



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM
87 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS
35,51 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**222**

E-Autos hat Envia-M demnächst im Fuhrpark. Damit hat der Energieversorger die komplette Flotte elektrisiert.

STROM

Kartellamt warnt vor steigender Machtkonzentration

WÄRMEMARKT

Neue Quote soll Heizungsmarkt beleben

VERTRIEB

Osnabrück folgt dem Trend

Inhalt

TOP-THEMA

→ **STROMNETZ:** Baltic-German Powerlink in Planung

POLITIK & RECHT

- **STROM:** Kartellamt warnt vor steigender Machtkonzentration
- **GAS:** LNG-Tanker im Hafen Mukran eingelaufen
- **WÄRME:** Große Mehrheit findet die Wärmepumpe wirtschaftlich
- **INSIDE EU ENERGIE:** Zahlenchaos im europäischen Strommarkt
- **STATISTIK DES TAGES :** Erdgasförderung in den USA von 1970 bis 2024

HANDEL & MARKT

- **WÄRMEMARKT:** Neue Quote soll Heizungsmarkt beleben
- **KRAFTSTOFFMARKT:** LNG heißt im Schwerverkehr: praktisch klimaneutral

TECHNIK

- **GASKRAFTWERKE:** Rolls-Royce will beim Kraftwerksneubau mitmischen
- **EFFIZIENZ:** Eon will Rechenzentren zum Schnellstart verhelfen
- **KLIMASCHUTZ:** Umspannwerk wird klimafreundlicher
- **WINDKRAFT ONSHORE:** Burgenland: Leistungsstärkster Windpark Österreichs eröffnet

UNTERNEHMEN

- **VERTRIEB:** Osnabrück folgt dem Trend
 - **BETEILIGUNG:** Haller Stadtwerke erhöhen Anteil an der Solar Invest AG
 - **STADTWERKE:** Wuppertal holt IT-Dienstleister als Partner an Bord
 - **BILANZ:** ABB erzielt Rekordumsätze und wird schnell grüner
 - **MOBILITÄT:** Energieversorger setzt auf E-Autos
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Strompreis verbiligt sich wegen rückläufigem Verbrauch
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Baltic-German Powerlink in Planung



Quelle: Katia Meyer-Tien

STROMNETZ. Deutschland, Lettland und Litauen haben in Paris eine Absichtserklärung für ein Ostsee-Stromprojekt unterzeichnet, das Netze und Offshore-Windparks verbinden soll.

Der geplante „Baltic-German PowerLink“ soll Deutschland, Lettland und Litauen miteinander vernetzen und zugleich Offshore-Windparks im Baltikum anbinden. Die Absichtserklärung wurde am Rande der Ministertagung der International Energy Agency (IEA) in Paris am 18. Februar unterzeichnet. Ziel sei es, die Versorgungssicherheit zu stärken, den Stromhandel zu erleichtern und erneuerbare Energien stärker in den europäischen Strommarkt zu integrieren, wie Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz mitteilte.

Die Absichtserklärung unterzeichneten Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) sowie ihre Amtskollegen Zygimantas Vaiciunas aus Litauen und Kaspars Melnis aus Lettland. Laut Bundeswirtschaftsministerium sollen hybride Stromverbindungen mehrere Funktionen erfüllen: Sie dienen als Interkonnektoren für den grenzüberschreitenden Handel und gleichzeitig als Netzanschluss für Offshore-Windparks. Dadurch könnten wettbewerbsfähige Strompreise und eine geringere Abhängigkeit von fossilen Energieträgern erreicht werden.

Umsetzung durch die Netzbetreiber

Mit der Ausarbeitung eines technisch-wirtschaftlichen Umsetzungskonzepts wurden die Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz mit Sitz in Berlin, die lettische Augstsprieguma Tikls (AST) mit Sitz in Riga sowie Litgrid AB mit Sitz in Vilnius beauftragt. Nach Angaben der beteiligten Unternehmen soll das Konzept bis zum Herbst vorliegen. Es bildet die Grundlage, um eine Förderung als Projekt von gemeinsamem Interesse der Europäischen Union (Project of Common Interest, PCI) zu beantragen.

Parallel wurde das Vorhaben für den europäischen Zehnjahres-Netzentwicklungsplan (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP) eingereicht. In diesem Verfahren analysieren die europäischen Netzbetreiber unter anderem die Auswirkungen auf den Strombinnenmarkt, die Versorgungssicherheit sowie den möglichen Förderbedarf. Eine Entscheidung über die nächsten Entwicklungsschritte ist für Ende 2026 vorgesehen.

Nach bisherigen Studien der drei Netzbetreiber umfasst der Baltic-German Powerlink eine rund 600 Kilometer lange Seekabelverbindung zwischen Deutschland und einem Anlandepunkt entweder im Südwesten Lettlands oder im Nordwesten Litauens. Dort soll ein Stromdrehkreuz entstehen. Über diese

Anlage könnten etwa 2.000 MW Offshore-Windleistung sowohl nach Deutschland als auch in die nationalen Höchstspannungsnetze der baltischen Staaten eingespeist werden.

Kontinentalen Markt erschließen

Stefan Kapferer, Vorsitzender der Geschäftsführung von 50 Hertz, erklärte die baltischen Staaten verfügten über das Potenzial, mehr Strom aus Windenergie an Land und auf See zu erzeugen, als sie selbst benötigten. Das Projekt könne Deutschland den Zugang zu kostengünstiger erneuerbarer Erzeugung ermöglichen und zugleich die Strommärkte der Region stärker an den kontinentaleuropäischen Markt anbinden.

Auch aus baltischer Sicht steht der Export im Fokus. Roland Irklis, Vorstandsvorsitzender von AST, verwies darauf, dass der Anteil erneuerbarer Energien in der regionalen Energiebilanz kontinuierlich steige. Prognosen zufolge könne die Ostseeregion in den kommenden Jahren vom Nettoimporteur zum Exporteur von Strom werden. Hybride Interkonnektoren ermöglichten dabei Stromflüsse in beide Richtungen und stärkten die Versorgungssicherheit.

Litgrid betont vor allem die Bedeutung für die Marktintegration. Strategiechef Paulius Kozlovas erklärte, eine leistungsfähige Leitung durch die Ostsee könne zu einem resilienteren europäischen Energiesystem beitragen. Vorrang habe nun eine präzise Festlegung der technischen und wirtschaftlichen Parameter, um fundierte Entscheidungen für die nächsten Projektphasen zu ermöglichen.


Der Baltic-German Powerlink ist Teil einer Reihe von Initiativen zur stärkeren grenzüberschreitenden Zusammenarbeit beim Ausbau der Offshore-Windenergie in der Ostsee. Laut Bundeswirtschaftsministerium sieht die Bundesregierung darin einen Beitrag zur Diversifizierung der Energieversorgung und zur Integration wachsender Mengen erneuerbarer Stromerzeugung in das europäische Netz. // [VON SUSANNE HARMSSEN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Kostenloses Webinar 26. Februar 2026, 14-15 Uhr

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

 **Torge Lahrsen**
COO
encentive

[Jetzt anmelden](#)

encentive



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Bundeskartellamt

Kartellamt warnt vor steigender Machtkonzentration

STROM. Das Bundeskartellamt sieht für 2024/25 eine gestiegene Marktmacht großer Stromerzeuger in Deutschland. Ursache sind geringere steuerbare Kapazitäten und knapperes Angebot.

Das Bundeskartellamt hat am 19. Februar 2026 seinen Marktmachtbericht 2024/25 vorgelegt. Die Behörde mit Sitz in Bonn untersucht darin die Wettbewerbsverhältnisse bei der Stromerzeugung und beim erstmaligen Stromabsatz für den Zeitraum von Mai 2024 bis April 2025.

Nach Angaben der Wettbewerbsbehörde hat die Marktmacht der großen Anbieter deutlich zugenommen. Betroffen sind vor allem RWE, Leag und EnBW. Präsident Andreas Mundt erklärte laut Mitteilung, der Rückgang steuerbarer Kraftwerkskapazitäten habe unmittelbare Auswirkungen auf Wettbewerb und Preisbildung. Bei knapperen Kapazitäten würden verbleibende Anlagen häufiger unverzichtbar für die Deckung der Nachfrage.

Hintergrund ist vor allem das geringere Angebot an steuerbarer Erzeugung. Anfang 2024 endete planmäßig die befristete Reaktivierung von Reservekraftwerken, die 2022 infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine beschlossen worden war. Mit dem Auslaufen dieser Maßnahmen und weiteren Stilllegungen im Zuge des Kohleausstiegs wurde das inländische Angebot spürbar reduziert.

Unverzichtbare Anlagen im Blick

Für die Bewertung von Marktmacht stellt das Bundeskartellamt nicht primär auf Marktanteile ab. Entscheidend ist vielmehr, wie häufig ein Unternehmen mit seinen Anlagen für die Versorgung unverzichtbar ist. Überschreitet der Anteil dieser sogenannten pivotalen Stunden fünf Prozent der Jahresstunden, spricht dies für eine marktbeherrschende Stellung. Laut Bericht liegt RWE deutlich über dieser Schwelle. Auch für die Leag werden Werte oberhalb der Vermutungsschwelle festgestellt. EnBW erreicht Werte nahe der Grenze, überschreitet sie jedoch nicht.

Die Behörde weist darauf hin, dass der Bericht selbst keine formale Feststellung einer marktbeherrschenden Stellung darstellt. Eine solche könne nur im Rahmen konkreter Einzelfallprüfungen erfolgen. Unternehmen mit entsprechender Marktstellung unterliegen jedoch strengeren kartellrechtlichen

Vorgaben. Sie dürfen insbesondere keine Kapazitäten gezielt zurückhalten, um Preise zu erhöhen.

Gegen Aufteilung der deutschen Stromgebotszone

Kritisch bewertet das Bundeskartellamt zudem Überlegungen zu einer möglichen Aufteilung der deutsch-luxemburgischen Stromgebotszone. Eine Trennung könnte nach Einschätzung der Behörde die Marktmacht großer Anbieter weiter verstärken.

Kurzfristig erwartet die Wettbewerbsbehörde keine Entspannung. Die von der Bundesregierung geplanten Ausschreibungen für neue steuerbare Kraftwerke könnten erst nach mehreren Jahren zusätzliche Kapazitäten in den Markt bringen. Laut Mundt wird die Verteilung der Zuschläge entscheidend dafür sein, wie sich die Marktkonzentration langfristig entwickelt. Um die Anbieterstruktur breiter zu halten, empfiehlt er eine Begrenzung der Zuschläge auf zehn Prozent der ausgeschriebenen Leistung je Bieter.

Die zunehmende Knappheit wirkt sich bereits auf das Marktgeschehen aus. Nach Angaben der Behörde treten im kurzfristigen Stromgroßhandel Preisspitzen häufiger und ausgeprägter auf, speziell im Winter und zu Tagesrandzeiten. Untersuchungen gemeinsam mit der Bundesnetzagentur zu Preisspitzen während sogenannter Dunkelflauten Ende 2024 ergaben jedoch keine Hinweise auf missbräuchliches Verhalten. Ausschlaggebend sei die knappe Verfügbarkeit steuerbarer Kapazitäten gewesen.

Stromimporte und Regelenergiemärkte

Gleichzeitig hat die Bedeutung von Stromimporten zugenommen. In rund einem Viertel der Stunden des Berichtszeitraums konnte die Nachfrage in Deutschland nur mithilfe von Importen vollständig gedeckt werden. Importmöglichkeiten können Marktmacht begrenzen, ihre Wirkung hängt jedoch von verfügbaren grenzüberschreitenden Leitungen und ausländischen Erzeugungskapazitäten ab.

Auch die Regelenergiemärkte hat das Bundeskartellamt untersucht. Die Wettbewerbsverhältnisse haben sich dort im Vergleich zum vorherigen Zeitraum kaum verändert. EnBW nimmt weiterhin eine führende Rolle bei bestimmten Regelenergieprodukten ein.

Der Marktmachtbericht erscheint mindestens alle zwei Jahre. Er soll Marktteilnehmern laut Bundeskartellamt eine Orientierung geben, ob sie als marktbeherrschende Unternehmen in Betracht kommen und damit der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht unterliegen.

Der [vollständige Marktmachtbericht Stromerzeugung 2024/25](#) steht im Internet bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

LNG-Tanker im Hafen Mukran eingelaufen



Quelle: Shutterstock / VladSV

GAS. Nach einer Woche Wartezeit hat der LNG-Tanker „Minerva Amorgos“ den Hafen Mukran endlich erreicht. Mehrere Schlepper und Eisbrecher unterstützten das Manöver.

Nach tagelangem Warten ist der LNG-Tanker „Minerva Amorgos“ am Nachmittag in den Hafen Mukran eingelaufen. „Es ist alles nach Plan gelaufen“, sagte eine Sprecherin des Wasserstraßen- und Schifffahrtsamts (WSA) in Stralsund auf Nachfrage.

Vier Schlepper des Terminalbetreibers Regas hätten das Schiff in den Hafen begleitet. Das Mehrzweckschiff „Mellum“ und der gecharterte Schlepper „VB Bremen Fighter“ brachen demnach das Eis im Fahrwasser auf. Die „Mellum“ war am Morgen im Hafen angekommen und hatte sofort mit dem Eisbrechen begonnen. Sie war für den Einsatz aus der Nordsee angereist.

Seit einer Woche hatte die „Minerva Amorgos“ der Sprecherin zufolge draußen auf der eisfreien Ostsee ausgeharrt. Das Schiff ist nach Angaben des WSA nur eingeschränkt für die dort herrschenden Eisbedingungen ausgelegt. Derzeit liege in der Prorer Wiek und an der Ostküste Rügens dichtes Eis, überwiegend 20 bis 50 Zentimeter dick. „Örtlich haben sich Eisbarrieren mit übereinander geschobenen Schollen gebildet, sodass die Eisdicke dort stellenweise rund einen Meter erreicht“, hieß es.

„Neuwerk“ auf dem Weg nach Cuxhaven

Unterdessen ist das defekte Mehrzweckschiff „Neuwerk“ mit reduzierter Leistung auf dem Weg nach Cuxhaven an die Nordseeküste. Am Mittwochnachmittag hatte das Schiff den Nord-Ostsee-Kanal verlassen und war in der Elbe angekommen. Wegen eines Schadens an einem der Generatoren der Hauptmaschine konnte die „Neuwerk“ nicht länger zum Eisbrechen eingesetzt werden. In Cuxhaven soll sie repariert werden. // VON DPA

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

[^ Zum Inhalt](#)

Große Mehrheit findet die Wärmepumpe wirtschaftlich



Quelle: Pixabay / HarmvdB

WÄRME. Der Deutschen liebste Heizung ist aktuell die Wärmepumpe – und dies besonders wegen ihrer Wirtschaftlichkeit. Das ergibt eine Umfrage des Wärmelösungs-Anbieters Thermondo.

Es gibt einen guten Grund, warum die Wärmepumpe im Jahr 2025 zur meistverbauten Heizlösung in Deutschland aufgestiegen ist. Die Wirtschaftlichkeit sei das schlagende Argument, so der Wärmepumpen- und Solaranlagenanbieter Thermondo in seinem aktuellen Wärmepumpen-Monitor.

Das Installationsunternehmen hat im ersten Monat des Jahres 1.000 Menschen mit Eigenheim befragen lassen, darunter hätten sich keine eigenen Kunden befunden. Als zentrale Erkenntnis aus der Umfrage reichen die Berliner weiter, dass der Wechsel auf eine Wärmepumpe sich deutlich im Geldbeutel niederschlägt. Die Heizkosten ließen sich um 65 Prozent gegenüber fossil-basierter Wärme senken, die staatliche Übernahme von 51 Prozent der Kosten sei ein zusätzliches Argument.

Die Menschen werden immer aufgeschlossener. Sofern sie sich für einen Heizungsaustausch entscheiden müssten, würden demnach 46,5 Prozent die Wärmepumpe wählen. Beim vergangenen Monitor lag dieser Wert um 5 Punkte niedriger. Hybridsysteme (18 Prozent) erfreuen sich ebenso einer geringeren Beliebtheit wie Gasheizungen (14,5 Prozent). Die Zustimmung zu Fernwärme und Pelletheizungen liege bei 7 Prozent.

Der Grund für einen möglichen Wechsel zur Wärmepumpe ist vorrangig wirtschaftlicher Natur. 79 Prozent der Befragten würden wechseln, wenn die technischen und finanziellen Voraussetzungen stimmen. Der Großteil der Wechselwilligen verhehlt nicht die Attraktivität der staatlichen Zuschüsse: 71,5 Prozent der Befragten sagten, die Förderung beeinflusse „wahrscheinlich“ ihre Haltung und Entscheidung pro Wärmepumpe.

Wer mit der Wärmepumpe nicht warm wird, äußert vor allem Bedenken wegen der zu leistenden

Investitionen. Anschaffungskosten (zu 38 Prozent angeführt), Sorge vor hohen Stromkosten (20 Prozent), intransparente Folgekosten (16 Prozent) und fehlende Eigenmittel (16 Prozent) sind die vorwiegend genannten Gegenargumente. Die Wirtschaftlichkeit stellt dagegen kaum jemand unter den Teilnehmenden infrage (13 Prozent).

Der CEO von Thermondo, Felix Plog, leitet aus dem Monitor eine klare Forderung an die Politik ab: Sie dürfe das „positive Momentum“ für die Wärmepumpe „nicht abwürgen“. Zumal die Zielmarke von jährlich 500.000 installierten Geräten im laufenden Jahr erstmals möglich sei. „Massive Kürzungen, wie sie aktuell teils politisch gefordert werden, würden den Aufwärtstrend im Markt gefährden“, so Plog. // **VON VOLKER STEPHAN**

[^ Zum Inhalt](#)

Zahlenchaos im europäischen Strommarkt



Quelle: Pixabay / NakNakNak / E&M

INSIDE EU ENERGIE. Unser Brüsseler Korrespondent Tom Weingärtner kommentiert in seiner Kolumne „Inside EU Energie“ energiepolitische Themen aus dem EU-Parlament, der EU-Kommission und den Verbänden.

Die europäische Energiepolitik leidet nach einer Untersuchung der Brüsseler Denkfabrik Bruegel unter Intransparenz und einem Mangel an effizienter Zusammenarbeit. Vor allem in der Elektrizitätswirtschaft mache sich die Fragmentierung des Binnenmarktes bemerkbar. Die Bemühungen der EU, von Energieimporten unabhängig zu werden und auf Strom aus heimischen Energiequellen zu setzen, verstärke die daraus erwachsenden ökonomischen Nachteile.

Die EU will die Erzeugung aus fossilen Energien bis 2040 weitgehend beenden und durch „saubere“ Energien (Wind, Sonne, Atom) ersetzen. Dafür seien massive Investitionen in die Erzeugung, das Stromnetz, Speicher und zur Steuerung der Nachfrage nötig, schreiben die Experten von Bruegel. Die Entscheidungen darüber würden in einem komplexen und unübersichtlichen System von Regeln und Akteuren getroffen, das die Effizienz dieser Investitionen beeinträchtige – und damit auch ihre Attraktivität für private Investoren.

Bei Bruegel hat man dafür drei Hauptursachen ausgemacht: die schlechte Qualität der zur Verfügung stehenden Daten, eine zwischen den EU-Staaten nicht abgestimmte Investitionsplanung, ein Mangel an Vertrauen und grenzüberschreitender Zusammenarbeit.

Die Energiewende mache Entscheidungen von tausenden Investoren und anderen Akteuren notwendig, die eine klare Vorstellung über die Entwicklung in den nächsten Jahrzehnten brauchten. Die dafür nötigen Daten stünden entweder gar nicht zur Verfügung oder basierten auf undurchsichtigen Modellen. Sie seien weder harmonisiert, noch konsistent und selten vergleichbar.

Intransparente Planungsprozesse

Die Autoren verweisen als Beispiel auf unterschiedliche Prognosen der Stromnachfrage im Jahr 2030. Sie reichten von 2.450 TWh in den addierten Energie- und Klimapläne (NECP) bis 3.400 TWh in der Analyse der Erzeugungskapazität (ERAA) der Netzbetreiber (ENTSO-E). Das Zahlenchaos auf europäischer Ebene sei nicht geeignet, stabile Erwartungen bei potentiellen Investoren zu erzeugen und führe zu Unsicherheit und steigenden Kapitalkosten. Sie empfehlen, einen Energiedaten-Hub einzurichten, der aggregierte und vergleichbare Daten zeitnah zur Verfügung stellt.

Kostentreibend sei auch ein intransparenter Planungsprozess. Die Planung grenzüberschreitender Infrastrukturprojekte durch ENTSO-E bleibe weitgehend rätselhaft. Niemand wisse genau, warum nationale

TSOs bestimmte Projekte für die Aufstellung des TYNDP notifizierten.

Zu wenig Interkonnektorkapazität

Dass der Planungs- und Abstimmungsprozess auf europäischer Ebene unzureichend sei, sehe man auch daran, dass die Ziele für den Ausbau grenzüberschreitender Interkonnektoren verfehlt würden. Bereits 2020 sollte jeder EU-Staat über Interkonnektoren von mindestens 10 Prozent mit seinen Nachbarn verbunden sein. Von den fünf größten Mitgliedsstaaten (D, F, It, E, Pl) verfügte nur Deutschland Ende 2025 über eine Interkonnektorkapazität von mehr als 10 Prozent. Von den für 2030 anvisierten 15 Prozent seien alle fünf Länder weit entfernt.

Die nationalen Energie- und Klimapläne (NECP) haben sich nach Ansicht von Bruegel als wenig hilfreich für einen abgestimmten Ausbau des Elektrizitätsmarktes und der dazu gehörenden Infrastruktur erwiesen.

Eine weitergehende Integration sei gerade im Hinblick auf die Energiewende von großem Vorteil für alle Mitgliedsstaaten, denn das Potenzial von Wind- und Solarenergie ergänze sich. Das Aufkommen an Solarenergie im Süden sei besonders hoch, wenn es wenig Wind im Norden gebe und umgekehrt. Ein integrierter Strommarkt sei widerstandsfähiger, habe niedrigere Kapitalkosten, mehr Wettbewerb und im Ergebnis niedrigere Preise.

Behindert werde die Integration durch Verteilungseffekte. Grundsätzlich entscheidet jedes Mitgliedsland über seinen Energiemix, die Deutschen etwa bevorzugen die Erneuerbaren, Frankreich setzt vor allem auf Atomkraft. Dabei kommen regelmäßig auch Subventionen zum Einsatz. Leistungsfähigere Interkonnektoren haben Einfluss auf die Preise und schon die Erwartung, dass ein Interkonnektor gebaut und mehr Strom importiert wird, beeinflusse die Investitionsbereitschaft. Schweden etwa verhindert bislang eine leistungsfähige Anbindung an das deutsche Stromnetz, damit der billige Strom aus dem Norden nicht nach Deutschland exportiert wird und in Schweden die Preise steigen.

Schließlich ist da auch ein Mangel an Vertrauen zwischen den Mitgliedsstaaten. Je stärker der Strommarkt integriert ist, desto geringer ist ihre Kontrolle. Viele Regierungen sehen darin eine Gefahr für die Versorgungssicherheit. Eine Option ist das allerdings nur noch für die größeren EU-Staaten. Viele kleinere Länder sind so weit integriert, dass ihre maximale Nachfrage nicht mehr alleine durch die eigene Erzeugung gedeckt werden kann.



Tom Weingärtner

Quelle: E&M

// VON TOM WEINGÄRTNER

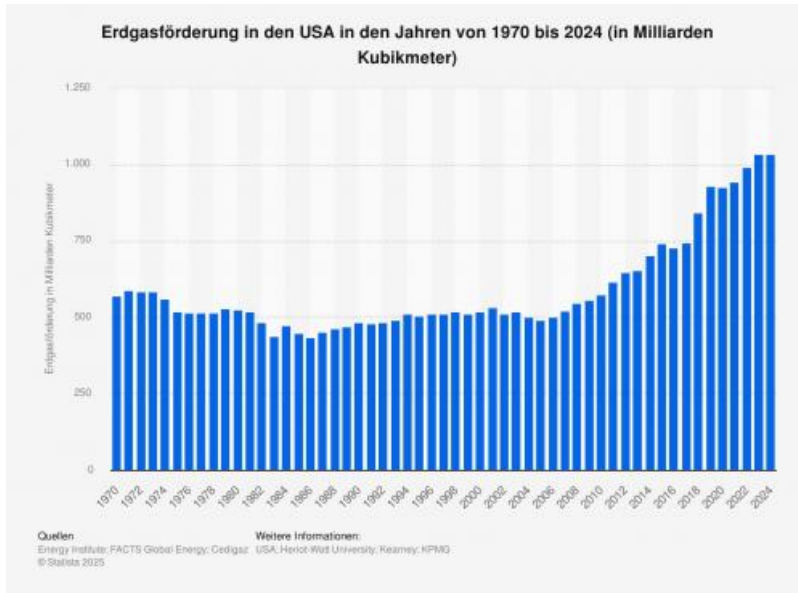
[^ Zum Inhalt](#)

Erdgasförderung in den USA von 1970 bis 2024



Quelle: E&M / Pixabay

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



[Zur Vollansicht auf die Grafik klicken](#)

Quelle: Statista

Die Statistik zeigt die Erdgasförderung in den USA in den Jahren von 1970 bis 2024. Die Werte sind in Milliarden Standardkubikmeter (gemessen bei 15 Grad Celsius und 1.013 mbar) angegeben. Da die Daten mit Hilfe eines Standardumrechnungsfaktors direkt von Tonnen Öläquivalent abgeleitet wurden, entspricht die angegebene Menge nicht immer den in den jeweiligen Länderstatistiken genannten Gasmengen. Nicht berücksichtigt wurden Fackelgas und Recyclinggas. Im Jahr 2024 betrug die Erdgasproduktion der USA rund 1.033 Milliarden Kubikmeter. // **VON REDAKTION**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Stellten ihren Quotenansatz vor (v.l.): Alexander von Gersdorff, Andreas Stücker, Kai Warnecke und Christian Küchen. Quelle: Deutscher Verband Flüssiggas

Neue Quote soll Heizungsmarkt beleben

WÄRMEMARKT. Der Heizungsmarkt stockt, viele Eigentümer verschieben die Modernisierung wegen der 65-Prozent-Vorgabe. Eine Verbändeallianz schlägt eine Lösung vor.

Anstatt Verbraucher bei der Erneuerung ihrer Heizungsanlagen auf 65 Prozent erneuerbare Energien zu verpflichten, setzt eine Allianz aus „en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie“, Deutscher Verband Flüssiggas und Haus & Grund Deutschland auf einen neuen Ansatz. Künftig sollen die Inverkehrbringer, also Hersteller und Lieferanten nicht leitungsgebundener flüssiger und gasförmiger Energieträger verpflichtet werden, schrittweise eine steigende Quote erneuerbarer Energien in den Markt zu bringen. „Wir schlagen vor, statt der Verbraucher künftig die Inverkehrbringer in die Pflicht zu nehmen“, sagte en2x-Hauptgeschäftsführer Christian Küchen.

Der Absatz neuer Heizungen sei 2025 so weit zurückgegangen wie seit 15 Jahren nicht. Als Hauptgründe nennt Küchen die Komplexität des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) sowie politische Unsicherheiten. Wer sich heute für eine Erneuerung im Heizungskeller entscheide – insbesondere dort, wo Wärmepumpe oder Fernwärme nicht infrage kämen –, erlebe mitunter, dass die 65-Prozent-Regel zu höheren spezifischen Kosten führe.

Mit der Verbändeallianz solle versucht werden, nicht über die Erneuerungsdynamik in den Heizungskellern die Erneuerbaren ins System zu bringen, sondern für alle Verbraucher – und nicht nur für diejenigen, die erneuert haben. Dann lasse sich mit geringeren Beimischungsquoten im Wärmemarkt mehr erreichen, ähnlich wie im Straßenverkehr, unterstrich Küchen. So sollen Haushalte profitieren, die ihre Heizungsanlage nicht erneuern.

Selbst bei einer moderaten Beimischungsquote von einem Prozent käme man zu größeren Klimaeffekten als unter der heutigen Gesetzgebung, ist Küchen überzeugt. Von rund fünf Millionen Ölheizungen hätten sich im vergangenen Jahr nur 22.000 Hauseigentümer für eine neue Anlage entschieden, also 0,4 Prozent. Um über Beimischungen adäquate Ergebnisse zu liefern, brauche es anfänglich nur geringe Mengen. Das Volumen solle dann jährlich steigen, sodass die Klimaziele für Gebäude erreicht werden könnten.

Küchen sieht in dem Ansatz auch einen Impuls für eine neue Dynamik im Heizungsmarkt. „Am Ende wird es einfacher, planbarer und verlässlicher sein als das, was wir heute an Gesetzen haben.“ Erneuerbare Energien kämen unabhängig vom Fortschritt der Heizungsmodernisierung in den Markt.

„Die Potenziale sind groß“ – grüne Moleküle etwa auf Basis von Bio-Reststoffen, aber auch strombasierte Moleküle. Beim Heizöl ließen sich paraffinische Kraftstoffe beimischen, teils bereits im Raffinerieprozess. Küchen erwartet zudem, dass Gebäudedämmung, Effizienzsteigerung und Wärmepumpen den Bedarf an Molekülen reduzieren. Dann könnten die Beimischungsquoten auch ohne zunehmende Mengen ansteigen.

Zu enger Fokus auf Fernwärme und Strom

Kai Warnecke, Präsident von Haus & Grund Deutschland, hält die kommunale Wärmeplanung mit dem Blick auf Fernwärme und Strom für zu eng fokussiert. „Wir stellen fest, dass die vorhandenen Stromnetze an ihre Grenzen kommen, Strom nicht in ausreichenden Mengen zur Verfügung steht und die Kosten in Deutschland zu hoch sind.“ Daher setzt sich der Verband dafür ein, dass auch andere Energieträger wie Gas und Öl gleichgestellt sein müssten, um Alternativen für Eigentümer zu sein. Die Unsicherheit bremse die Erneuerung in den Heizungskellern.

Bis Mitte dieses Jahres sind Kommunen verpflichtet, ihre Wärmeplanung vorzulegen; bis 2028 müssen das auch kleine Kommunen umsetzen. Warnecke kritisierte, dass die Ergebnisse unverbindlich seien. „Daher ist jeder Schritt, den wir heute schon machen könnten, nämlich schon jetzt vom Versorger erneuerbare Energien geliefert zu bekommen, der richtige.“

Warnecke sieht in einer Umsetzung des Ansatzes der Verbändeallianz auch einen Anreiz zu Investitionen. Denn solange man nicht wisse, mit welcher Energie künftig zu rechnen sei, sei man auch nicht bereit zu investieren. Um sich aber 2045 klimaneutral zu stellen, sei das bei einem langlebigen Produkt wie einer Heizung ein Problem. „Alles, was eine Zwischenlösung ist, also auch die 65-Prozent-Vorgabe, ist nichts weiter als rausgeschmissenes Geld.“

„Uns geht es um die Emanzipation grüner Moleküle in der nicht leitungsgebundenen Wärmeversorgung“, sagte Andreas Stücke, Hauptgeschäftsführer beim Deutschen Verband Flüssiggas. „Wir wollen die Verbraucher analog zur Fernwärmenutzung von der Verantwortung für den Einsatz erneuerbarer Energieträger befreien und diese Verantwortung den Inverkehrbringern auferlegen.“ Deutschlandweit seien das etwa 70 bis 100 Unternehmen. Rund 620.000 Haushalte, überwiegend im ländlichen Raum, werden Stücke zufolge mit Flüssiggas beliefert. Verlässlicher Klimaschutz werde über eine verbindliche Quote grüner Moleküle organisiert – nicht über komplexe Einzelvorgaben für Heizungsmodernisierer.

// VON KLAUS LOCKSCHEN

[^ Zum Inhalt](#)

LNG heißt im Schwerverkehr: praktisch klimaneutral



LNG-Tanken beim LKW. Quelle: Liqvis

KRAFTSTOFFMARKT. Bei Flüssigerdgas denkt man zuerst an energie- und treibhausgasintensive Importe aus den USA. Doch im deutschen Schwerlastverkehr spielt konventionelles LNG praktisch keine Rolle.

Laut dem Verband Gas- und Wasserstoffwirtschaft waren 98,5 Prozent der im Jahr 2025 im Inland getankten 166.513 Tonnen LNG Bio-LNG. 2024 waren noch 176.814 Tonnen LNG gezapft worden. Eine Bioquote wurde nicht angegeben, aber das Umweltbundesamt bezifferte die Treibhausgasminderung im deutschen Verkehrssektor durch den Einsatz von Biomethan im Jahr 2024 auf 2 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente.

Bundesweit stehen derzeit laut Gas- und Wasserstoffwirtschaft mindestens 200 LNG-Tankstellen zur Verfügung. Vorstandsvorstand Timm Kehler erklärt dazu: „Der Kraftstoff ist verfügbar, die Fahrzeuge sind auf der Straße, und die Tankstellen-Infrastruktur steht.“ Dagegen fehle ein dauerhafter politischer Rahmen für den LNG-Hochlauf. Konkret nannte der Verband die „verschleppte“ Reform des Treibhausgas(THG)-Quotenregimes und die volle LKW-Maut trotz Bio-LNG im Tank. Der Gesamtabsatz von LNG an deutschen Tankstellen stagniere daher seit 2022.

Der Verband fordert, bei der nationalen Umsetzung der Renewable Energy Directive III (RED III) die THG-Quote technologieoffen auszugestalten. Erneuerbare gasförmige Kraftstoffe wie Bio-LNG müssten „verlässlich und ambitioniert“ angerechnet werden. Auch in der Schifffahrt, vor allem bei Küsten- und Binnenschiffen, leisteten LNG-basierte Kraftstoffe schon jetzt ihren Dekarbonisierungsbeitrag.

// VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK

Michael Stipa bei der Präsentation. Quelle: Stefan Sagmeister

Rolls-Royce will beim Kraftwerksneubau mitmischen

GASKRAFTWERKE. Der Maschinenbauer bringt bei der Umsetzung der Kraftwerksstrategie seine Gasmotoren ins Spiel. Sie hätten einige Vorteile gegenüber Turbinen, so der Tenor eines Pressegesprächs.

Rolls-Royce will in Deutschland mit Gasmotoren-Kraftwerken einen Beitrag zur Kraftwerksstrategie der Bundesregierung leisten. Bekanntermaßen sollen bis 2031 rund 12.000 MW an Kraftwerksleistung in Deutschland neu errichtet. In erster Linie sind dabei Großkraftwerke mit Gasturbinen angedacht. Doch sehen die Manager von Rolls-Royce Power Systems mit Sitz in Friedrichshafen auch Chancen für ihre Gasmotorenkraftwerke, wie bei einem Pressetermin in Essen zu hören war.

„Versorgungssicherheit muss nicht zwingend durch große Kombikraftwerke mit mehreren hundert MW gewährleistet werden“, sagte Michael Stipa, Senior Vice President Geschäftsentwicklung & Produktmanagement Stationäre Energielösungen bei Rolls-Royce Power Systems. Die von seinem Unternehmen vorgestellte Lösung habe einige Vorteile gegenüber den Gasturbinen.

Modulare Bauweise sorgt für Flexibilität

Auch modulare Anlagen mit einer Leistung von beispielsweise 30 MW, die aus mehreren Einzelaggregaten bestehen, könnten zur Absicherung beitragen. Die Aggregate lassen sich je nach Bedarf einzeln zuschalten. Wird nur ein Teil der Gesamtleistung benötigt, bleibt ein entsprechender Anteil der Motoren abgeschaltet. Dadurch kann der Betrieb im Teillastbereich effizienter gestaltet werden.

Während große Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke im Vollastbetrieb elektrische Wirkungsgrade von bis zu 60 Prozent erreichen, liegt der elektrische Wirkungsgrad moderner Gasmotoren immerhin bei rund 44 Prozent, so Stipa weiter. Modulare Motoranlagen können flexibler betrieben werden und bieten zudem Vorteile hinsichtlich Redundanz und Resilienz.

Die schlüsselfertigen Anlagen von Rolls-Royce decken nach Unternehmensangaben ein Leistungsspektrum von 5 bis zu mehreren hundert MW ab. Sie sind als H₂-ready-Lösungen ausgelegt und damit für einen späteren Einsatz von Wasserstoff vorbereitet. Vorkonfigurierte, werksgeprüfte Module mit 10, 20 oder 30 MW sollen eine Inbetriebnahme innerhalb von 12 bis 18 Monaten nach Bestellung ermöglichen.

Serienfertigung schafft schnelle Verfügbarkeit

Ein weiterer Vorteil liegt laut Stipa in der Serienfertigung der Gasmotoren. Das Unternehmen produziert jährlich mehrere Tausend Motoren. Dies sei mit Blick auf das Zieljahr 2031 relevant, da im Kraftwerksbau fünf Jahre Planungs- und Bauzeit als kurzfristig gelten.

Beim Thema Dekarbonisierung betonte Stipa die Wasserstofffähigkeit der Anlagen. Aktuell können die Motoren bis zu 25 Prozent Wasserstoff beimischen. Nachrüstätze für 100 Prozent Wasserstoff befinden sich in der Entwicklung. Eine Pilotanlage mit 100 Prozent Wasserstoff wurde im Sommer des Vorjahres in Duisburg in Betrieb genommen. Allerdings: Auch Biogas und Biomethan können als Brennstoff für die Gasmotoren eingesetzt werden.

Stipa verwies als positives Beispiel auf den britischen Markt. Dort seien erhebliche Kapazitäten für kurzfristige Reserveleistung aufgebaut worden. Installiert wurden rund 500 Aggregate mit jeweils etwa 2,5 MW, insgesamt also rund 1.250 MW. „Diese Anlagen können innerhalb von 90 bis 120 Sekunden von null auf Vollast hochfahren“, sagte Stipa. Sie seien auf häufige Starts ausgelegt und unterschieden sich damit von klassischen Großturbinen, die nur wenige Starts pro Jahr absolvieren.

Dezentrale Gasmotoren-Kraftwerke könnten die Netzresilienz erhöhen und die Integration erneuerbarer Energien unterstützen. Statt weniger großer, zentraler Einheiten basiere das Konzept auf zahlreichen kleineren Aggregaten, die je nach Bedarf einzeln zu- oder abgeschaltet und im jeweils optimalen Lastbereich betrieben werden.

„Wahre Resilienz entsteht durch Dezentralität, nicht durch Zentralisierung. Ein Energiesystem, das auf vielen verteilten, modularen Erzeugungseinheiten basiert, ist weniger anfällig für großflächige Störungen und Engpässe. Modulare Gasmotorenkraftwerke bieten genau diese Struktur“, so Stipa.

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Eon will Rechenzentren zum Schnellstart verhelfen



Quelle: Fotolia / Andrei Merkulov

EFFIZIENZ. Regelmäßig befragen Unternehmen des Eon-Konzerns Menschen zu bestimmten Themen mit Energiebezug. In einer aktuellen Umfrage und einem White Paper geht es um Rechenzentren und Abwärme.

Eine Umfrage der Meinungsforscher von Appinio im Auftrag von Eon hat ergeben, dass 72,5 Prozent Rechenzentren in unmittelbarer Nähe zu Wohngebieten attraktiver finden, wenn die Abwärme für kommunale Wärmenetze genutzt wird. Insgesamt 78 Prozent sprechen sich dafür aus, dass Rechenzentren, Energieversorger und Kommunen in der Energie- und Wärmewende eng zusammenarbeiten. Nach Angaben von Eon ist die Umfrage, die mit jeweils 1.000 Teilnehmern in Deutschland und England durchgeführt wurde für Personen im Alter von 18 bis 65 Jahren repräsentativ.

Dieses wenig überraschende Ergebnis nutzt Eon Energy Infrastructure, um sich als Digitalisierungspartner und Partner der Wärmewende ins Gespräch zu bringen. „Mit einem Dreiklang aus lokaler Energieerzeugung, intelligenter Abwärmenutzung und einem integrierten Energiemanagement beschleunigen wir die Inbetriebnahme neuer Rechenzentrumsprojekte und schaffen gleichzeitig gesellschaftlichen Mehrwert sowie eine spürbare Entlastung des Energiesystems“, sagt Marten Bunnemann, CEO von Eon Energy Infrastructure Solutions.

Das Unternehmen verweist in einer Mitteilung auf die Absicht der EU-Kommission, mit ihrem „Aktionsplan für den KI-Kontinent“ eine Verdreifachung der Rechenzentrumskapazität in den nächsten vier bis sechs Jahren in der EU zu erreichen. Damit steige auch der Energiebedarf deutlich. Gleichzeitig sehen sich die Betreiber der Rechenzentren neuen regulatorischen Anforderungen zur Energieeffizienz und Abwärmenutzung gegenüber. Die Zeitspanne von der Planung bis zur Inbetriebnahme eines Rechenzentrums werde zur entscheidenden Kennzahl für entsprechende Projekte in Europa, heißt es weiter.

Deutlich reduzierte „Time-to-Power“

In einem White Paper beschreibt Eon, wie diese „kritische Time-to-Power“ um Jahre verkürzt werden kann. Der Schlüssel dazu seien „integrierte, modulare Lösungen“. Bei der Energieversorgung der Rechenzentren gehe es nicht um die Frage „Netzbezug oder lokale Erzeugung“, sondern um eine intelligente Kombination aus beidem. Idealerweise decke der Netzbezug zwischen 30 und 60 Prozent des Bedarfs. Dies könne der Startpunkt sein. Eine Erhöhung des Strombezugs aus dem Netz, gegebenenfalls mit einer Verstärkung des Netzanschlusses, könne später immer noch erfolgen.

Eine Lösung zur Optimierung der Flexibilität beinhaltet nach Überzeugung von Eon auch ein Energiemanagementsystem, welches das Zusammenspiel aus Netzbezug, lokaler Erzeugung und Speicherkapazitäten auf der Kostenseite steuert und gleichzeitig auf Preissignale aus dem Markt unter der Prämisse der Versorgungssicherheit reagiert.

Ein ganz besonderes Augenmerk legt das Whitepaper auf die Wärmegewinnung und -nutzung, etwa in Absorptionskältemaschinen oder zur Einspeisung in Niedertemperatur-Wärmenetze. Der Multi-Use-Ansatz stehe im Einklang mit den Anforderungen der Europäischen Energieeffizienz-Richtlinie und mache Rechenzentren vom reinen Energiekunden zum Infrastrukturpartner.

Die Autoren des White Papers geben zu bedenken, dass Fernwärmesysteme deutlich höhere Temperaturen erfordern als die im IT-Sektor typischerweise anzutreffenden 25 bis 30 Grad. Entsprechend seien Wärmepumpen erforderlich, um die Abwärme auf ein höheres Temperaturniveau anzuheben. Diese Wärmepumpen benötigen elektrische Leistung, zusätzlich zum ohnehin schon hohen Bedarf des Rechenzentrums.

Aufgrund der steigenden Leistungsdichte von IT-Equipment würden allerdings flüssigkeitsgekühlte Racks in naher Zukunft unverzichtbar. Diese geben dann mit rund 60 Grad Celsius deutlich höhere Temperaturen ab als luftgekühlte Systeme. Gleichzeitig weisen die Verfasser darauf hin, dass Wärmenetze der fünften Generation mit deutlich geringeren Eingangstemperaturen – unter 45 Grad gegenüber den 80 bis 120 Grad der herkömmlichen Netze – arbeiten können.

Das Whitepaper in englischer Sprache mit dem Titel „[Energy Playbook for Data Centers](#)“ kann über die Eon-Internetseite angefordert werden. // [VON FRITZ WILHELM](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Umspannwerk wird klimafreundlicher



Quelle: Hitachi Energy

KLIMASCHUTZ. Hitachi Energy und Tennet haben in einem Umspannwerk einen 420-kV-Leistungsschalter in SF6-freier Freiluftbauweise installiert. Der erste seiner Art weltweit.

Hitachi Energy und der Übertragungsnetzbetreiber Tennet haben im Umspannwerk Oberhaid bei Bamberg (Bayern) erstmals einen SF6-freien 420-kV-Freiluft-Leistungsschalter in Betrieb genommen. Es handle es sich um die weltweit erste Anwendung dieser Technologie auf dieser Spannungsebene, so Hitachi in einer Mitteilung.

Leistungsschalter übernehmen im Übertragungsnetz eine zentrale Schutzfunktion. „Sie erkennen gefährliche Kurzschlüsse frühzeitig und unterbrechen den Stromfluss innerhalb von Millisekunden – zum Schutz von Menschen, Anlagen und Infrastruktur“, heißt es weiter. Die neue Anlage kommt nun ohne das bislang übliche Isoliergas SF6 (Schwefelhexafluorid) aus.

SF6 ist 25.000-mal klimaschädlicher als CO2 und sehr langlebig. Es verbleibt über Jahrtausende in der Atmosphäre. In der Energieversorgung wird SF6 vor allem als Isolier- und Löschgas in Hoch- und Höchstspannungsanlagen eingesetzt wie in Leistungsschaltern und gasisolierten Schaltanlagen. Undichte Dichtungen oder Wartungsarbeiten können zu Emissionen führen.

Florian Dotzler, Director Supply Chain Management bei Tennet: „Die Umstellung auf SF6-freie Technologien auf der 420-kV-Ebene ist ein Meilenstein für die Weiterentwicklung der Höchstspannungstechnik.“ Der Übertragungsnetzbetreiber sieht in der Einführung der SF6-freien Technik einen Schritt zur Reduzierung klimaschädlicher Emissionen im Netzbetrieb.

Die 420-kV-Ebene bildet das Rückgrat des europäischen Übertragungsnetzes. Auf dieser Spannungsebene werden große Strommengen über weite Entfernungen mit vergleichsweise geringen Verlusten transportiert. Bisher wurden dort überwiegend SF6-basierte Schaltanlagen eingesetzt. Mit dem Leistungsschalter „EconIQ“ setzt Hitachi Energy nun auf eine Alternative, die nach Unternehmensangaben die gleiche Zuverlässigkeit, Sicherheit und Leistungsfähigkeit bietet.

Das Projekt erforderte umfangreiche technische Prüfungen im Normal- und Fehlerbetrieb. Zudem mussten bestehende Umspannwerke, die für SF6-Technik ausgelegt sind, angepasst werden. Auch regulatorische und normative Fragen für SF6-freie Lösungen auf Höchstspannungsebene waren zu klären, so Hitachi Energy. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Burgenland: Leistungstärkster Windpark Österreichs eröffnet



Quelle: Shutterstock / Jacques Tarnero

WINDKRAFT ONSHORE. Die von der Burgenland Energie realisierte Anlage etwa 45 Kilometer südöstlich von Wien kommt nach einem Repowering auf 122 MW. Sie kann rund 72.000 Haushalte versorgen.

Den mit 122 MW bislang leistungstärksten Windpark Österreichs nahm die Burgenland Energie am 18. Februar in Weiden am Neusiedlersee etwa 45 Kilometer südöstlich von Wien in Betrieb. Nach Angaben des Unternehmens beläuft sich dessen jährliche Stromproduktion auf etwa 251 Millionen kWh. Rechnerisch reicht dies aus, um rund 72.000 Haushalte mit dem österreichischen Durchschnittsbedarf von 3.500 kWh pro Jahr zu versorgen.

Die Burgenland Energie ersetzte in Weiden 44 Windräder mit einer Gesamtleistung von 79 MW durch 23 Neuanlagen und steigerte damit die Kapazität des Windparks um etwa 54 Prozent. Ein Sprecher des Unternehmens teilte der Redaktion mit, das Repoweringprojekt habe rund drei Jahre in Anspruch

genommen. Zu den Kosten wollte er sich aus Wettbewerbsgründen nicht äußern. Nach Angaben aus der Windenergiebranche ist bei Vorhaben dieser Größenordnung in Österreich zurzeit mit etwa 100 bis 200 Millionen Euro zu rechnen.

Die Netzanbindung erfolgt über das etwa fünf Kilometer nordwestlich von Weiden gelegene Umspannwerk Neusiedl am See. Die abgebauten Windräder übernimmt deren Produzent und stellt sie für ein Windparkprojekt in Osteuropa zur Verfügung.

Der in Weiden erzeugte Strom wird den Kunden für einen auf 20 Jahre fixierten Nettopreis von 10 Cent/kWh angeboten. Dies ist der Regulierungsbehörde E-Control zufolge ein der derzeitigen Marktlage angemessener Preis. Angebote in einer Höhe ab etwa 14 Cent/kWh seien dem gegenüber eher hoch bemessen.

Umfassender Ausbau

Dem Sprecher der Burgenland Energie zufolge ist die Erneuerung von Weiden Teil einer umfassenden Kampagne, im Zuge derer die Burgenland Energie bis Ende des heurigen Jahres rund 700 Millionen Euro in den Ausbau der Windkraft und der Photovoltaik investiert. Von diesem Betrag entfallen etwa 350 Millionen Euro auf Mittel, die Europäische Investitionsbank gemeinsam mit einem Konsortium österreichischer sowie deutscher Banken, darunter der Landesbank Baden-Württemberg (LBBW), zur Verfügung stellt.

Schwerpunkt der Windkraft

Das Burgenland und das benachbarte Niederösterreich sind die Schwerpunkte der Stromerzeugung mittels Windkraft in Österreich. Nach Angaben der Interessengemeinschaft Windkraft (IG Windkraft) waren Ende 2024 im Burgenland 428 Anlagen mit 1.370 MW Leistung am Netz. Bis Ende des Jahres soll sich die Zahl auf 449 Anlagen mit 1.500 MW erhöhen. Der Anteil des Burgenlands an der Gesamtzahl der Windräder würde damit bei knapp 30 Prozent liegen, der Anteil an der Leistung bei 33 Prozent. // VON KLAUS FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: VZ NRW

Osnabrück folgt dem Trend

VERTRIEB. Der Versorger aus Niedersachsen senkt die Strompreise. Trotzdem kann es für einige Kunden teurer werden.

Zum 1. April senken die Stadtwerke Osnabrück die Strompreise in der Grundversorgung für Haushalts- und Gewerbekunden. Ein Musterhaushalt mit einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh spart nach Unternehmensangaben rund 70 Euro brutto pro Jahr. Das entspricht einer Entlastung von rund sechs Prozent.

Konkret sinkt zum 1. April der Arbeitspreis. Der Grundpreis steigt dagegen leicht, was die Stadtwerke mit nachhaltig höheren Netzkosten begründen. Profitieren sollen vor allem Kunden mit mittlerem und höherem Verbrauch. Für einzelne Kleinverbraucher, etwa bei Garagen oder Außenbeleuchtungen, können durch den höheren Grundpreis auch höhere Endrechnungen anfallen.

Für Haushalte mit einem Jahresverbrauch bis 4.163 kWh beträgt der Arbeitspreis ab 1. April brutto 34,87 Cent pro kWh. Der Grundpreis liegt bei brutto 13,09 Euro pro Monat. Bis zum 31. März lag der Arbeitspreis brutto bei 38,79 Cent pro kWh, der Grundpreis bei 10,71 Euro pro Monat.

Die letzte Anpassung der Strom-Grundversorgungstarife erfolgte zum 1. August 2022. In den vergangenen Jahren seien Netzentgelte und Umlagen kontinuierlich gestiegen. Die nun gesunkenen Einkaufspreise eröffneten Spielraum für eine Tarifsenkung. Als kommunaler Grundversorger setze man auf Kontinuität und Planungssicherheit für Kunden, so Stadtwerke-Energiechef Jan-Hendrik Funke.

Bundesweit melden nach Angaben des Vergleichsportals Verivox in den Monaten Februar, März und April 101 regionale Grundversorger Preissenkungen. Im Durchschnitt betragen diese laut Verivox rund 15 Prozent. Bereits zum Jahreswechsel hatte etwa die Hälfte der insgesamt 780 Strom-Grundversorger ihre Preise im Schnitt um 9 Prozent reduziert. // VON STEFAN SAGMEISTER

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

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Haller Stadtwerke erhöhen Anteil an der Solar Invest AG



Quelle: Fotolia / bluedesign

BETEILIGUNG. Die Stadtwerke Schwäbisch Hall hielten einst 100 Prozent an der Bürgerbeteiligungsgesellschaft Solar Invest. Dann trennten sie sich von Anteilen, um sie nun sukzessive zurückzukaufen.

Die Solar Invest AG ist eine Tochter der Stadtwerke Schwäbisch Hall, die ihren Anteil an der Erneuerbaren-Gesellschaft nach und nach erhöht. Das erfolgt auf Beschluss des Rates der baden-württembergischen Kommune auch 2026.

Wie ein Sprecher des Versorgers auf Anfrage dieser Redaktion erklärt, bieten die Stadtwerke Anteilseignern von Solar Invest grundsätzlich einen Rückkauf der Aktien an. Dazu komme es häufig in Erbfällen. Im Jahr 2026 stehen zunächst zehn Rückkäufe an.

Im Jahr 2010 ging Solar Invest als Bürgerbeteiligungsgesellschaft der Stadtwerke an den Start. 14 Jahre später erwirtschaftete das Unternehmen mit der Planung, Finanzierung, Errichtung, Verwaltung und dem Betrieb vornehmlich von Solarkraftwerken einen Jahresüberschuss von 1,77 Millionen Euro. Der Stromertrag des Jahres 2024 belief sich auf etwa 80 Millionen kWh.

813.000 Euro des letzten ausgewiesenen Gewinns gab Solar Invest laut Mitteilung an die Anteilseigner weiter. Ausgegeben sind aktuell etwas mehr als 62.000 Stückaktien, auf die jeweils 13 Euro Dividende entfielen. Die Stadtwerke halten etwa 72 Prozent der Anteilsscheine, durch die Zukäufe ändere sich an diesem Wert laut Sprecher nicht viel. Der Rest befindet sich in Streubesitz. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Wuppertal holt IT-Dienstleister als Partner an Bord



Quelle: E&M / Jonas Rosenberger

STADTWERKE. Die Wuppertaler Stadtwerke (WSW) haben eine strategische Partnerschaft mit dem IT- und Prozessdienstleister „rku.it“ gestartet.

Ziel der Zusammenarbeit ist es, die IT- und Prozesslandschaft der WSW schrittweise weiterzuentwickeln und langfristig zukunftssicher aufzustellen, wie es in einer WSW-Mitteilung heißt. Um die IT- und Prozesslandschaft zukunftssicher aufzustellen, setzt man auf zentrale Komponenten der Next-Gen-Plattform von RKU IT. Im Einsatz seien vor allem „Next-Gen Utilities“ und „Next-Gen Integration“, ergänzt durch weitere spezialisierte Lösungen im SAP-System, die die bestehende Systemlandschaft der WSW gezielt erweitern und absichern sollen.

„Mit RKU IT haben wir einen Partner gewonnen, der die Anforderungen kommunaler Energieversorger sehr gut kennt und uns bei unserer digitalen Weiterentwicklung verlässlich begleitet“, so Markus Hilkenbach, Vorstandsvorsitzender der Wuppertaler Stadtwerke. Die Zusammenarbeit sei ein wichtiger Baustein, um Prozesse strukturiert weiterzuentwickeln und die Stadtwerke langfristig leistungsfähig aufzustellen.

„Im Mittelpunkt steht für uns das gemeinsame Ziel, tragfähige und nachhaltige Lösungen für die zukünftigen Anforderungen der Energiewirtschaft zu entwickeln“, erklärte Dirk Stieler, CEO von RKU IT.

Mit rund 3.500 Beschäftigten und einem Jahresumsatz von 1,4 Milliarden Euro zählen die Wuppertaler Stadtwerke (WSW) zu den größten kommunalen Versorgern und Mobilitätsdienstleistern in Deutschland. Als Service-Provider von IT-Lösungen bietet der IT-Dienstleister aus Herne seit 1961 vorrangig in der Versorgungs- und Verkehrswirtschaft Outsourcing- und Beratungsleistungen an. // [VON GÜNTER DREWITZKY](#)

[^ Zum Inhalt](#)

ABB erzielt Rekordumsätze und wird schnell grüner



Quelle: Fotolia / Idprod

BILANZ. Das Energietechnologieunternehmen ABB meldet das beste Ergebnis der Firmengeschichte. Bei den Klimazielen liegen die Schweizer besser als geplant.

ABB hat im Jahr 2025 einen Rekordumsatz erzielt. Das global tätige Energietechnologieunternehmen aus der Schweiz spricht in einer Mitteilung von einem Umsatzplus von 9 Prozent. Die Gruppe landete mit ihren 110.000 Beschäftigten bei umgerechnet 28,3 Milliarden Euro (Vorjahr: gut 26 Milliarden).

Die Elektrifizierungssparte von ABB steuerte das höchste Umsatzwachstum bei (plus 14 Prozent). Alle anderen Geschäftsbereiche legten ebenfalls zu. Das Unternehmen nennt den hohen Auftragsbestand bei Mittelspannungs- und Stromschutzangeboten als einen Treiber des Ergebnisses.

Der Gewinn lag 2025 bei mehr als 5,1 Milliarden Euro. Das ist eine Verbesserung um 28 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Das operative Geschäft zahlte darauf ebenso ein wie positive Wechselkurseffekte.

Besonders stellen die Schweizer in ihrer Jahresbilanz die Fortschritte bei Nachhaltigkeit und Klimazielen heraus. Die Treibhausgasemissionen (Scope 1 und 2) sollen bis 2030 um 80 Prozent gegenüber dem Referenzwert aus 2019 sinken. Das ist fast schon erreicht: Anno 2025 erreichte ABB eine Reduktion von 79 Prozent. Angesichts dieser Entwicklung will das Unternehmen nun mehr und spricht von einem Ziel von 86

Prozent.

Eine andere Vorgabe ist, bis 2030 in allen Firmenbereichen Energiemanagementsysteme einzuführen und so die Energieeffizienz zu verbessern. Die Energieproduktivität habe sich seit 2019 um 61 Prozent verbessert, heißt es. 98 Prozent der von ABB in den einzelnen Geschäftsbereichen verbrauchten Energie war grün erzeugt, das gelte sowohl für die Beschaffung als auch die eigene Energieerzeugung.

// VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Energieversorger setzt auf E-Autos



Quelle: Shutterstock / lumen-digital

MOBILITÄT. Die „enviaM-Gruppe“ will im ersten Quartal 2026 die Umstellung ihres Poolfahrzeug-Fuhrparks auf Elektromobilität abschließen.

In den kommenden Tagen sollen auch die letzten Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden. Bereits Ende des Jahres 2025 war der Großteil der Umstellung abgeschlossen, wie es in einer Mitteilung des Energieunternehmens mit Sitz im sächsischen Chemnitz heißt. Von den derzeit 222 eingesetzten Autos fahren 194 rein elektrisch.

Die letzten beiden nicht voll elektrischen Standorte sollen im ersten Quartal 2026 auf Elektrofahrzeuge umgestellt werden. Das Standard-Modell der Poolfahrzeugflotte ist der ID3 von Volkswagen. Neben der Anschaffung der Fahrzeuge entstand an den Standorten auch die entsprechende Ladeinfrastruktur.

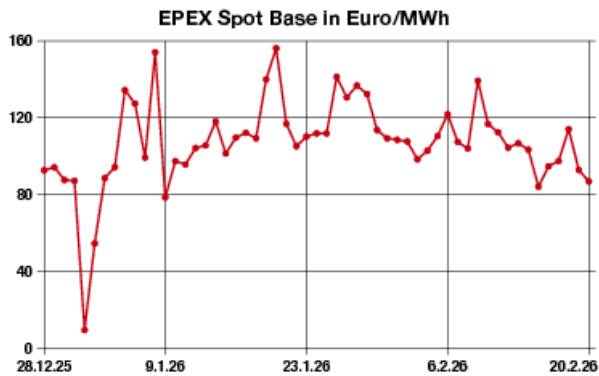
„Mit der vollständig auf Elektroantrieb umgestellten Poolfahrzeugflotte reduziert die Envia-M-Gruppe CO₂-Emissionen im laufenden Betrieb und verankert nachhaltige Mobilität fest im Unternehmensalltag. Die Maßnahme ist Teil der langfristigen Ausrichtung auf Klimaschutz und Nachhaltigkeit“, kommentiert Fuhrparkleiterin Sabine Meißner-Paulick die Umstellung. // VON GÜNTER DREWNITZKY

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

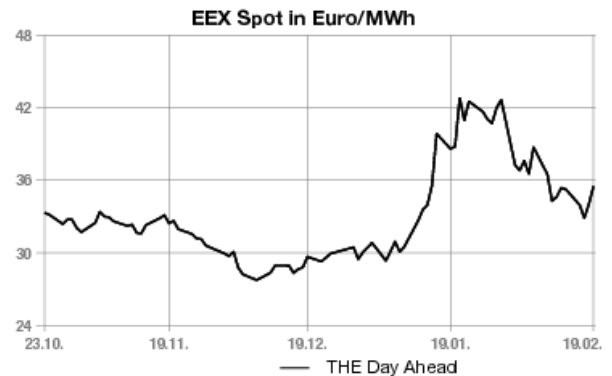
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Strompreis verbiligt sich wegen rückläufigem Verbrauch



Quelle: E&M

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

Zumeist fester haben sich die Energiepreise am Donnerstag gezeigt. Nur der CO₂-Markt, der weiterhin unter dem Eindruck der Diskussion um eine Aufweichung des EU-ETS steht, machte hiervon eine Ausnahme und präsentierte sich mit geringfügigen Abgaben.

Strom: Der Day-ahead verlor OTC 6,00 Euro und fiel auf 87,25 Euro/MWh im Base und verlor 7,75 Euro/MWh uns ging auf 91,50 Euro/MWh im Peak zurück. An der Börse kostete der Day-ahead 87,00 Euro/MWh in der Grundlast und 91,18 Euro/MWh in der Spitzenlast.

Ursächlich für den Preisrückgang beim Day-ahead war die im Vergleich zum Donnerstag deutlich geringere Last, die am Freitag anfallen soll, und rückläufige Strom-Nettoexporte. So prognostiziert MBI Research für den letzten Tag der Arbeitswoche in Deutschland nur einen Verbrauch von 63 Gigawatt, während für den Berichtstag 64,4 Gigawatt anfallen. Die Erneuerbaren-Einspeisung geht dagegen von 29,8 Gigawatt auf 29,7 Gigawatt marginal zurück.

Die Meteorologen von Eurowind gehen auch für die Folgetage von recht kräftigen Beiträgen von Wind und Solar aus. Bis Mittwoch der kommenden Woche sollen die Einspeisemengen nicht unter 28 Gigawatt pro Tag fallen.

Am langen Ende macht das Strom-Frontjahr aufgrund der höheren Notierungen für Gas und Kohle einen Satz nach oben und legte 4,14 Euro auf 81,82 Euro/MWh zu.

CO₂: Die CO₂-Preise haben sich am Donnerstag leichter gezeigt. Der Dec 26 verlor bis 13.55 Uhr um 0,25 Euro auf 71,32 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 28,8 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 72,88 Euro, das Tief bei 71,05 Euro je Tonne.

Aus markttechnischer Sicht ist laut den Analysten von Redshaw Advisors weiter von einem kurzfristigen bearishen Momentum auszugehen. Fast alle Schlüsselindikatoren und Trendlinien befänden sich oberhalb des Vortages-Schlusses. Nur eine Bewegung auf Notierungen oberhalb von 74 Euro würde zu einer Veränderung dieses Bildes führen.

Erdgas: Fester haben sich die Erdgaspreise am Donnerstag gezeigt. Am niederländischen TTF gewann der Frontmonat März um 2,12 Euro auf 33,95 Euro/MWh. Am deutschen THE zog der Day-ahead um 2,59 Euro auf 36,225 Euro/MWh an.

Angesichts der wieder eskalierenden Spannungen zwischen den USA und Iran wächst erneut die Besorgnis wegen möglicher Lieferunterbrechungen durch die Straße von Hormus. „Diese Versorgungsrisiken nehmen zu, während die Gasvorräte in der EU weiter sinken und sich der Füllstand der Speicherkapazitäten 30 Prozent nähert“, so die Analysten von ING.

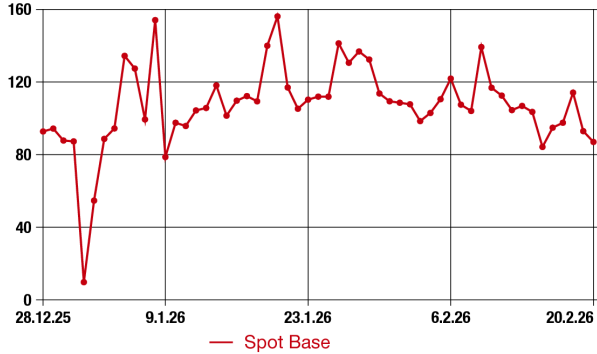
Dennoch mildern Prognosen für zumindest kurzfristig wärmeres Wetter in ganz Europa, stabile Gaslieferungen trotz Ausfällen in Norwegen und eine stärkere Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland den Druck und begrenzen den Preisanstieg. Die für die kommenden Tage prognostizierte mildere Witterung in Deutschland könnte jedoch laut dem US-Wettermodell schon ab dem Monatswechsel von leicht unterdurchschnittlichen Temperaturen abgelöst werden. // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

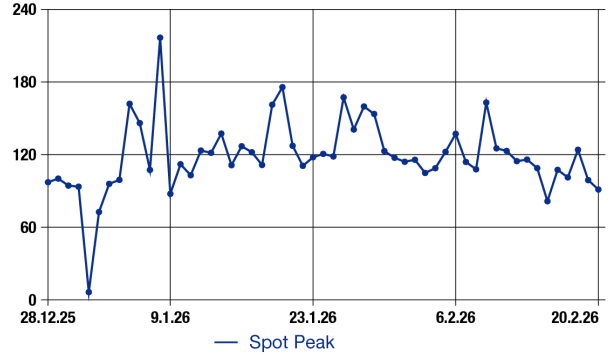
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

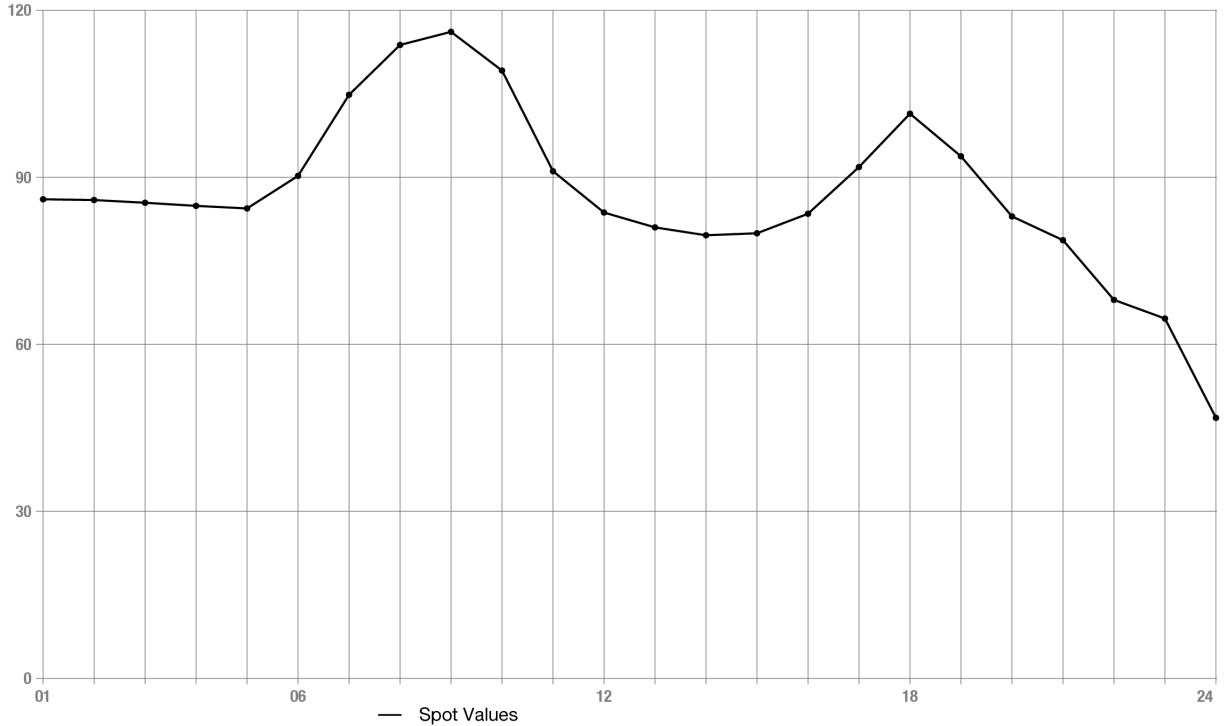
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

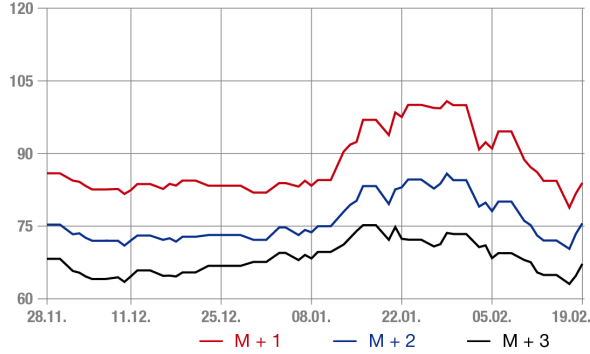
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.02.26	German Power Mar-2026	83,91
M2	19.02.26	German Power Apr-2026	75,56
M3	19.02.26	German Power Mai-2026	67,18
Q1	19.02.26	German Power Q2-2026	71,66
Q2	19.02.26	German Power Q3-2026	80,22
Q3	19.02.26	German Power Q4-2026	95,28
Y1	19.02.26	German Power Cal-2027	80,88
Y2	19.02.26	German Power Cal-2028	74,11
Y3	19.02.26	German Power Cal-2029	72,14

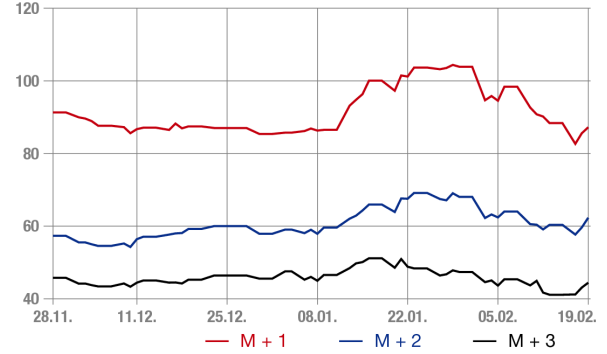
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.02.26	German Power Mar-2026	87,21
M2	19.02.26	German Power Apr-2026	62,30
M3	19.02.26	German Power Mai-2026	44,42
Q1	19.02.26	German Power Q2-2026	52,49
Q2	19.02.26	German Power Q3-2026	72,15
Q3	19.02.26	German Power Q4-2026	115,34
Y1	19.02.26	German Power Cal-2027	85,35
Y2	19.02.26	German Power Cal-2028	78,61
Y3	19.02.26	German Power Cal-2029	77,22

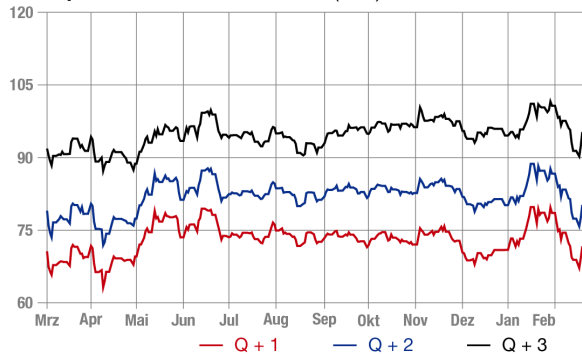
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



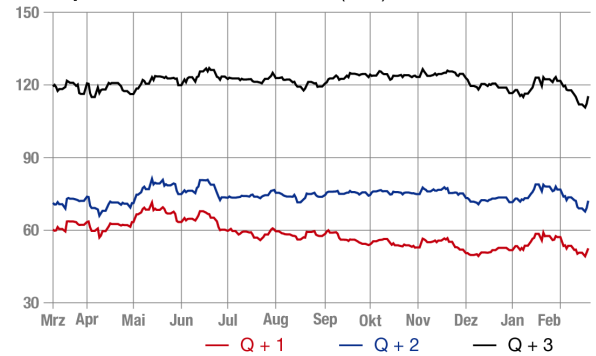
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



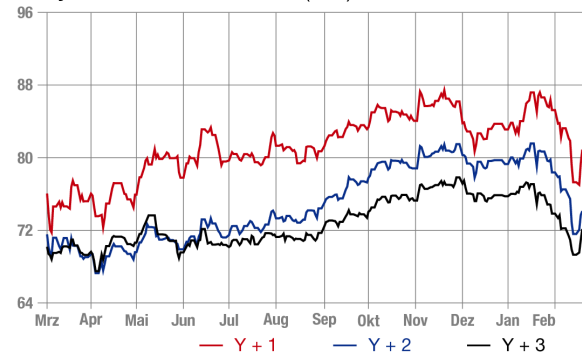
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



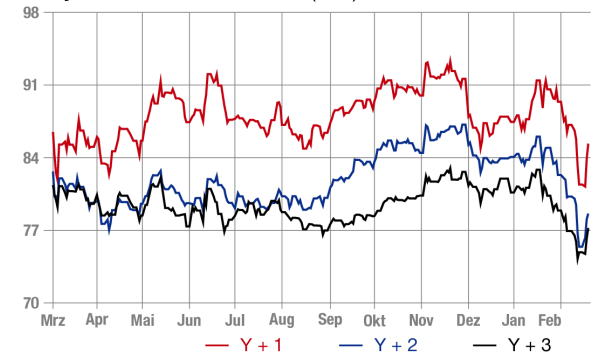
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



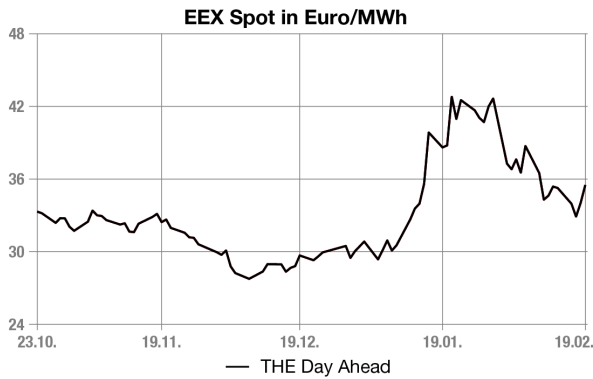
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



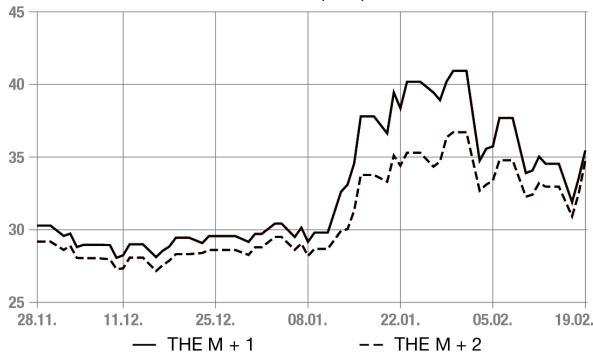
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

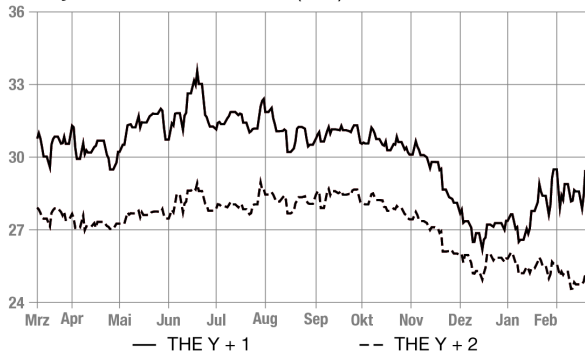
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.02.26	German THE Gas Mar-2026	35,45
M2	19.02.26	German THE Gas Apr-2026	34,76
Q1	19.02.26	German THE Gas Q2-2026	33,84
Q2	19.02.26	German THE Gas Q3-2026	33,16
S1	19.02.26	German THE Gas Win-2026	33,97
S2	19.02.26	German THE Gas Sum-2027	27,74
Y1	19.02.26	German THE Gas Cal 2027	29,47
Y2	19.02.26	German THE Gas Cal 2028	25,17



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



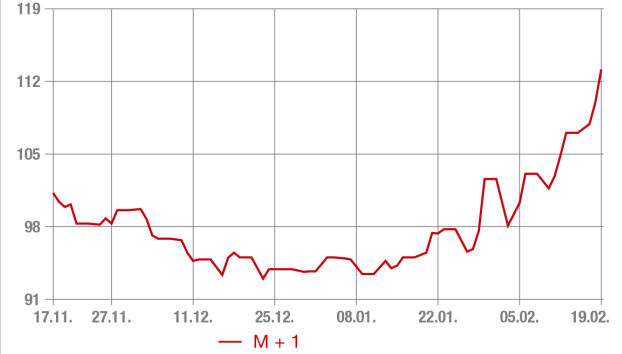
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	19.02.26	87,00	EUR/MWh
Germany Spot peak	19.02.26	91,18	EUR/MWh
EUA Feb 2026	19.02.26	69,98	EUR/tonne
Coal API2 Feb 2026	18.02.26	107,25	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	19.02.26	35,51	EUR/MWh
German THE Gas Mar-2026	19.02.26	35,45	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	19.02.26	29,47	EUR/MWh
Crude Oil Brent Apr-2026	19.02.26	71,66	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Geschäftsführer:in (m/w/d)

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

27.01.2026

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



Stoffstrommanager (m/w/d)

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

vor 2 h

Weiterbildung / Mitarbeiterrabatte



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

Der Beratungsschwerpunkt der Hochfrequenz Unternehmensberatung GmbH liegt bei Energieversorgu...
in Hamburg (+2 weitere Standorte)

vor 2 h

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



Projektmanager für Wasserstoff (m/w/d)

Projektmanager für Wasserstoff (m/w/d) Zukunft gestalten. Gemeinsam arbeiten. Zusammen wachse...
in Leipzig

vor 2 h

Freie Mitarbeit Weiterbildung



Consultant (m/w/d) Microsoft Dynamics 365 Business Central - Erneuerbare Energien

Dein Aufgabenbereich Als Consultant (m/w/d) berätst Du Kunden bei der Einführung oder Anpassung ...
in Kiel

vor 2 h

Freie Mitarbeit Weiterbildung

[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!

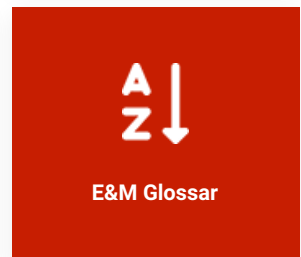
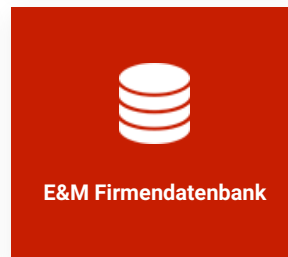
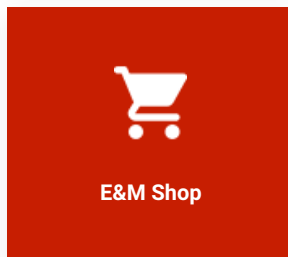
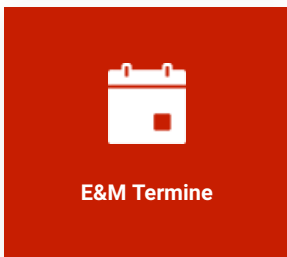
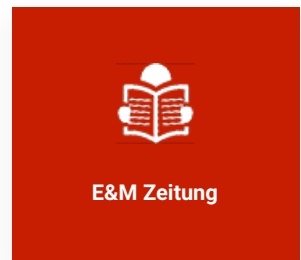
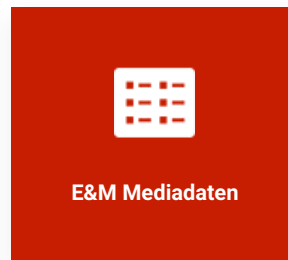
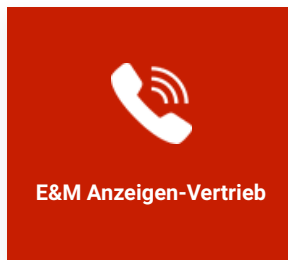
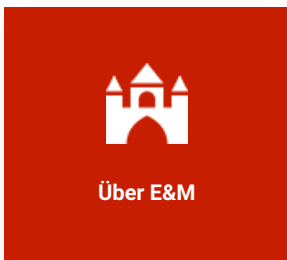
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

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:

