4initia

Newsletter
September 2024

No. 9

Über die Kapazitäten hinaus: Wie die Überbauung von Netzanschlusspunkten die Energiewende vorantreiben kann

Strompreisrückblick: August 2024

Meldungen

Fraunhofer-Studie: Stromgestehungskosten bis 2045

Nordex erhält Folgeauftrag für spanisches WP-Cluster

Repowering-Projekt in Mittelherwigsdorf mit drei E-138-Anlagen umgesetzt

China: EE überholen Kohle bei installierter Gesamtleistung

Juwi errichtet PV-Projekt in Griechenland

500 Mio. € Garantien aus Europa für die Windindustrie

Vestas erhält Auftrag für WP in Mecklenburg-Vorpommern

Nordex meldet robuste Geschäftszahlen für erstes Halbjahr 2024

Wettbewerbsfähige PV-Technologien aus Europa

PV-Zubau in Niedersachsen und Bremen zu zögerlich

Überzeichnung der Ausschreibungsrunde für Windenergie im August

Vestas erhält Großauftrag für WP in Südafrika

LEITARTIKEL

Über die Kapazitäten hinaus: Wie die Überbauung von Netzanschlusspunkten die Energiewende vorantreiben kann

Der Ausbau Erneuerbarer Energien ist unverzichtbar, um eine nachhaltige und klimafreundliche Energieversorgung sicherzustellen. Ihre zunehmende Bedeutung in der Energieversorgung erfordert innovative Ansätze zur optimalen Integration von Wind- und Solarenergie in das Stromnetz. Insbesondere die Synergienutzung von Photovoltaik (PV) und Windenergie (WE) bei der Netzanschlussplanung bietet erhebliche Vorteile, um die Effizienz und Stabilität des Energiesystems zu steigern. Hybridkraftwerke, die diese Technologien kombinieren, bieten nicht nur technische und wirtschaftliche Vorteile, sondern können auch zur Lösung der Herausforderungen beitragen, die durch die begrenzten Kapazitäten der Netzanschlusspunkte entstehen.

Eine Studie (1), welche der Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE) gemeinsam mit dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) durchgeführt hat, zeigt nun jedoch, dass das bestehende Netz weitaus mehr Potenzial bietet als bisher angenommen.

Netzanschlüsse am Limit? Die steigende Hürde der Projektierung.

Die Netzanschlussplanung gestaltet sich bei Projektmitarbeitenden zunehmend als immer größer werdende Herausforderung. Grund hierfür sind die oftmals -laut Netzbetriebsgesellschaften- bereits voll ausgelasteten Netzanschlusspunkte. Das kann dazu führen, dass Projekte oftmals nicht den nächstgelegenen Anschlusspunkt bei ihrer Planung berücksichtigen können, sondern den erzeugten Strom über größere Distanzen zu einem anderen Netzanschlusspunkt befördern müssen. Dies resultiert häufig in sich weiter herauszögernden Genehmigungsplanungen und zusätzlichen Kosten für die Projektmitarbeitenden. Um diesem Problem entgegenzutreten, spielte bis dato die Notwendigkeit eines schnellen Netzausbaus eine maßgebliche Rolle, da die schwankenden Einspeiseleistungen der Erneuerbaren und die veränderte räumliche Verteilung der Stromerzeugung umfangreiche Anpassungen der Netzinfrastruktur erfordern (2).

In seiner Netzverknüpfungspunkte-Studie kam der BEE nun zu dem Ergebnis, dass viele Netzanschlusspunkte hinsichtlich ihrer Kapazitäten nicht optimal genutzt werden. Grund hierfür ist die Komplementarität der beiden Energieträger Wind und Sonne. Ihren Produktionspeak haben Windenergieanlagen (WEA) in den Wintermonaten, PV-Anlagen hingegen im Sommer. Auch tageszeitlich differieren die beiden Energieträger (3), da WEA in der Regel nachts mehr Strom produzieren, während PV-Anlagen tagsüber ihren höchsten Ertrag erzielen. Eine Überschreitung verfügbarer Netzkapazitäten stellt in der Theorie somit eine Seltenheit dar.

Es wird deutlich, dass bei Projekten, die zum Beispiel sowohl WEA als auch PV mit jeweils 10 MW-Leistung umfassen, keine Netzkapazität von 20 MW erforderlich ist, welche von Netzbetriebsgesellschaften allerdings bisher gefordert wird. Sollte es jedoch in seltenen Fällen dazu kommen, dass zeitgleich viel Energie aus Sonne und Wind generiert wird, muss es dennoch nicht zum Blackout kommen. Eine Überlastung der Netze kann durch eine Speicherung der überschüssigen Energie in Batteriespeichern oder Elektrolyseuren verhindert werden. Der Wirkungsgrad von modernen Lithium-Ionen-Stromspeichern liegt bei ca. 90 bis 95 % (4)**Fehler! Verweisquelle konnte**

nicht gefunden werden.. Da die Speichertechnologie aktuell je nach Speicherkapazität Kosten in Millionenhöhe verursachen kann (5) und somit nicht in jedem Projekt wirtschaftlich umsetzbar ist, können Erzeugungskapazitäten auch abge-schaltet werden. Der Hybridpark Berg-Espich (Abbildung 1) zeigt, dass eine Lösung ohne Batteriespeicher bereits jetzt möglich ist.

Abbildung 1: Der seit 2013 bestehende Windpark Berg-Espich wurde 2023 um einen PV-Park mit einer Leistung von 10 MWp erweitert. Der PV-Park nutzt die bereits bestehende Infrastruktur sowie den selben Netzanschlusspunkt wie der Windpark. Die Kapazität des Hybridparks liegt bei 46 MW, wobei nur maximal 32 MW eingespeist wurden.

Hybridkraftwerke – sichere Stromerzeugung der Zukunft?

Immer häufiger wird auf die kombinierte Nutzung von Wind- und Solarenergie in Form von Hybridkraftwerken gesetzt. Hybridkraftwerke ermöglichen dabei nicht nur die gemeinsame Nutzung von Umspannwerken und Netz-anschlüssen, sondern auch von weiteren Infrastrukturen wie bestehenden Zuwegungen. Derzeit werden verschiedene Projekte in Deutschland, den Niederlanden und Griechenland bereits realisiert, bei denen diese Synergien und gemeinsame Netzanschlusspunkte genutzt werden.

Weitere Untersuchungen zur Netzintegration von Wind und PV (6) zeigen, dass der Netzanschluss bei PV zu vielen Stunden des Jahres nahezu ungenutzt bleibt. WE nutzt den Netzanschluss im Stundendurchschnitt weniger intensiv, dafür jedoch konsistent ganzjährig (Abbildung 2).

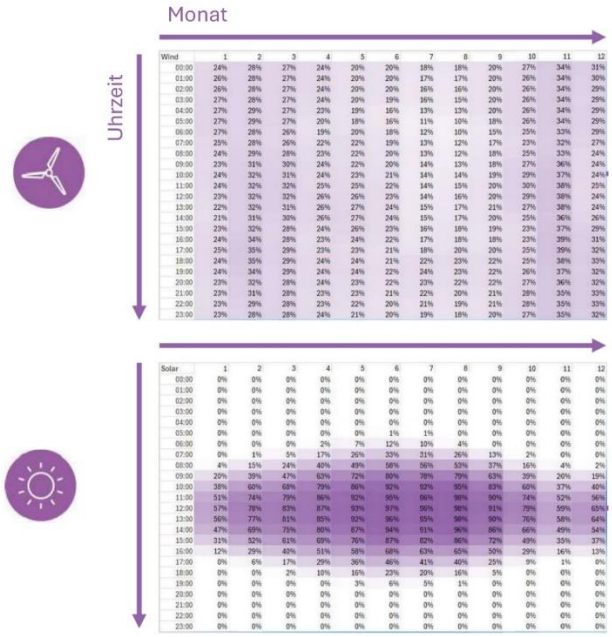


Abbildung 2: Durchschnittliche Auslastung der Anschlusskapazität pro Stunde und pro Monat für Standalone PV- oder Windsysteme. Die Daten wurden zur Verfügung gestellt von Aurora und analysiert von Galileo (eigene Übersetzung und Darstellung nach (7))

Ein Hybridsystem aus beiden Technologien, wie in Abbildung 3 zu sehen ist, kann den Netzanschluss daher deutlich effektiver nutzen. In dem abgebildeten Szenario wurde von 20 MW Wind, 36 MWp PV und einem Netzanschluss mit einer Kapazität von 20 MW ausgegangen.

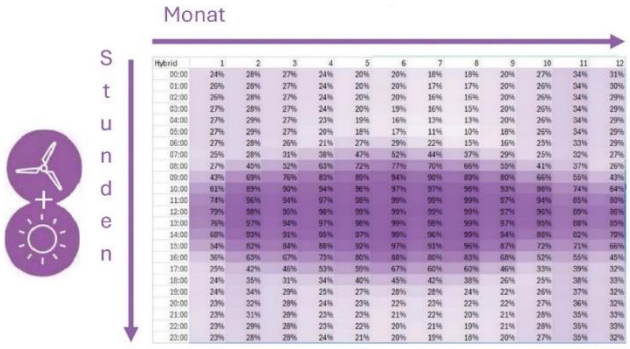


Abbildung 3: Durchschnittliche Auslastung der Anschlusskapazität pro Stunde und pro Monat eines exemplarischen Hybridsystems. Die Daten wurden zur Verfügung gestellt von Aurora und analysiert von Galileo (eigene Übersetzung und Darstellung nach (7))

Trotz dieser Vorteile gehen Netzbetriebs-gesellschaften in Deutschland immer noch sehr konservativ mit Hybridanlagen um und fordern,

dass jede angeschlossene Anlage jederzeit ihre jeweilige Maximalleistung in das Netz einspeisen können muss. Zwar kann in den meisten Fällen ein Regelungs- und Schutzkonzept, welches die Nutzung der Kapazitäten des Netzanschlusses optimal steigern soll, die Netzbetreibenden von der Integration solcher Hybridvorhaben überzeugen (6), allerdings wird zunehmend gefordert Rechtssicherheit zu schaffen. So fordert der BEE, dass das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) um einen Paragraphen erweitert wird, welcher die Möglichkeiten einer solchen Überbauung klar definiert.

Anpassung des EEG mit einem Anspruch auf Überbauung

Um einen Anspruch auf Überbauung geltend zu machen, schlägt der BEE vor das EEG durch einen neuen § 8a EEG zu ergänzen. Dieser soll die „Mitnutzung von bestehenden Netzanschlüssen" rechtlich absichern und gleichzeitig die Überbauung von Netzanschlusspunkten erleichtern. Parallel dazu wird vorgeschlagen, § 11 Abs. 1 EEG zu ergänzen. Besagter Paragraph regelt bisher die Abnahmepflicht von Netzbetriebsgesellschaften. Der Vorschlag hierbei lautet, einen neuen Satz 3 zu ergänzen, welcher klarstellt, dass der Anspruch auf Abnahme nicht steigt, wenn zusätzlich eine Anlage im Rahmen der Überbauung, nach dem neuen § 8a EEG, angeschlossen wird (1). Der Netzbetrieb soll somit die Sicherheit erlangen, dass er nur so viel Strom abnehmen muss, wie es vor dem Anschluss der neuen Anlage bereits der Fall war. Eine wesentliche Voraussetzung bleibt jedoch, dass die betreibende Firma einer bereits angeschlossenen Anlage trotz Anpassung des EEG der Überbauung zustimmt und dies dem Netzbetreibenden mitgeteilt wird. In einem Überbauungsvertrag müssen zudem die Einzelheiten der Vereinbarungen festgehalten werden, einschließlich des Verzichts des neuen Anlagebetreibenden auf die Einspeisung einer höheren Leistung als der am Netzanschlusspunkt verfügbaren Eingangsleistung.

Potenziale einer Überbauung

Die BBE-Studie zeigt, dass die durchschnittliche Nutzung eines Netzanschlusspunktes bei PV-Anlagen bei ca. 13 % und bei modernen WEA bei etwa 33 % liegt. Mit einer gemeinsamen Nutzung des Netzanschlusspunkts ließe sich die durchschnittliche Ausnutzung auf bis zu 53 % im Mittel über Deutschland steigern und somit teilweise fast verdoppeln (8), was zusätzlich auch die Wirtschaftlichkeit der Transformatoren steigern würde. Die Überbauung von Netzanschlusspunkten ermöglicht somit eine optimalere Nutzung der Kapazitäten, wodurch die Kosten für die Projektentwicklung wiederum sinken, da sich die Netzanschlussplanung deutlich vereinfacht.

Simulierte Szenarien der Überbauung für ganz Deutschland

Diese Szenarien, die jeweils eine Wind-dominierte, eine PV-dominierte und eine ausgeglichene Überbauung betrachten, untersuchen die Auswirkungen einer Überbauung von 150 % und 250 %, insbesondere in Bezug auf die Kapazitätsauslastung und das Auftreten von Überschüssen.

Die Überbauung von 150 % der Eingangsleistung der Transformatoren wird vom BEE in jedem Fall und für jedes der kalkulierten Szenarien empfohlen. Die simulierten Modelle zeigten hierbei, dass es nur bei einer sehr geringen Anzahl von Standorten mit starker Windhöffigkeit (Küstenstandorte), zu Überschüssen kommt (1). Durchschnittlich liegen die Überschüsse bei einer Überbauung von 150 % bei unter einem Prozent und bei windstarken Standorten bei ca. zwei Prozent des Netzeinspeisungs-Potenzials. Der Nutzen von Speichersystemen bei einer Überbauung von 150 % ist daher begrenzt.

250 %-Überbauung

Eine starke Überbauung der Netzanschlusspunkte von bis zu 250 % kann insbesondere in Kombination mit einer sinnvollen Integration von elektrischen Speichern zu einer optimierten Netznutzung beitragen. Bei einer derart intensiven Überbauung liegen die Überschüsse in Deutschland je nach Szenario durchschnittlich zwischen fünf (PV-dominiert) und neun Prozent (winddominiert) des potenziellen Netzeinspeisungsvolumens. Es ist jedoch zu beachten, dass sich die Überschüsse innerhalb der Standorte stark unterscheiden können. So wurden an windstarken Standorten in Schleswig-Holstein bei einer wind-dominierten Überbauung von 250 % Überschüsse von bis zu 20 % kalkuliert (1).

Insbesondere für Standorte mit derart hohen Überschüssen wäre eine Kopplung der Erzeugungsanlagen mit Speichersystemen essenziell. Je Standort könnte abgewogen werden, welche Technologie bei der Überbauung vorrangig eingesetzt werden soll, um potenzielle Energieüberschüsse zu steuern. Grundsätzlich wird in der Studie jedoch empfohlen, einen ausgewogenen Überbau von Wind- und PV-Anlagen mit jeweils 125 % zu verfolgen, um Überschüsse in der Energieproduktion zu minimieren und gleichzeitig die Effizienz sowie Flexibilität der Energieträger zu maximieren. Die somit generierten Überschüsse liegen im Mittel über Deutschland zwischen zwei und sechs Prozent.

In Abbildung 4 wurde das potenzielle Einspeiseverhalten eines Netzanschlusspunkts bei einer stark winddominierten Überbauung von 250 % (zusammensetzend aus 200 % Wind- und 50 % Solarenergie) an einem Standort in Schleswig-Holstein über einen Zeitraum von einer Woche kalkuliert.

In der Grafik werden die Einspeisungen der beiden Energieträger Wind (blaue Linie) und PV (orangene Linie) dargestellt. Zudem werden das Einspeisepotenzial (grün), sowie die tatsächliche Netzeinspeisung (braun) gezeigt. Energieüberschüsse entstehend aus der Überbauung sind in Rot dargestellt.

Die Grafik veranschaulicht deutlich die Möglichkeiten einer komplementären Nutzung eines Einspeisepunkts, da die tatsächliche Einspeisung häufig unter ihrem Potenzial bleibt. Es wird klar, dass die Energieproduktion aus Wind sehr schwankend ist und Perioden hoher Windenergieerzeugung oft von Phasen mit geringeren Windgeschwindigkeiten abgelöst werden. Leider kommt es in diesem Szenario auch häufiger zu Überschüssen. Ohne ein zusätzliches Speichersystem müssten die Anlagen in solchen Momenten heruntergefahren werden, wodurch potenziell erzeugter Strom verloren ginge. Das verdeutlicht zum einen noch einmal, dass eine ausgewogenere Überbauung sinnvoll ist und eine regionale Steuerung, wie bereits beschrieben, zur Optimierung der Netzanschlusskapazitäten genutzt werden kann.

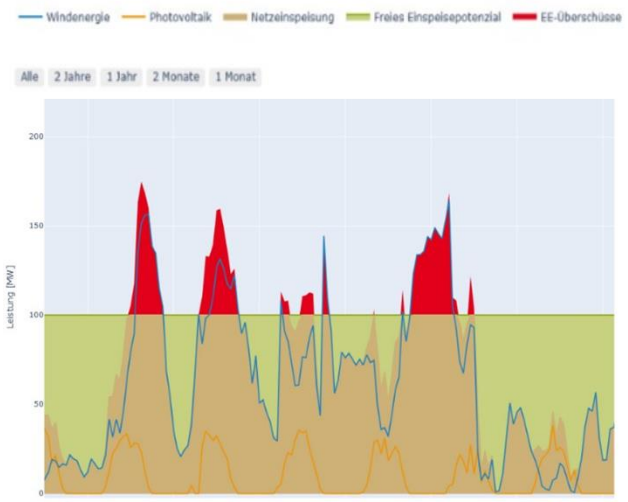


Abbildung 4: Kalkuliertes Einspeisungsverhalten eines Standorts in Schleswig-Holstein bei einem stark winddominierten Ausbau (1)

Fazit

Die Betrachtung der Synergien von Wind- und Solarenergie innerhalb eines Netzanschlusspunktes zeigt deutlich, dass eine

optimierte Nutzung bestehender Kapazitäten nicht nur möglich, sondern auch dringend notwendig ist, um die Effizienz des Energiesystems zu steigern. Die Integration von Hybridkraftwerken, bei denen Wind- und Solarenergie gemeinsam genutzt werden, kann erheblich zur Lösung der aktuellen Herausforderungen beitragen, indem sie die Netzkapazitäten besser ausschöpfen und gleichzeitig den Ausbau Erneuerbarer Energien vorantreiben. Wie die Untersuchung des BEE und des IEE zeigt, bietet eine Überbauung von Netzanschlusspunkten, insbesondere in Kombination mit Speichersystemen, eine zukunftsweisende Möglichkeit, die Netzstabilität zu erhöhen und überschüssig produzierten Strom effizient zu nutzen. Die vorgeschlagenen Anpassungen des EEG könnten hierbei den rechtlichen Rahmen schaffen, um die Umsetzbarkeit solcher Projekte zu erleichtern und die Akzeptanz bei den Netzbetreibenden zu steigern.

Ein solches Vorgehen würde nicht nur zu einer schnelleren Realisierung neuer Vorhaben führen, sondern auch die Netzanschlusskosten senken, da weniger neue Transformatoren benötigt werden und der Netzausbau langsamer vorangetrieben werden müsste, was die Notwendigkeit des weiteren Netzausbaus jedoch nicht ersetzt. Zudem würde dies zu einem gleichmäßigeren Einspeisungsverhalten und einer besseren Ausnutzung der Netzanschlüsse führen, was eine stabilere Energieversorgung sicherstellen könnte. Die Kostenreduktion für Projektmitarbeitende und Netzbetriebsgesellschaften wäre signifikant, da die IBN von Neuprojekten beschleunigt und die Netzbetriebsführung für die Netzbetreibenden vereinfacht würde.

Die Studie empfiehlt eine Überbauung von 150 % der Eingangsleistung der Transformatoren in jedem Fall, da die Überschüsse bei einer solch moderaten Überbauung minimal sind. Eine ausgeglichene Überbauung der Energieträger zu jeweils 125 % bei einer Gesamtkapazitätserhöhung auf 250 % des ursprünglichen Netzeinspeisungs-Potenzials in Kombination mit Speichersystemen wird ebenfalls als sehr empfehlenswert angesehen, da sich die Überschüsse in einem akzeptablen Rahmen halten und gleichzeitig das Potenzial der Netzanschlusspunkte effizienter genutzt wird. Eine solche Entwicklung ist entscheidend, um den Übergang zu einer nachhaltigen und stabilen Energieversorgung weiter voranzutreiben.

Autor: Utz Drechsler

QUELLEN:

(1) Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. Netzverknüpfungspunkte-Studie. Verfügbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2024/20240310_BEE_Studie_NVP.pdf (abgerufen am 19.08.2024).

(2) Umweltbundesamt. Netzausbau. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/netzausbau#Netzausbau (abgerufen am 26.08.2024)

(3) 100 prozent erneuerbar stiftung (2014). Ungleichzeitigkeit und Effekte räumlicher Verteilung von Wind- und Solarenergie in Deutschland. Verfügbar unter: https://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2014_Langfassung_Ungleichzeitigkeit_und_Effekte_raeumlicher_Verteilung.pdf (abgerufen am 19.08.2024).

(4) EEAktuell (2024). Wie Batteriespeicher die Energiewende voranbringen: Alle Infos + häufige Fragen. Verfügbar unter: https://erneuerbare-energien-aktuell.de/solarenergie/photovoltaik/batteriespeicher-energiewende/ (abgerufen am 28.08.2024).

(5) RWE Generation SE (2023). RWE startet den Bau von Batteriespeicher-Großprojekt an zwei Standorten in Nordrhein-Westfalen. Verfügbar unter: https://www.rwe.com/presse/rwe-generation/2023-05-31-rwe-startet-bau-von-batteriespeicher-grossprojekt/ (abgerufen am 28.08.2024).

(6) Windenergie in Deutschland (2023). Gute Ergänzung – Hybridkraftwerke stabilisieren die Energieerzeugung. Verfügbar unter: https://www.windindustrie-in-deutschland.de/fachartikel/gute-ergaenzung-hybridkraftwerke-stabilisieren-die-energieerzeugung (abgerufen am 19.08.2024).

(7) Galileo Energy (2024). Sharing grid access points: Implementation and opportunities for hybrid wind and PV. Download unter: https://energie-fr-de.eu/de/veranstaltungen/leser/konferenz-zur-netzintegration-von-windenergie-und-photovoltaik.html?file=files/ofaenr/02-conferences/2024/240515_Netzintegration/Presentations/07_Viviane_Laborde_Galileo_OFATE_DFBEW.pdf (abgerufen am 19.08.2024).

(8) Fraunhofer IEE (2024). Studie zeigt ungenutzte Kapazitäten für den Netzanschluss von Erneuerbaren-Kraftwerken. Verfügbar unter: https://www.iee.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/2024/ungenutzte-kapazitaeten-fuer-netzanschluss-von-erneuerbaren.html (abgerufen am 19.08.2024).

Strompreisrückblick 08/2024

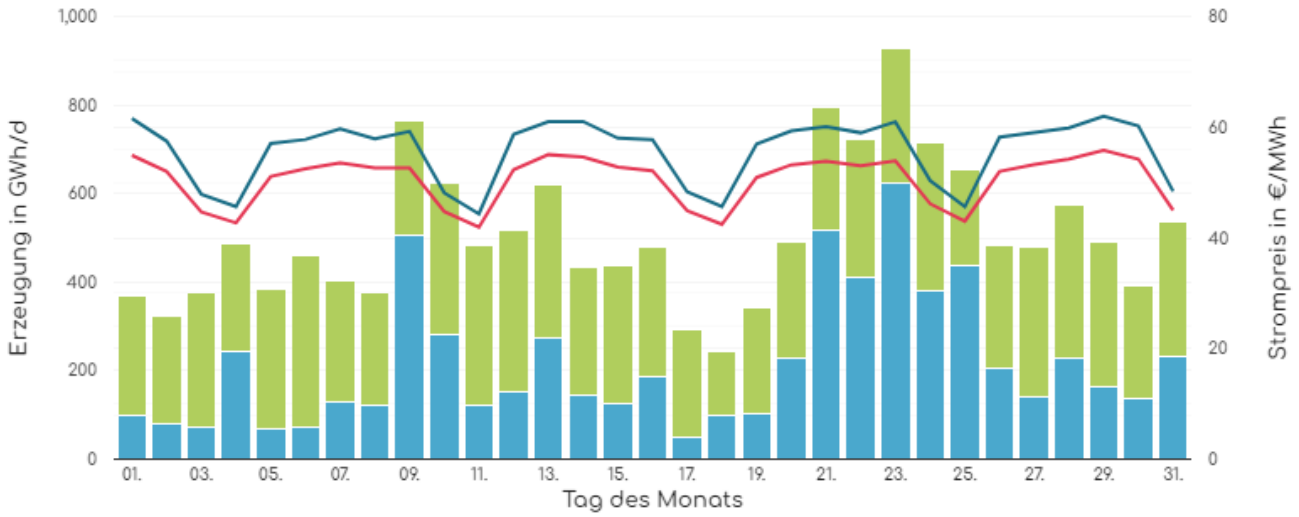
Die gesamte Energieproduktion durch Windenergieanlagen im August 2024 entsprach 6,63 TWh. Daher war die Produktion in etwa vergleichbar mit dem Wert von August 2023 (6,97 TWh bzw. -4,91 %). Die erzeugte Leistung aus Wind ist im Vergleich zum Vormonat relativ ähnlich geblieben. Der Unterschied liegt bei -7,54 % bzw. -0,54 TWh. Die Einspeisung aus PV-Anlagen lag bei 9,04 TWh. Sie ist deutlich über dem Vorjahreswert (2,54 TWh bzw. 39,19 %), und vergleichbar mit dem Niveau des Vormonats Juli (-0,42 TWh bzw. -4,48 %).

Zusammen speisten Wind und Sonne 15,67 TWh grünen Strom ein, was einen Monatsanteil am bisherigen Jahresertrag von 11,31 % ausmacht. Das Maximum der Gesamtproduktion (926 GWh) wurde am Freitag, den 23.08., und das Minimum (242 GWh) am Sonntag, den 18.08. erreicht. Das Maximum von Wind (622 GWh) fiel hierbei auf den gleichen Tag wie die maximale Gesamtproduktion. Das Maximum von PV (387 GWh) fiel auf Dienstag, den 06.08.. Das Minimum der Windproduktion (50 GWh) fiel auf Samstag, den 17.08.. Das Minimum der Solarproduktion (141 GWh) fiel auf den gleichen Tag wie das Minimum der zusammen eingespeisten Technologien (Sonntag, den 18.08.). Prozentual gesehen generierte die Windenergie 42,31 % der Gesamtproduktion aus PV und Wind.

Im August 2024 traten an keinem Tag negative Strompreise auf Tagesbasis auf. Die Minima für den Phelix Day Base und den Phelix Day Peak lagen an einem Sonntag, den 11.08. mit 41,92 €/MWh und 44,33 €/MWh. Die Maxima der Produkte traten beide an einem Donnerstag, den 29.08. auf und erreichten Werte in Höhe von jeweils 55,79 €/MWh und 61,94 €/MWh. Die Monatsmittelwerte lagen bei 50,51 €/MWh im Base sowie 55,7 €/MWh im Peak.

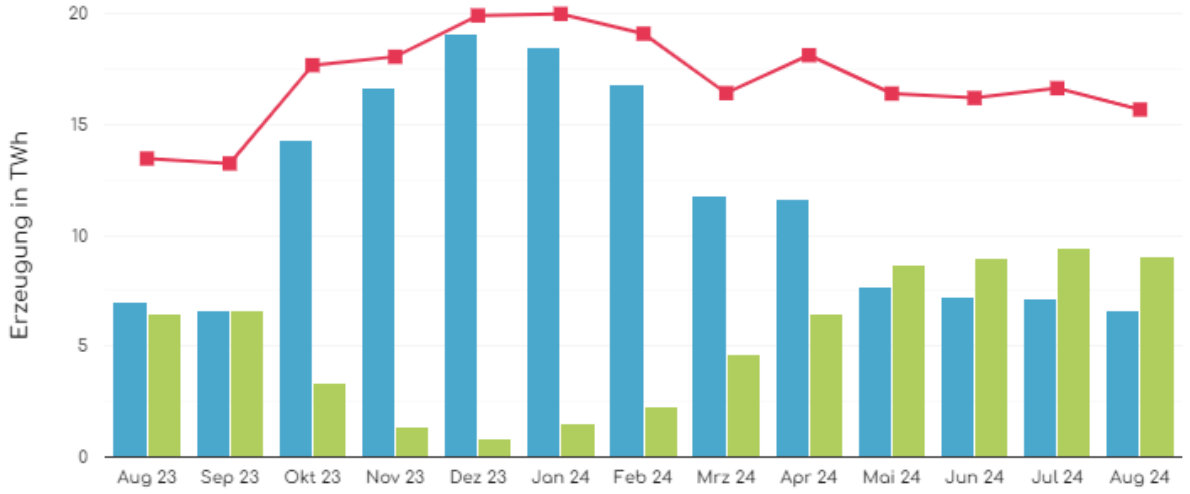
Markt und Preis	Day Ahead – Phelix Day Basis	Intraday – stündlich, kontinuierlich
Monatsmittel	50,51 €/MWh	85,25 €/MWh
Maximum	55,79 €/MWh	1013,87 €/MWh
Minimum	41,92 €/MWh	-84,83 €/MWh

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

- Windstromerzeugung (6,63 TWh)
- PV-Stromerzeugung (9,04 TWh)
- Phelix Day Base (50,51 €/MWh)
- Phelix Day Base (55,70 €/MWh)



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

- Windenergie
- Photovoltaik
- Summe

Meldungen

Fraunhofer-Studie: Stromgestehungskosten bis 2045

Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE hat eine Studie zu den Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerkstypen bis 2045 veröffentlicht. Demnach werden kombinierte Großprojekte mit PV und Onshore-Windenergie die kostengünstigste Option für die Stromerzeugung in Deutschland sein. Für 2024 liegen die Stromgestehungskosten dieser Kombination bei 4,1 bis 9,2 ct/kWh. Die Kosten für fossile Brennstoffe sind aufgrund der hohen CO2-Preise deutlich höher, was sie langfristig unattraktiv macht. Kernkraftwerke haben eine große Kostenspanne von 13,6 bis 49,0 ct/kWh, bedingt durch die unflexible Betriebsweise. Flexible Biogas- und Biomassekraftwerke bleiben teurer, sind aber als Back-up erforderlich. Insgesamt bestätigt die Studie, dass EE die wirtschaftlichsten Optionen für die zukünftige Stromerzeugung sind.

Nordex meldet robuste Geschäftszahlen für erstes Halbjahr 2024

Der WEA-Hersteller Nordex hat seine Geschäftszahlen für das erste Halbjahr 2024 veröffentlicht und berichtet von einer robusten finanziellen und operativen Entwicklung. Die Umsatzsteigerung von 25 % auf 3,4 Mrd. € und eine deutliche Verbesserung des EBITDA auf 118,0 Mio. € markieren ein erfolgreiches Halbjahr. Die EBITDA-Marge stabilisierte sich bei 3,4 %, was zu einer positiven Anpassung der Jahresprognose führte. Nordex erwartet nun eine EBITDA-Marge von 3,0 bis 4,0 %, gegenüber der ursprünglichen Bandbreite von 2,0 bis 4,0 %. Die Aktie profitiert von dieser Entwicklung und gehört mit einem Kursplus von rund 30 % zu den besten Titeln im RENIXX. Nordex erwartet weiterhin einen Jahresumsatz von 7,0 bis 7,7 Mrd. € und plant Investitionen in Höhe von 175 Mio. €.

Überzeichnung der Ausschreibungsrunde für Windenergie im August

Wirtschaftsminister Habeck bestätigte Mitte August, dass in der Ausschreibungsrunde zum 1. August mehr Gebote eingegangen seien, als Volumen bereitgestellt wurde. Die BNetzA hatte das ursprünglich zur Verfügung stehende Volumen zuvor von 4,09 GW auf 2,71 GW reduziert, der BWE hatte den Vorgang stark kritisiert. Das Ausbautempo würde verzögert und bremse die Energiewende. BWE-Präsidentin Heidebroek fordert die BNetzA auf, die Ergebnisse der jüngsten Windenergie-Ausschreibungsrunde schnell bekannt zu geben, um Verzögerungen bei den Projekten zu vermeiden. Bei der letzten Runde lagen zwischen Stichtag und Ergebnismitteilung zwei Monate. Das verfügbare Volumen für die Ausschreibung am 1. November sollte vollständig und ohne Kürzungen ausgeschrieben werden um Ausbauziele zu Erreichung.

PV-Zubau in Niedersachsen und Bremen zu zögerlich

Beim Ausbau der Windenergie sind Niedersachsen und Bremen unter den führenden Bundesländern. Der Zubau von PV wird nach einer Bilanz des Landesverband Erneuerbare Energien (LEE) als zu gering bewertet. Der Ausbau von PV-Anlagen auf Hausdächern, insbesondere Einfamilienhäusern, nimmt zwar zu, der Bau von PV-Parks gerät laut LEE aufgrund von Gesetzesänderungen ins Stocken. Niedersachsen will bis 2035 65 GW erreichen. Dieses Ziel erfordert jährliche Installationen von 4,75 GW, derzeit verfügt das Land über 8 GW (77 % auf Hausdächern). Bremen verfügt derzeit über 119 MW, 2030 sollen es 500 MW sein (derzeit 91 % auf Hausdächern). Es mangelt in

beiden Ländern an der Planung von Großprojekten.

Vestas erhält Auftrag für WP in Mecklenburg-Vorpommern

Vestas wird für das WP-Projekt „Bartow Pfalz“ in Mecklenburg-Vorpommern Windturbinen liefern. Der Auftrag umfasst sechs Turbinen des Typs V162-7.2 MW und eine V150-6.0 MW, insgesamt 49 MW. Neben Lieferung und IBN beinhaltet der Auftrag auch die langfristige Wartung. Die Auslieferung beginnt voraussichtlich im ersten Quartal 2026, die IBN ist für das dritte Quartal 2026 geplant. Vestas und die WindBauer GmbH freuen sich auf die Zusammenarbeit zur Förderung der Energiewende in Deutschland.

Repowering-Projekt in Mittelherwigsdorf mit drei E-138-Anlagen umgesetzt

Anfang August hat die Energiequelle GmbH in Zusammenarbeit mit der Alterric Deutschland GmbH im sächsischen Mittelherwigsdorf drei Enercon-Anlagen im Rahmen eines Repowering-Projekts ans Netz genommen. Dabei wurden drei veraltete WEA der Modelle E-40, E-66 und E-70 zurückgebaut und durch neue E-138-Anlagen mit einer Nabenhöhe von 160 m und einer Leistung von 4,2 MW ersetzt. Die Stromproduktion an den drei Standorten wird damit versechsfacht, so dass insgesamt etwa 11.000 Haushalte mit klimafreundlichem Strom versorgt werden können. Die Energiequelle GmbH übernahm dabei die Entwicklung, Genehmigung, Koordination sowie die Überwachung des Bauprozesses. Das Unternehmen hat bereits mehr als 850 WEA mit insgesamt 1,7 GW umgesetzt.

Wettbewerbsfähige PV-Technologien aus Europa

Das deutsch – französisch - niederländische Unternehmen Holosolis plant im französischen Hambach den Bau einer integrierten PV-Fabrik und plant dabei international wettbewerbsfähige Solarzellen- und module zur produzieren. Möglich wird das durch den Net Zero Industry Act der EU. Dieser verpflichtet alle Mitgliedsländer nationale Maßnahmen zu erlassen, um Schlüssel-technologien der Energiewende zu fördern. Ziel der EU dabei ist es bis 2030 mindestens 40 % des jährlichen Bedarfs an sauberen Technologien selbst decken zu können.

500 Mio. € Garantien aus Europa für die Windindustrie

Die Europäische Investitionsbank hat eine Rückbürgschaft von 500 Mio. € an die Deutsche Bank AG vergeben, um Investitionen in WPs in der EU zu fördern. Dies ist Teil eines 5 Mrd. € umfassenden Windkraft-Förderplans, der im Dezember 2023 beschlossen wurde. Die Rückbürgschaften sollen private Investitionen von bis zu 8 Mrd. € auslösen und Herstellern von WEA helfen, Lieferkettenproblemen und Inflation zu begegnen. Dies ist Teil des Aktionsplans der EU-Kommission zur Stärkung der Windindustrie, um die Produktion gemäß den EU-Zielen für 2030 zu steigern.

Juwi errichtet PV-Projekt in Griechenland

Juwi Hellas, die griechische Tochter der Juwi-Gruppe, hat ein bedeutendes PV-Projekt in Griechenland übernommen. Mit einer Leistung von insgesamt 267 MW, verteilt auf drei PV-Cluster, wird dieses Projekt eines der größten in der Unternehmensgeschichte. Nach dem Erwerb durch Juwi wurde das Projekt an die Vermögensverwalter Foresight und Mirova weiterverkauft. Juwi übernimmt als EPC-Dienstleister die technische Umsetzung, die im August 2024 beginnt. Die IBN ist für Anfang 2026 geplant. Mit diesem Projekt stärkt Juwi seine Position im internationalen PV-Markt.

Nordex erhält Folgeauftrag für spanisches WP-Cluster

Der Projektentwickler Aquila Clean Energy hat Nordex einen weiteren Großauftrag erteilt. Nach den im Juni 2024 bestellten 21 Anlagen mit 124 MW Gesamtleistung für das WP-Cluster „Baza“, wird Nordex zusätzlich 24 der N163/5.X-Turbinen mit 141,6 MW liefern. Dieser Folgeauftrag umfasst ebenfalls einen 20-jährigen Premium-Service-Vertrag. Die Anlagen werden ab 2025 errichtet, der Betrieb startet 2026. Der „Baza“-Cluster in Granada wird dann aus 45 Turbinen mit über 265 MW bestehen. Nordex-Vertriebsvorstand Patxi Landa betont die Bedeutung des Vertrauens von Aquila Clean Energy für das Unternehmen.

Vestas erhält Großauftrag für WP in Südafrika

Südafrika treibt den Ausbau seiner Erneuerbaren Energiekapazitäten weiter voran. Vestas hat den Auftrag für das Großprojekt WP „Khangela Emoyeni“ erhalten, welches das südafrikanische Stromnetz um 144 MW erweitern wird. Geplant ist die Installation von 32 Anlagen des Typs V163-4.5 MW. Bereits im Juni erhielt Vestas einen ähnlichen Auftrag für den WP „Umsinde Emoyeni“ in derselben Region. Der WP „Khangela Emoyeni“ soll Anfang 2026 in Betrieb genommen werden und das Portfolio von Vestas in Südafrika auf insgesamt 1,5 GW erweitern.

China: EE überholen Kohle bei installierter Gesamtleistung

Laut der Nationalen Energiebehörde (NEA) hat die installierte Leistung aus Windenergieanlagen und Photovoltaik in China erstmals die Kohle übertroffen, berichtet Rystad Energy. Die Prognosen des Unternehmens deuten darauf hin, dass bis 2026 Photovoltaik mit einer Kapazität von über 1,38 TW die Kohle-Leistung um 150 GW übertreffen wird. Diese Verschiebung zeigt Chinas zunehmende Abkehr von fossilen Brennstoffen zugunsten regenerativer Energien. Seit 2020 haben die jährlichen Installationen von Wind- und PV konstant 100 GW überschritten, während der Ausbau von Kohlekraftwerken abnahm. Strengere Beschränkungen und Stilllegungen kleinerer Kohlekraftwerke tragen ebenfalls zu diesem Trend bei. Trotz Herausforderungen wie geringer Auslastung erfordert die Zukunft erhebliche Upgrades der Netzinfrastruktur zur Verbesserung von Übertragung und Speicherkapazitäten.

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV Freiflächen
Gebotstermin	01/05/2024	01/07/2024
Zuschlagsvolumen | Gebotsvolumen	2,79 GW | 2,38 GW	2,15 GW | 2,15 GW
Zulässiger Höchstwert	7,35 ct/kWh	7,37 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	7,35 ct/kWh	5,24 ct/kWh
Niedrigster Zuschlagswert	7,20 ct/kWh	4,50 ct/kWh
Mengengewichteter Durchschnitt	7,33 ct/kWh	5,05 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	5,51 %	28/12/2023
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	5,51 %	28/12/2023
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	5,51 %	28/12/2023

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

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	3,45 %	23/08/2024
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	3,45 %	23/08/2024
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	3,45 %	23/08/2024

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 TMG, §55 Abs 2 RStV:
Torsten Musick

Redaktionsschluss: 01.09.2024