

Wer baut die Rechenzentren, wenn Strom, Fläche und Akzeptanz knapp werden?

Strompreistrückblick:
Juli 2026

Meldungen

EU-Kommission stellt Strategie für mehr Elektrifizierung und Klimaschutz vor

„Nordseecluster A“ speist erstmalig Offshore-Strom ins Netz

Offshore-Windkraft im Mittelmeer braucht Planungssicherheit

DHL Group schließt zehnjähriges Onshore-Wind-PPA

Neues PV-Projekt am Flughafen Düsseldorf startet erfolgreich

AES demonstriert Potenzial von Automatisierung im PV-Sektor

Nextpower übernimmt Energiespeicheranbieter Prevalon Energy

Schweden ändert Verfahren bei Vergabe von Offshore-Genehmigungen

Batteriespeicherausbau erreicht neues Rekordniveau

PNE stärkt Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung

PV-Carport in Essen setzt Impulse für ÜV im Gewerbesektor

Gulfstream nimmt größtes Dach-Solarportfolio im Chatham County in Betrieb

LEITARTIKEL

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

Wer baut die Rechenzentren, wenn Strom, Fläche und Akzeptanz knapp werden?

Rechenzentren werden zur Schlüsselinfrastruktur der digitalen Wirtschaft und damit zu einem neuen Prüfstein für Energie- und Standortpolitik. Der Bedarf wächst durch Cloud-Dienste, Colocation und künstliche Intelligenz stark. Zugleich werden geeignete Standorte knapper: große Anlagen brauchen hohe Anschlussleistungen, leistungsfähige Kühlung, verfügbare Flächen nahe Glasfaser-Backbones und belastbare Konzepte für Abwärme, Wasser und Akzeptanz. Die USA zeigen, wie schnell daraus Verteilungskonflikte entstehen können. In Regionen wie Northern Virginia treffen Dateninfrastruktur, Netzengpässe, Flächenkonkurrenz und Widerstand vor Ort bereits aufeinander. Europa steht vor ähnlichen Fragen, allerdings mit engeren Flächen, strengeren Verfahren und größerem Druck zur Wärmeintegration.



Dieser Artikel erklärt, warum Rechenzentren nicht mehr nur ein IT-Thema sind. Zunächst geht es um

die Frage, was ein Rechenzentrum technisch ausmacht. Danach folgen die zentralen Engpässe: Stromverbrauch und Anschlussleistung, Wärme und Kühlung, Nutzung der Abwärme. Am Schluss zeigt das geplante NTT-Rechenzentrum in Nierstein, wie diese Themen – zusammen mit Flächenbedarf und Akzeptanz – in einem realen Projekt zusammenlaufen.

Was ist ein Rechenzentrum?

Ein Rechenzentrum ist die physische Infrastruktur hinter Cloud-Diensten, Videostreaming, Unternehmenssoftware und KI-Anwendungen. Im Kern besteht es aus Servern, Speichertechnik, Netzwerktechnik, Stromversorgung, Notstromsystemen, Kühlung, Brandschutz, Sicherheitstechnik und Glasfaseranbindung. Der Markt ist dabei nicht einheitlich. Hyperscaler betreiben sehr große Anlagen für eigene Cloud- und KI-Dienste. Colocation-Anbieter stellen Rechenzentrumsflächen und Infrastruktur für verschiedene Kunden bereit. Enterprise-Rechenzentren dienen vor allem dem Eigenbedarf einzelner Unternehmen. Je größer und leistungsfähiger die Anlage wird, desto weniger ähnelt sie einem normalen Gewerbegebäude. Große Rechenzentren sind heute Energie-, Kommunikations- und Immobilieninfrastruktur zugleich.

Der Wachstumsschub kommt vor allem aus zwei Richtungen. Erstens verlagern Unternehmen immer mehr IT in Cloud- und Colocation-Umgebungen. Das ist kein Nebenthema der KI-Debatte, sondern ein eigenständiger Infrastrukturtreiber. Alphabet erhöhte beispielsweise seine Investitionsplanung für 2025 auf 85 Mrd. US-Dollar. Nach Angaben der Finanzchefin fließt der überwiegende Teil in technische Infrastruktur; die zusätzliche Beschleunigung beim Bau von Rechenzentren diene vor allem dazu, die Nachfrage von Cloud-Kunden zu bedienen. Im zweiten Quartal 2025 entfielen etwa zwei Drittel der Investitionen auf

Server, rund ein Drittel auf Rechenzentren und Netzwerktechnik (1).

Zweitens benötigt künstliche Intelligenz sehr hohe Rechenleistung und damit deutlich höhere Leistungsdichten. In den USA ist diese Entwicklung bereits weit fortgeschritten. Das Lawrence Berkeley National Laboratory und das US-Energieministerium beziffern den Stromverbrauch amerikanischer Rechenzentren für 2023 auf rund 176 TWh und erwarten bis 2028, je nach Szenario, 325 bis 580 TWh. Andere Projektionen liegen teils niedriger, bestätigen aber dieselbe Richtung: Der Strombedarf steigt stark (2, 3). Zum Vergleich: Der gesamte deutsche Bruttostromverbrauch lag 2025 bei rund 526 TWh.

Strombedarf und Anschlussleistung: der erste Engpass

Für die Standortplanung ist nicht nur der Jahresstromverbrauch entscheidend. Maßgeblich ist die Anschlussleistung, also die Leistung, die ein Standort dauerhaft und gesichert aus dem Netz beziehen kann. Vor etwa zehn Jahren lagen viele Unternehmens- und Colocation-Rechenzentren noch im niedrigen einstelligen Megawattbereich. Größere Standorte mit 10 bis 20 MW galten bereits als anspruchsvoll. Heute werden Hyperscale- und KI-Rechenzentren mit 50, 100 oder mehreren hundert MW geplant. Erste Projekte bewegen sich in Richtung Gigawatt-Klasse, vor allem in den USA und China. Zum Standard wird diese Größenordnung dadurch noch nicht (2, 4, 5).



Abbildung 1: Strombedarf von Rechenzentren

Die Entwicklung beginnt im Rack. Früher lagen typische Leistungsdichten häufig bei 5 bis 10 kW je Rack. In heutigen Enterprise- und Colocation-

Umgebungen sind 20 bis 40 kW eine relevante Zwischenstufe. KI-orientierte Hochleistungs racks erreichen inzwischen häufig 50 bis 120 kW, in Einzelfällen auch mehr. Leistungsdichten oberhalb von 200 kW werden diskutiert und technisch vorbereitet, sind aber noch kein breiter Standard (4).

Damit steigen nicht nur Strombedarf und Anschlussleistung. Auch Kühlung, Brandschutz, Wartung und elektrische Schutzkonzepte müssen neu gedacht werden. Die 110-kV-Ebene stößt dabei nicht an eine absolute, sondern an eine praktische und wirtschaftliche Grenze: Mehrere hundert MW sind nur mit mehreren Einspeisungen, hoher Netzverstärkung und einem robusten Netzumfeld darstellbar. Ab etwa 300 bis 500 MW wird eine Anbindung auf 220- oder 380-kV-Ebene technisch und wirtschaftlich zunehmend naheliegend.

Heizen oder Kühlen?

Fast die gesamte elektrische Energie, die in Servern, Speicher- und Netzwerktechnik eingesetzt wird, endet als Wärme. Jedes Rechenzentrum ist damit ein kontinuierlicher Wärmeerzeuger, Tag und Nacht, über das ganze Jahr. Die zentrale Frage ist deshalb einfach: Wird diese Wärme nur aufwendig weggekühlt oder wird sie sinnvoll zum Heizen genutzt? Ob das gelingt, hängt vor allem vom Temperaturniveau, von nahe gelegenen Wärmeabnehmern und von der Einbindung in ein Wärmenetz ab.

In der Praxis gibt es nicht die eine Kühltechnik. Viele Rechenzentren nutzen Mischformen. Klassische Luftkühlung bleibt für Standardlasten verbreitet. Bei höheren Rack-Leistungen gewinnen direkte Flüssigkeitskühlung, Rücktür-Wärmetauscher (RDHx), wasserarme Systeme und Immersionskühlung an Bedeutung. Für sehr große Standorte wird die Kühlung damit selbst zum Standortkriterium: Sie beeinflusst Strombedarf, Wasserbedarf, Lärm, Flächenbedarf, Wartung, Investitionskosten und die Qualität der nutzbaren Abwärme (4).

Tabelle 1: Kühlarten mit Vor- und Nachteilen (eigene, qualitative Darstellung nach (4))

Kühlart und Prinzip	Vorteile	Nachteile / Grenzen
Luftkühlung Gekühlte Luft wird durch Raum, Reihen oder Racks geführt.	Bewährt, breit verfügbar, vergleichsweise günstig, gut nachrüstbar.	Bei hohen Rack-Leistungen begrenzt. Hoher Luftvolumenstrom, mehr Ventilatorenergie, Lärm und Flächenbedarf.
Freie Kühlung Außenluft oder kühle Umgebung wird direkt oder indirekt genutzt.	Sehr effizient bei geeigneter Witterung. Reduziert aktive Kälteerzeugung und Betriebskosten.	Standort- und wetterabhängig. Bei Hitzeperioden begrenzt, zusätzliche Filterung und Regelung erforderlich.
Verdunstungs- oder adiabate Kühlung Wasser verdunstet und kühlt Luft oder Wärmetauscher.	Gute Effizienz, niedrigerer Strombedarf als klassische Kälteerzeugung, wirtschaftlich bei trockener Luft.	Wasserverbrauch, Wasseraufbereitung, Legionellen- und Genehmigungsthemen, geringere Wirkung bei hoher Luftfeuchte.
Direkte Flüssigkeitskühlung Kühlmittel wird über Cold Plates direkt an Prozessoren und Grafikprozessoren geführt.	Hohe Wärmeabfuhr direkt an der Quelle. Geeignet für KI-Lasten, hohe Rack-Dichten und bessere Abwärmennutzung.	Höhere Investition, komplexere Technik, Leckage- und Wartungskonzepte erforderlich, nicht jede Hardware ist kompatibel.
Rücktür-Wärmetauscher (RDHx) / In-Row-Kühlung Kühlregister sitzen an der Rack-Rückseite oder zwischen Rack-Reihen.	Gute Ergänzung zur Luftkühlung. Reduziert Hotspots und ist in Beständen oft leichter integrierbar.	Weiterhin luftbasierter Wärmetransport. Zusätzliche Komponenten im Rechenraum, begrenzte Eignung für extreme KI-Dichten.
Immersionskühlung Serverkomponenten werden direkt in nichtleitende Flüssigkeit eingetaucht.	Sehr hohe Leistungsdichten möglich, geringer Luftkühlbedarf, kompakter Aufbau und gute thermische Kontrolle.	Noch weniger standardisiert. Besondere Hardware, Materialverträglichkeit sowie anspruchsvollere Betriebs- und Serviceprozesse.
Hybride Kühlung Kombination aus Luft- und Flüssigkeitskühlung je nach IT-Last.	Flexibel und praxisnah für gemischte Workloads. Erlaubt schrittweise Umstellung auf KI-fähige Infrastruktur.	Höhere Systemkomplexität, mehr Schnittstellen, sorgfältige Betriebsführung und Redundanzplanung erforderlich.

Für die weitere Betrachtung sind vor allem drei Kühllansätze relevant: klassische Luftkühlung als heutiger Standard, direkte Flüssigkeitskühlung als Schlüsseltechnologie für hohe KI-Leistungsdichten und hybride Konzepte als wahrscheinlicher Übergangspfad für große Rechenzentren. Immersionskühlung bleibt technisch interessant, ist aber derzeit eher ein

Spezialfall für sehr hohe Leistungsdichten oder besondere Anwendungen.

Für die Standortbewertung ist entscheidend, wie gut Kühlung und Wärmenutzung zusammenspielen. Flüssigkeitsbasierte Systeme können höhere Vorlauftemperaturen ermöglichen und erleichtern damit die Einbindung in Wärmenetze. Dennoch bleibt eine Wärmepumpe häufig erforderlich, insbesondere wenn bestehende Netze höhere Temperaturen benötigen. Ohne räumlich nahe und dauerhaft verfügbare Wärmeabnehmer bleibt die Abwärme auch bei moderner Kühltechnik ein Potenzial, aber kein gesicherter Nutzen.

Neben der reinen Effizienz sollten Betreiber und Kommunen deshalb weitere Kriterien prüfen: Wasserverfügbarkeit, Lärmemissionen der Rückkühler, Redundanz, Wartbarkeit, Brandschutz, Chemikalien- und Kühlmittelmanagement, Flächenbedarf für Rückkühlanlagen sowie die Schnittstelle zu kommunaler Wärmeplanung. Gerade bei großen Rechenzentren kann die Kühltechnik mit darüber entscheiden, ob ein Standort genehmigungsfähig und akzeptanzfähig ist.

Die Kühlstrategie ist damit keine technische Randfrage. Sie gehört früh in Standortsuche, Netzanschlussplanung, Genehmigung, Wasserbewertung und Wärmekonzept. Für große Rechenzentren wird nicht allein entscheidend sein, wie viel Strom sie beziehen können. Entscheidend wird auch, ob die entstehende Wärme effizient abgeführt und im besten Fall nutzbar gemacht werden kann.

Praxisbeispiel Nierstein: 482 MW als Standorttest

Das geplante NTT-Rechenzentrum „Frankfurt 6“ in Nierstein zeigt, wie die genannten Anforderungen in einem konkreten Projekt zusammenlaufen. Nach Angaben von heise soll der Campus ab 2027 auf dem rund 75 ha großen Gelände der ehemaligen Anderson Barracks entstehen, etwa 40 km vom

Frankfurter Stadtzentrum entfernt. Vorgesehen sind 482 MW Stromversorgung und Kühlung für Server. Damit würde das Projekt zu den größten geplanten Rechenzentren in Deutschland und Europa zählen. Der Betrieb ist nach aktuellem Stand ab 2029 vorgesehen. Wie bei Infrastrukturprojekten dieser Größenordnung bleiben Zeitplan und Umsetzung allerdings von Genehmigungen, Netzausbau und Projektfortschritt abhängig (6).

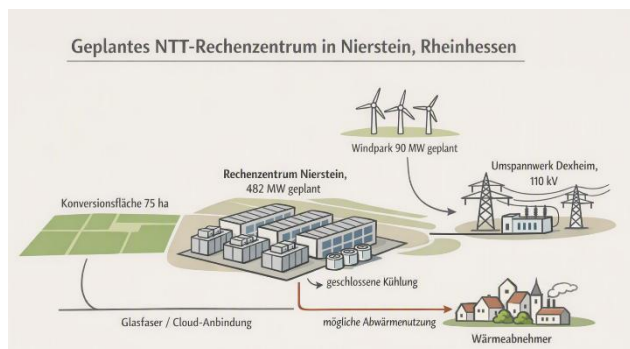


Abbildung 2: Schematische Darstellung des geplanten Rechenzentrums Nierstein (eigene, qualitative Darstellung nach (6))

Aus Standortperspektive ist die Wahl plausibel. Das Projekt nutzt eine große Konversionsfläche, vermeidet damit teilweise neue Inanspruchnahme bislang unbebauter Flächen und liegt in räumlicher Nähe zum Umspannwerk Dexheim mit 110-kV-Leitungen. Diese Nähe ist ein Standortvorteil, aber keine Lösung für sich. Entscheidend ist, ob die erforderliche Netzverstärkung, Redundanz und Einspeisestruktur rechtzeitig und wirtschaftlich dargestellt werden können. Nierstein steht damit exemplarisch für die Frage, ob sehr große Rechenzentren noch in vorhandene regionale Netzstrukturen integriert werden können oder ob sie stärker an die Höchstspannungsebene heranrücken müssen (6).

Positiv ist, dass NTT eine erneuerbare Stromversorgung ankündigt, unter anderem über Stromlieferverträge. Das ist für die Klimabilanz und die öffentliche Einordnung wichtig, ersetzt aber nicht die physische Netzfrage. In unmittelbarer Nähe ist zudem ein Windpark mit 90 MW Spitzenleistung geplant. Er kann zur regionalen

Erzeugung beitragen, den Bedarf eines 482-MW-Campus aber weder allein decken noch jederzeit absichern. Für die Bewertung bleibt daher entscheidend, wie Strombeschaffung, Netzanschluss, Redundanz, Flexibilität und lokale Netzwirkung im Detail gelöst werden (6).

Bei Genehmigung und Akzeptanz wirkt das Projekt bislang vergleichsweise gut vorbereitet. Heise verweist auf ein laufendes Verfahren zur Bürgerbeteiligung, der Stadtrat von Nierstein hat den Weg für das Vorhaben geebnet. Für die weitere Bewertung bleiben dennoch typische Großprojektfragen offen: Lärm durch Rückkühler und Notstromtechnik, Verkehr während Bau und Betrieb, Eingriffe auf dem Kasernengelände, Sicherheitszonen, Brandschutz, Wasserbedarf und die tatsächliche regionale Wertschöpfung. Gerade weil Rechenzentren vergleichsweise wenige direkte Arbeitsplätze je MW Anschlussleistung schaffen, muss der lokale Nutzen nachvollziehbar belegt werden (6).

Auch bei Kühlung und Abwärme ist Nierstein ein wichtiger Testfall. NTT betont laut Heise eine geschlossene Kühlung mit sehr geringem Wasserverbrauch und will die Nutzung von Abwärme ermöglichen. Das sind richtige Ansatzpunkte, aber noch keine belastbare Lösung. Entscheidend wird sein, ob es nahe Wärmeabnehmer, passende Temperaturniveaus, ein wirtschaftliches Wärmenetz und klare Verantwortlichkeiten gibt. Ohne diese Punkte bleibt Abwärme ein Potenzial. Mit ihnen könnte das Projekt dagegen zeigen, wie ein sehr großes Rechenzentrum in eine regionale Wärmeplanung eingebunden werden kann (6).

Bewertung: Nierstein ist kein normales Gewerbeprojekt, sondern ein Infrastrukturprojekt an der Schnittstelle von Digitalisierung, Stromnetz, Flächenentwicklung und Wärmeplanung. Die Konversionsfläche, die Nähe zu bestehender Netzinfrastruktur, der angekündigte erneuerbare Strombezug und die frühe Bürgerbeteiligung sprechen für den Standort. Die eigentlichen Bewährungsproben liegen jedoch in der

Netzverträglichkeit, der belastbaren Abwärmenutzung, dem Kühl- und Wasserkonzept sowie der langfristigen Akzeptanz. Nierstein eignet sich deshalb als Beispiel für die zentrale These dieses Artikels: Wer große Rechenzentren bauen will, muss Energie-, Standort- und Genehmigungsfragen von Beginn an gemeinsam lösen. Sonst wird aus digitaler Infrastruktur ein lokaler Verteilungskonflikt.



Fazit: Rechenzentren werden zur integrierten Energie- und Standortinfrastruktur. Die entscheidende Frage lautet nicht mehr allein, ob ein Betreiber genügend Strom einkaufen kann. Entscheidend ist, ob Netzanschluss, Fläche, Genehmigung, Kühlung, Wärmeintegration und lokale Akzeptanz zusammenpassen. Für Projektentwickler, Energieversorger und Kommunen entsteht damit ein neues Aufgabenfeld zwischen Stromnetz, Wärmeplanung, Gewerbeflächenentwicklung und digitaler Infrastruktur. Wer dieses Zusammenspiel beherrscht, gewinnt Standortvorteile. Wer es unterschätzt, riskiert Verzögerungen, Widerstand und steigende Kosten. Was sich in den USA – etwa in Northern Virginia – bereits abzeichnet, könnte sich so auch hierzulande wiederholen. Der zweite Teil knüpft daran an und betrachtet die technischen Entwicklungen im Rechenzentrum selbst: von neuen Versorgungskonzepten mit Gleichstrom über effizientere Stromarchitekturen bis hin zu weitergehende Ideen wie Rechenzentren im All.

Autor: Martin Wagner

QUELLEN:

- (1) CNBC (2025). Google's \$85 billion capital spend spurred by cloud, AI demand. Verfügbar unter: <https://www.cnn.com/2025/07/23/googles-85-billion-capital-spend-spurred-by-cloud-ai-demand.html>. (abgerufen am: 22.06.2026).
- (2) Shehabi, Arman; Smith, Sarah J.; Hubbard, Alex; Newkirk, Alex; Lei, Nuo; Siddik, Md Abu Bakar; Holecek, Billie; Koomey, Jonathan; Masanet, Eric; Sartor, Dale (2024). 2024 United States Data Center Energy Usage Report. Lawrence Berkeley National Laboratory. Verfügbar unter: <https://eta-publications.lbl.gov/publications/2024-lbnl-data-center-energy-usage-report>. (abgerufen am: 22.06.2026).
- (3) U.S. Department of Energy (2024). DOE Releases New Report Evaluating Increase in Electricity Demand from Data Centers. Verfügbar unter: <https://www.energy.gov/articles/doe-releases-new-report-evaluating-increase-electricity-demand-data-centers>. (abgerufen am: 22.06.2026).
- (4) International Energy Agency (2025). Energy and AI. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/energy-and-ai/>. (abgerufen am: 22.06.2026).
- (5) Bitkom e. V. (2025). Rechenzentren in Deutschland: Aktuelle Marktentwicklungen 2025. Verfügbar unter: <https://www.bitkom.org/sites/main/files/2026-03/04032026-bitkom-studienbericht-rechenzentren-2025.pdf>. (abgerufen am: 22.06.2026).
- (6) heise online (2025). 482 Megawatt: Gigantisches Rechenzentrum in Rheinhessen. Verfügbar unter: <https://www.heise.de/news/482-Megawatt-Gigantisches-Rechenzentrum-in-Reinhessen-11118281.html>. (abgerufen am: 22.06.2026).

Strompreisrückblick 07/2026

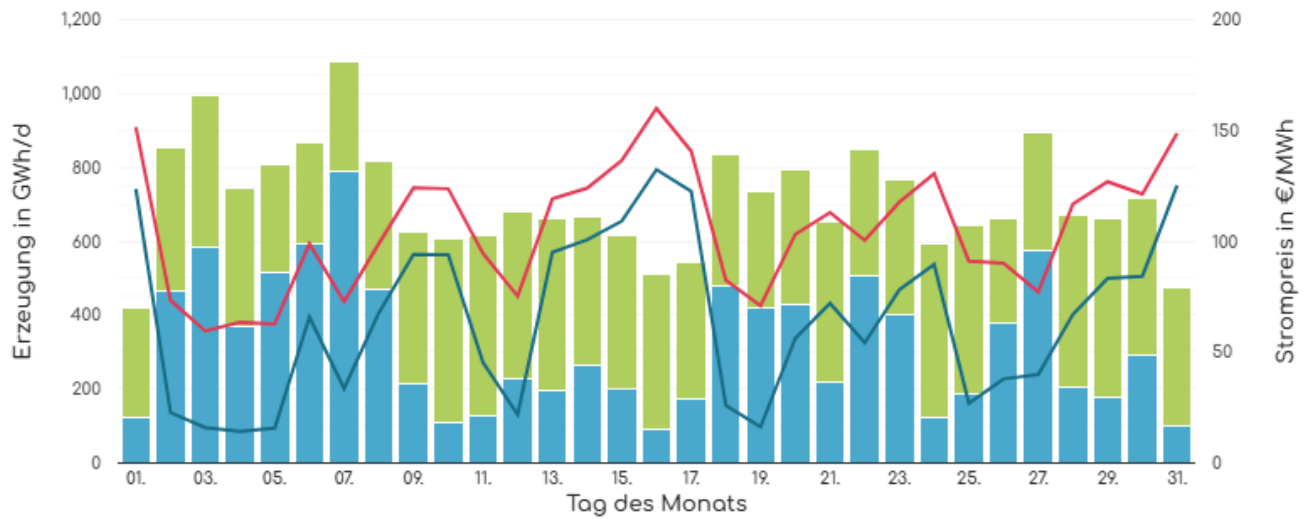
Die gesamte Energieproduktion durch Windenergieanlagen im Juni 2026 entsprach 10,02 TWh. Die Produktion lag über dem Wert von Juli 2025 (2,58 TWh bzw. 34,62 %). Die erzeugte Leistung aus Wind ist im Vergleich zum Vormonat leicht gestiegen. Der Unterschied liegt bei 26,89 % bzw. 2,12 TWh. Die Einspeisung aus PV-Anlagen lag bei 12,04 TWh. Damit war sie über dem Vorjahreswert (43,69 % bzw. 3,66 TWh), und über dem Niveau des Vormonats Juni (7,84 % bzw. 0,87 TWh). Zusammen speisten Wind und Sonne 22,05 TWh grünen Strom ein, was einen Monatsanteil am bisherigen Jahresertrag von 16,63 % ausmacht.

Das Maximum der Gesamtproduktion (1,08 TWh) wurde am Dienstag, den 07.07., und das Minimum (421 GWh) am Mittwoch, den 01.07. erreicht. Das Maximum von Wind (788 GWh) fiel hierbei auf den gleichen Tag wie das Maximum der Gesamtproduktion. Das Maximum von PV (494 GWh) fiel auf Freitag, den 10.07.. Das Minimum der Windproduktion (93 GWh) fiel auf Dienstag, den 16.07. und das Minimum der PV-Produktion lag bei 274 GWh am Montag, den 06.07.. Prozentual gesehen speiste PV mehr ein als Wind mit 54,58 %.

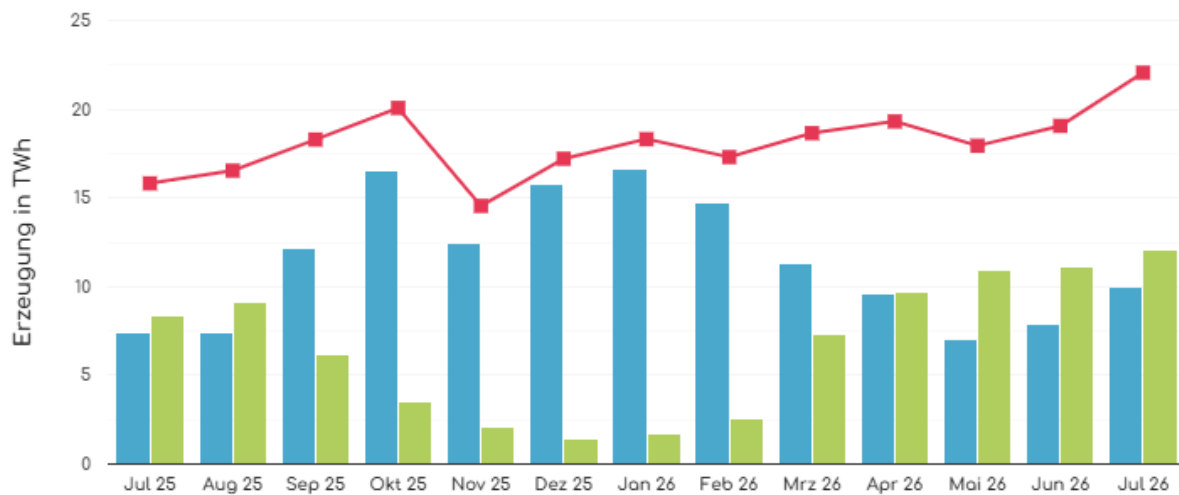
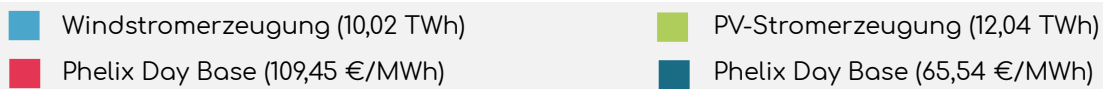
Im Juli 2026 traten keine negativen Strompreise auf Tagesbasis auf. Die Minima waren für den Phelix Day Base am Freitag, 03.07. mit 59,54 €/MWh und für den Phelix Day Peak am Samstag, den 04.07. mit 14,34 €/MWh. Die Maxima des Phelix Day Base und Phelix Day Peak fielen beide auf Donnerstag, den 16.07. mit 159,86 €/MWh im Base und 132,32 €/MWh im Peak. Die Monatsmittelwerte lagen bei 105,45 €/MWh im Base sowie 65,54 €/MWh im Peak.

Markt und Preis	Day Ahead – Phelix Day Basis	Intraday – stündlich, kontinuierlich
Monatsmittel	105,45 €/MWh	105,63 €/MWh
Maximum	159,86 €/MWh	352,40 €/MWh
Minimum	59,54 €/MWh	-17,47 €/MWh

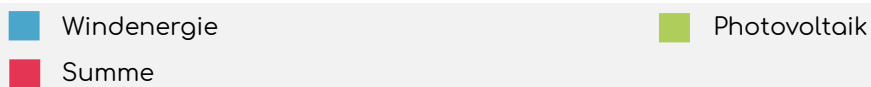
Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.tm?l=de&c=DE&year=2022&interval=month&month=12&zoom=minus



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



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



Meldungen

Nextpower übernimmt Energiespeicheranbieter Prevalon Energy

Nextpower hat die Übernahme des Energiespeicheranbieters Prevalon Energy abgeschlossen. Mit der Akquisition erweitert das Unternehmen sein Portfolio um Batteriespeichersysteme, Energiemanagement-Software und Netzstabilisierungslösungen. Prevalon verfügt über weltweit mehr als 6 GWh installierte Speicherkapazität. Durch die Transaktion stärkt Nextpower seine Position im wachsenden Markt für Energiespeicher und baut sein Angebot integrierter Energielösungen über die PV-Energie hinaus weiter aus.



DHL Group schließt zehnjähriges Onshore-Wind-PPA

Die DHL Group und Statkraft haben einen langfristigen Stromliefervertrag (Power Purchase Agreement, PPA) für Onshore-Windenergie abgeschlossen. Im Rahmen der zehnjährigen Vereinbarung liefert Statkraft jährlich rund 35 GWh erneuerbaren Strom aus dem WP „Sollwitt-Pobüll“ in Schleswig-Holstein. Die Strommenge deckt etwa 8 % des derzeitigen Strombedarfs der DHL Group in Deutschland. Für das Unternehmen

ist es der erste langfristige Onshore-Windvertrag in Deutschland und eine Ergänzung zu den bereits bestehenden Offshore-PPA. Mit dem Bezug von Strom aus einem neu errichteten WP will DHL seine Energieversorgung weiter diversifizieren, die Versorgungssicherheit erhöhen und die Dekarbonisierung des Unternehmens vorantreiben.

Batteriespeicherausbau erreicht neues Rekordniveau

Der Ausbau von Batteriespeichern in Deutschland hat im ersten Halbjahr 2026 ein neues Rekordniveau erreicht. Laut IWR stieg die neu installierte Leistung auf rund 2,48 GW, die Speicherkapazität auf etwa 5,64 GWh. Besonders Bayern, Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Sachsen-Anhalt treiben den Zubau voran. Neben Großspeichern gewinnen auch Hybridprojekte mit Wind- und PV-Parks sowie netzdienliche Speicher weiter an Bedeutung. Zugleich steigt die durchschnittliche Speicherdauer, wodurch Batterien zunehmend Aufgaben wie Lastverschiebung übernehmen. Der Markt entwickelt sich damit schneller als die aktuellen politischen Rahmenbedingungen. Während neue Gaskraftwerke im Kapazitätsmarkt zunächst im Fokus stehen, werden Batteriespeicher erst später berücksichtigt. Für die Energiewende bleiben sie dennoch ein zentraler Baustein für Flexibilität, Versorgungssicherheit und eine effizientere Nutzung von EE.

EU-Kommission stellt Strategie für mehr Elektrifizierung und Klimaschutz vor

Die EU-Kommission hat am 17. Juli 2026 den Electrification Action Plan sowie einen Reformvorschlag für den europäischen Emissionshandel vorgestellt. Ziel der Maßnahmen ist es, die Dekarbonisierung durch eine stärkere Elektrifizierung voranzutreiben. Bis 2040 soll der

Anteil von Strom am gesamten Energieverbrauch von derzeit 23 % auf 46 % steigen. Im Fokus stehen dabei insbesondere die Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr. Ein zentraler Bestandteil der Reform ist die Ausweitung des Emissionshandels auf die Bereiche Straßenverkehr, Gebäude und Brennstoffnutzung. Gleichzeitig sollen Anreize für den Einsatz elektrischer Technologien wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher geschaffen werden, indem der Preisunterschied zwischen Strom und fossilen Energieträgern wie Gas verringert wird.



Neues PV-Projekt am Flughafen Düsseldorf startet erfolgreich

Mit der IBN einer PV-Anlage mit 16 MW Leistung hat der Flughafen Düsseldorf seine Energieversorgung um eine bedeutende erneuerbare Komponente erweitert. Auf einer Fläche von rund 140.000 m² wurden mehr als 31.000 PV-Module installiert, die künftig etwa 16 % des jährlichen Strombedarfs des Flughafens decken sollen. Der erzeugte Strom wird direkt vor Ort genutzt und durch einen Batteriespeicher mit einer Kapazität von 25 MWh ergänzt, um die Versorgungssicherheit und Eigenverbrauchsquote zu erhöhen. Die Realisierung des Projekts stellte aufgrund der unmittelbaren Nähe zur Start- und Landebahn hohe technische und regulatorische Anforderungen. Zahlreiche Prüfungen bestätigten

jedoch die uneingeschränkte Vereinbarkeit mit dem Flugbetrieb.

PV-Carport in Essen setzt Impulse für PV im Gewerbesektor

Enpal und Roof+ haben eine strategische Partnerschaft geschlossen, um PV-Projekte im Gewerbe- und Industriesektor (C&I) künftig gemeinsam umzusetzen. Auftakt der Zusammenarbeit ist ein PV-Carport auf einem Essener Messeparkplatz mit einer Leistung von rund 11 MW. Der erwartete Jahresertrag von etwa 11,5 GWh soll vollständig für die Energieversorgung städtischer Einrichtungen genutzt werden. Mit der Kooperation adressieren die Unternehmen insbesondere Flächenpotenziale, die bislang nur begrenzt für die PV-Stromerzeugung genutzt werden, wie Parkplätze und Logistikareale. Die Partnerschaft spiegelt den Trend zu immer größeren und technisch anspruchsvolleren Eigenversorgungsprojekten wider und verdeutlicht die zunehmende Bedeutung maßgeschneiderter Energielösungen für Gewerbe- und Industriekunden.

„Nordseecluster A“ speist erstmals Offshore-Strom ins Netz

Der Offshore-WP „Nordseecluster A“ vor der deutschen Küste hat erstmals Strom in das deutsche Stromnetz eingespeist. Damit erreicht das von RWE entwickelte Projekt einen wichtigen Meilenstein auf dem Weg zur vollständigen IBN. Die Installation der WEA schreitet planmäßig voran, während Tests und die schrittweise IBN bereits laufen. „Nordseecluster A“ soll Anfang 2027 vollständig ans Netz gehen und eine Leistung von 660 MW erreichen. Ab 2029 wird das Projekt durch „Nordseecluster B“ mit weiteren 900 MW ergänzt. Nach Abschluss beider Ausbaustufen wird das Nordseecluster über eine Gesamtleistung von rund 1,6 GW verfügen und voraussichtlich 6,5 TWh Strom pro Jahr erzeugen. Der erzeugte Offshore-Windstrom soll insbesondere zur

Dekarbonisierung industrieller Prozesse beitragen und den Ausbau von EE in Deutschland weiter vorantreiben.

PNE stärkt Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung

Die PNE-Gruppe hat ihre Projektentwicklung im Bereich Windenergie im ersten Halbjahr 2026 deutlich vorangebracht. Für fünf Vorhaben in Deutschland wurden die erforderlichen behördlichen Genehmigungen erteilt, wodurch künftig WEA mit einer Gesamtleistung von rund 188 MW realisiert werden können. Die Vorhaben befinden sich in Brandenburg, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Thüringen und Sachsen-Anhalt und können nun in die nächste Entwicklungsphase übergehen. Die Genehmigungen umfassen sowohl Neubauten als auch die Erweiterung bestehender Standorte sowie ein Repowering-Projekt. Nach ihrer Umsetzung werden die WPs einen relevanten Beitrag zur Versorgung mit EE leisten und die Dekarbonisierung des Energiesystems unterstützen.



Schweden ändert Verfahren bei Vergabe von Offshore-Genehmigungen

Die schwedische Regierung plant eine Reform des Genehmigungsverfahrens für Offshore-WPs. Künftig soll das bisherige offene Antragsverfahren

durch ein Ausschreibungsmodell ersetzt werden. Dabei sollen zunächst geeignete Flächen identifiziert werden, die mit den Interessen von Verteidigung, Schifffahrt, Fischerei und Umweltschutz vereinbar sind. Auf dieser Grundlage werden die Flächen anschließend zur Entwicklung ausgeschrieben. Ziel ist es, die Planungssicherheit für Projektentwickler zu erhöhen und die Zahl der Projektablehnungen zu reduzieren. Anlass für die Reform ist die hohe Ablehnungsquote. Erst am 16. Juli 2026 wurden elf Offshore-Projekte abgelehnt, während lediglich zwei Vorhaben eine Genehmigung erhielten. Mit der Umstellung orientiert sich Schweden künftig an Ausschreibungsverfahren, wie sie bereits in Deutschland angewendet werden.



Offshore-Windkraft im Mittelmeer braucht Planungssicherheit

Eine Studie des Politecnico di Torino und von Wind Europe sieht verlässliche politische und industrielle Rahmenbedingungen als entscheidenden Faktor für den Ausbau der Offshore-Windenergie im Mittelmeerraum. Neben einer stabilen Regulierung seien auch ausreichende Netzanschlüsse, Hafeninfrastruktur und leistungsfähige Lieferketten erforderlich. Zudem werden qualifizierte Fachkräfte und eine frühzeitige Einbindung der Küstengemeinden als wichtige Voraussetzungen genannt. Die Studie betont, dass technologische Fortschritte allein nicht ausreichen, um den Markthochlauf schwimmender Offshore-WEA voranzutreiben. Ziel

ist es, den Ausbau der Offshore-Windenergie zu beschleunigen und die Wettbewerbsfähigkeit sowie die Energiesicherheit Europas zu stärken.

AES demonstriert Potenzial von Automatisierung im PV-Sektor

AES setzt mit „Maximo“ einen KI-gestützten Roboter für den Bau großer PV-Anlagen ein. Im PV- und Speicherprojekt „Bellefield“ in Kalifornien haben vier Roboter bereits PV-Module mit einer Gesamtleistung von 100 MW installiert. Maximo navigiert mithilfe von KI, LiDAR und Kamerasensoren autonom über die Baustelle und kann auch nachts arbeiten. Bisher wurden rund 182.000 PV-Module montiert, im weiteren Projektverlauf sollen fast 2 Mio. weitere folgen. Nach Angaben von AES installiert das System mehr als ein PV-Modul pro Minute und beschleunigt damit den Ausbau von PV-Parks erheblich. Das Projekt verdeutlicht das wachsende Potenzial von Robotik und Automatisierung für die PV-Industrie.

Gulfstream nimmt größtes Dach-Solarportfolio im Chatham County in Betrieb

Gulfstream Aerospace hat gemeinsam mit Cherry Street Energy am Forschungs- und Entwicklungszentrum in Savannah (Georgia) das größte Dach-PV-Portfolio im Chatham County fertiggestellt. Am Standort sind nun fünf PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 2,9 MW installiert. Die jüngste Erweiterung umfasst rund 2.700 PV-Module auf dem Gebäude RDC III. Insgesamt versorgen die Anlagen Gebäude mit einer Fläche von etwa 57.600 m². Die jährliche Stromerzeugung liegt bei mehr als 3 GWh. Das Projekt wurde von Cherry Street Energy im Rahmen eines PPA-ähnlichen Modells umgesetzt, bei dem das Unternehmen die PV-Anlagen finanziert und betreibt, während Gulfstream den erzeugten Strom nutzt.

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV Freiflächen
Gebotstermin	01/05/2026	01/03/2026
Gebotsvolumen	2,49 GW	2,29 GW
Zulässiger Höchstwert	7,25 ct/kWh	5,79 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	5,19 ct/kWh	5,10 ct/kWh
Niedrigster Zuschlagswert	4,44 ct/kWh	3,99 ct/kWh
Mengengewichteter Durchschnitt	5,06 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	4,41 %	24/07/2026
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,71 %	24/07/2026
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,60 %	24/07/2026

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

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,40 %	24/07/2026
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,50 %	24/07/2026
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,55 %	24/07/2026

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: 01.08.2026