



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

STROM

**163,73 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**72,62 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

400

Megawatt wird ein Batteriespeicher am Kraftwerksstandort Boxberg künftig haben. Die Leag Clean Power GmbH hat mit ihren Projektpartnern den Bau der GigaBattery Boxberg 400 begonnen.

REGULIERUNG

Netzpläne für Strom und Gase zur Diskussion gestellt

IT

Landkreis Augsburg setzt auf Rechenzentren der LEW

STROMNETZ

Mitnetz pachtet Stromnetz in Forst

Inhalt

TOP-THEMA

→ **EUROPA:** Rekordjahr bei Windkraft erwartet

POLITIK & RECHT

- **REGULIERUNG:** Netzpläne für Strom und Gase zur Diskussion gestellt
- **WIRTSCHAFT:** Sprengsätze an Umspannwerk: Minister sehen sich Tatort an
- **REGULIERUNG:** Kein Kohleverfeuerungsverbot erforderlich
- **GROSSBRITANNIEN:** Kein neues Nordsee-Öl ohne CO2-Speicherungspflicht
- **STATISTIK DES TAGES:** Durchschnittliche jährliche Kosten für Heizung und Warmwasser

HANDEL & MARKT

- **PHOTOVOLTAIK:** Solarpark Nauen liefert Strom an Wieland
- **PHOTOVOLTAIK:** Eon baut Photovoltaik-Großhandel aus
- **VERTRIEB:** Haushaltstrompreise im weltweiten Vergleich
- **LNG:** Deutsche Regas wickelt erste LNG-Lieferung für BASF ab

TECHNIK

- **IT:** Landkreis Augsburg setzt auf Rechenzentren der LEW
- **WINDKRAFT OFFSHORE:** Nordseecluster A zur Hälfte fertig
- **SPEICHER:** Leag Clean Power startet Großbatterieprojekt in Sachsen

UNTERNEHMEN

- **STROMNETZ:** Mitnetz pachtet Stromnetz in Forst
 - **PERSONALIE:** Neuer Geschäftsführer der Thüga SmartService
 - **PERSONALIE:** Wesernetz holt Experten von Enercity nach Bremen
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Neue Eskalation im Nahen Osten treibt Gaspreis
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Rekordjahr bei Windkraft erwartet



Windkraftreport Herbst 2026 Quelle: Wind Europe

EUROPA. Europa hat im ersten Halbjahr 8.800 MW Windkraftleistung installiert. Der Branchenverband Wind Europe erwartet 24.000 MW bis Jahresende, sieht aber Risiken bei Genehmigungen und Netzen.

Europa hat den Ausbau der Windkraft im ersten Halbjahr 2026 deutlich beschleunigt. Nach Angaben des Branchenverbands Wind Europe wurden in den ersten sechs Monaten 8.800 MW neue Leistung installiert. Das entspricht einem Anstieg von 30 Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum. Damit steuert der Kontinent auf ein Rekordjahr beim Windkraftausbau zu.

Der Verband mit Sitz in Brüssel erwartet nach eigener Prognose, dass bis Ende 2026 insgesamt 24.000 MW neue Windkraftleistung in Europa ans Netz gehen. Die Anlagen aus dem ersten Halbjahr könnten laut Wind Europe rechnerisch rund sieben Millionen europäische Haushalte mit Strom versorgen und fossile Brennstoffimporte im Gegenwert von etwa 25 LNG-Tankern pro Jahr ersetzen.

Deutschland trug den Angaben zufolge mit 3.400 MW den größten Anteil am Zubau im ersten Halbjahr bei. Auch Dänemark, Polen, Portugal und Frankreich steigerten ihre Installationszahlen. In der Ukraine kamen trotz des anhaltenden Krieges mehr als 400 MW Windkraftleistung hinzu.

Mehr Ausschreibungen für Windparks

Auch bei den geplanten Projekten zeigt sich eine hohe Dynamik. Wind Europe zufolge investierten Unternehmen und Investoren im ersten Halbjahr 2026 rund neun Milliarden Euro in neue Windparks, die in den kommenden Jahren errichtet werden sollen. Gleichzeitig vergaben die europäischen Regierungen in Ausschreibungen Zuschläge für mehr als 17.000 MW Windkraftleistung.

Für das zweite Halbjahr planen die Staaten demnach weitere Ausschreibungen mit einem Gesamtvolumen von 26.000 MW. Laut Wind Europe wurde damit in Europa in einem Jahr noch nie zuvor eine größere Windkraftkapazität ausgeschrieben.

Der Verband rechnet inzwischen damit, dass Europa bis 2030 auf eine installierte Windkraftleistung von 436.000 MW kommt. Davon sollen 342.000 MW auf die Europäische Union (EU) entfallen. Diese Kapazität könnte nach der Prognose 27 Prozent des EU-Strombedarfs im Jahr 2030 decken.

Genehmigungen bleiben Engpass

Ob die Dynamik anhält, hängt nach Einschätzung von Wind Europe allerdings wesentlich von politischen Entscheidungen ab. Ein zentrales Problem sieht der Verband weiterhin bei den Genehmigungsverfahren. Deutschland habe gezeigt, welches Ausbauvolumen möglich sei, wenn die europäischen Vorgaben für Genehmigungen konsequent umgesetzt würden.

Deutschland genehmigte laut Wind Europe im ersten Halbjahr 2026 mehr als 9.000 MW neue Onshore-Windkraftleistung. Damit befinde sich das Land auf Kurs für ein weiteres Rekordjahr bei den Genehmigungen. In mehreren anderen wichtigen Märkten entwickelte sich die Lage dagegen anders. In Spanien, Frankreich, dem Vereinigten Königreich, Italien und Irland gingen die Genehmigungsvolumina zurück.

„2026 könnte durchaus ein Rekordjahr für die Windkraft werden. Doch wir dürfen diese Dynamik nicht als selbstverständlich betrachten“, sagte Tinne Van der Straeten, CEO von Wind Europe. Gerade mit Blick auf die wirtschaftliche Widerstandsfähigkeit Europas seien Genehmigungen, Ausschreibungen, Netze und Elektrifizierung entscheidend. Die Entscheidungen der Regierungen in den kommenden Monaten würden darüber bestimmen, ob die aktuelle Entwicklung anhalte.

Forderungen der Windbranche

Wind Europe fordert deshalb unter anderem eine endgültige Verabschiedung und Umsetzung der EU-Genehmigungsregeln. Zudem müsse die EU das geplante Netzpaket abschließen, den Ausbau der Stromnetze beschleunigen und die Wartelisten für Netzanschlüsse abbauen.

Weitere Forderungen betreffen die Verwendung von Einnahmen aus dem Emissionshandel für die industrielle Elektrifizierung sowie ein verbindliches EU-Ziel für erneuerbare Energien für 2040. Dadurch sollen Regierungen Ausbauvolumina planen und Unternehmen ihre Lieferketten darauf ausrichten können.

Beim Design von Ausschreibungen plädiert Wind Europe für zweiseitige Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD). Diese könnten laut Verband Investitionen in größere Windkraftprojekte erleichtern, weil sie die Kapitalkosten senkten und damit die Finanzierung absicherten. (sh) // **VON SUSANNE HARMSSEN**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / nitpicker

Netzpläne für Strom und Gase zur Diskussion gestellt

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur konsultiert neue Szenariorahmen für Strom sowie Methan und Wasserstoff. Erstmals liegt beiden Verfahren ein gemeinsames Szenario zugrunde.

Die Bundesnetzagentur hat am 1. September die Entwürfe für die Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff zur öffentlichen Konsultation gestellt. Beide Entwürfe betrachten die Entwicklung des deutschen Energiesystems bis zum Zieljahr 2045 und sind inhaltlich aufeinander abgestimmt. Zugleich bleiben die beiden Szenariorahmen eigenständige Planungsverfahren.

„Die Netzbetreiber beider Sektoren haben ihre Annahmen bereits im Entwurf zusammengeführt. Das verzahnt die Planungsprozesse von Anfang an“, erklärte Behörden-Präsident Klaus Müller. Die Agentur erwartet nun Stellungnahmen von Zivilgesellschaft, Verbänden, Unternehmen und Behörden.

Der Szenariorahmen Strom bildet die Grundlage für den nächsten Netzentwicklungsplan Strom 2040/2045 (2027). Die vier Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz, Amprion, Tennet Germany und Transnet BW haben darin jeweils drei Entwicklungspfade für 2040 und 2045 entwickelt. Alle Szenarien orientieren sich am Ziel eines klimaneutralen Energiesystems im Jahr 2045. Für die europäische Entwicklung greifen die Netzbetreiber erneut auf das Szenario National Trends+ des europäischen Netzentwicklungsplans TYNDP zurück.

Stromverbrauch steigt weiter

Eine zentrale Veränderung gegenüber dem vergangenen Szenariorahmen betrifft den erwarteten Ausbau von Rechenzentren und Großbatteriespeichern. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass deren Ausbau weiter deutlich zunimmt. Dadurch steigen in allen Szenarien sowohl die angenommenen Leistungen als auch der Stromverbrauch.

Für 2045 erwarten die Netzbetreiber je nach Szenario einen Bruttostromverbrauch zwischen 992 und 1.208 Milliarden kWh pro Jahr. Photovoltaik bleibt in allen Entwicklungspfaden die Technologie mit der höchsten installierten Leistung. Bei der Stromerzeugung liegt Windenergie an Land vorn, gefolgt von Windenergie auf See.

Durch die vertiefte Zusammenarbeit mit den Verteilnetzbetreibern in den einzelnen Planungsregionen konnten auch die Prognosen für den Ausbau erneuerbarer Energien besser mit der Netzplanung verzahnt werden. Gleichzeitig fallen die Annahmen zum Ausbau von Elektrolyseuren niedriger aus als im vorherigen Szenariorahmen. In allen Szenarien gehen die Netzbetreiber deshalb von einer deutlichen Abhängigkeit Deutschlands von Wasserstoffimporten aus.

Auch methodisch haben die Netzbetreiber den Szenariorahmen verändert. Erstmals fließen Wetter- und Klimaprojektionen aus Klimamodellen statt eines historischen Wetterjahres in die Berechnungen ein. Damit sollen mögliche künftige klimatische Bedingungen und deren Auswirkungen auf Erzeugung, Verbrauch und Netzauslastung berücksichtigt werden.

Gemeinsames Szenario für Methan und H₂

Erstmals entwickelten die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern Gas und den Wasserstofftransportnetzbetreibern ein gemeinsames Szenario. Grundlage waren unter anderem eine gemeinsame Marktabfrage sowie eine Abfrage bei Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern zu künftigen Bedarfen.

Im Szenariorahmen Gas und Wasserstoff bleiben die Wasserstoffausspeisekapazitäten in den Szenarien 1 und 2 auf einem ähnlichen Niveau wie im vorherigen Szenariorahmen. Im dritten Szenario verändern sich die Annahmen stärker. Für 2040 und 2045 setzen die Netzbetreiber höhere Erdgas- und niedrigere Wasserstoffkapazitäten an als im Szenariorahmen 2025.

Für 2035 schlagen die Netzbetreiber erstmals neben einer Modellierungsvariante für Erdgas auch eine Variante für Wasserstoff vor. Diese orientiert sich laut Bundesnetzagentur stark an den gemeldeten Bedarfen. Zudem erhält Biomethan in der aktuellen Szenarienbildung eine größere Bedeutung als im vorherigen Szenariorahmen.

Die gemeinsame Betrachtung soll die Planung der unterschiedlichen Infrastrukturen stärker aufeinander abstimmen. Nach Angaben der Behörde bleibt es dennoch bei zwei selbstständigen Planungsverfahren.

Konsultation läuft bis 28. September

Die Agentur berücksichtigt die Entwürfe der Netzbetreiber, die Ergebnisse der Konsultation und ihre eigene Bewertung bei der Genehmigung der Szenariorahmen. Der genehmigte Szenariorahmen bildet anschließend die verbindliche Grundlage für die Markt- und Netzberechnungen im Netzentwicklungsplan Strom 2040/2045 (2027).

Interessierte können bis zum 28. September 2026 Stellungnahmen zu den Entwürfen einreichen. Am 10. September 2026 findet zudem eine Online-Informationsveranstaltung statt.

Informationen zu den Netzentwicklungsplänen stehen im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



The poster for WindEnergy Hamburg 2026 features a worker in safety gear on a rooftop, holding a rope. A green circle with the text "Be part of it!" is overlaid on the image. The event logo "WindEnergy Hamburg" is prominently displayed, along with the tagline "The global on & offshore event" and the dates "22—25 September 2026". At the bottom, logos for the organizing and partner organizations are listed.

Organized by:  Hamburg Energy Congress

Global Partner:  GWEC

European Partner:  WindEurope

Partners:  BWE,  VDE,  HUBUM

Sprengsätze an Umspannwerk: Minister sehen sich Tatort an



Quelle: H.D. Volz/Pixelio.de

WIRTSCHAFT. An einem Umspannwerk in Brandenburg wurden Spreng- und Brandvorrichtungen entdeckt.

An einem Umspannwerk in Turnow-Preilack in Brandenburg unweit des Kraftwerks Jänschwalde sind nach dpa-Informationen Sprengvorrichtungen gefunden worden. Das Landeskriminalamt Brandenburg hat die Ermittlungen übernommen. Vieles ist noch unklar.

Nach dem Fund von Sprengsätzen an einem Umspannwerk im Süden Brandenburgs will sich die Landesregierung vor Ort informieren. Innenminister Jan Redmann (CDU) und Wirtschaftsministerin Martina Klement (CSU) wollten sich ein Bild der Lage machen, teilte das Innenministerium am 1. September mit.

Bei den Sprengvorrichtungen am Umspannwerk in Südbrandenburg handelt es sich nach Angaben des Netzbetreibers 50 Hertz um eine Art Silvesterraketen. „Nach bisherigen Erkenntnissen erfolgte die versuchte Sachbeschädigung durch selbstgebaute Flugkörper, die handelsüblichen Silvesterraketen ähneln“, teilte der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz mit. „Vor Ort wurden weitere noch nicht gestartete Flugkörper gefunden.“ Entschärfer sind nach Angaben der Polizei noch immer am Umspannwerk. Die Zahl der gefundenen Sprengvorrichtungen war noch unklar.

Die Polizei hatte zuvor von unkonventioneller Spreng- und Brandvorrichtungen gesprochen. Demnach wurde am Morgen des 1. September gegen 8 Uhr eine mögliche Sachbeschädigung an einer Leitung festgestellt. Nach Angaben des Energieunternehmens Leag kam es außerdem zu einem technischen Ausfall von Block B im Kraftwerk Jänschwalde. Ein Zusammenhang werde geprüft. Der Kraftwerksbetreiber Leag geht von einem Anschlag aus.

Brandenburgs Infrastrukturminister Robert Crumbach (SPD) sprach ebenfalls von einem Anschlag. „Der Anschlag auf die Infrastruktur in Jänschwalde ist ein Angriff auf die Sicherheit und die Lebensgrundlagen der Menschen in Brandenburg und darüber hinaus“, sagte er. „Wer kritische Infrastruktur beschädigt,

gefährdet Arbeitsplätze, Versorgungssicherheit, das Vertrauen und letztlich die Gesundheit und Leben der Menschen.“ (dpa) // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Kein Kohleverfeuerungsverbot erforderlich



Quelle: Fotolia / visdia

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur ordnet im Jahr 2026 erneut kein Kohleverfeuerungsverbot nach dem Gesetz zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) an.

Bis zum Stichtag 1. September 2026 sind bereits so viele Kohlekraftwerke aus dem Markt ausgeschieden, dass das gesetzlich festgelegte Zielniveau für 2029 deutlich unterschritten wird. Daher stellt die Bundesnetzagentur fest, dass ein zusätzlicher Verbotseingriff nicht mehr nötig ist.

Seit Beginn des Gesetzes zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) ist bereits zum dritten Mal kein neues Verbot erforderlich, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen. Das Zielniveau für das Jahr 2029 bezeichnet die im jeweiligen Jahr noch zulässige Nettonennleistung von Steinkohle und Braunkohlekleinanlagen. Durch das bereits geplante Ausscheiden zahlreicher Braunkohlekraftwerke wird dieses Jahresziel allein durch den Marktaustritt erreicht.

Bei allen Kraftwerksstilllegungen prüfen die Übertragungsnetzbetreiber die Systemrelevanz der Anlagen. Kraftwerke, die trotz Abschaltung für das Stromsystem von Bedeutung bleiben, können in die Netzreserve überführt werden. Dort stehen sie in kritischen Situationen bereit, um die Stabilität des Stromnetzes zu sichern, so die Behörde. Die Versorgungssicherheit sei so jederzeit gewährleistet.

Hintergrund Kohleverstromung

Seit dem Jahr 2024 ordnet die Bundesnetzagentur Kohleverfeuerungsverbote nur noch entschädigungslos ohne Ausschreibungen an. Das Verbot wird ab dem Anordnungstermin im Jahr 2024 jeweils 30 Monate nach der Anordnung wirksam. Damit wird die Kohleverstromung ab 2027 schrittweise reduziert und schließlich beendet.

Die Reihenfolge der Anordnungen richtet sich nach dem Alter der Anlagen. Ältere Anlagen erhalten zuerst ein Verbot, gefolgt von neueren. Betreiber von Steinkohleanlagen und Braunkohle-Kleinanlagen erhalten zukünftig keine finanzielle Entschädigung mehr dafür, dass sie in ihren Anlagen keine Kohle mehr verfeuern dürfen.

Die Bundesnetzagentur hat bis zum Jahr 2023 in sieben Ausschreibungsrunden insgesamt 10.900 MW Nettonennleistung zur Stilllegung mit Entschädigung ausgeschrieben. Über das Gebotsverfahren konnten 41 Anlagen mit rund 10.700 MW erfolgreich bezuschlagt werden. Für drei weitere Anlagen mit einer Nettonennleistung in Höhe von 1.400 MW hatte die Bundesnetzagentur ein Verbot der Kohleverfeuerung angeordnet.

Details zum aktuellen Stand des Kohleausstiegs stehen im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Kein neues Nordsee-Öl ohne CO2-Speicherpflicht



Quelle: Fotolia / daboost

GROSSBRITANNIEN. 160 Wissenschaftler und Umweltexperten fordern, neue Öl- und Gasförderung in der britischen Nordsee an verbindliche Vorgaben zur CO2-Speicherung zu knüpfen.

Ein offener Brief von 160 Wissenschaftlern, Vertretern der Zivilgesellschaft und Umweltexperten fordert die britische Regierung auf, die Genehmigungen für die Öl- und Gasfelder Rosebank und Jackdaw in der Nordsee an verbindliche Vorgaben zur geologischen CO2-Speicherung zu knüpfen. Initiiert wurde das Schreiben von Wissenschaftlern der University of Oxford, des Imperial College London und des University College London. Die Unterzeichner befürworten die Projekte nicht grundsätzlich, sondern formulieren Bedingungen, unter denen die weitere Förderung mit dem gesetzlichen britischen Ziel der Klimaneutralität bis 2050 vereinbar wäre.

Kern des Vorschlags ist eine verpflichtende CO2-Speicherung für Öl- und Gasproduzenten: Für jede geförderte Menge fossiler Brennstoffe müsste eine entsprechende Menge CO2 abgeschieden, aus der Atmosphäre entfernt und dauerhaft in geologischen Formationen gespeichert werden. Die Autoren argumentieren, dass trotz des notwendigen schnellen Rückgangs der fossilen Energienachfrage Öl und Gas in schwer vermeidbaren Anwendungsbereichen noch Jahrzehnte benötigt werden könnten. Um zusätzliche Klimaemissionen zu verhindern, müsse deshalb die dauerhafte geologische Speicherung zum Bestandteil jeder Fördergenehmigung werden.

Eine schrittweise steigende Speicherpflicht könnte nach Ansicht der Unterzeichner zudem private Investitionen in CO2-Abscheidung, -Transport und -Speicherung (CCS) sowie CO2-Entnahme (CDR) mobilisieren. Indem die Kosten für die CO2-Entsorgung den Produzenten auferlegt würden, ließen sich staatliche Subventionen für CCS-Infrastruktur reduzieren. Frei werdende Mittel könnten etwa in Gebäudesanierung und erneuerbare Energien fließen.

Die britische Nordsee verfügt laut den Autoren über deutlich mehr geologische CO2-Speicherkapazität als für die heimischen Emissionen erforderlich wäre. Daraus könnte langfristig ein Geschäftsmodell für die Speicherung von CO2 aus Kontinentaleuropa entstehen. Eine verpflichtende Speicherquote könnte damit zu einem internationalen Modell für den Umgang mit verbleibender fossiler Förderung auf dem Weg zur Klimaneutralität werden. (sir) // **VON SILVIA RAUSCH-BECKER**

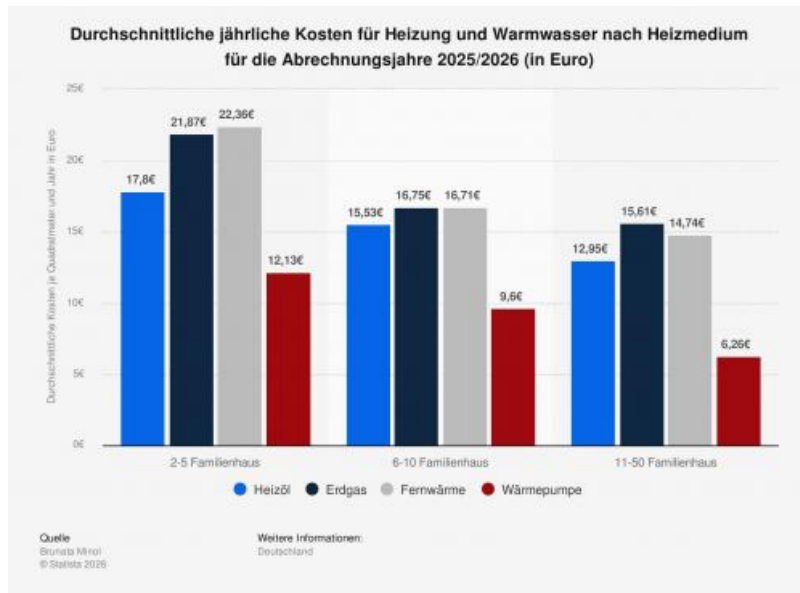
[^ Zum Inhalt](#)

Durchschnittliche jährliche Kosten für Heizung und Warmwasser



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 bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

In den Abrechnungsjahren 2025/2026 lagen die jährlichen Durchschnittskosten für Fernwärme in einem 2 bis 5 Familienhaus bei 22,36 Euro pro Quadratmeter. Damit stellte Fernwärme im Vergleich zu den Heizmedien Heizöl, Erdgas und der Wärmepumpe die teuerste Variante dar, während Erdgas mit knapp 21,87 Euro nur knapp dahinterkam. Das günstigste Medium ist die Wärmepumpe. Im Vorjahr war Fernwärme noch günstiger als Heizöl und Erdgas. Da der Preis jedoch nach festgelegten Formeln an allgemeine Energiepreisindizes gekoppelt ist, hat die gegenwärtige Energiekrise im Jahr 2026 zu deutlichen Preisanstiegen geführt. // **VON REDAKTION**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Pixabay / Samuel Faber

Solarpark Nauen liefert Strom an Wieland

PHOTOVOLTAIK. Vattenfall hat einen 46-MW-Solarpark in Nauen eröffnet. Die Wieland Gruppe nimmt dessen Stromproduktion über ein Power Purchase Agreement (PPA) für zehn Jahre vollständig ab.

Der Energieversorger Vattenfall hat am 1. September den Solarpark „Nauen“ im brandenburgischen Havelland offiziell in Betrieb genommen. Die Anlage liegt rund 40 Kilometer westlich von Berlin und verfügt über eine Nennleistung von 46 MW. Sie soll jährlich gut 47 Millionen kWh erneuerbaren Strom erzeugen. Vattenfall errichtete den Solarpark nach eigenen Angaben ohne staatliche Förderung.

Die gesamte Stromproduktion der Anlage nimmt künftig die Wieland Gruppe ab. Der Kupfer- und Kupferlegierungshersteller mit Sitz in Ulm hat sich den Strom über einen langfristigen Stromliefervertrag gesichert. Das Power Purchase Agreement (PPA) läuft über zehn Jahre. Nach Angaben von Vattenfall bildet der Vertrag die wirtschaftliche Grundlage für Bau und Betrieb des Solarparks.

Im Juni schloss Vattenfall die Anlage an das Verteilnetz des regionalen Netzbetreibers „E.DIS“ an. Die erwartete Jahresproduktion entspricht laut Vattenfall rund 15 Prozent der Strommenge, die die Wieland Gruppe jährlich für ihre deutschen Standorte zukaufft. Der erzeugte Solarstrom soll damit zur Dekarbonisierung der Produktion von Halbzeugen aus Kupfer und Kupferlegierungen in Süddeutschland beitragen.

Bei der offiziellen Inbetriebnahme waren neben Vertretern von Vattenfall und Wieland auch Brandenburgs Infrastruktur- und Landesplanungsminister Robert Crumbach (SPD) sowie Lars Rohwer, CDU-Mitglied des Deutschen Bundestags und des Ausschusses für Wirtschaft und Energie, anwesend.

PPA sichert Investition ab

Für Vattenfall steht beim Solarpark Nauen insbesondere die Vermarktung des Stroms im Vordergrund. Claus Wattendrup, Leiter des Geschäftsbereichs Solar and Batteries bei Vattenfall, bezeichnete langfristige Strompartnerschaften als marktliches Instrument für den Ausbau erneuerbarer Erzeugung. „Sie schaffen Planungssicherheit für Investitionen und unterstützten zugleich Unternehmen bei der Umsetzung ihrer Klimaziele“, erklärte Wattendrup.

Das PPA verbindet dabei die Finanzierung der Erzeugungsanlage mit einem langfristig gesicherten Absatz der produzierten Strommenge. Die Wieland Gruppe übernimmt für zehn Jahre die gesamte Erzeugung des Solarparks. Damit erhält Vattenfall einen vertraglich abgesicherten Abnehmer für den Strom, während Wieland die erneuerbare Stromproduktion für die eigenen deutschen Standorte einplanen kann.

Für Wieland ist der Strombezug Teil der Nachhaltigkeitsstrategie. CFO Gregor Tschernjavski erklärte, die Dekarbonisierung der Produktion gehöre zu den zentralen Zielen des Unternehmens. „Der langfristige Bezug erneuerbaren Stroms aus Nauen ist ein weiterer Schritt auf unserem Weg zu Netto-Null-Emissionen bis 2045“, sagte er. Gleichzeitig könnten solche Partnerschaften dazu beitragen, Nachhaltigkeitsziele und die Wettbewerbsfähigkeit der industriellen Produktion in Deutschland miteinander zu verbinden.

PPA sollen Ausbau unterstützen

Vattenfall sieht langfristige Stromlieferverträge zudem als Schnittstelle zwischen Energie- und Industriepolitik. Nach Einschätzung des Unternehmens können PPA den Bau zusätzlicher Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Energien unterstützen und Unternehmen zugleich eine längerfristige Kalkulationsgrundlage für ihre Stromkosten geben.

Darüber hinaus könnten die Verträge nach Darstellung von Vattenfall Voraussetzungen schaffen, damit Unternehmen regulatorische Instrumente zur Entlastung energieintensiver Verbraucher nutzen können. Genannt werden unter anderem ein möglicher Industriestrompreis und die Strompreiskompensation. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



RÖDL

4. Strategieforum STADTWERKEWENDE
Transformation kostet. Stillstand noch mehr.
Erfahren Sie, welche Strategien funktionieren.

 Vorabendevent 07. Oktober 2026

 08. Oktober 2026

 Kranhaus 1, Im Zollhafen 18 • Köln

 9:00 – 16:30 Uhr

Jetzt anmelden: www.roedl.com/stadtwerkewende

Wir ebnen Wege. Weltweit. roedl.com

Eon baut Photovoltaik-Großhandel aus



Quelle: Shutterstock / Thanit PKC

PHOTOVOLTAIK. Eon erweitert sein Geschäft mit Photovoltaik-Komponenten. Die Großhandelstochter Eon Energy Technologies soll künftig auch Installateure in Österreich und der Schweiz beliefern.

Mit der hundertprozentigen Eon-Tochter Eon Energy Technologies will der Konzern sein Großhandelsgeschäft auf die DACH-Region ausweiten. Das Unternehmen mit Sitz in Gütersloh firmierte bislang unter dem Namen Energetik und ist nach Angaben des Energiekonzerns seit mehr als 30 Jahren im Solargroßhandel tätig.

Zum Kundenkreis gehören Installationsbetriebe, Projektierer und Händler. Eon Energy Technologies vertreibt unter anderem Solarmodule, Wechselrichter, Batteriespeicher, Montagesysteme und weiteres Zubehör verschiedener Hersteller. Feste Mindestabnahmemengen soll es nach Angaben des Unternehmens nicht geben.

Neben dem Vertrieb von Komponenten bietet die Gesellschaft auch Planungsleistungen für Photovoltaik-Projekte an. Dazu gehören etwa die Belegung von Flächen mit Modulen sowie die Auslegung der sogenannten Strings, also der elektrisch miteinander verschalteten Reihen von Solarmodulen.

Als weiteren Bestandteil des Angebots nennt das Unternehmen die technische Beratung der Installationsbetriebe. Kunden sollen feste Ansprechpartner erhalten. In Deutschland verfügt die Gesellschaft zudem über einen Außendienst. Bei technischen Fragen verspricht Eon Energy Technologies außerdem, den Kontakt zu Fachleuten der jeweiligen Komponentenhersteller herzustellen.

Mit dem Angebot positioniert sich Eon damit nicht nur als Lieferant von Photovoltaik-Komponenten, sondern auch als Dienstleister für Planung und technische Unterstützung von Solarprojekten.

// VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Haushaltstrompreise im weltweiten Vergleich



Quelle: Fotolia / ty

VERTRIEB. Deutschland hatte im zweiten Quartal 2026 mit 35,6 Cent/kWh nach einer Analyse von Verivox den vierthöchsten Haushaltsstrompreis im internationalen Vergleich.

Strom kostet hierzulande mehr als doppelt so viel wie im Schnitt in den G20-Staaten. Das geht aus einer Preisanalyse von 144 Ländern hervor, die das Vergleichsportal Verivox auf Basis von Daten des Energiedienstes Global Petrol Prices erstellt hat. Nach der Auswertung lag der Strompreis in Deutschland im zweiten Quartal dieses Jahres bei 35,6 Cent.

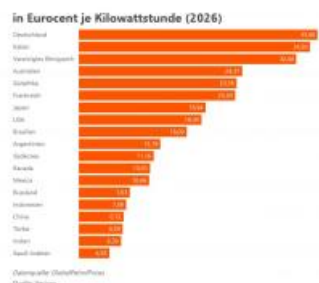
Durchschnittlich kostete die Kilowattstunde in den G20-Staaten im zweiten Quartal 16,3 Cent. In Italien waren es 34,5 Cent, in Großbritannien 32,4 Cent.

Den im weltweiten Vergleich höchsten nominalen Strompreis zahlten private Haushalte laut Verivox in Irland mit 42,6 Cent je kWh. Es folgten Bermuda mit 38,8 Cent und Belgien mit 37,4 Cent. Am unteren Ende des Rankings stand Kuba mit umgerechnet 0,51 Cent /kWh. In Äthiopien kostete die Kilowattstunde 0,64 Cent. In sechs weiteren Ländern lag der Preis unter 2 Cent/kWh: Myanmar, Ägypten, Angola, Kirgisistan, Irak und Bhutan.

Kaufkraftbereinigt auf Rang 24

Der weltweite Durchschnittspreis betrug laut Verivox-Auswertung im zweiten Quartal 15,1 Cent je kWh. Damit sei Strom im internationalen Durchschnitt rund 30 Prozent teurer gewesen als 2021, teilt das Vergleichsportal mit.

Unter Berücksichtigung der Kaufkraft verschiebt sich das internationale Ranking deutlich. Kaufkraftbereinigt errechnete sich für Deutschland ein Preis von 50,1 Dollarcent/kWh. Damit bedeutete Rang 24 im Vergleich.



Haushaltsstrompreise im internationalen Vergleich
(Zum Vergrößern auf die Grafik klicken)
Quelle: Verivox

An der Spitze standen Sierra Leone mit 96,6 kaufkraftbereinigten Dollarcent je kWh und Ruanda mit 93,7 Dollarcent. In Kanada lag der kaufkraftbereinigte Strompreis laut Analyse rund 71 Prozent unter dem deutschen Wert. Für Island betrug der Abstand 67 Prozent, für Israel 62 Prozent und für Norwegen 59 Prozent. Auch in Südkorea, den USA und Finnland lag der kaufkraftbereinigte Preis rund 57 bis 58 Prozent niedriger als in Deutschland. Für die kaufkraftbereinigte Betrachtung rechnete Verivox die Strompreise nach eigenen Angaben mithilfe des von der Weltbank 2025 veröffentlichten Kaufkraftparitätsfaktors in die gemeinsame Recheneinheit „International Dollar“.

Kleine Industriebetriebe zahlen bei Neuabschlüssen 17 Cent/kWh

Der Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft (BDEW) beziffert den durchschnittlichen Haushaltsstrompreis im laufenden Jahr in seiner August-Analyse auf 37,0 Cent (Jahresverbrauch: 3.500 kWh). 41 Prozent des Preises machen Kosten für Beschaffung und Vertrieb aus, 25 Prozent Netzentgelte, 34 Prozent Steuern, Abgaben und Umlagen. Zum Vergleich: Im Jahr 2021 bezahlte Haushalte mit 3.500 kWh Jahresverbrauch 32,8 Cent/kWh. Auf Beschaffung und Vertrieb verursachten 26 Prozent des Preises, Netzentgelte 24 Prozent. Auf Steuern, Abgaben und Umlagen entfielen damals 50 Prozent.

Kleine bis mittlere Industriebetriebe sehen sich laut aktueller BDEW-Analyse bei Neuabschlüssen einem durchschnittlichen Strompreis von 17,2 Cent/kWh gegenüber. Beschaffung, Netzentgelte und Vertrieb machen 85 Prozent aus, Steuern, Abgaben und Umlagen 15 Prozent. Im Jahr 2021 kostete die Kilowattstunde 21,5 Cent. Beschaffung, Netzentgelte und Vertrieb trugen mit 58 Prozent zum Preis bei, Steuern, Abgaben und Umlagen mit 42 Prozent.

Mit 17,2 Cent/kWh liegt der Durchschnittspreis für kleine und mittlere Betriebe auf dem Niveau des Jahres 2017. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Deutsche Regas wickelt erste LNG-Lieferung für BASF ab



Quelle: Deutsche Regas / Oliver Lang

LNG. BASF hat erstmals LNG über das Terminal „Deutsche Ostsee“ auf Rügen bezogen. Grundlage ist ein langfristiger Kapazitätsvertrag mit der Deutschen Regas.

Der Chemiekonzern BASF nutzt erstmals das LNG-Terminal Deutsche Ostsee in Mukran auf Rügen für eigene LNG-Importe. Am 27. August erreichte der LNG-Tanker „Hellas Athina“ das von der Deutschen Regas betriebene Terminal. Dort entlud das Unternehmen die erste LNG-Lieferung für BASF, wie es am 1. September mitteilte.

Grundlage der Lieferung ist eine langfristige Vereinbarung über Regasifizierungskapazitäten, die BASF und Regas im Jahr 2025 geschlossen hatten. Mit der ersten Anlandung beginnt nun die operative Nutzung der vereinbarten Kapazitäten. Regas übernimmt damit für den Chemiekonzern einen Teil der Infrastruktur für den Import von LNG nach Deutschland. „Wir freuen uns sehr, dass BASF Deutsche Regas als langfristigen Infrastrukturpartner für seine LNG-Importe ausgewählt hat“, erklärte Regas-Geschäftsführer Ingo Wagner.

Im Industriehafen von Mukran betreibt Deutsche Regas das Energie-Terminal „Deutsche Ostsee“. Dieses Energie-Terminal und das zuvor von Deutsche Regas realisierte LNG-Terminal in Lubmin sind die einzigen privat finanzierten, schwimmenden Flüssigerdgas-Terminals in Deutschland. Darüber hinaus plant Deutsche Regas nach eigenen Angaben die Errichtung von Wasserstoff-Elektrolyseuren und Lösungen für Wasserstoffderivate. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK



Stellv. Landrat Michael Higl und LEW TelNet Mitarbeiter Jürgen Waworka besichtigen die PV-Anlagen auf dem Dach des Data Centers. Quelle: LEW/Jonas Ziegler

Landkreis Augsburg setzt auf Rechenzentren der LEW

IT. Der Landkreis Augsburg stellt seine IT-Infrastruktur neu auf und setzt dabei künftig auf die Rechenzentren der Lechwerke (LEW).

Der bayerische Landkreis Augsburg hat seine IT-Systeme in Rechenzentren der „LEW TelNet“, einer hundertprozentige Tochtergesellschaft der Lechwerke AG, umgezogen. Die Migration sei innerhalb von sechs Monaten erfolgt, teilte die LEW am 1. September mit. Räumlich getrennte Standorte und eine kontinuierliche Datenspiegelung sollen laut LEW eine maximale Ausfallsicherheit garantieren.

„Gemeinsam mit der LEW verfügen wir über eine moderne, hochsichere IT-Infrastruktur – sie ist die Basis für hochqualitative Bürgerservices und nachhaltig erfolgreiches Lernen an unseren Schulen“, betonte Martin Sailer, Landrat des Landkreises Augsburg.

Die neue IT-Infrastruktur für den Landkreis ist nach Auskunft der Lechwerke auf zwei räumlich getrennte Rechenzentren von LEW verteilt: das Green Data Center in Augsburg-Oberhausen sowie ein weiteres Rechenzentrum in der Region. Der Landkreis nutzt beide Rechenzentren im Colocation-Service: Die LEW stellt an beiden Standorten jeweils zwei Racks exklusiv zur Verfügung.

Der Landkreis betreibt im Data Center der LEW Telnet seine eigenen Server, um Anwendungen und Daten parallel zu betreiben und zentrale IT-Dienste auch im Fall einer Störung ohne Unterbrechung verfügbar zu halten. Laut der IT-Tochter der LEW steckt dahinter eine klare Datenstrategie: Übertragung, Verarbeitung und Speicherung sämtlicher Verwaltungsdaten erfolgen innerhalb der regionalen IT-Infrastruktur der LEW. Die Zusammenarbeit zwischen Landkreis und LEW besteht seit 2014 und wurde nun bis 2030 verlängert.

Über eine exklusiv bereitgestellte Glasfaserverbindungen mit einer Bandbreite von 10 Gbit/s ist das Landratsamt direkt mit den Rechenzentren verbunden, teilte LEW weiter mit. 30 weitere Verwaltungs- und Schulstandorte des Landkreises greifen ebenfalls über das regionale Glasfasernetz der LEW auf die Landkreis-IT zu. Für die 18 Landkreisschulen hat die LEW zusätzlich eine doppelte Anbindung mit jeweils 1 Gbit/s eingerichtet. Schulverwaltung und das pädagogische Netz laufen über zwei separate Glasfaserleitungen.

Green Data Center setzt auf erneuerbare Energien

Das Green Data Center in Augsburg-Oberhausen erfüllt laut LEW die Anforderungen der DIN EN 50600 sowie der ISO/IEC 27001. Redundante technische Systeme, Sicherheitsvorkehrungen und Glasfaseranschlüsse sollen die Verfügbarkeit der dort betriebenen IT-Systeme absichern.

Für den Regelbetrieb des Rechenzentrums setzt LEW nach eigenen Angaben ausschließlich Strom aus erneuerbaren Quellen ein. Dieser stammt bilanziell aus Photovoltaik und regionaler Wasserkraft; die entsprechenden Herkunftsnachweise lässt das Unternehmen beim Umweltbundesamt entwerfen. Zum Energiekonzept gehören zudem Luft-Luft-Wärmetauscher für die Kühlung und die Nutzung von Serverabwärme.

Für die unterbrechungsfreie Stromversorgung nutzt das Rechenzentrum kinetische Energiespeicher anstelle konventioneller Batteriesysteme. Dach- und Fassadenbegrünung sollen zudem den Kühlbedarf des Gebäudes beeinflussen. LEW kombiniert damit Maßnahmen bei Strombezug, Kühlung und Notstromversorgung.

Neben dem Landkreis bietet das Unternehmen die Rechenzentrumskapazitäten weiteren Unternehmen, Behörden und Kommunen an. Das Angebot reicht von Stellplätzen für einzelne Server über vollständige Racks bis zu physisch abgegrenzten Flächen. Hinzu kommen unter anderem Backup-, Wartungs- und Betriebsleistungen sowie sogenannte Remote-Hands-Services. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Nordseecoluster A zur Hälfte fertig



Installation am Nordseecoluster A. Quelle: RWE

WINDKRAFT OFFSHORE. RWE hat die 22. von 44 Windturbinen für das Nordseecoluster A installiert. Die erste Ausbaustufe mit 660 MW Leistung soll Anfang 2027 vollständig ans Netz gehen.

Der Essener Energiekonzern RWE hat die Hälfte der Windturbinen für die erste Ausbaustufe des Offshore-Windprojekts Nordseecoluster installiert. Die 22. Anlage steht rund 50 Kilometer nördlich der Insel Juist. Die Windturbinen des Herstellers Vestas verfügen jeweils über eine Leistung von bis zu 15 MW. Das Installationsschiff „Norse Wind“ des belgischen Offshore-Dienstleisters DEME transportiert die Anlagen zum Baufeld und errichtet sie dort.

Das Nordseecoluster umfasst Offshore-Windparks mit einer geplanten Gesamtleistung von 1.600 MW in der deutschen Nordsee. RWE entwickelt und betreibt das Projekt gemeinsam mit Norges Bank Investment Management. RWE hält 51 Prozent, Norges Bank Investment Management 49 Prozent. RWE verantwortet den Bau und den Betrieb der Windparks über deren gesamten Lebenszyklus.

Erste Ausbaustufe bis Jahresende

Bis Ende 2026 will RWE alle 44 Turbinen der ersten Ausbaustufe Nordseecoluster A installieren. Die Anlagen werden anschließend schrittweise getestet und in Betrieb genommen. Ende Juli speiste die erste Turbine erstmals Strom in das deutsche Netz ein. Anfang 2027 soll Nordseecoluster A mit einer Gesamtleistung von 660 MW vollständig am Netz sein.

„Halbzeit für unsere Teams auf See bedeutet nicht Pause“, sagte Tobias Keitel, Chief Technology Officer von RWE Offshore Wind. Die Teams arbeiteten weiter daran, die Anlagen zu installieren und in Betrieb zu nehmen. Das Nordseecluster sei das derzeit größte Offshore-Windprojekt von RWE im Bau. Nach vollständiger Inbetriebnahme solle es zur Energiesicherheit Deutschlands und zur Dekarbonisierung der Industrie beitragen.

Auf Nordseecluster A folgt die zweite Ausbaustufe. Nordseecluster B soll weitere 900 MW Leistung bereitstellen. Nach Angaben von RWE hat die Fertigung der Fundamente bereits begonnen. Ihre Installation ist für 2027 vorgesehen. Die Errichtung der 60 Vestas-Turbinen soll 2028 folgen. Anfang 2029 soll auch Nordseecluster B den kommerziellen Betrieb aufnehmen.

Strom für Industriekunden

Beide Ausbaustufen sollen zusammen jährlich rund 6,5 Milliarden kWh Strom erzeugen. RWE will den Strom unter anderem für Energielösungen für Industriekunden nutzen. Damit sollen Unternehmen bei der Dekarbonisierung ihres Energiebezugs unterstützt werden.

Zu den Abnehmern zählt nach Angaben von RWE auch der Technologiekonzern Amazon. Beide Unternehmen hatten Anfang 2026 einen Stromabnahmevertrag über 110 MW aus Nordseecluster B vereinbart. Der Vertrag soll einen Teil des im zweiten Projektabschnitt erzeugten Stroms langfristig einem industriellen Abnehmer zuordnen.

Das Nordseecluster entsteht innerhalb der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Deutschen Bucht. Das Gebiet liegt rund 50 Kilometer nördlich von Juist und grenzt an Hauptschifffahrtsrouten. Für Nordseecluster A hatte RWE die Fundamente bereits 2025 installiert.

Hintergrund Nordseecluster

Mit Nordseecluster A und B bündelt RWE vier Windparkflächen. Das Unternehmen erwartet durch die gemeinsame Entwicklung und Infrastruktur Skaleneffekte. Rechnerisch könnten die Windparks den jährlichen Strombedarf von rund 1,6 Millionen Haushalten decken.

RWE entwickelt neben dem Nordseecluster weitere Offshore-Windparks. Dazu zählen Sofia in Großbritannien mit 1.400 MW, Thor in Dänemark mit 1.100 MW und Oranje Wind in den Niederlanden mit 795 MW. Insgesamt will RWE seine Offshore-Windkapazität bis 2031 netto um 5.000 MW erweitern. (suh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Leag Clean Power startet Großbatterieprojekt in Sachsen



Quelle: Leag

SPEICHER. Die Leag hat am Kraftwerksstandort Boxberg mit dem Bau eines Batteriespeichers mit 400 MW Leistung begonnen. Den Netzanschluss übernimmt Siemens Energy.

Die Leag Clean Power GmbH hat mit ihren Projektpartnern den Bau der „GigaBattery Boxberg 400“ begonnen. Der Batteriespeicher soll eine Anschlussleistung von 400 MW und eine Speicherkapazität von 1.600 MWh erreichen. Die Großbatterie entsteht als weiterer Baustein der Leag Gigawatt Factory am sächsischen Kraftwerksstandort Boxberg auf einer sechs Hektar großen, sanierten Fläche des ehemaligen Werks II.

Mit dem Aufbau des Batteriespeichers hat Leag die „HyperStrong International GmbH“ beauftragt. Das Unternehmen ist eine Tochter der chinesischen Beijing Hyperstrong Technology. Zum Auftrag gehören die Lieferung der Batteriesysteme, die Integration der elektrotechnischen Anlagen sowie die schlüsselfertige Errichtung. Zum Einsatz kommt das Speichersystem „HyperBlock III“ mit Lithium-Eisenphosphat-Zellen.

Parallel zum Batteriespeicher baut Siemens Energy am Standort eine gasisolierte 380-kV-Schaltanlage. Sie soll die Giga Battery an das Übertragungsnetz von 50 Hertz anbinden. Nach Angaben der Projektpartner soll die Schaltanlage zudem Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien im Umfeld des Kraftwerksstandorts mit dem Speicher verbinden. Siemens Energy liefert die Hochspannungsschaltanlage aus seinem Werk in Berlin.

Speicher als Teil des Umbaus in der Lausitz

Leag ordnet das Projekt in den Umbau ihres Erzeugungsportfolios in der Lausitz ein. Unter dem Namen Gigawatt Factory bündelt der Konzern Projekte für erneuerbare Stromerzeugung, Speicher und weitere Anlagen an bestehenden Energie- und Bergbaustandorten. Boxberg gehört zu den Standorten, die auch nach dem Ausstieg aus der Braunkohleverstromung für die Energieversorgung genutzt werden sollen.

Das neue Projekt in Boxberg richtet Leag stärker auf den kombinierten Einsatz im Netz und im Markt aus. Der Vier-Stunden-Speicher ermöglicht einen flexiblen Betrieb, der sowohl Regelleistung als auch die Integration zusätzlicher erneuerbarer Erzeugung unterstützt.

Für Energieversorger bietet das Konzept laut Leag Potenzial, unterschiedliche Systemdienstleistungen zu beziehen, Lastspitzen zu managen und zusätzliche Flexibilität für regionale Netze zu schaffen. Der Standort Boxberg soll zudem weitere Ausbauschritte ermöglichen, die künftig zusätzliche Speicherkapazitäten aufnehmen können.

In Boxberg setzt die Leag ihren zweite Großspeicher um. Anfang November vergangenen Jahres hatte die Cottbuser Leag Clean Power GmbH die Errichtung eines Batteriespeichersystems mit 1.000 MW Leistung in Jänschwalde in Brandenburg angekündigt.

Leag Clean Power gehört zur Leag-Gruppe, einem großen Energieversorger in Ostdeutschland, der seine Aktivitäten zunehmend auf erneuerbare Erzeugung, Speicher und wasserstofffähige Kraftwerke ausrichtet. Hyperstrong ist in Frankfurt am Main für die EMEA-Region vertreten und bringt eigenen Angaben nach über vierhundert bereits realisierte Speicherprojekte in die Partnerschaft ein. (hr) // VON HEIDI ROIDER

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(6d4cdef06d803dcd63aa9aa8840a2ace_img.jpg\)](#) [!\[\]\(e499dbc6b4436d91339b28ab5d3ef762_img.jpg\)](#) [!\[\]\(499d61621a3f6914c8ccab7a8952e162_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Davina Spohn

Mitnetz pachtet Stromnetz in Forst

STROMNETZ. Mitnetz übernimmt ab 2027 den Betrieb des Stromnetzes in Forst in der Niederlausitz. Das Netz bleibt kommunal und wird an Mitnetz verpachtet.

Das Stromnetz in Forst im brandenburgischen Landkreis Spree-Neiße bekommt zum 1. Januar 2027 einen neuen Betreiber. Die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom (Mitnetz Strom) übernimmt Betrieb, Instandhaltung und Ausbau des Netzes. Grundlage ist nach Angaben der Beteiligten ein Pachtvertrag mit der Netzgesellschaft Forst (Lausitz) mbH & Co. KG. Er läuft zunächst bis Ende 2031 und enthält eine Verlängerungsoption. Das Stromnetz selbst bleibt vollständig im Eigentum der Netzgesellschaft Forst, einer 100-prozentigen Tochter der Stadtwerke Forst.

Für den Ausbau des Netzes sind in den kommenden drei Jahren rund neun Millionen Euro vorgesehen. Hintergrund seien vor allem zusätzliche Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, neue Netzanschlüsse und steigende regulatorische Anforderungen. Das Forster Netz umfasst rund 99 Kilometer Mittelspannungs- und etwa 250 Kilometer Niederspannungsleitungen. Das Mittelspannungsnetz ist vollständig verkabelt; ein Hochspannungsnetz gibt es nicht. Angeschlossen sind nach Unternehmensangaben rund 17.700 Einwohner.

Bislang ist die Netzgesellschaft Forst selbst der örtliche Stromnetzbetreiber. Die operative Betriebsführung liegt bei der NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg. Mitnetz ist allerdings seit langem in mehreren Forster Ortsteilen präsent. Bis Ende 2017 war das Unternehmen dort selbst Netzbetreiber. Mit Wirkung zum 1. Januar 2018 übertrug Mitnetz nach eigener damaliger Mitteilung sämtliche Rechte und Pflichten als Netzbetreiber für Bohrau, Briesnig, Groß und Klein Bademeusel, Groß und Klein Jamno, Mulknitz und Naundorf auf die Netzgesellschaft Forst. Die technische Betriebsführung blieb Mitnetz nach Angaben der Unternehmen in diesen Ortsteilen erhalten.

Ab 2027 werden Betrieb und Verantwortung für das gesamte Forster Stromnetz bei Mitnetz gebündelt. Das Unternehmen übernimmt außerdem fünf Beschäftigte aus dem bisherigen Netzbetrieb. Für die angeschlossenen Haushalte und Unternehmen sollen sich durch die Neuordnung zunächst keine unmittelbaren Änderungen ergeben.

Damit handelt es sich nach den öffentlich zugänglichen Unterlagen nicht um eine Neuvergabe der

Stromkonzession an Mitnetz. Konzessions- beziehungsweise Wegenutzungsverträge nach § 46 Energiewirtschaftsgesetz werden zwischen einer Kommune und einem Energieversorgungsunternehmen geschlossen und regeln insbesondere die Nutzung öffentlicher Verkehrswege für Leitungen. Laut der Netzgesellschaft Forst besteht ihr Stromnetzgebiet aktuell aus zwei Konzessionen. Die Konstruktion ist damit ein Betreiberwechsel innerhalb der bestehenden kommunalen Eigentums- und Konzessionsstruktur. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIEJOBS

DAS KARRIEREPORTAL FÜR DIE ENERGIEWIRTSCHAFT

Rekrutieren Sie zielgenau in der Strom-, Gas- und Wasserwirtschaft.

Energietechnik
 Erneuerbare Energien
 Energiemanagement

08152 93 11 88
 www.energiejobs.online

Neuer Geschäftsführer der Thüga SmartService



Frank Kleemann ist der neue Geschäftsführer der Thüga SmartService. Quelle: Thüga

PERSONALIE. Frank Kleemann übernimmt ab sofort die Geschäftsführung der Thüga SmartService von Michael Ikonomou.

Der 56-jährige Frank Kleemann wird neuer Geschäftsführer der Thüga SmartService GmbH. Er folgt auf Michael Ikonomou, der das Unternehmen auf eigenen Wunsch verlässt, um sich neuen beruflichen Herausforderungen zu stellen. Gemeinsam mit Geschäftsführer Dr. Alexander Haßdenteufel wird Frank Kleemann die Weiterentwicklung der Thüga SmartService verantworten.

Frank Kleemann verfügt über mehr als 30 Jahre Erfahrung in der Digitalisierung und im Management komplexer IT-Transformationen. Zuletzt war er als Senior Manager bei Accenture Deutschland tätig. Davor verantwortete er als Leiter Digitalisierung & IT bei „consus.health“ die strategische Weiterentwicklung der IT sowie Digitalisierungsprojekte im Gesundheitswesen.

Weitere Führungspositionen bekleidete er unter anderem bei der Autobahn GmbH des Bundes und den Helios Kliniken. Seine Schwerpunkte liegen in der Umsetzung großer Transformationsprogramme, dem Aufbau leistungsfähiger IT-Organisationen sowie der Einführung moderner ERP- und Cloud-Lösungen.

„Mit seiner langjährigen Führungs- und Transformationserfahrung wird Frank Kleemann wichtige Impulse für die weitere Entwicklung des Unternehmens setzen“, sagte Anne Rethmann, Mitglied des Vorstands der Thüga AG. Gleichzeitig dankte sie Michael Ikonomou für sein großes Engagement und die erfolgreiche Arbeit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Wesernetz holt Experten von Enercity nach Bremen



Hans-Ulrich Salmen (links) hat die technische Geschäftsführung von Wesernetz an Andreas Nähring übergeben. Quelle: Wesernetz

PERSONALIE. Andreas Nähring hat zum 1. September die Geschäftsführung von Wesernetz übernommen. Er folgt auf Hans-Ulrich Salmen, der sich in den Ruhestand verabschiedet.

Beim Netzbetreiber Wesernetz wechselt der technische Geschäftsführer. Andreas Nähring hat zum 1. September die technische Geschäftsführung von Wesernetz übernommen. Er folgt auf Hans-Ulrich Salmen, der das Unternehmen Ende September verlassen wird und sich in den Ruhestand verabschiedet, teilte das Unternehmen mit.

Der Diplom-Wirtschaftsingenieur verfügt laut Wesernetz über langjährige Führungs- und Managementenerfahrung in der Energiewirtschaft. Zuletzt war er bei Enercity in Hannover tätig. Dort leitete er seit 2024 den Bereich Engineering. Zuvor verantwortete er den Bereich Netzservice und Geschäftsführungsaufgaben in zwei Netzgesellschaften.

Netzbetrieb und Digitalisierung im Fokus

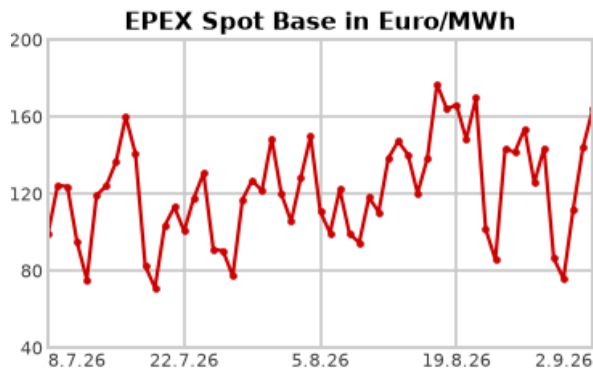
Bei Wesernetz, einem Unternehmen der Bremer SWB AG, soll sich Nähring unter anderem mit dem Ausbau der Netzinfrastruktur und der Digitalisierung von Prozessen befassen. Als Schwerpunkte seiner neuen Tätigkeit nennt er einen sicheren Netzbetrieb, digitale Abläufe und die Zusammenarbeit zwischen den verschiedenen Unternehmensbereichen.

SWB-Vorstand Karsten Schneiker verweist im Zusammenhang mit der Personalentscheidung auf die wachsenden Anforderungen an die Netze: „Mit Andreas Nähring gewinnen wir einen erfahrenen Netzexperten für wesernetz. Er verbindet langjährige Erfahrung im Projekt- und Netzgeschäft mit hoher Digitalisierungskompetenz sowie Führungserfahrung in verschiedenen Positionen.“ (hr) // VON HEIDI ROIDER

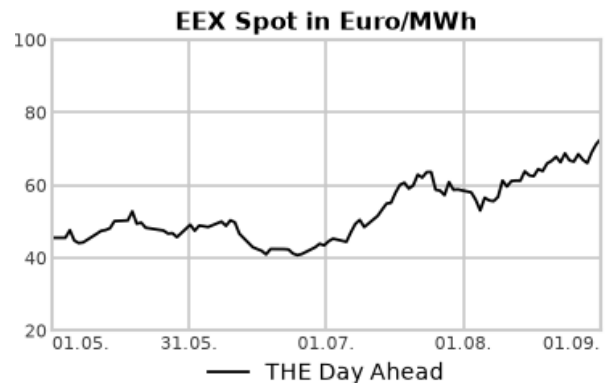
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Neue Eskalation im Nahen Osten treibt Gaspreis



Quelle: E&M

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

Überwiegend fester haben sich die Energiemärkte am Dienstag präsentiert. Der deutsche Strommarkt legte angesichts einer für Mittwoch erwarteten geringeren Einspeisung aus erneuerbaren Energien deutlich zu. Am Donnerstag zeichnet sich jedoch Entlastung ab. Die CO₂-Preise gaben dagegen nach. Höhere Auktionsmengen belasten den Markt. Die Gaspreise stiegen teils deutlich und erreichten zwischenzeitlich den höchsten Stand seit Beginn des Irankriegs. Angriffe auf Tankschiffe in der Straße von Hormus, verlängerte Lieferausfälle aus Katar und niedrige Speicherstände halten das Aufwärtsrisiko hoch. Auch Kohle und Öl verteuerten sich. Die erneute Eskalation zwischen den USA und dem Iran dämpft die Hoffnung auf eine baldige Öffnung der Meerenge.

Strom: Ganz überwiegend fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag gezeigt. Der Day-ahead gewann bis gegen 14.00 Uhr 19,75 Euro auf 164,00 Euro je Megawattstunde im Base und 35,00 auf 147,25 Euro im Peak.

Am Mittwoch dürfte die Einspeiseleistung der Erneuerbaren laut den Meteorologen von Eurowind mit 24,5 Gigawatt ein gutes Stück geringer ausfallen als noch am Dienstag (33,2 Gigawatt). Bereits von Donnerstag an wird aber wieder ein deutlicher Anstieg erwartet.

Am langen Ende gewann das Strom-Frontjahr um 1,20 Euro auf 117,85 Euro je Megawattstunde hinzu.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Berichtstag nachgegeben. Der Dec 26 verlor bis gegen 14.00 Uhr 0,91 Euro auf 82,00 Euro je Tonne.

Die deutlich höheren Auktionsmengen sind laut den Analysten von Vertis die wichtigste Veränderung in dieser Woche. Mit insgesamt 11,37 Millionen EUA erreicht das Auktionsangebot den höchsten Stand seit Anfang Juni. Gleichzeitig sei dies der erste Test dafür, wie aufnahmefähig der Markt nach der Sommerpause bei wieder höheren Angebotsmengen ist. Die EUA-Preise befinden sich derzeit in einer Konsolidierungsphase, nachdem sie am vergangenen Mittwoch an der Marke von 84,72 Euro abgeprallt waren.

Erdgas: Mit teils deutlichem Plus haben sich die europäischen Gaspreise am Dienstag gezeigt. Der

Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.00 Uhr 0,75 Euro auf 71,00 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es für den Day-ahead um 4,95 auf 72,00 Euro nach oben.

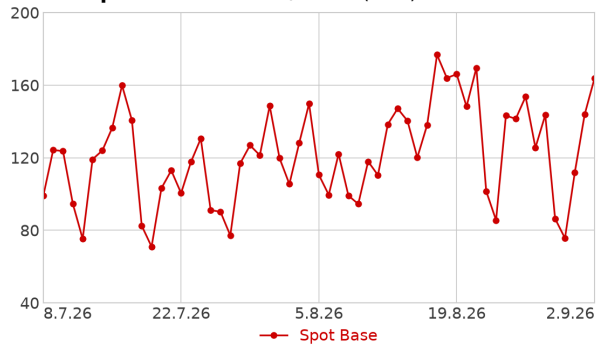
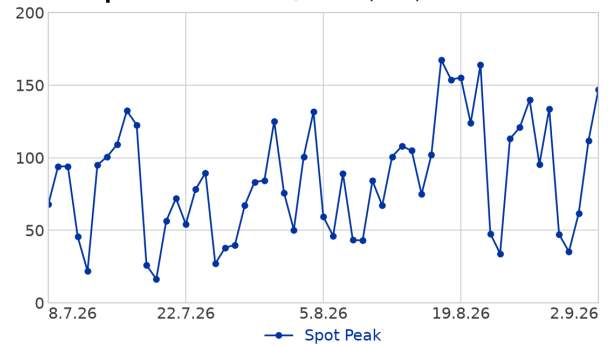
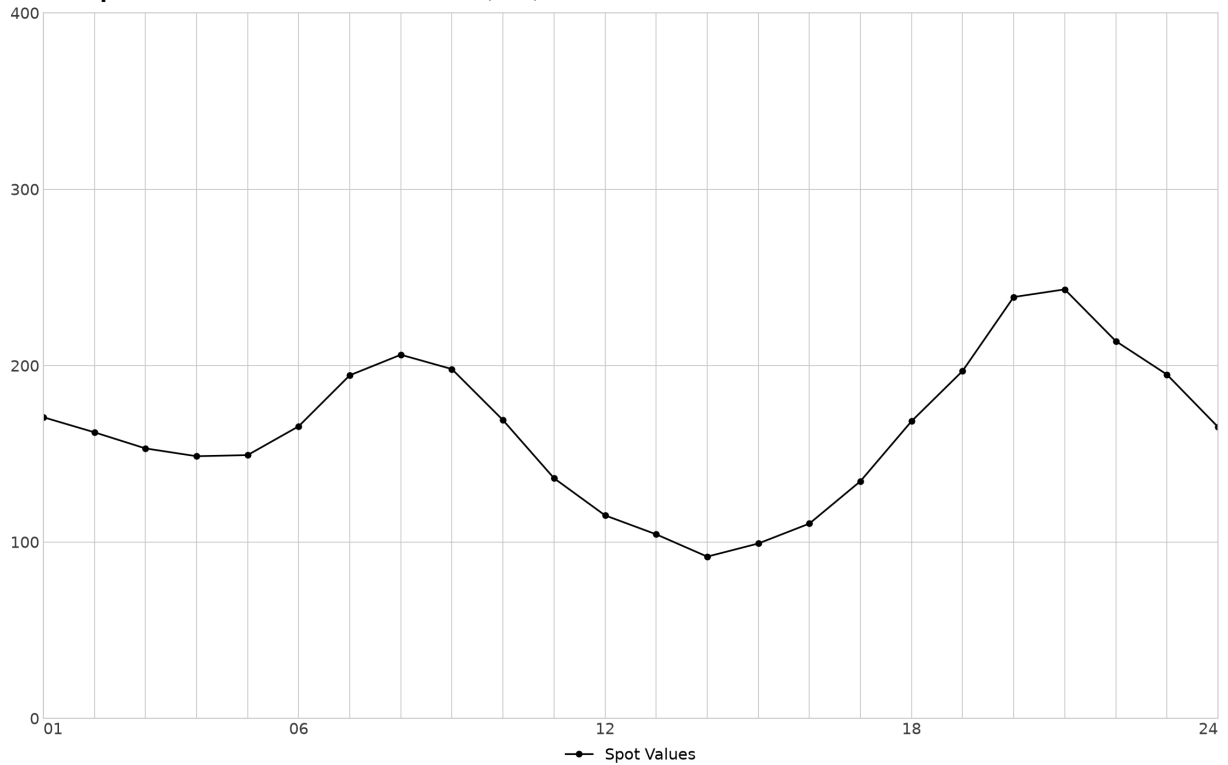
Die Preise haben damit zwischenzeitlich den höchsten Stand seit Beginn des Irankriegs erreicht. Hintergrund waren Meldungen über Angriffe auf Tankschiffe in der für Energietransporte wichtigen Straße von Hormus. Die weitere Eskalation im Nahen Osten lasse auch den Gaspreis in Asien steigen, wodurch es für US-Lieferanten tendenziell attraktiver werde, LNG-Tanker nach Asien statt nach Europa zu schicken, so die Analysten der Commerzbank.

Da die europäischen Gaspreise mitziehen, bleibt die Preisdifferenz zwischen dem asiatischen und dem europäischen Gaspreis gering. Das Energiewirtschaftliche Institut der Uni Köln (EWI) schätzt hierbei die Mehr-Transportkosten nach Asien auf etwa 1 bis 2 US-Dollar je Million britische thermische Einheiten, was etwa 3 bis 6 Euro je MWh entspricht. Die Preisdifferenz liege derzeit unter dieser Schwelle, wodurch es für US-Lieferanten attraktiver bleibe, nach Europa zu liefern.

Dementsprechend sind die europäischen LNG-Importe zuletzt wieder etwas kräftiger gestiegen, sodass die europäischen Gasspeicher nun ein Niveau von 65 Prozent erreichten, so die Analysten weiter. Allerdings liegt dies immer noch 17 Prozentpunkte unter dem Fünfjahresdurchschnitt, in Deutschland sind es mit einem Füllstand von nur 53 Prozent sogar 27 Prozentpunkte weniger.

Wegen der unsicheren Lage rund um die Straße von Hormus hat Katar die Höhere-Gewalt-Klausel (Force Majeure) für LNG-Lieferungen nach Europa und Asien um einen weiteren Monat verlängert. Damit werden die Ausfälle nun wohl auch bis in den Oktober hinein andauern. Für die kommenden Wochen bleibt das Preisaufwärtsrisiko also weiterhin bestehen. (map) // **VON MARIE PFEFFERKORN**

[^ 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

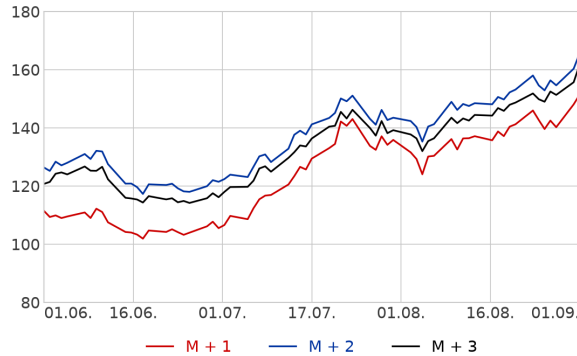
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	01.09.26	German Power Oct-2026	151,32
M2	01.09.26	German Power Nov-2026	165,47
M3	01.09.26	German Power Dec-2026	161,60
Q1	01.09.26	German Power Q4-2026	159,39
Q2	01.09.26	German Power Q1-2027	154,62
Q3	01.09.26	German Power Q2-2027	100,83
Y1	01.09.26	German Power Cal-2027	119,90
Y2	01.09.26	German Power Cal-2028	94,49
Y3	01.09.26	German Power Cal-2029	83,60

Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	01.09.26	German Power Oct-2026	178,84
M2	01.09.26	German Power Nov-2026	204,92
M3	01.09.26	German Power Dec-2026	203,40
Q1	01.09.26	German Power Q4-2026	195,70
Q2	01.09.26	German Power Q1-2027	177,49
Q3	01.09.26	German Power Q2-2027	83,97
Y1	01.09.26	German Power Cal-2027	126,19
Y2	01.09.26	German Power Cal-2028	101,70
Y3	01.09.26	German Power Cal-2029	89,67

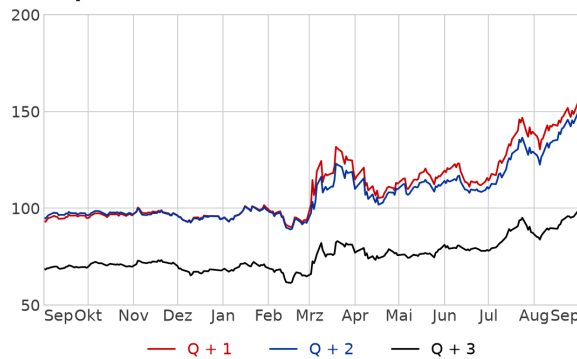
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



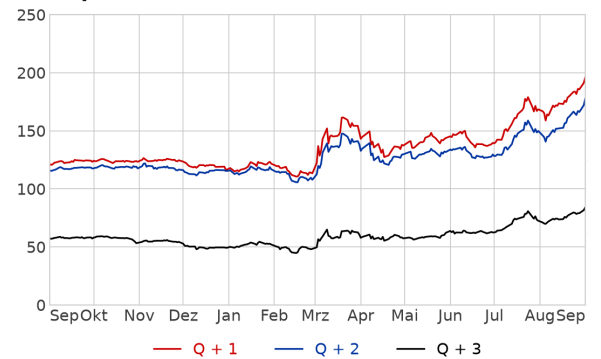
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



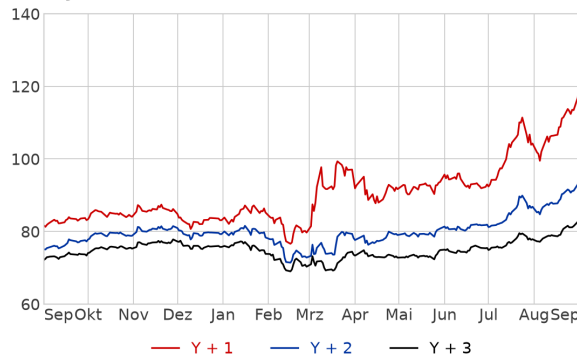
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



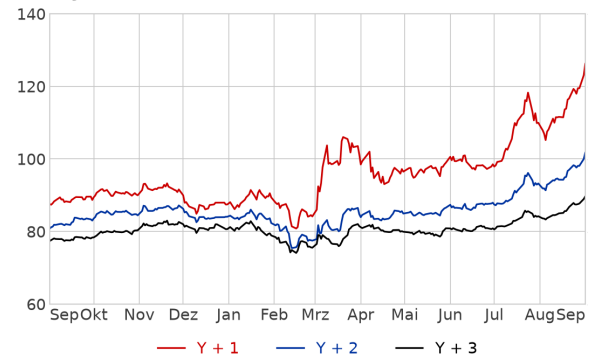
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

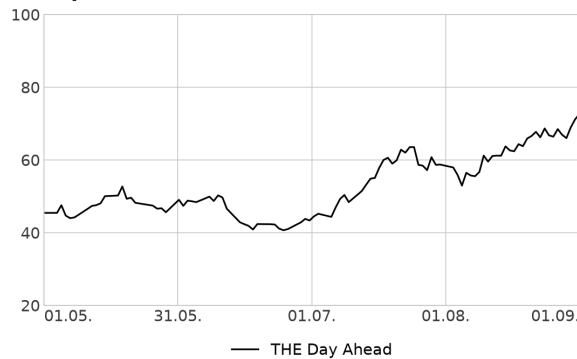


Gas Spot- und Terminmarkt

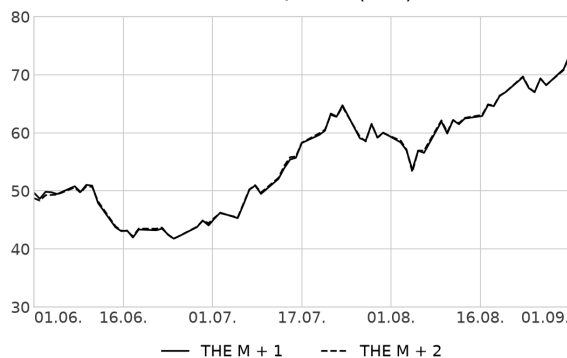
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	01.09.26	German THE Gas Oct-2026	73,33
M2	01.09.26	German THE Gas Nov-2026	73,36
Q1	01.09.26	German THE Gas Q4-2026	73,34
Q2	01.09.26	German THE Gas Q1-2027	70,98
S1	01.09.26	German THE Gas Win-2026	72,17
S2	01.09.26	German THE Gas Sum-2027	48,67
Y1	01.09.26	German THE Gas Cal-2027	54,24
Y2	01.09.26	German THE Gas Cal-2028	35,87

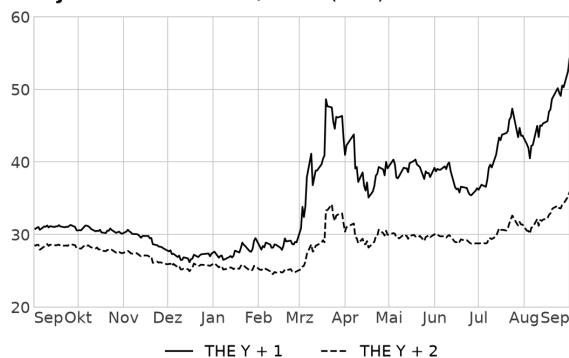
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



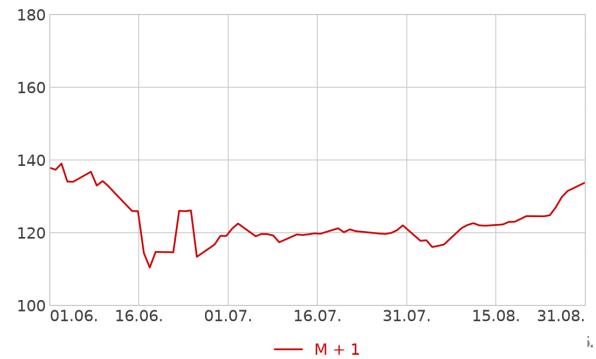
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	01.09.26	163,73	EUR/MWh
Germany Spot peak	01.09.26	146,87	EUR/MWh
EUA Oktober	01.09.26	82,81	EUR/tonne
Coal API2 Oktober 2026	31.08.26	133,80	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day AI	01.09.26	72,62	EUR/MWh
German THE Gas Oct-20	01.09.26	73,33	EUR/MWh
German THE Gas Cal-20	01.09.26	54,24	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2026	01.09.26	94,65	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Geschäftsführer (m/w/d) Erneuerbare Energien

Geschäftsführer (m/w/d) für NaturEnergy & NaturStromProjekte. Führe die Energiewende strategisch ...
in Bamberg (+1 weiterer Standort)

06.08.2026

Vorstand/Geschäftsführung



Ingenieur (m/w/d) Energiewirtschaft (Ingenieur/in - Energietechnik)

Du bist ehrgeizig, teamorientiert und hast große Ziele? Wir auch! MITNETZ STROM ist der größte regio...
in Taucha

vor 2 h



Ingenieur Elektrotechnik für die Prüfung von Sicherheitsstromversorgungen (w/m/d)

Innovationen bringen tiefgreifende Veränderungen mit sich und beeinflussen unser Leben in vielfältige...
in Deutschland

vor 2 h

Ausbildung Weiterbildung



Gärtner Garten- und Landschaftsbau (m/w/d)

Gärtner Garten- und Landschaftsbau (m/w/d) Die HVG Grünflächenmanagement GmbH ist ein Untern...
in Recklinghausen

vor 2 h

Festanstellung Weiterbildung / Mitarbeiterrabatte



Gärtner Garten- und Landschaftsbau (m/w/d)

Gärtner Garten- und Landschaftsbau (m/w/d) Die HVG Grünflächenmanagement GmbH ist ein Untern...
in Essen

vor 2 h

Festanstellung Weiterbildung / Mitarbeiterrabatte

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: **Kerstin Bergen**



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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

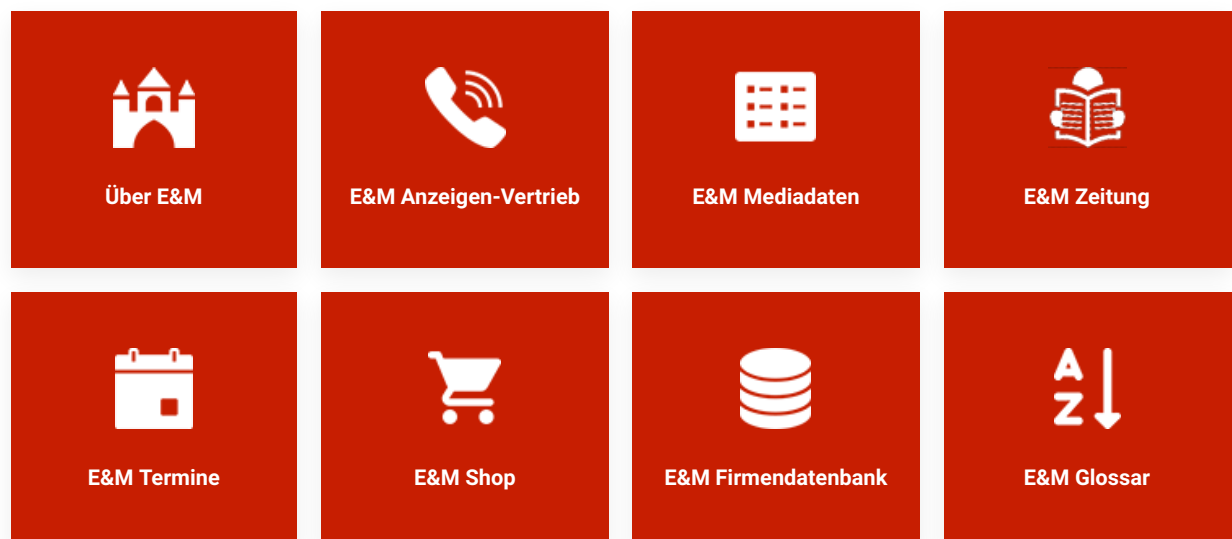


Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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.



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Mühlfelder Str. 18 a - 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.

© 2026 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:

