



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM



69,05 €/MWh

EpeX Spot DE-LU Day Base

GAS



49,52 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

17,6

Prozent mehr Photovoltaik-Anlagen als im Vorjahr sind 2025 in Deutschland ans Netz gegangen.

**WINDKRAFT
OFFSHORE**

Studie schlägt
neues Fördermodell
vor

KLIMASCHUTZ

Akzeptanz für CCS-
Projekte in
Deutschland
diskutiert

WINDKRAFT

WPD kauft
Dutzende
Windturbinen für
Projekte in
Deutschland

Inhalt

TOP-THEMA

→ **BILANZ:** RWE setzt auf die USA

POLITIK & RECHT

- **WINDKRAFT OFFSHORE:** Studie schlägt neues Fördermodell vor
- **WASSERSTOFF:** Wasserstoffrat schlägt Alarm
- **INSIDE EU ENERGIE:** Preiswerte Energie für alle

HANDEL & MARKT

- **STROM:** Bestandskunden stützen Neukunden-Geschäft mit 11 Milliarden Euro
- **GAS:** Bayernets feiert Inbetriebnahme der Augusta-Leitung
- **PHOTOVOLTAIK:** US-Firma übernimmt Solar-Technik von Meyer Burger
- **REGENERATIVE:** Photovoltaik-Boom hält an
- **VERANSTALTUNG:** KEI-Podium diskutiert Industrie-Dekarbonisierung
- **STATISTIK DES TAGES:** Investitionen in Windenergie in Deutschland 2004 bis 2024

TECHNIK

- **KLIMASCHUTZ:** Akzeptanz für CCS-Projekte in Deutschland diskutiert
- **STROMNETZ:** Studie empfiehlt geringere Überbauung bei Offshore-Netzen

UNTERNEHMEN

- **WINDKRAFT:** WPD kauft Dutzende Windturbinen für Projekte in Deutschland
 - **SPECULANTIUS:** Bonner Stadtwerke-Chef will zurücktreten
 - **STADTWERKE:** Energieforen und Enercity starten regionale Kooperationsnetzwerke
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Blockadedrohungen treiben Gasmarkt
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

RWE setzt auf die USA



Quelle: E&M

BILANZ. Der RWE-Konzern hat seine Bilanz für das Geschäftsjahr 2025 vorgelegt. Umsatz und Gewinn reichen nicht an das Vorjahr heran. Wachsen will das Unternehmen vor allem in den USA.

Trotz rückläufiger Zahlen bezeichnete Markus Krebber 2025 als „ein sehr erfolgreiches Jahr“ für RWE. Denn das, was an Gewinn übriggeblieben sei, sei am oberen Bereich der Prognose. „Unsere finanziellen Ziele haben wir klar erfüllt“, so der RWE-Vorstandsvorsitzende bei der Vorstellung des Geschäftsberichts 2025.

Der Umsatz ging erheblich auf 17,63 Milliarden Euro zurück nach 24,22 Milliarden Euro im Vorjahr. Der bereinigte Gewinn vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen (Ebitda) sank von 5,68 Milliarden Euro auf 5,09 Milliarden Euro, ein Minus von 593 Millionen Euro. Das bereinigte Nettoergebnis liegt bei 1,80 Milliarden Euro nach 2,32 Milliarden Euro im Jahr 2024, auch hier ein Minus von 519 Millionen Euro.

RWE verdiente 2025 vor allem deshalb weniger, weil sich laut Bilanzbericht die Margen aus dem Terminverkauf von Strom nach dem hohen Niveau von 2024 normalisierten, die Windverhältnisse in Europa schwächer ausfielen und auch der Energiehandel deutlich weniger zum Ergebnis beitrug.

Die Segmente im Einzelnen:

Im Bereich Offshore Wind lag das bereinigte Ebitda bei 1,49 Milliarden Euro und damit unter dem Vorjahreswert von 1,56 Milliarden Euro. Grund waren niedrigere Strompreise für nicht abgesicherte Strommengen sowie ein schwächeres Winddargebot.

Das Segment Onshore Wind/Solar verbesserte sich dagegen deutlich. Das bereinigte Ebitda stieg von 1,50 Milliarden Euro auf 1,74 Milliarden Euro. Hauptgrund war die Inbetriebnahme neuer Anlagen, die trotz unterdurchschnittlicher Windverhältnisse für höhere Ergebnisse sorgten.

Im Bereich „Flexible Erzeugung“, der konventionellen Stromproduktion, lag das bereinigte Ebitda bei 1,41 Milliarden Euro nach 1,95 Milliarden Euro im Vorjahr. Der Rückgang hängt vor allem damit zusammen, dass sich die Margen aus dem Terminverkauf von Strom „nach dem hohen Niveau von 2024 wieder normalisiert hatten“.

Im Handel erwirtschaftet das Unternehmen ein bereinigtes Ebitda von 339 Millionen Euro. Das Jahr zuvor waren es 679 Millionen Euro. Das Trading liege damit deutlich unter dem Vorjahreswert, aber „innerhalb der

prognostizierten Bandbreite“, so RWE.

Zum Ergebnis beigetragen haben auch Sondereffekte. Positiv wirkte sich der Verkauf eines Entwicklungsprojekts für ein Rechenzentrum in Großbritannien aus, der einen hohen Buchgewinn brachte.

Zudem fiel der Ergebnisbeitrag der 25,1-Prozent-Beteiligung am deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion deutlich höher aus als im Jahr zuvor. RWE hatte 2025 zusammen mit Apollo Global Management ein Joint Venture gegründet, das die RWE-Beteiligung an Amprion hält. Apollo zahlte dafür 3,2 Milliarden Euro und erhielt eine Beteiligung an diesem Gemeinschaftsunternehmen (wir berichteten).



CEO Markus Krebber
Screenshot: E&M

Für die kommenden Jahre setzt der Konzern auf Wachstum. „Mit unserem Investitionsprogramm von 35 Milliarden Euro netto bis 2031 schaffen wir neue Erzeugungskapazitäten, um den steigenden Strombedarf in Europa und den USA noch besser zu bedienen“, sagte Krebber. Die installierte Kapazität aus Erneuerbaren Energien, Batteriespeichern und flexibler Erzeugung soll um 25.000 MW auf rund 65.000 MW steigen.

Mehr als 17 Milliarden Euro Invest in den USA vorgesehen

Das Management setzt dabei auf neue Anlagen in den USA. Dort plant das Unternehmen Investitionen von 17 Milliarden Euro netto. Die installierte Kapazität soll von heute 13.000 MW auf 22.000 MW steigen. Neben Wind- und Solaranlagen sowie Batteriespeichern ist auch der Bau von Gaskraftwerken vorgesehen.

In Deutschland plant RWE Investitionen von rund 9 Milliarden Euro in flexible Back-up-Kapazitäten und große Batteriespeicher. Die entsprechende Erzeugungskapazität soll bis 2031 um 6.000 MW wachsen. Dazu gehört auch der Bau von bis zu 3.000 MW an neuen Gaskraftwerken.

Auch beim Ausbau der erneuerbaren Energien setzt der Konzern auf Wachstum. Die Offshore-Windkapazität soll bis 2031 um 5.000 MW steigen. Im Onshore-Wind- und Solargeschäft in Europa und Australien plant RWE Investitionen von 7 Milliarden Euro, um das Portfolio um weitere 5.000 MW auszubauen.

Für das laufende Jahr rechnet der Konzern mit einem höheren operativen Ergebnis. Das bereinigte Ebitda soll 2026 zwischen 5,2 Milliarden Euro und 5,8 Milliarden Euro liegen. Für das bereinigte Nettoergebnis erwartet RWE einen Wert zwischen 1,55 Milliarden Euro und 2,05 Milliarden Euro. // **VON STEFAN SAGMEISTER**

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

SOPTIM WEBINAR:
CHANCEN IM GAS
BILANZKREISMANAGEMENT,
AUSGLEICHSENERGIE
WAR GESTERN.

25. MÄRZ 2026, 11 – 12 UHR

SOPTIM

ZUM WEBINAR ANMELDEN 



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

§ POLITIK & RECHT

CONTRACTS-FOR-DIFFERENCES (CFD) FÜR OFFSHORE-WIND: WIE GELINGT EINE WIRKSAME UND INVESTITIONSFREUNDLICHE AUSGESTALTUNG?

Vorstellung einer Studie im Auftrag von EnBW

11. März 2026
Berlin

frontier
economics



Quelle: Frontier Economics

Studie schlägt neues Fördermodell vor

WINDKRAFT OFFSHORE. Eine Studie von Frontier Economics im Auftrag der EnBW empfiehlt ein neues Förderdesign für Offshore-Wind in Deutschland, um Investitionen abzusichern und Ausbauziele zu erreichen.

Der Ausbau der Offshore-Windenergie in Europa steht laut einer neuen Analyse unter zunehmendem wirtschaftlichem Druck. Eine Studie der Beratungsgesellschaft Frontier Economics schlägt deshalb Änderungen am Fördersystem vor. Auftraggeber der Untersuchung ist der Energieversorger EnBW. Ziel ist es laut den Autoren, die Finanzierung von Offshore-Windparks zu stabilisieren und damit die geplanten Ausbauziele zu erreichen.

Die Analyse beschreibt steigende Kosten, höhere Finanzierungsausgaben und zunehmende Projektrisiken als zentrale Herausforderungen. Mehrere Ausschreibungsrunden in Europa seien zuletzt ohne Gebote geblieben. Das gefährde den Ausbau der Offshore-Windenergie und damit energiepolitische Ziele wie Versorgungssicherheit, bezahlbare Strompreise und Klimaneutralität.

Förderrahmen im Umbau

Auch in Deutschland überprüft die Bundesregierung derzeit den Förderrahmen. Sie hat die für 2026 geplante Offshore-Ausschreibung auf das Folgejahr verschoben, um das Ausschreibungsdesign zu überarbeiten. Gleichzeitig läuft Ende 2026 der derzeitige Fördermechanismus nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz aus. Vorgaben der Europäischen Union sehen vor, dass staatliche Förderungen künftig über zweiseitige Differenzverträge, sogenannte Contracts for Difference (CfD), organisiert werden.

Die Studie von Frontier Economics untersucht, welches Modell unter diesen Bedingungen den Ausbau am effizientesten unterstützen könnte. Die Autoren empfehlen ein produktionsabhängiges zweiseitiges CfD-Modell. Dabei wird die Förderung an die tatsächlich erzeugte Strommenge gekoppelt. Das System ähnelt der bisherigen gleitenden Marktprämie, ergänzt diese jedoch um eine Absicherung gegen Preisschwankungen am Strommarkt.

Nach Angaben der Autoren gleichen CfDs die Differenz zwischen einem in der Auktion festgelegten Referenzpreis und dem Marktwert des Stroms aus. Liegt der Marktpreis unter dem Referenzwert, erhält der

Betreiber eine Ausgleichszahlung. Liegt er darüber, fließt die Differenz an den Staat zurück. Das Modell reduziere Preisrisiken und erhöhe die Planbarkeit der Einnahmen.

Hohe Investitionen nötig

Die Studie hebt hervor, dass Offshore-Windprojekte besonders kapitalintensiv sind. Rund 70 Prozent der Stromgestehungskosten entfallen laut Analyse auf Investitions- und Finanzierungskosten. Schon moderate Veränderungen bei Zinsen oder Rohstoffpreisen könnten die Wirtschaftlichkeit zwischen Zuschlag in einer Auktion und der finalen Investitionsentscheidung erheblich verändern.

Deshalb empfehlen die Autoren eine Anpassung des sogenannten Strike Price an wichtige Kostenentwicklungen. Während der Entwicklungs- und Bauphase sollten etwa Veränderungen bei Zinsen oder Materialpreisen berücksichtigt werden. In der Betriebsphase könne eine vereinfachte Indexierung beispielsweise über Inflationsindizes erfolgen. Internationale Beispiele zeigten laut Studie, dass eine solche Indexierung Finanzierungskosten senken und Projektrisiken reduzieren könne.

PPA als Ergänzung

Neben staatlichen Fördermechanismen bleiben nach Einschätzung der Autoren auch privatwirtschaftliche Stromlieferverträge wichtig. Diese Power Purchase Agreements (PPAs) spielen vor allem für Industrieunternehmen eine Rolle, die ihren Strombedarf langfristig mit erneuerbarer Energie decken wollen.

Zwischen Zuschlag in einer Offshore-Auktion und dem möglichen Beginn eines PPA-Liefervertrags liegen in Deutschland häufig mehrere Jahre. Deshalb schlägt die Studie eine einmalige Ausstiegsoption aus dem CfD-System bis zur endgültigen Investitionsentscheidung vor. Projektentwickler könnten dann entscheiden, ob sie Strom ganz oder teilweise über PPA statt über staatliche CfD vermarkten. Das könnte nach Einschätzung der Autoren zusätzliche Finanzierungsmöglichkeiten eröffnen und gleichzeitig den Markt für grünen Industriestrom stärken.

Hohe Ziele gesteckt

Michael Class, Leiter Erzeugungsportfolioentwicklung bei EnBW, erklärt laut dem Unternehmen, das vorgeschlagene Modell könne die Planbarkeit für Investoren erhöhen und damit auch die Wahrscheinlichkeit, dass Offshore-Projekte tatsächlich umgesetzt werden. Zugleich könne es dazu beitragen, die Kosten des Energiesystems zu begrenzen.

Auch Frontier Economics sieht Vorteile in diesem Ansatz. Executive Director Matthias Janssen sagt laut der Studie, ein produktionsabhängiger CfD mit einer an Projektphasen angepassten Preisindexierung könne Unsicherheiten reduzieren und Finanzierungskosten senken.

Deutschland plant einen deutlichen Ausbau der Offshore-Windenergie. Bis 2030 sollen Anlagen mit einer Leistung von 30.000 MW installiert sein, bis 2035 mindestens 40.000 MW. Derzeit liegt die installierte Leistung nach Angaben der Branche bei weniger als 10.000 MW.

Die [Studie zu CfD für Offshore Wind von Frontier Economics](#) steht als PDF zum Download bereit.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Wasserstoffrat schlägt Alarm



Quelle: iStock / Frank Harms

WASSERSTOFF. Die Umsetzung der europäischen Dekarbonisierungsstrategie ist nach Ansicht der deutschen Wasserstoffwirtschaft zu langsam, zu bürokratisch und kostentreibend.

In einer Zwischenbilanz zur Umsetzung des sogenannten Clean Industrial Deal (CID), den die Kommission vor einem Jahr vorgelegt hatte, mahnt der Nationale Wasserstoffrat (NWR) eine „pragmatischere Regulierung“ an. Die Kommission habe inzwischen einen Teil der Maßnahmen zur Beschleunigung der Dekarbonisierung vorgelegt. Dazu zählt der NWR die Überarbeitung der Richtlinie für die Vergabe öffentlicher Aufträge oder den Vorschlag für „grüne Unternehmensflotten“. Das sei ein Beitrag zur Schaffung von Leitmärkten für grünen Wasserstoff.

Andere Elemente eines stabilen Regulierungsrahmens, der für den Wasserstoffhochlauf unverzichtbar sei, ließen aber weiter auf sich warten. Dazu gehöre insbesondere mehr Flexibilität bei der Herstellung von grünem Wasserstoff, um die Produktionsmengen zu erhöhen und die Kosten zu senken. Die derzeitigen Vorgaben „führen zu hohen Produktionskosten und bremsen den Markthochlauf“. Das gelte auch für die Umsetzung der sogenannten „Industrieunterquote“ bei der Umsetzung der Richtlinie Erneuerbare Energien (RED III): „Der Rat plädiert dafür, die Quote mit größtmöglicher Flexibilität umzusetzen und eine Umsetzung auf Unternehmensebene definitiv auszuschließen“. Auf europäischer Ebene sei eine „Absenkung des Quotenziels auf ein realistisches Niveau“ notwendig.

Essentiell sei ein bedarfsgerechter Ausbau der Infrastruktur. Dazu zählten neben dem Kernnetz auch Importterminals, Ammoniak-Cracker und Wasserstoffspeicher sowie ein geregelter Zugang (Third-Party-Access). Gleichzeitig müssten Unternehmen, die auf fossiles Gas angewiesen seien, dieses so lange bezahlbar einzusetzen können, bis „ausreichend Wasserstoff zu wirtschaftlich tragbaren Preisen zur Verfügung steht“. Um die „Kostenlücke“ in der ersten Phase des Hochlaufs zu schließen, empfiehlt der NWR Auktionierungsmodelle und langfristige Wasserstoffbezugsverträge, die staatlich abgesichert werden müssten.

Ein erfolgreicher Wasserstoffhochlauf sei auf einen funktionierenden Binnenmarkt, regulatorische Klarheit, wettbewerbsfähige Strompreise, eine bedarfsgerechte Infrastruktur und wirksame Instrumente angewiesen, die höheren Kosten gegenüber fossilem Gas ausgleichen. Nur dann werde Wasserstoff seine Rolle als „Schlüsseltechnologie für eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie“ erfüllen können.

// VON TOM WEINGÄRTNER

[^ Zum Inhalt](#)

Preiswerte Energie für alle



Quelle: Pixabay / NakNakNak / E&M

INSIDE EU ENERGIE. Unser Brüsseler Korrespondent Tom Weingärtner kommentiert in seiner Kolumne „Inside EU Energie“ energiepolitische Themen aus dem EU-Parlament, der EU-Kommission und den Verbänden.

Mit einem „Energiepaket für die Bürger“ (Citizens Energy Package) will die EU-Kommission gegen die hohen Energiepreise vorgehen. Neue Ideen sind nicht im Päckchen.

Die sicherste Energieversorgung für die europäischen Bürger sei „saubere Energie, die sie selbst erzeugen können“, heißt es in der Mitteilung der Kommission. Die Elektrifizierung des Energieverbrauchs werde deswegen zu niedrigeren und stabileren Preisen führen. Das sei dringend nötig, denn im Durchschnitt bezahlten die privaten Haushalte in der EU schon vor dem jüngsten Irankrieg 36 Prozent mehr für ihren Strom als im Zeitraum 2014-20 und 68 Prozent mehr für Gas. 42 Millionen Europäer, heißt es in Brüssel, könnten ihre Wohnungen nicht adäquat heizen.

Das ist allerdings nicht nur auf globale Konflikte und fossile Anhängigkeiten zurückzuführen. Ein Viertel dessen, was private Haushalte für ihren Strom bezahlen, kassieren nicht die Energiekonzerne sondern der Staat. Ein weiteres Viertel bis zu einem Drittel wird für die Netzentgelte fällig, deren Höhe von den Mitgliedsstaaten reguliert wird.

Kurzfristig, sagt Energiekommissar Dan Jørgensen, könnten die Mitgliedsstaaten alleine durch die Senkung ihrer Steuern und Abgaben auf Strom, ihre Bürger im Durchschnitt um 200 Euro pro Jahr und Haushalt entlasten. Weiter 152 Euro könnten die Haushalte sparen, wenn sie ihren Anbieter leichter wechseln könnten.

Alle Möglichkeiten nutzen, um Steuern und Abgaben zu senken

Jørgensen appelliert an die Mitgliedsstaaten, sie sollten jede Möglichkeit nutzen, Steuern und Abgaben auf Strom zu senken. Das Recht der Verbraucher, ihren Anbieter binnen 24 Stunden zu wechseln, müsse konsequent umgesetzt werden. Dazu gehört nach Ansicht der Kommission auch mehr Transparenz beim Vergleich der Preise.

Eine wichtige Voraussetzung für niedrigere Rechnungen für Strom und Gas sei der Zugang zu und der Einsatz von sauberen Technologien. Die Dämmung der Wohngebäude, Energiemanagementsysteme und -services könnten ebenfalls zur Senkung des Energieverbrauchs beitragen. Wie die Mieter oder die Hauseigentümer das Geld dafür aufbringen sollen, weiß die Kommission allerdings auch nicht. Sie will deswegen mit den Mitgliedsstaaten eine „Energieeffizienz Finanzierungs Koalition“ bilden.

Sie ist davon überzeugt, dass die Mitgliedsstaaten mehr tun könnten, um die Netzentgelte zu begrenzen. Wenn die Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Verbrauchs genutzt würden, müsse deutlich weniger in die Netze investiert und an die Verbraucher weitergegeben werden. Die Regulierungsbehörden müssten hier für die richtigen Anreize sorgen. Auch dadurch, dass die Verbraucher über smarte Zähler verfügen und flexible Preise vereinbaren könnten. Ob Kosten durch die Streichung europäischer Vorschriften gesenkt werden können, hat man in Brüssel offensichtlich nicht geprüft.

Die Kommission möchte die Eigenproduktion stärken. Die Bewohner von Mehrfamilienhäusern stoßen dabei oft an juristische Hürden. Die Mitgliedsstaaten sollen deswegen die Bildung von Energiegemeinschaften erleichtern. Die könnten dann den Strom, den sie benötigen, selbst erzeugen oder eine gemeinsame Wärmeversorgung organisieren.

In der EU gebe es bereits 8.000 Energiegemeinschaften aber das Potential sei wesentlich größer. Bis 2030 könnte die Kapazität zur Erzeugung von Wind- und Solarstrom durch Energiegemeinschaften verzehnfacht werden, heißt es in der Mitteilung der Kommission. Jeder Haushalt könne durch Eigenproduktion seine Energierechnung um bis zu 930 Euro im Jahr senken.

Nach Ansicht des Europäischen Rechnungshofes ist das reines Wunschdenken. Die Zahl der Energiegemeinschaften habe in den letzten zehn Jahren trotz üppiger Fördermittel kaum zugenommen. Der „Traum einer Energiewende von unten“ scheitere regelmäßig an technischen und rechtlichen Hürden, die auch von der EU selbst aufgestellt würden. Die rechtliche Definition der Energiegemeinschaften stifte mehr Verwirrung als Klarheit. So sei nicht klar, wie sie aufgebaut sein müssten, wie der erzeugte Strom genutzt und wie überschüssiger Strom verkauft werde.

Viele Mitgliedsstaaten hätten es versäumt die regulatorischen Voraussetzungen für die Gründung der Energiegemeinschaften zu schaffen und Engpässe in den Verteilnetzen zu beseitigen. Viele Anlagen würden nicht oder nur mit großer Verzögerung an das Netz angeschlossen. Das Problem werde dadurch verschärft, dass die meisten Energiegemeinschaften Strom vorwiegend um die Mittagszeit erzeugten, der meiste Strom aber morgens und abends verbraucht werde. Die Kommission habe die Energiegemeinschaften aber nicht genug dabei unterstützt, in Speicher zu investieren und dadurch ihre Flexibilität zu erhöhen.

Die Rechnungsprüfer gehen davon aus, dass die EU ihr Ziel, 2025 mindestens eine Energiegemeinschaft in jeder Gemeinde über 10.000 Einwohner einzurichten, verfehlt hat. // [VON TOM WEINGÄRTNER](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



„Loyalty Penalty Deutschland“ ist die erste interaktive Grafik einer neuen Studie des Lehrstuhls für Energiesystemökonomik der RWTH Aachen überschrieben. Zwei junge Wissenschaftler des Lehrstuhls, der Teil des Eon Energy Research Center ist, haben sich mehr als 2.000 Preisanpassungsschreiben von 70 Stromanbietern aus der Zeit von Januar 2022 bis Oktober 2025 angesehen. Und sie errechneten die Einsparpotenziale, die ein Anbieter- beziehungsweise Tarifwechsel im jeweils günstigsten Fall erschlossen hätte. Ergebnis: Weil sie nicht wechselten, zahlen loyale Haushaltskunden im Jahr 2025 eine „Treuestrafe“ in Höhe von 11 Milliarden Euro.

Octopus-CEO Bastian Gierull (2. v. l.), Menna Elsobki und Phillipp Daun von der RWTH Aachen bei der Vorstellung der Studie. Quelle: Manfred Fischer

Bestandskunden stützen Neukunden-Geschäft mit 11 Milliarden Euro

STROM. Bestandskunden zahlen nach einer Studie um 13 Cent/kWh höhere Arbeitspreise als Neukunden. Die Begründungen von Preisanpassungen passen oft nicht zu den tatsächlichen Änderungen.

„Loyalty Penalty Deutschland“ ist die erste interaktive Grafik einer neuen Studie des Lehrstuhls für Energiesystemökonomik der RWTH Aachen überschrieben. Zwei junge Wissenschaftler des Lehrstuhls, der Teil des Eon Energy Research Center ist, haben sich mehr als 2.000 Preisanpassungsschreiben von 70 Stromanbietern aus der Zeit von Januar 2022 bis Oktober 2025 angesehen. Und sie errechneten die Einsparpotenziale, die ein Anbieter- beziehungsweise Tarifwechsel im jeweils günstigsten Fall erschlossen hätte. Ergebnis: Weil sie nicht wechselten, zahlen loyale Haushaltskunden im Jahr 2025 eine „Treuestrafe“ in Höhe von 11 Milliarden Euro.

Die Summe errechnet sich aus 4 Milliarden Euro durch einen Wechsel innerhalb der Grundversorgung zum Neukundenpreis sowie jeweils rund 3,5 Milliarden Euro durch einen Wechsel von Grundversorgern außerhalb der Grundversorgung zum Neukundenpreis und durch einen Wechsel zu wettbewerblichen Lieferanten. Etwa drei Viertel aller Haushalte berappten der Studie zufolge im vergangenen Jahr diese Treuestrafe. Bestandskunden bezahlten im Durchschnitt rund 13 Cent/kWh höhere effektive Arbeitspreise als Neukunden. Das entsprach einem durchschnittlichen Preisaufschlag von etwa 47 Prozent, heißt es.

Die Spanne bei den Arbeitspreisen reichte demnach 2025 von durchschnittlich 44,9 Cent/kWh in der Grundversorgung bis zu 27,3 Cent/kWh, dem günstigen Neukundenpreis bei wettbewerblichen Lieferanten. Preisanpassungen bei Neuverträgen schlugen sich nach der Auswertung der Wissenschaftler in Anstiegen um 20 bis 23 Prozent nieder. „Kleinere Verbrauchersgruppen sind prozentual stärker davon betroffen“, betonte Menna Elsobki, Mitarbeiterin am Lehrstuhl für Energiesystemökonomik, bei der Vorstellung der Studie am 12. März.

Neukunden-Geschäft mit negativen Margen

Bei den Neukundenpreisen beobachteten sie und ihr Kollege Philipp Daun für die Zeit von 2022 bis 2025 einen Rückgang um 18 Cent/kWh. Bestandskundenpreise sanken in der gleichen Zeit um 14 Cent/kWh.

Gefragt haben sich die beiden, wie das Bild aussähe, „wenn wir die Preise um die Umsatzsteuer bereinigen“. Elsobki: „Wir haben festgestellt, dass die Neukundenpreise zumindest teils unter dem Beschaffungsindex und den hoheitlichen Preisbestandteilen liegen könnten.“ Das deutete darauf hin, so die Doktorandin weiter, „dass man im Neukunden-Wettbewerb sogar negative Margen in Kauf nimmt, um größere Marktanteile zu gewinnen“. Dieses Phänomen sei „eher bei den größeren Stromanbietern“ zu beobachten, nicht bei Discountern.

Auf Ungereimtheiten stießen Elsobki und Daun in den Begründungen von Preisanpassungen. „Wir sehen, dass die Kommunikation der Gründe nicht immer mit den tatsächlichen Änderungen der Preiskomponenten übereinstimmt“, schilderte Daun, der ebenfalls an der RWTH gerade promoviert. Kleinere Preiskomponenten wie die Steuern oder KWKG-Umlagen würden weitestgehend korrekt kommuniziert. Preiseffekte aus Beschaffung und Vertrieb hingegen oft nicht. Dabei: In fast 90 Prozent aller Preisanpassungsschreiben sei Beschaffung als Grund genannt worden, dicht gefolgt von den Netzentgelten mit 69 Prozent. „Wir haben einen Markt mit Defiziten, insbesondere mit Informations- und Transparenzdefiziten“, sagte Daun.

Preisdeckel gegen „Anlocken und Abzocken“

Noch deutlicher wurde Bastian Gierull, Chef von Octopus Energy, sein Unternehmen hatte die Studie in Auftrag gegeben. „Wir haben zunehmend ein Zwei-Klassenmodell im Strommarkt. Auf der einen Seite Neukundentarife, wo sich die Anbieter mit negativen Margen überbieten, um neue Kunden zu gewinnen. Und das finanzieren sie aus dem Großteil der Bestandskunden“, resümierte er. Der Markt in Deutschland funktioniert nicht, so Gierull, der sich über die Zahlen verwundert zeigte: „Dieses Ausmaß hat uns überrascht, und dann auch noch 11 Milliarden Euro – ich glaube, dass wir in Europa das größte Problem von Anlocken und Abzocken im Energiemarkt haben“, sagte er.

Auch Gierull verwies auf mangelnde Transparenz als entscheidenden Knackpunkt. „Die Marktmacht der Anbieter, ihre Strompreise und ihre Rechnungen so zu gestalten, dass es der Durchschnittsmensch gar nicht versteht, wird extrem ausgenutzt“, monierte er.

Der CEO von Octopus Energy sieht die Politik in der Pflicht. Als probates Mittel empfiehlt er einen Preisdeckel. Aktuell hält einen Wert zwischen 40 und 45 Cent als Obergrenze für plausibel. Die Bundesnetzagentur sollte befähigt sein, Preistransparenz herzustellen und bei Werten über dem Preisdeckel einschreiten können. Wie extrem Treue bestraft wird, machte er an einem Beispiel aus Berlin deutlich. 75 Cent/kWh seien dort einer Rentnerin zuletzt berechnet worden. // **VON MANFRED FISCHER**

[^ Zum Inhalt](#)

Bayernets feiert Inbetriebnahme der Augusta-Leitung



Seitenbaumraupen senken den Rohrstrang mit 70 Zentimetern Durchmesser ab. Quelle: Eckhart Matthäus /Bayernets

GAS. Die „bayernets GmbH“ hat in Kötz im Landkreis Günzburg (Bayern) die Inbetriebnahme der Gastransportleitung „AUGUSTA“ gefeiert.

„Wir wollen ein Gesamtkonzept für eine sichere und nachhaltige Energieversorgung im Rahmen der Energiewende. Gas spielt dabei eine wichtige Rolle“, sagte Bayerns Wirtschafts- und Energieminister Hubert Aiwanger (Freie Wähler). „Um die Volatilität auszugleichen, brauchen wir zusätzlich zum Ausbau der erneuerbaren Energien regionale Gaskraftwerke, die sicher mit Gas beliefert werden müssen“. Die Augusta-Leitung leiste hier einen wichtigen Beitrag.

„Mit dem Leitungsbauprojekt investieren wir in die Zukunft und stärken die Resilienz des bayerischen Energiesystems. So wird es die Leitung ermöglichen, neue Gaskraftwerke sowie Baden-Württemberg an die Gasspeicher im südbayerischen und Salzburger Raum anzubinden“, erklärte Matthias Jenn, Geschäftsführer der Bayernets GmbH. Die aktuelle Diskussion um flexible Gaskraftwerke als Backup für die erneuerbare Stromerzeugung zeige die hohe Relevanz. Zudem verwies Jenn darauf, dass die Pipeline H2-ready ist, sodass sie in Zukunft auch Wasserstoff transportieren kann. Besonders hob Aiwanger die Rolle der Leitung für die zukünftige Wasserstoffwirtschaft hervor: „Mit der AUGUSTA-Leitung investieren wir nicht nur in die Versorgungssicherheit von heute, sondern auch in die Energieinfrastruktur von morgen. Die Leitung ist bereits H2-ready und damit darauf ausgelegt, künftig auch Wasserstoff und andere grüne Gase zu transportieren. Wasserstoff wird eine zentrale Säule für eine erneuerbare Energieversorgung der Industrie sein. Deshalb ist es entscheidend, dass wir unsere Netze schon heute auf diese Zukunft vorbereiten.“

Aiwanger: Gasspeicher erhalten

Aiwanger betonte in dem Zusammenhang die Bedeutung der bayerischen Gasspeicher für die Versorgungssicherheit. Sie müssten unbedingt erhalten werden, Stilllegungen wie zuletzt diskutiert seien nicht zu verantworten. Erneut forderte der Staatsminister das Anlegen einer nationalen Gasreserve nach Vorbild der Mineralöl-Reserve, um bei möglichen Krisenlagen gewappnet zu sein.

Bayernetz spiele auch beim Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes in Bayern eine wichtige Rolle. Aiwanger: „Der Wasserstoffmarkt entsteht nicht über Nacht – er ist ein Marathon und kein Sprint. Entlang der gesamten Wertschöpfungskette gibt es derzeit noch Herausforderungen.“ Umso wichtiger sei ein verlässlicher, konsistenter und technologieoffener Rahmen, den man gemeinsam mit dem Bund und der Europäischen Union weiter vorantreiben. Bayern werde den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft entschlossen begleiten.“



Hubert Aiwanger (r.) und Bayernets-Geschäftsführer Matthias Jenn bei der offiziellen Inbetriebnahme der Gastransportleitung Augusta.

Quelle: Nicole Engelhart / StMWi

40,5 Kilometer, 180 Millionen Euro

Die Pipeline, die bereits seit Dezember in Betrieb ist, führt im Regierungsbezirk Schwaben auf einer Gesamtlänge von insgesamt 40,5 Kilometern durch die Landkreise Dillingen an der Donau und Günzburg. Bayernets hat für das Projekt rund 180 Millionen Euro investiert. Zu den Sonderbauwerken zählten unter anderem die geschlossene Querung der Autobahn A8 im Landkreis Günzburg auf einer Länge von

145 Meter, die Bahnquerung im Landkreis Günzburg auf einer Länge von 41 Meter und die Querungen von mehreren Flüssen.

Im Bereich der Leitungstrasse laufen in derzeit noch Rekultivierungsarbeiten mit dem Ziel, die landwirtschaftlichen Nutzung der in Anspruch genommenen Flächen vollständig wiederherzustellen. Dazu gehören Drainagen, bodenverbessernde Maßnahmen, der Auftrag des Mutterbodens sowie der Rückbau von Baustraßen. Auch Straßen und Wege werden wiederhergestellt. // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

US-Firma übernimmt Solar-Technik von Meyer Burger



Quelle: Jonas Rosenberger

PHOTOVOLTAIK. Vor einem halben Jahr hatte das Solarunternehmen Meyer Burger seinen Betrieb in Sachsen und Sachsen-Anhalt eingestellt. Es folgte ein Ausverkauf. Kommt die PV-Industrie zurück?

Rund ein halbes Jahr nach dem Aus des insolventen Solarmodulherstellers Meyer Burger hat ein US-Unternehmen Technik und Anlagen übernommen und so die Hoffnung auf eine Rückkehr der Solarzellenproduktion in Sachsen und Sachsen-Anhalt genährt. Wie das Unternehmen Swift Solar mit Sitz im kalifornischen Silicon Valley mitteilte, wurden Produktionsanlagen und geistiges Eigentum übernommen. Dadurch werde die in den USA angesiedelte Forschung mit europäischer Expertise in der Herstellung hocheffizienter Silizium-Solarzellen zusammengeführt.

Wie es konkret mit den früheren Produktions- und Entwicklungsstandorten in Bitterfeld und Hohenstein-Ernstthal weitergeht, teilte das Unternehmen zunächst nicht mit. Swift Solar erklärte nur, man wolle eine westliche Produktionsbasis für neue Solartechnologie aufbauen.

Die Herstellung von Solarzellen bleibe der zentrale Engpass in der globalen Lieferkette der Solarindustrie, teilte das Unternehmen mit. Die Produktion hocheffizienter Zellen beschränke sich bislang vor allem auf Asien. Mit der Übernahme verschaffe sich das Unternehmen Zugang zu entsprechender Fertigungstechnologie.

Das Schweizer Solarunternehmen Meyer Burger mit seinen Standorten im sächsischen Hohenstein-Ernstthal und Bitterfeld in Sachsen-Anhalt galt als der letzte große europäische Solarhersteller. Im vergangenen Herbst wurde der Betrieb an den Standorten in Sachsen und Sachsen-Anhalt eingestellt. Das Inventar wurde versteigert. Rund 600 Mitarbeiter in Deutschland mussten gehen. In den USA verloren etwa 300 Beschäftigte ihre Jobs. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Photovoltaik-Boom hält an



Quelle: Shutterstock / Diyana Dimitrova

REGENERATIVE. Unternehmen und private Haushalte in Deutschland setzen verstärkt auf Photovoltaik-Strom. Allein im vergangenen Jahr stieg die Zahl der installierten um 17,6 Prozent.

Zum Jahresende 2025 waren auf Dächern und Grundstücken in Deutschland fast 4,8 Millionen Photovoltaikanlagen mit einer Nennleistung von insgesamt 106.200 MW installiert, wie das Statistische Bundesamt (Destatis) mitteilt. Damit nahm die Zahl der Anlagen gegenüber dem Vorjahr um 17,6 Prozent zu, die installierte Leistung stieg um 11,8 Prozent. Zum Jahresende 2024 waren es noch 4 Millionen mit einer Leistung von 95.000 MW gewesen.

Erfasst werden alle PV-Anlagen, die in die Netze der öffentlichen Versorgung einspeisen und über einen Stromzähler verfügen. Kleinere Anlagen, wie etwa die sogenannten Balkonkraftwerke, fallen in der Regel nicht darunter.

Die Importe im PV-Bereich sind 2025 zurückgegangen: Der Wert der eingeführten Solarzellen und Solarmodule sank gegenüber 2024 um 7,8 Prozent auf 1,8 Milliarden Euro. Noch deutlicher gingen die Exporte zurück: von 513 auf 358 Millionen Euro – ein Minus von knapp einem Drittel (30,1 Prozent). China ist aus deutscher Sicht mit Abstand das wichtigste Herkunftsland für Photovoltaikanlagen: 88 Prozent der nach Deutschland eingeführten Photovoltaikanlagen kamen 2025 aus der Volksrepublik. Danach folgten mit großem Abstand die Niederlande (5,2 Prozent). Der Importwert von Photovoltaikanlagen war 2025 nahezu fünfmal so hoch wie der Exportwert dieser Waren aus Deutschland. Die Exporte gingen zu einem großen Teil in europäische Staaten. Die wichtigsten Abnehmer waren 2025 Italien, Österreich und die Schweiz.

Die Produktion von Solarmodulen ist in Deutschland in den ersten drei Quartalen 2025 deutlich gesunken: Gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 60,6 Prozent auf 509.200 Stück. 2023 waren noch knapp 3,5 Millionen hergestellt worden. // VON GÜNTER DREWNIŹKY

[^ Zum Inhalt](#)

KEI-Podium diskutiert Industrie-Dekarbonisierung



KEI-Podium am 12. März 2026 in Cottbus.
Quelle: Susanne Harmsen

VERANSTALTUNG. Beim KEI-Podium in Cottbus diskutierten Vertreter aus Politik, Industrie und Forschung über Geschäftsmodelle und Clusterstrategien für die Dekarbonisierung energieintensiver Industrien.

Das Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI) in Cottbus (Brandenburg) richtete am 12. März erneut sein KEI-Podium aus. Die Veranstaltung brachte rund 200 Vertreter aus Politik, Industrie, Wissenschaft und Forschung zusammen, um über Wege zu einer klimaneutralen und zugleich wettbewerbsfähigen Industrie zu diskutieren. Im Mittelpunkt stand die Frage, wie Innovationen als strategischer Hebel genutzt werden können, um Resilienz und Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Grundstoffindustrie zu stärken.

Ausgangspunkt der Debatte ist die Einschätzung, dass Dekarbonisierung nicht nur zum Erreichen von Klimazielen beiträgt, sondern auch wirtschaftliche Chancen eröffnet. Technologische Innovationen, neue Marktmodelle und stärker zirkuläre Produktionssysteme können laut den Veranstaltern Effizienz steigern

und Abhängigkeiten von fossilen Rohstoffen verringern. Ziel sei eine Industrie, die bis 2040 klimaneutral produziert und gleichzeitig wirtschaftlich tragfähig bleibt.

Zentrale Themen sind nach Angaben der Organisatoren die Rolle von Innovation für Wettbewerbsfähigkeit und Resilienz, klimafreundliche Geschäftsmodelle sowie die Kombination verschiedener Transformationspfade. Dazu zählen insbesondere Dekarbonisierungstechnologien und Konzepte der Kreislaufwirtschaft. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf regionalen Industrieclustern, die als strukturelle Grundlage für widerstandsfähige Industriestandorte gelten.

Rahmen der EU

Zum Auftakt sprach Berthold Goeke, Abteilungsleiter für nationalen und europäischen Klimaschutz im Bundesumweltministerium (BMUKN) über den Clean Industrial Deal der Europäischen Union und seine Rolle für Wettbewerbsfähigkeit, Innovation und Resilienz der Industrie. Weitere Impulsvorträge widmen sich technologischen und wirtschaftlichen Perspektiven der Transformation. Christian Bogatu, Investment Director bei der Bundesagentur für Sprunginnovationen (SPRIN-D), stellte dar, welche Rolle technologische Innovationen für die Dekarbonisierung industrieller Prozesse spielen können.

Jose Gonzalez Cuenca vom European Innovation Centre for Industrial Transformation and Emissions (INCITE) erläuterte, wie europäische Innovationsprogramme Kreislaufwirtschaft, Emissionsminderung und Ressourceneffizienz fördern sollen. Der Projektmanager verwies darauf, dass Branchen wie Stahl, Zement und Chemie besonders stark unter Druck stehen, ihre Emissionen zu reduzieren. Gleichzeitig gelten sie als zentrale Sektoren für Dekarbonisierungstechnologien.

Industrielle Cluster

Auch industrielle Clusterstrukturen standen im Fokus der Vorträge. Marc Bovenschulte, Leiter des Servicezentrums für industrielle Transformation in den Regionen (SiT), erklärte, dass ein integrierter Ansatz für Industriecluster notwendig sei, um Emissionsminderungen und Energieversorgung effizient zu verbinden. Systemische Effizienz, Kreislaufwirtschaft, Elektrifizierung industrieller Prozesse sowie der Einsatz von Wasserstoff und CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCUS) gehörten zu den Optionen, die Unternehmen prüfen müssten.

Anhand mehrerer deutscher Beispiele wurden Erfolgsfaktoren für solche Cluster identifiziert. Darunter war „Create“ die Cross Cluster Innovation für biobasierte Kunststoffe. In einer Zusammenarbeit von mit SKZ, „C.A.R.M.E.N“, sowie den Chemie- und Umweltclustern Bayern wird hier ein Umfeld geschaffen, in dem biobasierte Kunststoffe entwickelt und erfolgreich in die industrielle Praxis überführt werden. Biobasierte Kunststoffe und Verbundwerkstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen hätten das Potenzial, fossile Ressourcen langfristig zu ersetzen.

Drei Workshops zur Vertiefung

In Workshops vertiefte die Tagung einzelne Themen. Ein erster Workshop beschäftigt sich mit dem sogenannten „Valley of Death“. Damit beschreiben Innovationsforscher die Phase zwischen technischer Entwicklung und Markteinführung, in der viele Projekte an fehlender Finanzierung oder fehlender industrieller Anwendung scheitern.

Ein zweiter Workshop richtet den Blick auf Materialflüsse und Geschäftsmodelle. Dort geht es um die Frage, wie Dekarbonisierung und Kreislaufwirtschaft Produktionsketten in energieintensiven Industrien verändern. Der dritte Workshop widmet sich regionalen Innovationsclustern in sogenannten Net-Zero-Valleys. Dabei handelt es sich um Regionen, in denen Industrie, Forschung und Politik eng zusammenarbeiten, um klimaneutrale Technologien schneller umzusetzen.

Die Veranstaltung richtet sich vor allem an Fachleute aus den Bereichen Stahl, Chemie, Zement, Kalk, Nichteisenmetalle, Glas, Keramik sowie Papier- und Zellstoffproduktion. // VON SUSANNE HARMSSEN

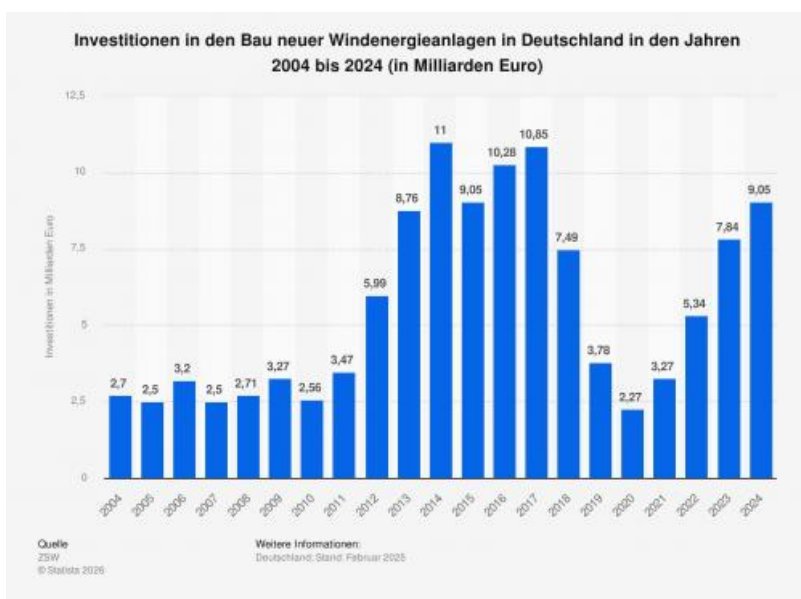
[^ Zum Inhalt](#)

Investitionen in Windenergie in Deutschland 2004 bis 2024



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken Quelle: Statista

Die Statistik zeigt die Entwicklung der Investitionen in den Bau neuer Windenergieanlagen in Deutschland in den Jahren 2004 bis 2024. Im Jahr 2024 wurden in Deutschland über neun Milliarden Euro in die Errichtung neuer Offshore- und Onshore-Windkraftanlagen investiert. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

🔧 TECHNIK



Quelle: Shutterstock / Thanadon88

Akzeptanz für CCS-Projekte in Deutschland diskutiert

KLIMASCHUTZ. Die Carbon Management Allianz (CMA) diskutierte in einem Webinar wie gesellschaftliche Akzeptanz für den Hochlauf von Carbon Capture and Storage (CCS) in Deutschland möglich ist.

Der geplante Ausbau von Technologien zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid steht in Deutschland vor einer zentralen Herausforderung: der gesellschaftlichen Akzeptanz. Darauf weist die Carbon Management Allianz (CMA) hin, ein Netzwerk von Unternehmen und Organisationen, das sich für Strategien zum Umgang mit industriellen CO₂-Emissionen einsetzt. In einem Webinar am 11. März diskutierte die Allianz mit Fachleuten aus Industrie und Wissenschaft über die öffentliche Zustimmung beim Hochlauf von Carbon Capture and Storage (CCS) spielt.

Hintergrund ist nach Angaben der CMA die politische Entwicklung der vergangenen Jahre. Spätestens mit der Verabschiedung des Kohlendioxid-Speicherungs- und Transportgesetzes im Jahr 2025 habe sich gezeigt, dass neben Regulierung, Infrastruktur und Wirtschaftlichkeit auch gesellschaftliche Faktoren den Ausbau prägen. Erfahrungen aus früheren CCS-Debatten sowie eine zunehmend polarisierte klimapolitische Diskussion zeigten laut CMA, dass politische Mehrheiten und konkrete Projekte ohne Zustimmung der Öffentlichkeit schwer erreichbar seien.

CCS als Lösung für Industrieemissionen

In energie- und klimapolitischen Strategien wird CCS inzwischen häufig als Bestandteil von Netto-Null-Pfaden diskutiert. Vor allem in Industriezweigen mit prozessbedingten Emissionen gilt die Technologie als eine Option zur Reduzierung von CO₂. In der öffentlichen Wahrnehmung bestehen jedoch weiterhin Vorbehalte gegenüber Transport- und Speicherprojekten. Für Unternehmen stelle sich deshalb die Frage, wie sie Dialogformate und Kommunikationsstrategien entwickeln können, um Akzeptanz systematisch aufzubauen, so die CMA.

Vertreterinnen und Vertreter aus Unternehmen, Forschung und Praxis brachten unterschiedliche Perspektiven ein. Aus wissenschaftlicher Sicht stellte Christine Merk vom Forschungszentrum Global Commons und Klimapolitik am Kiel Institut für Weltwirtschaft (IfW Kiel) eine mehrjährige internationale Studie vor.

Darin wurde im Vergleich zwischen Dänemark, Norwegen, den Niederlanden, Großbritannien und Deutschland der Informationsstand und die Einstellung der Bevölkerung zu CCS untersucht. Demnach gab es in Deutschland große Zustimmung zum Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung aber kaum die Hälfte der Befragten sind für die Abscheidung und Einspeicherung von CO₂, weder im eigenen Boden, noch unterseeisch oder im Ausland. Diese Zustimmung ist in den Vergleichsländern deutlich höher. (Siehe Grafik)



Einstellungen in verschiedenen Ländern zu CCS und Erneuerbaren Energien - Für Vollbild auf die Grafik klicken
Quelle: Kiel Institut

Erfahrungen mit Bürgerdialogen

Über Erfahrungen aus der Unternehmenspraxis berichteten unter anderem Annett Heibel und Ira Roschlau von der Beratungsorganisation Denkraum Ost. Sie stellten Ergebnisse aus Bürgerdialogen vor, die im Zusammenhang mit einem CCS-Vorhaben des Zementwerks von Cemex in Rüdersdorf bei Berlin durchgeführt wurden. Bei dem Projekt mit dem Namen „CO₂LLECT“ plant das Unternehmen, jährlich rund 1,3 Millionen Tonnen CO₂ aus der Zementproduktion abzuscheiden.

Die Abscheidung soll mit einer Anlage des Industriegaseherstellers Linde erfolgen.

Dabei kommt ein adsorptiv-kryogenes Verfahren zum Einsatz. Anschließend soll das CO₂ per Bahn zu einem Sammelpunkt an der Küste transportiert und von dort zu geologischen Speicherstätten in der Nordsee verschifft werden. Das Unternehmen plant eine finale Investitionsentscheidung im Jahr 2027. Die Inbetriebnahme der Anlage ist derzeit für 2030 vorgesehen. In Dialogveranstaltungen mit Bürgerinnen und Bürgern wurden vor allem Fragen zu möglichen Kostenfolgen sowie zu Verkehrs- und Staubbelastungen gestellt.

Dialogformate tragen bei, Gerüchten und Fehlinformationen vorzubeugen, betonte Florian Kleinwächter. Er organisierte Dialogforen für den Baustoffkonzern Holcim. Zu seinen zentralen Empfehlungen zählt eine frühzeitige Information der Öffentlichkeit bereits in der Planungsphase eines Projekts. Veranstaltungen sollten ausreichend lange im Voraus angekündigt und über unterschiedliche Kanäle kommuniziert werden, etwa über lokale Medien, soziale Netzwerke oder Informationsschreiben an Haushalte in der Umgebung.

Ebenso wichtig sei es, Raum für Fragen und Diskussionen zu schaffen und auch kritische Stimmen einzubeziehen. Die CMA sieht in solchen Dialogformaten einen möglichen Baustein, um gesellschaftliche Voraussetzungen für den Ausbau von CCS-Technologien zu schaffen. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Studie empfiehlt geringere Überbauung bei Offshore-Netzen



Quelle: Georg Eble

STROMNETZ. Eine Studie von Frontier Economics beziffert erstmals die volkswirtschaftlich sinnvolle Überbauung von Offshore-Netzanbindungen in der Nordsee und kritisiert pauschale Vorgaben.

Eine neue Studie des Beratungsunternehmens Frontier Economics beziffert erstmals das volkswirtschaftlich optimale Maß der Überbauung von Offshore-Windparks in Deutschland. Die Analyse entstand im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie Offshore (BWO) sowie des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW).

Laut der Untersuchung liegt das volkswirtschaftlich sinnvolle Maß der Überbauung in den analysierten Nordsee-Gebieten bei rund fünf bis zehn Prozent der Kapazität der Netzanbindung. Damit fällt der Wert deutlich niedriger aus als eine pauschale Vorgabe von 20 Prozent, die im Flächenentwicklungsplan 2025 vorgesehen ist. Eine solche Verpflichtung würde nach Einschätzung der Studienautoren zu unnötigen Mehrkosten für das Energiesystem führen.

Analyse bislang unbebauter Flächen

Die Studie untersucht vier bislang unbebaute Offshore-Flächen in der deutschen Nordsee. Dabei analysierte Frontier Economics verschiedene Kombinationen aus installierter Windparkleistung und Kapazität der Netzanbindung, um ein Kosten-Nutzen-Optimum für das Energiesystem zu bestimmen.

Der Begriff Überbauung bezeichnet im Offshore-Bereich eine installierte Windparkleistung, die über der Kapazität der Netzanbindung liegt. Ziel ist es, die Netzinfrastruktur besser auszulasten. Bei starkem Wind kann die Netzanbindung jedoch nicht die gesamte erzeugte Leistung aufnehmen, sodass ein Teil des Stroms abgeregelt werden muss.

Je nach Gebiet und Szenario liegt die optimale Überbauung laut Studie zwischen fünf und zehn Prozent. Die damit verbundene Abregelung von Strom beträgt nach Angaben der Autoren dann lediglich drei bis vier Prozent der erzeugten Energiemenge. Damit lassen sich Netzanbindungen gleichmäßiger auslasten, ohne dass ein großer Teil der Produktion verloren geht.

Betriebswirtschaft und Volkswirtschaft im Clinch

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht fällt das Optimum allerdings niedriger aus. Projektentwickler erreichen nach Angaben der Studie ihre wirtschaftliche Balance bereits bei einer Überbauung von etwa zweieinhalb bis fünf Prozent. Das volkswirtschaftliche Optimum liegt damit über dem wirtschaftlichen Optimum einzelner Projekte.

Stefan Thimm, Geschäftsführer des BWO, sieht in den Ergebnissen eine wichtige Grundlage für die politische Diskussion. Die Studie zeige erstmals belastbar, in welchem Bereich Überbauung volkswirtschaftlich sinnvoll sei, erklärte Thimm laut Verband. Eine pauschale Verpflichtung zu einem Überbauungswert von 20 Prozent würde die Kosten dagegen unnötig erhöhen.

Projektentwickler bewegten sich bereits heute im Bereich des betriebswirtschaftlich Sinnvollen, sagte Thimm weiter. Entscheidend sei deshalb, dass Überbauung flächenspezifisch umgesetzt werde und sich an wirtschaftlichen Rahmenbedingungen orientiere. Darüber hinausgehende Anforderungen würden Investitionsrisiken erhöhen, die letztlich über höhere Strompreise ausgeglichen werden müssten.



Betrachtungen für die Fläche N 12 zum Kosten-Nutzen-Verhältnis einer Überbauung

Für Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: Frontier Economics

Politik soll optimieren

Auch der BDEW sieht in den Studienergebnissen Hinweise auf Optimierungspotenziale beim Offshore-Ausbau. Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae erklärte, dass die Politik bei der geplanten Reform des Windenergie-auf-See-Gesetzes entsprechende Rahmenbedingungen schaffen müsse. Dazu gehörten Anpassungen beim Ausschreibungsdesign und bei der Flächenplanung, damit eine volkswirtschaftlich optimale Überbauung je nach Flächencharakteristik möglich werde.

Nach Einschätzung des BDEW müssten außerdem die zusätzlichen betriebswirtschaftlichen Kosten für Projektentwickler abgesichert werden. Andreae verwies dabei auf zweiseitige Contracts for Difference (CfD), mit denen sich Risiken ausgleichen ließen. Das parlamentarische Verfahren zur Reform des Gesetzes sollte nach Vorstellung des Verbands bis zum Sommer beginnen, damit ein neues Ausschreibungsverfahren spätestens Anfang 2027 in Kraft treten kann.

Weitere Effizienzinstrumente möglich

Neben der Überbauung nennt die Branche weitere Ansatzpunkte zur Effizienzsteigerung beim Offshore-Ausbau. Dazu zählen laut BWO eine geringere Leistungsdichte von unter zehn MW pro Quadratkilometer auf neuen Flächen, eine Flächenplanung mit geringeren Abschattungseffekten zwischen Windparks sowie eine stärkere internationale Kooperation bei der Flächenerschließung, etwa mit Dänemark.

Die aktuelle Studie baut auf einer früheren Untersuchung des Fraunhofer-Instituts für Windenergiesysteme auf. Beide Analysen sollen laut den Verbänden eine wissenschaftliche Grundlage für die weitere Optimierung des Offshore-Ausbaus in Deutschland schaffen.

Die [Studie zur optimalen Überbauung von Offshore Wind Netzanbindungen](#) von Frontier Economics steht als PDF zum Download bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN

Quelle: Nordex

WPD kauft Dutzende Windturbinen für Projekte in Deutschland

WINDKRAFT. Der Bremer Projektierer WPD hat bei der Nordex Group 40 Windkraftanlagen für neun verschiedene Windparks in Deutschland bestellt.

Schöner Auftrag für die Hamburger Windkraftmanufaktur Nordex. Der Bremer Windkraftprojektierer WPD hat bei der Nordex Group 40 Turbinen geordert. Die Anlagen sind für neun Projekte in Mecklenburg-Vorpommern, Nordrhein-Westfalen, Hessen und Niedersachsen vorgesehen. Die Gesamtleistung der Bestellungen beträgt 279,2 MW. „Die Bestellungen umfassen jeweils auch einen Premium-Servicevertrag für die Wartung der Anlagen über einen Zeitraum von 15 Jahren“, heißt es in einer Mitteilung von Nordex.

Die Auslieferung und Installation der Anlagen sind für das Jahr 2027 geplant. Geliefert werden insgesamt 36 Windenergieanlagen des Typs N163/6.X sowie vier Turbinen des Typs N175/6.X. Alle Anlagen werden auf Hybridtürmen installiert. Für die N163-Turbinen ist eine Nabenhöhe von 164 Metern vorgesehen, während die größeren N175-Anlagen auf Türmen mit einer Höhe von 179 Metern errichtet werden. Nach der Inbetriebnahme sollen die Turbinen überwiegend im 7-MW-Modus betrieben werden.

„Die Entscheidung von WPD, nach der Vergabe von rund 126 MW im September 2025 erneut unsere Technologie zu wählen, unterstreicht das Vertrauen in die Leistungsfähigkeit unseres Teams sowie unsere technologische Kompetenz. Wir freuen uns sehr über die Fortsetzung unserer über Jahre gewachsenen erfolgreichen Zusammenarbeit“, sagt Karsten Brüggemann, Vice President Region Central der Nordex Group.

WPD entwickelt und betreibt Wind- und Solarparks weltweit. Das Unternehmen plant, finanziert, errichtet und betreibt Projekte in 32 Ländern. Zum Eigenbestand des Unternehmens gehören Anlagen mit einer installierten Leistung von 3.644 MW. Insgesamt umfasst die Projektpipeline nach Unternehmensangaben 38.545 MW Onshore-Windenergie sowie 8.015 MW Solarenergie.

Die Nordex Group zählt zu den Herstellern von Onshore-Windenergieanlagen. Im Jahr 2025 erzielte der Konzern einen Umsatz von rund 7,6 Milliarden Euro und beschäftigte mehr als 11.100 Mitarbeiter. Produktionsstandorte befinden sich unter anderem in Deutschland, Spanien, Brasilien, Indien und den USA. Das Produktportfolio konzentriert sich auf Onshore-Turbinen der Leistungsklassen von 4 MW bis über 7 MW. // **VON STEFAN SAGMEISTER**

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

WERBUNG

ENERGIETRETT

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

Bonner Stadtwerke-Chef will zurücktreten



Quelle: OpenAI

SPECULANTIUS. In der Rubrik „Speculantius“ veröffentlicht die Redaktion für den Markt relevante Gerüchte, Meinungen und unbestätigte Berichte.

Der Chef der Stadtwerke Bonn, Olaf Hermes, hat im Zusammenhang mit der sogenannten Grundstücks-Affäre seinen Rückzug angekündigt. Wie Hermes dem WDR sagte, wolle er sein Amt bis zum Sommer niederlegen. Nach eigenen Angaben fehle ihm das notwendige Vertrauen in der Bonner Stadtpolitik, um seine Arbeit fortzusetzen. Hermes ist Vorsitzender der Geschäftsführung der Stadtwerke Bonn GmbH und zugleich Geschäftsführer von SWB Energie und Wasser.

Auslöser ist die jüngste Sitzung des SWB-Aufsichtsrats, in der es um die Aufarbeitung der Affäre rund um ein Grundstück am Flugplatz Hangelar ging. In dieser Sitzung stellte Hermes nach Angaben des WDR die Vertrauensfrage. Obwohl das Gremium ihm anschließend mehrheitlich das Vertrauen aussprach, hält der Manager an seinem Rücktrittsplan fest.

Hintergrund ist eine Affäre, die Ende vergangenen Jahres öffentlich wurde. Dabei geht es um ein Immobiliengeschäft der Flugplatzgesellschaft Hangelar mbH, an der die Stadtwerke über eine Beteiligung von 49,6 Prozent beteiligt sind. Dabei ging es um die Ausübung eines Vorkaufsrechts für ein Grundstück am Flugplatz.

Dabei soll es zu politischer Einflussnahme gekommen sein. Demnach versuchten Bonns

Oberbürgermeister Guido Deus, seit November 2025 im Amt, weiterhin der damalige Co-Dezernent der Stadt sowie der Rhein-Sieg-Landrat Sebastian Schuster (alle CDU), die Stadtwerke von dem Grundstücksgeschäft abzubringen.

Den Verdacht, dass er sich eingemischt hätte, um einem CDU-Parteispender einen Gefallen zu tun, wies Oberbürgermeister Deus als böswillige Unterstellung zurück. Auch die anderen Beteiligten äußerten sich laut Medienberichten in diesem Sinne.

Eine von den Stadtwerken beauftragte Kanzlei untersuchte den Vorgang im Rahmen einer Compliance-Prüfung. Laut WDR kommt der Bericht zu dem Ergebnis, dass die Einflussnahmen „gegebenenfalls nicht frei von Fremdeinflüssen und Interessenkonflikten“ gewesen sein könnten. Die SWB wollen den vertraulichen Bericht an die Staatsanwaltschaft weiterleiten. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)

Energieforen und Encicity starten regionale Kooperationsnetzwerke



Quelle: Jonas Rosenberger

STADTWERKE. Energieforen Leipzig und Encicity starten regionale Kooperationsnetzwerke für Stadtwerke. Ziel ist es, Versorger durch gemeinsame Projekte und Partnerschaften zu unterstützen.

Stadtwerke stehen unter wachsendem Druck, Netze, Wärmeinfrastrukturen und digitale Systeme auszubauen sowie neue Geschäftsmodelle zu entwickeln. Vor diesem Hintergrund haben die Energieforen Leipzig und der Versorger Encicity eine engere Zusammenarbeit vereinbart – und davon sollen auch andere Unternehmen profitieren.

Das Beratungsunternehmen Energieforen Leipzig und der Versorger Encicity wollen regionale Kooperationsnetzwerke initiieren, in denen Stadtwerke operative und strategische Aufgaben gemeinsam bearbeiten können. Ziel ist es, Synergien zu nutzen und Kooperationen zwischen kommunalen Versorgern strukturiert zu organisieren, teilten die Energieforen mit.

Start der Netzwerke in Nordostdeutschland

Die ersten Netzwerke entstehen in Nordostdeutschland. Dort sollen Stadtwerke gemeinsam Projekte umsetzen und Erfahrungen austauschen. Der Ansatz richtet sich vor allem an kleine und mittlere Versorgungsunternehmen. Sie sollen Unterstützung bei der Umsetzung regulatorischer Vorgaben erhalten und zugleich Möglichkeiten zur gegenseitigen Leistungserbringung oder zum Bezug von Leistungen entwickeln.

Die Initiatoren sehen darin einen Weg, Ressourcen zu bündeln und Doppelarbeit zu vermeiden. Kooperationen können sich beispielsweise auf gemeinsame Projekte, zentrale Projektsteuerung oder auf Dienstleistungen zwischen Versorgern erstrecken. Bekanntgegeben wurde das Vorhaben während des Energy Future Leaders Kongresses 2026. Dort unterzeichneten die Energieforen Leipzig und Encicity einen entsprechenden Kooperationsvertrag.

Erste Treffen für regionale Netzwerke geplant

Für Mai sind zwei Initialisierungstreffen angesetzt, eines in Schleswig-Holstein und eines in der Region Südbrandenburg/Lausitz. Weitere Regionen befinden sich in Vorbereitung, teilten die beiden Unternehmen weiter mit. Parallel entsteht in Mitteldeutschland ein weiteres Netzwerk, das die Energieforen gemeinsam

mit EDW Energiedienste aufbauen. Dort beteiligen sich bereits erste Versorgungsunternehmen.

Darüber hinaus prüfen die Initiatoren nach eigener Aussage zusätzliche Netzwerke in anderen Regionen, etwa in Südbayern oder in Südwestdeutschland. Teilweise sollen diese Strukturen mit fachlicher Begleitung entstehen, teilweise als selbstorganisierte Kooperationen der beteiligten Versorger. Ziel soll es bleiben, regionale Zusammenarbeit als Instrument für Transformationsprojekte dauerhaft zu etablieren.

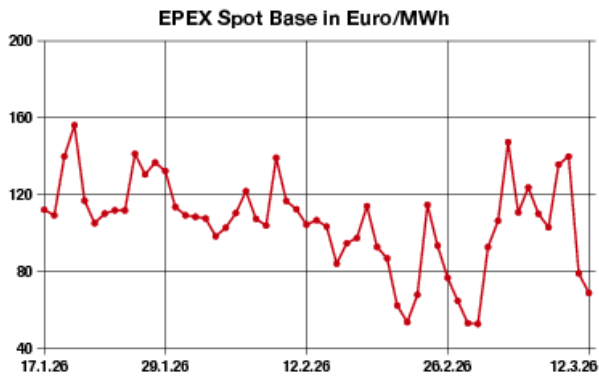
// VON HEIDI ROIDER

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

[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Blockadedrohungen treiben Gasmarkt



Quelle: E&M

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

Überwiegend fester haben sich die Energienotierungen am Donnerstag unter dem Eindruck des Irankrieges gezeigt, für den die Zeichen auf weitere Eskalation stehen. Der neue Oberste Führer des Iran, Mojtaba Khamenei, kündigte an, die Straße von Hormus weiterhin zu schließen und US-Stützpunkte im Nahen Osten anzugreifen. Dazu droht Teheran nun auch mit einer Sperre der Passage durch das Rote Meer mit Unterstützung der Huthi-Miliz im Jemen und anderer „Widerstandsgruppen“. Unterdessen sagte US-Präsident Donald Trump in einem Beitrag auf Truth Social, die USA profitierten von steigenden Ölpreisen und die Eindämmung des Iran habe eine höhere Priorität. Dessen ungeachtet sorgten die wieder kräftig zulegenden Ölpreise am Donnerstag an der Wall Street für ein deutliches Minus zur Eröffnung des Aktienhandels.

Strom: Überwiegend fester hat sich am Donnerstag der deutsche OTC-Strommarkt gezeigt, der damit den Primärenergieträgern Gas und Kohle nach oben folgte. Der Day-ahead allerdings verlor 20,50 auf 48,75 Euro je Megawattstunde im Base, gewann im Peak jedoch 0,50 auf 50,25 Euro je Megawattstunde hinzu. An der Börse kostete der Day-ahead 48,44 Euro in der Grundlast und 50,00 Euro in der Spitzenlast.

Ursächlich für den Preisrückgang beim Grundlast-Day-ahead war die im Vergleich zum Donnerstag deutlich geringere Last. So prognostiziert MBI Research für den letzten Tag der Arbeitswoche in Deutschland nur einen Verbrauch von 56,5 Gigawatt, während für den Berichtstag 57,6 Gigawatt anfallen sollen. Zudem soll laut Eurowind die Erneuerbaren-Einspeisung von 36,3 Gigawatt am Donnerstag auf 44 Gigawatt steigen. Für die kommenden Tage geht das US-Wettermodell von Temperaturen in der Nähe der Durchschnittswerte und von einer eher moderaten Windeinspeisung aus.

Am langen Ende sank das Strom-Frontjahr marginal um 0,07 auf 92,80 Euro.

CO₂: Die CO₂-Preise haben sich am Donnerstag etwas leichter gezeigt. Der Dec 26 verlor bis gegen 13.56 Uhr um 0,18 auf 71,68 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 15,6 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 72,88 Euro, das Tief bei 71,05 Euro. Der deutliche Rückgang der Nettolongpositionen in der vergangenen Woche hat laut den Analysten von Redshaw Advisors die Möglichkeit eines kräftigen Preiseinbruchs am CO₂-Markt reduziert. Der Dec 26 dürfte sich weiter in der breiten Spanne zwischen 69,20 Euro und 73,35 Euro halten. Der Schlüsselwiderstand für die CO₂-Bullen liegt laut den Analysten im

Bereich von 74,50 bis 74,84 Euro.

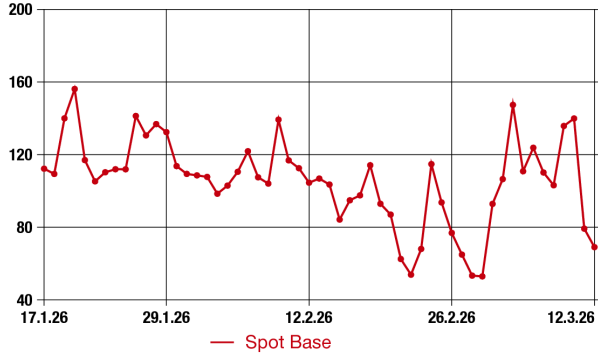
Erdgas: Fester haben sich die Erdgaspreise am Donnerstag gezeigt. Am niederländischen TTF gewann der Frontmonat März um 1,550 auf 50,800 Euro. Am deutschen THE zog der Day-ahead um 3,195 auf 51,645 Euro je Megawattstunde an. Die Sperrung der Meerenge von Hormus treibt die Gaspreise auch in Europa. Europäische Käufer müssen mit asiatischen Adressen um verfügbare LNG-Lieferungen konkurrieren. „Der Japan-Korea-Marker wird weiterhin mit einem soliden Aufschlag gegenüber TTF gehandelt, was darauf hindeutet, dass Spot-LNG-Ladungen nach Asien umgeleitet werden dürften“, so die Analysten von ING. Unterdessen erklären LNG-Lieferanten Berichten zufolge nach der Schließung der weltweit größten Exportanlage in Katar nun Force Majeure gegenüber Kunden in ganz Asien. Mindestens 20 Tanker mit LNG – etwa die Hälfte der weltweit verfügbaren Flotte – sitzen laut Schiffsmaklern derzeit im Persischen Golf fest. // [VON CLAUD-DETLEF GROSSMANN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

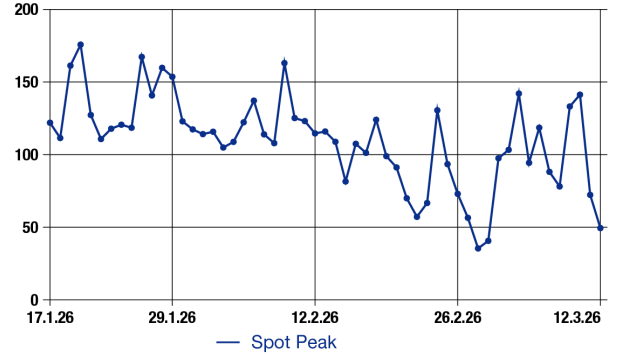
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

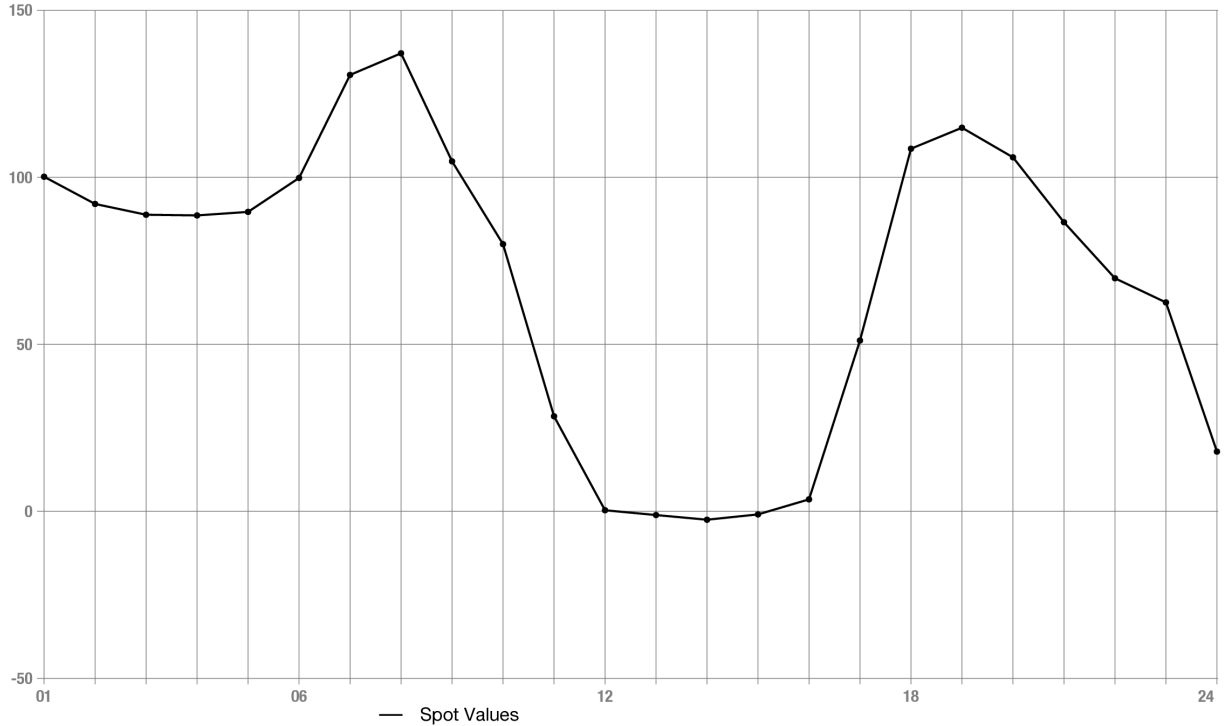
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

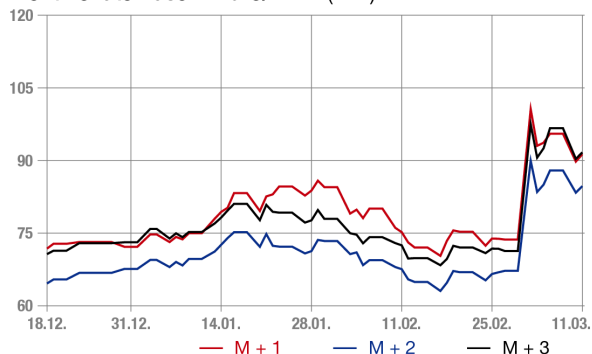
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	11.03.26	German Power Apr-2026	91,28
M2	11.03.26	German Power Mai-2026	84,70
M3	11.03.26	German Power Jun-2026	91,67
Q1	11.03.26	German Power Q2-2026	89,17
Q2	11.03.26	German Power Q3-2026	98,42
Q3	11.03.26	German Power Q4-2026	116,46
Y1	11.03.26	German Power Cal-2027	92,11
Y2	11.03.26	German Power Cal-2028	75,08
Y3	11.03.26	German Power Cal-2029	70,00

Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	11.03.26	German Power Apr-2026	77,07
M2	11.03.26	German Power Mai-2026	55,47
M3	11.03.26	German Power Jun-2026	63,32
Q1	11.03.26	German Power Q2-2026	65,44
Q2	11.03.26	German Power Q3-2026	89,31
Q3	11.03.26	German Power Q4-2026	145,18
Y1	11.03.26	German Power Cal-2027	98,93
Y2	11.03.26	German Power Cal-2028	81,00
Y3	11.03.26	German Power Cal-2029	77,34

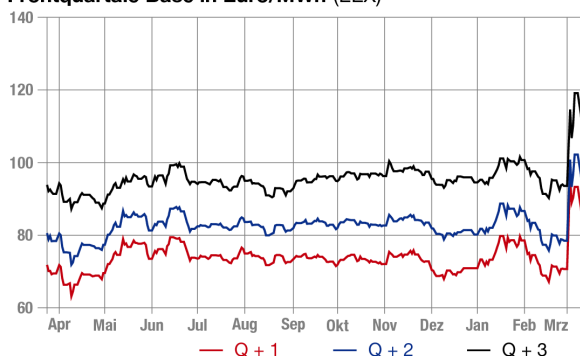
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



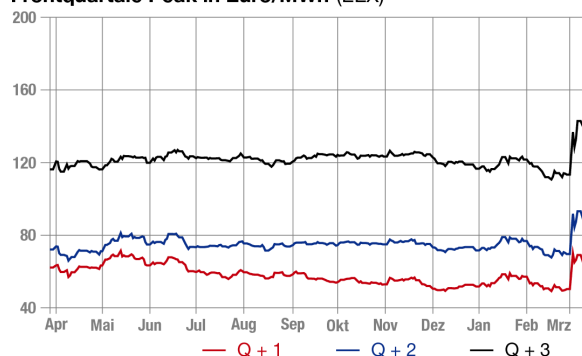
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



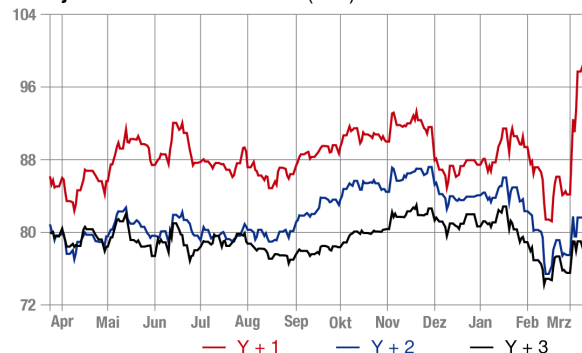
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



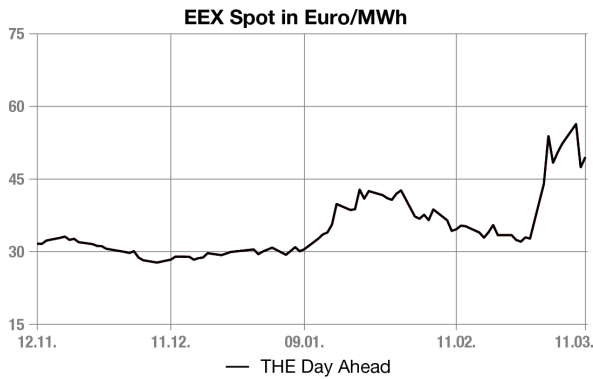
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



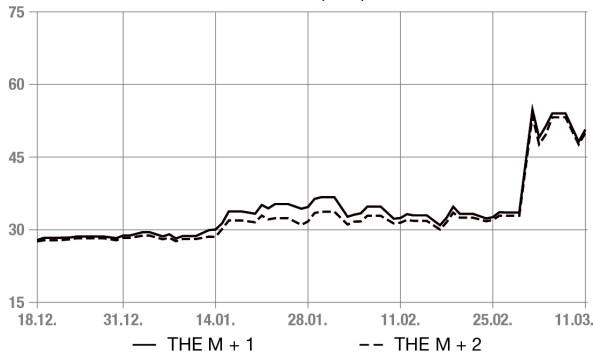
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	11.03.26	German THE Gas Apr-2026	50,68
M2	11.03.26	German THE Gas Mai-2026	49,96
Q1	11.03.26	German THE Gas Q2-2026	49,96
Q2	11.03.26	German THE Gas Q3-2026	49,20
S1	11.03.26	German THE Gas Win-2026	48,32
S2	11.03.26	German THE Gas Sum-2027	34,71
Y1	11.03.26	German THE Gas Cal 2027	37,80
Y2	11.03.26	German THE Gas Cal 2028	27,81



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	11.03.26	69,05	EUR/MWh
Germany Spot peak	11.03.26	49,44	EUR/MWh
EUA Apr 2026	11.03.26	70,64	EUR/tonne
Coal API2 Apr 2026	11.03.26	124,85	USD/tonne

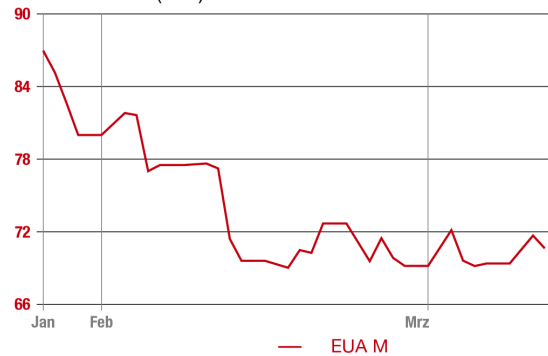
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	11.03.26	49,52	EUR/MWh
German THE Gas Apr-2026	11.03.26	50,68	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	11.03.26	37,80	EUR/MWh
Crude Oil Brent Mai-2026	11.03.26	91,98	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Junior Geschäftsführer Energie (m/w/d)

(Junior) Geschäftsführer Energie (m/w/d)Arbeitsplatz Hybrid am Standort Mühlheim am Main

in Mühlheim am Main

27.02.2026



Geschäftsführer (M/W/D)

Strategieberatung sucht Geschäftsführer (M/W/D) zur Weiterentwicklung erneuerbarer Wärmeprojekt...

in Hamburg

27.01.2026

● Vorstand/Geschäftsführung ● Festanstellung / Angestellter ● Homeoffice / Weiterbildung /
Mobilitätzuschuss / Mitarbeitererevents



Fahrgastbegleiter mit MountainManager & GletscherGuide (m/w/d)

KOMM ZU UNS - KOMM IN UNSER TEAM Wir bieten Einen sicheren Arbeitsplatz mit langfristiger Pers...

in Grainau

vor 2 h

● Ausbildung



Betriebswirt (m|w|d) Erneuerbare Energien und Infrastruktur

Über unsMit über 500 Mitarbeitenden agieren wir seit 1978 bereichsübergreifend und in kleinen, agilen...

in Deutschland

vor 2 h

● Freie Mitarbeit ● Homeoffice / Betriebsarzt / Sabbatical



Netzplaner Strom (m/w/d)

Werde Teil der Energie-Zukunft bei der Rhein-Sieg Netz GmbH, der Verteilnetzbetreiberin aus Siegburg ...

in Siegburg

vor 2 h

● Festanstellung / Ausbildung / Freie Mitarbeit ● Mitarbeiterrabatte

[WEITERE STELLEN GESUCHT? HIER GEHT ES ZUM E&M STELLENMARKT](#)

IHRE E&M REDAKTION:

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



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 Weingärter**
 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!

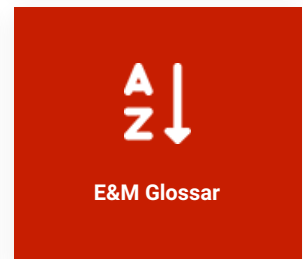
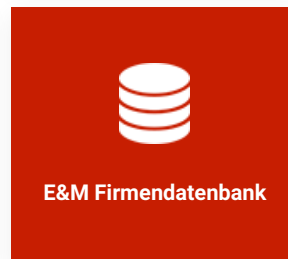
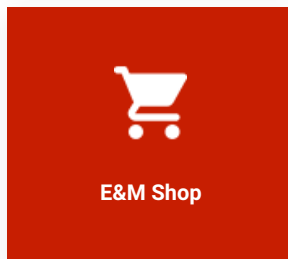
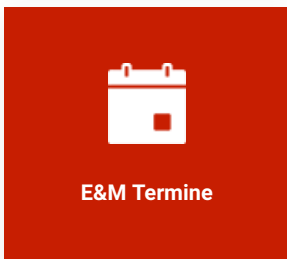
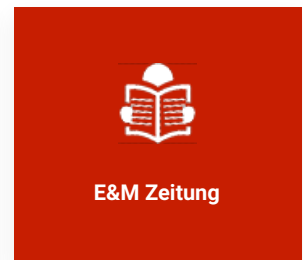
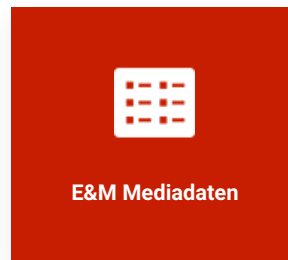
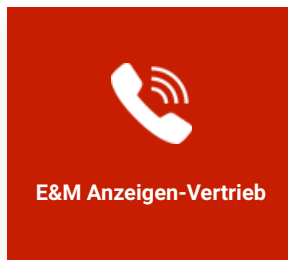
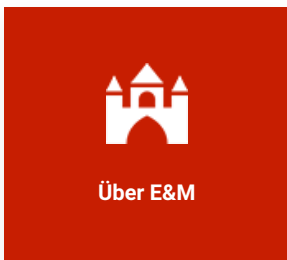
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching

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

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

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

© 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:

