



TOP-THEMA

POLITIK & RECHT

HANDEL &

MARKT

TECHNIK

UNTERNEHMEN

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

STROM

GAS

ZAHL DES TAGES

79,61 €/MWh

28,23 €/MWh

12,28

Epex Spot DE-LU Day Base

EEX Spot THE (End of Day)

STUDIEN

Finanzierungslücke
beim Netzausbau
schließen

STROMNETZ

Sichere
Testumgebung für
das Steuern im Netz

STADTWERKE

Neue Partner für
Lübecker
Digitaltochter

Milliarden kWh Strom erreichte
der PV-Eigenverbrauch im Jahr
2024. Das entsprach einem An-
teil von rund 17 Prozent an der
Nettostromerzeugung aus Photo-
voltaik.

Inhalt

TOP-THEMA

→ **RECHT:** Umweltschutzverband klagt gegen Pumpspeicher-Projekt

POLITIK & RECHT

- **STUDIEN:** Finanzierungslücke beim Netzausbau schließen
- **POLITIK:** Bundestag verabschiedet Umsetzung von RED III
- **WINDKRAFT OFFSHORE:** Bundestagsbeschluss zu Offshore-Regeln kritisiert
- **WINDKRAFT OFFSHORE:** Wilhelmshaven soll Offshore-Millionen erhalten

HANDEL & MARKT

- **GAS:** Chinas Energiestrategie zeigt globale Wirkung
- **FINANZIERUNG:** Tennet erweitert seinen Finanzierungsspielraum
- **PHOTOVOLTAIK:** Fraunhofer ISE quantifiziert PV-Eigenverbrauch in Deutschland
- **VERTRIEB:** Arbeitspreis für Strom in München sinkt deutlich

TECHNIK

- **STROMNETZ:** Sichere Testumgebung für das Steuern im Netz
- **GEOTHERMIE:** Geothermieprojekt in Geretsried gestartet
- **STATISTIK DES TAGES:** Erwarteter Verteilernetzausbau von 2022 bis 2032

UNTERNEHMEN

- **STADTWERKE**: Neue Partner für Lübecker Digitaltochter
 - **STROMSPEICHER**: Stadt billigt Brunsbüttel-Speicher
 - **WIRTSCHAFT**: Verbio blickt nach Verlustjahr optimistisch auf neues Jahr
 - **STROMSPEICHER**: Sigenergy schließt vielfältige Kooperationen
-

MARKTBERICHE

- **MARKTKOMMENTAR**: Wenig Bewegung an den Märkten
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Umweltschutzverband klagt gegen Pumpspeicher-Projekt



Quelle: Fotolia / Stefan Welz

RECHT. Das im September behördlich ausgesprochene Baurecht für den größten Pumpspeicher Bayerns wird doch rechtlich angefochten, und zwar vom BUND-Landesverband. Dies empört einen Minister.

Im September hatte der österreichische Stromkonzern Verbund den Genehmigungsbescheid für das Pumpspeicherwerk Riedl im Landkreis Passau und damit das Baurecht erhalten. Hätte niemand dagegen geklagt, hätten die Bagger rollen können. Doch jetzt macht der bayerische Vizeministerpräsident und Wirtschaftsminister Hubert Aiwanger die Klage des Bund Naturschutzes (BN), des bayerischen Landesverbandes des BUND, gegen das Vorhaben in einer Mitteilung öffentlich.

Der Freie-Wähler-Vorsitzende wirft dem BN vor, mit der Klage die Nutzung erneuerbarer Energien zu behindern. Jede Verzögerung führe dazu, dass Erzeugung aus Wind- und Solarenergie abgeregelt werden müsse und in Engpasszeiten Gaskraftwerke einspringen, was zusätzliche CO2-Emissionen verursache und die regionale Wirtschaft belaste.

Aiwanger kritisiert zudem, der Verband habe die Klage bereits beschlossen, bevor der endgültige Genehmigungsbescheid mit allen Auflagen und Gutachten vorlag, und spricht von ideologischer Stimmungsmache. Die im Verfahren erhobenen Einwände seien bereits im Bescheid abgearbeitet und zurückgewiesen worden. Er fordert den BUND auf, die Klage zurückzuziehen.

Verbund will 400 Millionen Euro investieren

Das Projekt Riedl soll bis 2031/32 als größtes bayerisches Speicherkraftwerk mit 300 MW Leistung und einer Speicherkapazität von 3,5 Millionen kWh realisiert werden. Es gilt als Vorhaben von vorrangigem europäischem Interesse (IPCEI). Die Anlage soll überschüssigen Strom aus Wind- und Solaranlagen aufnehmen, damit Wasser in ein Oberbecken pumpen, bei Strombedarf wieder ins Unterbecken strömen lassen und den dann erzeugten Turbinenstrom ins Netz einspeisen und so das Netz stabilisieren helfen.

Der Verbund will laut Landingpage 400 Millionen Euro in den Speicher bei Untergriesbach-Jochenstein an der Donau investieren. Geplant ist ein von unten unsichtbarer Speichersee mit 4,2 Millionen Kubikmetern Fassungsvermögen und einer Oberfläche des Oberbeckens von 24 Hektar. Die Pumpen können pro Sekunde 83 Kubikmeter hochpumpen, im Turbinenbetrieb strömen 103 Kubikmeter pro Sekunde über eine Fallhöhe von 332 Metern hinunter und treiben zwei 150-MW-Turbinen an.

Aiwanger contra Aigner-Linie

Die Historie des Vorhabens ist verwinkelt und langatmig. Es soll eine Ergänzung des Laufwasserkraftwerks Jochenstein werden, das wie der Speicher von der Jochenstein AG getragen wird. Früher war daran auch Eon beziehungsweise Uniper beteiligt. Nachdem eine Realisierung von oben herab gescheitert war, rollte die Jochenstein AG in den Zehnerjahren das Planfeststellungsverfahren neu auf, mit mehr Bürgerbeteiligung.

Widerstand kommt vor allem von den Bauern, die für das Oberbecken Land hergeben müssten, und von ortsfremden Umweltschutz-Aktivisten. Zwischenzeitlich verkaufte Uniper seine Anteile an den Verbund.

Die Unterstützung des Vorhabens durch einen bayerischen Wirtschaftsminister ist nicht selbstverständlich: Aiwaners CSU-Vorgängerin Ilse Aigner hatte in ihrer Amtszeit den Pumpspeicher Jochberg im bayerischen Oberland verhindert. // **VON GEORG EBLE**

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

**Beschleunigen Sie mit uns
Ihre Reise Richtung digitalem,
dekarbonisiertem
Netz der Zukunft.**

Besuchen Sie uns:
E-world 2026
10.-12.02.2026
Stand: 6L112

[Jetzt Gratisticket sichern](#)




POLITIK & RECHT

Quelle: Fotolia / Minerva Studio

Finanzierungslücke beim Netzausbau schließen

STUDIEN. Drei Thinktanks legten eine Studie vor, die den Eigenkapitalbedarf deutscher Energieversorger bis 2035 taxiert und Instrumente zur Schließung der Finanzierungslücke empfiehlt.

Die rund 900 Energieversorgungsunternehmen in Deutschland benötigen bis 2035 zusätzlich 68 Milliarden Euro Eigenkapital für den Ausbau der Strom- und Wärmenetze. Das geht aus einer gemeinsamen Analyse von Agora Energiewende, der Stiftung Klimaneutralität und dem in Frankfurt/Main tätigen Dezernat Zukunft hervor.

Laut den Organisationen lassen sich staatliche und unternehmerische Maßnahmen kombinieren, um den Bedarf auf etwa 12 Milliarden Euro zu senken. Die Studie zeigt erhebliche Unterschiede in der Finanzkraft der Branche und betont, dass vor allem kleinere kommunale Versorger an Grenzen stoßen.

Die drei Thinktanks haben die Energieversorgungsunternehmen nach Bilanzgröße, Eigenkapitalquote, Versorgungsgebiet und Gesellschafterstruktur in sieben Cluster eingeteilt. Auf dieser Basis schätzen sie regionalisiert und nach Geschäftssparten getrennt den jeweiligen Kapitalbedarf. Laut der Untersuchung zählt mehr als die Hälfte der Unternehmen zu Clustern mit erhöhtem Eigenkapitalbedarf. Diese Unternehmen versorgen rund drei Viertel aller Haushalte. Lediglich einige private Konzerne und finanzstarke Stadtwerke können die anstehenden Investitionen ohne zusätzliche Unterstützung stemmen.

Netzausbau unumgänglich

Die Deutschlanddirektorin von Agora Energiewende Julia Bläsius sagte, steigende CO2-Preise, höhere Gasnetzentgelte und der Trend zur Elektrifizierung belasteten das Gasgeschäft vieler Versorger. Die Unternehmen müssten deshalb ihre Wärme- und Strominfrastruktur ausbauen, um langfristig stabile Einnahmen zu sichern. Sie betonte, dass neue Finanzierungsmodelle notwendig seien, damit Versorger mit geringen Eigenmitteln ihre Kundschaft weiterhin zuverlässig mit CO2-freier Energie versorgen können.

Janek Steitz, Direktor beim Dezernat Zukunft, erläutert laut der Organisation, dass der größte Teil der Investitionen bis 2035 anstehe. Viele Unternehmen seien auf zusätzliches Fremd- und Eigenkapital angewiesen, wofür staatliche Unterstützung notwendig sei. Nach dem Jahr 2035 gehe der Investitionsbedarf zurück, sodass Versorger Eigenkapital wieder abbauen könnten.

Hebel um Kapital einzuwerben

Die Studie beschreibt mehrere Hebel, mit denen Bund, Länder und Unternehmen Kapital mobilisieren können. Staatliche Kreditgarantie- und Kreditaufkaufprogramme sollen Risiken privater Kapitalgeber reduzieren und die Fremdkapitalaufnahme erleichtern. In Kombination mit regulatorischen Anpassungen lasse sich der Eigenkapitalbedarf so um rund 37 Milliarden Euro senken. Zudem kalkulieren die Studienautorinnen und -autoren, dass private Konzerne und wohlhabende Stadtwerke etwa 15 Milliarden Euro aus eigenen Mitteln bereitstellen könnten.

Zeitweise sinkende Gewinnausschüttungen hätten dagegen aufgrund angespannter kommunaler Haushalte nur begrenztes Potenzial, könnten den Bedarf jedoch um weitere 5 Milliarden Euro verringern. Am Ende verbleiben laut Studie rund 12 Milliarden Euro, die öffentliche Mittel decken müssten. Die Thinktanks schlagen dafür eine bundes- oder landeseigene Gesellschaft vor, die Eigenkapital über ein Fondsmodell einbringt. Versorger sollen Projekte in eigene Gesellschaften ausgliedern, die ein solcher Fonds bündelt. Durch die Verbindung von öffentlichem Kapital und diversifizierten Projekten könne das Modell auch private Investoren ansprechen.

Thomas Losse-Müller, Direktor der Stiftung Klimaneutralität, sagte, klassische Finanzierungswege reichten weitgehend aus, um den größten Teil des Bedarfs aufzubringen. Für den verbleibenden Betrag brauche es jedoch ein neues, überwiegend öffentliches Instrument. Er verweist auf die Möglichkeit, einen Energie-Infrastruktur-Fonds unter dem Dach des Deutschlandfonds einzurichten. Die Bundesregierung müsse nun über die konkrete Ausgestaltung entscheiden.

Die **Studie „Investitionen in eine zukunftsfähige Daseinsvorsorge“** steht im Internet bereit.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Sparen Sie bis zu 45% Ihrer Stromkosten durch smarte Batteriespeicher.

Eigenverbrauch steigern

Lastspitzen kappen

Einkauf optimieren

Energie handeln

von der Analyse bis zum Betrieb alles aus einer Hand

 **voltvera**

📞 +49 251 62 73 021
✉️ info@voltvera.de

Jetzt kostenlose
Potenzialanalyse
vereinbaren


Bundestag verabschiedet Umsetzung von RED III



Quelle: Deutscher Bundestag / Thomas Imo / photothek

POLITIK. Das Gesetz zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie in den Bereichen Windenergie auf See und Stromnetze wurde vom Parlament durchgewunken.

Der Deutsche Bundestag hat am Abend des 4. Dezember den Gesetzentwurf der Bundesregierung „zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie in den Bereichen Windenergie auf See und Stromnetze (RED III)“ mit Mehrheit verabschiedet.

Im Parlament stützten Union und SPD das Vorhaben. AfD, Bündnis 90/Die Grünen und Die Linke votierten dagegen. Damit setzt die Koalition zentrale Vorgaben der als RED III bekannten EU-Richtlinie in deutsches Recht um. Ziel sei es, Genehmigungen für Windenergieanlagen auf See sowie für Stromnetze zu beschleunigen. Dazu zählten Offshore-Anbindungsleitungen, Übertragungsnetze und Verteilnetze, heißt es vom Deutschen Bundestag

Kern des Gesetzes sind neue Instrumente zur Verfahrensvereinfachung. Für die Offshore-Windenergie werden „Beschleunigungsflächen“ vorgesehen. Für Netzinfrastruktur sieht das Gesetz „Infrastrukturgebiete“ vor, die sich auf Übertragungsnetze, Verteilnetze und Offshore-Anbindungsleitungen beziehen. Für diese Flächen und Gebiete sollen verschlankte Zulassungsverfahren gelten. Die Bundesregierung verbindet damit die Erwartung, dass Entscheidungen schneller, einfacher und rechtssicherer erteilt werden können.

Mit einem Änderungsantrag von CDU/CSU und SPD erhält das Ausschreibungsregime zusätzliche Flexibilität. Hintergrund ist eine leer gelaufene Offshore-Ausschreibungsrounde. Für das Ausschreibungsjahr 2026 werden die Mengen demnach von 2.500 MW auf bis zu 5.000 MW ausgeweitet. Die Anpassung soll ermöglichen, kurzfristiger auf Marktsignale zu reagieren.

Der Energieverband BDEW fordert ungeachtet des Gesetzesbeschlusses grundlegende Nachjustierungen beim Ausschreibungsdesign und bei der Flächenplanung. BDEW-Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae verwies in einer Mitteilung auf ausbleibende Gebote in einer Offshore-Ausschreibungsrounde im August sowie auf ein zuvor gesunkenes Interesse im Juni. Aus Sicht des Verbands müssten Parameter des Ausschreibungsdesigns und der Flächenplanung „umfassend überarbeitet“ werden, um einen investitionsfähigen Rahmen zu sichern.

Andreae betonte zugleich, dass eine Novelle des Wind-auf-See-Gesetzes und die Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans Zeit benötigten. Einzelne Maßnahmen zur Risikoreduzierung, etwa die Verlängerung der Realisierungsfrist für Offshore-Windparks auf zwölf Monate, seien zwar aufgenommen worden, reichten nach Einschätzung des Verbands aber voraussichtlich nicht aus, um die nächsten Flächen erfolgreich zu vergeben. Der BDEW hatte gemeinsam mit der Offshore-Wind-Branche eine Verschiebung der Ausschreibungen auf das 4. Quartal 2026 vorgeschlagen.

Als wachsende Risikotreiber für Entwickler von Windparks auf hoher See nennt der Verband höhere Projekt- und Kapitalkosten infolge geopolitischer Spannungen und Lieferkettenengpässen sowie schwerer kalkulierbare Preis- und Mengenrisiken im Strommarkt. Zusätzlich werde eine hohe Bebauungsdichte auf dem Meer zunehmend kritisch gesehen, weil die angestrebten Vollaststunden der Windanlagen durch Verschattungseffekte sinken könnten.

Der BDEW verweist in diesem Zusammenhang auf Optimierungsvorschläge aus Juli 2025, die aus Verbandssicht auch volkswirtschaftliche Kosten senken können. // **VON STEFAN SAGMEISTER**

Bundestagsbeschluss zu Offshore-Regeln kritisiert



Quelle: Georg Eble

WINDKRAFT OFFSHORE. Der Bundestag hat ein Gesetz zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie beschlossen, das Verfahren für Offshore-Windenergie beschleunigen soll. Verbände regieren mit Pro und Kontra.

Am Abend des 4. Dezembers hat der Bundestag das Gesetz zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie (RED III) für Windenergie auf See und Stromnetze nach einer kurzen Debatte angenommen (wir berichteten). Der Ausschuss für Wirtschaft und Energie hatte zuvor eine geänderte Fassung empfohlen. Das Gesetz soll zentrale Vorgaben der EU-Richtlinie 2018/2001 in deutsches Recht überführen und Genehmigungen vereinfachen. Hintergrund ist das Ziel der Europäischen Union, bis 2030 einen Anteil erneuerbarer Energien von mindestens 42,5 Prozent an der Stromerzeugung zu erreichen.

Laut Bundesregierung zielt die Regelung darauf ab, Verfahren für Offshore-Windenergieanlagen sowie für Offshore-Anbindungsleitungen, Übertragungsnetze und Verteilnetze zu beschleunigen. Das Gesetz führt sogenannte Beschleunigungsflächen für die Windenergie auf See sowie Infrastrukturgebiete für netzrelevante Vorhaben ein. Auf diesen Flächen sollen künftig verschlankte Zulassungsverfahren gelten, damit Behörden Entscheidungen schneller und rechtssicherer treffen können.

Die Bundesregierung will als Reaktion auf die leer gelaufene Ausschreibungsrounde im August 2025 die Ausschreibungsmengen für das Jahr 2026 von 2.500 auf bis zu 5.000 MW anheben. Außerdem sieht das Gesetz vor, Verträglichkeitsprüfungen für Natura-2000-Gebiete auf Grundlage vorhandener Daten vorzunehmen. Wenn solche Daten nicht vorliegen, sollen keine zusätzlichen Kartierungen notwendig sein.

Windkraftbranche mit weiteren Forderungen

Verbände aus der Branche begrüßten einzelne Elemente, sehen aber weiteren Handlungsbedarf. Der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA Power Systems) begrüßt die Verlängerung der Inbetriebnahmefrist für Offshore-Windenergieanlagen von sechs auf zwölf Monate. Geschäftsführer Dennis Rendschmidt erklärte, die bisherigen Anpassungen reichten jedoch nicht aus, um bezuschlagte Projekte zuverlässig umzusetzen.

Er forderte daher weitere Reformen des Windenergie-auf-See-Gesetzes. „Die Bundesregierung muss einen verlässlichen Rahmen schaffen, damit Projekte realisiert werden“, so Rendschmidt. Dazu gehöre die Verfestigung des Ausbauvolumens, das Ende negativer Gebote, die Einführung doppelseitiger Differenzverträge, die Anpassung qualitativer Kriterien und die konsequente Umsetzung des Net Zero Industry Acts der EU. Aus Sicht des Verbandes sollten zudem Flächenzuschnitte besser dimensioniert werden. Laut VDMA läuft die Konsultation zur Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes bis Weihnachten. Anpassungen sollten nach Vorstellung des Verbandes möglichst schon 2026 wirksam werden.

Naturschutz könnte leiden

Kritik kommt von Umweltverbänden. Der WWF Deutschland warnt vor einer zu weitgehenden Ausweitung von Beschleunigungsgebieten. Der Verband kritisiert, dass dabei Umweltprüfungen weitgehend entfallen könnten. Meeresschutzexpertin Carla Langenkamp sagte, der Ausbau der Offshore-Windenergie müsse im Einklang mit nationalem und europäischem Naturschutzrecht stehen.

Nach Einschätzung des WWF verschlechtert sich der ökologische Zustand von Nord- und Ostsee seit Jahren. Deshalb sei eine naturverträgliche Umsetzung der RED III aus Sicht des Verbands zwingend notwendig. Der WWF argumentiert, es brauche keine zusätzlichen Beschleunigungsgebiete, die in sensiblen Meeresbereichen zu geringeren Umweltstandards führen könnten.

Langenkamp betonte, der Umstieg auf erneuerbare Energien sei notwendig, dürfe aber nicht zulasten des Meeresschutzes erfolgen. Der Verband sieht in den aktuellen gesetzlichen Regelungen einen Rückschritt, da etablierte Umweltprüfungen wie die Umweltverträglichkeitsprüfung oder artenschutzrechtliche Bewertungen entfallen könnten. Laut WWF sieht die RED III solche Absenkungen nicht ausdrücklich vor.

Das [Rechtsgutachten des WWF zum Meeresschutz](#) steht als PDF zum Download bereit.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Wilhelmshaven soll Offshore-Millionen erhalten



Quelle: Georg Eble

WINDKRAFT OFFSHORE. Trotz Kritik hält die niedersächsische Landesregierung an dem Plan fest, der Stadt Wilhelmshaven einen Großteil der Steuereinnahmen für die Offshore-Windkraft zuzuweisen.

Finanzminister Gerald Heere geht davon aus, dass das Kabinett bald den entsprechenden Beschluss fassen wird. „Aus der Verbandsbeteiligung hat sich aus unserer Sicht kein signifikanter Anpassungsbedarf ergeben“, sagte der Grünen-Politiker.

Der Minister betonte, die gemeinsame Entscheidung seines Ressorts mit dem Innenministerium und der Staatskanzlei sei „gut abgewogen“. Auch die kommunalen Spitzenverbände bezeichneten die Lösung als vertretbar, sagte Heere. Mit der Zuweisung an Wilhelmshaven werde verhindert, dass das Geld an andere Bundesländer gehen könnte. „So sichern wir Steuereinnahmen in erheblicher Höhe für unsere Kommunen ab, die sonst zu zwei Dritteln in andere Länder abfließen und uns in Niedersachsen damit verloren gehen würden“, sagte Heere.

Warum Wilhelmshaven aus Sicht des Landes die beste Lösung ist

Die Steuereinnahmen für die Windparks auf See sollen sich allein 2026 auf rund 110 Millionen Euro belaufen. Für 2026 sieht eine Modellrechnung zur Verteilung so aus: Über den kommunalen Finanzausgleich sollen rund 65 Millionen Euro auf andere niedersächsische Kommunen umverteilt werden. Das Land erhält über eine Umlage 9 Millionen Euro. Für den Haushalt der finanzschwachen Stadt Wilhelmshaven blieben demnach etwa 36 Millionen Euro übrig.

Heere zufolge haben Berechnungen des Innenministeriums ergeben, dass die Entscheidung für Wilhelmshaven somit den größten Nutzen für die gesamte kommunale Ebene bringt. „Damit ist das für die kommunale Familie als ganzes die günstigste und solidarischste Lösung“, sagte der Minister. Die tatsächlichen Auswirkungen sollen regelmäßig überprüft werden.

Vorwürfe einzelner Gemeinden, die Verteilung sei ungerecht, weist der Minister zurück. „Es ist am rechtssichersten und praktikabelsten, die Hebeberechtigung einer einzelnen Gemeinde zuzuweisen.“ Andere Bundesländer gingen ähnlich vor: Schleswig-Holstein etwa ordnete die Offshore-Gewerbesteuer seit fast 20 Jahren Helgoland zu, Mecklenburg-Vorpommern plane eine ähnliche Verteilung. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

 HANDEL & MARKT

Quelle: Shutterstock / MVelishchuk

Chinas Energiestrategie zeigt globale Wirkung

GAS. Milliardeninvestitionen, Beteiligungen an Förderprojekten, neue Abkommen: China spielt im Öl- und Gasgeschäft in Zentralasien eine immer größere Rolle.

China baut seinen Einfluss im zentralasiatischen Öl- und Gassektor kontinuierlich aus - durch milliardenschwere Investitionen, langfristige Lieferabkommen und strategische Partnerschaften. Von Kasachstan bis Turkmenistan sichern sich chinesische Staatskonzerne Zugänge zu Förder- und Pipelineprojekten, finanzieren neue petrochemische Anlagen und werden zu zentralen Akteuren der regionalen Energiearchitektur.

In Kasachstan könnte sich derzeit ein seltener Einstiegspunkt für Beijing eröffnen. Wegen westlicher Sanktionen erwägt Lukoil den Ausstieg aus dem Offshore-Projekt Kalamkas-Khazar im Kaspischen Meer, dessen Entwicklung sich bereits verzögert. Branchenbeobachter spekulieren daher über chinesisches Interesse an Lukoils 50-Prozent-Anteil. Das Projekt gilt als vielversprechend: Frühere Schätzungen gehen von 81 Millionen Tonnen Öl und 22 Milliarden Kubikmetern Gas aus, zudem wurden neue Lagerstätten nachgewiesen.

Gleichzeitig haben beide Länder 2025 umfangreiche Energieabkommen geschlossen. Präsident Kassym-Jomart Tokajew präsentierte Vereinbarungen im Wert von 1,5 Milliarden Dollar allein für den Energiesektor. Dazu zählt ein milliardenschwerer Gaschemiekomplex in der Region Aktöbe, den die China National Petroleum Corporation (CNPC) gemeinsam mit kasachischen Partnern umsetzen soll. Weitere Projekte betreffen Pipeline-Infrastruktur für Ethananolanlagen, neue Explorationslizenzen sowie gemeinsame petrochemische Vorhaben zwischen Sinopec und KazMunayGas.

Wachsende Bedeutung

Auch in Usbekistan verstärkt China seine Position. Dort verhandelte das Energieministerium 2024 und 2025 mit CNPC über die Modernisierung der Gasförderung, neue Kondensatfelder und den Ausbau von Speicheranlagen. CNPC hat bisher mehr als 5 Milliarden Dollar investiert und treibt mit Uzbekneftegaz gemeinsam den Ausbau der zentralasiatisch-chinesischen Gaspipeline voran. Für Taschkent, das seit Jahren mit sinkender Gasproduktion kämpft, ist chinesisches Kapital zu einem unverzichtbaren Stabilitätsfaktor geworden.

In Turkmenistan wiederum entwickelt CNPC die vierte Phase des gigantischen Gasfelds Galkynysh - mit einer geplanten Jahreskapazität von 10 Milliarden Kubikmetern. Bereits heute bezieht China rund 40 Milliarden Kubikmeter turkmenisches Gas pro Jahr über drei Leitungen. Mit der Fertigstellung der neuen „Line D“ soll die Gesamtkapazität auf 65 Milliarden Kubikmeter steigen, was Turkmenistans Abhängigkeit von China weiter verstärken würde.

Während westliche Unternehmen selektiver agieren und Russland an Einfluss verliert, nutzt China seine finanziellen Ressourcen, schnelle Projektumsetzung und industrielle Kapazitäten, um die strategische Infrastruktur der Region maßgeblich mitzugehen zu gestalten. Damit entsteht schrittweise eine neue energiepolitische Ordnung, in der das Reich der Mitte weit mehr als ein Käufer von Rohstoffen ist.

// VON ANDREA KRAUS

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Das Upgrade für Ihre Biogasanlage!

Biogasaufbereitung & CO₂-Verflüssigung

- ✓ CO₂-Verflüssigung: Nachrüstbar bei allen Biomethanbestandsanlagen
- ✓ Standardisiert & modular
- ✓ Über 20 Jahre Erfahrung

www.bright-renewables.de

BIOGAS Convention & Trade Fair 2025: Nürnberg, 9. Bis 11. Dezember am Stand B82, Halle 09

Tennet erweitert seinen Finanzierungsspielraum



Quelle: Fotolia / nmann77

FINANZIERUNG. Tennet Germany führt ein neues Anleiheprogramm ein, das künftige Finanzierungen strukturieren soll. Der Rahmen soll zusätzliche Optionen für Kapitalmarkttransaktionen ermöglichen.

Der Übertragungsnetzbetreiber legt einen neuen Finanzrahmen auf, über den das Unternehmen künftige Anleihen flexibel am Kapitalmarkt platzieren will. In einer Mitteilung vom 3. Dezember gibt Tennet Germany die erstmalige Auflage eines sogenannten „Debt Issuance Programmes (DIP)“ bekannt.

Ein DIP ist ein fester Finanzierungsrahmen, der es einem Unternehmen erlaubt, jederzeit und in unterschiedlich ausgestalteten Formen Anleihen am Kapitalmarkt auszugeben. Ein solches Programm legt fest, welche Arten von Schuldtiteln (etwa Anleihen, Schuldverschreibungen oder Obligationen) ausgegeben werden dürfen, in welchen Währungen und mit welchen Laufzeiten. Für Marktakteure der Energiewirtschaft ist das relevant, da damit Investitionen in Infrastruktur finanziell langfristig planbarer werden.

Das DIP umfasst ein Gesamtvolumen von 35 Milliarden Euro. Diese Obergrenze bestimmt, bis zu welchem Betrag Anleihen über den festgelegten Rahmen emittiert werden können. Nach eigenen Angaben plant Tennet Germany, sowohl klassische Senioranleihen als auch hybride Instrumente in unterschiedlichen Währungen zu nutzen. Dadurch sollen neue Gruppen internationaler Investoren angesprochen werden.

Zur Erklärung: Senioranleihen sind herkömmliche Anleihen, über die sich Tennet Geld am Kapitalmarkt leihst, sich aber dazu verpflichtet, es später zurückzuzahlen. Hybride Finanzierungsinstrumente funktionieren ebenfalls wie Anleihen, gelten aus Sicht von Ratingagenturen jedoch teilweise als Eigenkapital, weil sie längere Laufzeiten und besondere Rückzahlungsregeln aufweisen.

Kapitalmarktstruktur für den Netzausbau

Das Unternehmen verweist darauf, dass die Einführung des Programms zeitlich an die Veröffentlichung des „Green Finance Frameworks“ und des „European Green Bond Factsheets“ vom 11. November dieses Jahres anschließt. Tennet betont, dass das neue Programm die Ausrichtung auf nachhaltige Finanzierungsinstrumente verstärkt.

Diese Instrumente sollen künftig eine größere Rolle spielen, da sie Projekte unterstützen, die den Ausbau erneuerbarer Energien und die Anpassung der Netzinfrastruktur ermöglichen. Das Unternehmen verweist auf den steigenden Strombedarf hin, der flexible Netzstrukturen erforderlich macht. Mit rund 5.000 Mitarbeitern betreibt es über 14.000 Kilometer Stromleitungen und bindet mehr als ein Drittel der Offshore-Windkapazität der Europäischen Union an.

Tennet verweist darauf, dass der steigende Investitionsbedarf und die Anforderungen an nachhaltige Finanzierungsinstrumente den Druck auf die Kapitalmärkte erhöhen. Aus Sicht des Unternehmens schafft der veröffentlichte Rahmen die Möglichkeit, Anleihen zügig zu platzieren, sobald konkrete Projekte eine Finanzierung benötigen. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Fraunhofer ISE quantifiziert PV-Eigenverbrauch in Deutschland



Quelle: Shutterstock

PHOTOVOLTAIK. Forschende des Fraunhofer ISE haben erstmals eine Methode zur Quantifizierung des PV-Eigenverbrauchs in Deutschland vorgestellt. Die Analyse zeigt deutliche Zuwächse bis 2024.

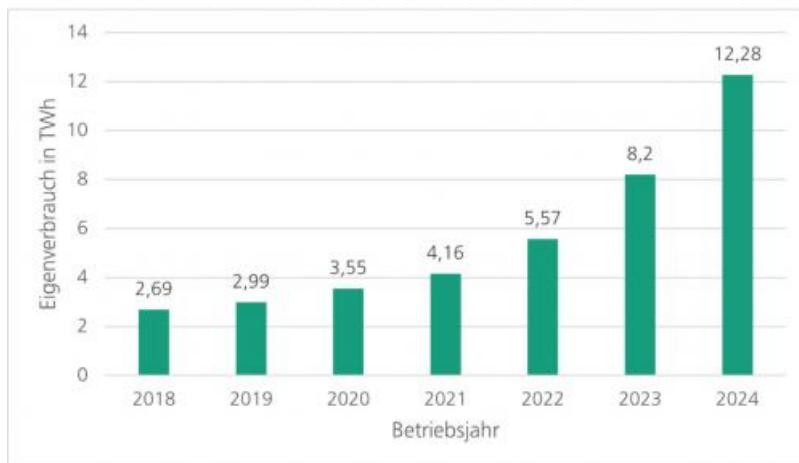
Der wirtschaftlich motivierte Eigenverbrauch von Solarstrom hat in Deutschland in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Hintergrund ist, dass sich das Verhältnis zwischen Einspeisevergütung und Strombezugspreis seit 2009 grundlegend verändert hat und neue Anwendungen im Rahmen der Sektorkopplung hinzugekommen sind.

Forschende des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) haben nun eine Methode vorgestellt, mit der sich der Eigenverbrauch auf Grundlage von Daten des Marktstammdatenregisters und der Übertragungsnetzbetreiber bestimmen lässt. Die Ergebnisse wurden in einer Analyse für das Umweltbundesamt veröffentlicht.

Der Analyse zufolge stieg der ausgewiesene Eigenverbrauch von 250 Millionen kWh im Jahr 2012 zunächst moderat auf 3,55 Milliarden kWh im Jahr 2020. Bereits 2022 waren 5,57 Milliarden kWh erreicht, 2023 dann 8,20 Milliarden kWh. Für 2024 berechnete das Forschungsteam 12,28 Milliarden kWh. Bei einer Netzeinspeisung von knapp 60 Milliarden kWh entspricht das einem Anteil von 17 Prozent an der

Nettostromerzeugung aus Photovoltaik. Im Vorjahr habe der Anteil noch bei 13 Prozent gelegen, sagt Tobias Reuther, Datenexperte des Instituts.

Der erwartete Trend deute weiter nach oben. Christoph Kost verweist auf hohe Strompreise und die zunehmende Verbreitung von Batteriespeichern. „Es lohnt sich für Haushalte, insbesondere wenn sie mit dem Strom auch eine Wärmepumpe betreiben oder ihr E-Auto laden, ist aber auch für die Stabilität des Stromnetzes von Vorteil“, so der Abteilungsleiter Energiesystemanalyse am Fraunhofer ISE. Denn der Strom werde direkt verbraucht, wo er produziert werden, ohne jemals im öffentlichen Netz gewesen zu sein.



Entwicklung des wirtschaftlich motivierten Eigenverbrauchs von PV-Anlagen (zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: Fraunhofer ISE

Für die Abschätzung entwickelten die Wissenschaftler eine neue Kategorisierung des deutschen Anlagenbestands. Dieser wurde nach dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme, Leistungsklasse und Anlagentyp strukturiert. Ergänzend flossen die verfügbaren Daten zum Einspeiseverhalten und zu installierten Speichern ein. Auf dieser Basis leitete das Team Werte für 44 unterschiedliche Eigenverbrauchsgruppen ab.

Die Ergebnisse erscheinen im Rahmen einer Publikationsreihe des Umweltbundesamts zu acht Technologien der Erneuerbaren Energien. Ein weiterer Beitrag des Fraunhofer ISE befasst sich mit der Entwicklung von Wärmepumpen.

Der Fachbericht Photovoltaik mit dem Titel „[Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik](#)“ des Umweltbundesamts steht im Internet zum Download zur Verfügung. // [VON FRITZ WILHELM](#)

Diesen Artikel können Sie teilen:

[^ Zum Inhalt](#)

Arbeitspreis für Strom in München sinkt deutlich



Quelle: Pixabay / Stefan Schweihofer

VERTRIEB. Die Stadtwerke München senken den Arbeitspreis für Strom in der Grundversorgung um mehr als 4 Cent netto. Aber nicht schon zum Jahreswechsel. Der Grundpreis steigt.

Nach Gas jetzt auch Strom: Das kommunale Versorgungsunternehmen der bayerischen Landeshauptstadt, die Stadtwerke München (SWM), reduziert zum kommenden Jahr die Arbeitspreise. Die Kilowattstunde Strom kostet von 1. Februar 2026 an in der Grundversorgung (Eintarifmessung) netto 27,26 Cent. Das sind 4,31 Cent/kWh weniger als bisher. Der Grundpreis steigt netto um 27,92 Euro auf 125,80 Euro pro Jahr.

Die Stromrechnung für einen Münchner Musterhaushalt mit einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh verringert sich nach Rechnung der Stadtwerke um 95 Euro brutto von 1.067 auf 972 Euro/Jahr. Das bedeutet eine Preissenkung von 8,9 Prozent.

6,47 Cent des neuen Arbeitspreises macht das Netzentgelt aus. Bis dato schlägt sich mit 9,26 Cent im Arbeitspreis nieder. In den Grundpreis fließt das Netzentgelt mit 63,27 Euro/Jahr netto ein. 42,18 Euro/Jahr sind es im bisherigen Tarif.

Auf Steuern, Abgaben und Umlagen entfallen ab 1. Februar 7,386 Cent/kWh. Aktuell summieren sie sich auf 7,091 Cent/kWh.

Deutliche Preissenkung in Fürstenfeldbruck

In Summe würden die meisten Kundinnen und Kunden von der Anpassung der Strompreise profitieren, teilt der Münchner Konzern mit. Bereits Anfang November hatten die Stadtwerke eine Senkung der Gaspreise für 2026 angekündigt. Ein Haushalt mit einem Verbrauch von 15.000 kWh zahlt laut SWM ab Januar etwa 153 Euro pro Jahr weniger. Das entspricht einer Senkung von 8 Prozent im Vergleich zum aktuellen Preis (wir berichteten).

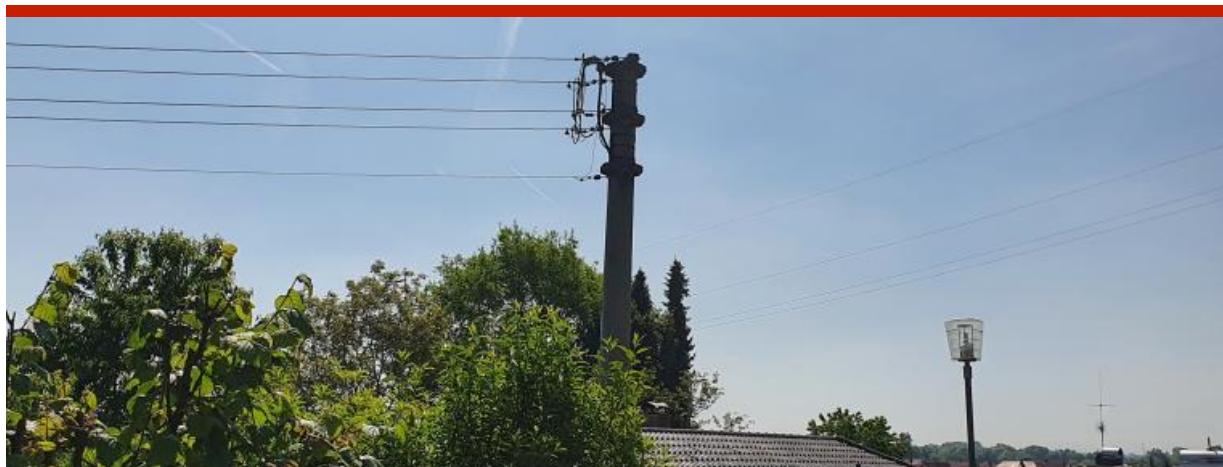
Nach Zahlen des Vergleichsportals Verivox haben bis Anfang Dezember 307 regionale Grundversorger Preissenkungen zum Jahreswechsel angekündigt. Im Schnitt gehen die Preise laut der Erhebung um 8,9 Prozent zurück.

Regional beobachtet Verivox deutliche Unterschiede. In Sachsen sinken die Preise der örtlichen Grundversorgung demnach am stärksten. In Bayern und Niedersachsen würden Haushalte in den Grundversorgungstarifen im Schnitt am geringsten entlastet.

Entgegen dem schwachen Trend, den das Vergleichsportal in Bayern beobachtet, senken die Stadtwerke Fürstenfeldbruck ihre Strompreise deutlich. Zum 1. Februar 2026 werde der Arbeitspreis in der Grundversorgung und bei allen Standardtarifen für Haushaltskunden um 3 Cent/kWh günstiger, teilt das kommunale Unternehmen mit. Der Grundpreis bleibe unverändert. „Niedrigere Energiepreise an den Beschaffungsmärkten und geringere Netzentgelte geben uns den Spielraum, unsere Stromtarife anzupassen. Den Preisvorteil von 3 Cent pro kWh geben wir vollständig an unsere Kunden weiter“, so die Stadtwerke. Die neuen Tarife seien durchschnittlich um 7 Prozent günstiger sind als die bisherigen.

// VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

TECHNIK


Quelle: Davina Spohn

Sichere Testumgebung für das Steuern im Netz

STROMNETZ. Im Transferprojekt „VITAL“ entsteht eine Laborumgebung, in der Netzbetreiber digitale Anwendungen zur Steuerung flexibler Verbraucher erstmals realitätsnah simulieren und testen können.

Verteilte Infrastrukturen für technologiegestützte Innovationen im Verteilnetz (VITAL) – so heißt ein Transferprojekt am Zentrum für digitale Innovationen Niedersachsen (ZDIN). Hier entsteht unter Federführung des „OFFIS“ – Institut für Informatik e.V. eine Umgebung, in der sich digitale Anwendungen zur Steuerung flexibler Verbraucher unter realitätsnahen Bedingungen prüfen lassen. Dazu zählen etwa Wärmepumpen, Ladepunkte für Elektrofahrzeuge oder Batteriespeicher.

Ziel ist es, kritische Netzsituationen nachzubilden und Netzregler zu erproben, bevor sie im Feld eingesetzt werden. Offis ist ein sogenanntes An-Institut der Universität Oldenburg. Neben dem Institut sind noch das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und der Verteilnetzbetreiber EWE Netz am Projekt beteiligt.

DLR und Offis verfügen über zwei Energieforschungslabore, die im Projekt miteinander verbunden werden. Im „Networked Energy Systems Emulation Centre“ (Nestec) des DLR wird ein Verteilnetz nachgebaut, während das „Smart Energy Simulation und Automation“-Labor (Sesa) von Offis die digitale Steuerungs- und Überwachungsebene bereitstellt. Die Kopplung soll eine Synchronität in Datenbereitstellung und Steuerbefehlen gewährleisten.

Auch Überlast-Situationen können getestet werden

Die Kooperation erfolgt vor dem Hintergrund des §14a EnWG und dessen Umsetzung zur Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in das Stromnetz. Damit steige der Bedarf an verlässlichen Technologien, die sich jedoch nicht im realen Verteilnetz testen lassen, heißt es in einer Mitteilung des ZDIN. Das Projekt Vital adressiere diese Lücke mit einer gekoppelten Laborarchitektur, die ein modernes Energiesystem mit Stromnetz, Informations- und Kommunikationstechnik sowie Kunden- und Netzbetreiberrollen abbildet.

Damit sei es möglich, im Nestec realistisch Netzauslastungen nachzustellen und kontinuierlich Daten zum Netzstatus zu ermitteln. Diese werden an das Sesa-Labor übermittelt. Von dort werden Steuerbefehle zurückgesendet, um die simulierte Netzsituation zu regulieren. Damit lassen sich den Projektpartnern zufolge unterschiedliche Szenarien einschließlich gezielt herbeigeführter Überlast in einer sicheren Umgebung testen.

EWE Netz steuere praktische Anwendungsfälle bei und bringe einen eigenen Netzregler ein, der im Niederspannungsnetz flexibel steuerbare Verbraucher ansprechen könne. In den Laboren werde überprüft, ob der Regler Lastspitzen wirksam reduziert und die Stabilität verbessere.

Die Forschenden planen zudem, Datenprobleme wie Verzögerungen, Verluste oder Fehlübertragungen systematisch zu untersuchen. Dies sei wichtig, um das Verhalten von Netzreglern unter extremen Netz- und Kommunikationsbedingungen vollständig bewerten zu können, so Sebastian Lehnhoff, Vorstandsvorsitzender von Offis und Professor für Energieinformatik an der Universität Oldenburg.

// VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

FEBRUARY 10 – 12, 2026
ESSEN | GERMANY



UNITE + CONNECT
**THE PLACE
TO BE
IN ENERGY**

Geothermieprojekt in Geretsried gestartet



Das Eavor-Projekt in Geretsried bei München.
Quelle: Luckypage / Matthias Boch

GEOTHERMIE. Seit kurzem speist die Anlage nahe München Strom ins Netz ein. Der Betreiber Eavor zeigt damit, welchen Beitrag geschlossene Bohrsysteme künftig zur Energieversorgung leisten können.

Es ist weltweit das erste kommerzielle Geothermieprojekt seiner Art, das das Unternehmen Eavor im Süden Bayerns betreibt. Laut dem Geothermiespezialisten mit Hauptsitz in Calgary (Kanada) verbindet die Einspeisung von Strom mit einer speziell entwickelten Technik, die ohne zusätzliche Wasseraufbereitung und ohne weitere Bohrungen auskommt. Diese Kombination soll, so Eavor, die Wirtschaftlichkeit und die technische Umsetzbarkeit geothermischer Projekte verbessern.

Mark Fitzgerald, Präsident und CEO von Eavor, betont: „Wir konnten die ersten Elektronen aus geschlossenen, multilateralen Bohrungen in das Netz einspeisen.“ Fitzgerald verweist darauf, dass das System keine Wasserentnahme aus der Umgebung benötige und die Betriebskosten dadurch über den Projektverlauf verringert würden.

Geschlossenes Bohrsystem realisiert

Die Kanadier nutzen für den „Eavor-Loop“ in Geretsried zwei vertikale Bohrungen, aus denen jeweils sechs horizontale Richtbohrungen abzweigen. Eavor nutzt für die unterirdische Verbindung der horizontalen Bohrungen ein sogenanntes „Active Magnetic Ranging-Tool“. Dieses Verfahren misst während des Bohrens magnetische Signale aus der Zielbohrung und ermöglicht eine präzise Steuerung der Bohrkopfausrichtung. Dadurch lassen sich die später miteinander verknüpften Seitenbohrungen punktgenau führen, ohne zusätzliche Vermessungsschritte oder nachträgliche Messfahrten. Diese Bohrungen gehören laut Eavor mit einer Länge von 16 Kilometern durchgehender Bohrstrecke pro Paar zu den längsten der Welt.

Nach Angaben des Unternehmens erzeugt die Anlage rund um die Uhr nutzbare Wärme und Strom. Detailliertere Angaben zu Leistung und Kapazität macht Eavor nicht. Nur so viel: Die „Loop-Technologie“ sei anpassungsfähig für unterschiedliche geologische Bedingungen. Die erfolgreiche Inbetriebnahme bestätige, dass sich vergleichbare Projekte in Europa und weltweit realisieren lassen. Fabricio Cesario, zuständig für Projektabwicklung und Betrieb, kündigt laut Mitteilung, die Erfahrungen an anderen Standorten als Blaupause nutzen zu wollen.

Laut Eavor bildet Geretsried als Standort die Grundlage für eine mögliche Ausweitung der Technologie in verschiedenen Regionen und Märkten. Die Skalierung der Loop-Technologie bleibe ein zentrales Ziel.

// VON DAVINA SPOHN

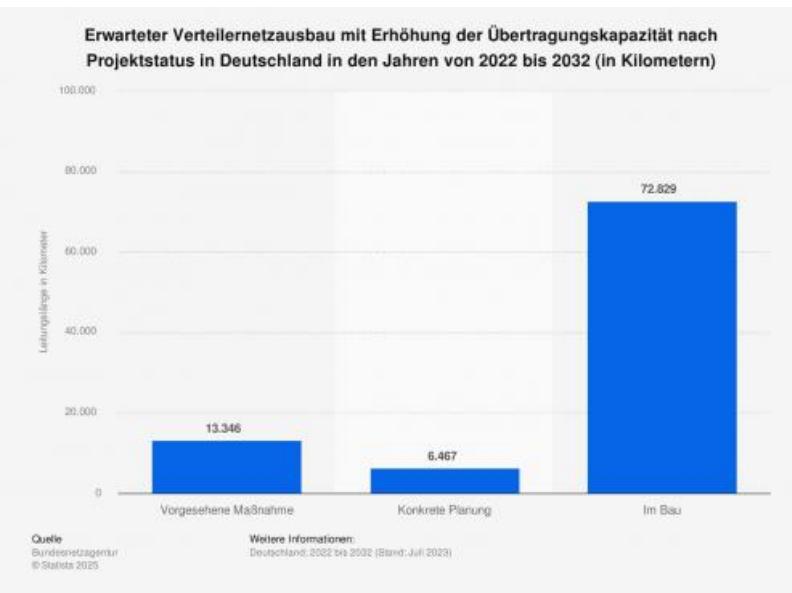
[^ Zum Inhalt](#)

Erwarteter Verteilernetzausbau von 2022 bis 2032



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Um die Stromversorgung allgemein und in Bezug auf die Energiewende weiterhin zu gewährleisten, wurden laut Bundesnetzagentur für den Zeitraum von 2022 bis 2032 über 90.000 Maßnahmen im Verteilernetz mit Erhöhung der Übertragungskapazität gemeldet. Der Großteil davon befindet sich bereits im Bau.

// VON REDAKTION

^ Zum Inhalt

 UNTERNEHMEN


Quelle: Fotolia / nmann77

Neue Partner für Lübecker Digitaltochter

STADTWERKE. Die Stadtwerke Lübeck Solutions hat mit Mölln, dem Kreis Segeberg und der IT-Allianz Nord AöR neue Partner gewonnen, die ihre Digitalprojekte in eine Kooperation einbringen.

Die Stadtwerke Lübeck Solutions, früher unter dem Namen Travekom aktiv, erweitert ihr Netzwerk. Laut dem Unternehmen treten die Stadt Mölln, der Kreis Segeberg und die IT-Allianz Nord AöR mit Sitz in Norderstedt als neue Kommanditisten ein. Die Partner unterzeichneten am 5. Dezember den Vertrag in der Medienwerkstatt der Stadtwerke Lübeck und legten damit die Grundlage für eine langfristige Zusammenarbeit.

Das Unternehmen entwickelt digitale Anwendungen für kommunale Verwaltungen und öffentliche Betriebe. Die Lösungen entstehen nach Angaben der Stadtwerke Lübeck Solutions in enger Abstimmung mit Anwendern und sollen mehreren Kommunen gleichzeitig zur Verfügung stehen. Ziel ist es, praxistaugliche Standards zu etablieren, anstatt für jede Kommune eigene Einzellösungen zu schaffen.

Jens Meier, CEO der Stadtwerke Lübeck Gruppe, betonte „Die Kooperation sendet ein Signal für eine stärkere gemeinsame digitale Daseinsvorsorge.“ Die Erfahrungen aus Projekten in der Hansestadt Lübeck flössen in Anwendungen ein, die Kommunen und Stadtwerken in Deutschland nutzen können.

Eigene Programme entwickelt

Die drei neuen Partner arbeiten bereits an eigenen Digitalprogrammen. Die Stadt Mölln entwickelt seit Jahren Lösungen für eine stärker vernetzte Verwaltung. Der Kreis Segeberg fördert die digitale Infrastruktur in seiner Region. Die IT-Allianz Nord AöR unterstützt als Dienstleister mehrere Kommunen in Schleswig-Holstein bei IT-Betrieb und Entwicklung. Laut dem Unternehmen entsteht durch die Beteiligungen ein Verbund, der Fachwissen aus unterschiedlichen Bereichen bündelt und Digitalisierungsvorhaben über kommunale Grenzen hinweg abstimmt.

Christoph Schweizer, COO der Stadtwerke Lübeck Gruppe, erklärte, die Beteiligung hebe die Zusammenarbeit mit den neuen Partnern auf eine gemeinsame Verantwortungsebene. Die beteiligten Kommunen und Einrichtungen brächten ihre Projekte und Anforderungen ein, was die regionale

Ausrichtung stärke und zugleich Anwendungen ermögliche, die auch über Schleswig-Holstein hinaus nutzbar seien.



Bei der Vertragsunterzeichnung (v.li.): Ingo Schäper (Bürgermeister der Stadt Mölln), Jan Hedtfeld (Partnermanager Stadtwerke Lübeck), Dennis Stelling (Vorstand IT-Allianz Nord AöR) und Christoph Schweizer (COO Stadtwerke Lübeck Gruppe)
Quelle: SW Lübeck

Auch die neuen Kommanditisten verweisen auf die Vorteile der Kooperation. Ingo Schäper, Bürgermeister der Stadt Mölln, sieht in der Beteiligung eine Möglichkeit, die digitale Verwaltungsarbeit in der Stadt weiterzuentwickeln und zugleich von bestehenden Lösungen zu profitieren. Dennis Stelling, Vorstand der IT-Allianz Nord AöR, erwartet, dass sich durch abgestimmte Entwicklungsprozesse Synergien ergeben und digitale Vorhaben effizienter umgesetzt werden.

Die Partner planen laut Stadtwerke Lübeck Solutions, gemeinsam an Anwendungen zu arbeiten, die für Kommunen unterschiedlicher Größe geeignet sind. Dazu zählen Module für Verwaltungsprozesse, Systeme für digitale Bürgerdienste sowie technische Bausteine für kommunale Infrastrukturprojekte. Die Lösungen sollen sich schrittweise erweitern lassen, sodass weitere Kommunen sie übernehmen können.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ 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

Stadt billigt Brunsbüttel-Speicher



Entwurf des Batteriespeichers in Brunsbüttel
Quelle: Vattenfall

STROMSPEICHER. Der Rat der Stadt Brunsbüttel hat den Bebauungsplan für den von Vattenfall geplanten Batteriespeicher am Standort des ehemaligen Kernkraftwerks beschlossen.

Der Energiekonzern Vattenfall mit Hauptsitz in Stockholm plant am Gelände des im Rückbau befindlichen Kernkraftwerks Brunsbüttel einen groß dimensionierten Batteriespeicher. Laut dem Unternehmen umfasst das Projekt eine Nennleistung von 254 MW und ein Speichervermögen von 700 MWh. Vattenfall nennt 2028 als Zieljahr für die Inbetriebnahme. Grundlage dafür ist der nun erfolgte Beschluss des Rats der Stadt Brunsbüttel, der den erforderlichen Bebauungsplan bestätigte.

Das Unternehmen wertet die Zustimmung der Kommune als entscheidenden Schritt für die weitere Ausarbeitung des Projekts. Claus Wattendorp, Leiter des Bereichs Solar und Batterien bei Vattenfall, beschreibt den aktuellen Planungsstand als positiv. Nach seinen Worten entwickeln sich Batteriesysteme zu einem wichtigen Baustein im deutschen Energiesystem. „Der Standort Brunsbüttel bietet durch verfügbare Flächen und einen vorhandenen Netzanschluss eine gute Ausgangslage“, betonte Wattendorp.

Im Unternehmen sieht man den Austausch mit den zuständigen Behörden und der Stadtverwaltung als zentralen Faktor. Johanne Robke, Projektleiterin für den Standort Brunsbüttel, beschreibt die Gespräche mit der Stadt Brunsbüttel als konstruktiv und auf gemeinsame Lösungen ausgerichtet. Der Satzungsbeschluss des Rats stelle aus ihrer Sicht ein bedeutendes Signal für den Fortgang des Projekts dar.

Neues Umspannwerk geplant

Vattenfall verbindet den geplanten Batteriespeicher mit dem Bau eines neuen Umspannwerks, das die Anlage künftig an das übergeordnete Stromnetz anschließen soll. Beide Komponenten sollen nach aktueller Planung bis spätestens 2028 entstehen und den Betrieb aufnehmen. Das Unternehmen betont, dass eine endgültige Investitionsentscheidung noch aussteht. Bis dahin laufen weitere Schritte der technischen Ausarbeitung sowie die Abstimmung mit Behörden und Partnern.

Mit dem Projekt setzt Vattenfall seine Strategie fort, vermehrt auf Anlagen zu setzen, die in einem erneuerbaren Energiesystem flexible Kapazitäten bereitstellen. In Brunsbüttel sieht das Unternehmen die Möglichkeit, vorhandene Infrastruktur am früheren Kraftwerksstandort weiterzunutzen und so zusätzliche Netzdienstleistungen bereitzustellen. Die Stadt Brunsbüttel unterstützt das Vorhaben mit dem verabschiedeten Bebauungsplan und schafft damit die planungsrechtliche Grundlage für die nächsten Schritte. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Verbio blickt nach Verlustjahr optimistisch auf neues Jahr



Quelle: Pixabay / Gerd Altman

WIRTSCHAFT. Nach einem Verlust von rund 138 Millionen Euro blickt Biokraftstoffhersteller Verbio wieder optimistisch ins neue Geschäftsjahr. Was der Vorstand zur Markterholung sagt.

Der Biokraftstoffhersteller Verbio sieht nach einem schwierigen Geschäftsjahr wieder deutlich bessere Marktbedingungen für die kommende Zeit. Die Weichen für eine Markterholung des Biokraftstoffmarktes in Deutschland seien gestellt, sagte Vorstandsvorsitzender Claus Sauter in Leipzig. Er betonte: „Mit dem Potenzial unseres internationalen Teams und mit unserer Flexibilität, auf veränderte Marktbedingungen schnell reagieren zu können, nutzen wir konsequent die sich bietenden Wachstumschancen.“

Verbio bestätigte auf der Hauptversammlung seine positive Prognose für 2025/2026. Ein wichtiges Signal sei zudem die zum 22. Dezember geplante Rückkehr der Verbio-Aktie in den SDAX. Der SDAX ist ein Index für 70 kleinere börsennotierte Firmen, die unterhalb von DAX und MDAX gelistet sind.

Vom Milliardenverlust zur Rekordproduktion

Das Unternehmen war zuletzt stark unter Druck geraten: Rückläufige Preise und gesunkene Margen hatten zu einem Verlust von rund 138 Millionen Euro geführt. Das operative Ergebnis (Ebitda) war auf 14,2 Millionen Euro eingebrochen. Trotzdem erreichte Verbio eine Rekordproduktion von mehr als 1,2 Millionen Tonnen Biodiesel und Bioethanol sowie 1.190 Gigawattstunden Biomethan.

Rückendeckung erwartet das Unternehmen von neuen EU-Regeln, die nach seiner Darstellung für mehr Klarheit und weniger Betrug im Biokraftstoffmarkt sorgen sollen. Der Preis für sogenannte THG-Quoten, die für Mineralölunternehmen wichtig sind, habe sich bereits erholt, sagte Sauter.

Verbio setzt zudem auf Wachstum im Ausland, etwa in den USA und Indien, und baut neue Geschäftsfelder auf - darunter in Bitterfeld eine neue Anlage zur Herstellung biobasierter Chemikalien aus Biodiesel, die ab 2026 jährlich rund 60.000 Tonnen erneuerbare Produkte für die chemische Industrie liefern soll.

Das vergangene Jahr war für das Unternehmen wegen niedriger Preise und technischer Probleme schwierig. Für das laufende Jahr zeigt sich Sauter optimistisch. Eine Ausschüttung an die Aktionäre gibt es in diesem Jahr jedoch nicht. Sauter begründete dies mit der „außergewöhnlichen Marktlage“ und der Verantwortung gegenüber den Mitarbeitenden. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Sigenergy schließt vielfältige Kooperationen



Quelle: Shutterstock / Nutthapat Matphongtavorn

STROMSPEICHER. Sigenergy aus Shanghai hat auf der Messe Solarsolutions in Düsseldorf neue Partnerschaften geschlossen und mehrere Speicherlösungen für Wohn-, Gewerbe- und Großanlagen vorgestellt.

Sigenergy, ein Technologieanbieter für Energie- und Speichersysteme mit Sitz in Shanghai, hat auf der Solarsolutions in Düsseldorf seine aktuellen Produktentwicklungen vorgestellt. Das Unternehmen hat im europäischen Markt seinen Schwerpunkt im Segment privater und gewerblicher Anwendungen. Laut dem Unternehmen präsentierte Sigenergy am eigenen Stand seine Lösungen für Residential- und C&I-Kunden. Dazu zählen der Hybridwechselrichter der zweiten Generation, das modulare Speichersystem Sigen Stack für Gewerbeanwendungen sowie der neue Mikrowechselrichter Sigen Micro.

Nach Angaben von Sigenergy erweitert dessen WLAN-Mesh-Architektur die Kommunikationsreichweite deutlich und ermöglicht eine schnelle Wiederverbindung des Systems. Der Mikrowechselrichter verfügt über eine patentierte DAB-Topologie, ein integriertes Energiemanagementsystem und die Schutzart IP67.

Neue Partnerschaften

Im Mittelpunkt des Messeauftritts standen mehrere Vereinbarungen mit Partnern aus Projektierung, Handel und Energietechnik. Sigenergy hat nach eigenen Angaben ein Memorandum of Understanding mit dem Planungsbüro Steinhoff & Partner aus Wadersloh für den Solarpark Beckum unterzeichnet. Für die Anlage mit einer geplanten Leistung von 59 MW soll ein über 100 MWh großer, dezentral aufgebauter und direkt DC-gekoppelter Sigenstack-Speicher entstehen. Er befindet sich nach Informationen der Partner erstmals unmittelbar unterhalb der PV-Module, sodass keine zusätzliche Fläche versiegelt wird. Der Baubeginn ist für das erste Quartal 2026 vorgesehen.

Auf der Messe gab zudem Matti Sprengeler vom Unternehmen The Mobility House einen Ausblick auf ein neues Whitepaper zu Vehicle-to-X-Anwendungen. Das Dokument beleuchtet laut Sprengeler technische Grundlagen, erste praktische Erfahrungen und mögliche Einsatzszenarien von bidirektionalem Laden. Grundlage seien unter anderem gemeinsame Projekte mit Sigenergy.

Kooperation für BHKW mit EC Power

Eine weitere Vereinbarung betrifft die Zusammenarbeit mit EC Power GmbH aus Berlin, einem Hersteller von Blockheizkraftwerken. Beide Unternehmen wollen laut Sigenergy eine kombinierte Lösung anbieten, die das XRG-BHKW mit den Speichersystemen Sigenstor und Sigenstack verbindet. Diese Kombination soll überschüssige BHKW-Energie zwischenspeichern, ein zentrales Energiemanagement ermöglichen und Funktionen für unterbrechungsfreie Versorgung bereitstellen. Damit entsteht ein System, das auch bei schwankender PV-Erzeugung eine stabile Versorgung sichern soll.

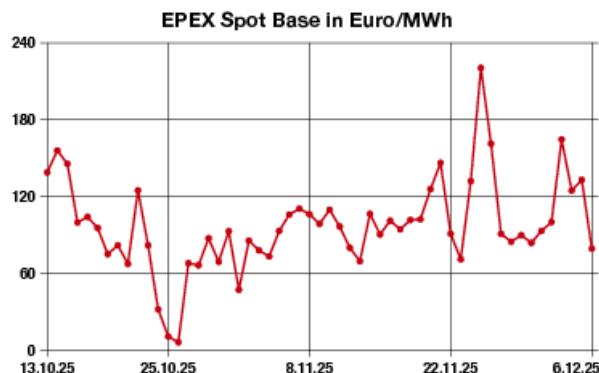
Das Speichersystem übernimmt dabei das Energiemanagement und steuert die Lasten. Es integriert zusätzlich eine unterbrechungsfreie Stromversorgung sowie eine Notstromfunktion. Beide Unternehmen sehen darin einen Beitrag, um trotz schwankender PV-Einspeisung eine stabile Versorgung sicherzustellen.

Die Kooperation umfasst auch Anwendungen für Off-Grid-Systeme. Laut den Unternehmen bauen sich solche Systeme im Fall von Brown- oder Blackouts automatisch auf. Im normalen Netzparallelbetrieb sollen sie die Eigenversorgung erhöhen und Betriebskosten senken. Die Kombination aus PV-Anlage, DC-Speicher und BHKW stützt nach Einschätzung der Anbieter zudem den dezentralen Ausbau erneuerbarer Energien, weil Stromerzeugung und Verbrauch lokal geregelt werden können. // VON SUSANNE HARMSEN

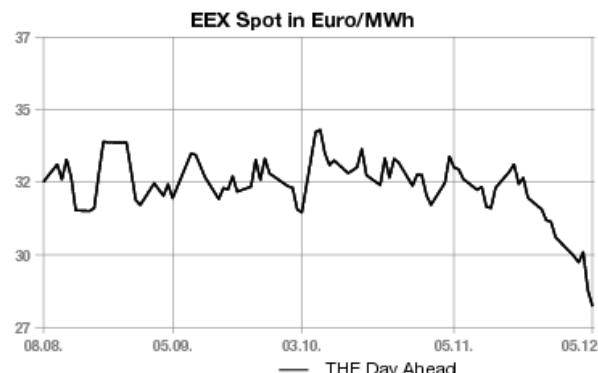
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Wenig Bewegung an den Märkten



Quelle: E&M

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

Uneinheitlich haben sich die Energiemärkte am Freitag präsentiert. Der Strommarkt zeigte in sich keine klare Tendenz. Händler verwiesen auf die unklare Wetterentwicklung als Schlüssel zum Marktgeschehen. Sollte die sich abzeichnende Wärmeperiode länger andauern, könnten die Preise am kurzen Ende noch etwas fallen, hieß es. Der Gasmarkt konsolidierte nach den Abgaben der vergangenen Tage, CO2 gab nach. Die Impulse von den europäischen und US-Aktienbörsen trugen wenig zur Preisentwicklung für Energie bei und waren am Berichtstag allenfalls milde bullish.

Strom: Ohne klare Tendenz hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Freitag präsentiert. Der Montag kostete im Base 70 Euro je Megawattstunde. Die Spanne betrug 69 auf 71 Euro je Megawattstunde. Im Peak war kein Handel zustande gekommen. Am Donnerstag hatte der Freitag selbst im außerbörslichen Handel 133,50 Euro in der Grundlast gekostet.

Die Meteorologen von Eurowind erwarten für den Montag kräftige 42,2 Gigawatt an Erneuerbaren-Einspeisung. Für den Berichtstag waren hingegen nur 5,9 Gigawatt an Beiträgen von Wind und Solar prognostiziert worden. Für die Folgetage ab Dienstag geht Eurowind von nicht mehr ganz so hohen Einspeisemengen der Erneuerbaren aus. Ein Rückfall auf dunkelflautenhafte Größenordnungen steht jedoch nicht zur Debatte. Am langen Ende gewann das Strom-Frontjahr unter dem Eindruck etwas stabilisierter Gaspreise 0,22 auf 84,31 Euro je Megawattstunde.

CO2: Etwas leichter haben die CO2-Preise am Freitag notiert, bis 13.31 Uhr verlor der Benchmark-Kontrakt 0,26 auf 82,17 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 17 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 82,74 Euro, das Tief bei 82,10 Euro. Die milde Witterung, die den Energiebedarf zu Heizzwecken dämpft, reduziert auch die Nachfrage nach Zertifikaten. Hinzu kommt eine kräftige Windeinspeisung, die auf Kosten fossiler Kraftwerkseinsatzzeiten geht. Einige Marktteilnehmer haben zudem ihre Bücher für 2025 möglicherweise bereits geschlossen.

Erdgas: Gut behauptet haben sich die europäischen Gaspreise am Freitag gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF notierte gegen 13.22 Uhr mit einem Plus von 0,255 auf 29,000 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es für den Day-ahead um 0,075 auf 28,800 Euro je Megawattstunde nach oben.

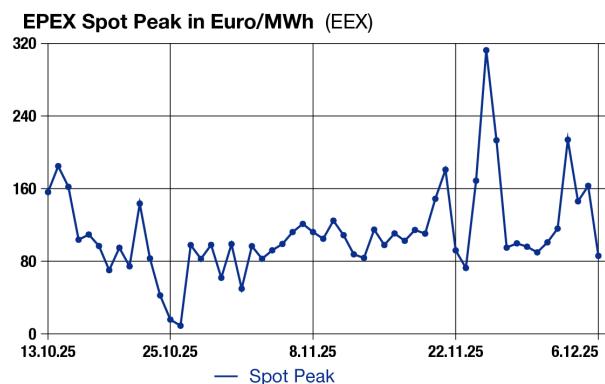
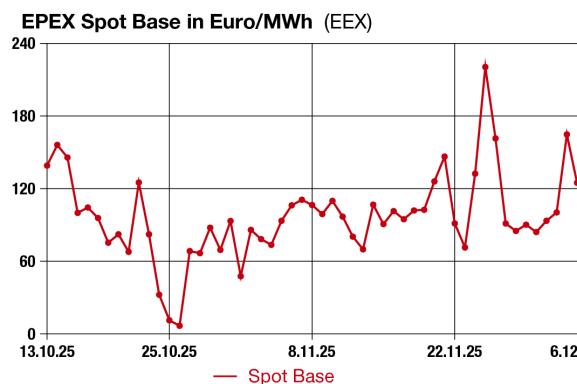
Nach Ansicht der Analysten der Commerzbank könnte sich die derzeitige Gelassenheit am Gasmarkt indessen als trügerisch erweisen. Als Begründung für die aktuelle Haltung der Marktteilnehmer werden die für die neue Woche erwarteten deutlich milderen Temperaturen und die reichlichen LNG-Importe genannt. Allerdings sei dies eine sehr kurzsichtige Betrachtung, da der Winter gerade erst begonnen habe und dieser somit noch für einige kältere Perioden sorgen dürfte, führen die Analysten der Commerzbank aus.

Durch den jüngsten Anstieg des US-Erdgaspreises auf ein Drei-Jahreshoch von umgerechnet 14,8 Euro je Megawattstunde ist der Preisabstand zwischen TTF und dem US-Preis Henry Hub so gering wie noch nie in den vergangenen drei Jahren. Deshalb würden US-LNG-Lieferungen nach Europa weniger attraktiv, warnen die Analysten. Denn es müssten noch die Kosten für Verflüssigung, Kühlung und Transport berücksichtigt werden, die den Großteil der derzeitigen Preisdifferenz aufzehren dürften. // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

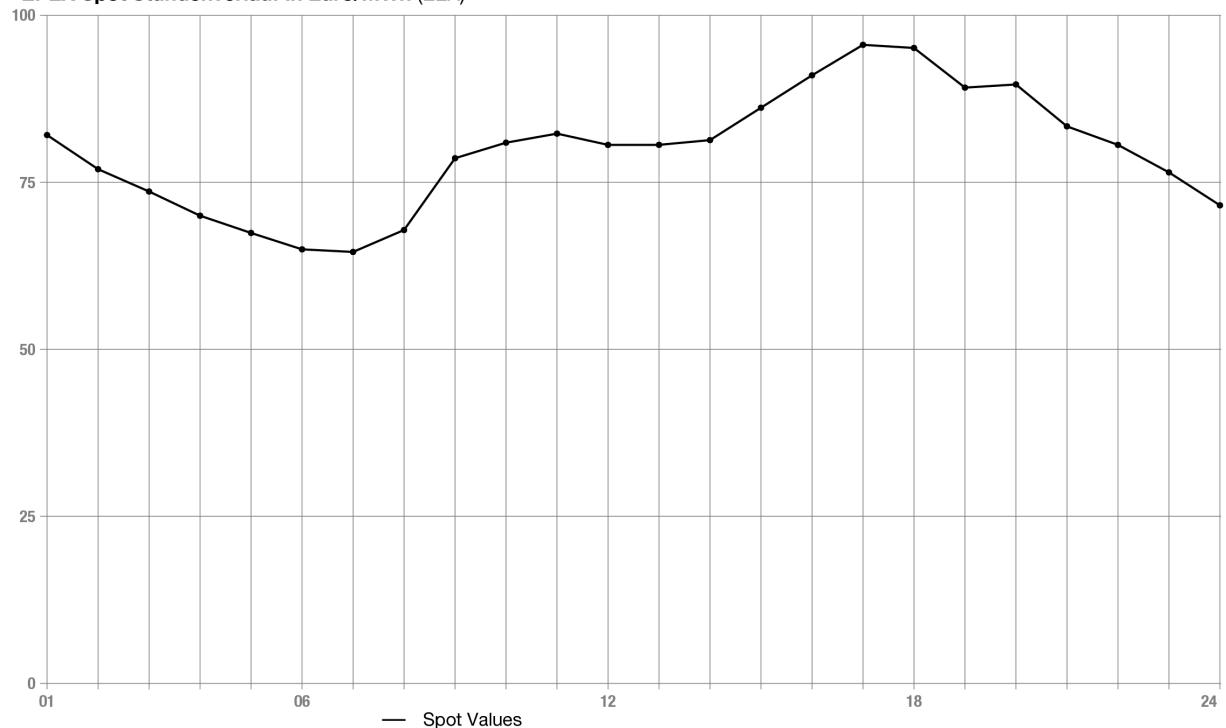
[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

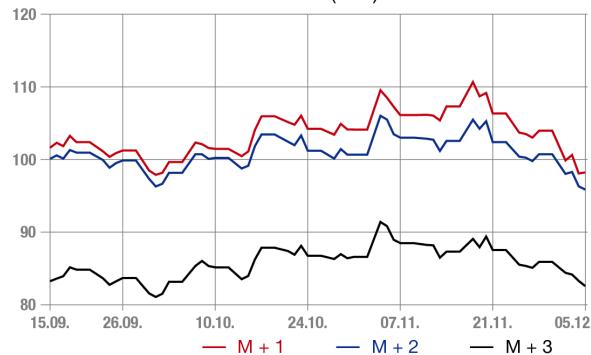
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	05.12.25	German Power Jan-2026	98,22
M2	05.12.25	German Power Feb-2026	95,85
M3	05.12.25	German Power Mar-2026	82,57
Q1	05.12.25	German Power Q1-2026	92,10
Q2	05.12.25	German Power Q2-2026	68,77
Q3	05.12.25	German Power Q3-2026	80,37
Y1	05.12.25	German Power Cal-2026	83,78
Y2	05.12.25	German Power Cal-2027	82,89
Y3	05.12.25	German Power Cal-2028	79,35

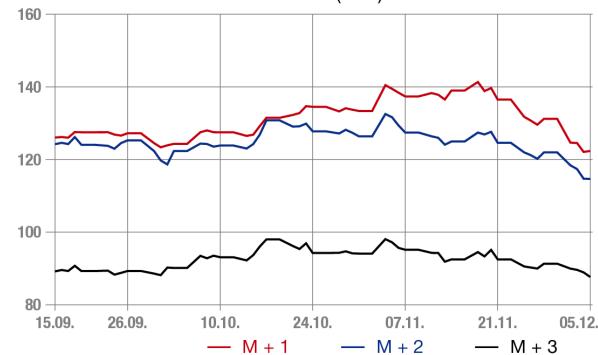
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	05.12.25	German Power Jan-2026	122,34
M2	05.12.25	German Power Feb-2026	114,64
M3	05.12.25	German Power Mar-2026	87,65
Q1	05.12.25	German Power Q1-2026	108,01
Q2	05.12.25	German Power Q2-2026	49,77
Q3	05.12.25	German Power Q3-2026	71,78
Y1	05.12.25	German Power Cal-2026	87,27
Y2	05.12.25	German Power Cal-2027	86,89
Y3	05.12.25	German Power Cal-2028	84,21

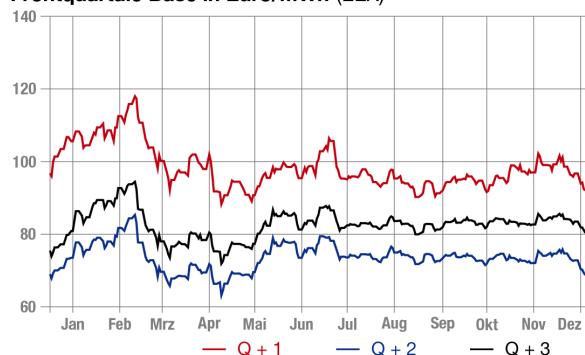
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



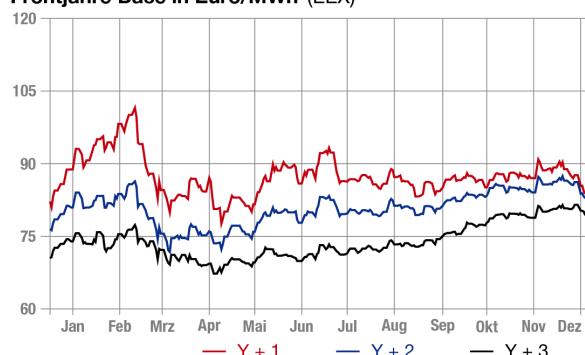
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



Gas Spot- und Terminmarkt

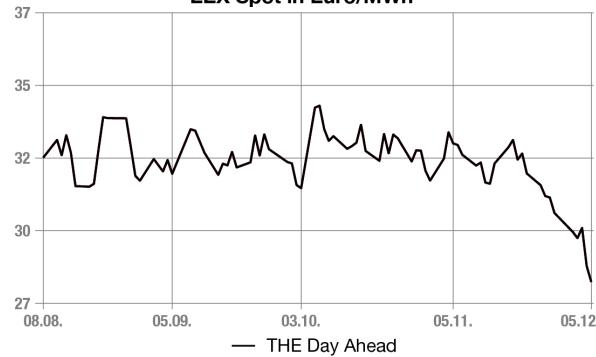
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	05.12.25	German THE Gas Jan-2026	29,01
M2	05.12.25	German THE Gas Feb-2026	29,03
Q1	05.12.25	German THE Gas Q1-2026	29,00
Q2	05.12.25	German THE Gas Q2-2026	27,84
S1	05.12.25	German THE Gas Win-2026	29,03
S2	05.12.25	German THE Gas Sum-2027	26,25
Y1	05.12.25	German THE Gas Cal-2026	28,42
Y2	05.12.25	German THE Gas Cal-2027	27,36

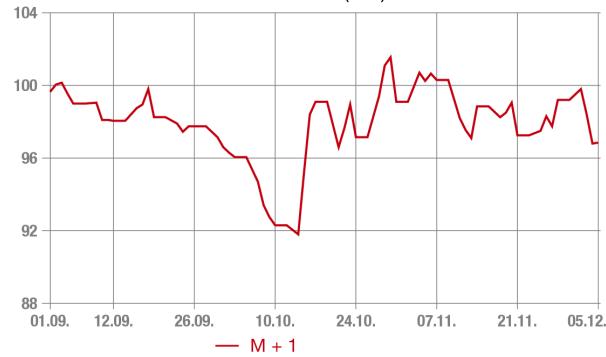
Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	05.12.25	79,61	EUR/MWh
Germany Spot peak	05.12.25	85,93	EUR/MWh
EUA Jan 2026	05.12.25	82,21	EUR/tonne
Coal API2 Jan 2026	05.12.25	96,85	USD/tonne

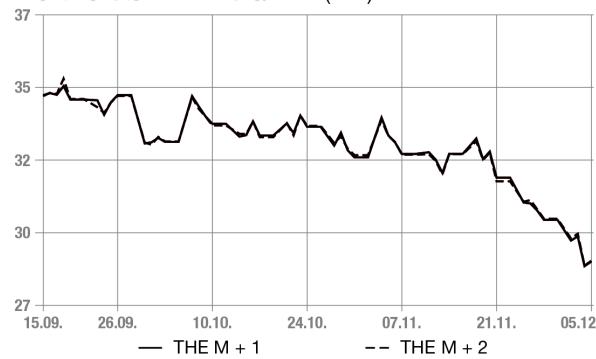
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



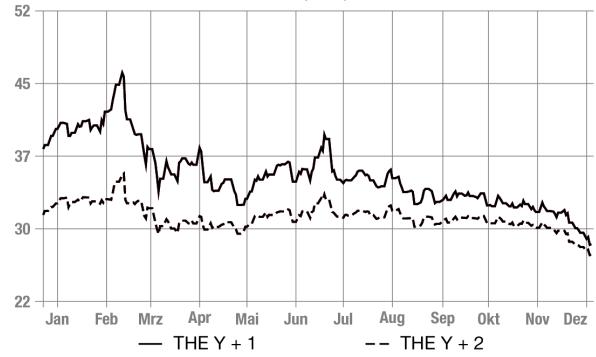
Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



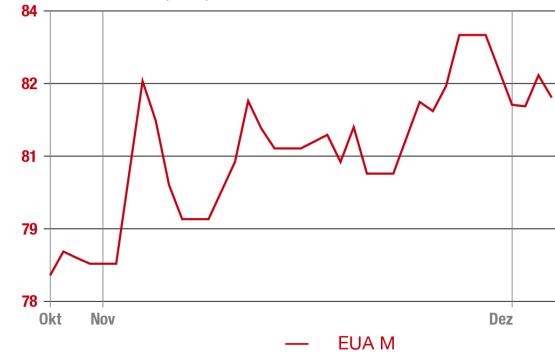
Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	05.12.25	28,23	EUR/MWh
German THE Gas Jan-2026	05.12.25	29,01	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	05.12.25	28,42	EUR/MWh
Crude Oil Brent Feb-2026	05.12.25	63,76	USD/tonne

Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur W 2 Experimentelle Strömungsmechanik

An der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden ist die Professur W 2 Experimentelle...
in Amberg

20.11.2025

- Festanstellung



Bereichsleitung Vertrieb

Gesucht wird ein erfahrener Sales Manager, der die neu geschaffene Position Bereichsleitung Vertrieb ...
in Dahlenburg

07.11.2025

- Bereichs-/Hauptabteilungsleitung
- Festanstellung
- Betr. Altersvorsorge / Firmenwagen /
Flexible Arbeitszeit



Ingenieur Energietechnik für Integration und Qualitätssicherung Stromnetz (m/w/d)

Meine Aufgabe umfasst die zentrale Steuerung, Weiterentwicklung und Qualitätssicherung der Instand...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 1 h

- Projektleitung
- Freie Mitarbeit
- Flexible Arbeitszeit



Ingenieur Elektrotechnik Energiewirtschaft (m/w/d)

Du. Mit uns? Du. Mit uns? Für unser Team der Leitstelle Hochspannung (m/w/d) (227479) am Standor...
in Eslohe

vor 1 h

- Freie Mitarbeit
- Weiterbildung



Projektentwickler Windenergie (m/w/d)

Everyday for Future! Wir bei wpd entwickeln und betreiben Onshore-Wind- und Solarparks erfolgreich s...
in Würzburg

vor 1 h

- Freie Mitarbeit

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

IHRE E&M REDAKTION:

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

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

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

Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung
  

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

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
 

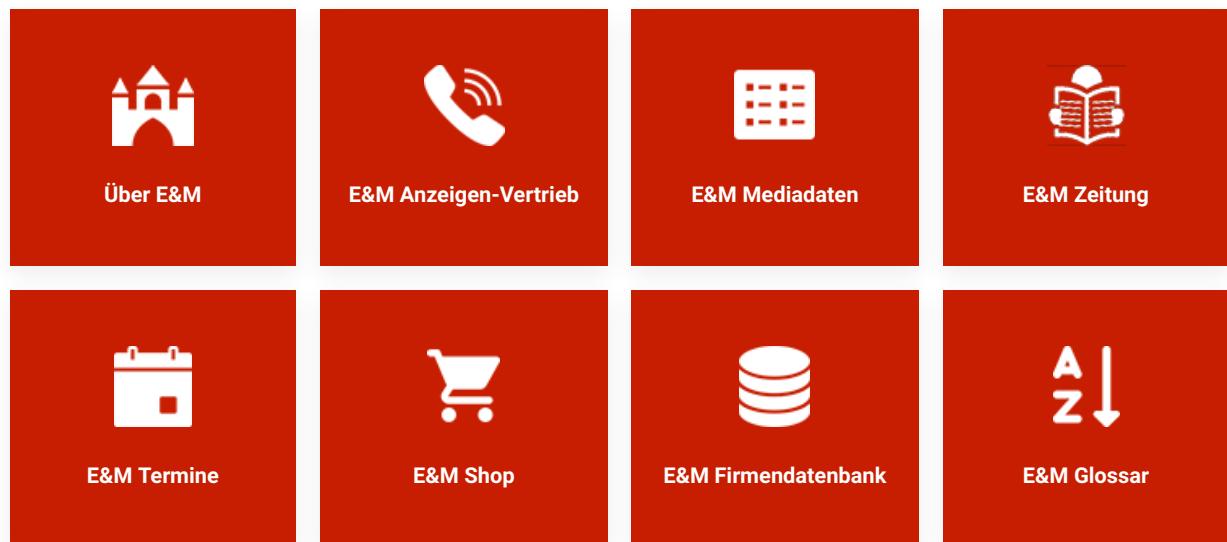
Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke
  

Dariüber 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: **Atousa Sendner**
 



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH
Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching
Tel. +49 (0) 81 52/93 11 0 - Fax +49 (0) 81 52/93 11 22
info@emvg.de - www.energie-und-management.de

Geschäftsführer: Martin Brückner
Registergericht: Amtsgericht München
Registernummer: HRB 105 345
Steuer-Nr.: 117 125 51226
Umsatzsteuer-ID-Nr.: DE 162 448 530

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

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

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

Folgen Sie E&M auf:

