

Das Netzpaket 2026: Wenn die Energiewende einen Preis bekommt – den die Falschen zahlen

Strompreistrückblick: Februar 2026



Meldungen

Offshore-Projekt „Nordlicht I“ macht schnellere Fortschritte als geplant

Rückläufige Zustimmung zum Ausbau von PV und Windenergie in Österreich

Energiewende – schleppender Fortschritt

Vestas erhält 1,38-GW-Auftrag von RWE für britisches Offshore-Großprojekt „Vangaurd West“

Ore Energy validiert Eisen-Luft-Speicher für langfristige Energiespeicherung

Baustart für großflächiges Scatec PV-Projekt in Rumänien

Übergabe des WP „Dollenkamp“ von BayWa r.e. an ENOVA

NKT unterzeichnet zehnjährigen PV-Stromvertrag

PNE-Gruppe erhält Genehmigungen für zwei neue WPs in Deutschland

greenwind Group übernimmt WP-Projekt „Freudenberg“

Höherer Strombedarf durch KI: USA planen 46 GW an zusätzlicher Windenergie bis 2029

Bau einer schwimmenden 6 MW-PV-Anlage in Baden-Württemberg

LEITARTIKEL

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

Das Netzpaket 2026: Wenn die Energiewende einen Preis bekommt – den die Falschen zahlen

Deutschland steht vor einer energiepolitischen Weichenstellung von historischer Tragweite. Mit dem sogenannten Netzpaket 2026 plant die Bundesregierung unter Federführung von Wirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) eine fundamentale Umverteilung der Kosten im Stromnetz – zu Lasten der Erneuerbaren Energien und der Investoren, die den Ausbau der Energiewende tragen.

Was steckt im Netzpaket 2026?

Das Netzpaket bündelt drei tiefgreifende Eingriffe in das bestehende Regulierungssystem. Im Kern steht der sogenannte Redispatch-Vorbehalt: Neue Wind- und Solaranlagen sollen in überlasteten Netzgebieten bis zu zehn Jahre lang ohne Entschädigung zwangsabgeschaltet werden können – während fossile Kraftwerke für dieselbe Dienstleistung weiterhin vollständig vergütet werden. Diese asymmetrische Behandlung untergräbt einen der wichtigsten Grundsätze des EEG: Wer sauberen Strom produziert, hat Vorrang und wird fair entschädigt, wenn das Netz ihn nicht aufnehmen kann.

Hinzu kommen zwei weitere Regelungen: Der Anschluss-Willkür-Paragraph schafft den gesetzlichen Vorrang für Erneuerbare beim Netzanschluss de facto ab. Künftig sollen Netzbetreiber nach eigenem Netzsicht entscheiden – über 900 Netzbetreiber, 900

verschiedene Regelwerke. KI-Rechenzentren und Gaswerke könnten dadurch gegenüber Windparks bevorzugt angeschlossen werden. Und schließlich sollen EE-Betreiber künftig Baukostenzuschüsse für den Netzausbau zahlen – obwohl Netzbetreiber gesetzlich verpflichtet sind, das Netz auszubauen, und diese Pflicht jahrelang vernachlässigt haben.

Wer steckt dahinter?

Die Entstehungsgeschichte des Netzpakets ist bemerkenswert – und beunruhigend. Bundeswirtschaftsministerin Katharina Reiche war von 2015 bis 2022 Vorstandsvorsitzende der Innogy bzw. Westenergie, einer Tochtergesellschaft des E.ON-Konzerns. E.ON kontrolliert über seine Tochter Westenergie heute 75 % aller Redispatch-Maßnahmen in Deutschland. Leo Birnbaum, Vorstandsvorsitzender von E.ON, hatte bereits Ende Januar 2025 öffentlich das Ende des Netzanschlussvorrangs für Erneuerbare gefordert – wenige Monate später findet sich exakt diese Forderung im Referentenentwurf aus Reiches Ministerium wieder. Der Referentenentwurf wurde unmittelbar nach neun Treffen zwischen Ministeriumsvertretern und E.ON veröffentlicht. SPD-Energiepolitikerin Nina Scheer kritisiert den Entwurf als Verstoß gegen den Koalitionsvertrag; dennoch gilt die Streichung des Redispatch-Vorbehalts bislang als politisch blockiert. Rund um den Entstehungsprozess kursieren ernste Vorwürfe, es handele sich um eine regulatorische Gefälligkeit für den E.ON-Konzern – auf Kosten der Energiewende.

Wie hoch war der Redispatch 2025 wirklich?

Die Abregelungsquote Erneuerbarer Energien lag in Deutschland 2025 bei rund 3-4 % der gesamten EE-Erzeugung – im zweiten Quartal sogar nur bei 3 %. Das ist ein niedriger Wert, der allerdings mit Vorsicht interpretiert werden muss: 2025 war nach Auswertungen des BDEW und der AGEE-Stat ein historisch schwaches Windjahr. Insbesondere die Monate Februar bis April verzeichneten nach

Angaben des Deutschen Wetterdienstes außergewöhnlich schwache Winde – der März 2025 war der windärmste März seit Beginn der Aufzeichnungen im Jahr 1950. Die Onshore-Windeinspeisung fiel im Gesamtjahr um 6 % gegenüber dem Vorjahr, trotz eines Zubaus von 4,5 GW neuer Leistung. Ein schwaches Windjahr bedeutet weniger Netzüberlastungen – und damit strukturell weniger Redispatch-Bedarf. Die niedrige Abregelungsquote ist damit kein Beleg für ein entspanntes Netz, sondern auch Ausdruck witterungsbedingter Mindereinspeisung.

DATEN: REDISPATCH-ABREGELUNGSQUOTE EE IN DEUTSCHLAND 2025

Anteil abgeregelter EE-Strom an Gesamterzeugung (Quelle: BNetzA/SMARD): Q1: ~3,5 %; Q2: ~3,0 % (Minimum); Q3: ~4,0 % (Maximum); Ø 2025: ~3–4 %

Kontext Windjahr 2025: Wind onshore –6 % Erzeugung ggü. Vorjahr (trotz +4,5 GW Zubau). März 2025 = windärmster März seit 1950 (DWD). Weniger Wind → weniger Netzüberlastungen → strukturell geringerer Redispatch-Bedarf.

Zum Vergleich: Großbritannien Curtailment-Rate Wind 2024: >10 %. Deutschland 2024: 3,5 %.

Regionale Brennpunkte Wind Onshore 2024 (SMARD/BNetzA): Niedersachsen: 912 GWh abgeregelt; Schleswig-Holstein: 806 GWh abgeregelt. Regelzone TenneT trägt strukturell den größten Anteil der bundesweiten Redispatch-Kosten – bedingt durch die höchste Windkraftdichte im Norden und Osten.

Aus der Praxis: In von 4initia betreuten Parks in stark betroffenen Netzgebieten wurden 2024 Abregelungsquoten im mittleren zweistelligen Prozentbereich erreicht – der nationale Durchschnitt von 3,5 % ist für diese Standorte schlicht nicht repräsentativ.

Der bundesweite Durchschnitt verdeckt damit die tatsächliche Belastung in den am stärksten betroffenen Netzgebieten. Die im Netzpaket 2026 gewählte Auslöseschwelle von 3 % Abregelung im Vorjahr würde (als Durchschnitt betrachtet) das gesamte Bundesgebiet als „kapazitätslimitiert“ klassifizieren und damit den Entschädigungsanspruch für zehn Jahre entfallen lassen – also

dann, wenn die wirtschaftliche Belastung der Betreiber bereits am größten ist.

Dabei ist für die Zukunft mit einem weiteren Anstieg der Abregelungsquoten zu rechnen – insbesondere in windstarken Jahren. 2025 dämpften die historisch schlechten Windverhältnisse den Redispatch-Bedarf künstlich. In einem normalen oder überdurchschnittlichen Windjahr, bei gleichzeitig weiter zunehmendem Ausbau und weiterhin unzureichend ausgebautem Netz, werden die Spitzenlasten häufiger und die Abregelungsmengen größer. In Parks mit z. B. 12 % Abregelung und einem Zuschlagswert von 6,06 ct/kWh sinkt der effektiv erzielbare Ertrag ohne Entschädigung auf rund 5,33 ct/kWh – weit unterhalb jeder bankfähigen Finanzierungsschwelle. Für besonders exponierte Netzgebiete sind Quoten von 12 % und mehr dann keine Worst-Case-Annahme, sondern ein realistisches Betriebsszenario.



Was bedeutet das für Investoren und Projektierer?

Die wirtschaftlichen Konsequenzen sind gravierend und lassen sich konkret berechnen. Grundlage der Berechnung ist der mengengewichtete Zuschlagswert der letzten EEG-Ausschreibungsrunde (Gebotstermin 1. November 2025): 6,06 ct/kWh – der bislang niedrigste je erzielte Wert in der Geschichte der Wind-an-Land-Ausschreibungen. Eine typische Onshore-WEA mit 7 MW Nennleistung und 2.400

Volllaststunden erwirtschaftet damit einen Jahreserlös von rund 1.018.000 EUR. Bei 4 % Redispatch-Vorbehalt verliert die Anlage jährlich rund 40.700 EUR – über zehn Jahre kumuliert das auf 407.000 EUR. Bei 12 % Vorbehalt steigt der kumulierte Verlust auf rund 1.222.000 EUR pro Anlage (also mehr als ein Jahresumsatz).

INTERGRUND: DER VERFALL DER EEG-ZUSCHLAGSWERTE

Die EEG-Ausschreibungen für Wind an Land sind seit Mitte 2024 dauerhaft überzeichnet – Zeichen hoher Investitionsbereitschaft. Die Kehrseite: Im Bieterwettbewerb verfallen die Zuschlagswerte rapide: **7,15 ct/kWh (Nov. 2024) → 7,00 (Feb. 2025) → 6,83 (Mai) → 6,57 (Aug.) → 6,06 ct/kWh (Nov. 2025)**. Ein Rückgang von 15 % in einem Jahr; die tatsächlichen Zuschläge lagen zuletzt 17,5 % unter dem gesetzlichen Höchstwert von 7,35 ct/kWh. Für 2026 hat die BNetzA den Höchstwert bereits auf 7,25 ct/kWh gesenkt. Neue Projekte sollen damit mit immer knapperen Zuschlagswerten gebaut werden – genau dann, wenn der Redispatch-Vorbehalt die verbleibende Rentabilität abträgt.

Diese Verluste wirken direkt auf die Wirtschaftlichkeit neuer Projekte. Durch die Verluste des Redispatch-Vorbehaltes in Kombination mit dem Verfall der Ausschreibungszuschläge sinken viele Projektrenditen auf (weit) unter 6 % – die Schwelle, unterhalb derer Stadtwerke, Private oder institutionelle Investoren typischerweise nicht mehr investieren. Projekte, die heute gerade noch rentabel erscheinen, werden morgen nicht mehr finanziert werden.

Europäische Dimension: Möglicher Verstoß gegen EU-Recht?

Der Redispatch-Vorbehalt dürfte auch europarechtlich angreifbar sein. Die EU-Strombinnenmarktrichtlinie (Art. 13 RL 2019/944) schreibt vor, dass Erneuerbare bei der Einspeiseplanung bevorzugt zu behandeln sind und nur in Ausnahmefällen ohne Entschädigung

abgeregelt werden dürfen. Ein systematisches zehnjähriges Nullentschädigungsregime steht in direktem Widerspruch dazu. BEE und mehrere Juristen haben bereits entsprechende Einwände formuliert.

Fazit: Weichenstellung mit historischer Tragweite

Das Netzpaket 2026 ist keine technische Notwendigkeit – es ist eine politische Entscheidung. Die Frage ist nicht, ob das Stromnetz ausgebaut werden muss. Die Frage ist, wer die Kosten dieses Nicht-Netz-Ausbau-Versäumnisses trägt. Wenn neue Wind- und Solaranlagen zehn Jahre ohne Entschädigung abgeregelt werden dürfen, werden sie schlicht nicht mehr gebaut. Das Netzpaket dreht an einem Grundprinzip, das seit 25 Jahren die Energiewende trägt: Wer sauberen Strom produziert, hat Vorrang – und wird fair entschädigt, wenn das Netz ihn nicht aufnehmen kann. Wird dieses Prinzip gebrochen, dann stirbt mit den Projekten auch die Energiewende.

Autor: 4initia GmbH

QUELLEN:
Referentenentwurf Netzpaket 2026 (BMWK, Feb. 2026) · BEE
Stellungnahme März 2026 · EEG 2024/2025 · EU-
Strombinnenmarktrichtlinie 2019/944 · Bundesnetzagentur: EEG-
Ausschreibungsergebnisse Wind an Land 2025
(Feb./Mai/Aug./Nov.) · BDEW Ausschreibungsanalyse Jan. 2026 ·
Fraunhofer IEE / Deutsche WindGuard 2024

Strompreisrückblick

02/2026

Die gesamte Energieproduktion durch Windenergieanlagen im Februar 2026 entsprach 14,76 TWh. Somit lag die Produktion deutlich über dem Wert von Februar 2025 (9,44 TWh bzw. 56,42 %). Die erzeugte Leistung aus Wind ist im Vergleich zum Vormonat gesunken. Der Unterschied liegt bei -11,30 % bzw. -1,88 TWh. Die Einspeisung aus PV-Anlagen lag bei 2,54 TWh. Damit lag sie unter dem Vorjahreswert (-15,41 % bzw. -0,46 TWh), und unter dem Niveau des Vormonats Januar (51,81 % bzw. 0,87 TWh).

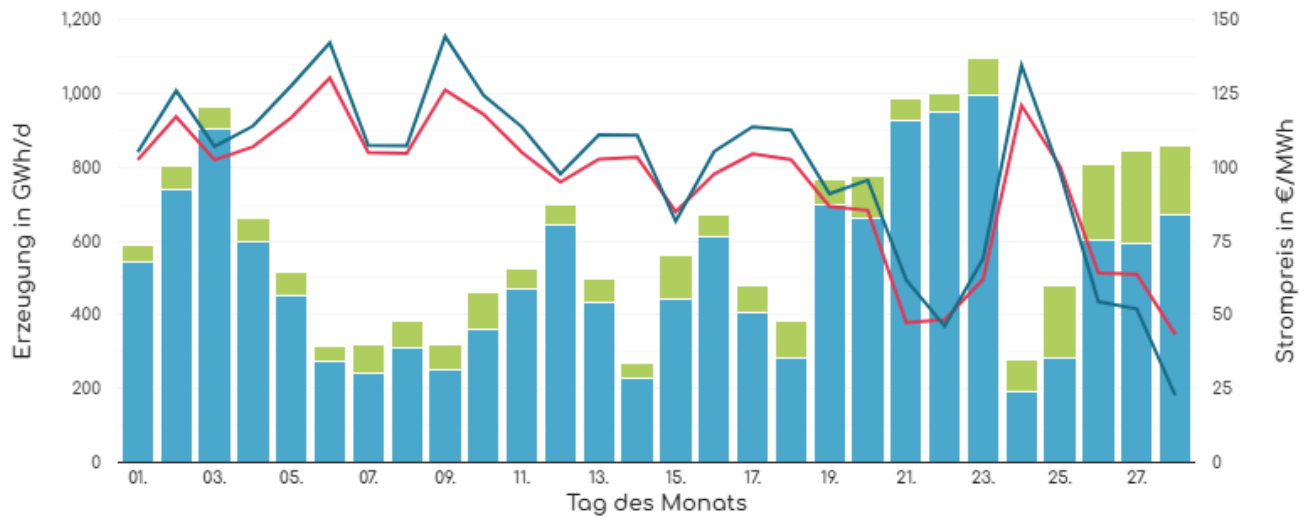
Zusammen speisten Wind und Sonne 17,3 TWh grünen Strom ein, was einen Monatsanteil am bisherigen Jahresertrag von 48,57 % ausmacht. Das Maximum der Gesamtproduktion (1,10 TWh) wurde am Montag, den 23.02., und das Minimum (269 GWh) am Samstag, den 14.02. erreicht. Das

Maximum von Wind (995 GWh) fiel hierbei auf den gleichen Tag wie die maximale Gesamtproduktion. Das Maximum von PV (249 GWh) fiel auf Freitag, den 27.02.. Das Minimum der Windproduktion (191 GWh) fiel auf Dienstag, den 24.02.. Das Minimum der PV-Produktion (38 GWh) fiel auf den gleichen Tag wie das Minimum der zusammen eingespeisten Technologien. Prozentual gesehen generierte die Windenergie 85,32 % der Gesamtproduktion aus PV und Wind.

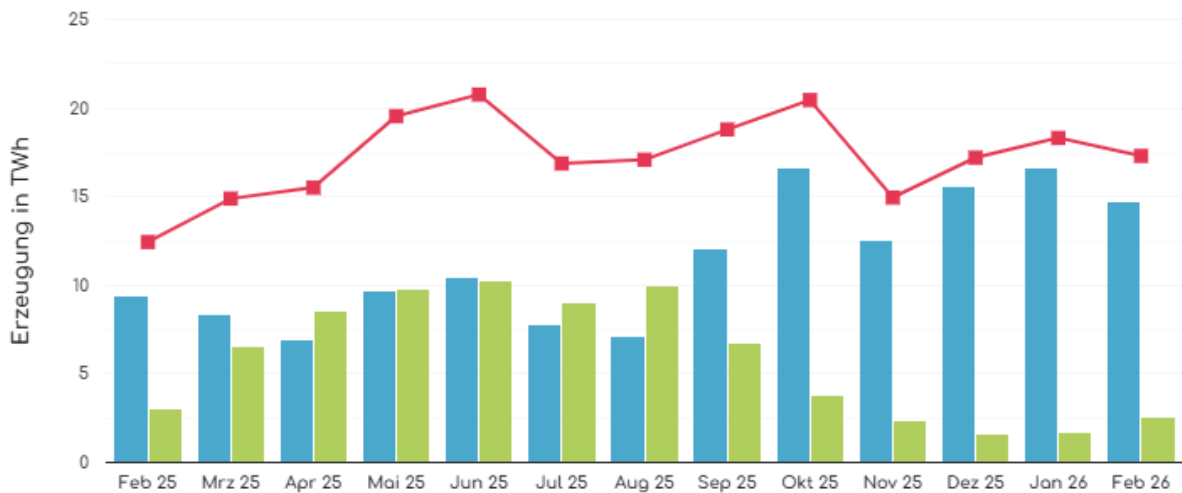
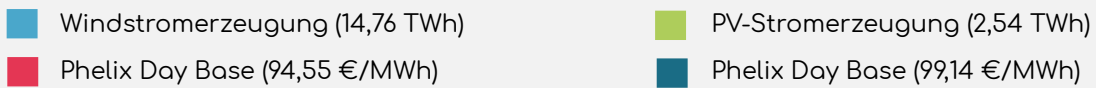
Im Februar 2026 traten an keinem Tag negative Strompreise auf Tagesbasis auf. Die Minima für den Phelix Day Base und den Phelix Day Peak lagen an einem Samstag, den 28.02. mit 43,41 €/MWh und 22,74 €/MWh. Die Maxima für den Phelix Day Base trat an einem Freitag, den 06.02. (130 €/MWh) und für den Phelix Day Peak am Montag, den, 09.02. mit 144,24 €/MWh auf. Die Monatsmittelwerte lagen bei 94,55 €/MWh im Base sowie 99,14 €/MWh im Peak.

Markt und Preis	Day Ahead – Phelix Day Basis	Intraday – stündlich, kontinuierlich
Monatsmittel	94,55 €/MWh	94,55 €/MWh
Maximum	130,18 €/MWh	193,63 €/MWh
Minimum	43,41 €/MWh	-8,69 €/MWh

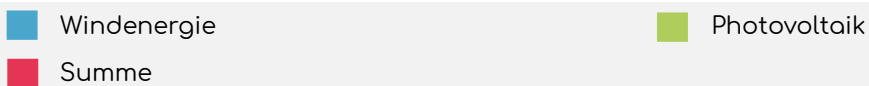
Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.tm?l=de&c=DE&year=2022&interval=month&month=12&zoom=minus



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



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



Meldungen

Übergabe des WP „Dollenkamp“ von BayWa r.e. an ENOVA

Der WP „Dollenkamp“ südwestlich der Stadt Brakel in Nordrhein-Westfalen, ist nach über einem Jahr Bauzeit in Betrieb gegangen. Acht WEA erzeugen jährlich etwa 100.000 MWh. Das Projekt wurde von BayWa r.e. realisiert und planmäßig an ENOVA übergeben. Ein besonderes Merkmal dieses Projekts ist die Bürgerstiftung Dollenkamp für lokale Initiativen und bürgerliches Engagement. BayWa hat ein Startkapital von 100.000 € bereitgestellt und ENOVA wird die Stiftung weiterhin zukünftig mit jährlichen Zahlungen unterstützen. Dadurch kann der WP einen Mehrwert für die Region schaffen und ist nach einem WP mit 15,3 MW Leistung in Niedersachsen das zweite Projekt, das BayWa r.e. an ENOVA verkauft.



greenwind Group übernimmt WP-Projekt „Freudenberg“

Die greenwind Group hat die Projektrechte für den WP „Freudenberg Nord2“ in Brandenburg übernommen und baut dort vier neue WEA mit zusammen 22,4 MW. Geplant sind vier Vestas V150-Anlagen (je 5,6 MW) mit 166 m Nabenhöhe, die Umsetzung übernimmt die Green Wind

Construction GmbH. Für das Vorhaben liegen bereits alle Genehmigungen sowie ein Zuschlag der Bundesnetzagentur vor. Der Bau startet jetzt mit Kabel- und Wegebau, im April folgen Kran- und Montageflächen, ab August liefert Vestas die Anlagen. Die vollständige IBN ist bis Januar 2027 vorgesehen – damit soll die Realisierung nur etwa ein Jahr dauern. Das Unternehmen betont, dass es dank lokaler Erfahrung in Freudenberg und der Umsetzung „aus einer Hand“ schnell und planbar vorankommt. Außerdem wird die Transaktion als Gewinn für die Gemeinde und als attraktives Investment beschrieben.

Energiewende – schleppender Fortschritt

Der DIW-Energiewende-Monitor (2. Halbjahr 2025) sieht mehr Schwung beim Ausbau von Wind und PV, aber weiterhin zu wenig Tempo für die Ziele bis 2030. Ende 2025 sind bei PV 117 von 215 GW erreicht, Wind an Land liegt bei knapp 60 %, Offshore bleibt deutlich zurück; PV ist dem nötigen Ausbaupfad am nächsten. In Wärme und Verkehr geht die Umstellung zu langsam: Wärmepumpen kommen zwar auf 48 % der neuen Heizungen, E-Autos aber nur auf rund 20 % der Neuzulassungen. Flexibilität verbessert sich leicht (weniger negative Strompreise, mehr Batteriespeicher), bleibt aber eine Baustelle. Es wird davor gewarnt, dass später Strom fehlen könnte, wenn der Ausbau der Erneuerbaren jetzt ausgebremst wird, und dass die aktuell günstigen Bedingungen genutzt werden sollten, um Erneuerbare und Sektorenkopplung deutlich schneller voranzubringen.

Ore Energy validiert Eisen-Luft-Speicher für langfristige Energiespeicherung

Als Langzeitspeicher wurde vom niederländischen Start-up Ore Energy ein Eisen-Luft-

Batteriespeicher entwickelt, der über eine Speicherdauer von bis zu 100 Std. verfügt. Das Projekt ist EU-finanziert und wurde am französischen Labor „EDF Lab les Renardières“ erfolgreich abgeschlossen. Der Speicher ist modular aufgebaut und zeichnet sich durch eine niedrige Zelloxidation aus. Die Lebensdauer liegt bei 20 Jahren. Es ist ein Produktionsstandort in Europa mit Produktionsstart im Jahr 2027 geplant. Aufgrund der niedrigeren Materialkosten besitzt die Technologie das Potenzial, kostengünstiger als Lithium-Ionen-Batterien zu sein. Trotz der derzeitigen Abhängigkeit von staatlichen Anreizen wächst der Bedarf an Langzeitspeichern infolge der Energiewende.

Bau einer schwimmenden 6 MW-PV-Anlage in Baden-Württemberg

Das süddeutsche Unternehmen Erdgas Südwest baut seine bislang größte schwimmende PV-Anlage in Baden-Württemberg, auf dem Kühlsee in Iffezheim. Mit 3,4 ha werden damit 3,8 % des Sees bedeckt. Die Anlage wird in zwei Teilen erbaut. 4 MW werden zur Direktversorgung eines Betonsteinwerks der Kronimus AG Betonsteinwerke genutzt. Dieser Teil der Anlage bleibt demnach im Besitz von Erdgas Südwest. Mit dem Stromabnehmer wurde ein langfristiger Abnahmevertrag geschlossen. Die restlichen 2 MW werden an eine neugegründete Gesellschaft veräußert und der Strom wird zur Eigenverbrauchsdeckung genutzt. Eigentümer der Gesellschaft ist Eugen Kühl und Söhne GmbH & Co. KG (EKS), zugleich Eigentümer des Kühlsees und der Stadtwerke Baden-Baden.

NKT unterzeichnet zehnjährigen PV-Stromvertrag

NKT und Uniper haben einen langfristigen PV-Stromvertrag über zehn Jahre abgeschlossen. Künftig bezieht NKT erneuerbaren Strom aus Unipers neuer PV-Anlage in Wilhelmshaven. Der grüne Strom soll die NKT-

Produktionsstandorte in Köln und in Nordenham versorgen, letztere liegen nahe der PV-Anlage. Mit dem Power Purchase Agreement (PPA) will NKT seinen ökologischen Fußabdruck reduzieren und die Dekarbonisierung der Wertschöpfungskette vorantreiben.

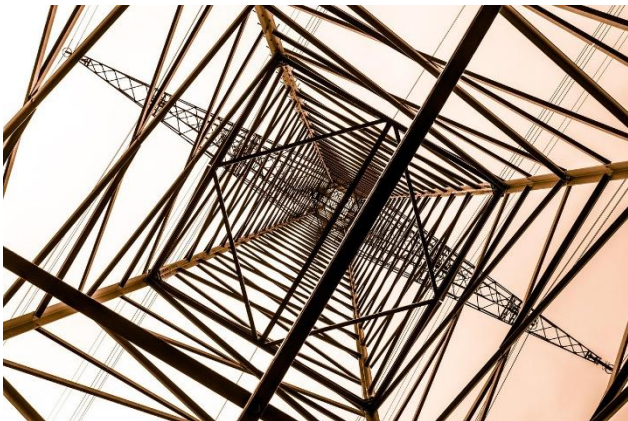
Der PV-Park „Voslapper Groden“ entsteht auf einer ehemaligen Aschedeponie in Wilhelmshaven und hat 17,2 MWp Leistung. Jährlich sollen dort rund 17.872 MWh Erneuerbare Energie erzeugt werden, die zu 100 % an NKT gehen. Geplant ist, dass die Stromlieferung ab dem 31. Januar 2027 beginnt – sobald die Anlage in Betrieb geht.



Offshore-Projekt „Nordlicht I“ macht schnellere Fortschritte als geplant

Die Umsetzung des Offshore-WP „Nordlicht I“ schreitet schneller voran als ursprünglich geplant. Bereits vor dem offiziellen Baubeginn wurden die ersten Monopiles und Transition Pieces

fertiggestellt. Insgesamt sind 68 dieser Komponenten vorgesehen und bilden die Verbindung zwischen Fundament und Turm der WEA. Der WP ist Teil eines größeren Clusters in der Nordsee, das aus „Nordlicht I“ und „Nordlicht II“ besteht. Der offizielle Start der Offshore-Arbeiten ist im Laufe dieses Jahres geplant und wird rund drei Jahre andauern. Nach der IBN wird „Nordlicht I“ der größte Offshore-WP Deutschlands sein und eine Leistung von ca. 980 MW bereitstellen.



PNE-Gruppe erhält Genehmigungen für zwei neue WPs in Deutschland

Die PNE-Gruppe hat im vierten Quartal 2025 die notwendigen Genehmigungen für zwei neue WPs in Deutschland erhalten. Eines der Projekte ist der WP „Am Heilborn“ in Thüringen mit fünf WEA vom Typ Vestas V172. Dort entsteht eine installierte Gesamtleistung von 36 MW. Zudem erhielt PNE die Teilgenehmigung für das Repowering des WPs „Hassendorf“ in Niedersachsen. Damit ist der Ausbau von drei Anlagen mit 18 MW endgültig genehmigt. Insgesamt bringen die beiden Projekte eine installierte Leistung von 54 MW. Nach ihrer IBN können sie den Strombedarf von rund 24.600 Drei-Personen-Haushalten decken. PNE sieht in den Genehmigungen einen wichtigen Schritt für den Ausbau seines Projektportfolios in Deutschland und betont seine Erfahrung bei komplexen Genehmigungsverfahren.

Höherer Strombedarf durch KI: USA planen 46 GW an zusätzlicher Windenergie bis 2029

Der zunehmende Erfolg von KI-Anwendungen führt zu einem deutlich steigenden Strombedarf. Bereits heute entfallen rund 4 % des gesamten Stromverbrauchs in den USA auf Rechenzentren, die KI-Systeme betreiben. Bis 2030 wird sich dieser Anteil voraussichtlich verdoppeln. Um diesem wachsenden Bedarf gerecht zu werden, spielt Windenergie eine zentrale Rolle. Die American Clean Power Association (ACP) geht davon aus, dass bis 2029 zusätzliche 46 GW an Windkraftleistung installiert werden. Allein im Jahr 2026 sollen davon rund 11 GW ans Netz gehen. Damit wird der Anteil der Windenergie an der US-Stromerzeugung weiter steigen. Derzeit liegt dieser bei etwa 10,1 % bei einer Gesamtleistung von ca. 160 GW.

Vestas erhält 1,38-GW-Auftrag von RWE für britisches Offshore-Großprojekt „Vanguard West“

Der WEA-Hersteller Vestas hat einen Großauftrag über 1,38 GW Offshore-WEA im Vereinigten Königreich erhalten. Auftraggeber ist der Energiekonzern RWE, der das Projekt „Vanguard West“ realisiert. Vestas soll 92 Turbinen des Typs V236-15.0 MW liefern, transportieren und in Betrieb nehmen. Nach der Errichtung übernimmt das Unternehmen zunächst einen fünfjährigen Servicevertrag, der in einen langfristigen Betriebs- und Wartungsvertrag übergeht. RWE betont die strategische Bedeutung des Vertrags im Zuge des Erfolgs in der jüngsten Offshore-Windauktion (Allocation Round 7). Vestas hebt hervor, dass die Dynamik im europäischen Offshore-Windmarkt weiter zunimmt. Der Standort des Vanguard-West-Projekts liegt rund 47 km vor der Küste von Norfolk in East Anglia. Die Endgültige Investitionsentscheidung (FID) ist für Sommer 2026 geplant. Die IBN des WPs soll 2029 erfolgen.

Baustart für großflächiges Scatec PV-Projekt in Rumänien

Das norwegische Unternehmen Scatec startet mit dem Bau eines 190-MW-PV-Projekts in Rumänien und sichert sich damit langfristige Erlöse durch staatliche Differenzverträge. Dieses Projekt markiert den erfolgreichen Markteintritt in Rumänien und ist Teil einer strategischen Neuausrichtung, die auf profitables Wachstum und die Konzentration auf Kernmärkte setzt. Die Finanzierung des 121 Mio. € schweren Vorhabens erfolgt in Zusammenarbeit mit internationalen Entwicklungsbanken und Partnern, wobei die IBN für Ende 2027 geplant ist. Parallel zur operativen Expansion stärkt Scatec durch ein Mitarbeiterbeteiligungsprogramm seine Kapitalbasis und unterstreicht damit seinen Kurs als Akteur der globalen Energiewende.

Rückläufige Zustimmung zum Ausbau von PV und Windenergie in Österreich

Das aktuelle Stimmungsbarometer 2026 zeigt, dass die Zustimmung der österreichischen Bevölkerung zum Ausbau Erneuerbarer Energien zwar weiterhin hoch ist, im Vergleich zu den Vorjahren jedoch spürbar sinkt. Besonders beliebt bleibt die PV auf Dächern und Fassaden, während Freiflächenanlagen und Windenergie deutlich geringere Zustimmungswerte erzielen. Auffallend ist der Rückgang der Akzeptanz für Projekte in der eigenen Gemeinde, die seit 2022 bei fast allen Energieformen um etwa zehn Prozentpunkte gefallen ist. Trotz sinkender Investitionsbereitschaft für das kommende Jahr besitzt bereits fast ein Drittel der Befragten eine eigene PV-Anlage, primär um Kosten zu sparen. Zudem gewinnt das Konzept der Energiegemeinschaften an Bedeutung, da das Interesse an gemeinschaftlicher Energienutzung stabil auf hohem Niveau bleibt.

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV Freiflächen
Gebotstermin	01/11/2025	01/12/2025
Zuschlagsvolumen Gebotsvolumen	8,16 GW 3,45 GW	5,25 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
Mengengewichteter 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	4,06 %	01/03/2026
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,51 %	01/03/2026
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,39 %	01/03/2026

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

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	3,70 %	01/03/2026
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	3,85 %	01/03/2026
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	3,90 %	01/03/2026

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: 01.03.2026