



TOP-THEMA

POLITIK & RECHT

HANDEL &

MARKT

TECHNIK

UNTERNEHMEN

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

STROM

GAS

ZAHL DES TAGES

102,95 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

36,81 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

1,44

WINDKRAFT

Orsted verkauft europäisches Onshore-Geschäft

GEOTHERMIE

Stadtwerke Greifswald fürchten ums Wasser bei Erdwärme-Vorhaben

WINDKRAFT

Grüne Energie im Tausch gegen Cloud-Dienstleistungen

Milliarden Euro zahlte der Finanzinvestor Copenhagen Infrastructure Partners für das Onshore-Geschäft von Orsted. Das Energieunternehmen will sich auf sein Offshore-Geschäft konzentrieren.

Inhalt

TOP-THEMA

→ **STROMNETZ**: Nun offiziell: Staat steigt bei Tennet Germany ein

POLITIK & RECHT

→ **WIRTSCHAFT**: Neuer Name und bekannte Chefs für insolventes Sungrade
 → **STUDIEN**: Epico empfiehlt technologieoffenes GEG
 → **EFFIZIENZ**: Verband schlägt Eckpunkte für neues GEG vor
 → **PHOTOVOLTAIK**: Salzburg: Kritik an Plänen für RED-III-Beschleunigungsgebiete

HANDEL & MARKT

→ **WINDKRAFT**: Orsted verkauft europäisches Onshore-Geschäft
 → **ELEKTROFAHRZEUGE**: Weiterer Automobilclub kooperiert mit EnBW bei Ladestrom
 → **ELEKTROFAHRZEUGE**: Ladestation soll Autobahnpolizei schnell einsatzbereit machen
 → **WIRTSCHAFT**: Siemens Energy will vom Energiehunger der USA profitieren
 → **PPA-PREISINDEX**: Leichtes PPA-Preisplus zum Jahresbeginn

TECHNIK

→ **GEOTHERMIE**: Stadtwerke Greifswald fürchten ums Wasser bei Erdwärme-Vorhaben
 → **SMART METER**: Nachrüstmodul macht Steuerung über Smart Meter Gateway möglich
 → **IT**: Neue Plattform soll beim Umstieg von SAP IS-U unterstützen

UNTERNEHMEN

- **WINDKRAFT**: Grüne Energie im Tausch gegen Cloud-Dienstleistungen
 - **WÄRME**: Trimet speist Abwärme ins Essener Netz ein
 - **ELEKTROMOBILITÄT**: Neue Schnellladestation am Flughafen Dresden
 - **STADTWERKE**: Weiterer Partner für die Bramstedter Stadtwerke möglich
 - **STATISTIK DES TAGES**: Deutsche Gasentzentgelte 2010 bis 2024
-

MARKTBERICHE

- **MARKTKOMMENTAR**: Strom und Gas auf Abwärtskurs
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Nun offiziell: Staat steigt bei Tennet Germany ein



Quelle: Jonas Rosenberger

STROMNETZ. Lange wurde verhandelt und spekuliert, nun gibt Tennet eine Einigung mit der Bundesregierung bekannt.

Laut Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) hat die Staatsbank KfW am 3. Februar im Auftrag der Bundesregierung den Vertrag zum Erwerb eines Anteils von 25,1 Prozent unterzeichnet. Dafür investiert der Bund rund 3,3 Milliarden Euro. Die niederländische Tennet gab die Vereinbarung bekannt. Mit über 14.000 Trassenkilometern betreibt Tennet Germany, offiziell Tennet TSO GmbH mit Sitz in Bayreuth, das größte deutsche Strom-Übertragungsnetz.

Tennet ist ein staatliches Unternehmen der Niederlande und betreibt in Deutschland und den Niederlanden Übertragungsnetze für Strom. Mit dieser Minderheitsbeteiligung werde der Bund gemäß seiner Anteile Einflussmöglichkeiten auf den ÜNB erhalten. Neben Mitbestimmungsrechten in Bezug auf die Geschäftsführung und den Geschäftsplan des Unternehmens, kann der Bund beispielsweise stimmberechtigte Vertreterinnen und Vertreter in das Gesellschafter- und Aufsichtsgremium entsenden.

Zufriedene Partner

Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) kommentierte: „Der Einstieg des Bundes bei Tennet trägt dazu bei, den milliardenschweren Kapitalbedarf in den kommenden Jahren abzusichern.“ Diese Investition in die Infrastruktur der Zukunft stärke den Standort Deutschland, sagte Reiche.

Der KfW-Vorstandsvorsitzende Stefan Wintels nannte die Beteiligung „einen Meilenstein für Versorgungssicherheit und Resilienz der deutschen und europäischen Energieinfrastruktur“. Der Haushaltsausschuss des Bundestages hatte bereits in seiner Sitzung am 16. Januar die entsprechenden Haushaltsmittel entsperrt und so den Weg für die Unterzeichnung freigemacht.

Der Bund sichert dabei durch eine Risikoübernahme den Anteilserwerb durch die KfW und die zugesagten Kapitaleinlagen ab, ohne dass dafür Mittel aus dem Bundeshaushalt abfließen. Die Refinanzierungs- und Verwaltungskosten der KfW dagegen werden aus dem Bundeshaushalt getragen. Die Angemessenheit des Kaufpreises wurde unter anderem durch die Einholung zweier sogenannter Fairness Opinions geprüft, so das BMWE.

Lange Verhandlungen abgeschlossen

Im September 2025 hatte die niederländische Regierung bekannt gegeben, dass der norwegische Staatsfonds Norges, der niederländische Pensionsfonds APG sowie der singapurische Staatsfonds GIC bis 2029 Anteile in Höhe von insgesamt bis zu 46 Prozent an Tennet Germany erwerben wollen. Die privaten Investoren haben ebenfalls Kapitaleinlagen von bis zu 9,5 Milliarden Euro zugesagt. Der Bund wird seinen Anteil zur gleichen Kaufpreis-Bewertung erwerben wie die Mitinvestoren. Ein Anteil von 28,9 Prozent verbleibt bei der niederländischen Tennet Holding.

Wie bei Unternehmensbeteiligungen üblich, müssen nun noch regulatorische Genehmigungen eingeholt werden, um den Erwerb der Tennet Germany Anteile vollziehen zu können. Mit diesem Schritt wird derzeit spätestens im dritten Quartal 2026 gerechnet. Neben den bereits bestehenden Beteiligungen des Bundes über die KfW an 50 Hertz (20 Prozent) und Transnet BW (24,95 Prozent) wäre der Bund dann an drei der vier deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber beteiligt.

Mit der neuen Eigentümerstruktur will Tennet nach eigenen Angaben die Finanzierung des Netzausbau langfristig absichern. Der Ausbau der Stromnetze gilt als zentrale Voraussetzung für die Energiewende und verursacht Investitionen in Milliardenhöhe. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



§ POLITIK & RECHT

Sungrade macht als Energie Manufaktur Günzburg GmbH weiter. Quelle: Sungrade

Neuer Name und bekannte Chefs für insolventes Sungarde

WIRTSCHAFT. Die EnBW-Beteiligung Sungarde existiert nicht mehr. Das Insolvenzverfahren ist mit der Liquidation des PV-Unternehmens beendet. Als Energie Manufaktur Günzburg GmbH geht es weiter.

Eine in wirtschaftliche Schieflage geratene Beteiligung aus dem Kosmos von EnBW und dem Speicherhersteller Senec macht unter neuem Namen weiter. Das Solarenergie-Handwerksunternehmen Sungarde hat das Insolvenzverfahren mit der Liquidation beendet und wagt nun als Energie Manufaktur Günzburg GmbH (EMG) den Neuanfang.

Wie ein Sprecher der mit dem Insolvenzverfahren betrauten Kanzlei Pluta auf Anfrage dieser Redaktion mitteilt, habe ein Großteil der ursprünglich 26 Beschäftigten den Arbeitsplatz behalten können. Ihre direkten Vorgesetzten sind teils die alten: Ralf Prestin war bereits Sungarde-Geschäftsführer und ist nun EMG-Geschäftsführer und Gesellschafter.

Co-Gesellschafter ist Stefan Sommerer-Wagner, auch er war zuvor einer der Sungarde-Chefs. Laut Pluta-Sprecher ist die gefundene Lösung nur durch Sommerer-Wagners Einspringen zustande gekommen. Ein anderer Investor sei zuvor abgesprungen und hatte das ausgearbeitete Rettungskonstrukt noch einmal in Gefahr gebracht.

Hinzu kommt ein dritter Gesellschafter, den die Kanzlei Pluta nicht namentlich nannte. Laut Handelsregister müsste es sich um Mehmet Dakaj handeln, der bereits seit der ursprünglichen Gründung von EMG im Jahr 2023 als M&S Personal GmbH im Handelsregister genannt ist.

Bei der Rettung von Sungarde handelt es sich um eine Investorenlösung. EGM hat zum 1. Februar einen großen Teil der Vermögenswerte, also Anlagen, Geräte, Aufträge und Vorratsvermögen, im Rahmen einer übertragenden Sanierung übernommen. Aus dem Kaufpreis erhalten Sungarde-Gläubiger einen Teil ihrer Forderungen.

„Der Asset Deal bietet dem Solaranlagenspezialisten eine Perspektive“, so Pluta-Sanierungsexperte Florian Zistler laut einer Mitteilung. Die Kanzlei hatte seit der Eröffnung des Insolvenzverfahrens am 1. Dezember 2025 Wege für ein Fortbestehen des Unternehmens gesucht, das den Geschäftsbetrieb in diesen Monaten

fortgeführt hatte.

EGM ist mithin in denselben Geschäftsfeldern unterwegs wie Sungrade. Neben dem Vertrieb von Solaranlagen, Batteriespeichern und Wallboxen zählen Beratung, Installation der Anlagen und Servicedienstleistungen dazu. Die Probleme mit dem Absatz von Senec-Speichern, die auch Sungrade im Angebot hatte, hatten offenbar zusätzlichen Druck auf die angespannte Bilanz ausgeübt. Offiziell waren Liquiditätsprobleme der Grund, dass das Amtsgericht Neu-Ulm am 2. Oktober ein vorläufiges Insolvenz-Verfahren für Sungrade angeordnet hatte. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Aus einer Hand: Co-Location, Batterieparks und Energiehandel

Der Batteriespezialist Tesvolt baut nicht nur Co-Location-Speicherprojekte und Batterieparks, sondern bietet auch die Vermarktung des Stroms an der Börse an – mit höheren Erlösen als marktüblich und aus einer Hand.

Besuchen Sie Tesvolt auf der E-world 2026



Messe Essen | Halle 5 | Stand H136
10.-12. Februar 2026

[// JETZT TERMIN FÜR E-WORLD VEREINBAREN](#)

Epico empfiehlt technologieoffenes GEG



Quelle: Epico

STUDIEN. Epico und Prognos haben Reformoptionen für das Gebäudeenergiegesetz (GEG) analysiert. Die Studie bewertet technologieoffene Ansätze als tragfähig und lehnt pauschale Abschwächungen ab.

Der Gebäudesektor in Deutschland steht vor einer Richtungsentscheidung bei der Reform des Gebäudeenergiegesetzes (GEG). Während Teile der Regierungskoalition an der 65-Prozent-Vorgabe für erneuerbare Energien bei neuen Heizungen festhalten wollen, sprechen sich andere Akteure für eine Streichung dieser Regelung aus. Vor diesem Hintergrund haben der Berliner Thinktank Epico Klimainnovation und das Beratungsunternehmen Prognos eine gemeinsame Studie vorgelegt.

Die Analyse bewertet erstmals systematisch die derzeit diskutierten Reformoptionen für das GEG. Ziel sei es, laut den Studienautoren, eine neutrale Einschätzung zu liefern und einen pragmatischen Weg für eine nachhaltige Weiterentwicklung des Gesetzes aufzuzeigen. Untersucht wurden verschiedene regulatorische Ansätze im Hinblick auf politische Umsetzbarkeit, wirtschaftliche Effekte, Investitionssicherheit und die Vereinbarkeit mit den langfristigen Klimazielen Deutschlands.

Vereinfachung sinnvoll

Zu einem klaren Ergebnis kommt die Studie bei der Bewertung technologieoffener und vereinfachter Lösungen. Diese schneiden insgesamt am besten ab. Laut Epico und Prognos lassen sich solche Ansätze politisch leichter durchsetzen und bieten Eigentümern sowie Unternehmen mehr Planungssicherheit.

Besonders positiv bewerten die Autoren einen technologieoffenen Grenzwert, der sich entweder an den CO2-Emissionen oder am Primärenergiebedarf eines Gebäudes orientiert. Ein solcher Ansatz ermöglicht unterschiedliche technische Lösungen und fördert Innovationen im Wärmemarkt.

Ebenfalls vergleichsweise gut schneidet ein Punktesystem ab, bei dem verschiedene Sanierungsmaßnahmen angerechnet werden können. Ein solches Modell erhöhe die Wahlfreiheit für Gebäudeeigentümer und schaffe Flexibilität bei der schrittweisen Modernisierung von Bestandsgebäuden, heißt es in der Studie. Gleichzeitig könne ein Punktesystem dazu beitragen, unterschiedliche Gebäudetypen und Ausgangszustände besser zu berücksichtigen.

Keine Abschwächungen

Deutlich kritischer fällt die Bewertung pauschaler Abschwächungen bestehender Anforderungen aus. Dazu zählt die Analyse unter anderem eine Grüngasquote im Wärmebereich. Solche Ansätze bergen laut der Studie das Risiko, Klimaziele zu verfeheln und die Importabhängigkeit von Energieträgern zu erhöhen. Zudem verschlechterten sie die Kosteneffizienz des Gesamtsystems. Die Grüngasquote schneidet in der Gesamtbewertung sogar schlechter ab als der aktuelle Rechtsrahmen des GEG.

Zugleich macht die Studie deutlich, dass ein Abbau ordnungsrechtlicher Vorgaben nur mit starken flankierenden Instrumenten funktionieren kann. Werden regulatorische Anforderungen vereinfacht oder gelockert, müsse der Staat marktbasierter und finanzielle Anreize deutlich ausbauen.

Als zentrale Voraussetzungen nennen Epico und Prognos einen verlässlichen und steigenden CO2-Preispfad im europäischen Emissionshandel für Gebäude und Verkehr, langfristig angelegte steuerliche Abschreibungen sowie eine hohe und sozial ausgewogene Förderung.

Investitionen in Wärmewende sichern

Nur unter diesen Bedingungen ließen sich private Investitionen stabilisieren und fossile Lock-in-Effekte vermeiden, so die Autoren. Ohne einen solchen Ausgleich könnten fossile Heiztechnologien wieder an Attraktivität gewinnen, Investitionen würden verschoben und die Abhängigkeit von Energieimporten nähme zu. Ein zu zurückhaltender Reformansatz erhöhe langfristig die Kosten für Haushalte und das Energiesystem insgesamt.

Darüber hinaus verweist die Studie auf mögliche gesamtwirtschaftliche Effekte. Stärkere Marktanreize könnten Innovationen fördern, Kapazitäten im Handwerk und in der Industrie ausbauen und die Resilienz gegenüber Energiepreisschocks stärken. Voraussetzung seien verlässliche und konsistente Rahmenbedingungen, die Investitionen auslösen, statt sie zu verzögern.

Die [Epico-Studie zur GEG-Reform](#) steht als PDF zum Download bereit. // [VON SUSANNE HARMSEN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Verband schlägt Eckpunkte für neues GEG vor



Quelle: Fotolia / Dario Sabljak

EFFIZIENZ. Die Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz (Deneff) hat fünf Eckpunkte für ein Gebäudemodernisierungsgesetz vorgestellt, die Investitionen anregen und Verunsicherung beenden.

Die anhaltende Debatte um das sogenannte Heizungsgesetz führt nach Einschätzung der Deutschen Unternehmensinitiative Energieeffizienz (Deneff) zu Investitionszurückhaltung im Gebäudesektor. Laut dem Verband werden derzeit Modernisierungsprojekte verschoben oder ganz aufgegeben. Davon betroffen seien Eigentümerinnen und Eigentümer, Mietende, Handwerksbetriebe sowie Investoren. Der Sanierungsstau wachse, Energie werde unnötig verbraucht und Heizkosten blieben hoch.

Vor diesem Hintergrund hat die Deneff fünf Eckpunkte für das von der Regierung geplante Gebäudemodernisierungsgesetz (GMG), bislang Gebäudenergiegesetz (GEG), vorgelegt. Ziel sei ein einfacher und verlässlicher Rechtsrahmen, der Investitionen ermöglicht, ohne erneut grundlegende Systemwechsel auszulösen. Christian Noll, geschäftsführender Vorstand der Deneff, erklärte laut Verband, die Menschen benötigten „Klarheit statt Politik-Pingpong“, damit wieder geplant und investiert werde.

Vom Energiesparen profitieren

Nach Darstellung der Deneff geht es bei der energetischen Modernisierung von Gebäuden nicht allein um Klimaschutz. Effizienzmaßnahmen senkten den Energiebedarf und wirkten damit als Kostenbremse für private Haushalte, Unternehmen und den Staat.

Zugleich habe der Gebäudesektor eine hohe wirtschaftliche Bedeutung. Laut der Initiative hängen in Deutschland rund 600.000 Arbeitsplätze und etwa 2,5 Prozent des Bruttoinlandsprodukts an der energetischen Gebäudesanierung. Effizientere Gebäude reduzierten zudem den Bedarf an Energieimporten und stärkten damit Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit.

Im ersten Eckpunkt sprechen sich die Autoren dafür aus, beim künftigen GMG an der bekannten Logik des bisherigen Gebäudeenergiegesetzes (GEG) festzuhalten. Effizienzanforderungen und der Einsatz Erneuerbarer Energien sollten weiterhin klar berücksichtigt werden.

Die Umsetzung der EU-Gebäudeenergieeffizienzrichtlinie (Energy Performance of Buildings Directive, EPBD) sei aus Sicht der Initiative auf dieser Grundlage zügig möglich. Der Nullemissionsstandard für Neubauten sei wirtschaftlich erreichbar und könne als Orientierung für Investoren dienen.

Schlechteste Gebäude zuerst sanieren

Als zweiten Schwerpunkt schlagen die Organisationen vor, Sanierungen dort zu priorisieren, wo die höchsten Energieverbräuche anfallen. Nach dem sogenannten „worst first“-Prinzip sollten zunächst die energetisch schlechtesten Gebäude modernisiert werden.

Für Nichtwohngebäude regen die Initiatoren Mindeststandards an, wie sie das EU-Recht vorsieht. Für Wohngebäude plädieren sie für freiwillige Orientierungswerte, die mit Förderangeboten und möglichst

geringem bürokratischem Aufwand verbunden werden. Dadurch ließen sich die größten Einsparpotenziale zuerst heben, so die Einschätzung.

Im dritten Eckpunkt geht es um die Anforderungen an neue Heizungen. Diese ließen sich nach Auffassung der Deneff deutlich vereinfachen, ohne erneut Unsicherheit auszulösen. Der Heizungstausch solle weiterhin ein Anlass für den Umstieg auf überwiegend erneuerbare Lösungen sein.

Gleichzeitig sollten pauschale Erfüllungsoptionen den Nachweisaufwand reduzieren. Zusätzlich fordern die Initiativen, die Betrieboptimierung und das Monitoring von Anlagen zu stärken, damit diese im Alltag effizient arbeiten. Bei Inspektionspflichten sollten, wo möglich, digitale Lösungen anerkannt werden.

Mehr Transparenz bei Energieausweisen

Mehr Transparenz im Gebäudebestand adressiert der vierte Eckpunkt. Energieausweise seien bislang schwer vergleichbar und oft wenig nutzerfreundlich, meint die Deneff. Künftig sollten sie digitalisiert und in eine nationale Gebäude- und Energiedatenbank integriert werden. Das könne Entscheidungen bei Kauf, Miete oder Finanzierung erleichtern und zugleich Verwaltungsaufwand reduzieren.

Der fünfte Vorschlag zielt auf die schnellere Einführung technischer Innovationen. Nach Angaben der Initiative bremsen veraltete Berechnungsnormen häufig neue, effizientere und kostengünstigere Lösungen aus. Abhilfe schaffen solle der Bezug auf aktuelle Normen sowie ein sogenannter Innovations-Korrekturfaktor, mit dem neue Technologien schneller anerkannt werden können. // **VON SUSANNE HARMSEN**

[^ Zum Inhalt](#)

Salzburg: Kritik an Plänen für RED-III-Beschleunigungsgebiete



Quelle: Pixabay / Como una Reina

PHOTOVOLTAIK. Das österreichische Bundesland Salzburg will Beschleunigungsgebiete nur für die Photovoltaik festlegen – aber auch dies in unzureichendem Maß, warnen Branchenvertreter.

Im Zuge der Umsetzung der „Erneuerbaren-Richtlinie“ der EU (RED III) will das österreichische Bundesland Salzburg Beschleunigungsgebiete ausschließlich für Photovoltaikanlagen festlegen. Für die Wind- sowie die Wasserkraft soll es dagegen keine derartigen Gebiete geben, berichtete der zuständige Landesrat Martin Zauner von der rechtsgerichteten Freiheitlichen Partei Österreichs (FPÖ) am 2. Februar.

Zauner zufolge werden die Beschleunigungsgebiete eine Gesamtfläche von 135 Hektar aufweisen. Dies entspricht knapp 0,02 Prozent der Landesfläche, die sich auf 7.156 Quadratkilometer beläuft. Laut einer von Zauner publizierten Grafik liegen die Areale faktisch ausschließlich links und rechts entlang der durch Salzburg führenden Autobahnen.

In einer Aussendung Zauners hieß es dazu: „Die Auswahl der potenziellen Flächen erfolgt auf Basis eines wissenschaftlichen Ermittlungsmodells. Ein vergleichbares Modell wurde bereits in der Steiermark angewandt. Berücksichtigt werden vor allem vorbelastete Flächen aufgrund ihrer Lage im Umfeld bestehender Verkehrs-, Energie- und Wirtschaftsinfrastruktur.“

Der Landesrat ergänzte, PV-Anlagen sollten im Wesentlichen auf Dächern installiert werden. Bei der Installation auf Freiflächen kämen „ausschließlich“ Agri-PV-Systeme in Frage. „Hochwertige Natur- und Landwirtschaftsflächen“ seien dabei aber ausgeschlossen. Festlegen möchte Zauner die Beschleunigungsgebiete mit einer neuerlichen Novelle zum erst per 12. November 2025 geänderten

Salzburger Raumordnungsgesetz (SROG). Einen diesbezüglichen Zeitplan nannte Zauner nicht. Laut der RED III sind die Gebiete bis spätestens 26. Februar zu fixieren.

Ferner übte Zauner Kritik an der EU: Die RED III sei ein „europäischer Pflichtauftrag – ohne Rücksicht darauf, dass Salzburg in vielen Bereichen längst gut funktionierende Abläufe und zukunftsträchtige Strategien hat. Wir sprechen von sogenannten Lösungen, die aber regional keineswegs maßgeschneidert sind. Solche Vorgaben tragen berechtigt zur EU-Verdrossenheit bei“.

„Ziemlich klar“ rechtswidrig

Florian Maringer, der Geschäftsführer der Interessengemeinschaft (IG) Windkraft teilte der Redaktion mit, es sei „ziemlich klar, dass eine solche Novelle zum SROG dem EU-Recht widerspricht. Die RED III sieht vor, dass man bei der Festlegung der Beschleunigungsgebiete die Wasserkraft und die Biomasse ausschließen darf. Von der Windkraft ist dagegen keine Rede“.

Nach einem Inkrafttreten der Novelle stehe Betroffenen natürlich der Rechtsweg offen: „Wir schauen uns das gerade im Detail an.“ Indessen hindere niemand das Land Salzburg daran, abseits allfälliger Beschleunigungsgebiete Windkraftprojekte zu genehmigen und entsprechende Verfahren zu beschleunigen. Bis dato „haben wir aber nur wenige Schritte in diese Richtung gesehen“.

Wie berichtet, hatte sich das Bundesland Tirol im September 2025 zu einer ähnlichen Vorgangsweise entschieden wie nun Salzburg. Auch dort sind keine Beschleunigungsgebiete für die Windkraft geplant, was die IG Windkraft als rechtswidrig kritisierte. Diesbezügliche Verfahren sind bis dato aber noch nicht anhängig, berichtete Maringer der Redaktion.

Probleme für die Photovoltaik

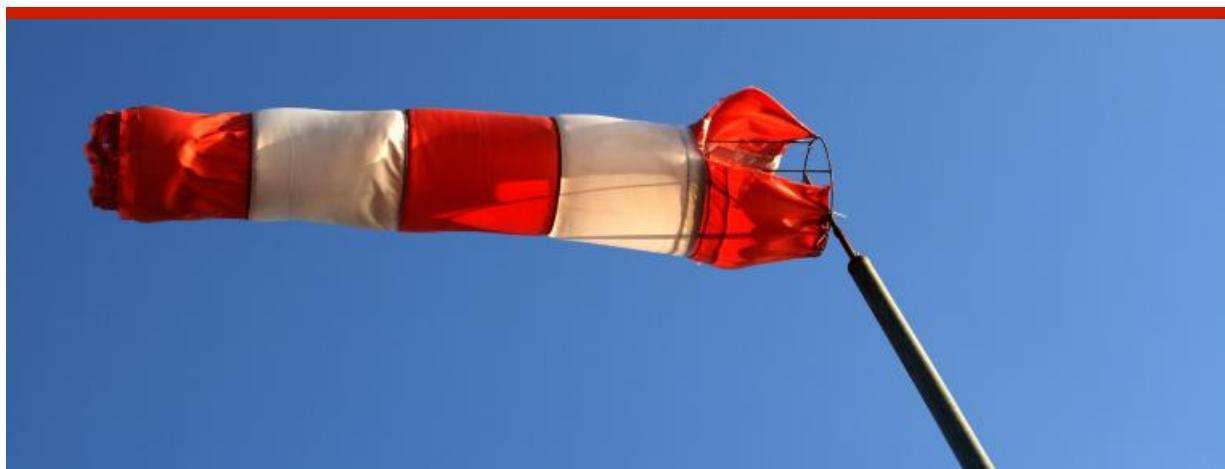
Die Geschäftsführerin des Bundesverbands Photovoltaic Austria konstatierte gegenüber der Redaktion, es sei problematisch, dass Salzburg Beschleunigungsgebiete nur für die PV ausweisen wolle: „Wir brauchen einen ausgewogenen Mix aus allen erneuerbaren Energien.“ Überdies reiche die von Zauner genannte Gesamtfläche nicht aus, um Salzburgs Ausbauziel für das Jahr 2030 hinsichtlich der PV zu erreichen, das sich auf etwa 1.100 MW belaute: „Dafür bräuchten wir etwa doppelt so viel an Arealen.“

Auch die Fixierung der Zonen ausschließlich entlang der Autobahnen hat laut Immitzer ihre Tücken. Fraglich sei nämlich, ob dort Möglichkeiten zu Einspeisung des Stroms in die öffentlichen Netze bestünden: „Wenn das nicht der Fall ist, nützen die Beschleunigungszonen nichts.“ Und aus den von Zauner veröffentlichten Unterlagen ergebe sich nicht, „dass das Land sich diese Thematik angeschaut hat“.

Fragwürdig ist ferner Zauners Aussage, die PV gehöre auf die Dächer, warnte Immitzer: „Freilich sind die Dächer bevorzugt zu nutzen. Aber mehrere Studien zeigen, sie genügen nicht. Etwa 50 Prozent des geplanten Ausbaus müssen auf Freiflächen erfolgen.“ Dass Zauner Freiflächenanlagen ausschließlich in Form von Agri-PV-Systemen auf geringerwertigen Böden realisiert wissen will, hält Immitzer für wenig hilfreich: Solche Areale seien meist auch für PV-Anlagen alles andere als optimal geeignet.

// VON KLAUS FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

HANDEL & MARKT

Quelle: Fotolia / Mellimage

Orsted verkauft europäisches Onshore-Geschäft

WINDKRAFT. Orsted verkauft sein europäisches Onshore-Geschäft für 1,44 Milliarden Euro an Copenhagen Infrastructure Partners, um sich strategisch auf Offshore-Wind in Europa zu konzentrieren.

Der dänische Energiekonzern Orsted hat eine Vereinbarung zur Veräußerung seines gesamten europäischen Geschäfts für Wind an Land an Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) unterzeichnet. Der Transaktionswert liegt laut Orsted bei 1,44 Milliarden Euro. Der Abschluss steht unter dem Vorbehalt behördlicher Genehmigungen und wird für das zweite Quartal 2026 erwartet.

Orsted ist ein international tätiger Entwickler und Betreiber erneuerbarer Energien mit Hauptsitz in Fredericia in Dänemark und einem Schwerpunkt auf Offshore-Windenergie. Mit dem Verkauf des europäischen Onshore-Geschäfts schließt das Unternehmen sein bereits angekündigtes Programm zur Veräußerung von Vermögenswerten ab. Zuvor hatte Orsted bereits 50 Prozent des Offshore-Windparks Hornsea 3 sowie 55 Prozent des Offshore-Windparks Changhua 2 veräußert. Diese drei Transaktionen bilden laut dem Unternehmen die zentralen Bausteine des Veräußerungsprogramms.

Sechs Milliarden Euro für Offshore Investment frei

In den Jahren 2025 und 2026 hat Orsted nach eigenen Angaben damit Transaktionen mit einem Gesamterlös von rund 6,17 Milliarden Euro unterzeichnet. Das ursprünglich formulierte Ziel von mehr als 4,69 Milliarden Euro an Erlösen in diesem Zeitraum habe das Unternehmen damit erreicht. Das Unternehmen sieht sich durch die Verkäufe finanziell gestärkt. Strategisch will sich Orsted künftig stärker auf Offshore-Wind in seinen europäischen Kernmärkten konzentrieren. Dort rechnet das Unternehmen in den kommenden Jahren mit einer hohen Ausschreibungstätigkeit.

Das Onshore-Geschäft passt nach Einschätzung des Managements weniger zu dieser strategischen Ausrichtung. Das europäische Onshore-Geschäft von Orsted ist in Irland, Großbritannien, Deutschland und Spanien aktiv. Es umfasst Projekte in den Bereichen Onshore-Wind, Solarenergie und Batteriespeicher. Zum Portfolio gehören laut Orsted 578 MW in Betrieb sowie weitere 248 MW im Bau. Hinzu kommt eine Entwicklungspipeline mit weiteren Projekten.

Mitarbeiter und Projekte bleiben erhalten

Stefan Bachmaier, Geschäftsführer Onshore Deutschland bei Orsted, verweist auf die bisherige Entwicklung des Geschäfts. In Deutschland habe Orsted bislang rund 800 MW Wind- und Solarleistung entwickelt. Weitere Projekte befänden sich im Bau oder in Planung. Diese sollen künftig unter neuer Eigentümerschaft umgesetzt werden.

Auch Kieran White, Senior Vice President Europa Onshore bei Orsted, sieht in dem Eigentümerwechsel Chancen für weiteres Wachstum. „Mit CIP als neuem Eigentümer soll die Entwicklungspipeline beschleunigt werden“, sagte er. In den kommenden Monaten werden ein neuer Firmenname und eine neue Marke für das europäische Onshore-Geschäft vorgestellt. Unverändert blieben Mitarbeitende, Vermögenswerte und Projekte, versicherte White.

CIP ergänzt Portfolio

Trond Westlie, Chief Financial Officer von Orsted, betont, das Onshore-Geschäft habe eine solide Projektbasis aufgebaut. Mit dem Verkauf könne Orsted das Veräußerungsprogramm abschließen und sich finanziell robuster aufstellen, während der Fokus künftig auf Offshore-Wind liege. Unabhängig von dem Verkauf in Europa betreibt Orsted weiterhin sein Onshore-Geschäft in den USA. Dieses wird seit Oktober 2025 als eigenständiges Unternehmen geführt.

Copenhagen Infrastructure Partners ist ein international tätiger Infrastrukturinvestor mit Hauptsitz in Kopenhagen, der sich auf Energie-, Transport- und Versorgungsinfrastruktur spezialisiert hat.

Weitere [Informationen zum Verkauf der Onshore-Branche von Orsted](#) stehen im Internet bereit.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Weiterer Automobilclub kooperiert mit EnBW bei Ladestrom



Quelle: Jonas Rosenberger

ELEKTROFAHRZEUGE. Von sofort an können Mitglieder des Automobilclubs ACV zu Konditionen eines bestimmten EnBW-Ladetarifs an den gut 8.000 EnBW-Säulen laden. Und sie bekommen flächendeckendes Roaming.

Der Automobil-Club Verkehr (ACV) und der EnBW-Konzern haben eine Vertriebskooperation bei Fahrstrom geschlossen, teilt der ACV mit. Demnach können die gut 270.000 Mitglieder des ACV für 46 Cent/kWh und 3,99 Euro Monatsgebühr an den gut 8.000 EnBW-Ladesäulen Strom für ihre E-Autos laden – wenn sie denn die EnBW-mobility+-Mobilapp nutzen. Der Preis entspricht dem Tarif M von EnBW, ergeben Recherchen dieser Redaktion.

Zudem verschafft die Kooperation beziehungsweise die EnBW-App den ACV-Mitgliedern, die dies wollen, Zugang zu einem Netz von mehr als 900.000 Ladepunkten hunderter verschiedener Betreiber in 17 europäischen Staaten. Dann kostet der Fahrstrom je nach Betreiber 56 bis 89 Cent/kWh.

So verhält es sich auch bei der anderen Ladestrom-Kooperation, die EnBW Ende 2024 mit einem anderen Automobilclub geschlossen hat, nämlich mit dem Automobilclub Europa (ACE), erfährt man auf Nachfrage bei EnBW. Der Unterschied besteht lediglich darin, dass die ACE-Mitglieder für den Fahrstrom aus EnBW-Säulen 51 Cent/kWh zahlen müssen und dafür keine Grundgebühr anfällt. Außerhalb der

Kooperation kostet grundgebührlfreier EnBW-Ladestrom derzeit 56 Cent/kWh. Der ACE hat gut 600.000 Mitglieder.

Der größte deutsche Automobilclub wiederum, der ADAC, kooperiert bei Ladestrom mit Aral / BP. ADAC-Mitglieder können im Rahmen dessen auf der Aral-Pulse-App den E-Charge-Tarif aktivieren lassen und zahlen dann an den Pulse-Ladestationen 55 Cent/kWh. Zusätzlich haben sie per Roaming Zugang zu praktisch allen (98 Prozent) öffentlichen Ladepunkten in Deutschland und zahlen dort 75 Cent/kWh. Der ADAC hatte Ende 2024 22,2 Millionen Mitglieder. // VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)

Ladestation soll Autobahnpolizei schnell einsatzbereit machen



Innenminister Strobl mit Beamten und Beamten der Autobahnpolizei. Quelle: ADS-TEC

ELEKTROFAHRZEUGE. Am Autobahnpolizeirevier Pforzheim startet ein Pilotprojekt zum batteriegestützten Schnellladen von Elektrofahrzeugen. Getestet wird ein System mit integriertem Speicher.

Wie die Beamten selbst, müssen auch ihre Fahrzeuge einsatzbereit sein, wenn sie gebraucht werden. Mit den hohen Anforderungen an Mensch und Maschine im täglichen Dienst sind lange Ladezeiten unvereinbar. Deshalb erprobt die baden-württembergische Polizei am Autobahnpolizeirevier Pforzheim ein neues Schnellladesystem.

Es ist batteriegestützt und kommt vom Hersteller ADS-Tec Energy aus dem rund 70 Kilometer entfernten Nürtingen. Ziel des Pilotprojekts ist es, Einsatzfahrzeuge nicht nur schnell laden zu können, sondern dies auch an Standorten mit begrenzter Netzanschlussleistung zu gewährleisten.

Das Ladesystem mit der Bezeichnung „Charge Post“ hat eine integrierte Batteriekapazität von 201 kWh und ermöglicht Ladeleistungen bis zu 300 kW oder, wenn zwei Fahrzeuge gleichzeitig geladen werden müssen, bis zu zweimal 150 kW. Eine Ladezeit von gerade einmal 5 Minuten soll eine Reichweite von rund 100 km ermöglichen.

Der Speicher selbst benötigt wenig Platz. Das Datenblatt weist eine Grundfläche von gerade einmal 2 Quadratmetern für die Anlage aus. Als Netzeingangsspannung sind 400 Volt angegeben, als Netzeingangsleistung 22 bis 87 kW. Der Hersteller verspricht damit, dass die Ladeeinrichtung also ohne zeit- und kostenintensiven Netzausbau auch an Standorten mit begrenzter Netzanschlussleistung hohe Ladeleistung ermöglicht. Was den Netzanschluss überlasten würde, wird von der Batterie gepuffert. Gleichzeitig könnte die Ladestation bidirektional genutzt werden – zum Kappen von Lastspitzen oder zur einfachen Rückspeisung ins Netz.

Ladestation ist bidirektional ausgelegt

Die Verkehrspolizeiinspektion Pforzheim ist laut Landesinnenminister Thomas Strobl (CDU) für einen der am stärksten frequentierten Autobahnabschnitte Deutschlands zuständig. Entsprechend hoch sind die Anforderungen an die Verfügbarkeit der Einsatzfahrzeuge. Lange Ladezeiten gelten deshalb als ebenso wenig praktikabel wie aufwendige Umbauten der Netzinfrastruktur.

Mit Blick auf das Projekt sprach Strobl bei dessen Vorstellung von einem weiteren Schritt zur Modernisierung der Polizei. Damit werde der seit rund 15 Jahren verfolgte Weg der Elektromobilität bei der Polizei konsequent fortgesetzt. Von den etwa 5.400 Fahrzeugen der Polizei Baden-Württemberg seien

derzeit rund 630 elektrisch angetrieben, was einem Anteil von etwa zwölf Prozent entspreche. Die Verkehrspolizeiinspektion Pforzheim solle die Ladesäule und die eingesetzten Elektrofahrzeuge nun im täglichen Betrieb erproben.

Thomas Speidel sieht in der Ladeinfrastruktur einen Teil der kritischen Infrastruktur, insbesondere dort, wo Einsatzfahrzeuge rund um die Uhr verfügbar sein müssten. „Unsere Systeme werden in Deutschland entwickelt und gefertigt und erfüllen hohe Anforderungen an Cyber-Security, Betriebssicherheit und Resilienz“, so der CEO von ADS-Tec Energy.

Das Schnellladesystem ist nach Angaben des Herstellers auf den Einsatz in sicherheitsrelevanten Bereichen ausgelegt. Die Systemarchitektur kombiniere den lokalen Batteriespeicher mit einer intelligenten Steuerung, um einen stabilen Betrieb auch unter anspruchsvollen Rahmenbedingungen zu ermöglichen.

// VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Siemens Energy will vom Energiehunger der USA profitieren



Gasturbine. Quelle: Siemens Energy

WIRTSCHAFT. Siemens Energy will in den nächsten Jahren eine Milliarde US-Dollar in den Ausbau seiner Fertigungskapazitäten in den USA investieren. 1.500 Mitarbeitende sollen neu eingestellt werden.

Siemens Energy investiert eine Milliarde Euro in den USA. Hintergrund der Investitionsoffensive von Siemens Energy ist der Umstand, dass die USA aktuell einen beispiellosen Anstieg des Strombedarfs verzeichnen.

Der schnelle Ausbau von Rechenzentren und KI-Infrastruktur sowie die zunehmende Elektrifizierung der Industrie lassen den Verbrauch stark ansteigen. Um diesen Bedarf zu decken, muss das Land zum einen seine Netzinfrastruktur modernisieren und ausbauen sowie gleichzeitig zusätzliche Erzeugungskapazitäten schaffen. In beiden Bereichen mischt der deutsche Hersteller von Energie- und Kraftwerkstechnik auch weltweit vorne mit.

Die jetzt angekündigten Maßnahmen umfassen vor allem die Erweiterung bestehender Fabriken. Dabei handelt es sich um zusätzliche Kapazitäten für Produktion und Wartung von Transformatoren sowie die lokale Fertigung einiger großer Gasturbinen. Die Hauptproduktion in diesem Bereich soll aber in Berlin bleiben. Darüber hinaus ist im Bundesstaat Mississippi ein neues Werk geplant, das zentrale Komponenten für das Stromnetz herstellt.

1.500 neue Arbeitsplätze geplant

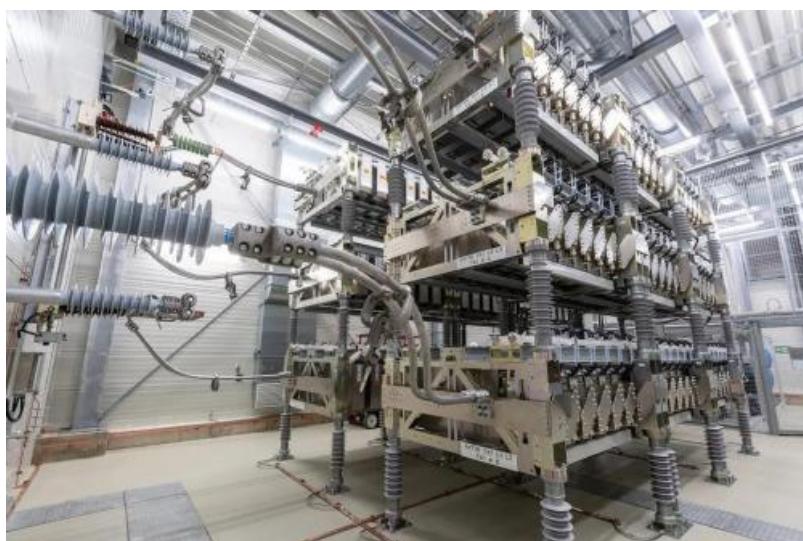
„Alle Investitionen sind auf einen effizienten und marktgerechten Kapazitätsausbau ausgerichtet, um langfristig Überkapazitäten zu vermeiden“, heißt es in einer Mitteilung des Unternehmens. Danach plant Siemens Energy, in den kommenden Jahren rund 1.500 neue Mitarbeitende an seinen US-Standorten einzustellen – vor allem in den Bereichen Produktion, Betrieb und Engineering. Schwerpunkt seien dabei Aus- und Weiterbildungsprogramme nach deutschem Vorbild.

„Siemens Energy produziert seit mehr als einem Jahrhundert in den Vereinigten Staaten – und wir erleben derzeit ein außergewöhnliches Wachstum, wie es nur selten vorkommt. Der Aufschwung der US-Industrie und das rasante Wachstum im Bereich Künstlicher Intelligenz treiben diese Entwicklung maßgeblich voran“, kommentierte Christian Bruch, Vorstandsvorsitzender von Siemens Energy, die Investitionsentscheidung.

„Die US-Regierung setzt klare Prioritäten bei Energiesicherheit, einem zuverlässigen und widerstandsfähigen Stromnetz sowie beim Ausbau industrieller Arbeitsplätze. Dadurch steigt der Energiebedarf deutlich und es entstehen neue Investitionen im gesamten Energiesektor. Von dieser Dynamik wollen wir profitieren – denn letztlich kommen die daraus resultierenden Aufträge und Investitionen auch unseren deutschen Werken zugute.“

Seit mehr als 100 Jahren in den USA aktiv

Die USA zählen zu den wichtigsten Märkten von Siemens Energy. Im vergangenen Geschäftsjahr erhielt Siemens Energy nach eigenen Angaben 29 Prozent seiner Aufträge aus den USA. Das Unternehmen ist bereits seit 1887 in den Vereinigten Staaten aktiv: Damals wurde ein erster Produktionsstandort in Pittsburgh eröffnet. Heute beschäftigt Siemens Energy mehr als 12.000 Mitarbeitende an 25 Standorten in den USA, darunter acht Fertigungsstätten. Rund ein Viertel der US-Stromerzeugung, so das Unternehmen, basiere auf Technik von Siemens Energy.



Modernisierung und Ausbau der Energieinfrastruktur gehören zu den Herausforderungen in den USA.

Im Bild eine Statcom-Anlage zur Netzstabilisierung.

Quelle: Siemens Energy

Die einzelnen Investitionen:

- In Mississippi errichtet Siemens Energy ein neues Werk für Hochspannungsschaltanlagen. Bis zu 300 neue Mitarbeitende sollen dort eingestellt werden. Im Werk wird zudem ein modernes Trainingszentrum zur gezielten Qualifizierung von Fachkräften aufgebaut.
- In North Carolina erweitert Siemens Energy drei Standorte. In Charlotte werden die Fertigungs- und Servicekapazitäten für Großtransformatoren ausgebaut und die Produktion großer Gasturbinen in kleinerem Umfang wieder aufgenommen.
- In Winston-Salem wird die Fertigung von Gasturbinenkomponenten erweitert, während in Raleigh der Ausbau von Projektentwicklung, Konstruktion, Vertrieb sowie Forschung und Entwicklung im Bereich Netztechnologien im Mittelpunkt stehen.
- In Florida wird das Werk in Tampa für die Herstellung von Gasturbinen-Schaufeln und Leitschaufeln ausgebaut – zentralen Komponenten in der Lieferkette, mit der zum Beispiel auch das Berliner Werk beliefert wird. Am Standort Orlando erweitert Siemens Energy seine Forschungs- und Entwicklungskapazitäten im Innovationszentrum des Unternehmens, darunter ein neues Labor für digitale Netztechnologien mit künstlicher Intelligenz.
- Am Standort Fort Payne in Alabama erweitert Siemens Energy die Produktion von Kupfer- und Isolationskomponenten für Generatoren.

- In Painted Post (New York) und Houston (Texas) modernisiert Siemens Energy seine Standorte für die Fertigung und Wartung von Verdichteranlagen, die in Pipelinesystemen zum Einsatz kommen.

// VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Leichtes PPA-Preisplus zum Jahresbeginn



Quelle: E&M

PPA-PREISINDEX. Die Preiskorridore für marktübliche Power Purchase Agreements sind im Januar 2026 gestiegen. Das ergibt der PPA-Preisindex von E&M und Enervis.

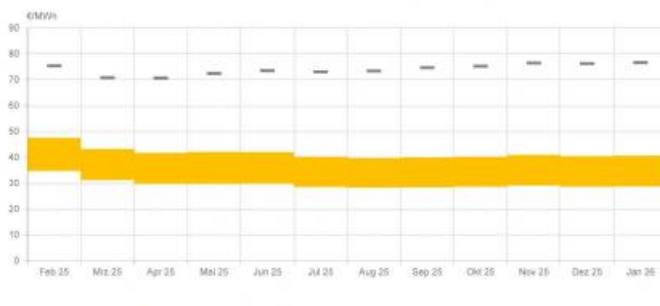
Die erzielbaren Preiskorridore für typische Strom-Direktlieferverträge aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (Power Purchase Agreements) haben sich in Deutschland im Januar 2026 – in Abhängigkeit vom Strom-Terminmarkt der Börse EEX – nach oben entwickelt. Das ergeben aktuelle Berechnungen des Analysehauses Enervis für den gemeinsamen PPA-Preisindex mit Energie und Management.

Demnach sind die Preise im Terminmarkt im Januar, die die Referenzpreise für PPA bilden, vor allem im kurzfristigen Zeithorizont gestiegen. Während das Frontjahr 2027 bei knapp 85 Euro/MWh notiert, sind die Notierungen für die kommenden Quartale deutlich angestiegen. Das längerfristige Preisniveau notiert weiterhin bei unter 75 Euro/MWh für die Base-Lieferung.

Grafik 1: Neue PV-Freiflächenanlagen

PPA-Preisindex für neue PV (10-Jahres-PPA)

Verlauf der letzten 12 Monate, PPA-Beginn im Frontmonat



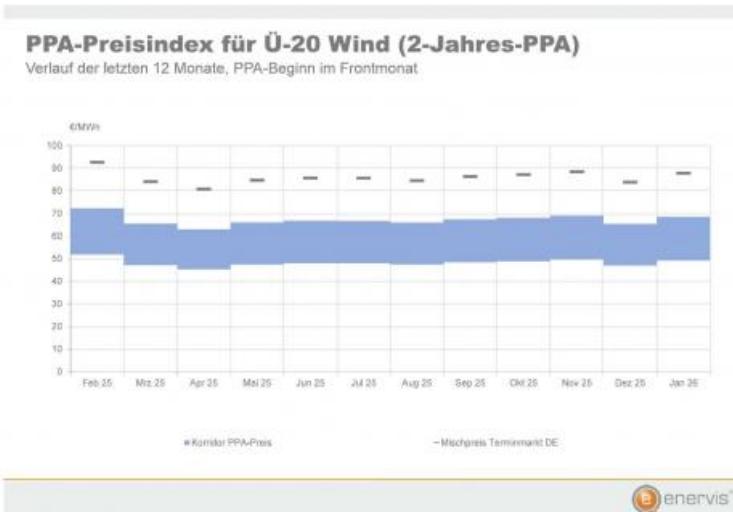
Neue Photovoltaik-Großanlagen konnten in den vergangenen zwölf Monaten in zehnjährigen PPA diese Preis-Bandbreiten erzielen – hat das Analysehaus Enervis für E&M ermittelt (zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: Enervis

Für PPA auf neue Photovoltaik-Freiflächenanlagen mit zehnjähriger Stromlieferung mit einem Lieferstart im Februar 2026 lag der Preiskorridor im Januar zwischen 29 Euro/MWh und 41 Euro/MWh.

Der dazu korrespondierende Terminmarkt-Mischpreis im Januar für die betreffende PPA-Laufzeit lag bei circa 77 Euro/MWh.

Grafik 2: Onshore-Windenergieanlagen im Bestand



Über 20 Jahre alte Windräder an Land konnten in den vergangenen zwölf Monaten in zweijährigen PPA diese Preis-Bandbreiten erzielen – hat das Analysehaus Enervis für E&M ermittelt
(zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: Enervis

Für PPA auf bestehende, über 20 Jahre alte, ausgeförderte Windenergieanlagen an Land (Ü20-Anlagen) mit zweijähriger Stromlieferung vom Februar an ermittelten die Analysten von Enervis eine realistische Schwankungsbreite im Januar von 50 Euro/MWh bis 69 Euro/MWh. Diese hängt neben dem Terminmarkt-Mischpreis von Standort, Anlagentyp und weiteren PPA-Parametern ab. Die PPA-Preisrange liegt somit oberhalb des Niveaus des Vormonats Dezember.

Der Terminmarkt-Mischpreis, der die Referenz für diesen PPA-Preis darstellt, lag bei rund 88 Euro/MWh und damit höher als noch im Vormonat.

Die Methodik des PPA-Preisindex

Auf die Marktpreis-Bandbreiten von PPA kommen die Analysten von Enervis so: Sie nehmen vom ermittelten durchschnittlichen Preis der jeweils einschlägigen Terminmarkt-Lieferprodukte auf dem Graustrom-Terminmarkt der Börse EEX – dem Dreh- und Angelpunkt für die Bepreisung dieser langfristigen Direktlieferverträge – verschiedene Ab- und Zuschlüsse vor:

- für das technologie- und standortspezifische Einspeiseprofil
- sowie für energiewirtschaftliche Abwicklung und Risikoprämie
- Dann schlagen sie aktuelle Preis-Bandbreiten für Herkunftsachweise (HKN) auf ([näheres zur Methodik sowie Nutzungshinweise](#)). Denn Strom aus grünen PPA erhält in der Regel im Gegensatz zur geförderten Direktvermarktung HKN und darf auch als Ökostrom verkauft werden.

// VON REDAKTION

^ Zum Inhalt

TECHNIK

Quelle: Shutterstock / James Suawa

Stadtwerke Greifswald fürchten ums Wasser bei Erdwärme-Vorhaben

GEOTHERMIE. Landesregierung von Mecklenburg-Vorpommern und Verantwortliche in Greifswalds Kommune und Stadtwerken reiben sich aneinander. Es geht um Grenzen der Geothermie aus Sorge ums Wasser.

Am Greifswalder Bodden ist der Missmut greifbar. Die Verantwortlichen von Landkreis Vorpommern-Greifswald, dem Zweckverband Wasser/Abwasser Boddenküste, der Stadt Greifswald und der dortigen Stadtwerke hadern mit den Geothermie-Plänen der Landesregierung von Mecklenburg-Vorpommern. Diese will Trinkwasserschutzgebiete zum jetzigen Zeitpunkt partout nicht aus den Suchgebieten ausklammern.

Genau das aber fordert auch Greifswalds Stadtwerke-Geschäftsführer Thomas Prauße, der sich einem Memorandum „zum Vorrang und Schutz der öffentlichen Wasserversorgung vor der Nutzung von Erdwärme“ mit den führenden Lokalpolitikern angeschlossen hat. Gerichtet ist das aus dem Dezember stammende Schreiben an Wirtschaftsminister Wolfgang Blank (parteilos) und Umweltminister Till Backhaus (SPD) des Landes Mecklenburg-Vorpommern.

Auf Anfrage dieser Redaktion stellt Thomas Prauße klar, dass die Stadtwerke grundsätzlich aufgeschlossen gegenüber der Erdwärme seien, ob oberflächennah oder in Form der Tiefengeothermie. „Aber eben nicht in unseren Trinkwasserschutzgebieten.“ Drei dieser Zonen befinden sich vor allem im Süden der Kreis- und Universitätsstadt.

Stadtwerke-Chef weist Aussagen des Umweltministers zurück

Die Landesregierung hat ambitionierte Ziele für die klimafreundliche Wärme der Zukunft. Geothermie soll in großem Umfang dazu beitragen. Die Sorgen aus Greifswald hatten Umweltminister Till Backhaus zu der Aussage verleitet, führende Köpfe vor Ort „spielen den Trinkwasserschutz klar gegen den Klimaschutz aus“.

Thomas Prauße weist diese Kritik als unbegründet zurück. Er unterstreicht vielmehr die hohe Verantwortung für die Versorgung der Menschen mit hochwertigem Trinkwasser. Das sehe die Landesregierung eigentlich nicht anders, sagt er und bringt eine Pressemitteilung von April 2025 in Erinnerung. Darin heißt es, dass das Grundwasser und die Gewässer im Land vor Stoffeinträgen zu schützen seien.

Schon mögliche Sole-Testbohrungen, die übrigens noch nicht terminiert sind, würden aber Gefahren heraufbeschwören. Versicherungen der Firma Immobilienwert Sachsen AG, die das Geothermie-Potenzial in Greifswalds Erdreich heben will und die Wasserzonen als sicher ansieht, hält Thomas Prauße für „wenig überzeugend“. Es gebe keine hundertprozentige Sicherheit.

Ein Szenario beunruhigt die lokalen Funktionsträger besonders. Es gebe viele Unbekannte im tiefen Erdreich, darunter unterschiedliche Temperaturen und Druckbedingungen oder Verwerfungen im Erdreich. Dies könnte sich auch erst später einstellen. Dass es eine lückenlose technische Überwachung geben soll, beruhigt die Gemüter nicht. Thomas Prauße: „Wenn es zu einem Schadstoffeintrag in einer Wasserfassung kommt, hat es zwar das Kontrollsysteem dann gemessen, aber dann ist es zu spät.“

Und Grundwasser habe „ein ganz langes Gedächtnis und verzeiht nicht“, sagt der Stadtwerke-Chef. Das bedeutet, es könnte irreversibel kontaminiert sein und als Trinkwasserreservoir ausfallen. Als Ersatzquelle auf den Fluss Ryck zurückzugreifen führe wiederum dazu, mit erheblichen Anstrengungen und Millionen-Beträgen den Schmutz aus dem Fließgewässer filtern zu müssen.

Noch sei Zeit für „einen lösungsorientierten Dialog mit der Landesregierung, ohne Vorbehalte und unsachliche Kritiken“, hofft Thomas Prauße. Denn zunächst stünden Potenzialuntersuchungen an, Tiefenbohrungen sollen bis Ende 2027 nicht geplant sein. Der Dialog mit den beiden Ministern könne auch bei „einem Glas Trinkwasser“ in Greifswald erfolgen, so Thomas Prauße. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Verbund

**Direkt aus der Natur.
Direkt vermarktet.
Strom aus eigener Kraft.**

[Mehr erfahren!](#)

Nachrüstmodul macht Steuerung über Smart Meter Gateway möglich



Quelle: Theben Smart Energy

SMART METER. Theben Smart Energy hat ein zertifiziertes Mehrwertmodul für sein Smart Meter Gateway vorgestellt, das ohne Hardware-Tausch den Netzanschlusspunkt steuerungsfähig machen soll.

Theben Smart Energy hat die Einsatzmöglichkeiten seiner Smart-Meter-Gateway-Plattform „Conexa“ erweitert. Nach Angaben des Unternehmens können bereits installierte Geräte ab sofort im Feld um ein zertifiziertes Mehrwertmodul ergänzt werden. Dadurch werde der jeweilige Netzanschlusspunkt steuerungsfähig im Sinne von § 14 a EnWG und § 9 EEG, ohne dass ein Austausch der vorhandenen Hardware erforderlich sei. Das Modul werde aufgesteckt. Zusätzlicher Platzbedarf entsteht laut Theben nicht.

Das Mehrwertmodul mit der Bezeichnung „Flex“ sei inzwischen zertifiziert und regulatorisch für den Einsatz zur Steuerung freigegeben, heißt es in einer Mitteilung. Theben betont, dass sich Steuerungsfunktionen damit sehr einfach umsetzen ließen, da bestehende Installationen weiter genutzt werden könnten. Ein Ausbau und eine Neuinstallation sowie längere Stillstandszeiten könnten dadurch vermieden werden.

„Die Möglichkeit, Steuerungsfunktionen nachträglich und zertifiziert im Feld nachzurüsten, ist ein entscheidender Vorteil für den Rollout intelligenter Messsysteme“, erklärt Productmanager Tamino Lasta.

Der modulare Aufbau der Conexa-Plattform ermögliche es laut Theben, Steuerfunktionen gezielt dort zu aktivieren, wo sie benötigt würden. Bestehende Systeme müssten nicht ersetzt werden. Damit unterstütze das Unternehmen nach eigener Einschätzung die schrittweise Digitalisierung und Skalierung von Steuerungs- und Kommunikationsinfrastrukturen.

In einem gemeinsamen Projekt mit dem Messstellenbetreiber Metrify (ehemals MSB Enpal) sei der Nachrüstansatz bereits praktisch umgesetzt worden. Nun sollen im Feld installierte Conexa-Geräte schrittweise mit dem zertifizierten Mehrwertmodul ausgestattet werden, um sie auf künftige Steuerungsanforderungen vorzubereiten.

„Für uns als Messstellenbetreiber ist die Nachrüstfähigkeit ein entscheidender Faktor“, sagt Wim Drozak. „Durch das zertifizierte Nachstecken im Feld können wir bestehende Installationen gezielt erweitern, ohne funktionierende Systeme auszutauschen“, so der Geschäftsführer bei Metrify. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Neue Plattform soll beim Umstieg von SAP IS-U unterstützen



Quelle: Shutterstock / Jirsak

IT. Angesichts des endenden Supports für SAP IS-U hat Arvato Systems eine neue Abrechnungsplattform für Energieversorger angekündigt, die auf SAP S/4HANA Utilities basiert.

Der geplante Wegfall des Supports für setzt Energieunternehmen unter erheblichen Transformationsdruck. Spätestens bis Ende 2027 müssen alle Versorger, die das Abrechnungssystem SAP IS-U derzeit noch einsetzen, auf SAP S/4HANA Utilities umstellen. Gleichzeitig seien Projekt-, Betriebs- und Fachressourcen sowohl bei Versorgern als auch bei IT-Dienstleistern begrenzt, heißt es in einer Mitteilung von Arvato Systems. Vor diesem Hintergrund seien individuelle Projekte meist nicht mehr wirtschaftlich und terminsicher umzusetzen.

Vor diesem Hintergrund hat das IT-Unternehmen die Abrechnungsplattform „AEP.EnerS4“ vorgestellt. Das Unternehmen beschreibt die Lösung als mandantenbasierte Plattform, die auf einem zentralen Mastersystem aufsetzt und sich am sogenannten RISE-Ansatz orientiert.

Kernbestandteil ist SAP S/4HANA Utilities, ergänzt um optionale Services für Betrieb,

Prozessunterstützung, Weiterentwicklung und Business-Process-Outsourcing. Entsprechend wirbt auch SAP selbst für „RISE with SAP“: Dies eröffne SAP-Kunden mit On-Premise-ERP die Möglichkeit, sich bei ihrer Transformation, auf die Modernisierung mit der SAP Business Suite zu konzentrieren.

AEP.EnerS4 wird als Cloud-basierte SaaS-Lösung angeboten und ist laut Arvato vollständig an der SAP-Strategie ausgerichtet. Damit solle der Zugang zu KI-, Cloud- und Datendiensten eröffnet werden.

Cloud-basierte SaaS-Lösung

Mit der Einführung von AEP.EnerS4 positioniert sich Arvato Systems nach eigenen Angaben als langfristiger Plattformpartner für Verteilnetz- und Messstellenbetreiber sowie Lieferanten.

Benedict Kock, Business Owner für AEP.EnerS4, erläutert: „Die Lösung ist kein statisches Projektartefakt, sondern eine vielschichtige Plattform. Im Kern befindet sich ein Mastersystem auf Basis von SAP RISE-MSP, um das sich verschiedene Schalen als Service legen können.“ Regulatorische Anforderungen, fachliche Weiterentwicklungen und Automatisierungen würden zentral umgesetzt und allen Nutzern zur Verfügung gestellt. Dadurch sollen Synergien über den gesamten Lebenszyklus hinweg entstehen.

Neben der technischen Migration soll AEP.EnerS4 nach Angaben von Arvato Systems auch fachliche Herausforderungen adressieren. Dazu zählen etwa steigende regulatorische Anforderungen, historisch gewachsene Workarounds sowie Abhängigkeiten von einzelnen Spezialisten. Durch standardisierte und automatisierte End-to-End-Prozesse verspricht das IT-Unternehmen eine Entlastung der IT- und Fachabteilungen sowie eine höhere Qualität im laufenden Betrieb.

Ein grundlegender Vorteil sei, dass trotz der Standardisierung ausreichende Flexibilität erhalten bleibe. Cora Koch, verantwortlich für den Fachvertrieb bei Arvato Systems, vergleicht das Konzept mit einem Musterhaus: „Je näher sich ein Kunde am Standard bewegt, desto größer sind Effizienz und Skaleneffekte. Wo Individualität erforderlich ist, lässt sie sich gezielt und kontrolliert abbilden – ohne die Zukunftsfähigkeit des Gesamtsystems zu gefährden.“ **// VON FRITZ WILHELM**

[^ Zum Inhalt](#)


UNTERNEHMEN


Arbeiten am Windpark Nordseecluster. Quelle: RWE

Grüne Energie im Tausch gegen Cloud-Dienstleistungen

WINDKRAFT. Amazon und RWE haben einen langfristigen Stromabnahmevertrag (Power Purchase Agreement, PPA) über 110 MW aus dem Offshore-Windpark Nordseecluster B unterzeichnet.

Amazon hat mit RWE ein PPA vereinbart. Das PPA baut auf einer im Juni 2025 unterzeichneten strategischen Rahmenvereinbarung zwischen dem Energiekonzern und dem Cloud-Dienstleister auf. Im Rahmen dieser Übereinkunft unterstützt RWE Amazon dabei, seine Web-Services mit CO2-freier Energie zu betreiben, während Amazon RWE für die digitale Transformation Cloud-Dienste, KI und Datenanalysen bereitstellt.

Der Offshore-Windpark Nordseecluster befindet sich rund 50 Kilometer nördlich der Insel Juist. Das Projekt wird in zwei Phasen entwickelt: Nordseecluster A mit einer Gesamtkapazität von 660 MW befindet sich derzeit im Bau und soll Anfang 2027 in Betrieb genommen werden.

Die zweite Phase, Nordseecluster B, wird weitere 900 MW beisteuern und soll 2029 den kommerziellen Betrieb aufnehmen. Der Windpark ist ein Gemeinschaftsprojekt von RWE (51 Prozent) und Norges Bank Investment Management (49 Prozent).

Ulf Kerstin, Chief Commercial Officer bei RWE Supply & Trading, erklärt dazu in einer Unternehmensmitteilung: „Stromabnahmeverträge wie dieser mit Amazon sind entscheidend, um die Dekarbonisierung Deutschlands zu beschleunigen und gleichzeitig die langfristige Versorgungssicherheit zu stärken. Indem wir großangelegte Offshore-Projekte wie den Nordseecluster ermöglichen, können wir zuverlässig mehr CO2-freien Strom ins Netz einspeisen und ein resilientes Energiesystem unterstützen.“

Amazons mit Netto-Null-Ziel bis 2040

Die Vereinbarung mit RWE unterstützt, wie es seitens RWE weiter heißt, Amazons Ziel, bis 2040 in allen Geschäftsbereichen CO2-neutral zu werden. Der neue Stromabnahmevertrag mit RWE ist Amazons vierter großes Offshore-Wind-PPA in Deutschland. Auch betreibt der US-Konzern an seinen Standorten hierzulande sechs Solaranlagen. Zusammen haben diese zehn Projekte eine Kapazität von mehr als 790 MW.

Rocco Bräuniger, Country Manager von Amazon Deutschland: „Deutschland befindet sich im Übergang zu einer modernen und CO2-freien Energieversorgung. Diese Vereinbarung mit RWE trägt dazu bei, diese Vision voranzubringen. Während Amazon auf das Ziel der CO2-Neutralität bis 2040 hinarbeitet, ermöglichen wir weiterhin Projekte, die den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland für kommende Generationen stärken.“ **// VON GÜNTER DREWNITZKY**

[^ Zum Inhalt](#)

Trimet speist Abwärme ins Essener Netz ein



Quelle: Fotolia / Detlef

WÄRME. Trimet Aluminium speist ab sofort industrielle Abwärme aus seiner Essener Hütte in das regionale Fernwärmennetz von Iqony ein, um die Wärmeversorgung zu dekarbonisieren.

Die Trimet Aluminium SE und die Iqony Fernwärme GmbH haben am 3. Februar mit der Einspeisung industrieller Abwärme aus der Aluminiumproduktion in Essen begonnen. Laut den Unternehmen stammt die Wärme aus der Essener Aluminiumhütte von Trimet und fließt in das Fernwärmennetz von Iqony ein, das Kundinnen und Kunden in Bottrop, Essen und Gelsenkirchen versorgt.

Ziel der Kooperation ist es nach Angaben der Unternehmen, unvermeidbare industrielle Abwärme für die Wärmeversorgung nutzbar zu machen und damit den Einsatz fossiler Energieträger zu verringern. Konkret speist Trimet künftig jährlich rund 31 Millionen kWh Abwärme aus der Prozesswärme der Elektrolyseöfen in das Fernwärmennetz ein.

Wärme für 5.500 Haushalte

Nach Angaben der Unternehmen entspricht diese Energiemenge rechnerisch dem Wärmebedarf von mehr als 5.500 Haushalten. Die Abwärme fällt kontinuierlich im Produktionsprozess an und wäre ohne technische Nutzung ungenutzt abgeführt worden. Matthias Ohl, Sprecher der Geschäftsführung der Iqony Fernwärme, erklärte, dass industrielle Abwärme ein wichtiger Baustein für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung sei.

Auch Trimet sieht in dem Projekt einen Beitrag zur Transformation der Industrie. Vorstandsmitglied Andreas Lützerath, nannte die Nutzung der Abwärme ein Beispiel, wie industrielle Prozesse und Wärmeversorgung stärker miteinander verzahnt werden können. „Die Flexibilisierung der Aluminiumerzeugung ermöglicht es, sich an schwankende Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen anzupassen und gleichzeitig Wärme bereitzustellen“, sagte er.

Technische Details der Abwärmennutzung

Technisch basiert das Projekt auf einer Umrüstung der Produktionsanlagen von Trimet. An den Elektrolyseöfen installierte Wärmetauscher nehmen die entstehende Hitze auf. Vier Ventilatorstationen leiten die Wärme durch Rohrbündel, in denen Wasser auf etwa 130 Grad Celsius erhitzt wird. Unter Druck gelangt das erhitzte Wasser über ein internes Rohrsystem zur Energiezentrale, wo es seine Wärme an das Wasser des Fernwärmennetzes von Iqony überträgt.

Für die Anbindung hat Trimet auf dem Werksgelände ein 1,6 Kilometer langes Rohrsystem errichtet, in dem nach Unternehmensangaben 36 Kubikmeter Wasser zirkulieren. Iqony ergänzte die Infrastruktur durch einen rund 700 Meter langen Leitungsanschluss, der die Energiezentrale mit dem Einbindepunkt des

Fernwärmemenzes außerhalb des Werksgeländes verbindet.



Start der Abwärmeeinspeisung: (v.l.n.r.) Projektingenieur Rene-Marcel Opitz und Matthias Ohl, Sprecher der Geschäftsführung (beide Iqony Fernwärme), Werksleiter Essen Roman Düssel, CTO Andreas Lützerath und Projektleiter Andre van Haaren (alle Trimet Aluminium)

Quelle: Iqony / Trimet

Die Zusammenarbeit der beiden Unternehmen geht auf eine Vereinbarung aus dem Jahr 2023 zurück. Damals hatten Trimet und Iqony eine auf 20 Jahre angelegte Kooperation zur Nutzung von Abwärme aus der Aluminiumproduktion am Standort Essen geschlossen. Nach Abschluss der Bau- und Umrüstungsarbeiten sowie eines Probebetriebs soll die Anlage zeitnah in den Regelbetrieb übergehen.

In das Projekt haben beide Unternehmen nach eigenen Angaben zusammen einen hohen einstelligen Millionenbetrag investiert. Sie erhielten dafür Förderungen von der EU und aus Bundesmitteln.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Neue Schnellladestation am Flughafen Dresden



Schnellladepark Flughafen Dresden. Quelle: EnBW

ELEKTROMOBILITÄT. Das Energieunternehmen EnBW hat am Flughafen Dresden zwölf Schnellladepunkte in Betrieb genommen.

EnBW hat am Flughafen Dresden Ladepunkte für das schnelle Aufladen von Elektrofahrzeugen installiert. Der Ladestandort befindet sich an der Flughafenstraße südöstlich des Parkplatzes P2. Damit dürfte die Anlage nicht nur für Fluggäste, sondern auch für Reisende auf den nahegelegenen Autobahnen A4 und A13 interessant sein.

Die Ladeleistung beträgt, wie EnBW mitteilt, bis zu 400 kW, was bedeutet, dass sich die Reichweite – abhängig vom Fahrzeugtyp – in 15 Minuten um 400 Kilometer verlängern lässt. Der Standort ist nach Unternehmensangaben so konzipiert, dass er bei Bedarf auf bis zu 40 Plätze erweitert werden kann.

„Mit dem neuen Schnellladestandort am Flughafen Dresden schaffen wir eine leistungsstarke Ladeinfrastruktur an einem zentralen Verkehrsknotenpunkt in Sachsen. Damit ermöglichen wir nicht nur Reisenden und Pendlerinnen und Pendlern eine unkomplizierte und schnelle Ladung, sondern stärken auch die E-Mobilität in der gesamten Region“, erklärte dazu Volker Rimpler, der als Chief Technology Officer E-Mobility den Ausbau der Schnellladeinfrastruktur bei der EnBW verantwortet. Durch die Möglichkeit, den Standort bei wachsendem Bedarf flexibel zu erweitern, sei man zudem bestens auf die Mobilitätsanforderungen der Zukunft vorbereitet.

„Mit dem neuen Schnellladestandort am Flughafen Dresden bieten wir unseren Gästen, Mitarbeitenden und Partnern einen echten Mehrwert“, bewertet Katrin Lässig, Senior Vice President Real Estate der

Mitteldeutschen Flughafen AG, das Projekt.

E-Mobilität in Deutschland und Sachsen

Aktuell sind rund 2,2 Millionen Fahrzeuge mit reinem Elektroantrieb in der Bundesrepublik zugelassen. EnBW betreibt nach eigenen Angaben als Marktführerin in Deutschland 8.000 Schnellladepunkte an mehr als 1.700 Standorten. Bis zum Jahr 2030 ist der Ausbau auf bis zu 20.000 Schnellladepunkte entlang der wichtigsten Fernverkehrsrouten, im urbanen Bereich und beim Einzelhandel geplant.

In Sachsen unterhält EnBW aktuell fünf große eigene Ladeparks mit zusammen 80 Schnellladepunkten bis 400 kW in Chemnitz-Ost, Wilsdruff-Klipphausen, Thiendorf, Wildenfels und Meerane. Hinzu kommen 53 Schnellladestandorte mit insgesamt 284 Schnellladepunkten beim Einzelhandel sowie an den Flughäfen Leipzig-Halle und jetzt eben auch Dresden. // [VON GÜNTER DREWNITZKY](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Weiterer Partner für die Bramstedter Stadtwerke möglich



Quelle: E&M / Jonas Rosenberger

STADTWERKE. Die wirtschaftlich guten Zeiten bei den Stadtwerken Bad Bramstedt sind vorerst vorbei. Um die Lage zu verbessern, denken die Holsteiner nun auch an einen dritten Gesellschafter.

Die Stadtwerke Bad Bramstedt stellen die Weichen für einen Umbau des Versorgers. Die Gedankenspiele reichen hin bis zur Akquise eines neuen strategischen Gesellschafters, es wäre der dritte im Bunde beim Unternehmen aus dem Süden Schleswig-Holsteins.

Grund für die Überlegungen sind anhaltend schlechte Jahresbilanzen. Das Geschäftsmodell des Energie- und Wasserversorgers leidet seit Beginn des russischen Krieges gegen die Ukraine. Mit dem Einstieg eines weiteren Partners, so eine Hoffnung, könnten die Stadtwerke auch bessere Konditionen bei der Strom- und Gasbeschaffung erwirken.

Wie die Kommune, mit 64 Prozent Mehrheitsgesellschafter der Stadtwerke, in einem Beitrag auf der Plattform Facebook mitteilt, sei der Weg für „Kooperationsmodelle“ nun frei. Der Hauptausschuss der Kommune habe am 27. Januar in nicht-öffentlicher Sitzung einem entsprechenden Antrag zugestimmt, der noch die Stadtverordnetenversammlung am 17. Februar passieren muss.

Auch der Mitgesellschafter Service Plus, eine Hansewerk-Tochter aus dem Eon-Konzern, trage diese Idee mit. Ziel sei es, einen „verantwortungsvollen Partner“ zu finden, der über wirtschaftliche Stärke, Branchen-Know-how und eine sichere Position im Energiesektor verfüge. Die Zusammenarbeit könne sich auch auf „operative Vorhaben“ beschränken.

2023 hatten die Stadtwerke erstmals ein Minus von 1,15 Millionen Euro eingefahren – es sind aktuell die letzten testierten Zahlen. Auch im Folgejahr sollen es mehr als eine halbe Million Euro Verlust sein, wollen örtliche Medien in Erfahrung gebracht haben.

Die finanzielle Situation, so heißt es unwidersprochen in Bad Bramstedt, sei auch der Grund für ein überraschend kurzes Engagement des vormaligen Geschäftsführers Mathias Eik gewesen. Er hatte nach nicht einmal einem Jahr im Moorheilbad bereits wieder das Handtuch geworfen. Seither ist Natalie Heinrichs als Geschäftsführerin im Amt.

Aus ihren Gewinnen subventionierten die Stadtwerke früher üblicherweise auch das chronisch defizitäre Freibad im Ort. Diese Last obliegt nun der Kommune, die das Bad erhalten möchte, auch um der Beschäftigten willen. Allerdings sei dies im Lichte der laufenden Gesellschaftersuche und der wirtschaftlich angespannten Lage „ergebnisoffen“. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Deutsche Gasentzentgelte 2010 bis 2024



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

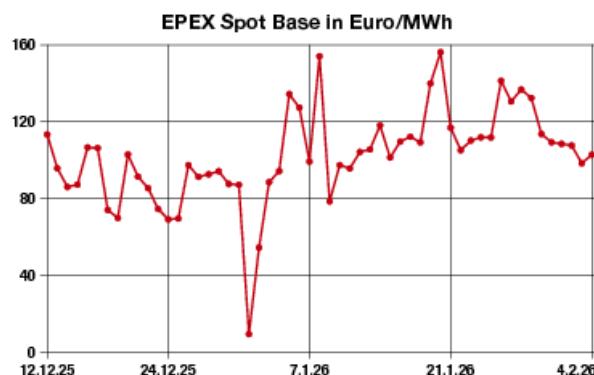
Die Statistik zeigt die Entwicklung der Netzentgelte für Gas in Deutschland nach Verbrauchergruppe in den Jahren 2014 bis 2024. Zum 1. April 2024 betrug das Netzentgelt als Teil des gesamten Gaspreises für Haushaltskunden in Deutschland 1,93 Cent pro kWh.

Die Werte basieren auf Angaben von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Strom und Gas auf Abwärtskurs



Quelle: E&M

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

Überwiegend mit Abgaben haben sich die Energienotierungen am Dienstag präsentiert. Strom und Gas gaben weiter nach, während die Emissionszertifikate hinzugewannen. Die Märkte zeigten damit ein ähnliches Muster wie am Vortag, das allerdings aktuell nur gedämpft fortgesetzt wurde. Ursache der Marktentwicklung ist nach wie vor der Abbau von geopolitischem Stress, der sich zuvor in hohen Risikoprämien für Gas und Öl, einem schwachen US-Dollar und in einer Flucht in Edelmetalle ausgedrückt hatte.

Maßgeblich hierfür waren die Entspannungssignale im Mittleren Osten, aber beispielsweise auch der Umstand, dass in Frankreich endlich ein Haushalt verabschiedet wurde, nachdem die Regierung eine Reihe von Misstrauensvoten überstanden hatte. Nach den massiven Angaben zum Wochenbeginn dürfte eine technische Aufwärtsbewegung als Reaktion insbesondere bei Gas und Öl aber womöglich nicht lange auf sich warten lassen.

Strom: Überwiegend leichter hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag präsentiert. Der Day-ahead gewann im Base 4,50 auf 103,25 Euro je Megawattstunde. Der Peak legte um 4,25 auf 109,25 Euro je Megawattstunde zu. Aus der Börsenauktion ging die Grundlast für Mittwoch mit 102,95 Euro hervor und die Spitzenlast mit 108,80 Euro. Der etwas höhere Day-ahead-Preis widerspiegelt den Rückgang der Erneuerbaren-Einspeisung von 39,8 Gigawatt am Berichtstag auf 29,6 Gigawatt am Mittwoch.

Für die Folgetage bis Samstag gehen die Meteorologen von Eurowind von Schritt für Schritt weiter fallenden Beiträgen von Wind und Solar aus, die schon am Freitag nicht mehr als 15 Gigawatt betragen sollen. Das Strom-Frontjahr notierte vor dem Hintergrund fallender Gaspreise mit einem Abschlag von 0,28 auf 83,67 Euro je Megawattstunde.

CO2: Fester haben die CO2-Preise am Dienstag notiert. Bis 13.02 Uhr gewann der Benchmark-Kontrakt Dec 26 um 0,62 auf 83,90 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 18,8 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 84,84 Euro, das Tief bei 83,28 Euro. Laut Redshaw Advisors hat der CO2-Markt technisch das Potenzial für eine kurzfristige Erholung. Wegen der anhaltenden geopolitischen Unsicherheit seien Prognosen für die Preisfindung aktuell jedoch besonders schwierig.

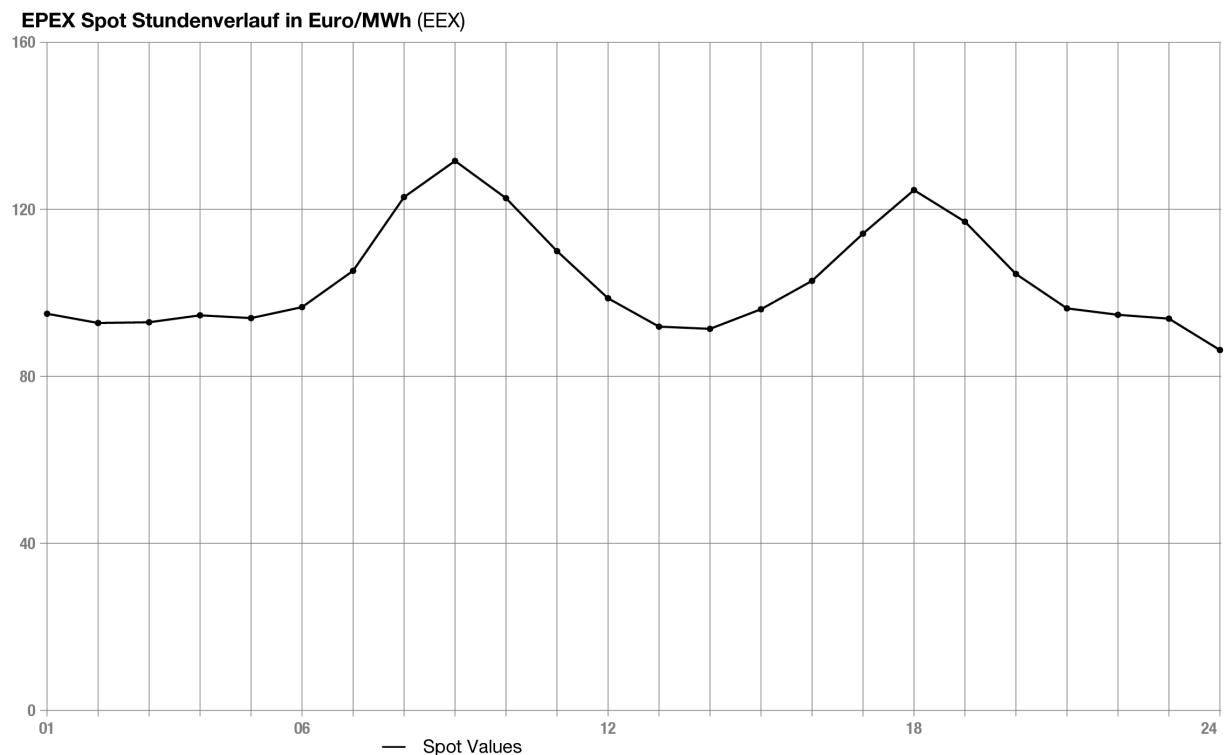
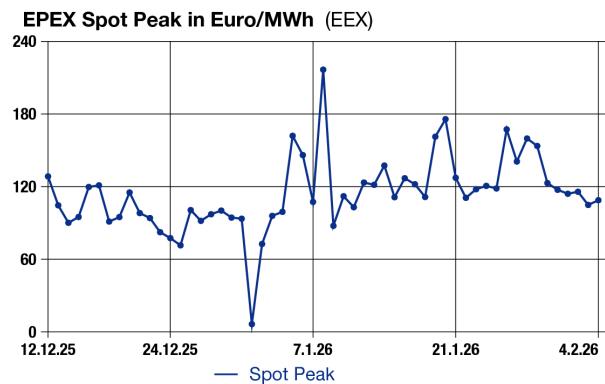
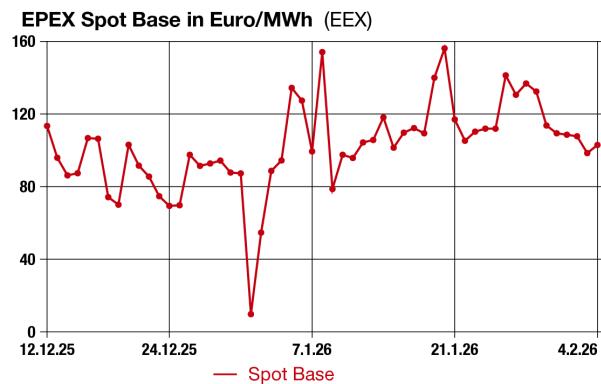
Erdgas: Schwächer haben sich die europäischen Gaspreise am Dienstag gezeigt. Der Frontmonat März setzte damit seine Abwärtsbewegung vom Vortag gedämpft fort. Am niederländischen TTF notierte der März gegen 12.24 Uhr mit einem Minus von 1,20 auf 32,10 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE sank der Day-ahead um 1,800 auf 35,60 Euro je Megawattstunde. Neben den Entspannungssignalen im Mittleren Osten ist für die Abgaben das sich nähernde Ende des Hochwinters in Europa verantwortlich, so Marktbeobachter.

Allerdings kann von einer durchgreifenden Milderung in Deutschland laut dem US-Wettermodell bis Mitte Februar nicht die Rede sein. Deutlich höhere Temperaturen werden indessen für Nordwesteuropa erwartet. Bullische Effekte gehen weiter von den niedrigen Gas-Speicherständen in Europa aus, allerdings haben sich die Gas-Importmöglichkeiten nach Europa in den vergangenen Jahren durch neue LNG-Terminals deutlich erweitert. // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt



Strom Terminmarkt

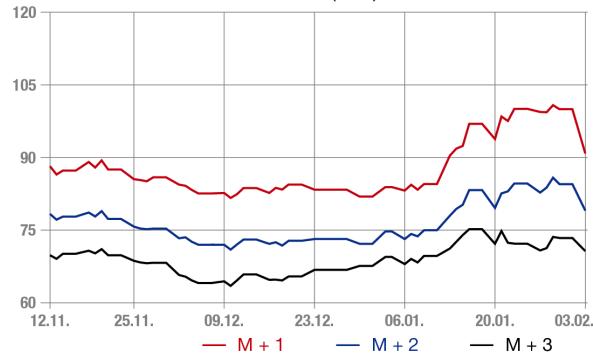
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	03.02.26	German Power Mar-2026	90,84
M2	03.02.26	German Power Apr-2026	79,04
M3	03.02.26	German Power Mai-2026	70,67
Q1	03.02.26	German Power Q2-2026	74,85
Q2	03.02.26	German Power Q3-2026	83,95
Q3	03.02.26	German Power Q4-2026	98,23
Y1	03.02.26	German Power Cal-2027	83,75
Y2	03.02.26	German Power Cal-2028	77,86
Y3	03.02.26	German Power Cal-2029	73,36

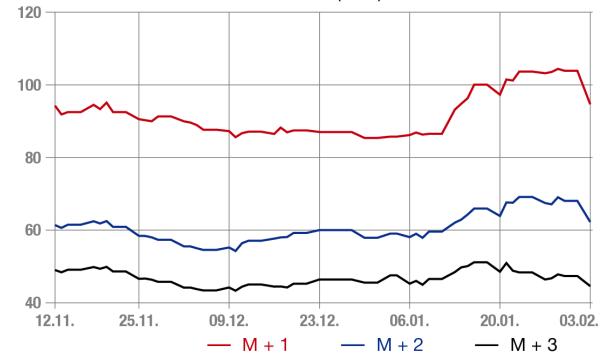
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	03.02.26	German Power Mar-2026	94,66
M2	03.02.26	German Power Apr-2026	62,24
M3	03.02.26	German Power Mai-2026	44,58
Q1	03.02.26	German Power Q2-2026	53,52
Q2	03.02.26	German Power Q3-2026	73,89
Q3	03.02.26	German Power Q4-2026	119,41
Y1	03.02.26	German Power Cal-2027	87,56
Y2	03.02.26	German Power Cal-2028	82,01
Y3	03.02.26	German Power Cal-2029	77,95

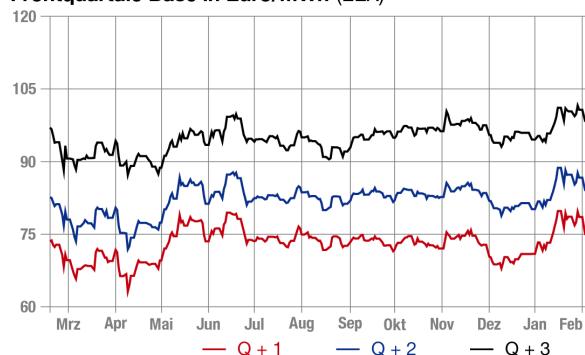
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



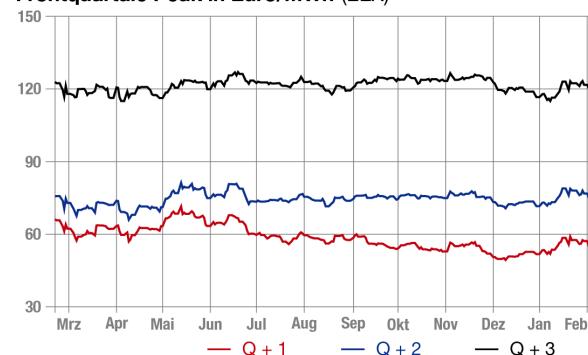
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



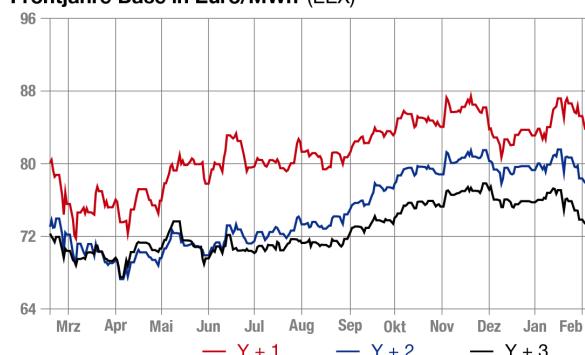
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



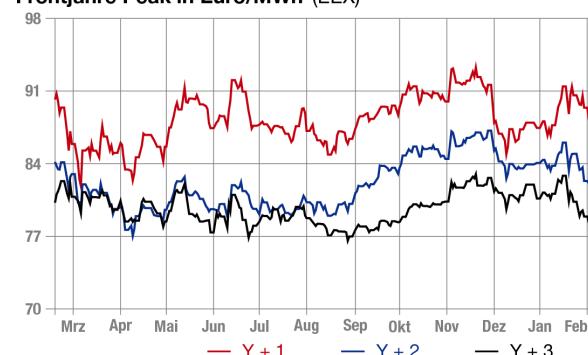
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



Gas Spot- und Terminmarkt

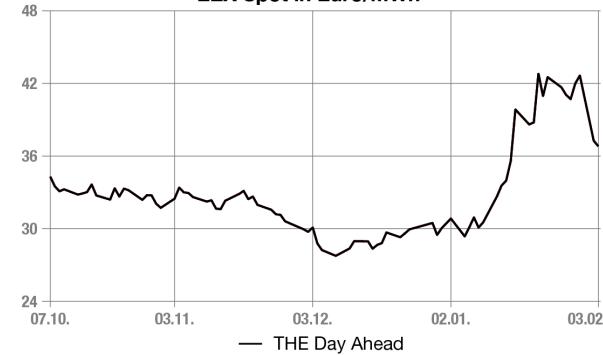
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	03.02.26	German THE Gas Mar-2026	34,76
M2	03.02.26	German THE Gas Apr-2026	32,69
Q1	03.02.26	German THE Gas Q2-2026	31,51
Q2	03.02.26	German THE Gas Q3-2026	30,88
S1	03.02.26	German THE Gas Win-2026	31,51
S2	03.02.26	German THE Gas Sum-2027	26,35
Y1	03.02.26	German THE Gas Cal 2027	27,91
Y2	03.02.26	German THE Gas Cal 2028	25,11

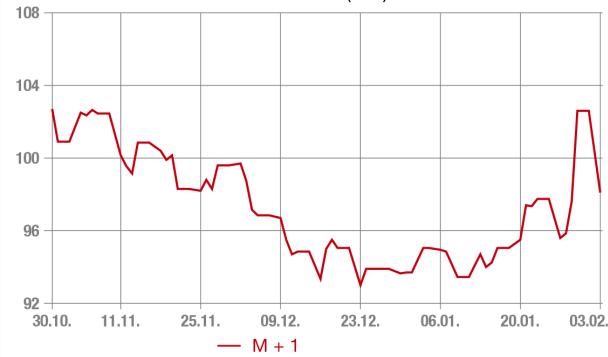
Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	03.02.26	102,95	EUR/MWh
Germany Spot peak	03.02.26	108,80	EUR/MWh
EUA Feb 2026	03.02.26	81,44	EUR/tonne
Coal API2 Feb 2026	03.02.26	99,35	USD/tonne

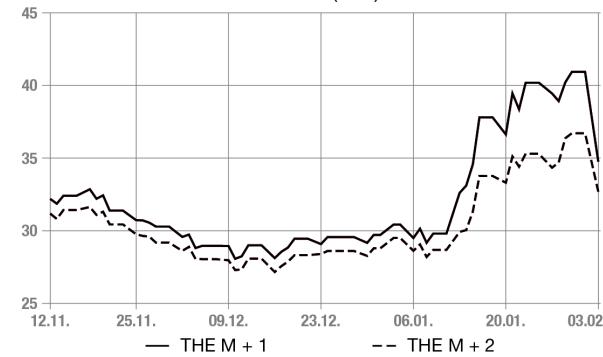
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



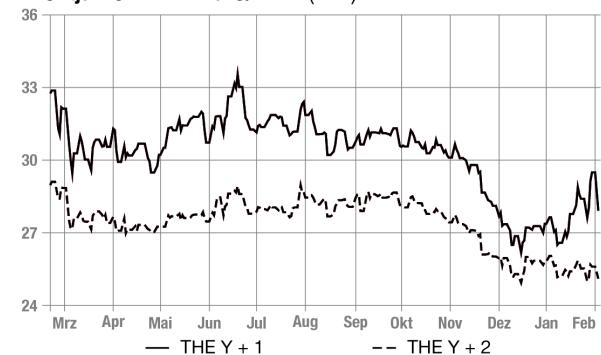
Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



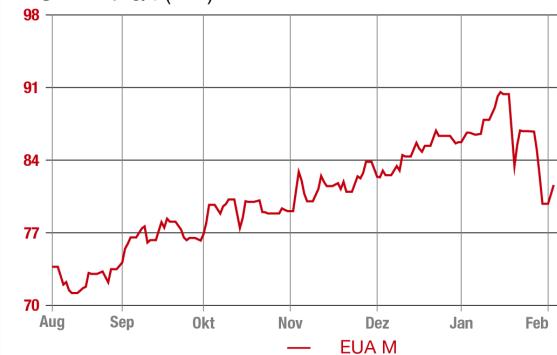
Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	03.02.26	36,81	EUR/MWh
German THE Gas Mar-2026	03.02.26	34,76	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	03.02.26	27,91	EUR/MWh
Crude Oil Brent Apr-2026	03.02.26	67,33	USD/tonne

Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



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 / Mobilitätszuschuss / Mitarbeiterevents



Professur W 2 Solarenergie und Gebäudeautomation

Gesucht wird eine durch praktische und wissenschaftliche Tätigkeit ausgewiesene Persönlichkeit, die ...

in Amberg

15.12.2025



Stoffstrommanager (m/w/d)

Zum Hauptinhalt springen Stoffstrommanager (m/w/d) Metzingen Vollzeit unbefristet Unternehmenspr...

in Metzingen

vor 1 h

● Festanstellung ● Weiterbildung / Mitarbeiterrabatte



Meister Elektrotechnik (m/w/d) Strom / Wärme

Der beste Energie- und Umweltdienstleister in Baden-Württemberg zu sein das ist unser Anspruch. Die...

in freiburg im breisgau

vor 1 h

● Weiterbildung



Controller Energiewirtschaft Regulation (m/w/d)*

Über uns Schleswig-Holstein Netz GmbH | Quickborn | Befristet | Vollzeit Schleswig-Holstein Netz plan...

in Quickborn

vor 1 h

● Befristete Anstellung / Freie Mitarbeit ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Kantine / Kinderbetreuung / Sabbatical

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**



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!

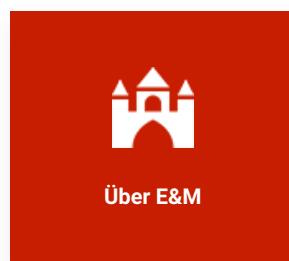
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



Über E&M



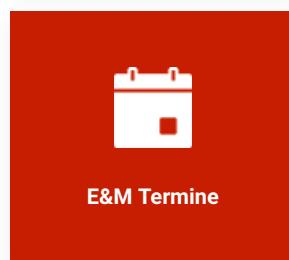
E&M Anzeigen-Vertrieb



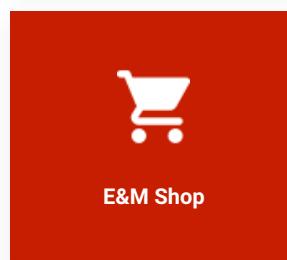
E&M Mediadaten



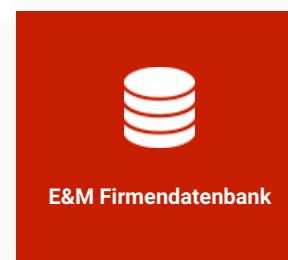
E&M Zeitung



E&M Termine



E&M Shop



E&M Firmendatenbank



E&M Glossar

IMPRESSUM

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

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

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

© 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:

