



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM

112,54 €/MWh

EpeX Spot DE-LU Day Base

GAS

34,3 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**290**

MW will RWE schon bald in Großbritannien mit neuen Wind- und PV-Projekten erzeugen. Acht Projekte wurden bezuschlagt.

E-WORLD 2026

Erdgas ist wieder da

E-WORLD

Die Befreiung des gefangenen Kunden

FINANZIERUNG

Finanzspritze für Wasserstoff-Zentrum in Niederbayern

Inhalt

TOP-THEMA→ **E-WORLD 2026:** „Da muss Druck auf den Kessel“**POLITIK & RECHT**

- **E-WORLD 2026:** Erdgas ist wieder da
- **POLITIK:** EU-Parlament macht Weg für neues Klimaschutzziel frei
- **ERDGAS:** EU hat Gasimporte aus Russland wieder erhöht
- **STROM:** Dena-Vertragsmuster soll virtuelle PPA verbreiten
- **WIRTSCHAFT:** Industrie sorgt sich zunehmend um Stromversorgung

HANDEL & MARKT

- **E-WORLD:** Die Befreiung des gefangenen Kunden
- **E-WORLD 2026:** Emissionshandel zwischen Fluch und Segen für die Industrie
- **E-WORLD 2026:** Realtime-Pricing in der Realität
- **SMART METER:** Erfolgreiche Migration von 21.000 Smart Metern zu EnBW
- **STROMNETZ:** Österreich: Staatsgarantien für Energie-Infrastruktur-Bau
- **STATISTIK DES TAGES:** Erdgasförderung in Norwegen von 1977 bis 2024

TECHNIK

- **FINANZIERUNG:** Finanzspritze für Wasserstoff-Zentrum in Niederbayern
- **WASSERSTOFF:** Elektrolyseur-Hersteller schlagen Alarm
- **REGENERATIVE:** Innovative Direktvermarktung für Erneuerbare

UNTERNEHMEN

- **WINDKRAFT ONSHORE:** Erstes PPA zwischen Thyssenkrupp und Statkraft
 - **REGENERATIVE:** RWE investiert in Großbritannien
 - **PERSONALIE:** Dirk Thole übernimmt Führung der Stadtwerke Gütersloh
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Analysten besorgt über niedrige Gasspeicherstände
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

„Da muss Druck auf den Kessel“



Kerstin Andreae, Mona Neubaur, Niels Ellwanger, Markus Krebber und Ursula Heinen-Esser bei der Eröffnungs-Presskonferenz 2026. Quelle: Katia Meyer-Tien

E-WORLD 2026. Mit einem kraftvollen Bekenntnis zur Notwendigkeit des Erneuerbaren-Ausbaus und Forderungen nach schnellen und verlässlichen politischen Entscheidungen ist die E-world gestartet.

Kraftwerksstrategie, EEG-Novelle, Gebäudemodernisierungsgesetz und jetzt auch noch der unlängst publik gewordene Gesetzesentwurf für ein „Netzpaket“: „2026 wird ein Schlüsseljahr werden“, sagt nicht nur die nordrhein-westfälische Wirtschaftsministerin Mona Neubaur (Grüne) bei der Pressekonferenz anlässlich der Eröffnung der diesjährigen E-world. „Jetzt werden grundlegende Weichen für den Energiemarkt der Zukunft gestellt.“

Von zentraler Bedeutung sei dabei die Kraftwerksstrategie. Jetzt, wo es eine Einigung mit der EU-Kommission gebe, entscheide die Ausgestaltung der Ausschreibung, die noch in diesem Sommer kommen müsste. „Und da braucht es vor allen Dingen Tempo“, sagte Neubaur: „Geschwindigkeit ist an dieser Stelle kein Nice to Have, sondern systemkritisch.“ Unverzichtbar sei dabei, dass die neuen Kraftwerke perspektivisch auf Wasserstoff umgestellt werden können: „Das ist keine grüne Ideologie, das ist Marktwirtschaft: Ohne die Kraftwerke als Ankerkunden kann das Wasserstoffnetz niemals wirtschaftlich betrieben werden.“ Entstehen müssten sie dort, wo sie systemisch gebraucht werden: Wo Kapazitäten vom Netz gehen und wo Verbrauchsschwerpunkte sind. Das selbe gelte für den Kapazitätsmechanismus. „Wir brauchen einen verlässlichen Rahmen und wir brauchen Geschwindigkeit.“ Und auch beim Ausbau der Netze müsse es schnell gehen, „aber wir müssen dabei die Menschen mitnehmen“.

„Wenigstens ein Grundkonsens“

Geschwindigkeit mahnte auch der Vorstandsvorsitzende des Energieversorgers RWE, Markus Krebber, an. Insbesondere bei den Kraftwerksausschreibungen und beim Kapazitätsmarkt: „Da muss Druck auf den Kessel“. Bei der Gestaltung des Kapazitätsmarktes solle man sich an funktionierenden Modellen der Nachbarländer orientieren: „Und dann: Copy und Paste“, Anpassungen seien später immer möglich. Ein Vorgehen, das auch die Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung des BDEW, Kerstin Andreae, befürwortet, insbesondere im Hinblick auf die Genehmigungsprozesse in Brüssel: „Wenn wir etwas ganz eigenes entwickeln, dauern die Prüfverfahren deutlich länger.“

Überhaupt fordert der RWE-Chef mehr Pragmatismus. „Wir als Unternehmen brauchen verlässliche Rahmenbedingungen statt Grundsatzdiskussionen“, sagte er. Die Investitionszyklen der Unternehmen seien

fünf Jahre oder länger, Legislaturzyklen seien vier Jahre oder kürzer: „Wenn wir nicht mindestens einen Grundkonsens darüber haben, wo wir in der Energieversorgung hinwollen, dann wird nicht mehr investiert.“

Die Energieversorgung durchlebe momentan eine Phase der historischen Veränderung, sagte Krebber. Steigende Elektrizitätsnachfrage treffe zusammen mit geopolitischen Unsicherheiten. „Wir brauchen ein Energiesystem, das so gebaut ist, die höhere Nachfrage zu bedienen, Abhängigkeiten zu reduzieren, aber auch Schocks absorbieren zu können“. Dafür sei ein Zubau an Erzeugungskapazität erforderlich. „Erneuerbare, einmal gebaut, reduzieren die Abhängigkeit und erhöhen die Resilienz.“

Zunehmend werde dabei sichtbar, dass der Netzausbau zum Nadelöhr wird, weshalb der schnelle und kosteneffiziente Netzausbau der Schlüssel der Zukunftsfähigkeit sei: „Erneuerbare langsamer ausbauen, weil die Netze nicht da sind, wird uns nicht in die Zukunft katapultieren“.

„Den Erneuerbaren kann man nicht den Hahn abdrehen“

Der jetzt bekannt gewordene Entwurf des Netzpakets stößt dabei allerdings auf Skepsis. Ursula Heinen-Esser, Präsidentin des BEE, kritisiert vor allem den vorgeschlagenen Redispatchvorbehalt als mögliches Investitionshemmnis. Mit den Möglichkeiten zur Überbauung von Netzanschlüssen, der Abschaffung des Windhundprinzips oder mehr Digitalisierung gebe es eine Vielzahl anderer Möglichkeiten, den Netzausbau zu gestalten.

Kerstin Andrea betonte in diesem Zusammenhang die Vorteile des Reifegradverfahrens, das die Vergabe von Netzanschlüssen in Abhängigkeit vom Projektfortschritt ermöglicht. Auch sie sieht den vorliegenden Gesetzesentwurf kritisch: „Wir sind gespannt auf die Ergebnisse der Ressortabstimmung.“

Insgesamt warb sie für einen positiven Blick auf die Fortschritte der Energiewende, deren Notwendigkeit nicht nur eine Frage des Klimaschutzes sei, sondern auch eine Antwort auf die neuen geopolitischen Gegebenheiten: „Sie können den Erneuerbaren nicht den Hahn abdrehen“, argumentierte sie ähnlich wie der RWE-Vorstandsvorsitzende Krebber. Der Erneuerbaren-Ausbau spare Kosten für den Import fossiler Brennstoffe und schaffe ein resilientes Versorgungssystem. „Wir können und sollten eine Botschaft an die Zweifler senden: Wir haben eine hochvitale Branche, die Lösungen findet. Die Energiewende geht voran.“

// VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Timm Kehler auf der E-world 2026. Quelle: Stefan Sagmeister

Erdgas ist wieder da

E-WORLD 2026. Der Vorstand des Verbands „Gas und Wasserstoffwirtschaft“ sieht Erdgas weiterhin als unverzichtbar für das deutsche Energiesystem an

Die Botschaft von Timm Kehler war eindeutig: „Erdgas ist kein Auslaufmodell.“ Es ist und bleibt auch in Zukunft wichtig für die deutsche Energiewirtschaft sowie die Industrie. „Gas ist systemrelevant“, so der Vorstand des Verbands „Gas und Wasserstoffwirtschaft“ bei einer Presseveranstaltung im Rahmen der E-world in Essen.

Der Energieträger Erdgas hatte in den vergangenen Jahren kein gutes Standing in der Öffentlichkeit. Der Stopp der russischen Erdgaslieferung und die einhergehende Verteuerung des Rohstoffs haben am Image gekratzt. Zudem werden Umweltgruppen nicht müde, darauf hinzuweisen, dass Erdgas ein fossiler Rohstoff ist, dessen CO₂-Emissionen den Klimawandel beschleunigen.

Und trotzdem: „Der Gasverbrauch in Deutschland ist im Jahr 2025 wieder gestiegen“, sagte Kehler. Nach den Rückgängen in den vergangenen Jahren habe der Verbrauch um rund drei Prozent auf 835 Milliarden kWh zugenommen. Was auch bemerkenswert ist: „Der Verbrauchsanstieg ist über alle Sektoren hinweg zu betrachten.“

Erdgas sei auch deswegen wieder attraktiv, weil die Großhandelspreise in den vergangenen drei Jahren deutlich gesunken seien. Sie bewegten sich wieder „in einem vernünftigen Maß“ und lägen deutlich unter den Niveaus der Energiekrise. Der Preisrückgang habe sich im vergangenen Jahr auch bei den Endkunden niedergeschlagen. Im Wärmemarkt seien die Verbraucherpreise für neue Verträge um nahezu 20 Prozent zurückgegangen. In vielen Fällen lägen die Preise wieder im einstelligen Cent-Bereich pro kWh.

Keine neue Abhängigkeit von den USA

In Sachen Versorgungssicherheit verwies Kehler auf eine deutliche Bewegung in den vergangenen Jahren. Deutschland und Europa hätten ihre Lieferbeziehungen in der Vergangenheit deutlich diversifiziert. Die „Abhängigkeit vom russischen Erdgas haben wir aufgelöst.“ Dieser Trend habe sich zuletzt weiter fortgesetzt.

Eine neue Abhängigkeit von anderen Produzenten nach dem Ausfall der russischen Erdgaslieferung sieht Kehler indes nicht. Versorgungssicherheit müsse europäisch gedacht werden. Der europäische Gasmarkt sei stark integriert und durch ein engmaschiges Transportnetz geprägt.

Auch eine marktbeherrschende Rolle der USA bei den LNG-Lieferungen sieht der Vorstandsvorsitzende nicht. Ein wesentlicher Vorteil liege darin, dass es in den USA eine Vielzahl an LNG-Produzenten gebe, unter denen ein intensiver Wettbewerb herrsche.

Zusätzlich gewannen neue Lieferländer wie Aserbaidschan sowie perspektivisch Staaten in Nordafrika an Bedeutung. Für Deutschland bleibe Norwegen der mit Abstand wichtigste Lieferant, ergänzt durch LNG-Importe über deutsche Terminals sowie durch Lieferströme über die Niederlande und Belgien.

Was tun mit den Gasspeichern?

Essenziell für die Versorgungssicherheit seien aber Erdgasspeicher. Auf die aktuellen Füllstände eingehend, sah Kehler keine ernsthaften Probleme bei der Versorgung. Mit einem Füllstand von rund 27 Prozent liege Deutschland zwar unter dem jahrelangen Durchschnitt. Kurzfristig bestehe keine akute Gefahr einer Gasmangellage, da die Versorgung über Importkapazitäten und grenzüberschreitende Verbindungen abgesichert sei.

Mittel- und langfristig stelle sich jedoch die Frage nach dem notwendigen Umfang der Speicherinfrastruktur. In Deutschland gebe es sehr große Speicherkapazitäten, gleichzeitig zeichneten sich Stilllegungsabsichten einzelner Anlagen ab. Die Klärung, wie viele Speicher langfristig vorgehalten werden sollen, sollte laut Kehler dabei nicht allein dem Markt überlassen werden.

Er hob die systemische Bedeutung der Gasspeicher für das gesamte Energiesystem hervor. Sie seien entscheidend für den saisonalen Ausgleich von Energie und könnten in ihrer Dimension nicht durch Batteriespeicher ersetzt werden, auch wenn diese für die Optimierung des Strommarktes eine wichtige Rolle spielten. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

EU-Parlament macht Weg für neues Klimaschutzziel frei



Quelle: Pixabay / NakNakNak

POLITIK. 90 Prozent weniger Emissionen bis 2040 - die EU-Parlamentarier zeigen den Daumen nach oben für einen ausgehandelten Kompromiss, der auch Verbrauchern zugutekommen soll.

Das Europäische Parlament gibt grünes Licht für die Senkung von Emissionen im neuen Klimaschutzziel der Staatengemeinschaft. Eine breite Mehrheit der Abgeordneten stimmte in Straßburg dafür, im Kampf gegen den Klimawandel die Treibhausgasemissionen bis 2040 um 90 Prozent im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Gleichzeitig soll eine umstrittene Maßnahme für mehr Klimaschutz um ein Jahr verschoben werden.

Unterhändler des EU-Parlaments und der Mitgliedstaaten hatten sich Ende vergangenen Jahres entsprechend verständigt, Grundlage war ein Vorschlag der EU-Kommission. Er wurde bei den Verhandlungen der Parlamentarier und der Länder deutlich abgeschwächt. Der formalen Annahme des Parlaments muss nun noch die formale Annahme durch die Länder folgen, das ist derzeit für Anfang März geplant und gilt als Formsache.

Neues Zwischenziel

In der EU gibt es schon festgeschriebene Klimaziele, bei dem jetzigen handelt es sich um eine weitere Zwischenetappe. Bis 2030 müssen die Emissionen um 55 Prozent gegenüber 1990 sinken. Bis 2050 will die EU klimaneutral sein, also nicht mehr Treibhausgase ausstoßen als wieder gebunden werden können.

Während die Staatengemeinschaft die bestehenden Klimaziele auf eigenem Boden erreichen muss, können den neuen Vorgaben zufolge für das neue Zwischenziel bis zu fünf Prozentpunkte ab 2036 durch Klimazertifikate aus dem Ausland erzielt werden. Außerdem werden Brennstoffe wie Benzin und Erdgas erst ab 2028 und damit ein Jahr später als geplant in das Handelssystem mit Treibhausgas-Zertifikaten einbezogen. Damit sollen große Preissprünge für Verbraucher beim Tanken und Heizen vorerst vermieden werden.

Beim sogenannten Emissionshandel müssen Unternehmen Rechte zum Ausstoß von Treibhausgasen nachweisen. Eigentlich sollten schon ab 2027 auch Brennstoffe einbezogen werden, was besonders den Verkehrs- und Gebäudebereich betrifft. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

EU hat Gasimporte aus Russland wieder erhöht



Quelle: Katia Meyer-Tien

ERDGAS. Im Januar importierte die EU wieder mehr russisches Gas per Schiff und über die Schwarzmeergasleitung Turkstream. Klagen und Sanktionsbeschlüsse könnten den Importstopp aushebeln.

Jüngste Zahlen der Brüssler Think Tank Bruegel zeigen, dass die EU im Januar die Importe von russischem LNG um 11 Prozent auf 2,276 Milliarden Kubikmeter kräftig erhöhte und damit den höchsten Monatsumfang vom letzten Dezember mit 2,275 Milliarden Kubikmeter Gas überschritt. Ebenso legten in den ersten vier Wochen dieses Jahres die Importe über die Schwarzmeergasleitung Turkstream weiter zu und umfassten 1,542 Milliarden Kubikmeter Gas, was einen Anstieg um knapp 2 Prozent markierte.

USA sprangen ein

Im letzten Jahr sanken die LNG-Lieferungen Russlands an die Europäische Union um knapp 7 Prozent auf rund 20 Milliarden Kubikmeter, während die Lieferungen über Turkstream um 8 Prozent stiegen. Insgesamt belegte Russland 2025 mit 38 Milliarden Kubikmetern den vierten Platz bei den Gaslieferungen an die EU, hinter Norwegen, den USA und Algerien. Ohne den Gastransit über die Ukraine verzeichnete Russland 2025 einen Rückgang seiner Gasexporte in die EU um fast 40 Prozent gegenüber 2024.

Stattdessen importierte die EU im vergangenen Jahr und im Januar vorzugsweise mehr LNG aus den USA. Der Anteil der Importe aus den USA stieg dadurch auf fast 60 Prozent, während der Anteil aus anderen Ländern stabil blieb oder sank. Der europäische Energiekommissar Dan Jørgensen sprach Medienberichten zufolge Ende Januar im Zuge der Grönlandkrise von einer stärkeren Besorgnis über eine Abhängigkeit von LNG-Lieferungen aus den USA. Die Union erwäge daher eine Erhöhung der Importe aus anderen Regionen, darunter Kanada, Katar und nordafrikanische Länder.

Ausstieg aus russischem Gas in Kraft

Am 26. Januar stimmten 24 EU-Staaten dem vollständigen Verbot russischer LNG-Lieferungen ab 1. Januar 2027 und von Pipelinegaslieferungen ab 30. September zu. Ungarn und die Slowakei stimmten erwartungsgemäß gegen die Verordnung zum russischen Gasverzicht. Bulgarien enthielt sich der Stimme, weil es bulgarischen Medien zufolge Strafzahlungen wegen nicht erfüllter Transportverpflichtungen befürchtet.

Das Verbot von LNG-Importen im Rahmen kurzfristiger Verträge soll am 25. April 2026 in Kraft treten. Kurzfristige Pipelinegasverträge müssen bis zum 17. Juni 2026 abgeschlossen sein. Die Verordnung ist seit ihrer Veröffentlichung am 2. Februar 2026 in Kraft. Nach Angaben der EU liegt der Importanteil von russischem Gas 2025 geschätzt bei 13 Prozent und macht einen Wert von über 15 Milliarden Euro jährlich aus. Dadurch sei die EU erheblichen Risiken in Bezug auf ihre Handels- und Energiesicherheit ausgesetzt.

Slowakei und Ungarn gegen EU-Beschluss

Die Regierungschefs von Ungarn und Slowakei Viktor Orban und Robert Fico sehen die Risiken dagegen im Verzicht auf russische Gasimporte. Beide Länder decken ihre Importe vorzugsweise mit Turkstream-Gas ab. Auf Jørgensen Hinweis auf die zunehmende Besorgnis über eine Abhängigkeit von den USA reagierte Fico Ende Januar in sozialen Medien mit Kritik und nannte die Vorschläge, alle russischen Gasimporte ab 2027 einzustellen und durch Flüssigerdgas aus den Vereinigten Staaten zu ersetzen, „irrsinnig und ideologisch“.

Der Beschluss zum russischen Gasimportstopp, der mit qualifizierter Mehrheit verabschiedet wurde, verstößt seiner Ansicht nach gegen die Grundprinzipien der Verträge, auf denen die Union basiert. Dies erklärte Fico auf einer Pressekonferenz am 27. Januar. Hier kündigte er an, gegen diesen Beschluss beim Gerichtshof der Europäischen Union in Luxemburg Klage zu erheben. Jüngst im Februar erklärte Fico laut Medien: „Ich denke, wir können die Klage gewinnen, die wir gegen die Europäische Kommission wegen ihrer Entscheidung, die Gasimporte aus dem Osten einzustellen, einreichen.“ Auch einige europäische Länder teilten die Ansicht, dass die Kommission in diesem Fall das für Sanktionen erforderliche Einstimmigkeitsprinzip umgangen habe. Ungarn reichte seine Klage Anfang Februar ein.

Modell Druschba-Pipeline für Turkstream

Ohne russische Energielieferungen würden die Wohn- und Stromkosten ungarischer Familien jährlich um mindestens 8 Prozent steigen, Orbán. „Das ist, als ob Ihnen ein ganzer Monatslohn vorenthalten würde“, erklärte er im ungarischen Fernsehen. Kiew fordere ständig von Brüssel, EU-Mitgliedstaaten, darunter auch Ungarn, den Zugang zu billiger russischer Energie zu entziehen. „Wer das sagt, ist Ungarns Feind, und deshalb ist auch die Ukraine unser Feind.“ Zudem enthält die Verordnung zum russischen Gasimportstopp eine Klausel, die vorsieht, eine Ausnahme zu gewähren, wenn die Versorgung gefährdet ist. Möglicherweise ist das ein Hebel, um das aktuelle Modell vom Ölimport über die Druschba-Pipeline auf Turkstream auszuweiten. Klagen und Einstimmigkeitsbeschlüsse bei Sanktionen könnten dafür sorgen, dass russisches Öl und Gas weiter nach Europa fließen, wenn die EU-Kommission jetzt die nötige Konsequenz vermissen lässt. // VON JOSEPHINE BOLLINGER-KANNE

[^ Zum Inhalt](#)

Dena-Vertragsmuster soll virtuelle PPA verbreiten



Quelle: Fotolia

STROM. Die Marktoffensive Erneuerbare Energien hat ein Vertragsmuster für virtuelle Power Purchase Agreements (vPPA) veröffentlicht. Es soll den Zugang zum ungeforderten PPA-Markt erleichtern.

Die Marktoffensive Erneuerbare Energien hat ein Vertragsmuster für virtuelle Power Purchase Agreements (vPPA) vorgelegt. Ziel ist es, die Standardisierung im deutschen PPA-Markt voranzubringen und Unternehmen den Einstieg in dieses Vertragsmodell zu erleichtern. Die Veröffentlichung erfolgte am 10. Februar 2026 auf der E-world in Essen.

Die Marktoffensive Erneuerbare Energien ist ein Projekt der Deutschen Energieagentur (Dena), die im Auftrag von Politik und Wirtschaft den Umbau des Energiesystems unterstützt, sowie der Deutschen Industrie- und Handelskammer (DIHK), dem Dachverband der Industrie- und Handelskammern.

Bereits zuvor hatte die Marktoffensive ein Vertragsmuster für physische PPA erarbeitet. Mit dem neuen Dokument ergänzt sie dieses Angebot nun um eine Vorlage für virtuelle PPA. PPA sind langfristige Stromlieferverträge außerhalb der Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. In der Regel schließen ein Erzeuger erneuerbarer Energien und ein Stromabnehmer oder ein Energieversorger diese Verträge, um Preisrisiken abzusichern und Herkunftsnachweise zu übertragen.

Besonderheit virtueller Verträge

Virtuelle PPA unterscheiden sich dabei grundlegend von physischen PPA. Laut der Marktoffensive schuldet der Erzeuger bei einem vPPA keine direkte Stromlieferung an den Abnehmer. Stattdessen verkauft er den erzeugten Strom über die Strombörse. Käufer und Verkäufer gleichen die Differenz zwischen dem am Markt erzielten Preis und dem vertraglich vereinbarten Preis bilateral aus. Diese finanzielle Abrechnung wird als Settlement bezeichnet.

Nach Angaben der Marktoffensive bieten virtuelle PPA insbesondere dort Vorteile, wo Unternehmen ihre bestehende Strombeschaffung nicht verändern wollen. vPPA ließen sich in bestehende Lieferverträge integrieren, ohne Bilanzkreise anzupassen, so die Marktoffensive. Zudem können Unternehmen Strommengen aus mehreren Erzeugungsanlagen und Standorten bündeln, auch wenn diese in unterschiedlichen Gebotszonen liegen.

Regulatorische Herausforderungen

Gleichzeitig weist die Marktoffensive auf regulatorische Herausforderungen hin. Da bei virtuellen PPA keine physische Stromlieferung erfolgt, stufen Aufsichtsbehörden diese Verträge häufig als Energiederivate beziehungsweise Finanzinstrumente ein. Für Unternehmen könne dies zusätzliche Anforderungen an Bilanzierung, Risikomanagement und Finanzberichterstattung mit sich bringen.

Corinna Enders, Vorsitzende der Geschäftsführung der Dena, betont die wachsende Bedeutung dieses Marktsegments. Der marktgetriebene und ungeforderte Ausbau der erneuerbaren Energien über PPA werde laut Enders immer wichtiger. Virtuelle PPA seien in Deutschland und Europa bislang jedoch wenig verbreitet und wegen ihrer vertraglichen Struktur komplex. Das neue Vertragsmuster solle die Transaktionskosten senken und das Modell für mehr Unternehmen branchenübergreifend zugänglich machen.

Begleitdokumente zur Unterstützung

Um Anwendern eine bessere Entscheidungsgrundlage zu bieten, hat die Marktoffensive das Vertragsmuster mit mehreren Begleitdokumenten ergänzt. Diese erläutern nach Angaben des Projekts die Unterschiede zwischen physischen und virtuellen PPA, stellen deren jeweilige Vor- und Nachteile gegenüber und gehen auf rechtliche Fragen ein. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf bilanziellen und finanzrechtlichen Aspekten.

An der Ausarbeitung des Vertragsmusters und der Begleitdokumente waren externe Partner beteiligt. Laut

der Marktoffensive wirkten die Anwaltskanzleien DLA Piper und Gunnercooke sowie die Beratungsunternehmen Pexapark und Deloitte an den Unterlagen mit.

Das **Dena-Vertragsmuster für vPPA** steht im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Industrie sorgt sich zunehmend um Stromversorgung



Quelle: Shutterstock / katjen

WIRTSCHAFT. Eine Amprion-Umfrage zeigt, dass viele Industrieunternehmen die Stromversorgung positiv bewerten, aber eine Verschlechterung befürchten. Der Netzbetreiber schreibt einen 12-Punkte-Plan.

Mehr als zwei Drittel der Industrieunternehmen in Deutschland schätzen die aktuelle Sicherheit ihrer Stromversorgung als „gut“ oder „sehr gut“ ein. Gleichzeitig erwarten 43 Prozent der Betriebe, dass sich die Versorgungslage künftig verschlechtern könnte. Das geht aus einer repräsentativen Befragung von 500 Entscheiderinnen und Entscheidern aus Industrieunternehmen mit mehr als 1.000 Beschäftigten hervor. Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Amprion aus Dortmund hatte die Umfrage beim Meinungsforschungsinstitut Civey in Auftrag gegeben.

Neben der Sorge vor externen Angriffen auf die Energieinfrastruktur wächst laut der Befragung vor allem die Angst vor einer möglichen Strommangellage. Auch ein verzögerter Netzausbau bereitet vielen Unternehmen Sorgen. Entsprechend fordern zahlreiche Betriebe nicht nur einen besseren Schutz der Strominfrastruktur, sondern vor allem mehr Tempo beim Bau neuer Kraftwerke und Stromleitungen. So sprechen sich 59 Prozent der Befragten für einen beschleunigten Netzausbau aus.

„Unsere Umfrage zeigt: Versorgungssicherheit ist für viele Unternehmen keine Selbstverständlichkeit mehr“, kommentiert Amprion-CEO Christoph Müller die Umfrageergebnisse. Resilienz werde für die Industrie zunehmend wichtiger. Versorgungssicherheit bestehe jedoch aus mehreren ineinandergreifenden Elementen, so Müller weiter.

12-Punkte Plan entworfen

Vor diesem Hintergrund hat Amprion einen 12-Punkte-Plan vorgelegt. Der Maßnahmenplan benennt aus Unternehmenssicht zentrale Hebel für ein sicheres Stromsystem und richtet konkrete Vorschläge an Politik und die Branche. Einen Schwerpunkt legt Amprion auf die gesicherte Leistung. Eine verlässliche Stromversorgung könne nur gelingen, wenn ausreichend Kraftwerkskapazitäten und Übertragungskapazitäten zur Verfügung stünden.

Die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung bezeichnet Müller als wichtigen Schritt, knüpft diesen jedoch an klare Bedingungen. Entscheidend sei, dass die geplanten Kraftwerke bis Anfang der 2030er Jahre tatsächlich gebaut würden und zuverlässig Strom lieferten. Übergangsweise sollten mögliche Versorgungslücken nach Einschätzung von Amprion durch einen Weiterbetrieb der Kraftwerksreserven über das Jahr 2031 hinaus abgesichert werden.

Angesichts des hohen Bedarfs hält Amprion zusätzlich zu den vorgesehenen 12.000 MW neuer gesicherter Leistung einen dauerhaften Kapazitätsmarkt für notwendig. Die Übertragungsnetzbetreiber unterstützen nach eigenen Angaben eine zügige Umsetzung des neuen Strommarktdesigns.

Politik muss ÜNB handeln lassen

Ein weiterer Schwerpunkt des Maßnahmenplans betrifft die Netzdienlichkeit von Anlagen. Erneuerbare-Energien-Anlagen sollten mittelfristig vollständig in den Strommarkt integriert werden. Anlagen müssten auf Preissignale reagieren, in kritischen Situationen müssten Anlagen für die Netzbetreiber steuerbar sein, betont Müller.

Auch Batteriespeicher bewertet Amprion als wichtiges Element für den Strommarkt. Gleichzeitig könnten Speicher bestehende Netzengpässe verschärfen oder neue Engpässe verursachen, was zu höheren Redispatch-Kosten führen würde. Deshalb fordert das Unternehmen neue Regeln, um ein netzdienliches Verhalten von Speichern sicherzustellen.

Ähnliche Anforderungen sieht Amprion bei neuen Großverbrauchern wie Elektrolyseuren. Diese müssten so in das System integriert werden, dass die Stabilität des Stromnetzes gewährleistet bleibt. Entsprechende Vorgaben sollten in den technischen Anschlussregeln verankert werden. Entwürfe dazu lägen der EU-Kommission bereits vor und müssten nun zeitnah verabschiedet werden. Entscheidend sei eine zügige und konsequente Umsetzung der Maßnahmen, um die Versorgungssicherheit in Deutschland auch über das Jahr 2030 hinaus verlässlich aufrechtzuerhalten.

Meistro-Umfrage mit ähnlichen Ergebnissen

Auch die Meistro-Gruppe fand in einer aktuellen Studie, dass rund die Hälfte der Mittelständler die deutsche Energiepolitik kritisch bewertet. Die Unternehmen setzen zunehmend auf eigene Lösungen, um ihre Energieversorgung zu sichern. Fast jeder zweite Entscheider nennt demnach die unklare Kostenlage und fehlende Planungssicherheit im Energiebereich als zentrale Investitionshemmnisse.

40 Prozent der Unternehmen hatten laut Umfrage in den vergangenen 12 Monaten Probleme mit ihrer Energieversorgung. Ein Viertel der Befragten habe die Energieversorgung bereits optimiert, um Kosten zu senken und die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Für die Studie hat das Energieunternehmen Meistro in Zusammenarbeit mit dem Marktforschungsinstitut You Gov 400 Entscheider aus dem Mittelstand befragt. Die Befragung erfolgte im Oktober 2025.

Der [12-Punkte-Plan von Amprion](#) steht als PDF zum Download bereit. // [VON SUSANNE HARMSSEN](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Bundeskartellamtschef Andreas Mundt mit Moderator Michael Bauchmüller beim Führungstreffen Energie 2026. Quelle: Katia Meyer-Tien

Die Befreiung des gefangenen Kunden

E-WORLD. Mehr Transparenz, Änderungen im Kartellrecht: Der Präsident des Bundeskartellamts hat einige Ideen, wie der Fernwärmemarkt in Deutschland reformiert werden könnte

Der Präsident des Bundeskartellamts ist unzufrieden. „In der Fernwärme gibt es zwar nur noch selten einen Anschluss- und Benutzungszwang“, sagte Andreas Mundt beim Führungstreffen Energie im Vorfeld der E-world in Essen. „Aber die Wechselkosten sind in der Regel so hoch, dass man sie als prohibitiv bezeichnen muss. Die Kunden sind ihrem Anbieter ausgeliefert.“ Eine funktionierende Aufsicht gebe es nicht. „Es ist aus meiner Sicht nicht haltbar, dass wir einen solchen Bereich mit gefangenen Kunden haben, wo es keine echte Aufsicht gibt. Das kann nicht die Zukunft sein“.

Für die Vorschläge, die die Monopolkommission in ihrem jüngst erschienenen Sektorgutachten zur Verbesserung der Situation auf dem Fernwärmemarkt macht, hat er dennoch nicht allzu viel übrig: Ein Durchleitungsmodell, wie man es von Strom oder Gas kennt, könne er sich im Fernwärmemarkt nicht vorstellen – schon aufgrund der physikalischen Gegebenheiten in den Kommunen sei das kaum umsetzbar.

Und eine Price-Cap-Regulierung mit einer wie auch immer gestalteten Preisobergrenze hält Mundt zwar für machbar, aber für wenig zielführend – schreibt doch die Monopolkommission selber, dass sie davon ausgeht, dass diese Obergrenze so gestaltet werde, dass der Großteil der Anbieter seine Fernwärme ohnehin unterhalb dieser Benchmarkpreise anbieten könne.

Allerdings, warnt Mundt, könne eine solche Price-Cap für günstige Anbieter ein Anreiz sein, ihre Preise dem Höchstpreis anzugleichen. Ohnehin, führt Mundt aus, sage der Preis allein kaum etwas über möglichen Missbrauch aus: Auch ein Preis unterhalb des Price-Caps könne deutlich überhöht sein.

Und auch ein regulierter Preis sei keine Option: Man habe es bei der Fernwärme in Deutschland mit etwa 4.000 Netzen zu tun, mit Leitungslängen von weniger als einem Kilometer bis mehr als 800 Kilometern, unterschiedlichen geografische Gegebenheiten, mal einem, mal 16.000 Anschlüssen, manchmal nur wenige Haushalte, manchmal große Industriekunden, verschiedenste Erzeuger: „Bei aller Liebe: Wir trauen dem Staat heute ja beinahe alles zu. Aber das wäre wirklich ein Experiment, das zum Scheitern verurteilt

wäre“, sagte Mundt.

Mehr Transparenz, vereinfachte Verfahren

Was aber möglich sei: „Das ganze einer intelligenten kartellrechtlichen Regulierung zu unterwerfen“. Das würde allerdings voraussetzen, sagte Mundt, dass die Verfahren vereinfacht würden. Ein zentraler Punkt dabei wäre eine Definition der einzelnen Preiskomponenten und eine Veröffentlichungspflicht zentraler Unternehmens- und Strukturmerkmale: der Anteil der erneuerbaren Erzeugung beispielsweise, die Netz- und Kundenstruktur, klare Spartenzuweisungen. Das würde deutlich mehr Transparenz der Preisgestaltung bewirken.

Darüber hinaus sei auch eine Verbesserung des Kartellrechtes wünschenswert. Beim Vergleichsmarktkonzept –, das aufgrund der Heterogenität der Netze auf den Fernwärmemarkt nicht anwendbar sei, – müssten Unternehmen nachweisen, warum ihre Preise höher sind als die von Unternehmen in einem ähnlichen Marktumfeld. Bei der Kostenrechnung gelte das nicht. Da könne das Unternehmen sich zurücklehnen und auf den Nachweis des Kartellamts warten. „Hier wäre eine Beweislastumkehr außerordentlich hilfreich.“

Eine solche „passgenaue Aufsicht ohne zu viel Bürokratie“, die mit Daten arbeitet, die ohnehin vorhanden sind, könne auch die Akzeptanz erhöhen und damit den Ausbau der Fernwärme erleichtern. Er gehe davon aus, dass auch die Fernwärmeanbieter einen fairen Wettbewerb begrüßen würden: „Ich bin großer Fan von Adam Smith. Und ich bedauere das wahnsinnig, dass die Hand des Wettbewerbs leider unsichtbar ist.“

// VON KATIA MEYER-TIEN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Emissionshandel zwischen Fluch und Segen für die Industrie



Dekarbonisierung war ein Thema beim Führungstreffen zur E-world. Quelle: Volker Stephan

E-WORLD 2026. Im Spannungsfeld von Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit vollzieht sich die Dekarbonisierung der Industrie. Branchenvertreter forderten in Essen einen Prozess von „Maß und Mitte“.

Der europäische Emissionshandel (ETS) nehme für einige Industriebetriebe in Deutschland eine bedenkliche Entwicklung, beklagt der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI). Laut Vize-Hauptgeschäftsführer Holger Lösch sei mit dem ETS sozusagen eine Planbarkeit für den Untergang verbunden.

„Für manche Unternehmen besteht die Planungssicherheit darin, dass es im Rahmen des bestehenden ETS irgendwann für sie zu Ende geht“, sagte Lösch am 9. Februar auf dem „Führungstreffen Energie“, das traditionell am Tag vor dem Beginn der Leitmesse E-world energy & water in Essen stattfindet. Bei den geltenden Rahmenbedingungen, den Preisen je Tonne ausgestoßenen CO₂ und der überbordenden Regulatorik werde die Transformation der Unternehmen nicht gelingen. „Wir müssen den ETS neu kalibrieren“, so Lösch.

Zuvor hatte die Deutschland-Direktorin von Agora Energiewende, Julia Bläsius, eine Lanze für den Emissionshandel gebrochen. Er biete die geforderte Planbarkeit – und zwar in Deutschland über die kurze Dauer einer Legislaturperiode hinaus. Hohe Strompreise sieht Bläsius als Herausforderung für die Industrie, der ein auf drei Jahre befristeter Industriestrompreis bei Investitionsentscheidungen nicht helfe.

Staatliche Unterstützung für H2-Hochlauf gefordert

Eine wirkungsvolle Unterstützung müsse anders aussehen. Dauerhaft niedrige Strompreise etwa seien durch immer mehr erneuerbare Energien im System zu erreichen. Gleichzeitig müsse der Ausbau von Netzen und Anschlüssen erfolgen, um die für Dekarbonisierung und Elektrifizierung erforderliche Infrastruktur vorzuhalten. Und schließlich müsse Wasserstoff als Gas der Zukunft billiger werden, damit zum Beispiel Stahlhersteller emissionsfrei produzieren können. Wasserstoff günstiger zu machen, das müsse „der Staat sich mit einem Unterstützungsprogramm leisten“ können.

BDI-Funktionär Holger Lösch warb für ein pragmatisches Herangehen, weil Extremvorstellungen wie die „All electric society“ oder die „Net zero“-Vorgaben für klimaneutrales Produzieren von Unternehmen gescheitert seien. „Das hätten wir uns alles sparen können“, so Lösch, es habe sich dabei um einen Kulturkampf, um „Krampf“ gehandelt. Er forderte bei der Dekarbonisierung „Augenmaß, Technologieoffenheit und Kosteneffizienz“.

Zum Thema Wasserstoff sagte Lösch, dass die Systemkosten aktuell viel zu hoch seien. „Wenn wir Wasserstoff heute genau so fördern würden wie die erneuerbaren Energien ab Ende der 90er-Jahre, wo wären wir da heute“, fragte er rhetorisch. Es brauche eine Skalierung, um die Gestehungskosten auf ein „ultimativ niedriges“ Niveau zu drücken. „Die Industrie sperrt sich doch nicht“, sagte er, sie habe extrem viel investiert und benötige jetzt wirksame Rahmenbedingungen.

Für den Gas-Großhändler Sefe erinnerte Hamead Ahrary daran, dass der Bedarf an Gas auf lange Sicht nicht abflachen werde. „Das ist Fakt. Und wir müssen auf absehbare Zeit weiter Gas liefern“, so der Sefe-Vertriebsvorstand. Gleichwohl folge Sefe auch dem „Kundenwunsch“ und treibe Alternativen voran, wie etwa ein Wasserstoffnetz. Eine 400 Kilometer lange Leitung sei in Mecklenburg-Vorpommern bereits in Betrieb.

Allerdings sei Sefe beim Wasserstoff mit Pipeline und Kernnetz in Vorleistung gegangen. Das Produkt H2 selbst müsse für die Industriekunden bezahlbar werden, damit die Investitionen sich irgendwann auszahlten. Auch müssten die Rahmenbedingungen besser werden, damit Industriekunden sich langfristig für die Dekarbonisierung entscheiden können. Angesichts vieler Unternehmensentscheidungen, Wasserstoff-Projekte zurückzustellen, ließ Ahrary mit einer Aussage Interpretationsspielraum offen: „Das Thema H2 ist bei uns noch nicht weg.“ // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Realtime-Pricing in der Realität



Quelle: sag

E-WORLD 2026. Wie kann man Großhandelsmärkte und Endkundenmärkte stärker zusammenführen? Das Realtime Pricing könnte eine Möglichkeit sein.

„Bridging Wholesale and Retail“ lautet der Titel eines Panels auf der E-world. Es zeigte sich unter den Diskutanten, dass es prinzipiell schon möglich sei, die beiden Märkte besser zu verzahnen. Vor allem die Technik müsste weiterentwickelt werden.

Im Mittelpunkt standen Echtzeitpreise, lokale Preissignale, die Rolle von Day-Ahead- und Terminmärkten sowie die Frage, welche digitale Infrastruktur nötig ist, um neue flexible Verbraucher und dezentrale Akteure in Märkte zu integrieren.

Karsten Neuhoff von der TU Berlin sieht mit Blick auf den Endkunden durchaus Chancen bei der

Vermarktung von Kapazitäten in Echtzeit. So seien beispielsweise dynamische Tarife ein geeignetes Instrument, um kurzfristige Flexibilität zu aktivieren und zugleich Redispatch zu reduzieren. Engpässe und Systemzustände würden schneller in Preissignalen abgebildet.

Allerdings: Mit wachsender Flexibilität auf der Nachfrageseite – etwa durch steuerbare Lasten – entstehe der Anspruch beim Kunden, dafür eine Vergütung zu erhalten. Zugleich gehe es darum, so Neuhoff, Preisunterschiede zwischen Regionen oder Netzzonen zu managen, ohne Endkunden mit sprunghaften Differenzen zu belasten.

Gleichwohl bleibe der Day-Ahead-Markt wichtig, weil er die gebündelte Nachfrage und das Angebot koordiniert und so Planungssicherheit für den Folgetag liefert. Auch die langfristigen Handelsprodukte seien weiterhin wichtig für die Absicherung von Preisrisiken.

Jens Strüker von der Universität Bayreuth betonte, dass nicht nur das Marktdesign entscheide, sondern beim Realtime Pricing vor allem die digitale Infrastruktur. Für dezentrale Marktplätze brauche es handelbare Produkte, verlässliche Daten und eindeutige Identifikationen neuer Teilnehmer wie Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen.

In der aktuellen Systemlandschaft gebe es zwar viele Beteiligte – Erzeuger, Messstellenbetreiber, Netzbetreiber und weitere –, doch Daten- und Prozessketten seien nicht durchgängig verbunden. Hohe Kosten für Datentransfer, Abrechnung und Zahlungsvorgänge erschwerten kleinteilige Transaktionen. Strüker verwies darauf, dass die Konzepte für Realtime Pricing und automatisierte Reaktionen grundsätzlich vorhanden seien, es aber an skalierbaren Standards, Schnittstellen und effizienten Abwicklungssystemen fehle.

Saber Talari von der Universität Köln ergänzte die Perspektive aus Sicht dynamischer Endkundenpreise. Er verwies auf Erfahrungen aus anderen Ländern und auf die Notwendigkeit, Kunden nicht zu überfordern. Voraussetzung seien transparente, faire Abrechnung, Verständlichkeit und Schutzmechanismen, damit Kunden angemessen reagieren können.

Talari nannte in dem Zusammenhang Energiegemeinschaften, in denen lokal gehandelt wird. In Energiegemeinschaften, wie sie in Schweden ausprobiert werden, würden Haushalte und kleinere Akteure ihre Kapazitäten vor Ort bündeln und so Beiträge zu Systemdienstleistungen leisten, etwa im Regelenergiemarkt. Allerdings müssten Aggregation und Marktzugang in der Energiegemeinschaft sauber organisiert sein.

Jochen Kreusel von Hitachi stellte den Bezug zur technischen Realität her. Er beschrieb eine Lücke zwischen dem, was technisch möglich ist, und dem, worüber im Marktdesign häufig diskutiert wird. Früher sei das System nach dem Handel über Regelenergie „geradegezogen“ worden.

Heute gebe es deutlich mehr Akteure und Anforderungen mit eigenen Interessen, während Teile der Infrastruktur und Prozesse weiterhin auf ältere Marktlogiken ausgerichtet seien. Daraus leitete er den Bedarf ab, Kapazitäten und Netzrestriktionen stärker vorausschauend zu steuern und Preissignale so zu gestalten, dass sie physikalische Grenzen berücksichtigen. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Erfolgreiche Migration von 21.000 Smart Metern zu EnBW



Die GWA-Wechsel-Teams von Enercity Netz und EnBW Utility Services. Quelle: Enercity / Jannis Bach

SMART METER. Enercity Netz hat im Netzgebiet Hannover rund 21.000 Smart Meter und 13.000 Gateways zu EnBW Utility Services migriert, um den Smart-Meter-Rollout und den Systembetrieb weiterzuführen.

Enercity Netz und EnBW Utility Services haben den nach eigenen Angaben bislang größten Wechsel eines Gateway-Administrators (GWA) für Smart-Meter-Gateways in Deutschland abgeschlossen. Laut Enercity Netz, dem Netz- und Messstellenbetreiber mit Sitz in Hannover, wurden nahezu 21.000 intelligente Messsysteme sowie mehr als 13.000 Smart-Meter-Gateways erfolgreich in die Systeme von EnBW Utility Services überführt.

Der Wechsel erfolgte parallel zum laufenden Smart-Meter-Rollout in Hannover und der Region. Enercity Netz, eine hundertprozentige Tochter der Enercity AG in Hannover, verantwortet den Betrieb und die Weiterentwicklung der regionalen Strom- und Gasverteilnetze. Mit der Migration hat das Unternehmen zugleich den Wechsel des Dienstleisters und des IT-Systems vollzogen.

Gute Bilanz der Migration

Nach Angaben von Enercity Netz dauerte die sogenannte Freeze-Phase, in der keine Änderungen an den Systemen vorgenommen werden, acht Wochen. Die Verlustquote habe bei rund zwei Prozent gelegen. Stefanie Krüger, Bereichsleitung Meter2Cash bei Enercity Netz, ordnet das Ergebnis im Vergleich zur Branche ein. In ähnlichen Projekten lägen Freeze-Phasen häufig zwischen vier und acht Monaten, die Verlustquoten zwischen acht und zehn Prozent, sagte Krüger laut Unternehmensmitteilung.

Seit Abschluss der Migration übernimmt EnBW Utility Services die zentrale Administration und den Betrieb der Smart-Meter-Gateways. Die EnBW Utility Services sind eine Geschäftseinheit der EnBW Energie Baden-Württemberg in Karlsruhe und bieten Dienstleistungen für Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerke an. Dazu zählen laut EnBW unter anderem der Betrieb intelligenter Messsysteme und die sichere Übertragung von Messdaten.

Intelligente Netze im Wachsen

Diese Messdaten bilden nach Angaben der Unternehmen die Grundlage für Anwendungen wie dynamische Stromtarife sowie für eine flexiblere und effizientere Steuerung der Verteilnetze. Enercity Netz setzt dabei künftig auf ein zentrales und automatisiertes Störungsmanagement. Der Systemwechsel ermögliche zudem weitere Funktionen für den Ausbau intelligenter Netze, teilte das Unternehmen mit.

Krüger betont die Bedeutung der Gateway-Administration für den Rollout. Eine sichere und zuverlässige Administration sei Voraussetzung dafür, dass der flächendeckende Einbau intelligenter Messsysteme seinen Nutzen entfalten könne. EnBW Utility Services sei als einer der größeren Anbieter in diesem Bereich ein geeigneter Partner, um hohe Stückzahlen zu bewältigen und stabile Prozesse sicherzustellen, sagte sie.

Steuerebare Verbraucher noch in diesem Jahr einbinden

Auch EnBW bewertet das Projekt positiv. Steffen Reitz, Bereichsleitung Dienstleistungen Netze BW und Shared Services bei EnBW, bezeichnete die Gateway-Administration als zentralen Baustein jeder Smart-Energy-Infrastruktur. Die Migration der Smart Meter sehe EnBW als Auftakt für eine weitere Zusammenarbeit, etwa bei der Einbindung zusätzlicher Anwendungen.

Konkret planen die Partner, künftig auch steuerbare Verbrauchseinrichtungen in die Systeme einzubinden.

Dazu zählen nach Unternehmensangaben sogenannte Controllable Local Systems wie Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen oder Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge. Über spezielle CLS-Management-Systeme sollen diese Anlagen gezielt gesteuert werden, um Lastspitzen im Netz zu reduzieren.

Die Einführung dieser Funktion soll noch in diesem Jahr beginnen. Krüger verweist darauf, dass Enercity Netz damit nicht nur gesetzlichen Vorgaben für Messstellenbetreiber nachkomme. Ziel sei es auch, erneuerbare Energien besser in das Netz zu integrieren, die Flexibilität zu erhöhen und die Stabilität der Versorgung in Hannover und der Region zu stärken. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Österreich: Staatsgarantien für Energie-Infrastruktur-Bau



Quelle: Fotolia / Yul

STROMNETZ. Insgesamt übernimmt das Finanzministerium ohne Laufzeitbegrenzung Garantien über 2 Milliarden Euro. Diese betreffen bis zu 80 Prozent der Kosten für die einzelnen Vorhaben.

Österreichs Finanzministerium (BMF) stellt Garantien über maximal 2 Milliarden Euro für die Finanzierung neuer Stromleitungen, Umspannwerke, Speicherkapazitäten und Kraftwerke zur Verfügung. Ein zeitliches Limit für die Antragsstellung hinsichtlich der Garantien sowie für die Umsetzung der Vorhaben gibt es nicht, hieß es auf Anfrage der Redaktion. Gewährt werden die Haftungen für bis zu 80 Prozent der Investitionskosten der jeweiligen Projekte.

Diese müssen dem BMF zufolge „den Standort stärken“. Die Stromversorger sowie die Netzgesellschaften haben aufgrund dieser nicht unter das Beihilfenrecht der EU fallenden staatlichen Unterstützungen die Chance auf „günstige langfristige Finanzierungsbedingungen sowie niedrigere Gesamtkosten“. Laut dem Finanzministerium erwartet sich die Bundesregierung in der Folge eine Verringerung der „Netznutzungskosten für private und gewerbliche Abnehmer“ elektrischer Energie.

Übernommen werden die Garantien auch für 80 Prozent des für die Finanzierung von Netzausbauprojekten verwendeten Mezzaninkapitals, einer Mischform aus Eigen- und Fremdkapital. Beispiele dafür sind „stille“ Beteiligungen und nachrangige Kredite. Als Partner des Finanzministeriums fungiert die Oesterreichische Kontrollbank (OeKB), eine Privatbank im Eigentum österreichischer Kommerzbanken, die auf Exportfinanzierungen spezialisiert ist.

Milliarden an Investitionen

Wie mehrfach berichtet, planen allein die österreichischen Übertragungs- sowie Verteilnetzgesellschaften, bis 2040 rund 44 Milliarden Euro in ihre Infrastrukturen zu investieren. Dies gilt als notwendig für die massive „Elektrifizierung“ der Wirtschaft, die erforderlich ist, um das für 2040 angestrebte Ziel der „Klimaneutralität“ Österreichs zu erreichen.

Immer wieder gab es Vorschläge, die nötigen Mittel aufzubringen, ohne die Netzgebühren für die Endkunden in unerwünschtem Maße steigen zu lassen. Ventiliert wurde unter anderem die Idee eines staatlichen Infrastrukturfonds, der aber wegen der schwierigen Budgetlage kaum darstellbar ist.

Die Überlegung wiederum, den Fonds durch eine Abschöpfung der Gewinne der im Eigentum der Bundesländer befindlichen Energieversorger zu speisen, ist nicht zielführend: Bereits jetzt strecken diese Unternehmen den in ihrem Besitz befindlichen Verteilnetzgesellschaften die erforderlichen Beträge vor und

erhalten sie über die Netzgebühren von diesen wieder zurück. Ein so gestalteter Fonds brächte daher keinen erkennbaren Nutzen. // VON KLAUS FISCHER

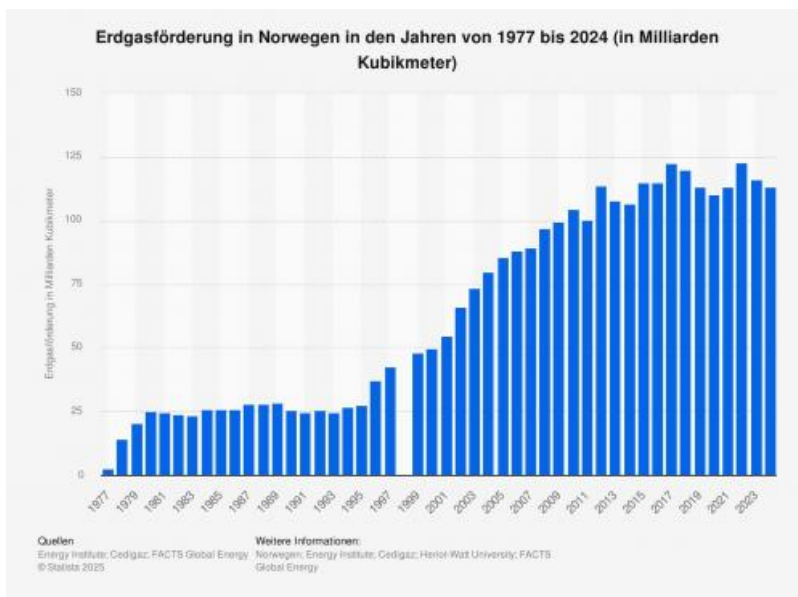
[^ Zum Inhalt](#)

Erdgasförderung in Norwegen von 1977 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 Erdgasförderung in Norwegen in den Jahren von 1977 bis 2024. Die Werte sind in Milliarden Standardkubikmeter (gemessen bei 15 Grad Celsius und 1.013 mbar) angegeben. Da die Daten mit Hilfe eines Standardumrechnungsfaktors direkt von Tonnen Öläquivalent abgeleitet wurden, entspricht die angegebene Menge nicht immer den in den jeweiligen Länderstatistiken genannten Gasmengen. Nicht berücksichtigt wurden Fackelgas und Recyclinggas. Im Jahr 2024 betrug die Erdgasförderung in Norwegen rund 113 Milliarden Kubikmeter. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK

Bayerns Wirtschaftsminister Hubert Aiwanger (Mitte) gratuliert Vertretern der Unternehmen HyTACC GmbH und CryoTest GmbH zu den Förderbescheiden. Quelle: StMWi / Aneta Ufert

Finanzspritze für Wasserstoff-Zentrum in Niederbayern

FINANZIERUNG. Der Bund unterstützt den Aufbau eines H2-Technologiezentrums in Niederbayern mit 54 Millionen Euro. Die Förderzusage wurde nun für den Standort Pfeffenhausen offiziell übergeben.

Mit einer Förderzusage in Höhe von 54 Millionen Euro erhält das Wasserstoff-Technologie-Anwenderzentrum in Pfeffenhausen nahe Landshut (Bayern) finanzielle Unterstützung aus Bundesmitteln. Zusätzlich stellt der Freistaat Bayern bis zu 10 Millionen Euro für den Erwerb und die Erschließung des Geländes bereit. Dies gibt das Bayerische Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie bekannt. Das Zentrum in Pfeffenhausen soll Prüf-, Test- und Zertifizierungsinfrastrukturen für Wasserstofftechnologien aufbauen und sich auf Anwendungen im Mobilitätsbereich konzentrieren (wir berichteten).

Bundesverkehrsminister Patrick Schnieder (CDU) überreichte die Förderzusage an die Projektbeteiligten. Anwesend war auch Bayerns Wirtschaftsminister Hubert Aiwanger (Freie Wähler), der die Bedeutung des Standorts für den Hochlauf der Wasserstoffmobilität betonte. Laut Aiwanger ermöglichen die Bundesmittel gemeinsam mit den Landeszuwendungen den Aufbau der Grundinfrastruktur sowie spezieller Test- und Prüfeinrichtungen für Komponenten in den Bereichen Tank, Betankung und Antrieb. Diese Infrastruktur richte sich insbesondere an kleine und mittlere Unternehmen, Start-ups sowie an Zulieferer, die an wasserstoffbasierten Mobilitätslösungen arbeiten. Ziel sei es, Unternehmen bei der technologischen Entwicklung und Markteinführung zu unterstützen.

Eine zentrale Rolle spiele dabei auch die wissenschaftliche Begleitung. In Pfeffenhausen arbeiten mehrere Hochschulen zusammen, darunter die Technische Hochschule Ingolstadt, die Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg sowie die Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut. Nach Darstellung des Ministeriums bringt dieser Forschungsverbund wissenschaftliche Expertise direkt an den Standort und soll den Wissenstransfer zwischen Forschung und Industrie fördern.

Einbindung in bundesweites Wasserstoffnetz

Das Wasserstoff-Technologie-Anwenderzentrum in Pfeffenhausen ist Teil des vom Bund initiierten

Innovations- und Technologiezentrums Wasserstoff. Dieses Konzept sieht mehrere dezentrale Standorte in Deutschland vor, an denen Prüf- und Entwicklungsinfrastrukturen für Wasserstofftechnologien entstehen. In einem Wettbewerb im Jahr 2020 wählte der Bund neben Pfeffenhausen die Standorte Duisburg, Chemnitz sowie den norddeutschen Verbund Bremen, Bremerhaven, Hamburg und Stade aus.

Für jeden dieser Standorte sind laut Bundesvorgaben Fördermittel von bis zu 72,5 Millionen Euro vorgesehen. In Pfeffenhausen verteilt sich die nun zugesagte Fördersumme von 54 Millionen Euro auf Teilprojekte von fünf bayerischen Akteuren. Dazu zählen die Unternehmen HyTACC und CryoTest sowie die beteiligten Hochschulen in Regensburg, Ingolstadt und Landshut.

Inhaltlich liegt der Schwerpunkt des Zentrums auf der Entwicklung und Erprobung von Komponenten für Tanksysteme, Betankungstechnik und Antriebslösungen. Der Fokus richtet sich dabei insbesondere auf schwere Nutzfahrzeuge, Personenwagen und kleinere Flugzeuge. Zudem soll das Zentrum Wasserstoff in unterschiedlichen Zustandsformen bereitstellen, darunter gasförmig, flüssig sowie in kryogen verflüssigter Form.

Die Versorgung des Standorts mit Wasserstoff erfolgt über einen Elektrolyseur mit einer Leistung von 5 MW, der sich in unmittelbarer Nähe befindet. Nach Angaben des Ministeriums nahm die Anlage bereits im Jahr 2024 den Betrieb auf. Sie erzeugt grünen Wasserstoff und bildet damit eine wichtige Grundlage für den praktischen Betrieb der Test- und Prüfinfrastruktur.

Mit dem Aufbau des Zentrums verfolgt der Freistaat das Ziel, industrielle Anwendungen von Wasserstofftechnologien zu beschleunigen und die regionale Wertschöpfung zu stärken. Gleichzeitig soll der Standort in die Lage versetzt werden, technische Standards mitzuentwickeln, die über Bayern hinaus Anwendung finden können. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Verbund

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

[Mehr erfahren!](#)

Elektrolyseur-Hersteller schlagen Alarm



Quelle: Shutterstock / Scharfsinn

WASSERSTOFF. Sechs Elektrolyseur-Hersteller fordern in einem gemeinsamen Manifest von der EU-Politik mehr Unterstützung für ihren Industriezweig.

Die Bilanz ist ernüchternd. In den zurückliegenden 18 Monaten seien in Europa mindestens 80 Prozent der Projekte zur Herstellung von grünem Wasserstoff gestoppt worden. Eine neue Allianz europäischer Elektrolyseurhersteller schlägt vor diesem Hintergrund Alarm. Aktuell befänden sich demnach Anlagen mit einer Leistung von zusammen nur 2.800 MW im Bau. Um die Ziele der europäischen Erneuerbaren-Richtlinie (RED III) zu erreichen, seien bis zum Jahr 2030 wenigstens 25.000 MW an installierter Kapazität nötig, schreibt die Allianz „Electrolysers for Europe“ in einem nun veröffentlichten Manifest. Hinter dem neuen Zusammenschluss stehen die deutschen Produzenten Thyssenkrupp Nucera, Sunfire sowie ITM Power aus Großbritannien, John Cockerill aus Belgien, Topsoe aus Dänemark und Nel aus Norwegen.

Die Unternehmen appellieren an die EU, die Elektrolyseur-Industrie ins Zentrum ihrer Industriepolitik zu stellen. Es gehe darum, Investitionen zu mobilisieren und Markteinführung der Technologie zu unterstützen. Viele Projekte würden eingefroren, da es an klaren Nachfragesignalen mangle, die Finanzierung am Kapitalmarkt schwierig sei und grüner Wasserstoff vergleichsweise teuer sei. Verschärfend kämen regulatorische Unsicherheit hinzu, kritisiert die Allianz und verweist beispielhaft auf Vorgaben für Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO). In manchen Fällen könnten diese Anforderungen die Kosten für RFNBO-Wasserstoff in Europa verdoppeln und damit Geschäftsmodelle zerstören, heißt es.

Unternehmen: RED III schnell in nationales Recht umsetzen

Die Allianz fordert in ihrem 13-seitigem Manifest die Umsetzung von RED III in nationales Recht. Dies sei notwendig, „um eine vorhersehbare, politisch unterstützte Nachfrage zu schaffen“. In 25 von 27 Mitgliedstaaten ist das noch nicht geschehen. „Ohne eine schnelle und konsistente Umsetzung droht der europäische RFNBO-Markt zu fragmentieren, und der Hochlauf des Elektrolysesektors wird hinter den Erwartungen zurückbleiben“, heißt es weiter.

Weiterer zentraler Punkt des Papiers ist die Forderung nach einer EU-Finanzierungsplattform für RFNBO- und CO₂-armen Elektrolyse-Wasserstoff. Die Allianz schlägt vor, die „Hydrogen Bank und zukünftige Instrumente zu einer One-Stop-Shop-Lösung zusammenführen, um Kostenlücken zu überbrücken, den Ausbau zu beschleunigen und gleichzeitig die Resilienz zu stärken“.

Überdies gelte es, die in Europa angesiedelte Produktion zu abzusichern. Das Merkmal „Made in Europa“ gelte es im Netz Zero Industry Act und Industrial Accelerator Act und künftigen Regulierungen einzuführen und zu stärken. Die sechs Unternehmen plädieren dafür, die Herstellung von Elektrolyseuren und die Lieferketten für kritische Komponenten in Europa zu „verankern, um die Resilienz zu erhöhen und die Abhängigkeit von Ausrüstungen aus Drittstaaten zu reduzieren“.

Das Manifest der „**Electrolysers for Europe**“ steht im Internet bereit. // **VON MANFRED FISCHER**

[^ Zum Inhalt](#)

Innovative Direktvermarktung für Erneuerbare



Quelle: Shutterstock / lovelyday12

REGENERATIVE. Die Stadtwerke Kiel und „getproject“ haben einen langfristigen Rahmenvertrag zur Direktvermarktung von Wind- und Photovoltaikanlagen unterzeichnet.

Das für die Branche innovative Dienstleistungs-Konzept, wie es in einer Mitteilung der Stadtwerke Kiel heißt, biete mehrere Vorteile: Zum einen maximiere der Anlagenbetreiber seine Erträge durch eine transparente und faire Vermarktungsstrategie. Andererseits umfasst der Rahmenvertrag eine Mindestvertragslaufzeit von mehreren Jahren, was den Aufwand für jährliche Ausschreibungen beim Betreiber deutlich reduziere.

„Mit unserem neuen Angebot bieten wir über die standardisierte Direktvermarktung hinaus eine weitere Dienstleistung an, und dies sowohl für geförderte Anlagen aus dem Marktprämienmodell als auch für Anlagen, deren Förderung aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ausgelaufen ist. Für die Erlössicherheit bei Getproject vereinbaren wir jedes Jahr gemeinsam einen Referenzpreis als Benchmark“, erklärte dazu Hubert Tschuschke, Bereichsleiter Portfoliomanagement Stadtwerke Kiel. Dieser wiederum diene als Grundlage für die Gewinnbeteiligung an den Erlösen der Energieanlagen, mit.

Transparente Vermarktungsstrategie

Für geförderte Wind- oder Photovoltaikanlagen wird der anzulegende Wert als Referenzpreis festgelegt. Bei nicht geförderten Anlagen wird ein marktgerechter Festpreis bis zu einem bestimmten Zeitpunkt im Vertrag als Referenzpreis definiert. Am Ende jedes Kalenderjahres erfolgt eine revisionssichere Berechnung der spezifischen Jahreserlöse jeder Anlage, die anschließend mit dem vereinbarten Referenzpreis verglichen werden. „Das neue Angebot der Stadtwerke Kiel stellt dem Betreiber die individuell vorgeschlagene Vermarktungsstrategie transparent dar und überlässt ihm weiterhin das letzte Wort bei der Entscheidung“, heißt es weiter.

Florian Burmeister, Geschäftsführer Getproject: „Der Mehrerlös wird gleichmäßig zwischen uns als Anlagenbetreiber und den Stadtwerken Kiel aufgeteilt. Sollte der Jahreserlös unter dem Referenzpreis liegen, trägt unser Partner das Preisrisiko. Lediglich für den administrativen Aufwand erhebt der Kieler Energieversorger ein vereinbartes Dienstleistungsentgelt.“

„Wir bieten bereits Betreibern von Photovoltaik- und Windkraftanlagen aus unserer Region die Dienstleistung der einfachen Direktvermarktung an. Nun rollen wir auch das neue Angebot aus“, so Tschuschke. Es unterstütze zudem die Marktintegration erneuerbarer Energien und stärke die Versorgungssicherheit. // **VON GÜNTER DREWNITZKY**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Shutterstock / Jacques Tarnero

Erstes PPA zwischen Thyssenkrupp und Statkraft

WINDKRAFT ONSHORE. Ein Industrieunternehmen bedient sich im Regal eines Erneuerbaren-Erzeugers. Thyssenkrupp und Statkraft haben eine Lieferung von 50 Millionen kWh Grünstrom vereinbart.

Im Jahr 2026 werden Thyssenkrupp Steel Europe AG und Statkraft erstmals zu Handelspartnern. Der Duisburger Stahlhersteller und die Deutschland-Tochter des norwegischen Energiekonzerns haben sich über einen Direktliefervertrag für Grünstrom, Power Purchase Agreement (PPA), verständigt.

Laut einer Mitteilung deckt Thyssenkrupp sich mit 50 Millionen kWh bei Statkraft ein. Ein Sprecher des norwegischen Staatsunternehmens sagte auf Anfrage dieser Redaktion, dass diese Liefermenge für das laufende Jahr vereinbart sei. Beide Seiten strebten allerdings eine langfristige Partnerschaft an.

Thyssenkrupp will die energieintensive und von hohen Emissionen begleitete Stahlproduktion schrittweise dekarbonisieren. Dafür hatte das Unternehmen bereits Mitte 2024 einen besonderen Abnahmevertrag abgeschlossen, der das Hagen-Hohenlimburger Stahlwalzwerk über eine Direktleitung an einen benachbarten Windpark anbindet (wir berichteten).

Beim Vertrag mit Statkraft handelt es sich um ein gewöhnliches PPA, also eine bilanzielle Versorgung mit Ökoenergie. Statkraft greift dabei auf die älteren Anlagen von fünf Windparks zurück, die bereits aus der Förderung gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefallen sind. Durch den Vertrag sei ihr wirtschaftlicher Weiterbetrieb garantiert, so Statkraft. Um welche Parks es sich handelt, ließ der Sprecher offen.

Der Chef der Abteilung Erzeugung bei Statkraft, Patrick Koch, spricht in der Mitteilung davon, Thyssenkrupp die weitere Dekarbonisierung „zu höchst wettbewerbsfähigen Konditionen“ zu ermöglichen. Das PPA trage ferner zu größerer Planungssicherheit und zur Absicherung gegen Preisschwankungen bei. Statkraft bezeichnet sich als einen der führenden Anbieter grüner PPA für die deutsche Industrie mit etwa 6 Milliarden kWh jährlich für diese Klientel. // **VON VOLKER STEPHAN**

[^ Zum Inhalt](#)

RWE investiert in Großbritannien



Quelle: Shutterstock / Jevanto Productions

REGENERATIVE. RWE erhält den Zuschlag für fünf Solarprojekte und für drei Onshore-Windprojekte in Großbritannien mit einer Gesamtkapazität von 290 MW.

Die britische Regierung hat die Ergebnisse der siebten Ausschreibungsrunde, der sogenannten AR7, für etablierte erneuerbare Technologien wie Onshore-Wind und Photovoltaik veröffentlicht. RWE sicherte sich für fünf Solarprojekte mit insgesamt 215 MW sowie für drei Onshore-Windprojekte mit 76 MW langfristige zweiseitige Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD). Die Solarprojekte erhielten Zuschläge für CfDs zu einem Preis von 65,23 Britischen Pfund (umgerechnet 74,92 Euro) je MWh, die Onshore-Windprojekte zu einem Preis von 82,97 Euro/MWh.

RWE betreibt in Großbritannien bereits Onshore-Windparks mit einer Gesamtkapazität von 730 MW an mehr als 30 Standorten. Nach der Inbetriebnahme ihrer ersten Solaranlage im Juni vergangenen Jahres – das Langford-Projekt in Devon – verfügt RWE nun über insgesamt vier in Betrieb befindliche Solaranlagen mit einer Gesamtkapazität von 185 MW im Vereinigten Königreich. Zusätzlich baut RWE derzeit neun weitere Solarprojekte in UK mit einer Gesamtkapazität von rund 440 MW sowie vier Onshore-Windparks mit 230 MW.

Katja Wünschel, CEO RWE Renewables Europe & Australia, erklärte dazu: „Dieser Erfolg stärkt unsere Projektpipeline in Großbritannien erheblich und unterstreicht die strategische Bedeutung des britischen Marktes für unser Erneuerbaren-Energien-Geschäft.“ // [VON GÜNTER DREWNITZKY](#)

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

[^ Zum Inhalt](#)

Dirk Thole übernimmt Führung der Stadtwerke Gütersloh



Quelle: Fotolia / s_l

PERSONALIE. Die Geschäftsführung der Stadtwerke Gütersloh wird neu besetzt. Ab 1. Juli dieses Jahr übernimmt Dirk Thole die Leitung des kommunalen Unternehmens.

Die Stadtwerke Gütersloh bereiten einen langfristig geplanten Führungswechsel vor. Nach Angaben der Stadtverwaltung Gütersloh hat der Rat der Stadt der Bestellung von Dirk Thole zum neuen Geschäftsführer zugestimmt. Zuvor hatte bereits der Aufsichtsrat des kommunalen Unternehmens die Personalentscheidung getroffen. Thole soll sein Amt am 1. Juli antreten.

Er folgt auf Dietmar Spohn, der die Stadtwerke seit Dezember 2024 interimistisch führt. Spohn hatte die Geschäftsführung übernommen, nachdem der damalige Geschäftsführer Ralf Libuda das Unternehmen Ende November 2024 verlassen hatte (wir berichteten). Nach Angaben der Stadtverwaltung schied Libuda planmäßig aus dem Amt aus. Um die Führung in der Übergangsphase zu sichern, bestellten Aufsichtsrat und Gesellschafter Spohn zunächst befristet und verlängerten seinen Vertrag später bis Ende Juni 2026.



Dirk Thole wird von Flensburg nach Gütersloh wechseln
Quelle: Andreas Große

Mit dem vergleichsweise langen Vorlauf bis zum Amtsantritt des neuen Geschäftsführers will die Stadt auf Kontinuität in der Unternehmensführung setzen. So soll Spohn bis zum Sommer 2026 im Amt bleiben und die Übergabe an seinen Nachfolger Thole vorbereiten. Die Stadtverwaltung spricht in diesem Zusammenhang von einem bewusst geplanten Übergangsprozess.

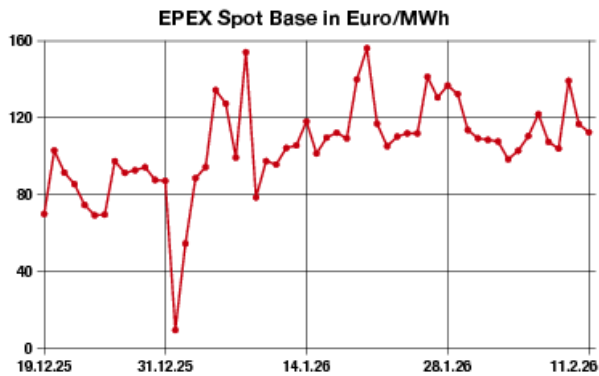
Dirk Thole bringt nach Angaben der Stadt umfangreiche Erfahrung aus der Energie- und Versorgungswirtschaft mit. Er kommt von den Stadtwerken Flensburg, wo er seit 2023 interimistisch Teil der Geschäftsführung war. Der norddeutsche Versorger hatte Thole nach der Trennung von Geschäftsführer Dirk Wernicke kurzfristig an Bord geholt. Thole war in verschiedenen leitenden Funktionen tätig und kennt nach Einschätzung von Aufsichtsrat und Gesellschaftervertretern die Herausforderungen kommunaler Versorgungsunternehmen. // VON DAVINA SPOHN

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

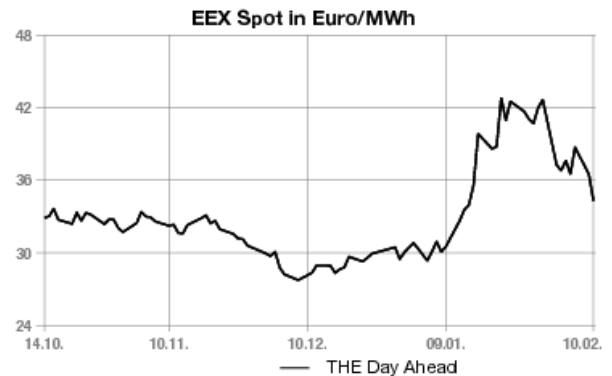
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Analysten besorgt über niedrige Gasspeicherstände



Quelle: E&M

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

Fast durch die Bank schwächer präsentierten sich die Energiemärkte am Berichtstag. Am Strommarkt gaben die kurzfristigen Kontrakte nach, belastet durch eine steigende Einspeiseleistung der Erneuerbaren und leicht überdurchschnittliche Temperaturen. Auch das lange Ende tendierte leichter. Deutlich unter Druck geriet der CO₂-Markt, wo die Preise wieder unter 80 Euro rutschten. Schwächere Gasnotierungen und politische Rahmenbedingungen sorgten für eine bearish geprägte Stimmung, technisch bleibt das Bild fragil. Erdgas verbilligte sich trotz weiterhin sehr niedriger Speicherstände, da mildere Wetterprognosen kurzfristig entlasteten.

Strom: Schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Berichtstag gezeigt. Der Day-ahead verlor im Base um 4,25 auf 112,75 Euro je Megawattstunde und im Peak um 2,00 auf 123,50 Euro je Megawattstunde. Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Mittwoch etwas höher ausfallen als noch am Dienstag. Am Donnerstag dürfte die Einspeiseleistung noch einmal ansteigen, bevor ab Freitag wieder rückläufige Werte erwartet werden. Am langen Ende des Strommarktes verlor das Cal 27 um 0,47 auf 82,75 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Mit deutlichen Verlusten und erneut unter der Marke von 80 Euro haben sich die CO₂-Preise am Dienstag gezeigt. Der Dec 26 verlor bis gegen 14.00 Uhr 1,67 auf 79,63 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 28,4 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 82,00 Euro, das Tief bei 78,49 Euro.

Am Dienstag zogen unter anderem die schwächeren Gaspreise die CO₂-Notierungen mit nach unten. Zudem verabschiedete das EU-Parlament das Klimaziel für 2040, das eine Senkung der Emissionen um 90 Prozent (ausgehend von 1990) vorsieht. Zwar hatte das Reduktionsziel bereits festgestanden, das überarbeitete Gesetz führt aber Flexibilitäten für die Mitgliedstaaten ein.

Die Analysten von Redshaw Advisors gehen davon aus, dass vor allem die klima- und geopolitischen Entwicklungen den CO₂-Markt weiterhin dominieren werden, mit einem klaren Fokus auf die Spannungen zwischen den USA und dem Iran im Nahen Osten. Entsprechend bleibe die Marktstimmung fragil, und die jüngste Schwächephase könne noch nicht als vollständig überwunden gelten.

Erdgas: Schwächer haben sich die europäischen Gaspreise am Dienstag präsentiert. Nach Einschätzung der Analysten von ANZ Research deuten die aktuellen Wettermodelle in den kommenden Tagen auf mildere Temperaturen in weiten Teilen Europas hin. Dies habe die Sorgen vor einer angespannten Versorgungslage trotz niedriger Speicherstände spürbar gedämpft.

Nach Angaben des Branchenverbands Gas Infrastructure Europe liegen die Füllstände der Gasspeicher in der Europäischen Union derzeit bei unter 37 Prozent. Die deutschen Gasvorräte sind sogar unter die kritische Marke von 30 Prozent gefallen, wie die Analysten der Commerzbank berichten. Sie weisen darauf hin, dass niedrige Speicherstände das Risiko für Preisausschläge und Verbrauchseinschränkungen erhöhen.

Beim bisherigen Entnahmetempo würden die EU-weiten Gasvorräte bis zum Ende des Winters auf weniger als 20 Prozent zurückgehen. In Deutschland drohe diese Marke schon in der letzten Februarwoche unterschritten zu werden, damit könnte der historische Tiefpunkt aus dem Jahre 2018 bei rund 14 Prozent in Schlagdistanz kommen. Experten des Energiewirtschaftlichen Instituts in Köln (EWI) warnen laut Commerzbank sogar, dass die Speicherstände unter die für die Sicherstellung der Systemsicherheit notwendige Marke von 10 Prozent fallen könnten, sollte die Kältewelle unerwartet bis Ende März anhalten.

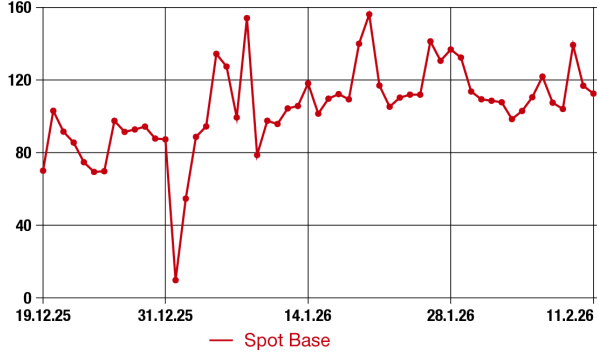
Um ein solches Unterschreiten zu verhindern, müsste die EU die Auslastungsrate ihrer Importkapazitäten deutlich auf 90 Prozent von bislang etwa 55 Prozent steigern. Üblicherweise verlangsamt sich die Entnahme jedoch im März im Zuge milderer Temperaturen jedoch. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

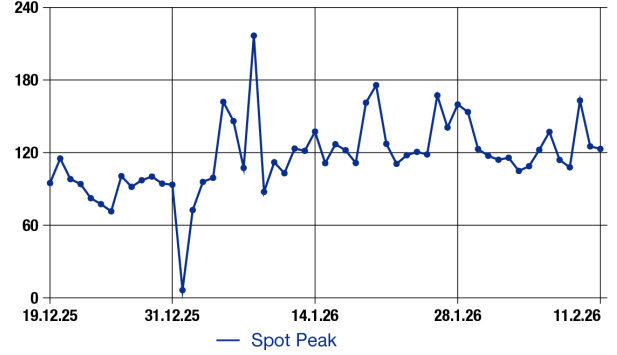
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

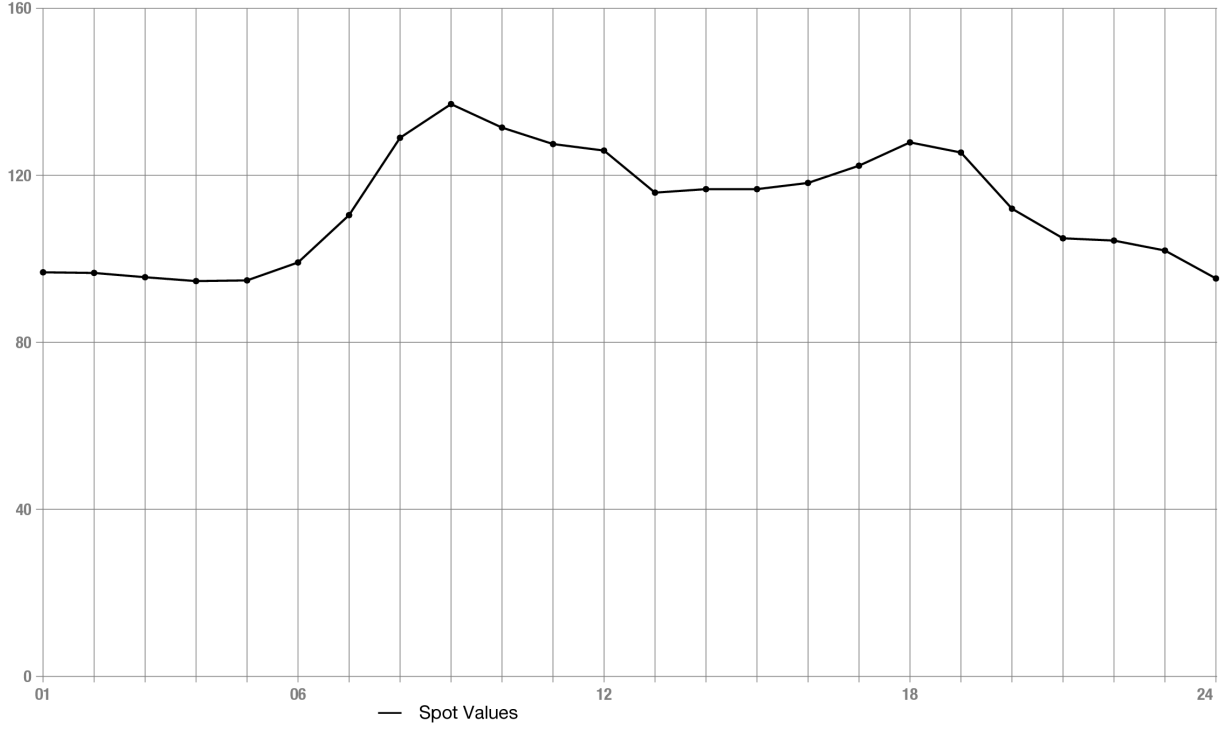
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

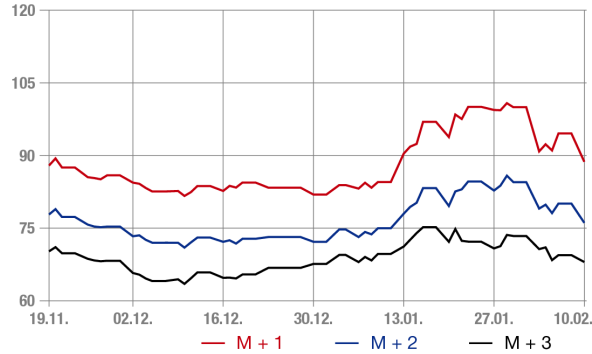
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	10.02.26	German Power Mar-2026	88,71
M2	10.02.26	German Power Apr-2026	76,10
M3	10.02.26	German Power Mai-2026	68,00
Q1	10.02.26	German Power Q2-2026	72,30
Q2	10.02.26	German Power Q3-2026	81,57
Q3	10.02.26	German Power Q4-2026	96,10
Y1	10.02.26	German Power Cal-2027	82,15
Y2	10.02.26	German Power Cal-2028	75,80
Y3	10.02.26	German Power Cal-2029	71,40

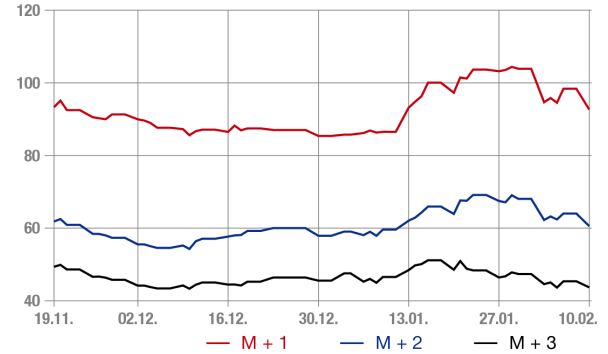
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	10.02.26	German Power Mar-2026	92,66
M2	10.02.26	German Power Apr-2026	60,55
M3	10.02.26	German Power Mai-2026	43,69
Q1	10.02.26	German Power Q2-2026	51,85
Q2	10.02.26	German Power Q3-2026	72,40
Q3	10.02.26	German Power Q4-2026	116,01
Y1	10.02.26	German Power Cal-2027	86,61
Y2	10.02.26	German Power Cal-2028	80,05
Y3	10.02.26	German Power Cal-2029	76,50

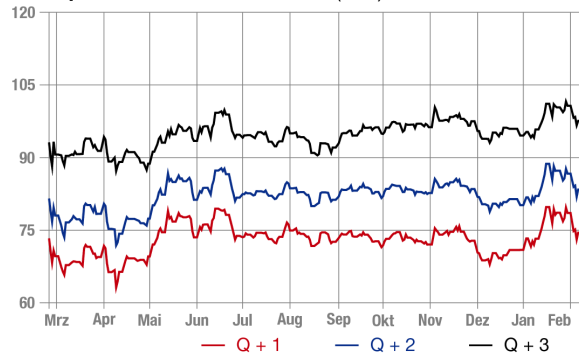
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



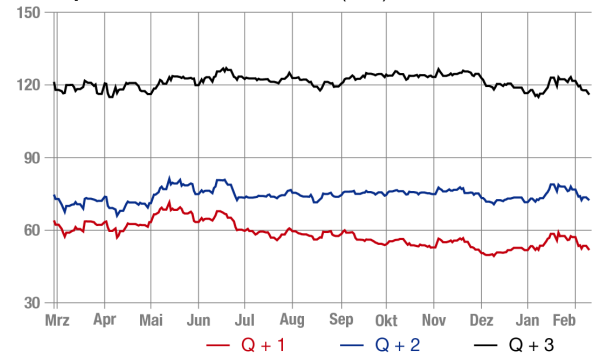
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



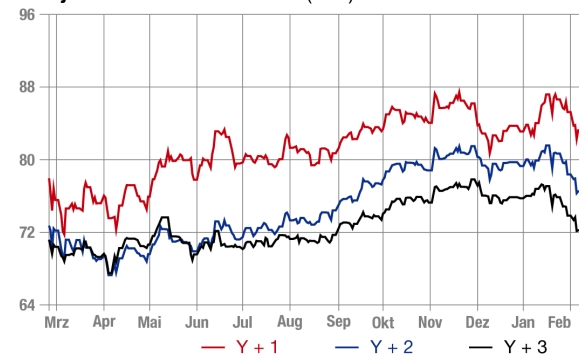
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



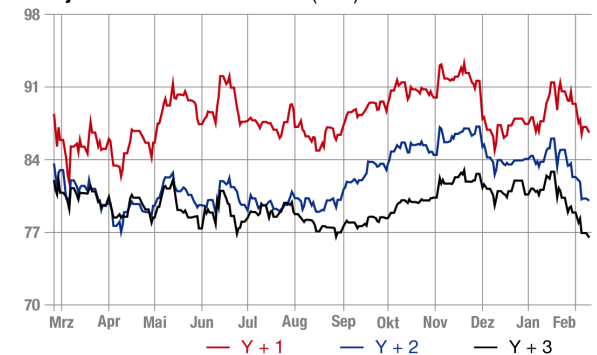
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



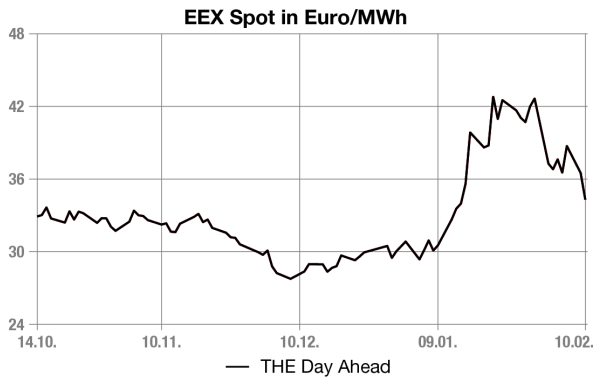
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



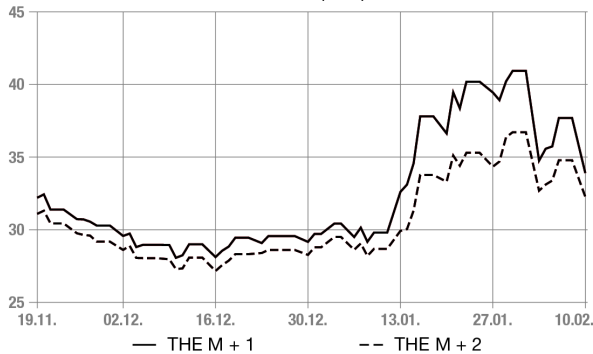
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

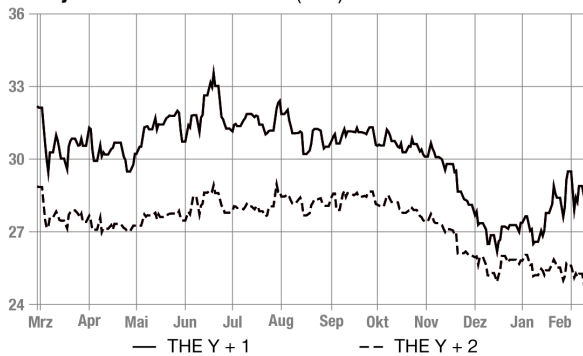
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	10.02.26	German THE Gas Mar-2026	33,91
M2	10.02.26	German THE Gas Apr-2026	32,27
Q1	10.02.26	German THE Gas Q2-2026	31,47
Q2	10.02.26	German THE Gas Q3-2026	31,08
S1	10.02.26	German THE Gas Win-2026	32,00
S2	10.02.26	German THE Gas Sum-2027	26,48
Y1	10.02.26	German THE Gas Cal 2027	28,17
Y2	10.02.26	German THE Gas Cal 2028	24,56



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



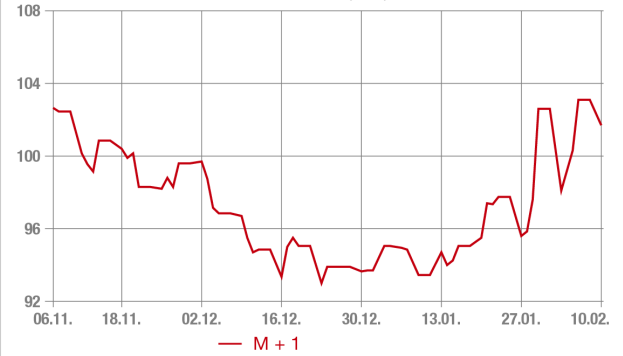
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	10.02.26	112,54	EUR/MWh
Germany Spot peak	10.02.26	123,09	EUR/MWh
EUA Feb 2026	10.02.26	77,32	EUR/tonne
Coal API2 Feb 2026	10.02.26	101,70	USD/tonne

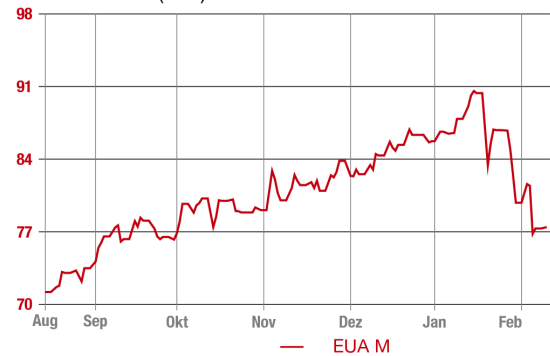
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	10.02.26	34,30	EUR/MWh
German THE Gas Mar-2026	10.02.26	33,91	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	10.02.26	28,17	EUR/MWh
Crude Oil Brent Apr-2026	10.02.26	68,80	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



Professur W 2 Solarenergie und Gebäudeautomation

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

15.12.2025



Pflegefachkraft (m/w/d) für die gastroenterologische Station

Für unsere Klinikum Landkreis Tuttlingen gGmbH suchen wir zum nächstmöglichen Zeitpunkt: Pflegef...
in Tuttlingen

vor 2 h

Ausbildung Weiterbildung



Pflegefachkraft (m/w/d) für die gastroenterologische Station

Für unsere Klinikum Landkreis Tuttlingen gGmbH suchen wir zum nächstmöglichen Zeitpunkt: Pflegef...
in Emmingen-Liptingen

vor 2 h

Ausbildung Weiterbildung



Mitarbeiter:in im Netzbetrieb Abwasser (w/m/d) - Standort Wilmersdorf




Mitarbeiter:in im Netzbetrieb Abwasser (w/m/d) - Standort Wilmersdorf Job-ID: 4210 Standort: Berlin, ...
in Berlin (+1 weiterer Standort)




vor 2 h



Festanstellung / Ausbildung Homeoffice / Weiterbildung / 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
  




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




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



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

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

Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie
 

Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung
  

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

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

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

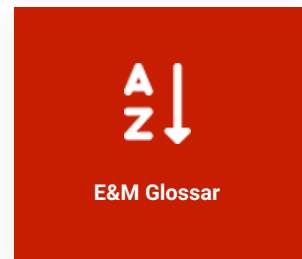
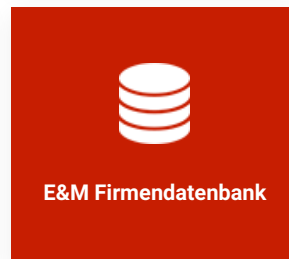
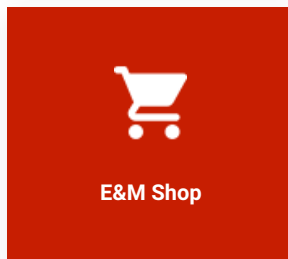
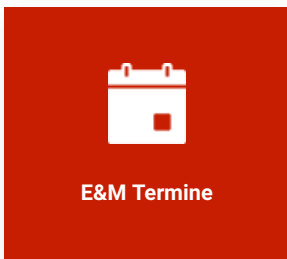
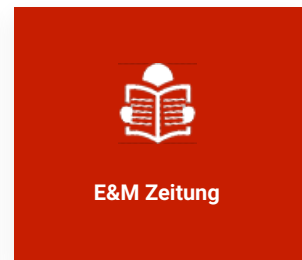
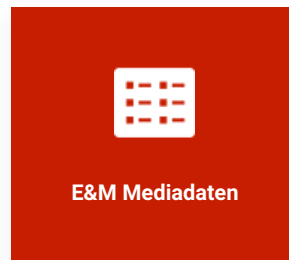
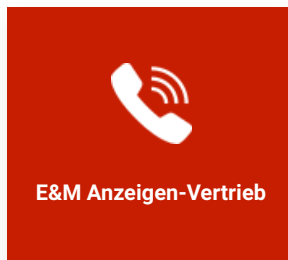
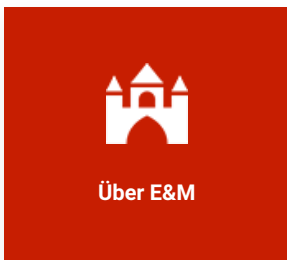
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching

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

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

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

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

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

Folgen Sie E&M auf:

