

Der Bäcker, der nichts bekommt

Was Katharina Reiches Redispatch-Erzählung mit den Zahlen der Bundesnetzagentur zu tun hat – und was nicht

Strompreiserückblick: Mai 2026



Meldungen

Solarboom in Europa trifft auf gemischte Strompreise

Jubiläumsanlage aus Werk Salzburg geht an BBWind

Chint Solar Europe kauft 56 MW Batteriespeicher in Deutschland

Spatenstich für das 268 MW-Projekt in Bayern

Enertrag plant 1,1 Mrd. € für Wind- und Speicherprojekte in Frankreich

Polen bereitet ersten Offshore-WP auf Betrieb vor

Repowering-Projekt in Meppen geht in Betrieb

Energieproduktion in Chile wird bis 2030 komplett erneuerbar

Next2Sun und Over Easy Solar bündeln Kräfte für vertikale PV

Vattenfall setzt bei PV-Park in Schleswig-Holstein auf emissionsarmen Stahl

Nextpower baut Präsenz im BESS-Markt aus

Nordex sichert sich 110 MW-Projekt in der Türkei

LEITARTIKEL

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

Der Bäcker, der nichts bekommt

Was Katharina Reiche Redispatch-Erzählung mit den Zahlen der Bundesnetzagentur zu tun hat – und was nicht

Im Media-Pioneer-Interview vom 3. Juni 2026 hat Wirtschaftsministerin Katharina Reiche ein eingängiges Bild bemüht: Jedes Jahr koste der Redispatch „3 Milliarden, 3,5 Milliarden für Strom, den man nicht bekommen hat“ — und ein Bäcker, der zu viele Brötchen backe, könne für seinen Überschuss ja auch keine Entschädigung verlangen. Klingt überzeugend. Hält der Prüfung mit den offiziellen Daten aber nicht stand (1).

Auf einem Blick

Behauptung	Fakt
3–3,5 Mrd. €/Jahr „für Strom, den man nicht bekommen hat“	2025 waren davon nur 433 Mio. € Entschädigung an Erneuerbare — rund ein Siebtel, und 22 % weniger als 2024. Der Rest: fossiler Redispatch, Reserven, Countertrading (2).
Der Strom werde „weggeworfen“ (Bäcker)	2025 wurden 96,5 % des Ökostroms genutzt, nur 3,5 % netzbedingt abgeregelt — nicht erzeugt, nicht „weggeworfen“ (2).
Erneuerbare treiben die Kosten	Der große Geldabfluss sind fossile Importe: rund 76–81 Mrd. €/Jahr (2024). Erneuerbare senken genau diese Importrechnung (3).
In Negativstunden soll keine Vergütung mehr fließen	Für Neuanlagen längst geltendes Recht: seit 25.02.2025 keine Vergütung ab der ersten negativen Viertelstunde (§ 51 EEG) (4,5).

Erstens: Die „3 Milliarden“ sind zum weit größeren Teil kein Geld für Ökostrom.

Die offiziellen Jahreszahlen der Bundesnetzagentur (SMARD) für 2025 (2): Die Gesamtkosten des Netzengpassmanagements lagen bei rund 3,07 Mrd. € (2024: 2,95 Mrd. €). Davon entfielen nur 433 Mio. € auf den Ausgleich an

abgeregelte Erneuerbare — rund ein Siebtel, und 22 % weniger als 2024 (554 Mio. €), weil höhere Großhandelspreise die Marktprämien drückten. Der größte Einzelblock (1,18 Mrd. €) entfällt auf das Hochfahren fossiler Kraftwerke im Süden; den Rest bilden Reservevorräte und Countertrading. Der Teil, den Reiche Erzählung meint, schrumpft also sogar — wer die volle Summe als „Entschädigung für Ökostrom“ verkauft, überzeichnet die relevante Zahl um rund das Siebenfache. Und der Ausblick weist nach unten: Für 2025–2028 erwarten die Übertragungsnetzbetreiber inzwischen deutlich niedrigere Netzengpasskosten als zuvor angenommen (laut BEE annähernd 9 Mrd. € weniger), weil die großen Nord-Süd-Trassen (Ultranet, SuedOstLink, SuedLink) ans Netz gehen (2, 6).

Zweitens: Der Bäckervergleich hinkt — dreifach. Nicht der Betreiber „überproduziert“, sondern der Netzbetreiber drosselt, weil die Leitung den Strom nicht abtransportieren kann. Und das nicht, weil zu viel gebaut wurde, sondern weil der Leitungsausbau den eigenen Plänen um Jahre hinterherhinkt: Die großen Nord-Süd-Trassen sollten längst stehen (geplant 2022/23), gehen aber erst ab 2028 in Betrieb — rund fünf bis sechs Jahre Verzug (6, 7). Verantwortlich dafür sind die Netzbetreiber und ein über Jahre verschleppter Netzausbau, nicht die Erbauer und Betreiber der EE-Anlagen. Der treffende Vergleich wäre also ein Bäcker, dessen Ware nicht ausgeliefert werden kann, weil die Stadt die nötigen Straßen nie ausgebaut hat — auch der bekäme selbstverständlich Ersatz. Zudem ist Redispatch technologieneutral: Dieselbe Logik zahlt fossilen Kraftwerken weit mehr fürs Hochfahren als den Erneuerbaren fürs Drosseln (2). Und „weggeworfen“ wird nichts — ein abgeregeltes Windrad dreht nicht, der Strom entsteht gar nicht erst.

Drittens: Reiche liefert die Pointe selbst.

Auf die Frage nach Negativstunden räumt sie ein, eine Kürzung könne „nur für neue Anlagen zutreffen“, weil Gesetze nicht rückwirkend in Investitionen eingreifen (1). Genau diese Korrektur

ist für Neuanlagen aber schon Gesetz: § 51 EEG setzt die Förderung bei negativen Preisen auf null (4). Die früher gestaffelte Stundenregel (6 → 4 → 3 Stunden Karenzzeit) wurde für Neuanlagen abgeschafft — seit dem 25. Februar 2025 (Solarspitzengesetz) entfällt die Vergütung ab der ersten Viertelstunde mit negativem Preis, ohne jede Karenzzeit, für Neuanlagen ab 2 kWp (4, 5). Ausgeförderte Ü20-Anlagen erhalten ohnehin keine Marktprämie mehr. Heute fällt rund ein Viertel der PV-Leistung unter diese Nullvergütung (FfE, Okt. 2024) — Tendenz stark steigend, weil praktisch der gesamte Neubau darunterfällt. Der Bäcker, den Reiche zeichnet, existiert für den Neubau schon nicht mehr (8).

Und die unterschlagene Dimension:

Reiche dramatisiert den Stromhandel — finanziell ist er marginal. Deutschland ist zwar seit 2023 Nettoimporteur (2025 rund 22 TWh, 2024 mit rund 28 TWh ein Rekord), doch der Wert dieser Nettostromimporte lag 2024 bei nur rund 2 Mrd. € (KfW Research, stündliche Großhandelspreise) (3). Importiert wird zudem nicht aus Mangel, sondern weil ausländischer Strom in diesen Stunden schlicht billiger ist als teure heimische Erzeugung. Der große Geldabfluss steckt woanders: Für den Import fossiler Energieträger — Öl, Gas, Kohle — zahlte Deutschland 2024 rund 76 bis 81 Mrd. €, gut 2,5 % des BIP; im Krisenjahr 2022 waren es bis zu 146 Mrd. € (3). Genau diese Rechnung senken Erneuerbare und Elektrifizierung. Gemessen daran ist der Streit um die gut 400 Mio. € Abregelungsentschädigung an die Erneuerbaren ein Nebenschauplatz.

Was stimmt – und was nicht.

Negative Preise nehmen zu (2025 rund 573 Stunden, 2026 auf Rekordkurs), die Kosten sind real, am Ende zahlt der Verbraucher. Mehr Speicher, Flexibilität und vor allem Netzausbau sind nötig — Letzteren fordern SPD und Grüne parteiübergreifend als das eigentliche Mittel. Falsch ist die Diagnose: Die „3 Milliarden für weggeworfenen Strom“ sind es nicht, das Bäckerbild trägt nicht, und die geforderte

Korrektur läuft längst. Reiches „Netzpaket“ setzt stattdessen an der Folge an (Entschädigung streichen) statt an der Ursache (Netzausbau) — und entlastet ausgerechnet jene Verteilnetzbetreiber, die zu langsam ausgebaut haben. Dass die Ministerin bis 2025 einen der größten Verteilnetzbetreiber führte, gehört zur Einordnung dazu (2, 6).

Für unsere Branche heißt das vor allem:

Die Erlösunsicherheit aus Negativpreisen ist im Neubau bereits eingepreiste Realität, nicht erst eine Drohung. Genau deshalb verschiebt sich der Investment-Case ohnehin weg von der reinen Mengenförderung hin zu Flexibilität — steuerbare Lasten, Co-Location und Batteriespeicher, die negative Stunden in Erlöse drehen. Die politische Debatte hinkt der Marktlogik hinterher (4, 8).

Eine eingängige Anekdote ersetzt keine Diagnose. Und auf einer falschen Diagnose lässt sich keine gute Energiepolitik bauen.

Überarbeitet von: Torsten Musick

QUELLEN:

(1) Mößbauer, K. (Interviewer) & Reiche, K. (Interviewee) (2026, 3. Juni). „Ohne Wachstum steigen die Verteilungskämpfe“ [Interview]. Media Pioneer, Morning Briefing - Business Class Edition. Verfügbar unter: <https://www.thepioneer.de/originals/thepioneer-briefing-business-class-edition/podcasts/ohne-wachstum-steigen-die-verteilungskampfe> (aufgerufen am: 08.06.2026)

(2) Bundesnetzagentur/SMARD (2025). Netzenspassmanagement Gesamtjahr 2025. Verfügbar unter: <https://www.smard.de> (aufgerufen am: 08.06.2026)

(3) KfW Research (2024). Stromimporte und fossile Importrechnung Deutschland 2024. Verfügbar unter: <https://www.kfw.de/KfW-Konzern/KfW-Research> (aufgerufen am: 08.06.2026)

(4) Bundesministerium für Justiz (2025). Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 i. d. F. Solarspitzengesetz (in Kraft 25.02.2025), §§ 51, 51a EEG 2023. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2023 (aufgerufen am: 08.06.2026)

(5) Clearingstelle EEG|KWKG (2025). Hinweise und Entscheidungen zu §§ 51, 51a EEG 2023. Verfügbar unter: <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de> (aufgerufen am: 08.06.2026)

(6) BEE/Übertragungsnetzbetreiber (2025). Prognose Netzenspasskosten 2025–2028. Verfügbar unter: <https://www.bee-ev.de> (aufgerufen am: 08.06.2026)

(7) Bundesnetzagentur (2025). Quartalsberichte Netzenspassmanagement 2025–2028. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de> (aufgerufen am: 08.06.2026)

(8) Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE) (2024). Anteil Photovoltaik ohne Stundenregelung. München: FfE. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de> (aufgerufen am: 08.06.2026)

Strompreisrückblick

05/2026

Die gesamte Energieproduktion durch Windenergieanlagen im Mai 2026 entsprach 7,04 TWh. Die Produktion lag unter dem Wert von Mai 2025 (-2,56 TWh bzw. -26,71 %). Die erzeugte Leistung aus Wind ist im Vergleich zum Vormonat gesunken. Der Unterschied liegt bei -26,82 % bzw. -2,58 TWh. Die Einspeisung aus PV-Anlagen lag bei 10,90 TWh. Damit war sie über dem Vorjahreswert (11,52 % bzw. 1,12 TWh), und über dem Niveau des Vormonats April (12,42 % bzw. 1,20 TWh). Zusammen speisten Wind und Sonne 17,94 TWh grünen Strom ein, was einen Monatsanteil am bisherigen Jahresertrag von 19,60 % ausmacht.

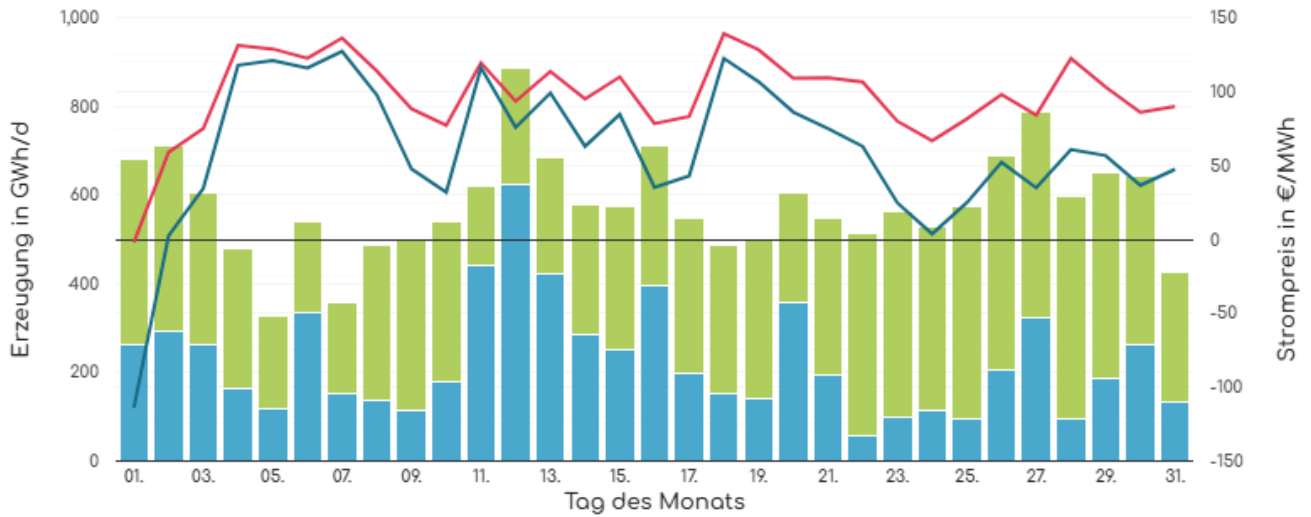
Das Maximum der Gesamtproduktion (885 GWh) wurde am Dienstag, den 12.05., und das Minimum

(327 GWh) am Dienstag, den 05.05. erreicht. Das Maximum von Wind (623 GWh) fiel hierbei auf den gleichen Tag wie die maximale Gesamtproduktion. Das Maximum von PV (503 GWh) fiel auf Donnerstag, den 28.05.. Das Minimum der Windproduktion (58 GWh) fiel auf Freitag, den 22.05.. Das Minimum der PV-Produktion (181 GWh) fiel auf Montag, den 11.05.. Prozentual gesehen speiste PV deutlich mehr ein als Wind – PV war mit 61 % gegenüber Wind klar führend.

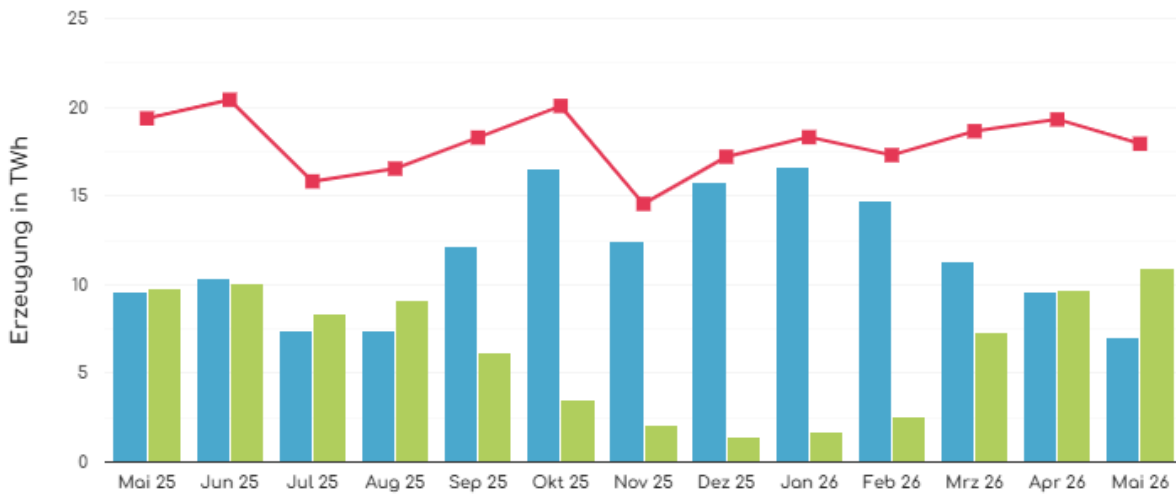
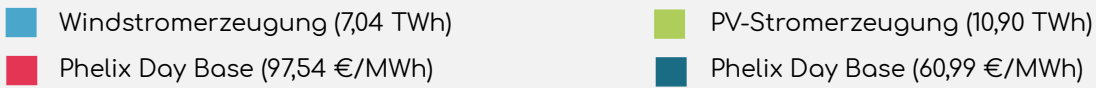
Im Mai 2026 traten negative Strompreise auf Tagesbasis auf. Die Minima für den Phelix Day Base und den Phelix Day Peak lagen beide am Freitag, den 01.05. mit -2,08 €/MWh bzw. -113,91 €/MWh. Das Maximum des Phelix Day Base fiel auf Montag, den 18.05. mit 138,95 €/MWh, das Maximum des Phelix Day Peak auf Donnerstag, den 07.05. mit 127,1 €/MWh. Die Monatsmittelwerte lagen bei 97,54 €/MWh im Base sowie 60,99 €/MWh im Peak.

Markt und Preis	Day Ahead – Phelix Day Basis	Intraday – stündlich, kontinuierlich
Monatsmittel	97,54 €/MWh	99,45 €/MWh
Maximum	138,95 €/MWh	414,05 €/MWh
Minimum	-2,08 €/MWh	-450,13 €/MWh

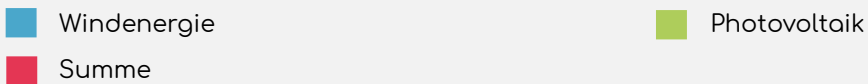
Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.tm?l=de&c=DE&year=2022&interval=month&month=12&zoom=minus



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



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



Meldungen

Chint Solar Europe kauft 56 MW Batteriespeicher in Deutschland

Chint Solar Europe hat ein Batteriespeicher-Portfolio mit 56 MW / 180 MWh in Deutschland erfolgreich im Rahmen eines sogenannten Forward-COD-Deals veräußert, bei dem Projekte bereits vor ihrer IBN verkauft werden. Das Portfolio umfasst fünf Standorte in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg, Käufer ist der Stromhändler Second Foundation. Die Transaktion unterstreicht Chints Wandel hin zu einem integrierten Anbieter für Energieinfrastrukturlösungen. Chint bleibt für die schlüsselfertige Umsetzung sowie Betrieb und Wartung verantwortlich, während die Projekte zwischen 2026 und 2027 ans Netz gehen sollen. Der Deal gilt als innovatives Beispiel für den deutschen Speichermarkt und basiert auf einer komplementären Partnerschaft zwischen Projektentwicklung und Energiehandel.

Nextpower baut Präsenz im BESS-Markt aus

Nextpower baut seine Aktivitäten im Energiesektor weiter aus und übernimmt den Batteriespeicheranbieter Prevalon Energy für bis zu 365 Mio. US-Dollar. Mit der Akquisition erweitert das Unternehmen sein Angebot um Batteriespeichersysteme und Leistungselektronik, nachdem es sich bereits von einem reinen Anbieter von Solar-Nachführsystemen zu einem breiter aufgestellten Energietechnologieunternehmen entwickelt hat. Prevalon verfügt weltweit über mehr als 6 GWh installierte Speicherkapazität und bedient unter anderem Projekte für KI- und Hyperscale-Rechenzentren. Nextpower sieht insbesondere durch den steigenden Strombedarf von Rechenzentren großes Wachstumspotenzial im Speichersegment. Beide Unternehmen erwarten Synergien durch die Kombination von Speicher-,

Wechselrichter- und Energiemanagementlösungen. Aufgrund der geplanten Übernahme hat Nextpower zudem seine Umsatz- und Ergebnisprognosen für das Geschäftsjahr 2027 angehoben.

Energieproduktion in Chile wird bis 2030 komplett erneuerbar

Das chilenische Energieministerium hat eine Roadmap vorgestellt, um die Energieversorgung des Landes bis 2030 auf EE auszurichten. Bereits heute zählt Chile zu den Vorreitern: Rund zwei Drittel des Energiemixes stammen aus erneuerbaren Quellen. Trotz des starken Ausbaus von PV- und Windenergie bestehen weiterhin Herausforderungen, insbesondere bei den Übertragungskapazitäten. So konnten im Jahr 2025 rund 6 TWh erneuerbar erzeugten Stroms nicht genutzt werden. Vor diesem Hintergrund setzt die Roadmap einen Fokus auf den Ausbau der Stromnetze, die verstärkten Bau dezentraler PV-Anlagen sowie Investitionen in Speicherkapazitäten. Ziel ist es, den steigenden Anteil von EE effizient zu nutzen und gleichzeitig den schrittweisen Ausstieg aus der Kohleverstromung zu ermöglichen.

Enertrag plant 1,1 Mrd. € für Wind- und Speicherprojekte in Frankreich

Enertrag hat angekündigt, bis 2030 rund 1,1 Mrd. € in den Ausbau von Windenergie- und Speicherprojekten in Frankreich zu investieren. Das Unternehmen setzt dabei verstärkt auf sogenannte Energy Hubs, die WPs, Batteriespeicher und flexible Netzintegration miteinander kombinieren. Ziel ist es, jährlich mindestens 100 MW neue Leistung zu installieren und bis 2030 eine Gesamtkapazität von einem Gigawatt in Frankreich zu erreichen. Zwei erste Großprojekte mit insgesamt 230 MW entstehen in Nord- und Südwestfrankreich und sollen die Nutzung bestehender Netzkapazitäten verbessern. Mit dem Investitionsprogramm

unterstreicht Enertrag die strategische Bedeutung Frankreichs und baut seine seit mehr als 25 Jahren bestehende Präsenz im Land weiter aus.

Spatenstich für das 268 MW-Projekt in Bayern

Goldbeck Solar realisiert für Blue Elephant Energy im bayerischen Schafhöfen den bislang größten EPC-PV-Park des Unternehmens in Deutschland. Somit liegt die vollständige Verantwortung für Planung, Beschaffung und Bau des Parks bei Goldbeck Solar. Der Bau des 268 MW-Parks startete Ende Mai und dieser soll im September 2027 ans Netz gehen. Verbaut werden Module von Trina Solar und Wechselrichter von SMA. Die Finanzierung erfolgt unter Beteiligung der Commerzbank. Nach Fertigstellung wird eine jährliche Stromproduktion von rund 296 GWh erwartet. Das Projekt stärkt regionale Wertschöpfung, Versorgungssicherheit und die Klimaziele des Investors. Ein Großteil der Erzeugung ist bereits über einen langfristigen Stromliefervertrag (PPA) mit der DB Energie abgesichert und unterstützt künftig das Bahnstromnetz der Deutschen Bahn. Angaben zu einem möglichen Batteriespeicher stehen noch aus.

Vattenfall setzt bei PV-Park in Schleswig-Holstein auf emissionsarmen Stahl

Vattenfall setzt beim Bau des PV-Parks „Juliusburg/Krukow“ im Südosten Schleswig-Holsteins erstmals auf emissionsarmen Stahl des Herstellers SSAB. Für eine 17 MW-Teilfläche kommen 209 Tonnen dieses Materials als Unterkonstruktion zum Einsatz. Der Stahl wird in Elektrolichtbogenöfen aus Stahlschrott und vollständig fossilfreiem Strom produziert. Dadurch entstehen laut Vattenfall 67 % weniger CO₂-Emissionen als bei herkömmlicher Stahlproduktion. Der PV-Park erreicht insgesamt 80 MW Gesamtleistung und soll dazu beitragen, Deutschlands Abhängigkeit von fossilen

Energieimporten zu reduzieren. Vattenfall betont, dass Klimaschutz bereits in der Lieferkette beginnt und setzt auch in weiteren Projekten auf emissionsarme Stahlkomponenten. Parallel arbeitet die EU an Maßnahmen, um grünen Stahl stärker zu fördern.

Jubiläumsanlage aus Werk Salzbergen geht an BBWind

GE Vernova und BBWind haben ihre langjährige Zusammenarbeit weiter ausgebaut. Im Rahmen einer neuen Vereinbarung liefert GE Vernova drei weitere Onshore-WEA an von BBWind betreute Bürgerwindprojekte. Die Turbinen stammen aus dem Werk in Salzbergen, das damit eine weitere Jubiläumsanlage an den Projektentwickler ausliefert. BBWind hebt die erfolgreiche Zusammenarbeit der vergangenen Jahre hervor und sieht darin eine wichtige Grundlage für die weitere Entwicklung regionaler Bürgerwindparks. Auch GE Vernova betont die Bedeutung des Standorts Salzbergen für die Versorgung des wachsenden deutschen Windenergiemarktes mit lokal produzierter Technologie.

Repowering-Projekt in Meppen geht in Betrieb

In Niedersachsen ist der WP „Meppen“ im Rahmen eines Repowering-Projekts in Betrieb gegangen. Dabei wurden 14 ältere WEA aus 2002 durch neun neue Anlagen des Typs Vestas V172 ersetzt. Dadurch konnte die installierte Gesamtleistung des WPs von 26 MW auf 65 MW gesteigert werden. Die neuen WEA haben eine Gesamthöhe von 261 m und eine Leistung von jeweils 7,2 MW. Damit zählen sie zu den leistungsstärksten Onshore-WEA in Deutschland. Während die neuen Anlagen bereits in Betrieb sind und künftig rund 46.500 Haushalte mit Strom versorgen können, steht der Rückbau von neun der alten Anlagen noch aus. Dieser soll bis August 2026 abgeschlossen werden.

Nordex sichert sich 110 MW-Projekt in der Türkei

Die Nordex Group stärkt ihre Präsenz in der Türkei mit einem neuen Auftrag von Eksim Enerji A.Ş. über insgesamt 110 MW. Für den WP „Balıkesir-3“ liefert das Unternehmen 16 WEA des Typs N175/6.X. Diese werden auf Stahlrohrtürmen mit einer Nabenhöhe von 119 m installiert. Der Vertrag umfasst zusätzlich einen zehnjährigen Premium-Service, der eine hohe Anlagenverfügbarkeit sicherstellt. Der Standort im Bezirk Sındırgı bietet mit Höhenlagen von 800 bis 950 m über dem Meeresspiegel gute Windbedingungen. Eksim Enerji und Nordex arbeiten bereits seit 2010 erfolgreich zusammen. Nordex unterstreicht mit diesem Projekt seine führende Rolle im türkischen Markt, in dem das Unternehmen seit 2017 rund 34 % Marktanteil hält. Die gelieferten WEA erfüllen vollständig die Anforderungen der YEKA-2025-Spezifikation und unterstützen damit die lokale Wertschöpfung. Weltweit hat Nordex inzwischen über 64 GW installiert und beschäftigt mehr als 11.100 Mitarbeitende.



Polen bereitet ersten Offshore-WP auf Betrieb vor

Polens erster Offshore-WP „Baltic Power“ macht wichtige Fortschritte auf dem Weg zur IBN. Bereits im März 2026 wurden alle Verbindungselemente zwischen Fundament und Turm errichtet. Nun wurden mehrere Verträge abgeschlossen, um Inspektionen und Instandhaltung der Offshore-

und Onshore-Infrastruktur sicherzustellen. Der WP soll in der zweiten Hälfte des Jahres 2026 fertiggestellt werden und wird mit 76 WEA des Typs Vestas V236 eine Gesamtleistung von rund 1,2 GW erreichen. Damit könnte Baltic Power etwa 3 % des polnischen Strombedarfs decken. Das Projekt ist Teil der langfristigen Ausbaupläne: Bis 2040 sind insgesamt 18 GW Offshore-Windkapazität in der polnischen Ostsee vorgesehen.

Next2Sun und Over Easy Solar bündeln Kräfte für vertikale PV

Die Unternehmen Next2Sun und Over Easy Solar haben eine strategische Partnerschaft zur Weiterentwicklung vertikaler PV-Systeme vereinbart. Ziel der Zusammenarbeit ist es, die jeweiligen Technologien und Erfahrungen beider Unternehmen zu bündeln und die Marktposition weiter auszubauen. Durch die Kooperation sollen neue Anwendungsbereiche erschlossen und die Nutzung von PV auf bislang wenig genutzten Flächen vorangetrieben werden. Die Systeme ermöglichen eine effiziente Flächennutzung, können die Stromerzeugung über den Tagesverlauf besser verteilen und lassen sich mit anderen Nutzungen kombinieren. Mit der Partnerschaft wollen Next2Sun und Over Easy Solar die Verbreitung dieser Technologie in Europa weiter beschleunigen.

Solarboom in Europa trifft auf gemischte Strompreise

Deutschland, Frankreich, Spanien und Portugal haben kürzlich neue Rekorde bei der täglichen PV-Stromproduktion erreicht. Trotzdem entwickelten sich die Strompreise unterschiedlich: in Deutschland und einigen nördlichen Märkten sanken sie, während sie in Frankreich, Spanien und Portugal anstiegen. Ursache waren vor allem weniger Windstrom und eine höhere Nachfrage.

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV Freiflächen
Gebotstermin	01/02/2026	01/03/2026
Gebotsvolumen	3,45 GW	2,29 GW
Zulässiger Höchstwert	7,25 ct/kWh	5,79 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	5,64 ct/kWh	5,10 ct/kWh
Niedrigster Zuschlagswert	5,19 ct/kWh	3,99 ct/kWh
Mengewichteter Durchschnitt	5,54 ct/kWh	4,94 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	4,03 %	28/05/2026
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,41 %	28/05/2026
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,28 %	28/05/2026

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

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,15 %	01/06/2026
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,30 %	01/06/2026
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,35 %	01/06/2026

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: 08.06.2026