunehmend Kraftwerke mit immer höheren Grenzkosten zum Zug. Knappheits- und Marktmachtaufschläge verstärken den Effekt zusätzlich.

Grafik 8 stellt diese Beziehung schematisch dar. Batteriespeicher erhöhen die nachgefragte Residuallast in Zeiten niedriger Auslastung, weil sie dann laden. In Zeiten hoher Auslastung, den Morgen- und Abendpreisspitzen, senken sie die nachgefragte Residuallast, weil sie dann entladen.

Grafik 8: Vereinfachte Darstellung des Wirkmechanismus

„Angebot“ ist die Angebotskurve der steuerbaren Kapazitäten; Nachfragekurven werden beispielhaft als vollkommen unelastisch angenommen



Quelle: Vereinfachte Darstellung des Wirkmechanismus nach Butters, R. A. et al. (2025). *Soaking Up the Sun: Battery Investment, Renewable Energy, and Market Equilibrium*, *Econometrica*, 93(3), 891–927.

Aufgrund des beobachteten Verlaufs der Angebotskurve führt das Entladen zu einem stärkeren Preistrückgang, als das Laden den Preis anhebt. Denn in Zeiten niedriger Auslastung erhöhen die Speicher durch das Laden lediglich die nachgefragte Menge bei Kraftwerken mit niedrigen Grenzkosten, etwa effizienten Gas- und Dampf-Anlagen, wodurch die zusätzliche Nachfrage den Preis kaum oder, bei einem Erzeugungsüberschuss aus Wind- und Solarenergie, gar nicht anhebt. In Zeiten hoher Auslastung senkt das Entladen von Batteriespeichern jedoch die Nachfrage nach Residualenergie, wodurch weniger der teureren Gaskraftwerke einspringen müssen. Somit senkt das Arbitrageverhalten der Speicher den durchschnittlichen Strompreis im Großhandel. In der Untersuchung wird der Effekt der ersten 5 GWh an Großspeicherkapazität mit einem Rückgang des Strompreises im Großhandel um 5,6 % quantifiziert. Mit wachsender Speicherflotte nimmt dieser Effekt jedoch ab: Der

Ausbau einer bestehenden Flotte von 25 GWh auf 50 GWh senkt den Strompreis im Großhandel nur noch um weitere 2,6 %.³⁷

Die Kernannahme des Modells ist, dass bei steigender Auslastung der steuerbaren Energiekapazitäten die Strompreise im Großhandel konvex steigen. Dies lässt sich plausibel auf Deutschland übertragen. Auch hierzulande setzen überwiegend steuerbare Kraftwerke entlang einer solchen konvexen Angebotsbeziehung den Preis.³⁸ Solange Speicher günstig laden und in den Abendspitzen entladen, senken sie den Strompreis im Großhandel beim Entladen vermutlich stärker, als sie ihn beim Laden anheben. Mit weiterhin wachsendem Solaranteil dürfte dieser Spielraum zunächst zunehmen, weil tiefere Mittagstäler die Tagesspreizung vergrößern; gegenläufig wirkt der abnehmende Grenzeffekt einer wachsenden Speicherflotte. Die Größenordnungen aus Kalifornien sind dabei aufgrund der genannten Unterschiede im Marktdesign nicht direkt übertragbar.

Großbatterien glätten den Börsenstrompreis auch in Deutschland

Eine zentrale empirische Frage ist, ob der theoretisch erwartete Glättungseffekt in Europa bereits messbar ist. Dies wird im Folgenden untersucht. Dafür wird ein Panel aus 13 europäischen Gebotszonen für die Jahre 2023 bis 2025 herangezogen. Untersucht wird der Zusammenhang zwischen der installierten Großbatterie-Leistung je Gigawatt Spitzenlast einer Zone („Dosis“) und dem Tagespreisspread sowie dem stündlichen Preisprofil. Bewusst wird dabei auf den installierten Bestand statt auf die Lade- und Entladeaktivität abgestellt. Das umgeht die Rückwirkung des Preises auf das Speicherverhalten, kommt ohne nicht öffentlich verfügbare Einspeisedaten aus und erfasst die Preiswirkung aller Einsatzzwecke zusammen. Die Box am Ende des Artikels beschreibt die Methodik.

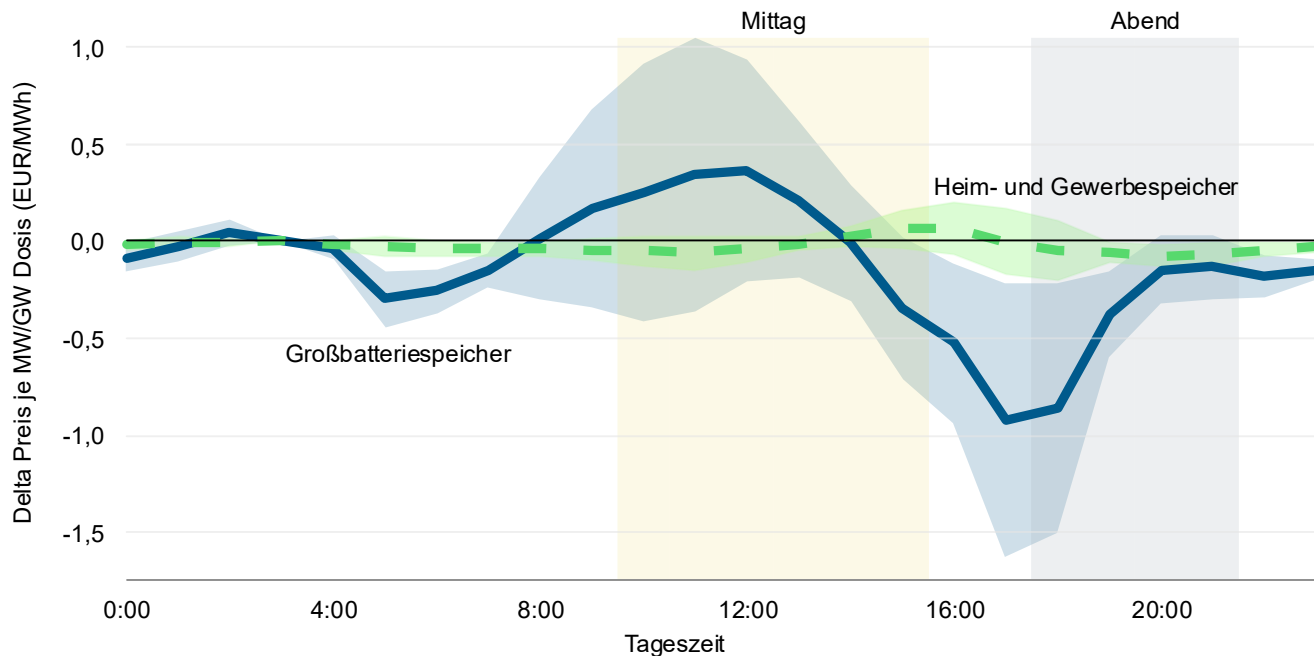
Grafik 9 zeigt das zentrale Ergebnis. Aufgetragen ist der geschätzte Effekt einer um eine Einheit höheren Batterie-Dosis (1 MW Großspeicher je GW-Spitzenlast) auf den stundenscharfen Day-Ahead-Börsenstrompreis, jeweils gemessen relativ zur Referenzstunde um 3 Uhr nachts. Diese dient als neutraler Vergleichspunkt, weil Speicher in dieser Stunde typischerweise kaum aktiv sind.

Die Effekte werden gemeinsam für Großbatterien und für Heim- und Gewerbespeicher geschätzt. Für Großbatterien zeigt sich genau das erwartete Muster: Die Mittagspreise (10 bis 15 Uhr) liegen im Durchschnitt um 0,14 EUR/MWh je MW/GW *höher*, die Abendpreise (18 bis 21 Uhr) um 0,38 EUR/MWh *niedriger*. Mittag minus Abend ergibt damit eine um 0,52 EUR/MWh je MW/GW Dosis geringere Spreizung. Folglich flacht die Tageskurve tatsächlich ab. Das steht nicht im Widerspruch zur im Zeitverlauf gestiegenen Spreizung (Grafik 6). Der Glättungseffekt besagt, dass die Spreizung mit mehr Speichern geringer ausfällt, als sie ohne sie ausgefallen wäre.

Für Heim- und Gewerbespeicher (hinter dem Zähler) ist das Profil dagegen praktisch flach. Das ist ökonomisch erwartbar: Diese Speicher werden überwiegend nach Eigenverbrauchsregeln gesteuert, sind typischerweise schon vor Mittag vollgeladen und bieten ihren Strom nicht am Day-Ahead-Markt an.

Grafik 9: Großbatterien glätten den Börsenstrompreis im Tagesverlauf – Heim- und Gewerbespeicher nicht

Geschätzter Effekt einer um eine Einheit höheren installierten Batterie-Dosis (1 MW Großspeicher je GW-Spitzenlast) auf den stündlichen Day-Ahead-Börsenstrompreis (in EUR/MWh) im Vergleich zur Referenzstunde um 3 Uhr. Gemeinsame Schätzung für Großbatterien (≥ 1 MW) und Heim- und Gewerbespeicher für 10 europäische Gebotszonen³⁹, Zeitraum 01.01.2023 bis 31.12.2025; Bänder=95 % Konfidenzintervall. Die Box am Ende des Artikels beschreibt die Methodik.



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Moritz und Rode (2026) Do Batteries Smooth Electricity Prices? Unveröffentlichtes Manuskript, Daten: ENTSO-E Transparency Platform; Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur; Joint Research Centre der Europäischen Kommission.

Punktschätzungen auf Tagesebene ergeben, dass eine um eine Einheit höhere Batterie-Dosis für Großbatterien mit einer Verringerung der Spreizung um 1,5 bis 1,7 EUR/MWh assoziiert ist. Bezogen auf den deutschen Zubau von rund 12 MW Großspeicher je GW-Spitzenlast zwischen 2023 und 2025 implizieren diese Punktschätzungen eine Reduktion des täglichen Spreads in der Größenordnung von 18 bis 20 EUR/MWh, also etwa 17 bis 19 % des deutschen Mittelwerts des täglichen Preisspreads von 108 EUR/MWh, und eine um rund 16 % geringere Streuung der Stundenpreise im Tagesverlauf. Diese Hochrechnung unterstellt einen konstanten Effekt je Einheit. Weil der Grenzeffekt mit wachsender Speicherflotte abnimmt, ist das Ergebnis als Näherungswert zu verstehen und nicht als exakte Prognose.

Fazit: Speicher wirken – Hemmnisse bleiben

Batteriespeicher sind ein wichtiger Hebel der Energiewende. Sie **können die Tageskurve des Börsenstrompreises glätten** und den Marktwert der erneuerbaren Energien stützen. Der Ausbau erfolgt dabei marktgetrieben und dürfte sich angesichts des anhaltenden Kostenverfalls fortsetzen.

Damit dieses Potenzial gehoben werden kann, muss die **Netzinfrastruktur Schritt halten**. Die hohe Zahl an Anschlussbegehren zeigt einerseits die Dynamik des Marktes, andererseits den Engpass beim Netzanschluss, insbesondere für leistungsstarke Großspeicher. Beschleunigte Anschlussverfahren und ein vorausschauender Netzausbau erscheinen daher zentral.

Zudem gilt es sicherzustellen, dass genehmigte Projekte auch tatsächlich umgesetzt werden, etwa indem Vorratsanträge eingedämmt und Kapazitätsengpässe bei Bau und Anschluss adressiert werden.

Zugleich sorgt das aktuelle Strommarktdesign nicht automatisch für einen netzdienlichen Betrieb: Solange der einheitliche Börsenstrompreis lokale Knappheiten nicht abbildet, bleiben Netzengpässe für Speicher unsichtbar. **Dynamische Netzentgelte**, die räumliche und zeitliche Engpässe preislich abbilden, **könnten** das Laden und Entladen der **Speicher** dorthin **lenken**, wo sie das Netz entlasten. Die von der Bundesnetzagentur angestoßene Weiterentwicklung der Speicherregeln weist in diese Richtung.

Technologisch spricht vieles für eine **offene und diversifizierte Aufstellung**. Lithium-Ionen-Speicher dominieren, ihre Rohstoff- und Produktionsbasis ist jedoch stark konzentriert. Perspektivisch können Natrium-Ionen-Batterien diese Rolle mit leicht verfügbaren Materialien ergänzen, während Redox-Flow-Systeme und Langzeitspeicher längere Entladedauern ermöglichen könnten. Die Vielfalt der Anwendungsfälle, von der Systemdienstleistung bis zur Überbrückung erzeugungsschwacher Zeiten, lässt sich nicht von einer Technologie allein bedienen.

Ungenutzte Potenziale bestehen beim **bidirektionalen Laden von Elektroautos** sowie bei **Heim- und Gewerbespeichern**, die bislang kaum zur Preisglättung beitragen. Regulatorische Hürden bei Netzentgelten und Stromsteuer sowie fehlende Anreize jenseits der Eigenverbrauchsoptimierung stehen einem Einsatz derzeit im Weg. Werden Marktdesign und Netz entsprechend weiterentwickelt, können Batteriespeicher ihre Rolle als Hebel der Energiewende voll entfalten.

Box zur empirischen Methodik: Wie der Glättungseffekt geschätzt wird

Theorie und die Marktbeobachtung aus Kalifornien legen nahe, dass Großbatterien die Tageskurve des Day-Ahead-Börsenstrompreises abflachen: Sie kaufen Strom in den günstigen Mittagsstunden und verkaufen ihn in den teuren Abendstunden. Ob sich dieser Glättungseffekt im europäischen Day-Ahead-Markt der Jahre 2023 bis 2025 bereits statistisch nachweisen lässt, wird im Folgenden untersucht.

Daten: Analysiert werden stundenscharfe Day-Ahead-Preise der ENTSO-E⁴⁰ für 13 europäische Gebotszonen (Deutschland/Luxemburg, Belgien, Niederlande, Norditalien, Frankreich, Spanien, Schweiz, Österreich, Tschechien, Ost- und Westdänemark, Portugal und Polen). Großbritannien bleibt trotz seines großen Speicherbestands außen vor, weil es seit dem Brexit nicht mehr an die europäische Day-Ahead-Marktkopplung angebunden ist und seine Preise daher nur eingeschränkt vergleichbar sind. Für Deutschland stammt die monatliche Zeitreihe der installierten Großbatterieleistung (ab 1 MW, Status „in Betrieb“) aus dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur; für die übrigen Zonen dient das European Energy Storage Inventory⁴¹ des Joint Research Centre der EU-Kommission, validiert gegen das Marktstammdatenregister und mit Zubauzahlen von SolarPower Europe über die Zeit verteilt. Angaben zu Heim- und Gewerbespeichern stammen aus dem Marktstammdatenregister sowie aus nationalen Quellen. Insgesamt umfasst der Datensatz rund 14.000 Zonen-Tages- und rund 336.000 Zonen-Stunden-Beobachtungen.

Der Ansatz – installierter Bestand statt Aktivität: Untersucht wird der Zusammenhang zwischen der installierten Speicherleistung und dem Börsenstrompreis. Bewusst wird auf den Bestand abgestellt und nicht auf die tatsächliche Lade- oder Entladeaktivität. Das ist methodisch entscheidend: Betreiber laden gezielt bei niedrigen und entladen bei hohen Preisen. Eine Auswertung der Aktivität würde deshalb nur diese Arbitrage-Regel widerspiegeln, also den Preis „erklären“, der das Verhalten erst auslöst, und keinen ursächlichen Preiseffekt messen. Der installierte Bestand ergibt sich dagegen aus mehrjährigen Investitions-, Genehmigungs- und Netzanschlussentscheidungen, steht für die jeweilige Stunde bereits fest und kann nicht auf den aktuellen Preis reagieren. Als Maß dient die „Dosis“: die installierte Großbatterieleistung je Gigawatt-Spitzenlast einer Zone. So werden unterschiedlich große Strommärkte vergleichbar. Diese Strategie folgt der Gleichgewichtslogik von Butters et al. (2025) und gängigen Empfehlungen zu Differenzen-in-Differenzen-Ansätzen.⁴²

Zwei Betrachtungen: Geprüft wird der Effekt der Dosis auf zwei Größen. Erstens auf den Tagesspread, den Abstand zwischen höchstem und niedrigstem Stundenpreis eines Tages. Ein Glättungseffekt sollte diesen verringern. Zweitens auf das stündliche Preisprofil über den Tag. Hier sollte die Dosis die Mittagspreise anheben und die Abendpreise senken (Grafik 9).

Herausrechnen von Störeinflüssen: Damit nicht andere Entwicklungen den Zusammenhang verzerren, werden systematische Muster durch feste Effekte herausgerechnet: Zonen-Effekte erfassen das dauerhaft unterschiedliche Preisniveau der Länder, Monats-mal-Jahr-Effekte gemeinsame zeitliche Schocks wie den Gaspreisanstieg. Für das Tagesprofil kommen hinzu: Zone-mal-Tag-Effekte für das tagesspezifische Preisniveau (etwa eine zonentypische Brennstoffpreisbewegung), Zone-mal-Stunde-Effekte für das durchschnittliche Tagesprofil jeder Zone und Stunde-mal-Monat-mal-Jahr-Effekte für die gemeinsame, über die Zeit veränderliche Form der „Entenkurve“. Übrig bleibt allein die zonenspezifische Veränderung der Tagesform, die mit der Dosis einhergeht. Optional wird zusätzlich für Residuallast, Last sowie Solar- und Winderzeugung kontrolliert. Die statistische Unsicherheit wird mit Standardfehlern berücksichtigt, die Korrelationen innerhalb einer Zone und innerhalb eines Tages zulassen.

Placebo-Test mit Heim- und Gewerbespeichern: Ein verbleibender Einwand wäre, dass ein unbeobachteter Dritteinfluss sowohl den Speicherausbau als auch die Preisform treibt. Ein solcher Einfluss müsste jedoch auf jede Art von Speicher wirken. Deshalb werden Heim- und Gewerbespeicher als Vergleichsgruppe in dieselbe Schätzung aufgenommen. Sie laden nach Eigenverbrauchsregeln und reagieren nicht auf Day-Ahead-Preise, sodass von ihnen je Megawatt ein deutlich schwächerer Glättungseffekt zu erwarten ist. Zeigt sich die Glättung im Wesentlichen nur bei den preisreagiblen Großbatterien, nicht aber bei der in Deutschland etwa fünfmal größeren Flotte an Heim- und Gewerbespeichern, spricht das gegen einen solchen Dritteinfluss.

Grenzen der Aussagekraft: Vier Einschränkungen sind zu beachten. Erstens ist die betriebene Großbatterieflotte im Untersuchungszeitraum im Mittel noch klein, sodass sich ein echter Glättungseffekt schwer von zufälligem Rauschen trennen lässt. Zweitens liegt nur für Deutschland eine registerbasierte monatliche Zeitreihe vor; für die übrigen Zonen ist der zeitliche Ausbaueverlauf näherungsweise bestimmt. Drittens werden Einflüsse wie die unterschiedliche Brennstoffabhängigkeit der Zonen während der Gaspreiskrise oder die grenzüberschreitende Marktkopplung durch die Zeit-Effekte nicht vollständig erfasst. Viertens beruht die Schätzung ausschließlich auf Day-Ahead-Preisen; da Speicher zunehmend auch im Intraday-Handel und bei Systemdienstleistungen aktiv sind, dürfte der Gesamteffekt eher unterschätzt werden. Eine Trennung nach Einsatzzwecken ist nicht möglich. Die Ergebnisse sind daher nicht als exakte kausale Punktschätzungen zu lesen, sondern als richtungs- und mechanismuskonsistent mit einer Preisglättung durch Großbatterien.

¹ Vgl. Rode, J. und D. Römer (2026). [Wind- und Solarstrom ergänzen sich](#). Fokus Volkswirtschaft Nr. 530, KfW Research.

² Vgl. Brüggemann, A. und J. Rode (2025). Kapitel 13: [Wie entwickeln sich die Energiepreise weiter?](#) In KfW Research (Hrsg.), [Wettbewerb\(s\)fähigkeit\) neu denken: Deutschlands Industrie am Scheideweg](#).

³ Negative Preise entstehen, wenn unflexible Erzeugung die Nachfrage übersteigt. Problematisch sind sie, weil geförderte EE-Anlagen dennoch einspeisen und die Differenz über die Marktprämie aus dem EEG-Konto (heute im Wesentlichen Bundeshaushalt) getragen wird; zugleich zeigen sie ungenutzten Flexibilitätsbedarf an. Für Neuanlagen entfällt die Vergütung in Negativpreisstunden inzwischen weitgehend (§ 51 EEG, Solarspitzen-Gesetz 2025).

⁴ ENTSO-E. (2026). [BZNI DE-LU / Market / Energy Prices](#). ENTSO-E Transparency Platform.

⁵ Vgl. IEA (2025). [World Energy Outlook 2025](#).

⁶ Die Daten von Ritchie, H. und P. Rosado (2026, [Battery costs have declined by 99% in the last three decades, making electrified transport a reality](#), Our World in Data) basieren methodisch auf einer von Ziegler, M. und J. Trancik (2021, [Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline](#), *Energy & Environmental Science*, 14, 1635-1651) harmonisierten, inflationsbereinigten Zeitreihe zu Lithium-Ionen-Batteriezellpreisen pro kWh, die mit neueren Marktdaten aktualisiert wurden. Ziegler, M. und J. Trancik (2021) konsolidieren dafür historische Preise aus Industrie-, Regierungs- und Fachquellen. Der Preisverlauf beschreibt den beobachteten Marktpreisverlauf für Batteriezellen normiert auf die Kapazität. Er unterscheidet sich somit von anderen Ansätzen wie Levelised Cost of Energy Storage (LCOS), welche Investitionskosten, Betriebskosten, Wirkungsgrad, Effizienzverluste und Opportunitätskosten mit einberechnen. Auch in dieser Messgröße zeigt sich historisch sowie in der Prognose bis 2035 ein mit den Zellpreisen vergleichbarer Preisverfall. Vgl. BloombergNEF (2026). [Battery Storage Costs Hit Record Lows as Costs of Other Clean Power Technologies Increased](#).

⁷ Die Preisprognose für das Jahr 2035 wurde mittels einer Monte-Carlo-Simulation auf Basis von Wright's Law erstellt, methodisch geführt nach Schmidt et al. (2017, [The future cost of electrical energy storage based on experience rates](#), *Nature Energy*, 2, 17110). Dabei wurde eine Lernrate von 19 % zugrunde gelegt, die mit Schmidt et al. (2017) und Ritchie, H. und P. Rosado (2026, [Battery costs have declined by 99% in the last three decades, making electrified transport a reality](#), Our World in Data) übereinstimmt. Zudem wurde ein jährliches Kapazitätswachstum von 6,5 % zugrunde gelegt, das aus Lernrate und Preisverlauf zurückgerechnet wurde. Die Projektion basiert somit auf einer Fortschreibung der derzeitigen Lernkurve. Das Modell berechnet über 10.000 Iterationen die kumulative Kapazität sowie die resultierende Kostendegression nach Wright's Law. Die Unsicherheiten der Lernrate wurden als trunkierte Normalverteilungen modelliert und gemäß Schmidt et al. (2017) auf das 80 %-Quantilintervall der angenommenen Verteilung ($\pm 1,282 \sigma$) begrenzt, um Extremwerte aus den Verteilungsenden auszuschließen. Die jährliche Wachstumsrate wurde dagegen untrunkiert gezogen (lediglich bei null begrenzt), um die Pfadunsicherheit nicht künstlich zu verengen. Die Simulation ergibt für das Jahr 2035 ein relatives Medianpreinsniveau von 0,81 bezogen auf das Basisjahr 2024 (Index 2024=1). Die Spannweite zwischen dem 5. und 95. Perzentil der Simulationsläufe reicht von 0,72 bis 0,89.

⁸ Vgl. Breiter, A. et al. (2026). [Battery 2035: Building new advantages](#). McKinsey & Company.

⁹ In der Elektromobilität sowie bei stationären Batteriespeichern dominieren Lithium-Ionen-Batterien den Markt. Die spezifisch verwendeten Zell-Zusammensetzungen unterscheiden sich zwar, mit Lithium-Eisenphosphat (LFP) als dominierender Technologie in stationären Speichern und Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid (NMC) sowie Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminiumoxid-Batterien bei Elektroautos, jedoch sind die zugrundeliegenden Produktionsprozesse sehr ähnlich. In beiden Fällen durchlaufen die Materialien vergleichbare Hauptfertigungsschritte von der Elektrodenbeschichtung über die Zellenassemblierung bis hin zur finalen Formierung. Vgl. Kwade, A. et al. (2018). [Current status and challenges for automotive battery production technologies](#). *Nature Energy*, 3, 290–300. Daher verläuft der produktionsprozessgetriebene Preisverfall zwischen beiden Technologien parallel. Vgl. Our World in Data (2025). [Lithium-ion battery cell prices by chemistry](#).

¹⁰ Gemessen an der Kapazität sind 96 % davon Lithium-Ionen-Speicher, weshalb in dieser Studie Lithium-Ionen-Speicher und Batteriespeicher synonym verwendet werden, sofern nicht explizit auf die Zellchemie eingegangen wird.

Kategorien ergeben sich durch die beiden Kennzahlen eines Speichers: Kapazität und Leistung. Während die Leistung die maximale Energieabgabe pro Zeiteinheit angibt, definiert die Kapazität das totale energetische Reservoir. Nach diesen Kennzahlen werden Speicher in drei Kategorien eingeteilt: Heimspeicher mit einer Kapazität von weniger als 30 kWh und einer Leistung von weniger als 30 kW. Analog dazu Gewerbespeicher mit jeweils weniger als 1 MWh (und MW) und mehr als 30 kWh (und kW), sowie Großspeicher mit einer Kapazität von über 1 MWh (oder 1 MW Leistung). Vgl. Battery Charts (2026). [Battery Charts](#). Basierend auf: Figgner, J. et al. (2023). [The development of battery storage systems in Germany: A market review \(status 2023\)](#), Working Paper.

¹¹ Vgl. Bundesnetzagentur (2025). [Vom Antrag zum Netzanschlussvertrag: Status quo der Batteriespeicheranfragen 2024](#).

¹² Um konsistent bei Leistung zu bleiben, wurde der von Battery Charts (2026) angegebene Wert von 30 GWh umgerechnet und dafür eine Entladedauer von 2,2 Stunden angenommen. Diese Entladedauer nehmen neue Großspeicher seit Mitte 2023 in etwa an. Vgl. Battery Charts (2026). [Battery Charts](#), Geplante Speicher. Basierend auf: Figgner, J. et al. (2023). [The development of battery storage systems in Germany: A market review \(status 2023\)](#), Working Paper.

¹³ Vgl. Bloomberg (2026). [Energy Storage Market Outlook 1H 2026 More Records Ahead](#). Bloomberg Datenbank.

¹⁴ Vgl. Aichner, N. et al. (2026). [Deutschland/Energiespeicher](#). Open Energy Tracker.

¹⁵ Bundesnetzagentur (2026). [Marktdaten](#).

¹⁶ Vgl. Aichner, N. et al. (2026). [Deutschland/Energiespeicher](#). Open Energy Tracker.

¹⁷ Vgl. Schwab, C. (2025). [Modernste „Batterie“ Österreichs geht in Betrieb](#). ORF.

¹⁸ Die Kategorie „Sonstige“ umfasst Druckluftspeicher (62 %) und alternative Batteriespeichertechnologien (38 %, exklusive Lithium-Ionen-Systeme). Letztere unterteilen sich in Blei-Säure-Batterien (56 %), Hochtemperaturbatterien (8 %), NiCd-Akkus (2 %), Redox-Flow-Systeme (0,2 %) und nicht weiter spezifizierte Technologien (33,8 %).

Mangels technologiespezifischer Großspeicher-Daten zum Stichtag 01.06.2026 wurde die Leistung pro Technologietyp aus den aggregierten Kapazitätsdaten des Stichtags von Battery Charts (2026, [Battery Charts](#). Basierend auf: Figgner, J. et al. (2023). [The development of battery storage systems in Germany: A market review \(status 2023\)](#), Working Paper) und den technologiespezifischen Großspeicher-Kennzahlen vom 01.01.2026 von ISEA (2026, [Battery Status](#)), technologiespezifischem Großspeicher-Kapazitätsanteil und der Großspeicher-Entladedauer, unter der Annahme zeitlicher Stabilität dieser beiden Kennzahlen approximiert. Die alten bedingten Anteile wurden mit den aktuellen technologiespezifischen Gesamtkapazitäten gewichtet, auf eine Anteilsverteilung normiert und anschließend mit der bekannten aktuellen Großspeicher-Gesamtkapazität skaliert, sodass die Schätzung den beobachteten aggregierten Großspeicherkapazitätsbestand reproduziert. Die Umrechnung der so approximierten technologiespezifischen Großspeicher-Kapazitäten in installierte Leistungen erfolgte abschließend über die als zeitlich stabil angenommene technologiespezifische Entladedauer aus den Altdaten. Die daraus resultierende Gesamtleistung von Großspeichern beträgt 3,55 GW und weicht vom tatsächlichen Wert zum Stichtag 3,41 GW um 4 % ab.

¹⁹ Vgl. Mahadevan, V. et al. (2025). [Critical review of energy storage systems: A comparative assessment of mechanisms, advantages, challenges, and integration with renewable energy](#). *Results in Engineering*, 26.

²⁰ Vgl. Our World in Data (2025). [Lithium production](#).

²¹ Vgl. IEA (2024). [Batteries and Secure Energy Transitions](#).

²² Vgl. IRENA (2025). [Sodium-Ion Batteries: A Technology Brief](#).

²³ Vgl. Sharmoukh, W. (2025). [Redox flow batteries as energy storage systems: materials, viability, and industrial application](#). *RSC Advances*. 15(13), 10106-10143.

²⁴ Vgl. Viswanathan, V. et al. (2022). [Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2022](#). Energy Storage Grand Challenge – U.S. Department of Energy.

²⁵ Vgl. Weniger, J. et al. (2025). [Stromspeicher Inspektion 2025](#). Forschungsgruppe Solarspeichersysteme – Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin.

²⁶ Vgl. Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023). [Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können](#).

²⁷ Vgl. Uddin, M. et al. (2018) [A review on peak load shaving strategies](#). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 3323–3332.

²⁸ Vgl. Regelleistung.net (2026). [Präqualifizierte Leistungen in Deutschland](#).

²⁹ Vgl. Battery Charts (2026). [Battery Charts](#). Basierend auf: Figgner, J. et al. (2023). [The development of battery storage systems in Germany: A market review \(status 2023\)](#), Working Paper.

³⁰ Bei den hier vereinfacht als Systemdienstleistung beschriebenen Produkten handelt es sich um Primärregeldienstleistungen (PRL) und Sekundärregeldienstleistungen (SRL). Die PRL gleicht Frequenzabweichungen im Netz symmetrisch aus, um die Frequenz bei der Zielmarke von 50 Hertz zu stabilisieren. Sie wird in Vier-Stunden-Scheiben gehandelt. Präqualifizierte Speicher garantieren, über die gehandelte Scheibe hinweg sowohl Leistung aufzunehmen als auch abzugeben. Sie müssen ihre volle Leistung innerhalb von 30 Sekunden bereitstellen können und können dabei für maximal 15 Minuten abgerufen werden. Die SRL wird ebenfalls in Vier-Stunden-Scheiben gehandelt und kann für maximal 60 Minuten abgerufen werden. Dabei muss die volle Leistung innerhalb von

fünf Minuten bereitstehen, wobei eine erste Reaktion nach 30 Sekunden erfolgen muss. Positive und negative Leistungen werden hier getrennt voneinander auktioniert. Die SRL gleicht größere Abweichungen aus, die etwa durch den Ausfall eines Kraftwerkes entstehen. Vgl. Regelleistung.net (o.D.). Welche Arten der Regelreserve gibt es?

³¹ Vgl. IEA (2025). World Energy Outlook 2025.

³² Vgl. Sauer, D. und J. Brucksch (2025). Großspeicher als Schlüssel zur Systemflexibilität – Technik, Betrieb und Markttrends. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe – RWTH Aachen.

³³ Vgl. Timera Energy (2024). Comparing intraday liquidity in European power markets.

³⁴ Vgl. Lohr, C. et al. (2025). Netzdienlichkeit von Großbatterien, Neon Neue Energieökonomik.

³⁵ Vgl. Monopolkommission (2025). Energie 2025: Wettbewerb und Effizienz für ein zukunftsfähiges Energiesystem. 10. Sektorgutachten.

³⁶ Vgl. Wiser, R. (2025). Factors influencing recent trends in retail electricity prices in the United States. *The Electricity Journal*, 38(4).

³⁷ Vgl. Butters, R. A. et al. (2025). Soaking Up the Sun: Battery Investment, Renewable Energy, and Market Equilibrium. *Econometrica*, 93(3), 891–927.

³⁸ Vgl. Geis, J. et al. (2026). Price formation in a highly-renewable, sector-coupled energy system. *Energy Economics*, 157.

³⁹ Anders als bei den Punktschätzungen auf Tagesebene bleiben Portugal sowie Ost- und Westdänemark hier unberücksichtigt, weil für diese Gebotszonen keine Angaben zu Heim- und Gewerbespeichern vorliegen. Siehe auch die Box zur empirischen Methodik.

⁴⁰ Vgl. ENTSO-E Transparency Platform (2026). <https://transparency.entsoe.eu/>.

⁴¹ Vgl. European Energy Storage Inventory (2026). <https://ses.jrc.ec.europa.eu/storage-inventory>.

⁴² Vgl. Butters, R. A. et al. (2025). Soaking Up the Sun: Battery Investment, Renewable Energy, and Market Equilibrium. *Econometrica*, 93(3), 891–927; sowie Baker et al. (2026). Difference-in-Differences Designs: A Practitioner's Guide. *Journal of Economic Literature*, 64(2), 498–557.