

Batteriegroßspeicher in Deutschland – Zwischen Boom und Bürokratie

Strompreisrückblick: März 2026



Meldungen

PNE verkauft WP-Projekt „Legnica“ in Polen

Revolution Wind liefert Energie trotz politischer Hürden in den USA

Europa im globalen PV-Wettbewerb: Chancen trotz struktureller Nachteile

PV-Anlage auf historischem Klosterdach in Lamspringe installiert

Rund 930 MW PV-Zubau im Februar

Genehmigung für WP „Pfaffenhausen“: VSB startet 2026 mit Bau und fünf WEA

VSB startet Hybridprojekt aus Windkraft, PV und Stromspeicher

Österreichs PV-Ausbau gerät ins Stocken

Reform verteuert Heizen für Mieter

Größter Offshore-WP Japans in Betrieb

Vermarktung von über 300 MWh Batteriespeichern wechselt Verantwortung

Nordex liefert sieben Turbinen an den Bürgerwindpark „Heek-Strönfeld“ in NRW

LEITARTIKEL

Der folgende Leitartikel wurde mit Unterstützung von KI erstellt und anschließend redaktionell geprüft und überarbeitet.

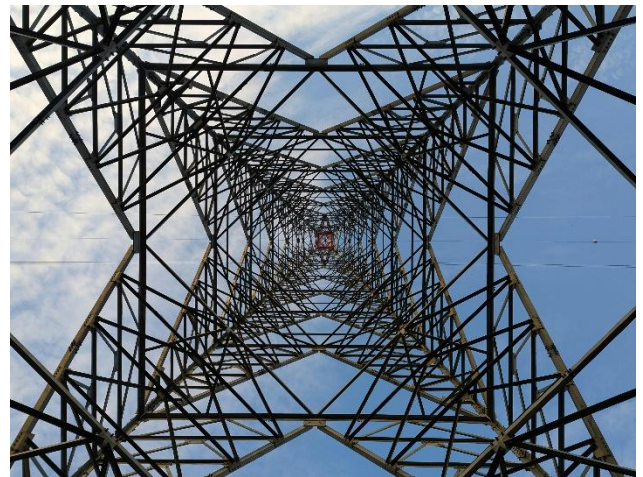
Batteriegroßspeicher in Deutschland – Zwischen Boom und Bürokratie

Die Energiewende steht vor einem Paradox: Während der Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland Rekordwerte erreicht, fehlt es an der entscheidenden Infrastruktur, um den erzeugten Strom auch dann verfügbar zu machen, wenn er gebraucht wird. Batteriegroßspeicher gelten als Schlüsseltechnologie, um die wachsende Lücke zwischen volatiler Erzeugung und flexiblem Verbrauch zu schließen. Doch obwohl das Interesse am Markt enorm ist, stolpert der Hochlauf über regulatorische Hürden, die den Ausbau systematisch bremsen. Dieser Leitartikel analysiert den aktuellen Stand des Großspeicherausbaus in Deutschland, beleuchtet die zentralen regulatorischen Hemmnisse – von Baukostenzuschüssen über Netzentgeltbefreiungen bis hin zu Netzanschlussverfahren – und zeigt auf, welche Handlungsoptionen sich für Betreibende und Investierende eröffnen. Dabei wird deutlich: Die jüngsten Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur vom 16. Januar 2026 markieren einen Paradigmenwechsel, der die Wirtschaftlichkeit vieler Projekte grundsätzlich in Frage stellt (1).

Der Markt in Zahlen: Dynamik und Dimension

Der deutsche Batteriespeichermarkt hat in den vergangenen Jahren eine beeindruckende Entwicklung durchlaufen. Bis Ende 2025 waren in Deutschland mehr als 2,22 Mio. Batteriespeicher mit einer Gesamtkapazität von 25,5 GWh installiert

(2). Das Segment der Großspeicher – Systeme mit einer Leistung von über 1 MW – wuchs dabei besonders dynamisch: Im Jahr 2025 kamen 83 neue Großspeicher mit zusammen 667 MW Leistung und 1,24 GWh Kapazität hinzu. Bemerkenswert ist, dass die durchschnittliche Kapazität pro Anlage gegenüber 2024 deutlich gestiegen ist – ein Zeichen für die zunehmende Professionalisierung des Marktes.



Leuchtturmprojekte verdeutlichen die neue Größenordnung: Die EnBW hat im Dezember 2025 die finale Investitionsentscheidung für einen 400-MW-Speicher mit 800 MWh Kapazität am ehemaligen Kernkraftwerksstandort Philippsburg getroffen – ohne staatliche Förderung (3). Kyon Energy plant in Alfeld (Niedersachsen) einen Batteriepark mit 137,5 MW Leistung und 275 MWh Kapazität. Europas größter Batteriespeicherpark ging im März 2025 im schottischen Blackhillock mit 200 MW in Betrieb und wird auf 300 MW erweitert. Die Ambitionen der Branche gehen jedoch weit über das Gebaute hinaus. Die Bundesnetzagentur registrierte bis November 2025 fast 10.000 Netzanschlussanfragen für große Batteriespeicher mit einer kumulierten Leistung von über 400 GW und einer Kapazität von 661 GWh (4). Eine BDEW-Umfrage vom gleichen Monat beziffert die Anfragen sogar auf 720 GW. Diese Zahlen verdeutlichen das enorme Marktinteresse – zeigen aber auch, dass zwischen Planung und Realisierung eine erhebliche Kluft besteht.

Die Bundesnetzagentur selbst rechnet im aktuellen Netzentwicklungsplan mit einem Speicherbedarf von fast 24 GW bis 2030 und bis zu 54,5 GW bis 2045 (5). Gemessen an diesen Zielwerten liegt der tatsächliche Zubau noch deutlich zurück: Im ersten Halbjahr 2025 wurden lediglich rund 690 MWh an Großspeicherkapazität zugebaut. Um die Klimaziele zu erreichen, wäre ein jährlicher Zubau von durchschnittlich 60 GWh erforderlich – ein Vielfaches des aktuellen Niveaus.

Regulatorische Hürden: Ein Dreieck aus Baukostenzuschuss, Netzentgelten und Genehmigungen

Der Ausbau von Batteriegroßspeichern wird in Deutschland durch ein Zusammenspiel regulatorischer Hemmnisse gebremst, die in ihrer kumulativen Wirkung erheblich sind. Drei zentrale Problemfelder kristallisieren sich heraus:

1. Baukostenzuschüsse: Millionenbeträge ohne klare Rechtsgrundlage

Der Baukostenzuschuss (BKZ) ist eine einmalige Aufwendung für den Ausbau des vorgelagerten Netzes bei Herstellung oder Verstärkung eines Netzanschlusses. Die Bundesnetzagentur hat in einem Positionspapier bestätigt, dass ein BKZ auch für netzgekoppelte Batteriespeicher oberhalb der Niederspannung zu erheben ist. Der Bundesgerichtshof (BGH) hat diese Auffassung im Juli 2025 bestätigt (6). Für Großprojekte kann der BKZ leicht mehrere Mio. Euro betragen. Da die Höhe des BKZ regional stark variiert – in Süddeutschland typischerweise deutlich höher als im Norden –, führt dies zu einer geographisch unausgewogenen Verteilung der Speicher im Stromnetz. Gerade dort, wo Speicher aus Systemsicht am dringendsten benötigt würden – in der Nähe der süddeutschen Verbrauchszentren –, sind sie aufgrund der hohen Anschlusskosten wirtschaftlich am schwierigsten darstellbar.

2. Netzentgeltbefreiung vor dem Aus

Bislang galten Großspeicher, die bis Ende 2028 in Betrieb gehen, gemäß § 118 Abs. 6 EnWG für 20 Jahre als von Netzentgelten befreit. Diese

Regelung war ein zentraler Investitionsanreiz und Grundlage zahlreicher Geschäftsmodelle. Die Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur vom 16. Januar 2026 stellen diese Vollbefreiung nun grundlegend in Frage (1). Die BNetzA argumentiert, dass eine pauschale Freistellung europäisch nicht haltbar und energiewirtschaftlich nicht zielführend sei. An die Stelle der Befreiung soll ein differenziertes System treten: Kapazitätsbasierte Leistungspreise sollen als Finanzierungsbeitrag für das Netz erhoben werden, während Arbeitspreise nur auf die saldierten Mengen – also im Wesentlichen auf die Speicherverluste – anfallen sollen.

Für die Branche bedeutet dieser Paradigmenwechsel erhebliche Planungsunsicherheit. Projekte, deren Wirtschaftlichkeit auf der 20-jährigen Netzentgeltbefreiung basiert, müssen neu kalkuliert werden. Die Forderungen der Branche sind klar: harter Bestands- und Investitionsschutz mindestens für Speicher, die bis 2029 in Betrieb gehen, eine transparente Reduzierung der Netzentgelte für definierte Speicherklassen statt eines hochkomplexen Saldierungsregimes sowie eine BKZ-Systematik, die netzdienliche Standorte und Fahrweisen belohnt.

3. Netzanschluss: Der eigentliche Flaschenhals

Der Netzanschluss großer Batteriespeicher entwickelt sich zunehmend zum zentralen Engpass. Im Dezember 2025 hat der Bundesrat der Änderung der Kraftwerk-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) zugestimmt und damit klargestellt, dass Batteriespeicher nicht länger in den Anwendungsbereich dieser ursprünglich für wenige Großkraftwerke gedachten Regeln fallen (7). Damit entfallen zwar die ursprünglich verpflichtenden KraftNAV-Verfahren, doch ein eigenes, auf Speicher zugeschnittenes Anschlussverfahren existiert bislang weiterhin nicht. In der Praxis führt das dazu, dass Projektierer noch immer auf zeitaufwendige individuelle Abstimmungen mit Netzbetreibern angewiesen sind. Hinzu kommen fehlende skalierbare Fahrweisen sowie die noch

ausstehende finale Festlegung der sogenannten „Abgrenzungsoption“ durch die BNetzA, die darüber entscheidet, wie Speicher technisch und regulatorisch zwischen Erzeugung und Verbrauch eingeordnet werden. All dies verzögert die Realisierung zahlreicher Projekte weiterhin erheblich.

Während Batteriespeicher früher im Baugesetzbuch nicht ausdrücklich privilegiert waren, hat der Gesetzgeber im Dezember 2025 zwei neue Privilegierungstatbestände in § 35 BauGB eingeführt. Diese ermöglichen die erleichterte Genehmigung sowohl für Speicher im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit EE-Anlagen als auch für Stand-alone-Speicher unter bestimmten Voraussetzungen. Dennoch bleibt die Genehmigungspraxis komplex und regional unterschiedlich, sodass lange Verfahrenszeiten auch heute noch die Regel sind.

Geschäftsmodelle im Wandel: Von Stand-alone zu Co-Location

Die regulatorischen Veränderungen haben unmittelbare Auswirkungen auf die Geschäftsmodelle von Großspeichern. Stand-alone-Speicher, die einen großen Teil ihres Umsatzes auf Grundlage von Preisspreads am Spot-Markt erwirtschaften, stehen vor einer doppelten Herausforderung: Einerseits drohen Netzentgelte ihre Margen zu schmälern, andererseits könnten Kannibalisierungseffekte durch den wachsenden Zubau die Spreads perspektivisch einengen. Branchenexperten warnen bereits davor, dass reine Stand-alone-Modelle ab 2029 zunehmend unter Druck geraten könnten (8).

Der Trend geht daher in Richtung Co-Location – der Kombination von Batteriespeichern mit Erzeugungsanlagen wie PV oder Wind. Solche Hybridprojekte bieten mehrere Vorteile: Sie können den bestehenden Netzanschlusspunkt gemeinsam nutzen, Erzeugungsspitzen glätten und zusätzliche Erlöse durch zeitversetzte

Einspeisung erzielen. Dabei ist technisch entscheidend, ob der Speicher auf der Gleich- oder Wechselstromseite (DC oder AC) angeschlossen wird. DC-gekoppelte Speicher haben den Vorteil, dass sie technisch sicherstellen können, dass die genehmigte Anschlussleistung nicht überschritten wird – eine Bedingung, die Netzbetreiber zunehmend einfordern.

Neben Systemdienstleistungen wie Frequenzhaltung (FCR, aFRR) und dem reinen Arbitragegeschäft, eröffnen sich zunehmend neue Anwendungsmöglichkeiten: Großspeicher können zur Redispatch-Vermeidung beitragen und im Rahmen flexibler Netzanschlussvereinbarungen (FCA) gezielt netzdienlich agieren. Die Entwicklung neuer Vermarktungsmodelle – etwa der sogenannten Flexibility Purchase Agreements (FPA), bei denen Flexibilitätskapazitäten vertraglich gebunden werden – zeigt, dass der Markt sich diversifiziert.

Systemische Perspektive: Warum Großspeicher unverzichtbar sind

Die Bedeutung von Batteriegroßspeichern für das Gesamtsystem lässt sich kaum überschätzen. Im Jahr 2024 lagen die Gesamtkosten für das Netzengpassmanagement in Deutschland bei über 2,77 Mrd. Euro. Großspeicher können diese Kosten substantiell reduzieren, indem sie Überschüsse lokal aufnehmen und zeitversetzt einspeisen, statt Anlagen abzuregeln und konventionelle Kraftwerke andernorts hochzufahren.

Vor dem Hintergrund der zunehmenden negativen Strompreise – 2024 wurden 457 Std. mit negativen Preisen verzeichnet – fungieren Speicher als natürlicher Puffer: Sie entziehen dem Markt Überschussstrom in Niedrigpreisphasen und speisen ihn in Zeiten höherer Nachfrage wieder ein. Damit stabilisieren sie nicht nur die Netze, sondern verbessern auch die Erlössituation für Betreibende von EE-Anlagen, deren Marktwerte durch die sogenannte Kannibalisierung zunehmend unter Druck geraten.

Gleichzeitig muss realistisch eingeordnet werden, was Batteriegroßspeicher leisten können – und was nicht. Mit der derzeit installierten Großspeicherkapazität von wenigen GWh lässt sich der deutsche Strombedarf nur für wenige Minuten decken. Für die saisonale Speicherung und die Überbrückung mehrtägiger Dunkelflauten sind andere Technologien – insbesondere Wasserstoff und Langzeitspeicher – unverzichtbar. Batteriespeicher sind jedoch ideal für die kurzfristige Flexibilisierung im Stunden- und Minutenbereich und ergänzen damit die Langzeitspeicherung als zweite Säule der Flexibilitätsinfrastruktur.

Fazit und Ausblick

Der Markt für Batteriegroßspeicher in Deutschland steht an einem Wendepunkt. Das Interesse von Investierenden und Projektierenden ist so groß wie nie zuvor – allein die mehr als 720 GW an Netzan Anschlussanfragen verdeutlichen die Dynamik. Gleichzeitig drohen regulatorische Unsicherheiten den Hochlauf auszubremsen. Zwar hat der Gesetzgeber mit der Herausnahme von Energiespeichern aus der KraftNAV einen überfälligen Schritt vollzogen. Doch ein eigenes, verlässliches Anschlussverfahren fehlt weiterhin. Hinzu kommt, dass die Bundesnetzagentur die zentrale „Abgrenzungsoption“ bislang nicht final festgelegt hat. Im Baurecht wurden neue Privilegierungstatbestände geschaffen, doch bleibt der Genehmigungsprozess in der Praxis komplex. Zusammen mit der geplanten Abkehr von der Netzentgeltbefreiung und der regional uneinheitlichen Behandlung von Baukostenzuschüssen ergibt sich ein Geflecht aus Unsicherheiten, das den ambitionierten Zielen des Netzentwicklungsplans weiterhin entgegensteht.

Für Betreibende und Investierende bedeutet dies: Wer heute Großspeicherprojekte plant, muss die regulatorischen Risiken systematisch in Kalkulationen und Vertragsstrukturen einbeziehen. Die Diversifizierung der Erlösströme – über reine Arbitrage hinaus in Richtung Systemdienstleistungen, Co-Location und

Flexibilitätsvermarktung – wird zur Voraussetzung wirtschaftlich robuster Projekte. Zugleich sind klare politische Signale erforderlich: eine BKZ-Systematik, die netzdienliche Standorte begünstigt, ein verlässlicher Übergangsrahmen bei den Netzentgelten und beschleunigte Genehmigungsverfahren für Speicherprojekte. Batteriegroßspeicher sind keine Allzwecklösung für die Energiewende. Aber ohne einen massiven Ausbau dieser Technologie wird das deutsche Energiesystem die wachsenden Mengen an erneuerbarem Strom nicht integrieren können – mit allen Konsequenzen für Abregelung, Netzstabilität und Strompreise. Die kommenden Monate werden zeigen, ob die Politik die Weichen für einen investitionsfreundlichen Rahmen stellt – oder ob Deutschland im internationalen Wettbewerb um die Speicherinfrastruktur der Zukunft zurückfällt.

Überarbeitet von: Max Tutte

QUELLEN:

- (1) Bundesnetzagentur (2026). Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA. Verfügbar unter: https://bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/30.01/Orientierungspunkte_Speichernetzentgelte.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (aufgerufen am: 28.03.2026).
- (2) pv magazine Deutschland (2026). Weniger neue Batteriespeicher 2025 installiert, aber mit mehr Kapazität. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2026/01/06/weniger-neue-batteriespeicher-2025-installiert-aber-mit-mehr-kapazitaet/> (aufgerufen am: 28.03.2026)
- (3) pv magazine Deutschland (2025). EnBW trifft finale Investitionsentscheidung für 800 Megawattstunden-Batteriespeicher. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2026/01/06/weniger-neue-batteriespeicher-2025-installiert-aber-mit-mehr-kapazitaet/> (aufgerufen am: 28.03.2026)
- (4) Bundesnetzagentur (2025). Vom Antrag zum Netzzanschluss – Status quo der Batteriespeicheranfrage 2024. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2026/01/06/weniger-neue-batteriespeicher-2025-installiert-aber-mit-mehr-kapazitaet/> (aufgerufen am: 28.04.2026)
- (5) Bundesnetzagentur (2025). Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025). Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2025> (aufgerufen am: 28.03.2026)
- (6) Bundesgerichtshof (2025). Bundesgerichtshof billigt Baukostenzuschuss für Batteriespeicher. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2025> (aufgerufen am: 28.03.2026)
- (7) Bundesrat (2025). Verordnung zur Änderung der Kraftwerks-Netzzanschlussverordnung. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/brd/2025/0743-25.pdf> (aufgerufen am: 28.03.2026)
- (8) Erneuerbare Energien (2025). Ausblick auf 2026: Neue Geschäfte für Speicher. Verfügbar unter: <https://www.erneuerbareenergien.de/energiemarkt/energiemaerkte-weltweit/ausblick-auf-2026-neue-geschaefte-fuer-speicher> (aufgerufen am: 28.03.2026)

Strompreisrückblick

03/2026

Die gesamte Energieproduktion durch Windenergieanlagen im März 2026 entsprach 11,29 TWh. Die Produktion lag deutlich über dem Wert von März 2025 (2,91 TWh bzw. 34,71 %). Die erzeugte Leistung aus Wind ist im Vergleich zum Vormonat deutlich gesunken. Der Unterschied liegt bei -23,53 % bzw. -3,47 TWh. Die Einspeisung aus PV-Anlagen lag bei 7,36 TWh. Damit war sie ähnlich zum Vorjahreswert (6,53 % bzw. 0,45 TWh), und deutlich über dem Niveau des Vormonats Februar (190,15 % bzw. 4,83 TWh).

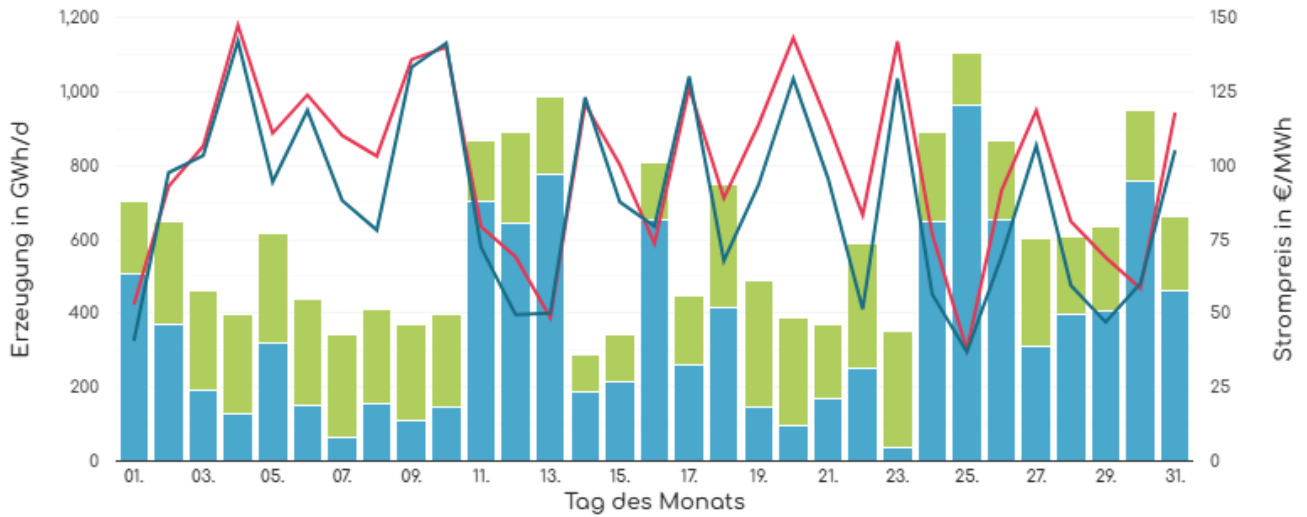
Zusammen speisten Wind und Sonne 18,65 TWh grünen Strom ein, was einen Monatsanteil am bisherigen Jahresertrag von 34,37 % ausmacht. Das Maximum der Gesamtproduktion (1,10 TWh) wurde am Mittwoch, den 25.03., und das Minimum (286 GWh) am Samstag, den 14.03. erreicht. Das

Maximum von Wind (962 GWh) fiel hierbei auf den gleichen Tag wie die maximale Gesamtproduktion. Das Maximum von PV (341 GWh) fiel auf Donnerstag, den 19.03.. Das Minimum der Windproduktion (38 GWh) fiel auf Montag, den 23.03.. Das Minimum der PV-Produktion (100 GWh) fiel auf den gleichen Tag wie das Minimum der zusammen eingespeisten Technologien. Prozentual gesehen generierte die Windenergie 60,54 % der Gesamtproduktion aus PV und Wind.

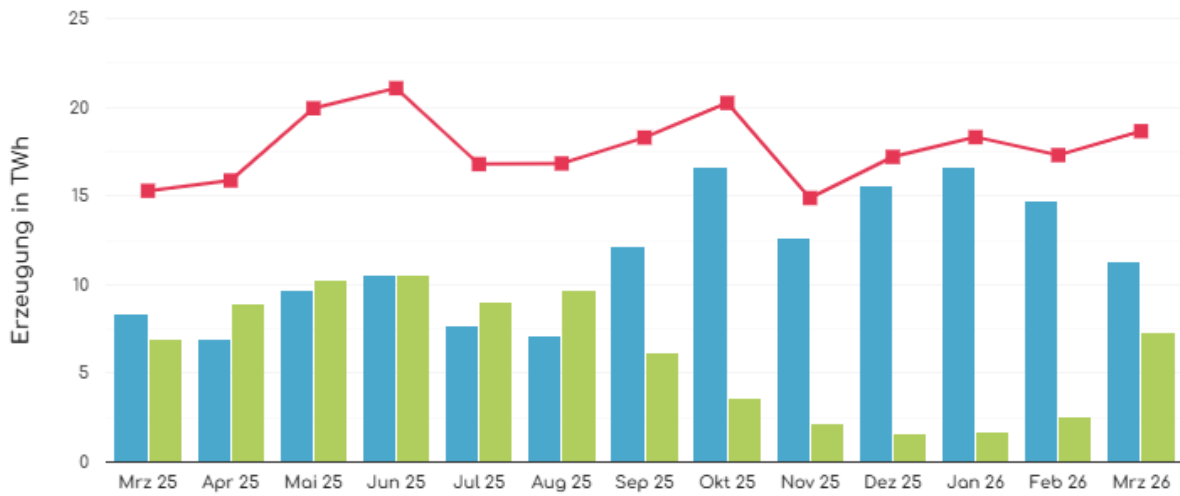
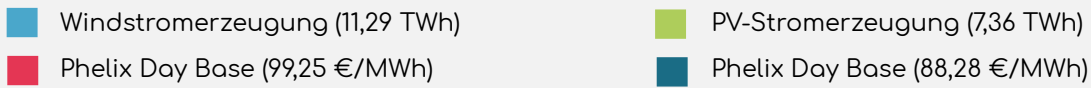
Im März 2026 traten an keinem Tag negative Strompreise auf Tagesbasis auf. Die Minima für den Phelix Day Base und den Phelix Day Peak lagen an einem Mittwoch, den 25.03. mit 37,68 €/MWh und 36,92 €/MWh. Auch die Maxima fielen auf den gleichen Tag (Mittwoch, den 04.03.). Somit lag der Phelix Day Base bei 147,40 €/MWh und der Phelix Day Peak bei 142,06 €/MWh auf. Die Monatsmittelwerte lagen bei 99,25 €/MWh im Base sowie 88,28 €/MWh im Peak.

Markt und Preis	Day Ahead – Phelix Day Basis	Intraday – stündlich, kontinuierlich
Monatsmittel	99,25 €/MWh	98,84 €/MWh
Maximum	147,40 €/MWh	337,19 €/MWh
Minimum	37,68 €/MWh	-23,64 €/MWh

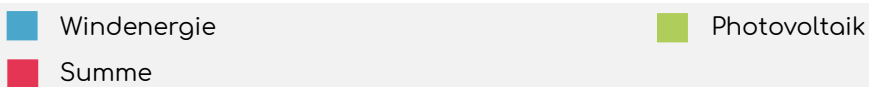
Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.tm?l=de&c=DE&year=2022&interval=month&month=12&zoom=minus



Quelle: EPEX, SPOT, 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW



Quelle: EPEX, SPOT, 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW



Meldungen

Vermarktung von über 300 MWh Batteriespeichern wechselt Verantwortung

Suena Energy übernimmt die Vermarktung von drei Großbatteriespeichern von Münch Energie mit jeweils 49,5 MW Leistung und rund 101 MWh Kapazität, eingebettet in ein Verbundprojekt, das bis Jahresende auf 800 MWh anwachsen soll. Zwei Speicher arbeiten als Stand-Alone-Systeme, während ein dritter als Graustromspeicher gemeinsam mit einer PV-Anlage mit 60 MW Nennleistung einen Netzanschluss nutzt. Dieses Modell gilt derzeit als das größte seiner Art in Deutschland und gewinnt wegen der zunehmenden Einspeisung Erneuerbarer Energien und begrenzter Netzanschlüsse an Bedeutung. Gleichzeitig steigt die Komplexität der Vermarktung, da PV-Erzeugung und Speicherbetrieb gemeinsam optimiert werden müssen.

PNE verkauft WP-Projekt „Legnica“ in Polen

Die PNE Group hat das WP-Projekt „Legnica“ im Südwesten Polens an einen internationalen Energiewende-Investor verkauft. Das Vorhaben umfasst zehn WEA mit zusammen 72 MW. Die Tochtergesellschaft PNE Polska entwickelt das Projekt weiterhin bis zur Ready-to-build-Phase, die für 2029 geplant ist. Die IBN soll 2030 erfolgen. Angaben zu Kaufpreis und Vertragskonditionen wurden nicht gemacht. Für PNE ist es bereits der zweite Projektverkauf in Polen in diesem Jahr. Der Deal unterstreicht die Bedeutung Polens als Kernmarkt und passt zur internationalen Wachstumsstrategie des Unternehmens. Zugleich zeigt die Transaktion, dass die Nachfrage nach gut entwickelten Onshore-Windprojekten hoch bleibt. Für Anleger ist vor allem wichtig, wie erfolgreich

PNE weitere Projekte abschließt und seine Pipeline in diesem Wachstumsmarkt weiter ausbaut.

Reform verteuert Heizen für Mieter

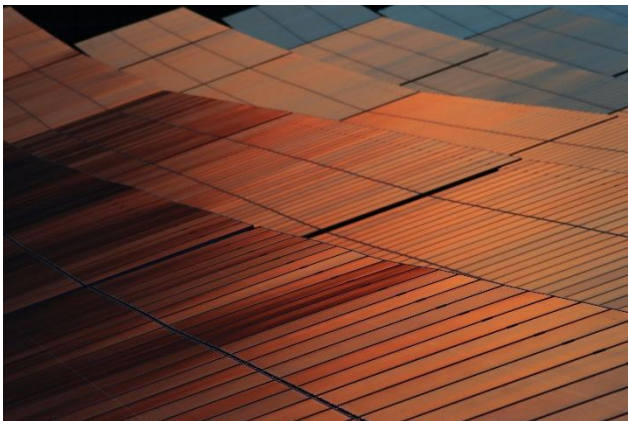
Eine Analyse des Fraunhofer ISI im Auftrag des BUND e. V. zeigt, dass die durch Wirtschaftsministerin Reiche geplanten Änderungen im Gebäudemodernisierungsgesetz zu erheblichen Mehrkosten für Verbrauchende führen könnten. Bei fortgesetzter Gasnutzung entstehen bis 2045 Zusatzbelastungen von rund 18.600 € für Mietende und 23.700 € für Eigentumsparteien. Die Modellrechnungen auf Basis verschiedener Energiepreisszenarien weisen für Gasheizungen stark steigende Betriebskosten aus, während Wärmepumpen in allen Szenarien günstiger bleiben. Selbst bei hohen Strom- und niedrigen Gaspreisen liegen die monatlichen Kosten für Wärmepumpen deutlich unter denen von Gasheizungen. Der BUND e.V. kritisiert die geplanten Regelungen daher als sozial unausgewogen und fordert klare Vorgaben für erneuerbare Heizsysteme sowie Schutzmechanismen für Mietende.

VSJ startet Hybridprojekt aus Windkraft, PV und Stromspeicher

Die Total-Energies-Tochter VSJ Gruppe modernisiert den WP „Löberitz“ in Sachsen-Anhalt im Rahmen eines Repowering-Projekts, bei dem fünf bestehende WEA aus dem Jahr 2003 durch leistungsstärkere ersetzt werden. Die installierte Leistung steigt dadurch von 4,25 MW auf 21,6 MW, während sich der Jahresertrag auf 65,7 GWh ca. verzehnfacht. Ergänzend ist eine PV-Anlage mit einer Leistung von 20 MW und ein Batteriespeicher geplant. Die IBN des Hybridprojekts ist für das Jahr 2027 geplant. Ziel des Projekts ist es die Stromerzeugung zu flexibilisieren, indem sich die Erzeugung der Windenergie- und der PV-Anlage ergänzt und der Stromspeicher Schwankungen ausgleicht.

PV-Anlage auf historischem Klosterdach in Lamspringe installiert

Auf dem Dach des historischen Klostergebäudes in Lamspringe wurde eine PV-Anlage installiert, die sich optisch möglichst unauffällig in das denkmalgeschützte Ensemble einfügt. Dafür kamen speziell ausgewählte, einheitlich gestaltete PV-Module und eine angepasste Unterkonstruktion zum Einsatz. Insgesamt wurden 220 monokristalline Module mit einer Leistung von rund 99 kW verbaut. Auch die Bauarbeiten wurden mit besonderer Sorgfalt durchgeführt, etwa durch archäologische Begleitung der Erdarbeiten. Das Projekt verbindet moderne Energiegewinnung mit dem sensiblen Umgang eines geschichtsträchtigen Ortes.



Rund 930 MW PV-Zubau im Februar

Im Februar 2026 wurden in Deutschland rund 930 MW neue PV-Leistung installiert. Damit liegt der Zubau etwa 19 % unter dem Januar-Wert. Auch im Vergleich zum Vorjahresmonat ergibt sich ein deutlicher Rückgang von rund 49 %. Die Zahlen basieren auf Auswertungen des Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur. Besonders das Segment der kleineren Dachanlagen entwickelte sich weiterhin schwächer. Der Jahresstart 2026 fällt damit insgesamt verhalten aus, Branchenbeobachter rechnen jedoch damit, dass sich die Werte durch Nachmeldungen noch erhöhen können. Trotz des Rückgangs bleibt der Ausbaupfad für PV weiterhin

ambitioniert. Die aktuellen Zahlen zeigen jedoch, dass kurzfristige Schwankungen im Ausbau weiterhin auftreten. Langfristig bleibt der PV-Zubau ein zentraler Baustein der Energiewende in Deutschland.

Nordex liefert sieben Turbinen an den Bürgerwindpark „Heek-Strönfeld“ in NRW

Nordex hat den Auftrag erhalten, sieben WEA des Typs N175/6.X für den WP „Heek-Strönfeld“ in Nordrhein-Westfalen zu liefern. Die Turbinen verfügen über eine Nabenhöhe von 179 m und die Gesamtleistung des Projekts beträgt 49 MW. Die Anlagen sollen im zweiten Quartal 2027 errichtet und im dritten Quartal 2027 in Betrieb genommen werden. Es handelt sich um ein Bürgerenergieprojekt, an dem Grundstückseigentümer, Anwohner, die Gemeinde Heek, die Kirchengemeinde sowie die Energiegenossenschaft Ahaus-Heek-Legden eG mit über 1.300 Beteiligten teilhaben. Bis zur IBN sind weitere Beteiligungen möglich.

Genehmigung für WP „Pfaffenhausen“: VSB startet 2026 mit Bau von fünf WEA

Der Projektentwickler VSB hat die Genehmigung für den WP „Pfaffenhausen“ in Jossgrund erhalten, wo ab Ende 2026 fünf WEA des Typs Vestas V172 mit zusammen 36 MW entstehen sollen und nach IBN rund 34.000 Haushalte mit Strom versorgen werden. Der Baustart hängt vom Zuschlag in der Ausschreibung der Bundesnetzagentur ab. Für die Standortkommunen bedeutet das Projekt eine Beteiligung nach § 6 EEG von 0,2 ct/kWh, die auch Gemeinden im 2,5 km-Umkreis einschließt und laut VSB zusätzliche regionale Wertschöpfung ermöglicht. Geschäftsführer Thomas Winkler verweist auf schnellere Genehmigungsprozesse in Hessen, die die Zusammenarbeit mit Kommunen erleichtern, während CEO Felix Grolman die Bedeutung jeder neuen WEA für Klimaschutz und Versorgungssicherheit hervorhebt.

Größter Offshore-WP Japans in Betrieb

Im Südwesten Japans ging vor der Küste von Kitakyushu Anfang März der bislang größte Offshore-WP Japans offiziell ans Netz. Der „Kitakyushu Hibikinada“ Offshore-WP umfasst 25 Anlagen mit jeweils 9,6 MW und erreicht eine Gesamtleistung von 220 MW. Betrieben wird das Projekt von Hibiki Wind Energy, an dem u. a. J-Power beteiligt ist. Der Park liefert jährlich Strom für rund 170.000 Haushalte – das sind etwa 40 % aller Haushalte in Kitakyushu – und reduziert so erheblich die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen. Mit der IBN steigt Japans installierte Offshore-Windleistung auf knapp 500 MW. Die Regierung strebt bis 2030 den Ausbau auf 10 GW und bis 2040 auf 30–45 GW an.

Revolution Wind liefert Energie trotz politischer Hürden in den USA

Der dänische Energiekonzern Ørsted hat im US-Offshore-WP Revolution Wind offiziell mit der Stromproduktion begonnen und speist nun erstmals Energie in das Netz von Neuengland ein. Das Projekt, eine Kooperation mit Skyborn Renewables, verfügt über eine Leistung von 704 MW und soll künftig rund 350.000 Haushalte und Unternehmen mit Strom versorgen. Zuvor war der Bau des WPs durch politische Eingriffe der Trump-Administration mehrfach gestoppt worden, doch Bundesgerichte hoben diese Stopps auf, sodass die Arbeiten fortgesetzt werden konnten. Revolution Wind liefert Energie im Rahmen langfristiger Festpreisverträge, stabilisiert die Strompreise und erhöht die Versorgungssicherheit, insbesondere in den energieintensiven Wintermonaten. Neben der Versorgung trägt das Projekt auch zur Schaffung von Arbeitsplätzen bei, mit über 2.000 Beschäftigten in Bau und Betrieb. Trotz der politischen und juristischen Herausforderungen gilt der WP als Schlüsselprojekt für den Ausbau der Offshore-Windenergie in den USA.

Österreichs PV-Ausbau gerät ins Stocken

Der PV-Ausbau in Österreich ist 2025 auf 1,63 GW zurückgegangen und bleibt damit unter dem Niveau, das für die Energiewende notwendig wäre. Die Branche betont, dass jährlich rund 2 GW neu installiert werden müssten, um die Ziele bis 2030 zu erreichen. Als Hauptgründe für die schwächere Entwicklung gelten politische Unsicherheit, kurzfristige Förderänderungen, lange Wartezeiten bei Förderprogrammen und Probleme beim Netzausbau. Zusätzlich gewinnen Batteriespeicher an Bedeutung, doch auf hier fehlen noch passende rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. Insgesamt zeigt sich: Die Branche wäre zum Ausbau bereit, wird derzeit aber vor allem durch politische und strukturelle Hindernisse gebremst.

Europa im globalen PV-Wettbewerb: Chancen trotz struktureller Nachteile

Die weltweiten Investitionen in PV-Produktionsmittel steigen laut einer VDMA-Studie von 16,6 Mrd. Dollar (ca. 15,2 Mrd. Euro) im Jahr 2025 auf 43,8 Mrd. Dollar (ca. 38 Mrd. Euro) im Jahr 2035. Europa besitzt dank jahrzehntelanger Forschung und starker Ingenieurskompetenz weiterhin eine führende Rolle bei Hightech-Solartechnologien, kämpft jedoch mit fehlendem Heimatmarkt und strukturellen Nachteilen gegenüber stark subventionierten Wettbewerbern. Gleichzeitig wächst der globale PV-Markt bis 2035 auf jährliche Neuinstallationen von 1,65 TW. Europas technologische Stärke eröffnet Chancen, doch entscheidend werden künftig schnelle Reaktionen, integrierte Lösungen und eine wettbewerbsfähige Finanzierung sein. Die Studie betont zudem die Bedeutung internationaler Exportmärkte, deren CAPEX-Volumen über 40 Mrd. Dollar (ca. 34,8 Mrd. Euro) liegen wird, und fordert industriepolitische Maßnahmen, um Europas Position im globalen Wettbewerb zu sichern.

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV Freiflächen
Gebotstermin	01/11/2025	01/12/2025
Gebotsvolumen	3,45 GW	2,33 GW
Zulässiger Höchstwert	7,35 ct/kWh	6,80 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	6,12 ct/kWh	5,30 ct/kWh
Niedrigster Zuschlagswert	5,80 ct/kWh	4,40 ct/kWh
Mengewichteter Durchschnitt	6,06 ct/kWh	5,00 ct/kWh

Quelle Wind: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html
 Quelle PV Freiflächen: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html>

Zinssätze für Langzeitdarlehen für Windparks mit Preisklasse B

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,16 %	31/03/2026
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,53 %	31/03/2026
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,42 %	31/03/2026

Quelle: <https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/Konditionen-Anzeiger>

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,40 %	01/04/2026
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,50 %	01/04/2026
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,50 %	01/04/2026

Quelle: <https://www.rentenbank.de/foerderangebote/konditionen>



Impressum

4initia GmbH
Reinhardtstraße 29
DE-10117 Berlin

Tel.: +49 30 27 87 807-0
Fax: +49 30 27 87 807-50
E-Mail: info@4initia.de

www.4initia.de

Verantwortlich für diesen Newsletter gemäß
§ 5 DDG, § 18 MStV:
Torsten Musick

Redaktionsschluss: 01.04.2026