



★★★ DAS WICHTIGSTE VOM TAGE AUF EINEN BLICK ★★★

STROM

**66,68 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**32,38 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

2,6

Millionen Euro bekommt ein 2,9-Millionen-Euro-Forschungsprojekt der Technischen Hochschule Ulm vom Energiewirtschaftsministerium Baden-Württemberg. Es plant den Bau eines 50-MW-Wasserstoff-Röhrenspeichers.

PHOTOVOLTAIK

Öffentliche Gebäude sehr ungleich für PV genutzt

ÜNB-PROGNOSE

EEG-Leistung steigt bis 2030 auf 352.000 MW

WINDKRAFT

Gondel und alle Rotoren fallen von Windrad

Inhalt

TOP-THEMA

→ **STUDIEN:** Wie Wärmepumpen Stromnetze entlasten können

POLITIK & RECHT

→ **PHOTOVOLTAIK:** Öffentliche Gebäude sehr ungleich für PV genutzt

→ **REGULIERUNG:** Investoren zweifeln an NEST-Plänen

→ **GASKRAFTWERKE:** Neues RWE-Gaskraftwerk in Voerde soll 2030 loslegen

HANDEL & MARKT

→ **ÜNB-PROGNOSE:** EEG-Leistung steigt bis 2030 auf 352.000 MW

→ **VERTRIEB:** Wie sich dynamische Tarife in der Stromrechnung niederschlagen

→ **GASNETZ:** Eni meldete Rückzug von Blue Stream

→ **STATISTIK DES TAGES:** Jährliche Baustarts von Atomreaktoren von 1954 bis 2024

TECHNIK

→ **WASSERSTOFF:** THU plant Wasserstoff-Röhrenspeicher

→ **WINDKRAFT ONSHORE:** Repowering als Gemeinschaftsaufgabe

→ **STUDIEN:** Energiewende trifft auch Mittelstand und Dienstleister

→ **KLIMASCHUTZ:** Versorgungssicherheit verdrängt Klimaschutz

UNTERNEHMEN

- **WINDKRAFT:** Gondel und alle Rotoren fallen von Windrad
 - **STROM:** Lava Energy setzt auf Metergrid für Mieterstrom
 - **PERSONALIE:** Chefin für Aachener Eon-Tochter
 - **PERSONALIE:** Neuer CEO bei der Epex Spot
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energiekomplex mit schwächerem Wochenstart
-

SERVICE

- **ENERGIEDATEN**
- **STELLENANZEIGEN**
- **REDAKTION**
- **IMPRESSUM**

★ TOP-THEMA

Wie Wärmepumpen Stromnetze entlasten können



Quelle: Fotolia

STUDIEN. Flexibel betriebene Wärmepumpen könnten Kosten für Verbrauchende senken und zugleich den Netzausbau entlasten – vorausgesetzt, Smart Meter werden flächendeckend eingesetzt.

Der Bundesverband Wärmepumpe (BWP) hat beim Aachener Energieberatungsunternehmen Consentec ein Gutachten zur Integration von Wärmepumpen in die Stromnetze in Auftrag gegeben und die wesentlichen Ergebnisse am 27. Oktober in einer Online-Konferenz vorgestellt.

Ein Ergebnis der Analyse: ein flexibler Betrieb der Geräte kann sowohl den Strombezug der Haushalte als auch den Investitionsbedarf der Netzbetreiber verringern. Voraussetzung ist allerdings die Möglichkeit, Strombezug und Netzauslastung zeitlich abzustimmen. Der BWP drängte daher bei der Vorstellung der Studie auf die Weiterentwicklung dynamischer Netzentgelte und einen schnelleren Smart Meter Rollout.

Weil die Bedeutung von Wärmepumpen stetig zunimmt, stellt sich laut BWP auch die Frage, wie ihr wachsender Strombedarf und ihre Integration ins Netz kosteneffizient gesteuert werden können. Der BWP habe diese Analyse auch wegen der anhaltenden Diskussion um die Wärmepumpe in Auftrag gegeben, sagte BWP-Geschäftsführer Martin Sabel bei der Online-Konferenz. Sabel: „Wärmepumpen und andere steuerbare Verbrauchseinrichtungen werden häufig einseitig als Belastung für die Netze gesehen, dabei passen sie als flexible Verbraucher hervorragend in ein modernes Energiesystem, welches zunehmend durch fluktuierende Erzeugung charakterisiert ist.“

Verband fordert beschleunigten Smart-Meter-Rollout

Die Analyse von Consentec zeigt zum einen, dass die Strombezüge von Wärmepumpen flexibel gesteuert und damit an den Belangen des Erzeugungssystems und der Stromnetze ausgerichtet werden können. „Hierdurch lassen sich sowohl Strombezugskosten als auch Netzausbaukosten reduzieren“, erklärte Studien-Mitautor Christian Linke, Senior Consultant bei Consentec. Laut Analyse könnten Betreiber von Wärmepumpen allein durch einen markt- und netzorientierten Betrieb mehrere hundert Euro pro Jahr sparen. Gleichzeitig ließen sich durch den netzdienlichen Einsatz von Wärmepumpen die Investitionen in den Netzausbau um fast ein Viertel verringern.

Damit ein gesamtwirtschaftlich sinnvoll gesteuerter Einsatz der Wärmepumpen funktioniert, müssten Informationen über Stromangebot und Netzkapazitäten allerdings auch zur Verfügung stehen und verarbeitet werden können. „Mit der vorhandenen technischen Infrastruktur ist das oftmals noch nicht möglich“, sagte Linke. Zentraler Hebel sei hierfür die konsequente Weiterentwicklung von Modellen wie dynamischen Netzentgelten, die die lokale Netzauslastung in kurzen Zeitintervallen signalisieren. „In der Praxis bedeutet das: Wärmepumpen können je nach Netzgebiet dann Strom beziehen, wenn viel Wind- oder Solarstrom verfügbar ist oder sich in Zeiten hoher Netzauslastung automatisch zurücknehmen. Das reduziert nicht nur die Kosten, sondern auch den Bedarf an zusätzlichen Leitungen“, so Energie-Experte Linke.

Voraussetzung für die volle Nutzung dieser Potenziale sei laut Sabel allerdings eine moderne digitale Infrastruktur. Aber nur in knapp 16 Prozent der verpflichtenden Fälle seien derzeit Smart Meter hierzulande tatsächlich installiert. Der BWP-Geschäftsführer fordert daher einen „beschleunigten“ Smart Meter Rollout. „Damit flexible Tarife und netzorientierter Betrieb flächendeckend funktionieren, müssen Smart Meter zur Selbstverständlichkeit werden“, so Sabel.

Das bestehende zeitvariable Netzentgelt (gem. §14a EnWG Modul 3) sollte außerdem zu einem variablen Netzentgelt weiterentwickelt oder durch eines ersetzt werden, das an der tatsächlichen Netzbelastung orientiert ist, sodass die Flexibilität von Wärmepumpen ihr Potenzial zur Reduktion der Strompreise aber auch der Netzausbaukosten voll entfalten kann.

„Nur wenn Verbrauch und Netz intelligent miteinander kommunizieren, kann die Wärmepumpe ihr volles Potenzial entfalten und zum Treiber eines modernen Energiesystems werden.“ Den laufenden Diskussionsprozess um die Weiterentwicklung bestehender statisch variabler Netzentgelte hin zu echten dynamischen Netzentgelten unter der Bundesnetzagentur begrüßt der Verband. Er appelliert an die Bundesregierung, gleichzeitig bei den Bemühungen zur Entlastung des Strompreises nicht nachzulassen.

// VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Pixabay / cverkest

Öffentliche Gebäude sehr ungleich für PV genutzt

PHOTOVOLTAIK. Viessmann Climate Solutions untersucht die Entwicklung von Solaranlagen auf öffentlichen Gebäuden in Deutschland. Einige Städte legen demnach deutlich zu, andere bleiben weit zurück.

Die kommunale Energiewende kommt mit großen regionalen Unterschieden voran. Das zeigt eine aktuelle Analyse des Unternehmens Viessmann Climate Solutions, die auf Daten des Marktstammdatenregisters basiert. Ein Jahr nach Inkrafttreten des Solarpakets I liegt demnach der Anteil von Solaranlagen auf öffentlichen Gebäuden bundesweit bei 0,9 Prozent. Damit nimmt dieser Wert nach Unternehmensangaben gegenüber 2024 leicht ab, während die Zahl der privaten Installationen weiter stark steigt.

Viessmann Climate Solutions bewertet die Städte danach, welchen Anteil Anlagen auf kommunalen Dächern am gesamten Solarausbau vor Ort haben. Im Städtevergleich belegt Offenbach den ersten Platz. Dort erreichen Anlagen auf öffentlichen Gebäuden einen Anteil von 3,07 Prozent. In Tübingen beträgt der Anteil 2,8 Prozent, Böblingen kommt auf 2,76 Prozent. Beide baden-württembergischen Städte halten damit ihre Positionen in der Spitzengruppe. Laut Analyse stammen fast alle Städte in den Top 10 aus Baden-Württemberg oder Hessen. Diese Regionen nutzen ihre öffentlichen Flächen laut Unternehmen besonders aktiv für die Solarenergie.

Als deutlichen Aufsteiger nennt Viessmann Climate Solutions die Stadt Neuss in Nordrhein-Westfalen. Sie habe 2024 noch zu den Schlusslichtern gehört, aber 2025 ihren Bestand an Anlagen auf kommunalen Gebäuden mehr als verdoppelt. 30 neue Installationen gingen in Betrieb. Die Stadt verbessere damit ihre Platzierung im Ranking so stark wie keine andere Kommune im Untersuchungszeitraum.

Berlin weiter Spitze

Auch der Vergleich zwischen den Bundesländern zeigt laut Analyse unterschiedliche Geschwindigkeiten beim Solarausbau. Berlin verteidigt demnach seine Spitzenposition mit einem Anteil von 1,26 Prozent und liegt damit knapp vor Baden-Württemberg mit 1,24 Prozent. Hessen folgt mit 1,17 Prozent. Brandenburg bildet weiter das Schlusslicht. Die dortigen öffentlichen Dächer tragen nur 0,47 Prozent zum gesamten Anlagenbestand im Bundesland bei.

Während einige Regionen den Ausbau auf ihren kommunalen Gebäuden deutlich voranbringen, zeigen die Zahlen laut Viessmann Climate Solutions auch, dass viele Städte mit dem Tempo privater Anlagen nicht mithalten. Der prozentuale Anteil der öffentlichen Dächer sinkt deshalb, obwohl neue Anlagen gebaut werden. Der Analyse zufolge bleiben in mehreren Kommunen die Potenziale ungenutzt.

Besonders auffällig seien Grevenbroich und Pulheim, beide in Nordrhein-Westfalen. Sie kommen jeweils auf einen Anteil von 0,21 Prozent und liegen damit am Ende der städtischen Auswertung.

Kommunale Gebäude könnten mehr profitieren

Viessmann Climate Solutions ordnet die Ergebnisse als Hinweis auf eine Herausforderung für die Kommunen ein. Private Haushalte und Unternehmen treiben den Solarausbau stark an. Doch für die öffentliche Hand komme es darauf an, eigene Gebäude stärker einzubeziehen, um einen sichtbaren Beitrag zur Energiewende zu leisten und Einnahmen zu erzielen. In vielen Städten gebe es weiterhin ungenutzte Dachflächen, die für Photovoltaik geeignet seien.

Die Analyse zeigt laut dem Unternehmen, dass der Standort eine wichtige Rolle spielt. Süddeutsche Städte setzen Solarenergie auf kommunalen Dächern häufiger um, während nördliche Regionen meist langsamere Zuwächse verzeichnen. Zudem wiesen Stadtstaaten wie Berlin strukturelle Vorteile auf, da sie viele öffentliche Gebäude besitzen und Entscheidungswege oftmals kürzer sind.

Unterschiede entstehen laut Viessmann Climate Solutions auch dadurch, dass Kommunen verschieden priorisieren. Manche setzten auf eigene Projekte und kommunale Energieversorger, andere unterstützen vor allem private Investitionen in Photovoltaik. Gleichzeitig bleibe der Fachkräftemangel im Elektrohandwerk ein limitierender Faktor, um geplante Installationen schnell umzusetzen.

Vorbildfunktion nutzen

Einig sind sich alle Beteiligten darin, dass die Nutzung öffentlicher Dächer eine Vorbildfunktion hat. Städte, die stärker investieren, könnten damit auch lokale Bürgerinnen und Bürger motivieren, selbst Anlagen zu errichten oder sich an Energiegenossenschaften zu beteiligen. Laut Analyse gibt es aber noch viele Kommunen, bei denen solche Effekte ausbleiben.

Viessmann Climate Solutions verweist darauf, dass weitere Maßnahmen nötig seien, um Genehmigungen und bauliche Prüfungen zu beschleunigen. Einige Projekte verzögerten sich, weil Abstimmungen zwischen verschiedenen Behörden lange dauerten. Die kommunale Energiewende brauche laut Einschätzung des Unternehmens Planungssicherheit und eine klare Prioritätensetzung, damit die Entwicklung in der Fläche vorankommt.

Die Ergebnisse der Studie „**Solarausbau auf öffentlichen Gebäuden: Diese deutschen Städte führen 2025**“ stehen auf der Internetseite von Viessmann Climate Solutions zur Einsicht bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Erzielen Sie einen nachhaltigen

IMPACT

mit unseren SF₆-freien Schaltanlagen.

Werden Sie Impact maker



Life Is On | Schneider Electric

Investoren zweifeln an NEST-Plänen



Sitz der Bundesnetzagentur in Bonn. Quelle: Bundesnetzagentur

REGULIERUNG. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft sieht Kritik von Kapitalmarktakteuren an der geplanten Neuordnung der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur.

Die Modernisierung und Digitalisierung der Netzinfrastruktur in Deutschland gilt laut dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) als Grundlage für ein klimaneutrales und widerstandsfähiges Energiesystem. Gleichzeitig stelle sie Industriepolitik für einen zukunftsfähigen Wirtschaftsstandort dar. Um die dafür notwendigen Milliardeninvestitionen zu ermöglichen, brauche es privates Kapital, so der Verband.

Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung, fordert deshalb einen Regulierungsrahmen, der die Investitionsbereitschaft stärkt. „Die Bundesnetzagentur muss die Sicht der Investoren einbeziehen. Wir brauchen einen attraktiven, international wettbewerbsfähigen Regulierungsrahmen“, sagt Andreae. Die Bundesnetzagentur hat dafür Vorschläge zur Regulierung (NEST) gemacht, die nach Branchenmeinung unzureichend sind.

Kapitalmarkt will andere Regeln

Der Verband bezieht sich auf eine neue repräsentative Umfrage unter 33 Kapitalmarktakteuren. Diese untersucht die Einschätzung des sogenannten NEST-Prozesses. Die Bundesnetzagentur erarbeitet mit NEST eine Neuaufstellung der Anreizregulierung für Strom-, Gas- und Fernleitungsnetzbetreiber in Deutschland. Zwei Drittel der befragten Investorinnen und Investoren halten den aktuellen Diskussionsstand demnach nicht für geeignet, um den großen Kapitalbedarf für den Netzausbau und die Modernisierung im Zuge der Energiewende abzudecken.

Die Befragten verfolgen die Planungen der Regulierungsbehörde genau: 85 Prozent beschäftigen sich laut BDEW intensiv mit dem Thema. Die Anreizregulierung definiert das Risiko- und Renditeprofil der Netzbetreiber und entscheidet damit über die Attraktivität von Netzinvestitionen.

Besonders kritisch sehen die Kapitalmarktakteure die geplante Veränderung bei der Anerkennung von Fremdkapitalzinsen. Bislang akzeptiert die Regulierung die Kosten für Fremdkapital vollständig, künftig sollen sie pauschal vergütet werden. 90 Prozent der Befragten halten eine auskömmliche Anerkennung der Fremdkapitalkosten für sehr wichtig. Sie befürchten sonst Kostenunterdeckungen, die Netzbetreiber anderweitig ausgleichen müssten. Andreae fordert daher eine jährliche Anpassung der Vergütung an die tatsächlichen Marktbedingungen.



33 Investoren beurteilen den Entwurf des NEST-Regulierungsrahmens
(zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: BDEW

Effizienzanreize besser dosieren

Mehr Unsicherheit erwarten Investoren auch bei steigenden Betriebskosten und bei Effizienzanreizen. 70 Prozent sehen diese beiden Aspekte als zentrale Kriterien, um Investitionen in deutsche Netze attraktiv zu gestalten. Laut BDEW bleibt aber unklar, in welchem Umfang und nach welcher Methodik die Regulierungsbehörde höhere Betriebskosten innerhalb einer Regulierungsperiode anerkennen will. Auch die geplanten Änderungen beim Effizienzvergleich erschweren nach Einschätzung der Befragten die Planbarkeit von Mittelrückflüssen.

Positiver fällt die Bewertung einer anderen geplanten Umstellung aus: Die Bundesnetzagentur will künftig die durchschnittliche Gesamtkapitalvergütung der Netzbetreiber pauschal ermitteln. Internationale Investorinnen und Investoren beurteilen diesen Schritt eher günstig, weil die Vorgehensweise standardisierter und international vergleichbarer werde. Die restlichen Befragten äußern sich neutral und verweisen auf die konkrete Ausgestaltung.

Für Andreae bleibt entscheidend, dass die Regulierung die Bedingungen des Kapitalmarkts realistisch abbildet: Investorinnen und Investoren erwarteten eine marktkonforme Eigenkapitalrendite sowie eine vollständige Deckung der Fremdkapitalkosten. „Der WACC-Ansatz ist kein Allheilmittel für alle Herausforderungen der Regulierung. Um den großen Modernisierungsbedarf unserer Netzinfrastruktur zu sichern, brauchen wir einen attraktiven und international wettbewerbsfähigen Anreizregulierungsrahmen“, sagt die BDEW-Hauptgeschäftsführerin.

Die **Umfrageergebnisse zum NEST-Prozess** stehen als PDF auf der Internetseite des BDEW zum Download bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Neues RWE-Gaskraftwerk in Voerde soll 2030 loslegen



Visualisierung des geplanten Gaskraftwerkes in Voerde. Quelle: RWE

GASKRAFTWERKE. Der Energiekonzern RWE hält trotz weiterhin offener Förderbedingungen an seinem Zeitplan für die Errichtung eines neuen Gaskraftwerks im niederrheinischen Voerde fest.

Wann die ersten Ausschreibungen für neue Gaskraftwerkskapazitäten kommen, ist weiter unklar. RWE hält trotzdem daran fest, in einer neuen Anlage schon 2030 Strom produzieren zu können. „Nach aktueller Planung könnte die Anlage in Voerde 2030 die Stromproduktion aufnehmen“, teilte RWE in Essen mit.

Das wasserstofffähige Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD) ist mit einer Kapazität von rund 850 MW geplant. Es soll dort gebaut werden, wo bis 2017 ein großes Steinkohlekraftwerk in Betrieb war. 2021 hatte RWE das Gelände komplett übernommen. Der Abriss der Altanlagen läuft.

Die Planungen sind abgeschlossen, eine endgültige Baugenehmigung steht aber noch aus. Die Anlage soll von der Inbetriebnahme an technisch in der Lage sein, Gas mit einem Wasserstoffanteil von mindestens 50 Prozent zu nutzen.

Das Unternehmen nannte die Infrastruktur am ehemaligen Kraftwerksstandort „hervorragend“. So würde das neue Kraftwerk direkt an der geplanten Leitung des Wasserstoff-Kernetzes liegen. „Stadt und Region würden durch sichere Arbeitsplätze und lokale Wertschöpfung profitieren“, hieß es weiter.

Neue Gaskraftwerke sollen im Zuge des Kohleausstiegs einspringen, wenn erneuerbare Energien nicht genügend Strom erzeugen. Dies ist etwa bei sogenannten „Dunkelflauten“ der Fall, wenn zu wenig Wind weht und die Sonne nicht scheint. Geplant ist eine staatliche Förderung über Ausschreibungen. „RWE bereitet sich konsequent vor, an den Ausschreibungen teilzunehmen und zügig nach einem Zuschlag mit dem Bau der Anlage in Voerde zu beginnen“, hieß es nun von dem Unternehmen.

RWE will auch an seinen Kraftwerksstandorten in Weisweiler und Werne solche Gaskraftwerke bauen. Man sei bereit, in den Bau neuer wasserstofffähiger Gaskraftwerke zu investieren, betonte der Chef der RWE-Kraftwerkstochter Generation, Nikolaus Valerius. „Nun braucht es aber rasch Klarheit von der Bundesregierung über das angekündigte Ausschreibungsregime.“ Um zeitnah nach dem angestrebten Auktionszuschlag mit dem Bau beginnen zu können, sei ein rasches Genehmigungsverfahren inklusive einer frühen Öffentlichkeitsbeteiligung wichtig. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Fotolia / Eisenhans

EEG-Leistung steigt bis 2030 auf 352.000 MW

ÜNB-PROGNOSE. Die Ausbau-Prognose der Übertragungsnetzbetreiber sieht Photovoltaik und Windenergie weiter als tragende Säulen, während Biomasse und andere Energieträger nur geringfügig zulegen.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben pflichtgemäß ihre jährliche Prognose zum Ausbau der nach dem EEG geförderten erneuerbaren Energien veröffentlicht. Sie beziehen sich dabei auf die jeweils kommenden fünf Kalenderjahre – in diesem Fall also auf die Jahre 2026 bis 2030. Dabei werden drei Szenarien – ein Trend-Szenario als wahrscheinlichste Entwicklung, ein Oberes Szenario mit Annahmen eines stärkeren Ausbaus und einer wetterbedingt stärkeren Auslastung sowie ein Unteres Szenario mit vorsichtigen Annahmen eines geringeren Ausbaus und einer wetterbedingt geringeren Auslastung – betrachtet. Zusätzlich erfolgte eine Schätzung für den Rest des laufenden Jahres auf Basis der Daten für die ersten fünf Kalendermonate 2025.

Das aktuelle Gutachten wurde vom Leipziger Institut für Energie zusammen mit „r2b energy consulting“ erstellt. Auftraggeber auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber war Transnet BW.

Die Übertragungsnetzbetreiber erwarten für die kommenden Jahre einen deutlichen Anstieg der installierten Leistung der nach dem EEG geförderten Energieträger. Im Trend-Szenario steigt die Gesamtkapazität von rund 184.000 MW im Jahr 2024 auf etwa 352.000 MW im Jahr 2030 – ein Zuwachs von rund 168.000 MW. Der Ausbau wird maßgeblich von Photovoltaik und Windenergie getragen, während andere Technologien weitgehend stagnieren oder zurückgehen.

Die Photovoltaik wird zum zentralen Wachstumstreiber des EEG-Ausbaus. Freiflächenanlagen legen um rund 48.000 MW zu, Dachanlagen und sonstige PV-Systeme sogar um rund 66.000 MW. Damit erreicht die PV bis 2030 die höchsten Zuwächse aller Technologien. Auch die Windenergie an Land verzeichnet mit einem Plus von rund 42.000 MW einen kräftigen Ausbau. Für Offshore-Wind wird ein Zuwachs um etwa 11.000 MW prognostiziert. Biomasse leistet mit rund 1.500 MW einen geringen, aber stabilen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Wasserkraft und Geothermie wachsen marginal um sechs beziehungsweise 18 MW. Rückläufig entwickeln sich Deponie-, Klär- und Grubengas; insbesondere Deponie- und Grubengasanlagen verlieren zusammen rund 180 MW installierte Leistung.

Trotz Strompreisanstieg zunächst rückläufige Förderzahlungen

Die modellierte Stromerzeugung spiegelt diesen Trend wider: Von 262 Milliarden kWh im Jahr 2024 steigt die EEG-Erzeugung im Trend-Szenario bis 2030 auf etwa 487 Milliarden kWh. Den größten Anteil am Zuwachs haben Windenergie und Photovoltaik. Bei der Windenergie an Land wird zusätzlich von leicht steigenden Vollbenutzungsstunden ausgegangen. Dagegen bleiben die Erzeugungsmengen aus Biomasse, Wasserkraft und Geothermie weitgehend konstant. Die Gaserzeugung (DKG-Gase) nimmt leicht ab. Während die PV-Erzeugung saisonal im Sommer dominiert, erreichen Windanlagen ihre Spitzen im Winterhalbjahr.

Die Strommengen für 2024 beruhen auf den Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber, für das laufende Jahr bis Mai 2025 auf vorläufigen Werten. Die Prognosen ab Mitte 2025 basieren auf einem durchschnittlichen Wetterjahr. Witterungsbedingte Schwankungen, wie das windarme erste Quartal 2025, sind in der Modellierung berücksichtigt. Eigenverbrauchsmengen sind in den Bruttoerzeugungswerten enthalten; abgeregelte Mengen aufgrund von Redispatch oder negativen Preisen dagegen nicht.

Auch bei den Förderzahlungen nach dem EEG ergeben sich deutliche Veränderungen. Im Trend-Szenario belaufen sich die Auszahlungsansprüche für 2026 auf rund 17,4 Milliarden Euro. Davon entfallen etwa 9,1 Milliarden Euro auf Solaranlagen, 4 Milliarden Euro auf Biomasse und 1,7 Milliarden Euro auf Offshore-Wind. Die übrigen Technologien teilen sich rund 1,9 Milliarden Euro. Für Onshore-Wind liegen die Zahlungen mit etwa 0,7 Milliarden Euro vergleichsweise niedrig, da die anzulegenden Werte im Marktprämienmodell im Verhältnis zu den Marktwerten niedrig sind.

Der erwartete Anstieg der Strompreise bis 2027 führt trotz wachsender Kapazitäten zunächst zu sinkenden Förderzahlungen. Ab 2028 steigen die Zahlungen wieder leicht an, da die Marktwerte infolge sinkender Preise zurückgehen. Neue Anlagen mit niedrigeren Vergütungssätzen dämpfen den Gesamteffekt zusätzlich. Bestandsanlagen mit hohen Vergütungen bleiben dagegen ein wesentlicher Kostenfaktor.

Die saisonale Verteilung der Zahlungen folgt den Erzeugungsmustern: PV-Anlagen führen im Sommer zu hohen Auszahlungen, Windenergie im Winterhalbjahr. Biomasse zeigt einen gleichmäßigeren Verlauf. Trotz des Ausbaus von Wind- und Solarenergie wird aufgrund steigender Marktwerte und auslaufender Förderansprüche insgesamt mit einem moderaten Rückgang der Förderzahlungen gerechnet.

// VON FRITZ WILHELM

Diesen Artikel können Sie teilen: [f](#) [t](#) [in](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Wie sich dynamische Tarife in der Stromrechnung niederschlagen



Quelle: Pixabay / Stefan Schwehofer

VERTRIEB. Eine Studie im Auftrag des Stromanbieters Naturstrom beziffert das Sparpotenzial für Haushalte mit dynamischem Tarif. Auch ohne E-Auto oder Wärmepumpe können die Kosten sinken.

Für wen lohnt sich ein dynamischer Stromtarif? Das hat das Beratungsunternehmen „Neon Neue Energieökonomik“ im Auftrag von Naturstrom in einer Kurzstudie untersucht. Die Autoren berechneten für vier Modellhaushalte im Zeitraum von September 2024 bis August 2025 deren Kosten im Falle eines Festpreistarifs und dynamischen Tarifs. Basis für die „stündliche Simulation“ war ein Festpreistarif in Höhe von 33,9 Cent/kWh, der dynamische Tarif variierte im Beobachtungszeitraum zwischen 5 und 133 Cent/kWh. Zudem flossen in die Berechnung zeitvariable Netzentgelte mit ein. Als Blaupause diente das Netzgebiet von Westnetz, „dessen Netzentgelte in etwa dem Bundesdurchschnitt entsprechen“, wie die Studienautoren schreiben.

Für zwei der modellierten Haushalte setzten sie einen Jahresverbrauch von 2.800 kWh an, für die anderen beiden 4.000 kWh. Jeweils ein Haushalt wies tagsüber einen höheren Verbrauch auf, der andere verstärkt in den Morgen- und Abendstunden.

Modelliert wurde auch, wie viel sich mit einem dynamischen Tarif sparen lässt, wenn der Haushalt ein E-Auto, eine Wärmepumpe oder einen Batteriespeicher nutzt. Die Autoren gingen davon aus, dass das E-Auto 5 bis 10 kWh Strom am Tag benötigt und die Wärmepumpe im Schnitt mehr als 15 kWh.

Bis zu 70 Euro im Jahr ohne E-Auto

Unabhängig von der Größe des Haushalts und der Höhe des Stromverbrauchs – für alle untersuchten Haushalte hätte sich der dynamische Stromtarif in den vergangenen zwölf Monaten gelohnt, resümieren die Autoren. „Die Einsparungen für Haushalte ohne Elektroauto oder Wärmepumpe fallen jedoch insgesamt gering aus und betragen nur wenig Prozent der Stromkosten“, heißt es weiter. Unter dem Strich sparten sie 20 bis 70 Euro.

Hat der Haushalt ein E-Auto und wird das Laden an der heimischen Wallbox in Stunden mit niedrigen Strompreisen verschoben, verringern sich die Ladestromkosten im Jahr laut der Studie um 164 Euro. Wenn das Auto hingegen immer sofort geladen wird, sobald es an die Wallbox hängt, bringe der dynamische Tarif keine nennenswerten finanziellen Vorteile.

Mehr als 80 Prozent Ersparnis bei zeitvariablen Netzentgelten

Deutlich steigen kann der Spareffekt durch Vergünstigungen bei Netzentgelten. Der Netzbetreiber Westnetz gewährt demnach einen Rabatt von 169 Euro pro Jahr, wenn er die Ladeleistung zeitweise von 11 auf 4,2 kW begrenzen darf. Würden darüber hinaus zeitvariable Netzentgelte bezogen, können die Stromkosten um mehr als 80 Prozent sinken, so die Modellierung. Die jährlichen Ladekosten reduzierten sich von 537 auf 93 Euro.

Der Betrieb einer Wärmepumpe ist, wie die Autoren betonen, mit dynamischem Stromtarif ohne Flexibilisierung kaum günstiger als mit einem Festpreis. Er wäre aber auch nicht teurer, obwohl die Wärmepumpe vor allem an kalten Tagen mit tendenziell höheren Strompreisen läuft, heißt es. Anders sieht es aus, wenn die Pumpe „intelligent“ heizt. Die Stromkosten für ihren Betrieb liegen dann laut Simulation sechs Prozent unter den Kosten mit Festpreistarif. Über Vergünstigungen bei den Netzentgelten lasse die Ersparnis auf bis zu 28 Prozent erhöhen.

Heimspeicher spart 50 Euro pro Jahr

Ob sich ein Heimspeicher in Kombination mit einem dynamischen Tarif rechnet, hänge „stark von den Kosten und der Dimensionierung des Speichers ab“, so die Experten. Gegenstand ihres Modells war ein Speicher mit 2,4 kW Leistung. Unter Berücksichtigung der Anschaffungskosten ermittelten sie eine jährliche Ersparnis von 50 Euro.

„Ein dynamischer Tarif kann finanziell äußerst attraktiv sein“, sagt Naturstrom-Vorstandsvorsitzender Oliver Hummel. Und weist auf einen weiteren Effekt hin: „Ein intelligent geladenes E-Auto nutzt zu bis zu 42 Prozent Strom, der ansonsten aufgrund negativer Börsenstrompreise abgeregelt worden wäre.“

Die Kurzstudie „**Einsparpotenzial für Haushalte durch dynamische Stromtarife**“ steht kostenfrei als Download bereit. // **VON MANFRED FISCHER**

[^ Zum Inhalt](#)

Eni meldete Rückzug von Blue Stream



Quelle: Shutterstock / CDuschinger

GASNETZ. Mit dem Ausstieg der EU aus russischen Gasimporten sind Maßnahmen nötig, um Schlupflöcher zu schließen. Italiens Eni kündigte russische Vertragslieferungen über Blue Stream an.

Christian Signoretto, Direktor bei Eni für das globale Gas and LNG-Portfolio, gab auf einer Telefonkonferenz am 24. Oktober bekannt: „Wir haben unseren Vertrag gekündigt, mit dem wir Gas über die Blue-Stream-Pipeline an Botas in der Türkei verkauft haben. Dies hing mit der Pipeline selbst zusammen. Dieses Geschäft versuchen wir also auch im Hinblick auf unsere Beteiligung an der Pipeline abzuwickeln. Dies trägt maßgeblich zum starken Rückgang der Verkäufe in Europa bei.“ Zugleich sinke die Nachfrage in Europa. Draus folge die Anpassung des Portfolios an die neue Realität. Zu welchem Datum Eni den Liefervertrag zu Blue Stream genau kündigte, sagte Signoretto hier nicht.

In den ersten neun Monaten 2025 umfassten die Erdgasverkäufe von Eni eigen Angaben zufolge 30,31 Milliarden Kubikmeter Gas. Diese Menge markierte einen Rückgang von 15 Prozent gegenüber den ersten neun Monaten 2024. Als Hauptgrund dafür gilt der Rückgang der Verkaufszahlen auf dem italienischen und europäischen Markt um 17 Prozent, insbesondere in der Türkei. Im dritten Quartal sanken die Erdgasverkäufe in Europa um 24 Prozent auf 3,63 Milliarden Kubikmeter Gas gegenüber dem dritten Quartal im Vorjahr besonders stark. Als Grund nannte Eni rückläufige Verkäufe in der Türkei und Deutschland.

Der EU-Fahrplan zum Ausstieg aus russischen Energieimporten dürfte dazu beigetragen haben, die letzten verbleibenden russischen Gaslieferungen nun endgültig ad Acta zu legen. Der klare Schnitt soll offenbar sämtliche Verdächtigungen zu russischen Gaslieferungen über die Hintertür Türkei an Nachbarn aus dem Weg räumen. Auch wenn Eni das Gas komplett an die Türkei verkauft, kann diese hiervon Gas für Re-Exporte in die EU abzweigen

Geschäfte von Eni mit Blue Stream

An der Gasleitung Blue Stream im Schwarzen Meer ist Eni zu 50 Prozent beteiligt. Über die andere Hälfte verfügt der russische Gaskonzern Gazprom. Nach dem Einmarsch der russischen Truppen in die Ukraine kündigte Eni wiederholt die Absicht an, aus dem Gemeinschaftsunternehmen Blue Stream mit Gazprom auszusteigen.

Die Gasleitung ging 2003 in Betrieb und verfügt über eine Transportkapazität von 16 Milliarden Kubikmeter Gas im Jahr. Der Vertrag mit russischen Gaslieferungen an die Türkei geht ins Jahr 1997 zurück, als die damaligen Regierungschefs von Russland und der Türkei sich auf eine Lieferung von 16 Milliarden Kubikmeter Gas im Jahr über das Schwarze Meer einigten. Da die Eni-Tochter Saipem die Verlegung von Blue Stream im Schwarzen Meer dann vornahm, und Eni selbst am Pipeline-Betreiber beteiligt wurde, gingen damit anteilige russische Vertragslieferungen für Eni an den türkischen Gasimporteur Botas über. Diese umfassten im letzten Jahr 6,2 Milliarden Kubikmeter Gas.

Griechenland drängt auf Turkstream-Lösung

Griechenland will derweil den russischen Gaslieferungen nach Europa über die Schwarzmeergasleitung Turkstream einen Riegel vorschieben. Das machte der griechische Energieminister Stavros Papastavrou in einem Medieninterview zu dem Beschluss des Energieministerrates zum Gasimportverbot aus Russland ab 2028 klar: „Griechenland hat diese Initiative von Anfang an unterstützt, allerdings nur unter der Bedingung, dass diese Unabhängigkeit echt ist und es keine Schlupflöcher gibt, die es ermöglichen würden, dass russisches Gas nach Europa fließt.“ Vereinbart sei jetzt, dass Gas von Turkstream als russisch gilt, bis

objektiv das Gegenteil bewiesen sei. Das soll als Barriere fungieren, um das künftige Verbot von russischen Gasimporten nicht zu umgehen.

Worauf sich die Türkei mit Russland verständigt, ist noch nicht ausgemacht. Die betreffenden Lieferverträge laufen zum Jahresende aus. Die Gespräche zwischen Botas und Gazprom fanden im Oktober statt. // VON JOSEPHINE BOLLINGER-KANNE

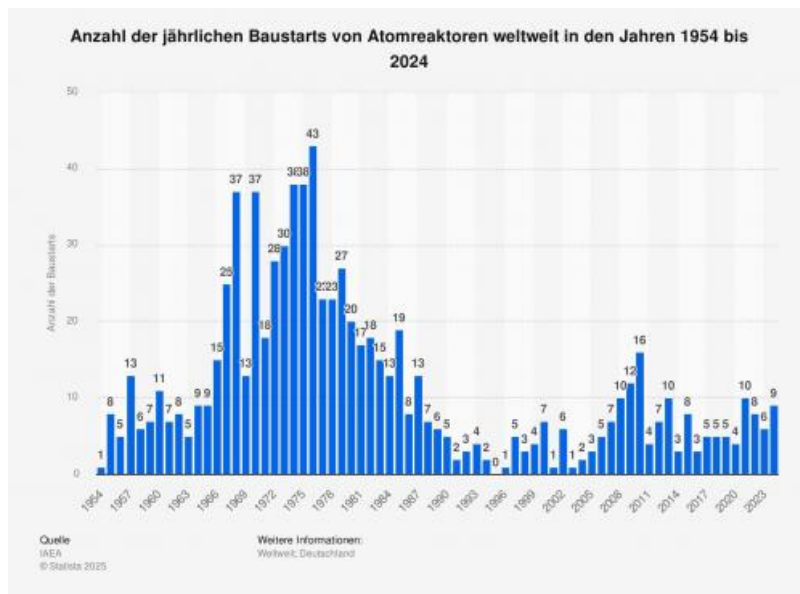
[^ Zum Inhalt](#)

Jährliche Baustarts von Atomreaktoren von 1954 bis 2024



Quelle: E&M / Pixabay

STATISTIK DES TAGES. Ein Schaubild sagt mehr als tausend Worte: In einer aktuellen Infografik beleuchten wir regelmäßig Zahlen aus dem energiewirtschaftlichen Bereich.



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Die Statistik zeigt die Anzahl der jährlichen Baustarts von Atomreaktoren weltweit in den Jahren 1954 bis 2024. Im Jahr 2024 wurde weltweit mit dem Bau von neun Atomreaktoren begonnen. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Shutterstock / Shawn Hempel

THU plant Wasserstoff-Röhrenspeicher

WASSERSTOFF. Forschende der Technischen Hochschule Ulm wollen einen Wasserstoff-Röhrenspeicher bauen. Das Energiewirtschaftsministerium fördert das Projekt.

Ein 50-MW-Wasserstoff-Röhrenspeicher soll im Energiepark der Technischen Hochschule Ulm (THU) entstehen. Das teilt die Hochschule auf ihrer Internetseite mit. Das Projekt „LAGER – Langzeitspeicherung in energieflexiblen, sektorintegrierten Liegenschaften und Quartieren“ startete am 15. Oktober 2025, hat eine Laufzeit von drei Jahren und ein Gesamtvolumen von rund 2,9 Millionen Euro. 2,6 Millionen Euro werden dabei durch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg gefördert.

Die Forschung am Energiepark soll von der Erzeugung aus Photovoltaik über die Speicherung bis zur Verteilung an direkte Abnehmer wie Elektroautos oder lokale Stromnetze die ganze Bandbreite verteilter Energiesysteme abdecken. In diese Infrastruktur wird auch der neue Röhrenspeicher integriert. Er soll die saisonale Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen ermöglichen und nach Abschluss des Projektes den Campus über mehrere Wochen hinweg autark mit grüner Energie versorgen können.

Teil des Projektes ist auch die Untersuchung der leittechnischen Integration, die Entwicklung von IT-basierten Steuerungslösungen, die Demonstration netzdienlicher Einsatzszenarien sowie die Demonstration eines Einsatzes im Rahmen des Bevölkerungsschutzes. Darüber hinaus wollen die Forschenden wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen für den Einsatz dezentraler Langzeitspeicher untersuchen.

„Durch das Projekt LAGER schaffen wir eine Forschungsinfrastruktur, die bundesweit einzigartig ist“, hebt Prof. Dr. Volker Reuter, Rektor der Technischen Hochschule Ulm, die Bedeutung des Projektes hervor: „Der Wasserstoff-Langzeitspeicher ermöglicht nicht nur die Kopplung von Strom, Wärme und Mobilität, sondern auch die Entwicklung und Demonstration von Konzepten für eine nachhaltige, resiliente Energieversorgung.“ Das Vorhaben wird vom Institut für Energietechnik und Energiewirtschaft (IEE) der THU unter Leitung von Prof. Dr. Dietmar Graeber und Prof. Dr. Florian Klumpp durchgeführt.

// VON KATIA MEYER-TIEN

Diesen Artikel können Sie teilen: [f](#) [t](#) [in](#)[^ Zum Inhalt](#)

Repowering als Gemeinschaftsaufgabe



Quelle: Fotolia / Mellimage

WINDKRAFT ONSHORE. Ein Windpark, drei Partner: Der Windpark Schnürbuck in Baden-Württemberg soll künftig viermal so viel Strom erzeugen wie bisher. Und das „bürgernah“.

Aus fünf Anlagen sind drei geworden: Auf einem bewaldeten Bergrücken zwischen Ettenheim und Kippenheim in Baden-Württemberg bringt ein repowerter Windpark die lokale Energiewende voran. Es handelt sich um ein Gemeinschaftsprojekt der Bürgerenergiegenossenschaft Ettenheimer Bürgerenergie, Alterric und Ökostromgruppe Freiburg.

„90 Prozent unserer etwa 350 Mitglieder wohnen in einem 10 Kilometer-Radius des Windparks“, sagte Jörg Bold, Vorstand der Genossenschaft, bei der Eröffnung. „Somit erleben sie die Energiewende direkt vor ihrer Haustür und sehen nicht nur die Windenergieanlagen, sondern profitieren auch direkt davon.“

Die neuen Windenergieanlagen sind Modelle des Typs E-160 des Herstellers Enercon. Drei Turbinen sollen jährlich rund 30 Millionen kWh erzeugen. Das viermal so viel, wie die bisherigen Anlagen geliefert haben.

Jeder der Projektpartner betreibt eine der Windenergieanlagen, der Betrieb werde partnerschaftlich gemeinsam sichergestellt, heißt es. Eine Anlage befindet sich aktuell in der Inbetriebnahmephase. Im Laufe des Winters sollen alle Anlage den regulären Betrieb aufnehmen.

„Das Repowering-Projekt ist ein wichtiger Pfeiler für die lokale Energieversorgung, aber auch die lokale Wertschöpfung. Und es zeigt einmal mehr: Wenn wir die Energiewende ernst nehmen wollen, müssen wir alle an einem Strang ziehen“, freuten sich Bruno Metz (CDU), Bürgermeister von Ettenheim, und Matthias Gutbrod (parteilos), Bürgermeister der Gemeinde Kippenheim, beim Festakt. Regierungspräsident Carsten Gabbert bezeichnete den Windpark als „Leuchtturmprojekt der bürgernahen Energiewende“. Er erachtet ihn als „immens wichtig für unseren Beitrag zum Klimaschutz“.

Alterric ist ein Gemeinschaftsunternehmen der Aloys Wobben Stiftung und der EWE AG.

// VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Energiewende trifft auch Mittelstand und Dienstleister



Quelle: Fotolia / Minerva Studio

STUDIEN. Steigende Energie- und Transformationskosten treffen längst nicht mehr nur Industrieunternehmen. Auch Mittelständler geraten unter Druck, zeigt eine Studie von Frontier Economics.

Deutschland steht laut dem Beratungsunternehmen Frontier Economics vor einer doppelten Herausforderung: Über die Energiewende sollen die Klimaziele erreicht und zugleich die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen erhalten bleiben. Doch die aktuellen politischen Rahmenbedingungen gefährden beides, wie eine im Auftrag der Deutschen Industrie- und Handelskammer (DIHK) erstellte Studie zeigt.

Die Untersuchung ergänzt die bereits im September veröffentlichte Hauptstudie „Neue Wege für die Energiewende“. Sie kommt zu dem Ergebnis, dass steigende Energie- und Transformationskosten längst nicht mehr nur energieintensive Industrien treffen. Sie wirken in die Breite der deutschen Wirtschaft – bis hin zu Maschinenbau, Bauwirtschaft, Handel und Dienstleistungen.

Breite Belastung für Wirtschaft und Mittelstand

Nach Berechnungen von Frontier Economics haben sich die Energiekosten zwischen den Jahren 2019 und 2024 nahezu verdoppelt. Auch ohne weitere politische Verschärfungen rechnet das Beratungshaus mit Hauptsitz in London mit anhaltend stark steigenden Energiepreisen. Neben den direkten Kosten für Strom und Gas entstünden zusätzliche Belastungen durch teurere Vorprodukte, Transporte, Personal und Verwaltung. Dadurch drohen Wertschöpfungs- und Beschäftigungsverluste weit über die energieintensiven Branchen hinaus.

Besonders hoch fällt die Belastung laut Studie in der Chemie- und Grundstoffindustrie aus. Aber auch mittelständische Unternehmen aus der Lebensmittel- und Getränkeindustrie, der Konsumgüterproduktion sowie der Elektrotechnik seien zunehmend unter Druck. Branchen wie Baugewerbe, Handel oder Gastgewerbe seien zwar weniger von Abwanderung bedroht, doch wirkten sich dort Preissteigerungen unmittelbar auf die Kaufkraft und damit auf die Inlandsnachfrage aus.



Studie „Neue Wege für die Energiewende (Plan B)“
(zum Öffnen, bitte auf das PDF klicken)

Quelle: Frontier Economics

Netzentgelte als zentraler Kostentreiber

Einer der Hauptgründe für die steigenden Kosten liegt in den Strom- und Gasnetzentgelten, wie Frontier Economics erklärt. Um den Ausbau der Netze für erneuerbare Energien zu finanzieren, steigen die Stromnetzentgelte laut den Beratern bis 2045 um bis zu 70 Prozent, bei industriellen Großverbrauchern sogar um fast 130 Prozent. Für Haushalte erhöhen sie sich um etwa 50 Prozent. Parallel dazu sinkt der Gasverbrauch, wodurch sich die Gasnetzkosten auf immer weniger Kunden verteilen. Im Gewerbesektor steigen die Entgelte demnach von 1,6 Cent pro kWh im Jahr 2024 auf 4,3 Cent im Jahr 2040; in der Industrie nahezu von 0,6 auf 1,7 Cent pro kWh.

Achim Dercks, stellvertretender Hauptgeschäftsführer der DIHK, warnt mit Blick auf die Studie: „Nahezu alle Unternehmen sind auf bezahlbare Energiepreise, aber auch auf günstige Vorprodukte, Transportmöglichkeiten und stabile Löhne angewiesen, um ihre Produkte und Dienstleistungen wettbewerbsfähig zu halten.“ Bei einer Fortsetzung des aktuellen politischen Kurses drohe laut Dercks ein weiterer Abbau von Wertschöpfung in Deutschland.

Vorschlag: Flexibler CO2-Preis

Frontier Economics plädiert dafür, die Energiewende kosteneffizienter zu gestalten. Der von dem Unternehmen entwickelte „Plan B“ sieht einen einfacheren, marktwirtschaftlichen Rahmen mit einem

umfassenden, sektorübergreifenden Emissionshandel vor. Dieses sogenannte „atmendes Cap-and-Trade“ soll den CO2-Preis flexibel anpassen: Steigt die Nachfrage nach Emissionszertifikaten, erhöht sich automatisch das Angebot. So ließen sich laut der Berater Preisspitzen vermeiden, ohne das Emissionsziel aufzugeben. Dieses Modell soll Technologieoffenheit ermöglichen und Preisspitzen dämpfen. Nach Berechnungen von Frontier Economics könnten die Systemkosten dadurch bis 2050 um bis zu eine Billion Euro sinken – ohne das Ziel der Klimaneutralität aufzugeben.

Da strukturelle Kostensenkungen Zeit benötigen, empfehlen die Autoren der Studie befristete, gezielte Fördermaßnahmen, um Übergangsphasen für Unternehmen abzufedern. Diese Hilfen müssten jedoch einfach, unbürokratisch und zeitlich klar begrenzt ausgestaltet werden.

Auch die DIHK fordert eine Neuausrichtung der Energiepolitik. Neben einem marktwirtschaftlichen Kurswechsel seien schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren, eine verlässliche Regulierung und der Ausbau moderner Infrastrukturen erforderlich. Nur wenn Energie-, Netz- und Systemkosten dauerhaft sinken, bleibe Deutschland ein wettbewerbsfähiger Industriestandort.

Die 47-seitige Studie „**Neue Wege für die Energiewende (Plan B)**“ steht auf der Internetseite

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Versorgungssicherheit verdrängt Klimaschutz



Quelle: Shutterstock / Lightspring

KLIMASCHUTZ. Nationale Energieunabhängigkeit und Versorgungssicherheit werden wichtiger angesehen als der Umstieg auf Erneuerbare, sagte der „Siemens Infrastructure Transition Monitor 2025.“

Die Siemens-Einheit Smart Infrastructure hat im Vorfeld der 30. Weltklimakonferenz (COP30) in Brasilien im November den „Siemens Infrastructure Transition Monitor 2025“ vorgelegt. Die wichtigste Erkenntnis: Nationale Energieunabhängigkeit und Versorgungssicherheit werden aktuell als wichtiger angesehen als der Ausstieg aus fossilen Brennstoffen.

Die zweijährlich erscheinende Siemens-Studie basiert auf einer Befragung von 1.400 Führungskräften und Regierungsvertretern aus 19 Ländern. Sie untersucht den Fortschritt der Infrastrukturwende in den Bereichen Energie, Industrie und Gebäude.

Der Studie verdeutlicht einen grundlegenden Wandel bei den Managern und Managerinnen – „weg von einer multilateralen Vision sauberer Energie hin zu einem Ansatz, der zunehmend auf nationale Widerstandsfähigkeit und regionale Produktion ausgerichtet ist“, heißt es von Siemens.

Im Vergleich zu 2023 ist die Bedeutung einer widerstandsfähigen Energieversorgung laut Studie deutlich gestiegen: Sie gilt nun als wichtigstes Ziel staatlicher Infrastrukturpolitik, nachdem sie zwei Jahre zuvor noch auf Rang Drei gelegen war. 62 Prozent der Befragten seien überzeugt, dass künftige Energiesysteme stärker auf lokale oder regionale Produktion angewiesen sein werden – und weniger auf den globalen Handel.

Die Befragten sehen die steigende geopolitische Unsicherheit als zentralen Risikofaktor für Märkte und Lieferketten. Um zu verhindern, dass Energie als politisches Druckmittel eingesetzt wird, rücken viele Regierungen von einer global abgestimmten Klimapolitik ab und setzen verstärkt auf nationale Strategien für Sicherheit und Resilienz.

KI und Digitalisierung spielen eine zentrale Rolle

Matthias Rebellius, Vorstandsmitglied der Siemens AG und CEO der Sparte Smart Infrastructure, betont: „Der Infrastrukturwandel tritt in eine neue Phase ein, in der die nationalen Ziele der Energiesicherheit wichtiger sind als die globale Zusammenarbeit zur Dekarbonisierung.“ Resilienz sei keine Option, sondern Notwendigkeit. KI und Digitalisierung spielten dabei eine zentrale Rolle, weil sie Energieflüsse effizienter steuern und die Versorgung sicherer machen, so Rebellius.

Im Gegensatz dazu nimmt der Optimismus in Sachen Klimaschutz ab. Nur 37 Prozent der Befragten rechnen damit, ihre Dekarbonisierungsziele bis 2030 zu erreichen – 2023 waren es noch 44 Prozent. Gleichzeitig erwarten 57 Prozent, dass die Investitionen in fossile Energien kurzfristig steigen werden. Diese Entwicklung zeigt, dass viele Unternehmen den Wandel als längerfristigen Prozess betrachten und kurzfristig auf Versorgungssicherheit setzen.

Laut Siemens bleibt die Digitalisierung der entscheidende Faktor für die Energiewende. Über 70 Prozent der Befragten im Energiesektor bewerten digitale Technologien – insbesondere KI, Netzsoftware und intelligente Zähler – als wesentlich für die Transformation. Drei Viertel sehen in KI bereits heute einen wichtigen Beitrag zur Stärkung der Infrastruktursicherheit.

Vor dem Hintergrund der geopolitischen Lage wird in der Studie die Politik dazu aufgerufen, Energieresilienz, Netzinvestitionen und digitale Technologien fest in nationale Klimastrategien zu integrieren. Ohne eine enge Verzahnung von Infrastruktur, Technologie und Regulierung drohten Rückschritte bei Klimazielen und Energieversorgungssicherheit.

Der „[Siemens Infrastructure Transition Monitor 2025](#)“ kann in englischer Sprache als PDF heruntergeladen oder interaktiv auf der [Web-Seite](#) von Siemens gelesen werden. // [VON STEFAN SAGMEISTER](#)

Diesen Artikel können Sie teilen: [f](#) [t](#) [in](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT

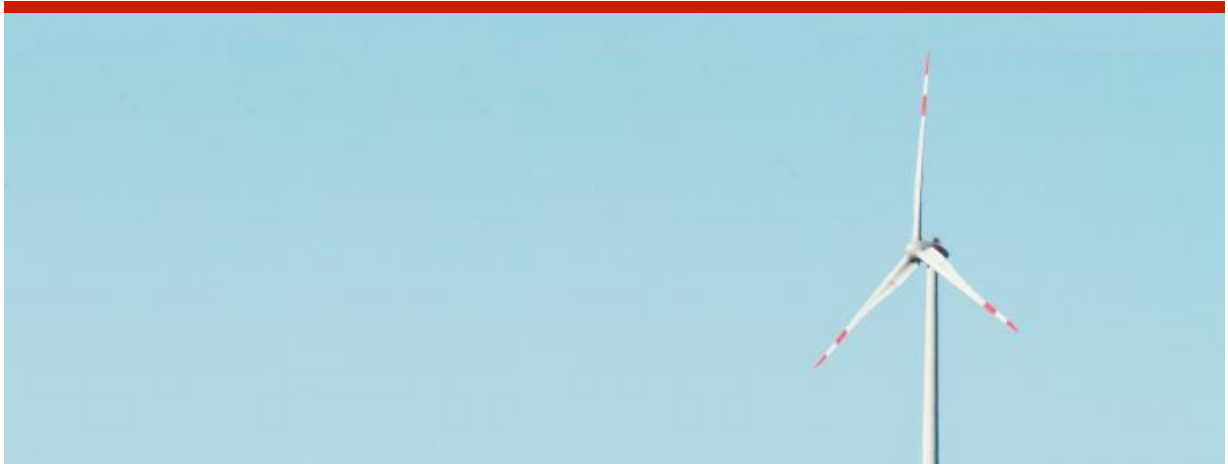


TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: E&M / Jonas Rosenberger

Gondel und alle Rotoren fallen von Windrad

WINDKRAFT. Wenn Windenergieanlagen überhaupt etwas passiert, dann meist nur, dass ein Rotorblatt abbricht. Im Münsterland ist jetzt gleich die ganze Gondel samt der drei Rotorblätter abgestürzt.

Der Windpark „Herkentrup“ in der Gemeinde Havixbeck westlich von Münster ist seit 27. Oktober nach der schweren Havarie einer der drei Windkraftanlagen stillgelegt. Das teilte der Hersteller Nordex auf Anfrage mit. Er bestätigte weitgehend einen Unfallbericht des WDR.

Demnach fiel spätestens am Morgen des 27. Oktober bei einem der 4,5-MW-Windräder das obere Turmsegment einer Turbine mit Maschinenhaus, Nabe und den drei 125,40 Meter langen Rotorblättern aus einer Nabenhöhe von 149 Metern auf den Boden. Es herrschte in der Gegend teilweise stürmischer Wind bis 31 Kilometer pro Stunde mit Böen von bis zu 68 Kilometer pro Stunde, aber kein Orkan, so das Portal *Windfinder*.

Polizei und Feuerwehr sperrten den Unfallort ab, sie gehen von einem technischen Defekt aus. Verletzt wurde niemand. „Ein Team aus Experten der Nordex Group hat in enger Zusammenarbeit mit dem Kunden begonnen, die Ursache des Vorfalles zu untersuchen. Über die zugrundeliegende Ursache lässt sich jedoch zum jetzigen Zeitpunkt noch keine Aussage treffen“, teilt ein Nordex-Sprecher mit. Die Anlage ist vom relativ modernen Typen N149/4.X aus der Delta-4000-Produktionsplattform von Nordex. Sie wurde erst 2023 installiert.

Der Windpark Herkentrup gehört einer gleichnamigen, von sieben Privatleuten aus der Umgebung gegründeten Kommanditgesellschaft (KG). Auch konnten sich Investoren mit Nachrangdarlehen beteiligen, wobei Bürger von Havixbeck zeitweise Vorkaufsrechte genossen. Wie die Havarie, die Sanierung des Unfallgeländes und der Stillstand des gesamten Windparks die Finanzierung beeinflusst, dazu läuft eine Anfrage dieser Redaktion bei der KG. // VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)

Lava Energy setzt auf Metergrid für Mieterstrom



Quelle: Metergrid

STROM. Lava Energy arbeitet künftig mit Metergrid aus Stuttgart zusammen, um Mieterstromprojekte in Wohngebäuden bundesweit zu skalieren.

Die Energiewende in der Immobilienwirtschaft steht vor der Aufgabe, saubere Energie für große Gebäudebestände effizient bereitzustellen. Lava Energy, ein Anbieter für wirtschaftliche und nachhaltige Energieversorgung in Immobilienportfolios, will dafür stärker auf digitale Unterstützung setzen. Das Unternehmen hat sich laut eigener Mitteilung für Metergrid als strategischen Technologiepartner entschieden. Metergrid ist ein 2021 gegründetes Unternehmen, das Software und Services für Mieterstrommodelle bietet. Beide Unternehmen haben ihren Hauptsitz in Stuttgart.

Laut Lava-Geschäftsführer Marcus Lehmann baut das Unternehmen seit Jahren ein Mieterstromportfolio aus und verfügt inzwischen über mehr als 100 Projekte mit rund 2.500 Wohneinheiten. „Wir haben uns den Markt intensiv angeschaut, doch kein Unternehmen konnte uns in der Kombination aus Software-Funktionsumfang und fachlicher Expertise so überzeugen wie das Team von Metergrid“, erläutert Lehmann.

Kompetenzen gebündelt

Lava Energy realisiert Lösungen für Wärme, Kälte, Stromversorgung, Mieterstrom und Elektromobilität und übernimmt dafür Planung, Finanzierung und Betrieb der Anlagen. Laut dem Unternehmen Sorge dieser Ansatz dafür, dass Gebäude klimafreundlicher und gleichzeitig wirtschaftlich betrieben werden können. Für die Umsetzung weiterer Projekte in großem Maßstab will Lava Prozesse stärker automatisieren und Komplexität reduzieren. Die Kooperation mit Metergrid soll dies ermöglichen.

Metergrid bietet nach eigenen Angaben eine vollständig integrierte Plattform. Sie umfasst die technische Einbindung von Photovoltaikanlagen, Messtechnik sowie Abrechnung, Vertragsmanagement und Behördenkommunikation. Schnittstellenprobleme zwischen verschiedenen Systemen sollen dadurch vermieden werden. „Wir liefern nicht ein Stück Software, wir liefern die komplette Lösung. Skalierbar. Verlässlich. Zukunftsfähig“, so Julian Schulz, Mitgründer von Metergrid.

Weiterentwicklung der Prozesse

Alessio Pugliese, Leiter Geschäftsentwicklung bei Lava, verweist auf Anforderungen großer Immobilienportfolios. Dazu gehörten parallel laufende Abrechnungen mehrerer Projekte, eine verlässliche Fernauslesung sowie automatisierte Prozesse ohne manuelle Nachbearbeitung. Auch Funktionen wie Validierungsprüfungen, Korrekturen von Zählerständen und ein Reporting für Portfoliomanager nennt er als wichtig. Diese Punkte habe Metergrid berücksichtigt.

Für die weitere Zusammenarbeit entwickelt Metergrid seine Software laut eigener Aussage gezielt entlang der Anforderungen von LAVA weiter. Dazu gehören API-Anbindungen an bestehende Systeme, automatisierte projektübergreifende Abrechnungen und Erweiterungen im webbasierten Mieterportal, etwa zur Zählerstandeingabe bei nicht fernauslesbaren Anlagen oder für den Versand von Dokumenten.

Beide Unternehmen verweisen auf das wirtschaftliche Potenzial von Mieterstrom. Schulz nennt eine Analyse des Ariadne-Projekts in Kooperation mit dem Institut der deutschen Wirtschaft, die das Ausbaupotenzial von Mieterstrom auf Mehrfamilienhäusern bei rund 60.000 MW sieht. Die Kooperation soll zeigen, wie sich ein Teil dieses Potenzials in der Praxis erschließen lässt.

Metergrid will die Plattform nach eigenen Angaben weiterentwickeln, unter anderem mit digitaler Mieterakquise und zusätzlichen Enterprise-Schnittstellen. Dadurch sollen Großkunden wie Lava langfristig von automatisierten und effizienten Prozessen profitieren. Die Zusammenarbeit soll bundesweit dazu beitragen, Mieterstrommodelle stärker in der Breite umzusetzen. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Chefin für Aachener Eon-Tochter



Ab November Chief Executive Officer: Anne Barbara Bicking. Quelle: Grid X

PERSONALIE. Anne Barbara Bicking übernimmt im November den CEO-Posten bei Grid X. Die Eon-Tochtergesellschaft soll künftig von einem Trio geführt werden.

Grid X erhält ein dreiköpfiges „C-Level-Team“. Wie die Eon-Tochtergesellschaft mit Sitz in Aachen und München mitteilt, fungiert Anne Barbara Bicking ab 1. November als Chief Executive Officer. Die 42-Jährige kommt von Eon Inhouse Consulting, der internen Managementberatung des Essener Energiekonzerns, wo sie 2023 in die Geschäftsführung berufen wurde.

Bicking arbeitet bei Grid X an der Seite von Tim Steinmetz, der nach Unternehmensangaben „auf eigenen Wunsch“ weiter als Chief Growth Officer (CGO) tätig sein wird. Der 39-Jährige gehört der Geschäftsführung seit 2023 an. Zusammen mit Tobias Mitter, der im selben Jahr als Chief Technology Officer (CTO) kam, bildete er eine Doppelspitze. Mitter war im September dieses Jahres zu Eon Energy gegangen, bei der Vertriebstochter des Energieriesen zeichnet der 48-Jährige jetzt als Chief Information Officer (CIO) verantwortlich.

CEO in Aachen, CGO in München

Bicking bringt laut Mitteilung 19 Jahre Erfahrung in der Transformation von Unternehmen mit, daraus nahezu acht Jahre in leitenden Positionen im Energiesektor. Nach dem Abschluss ihres Masterstudiums in „International Management“ am King's College in London arbeitete sie zunächst bei den Beratungsunternehmen Oliver Wyman und Roland Berger Strategy Consultants. Danach ging sie zu Eon Inhouse Consulting. Nach einem Intermezzo bei Thyssenkrupp kehrte sie zu der internen Eon-Beratungsgesellschaft zurück und wurde dort Mitglied der Geschäftsführung. Daneben baute sie die Tochtergesellschaft Eon One mit auf.

Bicking arbeitet am Firmenhauptsitz Aachen. Steinmetz werde weiterhin die Bereiche Wachstum, Innovation, Geschäftskundenmanagement sowie den Ausbau strategischer Partnerschaften von der Niederlassung in München aus steuern, heißt es.

Grid X entwickelt Managementsystemen für das Vernetzen von Solaranlagen, Elektromobilen und Wärmepumpen. Das Unternehmen zählt mehr als 200 Mitarbeitende in Aachen und München. Seit Ende 2022 befindet es sich zu 100 Prozent im Besitz des Essener Energiekonzerns.

Im Jahresabschluss für 2023 wies Grid X einen nicht gedeckten Fehlbetrag in Höhe von 21,5 Millionen Euro aus (2022: 9,2 Millionen Euro). Die Verbindlichkeiten beliefen sich auf 27,2 Millionen Euro (2022: 17,5 Millionen Euro). // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Neuer CEO bei der Epex Spot



Lukas Gresnigt. Quelle: Epex Spot

PERSONALIE. Lukas Gresnigt wird CEO der Strommarktbörse Epex Spot mit Sitz in der französischen Hauptstadt.

Bei der europäischen Strommarktbörse Epex Spot in Paris übernimmt zum 1. Februar 2026 Lukas Gresnigt die Position des Chief Executive Officers. Der Niederländer folgt auf Jean-Francois Conil-Lacoste, der die Leitung der Börse im März 2025 interimistisch übernommen hatte und nach der Übergabe an Gresnigt wieder in das Supervisory Board zurückkehrt, heißt es in einer Mitteilung der Epex Spot

Gresnigt kommt vom Schweizer Energiekonzern Alpiq, bei der er seit April 2022 als Leiter International und Mitglied der Geschäftsleitung tätig ist. In dieser Funktion sei er maßgeblich an der strategischen Neuausrichtung des Unternehmens beteiligt und habe insbesondere die Aktivitäten von Alpiq in Osteuropa konsolidiert, heißt es in einem Statement von Alpiq zum Wechsel.

Zuvor leitete Gresnigt den Bereich „Renewable Solutions“ beim niederländischen Energieunternehmen SHV Energy. Davor war er rund zehn Jahre beim norwegischen Energieversorger Statkraft tätig, unter anderem als Vice President Commercial Asset Management International Power und Leiter des brasilianischen Marktes. Weitere Stationen waren unter anderem der Macquarie European Infrastructure Fund sowie die Boston Consulting Group.

Der deutsche Ralph Danielski, der die Epex Spot seit Oktober 2018 führte, hatte im März bekanntgegeben, sein Mandat als CEO nicht zu verlängern. Nach seinem Ausscheiden übernahm Gründungschef Conil-Lacoste vorübergehend die Leitung der Geschäftsführung.

Mit Gresnigts Ernennung wird die Unternehmensführung der Epex Spot wieder dauerhaft besetzt. Dem Management Board gehören neben ihm weiterhin Diana Rodrigues als Finanzchefin (CFO) und Jonas Törnquist als operativer Geschäftsführer (COO) an.

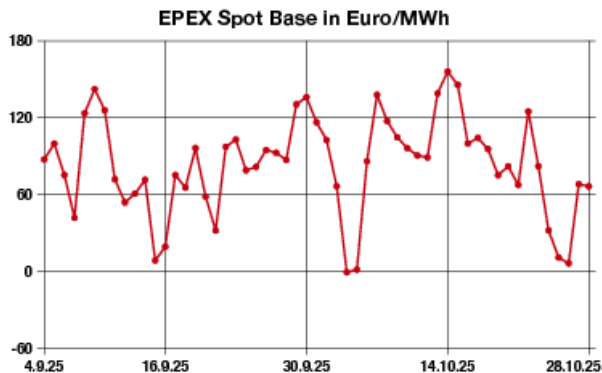
Die Epex Spot betreibt Spotmärkte für Strom in 13 europäischen Ländern, darunter Deutschland, Frankreich, die Schweiz und die Niederlande. Über ihre Plattformen werden täglich physische Strommengen gehandelt, die einem erheblichen Teil des europäischen Stromverbrauchs entsprechen. Nach Angaben des Unternehmens sind mehr als 400 Handelsunternehmen an die Systeme der Börse angeschlossen.

// VON STEFAN SAGMEISTER

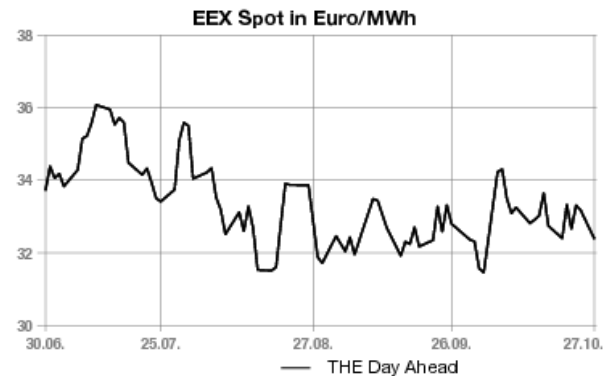
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energiekomplex mit schwächerem Wochenstart



Quelle: E&M

MARKTKOMMENTAR. Wir geben Ihnen einen tagesaktuellen Überblick über die Preisentwicklungen am Strom-, CO₂- und Gasmarkt.

Überwiegend schwächer hat sich der Energiekomplex zum Wochenstart präsentiert. Das könnte auf den ersten Blick überraschen, wenn man bedenkt, dass die USA und China möglicherweise kurz vor einer Einigung in ihrem Handelsstreit stehen, von der Impulse für die gesamte Weltwirtschaft ausgehen dürften. Doch die europäisch-zentrierten Energie- und Aktienmärkte bleiben davon ungerührt und verharren in einer skeptischen Einstellung. Erdgas leidet aktuell ebenso wie CO₂ unter den Aussichten für eine fortgesetzt milde und windreiche Witterung in Europa, weswegen auch Strom unter Druck steht.

Strom: Schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Montag präsentiert. In der Grundlast wurden 67 Euro/MWh für den Day-Ahead bezahlt. Die Spitzenlast schlug mit 83 Euro/MWh zu Buche. An der Börse wurden für den Dienstag 66,67 Euro/MWh im Base ermittelt. Für den Peak mussten 82,63 Euro entrichtet werden. Der Montag selbst war am Freitag börslich mit 65 Euro in der Grundlast gesehen worden.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Dienstag mit knapp 41 GW noch etwas höher ausfallen als am Berichtstag, für den Eurowind 40,4 GW prognostiziert hatte. An den Folgetagen bis einschließlich Donnerstag sollen die Beiträge von Wind und Solar Schritt für Schritt zurückgehen. Für die Tage am Freitag rechnen die Meteorologen allerdings wieder mit einer anziehenden Erneuerbaren-Einspeisung. Trotz der hohen Erneuerbaren-Beiträge fielen am Berichtstag keine negativen Preise an. Die an der Börse am niedrigsten bewerte Viertelstundenscheibe zwischen 4 und 4,15 Uhr kostete 5,02 Euro.

Das Strom-Frontjahr gab am Montag um 1,50 auf 85,98 Euro je Megawattstunde nach und folgte damit der schwächeren Tendenz bei CO₂ und Gas.

CO₂: Schwächer hat sich der CO₂-Markt am Montag gezeigt. Der Dec 25 verlor bis gegen 14.05 Uhr 1,21 auf 77,11 Euro/Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 16 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 78,30 Euro, das Tief bei 77,10 Euro. Wenig Beachtung am Markt fand damit der Index für das Geschäftsklima in Deutschland, der leicht auf 88,4 von 87,7 gestiegen ist.

LBBW-Volkswirt Jens-Oliver Niklasch interpretiert den Anstieg als erfreulich. Allerdings falle es nicht ganz leicht, die Zuversicht auf eine Wende zum Besseren zu teilen, denn die jüngsten Zahlen aus der Wirtschaft seien überwiegend unerfreulich gewesen. Zu den bereits bekannten Belastungsfaktoren sei in diesem

Monat das Problem der Verfügbarkeit von Mikrochips gekommen. Niklasch bleibt grundsätzlich vorsichtig, auch 2026 dürfte ein schwieriges Jahr für die deutsche Wirtschaft werden.

Erdgas: Uneinheitlich haben sich die europäischen Gaspreise am Montag gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 14.06 Uhr 0,0675 auf 31,250 Euro/MWh. Am deutschen THE ging es dagegen für den Day-Ahead um 0,250 auf 33,200 Euro nach oben, was Marktbeobachter auf die kurzfristig noch anhaltenden unterdurchschnittlichen Temperaturen zurückführten.

Dämpfend auf die Preisentwicklung für den Frontmonat dürften sich die Prognosen der Wetterdienste auswirken. So geht das US-Wettermodell für die erste Novemberhälfte von einer ganz überwiegend sehr milden Witterung in Norwesteuropa aus. Das Windaufkommen dürfte zudem während des genannten Zeitraums zumeist überdurchschnittlich ausfallen. Damit gehen auch die Sorgen wegen möglicherweise nicht ausreichender Speicherstände zurück. Diese liegen auf EU-Niveau aktuell bei knapp 83 Prozent.

Zudem hat sich laut Analystenangaben der weltweite LNG-Markt zuletzt als sehr flexibel erwiesen. Der Gasflow aus Norwegen beträgt für den Berichtstag 317,1 Millionen Kubikmeter und wird dabei wegen ungeplanter Wartungen im Oseberg-Feld um 7 Millionen Kubikmeter eingeschränkt.

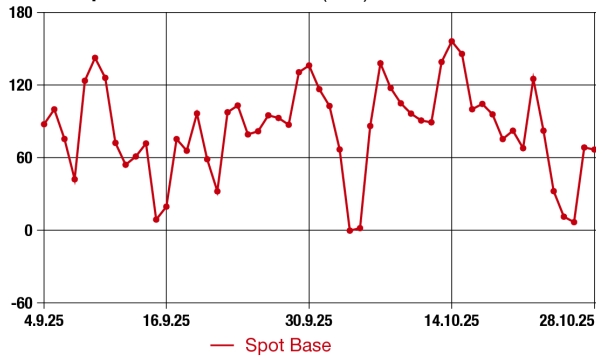
// VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

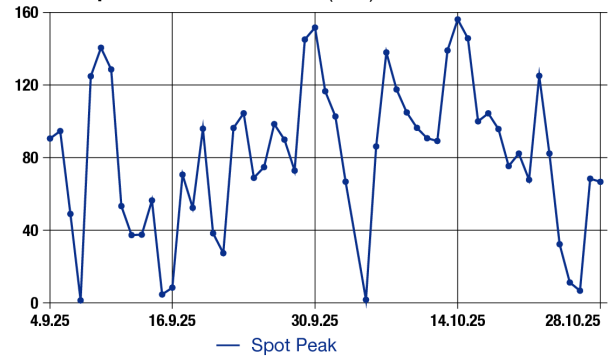
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

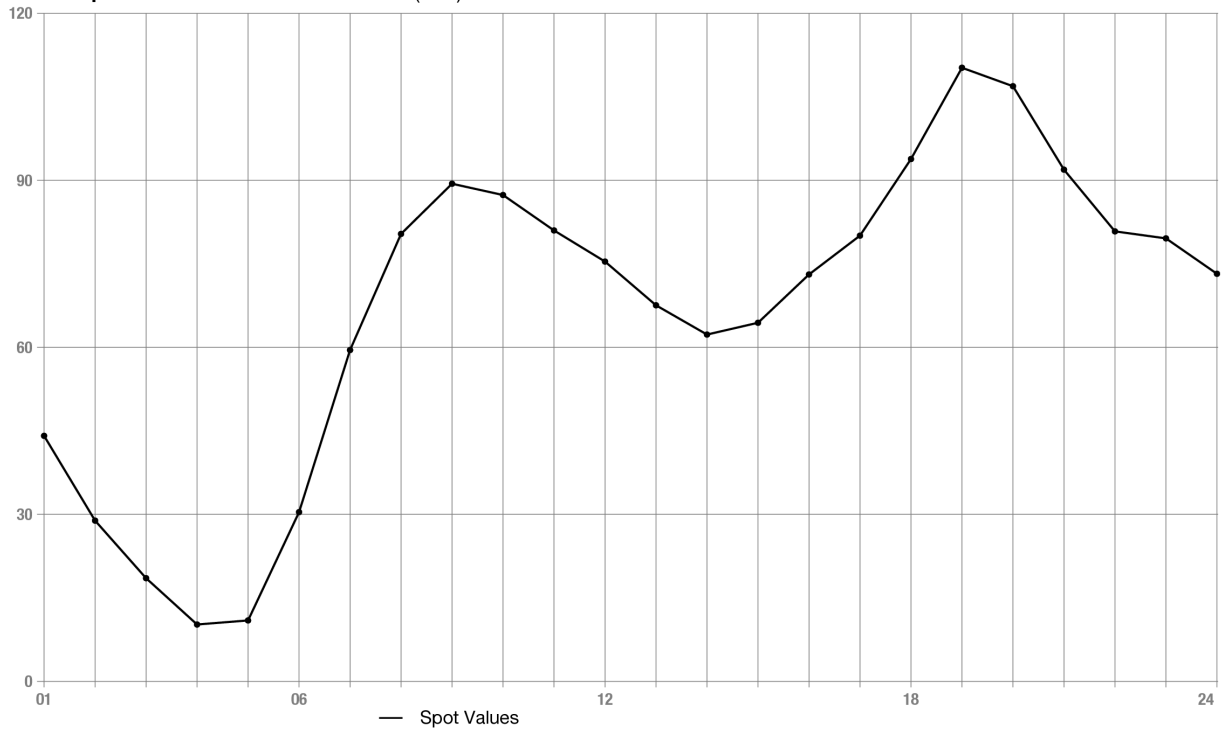
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

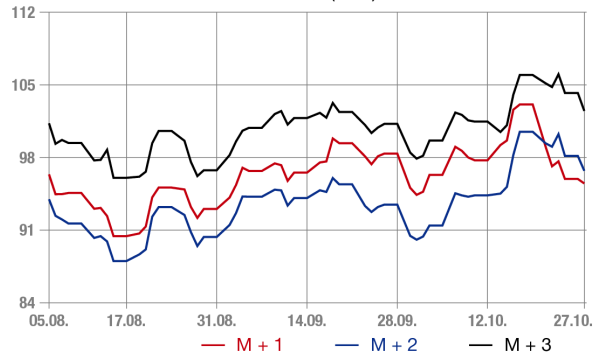
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	27.10.25	German Power Nov-2025	95,50
M2	27.10.25	German Power Dez-2025	96,72
M3	27.10.25	German Power Jan-2026	102,49
Q1	27.10.25	German Power Q1-2026	95,69
Q2	27.10.25	German Power Q2-2026	72,19
Q3	27.10.25	German Power Q3-2026	82,18
Y1	27.10.25	German Power Cal-2026	86,50
Y2	27.10.25	German Power Cal-2027	83,97
Y3	27.10.25	German Power Cal-2028	78,80

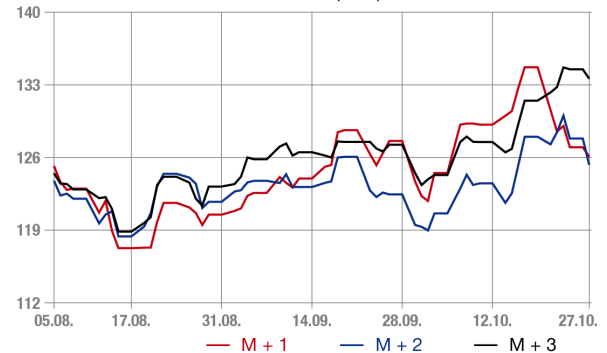
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	27.10.25	German Power Nov-2025	126,07
M2	27.10.25	German Power Dez-2025	125,29
M3	27.10.25	German Power Jan-2026	133,59
Q1	27.10.25	German Power Q1-2026	116,66
Q2	27.10.25	German Power Q2-2026	52,71
Q3	27.10.25	German Power Q3-2026	74,78
Y1	27.10.25	German Power Cal-2026	91,81
Y2	27.10.25	German Power Cal-2027	89,88
Y3	27.10.25	German Power Cal-2028	84,57

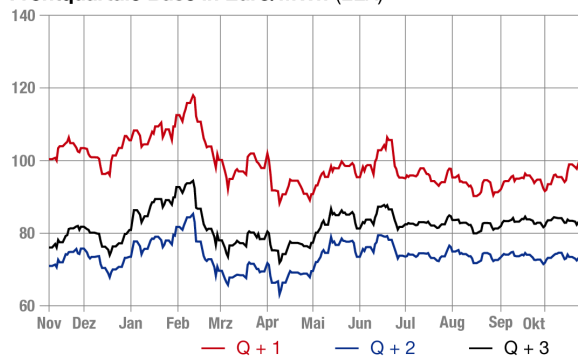
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



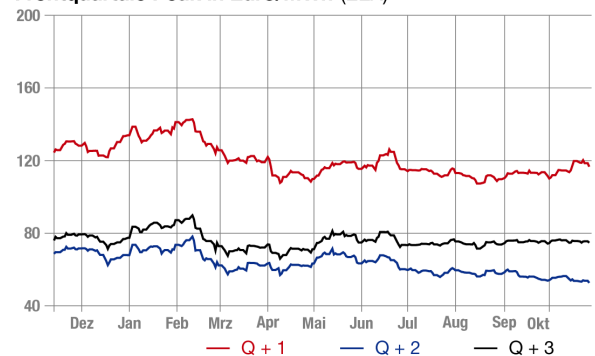
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



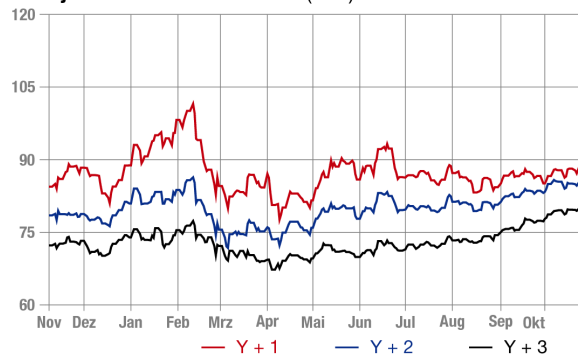
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



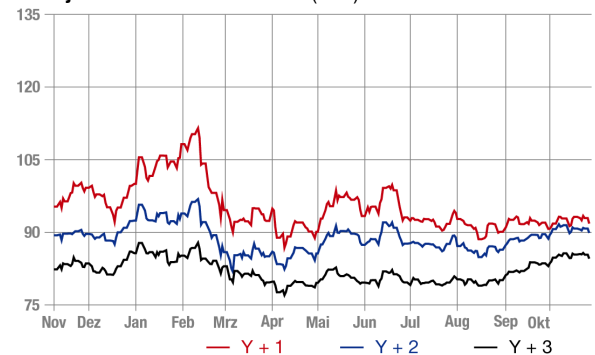
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



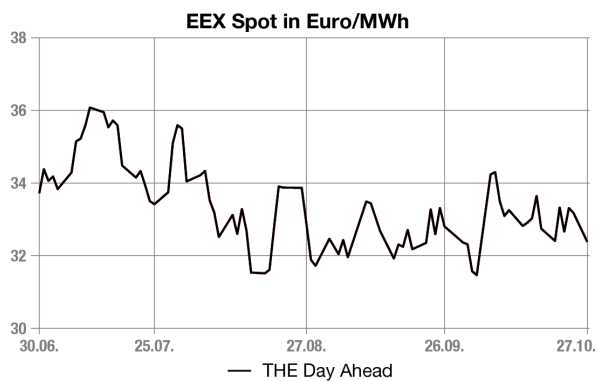
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



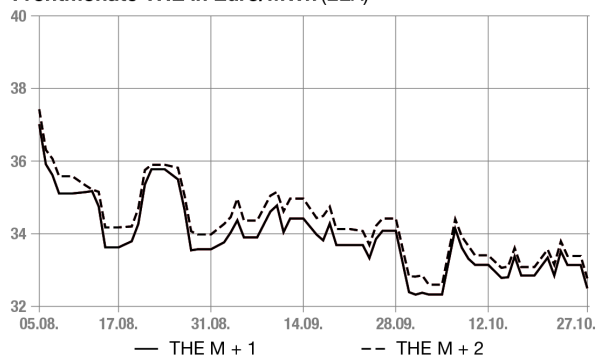
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

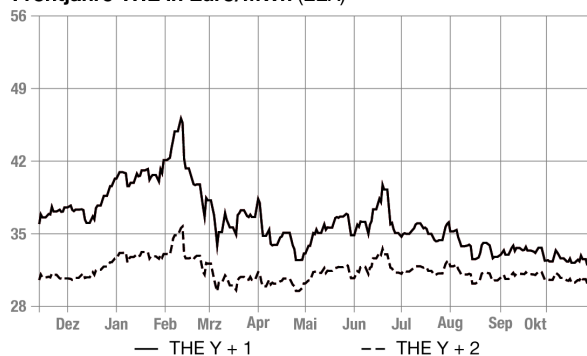
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	27.10.25	German THE Gas Nov-2025	32,50
M2	27.10.25	German THE Gas Dez-2025	32,77
Q1	27.10.25	German THE Gas Q1-2026	32,84
Q2	27.10.25	German THE Gas Q2-2026	31,22
S1	27.10.25	German THE Gas Win-2026	32,89
S2	27.10.25	German THE Gas Sum-2027	28,73
Y1	27.10.25	German THE Gas Cal-2026	31,97
Y2	27.10.25	German THE Gas Cal-2027	30,22



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



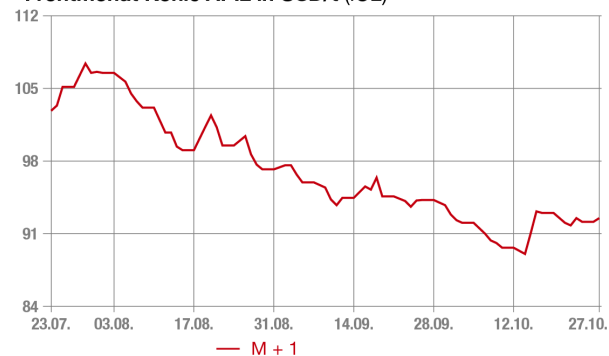
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	27.10.25	66,67	EUR/MWh
Germany Spot peak	27.10.25	66,67	EUR/MWh
EUA Nov 2025	27.10.25	77,66	EUR/tonne
Coal API2 Nov 2025	27.10.25	96,10	USD/tonne

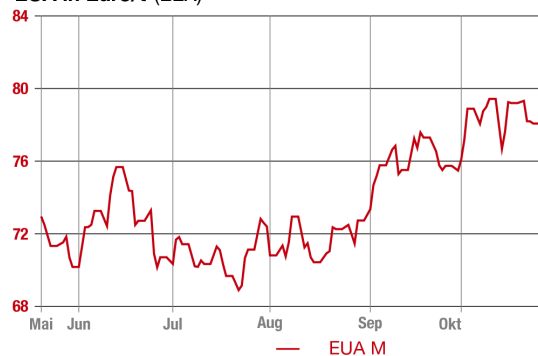
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	27.10.25	32,38	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2025	27.10.25	32,50	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	27.10.25	31,97	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dez-2025	27.10.25	65,62	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur (W 2) Solarenergie und Gebäudeautomation

An der OTH Amberg-Weiden ist an der Fakultät Maschinenbau/Umwelttechnik die Professur Solarener...
in Amberg

07.10.2025

☒ Festanstellung



Anlagenfahrer als technischer Betriebsführer Bioabfallvergärungsanlage (m/w/d)

Dein Job mit klarem Ziel: #klimapositivTechnologie für die EnergiewendeEine nachhaltige, klimapositi...
in Bernburg

vor 1 h

☒ Festanstellung ☐ Weiterbildung



Verkäufer:in Landtechnik / Agrartechnik (m/w/d)

AGRAVIS ist mehr als Trecker & Ernte Die AGRAVIS Techniken sind Teil der AGRAVIS Raiffeisen AG un...
in Deutschland

vor 1 h

☒ Ausbildung / Freie Mitarbeit



Projektingenieur Energietechnik - Erneuerbare Energien (m/w/d)

Als Ingenieur:in für netznahe Dienstleistungen gehören die Unterstützung sowie die eigenverantwortli...
in Hannover

vor 1 h

☒ Freie Mitarbeit ☐ Parkplatz



Projektingenieur:in Erneuerbare Energien / Energietechnik (m/w/d)

Als Ingenieur:in für netznahe Dienstleistungen gehören die Unterstützung sowie die eigenverantwortli...
in Hannover

vor 1 h

☒ Freie Mitarbeit ☐ Parkplatz

WEITERE STELLEN GESUCHT? HIER GEHT ES ZUM E&M STELLENMARKT

IHRE E&M REDAKTION:

Stefan Sagmeister (Chefredakteur, CVD print, Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Energiehandel, Finanzierung, Consulting



Davina Spohn (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: IT, Solar, Elektromobilität



Günter Drewnitzky (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Erdgas, Biogas, Stadtwerke



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



Korrespondent Brüssel: **Tom Weingärnter**
 Korrespondent Wien: **Klaus Fischer**
 Korrespondent Zürich: **Marc Gusewski**
 Korrespondenten-Kontakt: **Atousa Sendner**



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



Fritz Wilhelm (stellvertretender Chefredakteur, Büro Frankfurt)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung



Georg Eble (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Windkraft, Vermarktung von EE



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



Darüber hinaus unterstützt eine Reihe von freien Journalisten die E&M Redaktion.
 Vielen Dank dafür!

Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.



Über E&M



E&M Anzeigen-Vertrieb



E&M Mediadaten



E&M Zeitung



E&M Termine



E&M Shop



E&M Firmendatenbank



E&M Glossar

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching

Tel. +49 (0) 81 52/93 11 0 - Fax +49 (0) 81 52/93 11 22

info@emvg.de - www.energie-und-management.de**Geschäftsführer:** Martin Brückner**Registergericht:** Amtsgericht München**Registernummer:** HRB 105 345**Steuer-Nr.:** 117 125 51226**Umsatzsteuer-ID-Nr.:** DE 162 448 530

Wichtiger Hinweis: Bitte haben Sie Verständnis dafür, dass die elektronisch zugesandte E&M daily nur von der/den Person/en gelesen und genutzt werden darf, die im powernews-Abonnementvertrag genannt ist/sind, bzw. ein Probeabonnement von E&M powernews hat/haben. Die Publikation - elektronisch oder gedruckt - ganz oder teilweise weiterzuleiten, zu verbreiten, Dritten zugänglich zu machen, zu vervielfältigen, zu bearbeiten oder zu übersetzen oder in irgendeiner Form zu publizieren, ist nur mit vorheriger schriftlicher Genehmigung durch die Energie & Management GmbH zulässig. Zuwiderhandlungen werden rechtlich verfolgt.

© 2025 by Energie & Management GmbH. Alle Rechte vorbehalten.

Gerne bieten wir Ihnen bei einem Nutzungs-Interesse mehrerer Personen attraktive Unternehmens-Pakete an!

Folgen Sie E&M auf:

