



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**139,92 €/MWh**

EpeX Spot DE-LU Day Base

GAS**56,37 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**32,3**

Milliarden kWh betrug im Jahr 2025 die bei der Stromerzeugung mit Biogas in Blockheizkraftwerken (BHKW) angefallene Wärmemenge

ERDGAS

Strategische Gasreserve soll vor Risiken schützen

STROMNETZ

Berater schlagen Reform des Strommarkts vor

BILANZ

50 Hertz steigert Ergebnis kräftig

Inhalt

TOP-THEMA

→ **VERANSTALTUNG:** KRITIS-Gipfel fordert mehr Schutz für Infrastruktur

POLITIK & RECHT

- **ERDGAS:** Strategische Gasreserve soll vor Risiken schützen
- **VERANSTALTUNG:** Mehr Schutz für kritische Netze in Arbeit
- **BIOGAS:** Biogasbranche warnt vor politischem Stillstand
- **ENERGIEWENDE:** Vattenfall warnt vor Verwässerung der Energieziele

HANDEL & MARKT

- **STROMNETZ:** Berater schlagen Reform des Strommarkts vor
- **STUDIEN:** Kapazitätsmechanismus ersetzt Förderung für KWK nicht
- **GASKRAFTWERKE:** Austrian Power Grid fordert sichere Finanzierung für Gaskraftwerke
- **STATISTIK DES TAGES:** Weltweite Investitionen in Solarenergie 2015 bis 2024

TECHNIK

- **F&E:** Quartierssimulation zeigt Flexibilitätspotenziale
- **WASSERSTOFF:** Studie analysiert Wasserstoff im Koblenzer Gasnetz
- **STROMNETZ:** Currenta testet industrielle Flexibilität im Netzpilotprojekt
- **WASSERKRAFT:** Energyfish-Schwarmkraftwerk kann installiert werden
- **IT:** GWA-Migration als Meilenstein zur Thüga-Abrechnungsplattform

UNTERNEHMEN

- **BILANZ:** 50 Hertz steigert Ergebnis kräftig
 - **FINANZIERUNG:** Summe für Bürgerbeteiligung innerhalb eines Tages gezeichnet
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Trump-Aussage sorgt für Preisrutsch bei Öl und Gas
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

KRITIS-Gipfel fordert mehr Schutz für Infrastruktur



KRITIS-Konferenz Berlin. Quelle: Susanne Harmsen

VERANSTALTUNG. Bei einem KRITIS-Gipfel in Berlin forderten Energieverbände mehr Schutz kritischer Infrastrukturen und klare Vorgaben der Politik. Bundesvertreter kündigten ein neues Abwehrzentrum an.

Der Schutz kritischer Infrastrukturen muss nach Ansicht der Energie- und Kommunalwirtschaft stärker in den Fokus der Politik rücken. Dies erklärten Vertreter des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU) beim KRITIS-Gipfel 2026 in Berlin. Die Veranstaltung brachte Vertreterinnen und Vertreter aus Energiebranche, Politik, Verwaltung und Bundeswehr zusammen, um über die wachsenden sicherheitspolitischen Herausforderungen zu beraten.

Zum Auftakt der Konferenz sagte BDEW-Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae, dass es einen vollständigen Schutz nicht geben könne. Entscheidend sei jedoch eine gesellschaftliche Verständigung darüber, welche Infrastrukturen mit welchem Aufwand geschützt werden sollen. Aus Sicht des Verbandes sind dafür neue organisatorische Strukturen erforderlich.

Andreae verwies auf die Notwendigkeit, Bundeswehr, Bundesministerien, Polizei, Feuerwehr und das Technische Hilfswerk enger zu verzahnen. Auch gemeinsame Übungen seien notwendig, damit die Zusammenarbeit im Ernstfall funktioniere. Sicherheitsmaßnahmen müssten zudem schneller finanziert werden können und dürften nicht an langwieriger Bürokratie scheitern.



Kerstin Andreae (BDEW) bei der KRITIS-Konferenz in Berlin
Quelle: Susanne Harmsen

Ein Beispiel für neue Bedrohungen sind laut Andreae Drohnen. Die Energiebranche fordert deshalb eine

bessere Organisation der Drohnenabwehr und Anpassungen im Luftsicherheitsrecht. Gleichzeitig müsse geprüft werden, welche Informationen über kritische Infrastrukturen öffentlich zugänglich sein sollten. Transparenz schaffe zwar Vertrauen, könne aber auch Angriffsflächen eröffnen, wenn Leistungs- oder Standortdaten missbraucht würden.

Innenministerium plant Bedrohungszentrum

Auch der VKU sieht Handlungsbedarf. „Stadtwerke sind keine Polizei“, sagte VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing. Das Gewaltmonopol müsse beim Staat bleiben. Gleichzeitig benötigten kommunale Versorger klare politische Prioritäten, schnellere Verfahren und eine verlässliche Finanzierung für Sicherheitsmaßnahmen. Als wichtigen Schritt bezeichnete Liebing die Zustimmung des Bundesrates vom 6. März zum sogenannten KRITIS-Dachgesetz. Damit werden erstmals einheitliche Mindeststandards für den physischen Schutz kritischer Infrastrukturen eingeführt.

Liebing schlug unter anderem einen Resilienzfonds vor, aus dem Investitionen in Schutzmaßnahmen unterstützt werden könnten. Zudem regte er den Aufbau einer nationalen Notfallreserve an. Diese könnte beispielsweise mobile Großaggregate umfassen, mit denen nach einem größeren Ausfall Inselnetze aufgebaut werden können. Ziel sei es, die Energieversorgung im Idealfall innerhalb von 24 Stunden wiederherzustellen.

Gleichzeitig fordert der VKU, dass die Bundesregierung zeitnah eine nationale Risikoanalyse und -bewertung vorlegen, die laut Verband bereits seit Januar aussteht. Auch neue Meldepflichten für kritische Komponenten von Unternehmen müssten praxistauglich ausgestaltet werden. Betreiber aus Sektoren wie Energie, Wasser oder Telekommunikation sollen laut Gesetz künftig Risikoanalysen erstellen, Sicherheitsmaßnahmen umsetzen und schwerwiegende Störungen melden.

Aus Sicht der Sicherheitsbehörden hat sich die Bedrohungslage in den vergangenen Jahren verändert. Hans-Georg Engelke, Sicherheits-Staatssekretär im Bundesinnenministerium sagte, dass eine stabile Gesellschaft ohne Bedrohungen durch Terrorismus oder schwere Kriminalität keine Selbstverständlichkeit mehr sei. Gleichzeitig warnte er vor überzogenen Reaktionen. Es gelte, eine Balance zwischen mehr Sicherheit und dem Schutz der Freiheitsrechte zu finden.

Engelke erklärte, derzeit werde ein Zentrum zur Abwehr hybrider Bedrohungen aufgebaut. Dort sollen Informationen verschiedener Sicherheitsbehörden gebündelt werden, auch über die Grenzen der Bundesländer hinweg. Sabotageakte würden teilweise aus dem Ausland gesteuert und finanziert, so der Staatssekretär. Mit dem KRITIS-Dachgesetz setzt Deutschland die europäische Richtlinie zur Resilienz kritischer Einrichtungen um. Die konkrete Ausgestaltung der Vorgaben soll in weiteren Verordnungen der zuständigen Ministerien erfolgen, kündigte Engelke an.

Auch aus militärischer Sicht gewinnt der Schutz kritischer Infrastruktur an Bedeutung. Generalleutnant André Bodemann betonte, dass ein enger Austausch zwischen Sicherheitsbehörden und Zivilgesellschaft wichtig sei. Gleichzeitig wies er darauf hin, dass die Bundeswehr im Fall eines militärischen Konflikts innerhalb der Nato vor allem an den Außengrenzen gebunden wäre. Daher müsse die innere Sicherheit stärker organisiert werden. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

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

25. MÄRZ 2026, 11 – 12 UHR

SOPTIM

ZUM WEBINAR ANMELDEN 



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



LNG-Tanker aus Katar. Quelle: Shutterstock

Strategische Gasreserve soll vor Risiken schützen

ERDGAS. Der Speicherverband „INES“ plädiert für die Einrichtung einer strategischen Gasreserve. Die niedrigen Füllstände in diesem Winter und geopolitische Risiken werden als Grund genannt.

Der recht normale Winter hat dafür gesorgt, dass Deutschland trotz niedriger Füllstände in den Gasspeichern noch gut durch die kältesten Monate gekommen ist. Sehr niedrige Temperaturen, so das Fazit des Geschäftsführers der Initiative Energien Speichern (Ines), Sebastian Heinermann, hätten einen Gasmangel in den Monaten Januar, Februar und März zur Folge gehabt. Und obwohl ein milder Dezember unterstützt hatte, sind die Speicher mit 32 Prozent Ende Januar, wo eigentlich 45 Prozent vorgesehen waren, und 21 Prozent Mitte Februar (32) stark geleert gewesen. Jetzt bei Frühlingswetter, scheint der Spuk allerdings vorbei zu sein, sogar Einspeicherungen werden wieder vorgenommen.

Geopolitische Risiken

Auch auf den Nahostkrieg und die Folgen für die Wirtschaft in Deutschland und Europa ging Heinermann während einer Pressekonferenz ein, bei der die Bildung einer „strategischen Resilienzreserve“ im Mittelpunkt stand. Die Schließung der Straße von Hormus wirkt sich nach Ines-Einschätzungen nicht wesentlich auf die Versorgung Europas mit LNG aus: Die Importe in die EU würden dadurch lediglich um acht Prozent von 7,2 auf 6,6 TWh am Tag zurückgehen.

Die Lieferungen aus Katar, die derzeit blockiert werden, sind nach Angaben Heinermanns so gering, dass sie für die Sommerbefüllung der Speicher keine Rolle spielen und das Ziel von 70 Prozent am 1. November überschritten werden kann. Allerdings erzeugt die Situation am persischen Golf einen enormen Kostendruck: Für die asiatischen Länder, die fast ausschließlich auf LNG angewiesen sind, ist Katar ein ganz wesentlicher Versorger, der jetzt wegfällt. Und die verzweifelte Suche nach Ersatz treibt die Preise weltweit.



Der Erdgasspeicher Harsefeld in Niedersachsen.

Quelle: Storengy

Zum Thema Resilienzreserve erinnerte der Ines-Geschäftsführer nochmals an die Füllstände der Erdgasspeicher in diesem Winter, die vergleichbar niedrig waren wie im Krisenjahr 2021/2022. Als Hauptgrund machte er aus, dass Anreize zur Speicherbefüllung fehlen. Die aktuellen Füllstandsvorgaben führten zu einer Marktverzerrung, dämpften den Sommer-Winter-Spread und schwächten die marktlichen Anreize. Die Regierungskoalition hatte deshalb angekündigt, Instrumente auf den Weg zu bringen, um wieder zu einer sicheren und kostengünstigen Befüllung der Speicher zu kommen. Wichtig ist für Heineremann, dass das Vorgehen mit den europäischen Regelungen harmonisiert.

Nach Berechnungen des Speicherverbandes sind 78 TWh als strategische Reserve erforderlich. Damit könnte zum Beispiel der Ausfall von direkten Importen aus Norwegen, dem wichtigsten Versorger Deutschlands, für 90 Tage überbrückt werden. Eine solche Situation könne vom Markt alleine nicht ausgeglichen werden, das abzusichern sei eine staatliche Aufgabe. Bei einer Gesamtspeicherkapazität von 251 TWh hierzulande bindet die Reserve 31 Prozent der Speicherkapazität, 69 Prozent würden im Markt verbleiben.

Zwei bis vier Milliarden Euro

Die Kosten für das Anlegen der Reserve beziffert der Speicherverband – abhängig vom Gaspreisniveau – auf zwei bis vier Milliarden Euro, verteilt über mehrere Jahre. In erster Linie sind die Gaskosten für den Preis ausschlaggebend, die Speicherkosten liegen erheblich darunter. Der Ines-Vorschlag sieht eine zweistufige Ausschreibung vor, zum einen der Gasmengen, adressiert an die Marktakteure und zum anderen der Speicherkapazitäten.

„Der Status quo ist nicht tragbar, die Anreize zur Befüllung der Speicher sind unzureichend. Nur die normalen Wintertemperaturen haben uns vor einer ernsthaften Belastungsprobe bewahrt“, resümierte Heineremann. „Die niedrigen Speicherfüllstände in Kombination mit der aktuellen geopolitischen Situation haben gezeigt, wie verwundbar unser Gassystem ist.“ Zugleich erinnerte er an die Gasbeschaffung durch den Marktgebietsverantwortlichen Trading Hub Europe (THE) nach dem Stopp der Gaslieferungen aus Russland, was zu extremen Preisen geführt hatte. Heineremann riet dazu, die Ausschreibung der strategischen Resilienzreserve jetzt über Händler vorzunehmen, die über ein eigenes Portfolio verfügen. Eine weitere Erkenntnis des Ines-Geschäftsführers: Im Vergleich zu den Reserven anderer Länder sind die in Deutschland unterdurchschnittlich. // **VON GÜNTER DREWNIŹKY**

[^ Zum Inhalt](#)

Mehr Schutz für kritische Netze in Arbeit



Quelle: Podium auf dem KRITIS-Gipfel (v.li.): Frederik Giessing (450 Connect), Sylvia Borchering (50 Hertz), Erik Landeck (Stromnetz Berlin) und Klaus Müller (Bundesnetzagentur) Quelle: Susanne Harmsen

VERANSTALTUNG. Vertreter von Netzbetreibern und Behörden diskutierten in Berlin auf einer KRITIS-Konferenz über Konsequenzen von Stromausfällen. Anlass waren die Anschläge auf das Berliner Netz.

Laut den Teilnehmern der KRITIS-Konferenz von BDEW und VKU in Berlin haben die Brandanschläge auf Energieanlagen im September 2025 und Januar 2026 gezeigt, wie verletzlich kritische Infrastrukturen sind und wie stark Stromversorgung, Kommunikation und andere Systeme voneinander abhängen. Frederik Giessing, Geschäftsführer von 450 Connect, war vor diesem Hintergrund für das 450-MHz-Netz, welches in Berlin noch nicht ausgerollt war.

Erik Landeck, Geschäftsführer der Stromnetz Berlin GmbH, erklärte, dass bei den Ausfällen nicht nur die Stromversorgung betroffen gewesen sei. Auch Heizung, Mobilität und Telekommunikation hätten in den betroffenen Stadtteilen eingeschränkt funktioniert. Nach Angaben Landecks habe sich insbesondere die Zusammenarbeit im Krisenstab mit Feuerwehr und Polizei bewährt. Dieser sei nach dem Anschlag im September 2025 eingerichtet worden.

Zeitweise 46 Netzersatzanlagen im Einsatz

Die Feuerwehr habe Prioritätslisten erstellt, etwa für Krankenhäuser und Pflegeheime, die zuerst mit Strom versorgt werden mussten. Landeck zufolge waren zeitweise 46 Netzersatzanlagen im Einsatz. „Rund zwei Drittel davon haben benachbarte Netzbetreiber bereitgestellt“, sagte Landeck dankbar. Diese Zusammenarbeit funktioniere nur, wenn Einsatz und Bedienung der Anlagen regelmäßig geübt würden.

Nach Einschätzung von Stromnetz Berlin muss speziell die Hoch- und Höchstspannungsinfrastruktur stärker geschützt werden. Dazu gehörten etwa eigene Krisenstäbe, Alarmierungssysteme und geschulte Fachkräfte. Auch zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen wie Kameras an Umspannwerken oder höhere Zäune seien geplant. Die Umsetzung sei jedoch kostenintensiv. Landeck verwies darauf, dass solche Investitionen im aktuellen Regulierungsrahmen nur begrenzt berücksichtigt würden. Für bestimmte Aufgaben brauche es auch zentrale Finanzierungsmodelle.

Klaus Müller, Präsident der Bundesnetzagentur, verwies auf die Verantwortung seiner Behörde für die Höhe der Netzentgelte. Müller sagte, seine Behörde müsse steigende Netzentgelte gegenüber Wirtschaft und Politik erklären. Deshalb werde sie weiterhin auf Effizienz bei Netzbetreibern achten. Gleichzeitig betonte Müller die Bedeutung einer besseren Vorsorge. Bereits die Hochwasserkatastrophe im Ahrtal habe dies gezeigt. Er wünscht sich von den Unternehmen möglichst einheitlich erstellte Sicherheitsanalysen.

Mit der europäischen Richtlinie zur Netz- und Informationssicherheit (NIS 2) sowie der geplanten KRITIS-Regulierung gebe es bereits umfangreiche Vorgaben. Entscheidend sei nun deren Umsetzung. Müller regte an, gemeinsam mit der Branche ein regional abgestimmtes Notfallkonzept zu entwickeln. Dieses müsse über einzelne Netzgebiete hinausgehen und möglichst alle rund 700 Netzbetreiber in Deutschland einbeziehen.

Übertragungsnetze Sache der Bundespolizei?

Sylvia Borchering, Geschäftsführerin Corporate Services beim Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz, sieht ebenfalls Anpassungsbedarf. Laut Borchering reichen Vorsorgemaßnahmen aus normalen Betriebszeiten

nicht mehr aus, wenn gezielte Angriffen erfolgen. „Die Gesellschaft muss entscheiden, wie viel Resilienz sie sich leisten will“, sagte Borchering. Für die Bevölkerung sei eine klare Kommunikation wichtig. Informationen über individuelle Vorsorgemaßnahmen könnten das Sicherheitsgefühl verbessern, ohne unnötige Panik auszulösen, erklärte Borchering.

Dazu müsse auch der regulatorische Rahmen weiterentwickelt werden. Als Beispiele nannte sie Reservetransformatoren oder technische Überwachungssysteme für Offshore-Anlagen. Wichtig seien außerdem aktuelle Lagebilder und eine funktionierende Kommunikation zwischen allen Beteiligten. Nur so könnten etwa gelagerte Notstromaggregate schnell eingesetzt werden.

Neben technischen Maßnahmen sieht Borchering auch organisatorischen Handlungsbedarf. Unternehmen müssten analysieren, wie sie ihren Betrieb im Krisenfall absichern können. Dazu gehörten Verträge mit Dienstleistern, Bereitschaftssysteme für Mitarbeiter und regelmäßige Krisenmanagementübungen. Diese Übungen sollten auch mit externen Partnern erfolgen und über Ländergrenzen hinweg organisiert werden. Es sei zu überlegen, ob für Höchstspannungsnetze nicht die Bundespolizei zuständig sein könnte, analog zur Deutschen Bahn, sagte sie.

Müller betonte abschließend, dass Sicherheit ihren Preis habe. Es sei jedoch sinnvoll, präventiv in Schutzmaßnahmen zu investieren. Gleichzeitig arbeite die Bundesnetzagentur daran, Transparenzregeln für Netzinformationen zu überprüfen, um mögliche Angriffsflächen zu reduzieren. Dennoch müssten beispielsweise Bauunternehmen weiterhin wissen, wo Leitungen verlaufen. Neben der Energieversorgung müsse daher auch die Kommunikationsinfrastruktur besser abgesichert werden. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Biogasbranche warnt vor politischem Stillstand



Quelle: Fotolia / Stephan Leyk

BIOGAS. Der Fachverband Biogas hat neue Branchenzahlen veröffentlicht. Verbandsvicepräsident Christoph Spurk fordert eine nationale Strategie für Biogas und Biomethan.

Der Fachverband Biogas hat neue Branchenzahlen veröffentlicht. Die Auswertung basiert erstmals auf einer gemeinsamen Analyse mit dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE. Als Grundlage dienten die Daten aus dem Marktstammdatenregister, die mit den EEG-Daten verschnitten und ausgewertet wurden – und dadurch sehr viel umfangreicher und präziser sind als in den vergangenen Jahren, teilte der Verband am 10. März bei einer virtuellen Pressekonferenz mit.

Bei der Vorstellung der Zahlen forderte Christoph Spurk, Vizepräsident des Fachverbands Biogas, die Bundesregierung auf, ihren „Schlingerkurs zu beenden“ - hin zu einer nachvollziehbaren Energiewende. Spurk plädiert für eine nationale Strategie für Biogas und Biomethan. Viele EU-Staaten hätten entsprechende Programme aufgelegt, während Deutschland bisher keine eigene Strategie entwickelt habe.

Es sei schwer nachzuvollziehen, dass in den vergangenen vier Jahren fast alle EU-Staaten eine Biogas- und Biomethanstrategie entwickelt hätten, um ihre Volkswirtschaften nachhaltiger und resilienter zu machen - und sich der Technologieführer Deutschland diesem europäischen Prozess völlig verweigere. „Das schadet unserem Industriezweig“, sagt Spurk, und ergänzt: „Wir reden hier immerhin von einem Gesamtumsatz in Höhe von acht Milliarden Euro – inklusive wachsendem Auslandmarkt sogar von 9,6 Milliarden.“ 67.300 Arbeitsplätze, insbesondere im ländlichen Raum, hängen direkt oder indirekt an der Biogasnutzung.

Verbandspräsident Thomas Karle ergänzte: „Mit dieser neuen Datenbasis können wir nun sehr konkret beziffern, welchen Beitrag Biogasanlagen leisten. Dieses Potenzial gilt es, so sinnvoll wie möglich einzusetzen und so gut wie möglich auszubauen.“



Der aktuelle Branchenreport des Fachverbands Biogas als PDF
Quelle: Fachverband Biogas

Laut dem aktuellen Report existierten Ende 2025 in Deutschland 9.315 Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung sowie 290 Anlagen zur Aufbereitung zu Biomethan. Der gesamte Anlagenbestand erreicht damit 9.605 Anlagen.

Die Anlagen zur Stromerzeugung verfügen über eine installierte elektrische Leistung von 6.816 MW. Die Bemessungsleistung liegt bei 3.316 MW. Die Differenz von rund 3.500 MW bildet die technische Überbauung für eine flexible Fahrweise. Die Anlagen erzeugten im Jahr 2025 rund 29 Milliarden kWh (29 TWh) Strom aus Biogas. Verbandspräsident Karle verweist darauf, dass Betreiber ihre Anlagen zunehmend auf flexible Stromproduktion ausrichten.

Die bei der Stromerzeugung im Blockheizkraftwerk (BHKW) anfallende Wärmemenge lag 2025 bei 32,3 Milliarden kWh, wovon laut Umfrage unter den Anlagenbetreibern 18,7 Milliarden kWh außerhalb der Biogasanlage genutzt wurden, also in Wohnungen, öffentlichen Einrichtungen oder in Industrieprozessen. „Diese Leistung wird in der aktuellen Diskussion um das Potenzial von Biogas häufig übersehen“, bedauert Karle. „Jede Kilowattstunde Biogaswärme vermeidet potenziell eine Kilowattstunde Erdöl und verringert den Bedarf an Erdgas.“

Biomethanproduktion nimmt zu

An Bedeutung gewinnt die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan. Ende 2025 arbeiteten in Deutschland 290 entsprechende Anlagen. Sie erzeugten zusammen 12,8 Milliarden kWh Biomethan. Zusammen mit importiertem Biomethan von rund 3,5 Milliarden kWh ergäbe sich eine verfügbare Menge von etwa 16,3 Milliarden kWh. Diese Menge entspricht rund 6,3 Prozent des Erdgasverbrauchs im Wohnungssektor – und wäre damit relevant für die „Biotreppe“ beziehungsweise die Grüngasquote des Gebäudemodernisierungsgesetzes (GMG), wie sie derzeit im Eckpunktepapier steht.

Der Fachverband Biogas zeigte sich abschließend erfreut, dass sich die installierte elektrische Leistung der Biogasanlagen insgesamt trotz der unzureichenden Rahmenbedingungen weiter positiv entwickelt hat. „Diese Tendenz zeigt, dass die Biogasanlagen immer flexibler werden und dadurch eine immer wichtigere Rolle für das Stromnetz spielen, was sowohl politisch als auch gesellschaftlich gefordert wird“, erklärt Karle. Insgesamt wurden im vergangenen Jahr 29 Milliarden kWh (29 TWh) Biogasstrom erzeugt.

// VON HEIDI ROIDER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Vattenfall warnt vor Verwässerung der Energieziele



Quelle: Shutterstock / 24Novembers

ENERGIEWENDE. Der Ausbau erneuerbarer Energien gerät politisch unter Druck. Vattenfall-Deutschlandchef Robert Zurawski warnt vor einer Verwässerung der Ziele und sieht Risiken für Investitionen.

Der Energiekonzern Vattenfall will den nördlich von Borkum geplanten Windpark Nordlicht ohne direkte Förderung bauen und über langfristige Stromabnahmeverträge absichern. Ob nach dem Ausstieg von BASF und der Rückgabe der Anteile an dem Cluster ein neuer Co-Investor einsteigt, ist laut Deutschlandchef Robert Zurawski offen. Für Projekte dieser Größe arbeite der Konzern grundsätzlich gern mit Industriepartnern zusammen. Die Gespräche seien jedoch noch nicht abgeschlossen, sagte Zurawski in einer Videokonferenz mit Journalisten der Wirtschaftspublizistischen Vereinigung Düsseldorf.

Der schwedische Energiekonzern plant in den kommenden fünf Jahren Investitionen von rund zehn Milliarden Euro. Zwischen 25 und 30 Prozent davon sollen nach Unternehmensangaben in Deutschland fließen. Vattenfall setzt dabei vor allem auf große Wind- und Solarparks sowie auf Batteriespeicher, die künftig eine stabilere Integration erneuerbarer Energien ins Stromsystem ermöglichen sollen. Diese Projekte gelten im Konzern als wichtiger Baustein der Dekarbonisierungsstrategie.



Robert Zurawski, Deutschlandchef von Vattenfall, sieht in der Aufweichung der Ausbauziele für Erneuerbare eine Gefahr für Investitionen

Quelle: Vattenfall GmbH

Zurawski ruft die Politik dazu auf, am schnellen Umbau der Energieversorgung festzuhalten. Eine Aufweichung der Ausbauziele für erneuerbare Energien würde Investitionen gefährden. Der Ausbau der Stromerzeugung müsse mit dem Netzausbau Schritt halten. Diskussionen über Einschränkungen beim vorrangigen Netzzugang für Ökostrom erzeugten Unsicherheit, warnte der Manager. „Das ist im Augenblick die große Gefahr.“

Deutschland gebe jährlich rund 80 Milliarden Euro für den Import fossiler Energien aus, sagte Zurawski. Diese Abhängigkeit schwäche die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und belaste zugleich Haushalte.

Die Stromkunden von Vattenfall spürten die Auswirkungen des Nahost-Kriegs derzeit noch kaum, da viele Lieferverträge langfristig abgesichert seien. Neukunden könnten nach Unternehmensangaben bis 2027 mit stabilen Preisen rechnen. Sollte der Konflikt länger andauern, rechnet Zurawski jedoch mit steigenden Gas- und Stromkosten.

Während Vattenfall in Schweden Small Modular Reactors plant, spielt diese Technologie in Deutschland derzeit keine Rolle. Ohne gesellschaftlichen Konsens über die Nutzung der Kernkraft sei ein Engagement hierzulande für das Unternehmen kein Thema, sagte Zurawski.

In Deutschland ist Vattenfall dagegen weiterhin am Rückbau von vier Kernkraftwerken beteiligt und übernimmt zwei Projekte selbst. Der Konzern rät der Politik, diese kostspieligen Arbeiten möglichst zu

beschleunigen. Solange kein Endlager feststeht, könnten Zwischenlager für Castoren an wenigen Standorten gebündelt werden. // VON HANS-WILLY BEIN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Katia Meyer-Tien

Berater schlagen Reform des Strommarkts vor

STROMNETZ. BET Consulting hat ein Konzept für ein neues Strommarktdesign vorgestellt. Es soll den Ausbau erneuerbarer Energien und der Netze besser verzahnen und Systemkosten senken.

Die Beratungsgesellschaft BET Consulting aus Aachen hat einen Vorschlag für ein neues Strommarktdesign vorgelegt. Ziel sei es, den Ausbau erneuerbarer Energien stärker mit dem Netzausbau zu synchronisieren und gleichzeitig die Systemkosten zu reduzieren. Der Vorschlag wurde in Berlin vorgestellt.

Hintergrund ist die anstehende Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Der Gesetzgeber muss bis Ende 2026 zentrale Regeln für den zukünftigen Strommarkt sowie die Finanzierung erneuerbarer Energien neu festlegen. BET knüpft mit seinem Konzept an Erkenntnisse aus dem Energiewende-Monitoring an, welches das Unternehmen im Sommer 2025 für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) in Teilen durchgeführt hat.

Ganzheitliches Design entworfen

Laut BET-Geschäftsführer Alexander Kox verfolgt der Ansatz mehrere Ziele gleichzeitig: „Unser Konzept für ein ganzheitliches Strommarktdesign zur kosteneffizienten Erreichung der Klimaziele ermöglicht es, Marktwerte der erneuerbaren Energien zu erhöhen, Förderkosten zu reduzieren, Netzausbaukosten erheblich zu senken, Versorgungssicherheit zu stärken und gleichzeitig den Pfad hin zur Klimaneutralität nicht zu verlassen.“

Nach Einschätzung von BET lassen sich durch den Ansatz volkswirtschaftliche Einsparungen von mehr als 120 Milliarden Euro erreichen. Voraussetzung sei jedoch, dass der Ausbau erneuerbarer Energien und der Netzausbau weiterhin zügig voranschreiten. Gleichzeitig müsse das Energiesystem stärker auf Kosteneffizienz und die Integration von Flexibilitäten ausgerichtet werden, erklärte Kox.

Systemdienliche Anschlussleistung im Fokus

Das vorgeschlagene Marktdesign basiert auf zwei zentralen Säulen. Die erste Säule zielt auf eine systemdienliche Integration neuer Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die zweite

Säule sei eine Flexibilisierung von Stromerzeugung und -verbrauch.

Für die erste Säule steht die sogenannte systemdienliche Anschlussleistung (SAL) im Mittelpunkt. Diese Größe legt fest, bis zu welcher Leistung eine Anlage garantiert Strom in das Netz einspeisen kann oder im Fall von Abregelungen kompensiert wird. In der Regel liegt die SAL unterhalb der installierten Leistung einer Anlage. Dadurch sollen zusätzliche Netzkapazitäten entstehen und der Bedarf für Netzausbau sinken.

Für neue Anlagen mit Förderung nach dem EEG würde die SAL laut BET den garantierten Netzzugang definieren. Strommengen unterhalb dieser Grenze wären planbar, weil Anlagenbetreiber bei netzbedingten Eingriffen wie Redispatch eine Kompensation erhalten. Mengen oberhalb der SAL sollen dagegen Anreize für eine flexiblere Nutzung schaffen. Betreiber könnten den Strom etwa speichern, vor Ort verbrauchen oder über individuelle Vereinbarungen flexibel einspeisen.

Optionenmodell als Ergänzung

Ralph Kremp, Partner für Energiepolitik bei BET Consulting, sieht darin vor allem einen Effekt für den Netzausbau. „Wenn die SAL zur Bemessungsgrundlage für den Netzausbau wird, kann dieser deutlich reduziert werden. Es muss nicht mehr für das letzte Kilowatt ausgebaut werden, für das der Ausbau teurer ist als der Wert des eingespeisten Stromes“, erklärte er laut Unternehmen. Dadurch könnten Netzausbaukosten von rund 80 Milliarden Euro vermieden werden.

Für Netzabschnitte mit begrenzten Anschlusskapazitäten schlägt BET zusätzlich ein Optionenmodell vor. Es soll eine bessere Abstimmung zwischen Netz- und Anlagenbetreibern ermöglichen. Als dritte Möglichkeit sieht das Modell eine sogenannte Fallback-Option vor. In diesem Fall wird die Anlage zwar zum gewünschten Zeitpunkt angeschlossen. Der Betreiber übernimmt jedoch einen Teil der anfallenden Redispatchkosten. Auch der Netzbetreiber müsste einen Teil dieser Kosten tragen, ohne sie über die regulierte Erlösobergrenze weiterzugeben.

Flexibilität anregen

Die zweite Säule des Konzepts betrifft stärkere Anreize für Flexibilität im Stromsystem. Dazu zählen unter anderem dynamische Strompreise und zeitvariable Netzentgelte. Ergänzend schlägt BET weitere Instrumente vor, etwa stärkere Anreize für Stromspeicher, Lastverschiebungen oder eine stärkere Einbindung von Flexibilität in einen möglichen zukünftigen Kapazitätsmarkt.

Auch Maßnahmen zur Förderung der Sektorkopplung gehören laut der Studie dazu. Eine flexiblere Stromnachfrage könne dazu beitragen, die Integration erneuerbarer Energien zu verbessern, Marktwerte zu stabilisieren und Förderkosten zu senken. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Kapazitätsmechanismus ersetzt Förderung für KWK nicht



Quelle: Fotolia

STUDIEN. Eine Studie im Auftrag des BDEW sieht einen technologieoffenen Kapazitätsmechanismus als Ergänzung für KWK. Die bisherigen Förderinstrumente lassen sich dadurch jedoch nicht ersetzen.

Die Bundesregierung plant einen Kapazitätsmechanismus zur Absicherung der Stromversorgung. Eine Studie von Frontier Economics im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) untersucht die Rolle von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung in einem solchen Marktmodell, teilte der BDEW am 9. März mit.

Die Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass ein technologieoffener Kapazitätsmechanismus die Teilnahme von KWK-Anlagen grundsätzlich ermöglicht. Die Erlöse aus einem solchen Instrument reichen jedoch unter aktuellen Marktbedingungen nicht aus, um die Förderung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) zu ersetzen.

Wesentliche Ergebnisse der Modellierung zeigen demnach, dass die Erlöse aus einem technologieoffenen Kapazitätsmechanismus – abzüglich sinkender Strommarkterlöse – die heutigen KWKG-Zahlungen unter aktuellen Marktbedingungen nicht vollständig ersetzen können. Je nach Anlagentyp ergeben sich über die Laufzeit deutlich geringere Gesamterlöse.

Bedeutung der KWK im Energiesystem

KWK-Anlagen stellen einen zentralen Teil der steuerbaren Stromerzeugung in Deutschland, stellt der Branchenverband in seiner Mitteilung klar. Nach Angaben des BDEW verfügen rund zwei Drittel der regelbaren Kapazitäten über eine Nutzwärmeauskopplung. Die installierte Leistung liegt bei etwa 60.000 MW.

Diese Anlagen liefern Strom und Wärme für Industrie, Fernwärmenetze und kommunale Versorger. Die Studie geht davon aus, dass sie auch künftig eine Rolle für Versorgungssicherheit und Emissionsminderung spielen. Der Verband verweist zugleich auf anstehende Investitionsentscheidungen.

„Investoren brauchen einen langfristigen Planungshorizont. Sie müssen jetzt wissen, wie das künftige regulatorische Umfeld von KWK-Anlagen beschaffen ist. Aufgrund der Überalterung vieler Anlagen stehen Entscheidungen für erhebliche Ersatz-Investitionen an. Ziel muss ein Investitionsrahmen für moderne KWK-Anlagen sein, der Überförderung ausschließt“, sagt Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung.

Frontier Economics hat in der Studie verschiedene Marktszenarien modelliert. Demnach könnten Erlöse aus einem technologieoffenen Kapazitätsmechanismus die heutigen Zahlungen aus dem KWKG nicht vollständig kompensieren. Gleichzeitig sinken in den Szenarien die Strommarkterlöse. Je nach Anlagentyp ergeben sich dadurch geringere Gesamterlöse über die Laufzeit. Für Betreiber hängt die Wirtschaftlichkeit daher stark von der konkreten Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes ab.

Verlängerung des KWKG als Voraussetzung

Die Studie nennt zudem Anforderungen an das Marktdesign. Wichtige Voraussetzung für eine qualifizierte Teilnahme von KWK-Anlagen sind laut den Studienautoren flexible Sekundärmärkte, in denen erworbene Kapazitätsverpflichtungen zwischen Marktteilnehmern übertragen werden können, um diese mit möglichen wärmebedingten Restriktionen von KWK-Anlagen zu vereinbaren.

Die Autoren der Studie sehen den Kapazitätsmechanismus daher als Ergänzung zu bestehenden Förderinstrumenten. Eine vollständige Ablösung des KWKG sei nicht möglich. Der BDEW fordert deshalb eine Verlängerung des Gesetzes.

Der Verband sieht zudem Bedarf für eine enge Abstimmung zwischen der Evaluierung der KWK-Förderung und der Einführung eines Kapazitätsmechanismus. Nur ein abgestimmtes System könne

Planungssicherheit schaffen und Fehlanreize bei der Förderung vermeiden.

Die Studienergebnisse zur „[Integration von KWK in einem möglichen zukünftigen Kapazitätsmechanismus in Deutschland](#)“ sind auf der Seite des BDEW abrufbar. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Austrian Power Grid fordert sichere Finanzierung für Gaskraftwerke



Quelle: Die APG-Vorstände Gerhard Christiner (li.) und Marcus Karger. Quelle: APG/Wolfgang Wolak

GASKRAFTWERKE. Laut dem Übertragungsnetzbetreiber ist die Versorgungssicherheit ohne Gaskraftwerke bis auf Weiteres nicht zu bewerkstelligen.

Finanzierungsmöglichkeiten seien dringend nötig.

Hinsichtlich seiner Gaskraftwerke steht Österreich vor nicht zu unterschätzenden Herausforderungen. Das berichtete der technische Vorstand des Übertragungsnetzbetreibers Austria Power Grid (APG), Gerhard Christiner, bei einem Hintergrundgespräch am 9. März in Wien. Ihm zufolge gingen seit 2014 etwa 40 Prozent der meist als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) konzipierten Erzeuger außer Betrieb. Rund ein Drittel der noch am Netz befindlichen Gaskraftwerke mit 3.500 MW Gesamtleistung sei „im letzten Drittel seiner Lebensdauer und kann bestenfalls noch etwa zehn Jahre lang betrieben werden“.

Mangels Rentabilität fehlt es indessen an Neubauvorhaben. Einzig die Wien Energie ventiliert immer wieder Pläne zum Bau einer rund 350 MW starken KWK, die nach Möglichkeit wasserstofftauglich sein sollte. Erst am 4. März bekundete Peter Weinelt, der Generaldirektor der Wiener Stadtwerke, denen die Wien Energie gehört, im Klub der Wirtschaftspublizisten einmal mehr, für eine Investitionsentscheidung sei ein funktionierender österreichischer Kapazitätsmarkt vonnöten. Anders könne die Anlage nicht finanziert werden, konstatierte Weinelt gegenüber der Redaktion.

„Die Netzreserve kann keine Neubauten finanzieren“

Ähnlich argumentierten Christiner und APG-Finanzvorstand Marcus Karger. Ihnen zufolge finden aber noch keine substanziellen Debatten hinsichtlich der Schaffung eines österreichischen Kapazitätsmarkts statt. Karger erläuterte auf Anfrage der Redaktion, das System der Netzreserve zum Vorhalten thermischer Kraftwerke zwecks sicheren Betriebs der Stromnetze könne nicht als Kapazitätsmarkt verstanden werden: „Der wichtigste Unterschied ist: Die Netzreserve kann keine Neubauten finanzieren. Außerdem gilt dieses System nur mehr bis 2030. Das ist sicher kein Zukunftsmodell.“ Grundsätzlich könne die APG selbst Gaskraftwerke errichten, wenn dies die Regulierungsbehörde E-Control genehmige. Aber solche Anlagen dürften ausschließlich zum Zweck der Netzsicherheit gefahren werden: „Und das wäre eine sehr teure Lösung“.

Christiner und Karger zufolge benötigt Österreich Gaskraftwerke auf absehbare Zeit weiter, um seine sichere Versorgung mit Strom zu gewährleisten. Laut Christiner belief sich Österreichs Gesamtbedarf an elektrischer Energie im Zeitraum Oktober 2025 bis einschließlich Februar 2026 auf rund 28,8 Milliarden kWh. Davon deckte die Wasserkraft (Laufkraftwerke und Speicher) 10,9 Milliarden kWh oder 28 Prozent. Auf die gasbefeuerten KWK entfielen 5,9 Milliarden kWh oder 20,8 Prozent. Die Windkraft steuerte 3,9 Milliarden kWh oder 13,6 Prozent bei, die PV 822 Millionen kWh oder 2,8 Prozent. Sonstige Erzeugungskapazitäten wie Biomassekraftwerke machten 980 Millionen kWh oder 3,4 Prozent aus. Als unverzichtbar erwiesen sich Importe, die sich auf 6,1 Milliarden kWh oder 21,2 Prozent beliefen. Christiner sieht diesen Befund auch als Hinweis darauf, dass die Stromerzeugung von Windrädern im Winterhalbjahr „möglicherweise überschätzt wird“.

Laut Christiner und Karger kam es von Oktober 2025 bis Februar 2026 „an rund 50 Prozent der Tage“ zu einer „Dunkelflaute“. Als „Dunkelflaute“ definiert die APG Zeiten, zu denen die Verfügbarkeit der Windkraft- und Photovoltaikanlagen im Tagesmittel weniger als zehn Prozent der installierten Maximalleistung beträgt. Gerade während solcher Perioden sind laut den beiden APG-Managern Gaskraftwerke unabdingbar.

Kraftwerksstrategie dringend notwendig

Dringend notwendig ist laut Christiner und Karger daher auch der rasche Beschluss der „Kraftwerksstrategie“, die die österreichische Bundesregierung in ihrem Arbeitsprogramm vom Frühjahr 2025 ankündigte. Laut Christiner „hat das der zu Ende gehende Winter mehr als deutlich bewiesen“. Es sei nicht möglich, sich allein auf erneuerbare Energien und Importe zu verlassen. Karger ergänzte, notwendig sei eine „nachhaltige Lösung für die Finanzierung neuer Gaskraftwerke. Momentan sehen wir diese leider noch nicht“.

Die Regierung nahm auf die „Kraftwerkstrategie“ im Übrigen auch in ihrer „Industriestrategie“ vom 16. Januar Bezug. Darin bekräftigte sie die Notwendigkeit des „strategischen Ausbaus und Aufbaus zusätzlicher flexibler Erzeugungskapazitäten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit“. Zu prüfen ist laut dem Dokument die Realisierbarkeit „moderner hocheffizienter und H2-ready-KWK-Gaskraftwerkslösungen sowie die Nachrüstung bestehender Gaskraftwerke auf Wasserstofftauglichkeit unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit“. // VON KLAUS FISCHER

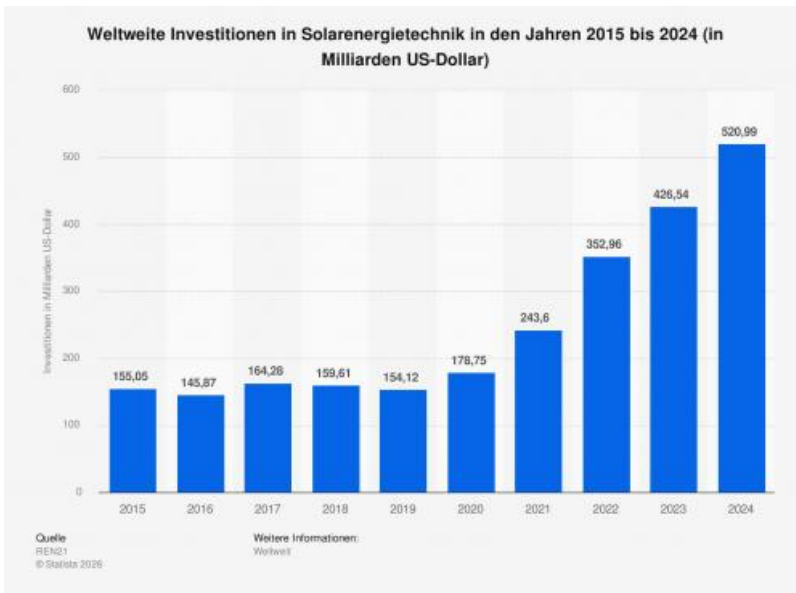
[^ Zum Inhalt](#)

Weltweite Investitionen in Solarenergie 2015 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 globalen Investitionen in Solarenergietechnik in den Jahren 2019 bis 2024. Im Jahr 2024 wurden weltweit rund 520,1 Milliarden US-Dollar in Solarenergieanlagen investiert.

// VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK



Quelle: Fotolia / alphaspirt

Quartierssimulation zeigt Flexibilitätspotenziale

F&E. Das Zukunftslabor Energie untersuchte ein Wohnquartier in Braunschweig. Die Simulation zeigt Einsparpotenziale durch PV, Wärmepumpen und E-Autos, aber auch Risiken für Stromnetze.

Der Umbau der Energieversorgung in Wohnquartieren kann den Energiebedarf und die CO₂-Emissionen deutlich senken. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an die Stabilität der Stromnetze. Zu diesem Ergebnis kommt eine Analyse des des Zentrums für digitale Innovationen Niedersachsen (ZDIN). Das Forschungsprojekt „Zukunftslabor Energie“ untersuchte anhand eines realen Wohnquartiers in Braunschweig, wie sich der zunehmende Einsatz dezentraler Energiekomponenten auf Effizienz und Netzbetrieb auswirkt.

Im Mittelpunkt der Untersuchung steht das Quartier „Am Ölper Berge“. Das Gebiet umfasst 49 Gebäude. Laut den Forschenden verfügte das Quartier im Jahr 2020 weder über Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) noch über gedämmte Fassaden. Die Gebäude bezogen Strom ausschließlich aus dem öffentlichen Netz.

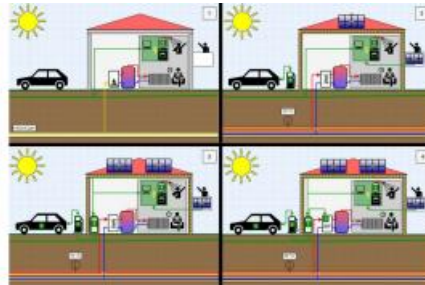
Das Team entwickelte für die Jahre 2030, 2040 und 2050 mehrere Zukunftsszenarien. Diese berücksichtigen unterschiedliche Kombinationen aus Strom- und Wärmeversorgung, Gebäudedämmung sowie der Nutzung von Elektrofahrzeugen. Die Szenarien orientieren sich laut dem Projekt an den langfristigen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung.

Im Szenario für das Jahr 2050 verfügen beispielsweise 60 Prozent der Wohnungen über Balkon-Solaranlagen. Insgesamt gehen die Forschenden von 147 Elektrofahrzeugen im Quartier aus, also drei pro Gebäude. Zusätzlich nehmen sie an, dass die Gebäudehüllen mit einer rund 20 Zentimeter dicken Dämmung ausgestattet sind.

Um die Wechselwirkungen im Energiesystem zu untersuchen, modellierte das Forschungsteam Komponenten wie Wärmepumpen, Heizkörper, PV-Anlagen, elektrische Speicher und Ladepunkte für Elektrofahrzeuge. Die Simulation bildet sowohl den Energieverbrauch als auch die Auswirkungen auf das Stromnetz ab.

Elektrofahrzeuge als Netzunterstützer

Für das Jahr 2050 untersuchten die Forschenden zudem vier unterschiedliche Strategien zum Laden der Elektrofahrzeuge. Nutzen die Fahrzeuge vorrangig überschüssigen Solarstrom aus den PV-Anlagen des Quartiers, wird das Netz deutlich entlastet. Zur Umsetzung dieser Strategien integrierten die Forschenden ein digitales Überwachungssystem mit dem Namen Grid-Observer. Das Tool analysiert die Netzspannung und kann sowohl das Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge als auch den Energieeinsatz im Strom- und Wärmesystem steuern.



Die Gebäudeszenarien mit zunehmenden dezentralen Energiekomponenten 1) Jahr 2020, 2) Jahr 2030, 3) Jahr 2040, 4) 2050 - Für Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften

Die Simulation zeige deutliche Effizienzgewinne, heißt es in einer Mitteilung. Im Vergleich zum Ausgangsjahr 2020 lasse sich der externe Strombedarf des Quartiers bis 2050 um bis zu 85 Prozent senken. Der Bedarf an externer thermischer Energie reduziert sich laut der Analyse um bis zu 67 Prozent. Damit sinke auch die Abhängigkeit von externer Wärmeversorgung, etwa aus Fernwärmenetzen oder aus fossilen Brennstoffen.

Auch bei der thermischen Effizienz der Gebäude sehen die Forschenden Verbesserungen. Im Basisszenario 2020 liege diese bei 77 Prozent. Hauptursachen sind der Analyse zufolge die Wärmebereitstellung über Gaskessel und fehlende Dämmung. Im Szenario 2050 steige die thermische Effizienz auf rund 84 Prozent. Gründe sind unter anderem der Einsatz von Wärmepumpen, der Niedertemperaturbetrieb und zusätzliche Wärmespeicher. Durch die Kombination aus Gebäudedämmung, elektrischer Wärmeversorgung und Elektromobilität lassen sich zudem erhebliche Emissionen vermeiden. Die Simulation habe eine Reduktion der gesamten CO₂-Emissionen des Quartiers bis 2050 um bis zu 88 Prozent ergeben.

Belastung der Transformatoren

Gleichzeitig zeige die Untersuchung jedoch Herausforderungen für die Energienetze. Die zunehmende Einspeisung von Solarstrom und der Einsatz dezentraler Speicher erhöhen die Komplexität im Netz und belasten den Transformator stärker. Gezielte Steuerungsmechanismen könnten solche Effekte verringern. Systeme wie der Grid-Observer können beispielsweise Ladeprozesse verschieben oder überschüssige Solarenergie gezielt nutzen, um die Netzspannung zu stabilisieren.

Dazu ist die digitale Kommunikation im Energiesystem notwendig. Um solche Abläufe zu analysieren, simulierte das Forschungsteam zunächst ein kleines Energienetz mit sechs Knoten. Anschließend übertrugen sie das Modell auf das reale Quartier mit 49 Knoten.

Die Ergebnisse zeigen nach Einschätzung des Projekts, dass dezentrale Technologien wie PV-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge erhebliche Beiträge zur Reduzierung von Energiebedarf und Emissionen leisten können. Gleichzeitig erfordern sie eine gezielte Planung der Netzinfrastruktur und der digitalen Steuerungssysteme. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Studie analysiert Wasserstoff im Koblenzer Gasnetz



Netzgebiet von Kesselheim, Wallersheim und Rheinhafen aus der Vogelperspektive. Quelle: EVM_Niklas Oster

WASSERSTOFF. Der mögliche Einsatz von Wasserstoff im Gasnetz war Thema eines Pilotprojekts in Koblenz-Kesselheim. Eine Studie zeigt nun, wie sich bestehende Netze technisch umrüsten lassen.

Die Energieversorgung Mittelrhein AG (EVM), ein kommunaler Energieversorger mit Sitz in Koblenz (Rheinland-Pfalz), hat ein Wasserstoff-Pilotprojekt im Stadtteil Koblenz-Kesselheim abgeschlossen. Gemeinsam mit dem Münchner Energieverbund Thüga untersuchte das Unternehmen rund anderthalb Jahre lang, ob sich bestehende Gasverteilnetze für den Transport von Wasserstoff eignen. Ziel der Untersuchung war es, technische und wirtschaftliche Grundlagen für die künftige Entwicklung regionaler Gasnetze zu schaffen.

Das Projektgebiet lag zwischen der Autobahn A48, der Bundesstraße B9 und dem Stadtteil Wallersheim im Norden der rund 114.000 Einwohner zählenden Stadt Koblenz. Die EVM-Gruppe wählte diesen Abschnitt laut einer Mitteilung bewusst aus, da er unterschiedliche Strukturen vereint: zahlreiche Gasanschlüsse in Haushalten und Unternehmen, verschiedene Druckstufen im Netz sowie Industriebetriebe mit hohem Energiebedarf.

Analyse von Netzdaten und Szenarien

Zu Beginn erfassten die Projektpartner sämtliche verfügbaren Netzdaten. Dazu gehörten Informationen aus geografischen Informationssystemen, digitalisierte Archivunterlagen sowie technische Daten zu Leitungen, Zählern und Gasdruckregelanlagen. Diese Bestandsaufnahme bildete die Grundlage für die Bewertung der Wasserstofftauglichkeit durch einen externen Dienstleister. Die Untersuchung basierte ausschließlich auf Datenanalysen und Szenarienrechnungen. Einen praktischen Test mit eingespeistem Wasserstoff im Netz gab es nicht.

Aufbauend auf den Ergebnissen entwickelten die EVM-Gruppe und die Thüga mehrere mögliche Entwicklungspfade für das Gasnetz bis zu den Jahren 2035 und 2040. Die Szenarien reichten von einer vollständigen Umstellung auf Wasserstoff über eine Teilumstellung auf der Hochdruckebene bis zu einem Mischmodell. In diesem Ansatz sollen vor allem große Industriekunden mit Wasserstoff versorgt werden, während Haushaltskunden weiterhin andere Gasformen nutzen.

In einer abschließenden Projektphase fassten die Beteiligten sämtliche Ergebnisse zusammen und entwarfen einen Transformationspfad für das Pilotgebiet. Dieser beschreibt laut der EVM-Gruppe, wie Betreiber einzelne Netzabschnitte schrittweise aus dem bestehenden Erdgasnetz herauslösen und für Wasserstoff umwidmen könnten.

Umwidmung technisch möglich

Die Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass sich ein Teilnetz im untersuchten Gebiet grundsätzlich mit vertretbarem Aufwand aus dem bestehenden Erdgasnetz herauslösen und auf Wasserstoffbetrieb umstellen lässt. Damit liefert das Projekt konkrete Praxisdaten für die langfristige Planung der Gasnetze.

Hendrik Majewski, technischer Geschäftsführer der Energienetze Mittelrhein, ordnet die Ergebnisse jedoch als frühen Schritt im Transformationsprozess ein. „Wir befinden uns weiterhin in einer frühen Phase der Transformation“, erklärte er laut Unternehmensangaben. Die Untersuchung habe gezeigt, dass sich vorhandene Anlagen wie Rohrleitungen, Armaturen sowie Mess- und Regeltechnik grundsätzlich für Wasserstoff anpassen lassen.

Ob und wann eine tatsächliche Umstellung erfolgt, hängt nach Darstellung des Unternehmens jedoch von mehreren übergeordneten Faktoren ab. Dazu zählen der Aufbau einer überregionalen Wasserstoffversorgung, geeignete regulatorische Rahmenbedingungen sowie der Ausbau entsprechender Infrastruktur. Diese Entwicklungen liegen nur teilweise im Einflussbereich regionaler Netzbetreiber.

Für die EVM-Gruppe liefert das Pilotprojekt dennoch eine Grundlage für weitere Planungen. Die gewonnenen Daten sollen laut Unternehmen helfen, zukünftige Investitionen in Gasnetze besser zu bewerten und mögliche Umstellungsstrategien besser einzuordnen. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Currenta testet industrielle Flexibilität im Netzpilotprojekt



Elektrodenkessel im Chempark Dormagen.
Quelle: Currenta

STROMNETZ. Die Bundesnetzagentur erprobt mit Unternehmen und Netzbetreibern neue Modelle für Industrienetzentgelte. Currenta beteiligt sich mit einem Pilotversuch am Chempark Dormagen.

Die Bundesnetzagentur hat im vergangenen Februar den Start eines Pilotprojekts zur Weiterentwicklung der Industrienetzentgelte angekündigt (wir berichteten). Gemeinsam mit ausgewählten Unternehmen und Netzbetreibern soll erprobt werden, wie eine mögliche Nachfolgeregelung für die bisherigen Regelungen aussehen könnte. Ziel sei es, Flexibilitätshemmnisse abzubauen und Anreize für ein systemdienliches Verbrauchsverhalten zu schaffen.

Zu den beteiligten Unternehmen gehört der Chemiepark-Betreiber Currenta. Am Chempark-Standort Dormagen will das Unternehmen laut eigener Mitteilung testen, welchen Beitrag industrielle Flexibilität unter realen Betriebsbedingungen zur Stabilisierung des Stromsystems leisten kann und wo betriebliche Grenzen liegen.

Hans Gennen erklärte, die Erprobung solle wichtige Hinweise für eine praxistaugliche Regulierung liefern. „Wir sehen es auch als einen Teil unserer Verantwortung als Standortbetreiber, praktische Erfahrungen in die Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens einzubringen“, so der Currenta-Geschäftsführer. Zugleich müsse man auch transparent machen, wo Grenzen bestünden, denn Flexibilität dürfe nicht zulasten der Versorgungssicherheit der Currenta-Kunden gehen.

Matthias Gasten, Leiter Energy Trading & Dispatching bei Currenta, erklärte, eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik müsse zwei Ziele miteinander verbinden: die Stabilität des Systems und verlässliche, wettbewerbsfähige Rahmenbedingungen für industrielle Verbraucher.

Im Pilotprojekt werde Currenta in Dormagen flexibel auf Preissignale reagieren. Das Unternehmen nutzt nach eigenen Angaben bereits Technologien, mit denen Strom bei hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien in Prozesswärme umgewandelt wird. Preissignale aus dem Markt würden über das Dispatching in konkrete Fahrweisen übersetzt, um zusätzliche Flexibilität in das Energiesystem einzubringen, ohne die Versorgung der ansässigen Unternehmen – insbesondere mit Prozessdampf – zu gefährden.

Das Pilotprojekt ist bis Ende 2026 angesetzt. Die Teilnahme von Currenta steht unter dem Vorbehalt der finalen regulatorischen Ausgestaltung und entsprechender behördlicher Bescheide. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Energyfish-Schwarmkraftwerk kann installiert werden



So sehen die Energyfish-Generatoren aus.
Quelle: Energyminer GmbH

WASSERKRAFT. Jetzt hat auch das Umweltministerium grünes Licht gegeben. Damit steht dem Bau des ersten Energyfish-Schwarmkraftwerks im Rhein nichts mehr im Wege. Es besteht aus 124 Generatoren.

„Eine Art der Stromgewinnung, die auch bei Nacht und ohne Wind unabhängig von anderen Ländern, erneuerbar, klima- und umweltfreundlich Strom produziert“, sei das, erklärte die rheinland-pfälzische Umwelt- und Klimaschutzministerin Katrin Eder anlässlich der Genehmigung für ein Schwarmkraftwerk in einem Nebenarm des Rheins bei Sankt Goar.

Ein Schwarmkraftwerk nutzt die Wasserkraft in Flüssen und Kanälen. Es besteht aus sogenannten „Energyfishen“. Dabei handelt es sich um schwimmende Strömungskraftwerke, deren Rotoren durch die Fließgeschwindigkeit eines Flusses angetrieben werden. Verankert werden sie im Flussbett, das dafür nicht angepasst werden muss. Sie sind kaum sichtbar und funktionieren geräuschlos. Der Strom wird über Kabel an Land gebracht.

Drei Energyfische schwimmen schon

Bei Sankt Goar sollen 124 Energyfische Strom produzieren, drei sind bereits in Betrieb, im nächsten Schritt sollen 21 weitere eingesetzt werden. Entwickelt wurden sie von der Energyminer GmbH. Die durchschnittliche Leistung pro Einheit wird vom Unternehmen mit 1,8 kW angegeben. 100 Energyfische produzieren danach pro Jahr 1.500 MWh Strom, womit sich 400 bis 500 Haushalte versorgen lassen.

„Die Genehmigung von Sankt Goar ist für uns ein starkes Signal – sie zeigt, dass Innovation, Wissenschaft und behördliche Sorgfalt Hand in Hand gehen können“, wird Georg Walder, Mitgründer und Co-CEO von Energyminer, in einer Mitteilung des Umweltministeriums zitiert. „Mit 124 Energyfishen entsteht hier ein neues Kapitel der Fließgewässernutzung – naturverträglich, dezentral und wirtschaftlich stark.“



Drei der Energyfische schwimmen schon im Rhein.
Quelle: Energyminer GmbH

Als besonderer Vorteil der Schwarmkraftwerke gilt ihre Gewässerträglichkeit. Im Gegensatz zu herkömmlichen Wasserkraftwerken verursachen sie keinen Aufstau, der für die Wanderfischarten des Mittelrheins, wie Barbe und Nase, ein unüberwindbares Hindernis darstellt. Die TU München war in einer Studie zur Fischverträglichkeit zu dem Ergebnis gekommen, dass die Energyfische die richtigen Fische weder verletzen noch ihr Verhalten negativ beeinflussen.

Die Energyfische sind, wie es seitens des Umweltministeriums heißt, auch für Eisgang und Hochwasser gerüstet: Durch eine automatische Tauchreaktion können sie dann auf den Grund des Flusses absinken. Auch Treibgut könne ungehindert passieren, sodass keine Blockaden entstehen.

Über das Schwarmkraftwerk im Rhein hatte die Redaktion bereits im vergangenen Jahr berichtet. Im Vorfeld waren auch schon Prototypen im Auer Mühlbach in München und in St. Goar selbst getestet worden. Auch im Lech bei Augsburg gibt es ein kleines Energyfish-Projekt. // [VON GÜNTER DREWNITZKY](#)

[^ Zum Inhalt](#)

GWA-Migration als Meilenstein zur Thüga-Abrechnungsplattform



Quelle: Shutterstock / luchunyu

IT. Die Braunschweiger Netz GmbH ist auf die GWA-Plattform der Thüga migriert. Dies war die Voraussetzung für den planmäßigen Anschluss als First Mover an die Thüga Abrechnungsplattform.

Die Braunschweiger Netz GmbH (BSINETZ) ist als Gateway-Administrator-Kunde (GWA) zu Thüga Smart Service (TSG) zurückgekehrt und hat ihre IT-Umgebung für intelligente Messsysteme neu ausgerichtet. Innerhalb von rund drei Wochen seien mehr als 10.000 Geräte auf die GWA-Plattform von TSG übertragen worden, teilten die beteiligten Unternehmen mit. Ein Großteil davon stamme aus dem Netzgebiet von BSI NETZ inklusive Lagergeräten, die ebenfalls migriert wurden.

Als Partner der Braunschweiger Netzgesellschaft seien auch die Stadtwerke Elm-Lappwald, die Stadtwerke Weißwasser, die Stadtwerke Springe sowie die Stadtwerke Görlitz mit weiteren 1.000 Geräten in das Projekt eingebunden gewesen. Auf diese seien nicht nur die Voraussetzungen bezüglich der Abrechnungsplattform geschaffen worden, sondern auch für eine Automatisierung und Skalierung beim Smart Meter-Rollout sowie beim sogenannten CLS-Management, also dem Steuern von Anlagen (Controllable Local Systems) in der Niederspannung.

Bei der Migration auf die GWA-Systemlandschaft der TSG sprechen die Partner von der „Migration vor der Migration“. Damit diese voll im Zeitplan bleiben und die Migration zur GWA-Plattform auf Basis der Robotron-Technologie erfolgen konnte, hätten BSI NETZ und TSG ihre Partnerschaft erneuert.

Alexander Haßdenteufel, Geschäftsführer bei TSG, sieht diese als Musterbeispiel: „Unser Augenmerk liegt auf ineinandergreifenden digitalen Meter-to-Cash Prozessketten aus einer Hand. Genau das ist durch die Synthese unserer GWA-Plattform mit der TAP-Abrechnungsplattform der Fall. Der Kunde bekommt einen funktionierenden Gesamtprozess statt Einzelteile.“ // [VON FRITZ WILHELM](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



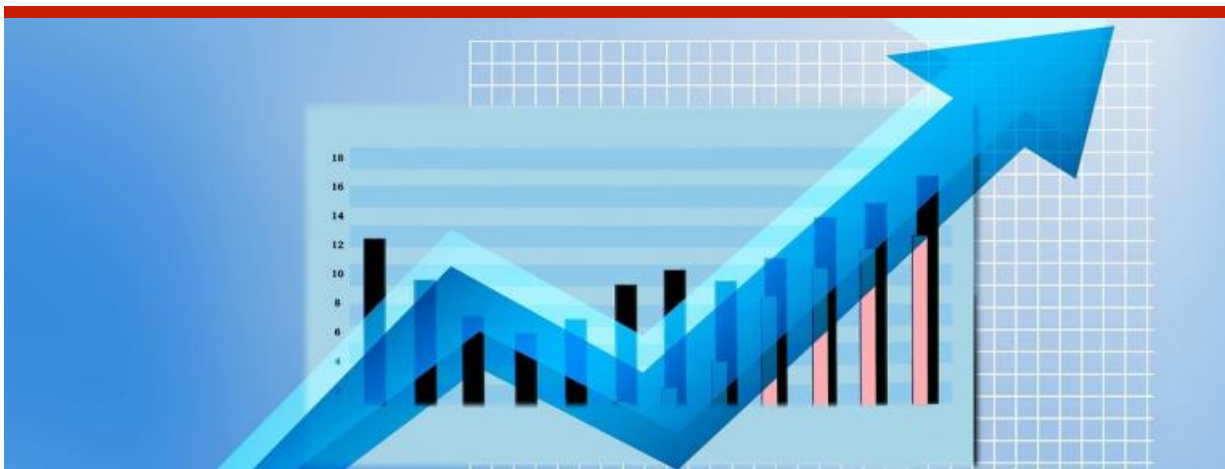
HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN

Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

50 Hertz steigert Ergebnis kräftig

BILANZ. 50 Hertz bilanziert für 2025 ein Ergebnis von knapp einer halben Milliarde Euro. CEO Stefan Kapferer schweben bei Netzanschlüssen „Kontingente“ für Erneuerbare und Batteriespeicher vor.

Der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz hat im vergangenen Jahr ein Konzernergebnis nach IFRS-Regelwerk in Höhe von 486 Millionen Euro erzielt. Das waren 176 Millionen Euro mehr als 2024. „Die starken finanziellen Ergebnisse sind die Folge einer ausgezeichneten operativen Leistung“, kommentierte der Chef der Elia-Gruppe, Bernard Gustin, die Bilanz der deutschen Tochter bei einer Pressekonferenz am 10. März. Das Kapital von 50 Hertz sei, wie der Aufsichtsratsvorsitzende betonte, „weiter gestärkt“ worden. Frisches Geld, das es dem Unternehmen ermöglichen soll, „zentrale Infrastrukturprojekte umzusetzen und die hohe Systemsicherheit zuverlässig zu gewährleisten“.

Für die Jahre 2026 bis 2028 sieht das Unternehmen jährliche Investitionen von rund 5 Milliarden Euro vor. Im zurückliegenden sei mit 3,8 Milliarden Euro der Planwert erreicht worden, berichtete die Geschäftsführerin Finanzen und Portfoliomanagement, Christine Janssen. „Für die aktuelle Regulierungsperiode von 2024 bis 2028 können wir unseren bisherigen Plan von knapp 23 Milliarden Euro bestätigen“, sagte sie. Dies sei fast fünfmal so viel wie in der vorherigen Regulierungsperiode.

Die Finanzierung durch Fremdkapital, organisiert durch die Muttergesellschaft Eurogrid bezifferte sie für 2025 auf 3,1 Milliarden Euro. An Eurogrid – der direkten Muttergesellschaft von 50 Hertz innerhalb der Elia-Gruppe – ist der Bund über die KfW-Bank mit 20 Prozent beteiligt. „Besonders stolz sind wir auf die Emission von Deutschlands erstem EU Green Bond nach dem neuen European Green Bond Standard mit einem Gesamtvolumen von über einer Milliarde Euro in zwei Tranchen“, so Janssen.

Über 90 neue Netzanschlüsse bewilligt

Das deutliche Ergebnisplus von 57 Prozent auf 486 Millionen Euro rührte, wie die Finanzchefin erläuterte, auch von Sondereffekten her. 46,5 Millionen Euro ergeben sich aus der geplanten schrittweisen Senkung der Körperschaftssteuer in den Jahren 2028 bis 2032. Darüber hinaus spiegelten sich Zinseffekte im IFRS-Ergebnis wider.

Positive Bilanz zieht das Unternehmen auch beim Netzausbau. Mit dem Energieleitungsausbaugesetz sei man fast durch, sagte der 50-Hertz-CEO. „Auch bei den Projekten im Bundesbedarfsplanungsgesetz kommen wir sehr gut voran.“

Erneuerbare machten in der Regelzone im vergangenen Jahr laut Kapferer einen Anteil von 74 Prozent der Last aus. „Das letzte Jahr war ein schwaches Windjahr“, erinnerte er. Der Stromverbrauch betrug 93 Milliarden kWh (2024: 94 Milliarden kWh). „Der Stromverbrauch hat nach wie vor keinen dynamischen Anstieg“, sagte er.

Positiv beschiedene Netzanschlussbegehren gab es mehr als 90 im vergangenen Jahr. Deren Anschlussleistung summiert sich 50 Hertz zufolge auf knapp 35 MW. Aktuell lägen weitere Anträge für 140 Batteriespeicher, 17 Rechenzentren und zwei Elektrolyseure vor.

Reifegradverfahren allein reicht nicht

„Wir werden sicher nicht allein mit dem Reifegradverfahren alle Fragen lösen können. Es lässt uns nicht die Möglichkeit zu sagen, Batteriespeicher sind schon viele da, lass uns doch lieber noch drei Rechenzentren anschließen oder einen weiteren Windpark“, sagte Kapferer über das neue Prozedere, das die vier ÜNB am 1. April starten. Und er fügte hinzu: „Hier werden wir mit der Politik auch nochmal über die Frage reden müssen, inwieweit die Politik den Mut hat, bestimmte Kontingente festzulegen, die im NEP-Prozess möglicherweise als Bedarfe ausgewiesen werden: Wie viel Gigawatt Batteriespeicher, wie viele Elektrolyseure sind notwendig, wie viel Erneuerbare brauchen wir.“

Auch die Frage, wo Erneuerbare-Anlagen errichtet werden und wo nicht, hält Kapferer für notwendig. „Es ist nicht die Aufgabe des Netzkunden und auch nicht die Aufgabe des Übertragungsnetzbetreibers, jedem Grundstückseigentümer in Deutschland einen Business Case zu verschaffen durch den Anschluss für Erneuerbare“. Es gehe nicht darum, weniger Erneuerbare zuzubauen, sondern darum, sie an Standorten zuzubauen, wo sie besser ihre Aufgabe bei der Dekarbonisierung des Systems erbringen können als an anderer Stelle.

Wind an Land als „Lastesel“

Welche Technologie Priorität haben sollte, steht für Kapferer außer Frage: „Wind an Land ist in vielerlei Hinsicht der Lastesel der Erzeugungskapazitäten in der Zukunft“, sagte er.

Auch was die Schwerpunktsetzung bei der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung angeht, findet der 50-Hertz-Chef klare Worte. Es stimme, dass mehr Kraftwerke im Süden erforderlich seien, aber ein Drittel der neuen Kapazitäten brauche man im Nordosten. Die Kapazitäten benötige man für den Fall, „dass wir einmal Netzwiederaufbau machen“ und zur Bereitstellung bestimmter Systemdienstleistungen. „Es gibt im Netzgebiet von 50 Hertz sehr wenig Gaskapazität.“ // **VON MANFRED FISCHER**

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIETREFFPUNKT

DAS KARRIEREPORTAL FÜR DIE ENERGIEWIRTSCHAFT

Rekrutieren Sie zielgenau in der Strom-, Gas- und Wasserwirtschaft.

Energetechnik Erneuerbare Energien Energiemanagement

☎ 08152 93 11 88 🌐 www.energietreffpunkt.de

Summe für Bürgerbeteiligung innerhalb eines Tages gezeichnet



Bürgergeld für Agri-Solarpark in Amelsbüren.
Quelle: Stadtwerke Münster

FINANZIERUNG. Der Aufruf der Stadtwerke Münster an Kunden und die Bevölkerung, sich an einer großen PV-Anlage zu beteiligen, war überaus erfolgreich.

Im vergangenen Februar hatten die Stadtwerke Münster die Bevölkerung der Region und ihre Kunden eingeladen, sich ab dem 9. März 2026 an einem neuen Ökostromprojekt zu beteiligen. Insgesamt 1,5 Millionen Euro wollten die Stadtwerke einsammeln. Diese Zahl haben sie auch erreicht – und zwar innerhalb eines Tages.

Laut einer Mitteilung des Versorgers war bereits am 9. März die gesamte Summe gezeichnet. Anlagewillige konnten sich mit Beträgen zwischen 500 Euro und 25.000 Euro an Projekt beteiligen. Versprochen ist ihnen eine jährliche Verzinsung in Höhe von 4 Prozent über Nachrangdarlehen mit einer zehnjährigen Laufzeit.

Sebastian Jurczyk, Geschäftsführer der Stadtwerke Münster, sieht darin ein „starkes Signal“ und wertet es als Zeichen, dass die Menschen in der Universitätsstadt hinter dem Ausbau der erneuerbaren Energien stehen und ihn aktiv mitgestalten wollen. „Gerade in Zeiten unsicherer fossiler Märkte und globaler Krisen zeigt dieser Rückenwind, dass Projekte wie der Agri-Solarpark in Amelsbüren der richtige Weg sind“, so Jurczyk.

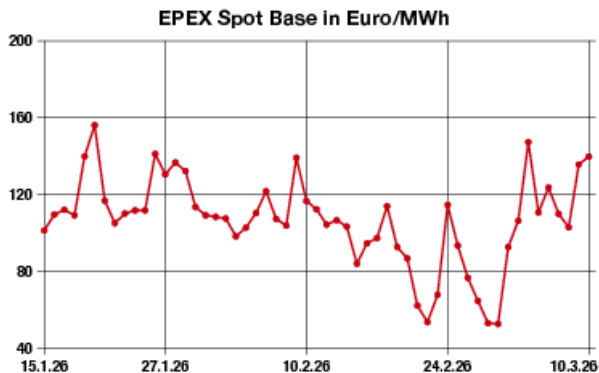
Ab April soll die Agri-PV-Anlage Strom liefern. Die jährliche Ernte ist mit 5,75 Millionen kWh veranschlagt. Im vergangenen Herbst hatten die Stadtwerke damit begonnen, die 13,2 Hektar große Anlage zu errichten. Ein Abnehmer der elektrischen Energie ist bereits gefunden. Es handelt sich um die im Hansa-Business-Park gelegene Fraunhofer-Einrichtung Forschungsfertigung Batteriezelle FFB. Diese wird den Stadtwerken zufolge über eine Direktleitung beliefert.

Da es sich um ein Agri-PV-Konzept handelt, ist auch eine landwirtschaftliche Nutzung des Geländes vorgesehen. Zwischen den Fundamenten und Montagegestellen und um sie herum sollen Nahrungs- und Futtermittelpflanzen angebaut werden. // VON FRITZ WILHELM

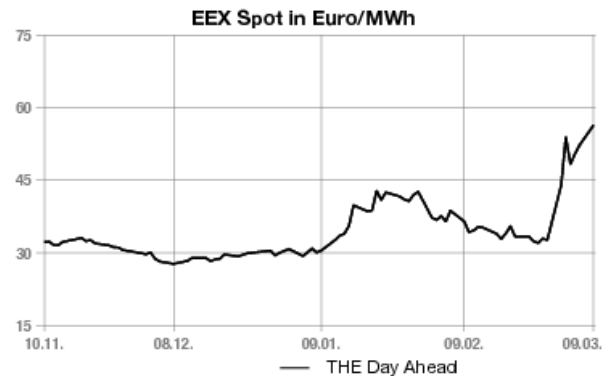
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Trump-Aussage sorgt für Preisrutsch bei Öl und Gas



Quelle: E&M

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

Schwächer haben sich die Energienotierungen am Dienstag gezeigt, nachdem US-Präsident Donald Trump ein rasches Ende des Irankrieges in Aussicht gestellt hat. Die jüngste Äußerung Trumps steht allerdings im Widerspruch zu früheren Äußerungen des US-Präsidenten, in denen von einer bedingungslosen Kapitulation des Regimes in Teheran die Rede war.

Der israelische Ministerpräsident Benjamin Netanjahu hat zudem Trump widersprochen und die Revolutionsgarde in Iran ihrerseits gab bekannt, dass sie bis zum Ende des Krieges Ölexporte durch die Straße von Hormus blockieren werde. Analysten betrachten eine Öffnung der Meerenge als Voraussetzung für einen weiteren Preisrückgang bei Öl und Gas.

Strom: Mit deutlichem Minus hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag präsentiert, der damit die Abgaben der Primärenergieträger Gas, Kohle und Öl widerspiegelte. Der Day-ahead verlor 60,75 auf 79,50 Euro je Megawattstunde im Base und 69,25 auf 72,50 Euro je Megawattstunde im Peak. An der EpeX Spot wurde die Grundlast mit 79,25 Euro und die Spitzenlast mit 72,27 Euro ermittelt. Der niedrigste Preis ergab sich für die Viertelstunde zwischen 10.45 und 11.00 Uhr, als gerade einmal 10 Euro-Cent für die Megawattstunde fällig wurden. Ursache für den Preisrückgang am Day-ahead ist neben den geringeren Notierungen der Vorprodukte die vermehrte Einspeiseleistung der Erneuerbaren, die laut den Meteorologen von Eurowind von 15,7 Gigawatt am Berichtstag auf 33,3 Gigawatt am Mittwoch klettern soll. Für den Donnerstag werden noch höhere Beiträge von Wind und Solar erwartet.

Zudem hat das längerfristig orientierte US-Wettermodell seine bisherige Prognose für die zweite Märzhälfte revidiert. Nunmehr gehen die US-Meteorologen auch für diesen Zeitabschnitt von sehr warmer Witterung in Deutschland aus.

Am langen Ende sank das Strom-Cal-27 um 6,02 auf 92,80 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Mit deutlichem Plus haben sich die CO₂-Preise am Dienstag präsentiert. Der Dec 26 gewann bis gegen 13.11 Uhr 1,58 auf 72,48 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 20 Millionen Zertifikate. Das Tief betrug 71,00 Euro, das Hoch 73,44 Euro. Der Grund für die Zugewinne am CO₂-Markt könnte laut Händlern in den kräftigen Abgaben für Strom, Gas, Öl und Kohle liegen, die nach den jüngsten Äußerungen von US-Präsident Trump aufgetreten waren. Die Preisrückgänge dämpften Sorgen, dass die stark erhöhten Energiepreise die Inflation befeuern und die westlichen Notenbanken zu Zinserhöhungen veranlassen könnten. Das wiederum hätte negative Auswirkungen auf die weltweite Konjunktur und die

Nachfrage nach CO2-Zertifikaten. Den Äußerungen Trumps wurde jedoch postwendend durch Iran aber auch durch den israelischen Ministerpräsidenten Benjamin Netanjahu widersprochen, sodass eine rasche Beendigung des Krieges keinesfalls als ausgemacht erscheint. Die Anleger am CO2-Markt dürften sich mithin abwartend verhalten.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise sind am Dienstag gesunken. Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 13.06 Uhr 6,850 auf 49,200 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es um 4,90 auf 48,00 Euro je Megawattstunde nach unten. Die Erdgaspreise sind eingebrochen, nachdem US-Präsident Trump eine rasche Beendigung des Irankriegs in Aussicht gestellt hatte. „Der Rückgang der Rohölpreise hat den Rest des Komplexes nach unten gezogen“, so die Analysten von ANZ. Dennoch bleibt Europa in einer prekären Lage, da die Speicher nach dem Winter stark entleert sind und die LNG-Versorgung beeinträchtigt ist. „Die Einstellung der Produktion in Katar, einem der größten Erdgasproduzenten der Welt, dürfte in den kommenden Monaten weitreichende Auswirkungen auf den Markt haben“, so die Analysten.

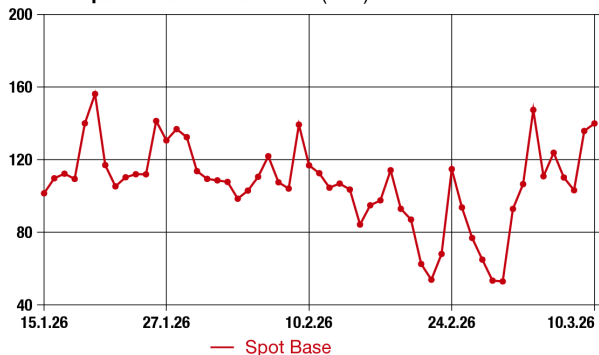
// VON CLAUD-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

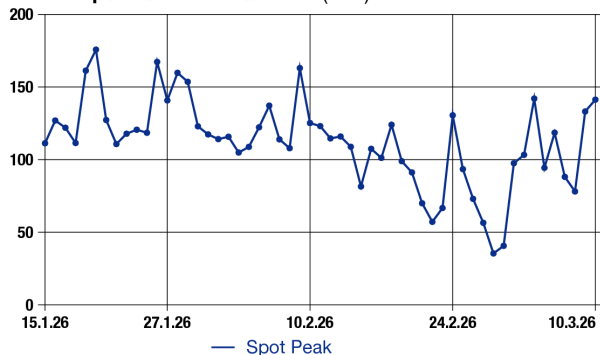
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

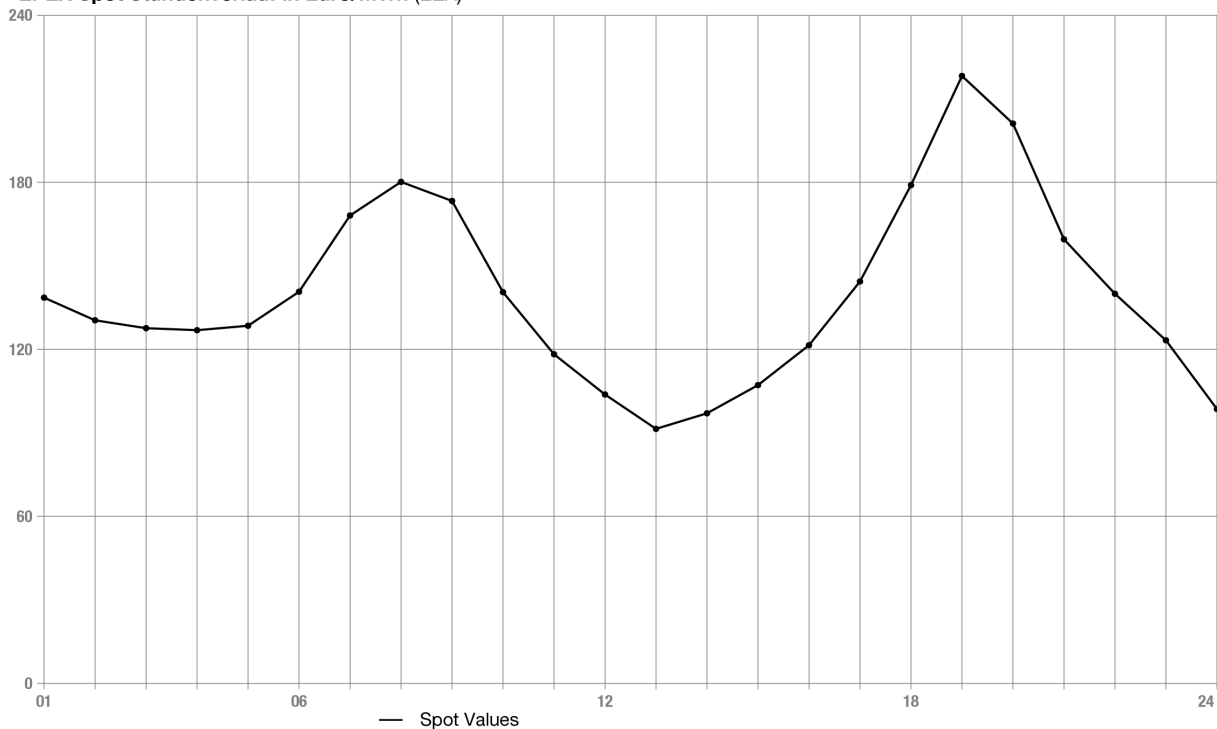
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

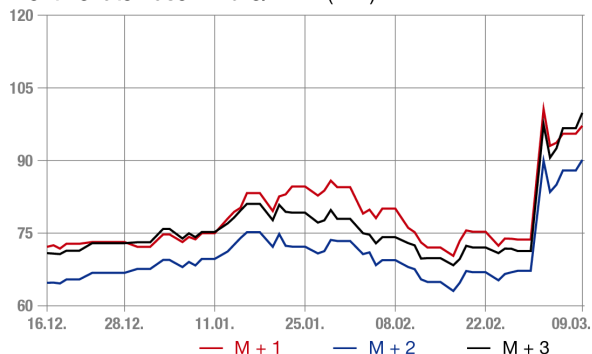
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	09.03.26	German Power Apr-2026	97,15
M2	09.03.26	German Power Mai-2026	90,10
M3	09.03.26	German Power Jun-2026	99,82
Q1	09.03.26	German Power Q2-2026	95,63
Q2	09.03.26	German Power Q3-2026	105,89
Q3	09.03.26	German Power Q4-2026	124,42
Y1	09.03.26	German Power Cal-2027	97,72
Y2	09.03.26	German Power Cal-2028	76,89
Y3	09.03.26	German Power Cal-2029	71,86

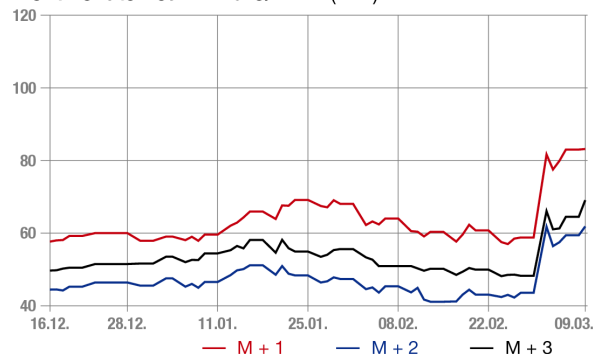
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	09.03.26	German Power Apr-2026	83,16
M2	09.03.26	German Power Mai-2026	61,84
M3	09.03.26	German Power Jun-2026	69,07
Q1	09.03.26	German Power Q2-2026	71,50
Q2	09.03.26	German Power Q3-2026	96,76
Q3	09.03.26	German Power Q4-2026	152,01
Y1	09.03.26	German Power Cal-2027	103,73
Y2	09.03.26	German Power Cal-2028	83,16
Y3	09.03.26	German Power Cal-2029	78,00

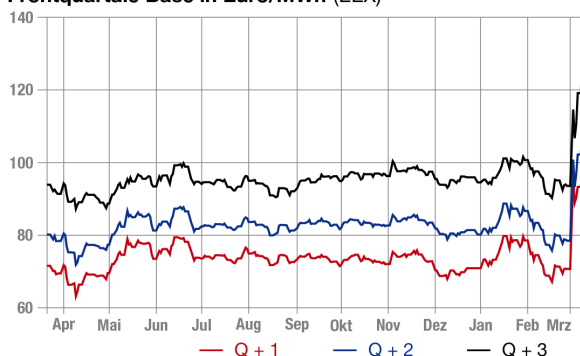
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



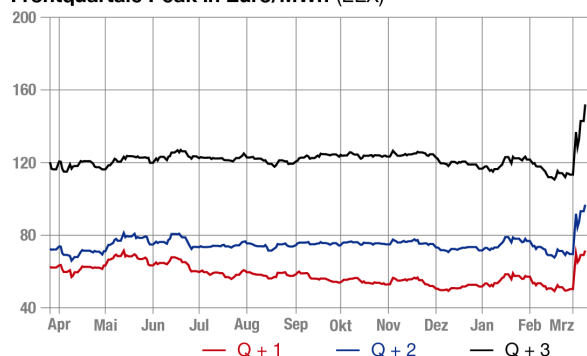
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



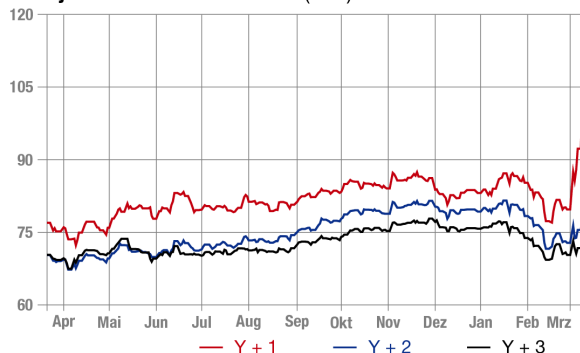
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



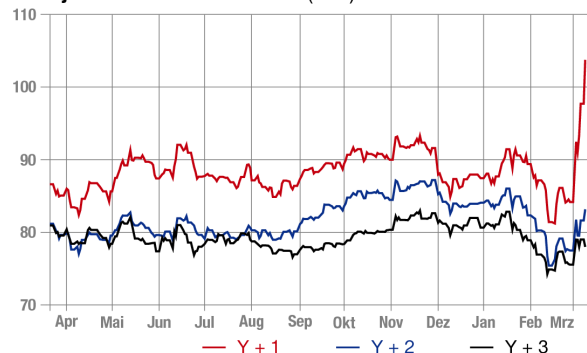
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



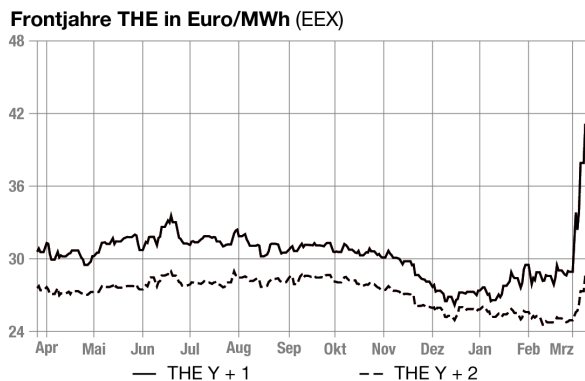
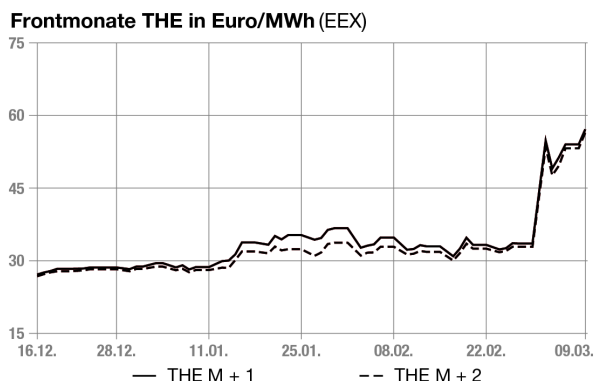
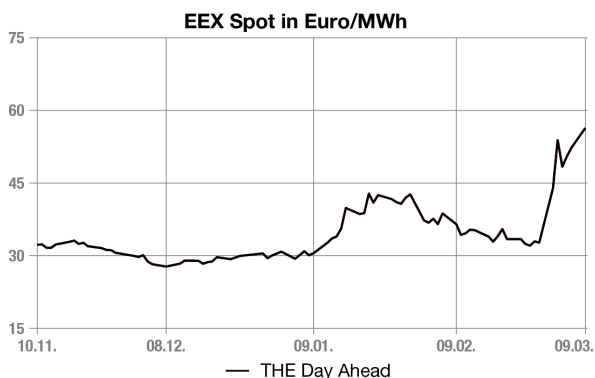
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



Gas Spot- und Terminmarkt

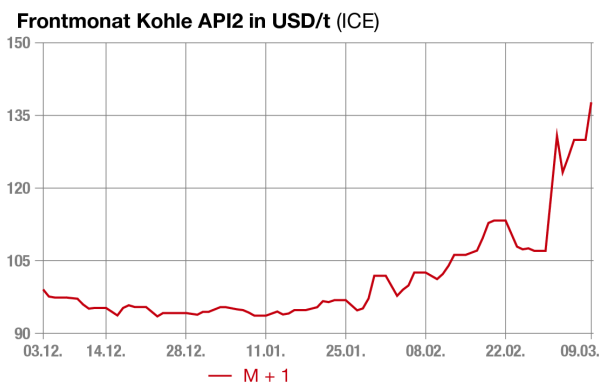
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	09.03.26	German THE Gas Apr-2026	57,14
M2	09.03.26	German THE Gas Mai-2026	56,48
Q1	09.03.26	German THE Gas Q2-2026	56,39
Q2	09.03.26	German THE Gas Q3-2026	53,87
S1	09.03.26	German THE Gas Win-2026	52,71
S2	09.03.26	German THE Gas Sum-2027	38,14
Y1	09.03.26	German THE Gas Cal 2027	41,15
Y2	09.03.26	German THE Gas Cal 2028	28,63



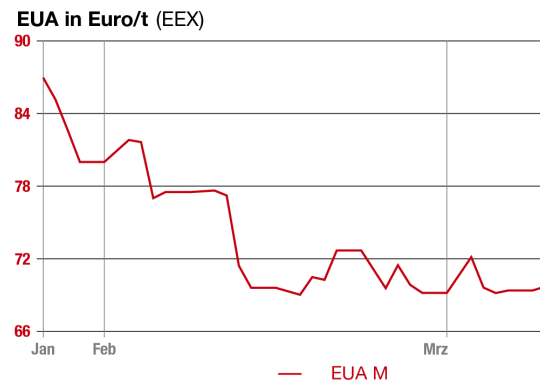
Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	09.03.26	139,92	EUR/MWh
Germany Spot peak	09.03.26	141,32	EUR/MWh
EUA Apr 2026	09.03.26	69,69	EUR/tonne
Coal API2 Apr 2026	09.03.26	137,70	USD/tonne



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	09.03.26	56,37	EUR/MWh
German THE Gas Apr-2026	09.03.26	57,14	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	09.03.26	41,15	EUR/MWh
Crude Oil Brent Mai-2026	09.03.26	87,97	USD/tonne



E&M STELLENANZEIGEN



Junior Geschäftsführer Energie (m/w/d)

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

in Mühlheim am Main

27.02.2026



Geschäftsführer (M/W/D)

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

in Hamburg

27.01.2026

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



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

Mitarbeiter:in im Netzbetrieb Abwasser (w/m/d) - Standort Steglitz Job-ID: 4207 Standort: Berlin, Wies...

in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

● Festanstellung / Ausbildung ● Homeoffice / Weiterbildung / Sabbatical



Erfahrener Projektleiter Bau (m/w/d) - Fortschritt im Bereich erneuerbare Energien (Sofort...

Bring frischen Wind in dein Berufsleben! Wir bei wpd entwickeln und betreiben Onshore-Wind- und Sol...

in Düsseldorf

vor 2 h

● Projektleitung ● Freie Mitarbeit



Teamleiter im Bereich Erneuerbare Energien (m/w/d)

Eine Aufgabe, die herausfordert Sicherstellen des operativen Geschäftes - Ressourcen einplanen, Aufg...

in Demmin

vor 2 h

● Projektleitung ● Ausbildung / Freie Mitarbeit ● Homeoffice / Weiterbildung / Kantine

[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 Weingärnter**

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!

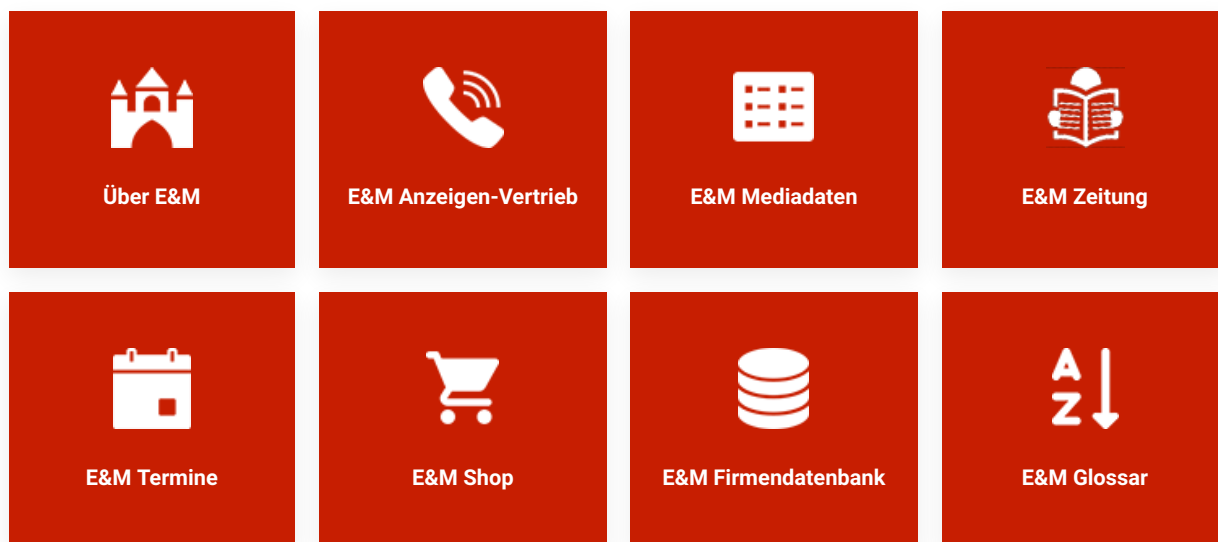
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

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:

