



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**51,08 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**82,72 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**75**

Prozent der Wahlberechtigten sind laut einer aktuellen Umfrage gegen Kürzungen bei der Förderung von Solardächern.

ELEKTROFAHRZEUGE

Landgericht untersagt EWE Go bisherige Preispolitik

GASVERSORGUNG

Für den kommenden Winter zählt jedes Molekül

WASSERSTOFF

EWE und Verbund planen Wasserstoff-Großprojekt

Inhalt

TOP-THEMA

→ **IN EIGENER SACHE:** Michael Teigeler als „Energiemanager des Jahres 2026“ ausgezeichnet

POLITIK & RECHT

- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Landgericht untersagt EWE Go bisherige Preispolitik
- **STUDIEN:** Neue Regulierung verteuert Wind- und Solarprojekte
- **PHOTOVOLTAIK:** BSW-Solar sieht breite Unterstützung für PV-Förderung
- **UMFRAGE:** Große Mehrheit will weniger Energieimporte
- **POLITIK:** Streit um Holzenergie: Experten kritisieren Biomasseverordnung

HANDEL & MARKT

- **GASVERSORGUNG:** Für den kommenden Winter zählt jedes Molekül
- **REGENERATIVE:** Marktwert von Solarstrom deutlich gestiegen
- **REGENERATIVE:** EEG-Kontostand klettert um 746 Millionen Euro
- **STATISTIK DES TAGES:** Wie aktiv Verbraucher am Strommarkt sind

TECHNIK

- **WASSERSTOFF:** EWE und Verbund planen Wasserstoff-Großprojekt
- **F&E:** Forschungspreis für Verfechter der nachhaltigen Kreislaufwirtschaft
- **WINDKRAFT ONSHORE:** 130 Windräder bekommen BNK

UNTERNEHMEN

- **RECHT:** DSW 21 muss Heike Heim Gehalt nachzahlen
 - **BILANZ:** Stadtwerke Tübingen steigern Jahresgewinn
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Trumps Angriffspause lässt Gaspreise sinken
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Michael Teigeler als „Energiemanager des Jahres 2026“ ausgezeichnet



v.li.: Preisträger Michael Teigeler und Christian Held. Quelle: Thomas Ecke

IN EIGENER SACHE. Michael Teigeler, CEO der Stadtwerke Heidelberg Energie, wurde als „Energiemanager des Jahres“ geehrt. Zugleich bekam Professor Christian Held einen Sonderpreis für sein Lebenswerk.

Bei einer Feier im Anschluss an die fünfte E&M Energiemanagerkonferenz in Berlin wurden am 8. Oktober zwei verdiente Akteure der Branche ausgezeichnet. Michael Teigeler, CEO der Stadtwerke Heidelberg Energie, wurde als „Energiemanager des Jahres“ geehrt. Zugleich bekam Professor Christian Held, BBH-Partner, einen Sonderpreis für sein Lebenswerk.

Der „Energiemanager des Jahres“ wird seit 25 Jahren verliehen, getragen von Energie & Management, der BBH-Gruppe und m3 management consulting. Er würdigt herausragende berufliche Leistungen und die Umsetzung zukunftsweisender Projekte. Die Jury ehrte Teigelers Engagement für die Transformation der Energie- und Wärmeversorgung, seinen Beitrag zur kommunalen Wärmewende sowie Konzepte, die technische Infrastruktur, Stadtentwicklung und Bürgerbeteiligung verbinden.

„Wer das Glück hat, mit Michael Teigeler zusammenzuarbeiten, lernt einen besonderen Menschen kennen: Er strahlt heitere Gelassenheit aus und liebt den hierarchiefreien Diskurs“, hob Jurymitglied Christian Held unter herzlichem Beifall der Branchenvertreter hervor. Teigeler verfolge beharrlich und sehr erfolgreich ambitionierte Ziele. Nicht zuletzt durch Michael Teigeler seien die Stadtwerke Heidelberg in vielem Vorbild für Stadtwerke in Deutschland und in Europa, besonders auch in der schwierigen Wärmewende.



v.li.: Christof Spangenberg (M3), Christina Sternitzke (EWI), Christian Held (BBH) und E&M-Chefredakteur Stefan Sagmeister
Quelle: Thomas Ecke

Energiewende als Herzenssache

„Er hat viel für den Erhalt und die Entwicklung der pluralistischen Energiewirtschaft geleistet“, unterstrich Held. In seinem Dank bezeichnete Teigeler die Energiewende in Heidelberg als „Herzensangelegenheit“. Ein zentrales Element ist der unter seiner Regie errichtete Energie- und Zukunftsspeicher. Aufgrund seiner architektonischen Gestaltung erlangte der Speicher überregionale Aufmerksamkeit und wird in der Stadt als neues Wahrzeichen wahrgenommen. Technisch federt er Lastspitzen im Fernwärmesystem ab und reduziert den Einsatz fossiler Erzeugung.

Angesichts steigender fossiler Brennstoffpreise habe sich der Speicher schneller als gedacht bewährt. Zugleich betont Teigeler die wirtschaftliche Dimension der Transformation. Akzeptanz sei wichtig, entscheidend sei jedoch eine tragfähige Finanzierung. In den vergangenen zehn Jahren wurde der Anteil erneuerbarer Energien an der Fernwärme in Heidelberg auf 50 Prozent erhöht.

Bis 2030 soll die Versorgung weitgehend klimaneutral erfolgen, bis 2035 vollständig. Zur Finanzierung setzt das kommunale Unternehmen auch auf Bürgerbeteiligung. Über das Produkt „heidelberg KLIMA-INVEST“ können Bürgerinnen und Bürger Kapital für Projekte der lokalen Wärme- und Energiewende bereitstellen. Auf diesem Weg wurden mehrere Millionen Euro eingeworben und gezielt investiert.

Sonderpreis für Christian Held

Als einflussreiche Persönlichkeit der Energiebranche wurde BBH-Partner und Rechtsanwalt Professor Christian Held mit einem Sonderpreis für sein Lebenswerk geehrt. Insbesondere habe er unterstützt, dass nach der Wiedervereinigung auch in den neuen Bundesländern mehr als 140 Stadtwerke gegründet wurden, sagte Christina Sternitzke, Geschäftsführerin der EWI-Fördergesellschaft, in ihrer Laudatio. Als Rechtsanwalt, Lehrender, Autor und Impulsgeber habe er die Entwicklung in der deutschen und europäischen Energiewirtschaft maßgeblich mitgeprägt.



Herzlicher Beifall für die Preisträger
Quelle: Thomas Ecke

„Er verbindet rechtliche Expertise mit wirtschaftlichem Verständnis und einem feinen Gespür für die Herausforderungen der Branche“, sagte BBH-Partnerin und Rechtsanwältin Professorin Ines Zenke. Die beiden Preisträger dankten in ihren kurzen Reden ihren Teams und Familien für die große Unterstützung. Zugleich betonten sie die großen Herausforderungen, die durch Energiewende, Geopolitik und wirtschaftliche Entwicklung weiterhin die Branche beschäftigen.

Auch auf der vorhergehenden Konferenz war Optimismus die Grundstimmung, dass diese Herausforderungen in enger Partnerschaft von Stadtwerken, Technikern, Juristen und Finanzwirtschaft zu meistern seien. Es genüge nicht, auf politische Vorgaben des Bundes oder der EU zu warten, besser wäre es, im eigenen Bereich umzusetzen, was möglich ist, lautete der Tenor.

Im Anschluss klang der Abend bei gutem Essen, Getränken und regem Austausch mit den Preisträgern, Referenten, Jurymitgliedern und Führungskräften der Branche lebhaft aus. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

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

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

**ABWARTEN UND
TEE TRINKEN, WÄHREND DIE
FAHRPLÄNE
VERSENDET WERDEN.**

**JETZT TERMIN
VEREINBAREN** [>](#)

**ENERGIE IST UNSERE KOMPETENZ.
SOFTWARE IST UNSERE LEIDENSCHAFT.
WIR SIND ZUVERLÄSSIGE PARTNER.**

Soptim



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Katia Meyer-Tien

Landgericht untersagt EWE Go bisherige Preispolitik

ELEKTROFAHRZEUGE. Das Landgericht München I hält die Preise von EWE Go gegenüber Digital Charging Solutions für diskriminierend. Das Urteil könnte Signalwirkung für den Lademarkt haben.

Das Landgericht München I hat im Streit um Ladepreise der Digital Charging Solutions GmbH (DCS) recht gegeben. Mit seinen Vorleistungspreisen habe der Ladenetzbetreiber EWE Go gegen das Diskriminierungsverbot in Artikel 5 Absatz 3 der europäischen AFIR-Verordnung verstoßen. Es handelt sich dabei um die „Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ (Alternative Fuels Infrastructure Regulation). EWE Go muss seine bisherige Preispolitik nun ändern.

Während sich eine aktuelle Mitteilung von DCS mit Namensnennungen auf das Urteil, das am 6. Oktober ergangen ist, bezieht, hat das Gericht ein Dokument veröffentlicht, in dem die Namen der Prozessparteien geschwärzt sind.

Der Streit betrifft die Preise, die EWE Go an seinen Stationen dem Mobilitätsdienstleister DCS für Ladevorgänge berechnet. DCS betreibt selbst keine Ladepunkte, sondern ermöglicht seinen Kunden über die Plattform Charge Now Zugang zu den Netzen verschiedener Betreiber. EWE Go bietet neben der eigenen Ladeinfrastruktur auch eigene Tarife für Endkunden an.

An einem HPC-Ladepunkt in München stellte EWE Go DCS am 1. Januar 2025 über den sogenannten Offer2All-Tarif 83,7 Cent je Kilowattstunde brutto in Rechnung. Ad-hoc-Kunden zahlten 79 Cent, während den eigenen Vertragskunden von EWE Go 52 Cent in Rechnung gestellt wurden. Der DCS-Preis lag damit 31,7 Cent oder rund 60 Prozent über dem Vertragstarif. Zusätzlich verlangte EWE Go von DCS eine „Blockiergebühr“. Diese fiel beispielsweise für das High Power Charging mit 10 Cent netto je Minute nach 45 Minuten Ladevorgang an. Die eigenen Kunden zahlten keine solche Gebühr.

Europäische Verordnung untersagt Diskriminierung

Seit dem 13. April 2024 untersagt die AFIR den Betreibern öffentlicher Ladepunkte, Mobilitätsdienstleister gegenüber Endkunden oder anderen Mobilitätsdienstleistern bei den Preisen zu diskriminieren. Preisunterschiede sind nur zulässig, wenn sie objektiv gerechtfertigt und verhältnismäßig sind.

Umstritten war insbesondere, ob die günstigeren Vertragstarife eines Ladepunktbetreibers zum Vergleich herangezogen werden dürfen. EWE Go argumentierte, bei diesen Tarifen in der Marktrolle als Mobilitätsdienstleister und nicht als Ladepunktbetreiber tätig zu sein. Die Kammer wies diese Trennung zurück: Wer eigene Ladepunkte betreibe, bleibe bei den dortigen Ladevorgängen Betreiber. Eine andere Auslegung könne die „Umgehung des Diskriminierungsverbots ermöglichen“.

Das Landgericht stellte allerdings klar, dass die AFIR „kein Preisgleichsetzungsgebot“ enthalte. EWE Go hatte die höheren Roaming-Preise mit Abrechnungs- und Betreuungskosten, Zahlungsausfallrisiken, Kundendaten und dem Wert der Kundenbindung begründet. Nach Auffassung der Richter fehlte jedoch eine nachvollziehbare Kalkulation, die gerade die beanstandeten Preisunterschiede belegt hätte. Bei einem Aufschlag von rund 60 Prozent seien besonders strenge Anforderungen zu stellen. Auch die Blockiergebühr sei in dieser Form nicht gerechtfertigt: EWE Go habe sie von eigenen Kunden nicht und von anderen Mobilitätsdienstleistern teilweise ebenfalls nicht verlangt.

Urteil mit Signalwirkung?

Das Gericht verurteilte EWE Go außerdem zur Auskunft und Rechnungslegung über die beanstandete Praxis seit dem 13. April 2024. Außerdem stellte das Gericht eine Pflicht von EWE Go zum Ersatz seit diesem Zeitpunkt entstandener und künftiger Schäden fest; die Höhe ist offen. Das Urteil ist noch nicht rechtskräftig.

„Wer im Einkauf deutlich mehr zahlt, als der Betreiber seinen eigenen Kundinnen und Kunden berechnet, kann an diesem Ladepunkt kein wettbewerbsfähiges Angebot machen“, erklärte DCS-Geschäftsführer Jörg Reimann. Nach Kenntnis von DCS ist es das erste Urteil zur Preisdiskriminierung nach Artikel 5 Absatz 3 AFIR.

Die Entscheidung könnte Signalwirkung für andere Betreiber haben, die ihren eigenen Kunden günstigere Tarife als Roaming-Anbietern gewähren. Sie müssten solche Unterschiede im Streitfall konkret rechtfertigen. Unmittelbar bindet das Urteil jedoch nur die Prozessparteien. Ob es in höheren Instanzen Bestand hat und welche Folgen es für die Ladepreise der Endkunden haben wird, ist jedoch noch offen. (fw)

// VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



**Schützen,
was uns verbindet.**

IT-Security-Lösungen für eine resiliente Energieversorgung.
Made in Germany. Für unsere digitale Souveränität.

Jetzt handeln >>

Neue Regulierung verteuert Wind- und Solarprojekte



Quelle: Pixabay / Andreas Breitling

STUDIEN. Eine Prognos-Studie für den BDEW zeigt: Geplante Regulierungen könnten die Stromgestehungskosten neuer Wind- und Solaranlagen um bis zu 30 Prozent erhöhen.

Die geplanten Änderungen am Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), am Netzanschlussrecht und an der Netzentgeltsystematik könnten die Wirtschaftlichkeit neuer Windenergie- und Photovoltaikanlagen beeinflussen. Zu diesem Ergebnis kommt eine Studie des Beratungsunternehmens Prognos im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW).

Besonders kritisch bewertet der Verband die Auswirkungen auf Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Deren Stromgestehungskosten könnten durch die kumulierten regulatorischen Belastungen den Höchstwert der EEG-Ausschreibungen deutlich überschreiten. Nach den Modellrechnungen besteht dieses Risiko auch an Standorten außerhalb von Netzengpassgebieten. Der BDEW fordert deshalb, den Ausschreibungshöchstwert für PV-Freiflächenanlagen zu überprüfen und anzuheben.

Die Prognos-Studie untersuchte die Auswirkungen von sieben regulatorischen Maßnahmen, die im Zuge des EEG 2027, des geplanten Netzanschlusspakets und der Reform der Netzentgeltsystematik zur Diskussion stehen. Dazu gehören der Redispatch-Vorbehalt (RDV) und die systemdienliche Anschlussleistung (SAL) aus dem Entwurf des Energiewirtschaftsgesetzes sowie die kommunale Beteiligung, das Referenzertragsmodell und der geplante zweiseitige Differenzvertrag (Contract for Difference, CfD) aus dem EEG-Entwurf. Hinzu kommen Kapazitätsentgelte und Baukostenzuschüsse aus den Festlegungsprozessen der Bundesnetzagentur.

PV-Freiflächenanlagen besonders betroffen

Die Ergebnisse zeigen deutliche Unterschiede zwischen den Technologien. Bei Windenergieanlagen an Land steigen die modellierten Stromgestehungskosten um bis zu 21 Prozent. Dennoch bleiben sie unter Berücksichtigung des Korrekturfaktors aus dem Referenzertragsmodell knapp unter dem EEG-Höchstwert. Auch bei PV-Dachanlagen überschreiten die Stromgestehungskosten trotz eines möglichen Anstiegs um bis zu 18 Prozent den jeweiligen Ausschreibungshöchstwert nicht.

Anders stellt sich die Situation bei PV-Freiflächenanlagen dar. Hier errechnet Prognos eine mögliche Kostensteigerung von bis zu 30 Prozent. Die Stromgestehungskosten liegen damit deutlich über dem EEG-Höchstwert. Nach Einschätzung des BDEW könnten die regulatorischen Belastungen dazu führen, dass Projektentwickler nicht nur in Gebieten mit begrenzten Netzkapazitäten, sondern auch an anderen Standorten auf Investitionen verzichten.

Standortsignale setzen Wettbewerb voraus

Ein Schwerpunkt der Studie liegt auf der Frage, unter welchen Voraussetzungen regulatorische Instrumente den Ausbau erneuerbarer Energien räumlich steuern können. Die geplanten Maßnahmen sollen unter anderem Anreize schaffen, neue Erzeugungsanlagen bevorzugt dort zu errichten, wo das Stromnetz zusätzliche Einspeiseleistung aufnehmen kann. Damit sollen sich Netzengpässe und der Bedarf an Redispatch-Maßnahmen begrenzen lassen.

Nach den Berechnungen von Prognos setzt eine solche Lenkungswirkung allerdings einen funktionierenden Wettbewerb in den EEG-Ausschreibungen voraus. Wenn ausreichend wirtschaftlich tragfähige Projekte außerhalb der Engpassgebiete zur Verfügung stehen, können die regulatorischen Belastungen dazu

beitragen, Investitionen an netzverträglichere Standorte zu verlagern. Sinkende Zuschlagswerte erschweren es zugleich, zusätzliche Kosten aus einem Redispatch-Vorbehalt in die Gebote einzupreisen. Projekte in kapazitätslimitierten Gebieten verlieren dadurch an Wettbewerbsfähigkeit.

Bei Windenergieanlagen an Land sieht die Studie grundsätzlich die Voraussetzungen für eine solche Standortlenkung gegeben. Die Modellrechnungen zeigen, dass Projekte auch ohne Berücksichtigung zusätzlicher Kosten aus dem Redispatch-Vorbehalt wirtschaftlich darstellbar bleiben können. Damit besteht die Möglichkeit, dass sich der Ausbau von Standorten mit Netzengpässen in andere Regionen verlagert.

Bei PV-Freiflächenanlagen fällt die Bewertung anders aus. Die untersuchten regulatorischen Belastungen können bereits ohne die zusätzlichen Kosten des Redispatch-Vorbehalts dazu führen, dass Projekte den EEG-Höchstwert überschreiten. In diesem Fall fehlt die wirtschaftliche Grundlage für eine Verlagerung an alternative Standorte. Das Instrument würde dann nach der Analyse nicht nur Investitionen in Engpassgebieten beeinflussen, sondern könnte auch Projekte außerhalb dieser Regionen verhindern.

Aus den Ergebnissen leitet der BDEW die Forderung nach einer stärkeren Abstimmung der geplanten regulatorischen Änderungen ab. Der Verband hält es grundsätzlich für sinnvoll, die jeweilige Netzsituation bei der Standortwahl neuer Erzeugungsanlagen stärker zu berücksichtigen. Voraussetzung seien jedoch belastbare und transparente Daten über die vorhandenen Netzkapazitäten und tatsächlichen Engpässe. Regulatorische Standortsignale müssten gezielt dort ansetzen, wo relevante Netzrestriktionen bestehen. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

BSW-Solar sieht breite Unterstützung für PV-Förderung



Quelle: Pixabay / congerdesign

PHOTOVOLTAIK. 75 Prozent der Wahlberechtigten lehnen laut einer YouGov-Umfrage Kürzungen bei der Förderung von Solardächern ab. In Auftrag gegeben hat die Umfrage der BSW-Solar.

Drei Viertel der Wahlberechtigten in Deutschland sprechen sich dafür aus, die Förderung neuer Photovoltaikanlagen auf Gebäuden beizubehalten oder zu erhöhen. Das geht aus einer repräsentativen Umfrage des Meinungsforschungsinstituts YouGov im Auftrag des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW-Solar) hervor. Demnach befürworten 75 Prozent der Befragten eine unveränderte oder höhere Förderung. 13 Prozent sprechen sich für Kürzungen aus, weitere 13 Prozent machten keine Angabe oder waren unentschieden.

Auch unter den Anhängern der Regierungsparteien findet BSW-Solar zufolge die Förderung mehrheitlich Zustimmung. Bei den Wählern von CDU und CSU befürworten demnach 74 Prozent eine Beibehaltung oder Erhöhung, bei den SPD-Wählern sind es 77 Prozent. Unter den Anhängern von Bündnis 90/Die Grünen liegt der Anteil bei 90 Prozent, bei der Linken bei 83 Prozent und bei der AfD bei 63 Prozent.

Für die Erhebung befragte YouGov vom 2. bis 5. Oktober 2026 insgesamt 2.105 Wahlberechtigte in Deutschland. Die Ergebnisse wurden am 9. Oktober veröffentlicht. Die Abweichung der Gesamtwerte von 100 Prozent ist nach Angaben des Verbandes rundungsbedingt.



Die Ergebnisse der Umfrage

(Zum Vergrößern bitte auf das Bild klicken)

Quelle: BSW Solar

BSW-Solar fordert Änderungen an Gesetzesvorhaben

Die Veröffentlichung der Umfrage fällt in die parlamentarischen Beratungen über die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) für 2027 und das sogenannte Netzpaket. Der Verband fordert Änderungen an den geplanten Regelungen für Photovoltaikanlagen. Bei Dachanlagen wendet er sich gegen eine Verringerung der Förderung und zusätzliche Pflichten zur Direktvermarktung. Für Solarparks lehnt er regulatorische Vorgaben ab, die nach seiner Einschätzung die Projektkosten erhöhen würden.

Darüber hinaus spricht sich der BSW-Solar für einen beschleunigten Ausbau von Batteriespeichern und eine stärkere Digitalisierung der Stromnetze aus. Damit sollen nach Auffassung des Verbandes Netzausbaukosten begrenzt werden. Einschränkungen für den Ausbau erneuerbarer Energien in Netzingpassgebieten lehnt er ab. (kmt) // **VON KATIA MEYER-TIEN**

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

[^ Zum Inhalt](#)

Große Mehrheit will weniger Energieimporte



Quelle: Fotolia / underdogstudios

UMFRAGE. 88 Prozent der Deutschen wünschen sich mehr Unabhängigkeit von Energieimporten. Eine Umfrage zeigt zudem deutliche Fehleinschätzungen bei den Kosten der Stromerzeugung.

Angesichts steigender Strom- und Heizkosten sowie hoher Spritpreise wünschen sich viele Menschen in Deutschland mehr Unabhängigkeit von Energieimporten. In einer repräsentativen Umfrage des Meinungsforschungsinstituts Civey halten 88 Prozent der Befragten dieses Ziel für wichtig. Fast zwei Drittel bewerten es sogar als sehr wichtig. Auftraggeber der Befragung war der Hamburger Ökostromanbieter Green Planet Energy.

Civey befragte am 5. und 6. Oktober online 5.000 Menschen ab 18 Jahren. Die Ergebnisse werden im Vorfeld einer Energiewende-Demonstration veröffentlicht, die für den 9. Oktober in Berlin geplant ist (wir berichteten). Unter dem Motto „Ausbauen statt Ausbremsen!“ wollen die Teilnehmer gegen die Pläne der Bundesregierung zum Netzpaket und zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) protestieren.

Große Unterschiede bei der Bewertung der Stromkosten

Während beim Wunsch nach mehr Unabhängigkeit von Energieimporten weitgehend Einigkeit herrscht, gehen die Einschätzungen zu den Kosten der Stromerzeugung auseinander. Auf die Frage, welche Technologie Strom am günstigsten erzeugen kann, nannten 36 Prozent die Solarenergie. Knapp dahinter folgte die Atomkraft mit 35 Prozent. Windenergie hielten 17 Prozent für die günstigste Stromquelle. Gas- und Kohlekraftwerke kamen jeweils auf drei Prozent.

Besonders verbreitet ist die Einschätzung, dass Atomkraft günstigen Strom liefert, in Ostdeutschland. In Sachsen nannten 49 Prozent der Befragten die Kernenergie als günstigste Technologie, in Sachsen-Anhalt waren es 48 Prozent. Unter den Anhängern der AfD lag der Anteil bei 71 Prozent.

Die tatsächlichen Stromgestehungskosten zeichnen allerdings ein anderes Bild. Nach Berechnungen des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) kostet Strom aus neuen Atomkraftwerken zwischen 13,6 und 49 Cent je kWh. Freiflächen-Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen an Land erzeugen Strom dagegen für 4,1 bis 9,2 Cent je kWh.

„In der öffentlichen Wahrnehmung von Atomkraft werden die hohen Investitionskosten, jahrzehntelangen Bauzeiten sowie die Kosten für Rückbau und Atommülllagerung häufig unterschätzt“, erklärte Sönke Tangermann, Vorstand von Green Planet Energy.

Beschäftigtenzahl bei Erneuerbaren unterschätzt

Auch die Bedeutung der erneuerbaren Energien für den Arbeitsmarkt wird offenbar häufig unterschätzt. So konnten 29 Prozent der Befragten keine Einschätzung abgeben, wie viele Menschen in Deutschland in diesem Bereich beschäftigt sind. Insgesamt 54 Prozent gingen von weniger als 400.000 Beschäftigten aus.

Tatsächlich arbeiten in Deutschland nach Angaben der „Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung“ (GWS) rund 436.000 Menschen im Bereich der erneuerbaren Energien. // VON DAVINA SPOHN / DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Streit um Holzenergie: Experten kritisieren Biomasseverordnung



Quelle: Shutterstock

POLITIK. Bei einer Bundestagsanhörung zur Änderung der Biomasseverordnung gab es Zustimmung zum Ziel der Kaskadennutzung, aber Kritik an der nationalen Umsetzung der EU-Vorgaben.

Sachverständige haben den Entwurf zur Änderung der Biomasseverordnung bei einer Anhörung im Ausschuss für Wirtschaft und Energie unterschiedlich bewertet. Während Umwelt- und Klimaschutzorganisationen eine konsequentere Kaskadennutzung von Holz forderten, warnten Vertreter der Forst- und Holzwirtschaft vor Einschränkungen und zusätzlicher Regulierung. Auch die Energiewirtschaft begrüßte Teile des Entwurfs.

Die Verordnung soll Vorgaben der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED III umsetzen. Sie regelt im Anwendungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), welche Stoffe als Biomasse und welche Anforderungen für die Stromerzeugung aus Biomasse gelten.

Bastian Olzem vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) bezeichnete Biomasse laut Parlamentsnachrichten vom 9. Oktober als eine der wichtigsten Energiequellen. Im Wärmemarkt würden derzeit 23 Prozent erneuerbare Energien eingesetzt; davon entfielen 80 Prozent auf Biomasse, überwiegend auf holzartige Brennstoffe. Olzem begrüßte, dass der Kabinettsentwurf weitgehend ohne Verschärfungen umgesetzt werden solle. Positiv bewertete er zudem die vorgesehenen Übergangsbestimmungen, nach denen Bestandsanlagen von den neuen Bedingungen ausgenommen werden sollen.

Der Deutsche Städte- und Gemeindebund hält einen verlässlichen Rechtsrahmen für die nachhaltige Biomassenutzung grundsätzlich für sinnvoll. Gleichzeitig sei darauf zu achten, „dass die Umsetzung des

europäischen Rechts nicht über die Vorgaben der RED III hinausgeht und die energetische Nutzung von nachhaltig erzeugtem und nicht anderweitig sinnvoll verwertbarem Holz nicht unnötig eingeschränkt wird“, heißt es in dessen Stellungnahme. Holzbiomasse sei für die kommunale Wärmeversorgung wichtig.

Knackpunkt Kaskadennutzung

Eric Häublein vom Naturschutzbund Deutschland (Nabu) begrüßte die stärkere Verankerung des Kaskadenprinzips. Holz sei begrenzt und werde unter anderem im Bauwesen sowie in der Holzwerkstoff- und Papierindustrie benötigt. Es solle möglichst lange und hochwertig stofflich genutzt und erst am Ende der Nutzungskaskade energetisch verwertet werden. Die Verordnung bleibe jedoch hinter einer konsequenten Umsetzung zurück und halte an der EEG-Förderung der Holzverbrennung fest. Holz solle grundsätzlich aus der Biomasseverordnung als Grundlage der EEG-Förderung ausgeschlossen werden.

Harry Schindler vom Deutschen Biomasseforschungszentrum führte die unzureichende Kaskadennutzung auf Marktversagen und staatliche Eingriffe zurück. Marktpreise für Holzprodukte zeigten nicht, welche Nutzung den größten Nutzen für Klima und Gesellschaft habe. Eine Verordnung, die sich an den bestehenden Marktverzerrungen orientiere, könne den ineffizienten Status quo festschreiben. Der Abbau der EEG-Förderung könne dazu beitragen, die Holzenergienutzung auf ein klimapolitisch effizientes Maß zu begrenzen. Holzenergie sollte stärker in Bereiche gelenkt werden, in denen sie schwerer zu ersetzen sei, etwa in die industrielle Hochtemperaturwärme oder die Schifffahrt.

Auch Wilhelm Klümper von Agora Agrar sprach sich für eine konsequente Kaskadennutzung aus und kritisierte die Wettbewerbssituation: Für die energetische Nutzung gebe es starke Anreize, die Klimaschutzleistung von Wäldern und Holzprodukten werde dagegen bislang kaum honoriert.

Industrie: Nutzungsarten nicht gegeneinander ausspielen

Die Deutsche Säge- und Holzindustrie sieht in der deutschen Umsetzung keine vollständige Übernahme der europäischen Vorgaben. Julia Möbus kritisierte, dass der Entwurf die relevanten Wald- und Marktbedingungen nicht ausdrücklich berücksichtige. Zudem könne die Nennung einzelner Branchen – der Holzwerkstoffindustrie sowie der Papier- und Zellstoffindustrie – dazu führen, dass bestimmte Holzsortimente von der Förderung der Energieerzeugung ausgeschlossen würden. Die stoffliche und energetische Nutzung dürften nicht gegeneinander ausgespielt werden.

Auch Irene Seling von „AGDW – Die Waldeigentümer“ bemängelte den fehlenden Marktbezug. RED III sehe ausdrücklich vor, dass die Mitgliedstaaten bei der Definition von Rundholz in Industriequalität die relevanten Wald- und Marktbedingungen berücksichtigen. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT

ENTSOG WINTER SUPPLY OUTLOOK 2026/2027

Der Verband der Fernleitungsnetzbetreiber Gas hat seinen Winterausblick vorgelegt. Quelle: EntsoG

Für den kommenden Winter zählt jedes Molekül

GASVERSORGUNG. Europas Gasspeicher sind zu Beginn des Winters nur zu 72 Prozent gefüllt. Der Verband der Fernleitungsnetzbetreiber Gas zeigt sich in seinem Winterausblick entsprechend beunruhigt.

Wie sicher ist die Gasversorgung für den Winter? Die Debatte der vergangenen Wochen bewegte sich zwischen zwei Polen: Die Pessimisten auf der einen Seite warnen angesichts historisch niedriger Speicherfüllstände und hoher LNG-Marktpreise vor einer möglichen Mangellage. Die optimistischeren Stimmen verweisen auf die optimierte Importinfrastruktur und diversifizierte Lieferketten. Jetzt meldet sich der Europäische Verbund der Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSOG) mit seinem Ausblick auf die Winterversorgung 2026/27 zu Wort. Das Fazit: So richtig sicher ist eigentlich nichts.

Grundsätzlich, so heißt es in dem Bericht, sei die europäische Gasinfrastruktur flexibel genug, um die Nachfrage zu decken. Europa verfüge über LNG-Regasifizierungskapazitäten von rund 1.600 Milliarden kWh beziehungsweise 145 Milliarden Kubikmetern je Wintersaison. Diese könnten niedrigere Speicherfüllstände zu Beginn der Ausspeichersaison teilweise ausgleichen und dazu beitragen, die Gasnachfrage im Winter zu decken.

Doch dann kommt das Aber: Zum einen sei die Ausgangslage nach der „herausfordernden“ Einspeichersaison angespannt. Am 1. Oktober waren die Gasspeicher in der EU durchschnittlich zu 72 Prozent gefüllt. Das entspricht rund 811 Milliarden kWh. 2025 lag der Füllstand bei 83 Prozent beziehungsweise 940 Milliarden kWh. Weitere Einspeicherung zum Winterbeginn sei empfehlenswert, schreibt der EntsoG.

Zum anderen blieben hohe LNG-Liefermengen während des gesamten Winters wichtig. Sollte die Verfügbarkeit von LNG weiterhin begrenzt bleiben, könnten die Speicherfüllstände zum Ende des Winters deutlich unter 30 Prozent sinken – mit Auswirkungen auf die Versorgung während möglicher Kälteperioden im späteren Verlauf der Saison.

„Wie bereits frühere Bewertungen gezeigt haben, geht Europa mit einer widerstandsfähigen Gasinfrastruktur in diese Saison, die eine solide Grundlage für die Versorgungssicherheit bildet“, kommentiert Piotr Kus, Generaldirektor von EntsoG, die Ergebnisse: „Der vorliegende Ausblick verdeutlicht

zu Beginn des Winters, dass jedes zusätzliche Molekül, das heute zur Verfügung steht, sei es in den Speichern oder in Form von LNG, Europas Position nicht nur für die kommenden Monate, sondern auch für die nächste Einspeichersaison stärkt. Regionale Unterschiede bestehen weiterhin, insbesondere für Binnenländer in Mittel- und Osteuropa sowie Südosteuropa, die möglicherweise größere Schwierigkeiten haben, ausreichende LNG-Mengen zu beziehen.“

Winter Demand	EU Supply	LNG Scenario	Demand Response Needs	Final UoS Filling Level
Reference Winter	Moderate	Optimal	No	30%
		Tight	No	13%
		High	No	13%
	Disrupted	Optimal	No	21%
		Tight	2%	13%
		High	No	13%
Cold Winter	Moderate	Optimal	7%	13%
		Tight	12%	13%
		High	No	20%
	Disrupted	Optimal	3%	13%
		Tight	15%	13%
		High	3%	18%
SEA - 32%	Moderate	Optimal	No	30%
		Tight	No	13%
		High	No	13%

Viel Rot: Übersicht über die Szenarien im „Winter Supply Outlook“ der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (Zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: EntsoG

Grundlage für die Einschätzungen sind die Entwürfe dreier Szenarien. Im Referenzszenario kann die Nachfrage vollständig gedeckt werden. Allerdings sinkt der Speicherfüllstand bis Ende März 2027 bei ausreichenden LNG-Lieferungen auf 29 Prozent. Bei eingeschränkter LNG-Verfügbarkeit wären es nur noch 13 Prozent. Um den Gasbedarf zu decken und gleichzeitig einen Speicherfüllstand von 30 Prozent zu halten, wären über den Winter LNG-Importe von rund 1.060 Milliarden kWh erforderlich.

Kälte könnte Nachfrageeinschränkungen erzwingen

Deutlich kritischer fällt die Modellrechnung für einen kalten Winter aus. Bei regulärer LNG-Verfügbarkeit müssten sieben Prozent der europäischen Gasnachfrage reduziert werden oder könnten ungedeckt bleiben. Das entspricht 237 Milliarden kWh. Bei eingeschränkten LNG-Lieferungen steigt dieser Anteil auf zwölf Prozent beziehungsweise 437 Milliarden kWh.

Ein vollständiger Ausfall der verbleibenden russischen Pipelineimporte würde die Situation verschärfen. In Kombination mit einem kalten Winter und begrenzter LNG-Verfügbarkeit könnten bis zu 15 Prozent der Nachfrage betroffen sein. Besondere Risiken sieht EntsoG in Mittel-, Ost- und Südosteuropa. Dort könnten Engpässe beim Gastransport verhindern, dass zusätzliche LNG-Mengen aus Westeuropa die Verbrauchszentren erreichen.

Speicherfüllstände beeinflussen auch 2027. Die Analyse verweist zudem auf die Folgen niedriger Speicherstände für den nächsten Sommer. Bei ausreichender LNG-Verfügbarkeit hält EntsoG eine Wiederbefüllung auf 90 Prozent bis Ende September für möglich. Bei eingeschränkten Importen könnten die Speicher dagegen lediglich 65 Prozent erreichen. (kmt)

Der vollständige „**ENTSOG Winter Supply Outlook 2026/2027**“ der Fernleitungsnetzbetreiber ist auf den Internetseiten des Verbandes abrufbar. // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Energie & Management
WEBINAR

Was Netzbetreiber von der Verteidigung lernen können:

Schutz von Umspannwerken mit msg.MOEWE

26.11.2026

14:00 Uhr

Online

Jetzt kostenfrei anmelden >

Marktwert von Solarstrom deutlich gestiegen



Quelle: Shutterstock / alphaspirit.it

REGENERATIVE. Der Preis für pflichtvermarkteten Solarstrom stieg im September um 1,8 Cent/kWh im Vergleich zum Vormonat. Während 142 Viertelstunden sank der Graustrompreis unter die Nullmarke.

Pflichtvermarkteter Solarstrom brachte den Übertragungsnetzbetreibern im September im Schnitt 8,177 Cent/kWh. Das geht aus der am 9. Oktober aktualisierten Monatsmarktwerte-Übersicht auf Netztransparenz.de hervor. Im Vormonat betrug der Marktwert für Solarstrom 6,359 Cent/kWh, im September vor einem Jahr hatte er bei 4,307 Cent/kWh gelegen.

Der Spotmarktpreis lag diesen September im Schnitt bei 14,482 Cent/kWh. Das waren 1,793 Cent/kWh mehr als im August. Während 142 Viertelstunden stand ein Minus vor dem Börsenstrompreis. Das Minimum lag bei minus 1,898 Cent/kWh. In 40 Viertelstunden verharrte der Preis auf der Nullmarke. Das Maximum stellte sich am 14. September, einem Montag, zwischen 19.45 und 20 Uhr ein: 74,001 Cent kostete die Kilowattstunde.

Strom aus Onshore-Windkraft notierte im September durchschnittlich bei 10,940 Cent/kWh. Im Vormonat betrug der Marktwert 11,545 Cent/kWh. Im September vergangenen Jahres hatte er sich auf 6,267 Cent/kWh belaufen.

Für pflichtvermarkteten Strom aus Anlagen auf See ergab sich ein Marktwert von 11,974 Cent/kWh, das waren 0,007 Cent mehr als im August. Im September 2025 lag dieser Marktwert bei 6,748 Cent/kWh.

Die Marktwerte zeigen, welchen durchschnittlichen Wert Strom aus Wind-, Solar- oder anderen erneuerbaren Energien an der Strombörse erzielt. Die Übertragungsnetzbetreiber berechnen sie monatlich nach den Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).

Für das gesamte vergangene Jahr ergaben sich in der Pflichtvermarktung nach Angaben der ÜNB: 7,441 Cent/kWh für Wind an Land, 8,059 Cent/kWh für Wind auf See und 4,508 Cent/kWh für Solar.

Die Marktwerte sind eine Grundlage für die Berechnung der Marktpremie. Sie gleicht bei geförderten Anlagen grundsätzlich die Differenz zwischen dem Marktwert und dem gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert aus. Sinkt der Marktwert, steigt bei geförderten Anlagen prinzipiell die vom Netzbetreiber gezahlte Marktpremie – und umgekehrt. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

EEG-Kontostand klettert um 746 Millionen Euro



Quelle: Shutterstock / Jevanto Productions

REGENERATIVE. Das EEG-Konto der Übertragungsnetzbetreiber überstieg zum Ende des vergangenen Monats die 2-Milliarden-Marke.

Der Aufwärtstrend auf dem EEG-Konto der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) hält an. Ende September erreichte der Kontostand 2,31 Milliarden Euro. Das waren rund 746 Millionen Euro mehr als im August. Seit Mai dieses Jahres, als 935 Millionen Euro zu Buche standen, kletterte das Konto damit um 1,37 Milliarden Euro, wie die Statusmeldung von Amprion, 50 Hertz, Tennet und Transnet BW widerspiegelt. Zum 31. Dezember 2025 hatte das Guthaben laut geprüfter Kontoabrechnung bei rund 1,54 Milliarden Euro gelegen.

Im September verbuchten die ÜNB Einnahmen von insgesamt 3,22 Milliarden Euro. Dem standen Ausgaben von knapp 2,48 Milliarden Euro gegenüber. Daraus ergab sich ein positiver Monatssaldo von rund 746 Millionen Euro. Im August hatte der Überschuss 368 Millionen Euro betragen, im Juli waren es 88 Millionen Euro.

Den größten Einnahmeposten bildeten erneut die Zahlungen des Bundes. Im September überwies der Bund 1,54 Milliarden Euro. Im August flossen 1,86 Milliarden Euro aus staatlicher Hand. Von Januar bis einschließlich September summierten sich die Bundeszahlungen damit auf 12,59 Milliarden Euro.

Aus der Vermarktung des Stroms aus geförderten Erneuerbare-Energien-Anlagen nahmen die ÜNB im September knapp 397 Millionen Euro ein. Davon entfielen rund 380 Millionen Euro auf den Day-Ahead-Handel und gut 16 Millionen Euro auf den Intraday-Handel einschließlich Viertelstundenauktion. Im August hatten die Vermarktungserlöse bei knapp 450 Millionen Euro gelegen.

Auf der Ausgabenseite entfielen im September rund 1,61 Milliarden Euro auf Zahlungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Im Vormonat lag dieser Wert bei 1,92 Milliarden Euro. Der untertägige Ausgleich schlug mit 9,87 Millionen Euro zu Buche, im August summierte sich der Posten auf 34,5 Millionen Euro. Insgesamt beliefen sich die Ausgaben im September auf 2,48 Milliarden Euro. Das waren rund 500 Millionen Euro mehr als im August.

Die ÜNB veröffentlichen die monatlichen Einnahmen und Ausgaben nach Anlage 1 des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG). Erfasst werden die bis zum jeweiligen Monatsende verbuchten Positionen. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Wie aktiv Verbraucher am Strommarkt sind

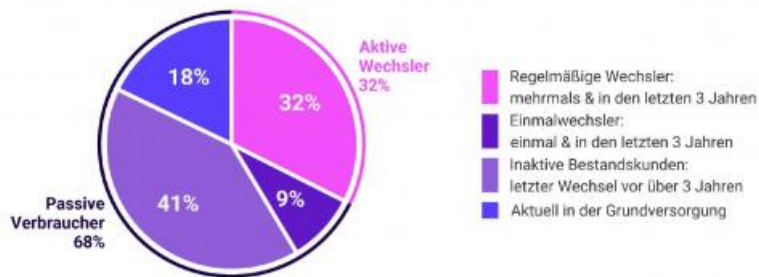


Quelle: E&M / Pixabay

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

Wie aktiv sind die Verbraucher am Strommarkt?

Basis: Stromentscheider (N = 3.157)



Quelle: Octopus Energy/YouGov 2026

Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: Octopus Energy

Zwei Drittel der Menschen wechseln ihren Stromanbieter selten oder nie – und gerade Haushalte mit niedrigerem Einkommen, Mieterinnen und Mieter sowie ältere Menschen profitieren dadurch seltener von günstigeren Preisen. Das zeigt der Wechselmonitor 2026 von Octopus Energy, für den Yougov mehr als 3.000 Personen über 18 Jahre befragt hat. // **VON REDAKTION**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK



So könnte der Elektrolyse-Standort in Nordenham künftig aussehen: EWE und Verbund entwickeln dort gemeinsam das Projekt CHC Elektrolyse Jade Weser mit einer Leistung von bis zu 500 Megawatt. Quelle: EWE

EWE und Verbund planen Wasserstoff-Großprojekt

WASSERSTOFF. EWE und Verbund wollen in Nordenham einen Elektrolyseur mit bis zu 500 MW Leistung errichten. Ab 2032 sollen dort jährlich rund 50.000 Tonnen grüner Wasserstoff entstehen.

Der Oldenburger Energieversorger EWE und der österreichische Energiekonzern Verbund wollen gemeinsam einen Elektrolyseur mit bis zu 500 MW Leistung im niedersächsischen Nordenham errichten. Wie aus einer gemeinsamen Mitteilung der beiden Unternehmen hervorgeht, gründen die EWE Hydrogen GmbH und die Verbund Green Hydrogen GmbH dazu ein Joint Venture, das das Projekt „CHC Elektrolyse JadeWeser“ entwickeln soll. Die Anlage ist auf eine jährliche Produktion von rund 50.000 Tonnen grünem Wasserstoff ausgelegt. Der Produktionsbeginn ist für 2032 vorgesehen.

Der Elektrolyseur soll an das geplante Wasserstoff-Kernnetz angeschlossen werden. Damit wollen die Unternehmen Wasserstoff für industrielle Abnehmer, den Mobilitätssektor und die Energiewirtschaft bereitstellen. Vorgesehen ist außerdem eine Anbindung an Speichereinrichtungen, um die Produktion und den Bedarf zeitlich voneinander entkoppeln zu können.

Standort mit Netzanbindung und Speicherzugang

Für das Vorhaben haben sich die Unternehmen nach eigenen Angaben Flächen im südlichen Stadtgebiet von Nordenham im Landkreis Wesermarsch langfristig gesichert. In unmittelbarer Nähe befindet sich ein 380-kV-Stromnetzanschluss, der perspektivisch für Leistungen im Gigawattbereich ausgebaut werden könnte. Auch das geplante Wasserstoff-Kernnetz verläuft in Standortnähe.

Weitere Voraussetzungen sind nach Angaben der Unternehmen die gesicherte Wasserverfügbarkeit und die bestehende Industriinfrastruktur. Zudem soll das Projekt von der Nähe zu Wasserstoff-Kavernenspeichern profitieren. Diese könnten dazu dienen, Produktionsschwankungen auszugleichen und Wasserstoff entsprechend der Nachfrage bereitzustellen. Langfristig ist auch eine Einbindung in europäische Wasserstoffkorridore vorgesehen. Damit könnte der Standort neben der regionalen Industrierversorgung eine Funktion im grenzüberschreitenden Wasserstofftransport übernehmen.

Unternehmen fordern Änderungen bei Regulierung

EWE und Verbund sehen trotz der vorhandenen Infrastruktur weiterhin wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen für die Umsetzung des Projekts. Insbesondere die Strombezugskosten, Netzentgelte und europäische Anforderungen an erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO) beeinflussen nach Einschätzung der Unternehmen die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffproduktion.

EWE-Vorstandsvorsitzender Stefan Dohler fordert deshalb einmal mehr Anpassungen des regulatorischen Rahmens. „Mit dem Joint Venture schaffen wir die Grundlage für die Umsetzung eines der strategisch wichtigsten Wasserstoffprojekte in Norddeutschland“, lässt er sich zitieren. „Für einen erfolgreichen Markthochlauf sind aber weiterhin regulatorische Anpassungen notwendig, wie zum Beispiel die RFNBO-Vorgaben der EU.“

Tobias Moldenhauer, Geschäftsführer der EWE Hydrogen GmbH, verweist zudem auf die Belastung durch indirekte Emissionskosten. Für die industrielle Nutzung von grünem Wasserstoff seien Instrumente erforderlich, die die Kostendifferenz zu konventionellen Energieträgern ausgleichen.

Mit dem Joint Venture wollen die Unternehmen die Projektentwicklung, Finanzierung und spätere Vermarktung gemeinsam vorantreiben. Angaben zum Investitionsvolumen, zur Beteiligungsverteilung und zu bereits abgeschlossenen Wasserstoff-Abnahmeverträgen machten sie in ihrer Mitteilung nicht.

EWE plant bereits im niedersächsischen Emden einen Großelektrolyseur mit 320 MW, der 2027 fertiggestellt werden soll. (kmt) // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

Forschungspreis für Verfechter der nachhaltigen Kreislaufwirtschaft



Gesa Netzeband und Tilman Bechthold zeichnen Patrick Schühle (Mitte) aus. Quelle: Volker Stephan

F&E. Für seine Forschung auch auf dem Gebiet der Kreislaufwirtschaft für Kohlenstoff und Wasserstoff hat der Wissenschaftler Dr. Patrick Schühle den Carl-Zerbe-Preis der DGMK erhalten.

Tilman Bechthold kam aus dem Schwärmen kaum heraus. Der Sprecher des Fachbereichs „Konversion von Kohlenstoffträgern“ hob am 8. Oktober in Essen in seiner Laudatio eine ganze Reihe von Forschungsarbeiten und Veröffentlichungen eines Mannes hervor, der schließlich den Carl-Zerbe-Preis der Deutschen Wissenschaftlichen Gesellschaft für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe e.V. (DGMK) entgegennehmen sollte: Dr. Patrick Schühle.

Die Auszeichnung für den Wissenschaftler am Forschungszentrum Jülich beschloss den ersten von zwei Tagen der DGMK-Herbstkonferenz „Verfahren zur sicheren Versorgung mit Kohlenstoffträgern, Kraftstoffen und Chemikalien“. Schühle forscht seit einigen Jahren zu „Katalytischen Systemen für die chemische Energiespeicherung“. Dazu leitet er am Lehrstuhl für Chemische Reaktionstechnik der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg eine Arbeitsgruppe.

DGMK-Fachbereichssprecher Bechthold hob hervor, dass Schühle zwei Welten miteinander verbinde. Einerseits befasse er sich fundamental mit der Forschung zur Katalyse, andererseits bringe er die Erkenntnisse gezielt in die Anwendung bei der Reaktor- und Prozesstechnik ein. Schühle ist auch Abteilungsleiter am Institut für nachhaltige Wasserstoffwirtschaft (IHE) am Forschungszentrum Jülich.

Transformation der Kohlenstoffwirtschaft

In seiner Erwiderung machte Schühle deutlich, dass die Transformation der Kohlenstoffwirtschaft auf nachhaltige Energieträger und Produktionsweisen keinen Aufschub dulde. Die Klimaerwärmung sei gegenwärtig, eine angemessene Antwort darauf dringlich. Ein Ansatz sei die Kreislaufwirtschaft unter Einbindung neuer Chemikalien und Energieträger.

Der an Schühle vergebene Preis geht auf den deutschen Chemiker Carl Zerbe (1894 bis 1985) zurück, der 1947 zum Gründungsteam der DGMK gehörte und 1963 ihr Vorsitzender wurde. Damals trug die Vereinigung noch den Namen Deutsche Gesellschaft für Mineralölwissenschaft und Kohlechemie. Zerbe war damit einer der ersten Förderer des wissenschaftlichen Austauschs in der Mineralölforschung. Auch der Fachausschuss Mineralöl- und Brennstoffnormung (1949) sowie der Koordinierungsausschuss für Forschungsarbeiten der DGMK (1958) gehen auf seine Initiative zurück.

Die DGMK vergibt seit 1973 einen Preis zu Ehren Carl Zerbes an herausragende Nachwuchswissenschaftlerinnen und -wissenschaftler. 1989 führten die DGMK und die damalige Deutsche Vereinigung der Erdölgeologen und Erdölingenieure (DVGI) ihre Förderpreise im aktuellen Carl-Zerbe-Preis zusammen. Er ist mit 5.000 Euro dotiert.

Die DGMK vergibt neben dem Zerbe-Preis eine weitere Auszeichnung für ausgezeichnete Nachwuchsforschung, den Georg-Hunaeus-Preis. Außerdem verleiht die Gesellschaft unregelmäßig die Carl-Engler-Medaille, die Carl Zerbe 1963 entgegennahm. Carl Engler war ein Pionier der Erdölforschung. (vs) // **VON VOLKER STEPHAN**

[^ Zum Inhalt](#)

130 Windräder bekommen BNK



Quelle: Fotolia / psdesign1

WINDKRAFT ONSHORE. Landwind und „Light:Guard“ haben einen exklusiven Dreijahresvertrag für bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK) an rund 130 Windenergieanlagen geschlossen.

Die Landwind-Gruppe und die Light Guard GmbH haben einen Rahmenvertrag zur Ausstattung von Windenergieanlagen mit bedarfsgesteuerter Nachtkennzeichnung (BNK) geschlossen. Er läuft drei Jahre und umfasst rund 130 Anlagen in mehr als 20 Windparks. Die meisten davon werden neu errichtet, einige sind Repowering-Projekte, wie es in einer Mitteilung der Unternehmen heißt.

Das System überwacht den Luftraum um einen Windpark und reduziert das Blinken der Anlagen auf ein Minimum. Nähert sich ein Flugobjekt, hebt es die Unterdrückung der Befeuerung auf, und das rote Licht blinkt wie bisher. Light Guard setzt dafür auf Multilateration und auf die Auswertung der Signalstärke.

Landwind-Geschäftsführerin Bärbel Heidebroek sieht die Technik als Teil einer Akzeptanzstrategie: „Gute Nachbarschaft bedeutet für uns, dass die Menschen und Gemeinden vor Ort von der Energiewende profitieren.“ Neben Abgaben an die Kommunen trügen auch Maßnahmen gegen Lichtverschmutzung dazu bei.

„Light:Guard“ ist nach eigenen Angaben seit 2008 im BNK-Geschäft aktiv und arbeitet mit Herstellern wie GE, Nordex und Vestas zusammen. Über 3.500 Anlagen in Deutschland hat das Unternehmen bereits dunkel geschaltet.

Die Landwind-Gruppe mit Sitz in Gevensleben plant, baut und betreibt seit über 25 Jahren Windparks und Photovoltaik-Freiflächenanlagen mit Bürgerbeteiligung. Ihre Windparks haben rund 400 MW Nennleistung und liefern jährlich mehr als 850 Millionen kWh. (gd) // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Fotolia / vege

DSW 21 muss Heike Heim Gehalt nachzahlen

RECHT. Die Stadtwerke Dortmund müssen ihrer Ex-Vorständin rund 275.000 Euro nachzahlen. Das Landgericht gab Heike Heim in dem von ihr angestregten Urkundenprozess recht.

Teilerfolg für Heike Heim im Rechtsstreit mit den Stadtwerken Dortmund (DSW 21). Die ehemalige Vorstandsvorsitzende, der im Sommer 2024 fristlos gekündigt worden war, hat Anspruch auf entgangene Vergütung. In einem Urkundenprozess – ein vereinfachtes Zivilverfahren – machte Heim vor dem Landgericht Dortmund gegenüber der Stadtwerke AG eine Forderung in Höhe von 273.680 Euro geltend (Az.: 16 O 4/25). Es handelt sich um die Grundvergütung aus dem Vorstandsvertragsverhältnis für den Zeitraum von Juli 2024 bis Januar 2025. Das Landgericht hat am 8. Oktober zugunsten der Ex-Vorständin entschieden. Der Westdeutsche Rundfunk hatte noch am Abend berichtet.

Heim, die im Juni 2023 zur Vorstandsvorsitzenden der DSW 21 berufen worden war, wird vorgeworfen, als Chefin der DEW 21 während der Energiekrise ungünstige langfristige Verträge mit Lieferanten abgeschlossen und sich dabei nicht an die Risikoleitplanken aus dem Risikohandbuch gehalten zu haben. Der Aufsichtsrat soll etwa nicht über die Überschreitung von Stopp-Loss-Limits informiert worden sein. Zudem fällt in ihre Zeit als DSW-21-Chefin der Skandal der inzwischen abgewickelten Discount-Tochter Stadtenergie (wir berichteten).

Die 16. Zivilkammer des Landgerichts sah offenbar kein Fehlverhalten von Heim, das eine fristlose Kündigung gerechtfertigt hätte. Der WDR berichtet, dass nach Auffassung des Gerichts der Aufsichtsrat der DEW21 über den Gas-Einkauf stets informiert gewesen sei. Vorsitzender des Aufsichtsrats war Dortmunds damaliger Bürgermeister Thomas Westphal. Für den Gesellschafter Westenergie saß neben anderen dessen damalige Vorstandschefin Katherina Reiche im Aufsichtsrat.

DSW 21: „Ändert nichts an unserer Rechtsposition“

Die Stadtwerke Dortmund sehen das nach wie vor anders. „Die Entscheidung des Landgerichts Dortmund, der Klage von Heike Heim, ehemalige Vorstandsvorsitzende der Dortmunder Stadtwerke AG (DSW21), in dem von ihr angestregten Urkundenprozess stattzugeben, ändert nichts an unserer Rechtsposition“, teilte ein Unternehmenssprecher gegenüber der Redaktion mit.

„In einem Urkundenverfahren sind ausschließlich Urkunden als Beweismittel zugelassen. Das Gericht tritt in einem solchen Verfahren weder in die Beweisaufnahme ein, noch hört es Zeugen an. Das Urkundenverfahren ist darauf ausgerichtet, der Klägerin einen schnellen Zahlungstitel zu ermöglichen, der jedoch nicht die Richtigkeit des Zahlungsanspruchs beinhaltet“, erklärt der Sprecher. DSW 21 habe daher in diesem Verfahren keine Möglichkeit gehabt, die Wirksamkeit der Kündigung mit geeigneten Beweismitteln nachzuweisen, und werde nun die Einlegung von Rechtsmitteln gegen die Entscheidung prüfen.

Für das laufende Hauptverfahren, so der Sprecher weiter, habe DSW 21 dem Gericht umfangreiche Beweismittel vorgelegt. „Wir sind sicher, die Wirksamkeit der Kündigung damit erfolgreich belegen zu können.“

Heim ficht zudem die fristlose Kündigung an (Az.: 19 O 18/24). Sie hat Feststellungsanträge gegen die DSW 21 AG, die DSW Holding GmbH und die DSW 21 Beteiligungsgesellschaft mbH gestellt (wir berichteten). Für Schäden infolge der Kündigung verlangt Heim Schadensersatz. Die Forderung beträgt nach Angaben einer Gerichtssprecherin 1.320.760 Euro.

DSW 21 wiederum beschlossen im November 2025, ihrerseits Schadensersatzansprüche gegen die frühere Vorsitzende der DEW-21-Geschäftsführung geltend zu machen. (mf) // **VON MANFRED FISCHER**

[^ 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

Stadtwerke Tübingen steigern Jahresgewinn



Quelle: Kurhan, Fotolia

BILANZ. Die Stadtwerke Tübingen konnten das Ergebnis im vergangenen Geschäftsjahr wieder leicht verbessern, trotz gesunkener Umsätze.

Die Stadtwerke Tübingen (SWT) haben das Geschäftsjahr 2025 mit einem Jahresüberschuss von 685.281 Euro abgeschlossen, teilte der kommunale Versorger der Stadt Tübingen am 9. Oktober mit. Im Vorjahr hatte das Unternehmen lediglich einen Gewinn von knapp 100.000 Euro erzielt. Zu der Ergebnisverbesserung trugen nach Unternehmensangaben Einsparungen in mehreren Geschäftsbereichen, Prozessoptimierungen, Sondereffekte und höhere Energieabsätze bei. Gleichzeitig sank der Umsatz um 4,4 Prozent von 594,2 Millionen auf 568,3 Millionen Euro. Als einen Grund für den Rückgang nennen die Stadtwerke gesunkene Endverbraucherpreise.

Die Bilanzsumme der Stadtwerke erhöhte sich im Berichtsjahr um 2,8 Prozent auf 395,1 Millionen Euro. Die Eigenkapitalquote stieg von 26,6 auf 27,3 Prozent. Zur Finanzierung des Investitionsprogramms führte die Universitätsstadt Tübingen dem Unternehmen erneut 5 Millionen Euro Eigenkapital zu.

„Besonders die Kosten für die Finanzierung des ÖPNV und die Bäder setzen die Ergebnisse der Stadtwerke unter Druck. Daher war es erforderlich, neben vielen anderen Einsparmaßnahmen auch das Angebot des ÖPNV mit Augenmaß anzupassen“, sagt SWT-Geschäftsführer Ortwin Wiebecke. „Zukünftig werden höhere Beteiligungen der Stadt nötig sein, um das Niveau bei dem Angebot der Tübinger Bäder und des ÖPNV halten zu können.“

Bahnstromabsatz wächst um knapp neun Prozent

Trotz Einsparmaßnahmen investierten die SWT im Geschäftsjahr 2025 rund 33,7 Millionen Euro. Davon entfielen 22,9 Millionen Euro auf die Energie- und Wasserversorgung. Zu den Schwerpunkten zählten der Ausbau des Fernwärmenetzes, die Erneuerung und Verstärkung der Stromnetzinfrastruktur sowie Projekte zur Wärme- und Wasserversorgung. Im September 2025 nahmen die Stadtwerke den Solarthermiefeldpark Au in Betrieb. Im Stromnetz verlegten die SWT auf mehreren Strecken im Stadtgebiet neue Kabel, um die Übertragungskapazitäten zu erhöhen. Auch die Elektrifizierung der Busflotte ging weiter: Zwei Elektro-Gelenkbusse und zwei elektrische Solobusse ergänzten den Fahrzeugbestand des „TüBus“.

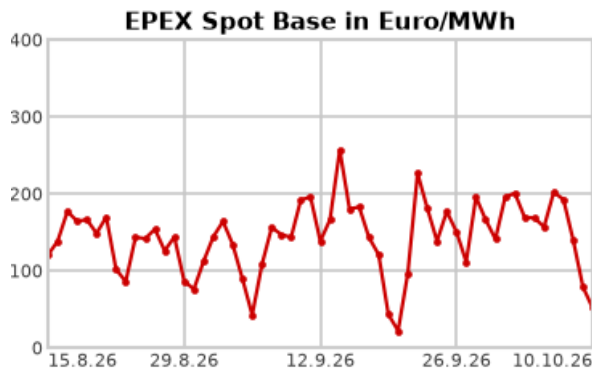
In sämtlichen Energiesparten verzeichneten die SWT im vergangenen Jahr höhere Absatzmengen. Der Stromabsatz stieg von 1,819 Milliarden auf 1,976 Milliarden kWh. Das entspricht einem Zuwachs von rund 8,6 Prozent. Beim Erdgas erhöhte sich die Absatzmenge von 862,8 Millionen auf 931 Millionen kWh. Der Wärmeabsatz nahm um 10 Prozent von 159 Millionen auf 175 Millionen kWh zu.

Einen wesentlichen Anteil am Stromgeschäft hatte erneut die Belieferung von Eisenbahnunternehmen. Im Bahnstromsegment steigerten die Stadtwerke ihren Absatz von 1,3 Milliarden auf 1,412 Milliarden kWh. Damit entfielen rechnerisch mehr als 71 Prozent des Stromabsatzes auf das Bahnstromgeschäft. Die Stadtwerke übernehmen den größten Teil der Verluste des ÖPNV in Tübingen und die Defizite der Bädersparte. Zusammen mit den Konzessionsabgaben, die an die Universitätsstadt gezahlt werden, tragen die Stadtwerke insgesamt etwa 16 Millionen Euro zum städtischen Haushalt bei. (hr) // VON HEIDI ROIDER

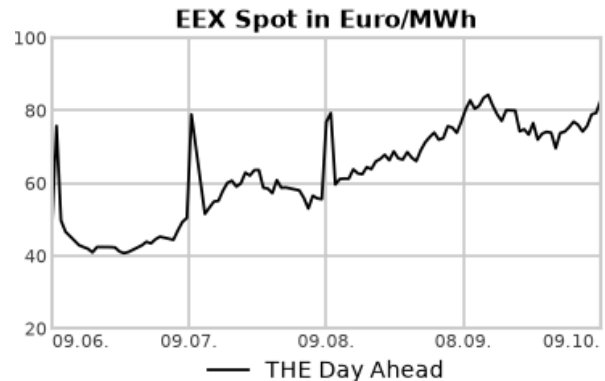
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Trumps Angriffspause lässt Gaspreise sinken



Quelle: E&M

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

Überwiegend schwächer haben sich die Energiemärkte zum Wochenschluss präsentiert. Der deutsche Strommarkt gab mehrheitlich nach. Die CO₂-Preise legten erneut etwas zu. Unterstützung liefern der Energiekomplex, die schwache Windstromerzeugung und geopolitische Risiken, während politische Debatten über das EU-Emissionshandelssystem wieder in den Fokus rücken dürften.

Die Gaspreise sanken, nachdem US-Präsident Trump vor den Zwischenwahlen keine weiteren Angriffe auf Iran ankündigte. Niedrige Speicherstände, steigender Heizbedarf und Angriffe auf Tanker halten das Versorgungsrisiko dennoch hoch. Auch die Ölpreise gaben nach. Die Aussicht auf eine vorläufige Deeskalation senkte die Risikoprämie, die unsichere Schifffahrt durch die Straße von Hormus begrenzt aber das Abwärtspotenzial.

Strom: Überwiegend schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Freitag präsentiert. Der Montag wurde an der Börse mit 206,00< Euro je Megawattstunde in der Grundlast gehandelt. Am Donnerstag hatte der Freitag selbst im außerbörslichen Handel 78,75 Euro im Base und 66,00 Euro im Peak gekostet.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte zum Start in die neue Arbeitswoche mit 16,1 Gigawatt ein gutes Stück geringer ausfallen als noch am Freitag, für den die Meteorologen von Eurowind mehr als 42 Gigawatt erwartet haben. Im weiteren Verlauf der Woche dürfte die Einspeiseleistung wieder ansteigen.

Am langen Ende verlor das Strom-Frontjahr um 1,31 auf 136,73 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Die CO₂-Preise haben sich am Freitag erneut etwas aufwärts bewegt. Der Dec 26 gewann bis zum Settlement 0,27 auf 87,15 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 9,4 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 87,49 Euro, das Tief bei 86,62 Euro.

Das übergeordnete Bild am CO₂-Markt bleibt den Analysten von Belektron zufolge bullish. Einen wichtigen Rückhalt bietet der Energiekomplex. In Frankreich hielten sich die Strompreise auf hohem Niveau, da Netzengpässe die Erzeugung mehrerer Kernkraftwerksblöcke einschränkten und in Deutschland stützte die schwächere Windstromerzeugung zuletzt die Preise. Auch der Gasmarkt reagiere weiterhin empfindlich auf geopolitische Entwicklungen, insbesondere auf die Unsicherheit über die Lieferströme durch die Straße von

Hormus. Hinzu kommen die niedrigen Speicherstände.

Zunehmend dürften in den kommenden Wochen auch die politischen Themen wieder in den Vordergrund rücken. Die hohen Energiekosten haben die Diskussion über eine Verschiebung der Ausweitung des EU-Emissionshandels neu entfacht. Mehrere Mitgliedstaaten drängen zudem darauf, die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen an die Industrie länger fortzuführen.

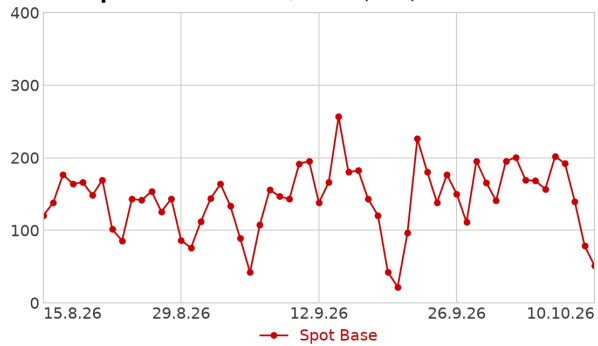
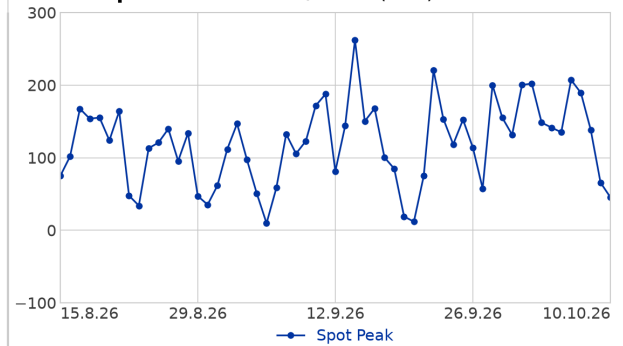
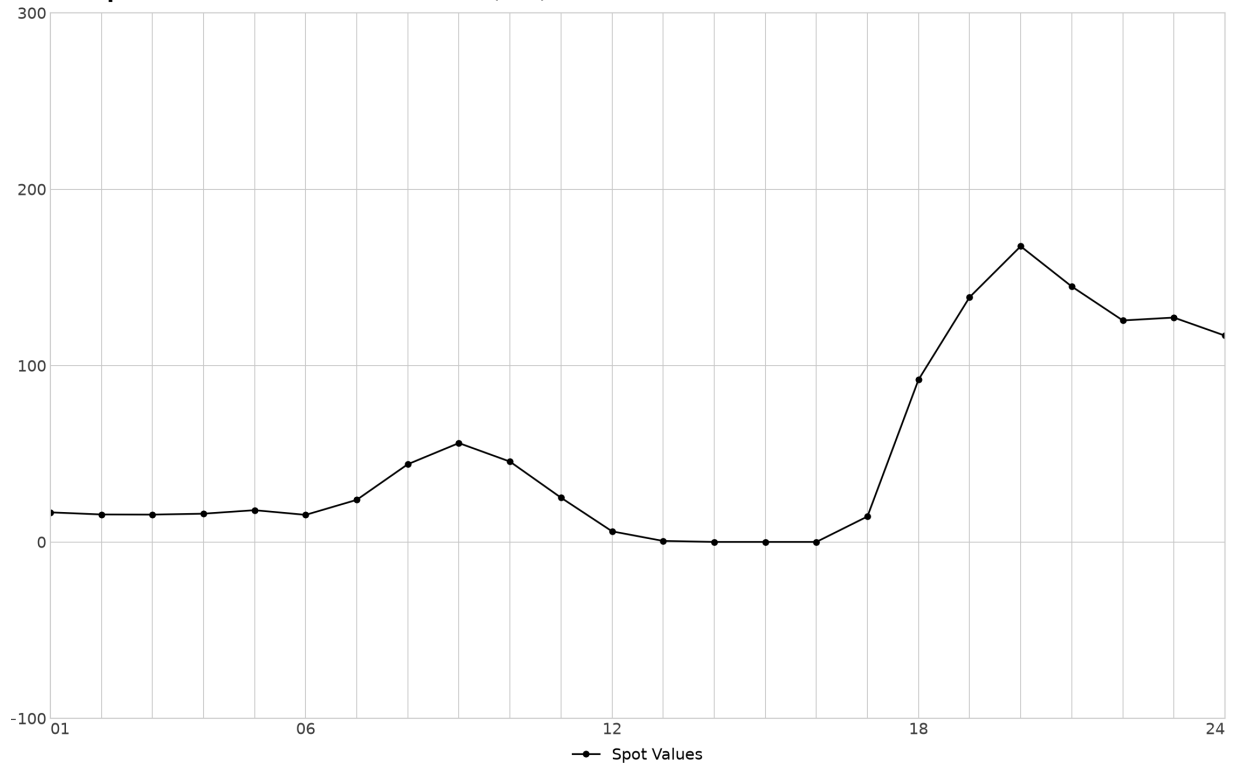
Erdgas: Die europäischen Erdgaspreise haben am Freitag nachgegeben und sich damit von ihrem höchsten Stand seit mehr als drei Wochen entfernt. Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 14.00 Uhr 1,250 auf 77,450 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es für den Day-ahead um 0,865 auf 78,550 Euro je Megawattstunde nach unten.

Für Entlastung sorgte die Ankündigung von Trump, vor den Zwischenwahlen im November keine neuen Militärschläge gegen Iran zu führen. Damit schwanden zunächst die Sorgen vor einer weiteren Eskalation des Konflikts.

Die Versorgungsrisiken bleiben jedoch bestehen. Iran hat seine Angriffe auf Tanker in der Straße von Hormus verstärkt und damit neue Sorgen um die Sicherheit der Schifffahrt ausgelöst. Rund 20 Prozent des weltweiten LNG-Handels passieren normalerweise die Meerenge. Gleichzeitig könnten die für Nordwesteuropa prognostizierten niedrigeren Temperaturen die Heizgasnachfrage ankurbeln und den Verbrauch stützen.

Die europäischen Gasspeicher haben sich in den vergangenen Wochen zwar kontinuierlich gefüllt, liegen mit einem Füllstand von rund 73 Prozent aber weiterhin unter dem Vorjahresniveau. Nach Einschätzung der europäischen Gasnetzbetreiber ist das Versorgungssystem grundsätzlich flexibel genug, um die Winternachfrage zu decken. Bei anhaltend eingeschränkten LNG-Lieferungen könnten die Speicherstände bis zum Ende der Heizperiode jedoch unter 30 Prozent fallen. Dies würde die Anfälligkeit für späte Kälteperioden erhöhen. (map) // VON MARIE PFEFFERKORN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:**Strom Spotmarkt****EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)**

Strom Terminmarkt

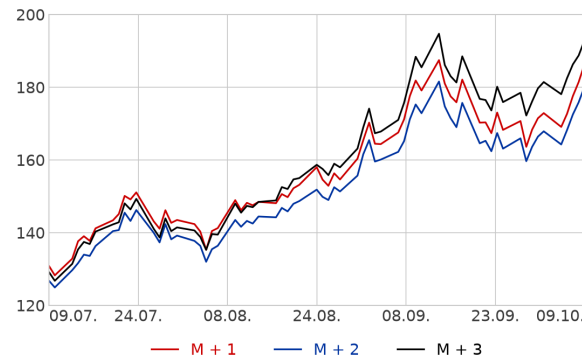
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	09.10.26	German Power Nov-2026	186,29
M2	09.10.26	German Power Dec-2026	180,09
M3	09.10.26	German Power Jan-2027	192,86
Q1	09.10.26	German Power Q1-2027	179,93
Q2	09.10.26	German Power Q2-2027	116,55
Q3	09.10.26	German Power Q3-2027	124,78
Y1	09.10.26	German Power Cal-2027	140,21
Y2	09.10.26	German Power Cal-2028	104,75
Y3	09.10.26	German Power Cal-2029	90,90

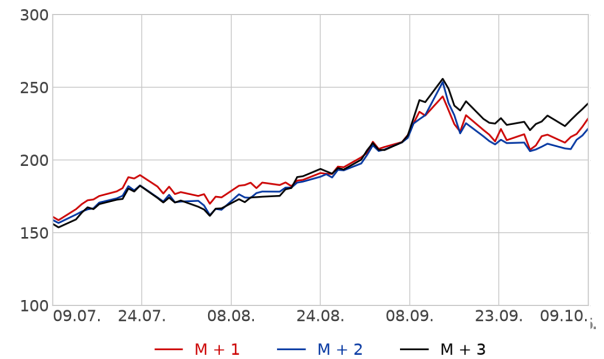
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	09.10.26	German Power Nov-2026	228,60
M2	09.10.26	German Power Dec-2026	221,57
M3	09.10.26	German Power Jan-2027	238,97
Q1	09.10.26	German Power Q1-2027	207,80
Q2	09.10.26	German Power Q2-2027	99,74
Q3	09.10.26	German Power Q3-2027	113,96
Y1	09.10.26	German Power Cal-2027	149,85
Y2	09.10.26	German Power Cal-2028	115,03
Y3	09.10.26	German Power Cal-2029	99,15

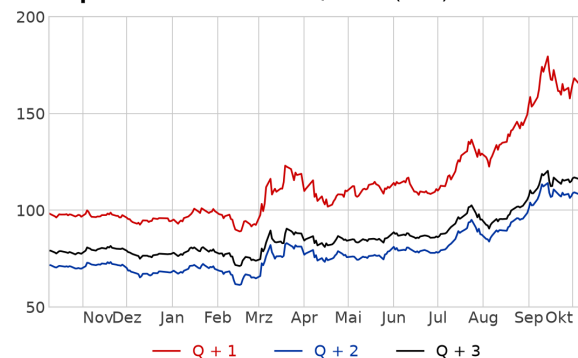
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



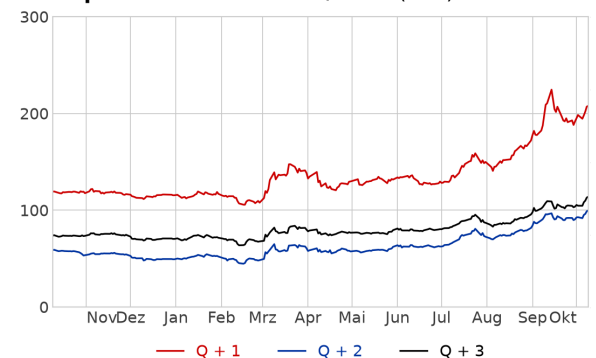
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



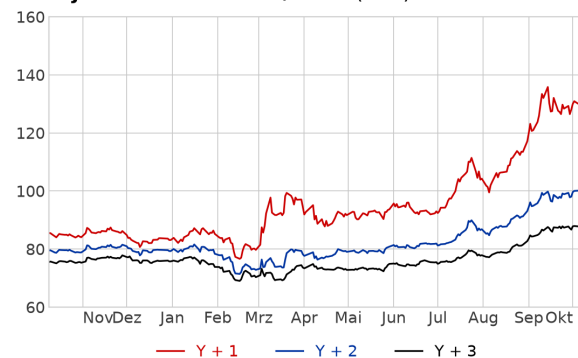
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



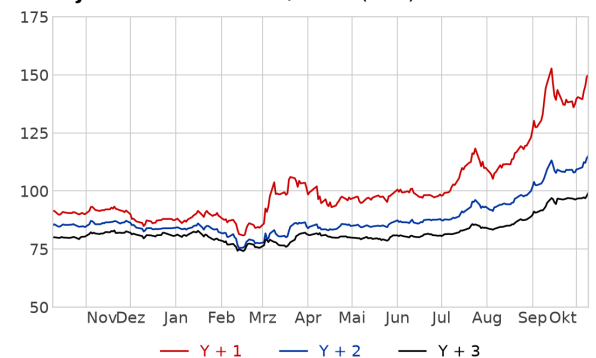
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

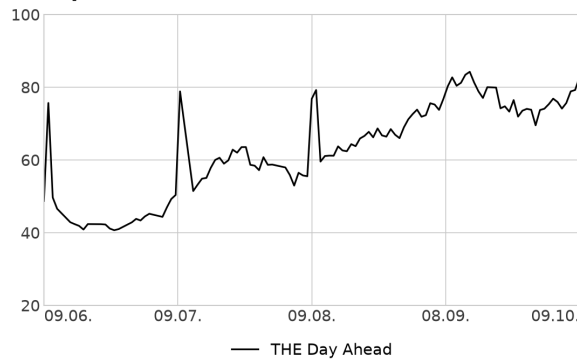


Gas Spot- und Terminmarkt

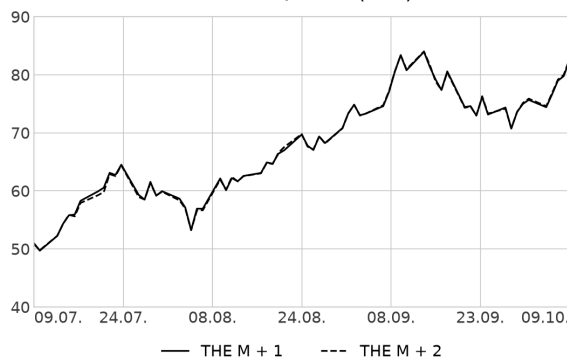
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	09.10.26	German THE Gas Nov-2026	82,43
M2	09.10.26	German THE Gas Dec-2026	82,66
Q1	09.10.26	German THE Gas Q1-2027	81,60
Q2	09.10.26	German THE Gas Q2-2027	64,82
S1	09.10.26	German THE Gas Sum-2027	62,56
S2	08.10.26	German THE Gas Win-2027	57,89
Y1	09.10.26	German THE Gas Cal-2027	66,54
Y2	09.10.26	German THE Gas Cal-2028	42,91

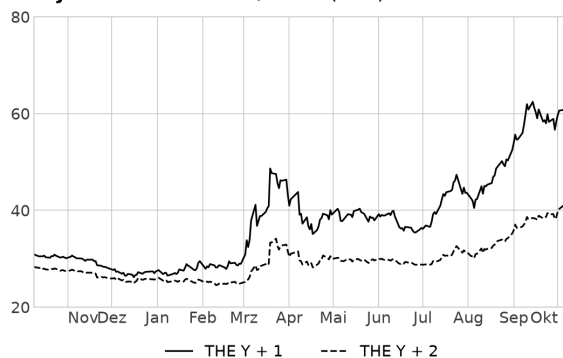
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



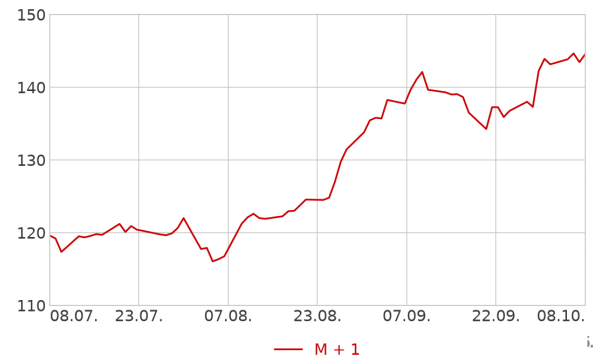
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	09.10.26	51,08	EUR/MWh
Germany Spot peak	09.10.26	45,51	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	09.10.26	86,95	EUR/tonne
Coal API2 Dezember 2026	08.10.26	144,55	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	09.10.26	82,72	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2026	09.10.26	82,43	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	09.10.26	66,54	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dec-2026	09.10.26	104,72	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Flexibler Nebenjob als Biologie - Nachhilfelehrer*in (w/m/d)

Du suchst einen bedeutungsvollen Nebenjob mit flexibler Zeiteinteilung? Dann bist du hier genau richti...
in Chemnitz

vor 2 h

● Minijob ● Flexible Arbeitszeit



Pflegefachperson (m/w/d) für die gastroenterologische Station - Rems-Murr-Kliniken gG...

Wir suchen zum ab sofort in Voll- oder Teilzeit für unser Klinikum in Winnenden eine Pflegefachperson...
in Winnenden

vor 2 h

● Weiterbildung / Kantine



Klimaschutzmanager (m/w/d)

Klimaschutzmanager (m/w/d) Der Markt Peißenberg, Landkreis Weilheim-Schongau, ca. 13.000 Einwo...
in Peißenberg

vor 2 h

● Befristete Anstellung / Freie Mitarbeit ● Weiterbildung



Fachkraft für Tiefbau, Steinsatz und Galabau (m/w/d)

FACHKRAFT FÜR TIEFBAU, STEINSETZ UND GALABAU (M/W/D) Als GaLaBau Unternehmen mit ca. 3...
in Dörverden

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Gesucht: Post Doctoral Research Scientist - Bioinformatics (m/f/d)

Post Doctoral Research Scientist - Bioinformatics (m/f/d) Full-time Tätigkeitsfeld: Wissenschaft und F...
in Stuttgart

vor 2 h

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



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



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

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



Über E&M



E&M Anzeigen-Vertrieb



E&M Mediadaten



E&M Zeitung



E&M Termine



E&M Shop



E&M Firmendatenbank



E&M Glossar

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Mühlfelder Str. 18 a - D-82211 Herrsching

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

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

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

© 2026 by Energie & Management GmbH. Alle Rechte vorbehalten.

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

Folgen Sie E&M auf:

