



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

STROM

**112,26 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**39,85 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

57.000

Anfragen und Beschwerden verzeichnete der Verbraucherservice Energie der Bundesnetzagentur im vergangenen Jahr. Stein des Anstoßes waren vor allem Stromlieferverträge.

POLITIK

Reiche verkündet Grundsatzvereinbarung mit der EU

STROM

Großhandelspreise Strom zweistellig gesunken

ERDGASHANDEL

RWE schließt 20-Jahresvertrag für LNG aus USA

Inhalt

TOP-THEMA

→ **VERBÄNDE:** Reaktionen zur Grundsatzvereinbarung mit der EU sind konträr

POLITIK & RECHT

- **POLITIK:** Reiche verkündet Grundsatzvereinbarung mit der EU
- **REGULIERUNG:** Wieder Tausende von Verbraucheranfragen bei der Netzentur
- **WINDKRAFT OFFSHORE:** Equinor darf an Empire Wind weiterarbeiten

HANDEL & MARKT

- **STROM:** Großhandelspreise Strom zweistellig gesunken
- **STROMSPEICHER:** Neuer „BESS-Co-Location-Index“ vorgestellt
- **STUDIE:** Wer heute Stromer fährt und lädt, ist jünger, weiblich und zufriedener
- **STATISTIK DES TAGES:** Anzahl der Stromnetzbetreiber in Deutschland

TECHNIK

- **SPEICHER:** Großbatteriespeicher in Alsdorf am Netz
- **NETZE:** Enercity Netz startet digitalen Zwilling für Niederspannung
- **STROMNETZ:** Bayernwerk peilt 13.000 digitale Ortsnetzstationen an

UNTERNEHMEN

- **ERDGASHANDEL:** RWE schließt 20-Jahresvertrag für LNG aus USA

- **BIOGAS:** Envitec kündigt weiteren Markteintritt an
 - **WINDKRAFT OFFSHORE:** EnBW rudert in Irischer See zurück
 - **PERSONALIE:** EWR verlängert mit Vorständen
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Gas sehr fest vor dem Wochenende
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Reaktionen zur Grundsatzvereinbarung mit der EU sind konträr



Quelle: Fotolia / Rawpixel

VERBÄNDE. Die Reaktionen auf die Grundsatzvereinbarung zur Kraftwerksstrategie mit der EU Kommission sind sehr unterschiedlich. Unternehmen und Verbände hatten zuvor bereits Beschwerden eingelegt.

Die EU-Kommission und die Bundesregierung haben sich auf Eckpunkte einer Kraftwerksstrategie verständigt, teilte das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) am 15. Januar mit. Damit ist der Weg frei für ein beihilferechtliches Genehmigungsverfahren. Die Reaktionen und Einschätzungen von Unternehmen und Verbänden sind sehr unterschiedlich.

So schreibt der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) von einem „großen Schritt“ in einer Mitteilung vom 16. Januar. Die Verständigung ist nach Ansicht des VKU wesentlich für die Versorgungssicherheit und die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland.

Allerdings schränkt VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing ein: „Die Ausschreibungen können nur eine Brücke in einen umfassenden Kapazitätsmechanismus sein. Für einen echten Kapazitätsmechanismus, den wir immer gefordert haben, sind noch viele Ausgestaltungsfragen offen.“ Zudem fordert der VKU, dass die Regierung auch schon bei der ersten Ausschreibungsrunde „eine breite Beteiligung und fairen Wettbewerb“ sicherstellen muss. Hierzu braucht es kleinere Losgrößen und ein Ausschreibungsdesign, das auch Stadtwerken realistische Chancen eröffnet.

Rolle der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung zugleich stärken

Allein mit der Kraftwerksstrategie ist es zudem nicht getan, betont der VKU-Chef: „Angesichts der vorgesehenen Einschränkungen bei der Doppelförderung von KWK-Anlagen bleibt die rasche und konsequente Umsetzung der im Koalitionsvertrag angekündigten Verlängerung und Reform des KWKG essenziell für eine nachhaltige Versorgungssicherheit.“ Denn verglichen zu „reinen Strommaschinen“ auf der grünen Wiese produzieren KWK-Anlagen nicht nur Strom, sondern auch Wärme und sichern damit die Wärmewende entscheidend ab.

Auch der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) mahnt an, dass die Kraftwerksstrategie nur ein erster Schritt ist. „Entscheidend ist, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie jetzt schnell ein einfaches und technologieoffenes Modell für den Kapazitätsmarkt ab 2032

wählt, das mit den geplanten Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie kompatibel ist“, sagte Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung. Ein solcher muss den Bau weiterer Kapazitäten, Flexibilitäten und Speicher anreizen, und auch den Bestand von Biogasanlagen, KWK-Anlagen und Wasserkraftwerken berücksichtigen, betont der BDEW.

Furcht vor Preisanstieg und Marktverzerrungen

Der Verband der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI) warnt vor einem Preisanstieg. Wolfgang Weber, Vorsitzender der ZVEI-Geschäftsführung, argumentiert: „Sollten die bisher bekannten Pläne Realität werden, dann steigen die Strompreise spätestens ab 2031. Je nach Ausgestaltung geht es schnell um ein bis zwei Cent pro Kilowattstunde, die alle Stromkunden – Industrie, Gewerbe und private Haushalte – zahlen müssten.“ Da die Stromkunden die Kraftwerksstrategie und den Kapazitätsmechanismus über einen Aufschlag auf den Strompreis finanzieren, steht nach Meinung von Weber die Politik in der Verantwortung, „von Beginn an alle Flexibilitätsoptionen in das System zu integrieren“.

Mehrere Firmen und Verbänden hatten zuvor bei der EU-Kommission Beschwerde gegen die Kraftwerkspläne der Bundesregierung eingelegt, darunter auch Octopus Energy. Auch das Unternehmen kritisiert, dass vor allem die Endverbraucher die Kosten tragen müssten. Bastian Gierull, CEO von Octopus Energy Germany sagt: „Die Reduktion auf 12 GW ist richtig. Allerdings setzt die Bundesregierung weiter einseitig auf Subventionen für konventionelle Kraftwerke, deshalb haben wir dagegen Beschwerde eingelegt.“ Mit der Beschwerde stelle sich das Unternehmen nicht gegen Gaskraftwerke, sondern gegen marktverzerrende Subventionen auf Kosten der Verbraucherinnen und Verbraucher.

Auch der Energieversorger Einkommafünfgrad legte Beschwerde in Brüssel ein. „Zwar gibt es nun augenscheinlich Bemühungen bei der Technologieoffenheit, im Kern ändert sich jedoch nichts: Auch dieses Ausschreibungsdesign ist teuer und wettbewerbsverzerrend – und damit beihilferechtlich unzulässig“, sagte CEO Philipp Schröder. „Dezentrale Flexibilität und virtuelle Kraftwerke werden im Papier sowohl direkt als auch indirekt über die Erbringungsdauer ausgeschlossen. Im Ergebnis wird es bei einer Subvention von Gas bleiben, was den Strompreis über Umlagen für die Verbraucher erhöht.“

Laut Einkommafünfgrad braucht es für Versorgungssicherheit keine Subventionen. Schröder: „Eine technologieoffene Absicherungspflicht verpflichtet alle Marktakteure, für ihre Leistung eine definierte Verfügbarkeit sicherzustellen – vom großen Kraftwerk bis zum Heimspeicher oder Elektroauto.“ Sie sei marktwirtschaftlich und sofort umsetzbar. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

**DAMIT BEI IHRER
KUNDENAKQUISE IM
ENERGIEVERTRIEB
SCHNELL DAS EIS
BRICHT.**

**WIR ENTWICKELN SOFTWARE.
WIR BEWEGEN DIE ENERGIEWIRTSCHAFT.
WIR SIND STARKE PARTNER.**

E-WORLD 2026,
HALLE 1, STAND 1E130

Soptim

**JETZT TERMIN
VEREINBAREN** ➔



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / nitpicker

Reiche verkündet Grundsatzeinigung mit der EU

POLITIK. Das Bundeswirtschaftsministerium hat sich mit der Europäischen Kommission auf Eckpunkte für die Kraftwerksstrategie geeinigt. Noch in diesem Jahr sollen 12.000 MW ausgeschrieben werden.

Die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung soll die Stromversorgung absichern. Dies soll mit neuen Gaskraftwerken geschehen. Eine wesentliche Hürde scheint nun genommen zu sein. Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) hat sich nun über Eckpunkte der Kraftwerksstrategie mit der Europäischen Kommission verständigt, teilte das BMWE am 15. Januar mit. Damit ist der Weg frei für ein beihilferechtliches Genehmigungsverfahren. Demnach sollen in einem ersten Schritt noch in diesem Jahr 12.000 MW neue, steuerbare Kapazität ausgeschrieben werden.

Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) betonte, dass die Grundsatzeinigung mit der EU-Kommission ein „entscheidender Schritt für die Versorgungssicherheit in Deutschland“ sei. Reiche: „Zugleich setzen wir den Startpunkt für einen umfassenden, technologieoffenen Kapazitätsmarkt, mit dem wir den Zubau weiterer Kraftwerke und anderer flexibler Kapazitäten anreizen. So sichern wir die Versorgungssicherheit und die Einhaltung unserer Klimaschutzziele gleichermaßen.“

Der Bundeskanzler Friedrich Merz (CDU) hatte die Einigung tags zuvor, am 14. Januar bei einem Wirtschaftsempfang in Halle an der Saale, angekündigt (wir berichteten). Merz: „Wir haben gerade heute Morgen in Berlin die Nachricht erhalten, dass im großen Umfang die EU-Kommission die Kraftwerkstrategie, die Strompreiskompensation und den Industriestrompreis genehmigen wird.“

In diesem Jahr soll noch Ausschreibungen starten

Neue Gaskraftwerke sollen künftig als Backups einspringen, wenn der Strombedarf durch erneuerbare Energien nicht zu decken ist – insbesondere bei Dunkelflauten. Aus der Kohleverstromung will Deutschland schrittweise bis zum Jahr 2038 aussteigen, damit geht viel gesicherte Leistung verloren. Aus der Kernenergie ist Deutschland bereits ausgestiegen.

Die wichtigen Punkte der Kraftwerksstrategie sind Folgende: Es sollen in diesem Jahr 12.000 MW Kapazität ausgeschrieben werden. Für 10.000 MW dieser Ausschreibungen ist ein Langfriskriterium vorgesehen, das

heißt, die dort bezuschlagten Kapazitäten müssen aus Gründen der Versorgungssicherheit über einen längeren Zeitraum am Stück Strom erzeugen können, erklärte das BMW.

Diese Langfristkapazitäten sollen spätestens im Jahr 2031 ihren Betrieb aufnehmen. In den Jahren 2027 und 2029/2030 werden dann nach Auskunft des Ministeriums weitere Ausschreibungen für steuerbare Kapazitäten folgen, die ebenfalls spätestens im Jahr 2031 verfügbar sein müssen. Diese Ausschreibungen sollen auch für bestehende Anlagen offen sein.

Wasserstofffähige Kraftwerke

Sämtliche Kraftwerke, die im Rahmen der Kraftwerksstrategie gebaut werden, sollen wasserstofffähig sein. Um den Kraftwerkspark „gezielt weiter zu dekarbonisieren, sollen zusätzliche Maßnahmen einen vorzeitigen Umstieg auf Wasserstoff anreizen“, sodass 2.000 MW Kraftwerksleistung bereits 2040 und weitere 2.000 MW Kraftwerksleistung bereits 2043 auf Wasserstoff umgestellt werden.

Dazu will die Regierung einen Rechtsrahmen schaffen, sodass ab 2027 auch Ausschreibungen für die vorzeitige Dekarbonisierung, die unter anderen Differenzverträge für die zusätzlichen Brennstoffkosten bei einer vorzeitigen Umstellung auf Wasserstoff vorsehen, durchgeführt werden. Die neuen Gaskraftwerke sollen in einen technologieoffenen und marktwirtschaftlichen Kapazitätsmechanismus integriert werden.

Das EU-Beihilfverfahren ist jedoch mit der Grundsatzeinigung noch nicht abgeschlossen. Die Kraftwerksstrategie muss nach Vorlage eines Gesetzentwurfs noch von der Europäischen Kommission beihilferechtlich genehmigt werden. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Wieder Tausende von Verbraucheranfragen bei der Netzentur



Gebäude der Bundesnetzagentur in Bonn.
Quelle: Bundesnetzagentur

REGULIERUNG. Das öffentliche Interesse am „Verbraucherservice Energie“ der Bundesnetzagentur ist leicht rückläufig, liegt aber noch deutlich über dem Vor-Energiekrise-Niveau.

Der Verbraucherservice Energie der Bundesnetzagentur hat im Jahr 2025 rund 57.000 Anfragen und Beschwerden erhalten. Damit lag das Interesse auf einem nahezu vergleichbaren Niveau wie im Vorjahr, als knapp 59.000 Eingänge verzeichnet wurden, heißt es in einer Mitteilung.

Der Verbraucherservice Energie ist Teil der Bonner Behörde. Der Service ist eine nationale Kontaktstelle für Verbraucher und informiert über Rechte im Energiebereich, geltende energierechtliche Vorschriften sowie über Vorgehensweisen bei Streitigkeiten mit Strom- oder Gaslieferanten.

Die eingehenden Anfragen im Energiebereich haben sich laut Bundesnetzagentur zwischen 2019 und 2025 deutlich erhöht. 2019 lag das Aufkommen noch bei rund 19.000 Eingängen. In den Folgejahren nahm die Zahl spürbar zu und erreichte 2022 bereits ein deutlich höheres Niveau. 2023 wurde mit rund 61.400 Anfragen der Höchstwert verzeichnet.

2024 ging die Zahl leicht auf knapp 59.000 zurück. 2025 lagen die Eingänge mit rund 57.000 erneut etwas niedriger, blieben aber deutlich über dem Niveau vor 2022. Inhaltlich dominierten über alle Jahre hinweg Fragen zu Energielieferverträgen, Preisen und Abrechnungen.

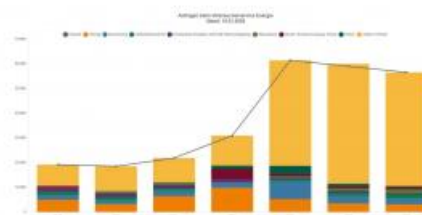
Stein des Anstoßes vor allem Stromverträge

Der überwiegende Teil der Anfragen im vergangenen Jahr bezog sich auf die Stromversorgung, ein geringerer Anteil auf den Gasbereich. Thematisch dominierten Energielieferverträge. Besonders häufig ging es um Abrechnungen und die Zusammensetzung der Preise. Ein weiterer Schwerpunkt waren Fristen, innerhalb derer Lieferanten nach Vertragsbeendigung eine Schlussabrechnung erstellen müssen. Auch Fragen zum Kündigungsrecht bei Lieferverträgen spielten eine relevante Rolle.

Zu den aktuell am häufigsten gestellten Fragen zählen, innerhalb welcher Frist ein Lieferant eine Abrechnung erstellen muss, wie Verbraucher vorgehen können, wenn sie eine Vertragsbestätigung oder Zahlungsaufforderung erhalten, obwohl kein Vertrag abgeschlossen wurde, sowie die Frage, bei welchen Kunden intelligente Messsysteme eingebaut werden, heißt es weiter.

Die beim Verbraucherservice Energie eingehenden Informationen werden halbjährlich ausgewertet und aktualisiert. Darüber hinaus nutzt die Bundesnetzagentur die Daten, um mögliche Missstände im Energiemarkt zu identifizieren. Sie prüft, ob Energieversorger ihre energierechtlichen Verpflichtungen einhalten, und kann aufsichtsrechtliche Maßnahmen einleiten, wenn der Verdacht besteht, dass Unternehmen systematisch gegen das Energiewirtschaftsgesetz verstoßen.

Betroffene können sich schriftlich, aber auch telefonisch bei Fragen oder Problemen dorthin wenden. „Wenn Verbraucherinnen und Verbraucher Fragen zu ihrer Energiebelieferung haben, können sie sich an die Bundesnetzagentur wenden“, sagt Klaus Müller, Präsident der Bundesnetzagentur.



(Zur Vollansicht auf die Grafik klicken)

Quelle: Bundesnetzagentur

// VON STEFAN SAGMEISTER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Equinor darf an Empire Wind weiterarbeiten



Quelle: Shutterstock

WINDKRAFT OFFSHORE. Einstweilige Verfügung zugunsten von Equinor: Der norwegische Energiekonzern darf die Bauarbeiten für das Projekt Empire Wind vor der Küste des Bundesstaates New York wieder aufnehmen.

Equinor hat im Streit um ein Offshore-Windprojekt in den USA einen Sieg vor Gericht eingefahren. Ein US-Richter sagte am 15. Januar, er sei nicht überzeugt, dass der Bau des Projekts „Empire Wind“ des norwegischen Energiekonzerns unmittelbar gestoppt werden musste.

Empire Wind habe bewiesen, dass das Projekt „irreparablen Schaden“ durch den von der US-Regierung im Dezember verhängten Baustopp davontragen würde, sagte Distriktrichter Carl Nichols bei einer Anhörung in Washington. Der Schaden durch die Aussetzung wiege schwerer als die Gefahren, die die Regierung in

dieser Bauphase dargelegt habe. Der Richter kündigte an, den Rest des Falls beschleunigt zu behandeln. Equinor teilte mit, Empire Wind werde daran arbeiten, die „sichere und verantwortungsvolle Umsetzung seiner Aktivitäten“ zu gewährleisten. Das US-Innenministerium reagierte nicht unmittelbar auf eine Bitte um eine Stellungnahme.

Diese Woche war bereits eine einstweilige Verfügung des dänischen Windkraftanlagenkonzerns Orsted gegen den von der Regierung verhängten Baustopp gegen das Projekt Revolution Wind genehmigt worden. Das Projekt Revolution Wind ist ein Gemeinschaftsunternehmen von Skyborn Renewables und Orsted.

US-Ministerium: Rotorblätter verursachen Radarstörungen

„Geheimdienstliche Erkenntnisse“ aus dem US-Kriegsministerium haben das US-amerikanische Innenministerium am 22. Dezember vergangenen Jahres dazu veranlasst, die Bauarbeiten an fünf Offshore-Windkraftprojekten zu stoppen. Die Bewegung massiver Rotorblätter, so heißt es in einer offiziellen Mitteilung des Ministeriums, und die stark reflektierenden Türme verursachten Radarstörungen, sogenanntes „Clutter“. Dieses verdeckte reale bewegliche Ziele und erzeuge falsche Ziele in der Umgebung der Windprojekte.

Betroffen von der Anordnung sind die Projekte Vineyard Wind 1 (800 MW), Revolution Wind (700 MW), CVOW – Commercial (2.600 MW), Sunrise Wind (920 MW) und Empire Wind 1 (810 MW), alle an der Ostküste der USA gelegen.

Anfang Januar hatten Orsted und Equinor Klagen beim Bezirksgericht der Vereinigten Staaten für den District of Columbia eingereicht. // [VON DOW JONES / REDAKTION](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock

Großhandelspreise Strom zweistellig gesunken

STROM. Der Verband der Energie-Abnehmer (VEA) untersucht periodisch die Strompreisentwicklung. Die Commodity Strom wurde in den vergangenen Monaten für Großkunden billiger.

Die Strompreise für größere Abnehmer in den deutschen Verteilnetzen sind im Jahresvergleich gesunken. Nach einer Auswertung des Verbands der Energie-Abnehmer (VEA) sanken die Preise in den mehr als 50 untersuchten Netzgebieten im Vergleich zum ersten Halbjahr 2025 um 11 Prozent.

Ursächlich dafür seien vor allem gesunkene Großhandelspreise sowie staatliche Zuschüsse für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), so der VEA. Trotz des allgemeinen Rückgangs blieben die regionalen Unterschiede bei den Strompreisen erheblich. „Wegen der großen Preisunterschiede für die Netznutzung ergeben sich nach wie vor regionale Unterschiede bei den Strompreisen“, schreibt der VEA. Zusätzlich wirkten sich seit diesem Jahr Entlastungen für Netzbetreiber mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) aus, was zu spürbaren Verschiebungen zwischen den Netzgebieten führt.

Die stärksten prozentualen Preissenkungen verzeichnet die AVU Netz GmbH mit Sitz in Gevelsberg, Nordrhein-Westfalen, mit minus 18,2 Prozent. Es folgen die Bayernwerk Netz GmbH, Regensburg, zuständig für große Teile Bayerns, mit minus 16,6 Prozent sowie die EAM Netz GmbH mit Sitz in Kassel, tätig in Hessen und angrenzenden Regionen, mit minus 16,0 Prozent.

Preisspanne von 29 Prozent

Die Spannweite zwischen dem günstigsten und dem teuersten Netzgebiet bleibt nach VEA-Angaben groß. Den niedrigsten Durchschnittspreis weist die Stadtwerke Kiel Netz GmbH in Schleswig-Holstein mit 14,18 Ct/kWh auf. Am teuersten ist die Ovag Netz GmbH mit 18,27 Ct/kWh. Die Differenz beträgt damit 4,09 Ct/kWh beziehungsweise 28,9 Prozent.

Zu den drei günstigsten Netzgebieten zählen neben Stadtwerke Kiel Netz die Schleswig-Holstein Netz AG in Quickborn, und die EWE Netz GmbH mit Sitz in Oldenburg, die vor allem in Niedersachsen und Bremen aktiv ist. Die höchsten Durchschnittspreise weisen nach der Ovag Netz GmbH, die Energieversorgung Halle Netz GmbH sowie die „SachsenNetze HS.HD GmbH“ mit Sitz in Dresden auf, die große Teile Sachsens versorgt.

Auch zwischen Ost- und Westdeutschland zeigen sich Unterschiede. Der durchschnittliche Strompreis in den neuen Bundesländern liegt bei 16,19 Ct/kWh und damit um 0,14 Ct/kWh beziehungsweise 0,9 Prozent unter dem Mittelwert der alten Bundesländer von 16,33 Ct/kWh.

Der Preisvergleich des Verbands der Energie-Abnehmer umfasst insgesamt 50 große Netzgebiete in Deutschland. Damit wird nach VEA-Aussage „ein erheblicher Teil des deutschen Stromnetzes abgedeckt“. Die Reihenfolge im Vergleich basiere auf dem arithmetischen Mittel ohne Gewichtung der 15 Abnahmefälle. Grundlage sind Vollstromversorgungsverträge mit Vertragsbeginn 1. Januar 2026 und einer Laufzeit von zwölf Monaten, die Unternehmen im zweiten Halbjahr 2025 abgeschlossen haben.



Der Preisvergleich des Verbands der Energie-Abnehmer I/2026.

(Zur Vollansicht auf die Grafik klicken)

Quelle: VEA

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Neuer „BESS-Co-Location-Index“ vorgestellt



Quelle: Fotolia / malp

STROMSPEICHER. „BET“ und „Energy2market“ stellen einen frei zugänglichen Marktindex vor. Er beschreibt, welchen Mehrwert Batteriespeicher im gemeinsamen Betrieb mit PV-Anlagen erzielen können.

Die Kombination von Photovoltaikanlage und Batteriespeicher (Battery Energy Storage System, BESS) an einem Standort – genannt BESS-Co-Location – „gilt als einer der wichtigsten Trends für die Jahre 2026 und 2027“. Das schreiben BET Consulting (BET) und „Energy2market,“ (E2M) bei der Vorstellung ihres „BESS-Co-Location-Index“.

Hintergrund dafür seien sinkende Marktwerte für Solarstrom, rückläufige Marktprämien sowie zunehmend knappe Netzanschlusskapazitäten. Betreiber und Projektierer stünden damit vor der Aufgabe, bestehende und neue PV-Anlagen wirtschaftlich weiterzuentwickeln und vorhandene Netzanschlüsse möglichst effizient zu nutzen, heißt es weiter. Der neue Index kann hier eine Entscheidungshilfe bieten.

Der BESS-Co-Location-Index bildet tagesaktuell ab, welchen zusätzlichen Erlös Batteriespeicher gegenüber einem reinen PV-Only-Betrieb erzielen können. Er stellt unterschiedliche Speicherstrategien gegenüber und weist den jeweiligen täglichen Mehrwert aus. Die Mehrerlöse werden dabei primär auf die installierte Leistung des Batteriespeichers bezogen, um eine Vergleichbarkeit mit Kennzahlen von Stand-Alone-BESS zu ermöglichen. Ergänzend erlaubt der Index den Vergleich des Marktwerts der Anlagenkombination mit dem Marktwert einer PV-Anlage ohne Speicher.

Differenziert wird zwischen drei Speichertypen nach den Regelungen des Paragraph 19 Erneuerbare-Energien-Gesetz: Grünstromspeichern, bei denen kein Netzbezug erfolgt und die EEG-Qualität erhalten bleibt, Graustromspeichern mit möglichem Netzbezug und Verlust der EEG-Qualität sowie Mischstromspeichern, bei denen über ein Messkonzept ein Netzbezug möglich ist, ohne die EEG-Qualität zu verlieren.

Simulation in 15-Minuten-Auflösung

Grundlage des Index ist eine detaillierte Einsatzsimulation des Handels- und Betriebsverhaltens der kombinierten Anlagen auf den relevanten Spotmärkten. Die Berechnung erfolgt in einer 15-Minuten-Auflösung und berücksichtigt den Day-Ahead-Markt, Intraday-Auktionen, den kontinuierlichen Intraday-Handel sowie veröffentlichte Marktwerte und Wetterdaten zur PV-Einspeisung.

Die Initiatoren sehen vielfältige Anwendungsbereiche. PV-Betreiber erhalten eine erste Einschätzung, wie sich ein Speicher auf die Wirtschaftlichkeit bestehender oder geplanter Anlagen auswirkt. Projektentwickler können objektive Referenzwerte für Projektdokumentationen und Angebote nutzen. Vermarkter können ihre eigene Vermarktungsleistung mit einem neutralen Benchmark vergleichen und Netzbetreiber und politische Akteure wiederum finden datenbasierte Argumente für eine netzdienliche Integration von Speichern und für die Überbauung von Netzanschlüssen.

Alexander Kox, Geschäftsführer bei BET, betont: „Der Index schließt eine zentrale Informationslücke im Markt und bietet Investoren, Projektentwicklern, Banken und Betreibern eine objektive Orientierung und verlässliche Grundlage zur Bewertung hybrider PV-Projekte und bestehender Prognosen.“

Der „**BESS-Co-Location-Index**“ kann auf der Internetseite von BET Consulting abgerufen werden.

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Wer heute Stromer fährt und lädt, ist jünger, weiblich und zufriedener



Quelle: Eon / Malte Braun

STUDIE. Wer nicht zu den Pionieren der E-Mobilität zählt, sondern mit dem Hochlauf der Stromer eingestiegen ist, hat im Vergleich weniger am Laden im öffentlichen Raum zu bemängeln.

Die Zufriedenheit beim Laden von Elektro-Autos steigt. Das zeigt eine Nutzerumfrage des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) für das vergangene Jahr. Der BDEW hat nach eigenen Angaben im Januar 2026 etwa 2.700 Menschen befragt, dabei gehen die besonders positiven Rückmeldungen vor allem auf das Konto der neu in die E-Mobilität Eingestiegenen.

Je länger es elektrische Antriebe gibt, desto mehr Nutzende kommen hinzu. Also hört der BDEW sich inzwischen nicht nur bei den Pionieren um, sondern auch unter den inzwischen Hinzugestoßenen – den sogenannten „Early Adoptern“. Sie seien deutlich zufriedener mit dem öffentlichen Ladeangebot als die Stromer-Fahrenden der ersten Stunde, so der BDEW.

Es gibt allerdings noch weitere Veränderungen zwischen Früh- und Späteinsteigenden. An Bord von E-Autos sitzen nun häufiger Frauen, während zu Beginn des Elektro-Zeitalters vorwiegend Männer ein solches Fahrzeug besaßen. Auch verändert sich die Altersstruktur. Wer neu eingestiegen ist, ist etwa 30 bis 45 Jahre alt. Die Pioniere zählten überwiegend zu der Stufe 45 Jahre und älter.

Durch die Verschiebung in den Altersklassen ändert sich auch das Ladeverhalten. Immer mehr der E-Auto-Fahrenden sind im urbanen Zusammenhang zu finden, sie leben der Untersuchung zufolge häufiger in Großstädten und Mehrfamilienhäusern. Das macht das Laden weniger einfach, weil die Steckdose oder Wallbox an einer eigenen Garage oder Hauswand meist fehlt.

Umso interessanter erscheint die ausgeprägte Zufriedenheit der Early Adopter mit dem Angebot an öffentlichen Ladepunkten, die sie neben Angeboten des Arbeitgebers nutzen. Das öffentliche Laden übererfüllt zu 58 Prozent ihre Erwartungen an die Qualität. Über alle Befragten hinweg ist die Zustimmung mit 86 Prozent sehr hoch. Wer zu Hause laden kann, ist nur marginal positiver gestimmt als die Gruppe derer, die nicht über diese Möglichkeit verfügen.

Die Veränderungen in Alter und Zusammensetzung der E-Mobilisten führt auch dazu, dass immer mehr Tools beim Laden zum Einsatz kommen. Insgesamt nutzt etwas mehr als die Hälfte beispielsweise Apps für den Preisvergleich. Der Anteil bei den Early Adoptern ist dabei deutlich höher als bei den Pionieren. Wer seinen Stromer als Dienstwagen fährt, tut das kaum.

Die Early Adopter unterscheiden sich noch in einem weiteren Punkt von den frühesten E-Mobilisten. Sie achten weniger genau auf den Preis – sowohl beim Kauf eines Stromers als auch bei den Tarifen für die kWh Autostrom. Diese Zielgruppe erreicht eine hohe Kilometerleistung: 60 Prozent von ihnen kommen auf eine Wegstrecke von mehr als 15.000 Kilometern im Jahr, während es bei den Pionieren 52 Prozent sind. Die Jahresstrecke insgesamt liegt deutlich über der von jenen, die einen Verbrenner fahren.

Der BDEW hat seine Umfrage zum insgesamt vierten Mal durchgeführt. Mit der Untersuchung will der Verband nach eigenen Angaben die öffentliche Diskussion über die E-Mobilität „versachlichen“. Die „4. BDEW Nutzerumfrage: Elektromobilität und Laden 2025“ ist als PDF im Internet verfügbar.

// VON VOLKER STEPHAN

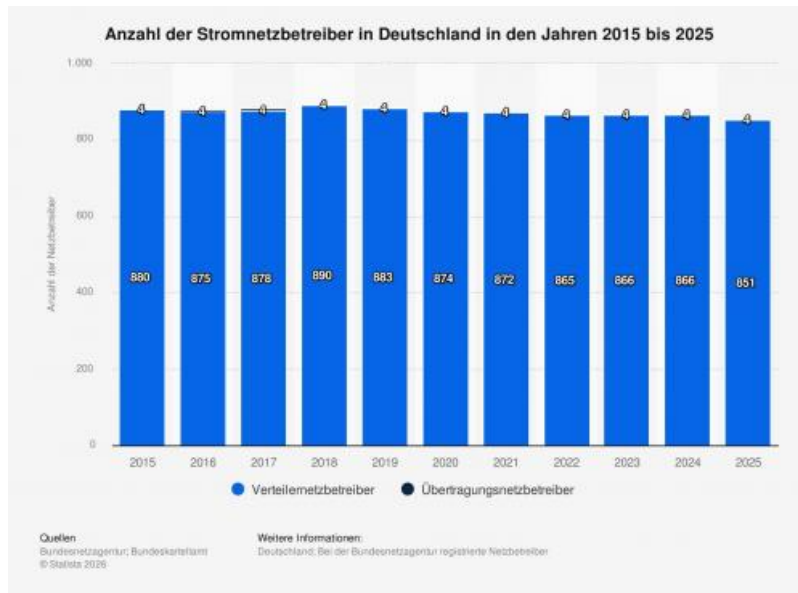
[^ Zum Inhalt](#)

Anzahl der Stromnetzbetreiber in Deutschland



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Im Jahr 2025 wurden in Deutschland insgesamt 851 Stromnetzbetreiber gezählt. Gegenüber dem Jahr 2014 ist die Zahl der genannten Betreiber um 33 zurückgegangen. In Deutschland gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, 50 Hertz, Transnet BW und Tennet. Amprion war im Jahr 2021 der umsatzstärkste Übertragungsnetzbetreiber. Die derzeit 851 Verteilernetzbetreiber sind für Stromnetze im Nieder-, Mittelspannungsbereich und abschnittsweise auch im Hoch- und Höchstspannungsbereich zuständig. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Der Großbatteriespeicher in Alsdorf. Quelle: Voltfang

Großbatteriespeicher in Alsdorf am Netz

SPEICHER. Ein erster Großbatteriespeicher in der Braunkohleregion Nordrhein-Westfalens (NRW) ist am Netz. Der netzdienliche Speicher in Alsdorf hat eine Kapazität von 20 MWh.

Das Speicherprojekt in Alsdorf wurde für den Asset Manager Icecreek Energy realisiert, welcher das Speicherkraftwerk auch künftig betreibt. Die Speicherkapazität beträgt 20.000 kWh bei einer Leistung von 9,5 MW. Das Batteriespeichersystem hat der Anbieter Voltfang umgesetzt. Alsdorf ist damit eines der größten netzdienlichen Batteriespeicherprojekte Nordrhein-Westfalens, teilte Voltfang mit.

Der Großspeicher ist direkt an das Mittelspannungsnetz des lokalen Verteilnetzbetreibers Regionetz GmbH angebunden. Neben der jährlichen Versorgung von über 2.000 Haushalten soll das System zentrale netzstabilisierende Funktionen übernehmen. Dazu zählen die Bereitstellung von Regelleistung, Flexibilität für Preisvolatilitäten am Strommarkt und lokales Engpassmanagement im Verteilnetz.

„Die Umsetzung von Projekten in dieser Größenordnung erfordert gute Planung, skalierbare Batteriekompetenz und solide Finanzierung“, sagte David Oudsandji, Mitgründer und CEO von Voltfang. Gemeinsam mit Icecreek Energy, Regionetz und der Stadt Alsdorf habe man gezeigt, dass man einen messbaren Beitrag zur Energiewende leisten kann.

Vier weitere Projekte

Voltfang hat nach eigenen Angaben weitere vier Projekte, die in diesem Jahr in Bau gehen sollen. Der Batteriespeicherspezialist wurde im Jahr 2020 an der RWTH Aachen gegründet. Nach Angaben des Unternehmens beschäftigt Voltfang inzwischen mehr als 100 Mitarbeitende und arbeitet mit über 200 Partnern zusammen.

Das Aachener Unternehmen hat im August 2025 zudem eine neue Produktionsstätte eröffnet (wir berichteten). Auf rund 6.000 Quadratmetern im Technopark Aachen, dem ehemaligen Industriepark Rothe Erde, entstand die nach Unternehmensangaben größte Second-Life-Batteriefabrik Europas.

// VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

FEBRUARY 10 – 12, 2026
ESSEN | GERMANY



Enercity Netz startet digitalen Zwilling für Niederspannung



Quelle: Franz Bischof / Enercity

NETZE. Enercity Netz hat die Pilotphase eines digitalen Zwillings ihres Niederspannungsnetzes gestartet. Auch Netzanschlussanfragen sollen so schneller beantwortet und geplant werden können.

Mit einem digitalen Zwilling ihres Niederspannungsnetzes will das hannoveraner Unternehmen Enercity Netz erstmals ein umfassendes, aktuelles und detailliertes Abbild des Niederspannungsnetzes in Echtzeit abbilden. Damit soll auch die Grundlage für eine höhere Versorgungssicherheit in Hannover gelegt werden, teilte Enercity am 16. Januar mit.

„Mit dem digitalen Zwilling sorgen wir für datengestützte Transparenz – das ist der Schlüssel für ein modernes, flexibles und zukunftsfähiges Stromnetz“, sagt Christiane Fraiss, Geschäftsführerin der Enercity Netz.

Während Enercity nach eigener Aussage das Mittelspannungsnetz bereits über die Leitwarte überwacht, hat der Netzbetreiber mit dem digitalen Zwilling nun die Struktur aufgebaut, um auch das Niederspannungsnetz digital abzubilden. „Künftig werden wir Vorgänge im Netz bis zum Hausanschluss verfolgen können – das ist eine echte Errungenschaft auf dem Weg zur effizienten und zeitgemäßen Netzführung“, erklärt Fraiss.

Datengestützte Netzüberwachung in Echtzeit

Alle relevanten Netz-Daten wie beispielsweise Leitungsstrukturen, Lastabgänge und Zähler-Messwerte werden ab sofort an einem Ort gebündelt. Anhand dieser und weiterer Daten lassen sich unterschiedliche

Szenarien simulieren, um etwa Lastprognosen präzise zu errechnen. Das soll die Planungssicherheit erhöhen und so zur Netzstabilität beitragen.

Ein weiterer Mehrwert soll laut Enercity durch den hohen Automatisierungsgrad von Prozessen entstehen. So sollen künftig auch Netzanschlussgesuche und Netzanschlussanfragen von Privat- und Geschäftskunden über den digitalen Zwilling abgebildet werden, wodurch die Netzausbauplanung bedarfsgerechter in den Netzbereichen umgesetzt werden kann.

„In späteren Ausbaustufen des Systems wird Predictive Maintenance eine zentrale Rolle einnehmen. Zyklusbasierte Wartungsansätze werden dabei durch datenbasierte, zustands- und bedarfsgerechte Maßnahmen ersetzt. Dies vereinfacht die Zusammenarbeit mit Lieferanten, verkürzt Durchlaufzeiten und reduziert den Ressourceneinsatz“, erklärt David Gehrke, der das Projekt bei Enercity Netz verantwortet.

Mit dem Go-Live des digitalen Zwillings ist nun erst einmal der Pilotbetrieb gestartet, teilte Enercity mit. Die Erweiterung des rechenfähigen Modells auf weitere Netzgebiete zur automatisierten Engpasserkennung ist für die erste Jahreshälfte geplant. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Bayernwerk peilt 13.000 digitale Ortsnetzstationen an



Eine von 1.600 Digi-ONS wurde in Bad Neualbenreuth in der Oberpfalz installiert.
Quelle: Hitzek / Bayernwerk

STROMNETZ. Im Jahr 2025 hat das Bayernwerk seine Digitalisierungsoffensive mit 3.399 zusätzlichen, nachgerüsteten oder neuen Ortsnetzstation fortgesetzt. Und damit ist noch lange nicht Schluss.

Bis 2030, so teilt der Regensburger Netzbetreiber mit, sollen pro Jahr weitere 3.200 smarte Stationen hinzukommen. Mehr als eine Million dezentrale Energieerzeugungsanlagen hat das Bayernwerk schon heute in sein Netz integriert. Und es werden jeden Tag mehr. Deshalb braucht es eine umfassende Vernetzung von Erzeugungsanlagen, Speichern und Verbrauchern, damit die Energie dort verfügbar ist, wo sie gebraucht wird.

„Nur ein gesteuertes und steuerndes Netz kann den wachsenden Anforderungen aus flexibler Einspeisung und flexiblem Bezug gerecht werden“, betont Peter Ketterl, Leiter Technik Ostbayern.



Eine Ortsnetzstation auf der Zugspitze wurde 2025 mit digitaler Messtechnik ertüchtigt. Von links: Jennifer Mertens, Wolfgang Keller, Martin Haseneder und Anna Goldbrunner (alle Bayernwerk Netz GmbH) mit einer Retrofit-ONS-Box.
Quelle: Martens / Bayernwerk

Digi-ONS und Retrofit-ONS

„Eine Schlüsseltechnologie hin zum smarten Netz sind digitale Ortsnetzstationen“, so Thomas Spang, Leiter Technik Franken. Grundsätzlich wird zwischen zwei verschiedenen Typen unterschieden: den sogenannten digitalen Ortsnetzstationen („Digi-ONS“) und den Retrofit-Ortsnetzstationen („Retrofit-ONS“). Digi-ONS sind von Grund auf neu und mit moderner, digitaler Technologie ausgestattet, um Fernüberwachung und -steuerung zu ermöglichen. Bei Retrofit-ONS handelt es sich um Bestandsanlagen, die nachträglich mit intelligenter Mess- und Kommunikationstechnik nachgerüstet wurden.

„Bis 2030 wollen wir unsere Digitalisierungsoffensive mit etwa 13.000 zusätzlichen smarten Ortsnetzstationen fortsetzen“, sagt Marco Wagler, Leiter Technik Oberbayern. Die Hälfte davon sind digitale Ortsnetzstationen, die andere Hälfte Retrofit-Umrüstungen. Pro Arbeitstag sind das durchschnittlich zwölf weitere intelligente Stationen im Bayernwerk-Stromnetz.

Die Vorteile:

- Versorgungssicherheit: Echtzeitdaten und Fernsteuerbarkeit helfen dabei, Störungen schneller zu erkennen und zu beheben.
- Nachhaltigkeit: Bestehende Trafostationen bleiben erhalten und werden fit für die Zukunft gemacht. Das spart Ressourcen und Kosten.
- Flexibilität: Dank der digitalen Ortsnetzstationen können noch mehr erneuerbare Energien ins Netz integriert und damit die Energiewende weiter aktiv gestaltet werden.

// VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Shutterstock / Wojciech Wrzesien

RWE schließt 20-Jahresvertrag für LNG aus USA

ERDGASHANDEL. RWE will LNG ab 2030 langfristig verfügbar machen. Der Konzern sichert sich dafür 1 Million Tonnen pro Jahr aus dem geplanten Terminal in Brownsville im US-Bundesstaat Texas.

Über seine Handelstochter – die RWE Supply & Trading – hat der Essener Energiekonzern einen langfristigen Vertrag über die Abnahme von Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) abgeschlossen. Vertragspartner ist Texas LNG Brownsville LLC, die zur Glenfarne Group, LLC gehört. Glenfarne entwickelt nach eigenen Angaben Energieinfrastruktur in den USA.

Der Abnahmevertrag läuft, wie RWE am 15. Januar in einer Mitteilung bekannt gab, über 20 Jahre und umfasst 1 Million Tonnen LNG pro Jahr. RWE geht von einem Volumen von rund 13 Schiffsladungen jährlich aus. Das entspricht eigenen Berechnungen zufolge etwa 1,4 Milliarden Kubikmetern Erdgas pro Jahr.

Das LNG soll, wie es weiter aus Essen heißt, aus dem Projekt „Texas LNG“ kommen. Dabei handelt es sich um ein Exportterminal, das Glenfarne im Hafen von Brownsville in Texas plant. Brownsville liegt am Golf von Mexiko. RWE kann die vertraglich zugesicherten Mengen laut Mitteilung flexibel nach Europa oder an andere Standorte weltweit verschiffen. Mit dem Beginn der Lieferungen rechnet RWE ab dem Jahr 2030. Dann soll das Terminal voraussichtlich in Betrieb gehen.

Jacob Meins, Chief Commercial Officer Origination bei RWE Supply & Trading, unterstreicht die Bedeutung des getroffenen Vertrages: „Durch die Sicherung von einer Million Tonnen LNG pro Jahr für unser internationales Portfolio stärken wir unsere globale Position als auch die Versorgungssicherheit Europas.“

Finale Investitionsentscheidung für Brownsville steht noch aus

Glenfarne sieht den Vertragsabschluss als nächsten Schritt auf dem Weg zur Realisierung des Terminals in Brownsville. Vlad Bluzer, Partner bei der Glenfarne Group und Co-Präsident von Texas LNG, kündigte laut Mitteilung an, das Unternehmen wolle nun die Finanzierung finalisieren. Eine finale Investitionsentscheidung erwartet Glenfarne „Anfang 2026“.

RWE verweist außerdem auf Emissionsangaben rund um das Terminal. Texas LNG setze bei der LNG-Herstellung auf elektrische Antriebe und zähle damit zu den weltweit emissionsärmsten LNG-Terminals, heißt es in der Darstellung von RWE. Zudem enthalte der Liefervertrag ein Konzept zur Überwachung, Berichterstattung und Verifizierung von Treibhausgasemissionen entlang der Lieferkette – von der Förderung bis zur Verladung. Beide Unternehmen wollen damit Emissionen entlang der gesamten LNG-Wertschöpfungskette reduzieren.

Der jetzt vereinbarte Vertrag ist der zweite langfristige Deal von RWE zu LNG-Lieferungen aus den USA. Bereits 2022 hatte der Energiekonzern einen 15-jährigen Liefervertrag mit Sempra Infrastructure abgeschlossen – über rund 2,25 Millionen Tonnen LNG pro Jahr. Diese Mengen sollen aus dem LNG-Terminal Port Arthur in Texas kommen. Dieses Terminal soll voraussichtlich 2027 den Betrieb aufnehmen.

// VON DAVINA SPOHN

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

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIEJOBS

**DAS KARRIEREPORTAL FÜR
DIE ENERGIEWIRTSCHAFT**

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

Energietechnik **Erneuerbare Energien** **Energiemanagement**

08152 93 11 88 **www.energiejobs.online**

Envitec kündigt weiteren Markteintritt an



Quelle: E&M / Katia Meyer-Tien

BIOGAS. „Envitec Biogas“ sieht das eigene Marktpotenzial bei Biomethan – und hier vor allem im Ausland. Nun hat das Unternehmen für dieses Jahr seinen Markteintritt in Litauen angekündigt.

Der Biogasproduzent Envitec mit Hauptsitz in Lohne (Niedersachsen) teilt mit, dass das Unternehmen kurz vor dem Markteintritt in Litauen steht. Damit wächst das Unternehmen im Ausland weiter. „Biomethan ist ein Energieträger, der sich aus unserer Sicht mittelfristig durchsetzen wird, da er bereits jetzt verfügbar und die volkswirtschaftlich kostengünstigste Alternative zu konventionellem Erdgas ist“, sagt CEO Olaf von Lehmden. In den Nachbarländern würde sich der Biomethan-Markt im Gegensatz zu Deutschland entwickeln.

Wachstumsmärkte für Envitec Biogas seien neben dem anvisierten neuen Markt Litauen etwa die Benelux-Staaten, Schweden und Spanien, aber auch die Bestandsmärkte im Baltikum, der Slowakei, Italien, Frankreich und Großbritannien.

„Sämtliche biogasrelevante Gesetzesvorhaben der neuen Regierung sind aus unserer Sicht stark verbesserungswürdig“, fügt CFO Jörg Fischer hinzu. Zudem sei die im aktuellen Entwurf des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) versuchte Umsetzung der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie „existenzbedrohend für die Biomethanbranche“, so Envitec. Fischer: „Zentrale Vorgaben zur Sicherung des Marktzugangs und der Netzinfrastruktur für grüne Gase wie Biomethan fehlen. Dies birgt europarechtliche Risiken, gefährdet Investitionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette und wirft mögliche Haftungsfragen auf.“

Daher fordert Envitec gemeinsam mit Partnerunternehmen aus der Branche eine EU-konforme Umsetzung, die erneuerbare Gase fördert und nicht bremst, eine faire Kostenteilung und Schutz vor willkürlicher Netztrennung sowie Planungssicherheit für Investitionen in grüne Moleküle.

Strategie in Deutschland

Das Unternehmen setzt seit mehr als einem Jahr hierzulande nicht mehr allein auf Biogas im Geschäft mit Erneuerbaren. Das Unternehmen hat ein Joint Venture gegründet, das Wind- und Solarprojekte entwickelt (wir berichteten). Gemeinsam mit der Unternehmensgruppe von Lehmden sowie der Freese Beratungs GmbH ist im März 2015 das Joint Venture „Envitec Wind/Solar GmbH & Co. KG“ mit Sitz in Lohne gegründet worden.

Diese Erweiterung des Portfolios trägt, wie CEO Olaf von Lehmden betonte, zur Diversifizierung des eigenen Energieangebotes bei. Das Engagement in der Energieerzeugung aus Sonnenkraft ist für Envitec nicht gänzlich neu: Bereits 2017 hatte das Unternehmen einen Agrarbetrieb mit einer 132 Hektar großen Fläche im Landkreis Märkisch-Oderland (Brandenburg) erworben. Dort entwickelte Envitec einen Solarpark mit einer Leistung von 150 MW und verkaufte ihn später an einen Energiekonzern.

Neue Impulse seien auch in der vor einem Jahr von Uniper übernommenen „LIQVIS“ und ihren 18 LNG-Tankstellen künftig zu erwarten. Eine Anlage soll nach Umzug voraussichtlich im ersten Quartal 2026 den Betrieb im niedersächsischen Holdorf aufnehmen. „Wir bieten mit dem Tankstellennetz die gesamte Wertschöpfungskette vom Stall, zu Biogas, Biomethan für Wärme und Stromerzeugung bis hin zum grünen Kraftstoff über eigene Gesellschaften aus einer Hand und sind damit ein Pionier im Markt“, so von Lehmden. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

EnBW rudert in Irischer See zurück



Quelle: Shutterstock

WINDKRAFT OFFSHORE. EnBW zieht sich aus den mit Jera Nex BP initiierten Windprojekten in der Irischen See zurück. An einem dritten Gemeinschaftsprojekt hält der baden-württembergische Energiekonzern fest.

Schluss mit „Mona“ und „Morgan“: Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG steigt aus den beiden Offshore-Windprojekten in Großbritannien aus. Das gab der Konzern am 15. Januar bekannt. EnBW hat die Projekte gemeinsam mit Jera Nex BP (JNBP) vorangetrieben. Das Unternehmen mit Sitz in London ist ein Joint Venture zwischen dem japanischen Energieunternehmen „JERA“ und dem britischen Ölriesen BP.

Der Rückzieher schlägt sich im Jahresabschluss von EnBW für 2025 nieder: Die Nichtfortführung von Mona und Morgan wird durch Wertberichtigungen in Höhe von 1,2 Milliarden Euro berücksichtigt, hieß es zunächst. Die für das Geschäftsjahr 2025 prognostizierte Bandbreite für das bereinigte Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen von 4,8 bis 5,3 Milliarden Euro bleibt unverändert.

Einer Mitteilung am Abend des 16. Januar zufolge dürfte die Wertberichtigung geringer ausfallen. Die EnBW verkaufe ihre Anteile an dem Offshore-Windprojekt Mona an ihren Partner Jera Nex BP, meldete der Konzern. Und: „Das Schwesterprojekt Morgan verfolgen beide Partner nicht weiter.“

Ausschlaggebend für den Rückzug sei primär, dass die beiden Projekte in der jüngst abgeschlossenen Allokationsrunde des britischen Ministeriums für Energiesicherheit und Net Zero keine staatliche Förderung durch „Contracts for Difference“ erhalten haben, so die Karlsruher Konzernzentrale mit. Hinzugekommen seien sich verschlechternde Rahmenbedingungen wie Kostensteigerungen in der Lieferkette, höhere Zinssätze und anhaltende Projektumsetzungsrisiken. Die Wirtschaftlichkeit der Projekte sei nicht mehr gegeben.

Jera Nex BP sieht weiter „gute Möglichkeiten“

Wie sieht man das bei Jera Nex BP? „JNBP hat eine eigene Strategie, ein eigenes finanzielles Rahmenwerk und geografische Prioritäten. Wir sind der Ansicht, dass es nach wie vor gute Möglichkeiten gibt, unsere Projekte im Vereinigten Königreich umzusetzen, und prüfen derzeit unsere Optionen, wie wir die Projekte weiter voranbringen können“, erklärte das Unternehmen auf Anfrage der Redaktion am Nachmittag des 16. Januar.

Der Ausstieg von EnBW bedeutet auch nicht das Ende der Zusammenarbeit zwischen Karlsruhe und London. „EnBW und JNBP entwickeln weiterhin gemeinsam das Projekt Morven vor der schottischen Küste mit einer Leistung von 2,9 GW“, teilte eine EnBW-Sprecherin der Redaktion auf Nachfrage mit. Morven befinde sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium. „Wir werden zu einem späteren Zeitpunkt entscheiden, wie wir hier weiter vorgehen“, so die Konzernsprecherin.

Mona und Morgan sollten nach bisherigen Planungen insgesamt 3.000 MW Leistung haben. Jeweils bis zu 96 Turbinen waren vorgesehen. Die ausgewiesenen Standorte befinden sich in der Irischen See, 22 bis 59 Kilometer vor der Küste zwischen Liverpool und der Isle of Man. Die Offshore-Areale erstrecken sich laut Projektwebsite über rund 580 Quadratkilometer. Im Juni vergangenen Jahres hatte EnBW die Baugenehmigung für Mona vermeldet.

Was Offshore-Windkraft angeht, legt der süddeutsche Energieriese den Fokus nach eigenen Angaben derzeit auf die Fertigstellung von „He Dreiht“. Die Anlage in der deutschen Nordsee mit einer geplanten Leistung von 960 MW soll im Sommer dieses Jahres in Betrieb gehen. // VON MANFRED FISCHER

EWR verlängert mit Vorständen



Dieter Lagois, Aufsichtsrat Steffen Jung und Stephan Wilhem (von links). Quelle: EWR

PERSONALIE. Der rheinhessische Energieversorger EWR hat die Verträge von Stephan Wilhelm und Dieter Lagois vorzeitig verlängert.

Kontinuität an der Spitze der EWR AG: Der Aufsichtsrat legt die Geschicke des Energieunternehmens in Worms auch in Zukunft in die Hände von Stephan Wilhelm und Dieter Lagois. Wie der Versorger mitteilt, sind die Verträge der beiden Vorstände am 9. Januar um jeweils fünf Jahre verlängert worden. Die neuen Laufzeiten beginnen am 1. Januar 2027.

„EWR steht in einer Phase der größten strukturellen Veränderungen in der Energiewirtschaft seit Jahrzehnten. Umso wichtiger ist es, dass wir auf Kontinuität, klare Verantwortung und nachgewiesene Umsetzungskraft setzen“, kommentiert der Vorsitzende des Aufsichtsrats, Steffen Jung, in einer Mitteilung die personelle Weichenstellung. „Mit Stephan Wilhelm und Dieter Lagois hat EWR ein Vorstandsteam, das Transformation nicht nur beschreibt, sondern konsequent umsetzt: wirtschaftlich, technologisch und im Schulterschluss mit der Region.“

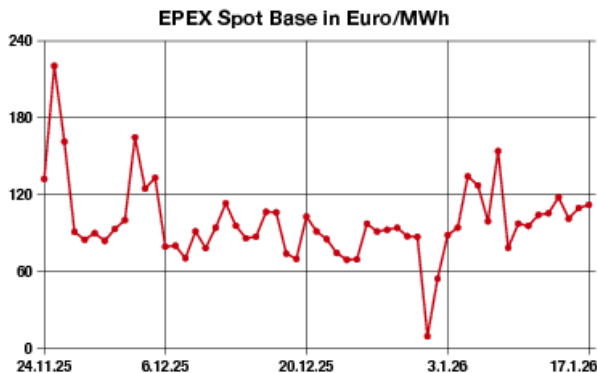
Stephan Wilhelm (57) ist seit Mai 2017 im Vorstand der „Elektrizitätswerk Rheinhessen Aktiengesellschaft“, Dieter Lagois (54) seit Januar 2022.

Die Vertragsverlängerung sieht man bei EWR als „eine strategische Entscheidung in einer Zeit, in der Energieunternehmen gleichzeitig mehrere Großaufgaben bewältigen müssen: den Umbau des Energiesystems, den massiven Investitionsbedarf in Netze und Infrastruktur, neue regulatorische Anforderungen sowie steigende Erwartungen an digitale Services und Cyber-Sicherheit.“

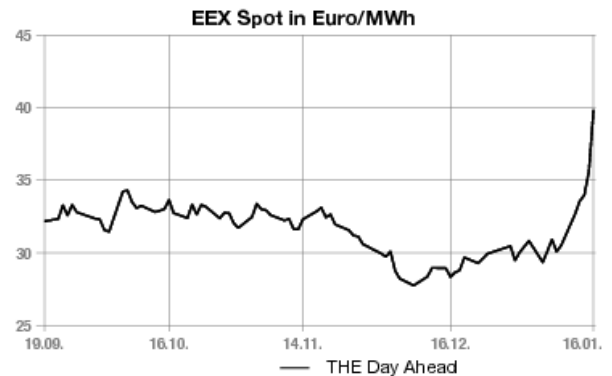
// VON MANFRED FISCHER

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gas sehr fest vor dem Wochenende



Quelle: E&M

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

Fester haben sich die Energiemärkte am Freitag gezeigt. Vor allem am Gasmarkt gingen die Notierungen abermals steil nach oben. Der Auslöser dürfte neben der Irankrise, die allerdings langsam abflaut, die neue Kältewelle sein, die Europa in der neuen Woche in den Griff nimmt. Die niedrigen Temperaturen sollen auch in der Folgeweche noch anhalten und laut den Angaben einiger Wetterdienste sogar weiter zurückgehen, was die Sorgen wegen der rasch sich leerenden Gasspeicher in der EU weiter nährt.

Im Höhenflug sind aktuell auch die CO₂-Notierungen. Die bullische Stimmung am Markt widerspiegelt sich in den rekordhohen Nettolongpositionen spekulativ ausgerichteter Anleger. Doch Marktbeobachter warnen vor dieser übermäßig konzentrierten Positionierung, die rasch zu massiven Abschlüssen führt, sobald sich das Blatt am Markt einmal wendet.

Strom: Fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Freitag gezeigt. Der Montag wurde am Freitag im Base mit 132 Euro je Megawattstunde gesehen. Für den Peak war bis zum Nachmittag kein Handel zustande gekommen. Die Meteorologen von Eurowind rechnen für den Montag mit einer Einspeiseleistung der Erneuerbaren von 19,5 Gigawatt. Für den Berichtstag prognostizierte der Wetterdienst 24 Gigawatt. Sehr schwach dürfte der Dienstag der neuen Woche ausfallen, für den Eurowind nur 8 Gigawatt vorhersagt. Neben den massiven Aufschlägen beim Primärenergieträger Gas und für CO₂-Zertifikate treibt auch die erwartete Kältewelle in Nordwesteuropa und Deutschland die Strompreise nach oben. Eurowind rechnet ab sofort mit Temperaturen, die Tag für Tag etwas mehr zurückgehen. Am langen Ende gewann das Strom-Frontjahr 0,41 auf 87,24 Euro.

CO₂: Fester haben sich die CO₂-Preise am Berichtstag gezeigt. Der Dec 26 gewann bis gegen 13.41 Uhr 0,96 auf 93,20 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 13,6 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 93,45 Euro, das Tief bei 91,96 Euro. Händler verwiesen auf die Aufwärtsbewegung bei Strom und Gas, aber auch auf die zu erwartende Kältewelle in Europa als Gründe für die Aufschläge.

Erdgas: Sehr fest haben sich die europäischen Gaspreise am Freitag gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.44 Uhr 4,000 auf 37,000 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es um 2,525 auf 37,525 Euro je Megawattstunde nach oben. Händler vermuten Short-Eindeckungen vor dem Wochenende als Grund für die Preissteigerungen. Manche Marktteilnehmer hätten

Angst, dass es am Samstag oder Sonntag bei geschlossenen Märkten doch noch zu einem US-Militärschlag gegen Iran kommen könnte, hieß es.

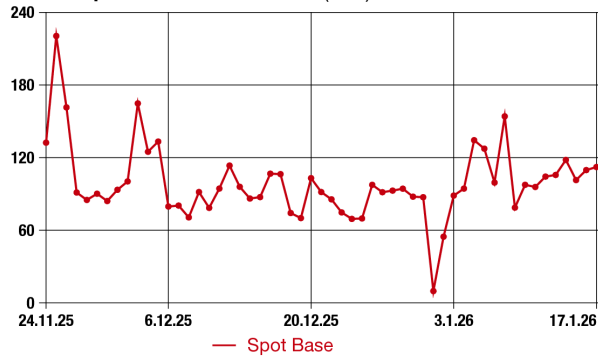
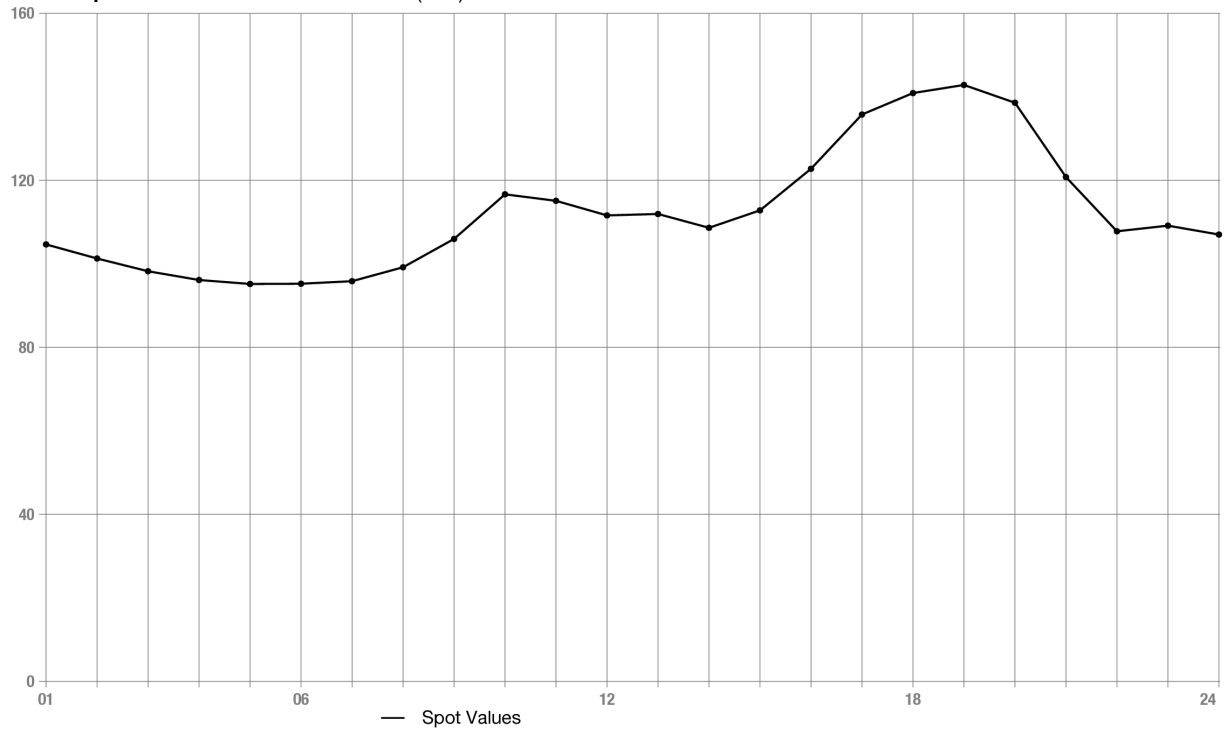
Preistreibend seien aber auch die erwarteten niedrigeren Temperaturen in Europa und Asien, die zu einem höheren LNG-Bedarf führen. So sollen die Temperaturen in Peking und Shanghai bis Mitte der neuen Woche um 20 Grad Celsius sinken. In Japan wurde eine landesweite Warnung vor sehr niedrigen Temperaturen herausgegeben.

Hinzu kommt, dass die EU-Gasbestände – anders als die Lager am Ölmarkt – eher ungewöhnlich niedrig sind: Der aktuelle Füllstand von 52 Prozent liegt mehr als 10 Prozentpunkte unter dem üblichen Wert. Wie stark die Sorge vor einer Angebotsverknappung noch wächst, dürfte wesentlich von den Witterungsbedingungen des weiteren Winters abhängen.

Für den weiteren Jahresverlauf rechnen die Analysten der Commerzbank allerdings mit einer Entspannung und verweisen auf ein wachsendes LNG-Angebot. Es drohe eher eine Überversorgung am Markt, hieß es.

// VON CLAUS-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

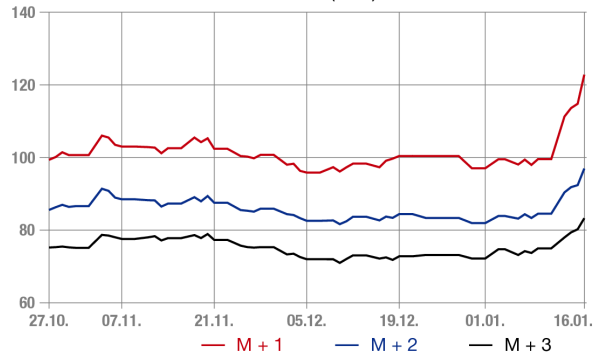
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	16.01.26	German Power Feb-2026	122,79
M2	16.01.26	German Power Mar-2026	96,95
M3	16.01.26	German Power Apr-2026	83,27
Q1	16.01.26	German Power Q2-2026	79,79
Q2	16.01.26	German Power Q3-2026	88,72
Q3	16.01.26	German Power Q4-2026	101,12
Y1	16.01.26	German Power Cal-2027	87,18
Y2	16.01.26	German Power Cal-2028	81,57
Y3	16.01.26	German Power Cal-2029	77,09

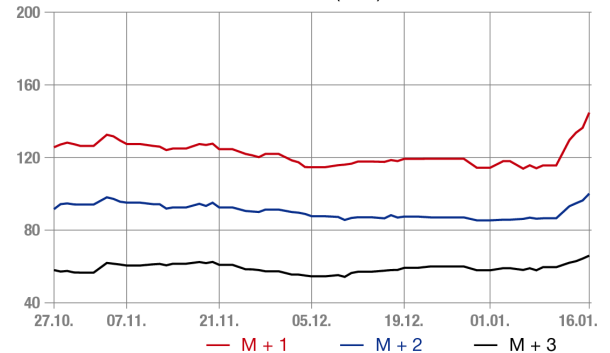
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	16.01.26	German Power Feb-2026	144,67
M2	16.01.26	German Power Mar-2026	100,04
M3	16.01.26	German Power Apr-2026	65,94
Q1	16.01.26	German Power Q2-2026	58,51
Q2	16.01.26	German Power Q3-2026	78,94
Q3	16.01.26	German Power Q4-2026	123,01
Y1	16.01.26	German Power Cal-2027	91,44
Y2	16.01.26	German Power Cal-2028	86,03
Y3	16.01.26	German Power Cal-2029	82,84

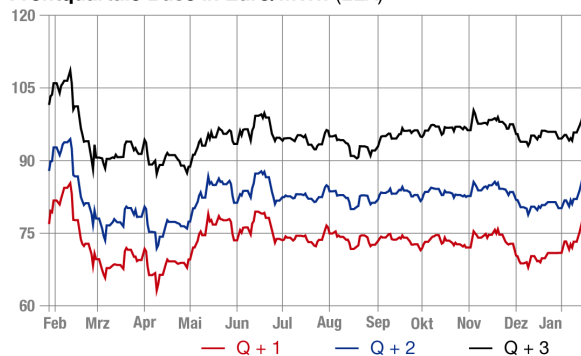
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



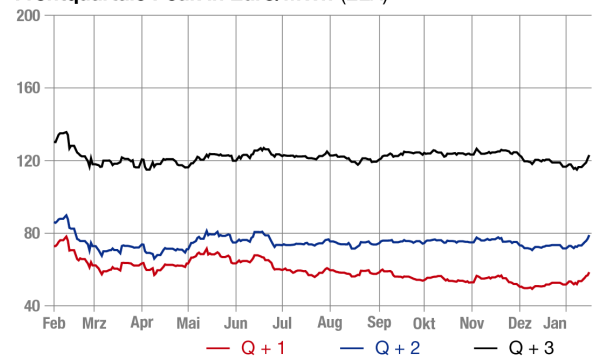
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



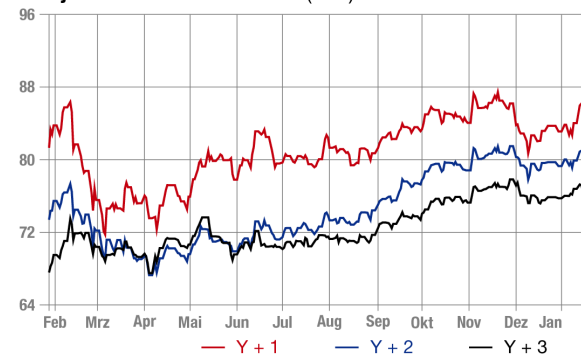
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



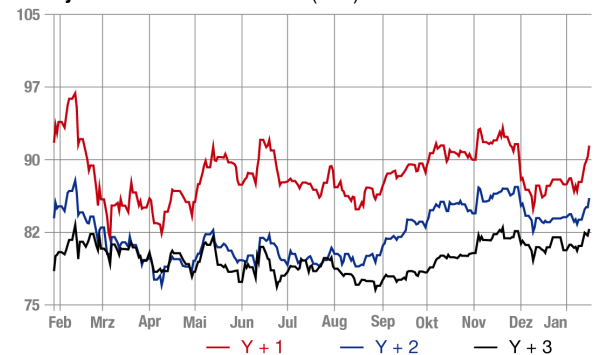
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



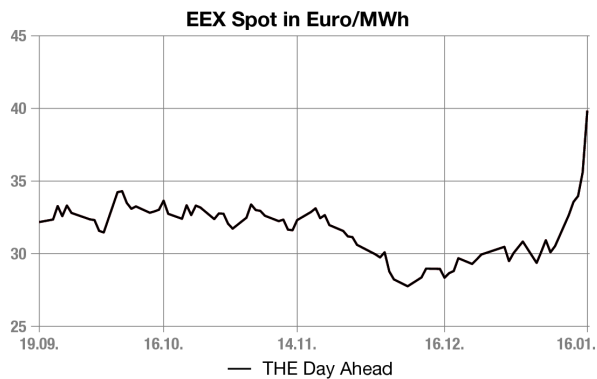
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



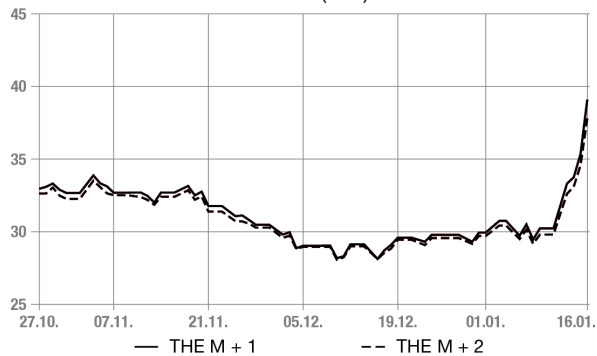
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

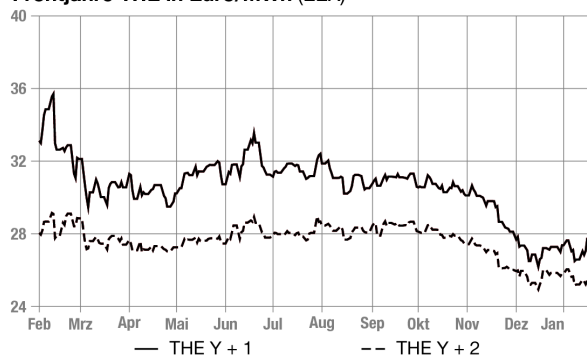
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	16.01.26	German THE Gas Feb-2026	39,09
M2	16.01.26	German THE Gas Mar-2026	37,80
Q1	16.01.26	German THE Gas Q2-2026	32,39
Q2	16.01.26	German THE Gas Q3-2026	31,24
S1	16.01.26	German THE Gas Win-2026	31,85
S2	16.01.26	German THE Gas Sum-2027	25,91
Y1	16.01.26	German THE Gas Cal 2027	27,78
Y2	16.01.26	German THE Gas Cal 2028	25,41



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



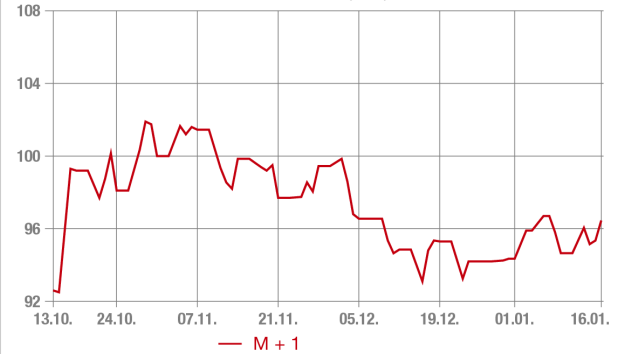
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	16.01.26	112,26	EUR/MWh
Germany Spot peak	16.01.26	121,97	EUR/MWh
EUA Feb 2026	16.01.26	90,20	EUR/tonne
Coal API2 Feb 2026	16.01.26	96,45	USD/tonne

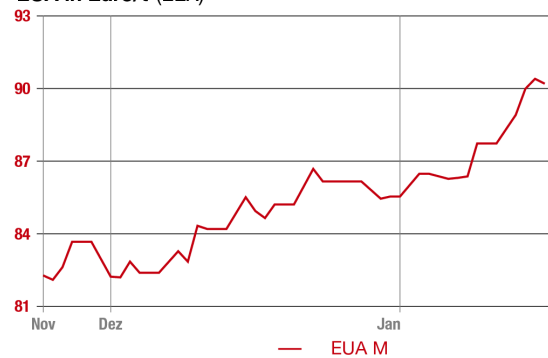
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	16.01.26	39,85	EUR/MWh
German THE Gas Feb-2026	16.01.26	39,09	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	16.01.26	27,78	EUR/MWh
Crude Oil Brent Mar-2026	16.01.26	64,13	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur W 2 Solarenergie und Gebäudeautomation

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

15.12.2025



Professur W 2 Experimentelle Strömungsmechanik

An der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden ist die Professur W 2 Experimentelle...
in Amberg

20.11.2025

☒ Festanstellung



Schaltmeister*in im Netzbetrieb Hochspannung

Willst Du gemeinsam mit uns das 36.000 Kilometer lange Berliner Stromnetz fit halten, ausbauen und ...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

☒ Ausbildung / Freie Mitarbeit ☐ Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Sabbatical



Netzmeister*in im Fachgebiet Mittel-/Niederspannung Netzbetrieb

Willst Du gemeinsam mit uns das 36.000 Kilometer lange Berliner Stromnetz fit halten, ausbauen und ...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

☒ Freie Mitarbeit ☐ Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Sabbatical



Technische:r Zeichner:in Schwerpunkt Stromlaufpläne (m/w/d) Vollzeit / Teilzeit

Nachhaltig. Digital. Regional die Stadtwerke Lübeck Gruppe ist der führende kommunale Anbieter für ...
in Lübeck

vor 2 h

☒ Festanstellung / Ausbildung / Freie Mitarbeit ☐ 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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



Korrespondent Brüssel: **Tom Weingärnter**
Korrespondent Wien: **Klaus Fischer**
Korrespondent Zürich: **Marc Gusewski**
Korrespondenten-Kontakt: **Atousa Sendner**



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



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



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

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



Über E&M



E&M Anzeigen-Vertrieb



E&M Mediadaten



E&M Zeitung



E&M Termine



E&M Shop



E&M Firmendatenbank



E&M Glossar

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

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:

