

Aufwind in der Lausitz: Eine 300 m hohe Windenergieanlage für den Windpark Klettwitz

Strompreiserückblick: Januar 2026



Meldungen

Nordex Group erneut Marktführer bei Onshore-Windkraft in Deutschland

Französische Wissenschaftler finden neue Ursache für Solarzellendegradation

Encavis erwirbt 199-MW-Portfolio

KI-Modell zur Wolkenbildung verbessert PV-Erzeugungsprognosen

Großbritannien vergibt 8,4 GW in bisher größten Offshore-Wind Auktion

Trotz PV-Rekord: Europas Erneuerbaren-Strom sinkt 2025

UBA: PV-Dachanlagen werden marktfähiger

China schließt das erste Superkondensator-Energiespeicherprojekt ans Netz

Weltweit zweitgrößter Offshore-WP final genehmigt

Nordex erhält Großaufträge von über 246 MW für Windenergieprojekte in Spanien

Tion Renewables übernimmt Clar-vise-Geschäft und baut Portfolio aus

China schafft Steuervergünstigungen für PV-Exporte im April ab

Aufwind in der Lausitz: Eine 300 m hohe Windenergieanlage für den Windpark Klettwitz

Einführung

Die Windenergie nimmt im Rahmen der Energiewende eine zentrale Rolle ein. Um den gesteckten Zielen für den Ausbau der Windenergie gerecht zu werden, braucht es nicht nur zusätzliche Flächen, sondern auch innovative Konzepte, wie bestehende Flächen effizient genutzt werden können (1). Ein naheliegender Ansatz hierfür ist es, die Leistung der verwendeten Windenergieanlagen (WEA) zu erhöhen. Die Leistung, die eine WEA maximal liefern kann, ist primär abhängig von der Leistung des Windes, der die Rotorebene durchströmt (2):

$$P_{Wind} = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 \quad (1)$$

Nach dieser theoretisch hergeleiteten Formel hängt die Windleistung vornehmlich von der nutzbaren Windgeschwindigkeit ab, die im Vergleich zur Rotorfläche mit der dritten Potenz in die Gleichung eingeht.

Höhenwindenergie allgemein

Um die richtige Nabenhöhe für ein geplantes Windenergieprojekt zu bestimmen, müssen die Windverhältnisse zuvor analysiert werden. Die Vermessung erfolgt mithilfe verschiedener Methoden. Beispielsweise können Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen schnell und unkompliziert mittels Light Detection and Ranging (LiDAR) oder Sonic Detection and Ranging (SoDAR) gemessen werden. Für eine genauere Analyse wird

jedoch eine Langzeitmessung mittels eines, mit Anemometern ausgestatteten, Windmessmasts zu empfohlen (3). Eine theoretische Veranschaulichung der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit kann anhand der logarithmischen Höhenformel konsultiert werden (4):

$$v(z) = v_{ref} * \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \quad (2)$$

Dabei erfolgt die Interpolation der gewünschten Höhe aus den Werten einer Referenzgeschwindigkeit (v_{ref}) in einer Referenzhöhe (z_{ref}). Für die Berechnung wird zusätzlich die Rauigkeitslänge (Oberflächenrauigkeit, z_0) der Umgebung benötigt (Abbildung 1). Die Oberflächenrauigkeit beschreibt die Veränderung der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von der Haftreibung in Bodennähe (5).

Die Haftreibung wird u. a. von der Oberflächentextur des Geländes sowie der Höhe der Vegetation und der Art der Besiedelung beeinflusst. Sie reduziert die Windgeschwindigkeit und führt zur Ausbildung von Turbulenzen. An küstennahen oder Offshore-Standorten ist die Oberflächenrauigkeit des umliegenden Geländes niedriger, während im Binnenland vornehmlich mit steigender Höhe der Einfluss der Oberflächenrauigkeit sinkt (6).

Die Formel liefert jedoch nur für die Prandtl-Schicht, die sich, je nach Tageszeit und Wetterbedingungen, bis zu 150 m Höhe erstreckt, eine gute Annäherung. In der darüberliegenden Ekman-Schicht sinkt der Einfluss der Rauigkeitslänge sowie der vertikale Wärme- und Impulsaustausch zwischen den Luftschichten, weshalb Turbulenzen stark abnehmen (6). Deshalb steigt die Windgeschwindigkeit im unteren Bereich der Ekman-Schicht stärker an, als das logarithmische Höhenprofil erwarten ließe. Zwischen 600 - 1.000 m über dem Gelände beginnt die atmosphärische Grenzschicht. Windrichtung und -geschwindigkeit werden hier durch Druckunterschiede und Coriolis-Kräfte aus der Erdrotation bestimmt.

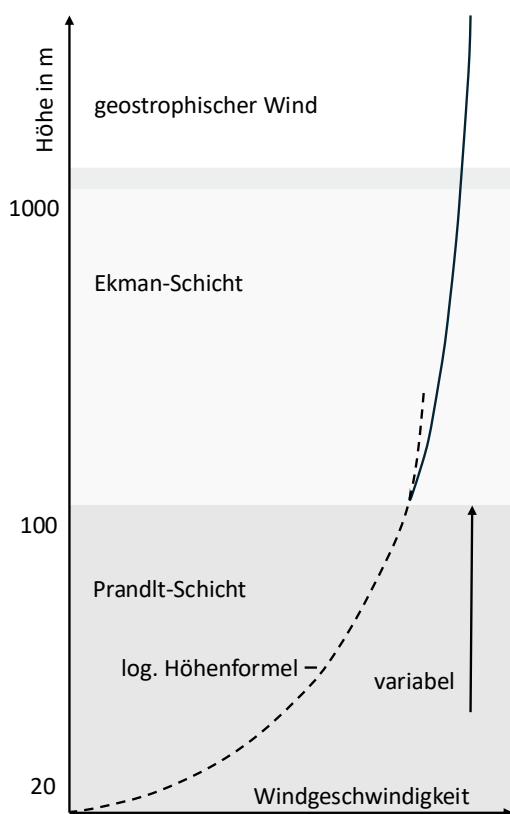


Abbildung 1: Verlauf der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Höhe, eigene qualitative Darstellung nach (6)

Die Steigerung der Nabenhöhe ist seit Beginn der Nutzung der Windenergie von großer Relevanz. Moderne WEA erreichen mittlerweile Nabenhöhen von bis zu 200 m (7). Zwischen 100-150 m Höhe wird in der Industrie mit 0,5 - 1,0 % Mehrertrag pro zusätzlichem Meter Gesamthöhe gerechnet (6).

In Schipkau in der Lausitz entsteht gerade eine WEA, deren Ziel es ist, Offshore-ähnliche Windverhältnisse im Binnenland zu nutzen. Dafür wird ein 300 m hoher Stahlgerüstturm errichtet, auf den eine Turbine des deutschen Herstellers VENSYS montiert werden soll. Im Betrieb hat die WEA eine geplante Gesamthöhe von 365 m (8).

Entwicklung von Turmvarianten für WEA

Zu Beginn der Nutzung von Windenergie zur elektrischen Energiewandlung waren insbesondere bei dänischen Forschungsprojekten

Stahlfachwerk-, sowie Betontürme in steifer Auslegung, die erste Biegeeigenfrequenz des Turms ist größer als die Anzahl Rotorblätter multipliziert mit der Nenndrehzahl, weit verbreitet (6). Aufgrund mangelnder Erfahrungswerte bestand die Befürchtung, dass ein Durchlaufen der ersten Turmbiegeeigenfrequenz beim Starten der Anlage zur Resonanz der WEA führen und dadurch die Lebensdauer senken könnte. Stahlfachwerktürme (Abbildung 2) ermöglichen aufgrund der Materialersparnis von bis zu 40 % gegenüber einem identischen Stahlrohrturm eine Senkung der Investitionskosten, was sie für eine steife Turmauslegung mit höheren Materialkosten besonders attraktiv macht.



Abbildung 2: Beispielbild einer WEA mit Stahlgerüstturm. Foto: Uwe Jelting

Mit zunehmender Forschung ergaben die Ergebnisse, dass eine weiche Auslegung des Turms, die erste Biegeeigenfrequenz des Turms ist kleiner als die Anzahl der Rotorblätter multipliziert mit der Nenndrehzahl, die Lebensdauer der WEA nicht senkt, weshalb die Nutzung einer steifen Auslegung mit vermeidbaren Kosten verbunden ist (6). Die Verwendung einer weichen Auslegung ermöglicht mehr Variationen in der

Turmausführung und rückt die Vorteile anderer Turmbauweisen in den Vordergrund.

Aufgrund des schnellen Aufbaus, der hohen Automatisierbarkeit in der Fertigung wurden Fachwerktürme zunehmend durch Stahlrohrtürme und später durch Hybridtürme (Beton-Stahl-Turm) verdrängt (6). Ein weiterer Nachteil von Stahlfachwerktürmen sind die Wartungskosten. Aufgrund der hohen dynamischen Lasten werden die Stahlverbindungen nicht geschweißt, sondern geschraubt. Im Betrieb fallen hohe Personalkosten aufgrund der manuellen Kontrolle und Nachbesserung aller Schraubverbindungen an (6).

Für alle Bauweisen werden möglichst große Fertigteile in Form von Rohrabstücken, Betonfertigteilen oder Gittermastschüssen im Werk gefertigt. Dabei ist zu beachten, dass der Bauteildurchmesser die durchschnittlichen Höhen der Unterführungen in Deutschland, 4,5 - 4,7 m, nicht überschreitet. Bei der Verwendung reiner Stahlrohrtürme führt die konische Bauweise zu einer Erhöhung des Durchmessers mit zunehmender Bodennähe, um die Steifigkeit bei gleichbleibender Wandstärke zu sichern und den Materialbedarf zu reduzieren. Mit zunehmenden Nabenhöhen überschreiten die Durchmesser der untersten Stahlsegmente die durchschnittlichen Höhen der Brücken in Deutschland. Dies würde zu Komplikationen beim Transport und einer Steigung von Kosten führen. Daher hat sich aktuell eine hybride Bauweise, ein Betonturm aus Betonsegmenten als Basis mit einem anschließenden Stahlrohrturm, ab einer Nabenhöhe von 100 - 120 m etabliert (6).

Erste Versuche für eine Segmentbauweise von Stahltürmen findet jedoch bereits bei Enercon Anwendung. Für die neusten WEA-Serien verwendet der WEA-Hersteller teilweise einen Stahl-Stahl Hybridturm (Hybrid Steel Tower, bspw. HST 162 m für die E-175 EP5 E1/E2). Dabei werden gekantete Schalenbleche miteinander verschraubt, um den Turmdurchmesser zu erhöhen und somit die Materialkosten zu mindern (9). Die Vorteile liegen hierbei vor allem im günstigen

Transport der Bleche, was einen größeren Absatzmarkt verfügbar macht. Die Dauerhaftigkeit der neuartigen Bauweise bleibt abzuwarten. Mit steigender Nabenhöhe ist die Erfüllung von Steifigkeitsanforderungen mit einem größeren Materialaufwand verbunden. Daher können Bauweisen wie Stahlfachwerktürme, die eine gute Skalierbarkeit und geringe Materialkosten aufweisen in großen Höhen wieder an Bedeutung gewinnen. Ein Pilotprojekt, dessen Ziel es ist, mit Hilfe eines Stahlgitterturms die weltweit höchste WEA zu errichten, wird derzeit in der Lausitz gebaut.

Höhenwindturm im Energiepark Klettwitz

Im Jahr 2023 wurde im Windpark (WP) Klettwitz mit 300 m der weltweit höchste Windmessmast in Betrieb genommen. Aus den Windmessungen können die möglichen Erträge auf Nabenhöhe abgeschätzt werden. Mit dem Windmessmast wurden in den Messhöhen von 150-300 m die Windgeschwindigkeit, der Luftdruck, die Luftdichte sowie die Fledermausaktivität vermessen. Die Messergebnisse ergaben einen deutlichen Vorteil der potenziellen Erträge gegenüber den notwendigen Investitionskosten. Während in einer Höhe von 150 m die durchschnittliche Windgeschwindigkeit ca. 6 m/s beträgt, liegt die durchschnittliche Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 300 m bei ca. 9 m/s. Das entspricht bei einem Rotordurchmesser von 120 m und der identischen Maschine einer theoretischen Ertragssteigerung von etwa 80 % (10).

Im September 2024 wurde mit dem Bau der ersten von zwei geplanten Testanlagen begonnen, die mit Hilfe eines ausfahrbaren Teleskopturms eine Nabenhöhe von 300 m erreichen soll. Als Grundgerüst dienen zwei ineinander gesetzte Stahlfachwerktürme mit einer jeweiligen Gesamthöhe von 160 m. Die Türme werden durch einen Adapter miteinander verbunden. Im Anschluss wird eine Vensys 126 - 3,8 MW Turbine mit einem Rotordurchmesser von 126 m aufgesetzt. Für

den Betrieb wird der innere Turm auf die Maximallänge ausgefahren, um eine Gesamthöhe von bis zu 365 m zu erreichen. Nach dem aktuellen Planungsstand soll die WEA im Juli 2026 in Betrieb genommen werden (8).

Mit den höheren Windgeschwindigkeiten steigt auch die mechanische Beanspruchung. Dem gegenüber stehen verminderte Turbulenzen, was die Lasten auf die gesamte WEA und die, durch Turbulenzen besonders beanspruchten, Blattlager mindert (6). Durch die Verwendung neuartiger Schraubenspannungsmessgeräte mit Ultraschall, könnten die Personal- und dadurch die Wartungskosten des Turms, trotz der großen Anzahl der verwendeten Schrauben, reduziert werden (11). Alternativ ist auch eine Stichprobenartige Kontrolle von Schraubverbindungen bereits ein etablierter Industriestandard (12). Der Wartungsaufwand eines Stahlgitterturms wird jedoch immer den eines vergleichbaren Stahlrohr- oder Hybridturms übersteigen. Um die Steifigkeitsanforderungen einer WEA mit 300 m Nabenhöhe zu erfüllen, ist die Verwendung eines Stahlfachwerkturms aktuell die einfachste Lösung.

Der Hersteller GICON, der im Auftrag der Beventum GmbH, einer Tochtergesellschaft der Bundesagentur für Sprung-Innovationen (SPRIND), tätig ist, prognostiziert für die WEA einen jährlichen Ertrag von 20 GWh. Das entspricht über 4.500 Volllaststunden, die normalerweise nur an küstenfernen Offshore-Standorten erreicht werden (13).

Die WEA wird zwischen den beiden WP Klettwitz Nord und Klettwitz Süd errichtet. Die große Nabenhöhe sowie der Einsatz eines Stahlfachwerkturms reduzieren die Verschattungseffekte der umliegenden WEA maßgeblich (14). Langfristig plant das Unternehmen, Energieparks mit drei Ebenen zu bauen. Dabei sollen Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) mit WEA unterschiedlicher Nabenhöhen kombiniert werden (15).

Kritik an den Prognosen des Herstellers kommt von Seiten der Fachagentur Wind und Solar. Moderne Anlagen erreichen bereits heute Gesamthöhen von 250 m und mehr. Und durch Repowering, also den Austausch alter Anlagen durch neue größere, verschwinden im deutschen Binnenland WEA mit Nabenhöhen von unter 120 m zunehmend aus den WP. Daher geht die Fachagentur davon aus, dass es wieder zu einer Konkurrenz um Flächen kommen könnte und das angestrebte Konzept mit drei Ebenen keine dauerhafte Lösung ist. Auch gibt es die Vermutung, dass es zunehmend zu Nutzungskonflikten mit der Luftfahrt kommen könnte. Insbesondere Militär- und Privatflugzeuge werden von den zunehmenden Gesamthöhen der WEA beeinflusst (16).

Die GICON-Gruppe hingegen gibt sich optimistisch und meint, der gleichmäßigere Ertrag in größeren Höhen rechtfertigt die höheren Investitionskosten auch für Anlagen mit geringerer Nennleistung und kleinerem Rotordurchmesser. Gerade mit einem steigenden Anteil von Erneuerbaren Energien am deutschen Strommarkt ist eine möglichst zuverlässige Einspeisung von größerer Relevanz. So plant GICON bis zu 1.000 vergleichbare Türme bis zum Jahr 2030 zu bauen. Derzeit wird ein weiterer potenzieller Standort in Nordrhein-Westfalen zwecks seiner Eignung vermessen (17).

Die Gemeinde Schipkau ist offen gegenüber EE im Allgemeinen sowie dem neuen Pilotprojekt im Speziellen. In Schipkau befinden sich mehrere WP mit einer gesamten Nennleistung von ca. 142 MW (18), sowie PV-Parks mit 300 MWp (19). Die Gemeinde Schipkau bezieht etwa 50 % ihrer Gewerbesteuereinnahmen aus Erneuerbarer Energie. Außerdem verfügt sie über ein Bürgerstrommodell mit einer Ertragsbeteiligung der knapp 7.000 Einwohner und sorgt dadurch für eine gesteigerte Akzeptanz der Bürger. Auch das neue Projekt soll im Bürgerstrommodell eingebunden werden (15).

Fazit

Das Höhenwindkraft Projekt bringt Innovationen, wie den ausfahrbaren Stahlfachwerkturm mit sich und erreicht Höhen, die mithilfe eines Hybridturms derzeit wirtschaftlich nicht realisierbar wären. Die vorliegenden Messdaten deuten auf einen Erfolg des Projekts hin. Außerdem zeigt die Verwaltung der Gemeinde Schipkau, dass es möglich ist, eine größere Akzeptanz für Windenergie in der Nähe des eigenen Wohnorts zu schaffen. Für eine bessere Einschätzung der Umsetzung des Projekts und den Ausblick für die Zukunft ist es jedoch notwendig, die Fertigstellung, den Betrieb und die Dauerhaftigkeit der WEA zu beobachten. Insbesondere in der Wartung des Fachwerkturms und mit der Umsetzung von Energieparks mit mehreren Etagen werden noch einige Herausforderungen auf die GICON-Gruppe zukommen. Falls sich das Projekt bewährt, könnte dies auch eine vermehrte Verwendung von Stahlgerüsttürmen in der Planung anderer Parks nach sich ziehen. Der angestrebte Bau von 1000 vergleichbaren WEA bis 2030 durch die GICON-Gruppe erscheint nach aktuellem Stand unrealistisch. Sollte das Pilotprojekt erfolgreich sein, wird der derzeit im Bau befindliche Stahlfachwerkturm zur Erschließung größerer Nabenhöhen wahrscheinlich nicht der letzte seiner Art sein. In naher Zukunft werden Beton-Stahl-Hybridtürme jedoch den Großteil an neu erbauten WEA ausmachen.

Autoren: Ole Schreckenbach und André Kobe

QUELLEN:

- (1) MDR (2025). Höchstes Windrad der Welt: Fast so hoch wie der Fernsehturm: verfügbar unter: <https://www.mdr.de/wissen/umwelt-klima/windenergie-hoehenwindturm-hoechstes-windrad-der-welt-entsteht-in-der-lausitz-100.html> (abgerufen am: 30.01.2026)
- (2) Iwer (2018). Windleistung und Windenergie von Windrädern bzw. Windturbinen berechnen: verfügbar unter: <https://iwer.info/article/Sonstiges/Windleistung-Windenergie-berechnen/index.html> (abgerufen am: 30.01.2026)
- (3) Ertemes (2023). Windgeschwindigkeitsmessung verfügbar unter: <https://www.ertemes.com/post/windgeschwindigkeitsmessung> (abgerufen am: 30.01.2026)
- (4) RWTH Aachen (2017). Henze & Schröder – Windenergie: verfügbar unter: https://www3.oia.rwth-aachen.de/vluebfiles/vlueb/lecture_materials/20/link/Windenergie_Standort.pdf (abgerufen am: 30.01.2026)
- (5) Deutscher Wetterdienst (2019). Bestimmung effektiver Rauigkeitslängen an Windmessstationen aus topographischen Karten (TK-Verfahren) Verfügbar unter: https://www.dwd.de/DE/leistungen/gutachtenqpr/z0_ous_topo_karten.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (abgerufen am: 30.01.2026)
- (6) Erich Hau (2016). Windkraftanlagen – Grundlagen, Technik,

- Einsatz, Wirtschaftlichkeit 6. Auflage Springer
- (7) Erneuerbare Energien (2024). Nordex nimmt 200 Meter Nabenhöhe ins Portfolio: verfügbar unter: <https://www.erneuerbareenergien.de/technologie/onshore-wind/nordex-nimmt-200-meter-nabenhoehe-ins-portfolio> (abgerufen am: 30.01.2026)
- (8) Taz (2025). 365 Meter Zukunft: verfügbar unter: <https://taz.de/Hoehstes-Windrad-der-Welt-in-Brandenburg/!6119256/> (abgerufen am: 30.01.2026)
- (9) ENERCON (2025). ENERCON erweitert EP5-Turmportfolio mit neuen HST-Türmen: verfügbar unter: <https://www.enercon.de/de/news/enercon-erweitert-ep5-turmportfolio-mit-neuen-hst-tuermen> (abgerufen am: 30.01.2026)
- (10) Erneuerbare Energien (2025). Windernte in 300 Metern Nabenhöhe: verfügbar unter: <https://www.erneuerbareenergien.de/technologie/onshore-wind/windernte-300-metern-nabenhoehe> (abgerufen am: 30.01.2026)
- (11) Statista (2025). Anzahl der Wind-Volllaststunden nach typischen Standorten für Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2024: verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224720/umfrage/wind-volllaststunden-nach-standorten-fuer-wea/> (abgerufen am: 30.01.2026)
- (12) EEHD (2024). In der Lausitz wächst das höchste Windrad der Welt: verfügbar unter: <https://eehd.gmbh/in-der-lausitz-waechst-das-hoechste-windrad-der-welt-doppelt-so-hoch-wie-ueblich/> (abgerufen am: 30.01.2026)
- (13) Windindustrie in Deutschland (2021). R&D entwickelt Methode zur Wartung von Bolzen in WEA: verfügbar unter: <https://www.windindustrie-in-deutschland.de/unternehmensmeldung/r-d-entwickelt-methode-zur-wartung-von-bolzen-in-wea> (abgerufen am: 30.01.2026)
- (14) Deutsche Bundesstiftung Umwelt (2017). Untersuchung des turbulenten Nachlaufs einer Modellwindenergieanlage mittels Stochastischer Methoden: verfügbar unter: https://www.dbu.de/app/uploads/Neunaber_TurbulenzWindenergie.pdf (abgerufen am: 30.01.2026)
- (15) Notebookcheck (2025). Gicon Höhenwindrad: Technologischer Durchbruch in der Windenergie mit 365 Metern Höhe: verfügbar unter: <https://www.notebookcheck.com/Gicon-Hoehenwindrad-Technologischer-Durchbruch-in-der-Windenergie-mit-365-Metern-Hoehe.1125055.0.html> (abgerufen am: 30.01.2026)
- (16) MDR (2025). Größtes Windrad der Welt: Grundsteinlegung in der Lausitz für 400-Meter-Giganten: verfügbar unter: <https://www.mdr.de/wissen/naturwissenschaften-technik/windkraft-firma-aus-dresden-baut-hoechstes-windrad-der-welt-100.html> (abgerufen am: 30.01.2026)
- (17) The Welding Institute (2025). In service inspection of wind turbine bolts: verfügbar unter: <https://www.twi-global.com/what-we-do/research-and-technology/research-programmes/core-research-programme/executive-summaries/35601-in-service-inspection-of-wind-turbine-bolts> (abgerufen am: 30.01.2026)
- (18) Erneuerbare Energien (2015). Windpark Klettwitz an Briten verkauft: verfügbar unter: <https://www.erneuerbareenergien.de/energiemarkt/energiemaerkte-weltweit/repowering-abgeschlossen-windpark-klettwitz-briten-verkauft> (abgerufen am: 30.01.2026)
- (19) GP Joule (2025). Regionale Wertschöpfung mit Sonne und Wasserkraft: verfügbar unter: <https://www.gp-joule.com/de/referenzen/solar/klettwitz-energiepark-lausitz/> (abgerufen am: 30.01.2026)

ABBILDUNGSVERZEICHNIS:

- (1) Verlauf der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Höhe, eigene qualitative Darstellung nach: Erich Hau (2016). Windkraftanlagen – Grundlagen Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit 6. Auflage Springer
- (2) Beispielbild einer WEA mit Stahlgerüstturm. Foto: Uwe Jelting verfügbar unter: <https://pixabay.com/de/photos/windrad-energie-energie-wind-6641658/> (abgerufen am: 03.02.2026)

Strompreisrückblick

01/2026

Die gesamte Energieproduktion durch Windenergieanlagen im Januar 2026 entsprach 16,64 TWh. Somit war die Produktion annähernd zu dem Wert von Januar 2025 (15,51 TWh bzw. 7,27 %). Die erzeugte Leistung aus Wind ist im Vergleich zum Vormonat ähnlich geblieben. Der Unterschied liegt bei 6,66 % bzw. 1,04 TWh. Die Einspeisung aus PV-Anlagen lag bei 1,67 TWh. Sie ist vergleichbar zum Vorjahreswert (-0,70 % bzw. -0,01 TWh), und analog mit dem Niveau des Vormonats (5,31 % bzw. 0,08 TWh).

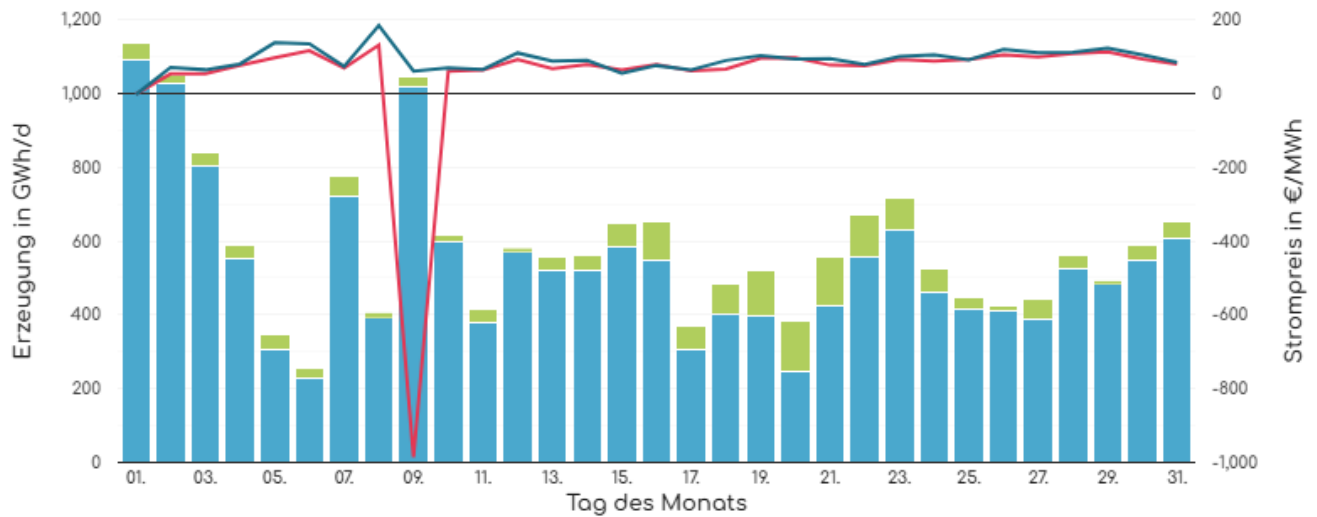
Zusammen speisten Wind und Sonne 18,31 TWh grünen Strom ein. Das Maximum der Gesamtproduktion (1,16 TWh) wurde am Donnerstag, den 01.01., und das Minimum (254 GWh) am Dienstag, den 06.01. erreicht. Das Maximum (1,10

TWh) und Minimum (227 GWh) von Wind fiel hierbei jeweils auf den gleichen Tag wie die maximale bzw. minimale Gesamtproduktion. Das Maximum von PV (138 GWh) fiel auf Dienstag, den 20.01.. Das Minimum der Solarproduktion (10 GWh) fiel auf Donnerstag, den 29.01.. Prozentual gesehen generierte die Windenergie 90,88 % der Gesamtproduktion aus PV und Wind.

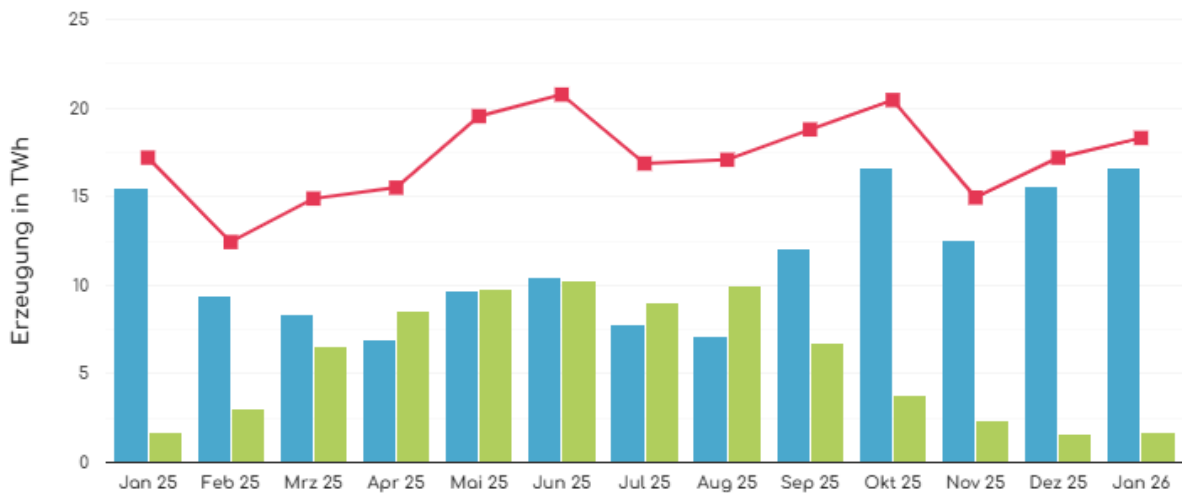
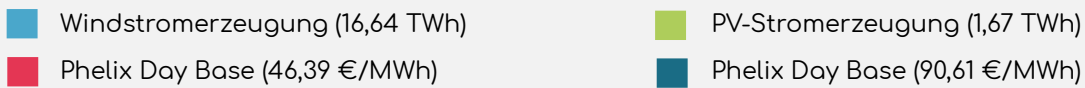
Im Januar 2026 traten negative Strompreise auf Tagesbasis auf. Das Minimum für den Phelix Day Base (-985,7 €/MWh) war am Freitag, 09.01. und für den Phelix Day Peak lag das Minimum am Donnerstag, den 01.01. mit -3,52 €/MWh. Die Maxima der Produkte traten beide am Donnerstag, den 08.01. auf und erreichten Werte in Höhe von jeweils 130,8 €/MWh und 183,2 €/MWh. Die Monatsmittelwerte lagen bei 46,39 €/MWh im Base sowie 90,61 €/MWh im Peak.

Markt und Preis	Day Ahead – Phelix Day Basis	Intraday – stündlich, kontinuierlich
Monatsmittel	46,39 €/MWh	46,39 €/MWh
Maximum	130,80 €/MWh	264,02 €/MWh
Minimum	-985,70 €/MWh	-9998,59 €/MWh

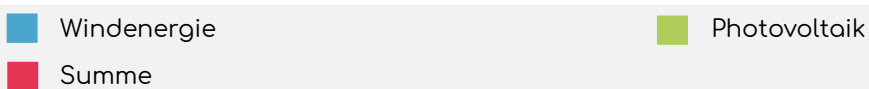
Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.tm?l=de&c=DE&year=2022&interval=month&month=12&zoom=minus



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



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



Meldungen

Encavis erwirbt 199-MW-Portfolio

Encavis hat für ein Portfolio aus Wind- und PV-Anlagen in der spanischen Region Aragón eine projektbezogene Non-Recourse-Finanzierung abgeschlossen. Das Portfolio weist eine Gesamtleistung von 199 MW auf und setzt sich aus drei WP mit ca. 142 MW sowie zwei PV-Anlagen mit insgesamt 57 MW zusammen. Das Finanzierungsvolumen beträgt 135 Mio. € und wurde über die Siemens Bank bereitgestellt, unter Beteiligung von Coöperatieve Rabobank U.A., Nord/LB sowie Siemens Financial Services.



Tion Renewables übernimmt Clearvise-Geschäft und baut Portfolio aus

Tion Renewables hat am 1. Januar 2026 das operative Geschäft und das gesamte Team der börsennotierten Clearvise AG übernommen. Tion ist größter Minderheitsaktionär von Clearvise und wird langfristiger Business-Services-Partner. Das zusammen betreute Portfolio beider Unternehmen soll bald rund 1 GW erreichen. Durch die Bündelung werden operative Synergien, beschleunigte Digitalisierung und ein effizienterer Einsatz des Expertenteams angestrebt. Die Auslagerung des Tagesgeschäfts erfolgt über

einen langfristigen Dienstleistungsvertrag, der nachhaltige Kosteneinsparungen ermöglichen soll. Das gesamte Clearvise-Team wechselt zu Tion, um einen nahtlosen Betrieb sicherzustellen. Ehemalige Clearvise-Führungskräfte übernehmen zentrale Rollen bei Tion, etwa im Finanzbereich, Asset Management und Investment Management.

Trotz PV-Rekord: Europas Erneuerbaren-Strom sinkt 2025

2025 ist die Stromerzeugung aus EE in Europa leicht gesunken (1.333 statt 1.375 TWh), vor allem wegen schwächerer Wind- und Wasserkraft. Wind lieferte rund 4 % weniger Strom, Wasserkraft brach aufgrund geringer Niederschläge um 11 % ein. Gleichzeitig erreichte PV-Energie dank eines sehr sonnigen Jahres mit +14 % einen neuen Rekord. Der Anteil von Kohle und Erdgas im Strommix stieg leicht auf 27 %. Zudem nahmen negative Strompreise deutlich zu, in mehreren Ländern gab es über 500 Stunden unter null Euro. Als Gründe gelten mehr wetterabhängige Einspeisung bei zu wenig Speichern und Flexibilität. Für 2026 erwartet Montel weitere PV-Rekorde, mehr negative Preise und mögliche extreme Preisspitzen bei Dunkelflauten.

China schließt das erste Superkondensator-Energiespeicherprojekt ans Netz

China hat das weltweit erste Superkondensator-Energiespeicherprojekt erfolgreich ans Stromnetz angeschlossen. Das Projekt „Jiayuguan NingSheng“ mit einer Leistung von 500 MW und einer Speicherkapazität von 1 GWh kombiniert Lithium-Eisenphosphat-Batterien mit Superkondensatoren. China National Nuclear Corporation (CNNC) ist Investor der Anlage, die am 30. Dezember 2025 den Netzbetrieb aufgenommen hat. Sie befindet sich innerhalb eines großen PV-Industrieparks in Jiayuguan in der Provinz Gansu

im Nordwesten des Landes. Der Batteriespeicher dient einer langfristigen Energiespeicherung und Lastspitzenkappung, während der Superkondensator durch seine schnelle Reaktionszeit von 60 Sekunden Frequenzregelung und Netzstabilisierung ermöglicht.

KI-Modell zur Wolkenbildung verbessert PV-Erzeugungsprognosen

Das Fraunhofer ISE hat ein KI-Modell entwickelt, welches die Vorhersage von Wolkenbildung anhand von Satellitenbildern verbessert. Da Wolken einen großen Einfluss auf die Prognose der PV-Erzeugung haben, sind präzise kurzfristige Prognosen für Netzbetreibende wesentlich, um Netzstabilität und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Mit dem neuen Verfahren soll die Fehlerquote bei kurzfristigen Einstrahlungsprognosen um 11 % sinken. Neben sichtbaren Satellitenbildern wird Infrarotlicht eingesetzt, um unabhängig vom Sonnenlicht die Wolkenbildung zu analysieren, womit die Prognosequalität verbessert wird. Die Ergebnisse werden mit dem konventionellen Verfahren der Wolkenzugvektoren ausgewertet. Das Modell ergänzt damit die numerische Wettervorhersage, die für kurzfristige Vorhersagen nur eingeschränkt geeignet ist.

UBA: PV-Dachanlagen werden marktfähiger

Ein vom Umweltbundesamt beauftragtes Kurzgutachten sieht die Marktintegration von PV-Dachanlagen auf gutem Weg, obwohl 2025 die Stunden mit negativen Börsenpreisen auf 575 stiegen (2024: 459 Stunden). Ursache ist, dass viele Betreibende bislang kaum Anreize haben, bei negativen Preisen weniger einzuspeisen. Das Solarspitzengesetz setzt an: Neue Anlagen über 7 kW erhalten in solchen Stunden keine Vergütung, sofern ein Smart Meter installiert ist – die volle Wirkung kommt erst mit breiterem Rollout. Für Bestandsanlagen gelten andere Regeln, etwa Vermarktung mit Preislimits und Abregelung bei

fernsteuerbaren Anlagen. Ausgeförderte Anlagen bleiben starr; 2045 werden 46 GW ohne Preissignal-Reaktion erwartet. Nötig sind daher mehr Verbrauchsflexibilität, § 14a EnWG und wirksame dynamische Tarife sowie vereinfachte Direktvermarktung.



Nordex Group erneut Marktführer bei Onshore-Windkraft in Deutschland

2025 war die Nordex Group Marktführer beim Ausbau der Onshore-Windkraft in Deutschland und verantwortlich für 31,5 % der neu ans Netz gegangenen Anlagen. Insgesamt installierte Nordex 285 Turbinen mit knapp 1.647 MW, während deutschlandweit 5.232,5 MW neu hinzukamen. Zum zweiten Mal in Folge führt Nordex das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur an. Zusätzlich verzeichnete Nordex 2025 ein Rekordjahr beim Auftragseingang mit 10.200 MW Bestellungen und übertraf damit den Vorjahresrekord deutlich. Laut Karsten Brüggemann, Vice President Region Central, setzt Nordex weiter auf Innovation und Service, um zuverlässige Zeitpläne und hohe Erträge zu sichern. Weltweit hat Nordex rund 57 GW in über 40 Märkten installiert, erzielte 2024 7,3 Mrd. € Umsatz und beschäftigt über 10.400 Mitarbeiter. Das Unternehmen fokussiert sich auf leistungsstarke Onshore-Turbinen der Klassen 4 bis 7 MW+ für Regionen mit begrenzten Flächen und Netzkapazitäten.

Weltweit zweitgrößter Offshore-WP final genehmigt

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) hat die finale Genehmigung für den Offshore-WP „Nordlicht II“ erteilt. Damit hat der Energiekonzern Vattenfall die vollständige „Final Investment Decision“ (FID) für das gesamte Nordlicht-Cluster getroffen, das aus „Nordlicht I“ und „Nordlicht II“ besteht. „Nordlicht I“ ist Deutschlands größtes Offshore-Windprojekt; der Bau soll noch dieses Jahr beginnen. „Nordlicht II“ folgt voraussichtlich rund ein Jahr später. Beide WPs sollen 2028 in Betrieb gehen und mit einer Nettoleistung von über 1,6 GW Strom für die Energiewende und Dekarbonisierung liefern. Die Genehmigung bestätigt die geplante Investition für das gesamte Offshore-Cluster. Vattenfall betont, dass das Projekt zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit Europas beiträgt. „Nordlicht II“ ist damit ein wichtiger Schritt im Ausbau von EE in der deutschen Nordsee.



Großbritannien vergibt 8,4 GW in bisher größten Offshore-Wind Auktion

Großbritannien hat seine bislang größte Ausschreibungsrunde für Offshore-Windprojekte abgeschlossen. Insgesamt wurden rund 8,4 GW an Leistung vergeben, um das nationale Ziel umzusetzen, bis 2030 eine Offshore-Windkapazität von 43 bis 50 GW aufzubauen. Bereits im Jahr 2024 waren in Großbritannien rund 15,6 GW an

Offshore-Windleistung installiert. RWE sicherte sich bei der Auktion etwa 82 % der ausgeschriebenen Kapazität, während EnBW sich aufgrund höheren Projektkosten und Risiken aus der Ausschreibung zurückgezogen hatte. Somit kann RWE fünf große Offshore-Projekte realisieren: Norfolk Vanguard East, Norfolk Vanguard West, Dogger Bank South 1 und 2 sowie Avel y Môr.

Nordex erhält Großaufträge von über 246 MW für Windenergieprojekte in Spanien

Nordex hat zum Jahresende mehrere neue Aufträge aus Spanien erhalten und ist damit an Projekten mit insgesamt über 246 MW beteiligt. In den Provinzen Teruel, Navarra, Burgos und León sollen insgesamt 38 WEA errichtet werden. Darunter befindet sich auch ein Auftrag des größten unabhängigen Onshore-Windstromerzeugers Europas, Nadara. Für das Projekt Castillo 1 in der Provinz León hat das Unternehmen zwölf Turbinen des Typs N163/6.X bei Nordex bestellt. Mit einer geplanten Gesamtleistung von rund 75 MW ist es das erste Projekt von Nadara in Spanien. Durch diese neuen Aufträge stärkt Nordex erneut seine Position als der WEA-Hersteller mit den meisten Auftragseingängen im Jahr 2025.

Französische Wissenschaftler finden neue Ursache für Solarzellen-degradation

Am französischen Forschungsinstitut CEA-Liten haben Wissenschaftler entdeckt, dass die Wasserstoffmigration in stark dotierten selektiven Schichten die primäre Ursache für die UV-induzierte Degradation in Heterojunction-Solarzellen ist und nicht wie bisher angenommen der Verlust von Si-H-Bindungen an der Grenzfläche. Die Degradation zeigt sich in einem Verlust der Leitfähigkeit und Ladungsträgerlebensdauer durch die Bildung inaktiver P-

Si-H-Si-Komplexe. Durch eine regelmäßige Kontrolle des Wasserstoffgehalts, UV-Filterung und eine optimierte Dotierung kann die Degradation reduziert werden und durch Lightsoaking mit Wärme und Licht ist sie teilweise umkehrbar, indem sich dabei der Wasserstoff neu anordnet.

China schafft Steuervergünstigungen für PV-Exporte im April ab

Ab 1. April 2026 streicht China die Mehrwertsteuervergünstigungen (Exportrabatte) für PV-Produkte vollständig ab, darunter monokristalline Siliziumwafer, PV-Zellen und PV-Module. Gleichzeitig werden die Rabatte für Batterien von 9 auf 6 % bis Ende 2026 reduziert und

ab dem 1. Januar 2027 vollständig gestrichen. Betroffen sind Lithium-Ionen-Zellen, Energiespeicher, Vanadium-Redox-Flow-Batterien sowie Vorprodukte wie Lithiumhexafluorophosphat. Laut Finanzministerium und Steuerverwaltung handelt es sich bereits um die zweite Anpassung innerhalb eines Jahres. Hersteller sehen steigende Exportkosten, weshalb Lieferungen möglicherweise ins erste Quartal 2026 vorgezogen werden, um die Übergangsfrist zu nutzen. Kurzfristig könnten die Ausfuhren zunehmen, langfristig erwarten Analysten jedoch eine Marktkonsolidierung und technologische Modernisierung. Insgesamt zielt die Maßnahme darauf ab, weniger auf Steueranreize zu setzen und stärker Qualität und nachhaltige Produktion zu fördern.

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV Freiflächen
Gebotstermin	01/11/2025	01/07/2025
Zuschlagsvolumen Gebotsvolumen	8,16 GW 3,45 GW	2,82 GW 2,27 GW
Zulässiger Höchstwert	7,35 ct/kWh	6,80 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	6,12 ct/kWh	6,26 ct/kWh
Niedrigster Zuschlagswert	5,80 ct/kWh	4,00 ct/kWh
Mengengewichteter Durchschnitt	6,06 ct/kWh	4,84 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	4,14 %	01/02/2026
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,60 %	01/02/2026
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,47 %	01/02/2026

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 %	14/01/2026
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,05 %	14/01/2026
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	3,90 %	14/01/2026

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: 01.02.2026