



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

STROM

**92,94 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**34,04 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZITAT DES TAGES

*„Viele andere Energieversorger schauen aufmerksam nach Heidelberg“***E&M-Chefredakteur Stefan Sagmeister** zur Auszeichnung von Michael Teigeler als Energiemanager des Jahres

REGULIERUNG

Bundesnetzagentur kürzt Netzentgelte deutlich früher

SMART METER

Meter Asset Provider stellt Millionen für Smart Meter Rollout bereit

IT

Forschungsprojekt zu KI im Stromnetz abgeschlossen

Inhalt

TOP-THEMA→ **IN EIGENER SACHE:** Michael Teigeler ist „Energiemanager des Jahres“**POLITIK & RECHT**

- **REGULIERUNG:** Bundesnetzagentur kürzt Netzentgelte deutlich früher
- **POLITIK:** Reiche äußert sich vor Bundestagsausschuss zu Füllständen der Gasspeicher
- **REGULIERUNG:** Einspeiser sollen Netzentgelte zahlen
- **STROMNETZ:** Verbände setzen auf Baukostenzuschüsse
- **KLIMASCHUTZ:** Allianz fordert mehr Tempo von Bundesregierung
- **POLITIK:** Protestaktion gegen Reiches Stromnetzpläne

HANDEL & MARKT

- **SMART METER:** Meter Asset Provider stellt Millionen für Smart Meter Rollout bereit
- **STROMNETZ:** BWE hält Netzpaket für rechtswidrig
- **IT:** Neuer Energieversorger mit KI-basierter Bedarfsermittlung
- **STATISTIK DES TAGES:** Zusammensetzung der Erzeugungsstruktur der Fernwärme

TECHNIK

- **IT:** Forschungsprojekt zu KI im Stromnetz abgeschlossen
- **BIOGAS:** Projekt soll Biogasanlagen zu Speicherkraftwerken machen

UNTERNEHMEN

- **KERNKRAFT:** Siemens Energy bleibt bei ungarischem KKW außen vor
 - **BETEILIGUNG:** Beteiligungsvolumen in Lemgo ruck zuck ausgeschöpft
 - **STROMSPEICHER:** Terralayr sichert sich 1.000 MW Pipeline
 - **BETEILIGUNG:** Gesellschafterkreis von Items wächst
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Erdgas konsolidiert oberhalb von 30 Euro
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Michael Teigeler ist „Energiemanager des Jahres“



Michael Teigeler. Quelle: Stadtwerke Heidelberg Energie

IN EIGENER SACHE. Der Geschäftsführer der Stadtwerke Heidelberg Energie, Michael Teigeler, wird mit dem Preis „Energiemanager des Jahres 2026“ ausgezeichnet.

Glückwunsch an Michael Teigeler: Der Geschäftsführer der Stadtwerke Heidelberg Energie GmbH ist von einer hochkarätigen Fachjury mit dem E&M-Preis „Energiemanager des Jahres 2026“ ausgezeichnet worden. Der Preis würdigt seine berufliche Leistung vor allem mit Blick auf die Projekte, die er als Geschäftsführer des kommunalen Versorgers inhaltlich geprägt und strategisch vorangetrieben hat.

Der Preis „Energiemanager des Jahres“ wurde vor mehr als 20 Jahren vom früheren E&M-Herausgeber Helmut Sendner ins Leben gerufen. Das Medienhaus Energie & Management zeichnet gemeinsam mit der Kanzlei Becker Büttner Held und der Unternehmensberatung m3 management consulting GmbH Persönlichkeiten aus, die nachhaltiges Energiemanagement maßgeblich gestalten. Eine Jury aus Vertretern der Energiewirtschaft, der Wissenschaft und der Medien bestimmt jährlich die Preisträgerin oder den Preisträger.

Die Jury

- **Kerstin Andreae** – Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung des BDEW
- **Michael Bauchmüller** – Korrespondent der Süddeutschen Zeitung
- **Martin Brückner** – Herausgeber Energie & Management
- **Robert Busch** – Geschäftsführer Bundesverband Neue Energiewirtschaft
- **Prof. Dr. Manfred Fishedick** – Präsident und wissenschaftlicher Geschäftsführer des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie
- **Michael Hegel** – Coach and Experte für Corporate Finance
- **Prof. Christian Held** – Partner Becker Büttner Held BBH
- **Prof. Dr. Claudia Kemfert** – Abteilungsleiterin Energie beim DIW
- **Ingbert Liebing** – Hauptgeschäftsführer des Verbands kommunaler Unternehmen
- **Prof. Dr. Sabine Löbbe** – Präsidentin Hochschule Reutlingen
- **Stefan Sagmeister** – Chefredakteur Energie & Management
- **Dr. Christof Spangenberg** – Geschäftsführer der m3 management consulting GmbH
- **Christina Sternitzke** – Geschäftsführerin der Gesellschaft zur Förderung des EWI

Michael Teigeler gilt in den Augen der Jury als Vorzeige-Stadtwerkemanager. Er ist sich seiner Aufgabe als Hüter einer sicheren Energieversorgung immer bewusst und packt neue Projekte wie die städtische Wärmewende konsequent an.

Die Wärmewende in Heidelberg bezeichnet Teigeler als „Herzensangelegenheit“. Ein zentrales Element ist der unter seiner Regie errichtete Energie- und Zukunftsspeicher. Der Wärmespeicher hat auch aufgrund seiner architektonischen Gestaltung überregionale Aufmerksamkeit erlangt und wird in der Stadt als neues Wahrzeichen wahrgenommen. Seine Funktion ist klar technisch definiert: Er federt Lastspitzen im Fernwärmesystem ab und reduziert den Einsatz fossiler Erzeugung.

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 Bürger Kapital für Projekte der lokalen Wärme- und Energiewende bereitstellen. Auf diesem Weg wurden mehrere Millionen Euro eingeworben und gezielt investiert.

Darüber hinaus ist Teigeler Vorstandsvorsitzender bei Geode Deutschland, einem europäischen Interessenverband für kommunale, mittelständische und genossenschaftliche Verteilnetzbetreiber. In dieser Funktion führt er den Verband inhaltlich und organisatorisch, etwa bei der Erarbeitung von Stellungnahmen und Positionspapieren sowie im Dialog mit politischen Entscheidungsträgern.

Michael Teigeler sagt über sich selbst: „Ich bin dankbar dafür, meine berufliche Tätigkeit mit einem so sinnhaften Wirken ausfüllen zu können. Und die Freude über die schon erreichten Schritte motiviert mich und unser ganzes Team für die weiteren anstehenden Projekte und Aufgaben.“

Seine Vita:

Michael Teigeler wurde 1967 in Beckum geboren. Nach einer Lehre studierte er Elektrotechnik und Betriebswirtschaftslehre. Seine berufliche Laufbahn begann mit Stationen in der Industrie und im Großhandel. 1998 wechselte er zur Stadtwerke Düsseldorf AG. Anschließend übernahm er bei der Trianel Energie GmbH in Aachen die Leitung des Key Account Managements. Seit 2008 ist er Geschäftsführer der Stadtwerke Heidelberg Energie GmbH. Seit 2018 engagiert er sich bei Geode Deutschland, 2022 übernahm er dort den Vorstandsvorsitz.

Stefan Sagmeister, Chefredakteur von Energie & Management und selbst Mitglied der Jury: „Bei den Stadtwerken Heidelberg prägt er seit Jahren die Transformation des Fernwärmesystems, unter anderem mit dem ‚Energie- und Zukunftsspeicher‘ als zentralem Wärmespeicher und mit Projekten, die technische Infrastruktur bewusst in den Stadtraum integrieren. Auch seine Ideen für die Finanzierung der Energiewende vor Ort fallen bei Bürgern und Kunden der Stadtwerke auf fruchtbaren Boden. Viele andere Energieversorger schauen aufmerksam nach Heidelberg.“

Die Preisübergabe erfolgt am 8. Oktober im Rahmen der E&M-Energiemanager-Konferenz in Berlin. Laudator ist Ralf Klöpfer, ehemaliger Vertriebsvorstand der MVV Energie AG. Thematische Schwerpunkte der Tagung sind die Finanzierung der Energiewende, regulatorische Rahmenbedingungen und Fragen der Versorgungssicherheit. Weitere Informationen zum Preis und zur Veranstaltung gibt es unter www.energiemanager-online.de.

Die bisherigen Preisträger

2025 – **Kerstin Andreae**, Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung des BDEW
2024 – **Prof. Dr. Florian Bieberbach**, Vorsitzender der Geschäftsführung der Stadtwerke München GmbH
2023 – **Dr. Gunar Hering**, Vorstandsvorsitzender der Enertrag SE
2022 – **Heike Heim**, Vorsitzende der Geschäftsführung DEW21 GmbH
2021 – **Dr. Frank Mastiaux**, Vorstandsvorsitzender der EnBW AG
2020 – **Dr. Marie-Luise Wolff**, Vorstandsvorsitzende der Entega AG
2019 – **Dr. Patrick Graichen**, Direktor Agora Energiewende
2018 – **Boris Schucht**, Vorsitzender der Geschäftsführung der 50 Hertz Transmission GmbH
2017 – **Dr. Dieter Steinkamp**, Vorstandsvorsitzender der RheinEnergie AG
2016 – **Dr. Georg Müller**, Vorstandsvorsitzender der Mannheimer MVV Energie
2015 – **Michael Lucke**, Geschäftsführer der Allgäuer Überlandwerk GmbH
2014 – **Heiko von Tschischwitz**, Gründer der Hamburger Lichtblick SE
2013 – **Johannes van Bergen**, Vorsitzender der Geschäftsführung der Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH
2012 – **Bernd Wilmert**, Geschäftsführer der Stadtwerke Bochum GmbH
2010 – **Dr. Constantin H. Alsheimer**, Vorstandsvorsitzender der Mainova, **Herbert Dombrowsky**, Vorsitzender der Geschäftsführung der N-Ergie, **Michael G. Feist**, Vorstandsvorsitzender der Stadtwerke Hannover, **Dr. Thorsten Radensleben**, Vorstandsvorsitzender der Badenova
2009 – **Dr. Kurt Mühlhäuser**, Vorsitzender der Geschäftsführung der Stadtwerke München GmbH
2008 – **Sven Becker**, Sprecher der Geschäftsführung der Trianel GmbH
2007 – **Dr. Hans-Bernd Menzel**, Vorstandsvorsitzender der EEX AG
2006 – **Dr. Werner Brinker**, Vorstandsvorsitzender der EWE AG
2005 – **Dr. Klaus Rauscher**, Vorstandsvorsitzender der Vattenfall Europe AG
2004 – **Helmut Haumann**, Vorstandsvorsitzender der RheinEnergie AG
2003 – **Dr. Dieter Attig**, Vorstandsvorsitzender der Stawag AG
2002 – **Dr. Dieter Nagel**, Vorstandsvorsitzender der Thüga AG
2001 – **Roland Hartung**, Sprecher des Vorstands der MVV Energie AG

// VON STEFAN SAGMEISTER

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(74d4806277d7e73349d8e8c0897931e9_img.jpg\)](#) [!\[\]\(5f42d2cd7ad901bc24e5d35a38c777fd_img.jpg\)](#) [!\[\]\(628bc0b1ef2b63d1fc4442fb794e3e78_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Kostenloses Webinar 26. Februar 2026, 14-15 Uhr

Industriestrompreis & Netzentgeltreform:
Wie Flexibilität für Unternehmen jetzt zum neuen Gold wird

 **Torge Lahrsen**
COO
encentive

Jetzt anmelden

encentive



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Gebäude der Bundesnetzagentur in Bonn. Quelle: Bundesnetzagentur

Bundesnetzagentur kürzt Netzentgelte deutlich früher

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur senkt ab Mitte 2026 die vermiedenen Netzentgelte deutlich schneller ab.

Die Bundesnetzagentur hat neue Regeln zur Abschmelzung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) vorgelegt. Nach Angaben der Behörde sollen die Entgelte bereits ab Mitte 2026 stufenweise reduziert werden. Zunächst ist eine Kürzung um 50 Prozent vorgesehen, Anfang 2027 folgt eine weitere Halbierung.

Anfang 2028 plant die Behörde eine Absenkung um 75 Prozent. Ab 2029 sollen die Entgelte vollständig entfallen, da die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) ausläuft und die Behörde keine Anschlussregelung schaffen will. Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) kritisiert die Entscheidung scharf. VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing erklärt, die Agentur hebele den Vertrauensschutz aus und dränge dezentrale Kraftwerke in Richtung Unwirtschaftlichkeit.

Vermiedene Netzentgelte fortführen

Hintergrund ist eine gesetzliche Änderung, die vorsah, dass bestehende Anlagen ihre vermiedenen Netzentgelte bis Ende 2028 erhalten. Diese Perspektive galt laut VKU als Grundlage für Investitionsentscheidungen und langfristige Betriebsmodelle. Mit der nun beschlossenen, beschleunigten Abschmelzung werde dieser Erwartungsrahmen grundlegend verändert. Aus Sicht des Verbandes greift die Entscheidung in Bestandsrechte ein und entzieht bereits kalkulierten Projekten einen Teil ihrer wirtschaftlichen Basis.

Die vNNE vergüten bislang, dass dezentrale, steuerbare Anlagen – insbesondere Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen – das Netz entlasten, indem sie Strom verbrauchsnahe erzeugen. Viele kommunale Unternehmen nutzen diese Erlöse laut VKU zur Finanzierung ihrer Anlagen. Fielen die Entgelte früher und stärker als geplant weg, entstünden Einnahmeausfälle, die nicht kurzfristig kompensiert werden könnten. Ab 2029 entfielen die Entgelte vollständig.

Investitionen gefährdet

Liebing verweist darauf, dass kommunale Unternehmen in den vergangenen Jahren kontinuierlich in

klimafreundliche und dezentrale KWK-Anlagen investiert hätten. Diese Anlagen seien politisch gewollt und bis 2022 in Betrieb gegangen. „Die Bundesnetzagentur-Entscheidungen schaffen Unsicherheit und gefährden Anlagen, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit unerlässlich sind“, so Liebing. Eine Energiewende ohne stabile KWK-Leistungen sei nicht denkbar.

Der VKU sieht zudem netztechnische Risiken. Nach Darstellung Liebings wächst in vielen Stromnetzen die Differenz zwischen lokal steigendem Stromverbrauch und dem Tempo des Netzausbaus. Übergabestellen zur vorgelagerten Netzebene würden zunehmend zu Engpässen. Gleichzeitig setze der Strommarkt keine ausreichenden Anreize für lokal netzdienliches Verhalten. Steuerbare Anlagen, die bislang in angespannten Lastsituationen gezielt zur Netzstabilisierung eingesetzt würden, müssten künftig stärker marktorientiert fahren. Damit gingen aus Sicht des Verbandes wichtige Stabilitätsreserven verloren.

Vorschlag des Verbandes ignoriert

Mit Unverständnis reagiert der VKU darauf, dass die Agentur einen eigenen Vorschlag für ein Netzentlastungsentgelt nicht aufgegriffen hat. Dieses Modell sollte nach Angaben des Verbandes den Beitrag dezentraler Anlagen weiterhin berücksichtigen und zugleich eine Anpassung der vermiedenen Netzentgelte ermöglichen.

Die Behörde verfolgt mit der Neuregelung das Ziel, die Entgeltstruktur im Stromnetz zu vereinfachen und Fehlanreize zu vermeiden. Der VKU warnt hingegen vor negativen Folgen für Investitionsbereitschaft und Standortattraktivität. Liebing spricht von einem Vertrauensverlust in staatliche Rahmenbedingungen und sieht die Bereitschaft zu weiteren Investitionen in dezentrale Erzeugung gefährdet.

Für kommunale Unternehmen bedeute die Entscheidung nach VKU-Angaben vor allem finanzielle Planungsunsicherheit. Ob und wie die Branche auf die wegfallenden Erlöse reagiert, dürfte auch davon abhängen, ob Gesetzgeber oder Regulierungsbehörde noch Anpassungen vornehmen. Bislang hält die Bundesnetzagentur an ihrem Zeitplan fest.

Das **Verfahren der Bundesnetzagentur zu den vermiedenen Netzentgelten** steht im Internet bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Reiche äußert sich vor Bundestagsausschuss zu Füllständen der Gasspeicher



Das Reichstagsgebäude in Berlin. Quelle: Pixabay / Jörn Heller

POLITIK. Im Bundestagsausschuss für Energie berichtete Bundesministerin Reiche (CDU) in Berlin über niedrige Gasspeicherstände. Ihr Haus prüfe zusätzliche Instrumente zur Speicherfüllung.

Die Gasspeicher in Deutschland sind zur Mitte des Februars nur zu 23,5 Prozent gefüllt. Das teilte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) in der 24. Sitzung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie mit. An der digitalen Sitzung am Abend des 17. Februar nahmen Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) sowie der Präsident der Bundesnetzagentur, Klaus Müller, teil. Thema war die Versorgungslage sowie Maßnahmen zur Reduzierung geopolitischer Abhängigkeiten.

Der Grünen-Energiepolitiker Michael Kellner forderte die Ministerin vor der Sitzung zum Handeln auf. Die Speicher seien „für Mitte Februar sehr leer“, erklärte er. Reiche müsse darlegen, wie sie ab April eine

„zuverlässige und ausreichende Befüllung“ für die kommende Heizperiode sicherstellen wolle. Zudem solle sie erläutern, welche Strategie das Ministerium zur Verringerung fossiler Abhängigkeiten verfolge.

Gesicherte Versorgungslage für diesen Winter

Das BMWE bewertet die aktuelle Versorgungslage als gesichert, sagte die Ministerin. „Es gibt kein Mengenproblem bei Gas und auch die Gaspreise sind niedriger als im Vorjahr“, so Reiche. Die Marktteilnehmer könnten auf mehrere Optionen zurückgreifen wie die Pipeline von Norwegen und die LNG-Terminals. Terminalkapazitäten könnten auch in anderen Ländern genutzt werden. Für den kommenden Winter seien bereits 60 Prozent der deutschen Speicherkapazitäten vermarktet worden – mehr als zum gleichen Zeitpunkt des Vorjahres.

Zu Forderungen nach einer nationalen Gasreserve sagte Reiche: Sollte eine Krisenvorsorge wie eine strategische Gasreserve für Extremszenarien getroffen werden, müsse sie streng getrennt vom sonstigen Markt erfolgen, um Preisausschläge und Spekulationen zu verhindern.

Ein staatlicher Eingriff komme jedoch nur in Betracht, wenn er die Versorgungssicherheit nachhaltig erhöhe, kosteneffizient ausgestaltet sei und Marktakteure nicht aus ihrer Verantwortung entlasse, erklärte Reiche. Auch Klaus Müller sprach sich für eine strategische Reserve aus. Ziel sei es, zusätzliche Sicherheit für außergewöhnliche Lagen zu schaffen.

Gleichzeitig arbeite das Ministerium an einer Anschlussregelung für die bestehenden Füllstandsvorgaben. Grundlage sei eine beauftragte Studie. Die künftigen Regelungen müssten mit europäischen Vorgaben vereinbar sein, hieß es aus dem BMWE.

Künftige Gasversorgung diskutiert

Die Diskussion um eine strategische Gasreserve gewinnt derweil an Dynamik. Kerstin Andreae, Hauptgeschäftsführerin des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), verwies auf die kalte Witterung. Dadurch seien die Speicherstände unter das Niveau der Vorjahre gefallen. Die eigentliche Herausforderung liege in der rechtzeitigen und ausreichenden Befüllung vor dem nächsten Winter. Dafür müsse die Bundesregierung den Rahmen setzen, so Andreae.

Ein funktionierender Markt bilde die Grundlage für eine sichere und bezahlbare Energieversorgung, erklärte die BDEW-Chefin. Zugleich warnte sie vor neuen geopolitischen Risiken. Der ungeplante Ausfall oder die gezielte Ausschaltung von Importrouten sei nicht mehr undenkbar, insbesondere bei gleichzeitiger extremer Kälte. Eine strategische Gasspeicherreserve könne als Instrument zur Absicherung in akuten Krisenfällen dienen, müsse jedoch auf Notfallsituationen begrenzt bleiben.

Timm Kehler, Vorstand des Verbands „Gas- und Wasserstoffwirtschaft“, sieht die zentrale Herausforderung nach dem Ende der aktuellen Heizperiode. Die Speicher seien deutlich niedriger gefüllt als im vergangenen Jahr. Entsprechend müssten größere Mengen eingespeichert werden. „Die Bundesregierung muss dafür einen verlässlichen regulatorischen Rahmen schaffen, der Marktmechanismen nutzt und gleichzeitig eine gesicherte Befüllung gewährleistet“, sagte Kehler.

Deutschland verfügt über das größte Gasspeichervolumen in der Europäischen Union. Durch die Anlieferung von Gas über die LNG-Terminals waren diese zuletzt weniger genutzt worden. Bereits am 9. Februar hatte sich die CDU/CSU-Bundestagsfraktion gegen die Stilllegung einzelner Speicher ausgesprochen, die Betreiber wegen wirtschaftlicher Schwierigkeiten beantragt hatten. Vor dem Hintergrund niedriger Füllstände und geopolitischer Unsicherheiten rückt die Frage nach zusätzlichen Sicherungsmechanismen in den Mittelpunkt der energiepolitischen Debatte. // VON SUSANNE HARMSSEN

Einspeiser sollen Netzentgelte zahlen



Der Sitz der Bundesnetzagentur in Bonn.
Quelle: Bundesnetzagentur

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur hat im Verfahren „AgNes“ Orientierungspunkte für Einspeiseentgelte vorgelegt. Ab 2029 sollen Erzeuger Netzkosten mittragen und Engpässe mindern.

Die Bundesnetzagentur konkretisiert im Festlegungsverfahren zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) ihre Pläne für Einspeiseentgelte. Grundlage ist ein Sachstandsbericht der Großen Beschlusskammer Energie (Verfahren GBK-25-01-1 #3), das die Behörde im Mai 2025 eröffnet hatte. Ziel ist eine neue Systematik nach dem Auslaufen der Stromnetzentgeltverordnung.

Laut Behörde sollen künftig auch volleinspeisende Erzeugungsanlagen ab der Niederspannung mit Leistungsmessung an den Netzkosten beteiligt werden. Speicher und Prosumer behandelt die Behörde in gesonderten Papieren. Die nun vorgelegten Orientierungspunkte dienen der Vorbereitung weiterer Expertenworkshops.

Dynamische Entgelte ab 2029 geplant

Die Beschlusskammer befürwortet die Einführung dynamischer Netzentgeltkomponenten für Einspeiser möglichst ab 2029. Diese sollen sich zeitlich und örtlich an Engpasssituationen orientieren. In der Einführungsphase plant die Behörde eine niedrige Anfangshöhe. Auf Übertragungsnetzebene sieht das Europarecht eine Obergrenze von 0,5 Euro pro MWh vor, zuzüglich bestimmter Systemdienstleistungskosten. Von dieser Erweiterungsmöglichkeit will die Bundesnetzagentur Gebrauch machen.

Als Bemessungsgrundlage zieht die Behörde insbesondere Engpassmanagementkosten heran, die sie nach einer Arbeitshypothese hälftig zwischen Erzeugern und Verbrauchern aufteilen will. In der Anfangsphase gehe es laut Agentur weniger um eine vollständige Entlastung von Engpässen als um die empirische Erfassung der Preissensitivität und Flexibilität der Erzeuger.

Neben der Anreizfunktion strebt die Kammer auch eine Finanzierungsfunktion an. Dafür prüft sie Kapazitätspreise auf Basis der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität. Anders als bei Letztverbrauchern soll es keine frei wählbare Bestellleistung geben. Mengen- oder leistungsbezogene Arbeitspreise zur Finanzierung lehnt die Behörde ab.

Ein erstes Rechenbeispiel nennt eine Größenordnung von 4 bis 7 Euro pro kW. Darin fließen ein europarechtlich zulässiger Finanzierungsbeitrag sowie anteilige Kosten für Regelenergie und Verlustenergie ein. Die vollständige rechtlich mögliche Zurechnung dieser Kosten auf Einspeiser plant die Kammer nach eigenen Angaben nicht.

Ergänzend spricht sich die Behörde für einen Baukostenzuschuss bei Neuanschlüssen aus. Der einmalige Beitrag soll an die gewählte Anschlussleistung gekoppelt sein und eine effiziente Dimensionierung der Netzanschlusskapazität fördern. Der Zuschuss wirke sowohl als Anreiz- als auch als Finanzierungsinstrument, so die Behörde. Flexible Netzanschlussregelungen könnten dabei die Bewertung beeinflussen.

Vertrauensschutz für Bestandsanlagen

In der Konsultation hatte sich die Mehrheit der Stellungnahmen gegen eine generelle Beteiligung der Einspeiser ausgesprochen. Kritiker verweisen auf mögliche Marktverzerrungen, steigenden Förderbedarf und Risiken für Investitionssicherheit. Insbesondere bei erneuerbaren Energien könnten Einspeiseentgelte die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen und Ausschreibungsergebnisse beeinflussen.

Die Agentur erkennt an, dass für bestimmte Bestandsanlagen Vertrauensschutz greifen kann. Für Projekte, die im Rahmen staatlicher Ausschreibungen unter Annahme stabiler Rahmenbedingungen realisiert wurden, prüft die Kammer eine Übergangsregelung. Eine Einführung zum 1. Januar 2029 gewährleiste grundsätzlich eine angemessene Frist. Für EEG-geförderte Bestandsanlagen könne jedoch ein besonderer Schutzzeitraum gelten.

Im Zentrum der Anreizkomponente steht die Internalisierung von Engpasskosten. Dynamische, mengenbezogene Entgelte sollen kurzfristige Einsatzentscheidungen beeinflussen. Die Behörde hält solche Arbeitspreise für geeigneter als dynamisierte Kapazitäts- oder Leistungspreise, da sie Grenzkosten innerhalb kurzer Zeitintervalle besser abbilden können.

Die Entgelte sollen verpflichtend für alle betroffenen Einspeiser gelten, um Ausweichreaktionen zu vermeiden. Dabei betont die Behörde die Notwendigkeit symmetrischer Preissignale: Je nach Richtung der Netznutzung können Zahlungen anfallen oder Entlastungen erfolgen.

Als Auslöser für dynamische Entgelte nennt die Behörde Engpässe auf Übertragungsnetzebene sowie gegebenenfalls in höheren Spannungsebenen der Verteilnetze. „Auf unteren Ebenen erscheint der Aufwand derzeit noch zu hoch im Verhältnis zum Nutzen“, so das Papier.

Mit den vorgelegten Orientierungspunkten verdichtet die Bundesnetzagentur den Gestaltungsrahmen für das AgNes-Modell. In den kommenden Workshops will sie die Vorschläge mit Marktakteuren weiter diskutieren und ihre Praktikabilität prüfen.

Das **Orientierungspapier der Bundesnetzagentur zu den Stromnetzentgelten** steht im Internet bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Verbände setzen auf Baukostenzuschüsse



Quelle: Davina Spohn

STROMNETZ. Die Bundesnetzagentur hat Orientierungspunkte zu Einspeisenetzentgelten vorgelegt. BDEW und VKU plädieren stattdessen für Baukostenzuschüsse beim Netzanschluss.

Die Bundesnetzagentur hat ein Orientierungspapier zu möglichen Einspeisenetzentgelten veröffentlicht. Damit stößt sie eine Reformdiskussion über die Finanzierung der Stromnetze an. Branchenverbände reagieren eher kritisch darauf.

Kerstin Andreae erklärte für den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), man teile das Ziel, Systemkosten zu senken und die Netze effizienter auszulasten. Im Vorfeld eines Workshops der Behörde, mahnte die BDEW-Hauptgeschäftsführerin, entscheidend sei, dass neue Instrumente nicht parallel zu laufenden Gesetzgebungsverfahren zusätzliche Unsicherheiten schafften.

Andreae fordert, Überlegungen zu dynamischen Einspeisenetzentgelten müssten mit dem Erneuerbare-

Energien-Gesetz und dem Netzpaket konsistent ausgestaltet werden. Andernfalls drohten vermeidbare Kosten und neue Risiken für Investoren. Positiv bewertet der BDEW den vorgesehenen Vertrauensschutz für Bestandsanlagen. Dieser sei zentral für die Akzeptanz der Energiewende und für die Finanzierung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien.

Baukostenzuschüsse zielführender

Grundsätzlich hält der BDEW Einspeisenentgelte für wenig zielführend. Der zu erwartende Nutzen stehe nicht in einem angemessenen Verhältnis zum Aufwand. Solche Entgelte erhöhten Komplexität, Kosten und bürokratischen Aufwand deutlich und minderten zugleich Planungs- und Investitionssicherheit für Erzeuger. Die Energiewirtschaft lehne daher die von der Behörde vorgestellten Orientierungspunkte ab.

Stattdessen bringt der Verband Baukostenzuschüsse ins Spiel. Dabei würden Einspeiser einmalig und regional differenziert an den Kosten des Netzausbaus beteiligt. Dieses Instrument habe sich auf der Verbraucherseite bereits bewährt. Eine einmalige Zahlung im Rahmen der Investitionsentscheidung biete Betreibern und Banken eine verlässlichere Kalkulationsgrundlage als schwankende, dynamische Entgelte. Zudem könne eine regionale Differenzierung Anreize für die Standortwahl setzen.

VKU warnt vor steigender Komplexität

Auch der Verband der Kommunalwirtschaft (VKU) begrüßt die Diskussion über eine Reform der Netzentgelte. Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing betont, eine moderne Netzentgeltstruktur müsse fair, verursachungsgerecht und praxistauglich sein. Wer das Netz nutze, solle sich angemessen an den Infrastrukturkosten beteiligen.

Einspeisenentgelte zur Finanzierung der Netzkosten sieht der Verband hingegen ebenfalls kritisch. Für Betreiber steige das wirtschaftliche Risiko, weil künftige Kosten schwer kalkulierbar seien. Gleichzeitig entstehe kein früher Mittelzufluss für Netzbetreiber, sodass steigende Investitionen in Ausbau und Modernisierung nicht erleichtert würden, erläuterte Liebing.

Besonders skeptisch äußert sich der VKU zu einem dynamischen Einspeisenentgelt. Damit dieses effizient wirke, müsste es regional stark differenziert ausgestaltet sein. Zudem könnten bei netzdienlichem Verhalten sogar negative Netzentgelte anfallen. Das werfe Abgrenzungsfragen zwischen bestehenden und neuen Anlagen auf und erhöhe die Komplexität im Regulierungssystem.

Speicher bleiben ungeklärt

Offen sind aus Sicht des VKU zudem Fragen zur Behandlung von Speichern und zur Kostenverteilung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Für kommunale Netzbetreiber sei entscheidend, dass der Zubau erneuerbarer Energien dort statfinde, wo kurzfristig ausreichend Netzkapazitäten vorhanden sind.

Auch der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) will die Vorschläge prüfen. Präsidentin Ursula Heinen-Esser erklärte laut Verband, netzdienliches Verhalten müsse belohnt und dürfe nicht bestraft werden. Zudem brauche es rechtssichere Definitionen von Netz- und Systemdienlichkeit. Planungssicherheit bleibe für Investitionen essenziell. Kritisch sieht der BEE Hinweise auf ein aus dem Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) bekannt gewordenes Netzpaket, das aus Verbandssicht in den laufenden Prozess eingreife.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Allianz fordert mehr Tempo von Bundesregierung



Quelle: Shutterstock / Lightspring

KLIMASCHUTZ. Der Deutsche Naturschutzring und die Klima-Allianz Deutschland haben von der Bundesregierung mehr Tempo beim Klimaschutz gefordert. 2026 sei ein entscheidendes Jahr.

Die nationale, europäische und internationale Klimapolitik steht in diesem Jahr vor wichtigen Entscheidungen. Dies unterstrichen Vertreter des Deutschen Naturschutzrings und der Klima-Allianz Deutschland in einem Webinar am 18. Februar. Bereits erreichte Fortschritte wie Gebäudeenergiegesetz, Green Deal oder internationale Klimafinanzierung stünden unter Druck.

Gleichzeitig eröffneten Prozesse wie das bis 25. März zu beschließende Klimaschutzprogramm oder die internationale Roadmap zum fossilen Ausstieg Handlungsspielräume für sozial gerechten Klimaschutz. Umweltverbände erhöhen mit Klagen und Forderungen auf EU- und UN-Ebene den Druck, Maßnahmen zum Klimaschutz voranzubringen, kündigten sie an.

Klimaschutzprogramm steht an

Die Bundesregierung steht unter Zeitdruck. Nach dem Klimaschutzgesetz muss sie bis zum 25. März ein Klimaschutzprogramm beschließen, das die nationalen Ziele für 2030 und 2040 einhält. Das Programm ist ein Kabinettsbeschluss und bedarf keiner Zustimmung des Bundestags. Es soll zudem sicherstellen, dass die zulässigen Jahresemissionsmengen bis 2040 sowie die Vorgaben für natürliche und technische Kohlenstoffsenken erreicht werden.

Der Expertenrat für Klimafragen, ein unabhängiges Beratungsgremium der Bundesregierung, empfiehlt, auch Maßnahmen zur Erreichung der Klimaneutralität 2045 in das Programm aufzunehmen. Hintergrund ist Paragraf 12 Absatz 3 des Klimaschutzgesetzes, der Vorgaben zur Berechnung der Treibhausgasminderungen macht. Der Expertenrat will hierzu gesondert Stellung nehmen.

Zu viele Emissionen aus Gebäuden und Verkehr

Nach Informationen aus Regierungskreisen reichen die bislang vorgesehenen Maßnahmen nicht aus. Demnach könnte die Emissionslücke in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Landwirtschaft im europäischen Lastenteilungsbereich bis 2030 rund 180 Millionen Tonnen CO₂ betragen. Frühere Schätzungen lagen bei etwa 225 Millionen Tonnen CO₂. Offiziell bestätigt ist diese Zahl nicht.

Federführend ist das Bundesumweltministerium (BMUKN). Umweltverbände kritisieren, dass zentrale Informationen zu Maßnahmenvorschlägen und deren Treibhausgaswirkung nicht veröffentlicht wurden. Sie sehen darin einen Verstoß gegen die Aarhus-Konvention, die Beteiligungsrechte der Öffentlichkeit regelt. Parallel dazu haben mehrere Organisationen Verfassungsbeschwerden in Karlsruhe eingereicht.

Greenpeace, Germanwatch, Deutsche Umwelthilfe, BUND und der Solarenergie-Förderverein Deutschland klagen gemeinsam mit mehr als 54.000 Einzelpersonen. Sie halten die Klimaziele für unzureichend und kritisieren abgeschwächte Kontrollmechanismen im Klimaschutzgesetz sowie fehlende Maßnahmen, insbesondere im Verkehrssektor.

Zudem verweisen sie auf unverhältnismäßige Belastungen vulnerabler Gruppen durch unzureichenden Klimaschutz. Wann das Bundesverfassungsgericht über die Annahme der Beschwerden entscheidet, ist offen. Eine Entscheidung noch in diesem Jahr gilt als möglich.



v.li: Viviane Raddatz (Sprecherin der Klima-Allianz), Elena Hofmann (Deutscher Naturschutzring) und Tina Löffelsend (BUND)
Quelle: Susanne Harmsen

Europäische Regeln nicht verwässern

Auch auf europäischer Ebene stehen Weichenstellungen an. Die EU-Kommission will im dritten und vierten Quartal zentrale Gesetzesvorschläge für das Klimaziel 2040 vorlegen. Im Mittelpunkt steht die Frage, wie Wettbewerbsfähigkeit und Klimaschutz zusammenwirken können. Umweltverbände fordern, den European Green Deal ohne Abschwächungen fortzuführen und das europäische Emissionshandelssystem als Leitinstrument zu erhalten.

Mit Blick auf den mehrjährigen Finanzrahmen 2028 bis 2035 sehen zivilgesellschaftliche Akteure den EU-Haushalt als entscheidend für die Glaubwürdigkeit der Klimapolitik. Öffentliche Mittel müssten konsequent an Umwelt- und Klimaziele gebunden werden. Das Prinzip „Do No Significant Harm“ dürfe nicht aufgeweicht werden, um fossile Lock-in-Strukturen zu vermeiden. Zudem fordern sie einen gestärkten Klimasozialfonds, um soziale Härten abzufedern.

Deutsche Klimafinanzierung ungeklärt

In der Klimafinanzierung steht Deutschland ebenfalls unter Druck. Nach Haushaltsplänen für 2025 und 2026 wird das Ziel, mindestens sechs Milliarden Euro jährlich für internationale Klimafinanzierung bereitzustellen, voraussichtlich verfehlt. Vor dem Hintergrund eines neuen globalen Finanzierungsziels von 300 Milliarden US-Dollar jährlich bis 2035 fordern Umweltorganisationen eine Anhebung auf mindestens zwölf Milliarden Euro bis 2030 als deutschen Beitrag.

Neue internationale Formate wie ein zweijähriges Arbeitsprogramm zur Klimafinanzierung und der sogenannte Veredas-Dialog sollen konkrete Fortschritte ermöglichen. Entscheidend werde sein, ob die Bundesregierung dort belastbare Zusagen macht. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Protestaktion gegen Reiches Stromnetzpläne



So stellt Campact auf seiner Webseite die Ministerin dar. Quelle: Campact

POLITIK. Die Umweltaktivisten von Campact protestieren in Berlin medienwirksam gegen die Pläne der Ministerin in bestimmten Fällen, Erneuerbare-Anlagen in Teilen entschädigungslos abzuschalten.

Mit dem Rotorblatt einer Windkraftanlage und Schrott aus ausrangierten Solarpanels haben Nichtregierungsorganisationen gegen die Energiepolitik von Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche demonstriert. Die von Campact initiierte Aktion „Schrottplatz der Energiewende“ richtet sich gegen ein geplantes „Netzpaket“ der CDU-Politikerin.

Reiche will den Ausbau von Wind- und Solaranlagen besser mit dem hinterher hinkenden Netzausbau synchronisieren und Kosten senken. Die Pläne haben wegen verschiedener geplanter Maßnahmen breite Kritik ausgelöst.

„Die Energiewende gehört nicht auf den Schrottplatz“, kritisierte Campact-Vorstand Christoph Bautz. „Doch mit dem Netzpaket von Katherina Reiche würde der Ausbau der erneuerbaren Energien jäh ausgebremst.“

Das Rotorblatt fuhr als Sondertransport durch Berlin und wurde wie die Solarpanels vor dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie abgeladen. Auf dem Rotorblatt prangte die Forderung: „Reiche: Energiewende nicht verschrotten!“ Mehrere Dutzend Menschen nahmen an der Aktion teil. Die Polizei sprach von rund 200 Teilnehmern.

In dem Gesetzentwurf von Reiche heißt es, der Netzausbau könne nicht mit dem Bau von Anlagen Schritt halten. Deshalb soll in besonders belasteten Gebieten im Falle, dass Wind- und Solaranlagen gedrosselt oder abgeschaltet werden, keine Entschädigung mehr für neue Anschlüsse gezahlt werden. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Smart Meter Gateway von PPC. Quelle: Katia Meyer-Tien

Meter Asset Provider stellt Millionen für Smart Meter Rollout bereit

SMART METER. PPC und Energy Metering, eine Tochter von Octopus Energy, haben mit dem Infrastrukturinvestor Calisen eine Vereinbarung zur Finanzierung des Smart Meter Rollout geschlossen.

Wie die drei Partner gemeinsam mitteilen, beschafft, kauft und besitzt Calisen intelligente Messsysteme und vermietet diese langfristig an den wettbewerblichen Messstellenbetreiber Energy Metering. Dieser installiert die Systeme an den jeweiligen Messlokalationen seiner Kunden.

Damit werde internationales Kapital für den Rollout intelligenter Messsysteme in Deutschland erschlossen und gleichzeitig die Planungssicherheit für den Messstellenbetreiber erhöht. Die Kooperation erleichtere auch die Skalierung des Messstellenbetriebs und so auch insgesamt die Digitalisierung der Energiewende.

Energy Metering plant nach eigenen Angaben bis 2028 mehr als 250.000 intelligente Messsysteme für die Muttergesellschaft Octopus Energy zu installieren und zusätzlich grundzuständige Messstellenbetreiber – in der Regel sind dies kommunale Netzbetreiber – sowie Unternehmen aus der Wohnungswirtschaft beim Rollout zu unterstützen. In einem ersten Schritt werde Calisen als Projektfinanzierung etwa 100 Millionen Euro für die Hardware und die Installation zur Verfügung stellen, heißt es in der Mitteilung weiter. Eine Erweiterung in den kommenden Jahren sei bei Bedarf möglich.

Vor diesem Hintergrund haben Energy Metering und der Smart-Meter-Gateway-Hersteller PPC ihre Zusammenarbeit beim sogenannten Steuer-Rollout bekanntgegeben. Gemeinsam wollen die Partner auch Pakete für kleinere Stadtwerke und deren Messstellenbetreiber sowie für die Wohnungswirtschaft schnüren.

Bereits im Februar 2025 hatte Octopus Energy den Infrastrukturinvestor Calisen als Partner präsentiert und erklärt, das Unternehmen übernehme die Finanzierung der intelligenten Messsysteme von Octopus Energy. Damit werde ein neues Marktsegment in Deutschland geschaffen: der Meter Asset Provider (MAP), hieß es bei Bekanntgabe der Kooperation. Angesichts hoher Anschaffungs- und Installationskosten müssten viele Anbieter einen Teil der Kosten an ihre Kunden weitergeben.

Die Kooperation mit Calisen solle sicherstellen, dass Octopus Energy weiterhin seinen Kunden beim

Abschluss eines Stromtarifs kostenlos ein intelligentes Messsystem verbauen kann, erklärten die Partner vor einem Jahr. So könne der großflächige Rollout von intelligenten Messsystemen beschleunigt und möglichst vielen Haushalten der Zugang zu intelligenten Tarifen eröffnet werden.

Mehrere Meter Asset Provider in Deutschland aktiv

In Großbritannien, wo Octopus und Calisen jeweils ihren Hauptsitz haben, ist diese Rolle schon seit Jahren fest im Ökosystem des intelligenten Messwesens etabliert. Dort gibt es sogar mit der Community of Meter Asset Providers (CMAP) einen Branchenverband, in dem sich Unternehmen zusammengeschlossen haben, die in Smart Meter und die damit verbundene Technik investieren.

Calisen ist nicht der einzige Meter Asset Provider, der im deutschen Markt für Octopus aktiv ist. Auch die Energiesparte des australischen Finanzkonzerns Macquarie hat erklärt, für den Energieanbieter die Finanzierung und Beschaffung von intelligenten Messsystemen übernehmen. Nach eigenen Angaben hatte Macquarie im Frühjahr 2025 rund 10 Millionen Smart Meter in seinem Portfolio und bis dahin rund 1,6 Milliarden Pfund (1,9 Milliarden Euro) in den Rollout in Großbritannien investiert.

Ein weiterer Meter Asset Provider, der mittlerweile in Deutschland aktiv ist, ist Horizon Energy Deutschland (HED). Er hatte im Frühjahr 2025 angekündigt, dem wettbewerblichen Messstellenbetreiber Spotmyenergy 50 Millionen Euro bereitzustellen.

Das Geschäftsmodell von Meter Asset Providers umfasst meist die Finanzierung der zum Messsystem gehörenden Geräte, gegebenenfalls auch moderne Messeinrichtungen, also „einfache“ elektronische Zähler. Künftig werden auch Steuerboxen dazugehören.

Der MAP ist Eigentümer der Geräte und vermietet sie in der Regel langfristig an den Energieversorger beziehungsweise Messstellenbetreiber. Die Mietverträge, die in Großbritannien gebräuchlich sind, enthalten häufig eine Indexierung, um externe Einflüsse und Inflationseffekte abzubilden.

Neben der Vermietung bieten die Meter Asset Providers häufig auch zusätzliche Dienstleistungen wie die Installation, die Wartung oder den Austausch der Geräte. Macquarie beschreibt beispielsweise die eigene Service-Spanne von der reinen Finanzierung bis zum End-to-End-Service. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

BWE hält Netzpaket für rechtswidrig



Quelle: Shutterstock / peopleandmore

STROMNETZ. Der Bundesverband Windenergie (BWE) kritisiert das Netzpaket des Bundeswirtschaftsministeriums als europarechtswidrig. Er macht Vorschläge, um Netze und Erzeuger zu synchronisieren.

Der Bundesverband Windenergie (BWE) hält zentrale Teile des vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) vorgelegten Netzpakets für europarechtlich unzulässig. Im Mittelpunkt der Kritik steht ein sogenannter Redispatch-Vorbehalt, der nach Auffassung des Verbands den Anschluss und Ausbau erneuerbarer Energien einschränken würde.

Grundlage der Bewertung ist ein Rechtsgutachten der Kanzlei Raue, im Auftrag des BWE. Demnach verstoße der vorgeschlagene Mechanismus gegen europäische Vorgaben des Elektrizitätsbinnenmarkts. BWE-Präsidentin Bärbel Heidebroek warnte davor, „einen europarechtlich unzulässigen Weg

weiterzugehen“. Die daraus resultierenden Rechtsstreitigkeiten könnten das gesamte Wertschöpfungsnetzwerk der Energiewende belasten. „Das vorliegende Netzpaket schafft vor allem Rechtsunsicherheit“, kritisierte sie.

Kritik am Redispatch-Vorbehalt

Der Referentenentwurf des BMWV sieht vor, dass Netzbetreiber in sogenannten kapazitätslimitierten Netzgebieten Netzanschlüsse unter einen Redispatch-Vorbehalt stellen können. Der BWE lehnt dieses Instrument als „Verhinderungsinstrument“ für den Zubau erneuerbarer Energien ab.

Nach Einschätzung des Verbands würde der Vorbehalt Investitionen erschweren und verteuern. In betroffenen Regionen würden Projekte unkalkulierbar, da Netzbetreiber Konditionen vorgeben könnten. Der gesetzliche Anspruch auf Netzanschluss dürfe jedoch nicht zur Disposition stehen, so der BWE. Flexible Netzanschlussvereinbarungen müssten gemeinsam zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern ausgestaltet werden.

Zudem kritisiert der Verband, der Vorbehalt setze Fehlanreize: Netzbetreiber, die in der Vergangenheit Netzausbau und -optimierung nicht ausreichend vorangetrieben hätten, würden faktisch entlastet. Gleichzeitig übertrage der Gesetzesentwurf Netzbetreibern indirekt eine räumliche Steuerung des Windenergieausbaus und greife damit in kommunale und landesplanerische Zuständigkeiten ein.

Speicher nicht einbezogen

Der Entwurf führt zudem sogenannte Einspeisenetze ein, um die Bündelung von Strom aus erneuerbaren Energien zu vereinfachen. Der BWE hält den Ansatz grundsätzlich für diskussionswürdig, bemängelt jedoch die konkrete Ausgestaltung. Insbesondere die systemdienliche Ansiedlung von Speichern, Flexibilitätsoptionen und Verbrauchern sei nicht ausreichend berücksichtigt.

Kritisch bewertet der Verband außerdem, dass der Gesetzgeber Vorgaben zu Baukostenzuschüssen machen will, weil damit bereits die Bundesnetzagentur befasst ist. Positiv hebt der BWE hervor, dass der Entwurf erweiterte Transparenzpflichten für Netzbetreiber vorsieht. Bei den neuen Priorisierungsmöglichkeiten für Übertragungsnetzbetreiber müssten klare Kriterien zum Projektfortschritt ergänzt werden.

Beschleunigungsagenda für die Netze

Parallel zur Kritik am Netzpaket stellt der Verband eine eigene Agenda zur Beschleunigung von Digitalisierung, Optimierung und Ausbau der Netze vor. Ziel sei es, Netzausbau und Ausbau erneuerbarer Energien besser zu synchronisieren, ohne den Zubau auszubremsen.

Erstens fordert der BWE die konsequente Anwendung des sogenannten NOXVA-Prinzips (Netzoptimierung vor Flexibilität vor Verstärkung vor Ausbau). Laut Verband nutzen bislang nur 19 von 62 Verteilnetzbetreibern mit Hochspannungsnetz ein witterungsabhängiges Freileitungsmonitoring, obwohl sich dadurch die Auslastung von Leitungen deutlich erhöhen lasse.

Zweitens solle die Bundesregierung die Digitalisierung der Netze beschleunigen und die Einführung dynamischer Netzentgelte ermöglichen. Voraussetzung sei ein schnellerer Rollout intelligenter Messsysteme. Solche Preissignale könnten laut BWE Redispatch-Mengen und -Kosten senken.

Drittens plädiert der Verband für ein Recht auf Überbauung von Netzverknüpfungspunkten und eine Stärkung flexibler Netzanschlussvereinbarungen. Die Anfang 2025 eingeführte Kann-Regelung habe sich als unzureichend erwiesen. Anlagenbetreiber benötigten ein Wahlrecht.

Beibehaltung der Anreizregulierung

Weitere Punkte betreffen die Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren, die Möglichkeit, bei Engpässen die Einspeisung statt die Erzeugung zu steuern, sowie die Beibehaltung der Anreizregulierung. Redispatch-Kosten sollten im Effizienzvergleich der Netzbetreiber berücksichtigt werden, um Investitionsanreize für den Netzausbau zu erhalten.

Zudem schlägt der BWE einen bundeseinheitlichen Reservierungsmechanismus für Netzanschlüsse vor, der sich an der Projektreife orientiert und von mehr Transparenz über verfügbare Kapazitäten begleitet wird. Auch das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ im Energiewirtschaftsgesetz müsse so weiterentwickelt werden, dass es praktisch angewendet werden könne. Der Verband fordert die Bundesregierung auf, die vorgeschlagenen Maßnahmen zügig umzusetzen.

Das [Kurzgutachten der Kanzlei Raue zum Redispatchvorbehalt](#) steht als PDF zum Download bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Neuer Energieversorger mit KI-basierter Bedarfsermittlung



Quelle: Pixabay / Aberrant Realities

IT. Das Unternehmen Greenflash liefert Kunden zu KI-basierten „Energiesystemen“ künftig auch Strom. Das Geschäft übernimmt eine neu gegründete Tochtergesellschaft.

Der Gegenstand des Unternehmens ist klar umrissen: „Erzeugung, Bündelung, Steuerung und Vermarktung von Energie aus erneuerbaren Quellen sowie der Betrieb eines virtuellen Kraftwerks, einschließlich Direktvermarktung, Energiehandel, Energievertrieb und Bilanzkreismanagement“, heißt es im Handelsregister. Am 26. Januar ist die Greenflash Energy GmbH beim Amtsgericht Osnabrück eingetragen worden. Die Neugründung mit Sitz in Lingen ist eine Tochter der Greenflash GmbH.

„Wir wollen dem Kunden einen Strombezug und eine Verbindung zum Strommarkt bieten, die sein Energiesystem optimal unterstützt und damit am Ende zu den niedrigsten Stromkosten führt“, erklärt Greenflash-CEO Johann Böker, der auch Geschäfte der Tochter führt, die Zielsetzung. Greenflash entwickelt nach eigener Darstellung „Energiesysteme für Industrie- und Gewerbestandorte, die Photovoltaik, Speicher, Ladeinfrastruktur und ein KI-gestütztes Lastmanagement verbinden“.

Die Energiesysteme stützen sich auf eine KI-basierte Software, die den Energiebedarf von Unternehmen in Echtzeit erfasst und Erzeugung Verbrauch und Speicherung so steuert, „dass die Stromkosten pro kWh unterm Strich so gering wie möglich sind“, wie es heißt. Der einzige bislang nicht beeinflussbare Faktor, sei der Tarif für den benötigten Reststrom gewesen, um die Differenz zwischen Eigenerzeugung und Verbrauch zu schließen.

„Live-Anbindung“ an Strommarkt

Statt garantierten Langzeitpreisen des Stromversorger sollen Kunden von Day-Ahead-Preisschwankungen profitieren können. Die KI-basierte Software soll die Energiesysteme über eine „Live-Anbindung“ mit Marktpulsen verknüpfen, beschreibt der Dienstleister. „Mit der Kombination aus intelligentem Echtzeit-Lastmanagement, Marktzugang und situativem Reststrombezug schaffen wir eine technische Architektur, die klassische Versorgungskonzepte so nicht abbilden können“, wirbt Böker für den Ansatz.

Greenflash wurde im Jahr 2020 gegründet und hat dem neben dem Hauptsitz im Emsland Niederlassungen in Essen, München und Hamburg. Das Unternehmen zählt rund 100 Mitarbeitende. // VON MANFRED FISCHER

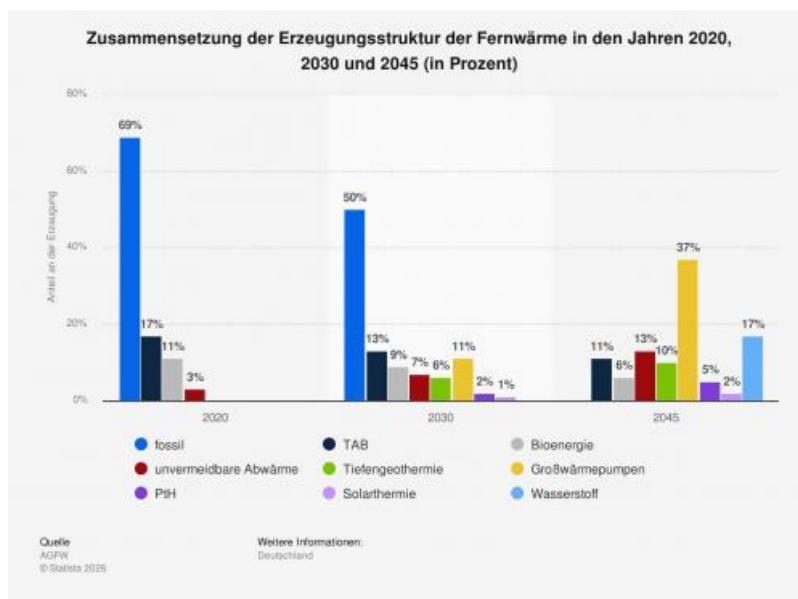
[^ Zum Inhalt](#)

Zusammensetzung der Erzeugungsstruktur der Fernwärme



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

Bis 2030 soll der Anteil klimaneutraler Wärmequellen auf über 50 Prozent steigen, bis 2045 sollen sie die Fernwärmeerzeugung sogar vollständig dominieren. Im Jahr 2020 entfiel der Großteil der erzeugten Fernwärme jedoch auf fossile Wärmequellen. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK



Quelle: Pixabay / Edgar Oliver

Forschungsprojekt zu KI im Stromnetz abgeschlossen

IT. Das Forschungsprojekt AISOP hat seinen Abschlussbericht vorgelegt. Die Partner präsentieren KI-Ansätze für Netzplanung, Anomalie-Erkennung und Erkenntnisse zu dynamischen Tarifen.

Das Forschungsprojekt „AI-assisted Grid Situational Awareness and Operational Planning“ (AISOP) ist offiziell beendet worden. Das Konsortium, an dem auch die Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung (Asew) beteiligt war, legte den Abschlussbericht vor. Ziel des Vorhabens war es, ein KI-gestütztes Entscheidungsfindungssystem zur Dekarbonisierung von Stromnetzen zu entwickeln.

Bereits zu Beginn des Projekts hatten die Partner erläutert, AISOP solle ein neues „Operational-Planning“-Konzept für Verteilnetzbetreiber entwickeln, angelehnt an Planungsprozesse in Übertragungsnetzen. Während dort Engpässe und Spannungsprobleme mithilfe langfristiger Prognosen und schrittweiser Verfeinerung bis nahe Echtzeit gesteuert würden, fehle ein solches System bislang auf Verteilnetzebene.

Angesichts zunehmender dezentraler Erzeugung und wachsender Lasten etwa durch Elektromobilität seien vergleichbare Ansätze jedoch sinnvoll. Vorgesehen gewesen seien unter anderem digitale Prozesswillinge, KI-gestützte Netzzustandsanalysen, risikobasierte Bewertungen sowie die Erprobung dynamischer Tarife in Deutschland und der Schweiz.

Im Verlauf des Projekts analysierten die Partner umfangreiche Betriebsdaten, um Muster zu identifizieren und Anomalien frühzeitig zu erkennen. Richard Orth, stellvertretender Leiter Forschungsprojekte bei der Asew, erklärte, man habe in großen Datenmengen gezielt nach Auffälligkeiten gesucht, um den Netzbetrieb transparenter zu machen und fundierte Entscheidungen im Netzmanagement zu ermöglichen.

Web-basierte Anwendung zur Beobachtung von Betriebszuständen

Laut einer Mitteilung der Asew konnten die Beteiligten Ansätze zur Anomalieerkennung in Niederspannungsnetzen erfolgreich entwickeln. Darüber hinaus entstand eine webbasierte Anwendung, die Netzbetreibern praxisnahe Einblicke in Betriebszustände und Planungsoptionen bieten soll.

Ein weiterer Schwerpunkt lag auf der Bewertung dynamischer Tarifsysteme. Gemeinsam mit den

Projektpartnern untersuchte die Asew, wie sich flexible Stromtarife auf das Verhalten von Verbrauchern und Prosumern auswirken könnten. Eigene Expertenforen dienten nach Angaben der Beteiligten als Testumgebung für die entwickelten Anwendungen und Szenarien.

Die Asew übernahm im Projekt eine Schnittstellenfunktion zu kommunalen Versorgungsunternehmen. Als Leiterin des Arbeitspakets „Communication“ bereitete sie die Ergebnisse für die Praxis auf und brachte sie in Fachveranstaltungen und Arbeitskreise ein. Über das Netzwerk der Asew sei Rückmeldung aus der Stadtwerke-Praxis in das Projekt zurückgespielt worden, um die entwickelten Ansätze zu überprüfen und weiterzuentwickeln.

Die im Projekt gewonnenen Erfahrungen sollen über das Vorhaben hinaus genutzt werden. Im Asew-Netzwerk wurde dazu ein Arbeitskreis Stromnetze gegründet, der an die Ergebnisse von AISOP anknüpfen und sie weiterführen soll.

Gefördert wurde AISOP im Rahmen des Smart Energy Systems Era-Net. Neben der Asew beteiligten sich die Netzbetreiber Westfalen Weser Netz und Romande Energie aus der Schweiz, die Softwareunternehmen Logarithmo und Hive Power, das Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V. (ZEDO), die Hochschule für angewandte Wissenschaft und Kunst Luzern sowie die ETH Zürich.

Auf der Projektseite stehen die abschließenden Ergebnisse aktuell noch nicht zur Verfügung.

// VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Projekt soll Biogasanlagen zu Speicherkraftwerken machen



Quelle: Fotolia / Jürgen Fälchle

BIOGAS. Das Projekt „LKW Flex“ will Betreiber von Biogasanlagen und Kommunen für eine gemeinsame Wärmeplanung zusammenzubringen. Dafür werden Projektpartner gesucht.

Das Netzwerk „Flexperten“ und die Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) hat das Projekt „Landwirtschaft – Kommune – Flexibilität“ – kurz LKW Flex – gestartet. Ziel ist es, landwirtschaftliche Biogasanlagen und Kommunen für eine gemeinsame Wärmeplanung zusammenzubringen, teilte die AEE mit. Dadurch soll die regionale Versorgungssicherheit gestärkt und bislang ungenutzte Biogaspotenziale besser ausgeschöpft werden.

Innerhalb einer dreijährigen Laufzeit sollen sechs Projektpaare gebildet und individuelle Konzepte für eine vernetzte, effiziente Energieversorgung entwickelt werden. Das Projekt soll auch die Idee von „Speicherkraftwerken“ in die Praxis bringen. Anlagen können im BHKW-Betrieb neben Strom auch Wärme erzeugen und diese ins lokale Wärmenetz einspeisen.

Werden sie überbaut und mit einem Speicher versehen, können sie als Biogas-Speicherkraftwerke genutzt werden. So können Energie- und Wärmeüberschüsse zwischengespeichert werden. Wird viel Strom erzeugt, kann die Biogasanlage gedrosselt werden, sodass Gas gespart wird. Wärmepumpen oder Power-to-Heat-Anlagen können in so einem umgestezten Konzept den Überschussstrom nutzen und stellen die Wärme bedarfsgerecht für die Verbraucher bereit.

Der Projektstart von „LKW Flex“ fällt in eine Phase, in der sich für Betreiber von Biogasanlagen regulatorische Vorgaben hin zu mehr Systemdienlichkeit geändert haben.

Regulatorische Unsicherheiten für Biogasanlagen

Betreiber müssten abwägen, ob sie 2026 an Ausschreibungen teilnehmen oder auf ein angekündigtes Biomassepaket 2.0 setzen, erläuterte Uwe Welteke-Fabricsius, Geschäftsführer des Netzwerkes Flexperten Anfang Februar (wir berichteten). Hinzu kommt die Frage, ob bestehende Anlagen flexibilisiert, Satelliten-Anlagen errichtet oder Wärmekonzepte erweitert werden sollen. Nach Einschätzung der Flexperten erschwert vor allem die fehlende Planungssicherheit Investitionsentscheidungen über 2026 hinaus.

Für Betreiber rücke damit die Orientierung in den kommenden Monaten in den Fokus. Ein Gasnetzanschluss setzt ausreichende Gasmengen, langfristige Abnahmeverträge für Biomethan und bankfähige Laufzeiten voraus. Alternativ könnten Clusterlösungen mit Partnern entstehen. Chancen sehen die Flexperten auch in der Wärmenutzung: Wer im Umkreis von vier bis sechs Kilometern größere Siedlungen versorgen kann, sollte laut Welteke-Fabricsius frühzeitig mit Kommunen sprechen und die kommunale Wärmeplanung aktiv begleiten.

Der Umbau zu Speicherkraftwerken ist zudem nach aktueller Rechtslage nur bis zur Ausschreibung am 1. Oktober 2026 abgesichert.

Das Projekt „LKFlex“ wird vom Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) gefördert. Interessierte können sich bis Ende März bewerben. Weitere Informationen finden sich auf der [Homepage der AEE](#). // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Pixabay / Ulrike Leone

Siemens Energy bleibt bei ungarischem KKW außen vor

KERNKRAFT. Die russische Rosatom ist zuständig für den Bau des Kernkraftwerks im ungarischen Paks. Siemens Energy ist nicht mehr dabei, dafür soll nun ein US-Unternehmen beteiligt sein.

Auf dem Areal des ungarischen Kernkraftwerks Paks haben die Bauarbeiten für zwei weitere Reaktoren mit einer installierten Leistung von jeweils 1.200 MW begonnen. Ursprünglich war auch die deutsche Siemens Energy an dem Megaprojekt beteiligt und sollte Steuerungselektronik für die beiden Blöcke liefern. Wie jetzt erst bekannt wurde, hat die bei Paks II federführende russische Rosatom die Zusammenarbeit mit den Deutschen aber schon im Dezember 2025 beendet.

Wegen eines Exportverbots durch den deutschen Bundestag hatte Siemens Energy zunächst keine Genehmigung für die geplanten Lieferungen nach Ungarn erhalten. Damit habe das Unternehmen seine vertraglichen Verpflichtungen faktisch nicht mehr erfüllen können, heißt es bei Rosatom.

Einem Sprecher von Siemens Energy zufolge lagen zum Zeitpunkt der Kündigung jedoch keine sanktionsrechtlichen Hindernisse vor. Vielmehr sei die Kündigung des Vertrags allein vom Kunden ausgegangen. Im Zusammenhang mit Paks II war zunächst sogar erwogen worden, die nukleare Leittechnik-Sparte von Siemens Energy nach Budapest zu verlagern. So hätten ungarische Behörden die Genehmigungshoheit übernommen, dadurch hätte das deutsche Verbot umgangen werden können.

Ursprünglich sollten die Deutschen die Steuerungselektronik für die nunmehr im Bau befindlichen beiden Kernreaktoren in Paks II liefern und hatten dafür ein Konsortium mit der französischen Framatome gegründet. Die Verträge mit Rosatom wurden 2019 und 2020 unterzeichnet. An den Vereinbarungen mit den Franzosen halten die Russen wie auch die Ungarn ausdrücklich fest. Dem ungarischen Handelsminister Peter Szijjarto zufolge will die Regierung in Budapest die Zusammenarbeit mit Framatome in den nächsten Jahren vertiefen.

Der US-amerikanische IT-Konzern IBM ist nun mit dabei

Die Komponenten, die Siemens Energy ursprünglich liefern sollte, machen nach ungarischen Angaben wertmäßig weniger als 4 Prozent der gesamten Ausstattung von Paks II aus und können durch andere

Anbieter oder Eigenentwicklungen ersetzt werden. Rosatom sondiere schon mehrere Optionen, um die entstandene Lücke in der Leittechnik zu schließen. Die beiden Reaktoren sollen in den Jahren 2031 und 2032 ans Netz gehen. Ob dieser Zeitplan durch die Neuausschreibung der Steuerungstechnik beeinflusst werde, bleibe abzuwarten, heißt es in Budapest.

Noch ein weiterer Umstand lässt aufhorchen. Nach Angaben aus dem ungarischen Handelsministerium wurde zwischenzeitlich vereinbart, dass die Vereinigten Staaten die zuvor gegen Paks II verhängten Sanktionen aufheben. Dies hängt offensichtlich damit zusammen, dass der US-amerikanische IT-Konzern IBM maßgeblich in die Digitalisierung von Paks II eingebunden ist.

Unterdessen hat US-Außenminister Marco Rubio bei seinem jüngsten Besuch in Budapest Vereinbarungen über den Ausbau der im November 2025 eingeläuteten ungarisch-amerikanischen Energiepartnerschaft getroffen. Beide Länder vertiefen ihre Zusammenarbeit im Bereich der zivilen Atomkraft. Ungarn wird künftig US-amerikanische Kernbrennstoffe kaufen und US-Technologie zur Lagerung abgebrannter Brennelemente einsetzen. Außerdem soll die Entwicklung kleiner Modulreaktoren (SMR) auf Basis von US-Know how forciert werden. // VON KARIN ROGALSKA

[^ 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

Beteiligungsvolumen in Lemgo ruck zuck ausgeschöpft



Stehen zur Wärmewende: Bürgermeister Markus Baier und Stadtwerke-Geschäftsführer Matthias Sasse (r.) Quelle: Stadtwerke Lemgo

BETEILIGUNG. Zwei Mal binnen zweier Tage ausgeschöpft: Die Stadtwerke Lemgo haben per Bürgerbeteiligung zwei Millionen Euro für ihren Großwärmespeicher eingeworben.

Das Angebot hat so gezogen, dass die Stadtwerke kurzerhand aufstockten. Am 27. Januar hatte das kommunale Versorgungsunternehmen in Lemgo eine Bürgerbeteiligung über 1 Million Euro für den Bau des neuen Großwärmespeichers gestartet. Zwei Tage später war das Volumen ausgeschöpft, die Stadtwerke verdoppelten auf 2 Millionen. Und wieder zwei Tage danach war alles vergeben.

Gezeichnet werden konnten Nachrangdarlehen zwischen 500 und 25.000 Euro. Energiekunden der Stadtwerke bekommen ihre Beteiligung mit jährlich 4 Prozent verzinst. Für andere Bürgerinnen und Bürger war ein Zinssatz von 3,5 Prozent ausgewiesen. Doch andere kamen wegen der hohen Nachfrage aus dem Kundenkreise dem Vernehmen nach erst gar nicht zum Zug. Die Laufzeit der Geldanlagen endet am 31. Dezember 2031.

Stadtwerke-Kunden finanzieren den Wärmespeicher damit zu gut 10 Prozent, auf 19,1 Millionen beziffert der Versorger das Investitionsvolumen insgesamt. Der Speicher soll eine Kapazität von rund 600.000 kWh haben und im vierten Quartal 2026 in Betrieb gehen.

„Dass ein innovatives Wärmespeicherprojekt innerhalb weniger Tage vollständig finanziert wurde, zeigt, wie hoch die Bereitschaft und das Interesse unserer Kundinnen und Kunden ist, sich an neuen Lösungen für die lokale Energiewende zu beteiligen“, wird Stadtwerke Geschäftsführer Matthias Sasse in einer Mitteilung zitiert „Bürgerbeteiligung ermöglicht es uns, technologische Innovation und regionale Teilhabe sinnvoll zu verbinden.“

Für die Vergabe der Nachrangdarlehen nutzten die Stadtwerke eine digitale Plattform des Münchner Dienstleisters Eueco. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Terralayr sichert sich 1.000 MW Pipeline



Holen gesamte Projektentwicklung in ein Haus (v.l.): Philipp Man (Terralayr), Hendrik Büchner (BBD) und Ludwig Wurlitzer (Terralayr). Bildquelle: Terralayer

STROMSPEICHER. Der Markt für Großbatteriespeicher in Deutschland konsolidiert sich weiter. Terralayer übernimmt sein Joint Venture „BBD“ vollständig und stärkt damit seine Projektpipeline.

Der Berliner Speicherentwickler Terralayer übernimmt die restlichen Anteile an seinem Joint-Venture-Unternehmen „Big Battery Deutschland“ (BBD). Verkäufer ist die Averdung Gruppe, ein auf Energiewendedienstleistungen spezialisiertes Unternehmen. Das gibt Terralayer in einer Mitteilung vom 18. Februar bekannt. Zu dem Übernahmepreis wurden keine Details genannt.

Terralayer entwickelt und betreibt netzgekoppelte Großbatteriespeicher und vermarktet deren Kapazitäten über eine eigene Softwareplattform. BBD konzentrierte sich als eigenständiger Projektentwickler auf die Entwicklung neuer Standorte für großskalige Batteriespeicher. Das Unternehmen identifizierte Flächen, strukturierte Projekte, führte Genehmigungsverfahren und koordinierte Netzanschlüsse bis zur Baureife. 2025 verkaufte BBD Projekte mit knapp 50 MW Leistung an Terralayer. Vor diesem Hintergrund entschieden beide Partner, die Gesellschaft vollständig zu integrieren.

Beide Teams arbeiteten nach Unternehmensangaben bereits eng entlang gemeinsamer Prozesse und klarer Governance-Strukturen. Mit der vollständigen Übernahme holt Terralayer die gesamte Projektentwicklung ins eigene Haus und entscheidet künftig allein über Auswahl, Zeitplan und Investitionen der Speicherprojekte. Nach Unternehmensangaben umfasst diese Pipeline mehr als 1.000 MW an

geplanten Batteriespeicherprojekten in Deutschland.

„Mit dieser Transaktion stärken wir unsere Basis in Deutschland“, sagt Philipp Man, Co-Founder und CEO von Terralayr. Er betont, Terralayr gewinne zusätzliche Steuerungsmöglichkeiten darüber, wie und wo das Unternehmen Batteriespeicher errichtet. Hendrik Büchner, CEO von BBD, spricht von einem konsequenten nächsten Schritt. Der Zusammenschluss gebe dem Team die Plattform und Stabilität, um die Entwicklung großer Batterieprojekte weiter auszubauen.

Erst kürzlich hat Terralayr eine Wachstumsfinanzierung über 192 Millionen Euro Eigenkapital sowie 60 Millionen Euro Fremdkapital abgeschlossen (wir berichteten). Aktuell betreibt oder errichtet das Unternehmen in Deutschland Batteriespeicher mit einer Leistung von über 150 MW. Weitere rund 200 MW gelten als baureif. Für diese Projekte liegen die wesentlichen Genehmigungen vor, Flächen und Netzanschlüsse sind gesichert, sodass der Bau kurzfristig beginnen kann.

Das entstehende Portfolio steuert Terralayr über die firmeneigene Softwareplattform „LAYR“. Diese bündelt und virtualisiert Batterieanlagen und ermöglicht die Teilnahme an Regelleistungsmärkten, am Stromgroßhandel sowie an unternehmenseigenen virtuellen Batterieauktionen. // [VON DAVINA SPOHN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Gesellschafterkreis von Items wächst



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

BETEILIGUNG. Die Stadtwerke Steinburg sind Gesellschafter der Items GmbH & Co. KG. Der Versorger verspricht sich davon eine Stärkung seiner IT-Infrastruktur.

Die Stadtwerke Steinburg haben sich am IT-Dienstleister Items beteiligt. Für Torsten Fischer, Geschäftsführer des kommunalen Versorgers, ist dies ein wichtiger Schritt, um künftig die Herausforderungen der Regulierung, der Digitalisierung und der Cybersicherheit besser bewältigen zu können. „Mit Items haben wir einen starken Partner an unserer Seite, der nicht nur über die notwendige Expertise verfügt, sondern auch unsere Bedürfnisse als kommunales Versorgungsunternehmen versteht“, erklärt Fischer.

Die beiden Unternehmen kennen sich bereits seit mehreren Jahren. Durch die Kooperation profitiere der Versorger von einer leistungsstarken IT-Infrastruktur, die sich flexibel an neue Anforderungen anpassen lasse, heißt es in einer Mitteilung von Items. Gleichzeitig werde die Resilienz des IT-Betriebs erhöht.

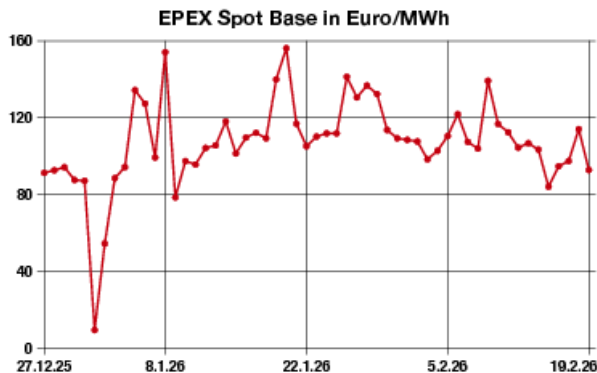
Die Stadtwerke Steinburg sind die gemeinsame Servicegesellschaft der Stadtwerke Brunsbüttel, Glücksstadt, Itzehoe und Wilster, die für die Verbundgesellschafter die technische und kaufmännische Betriebsführung übernommen hat. Sie betätigt sich in den Sparten Strom, Gas und Wasser.

Die Items GmbH & Co. KG ist ein auf kommunale Unternehmen spezialisierter Dienstleister mit Fokus auf IT-Betrieb, Digitalisierung und Prozessoptimierung. Der Hauptsitz ist in Münster. Seine Internetseite weist aktuell 21 Gesellschafter aus, darunter die Stadtwerke Osnabrück, die Stadtwerke Lübeck und die Stadtwerke Essen. // [VON FRITZ WILHELM](#)

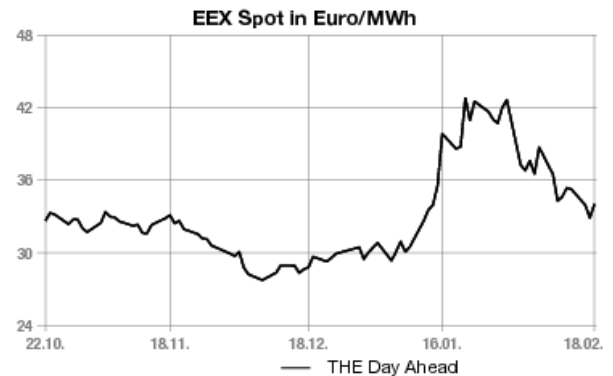
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Erdgas konsolidiert oberhalb von 30 Euro



Quelle: E&M

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

Ohne übergeordnete Tendenz haben sich die Energienotierungen am Mittwoch gezeigt. Strom präsentierte sich tendenziell etwas leichter, CO₂ notierte wenig verändert. Gas konsolidierte nach den Abgaben der vorangegangenen Tage oberhalb von 30 Euro/MWh. Ein Durchbrechen dieser Marke ist jedoch vor dem Hintergrund der anstehenden Milderung in Deutschland keineswegs ausgeschlossen.

Die Heating Degree Days (HDD), die auf Sicht von sieben Tagen berechnet werden, haben den Nachfragerückgang schon vorweg genommen. Aktuell belaufen sie sich laut MBI Research auf einen Wert von 100,8 und liegen damit bereits unterhalb des Saisondurchschnitts von 102,6. Am Vortag hatten die HDD noch 115,6 betragen

Strom: Tendenziell etwas leichter hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Mittwoch präsentiert. Der Day-ahead verlor im Base 21,00 Euro auf 93,25 Euro/MWh und im Peak 25,00 Euro auf 99,25 Euro/MWh. An der Börse kostete der Donnerstag 92,94 Euro/MWh in der Grundlast und 98,96 Euro/MWh in der Spitzenlast.

Der Preisrückgang beim Day-ahead ist laut Händlern die Folge einer höheren Erneuerbaren-Einspeisung. Diese soll laut Eurowind auf 26,9 Gigawatt am Donnerstag von 13,2 Gigawatt am Berichtstag steigen. Für den Freitag ist mit ähnlich hohen Mengen an Wind- und Solareinspeisung wie am Donnerstag zu rechnen.

Am Samstag soll die Erneuerbareinspeisung noch etwas weiter zunehmen. Der Samstag wird von den Wetterdiensten weiter als der Tag angegeben, an dem eine durchgreifende Milderung und überdurchschnittliche Windmengen in Deutschland und Nordwesteuropa Platz greifen. Anfang März sollen die Temperaturen indessen wieder auf durchschnittliche Werte zurückgehen.

Am langen Ende des Strommarktes zeigte sich das Cal 27 mit einem leichten Abschlag von 0,28 Euro auf 77,08 Euro/MWh.

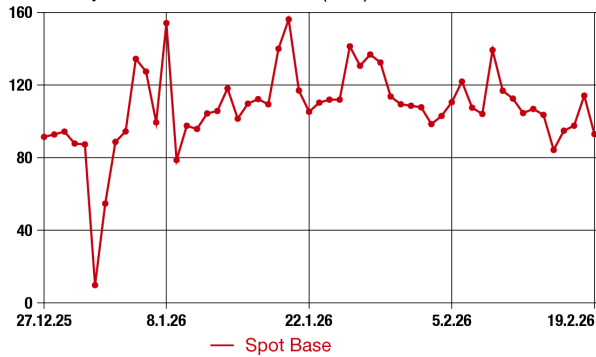
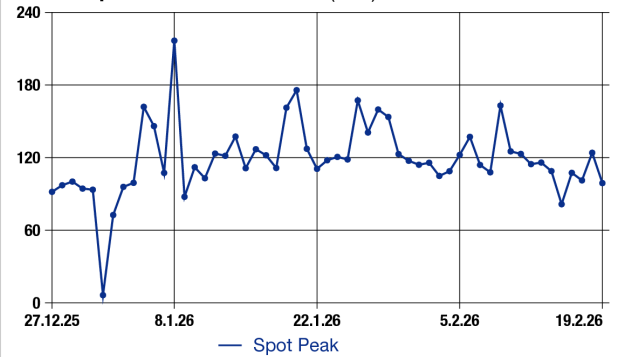
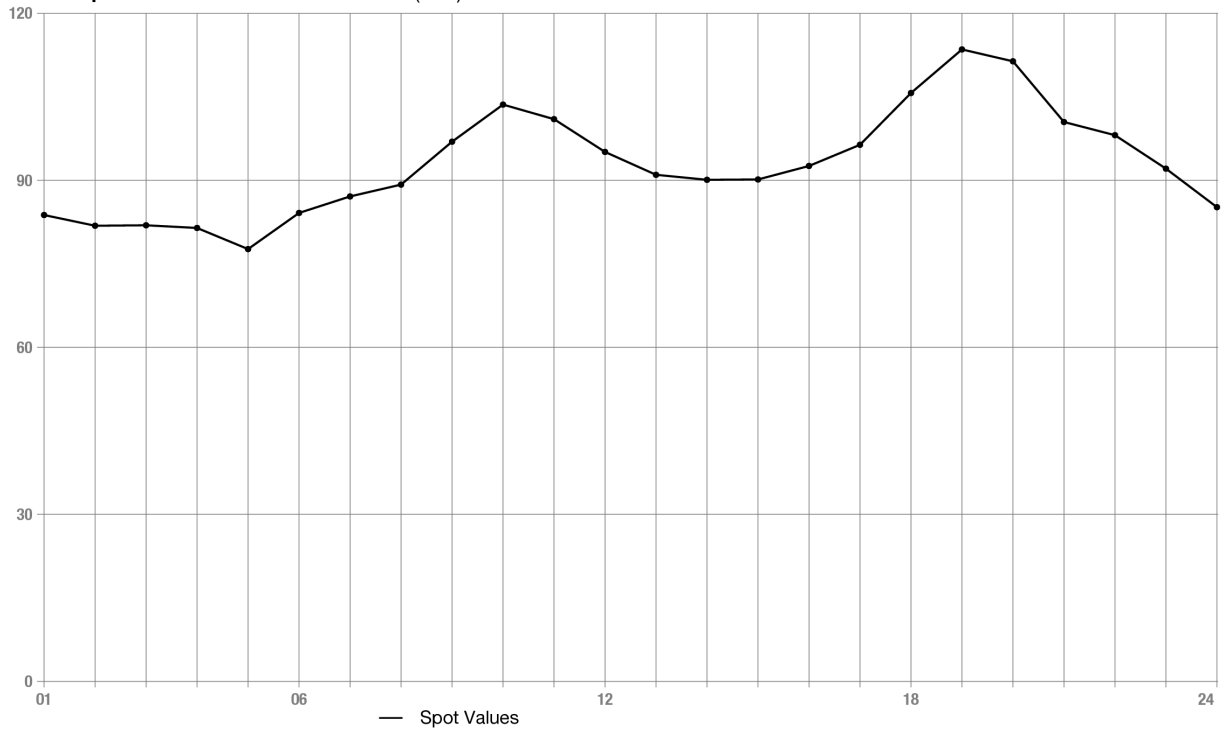
CO₂: Die CO₂-Preise haben sich am Mittwoch kaum verändert gezeigt. Bis gegen 13.54 Uhr gewann der Benchmark Dec 26 um 0,01 Euro auf 70,09 Euro/Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt schwache 13,46 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 70,70 Euro, das Tief bei 68,73 Euro.

Unterdessen haben spekulative Anleger ihre Netto-Longpositionen an der ICE in der vergangenen Woche vor dem Hintergrund der zuletzt massiven Abgaben am Markt um 11,6 auf 82,4 Millionen Zertifikate reduziert

Erdgas: Etwas befestigt haben sich die europäischen Gaspreise am Berichtstag gezeigt. Der Frontmonat März am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.54 Uhr 0,32 Euro auf 30,275 Euro/MWh. Am deutschen THE zog die Notierung für den Day-ahead um 0,35 Euro auf 33,20 Euro/MWh an. Der europäische Benchmark-Erdgaspreis war am Vortag wieder unter 30 Euro/MWh gefallen.

Laut Analysten mildern die Prognosen für eine wärmere Witterung die Sorgen wegen niedriger Lagerbestände, die sich aktuell auf dem niedrigsten Stand seit 2022 befinden. Der Gasflow aus Norwegen liegt stabil bei 326,3 Millionen Kubikmeter, wird allerdings durch die ungeplante Minderkapazität von 11,8 Millionen Kubikmetern des Gasfelds Ormen Lange beeinträchtigt. Unterdessen bleiben die LNG-Importe nach Europa weiterhin umfänglich. // 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

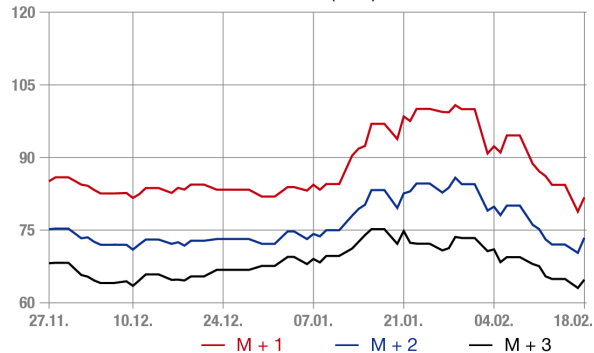
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	18.02.26	German Power Mar-2026	81,74
M2	18.02.26	German Power Apr-2026	73,40
M3	18.02.26	German Power Mai-2026	64,75
Q1	18.02.26	German Power Q2-2026	69,22
Q2	18.02.26	German Power Q3-2026	77,55
Q3	18.02.26	German Power Q4-2026	92,37
Y1	18.02.26	German Power Cal-2027	79,40
Y2	18.02.26	German Power Cal-2028	73,68
Y3	18.02.26	German Power Cal-2029	70,95

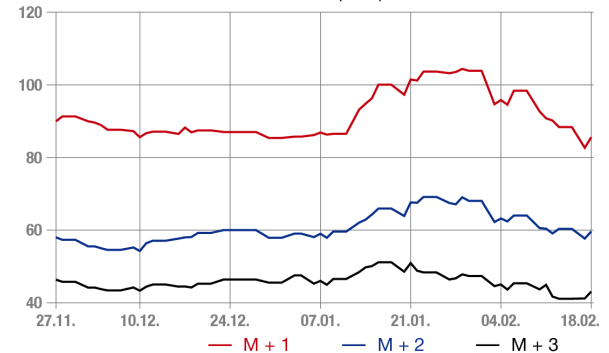
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	18.02.26	German Power Mar-2026	85,57
M2	18.02.26	German Power Apr-2026	59,63
M3	18.02.26	German Power Mai-2026	43,08
Q1	18.02.26	German Power Q2-2026	50,81
Q2	18.02.26	German Power Q3-2026	69,20
Q3	18.02.26	German Power Q4-2026	112,24
Y1	18.02.26	German Power Cal-2027	83,86
Y2	18.02.26	German Power Cal-2028	78,07
Y3	18.02.26	German Power Cal-2029	76,20

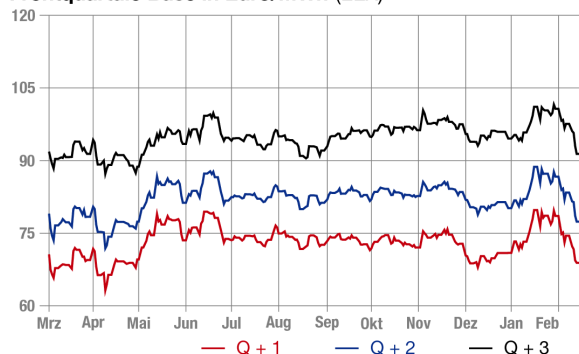
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



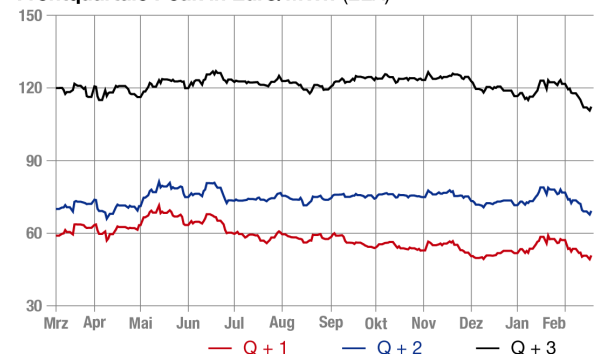
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



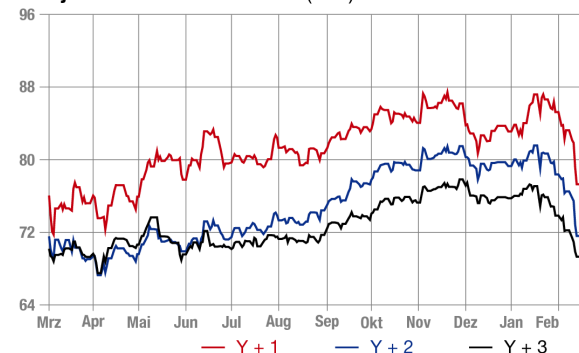
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



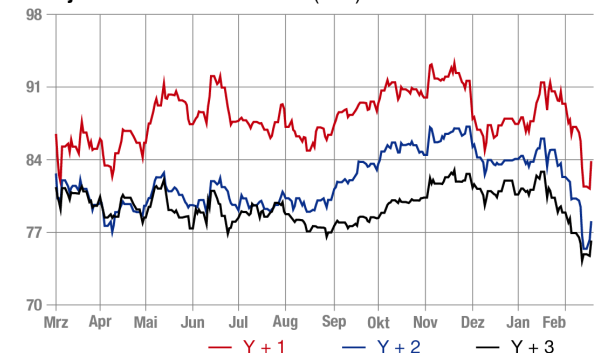
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



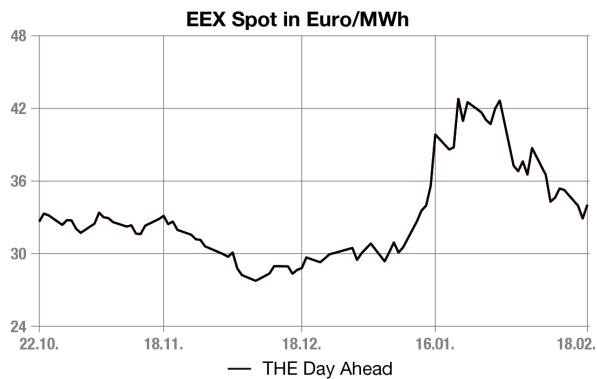
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



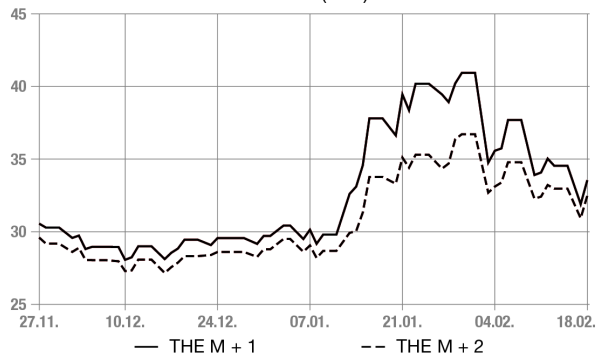
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

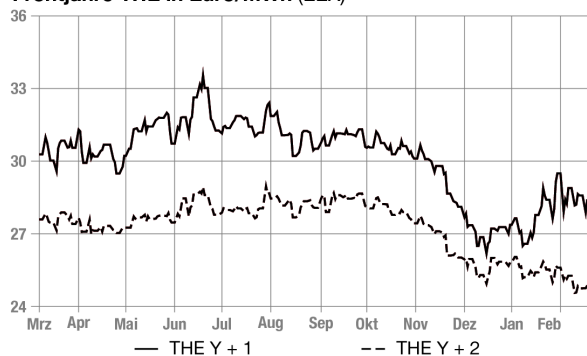
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	18.02.26	German THE Gas Mar-2026	33,55
M2	18.02.26	German THE Gas Apr-2026	32,48
Q1	18.02.26	German THE Gas Q2-2026	31,71
Q2	18.02.26	German THE Gas Q3-2026	31,16
S1	18.02.26	German THE Gas Win-2026	32,08
S2	18.02.26	German THE Gas Sum-2027	26,99
Y1	18.02.26	German THE Gas Cal 2027	28,42
Y2	18.02.26	German THE Gas Cal 2028	24,86



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



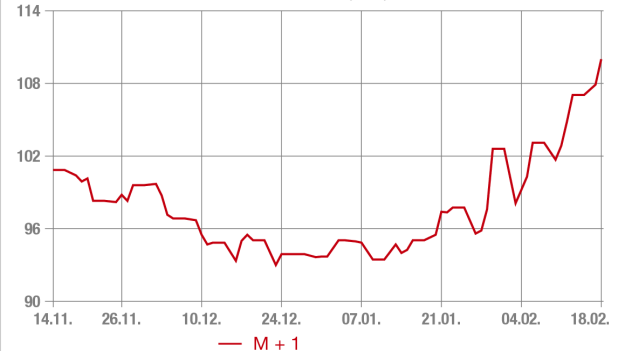
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	18.02.26	92,94	EUR/MWh
Germany Spot peak	18.02.26	98,96	EUR/MWh
EUA Feb 2026	18.02.26	70,22	EUR/tonne
Coal API2 Feb 2026	18.02.26	107,25	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	18.02.26	34,04	EUR/MWh
German THE Gas Mar-2026	18.02.26	33,55	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	18.02.26	28,42	EUR/MWh
Crude Oil Brent Apr-2026	18.02.26	70,35	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Geschäftsführer:in (m/w/d)

Strategieberatung sucht Geschäftsführer:in (m/w/d) zur Weiterentwicklung erneuerbarer Wärmeproje...
in Hamburg

27.01.2026

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



Referent*in für "Energiewirtschaft"

Werden Sie Teil von Deutschlands renommiertester Forschungsorganisation Die Generalverwaltung d...
in München

vor 2 h

● Festanstellung ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit



Stoffstrommanager (m/w/d)

Sie werden Teil eines Teams, bei dem jeder auf seiner Position spielt, aber für das große Ganze kämpf...
in Metzingen

vor 2 h

● Weiterbildung / Mitarbeiterrabatte



Referentin für "Energiewirtschaft"

Werden Sie Teil von Deutschlands renommiertester Forschungsorganisation Die Generalverwaltung de...
in München

vor 2 h

● Festanstellung ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit



IT-Consultant (w/m/d) für die Energiewirtschaft (Fachinformatiker, Hochschulabsolvent od...

Der Beratungsschwerpunkt der Hochfrequenz Unternehmensberatung GmbH liegt bei Energieversorgu...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

● Ausbildung / Freie Mitarbeit ● Homeoffice / Weiterbildung / Firmenwagen /
Flexible Arbeitszeit / Mitarbeiterrabatte / Sabbatical / Teilzeitmodelle

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie

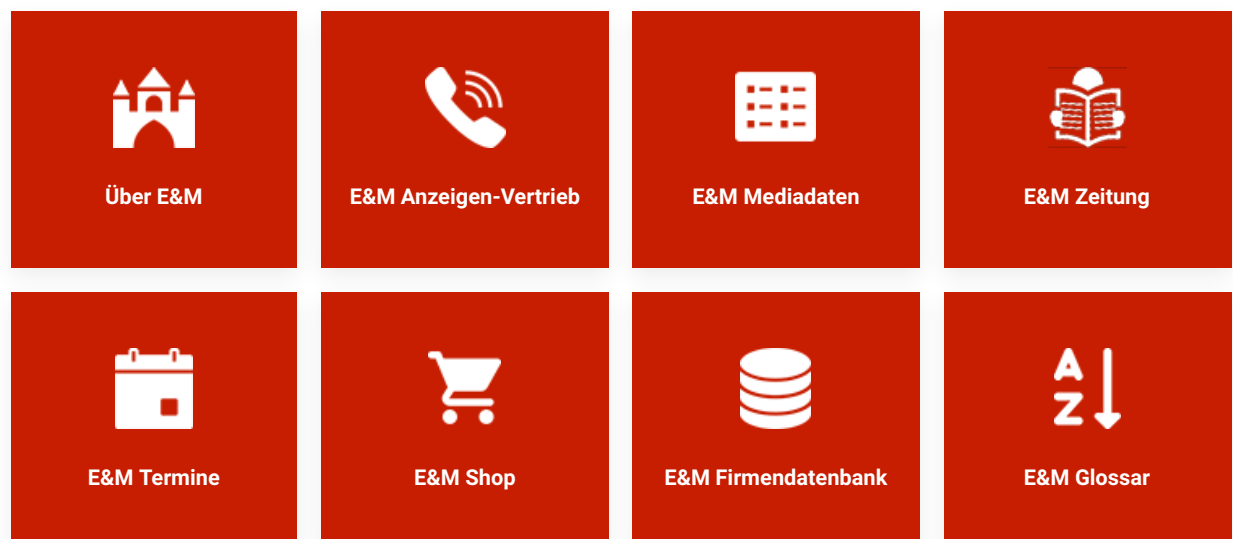


Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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

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



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

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:

