E&M daily
DIE TAGESZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

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

STROM

224,83 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

81,92 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZITAT DES TAGES

„Das KfW-Programm sichert erstmals das Fündigkeitsrisiko ab und bietet gleichzeitig eine Finanzierung."

Helmut Mangold , Geschäftsführer der Innovativen Energie für Pullach GmbH, über die Förderzusage der KfW-Bank für drei Tiefengeothermiebohrungen.

IT
Verbände begrüßen Transparenz-Anpassungsgesetz

F&E
Biogasanlagen als Lieferanten für Flugkraftstoff

GAS
Stadtwerke Landsberg stellen Gasvertrieb ein

Inhalt

TOP-THEMA
→ **VERANSTALTUNG:** Kapazitätsmarkt soll Versorgungslücken schließen

POLITIK & RECHT
→ **IT:** Verbände begrüßen Transparenz-Anpassungsgesetz
→ **POLITIK:** Stromsteuer sinkt zunächst nur 2027
→ **WÄRME:** Experten fordern Sanierungsvorrang für ältere Gebäude
→ **GEOTHERMIE:** Deutschlandfonds finanziert erstmals Geothermiebohrungen
→ **STROMNETZ:** Mehr Strom für Bayerns Chemiedreieck

HANDEL & MARKT
→ **STUDIEN:** Studie beziffert Restemissionen im EU-Emissionshandel
→ **STROM:** Flexible Haushalte profitieren von günstigem Börsenstrom
→ **STATISTIK DES TAGES :** Haushaltsstrompreise in Deutschland von 2014 bis 2025

TECHNIK
→ **F&E:** Biogasanlagen als Lieferanten für Flugkraftstoff
→ **F&E:** KI verlängert Lebensdauer von Transformatoren um bis zu drei Jahre

UNTERNEHMEN

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

→ **GAS:** Stadtwerke Landsberg stellen Gasvertrieb ein
→ **UNTERNEHMEN:** Vattenfall schließt Rahmenverträge mit Nordex und Enercon
→ **FINANZIERUNG:** Verbund AG begibt weitere grüne Anleihe
→ **PERSONALIE:** Rheinenergie setzt weiter auf Feicht
→ **STADTWERKE:** Stadtwerke Nortorf berufen neuen Vorstand

MARKTBERICHTE

→ **MARKTKOMMENTAR:** Gas und CO2 fallen, Strom zieht kräftig an

SERVICE

→ **ENERGIEDATEN**
→ **STELLENANZEIGEN**
→ **REDAKTION**
→ **IMPRESSUM**

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

★ TOP-THEMA

Kapazitätsmarkt soll Versorgungslücken schließen



Marie-Sophie Braun (Kyon) und Jannis Brodmann (50 Hertz) beim Strommarktforum 2026. Quelle: Susanne Harmsen

VERANSTALTUNG. Beim Strommarkt-Forum 2026 diskutierten Vertreter von Netz- und Anlagenbetreibern über flexible Netzanschlüsse, Speicher und die Einführung eines Kapazitätsmarktes.

Beim Strommarkt-Forum 2026 am 18. November standen die künftige Ausgestaltung des Strommarktes und die Sicherung der Versorgung im Mittelpunkt. Unter dem Titel „Marktdesign der Zukunft: Kapazität, Netze und Flexibilität im Fokus“ diskutierten Vertreter der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Unternehmen und Wissenschaft über neue Anforderungen an Netzanschlüsse, den Umgang mit Batteriespeichern und die Einführung eines Kapazitätsmechanismus.

Ein Schwerpunkt lag auf der Frage, wie sich vorhandene Netzkapazitäten effizienter nutzen lassen. Jannis Brodmann von 50 Hertz erläuterte dazu betriebliche Netzanschlussbedingungen, die die vier deutschen ÜNB veröffentlicht haben. Sie sollen helfen, unvorhergesehene Netzengpässe zu bewältigen, etwa durch Gewitterfronten.

Grundlage werden „Flexible Netzanschlussverträge“ (FCA) bilden. Sie umfassen den Datenaustausch zwischen Netzbetreibern, Informationen über das gesamte Redispatchpotenzial und Vorgaben für Leistungsgradienten. Hinzu kommen Anforderungen an die Fahrplantreue, einschließlich begrenzter und sanktionierter Abweichungen, sowie temporäre Maßnahmen in Engpasssituationen.

FCA adressieren konkrete Engpässe

Beim Anschluss von Batteriespeichern (BESS) geht es laut Brodmann sowohl um den Zugang zum Netz als auch um den systemdienlichen Betrieb. FCA können dabei eine Rolle spielen. Ergänzend kommen freiwillige Anschlussoptionen, die flexible Nutzung begrenzter Kapazitäten und ein entsprechendes Kapazitätsmanagement infrage. Im Netzbetrieb sollen gemeinsame Anforderungen der vier ÜNB eine verbindliche Grundlage schaffen und die Integration der Anlagen in das Engpassmanagement ermöglichen.

Die Vereinbarungen könnten künftig eingesetzt werden, wenn konkrete Anschlussprobleme gelöst werden müssen. Eine weitere Alternative ist Co-Location, also die gemeinsame Nutzung eines Netzanschlusses durch mehrere Anlagen. Auch Redispatch, Anpassungen des Marktdesigns oder dynamische Netzentgelte kommen als Instrumente infrage.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

„FCAs müssen ein konkretes Problem adressieren und sind kein Allheilmittel“, betonte Brodmann. Marie-Sophie Braun vom Batterieanbieter Kyon Energy Solutions ordnete anschließend den rechtlichen Rahmen und die praktische Umsetzung von FCA und Co-Location ein. „Der Mehrwert von Batteriespeichern realisiert sich im Spannungsfeld zwischen Markt-, Netz- und Systembedürfnissen“, sagte sie.

Kapazitätsmarkt soll Versorgungslücken schließen

Ein weiterer Schwerpunkt des Forums war die geplante Einführung eines deutschen Kapazitätsmechanismus. David Franzmann vom ÜNB Amprion begründete den Bedarf damit, dass Investitionssignale aus dem Energiemarkt allein nicht ausreichten, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Das European Resource Adequacy Assessment 2025 (ERAA 2025) weist für Deutschland im Jahr 2035 eine mögliche Versorgungslücke von 24 bis 97 Stunden aus.

Der geplante zentrale Kapazitätsmechanismus soll diese Lücke verringern. In zentralen Auktionen werden bestehende und neue Anlagen berücksichtigt. Dazu zählen erneuerbare Energien, Speicher, flexible Lasten und grenzüberschreitende Kapazitäten. Die ÜNB sollen die Nachfrage und das Auktionsvolumen ermitteln und die Präqualifikation der Anlagen übernehmen.



Ablauf der deutschen Kapazitätsmarktauktionen
(Für Vollbild auf die Grafik klicken)
Quelle: ÜNB

Die deutschen Netzbetreiber arbeiten nach einem von den Regulierungsbehörden vorgegebenen Zeitplan, der die Inbetriebnahme erster digitaler Plattformen für 2027 vorsieht. Sophia Weeber von Tennet Germany ist Mitglied der Arbeitsgruppe für die Plattform. Sie unterstrich die Bedeutung gemeinsamer Abläufe der vier ÜNB. Sie müssten die operativen Prozesse, Systeme und Schnittstellen für den Kapazitätsmarkt gemeinsam entwickeln. Das betreffe sämtliche Schritte von der Präqualifikation bis zur Abrechnung.

Europäische Netze sollen schneller wachsen

In einer internationalen Diskussionsrunde ging es um die Perspektiven eines europäisch koordinierten Strommarktes. Erkut Ulusoy vom belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia plädierte aus Erfahrungen der Nachbarländer dafür, nicht alle Details eines neuen Marktes vorab festzulegen. Stattdessen sollte das System während seiner Entwicklung flexibel angepasst werden. „Andernfalls drohen zu bürokratische und schwerfällige Strukturen“, sagte er. Zugleich sei die deutsche Stromversorgung aufgrund ihrer zentralen Lage in Europa auch für die Versorgungssicherheit der Nachbarländer relevant.

Nach Schätzung der Europäischen Kommission müssen bis 2040 mehr als eine Billion Euro in die Strominfrastruktur investiert werden. Vertreter der EU-Mitgliedstaaten und des Europäischen Parlaments verständigten sich am gleichen Tag in Brüssel darauf, Genehmigungsverfahren für erneuerbare Energien, Stromnetze, Speicher und Ladeinfrastruktur zu beschleunigen. Zudem sollen die Netze besser miteinander verbunden werden. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

POLITIK & RECHT



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

Verbände begrüßen Transparenz-Anpassungsgesetz

IT. BDEW und VKU begrüßen den Gesetzentwurf zum Schutz kritischer Infrastrukturen. Wegen Lücken bei Veröffentlichungs- und Informationspflichten fordern sie eine einheitlichere Umsetzung.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) begrüßen die Pläne der Bundesregierung, sensible Daten kritischer Infrastrukturen besser zu schützen. Die vorgelegten Änderungen der Transparenz-, Veröffentlichungs- und Informationspflichten seien ein wichtiger Schritt angesichts der veränderten Sicherheitslage. Beide Verbände fordern jedoch weitere Anpassungen, um Schutzlücken zu schließen und die Regelungen bundesweit einheitlich umzusetzen.

Der BDEW sieht insbesondere bei weiteren Informationswegen Nachbesserungsbedarf. Öffentlich zugängliche Daten könnten die Vorbereitung von Sabotage und Angriffen erleichtern, vor allem wenn digitale Kartendienste und künstliche Intelligenz Informationen aus verschiedenen Quellen zusammenführen und auswerten.

„Entscheidend ist, die Vertraulichkeit sicherheitsrelevanter Informationen rechtssicher und nachhaltig zu gewährleisten“, erklärte Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung. Die Informations- und Veröffentlichungspflichten müssten ganzheitlich betrachtet werden. Geschützte Daten dürften nicht über andere Informationswege oder Vorgaben aus anderen Branchen wieder zugänglich werden. Das gelte ausdrücklich auch für die Trinkwasserversorgung und Abwasserentsorgung.

Weitere Informationswege einbeziehen

Der BDEW fordert unter anderem Anpassungen beim Infrastrukturatlas sowie bei Ausschreibungs- und Vergabeverfahren. Auch Kapazitätskarten, Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber und Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber müssten stärker auf Sicherheitsrisiken geprüft werden. Zudem sollten Genehmigungs- und Umweltverfahren, Geodatenrecht sowie landesrechtliche Transparenzvorgaben ein vergleichbares Schutzniveau gewährleisten.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Bereits veröffentlichte Informationen müssten ebenfalls überprüft und bei Bedarf beschränkt oder entfernt werden können. Der Verband fordert dafür klare gesetzliche Befugnisse gegenüber öffentlichen und privaten Anbietern von Infrastrukturportalen, Karten- und Geodiensten. Betreiber kritischer Infrastrukturen sollten sicherheitsrelevante Veröffentlichungen unter bestimmten Voraussetzungen selbst entfernen lassen können.

Der BDEW spricht sich außerdem für einen ressortübergreifenden Umsetzungsplan mit konkreten Fristen und Zuständigkeiten aus. Auch die Bundesländer müssten ihre Gesetze anpassen, um einen einheitlichen Schutz zu gewährleisten.

VKU fordert zentrale Steuerung

Auch der VKU sieht in der Reform einen wichtigen Schritt. Öffentliche Daten, die früher unproblematisch gewesen seien, könnten heute mithilfe künstlicher Intelligenz schnell ausgewertet und für feindliche Zwecke genutzt werden. „Es geht nicht darum, Informationsrechte abzuschaffen, sondern sicherheitsrelevante Informationen besser zu schützen“, erklärte VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing. Der Schutz sensibler Infrastrukturdaten stärke die Sicherheit des Landes, ohne demokratische Rechte infrage zu stellen.

Der VKU fordert eine zentrale Steuerung des Infrastrukturschutzes auf Bundesebene unter Einbindung der Länder. Der Schutz kritischer Anlagen müsse zudem gesetzlich als überragendes öffentliches Interesse anerkannt werden. Sicherheitsrelevante Daten sollten über ihren gesamten Lebenszyklus hinweg geschützt werden – von der Erhebung bis zur Löschung. Beide Verbände sehen auch bei Anlagen unterhalb der geltenden Schwellenwerte für kritische Infrastrukturen Handlungsbedarf.

Der BDEW kritisiert darüber hinaus die kurze Frist für die Verbändeanhörung zum Gesetzentwurf. Die Beteiligung vom 5. bis 17. November 2026 umfasse lediglich neun Arbeitstage. Das erschwere die Abstimmung mit Mitgliedsunternehmen und eine umfassende Prüfung der rechtlichen und praktischen Folgen. Der Verband fordert, die im Koalitionsvertrag vorgesehene Regelfrist von vier Wochen einzuhalten.

Die Stellungnahme des BDEW und des VKU zum Transparenzanpassungsgesetz steht im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

Stromsteuer sinkt zunächst nur 2027



Das Bundeskanzleramt in Berlin. Quelle: Georg Eble

POLITIK. Die Koalition senkt die Stromsteuer für alle Verbraucher 2027 auf das europäische Mindestmaß. Branchenverbände begrüßen die Entlastung, fordern aber eine dauerhafte Regelung.

Die Spitzen von CDU/CSU und SPD haben sich auf eine Senkung der Stromsteuer für alle Verbraucher geeinigt. Die Entlastung gilt zunächst für das Jahr 2027. Eine dauerhafte Absenkung strebt die Koalition an, dafür muss sie allerdings eine nachhaltige Gegenfinanzierung im Bundeshaushalt 2028 finden. Das geht aus dem Ergebnispapier des Koalitionsausschusses hervor.

Die Senkung soll über Spielräume auf dem Erneuerbare-Energien-Konto (EEG-Konto) finanziert werden. Dort werden Vergütungen für erneuerbaren Strom sowie Erlöse aus dessen Verkauf an der Börse verbucht. Steigende Börsenpreise erhöhen die Einnahmen und verringern den Zuschussbedarf des Bundes. Sollten

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

die Überschüsse auf dem Konto nicht ausreichen, will die Koalition ein weiteres Maßnahmenpaket beschließen. Denkbar seien etwa der Abbau von Subventionen oder höhere Steuern auf Kapitalerträge.

Die Stromsteuer sinkt damit auf das europäische Mindestmaß von 0,1 Cent je kWh. Derzeit beträgt sie 2,05 Cent je kWh. Eine dauerhafte Absenkung würde den Bundeshaushalt jährlich rund 5,4 Milliarden Euro kosten.

Verbände begrüßen Entlastung

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) begrüßt die Einigung. BEE-Präsidentin Ursula Heinen-Esser erklärte, die Senkung werde die Strompreise für alle spürbar reduzieren. Für einen Dreipersonen-Haushalt rechnet der Verband mit jährlichen Einsparungen zwischen 93 und 127 Euro. Dass die Koalition keine dauerhafte Lösung beschlossen hat, bedauert der BEE allerdings.

Auch der Verband der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI) bewertet die Entscheidung positiv. Geschäftsführer Wolfgang Weber bezeichnete die Senkung als „richtig gute Entscheidung“. Sie sei ein Entlastungssignal für private Haushalte, Handwerk und Gewerbe. Bezahlbarer Strom sei zudem ein wesentlicher Baustein für die Elektrifizierung und Digitalisierung von Wirtschaft und Gesellschaft.

Je früher eine dauerhafte Absenkung gesichert sei, desto größer werde ihre Wirkung. Der ZVEI fordert zugleich, die angekündigten Reformen zügig umzusetzen. Der Koalitionsausschuss müsse der Auftakt für ein Quartal des Handelns sein.

Grüne kritisieren fehlende Planungssicherheit

Die Grünen kritisieren die Befristung. Parteichefin Franziska Brantner bezeichnete die Entscheidung als „Armutszeugnis“ für die Bundesregierung. Eine auf ein Jahr begrenzte Senkung schaffe keine verlässliche Energiepolitik. Bundeskanzler Friedrich Merz (CDU) habe monatelang große Versprechen gemacht, am Ende aber zu wenig geliefert.

Brantner fordert dauerhaft niedrigere Stromkosten sowie schnellere Fortschritte bei Netzentgelten, Wärmepumpen und Elektromobilität. Die Steuersenkung hätte aus ihrer Sicht der Startschuss für eine Elektrifizierungsoffensive sein können.

Auch CDU-Bundestagsabgeordneter Paul Ziemiak kritisierte die langwierigen Verhandlungen. Die Senkung sei bereits im Koalitionsvertrag vereinbart gewesen und hätte früher umgesetzt werden können. Im WDR 5-„Morgenecho“ warf er der SPD vor, keine seriöse Haushaltspolitik zu betreiben. Statt über Steuererhöhungen zu diskutieren, müsse die Regierung auch Finanzhilfen und Subventionen auf Kürzungsmöglichkeiten prüfen.

Zusätzliche Investitionen in E-Autos und Wärmepumpen

Eine langfristige Senkung könnte nach Einschätzung der Initiative Klimaneutrales Deutschland (IKND) auch private Investitionen in Energietechnologien fördern. Eine vom Institut für Demoskopie Allensbach im Auftrag der Initiative durchgeführte Befragung unter 4.350 selbstnutzenden Hausbesitzern ergab, dass 25 Prozent der Befragten, die bereits über ein Elektroauto nachdenken, die Stromsteuersenkung als Anreiz sehen, ihre Anschaffung vorzuziehen. Bei Wärmepumpen liegt der Anteil bei 20 Prozent.

Nach Angaben der IKND könnten dadurch mehr als eine Million zusätzliche Elektroautos und rund 700.000 Wärmepumpen abgesetzt werden. Die Initiative fordert deshalb ein Finanzierungskonzept über 2027 hinaus.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Die Einigung muss noch in den bereits vom Haushaltsausschuss beschlossenen Etat für 2027 eingearbeitet werden. Der Bundestag soll den Haushalt am 27. November endgültig verabschieden. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

Experten fordern Sanierungsvorrang für ältere Gebäude



Quelle: E&M / playgroundai.com

WÄRME. Wissenschaftler fordern für die Wärmewende einen Fokus auf ältere Gebäude, bessere Finanzierungsmöglichkeiten für einkommensschwache Eigentümer und einen wirksamen Mieterschutz.

Die Wärmewende im Gebäudesektor macht zu langsame Fortschritte zur Erreichung der Klimaschutzziele. Ein Fokus auf ältere, energetisch ineffiziente Gebäude bei der Sanierung könnte sie beschleunigen. Zugleich müsse die Politik verhindern, dass die Kosten der energetischen Modernisierung Eigentümer und Mieter überfordern. Das waren zentrale Ergebnisse eines Online-Deep-Dives der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ (Esys) am 18. November.

Andreas Wagner von der Professur Building Science & Technology (BST) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) stellte Maßnahmen zur schnelleren Emissionsminderung im Gebäudesektor vor. Ein Schwerpunkt lag auf Gebäuden, die vor 1979 errichtet wurden und damit vor der ersten Wärmeschutzverordnung. „Diese sogenannten Worst Performing Buildings (WPB) bieten das größte Potenzial zur Senkung der Treibhausgasemissionen“, sagte Wagner.

Rund 74 Prozent dieser Gebäude seien Ein- und Zweifamilienhäuser, etwa zehn Prozent Mehrfamilienhäuser. Wagner sprach sich dafür aus, die Förderung stärker auf diese besonders ineffizienten Gebäude auszurichten, statt sie breit über den gesamten Gebäudebestand zu verteilen. Dabei sollten realistische energetische Mindestziele gelten. Als Orientierung nannte Wagner den Standard eines KfW-Effizienzhauses 70.

Förderung mit verbindlichen Vorgaben verbinden

Förderprogramme sollten nach Wagners Einschätzung ausreichende finanzielle Unterstützung mit ordnungsrechtlichen Anforderungen verbinden. Dazu könnten Mindeststandards für die Energieeffizienz von Gebäuden (MEPS) gehören. Gleichzeitig könne eine degressiv ausgestaltete Förderung Anreize für frühe Sanierungen setzen. Eine wichtige Voraussetzung sei ein qualifiziertes Beratungsangebot mit einem individuellen Sanierungsfahrplan (iSFP).

Besondere Unterstützung benötigen nach Wagners Darstellung Eigentümer mit geringen finanziellen Spielräumen. 78 Prozent der Eigentümer von Ein- und Zweifamilienhäusern nutzten ihre Gebäude selbst. Rund die Hälfte dieser selbstnutzenden Eigentümer verfüge über weniger als 30.000 Euro frei verfügbares Vermögen. Das betreffe etwa vier Millionen Haushalte. Zudem sei ungefähr ein Drittel der Bewohner von Einfamilienhäusern älter als 65 Jahre, was den Zugang zu Krediten erschweren könne.

Wagner plädierte deshalb für bedarfsabhängige Förderungen und alternative Finanzierungsmodelle, etwa zinsgünstige oder zinslose Darlehen. Modelle wie On-Bill-Payment, bei denen Investitionen über die Energierechnung zurückgezahlt werden, oder die Finanzierung über die Immobilie (Property Assessed Clean Energy, PACE) könnten zunächst in Reallaboren erprobt werden.

Mieterschutz und bessere Datenbasis

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Auch das Verhältnis zwischen Sanierungskosten und Wohnkosten müsse politisch neu geregelt werden. Wagner nannte Reformen der Modernisierungsumlage, ökologische Mietspiegel und Warmmietenmodelle als mögliche Ansätze. Sozialpolitische Instrumente wie Wohngeld und Wohngemeinnützigkeit könnten zusätzliche Härten abfedern. Als mögliche Anlaufstellen in Kommunen nannte Wagner sogenannte One-Stop-Shops, die Beratung und Unterstützung zu Sanierung, Förderung und Finanzierung bündeln.

Ein weiteres Handlungsfeld ist die Datenlage im Gebäudesektor. Wagner forderte eine zentrale Verknüpfung und bessere Verfügbarkeit von Gebäudedaten sowie möglichst einheitliche Erfassungsstandards. Ein Gebäuderegister, Energieausweise und Informationen aus individuellen Sanierungsfahrplänen könnten dabei zusammengeführt werden.



Verteilung von Wohnformen und Einkommen in Deutschland
(Für Vollbild auf die Grafik klicken)
Quelle: UBA

Gebäudemodernisierungsgesetz in der Kritik

Sibylle Braungardt von der Technischen Universität Dortmund befasste sich mit der Verteilung der Kosten der Wärmewende. Mieter trügen bislang rund 70 Prozent der Kosten, Vermieter etwa 30 Prozent. Eine hälftige Aufteilung, wie sie im Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) vorgesehen sei, bezeichnete sie als pragmatische Lösung.

Die Klimawirkung des Gesetzes bewertete Braungardt kritisch. Die Regelungen vergrößerten die Lücke zum Klimaschutzziel, weil notwendige Emissionsminderungen in die Zukunft verschoben würden. Die sogenannte Biotreppe und die Grüngasquote seien nur dann mit den verfügbaren Potenzialen vereinbar, wenn der Einbau neuer Gasheizungen deutlich zurückgehe. Dafür seien zusätzliche wirksame Instrumente erforderlich.

Zudem warnte Braungardt vor Kostenrisiken für Verbraucher. Insbesondere die Kosten grüner Gase könnten künftig höher ausfallen oder schwer kalkulierbar sein. Sie sprach sich deshalb dafür aus, Mieterschutzregelungen auch auf die Grüngasquote auszuweiten. Dabei müsse insbesondere geklärt werden, welche Kostenanteile für Biomethan auf Mieter umgelegt werden dürfen und wie die Grüngasquote gegenüber der Biotreppe abzugrenzen ist. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

Deutschlandfonds finanziert erstmals Geothermiebohrungen



Quelle: Shutterstock / nitpicker

GEOTHERMIE. Die KfW fördert erstmals Geothermiebohrungen über den Deutschlandfonds. Gemeinsam mit Munich Re unterstützt sie drei Geothermiebohrungen in Pullach bei München.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) finanziert erstmals ein Geothermieprojekt im Rahmen des Deutschlandfonds. Gemeinsam mit dem Rückversicherer Munich Re unterstützt die Förderbank drei Tiefengeothermiebohrungen in Pullach bei München. Das Vorhaben der kommunalen Innovative Energie für Pullach GmbH (IEP) umfasst Investitionen von rund 47 Millionen Euro. Die Gesellschaft will damit die geothermische Wärmeversorgung der Gemeinde ausbauen.

Die Finanzierung erfolgt über den KfW-Förderkredit Geothermie, den die Förderbank im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWE) anbietet. Das Programm kombiniert ein Darlehen mit einer Absicherung des Fündigkeitsrisikos. Sollte eine Bohrung keine wirtschaftlich nutzbare Wärmequelle erschließen, greifen eine Versicherung von Munich Re und ein anteiliger Schuldenerlass der KfW. Die Mittel für den Schuldenerlass stellt der Bund bereit.

Nach Angaben der KfW ermöglicht die Kombination aus Förderdarlehen, Versicherung und staatlicher Risikoübernahme die Finanzierung des Projekts. Die Kombination aus Finanzierung und Risikoabsicherung trägt dazu bei, dass die NORD/LB als Bank der Projektträgerin das Vorhaben finanziert. „Das KfW-Programm sichert erstmals das Fündigkeitsrisiko ab und bietet gleichzeitig eine Finanzierung. Die IEP kann nun mit dem Tiefengeothermie-Projekt Pullach Süd starten und ab 2029 Wärme aus lokaler Wertschöpfung für 50.000 Menschen bereitstellen“, sagte Helmut Mangold, Geschäftsführer der Innovativen Energie für Pullach GmbH.

KfW setzt auf Kombination aus Kredit und Versicherung

Pullach setzt bereits auf Tiefengeothermie zur kommunalen Wärmeversorgung. Das neue Projekt soll die Erschließung weiterer geothermischer Ressourcen ermöglichen. Es ist das erste Vorhaben, das die KfW über das neue Fördermodell im Rahmen des Deutschlandfonds unterstützt. Neben dem Vorhaben in Pullach werden von der KfW derzeit weitere sieben Projekte geprüft. Darüber hinaus hätten weitere Projektträger Interesse an einer Finanzierung mit Fündigkeitsabsicherung angemeldet.

KfW-Vorstandsvorsitzender Stefan Wintels sieht in der Zusammenarbeit zwischen Bund, Förderbank und Munich Re ein Modell, um kommunale und private Investitionen in Geothermieprojekte zu ermöglichen. Das Pullacher Vorhaben zeige, wie sich Risiken zwischen öffentlichen und privaten Akteuren aufteilen ließen.

Der Deutschlandfonds ist eine Initiative der Bundesregierung. Er setzt mit verschiedenen Finanzierungsinstrumenten staatliche Anreize, um privates Kapital für Investitionen in wichtige Zukunftsbereiche der deutschen Wirtschaft zu gewinnen. Der Bund stellt dafür öffentliche Mittel und Garantien in Höhe von rund 30 Milliarden Euro bereit. Damit sollen insgesamt Investitionen von rund 130 Milliarden Euro ausgelöst werden. (hr) // VON HEIDI ROIDER

Diesen Artikel können Sie teilen: Zum Inhalt

Mehr Strom für Bayerns Chemiedreieck



Verstärkung einer 380-kV-Leitung von Tennet. Quelle: Günter Drewnitzky

STROMNETZ. Die Regierung von Oberbayern hat sieben von zehn Trassenkorridoren für die 380-kV-Leitung „ChemDelta“ als raumverträglich bewertet. Zwei durchgängige Streckenführungen sind möglich.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Die geplante 380-kV-Leitung Chem Delta von Tennet kommt voran: Sieben von zehn geprüften Trassenkorridoren gelten als raumverträglich. Daraus ergeben sich zwei mögliche durchgängige Streckenführungen, sodass die endgültige Trassenauswahl nun zügig erfolgen kann. Das geht aus der landesplanerischen Beurteilung der Regierung von Oberbayern hervor, die das Ergebnis der Raumverträglichkeitsprüfung bekannt gegeben hat.

Die Prüfung klärte, welche Streckenverläufe und Umspannwerksstandorte mit den Erfordernissen der Raumordnung vereinbar sind. Die Regierung von Oberbayern untersuchte in Abstimmung mit der Regierung von Niederbayern zehn Trassenkorridore und sechs mögliche Standorte zwischen Burghausen und Simbach. Abgewogen wurden vor allem die Auswirkungen auf die Menschen vor Ort, Natur und Landschaft, bestehende Siedlungen und die Energieversorgung.

Zwei neue Umspannwerke

Für die beiden geplanten Umspannwerke bei Burghausen und Simbach bleiben jeweils zwei Standorte grundsätzlich geeignet. Ein Standort bei Haiming wurde als nicht raumverträglich eingestuft. Zudem legte die Behörde Maßgaben fest, die bei der konkreten Ausgestaltung zu berücksichtigen sind.

Bayerns Wirtschaftsstaatssekretär Tobias Gotthardt nannte die Leitung entscheidend, um das bayerische Chemiedreieck auch künftig zuverlässig mit Strom zu versorgen. Die Prüfung habe mögliche Konflikte früh aufgezeigt und schaffe mehr Planungssicherheit für Tennet.

Die Regierung von Oberbayern führte die Raumverträglichkeitsprüfung in rund sechs Monaten durch. Sie ersetzt noch keine Genehmigung: Im anschließenden Genehmigungsverfahren werden die konkreten Trassenverläufe und Standorte weiter ausgearbeitet und geprüft.

Das Chemiedreieck erstreckt sich über die südostbayerischen Landkreise Altötting, Mühldorf und Traunstein. Als wichtigste Produktionsstandorte gelten Burghausen (Wacker Chemie, OMV-Raffinerie), Trostberg (Alzchem, BASF), Waldkraiburg und Burgkirchen (Chemiepark Gendorf). Die neue Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen kann rund 5 MW ins Chemiedreieck bringen und die Stromversorgung der Standorte wesentlich verbessern. (gd) // VON GÜNTER DREWNITZKY

^ Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

HANDEL & MARKT



Quelle: Fotolia / Minerva Studio

Studie beziffert Restemissionen im EU-Emissionshandel

STUDIEN. Eine Studie des Öko-Instituts sieht einen möglichen Spielraum für strengere CO2-Grenzen im EU-Emissionshandel. Bis 2040 könnten die Emissionen auf 159 bis 231 Millionen Tonnen sinken.

Bis ins Jahr 2040 können die heutigen CO2-Emissionen im europäischen Emissionshandel (EU-ETS 1) stark reduziert werden. Wie hoch die noch zu erwarteten Restemissionen im Jahr 2040 und 2050 ausfallen könnten, untersuchte nun eine neue Studie mit dem Titel „Residual Emissions in the EU-ETS1 Sectors" des Öko-Instituts im Auftrag von Carbon Market Watch.

Demnach könnten im Jahr 2040 in den vom EU-ETS 1 erfassten Anlagen – inklusive der Abfallverbrennung – noch zwischen 159 und 231 Millionen Tonnen CO2 anfallen. Ein Großteil dieser Emissionen ist laut den Forschenden allerdings mit heute schon verfügbaren Technologien vermeidbar. Für 2050 schätzen die Forschenden die langfristig verbleibenden Emissionen auf 33 bis 68 Millionen Tonnen CO2.

Diese Restemissionen haben verschiedene Ursachen, erklärte Christoph Heinemann, Projektleiter am Öko-Institut: „Zum einen verbleiben auf Grundlage der heute erwartbaren technologischen Entwicklungen auch bis 2050 und darüber hinaus nicht weiter reduzierbare Emissionen. Zum anderen gibt es weiterhin Emissionen, weil die Umstellung auf klimafreundliche Technologien und der Ausbau der notwendigen Infrastruktur Zeit brauchen." Diese trägheitsbedingten Emissionen können nach Auskunft von Heinemann bereits technisch vermieden werden. „Durch eine gezielte Unterstützung kann die Transformation der Industrie beschleunigt und der CO2-Ausstoß früher gesenkt werden."

Technische Möglichkeiten und verzögerter Industrieumbau

Aus Sicht der Studienautoren eröffnen diese Ergebnisse damit Spielraum für eine Verschärfung des europäischen Emissionshandels. Die für 2040 ermittelten Emissionsmengen liegen nach Angaben des Öko-Instituts bei etwa der Hälfte der von der EU-Kommission vorgesehenen Zertifikateobergrenze (Cap). Die Forschenden leiten daraus ab, dass die betroffenen Unternehmen die europäischen Klimaziele bei einem entsprechenden Umbau ihrer Produktionsprozesse erreichen könnten. „Die Politik kann daher eine ambitionierte Obergrenze im europäischen Emissionshandel festlegen und so klare Schritte vorgeben, um aus den fossilen Energien auszusteigen", sagte Senior Researcher Hauke Hermann.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Zu den wesentlichen Hindernissen für eine weitere Emissionsminderung bis 2040 zählen die Studienautoren begrenzte Kapazitäten für den Transport und die Speicherung von CO2. Auch der verzögerte Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur sowie die eingeschränkte Verfügbarkeit von Wasserstoff und seinen Derivaten bremsen demnach die Dekarbonisierung industrieller Prozesse.

Die Forschenden nennen zudem die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen als Voraussetzung für eine beschleunigte Emissionsminderung. Hinzu kommen kontinuierliche Investitionen in technologische Entwicklungen und der Aufbau der erforderlichen Infrastruktur. Unter diesen Bedingungen könnten Unternehmen einen erheblichen Teil der für 2040 prognostizierten Restemissionen vermeiden.

Die Studie „Residual Emissions in the EU-ETS1 Sectors“ ist auf der Internetseite des Öko-Instituts verfügbar. (hr) // VON HEIDI ROIDER

Zum Inhalt

WERBUNG



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Flexible Haushalte profitieren von günstigem Börsenstrom


Quelle: Fotolia / galaxy67

STROM. Börsenstrom kostet mittags deutlich weniger als am Abend. Eine Analyse von Rabot Energy zeigt, wie flexible Verbraucher davon profitieren und welche Haushalte kaum Spielraum haben.

Die Börsenstrompreise unterscheiden sich im Tagesverlauf erheblich. Im zweiten Quartal 2026 kostete Strom zwischen 11 und 15 Uhr im Mittel 1,6 Cent/kWh, zwischen 17 und 20 Uhr dagegen 12,1 Cent. Die Differenz betrug 10,5 Cent/kWh. Das geht aus der Analyse „Energy Signals 2026“ des Energieversorgers Rabot Energy hervor, der dynamische Stromtarife anbietet. Das Unternehmen wertete dafür anonymisierte Verbrauchsdaten seiner Kunden aus.

Die Preisschwankungen treffen auf unterschiedliche Verbrauchsmuster. Viele Haushalte verbrauchen gerade am frühen Abend besonders viel Strom, wenn die Börsenpreise hoch liegen. Wer seinen Verbrauch in günstigere Stunden verschieben kann, profitiert dagegen von den Preissignalen. Die Analyse zeigt, wie stark sich flexible Verbraucher auf die rechnerischen Stromkosten auswirken.

Flexibilität beeinflusst die Stromkosten

Bei Haushalten ohne gemeldete Wärmepumpe, Elektroauto oder Batteriespeicher lagen die rechnerischen Börsenstromkosten im Zeitraum von Oktober 2025 bis September 2026 bei 46 Prozent über denen eines typischen Haushaltsprofils. Bei 54 Prozent lagen sie darunter. Der Median der Abweichung betrug null Prozent.

Haushalte, die einen größeren Teil ihres Stroms mittags verbrauchen, schneiden bei der Berechnung günstiger ab als das Standardlastprofil. Bei einem Verbrauchsschwerpunkt am Abend liegen die Kosten dagegen höher. Bei Haushalten mit gemeldeter Wärmepumpe, Elektroauto oder Batteriespeicher lagen die rechnerischen Börsenstromkosten in 33 Prozent der Fälle über und in 67 Prozent unter dem typischen Haushaltsprofil.

Rabot Energy sieht darin einen Hinweis auf das Potenzial flexibler Verbraucher. Die Daten zeigen allerdings Zusammenhänge und keine unmittelbare Wirkung einzelner Geräte auf die Stromkosten. Die ausgewerteten Preise waren Börsenstrompreise und keine Endkundenpreise. Zudem wurden PV-Anlagen bei der Erfassung der Anlagen nicht berücksichtigt.

Längere Standzeiten machen Laden günstiger

Besonders deutlich wird der Effekt beim Laden von Elektroautos. Je länger das Fahrzeug an der Ladesäule beziehungsweise Wallbox angeschlossen bleibt, desto mehr Spielraum hat eine automatische Steuerung, den Ladevorgang in günstige Stunden zu verschieben.

Bei einer Anschlusszeit von weniger als fünf Stunden betrug die rechnerische Ersparnis gegenüber sofortigem Laden rund 0,1 Cent/kWh. Bei einer Standzeit von 20 bis 25 Stunden waren es 3,8 Cent/kWh.

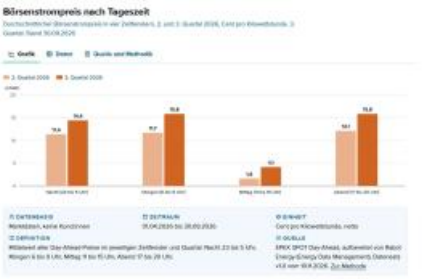
Ein Beispiel aus den ausgewerteten Kundendaten verdeutlicht die Unterschiede: Kunden mit Elektroauto, dynamischem Tarif und Smart Charging zahlten von Mai bis September 2026 beim Laden durchschnittlich 6,9 Cent/kWh Börsenstrom. Für den gesamten Haushaltsverbrauch lag der Wert bei 10,0 Cent/ kWh.

Potenzial für Haushalte ohne eigene Wallbox

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Auch Haushalte ohne größere flexible Verbraucher können von dynamischen Tarifen profitieren. Der Spielraum ist nach Einschätzung von Fraunhofer-Forschenden allerdings geringer. Dr. Gloria Colmenares, Scientific Manager am Fraunhofer-Institut für Energieinfrastrukturen und Geothermie (Fraunhofer IEG), sagt: „Von dynamischen Tarifen profitieren vor allem Haushalte mit E-Auto, am stärksten mit zusätzlicher Wärmepumpe. Absolut gesehen ist der Spielraum für Haushalte ohne größere flexible Verbraucher deutlich kleiner."

Eine Studie von Stute, Pelka, Kühnbach und Klobasa aus dem Jahr 2024 beziffert das wirtschaftliche Potenzial dynamischer Tarife auf 150 bis 500 Euro pro Jahr. Die Erlöse fielen demnach bei Haushalten mit Elektroauto und Wärmepumpe am höchsten aus. Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Anreiz sei, dass die Kosten für Energiemanagement und Smart Meter nicht mehr als 100 Euro jährlich betragen. Die Szenarien basieren auf historischen Preisen.



Das Schwanken des Börsenstrompreises über den Tag
(Für Vollbild auf die Grafik klicken)
Quelle: Rabot Energy

Eine weitere Herausforderung sieht Rabot Energy bei Haushalten in Mehrfamilienhäusern. Mehr als 40 Millionen Menschen leben in Deutschland in solchen Gebäuden, häufig ohne eigenes Dach und ohne Möglichkeit, eine Wallbox oder einen stationären Speicher zu installieren.

Ein Batteriespeicher für die Steckdose könnte nach Vorstellungen des Unternehmens neue Möglichkeiten eröffnen. Dazu macht das Unternehmen derzeit ein Angebot mit einem Plug-and-Play Speicher, der von Rabot-Charge strommarktdienlich gesteuert wird. Allerdings benötigen die Haushalte dafür einen Smart-Meter, der erst eingebaut werden muss.

Die Zahlen stehen im Data Room von Rabot Charge bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

Haushaltsstrompreise in Deutschland von 2014 bis 2025



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.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Deutsche Haushalte, die ihren Strom über einen Grundversorgungsvertrag beziehen, zahlten am 1. April 2025 rund 45 Cent pro Kilowattstunde. Damit war ein Grundversorgungsvertrag für Haushalte die teuerste Wahl im Vergleich zu den Preisen anderer Anbieter oder zu Sondervertragskonditionen.

* Volumengewichteter Mittelwert.
** Bis 2015 beziehen sich die Preise auf Haushalte mit einem jährlichen Durchschnittsverbrauch von etwa 3.500 Kilowattstunden. Ab 2016 beziehen sich die Preise auf einen durchschnittlichen Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 Kilowattstunden.
*** Der Begriff „Grundversorger“ bezeichnet den jeweils größten Stromanbieter in einer Stadt, Gemeinde oder Kommune, der die meisten Haushalte versorgt. // VON REDAKTION

Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

TECHNIK



Betankung eines Flugzeugs mit Treibstoff. Quelle: Flughafen Hof-Plauen GmbH

Biogasanlagen als Lieferanten für Flugkraftstoff

F&E. Biogas soll künftig auch Kraftstoffrohstoffe liefern. Ein Forschungsverbund aus Oberfranken will dafür eine kompakte Technik entwickeln und in Hof erproben.

Für viele Biogasanlagen stellt sich die Frage nach einer wirtschaftlichen Perspektive. Denn nach 20 Jahren endet die Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Einen zusätzlichen Absatzmarkt könnte künftig die Kraftstoffproduktion bieten. Statt Biogas ausschließlich zur Strom- und Wärmeerzeugung zu nutzen, könnten Betreiber daraus flüssige Rohstoffe für Diesel, Benzin oder Flugkraftstoff herstellen.

Diesen Ansatz verfolgt das Forschungsprojekt „BioFiTrop“ unter Federführung der Hochschule Hof. Fünf Partner aus Wissenschaft, Technik, Landwirtschaft und Luftfahrt wollen gemeinsam ein Verfahren entwickeln, mit dem sich Biogas direkt am Entstehungsort in flüssige Kohlenwasserstoffe umwandeln lässt. „Wir möchten ‚BioFiTrop‘ nicht als isoliertes Forschungsprojekt verstehen, sondern als Ausgangspunkt für eine neue Wertschöpfungskette“, sagt Tobias Plessing, Professor an der Hochschule Hof.

Laut einer Mitteilung der Hochschule Hof vom 16. November soll die dafür benötigte Technik aus kompakten, containerbasierten Modulen bestehen und sich an bestehende Biogasanlagen anschließen lassen. Damit könnte das Verfahren auch für kleinere landwirtschaftliche Betriebe interessant werden. Ob sich die Produktion wirtschaftlich rechnet, müssen die Projektpartner allerdings erst noch nachweisen.

Vom Biogas zum flüssigen Rohstoff

Die technische Grundlage bildet die Fischer-Tropsch-Synthese. Dafür wird das Biogas zunächst aufbereitet und in einem Dampfreformer in ein Gemisch aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid umgewandelt. Aus diesem sogenannten Synthesegas entstehen anschließend in einem speziellen Reaktor flüssige Kohlenwasserstoffe sowie Paraffine und Wachse.

Eine technische Herausforderung ist laut den Forschenden die Reaktionswärme. Sie muss kontrolliert abgeführt und möglichst im Prozess genutzt werden. Zugleich soll die Anlage weitgehend automatisch arbeiten. Ihr modularer Aufbau soll es ermöglichen, die Größe an den verfügbaren Biogasdurchsatz anzupassen.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Die Forschenden planen einen Praxistest auf dem landwirtschaftlichen Betrieb Langheinrich in Pirk, einem Ortsteil von Hof. Dort soll eine Demonstrationsanlage zunächst rund 20 Kubikmeter Biogas pro Stunde verarbeiten. Bei 100 Kubikmetern pro Stunde erwarten die Projektpartner laut Modellrechnungen rund 15 Kilogramm flüssige Kohlenwasserstoffe sowie 5,7 Kilogramm Paraffine und Wachse. Die tatsächlich erreichbare Ausbeute müssen die Versuche erst belegen.

Dezentrale Produktion, zentrale Verarbeitung

Das langfristige Konzept des Forschungsprojektes „BioFiTrop“ sieht eine dezentrale Produktion von Kraftstoffvorprodukten vor. Raffinerien sollen diese dann zu Kraftstoffen weiterverarbeiten. Dafür könnten Tankfahrzeuge die Vorprodukte bei mehreren landwirtschaftlichen Betrieben einsammeln und zu den Raffinerien transportieren. Die Hochschule Hof vergleicht dieses Modell mit einer Milchsammeltour.

Bis zum Teststart auf dem Hof planen die Partner verschiedene Schritte ein. Zunächst wollen sie den Prozess modellieren und im Labor untersuchen. Anschließend soll die Anlage in Bayreuth aufgebaut werden. Dort sollen unter anderem Temperaturführung, Automatisierung und Sicherheit geprüft werden. Danach ist der Transport nach Pirk und der Anschluss an die Biogasanlage vorgesehen.

An dem Verbund beteiligen sich neben der Hochschule Hof die Universität Bayreuth, die den Synthesereaktor entwickelt, und das Institut für Innovative Verfahrenstechnik, das sich um den Anlagenbau kümmert. Der Betrieb Langheinrich stellt den Standort bereit. Der Flughafen Hof-Plauen beteiligt sich als möglicher späterer Anwender und bringt die Anforderungen an nachhaltige Flugkraftstoffe in das Projekt ein. Das Vorhaben befindet sich noch in einem frühen Forschungsstadium. Für die Weiterentwicklung sucht der Verbund weitere Technologiepartner und Investoren. (ds) // VON DAVINA SPOHN

Zum Inhalt

WERBUNG



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

KI verlängert Lebensdauer von Transformatoren um bis zu drei Jahre



"Internet-of-Things-Sensorik" macht kritische Entwicklungen an Transformatoren frühzeitig erkennbar. Quelle: Trianel

F&E. Ein Pilotprojekt von Trianel, den Stadtwerken Tübingen und Oktogrid zeigt, wie KI-gestützte Zustandsanalysen Wartung und Investitionsplanung im Netzbetrieb verändern können.

Das „Trianel Digital Lab“, die Stadtwerke Tübingen und der Technologiepartner Oktogrid haben ein sechsmonatiges Pilotprojekt zur KI-gestützten Zustandsbewertung von Transformatoren abgeschlossen. Die Analysen von zwölf Anlagen zeigen, dass sich deren bisher angenommene Nutzungszeiträume um durchschnittlich bis zu drei Jahre verlängern könnten, heißt es in der Mitteilung von Trianel.

Das Pilotprojekt lief nach Angaben der Stadtwerke-Kooperation von Mai bis Oktober 2026. Ziel sei es gewesen, kritische Entwicklungen an Transformatoren frühzeitig zu erkennen, Wartungsmaßnahmen bedarfsgerechter zu planen und die Nutzungsdauer der Anlagen besser auszuschöpfen.

Dazu sind zwölf Transformatoren mit „Internet-of-Things-Sensorik“ (IoT) ausgestattet worden, wie die Trianel erklärt. Die nachrüstbaren Sensoren ließen sich in der Regel ohne Betriebsunterbrechung installieren. Sie erfassen Temperatur-, Vibrations-, Ultraschall- und akustische Daten, die mit vorhandenen Anlagen- und Diagnosedaten verknüpft werden. Die Auswertung liefert Hinweise auf thermische und elektrische Beanspruchungen und ermöglicht gezieltere Prüfungen und Instandhaltungsmaßnahmen, resümieren die Projektpartner.

Thermische Reserven von Transformatoren erkennbar

Ein weiterer Schwerpunkt lag auf der Verknüpfung der Zustandsdaten mit der langfristigen Lastentwicklung. Dadurch konnten thermische Reserven einzelner Transformatoren sichtbar gemacht werden, heißt es weiter. Die Stadtwerke Tübingen überprüften auf dieser Grundlage bisherige Annahmen zu Kapazitätsgrenzen und Austauschzeitpunkten. Für mehrere Anlagen hätten sich spätere potenzielle Austauschzeitpunkte ergeben. Dadurch könnten Ersatzinvestitionen verschoben und Investitionsspitzen reduziert werden.

„Das Pilotprojekt zeigt, wie die KI-gestützte Zustandsbewertung von Transformatoren den Netzbetrieb effizienter und vorausschauender machen kann. Digitale Zustandsdaten können die klassische Austauschplanung von Transformatoren sinnvoll ergänzen und so einen Mehrwert für die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit liefern“, erläutert Michel Muschkiet, Senior Projektmanager Digitalisierung bei Trianel.

Auch die Stadtwerke Tübingen sehen in den Ergebnissen eine Grundlage für eine stärker am Anlagenzustand orientierte Instandhaltung. „Wir können den Zustand und die Leistungsreserven unserer Transformatoren heute differenzierter bewerten. Die gewonnenen Erkenntnisse helfen uns, Wartungsmaßnahmen stärker am tatsächlichen Bedarf auszurichten und Investitionsentscheidungen fundierter vorzubereiten“, wird Sophia Engelbrecht, bei Stadtwerken Tübingen zuständig für strategische Planung, in der Mitteilung zitiert.

Die Projektpartner wollen nun prüfen, für welche Anlagen und Einsatzbereiche ein weiteres KI-gestütztes Monitoring sinnvoll ist. Die Ergebnisse sollen im Netzwerk des „Trianel Digital Lab“ mit weiteren Stadtwerken diskutiert werden, um die Übertragbarkeit des Ansatzes auf andere Netzbetreiber zu bewerten. (mf) // VON MANFRED FISCHER

^ Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

UNTERNEHMEN



Quelle: Katia Meyer-Tien

Stadtwerke Landsberg stellen Gasvertrieb ein

GAS. Die Stadtwerke Landsberg beenden Ende 2026 den Gasvertrieb für Tarifkunden. Energie Schwaben übernimmt die Anschlussversorgung.

Die Stadtwerke Landsberg beenden zum 31. Dezember 2026 ihren Gasvertrieb für Tarifkunden. Das teilte das kommunale Unternehmen auf seiner Internetseite mit. Es begründet den Rückzug mit den wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen auf dem Erdgasmarkt. Für die künftige Belieferung der betroffenen Kunden haben die Stadtwerke mit dem regionalen Versorger Energie Schwaben eine Anschlusslösung vereinbart.

Nach Angaben der Stadtwerke ging der Entscheidung eine Prüfung der künftigen Unternehmensausrichtung voraus. Als wesentliche Gründe für die Einstellung des Gasvertriebs nennt der Versorger steigende Beschaffungs- und Marktpreise, zunehmende regulatorische Anforderungen sowie wachsende Kosten durch die CO2-Bepreisung. Diese Faktoren erschwerten die wirtschaftliche Kalkulation des Gasgeschäfts.

Mit Energie Schwaben haben die Stadtwerke einen regionalen Energieversorger als Partner für die Anschlussversorgung gefunden. Das Unternehmen soll den betroffenen Tarifkunden eine Möglichkeit bieten, ihre Gasversorgung nach dem Rückzug der Stadtwerke fortzusetzen. Auf das Stromgeschäft der Stadtwerke Landsberg hat die Entscheidung nach Angaben der Stadtwerke keine Auswirkungen. Das Unternehmen will seine Kunden weiterhin mit Ökostrom beliefern. (hr) // VON HEIDI ROIDER

Zum Inhalt

WERBUNG

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten



Vattenfall schließt Rahmenverträge mit Nordex und Enercon



Quelle: Vattenfall

UNTERNEHMEN. Vattenfall hat mit den Herstellern Enercon und Nordex Verträge für eine engere Zusammenarbeit geschlossen. Künftig sollen die Unternehmen früher in Projekte einbezogen werden.

Der Energiekonzern Vattenfall will bei der Entwicklung von Onshore-Windparks in Deutschland enger mit den Anlagenherstellern Nordex und Enercon zusammenarbeiten, teilte das Unternehmen am 18. November mit. Dazu hat das Unternehmen mit beiden Herstellern Rahmenverträge abgeschlossen. Die Vereinbarungen laufen zunächst über drei Jahre und sehen eine Verlängerungsoption um weitere zwei Jahre vor.

Mit den Vereinbarungen verändert Vattenfall seine bisherige Beschaffungsstrategie für Windenergieanlagen. Während der Konzern die Hersteller bislang vor allem projektbezogen einbezog, sollen Nordex und Enercon künftig bereits in frühen Phasen der Projektentwicklung mitwirken. Damit will Vattenfall die technische Auslegung der Windparks, die Auswahl geeigneter Anlagen und die Projektplanung enger miteinander verzahnen. Zugleich sollen die Rahmenverträge eine Grundlage für die Abstimmung von Lieferkapazitäten und Projektzeitplänen schaffen.

„Durch die frühere Einbindung unserer Herstellerpartner können wir Projekte gemeinsam optimieren, wettbewerbsfähige Stromgestehungskosten erzielen und mehr Vorhaben bis zur Baureife führen“, erklärt Alastair Scott, Head of Sourcing im Bereich Onshore Wind bei Vattenfall. Von der Zusammenarbeit verspricht sich der Konzern zudem mehr Transparenz entlang der Lieferkette und Fortschritte bei der technischen Entwicklung der Anlagen.

„Wenn wir unsere Technologie- und Projekterfahrung bereits in einer frühen Entwicklungsphase einbringen können, lassen sich Standorte und Anlagenkonfigurationen optimal aufeinander abstimmen“, sagte dazu

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Jose Luis Blanco, CEO der Nordex Group. Auch Enercon-Chef Udo Bauer betont die Vorteile einer frühen Zusammenarbeit. Nach seinen Angaben arbeiten Vattenfall und Enercon bereits an einem ersten gemeinsamen Hybridprojekt. Darüber hinaus optimieren die Unternehmen gemeinsam Windenergieprojekte mit Blick auf die Ausschreibungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). (hr) // VON HEIDI ROIDER

Zum Inhalt

Verbund AG begibt weitere grüne Anleihe



Quelle: Fotolia / nmann77

FINANZIERUNG. Der österreichische Energiekonzern Verbund hat eine grüne Anleihe über 600 Millionen Euro platziert. Das Geld soll in Netze, erneuerbare Energien und Speicher fließen.

Die jüngste Anleihe des Energiekonzerns Verbund stieß auf eine hohe Nachfrage. Für die am 9. November platzierten Wertpapiere über 600 Millionen Euro gingen nach Angaben der Verbund AG Aufträge im Umfang von rund 2,5 Milliarden Euro ein. Damit war die Emission 4,1-fach überzeichnet.

Insgesamt beteiligten sich 129 Investoren an der Platzierung. Auf sogenannte Real-Money-Investoren, etwa Versicherungen und Fondsgesellschaften, entfielen 93 Prozent der Nachfrage. Die Anleihe hat eine Laufzeit von acht Jahren und einen festen jährlichen Kupon von 4,125 Prozent.

Es ist bereits die zweite Emission von Verbund nach dem europäischen Green-Bond-Standard im laufenden Jahr. Dieser schreibt vor, dass die Erlöse in ökologisch nachhaltige Wirtschaftsaktivitäten gemäß der EU-Taxonomie fließen müssen. Bereits im April dieses Jahres hatte Verbund eine Anleihe über 700 Millionen Euro mit einer Laufzeit von sieben Jahren und einem Kupon von 3,375 Prozent platziert. Die Verbund AG war damit der erste österreichische Emittent einer Anleihe nach diesem Standard.

Den Nettoerlös aus der nun platzierten Anleihe will die Verbund AG in Projekte in Österreich, Deutschland, Spanien, Italien und Rumänien investieren. Vorgesehen sind unter anderem Vorhaben zum Ausbau der Hochspannungsnetze. Weitere Mittel sollen in die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik sowie in den Ausbau von Speicherkapazitäten fließen. Dabei nennt das Unternehmen insbesondere Pumpspeicherkraftwerke.

Die Nachhaltigkeitsratingagentur ISS Corporate hat das Green Financing Framework und das EU Green Bond Factsheet vor der Emission geprüft. Laut Verbund bestätigte sie deren Übereinstimmung mit dem europäischen Green-Bond-Standard, der EU-Taxonomie und den Green Bond Principles 2025. (ds)

// VON DAVINA SPOHN

Diesen Artikel können Sie teilen:

Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Rheinenergie setzt weiter auf Feicht


Quelle: Rheinenergie/Hanna Witte

PERSONALIE. Der Aufsichtsrat des Kölner Versorgungsunternehmens hat Andreas Feicht vorzeitig für weitere fünf Jahre als Vorstandsvorsitzenden bestätigt.

Der Aufsichtsrat der Rheinenergie hat den Vertrag des Vorstandsvorsitzenden Andreas Feicht vorzeitig bis 2032 verlängert. Sein bisheriger Vertrag datiert bis zum 31. Juli 2027.

Feicht gehört dem Vorstand seit August 2022 an. Zuvor war er von 2019 bis 2022 Staatssekretär für Energiepolitik im Bundeswirtschaftsministerium. Von 2007 an leitete er die WSW Energie & Wasser AG sowie die WSW Wuppertaler Stadtwerke GmbH und die WSW mobil GmbH. Zudem war er als Vizepräsident Energie beim Verband kommunaler Unternehmen (VKU) tätig.

Als zentrale Aufgaben für die kommenden Jahre nennt Feicht die Wärmetransformation, den Umbau der Energiewirtschaft und die Dekarbonisierung der Energiesysteme. Auch den Einsatz Künstlicher Intelligenz (KI) für die Unternehmensentwicklung will er vorantreiben.

„Die Wärmetransformation, der weitere Umbau der gesamten Energiewelt und die Herausforderungen für die Dekarbonisierung unserer Energiesysteme sind dabei Kernaufgaben. Ebenso gilt es, die Chancen der Künstlichen Intelligenz für die weitere Unternehmensentwicklung zu nutzen“, wird Feicht in einer Unternehmensmitteilung zitiert.

In die bisherige Amtszeit des 55-jährigen Wirtschaftswissenschaftlers fällt etwa der Baubeschluss für eine Flusswasser-Wärmepumpe am Erzeugungsstandort Köln-Niehl. Darüber hinaus beteiligte sich das Unternehmen unter seiner Führung am Start-up The Mobility House, übernahm die Contracting-Sparte von EnBW und gründete eine eigenständige Verteilnetzbetreiber-Gesellschaft für die rheinische Region aus. (mf) // VON MANFRED FISCHER

Zum Inhalt

Stadtwerke Nortorf berufen neuen Vorstand



Quelle: Jonas Rosenberger

STADTWERKE. Die Stadtwerke Nortorf haben Matthias von Schassen zum zweiten Vorstand berufen. Zugleich verlängerte der Verwaltungsrat den Vertrag von Vorstandschef Hardy Schröter.

Der Verwaltungsrat der Stadtwerke Nortorf AöR in Schleswig-Holstein hat die Führungsspitze des kommunalen Versorgers neu aufgestellt. Matthias von Schassen hat zum 1. November die Position des zweiten Vorstands übernommen, teilte der Versorger am 16. November mit. Er folgt auf Torsten Manthey, der zum 31. Oktober 2026 planmäßig und im gegenseitigen Einvernehmen aus dem Amt ausschied.

Mit von Schassen besetzen die Stadtwerke eine Vorstandsposition aus den eigenen Reihen. Er arbeitet seit dem Jahr 1997 für das Unternehmen. Zuletzt verantwortete er als Abteilungsleiter die Bereiche Gas und Wasser sowie zusätzlich die Wärmeversorgung.

Von Schassen absolvierte zunächst eine Ausbildung zum Anlagenmechaniker für Versorgungstechnik bei den Stadtwerken Itzehoe. Anschließend qualifizierte er sich zum geprüften Industriemeister für Rohrnetzbau und -betrieb in der Gas- und Wasserversorgung weiter. Bei den Stadtwerken Nortorf übernahm

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

er verschiedene Führungsaufgaben. Zwischen 2008 und 2012 leitete er zudem kommissarisch die Abwasserabteilung.

Neben der Neubesetzung des zweiten Vorstandspostens beschloss der Verwaltungsrat, die Bestellung von Hardy Schröter als Vorstandsvorsitzenden bis zum 31. Dezember 2031 zu verlängern. Schröter führt die Stadtwerke Nortorf seit Juli 2025.

Vor seiner Berufung an die Unternehmensspitze war Schröter bei den Stadtwerken Nortorf unter anderem als Bereichsleiter Regenerative Energien und als Vorstand tätig. Weitere Führungspositionen übernahm er bei Hansewerk Natur sowie bei Tesla Manufacturing Brandenburg im Bereich Energieversorgung. (hr)

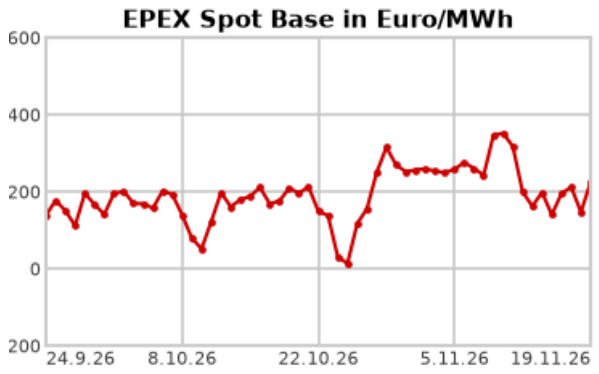
// VON HEIDI ROIDER

Zum Inhalt

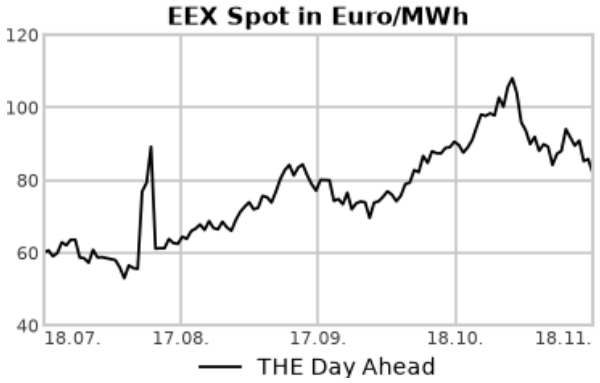
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gas und CO2 fallen, Strom zieht kräftig an



Quelle: E&M

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

Schwächer haben sich die Energiemärkte am Mittwoch präsentiert. Die Abwärtsentwicklung für Öl war jedoch so gering, dass ebenso gut von einer Seitwärtsbewegung am Ölmarkt die Rede hätte sein können. Am Ölmarkt könnte mithin die Auspreisung von Risikoprämien zu einem vorläufigen Ende gekommen sein.

Eine ähnliche Entwicklung könnte sich alsbald auch am Gasmarkt ergeben, der zudem von den niedrigen Speicherständen in Europa und der jetzt europaweit einsetzenden kühleren Witterung getrieben sein dürfte. Für Gas und Strom dürften mithin die Aufwärtsrisiken überwiegen, solange es nicht zu einem Durchbruch im

Strom: Schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Mittwoch präsentiert, der sich damit der Tendenz an den Nachbarmärkten anschloss. Der Day-ahead allerdings legte in der Grundlast um 78,50 auf 225,00 Euro je Megawattstunde zu. In der Spitzenlast ging es um 94,00 auf 253,00 Euro pro Megawattstunde nach oben. An der Börse wurde der Base mit 224,83 Euro gesehen, der Peak mit 252,64 Euro.

Auslöser der massiven Aufschläge im Day-ahead ist die deutlich geringere Erneuerbaren-Einspeiseleistung, die für den Donnerstag vorhergesagt wird. Laut Eurowind soll diese auf 19,6 Gigawatt von 46,7 Gigawatt am Berichtstag fallen. Für die Folgetage werden volatile, doch insgesamt moderate Beiträge von Wind und Solar prognostiziert. Der Tiefpunkt der Einspeiseleistung der Erneuerbaren soll am kommenden Montag mit 10 Gigawatt erreicht werden. Schon ab Freitag dieser Woche dürften in Nordwesteuropa und Deutschland die Durchschnittstemperaturen unter den saisonalen Mittelwert fallen. Für Deutschland erwartet das US-Wettermodell dabei Abweichungen von knapp 4 Grad Celsius nach unten.

Am langen Ende verlor das Cal 27 bis zum Nachmittag 3,02 auf 142,13 Euro je Megawattstunde.

CO2: Die CO2-Preise haben sich am Mittwoch schwach gezeigt. Der Dec 26 fiel bis 13.42 Uhr um 3,96 auf 83,49 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 26,8 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 87,11 Euro, das Tief bei 83,39 Euro.

Damit notierte CO2 nach Gewinnmitnahmen im Gleichklang mit den Nachbarmärkten. Auch technisch habe

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

sich der Markt verschlechtert, hieß es.
Unterdessen haben sich die Nettolongpositionen spekulativer Adressen an der ICE in der Vorwoche um 5,8 Millionen auf 49,8 Millionen Zertifikate erhöht.

Erdgas: Mit Abgaben haben sich die europäischen Gaspreise am Mittwoch gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 13.51 Uhr 2,224 auf 83,381 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE sank der Day-ahead um 1,150 auf 85,100 Euro je Megawattstunde.

Händler verwiesen auf ein langsames Auspreisen von Risikoprämien bezüglich der Straße von Hormus, nachdem sich dort der Transport von Energielieferungen stabilisiert zu haben scheint. Außerdem werde mehr LNG nach Europa importiert. Für November zeichneten sich die höchsten LNG-Mengen seit März ab. Bearish dürften sich auch die hohen Gasimporte aus Norwegen auf die Preise auswirken. Für den Berichtstag belaufen sich diese auf sehr hohe 335,5 Millionen Kubikmeter. Ein für sich genommen bullisher Faktor ist allerdings die prognostizierte kühlere Witterung für Nordwesteuropa und Deutschland. In den Heating Degree Days für Deutschland zeichnet sich der herannahende Kaltluftvorstoß bereits ab. Diese belaufen sich laut MBI Research für den Berichtstag auf 95,5 nach 89,6 am Vortag, während sich das Saisonmittel nur auf 79,0 beläuft. (cdg) // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

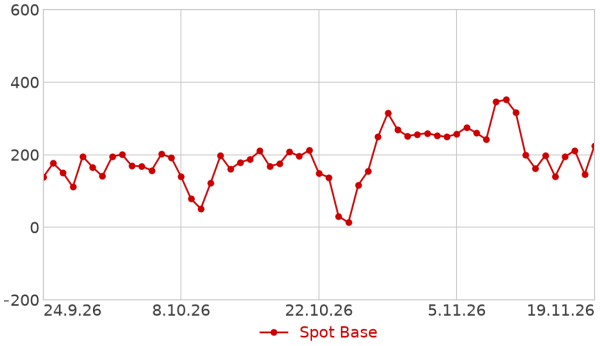
Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

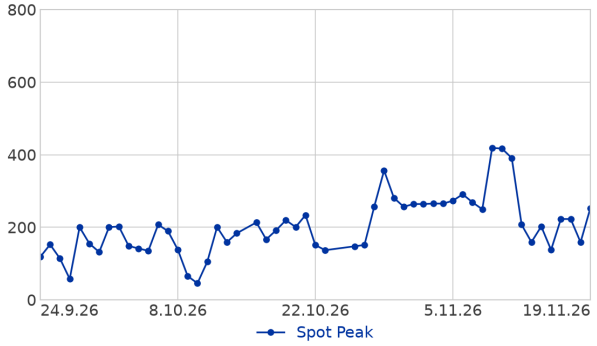
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

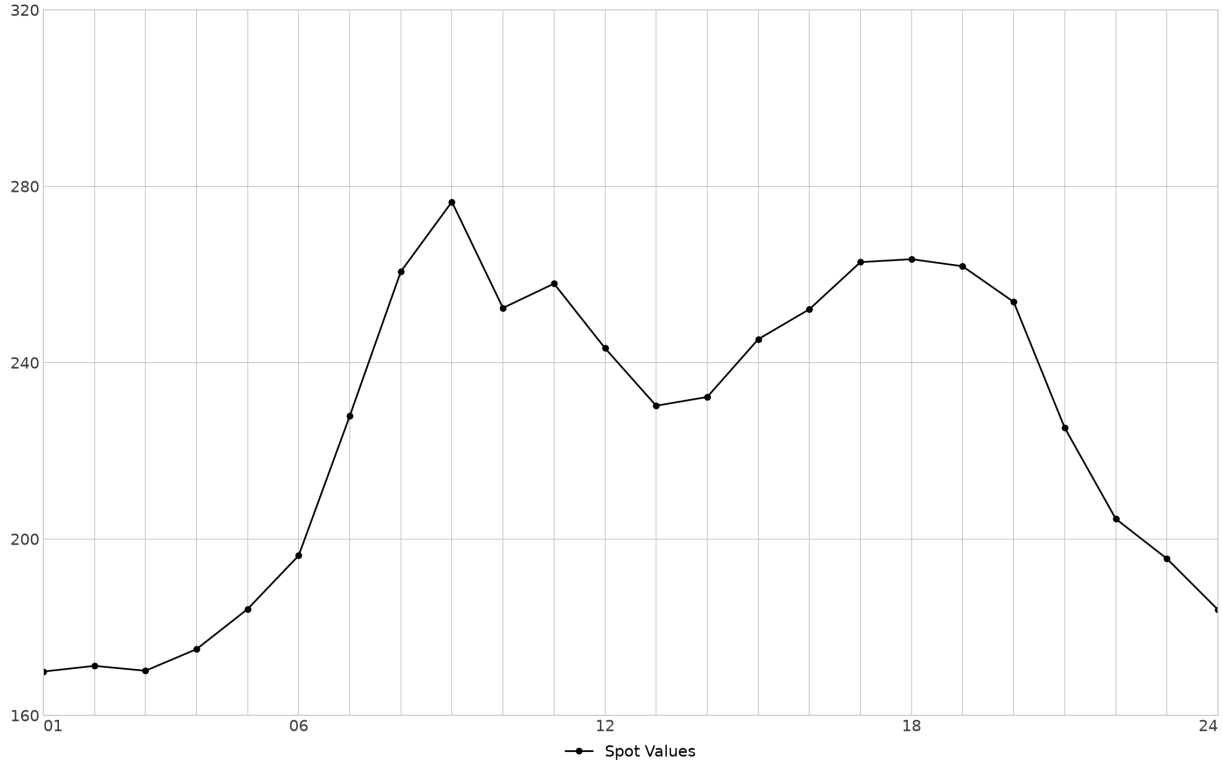
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Strom Terminmarkt

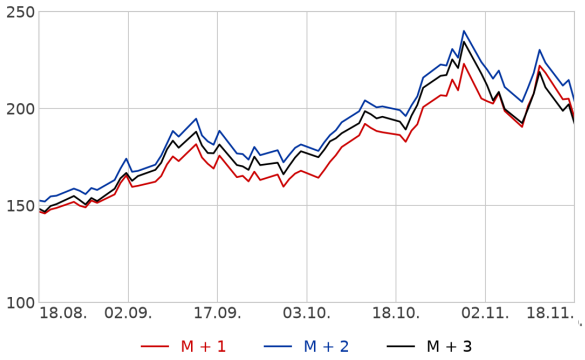
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	18.11.26	German Power Dec-2026	195,13
M2	18.11.26	German Power Jan-2027	203,80
M3	18.11.26	German Power Feb-2027	192,26
Q1	18.11.26	German Power Q1-2027	180,93
Q2	18.11.26	German Power Q2-2027	114,87
Q3	18.11.26	German Power Q3-2027	123,82
Y1	18.11.26	German Power Cal-2027	138,93
Y2	18.11.26	German Power Cal-2028	98,55
Y3	18.11.26	German Power Cal-2029	85,54

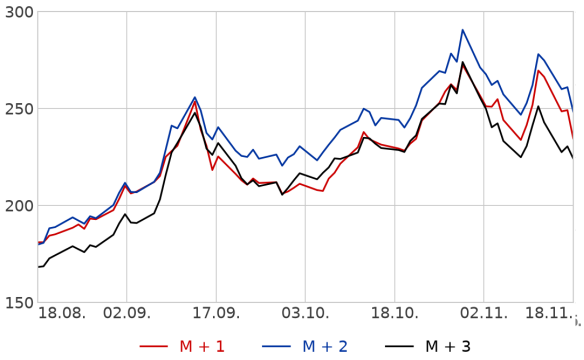
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	18.11.26	German Power Dec-2026	234,56
M2	18.11.26	German Power Jan-2027	248,43
M3	18.11.26	German Power Feb-2027	224,21
Q1	18.11.26	German Power Q1-2027	205,59
Q2	18.11.26	German Power Q2-2027	94,16
Q3	18.11.26	German Power Q3-2027	114,30
Y1	18.11.26	German Power Cal-2027	146,35
Y2	18.11.26	German Power Cal-2028	108,61
Y3	18.11.26	German Power Cal-2029	95,74

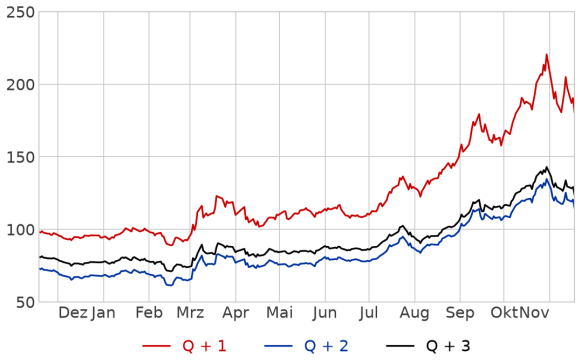
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



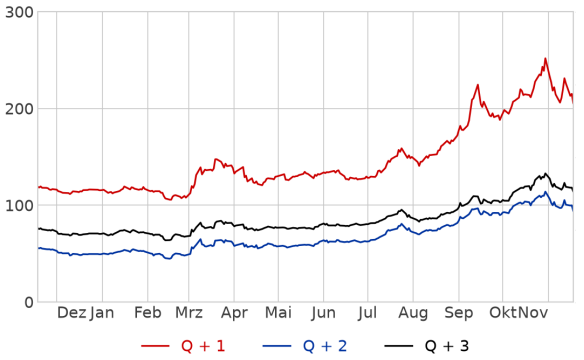
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



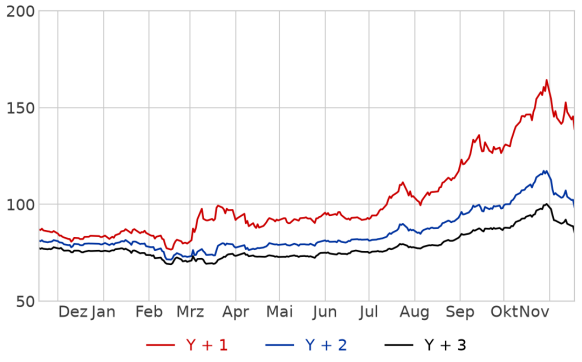
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



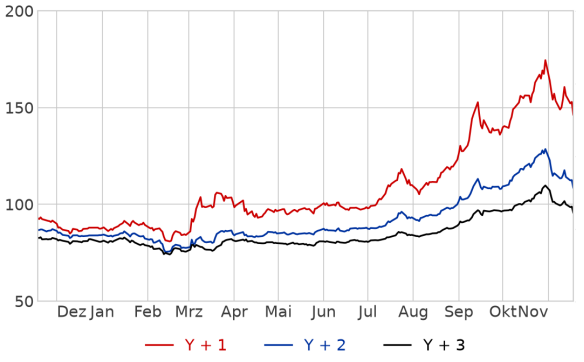
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Gas Spot- und Terminmarkt

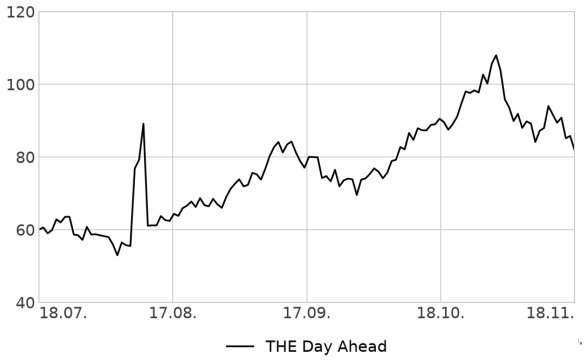
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	18.11.26	German THE Gas Dec-2026	82,25
M2	18.11.26	German THE Gas Jan-2027	82,35
Q1	18.11.26	German THE Gas Q1-2027	81,26
Q2	18.11.26	German THE Gas Q2-2027	66,11
S1	18.11.26	German THE Gas Sum-2027	63,93
S2	18.11.26	German THE Gas Win-2027	58,03
Y1	18.11.26	German THE Gas Cal-2027	67,22
Y2	18.11.26	German THE Gas Cal-2028	41,05

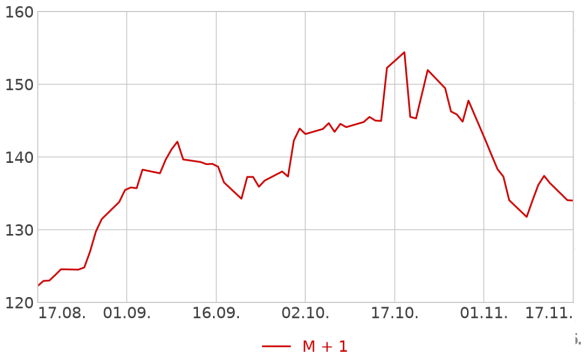
Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	18.11.26	224,83	EUR/MWh
Germany Spot peak	18.11.26	252,63	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	18.11.26	81,79	EUR/tonne
Coal API2 Dezember 2026	17.11.26	134,00	USD/tonne

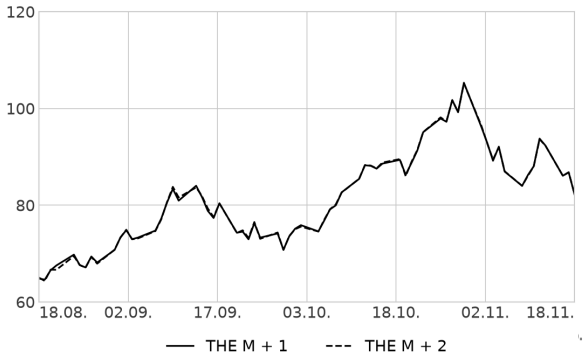
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



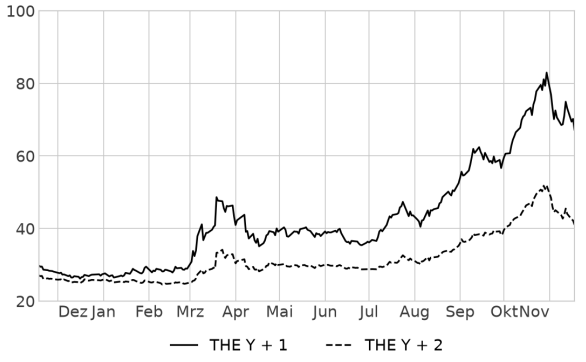
Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



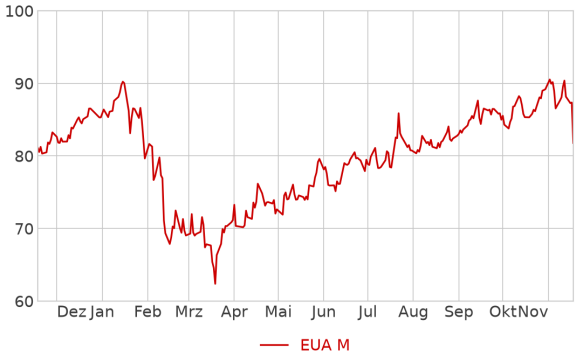
Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	18.11.26	81,92	EUR/MWh
German THE Gas Dec-2026	18.11.26	82,25	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	18.11.26	67,22	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jan-2027	18.11.26	91,95	USD/bbl

Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



EUA in Euro/t (EEX)



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

E&M STELLENANZEIGEN

Sachbearbeiter (m/w/d) Logistik und Bestände

Sachbearbeiter (m/w/d) im Bereich Logistik und Bestände beim Erdölbevorratungsverband in Hambur…

in Hamburg

10.11.2026

Angestellter · Festanstellung · Betr. Altersvorsorge / Flexible Arbeitszeit

Professur W 2 Gebäudeenergiesysteme und -automation

Gesucht wird eine Persönlichkeit, die das Fachgebiet in Lehre, angewandter Forschung und Entwicklu…

in Amberg

05.11.2026

Festanstellung

Elektromeisterin für die Arbeitsplanung im Netzbetrieb (a*)

Was du bewegst Das Planen, Koordinieren und Beauftragen von Bau- und Instandhaltungsarbeiten ge…

in Hamburg (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

Weiterbildung

Sachgebietsleiter:in (w/m/d) Ökologie und Landschaftsplanung

Stadtplanungsamt Ein guter Plan ist das Fundament nachhaltiger Entwicklung. Darum suchen wir Sie …

in frankfurt am main

vor 2 h

Freie Mitarbeit

Referent Vertragsmanagement (m/w/d) Erneuerbare Energien (Sofort einstellen)

Bring frischen Wind in dein Berufsleben! Wir bei wpd entwickeln und betreiben Onshore-Wind- und Sol…

in Bremen

vor 2 h

Ausbildung / Freie Mitarbeit

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

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

IHRE E&M REDAKTION:

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

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

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

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

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

Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie

Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung

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

Korrespondent Brüssel: **Tom Weingärnter**
Korrespondent Wien: **Klaus Fischer**
Korrespondent Zürich: **Marc Gusewski**
Korrespondenten-Kontakt: **Kerstin Bergen**

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.

Ständige freie Mitarbeiter:
Volker Stephan
Manfred Fischer
Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**

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

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

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: