

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

STROM

↘

114,04 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

↘

49,53 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

53

Prozent des Stromverbrauchs in Deutschland wurden im 1. Quartal 2026 durch erneuerbare Energien gedeckt.

WIRTSCHAFT

Institute senken Konjunkturprognose deutlich

REGENERATIVE

Auf der Suche nach digitalen Lösungen für die Energiewende

BILANZ

VNG bleibt bei Ergebnis und Zukunftsplänen solide

Inhalt

TOP-THEMA

→ **BILANZ:** Amprion: „Außergewöhnlich gute operative Geschäftsentwicklung“

POLITIK & RECHT

- **WIRTSCHAFT:** Institute senken Konjunkturprognose deutlich
- **POLEN:** 235 Milliarden Euro für Umbau der Energielandschaft
- **EUROPAEISCHE UNION:** EU-Kommission will größeren Puffer im Emissionshandel
- **IN EIGENER SACHE:** Jetzt die neue E&M-Ausgabe als ePaper lesen!

HANDEL & MARKT

- **CCS:** Vermarktung für CO2-Terminal Wilhelmshaven gestartet
- **STROM:** Erneuerbare dominieren Erzeugung im ersten Quartal
- **BIOGAS:** Tauziehen um Einsatz von grünen Gasen
- **FINANZIERUNG:** Neuer Ökobank-Fonds investiert in Energieinfrastruktur
- **KLIMASCHUTZ:** Spatenstich für Fernwärmeprojekt Görlitz-Zgorzelec

TECHNIK

- **REGENERATIVE:** Auf der Suche nach digitalen Lösungen für die Energiewende
- **STROMNETZ:** Amprion bindet Offshore-Strom über Leerrohre an
- **STATISTIK DES TAGES :** Eigentümerstruktur der Vier Gas Transport Gruppe

UNTERNEHMEN

- **BILANZ:** VNG bleibt bei Ergebnis und Zukunftsplänen solide
 - **UNTERNEHMEN:** Tesa-Werk erhält Wasserstoff-Anschluss
 - **BILANZ:** Teag steckt 301 Millionen Euro in die Netze
 - **CONTRACTING AWARD:** Vorzeigeprojekte gesucht
 - **SMART HOME:** Naturstrom und Lumenhaus bündeln Angebote
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Deeskalationsrhetorik drückt auf Notierungen
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Amprion: „Außergewöhnlich gute operative Geschäftsentwicklung“



Unternehmenszentrale in Dortmund. Quelle: Amprion

BILANZ. Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion weist für das Jahr 2025 einen bereinigten Konzernüberschuss von 672 Millionen Euro aus. In den Netzausbau flossen 5,4 Milliarden Euro.

Kräftiges Plus in Dortmund: Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion steigerte im vergangenen Jahr den Konzernüberschuss bereinigt um 72 Prozent auf 672 Millionen Euro. „Wir konnten wirklich eine außergewöhnlich gute operative Geschäftsentwicklung verzeichnen“, sagte Finanzchef Peter Rüth bei der Vorstellung der Bilanz am 1. April in der Ruhrmetropole.

In dem nach IFRS-Standard errechneten Nettogewinn enthalten sei ein einmaliger positiver Effekt durch das Steuerentlastungspaket der Bundesregierung. „Bereinigt um diesen Effekt – wenn man auf die operative Leistungsfähigkeit schaut – zeigte der Jahresüberschuss ein Wachstum von 34 Prozent gegenüber dem Vorjahresergebnis“, erläuterte Rüth.

Die Konzern-Außenumsatzerlöse stiegen laut Finanzbericht 2025 gegenüber dem Vorjahr um 8,9 Prozent auf 6,1 Milliarden Euro. Ausschlaggebend dafür seien unter anderem gestiegene Erlöse aus Netzentgelten gewesen. „Diese resultieren aus einer durch den voranschreitenden Netzausbau und damit investitionsbedingt gestiegenen Erlösobergrenze sowie aus höheren Erlösen aus dem Aufschlag für besondere Netznutzung“, heißt es im Bericht.

Vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (Ebitda) erreichte der Netzbetreiber ein Ergebnis von 2,15 Milliarden Euro (2024: 1,69 Milliarden Euro). Um Sondereffekte bereinigt ergab sich ein Ebitda von 1,53 Milliarden Euro (2024: 1,23 Milliarden Euro).

42 Milliarden Euro bis 2030

Die Investitionen beliefen sich im Jahr 2025 auf 5,4 Milliarden Euro – ein Anstieg um ungefähr ein Drittel im Vergleich zum Vorjahr. „Bei den Investitionen lagen wir voll im Plan“, sagte Rüth. „Der überwiegende Teil dieser Investitionen waren Erweiterungsinvestitionen.“ In den nächsten fünf Jahren will Amprion rund 42 Milliarden Euro für Netzausbau und Digitalisierung in die Hand nehmen.

Die Investitionen schlagen sich deutlich in der regulierten Vermögensbasis (RAB) nieder. „Bis Ende 2025 ist unsere RAB auf 16,5 Milliarden Euro gestiegen. Dies entspricht einen Anstieg von 42 Prozent“, berichtete der Finanzchef.

Das Eigenkapitalwachstum in der Zeit von Dezember 2024 bis Ende 2025 bezifferte er auf rund 3,5 Milliarden Euro. Darin enthalten sind sowohl die Eigenkapitalzuführung der Anteilseigner als auch thesaurierte Gewinne, die in die Rücklagen einfließen.

Die eigene Strategie beim Netzausbau beschreibt Amprion mit der Formel: „Das richtige Netz zur richtigen Zeit.“ Man baue nur das, was in jedem Szenario des Netzentwicklungsplans der Bundesnetzagentur robust sei. „Bis zum Ende dieser Dekade schließen wir 35 GW neue Anlagen an unser Netz an“, betonte der Amprion-Chef Christoph Müller. Zum Vergleich: „Die heutige maximale Last liegt im Amprion-Netzgebiet bei circa 27 GW“, so Müller.

„Wir brauchen eine positive Absichtsvermutung“

Positiv äußerte er sich zu den Überlegungen des Bundeswirtschaftsministeriums zum Netzausbau. „Soweit bisher bekannt, bietet das Netzpaket dafür wichtige Lösungsansätze. Flexible Anschlussverträge werden helfen, knappe Netzkapazitäten optimal auszulasten“, sagte Müller und hob die Rolle der Politik hervor: Die Bundesregierung müsse die Prioritäten zwischen Dekarbonisierung und Digitalisierung und Standortsicherung setzen. „Die Entscheidung, ob ein Batteriespeicher, ein Rechenzentrum oder eine Fabrik den begehrten Netzanschluss bekommen soll, diese Entscheidung können und wollen wir als Übertragungsnetzbetreiber nicht treffen.“

Müller nahm die Bilanzvorstellung zum Anlass, um auch noch einmal auf das Thema Eigenkapitalverzinsung aufmerksam zu machen. „Wir brauchen eine Eigenkapitalverzinsung, die im internationalen Wettbewerb Bestand hat“, forderte er. Finanzchef Rüdiger ließ durchblicken, dass man in Dortmund die Schritte für die 5. Regulierungsperiode ab 2029 „positiv“ sehe. „Wir haben ein deutlich einfacheres, transparenteres System für Investoren am Kapitalmarkt.“ Als Beispiel nannte er den Ansatz, eine internationale Vergleichbarkeit des Regulierungssystems herzustellen.

Den Geschäftszahlen und Forderungen an die Politik ließ Christoph Müller einen emotionalen Appell folgen. „Wir brauchen weniger aufgeheizte und polemische Debatten und mehr Sachlichkeit. Wir brauchen eine positive Absichtsvermutung“, sagte er. „Nicht jeder, dem Klimaneutralität wichtig ist, will die deutsche Wirtschaft dafür ruinieren. Und nicht jeder, der die Wettbewerbsfähigkeit unseres Standorts betont, ist bereit, dafür das Klima zu opfern.“

Kennzahlen nach HGB

Millionen Euro	2025	2024
Umsatzerlöse	13.708	13.269
Ergebnis vor Steuern	767,2	573,0
Jahresüberschuss	641,6	381,4

Quelle: Amprion // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG





TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia / THesIMPLIFY

Institute senken Konjunkturprognose deutlich

WIRTSCHAFT. Die führenden Wirtschaftsforschungsinstitute korrigieren ihre Prognose für Deutschland nach unten. Der Iran-Krieg verteuere Energie, bremse das Wachstum und treibe die Inflation.

Die führenden Wirtschaftsforschungsinstitute erwarten für das Jahr 2026 nur noch ein Wachstum des Bruttoinlandsprodukts von 0,6 Prozent. Laut der Gemeinschaftsdiagnose, an der unter anderem das Ifo-Institut und das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) beteiligt sind, fällt die Prognose damit deutlich schwächer aus als noch im Herbst 2025. Damals hatten die Institute mit einem Plus von 1,3 Prozent gerechnet. Für 2027 gehen sie nun von einem Wachstum von 0,9 Prozent aus.

Als zentralen Grund nennen die Institute den Anstieg der Energiepreise infolge des Iran-Kriegs. Dieser habe die wirtschaftliche Erholung gebremst, erklärte Ifo-Konjunkturchef Timo Wollmershäuser in Berlin. Gleichzeitig stütze eine expansive Fiskalpolitik die Binnenwirtschaft und verhindere einen stärkeren Rückgang der Wirtschaftsleistung.

Die Institutsvertreter sprachen bei ihrer Präsentation von einem „Energiepreisschock“, der die Konjunktur in einer Phase treffe, in der sich nach mehreren schwachen Jahren eine Erholung abzeichnete. Auslöser sei insbesondere die weitgehende Blockade der Straße von Hormus, die zu deutlichen Preisanstiegen bei Öl und Gas geführt hat.

Höhere Inflation

Neben dem schwächeren Wachstum erwarten die Institute eine höhere Inflation. Für 2026 prognostizieren sie eine Teuerungsrate von 2,8 Prozent, für 2027 von 2,9 Prozent. Noch im Herbst waren sie von niedrigeren Werten ausgegangen. Der Anstieg der Energiepreise wirke sich laut Prognose auch auf andere Bereiche aus, etwa auf Nahrungsmittel über teurere Düngemittel sowie auf Produktions- und Transportkosten. Dies belaste den privaten Konsum.

Aktuelle Daten bestätigen den Trend: Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes lag die Inflationsrate im März bei 2,7 Prozent, nach 1,9 Prozent im Februar. Besonders stark verteuerte sich Energie. Am Arbeitsmarkt rechnen die Institute mit einer verzögerten Erholung. Die Arbeitslosenquote dürfte im

laufenden Jahr leicht auf 6,4 Prozent steigen. Erst 2027 sei mit einer moderaten Verbesserung zu rechnen, wenn sich die Konjunktur stabilisiere und Unternehmen wieder mehr Personal einstellten.

Strukturelle Schwächen

Die wirtschaftlichen Probleme sehen die Institute nicht nur konjunkturell bedingt. Sie verweisen auf strukturelle Schwächen wie eine sinkende Wettbewerbsfähigkeit der Industrie, hohe Energiepreise, demografische Effekte sowie bürokratische Belastungen. Auch handelspolitische Spannungen, insbesondere durch US-Zölle, dämpften die Exportentwicklung.

Zugleich wirkt die Finanzpolitik stabilisierend. Staatliche Ausgaben für Verteidigung, Infrastruktur und Klimaschutz stützen laut Gemeinschaftsdiagnose die Nachfrage. Allerdings steigen dadurch die öffentlichen Defizite: Für 2026 rechnen die Institute mit einem Fehlbetrag von 3,7 Prozent des Bruttoinlandsprodukts, für 2027 mit 4,2 Prozent.

Die Bundesregierung dürfte ihre eigene Wachstumsprognose ebenfalls nach unten anpassen. Bislang geht sie von einem Plus von 1,0 Prozent für 2026 aus. Die aktualisierte Frühjahrsprojektion soll laut Bundeswirtschaftsministerium am 22. April vorgelegt werden.

Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) erklärte, der Konflikt im Nahen Osten erhöhe den Reformdruck. Die schwächeren Wachstumsaussichten machten es notwendig, strukturelle Defizite anzugehen und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu verbessern. Dazu zählen aus Sicht der Institute unter anderem Reformen der sozialen Sicherungssysteme, Maßnahmen zur Stärkung des Arbeitsangebots sowie eine Entlastung von Bürokratie. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

235 Milliarden Euro für Umbau der Energielandschaft



Quelle: Fotolia / dabooost

POLEN. Die polnische Regierung wird in den nächsten zehn Jahren rund 235 Milliarden Euro in den Umbau seiner Energielandschaft investieren. Das hat Ministerpräsident Donald Tusk angekündigt.

Das Geld soll hauptsächlich in die Modernisierung von Stromnetzen, erneuerbare Energien und Energiespeicher, Offshore-Kraftwerke und Offshore-Anlagen sowie Kernkraft und Windenergie fließen. Mit dem Milliardenpaket soll die Abhängigkeit Polens von Rohstoffimporten vermindert und die inländische Wirtschaft gestärkt werden. Die Gelder stammen im Wesentlichen aus dem EU-Wiederaufbaufonds.

Die Ertüchtigung der Stromnetze ist Tusk zufolge die Voraussetzung für den Ausbau der regenerativen Energien. Deshalb sei dafür mit umgerechnet rund 55 Milliarden Euro der Löwenanteil der Investitionen eingeplant. Für erneuerbare Energien und Energiespeicher sind rund 51 Milliarden Euro, für Kernkraft und Offshore-Windkraft 37 bis 47 Milliarden Euro vorgesehen.

Offshore-Ausbau und Speicher sind Schwerpunkte

Offshore-Windenergie spielt eine besondere Rolle bei den erneuerbaren Energien. Für Polens ersten Offshore-Windpark Baltic Power mit einer installierten Leistung von 1.140 MW seien umgerechnet mehrere Milliarden Euro vorgesehen, sagte Tusk, ohne jedoch die Summe zu präzisieren. Parallel dazu würden Energiespeicher entwickelt, um das System zu stabilisieren und eine effektivere Nutzung der Erneuerbaren zu ermöglichen. So würde die Energieversorgungssicherheit erhöht und die Abhängigkeit von fossilen

Brennstoffen vermindert.

Weiteres Schlüsselement der polnischen Energiewende soll die Kernenergie sein. Nach den bisherigen Planungen ist der Bau des ersten polnischen Kernkraftwerks in Choczewo unweit der Ostseeküste schon mit umgerechnet rund 37 Milliarden Euro veranschlagt. Tatsächlich sei aber absehbar, dass die Errichtung der Großanlage mindestens 47 Milliarden Euro verschlingen werde, monieren Experten.

Ein Großteil der anstehenden Investitionen in die Energielandschaft soll von inländischen Unternehmen getätigt werden. Davon würden vor allem Firmen in Westpommern profitieren, das sich schon seit längerem zu einem Zentrum der Energiewende entwickelt. So sollen Komponenten für Onshore-Windenergie zu zwei Drittel aus Polen kommen.

Aber auch für deutsche Unternehmen ergeben sich aus dem Regierungsvorhaben vielfältige Perspektiven. Schon jetzt sind deutsche Investoren stark in den Ausbau der Windkraft in Westpommern involviert. Lars Gutheil, Hauptgeschäftsführer der Deutsch-Polnischen Industrie- und Handelskammer, wies vor kurzem darauf hin, dass in diesem Jahr in Polen die letzten Fördermittel aus dem EU-Wiederaufbaufonds vergeben würden. In der Folge würden bedeutende Infrastrukturprojekte angeschoben, die vor allem den Energiesektor betreffen. Unternehmer, die am wichtigsten deutschen Energiestandort Nordrhein-Westfalen angesiedelt seien, verfügten beispielsweise über Kompetenzen, die nunmehr in Polen beim Kohleausstieg und dem Ausbau eines modernen Energienetzes gefragt seien.

Bau von Kernkraftwerken soll einfacher werden

Unterdessen hat der polnische Ministerrat eine Novelle des Gesetzes über die Vorbereitung und Durchführung von Investitionen in Kernkraftwerke und damit verbundene Investitionen beschlossen. Die Änderungen zielen auf eine Beschleunigung und Vereinfachung der Umsetzung von Kernkraftinvestitionen, gleichzeitig soll ein hohes Sicherheitsniveau gewährleistet sein. So könnten sich Investitionen künftig um zwei Jahre verkürzen.

Mittels der neuen Bestimmungen wurde präzisiert, welche Bestimmungen des Baugesetzes anzuwenden sind, wenn eine Baugenehmigung nur einen Teil einer Kraftwerksanlage oder eine bestimmte Investitionsphase betrifft. Künftig können auch Baugenehmigungen allein für Vorarbeiten an einer Kraftwerksanlage erteilt werden. So können Investoren schon bestimmte Arbeiten durchführen, auch wenn noch nicht alle von ihnen vorzulegenden Dokumente genehmigt sind.

Nuklearinvestitionen lassen sich künftig aufteilen, dies gilt auch für Anlagen, die nicht autark betrieben werden können. Außerdem lassen sich Nutzungsgenehmigungen an Besonderheiten einzelner Bauphasen anpassen. Bauarbeiten, die der nuklearen Sicherheit und dem Strahlenschutz dienen, muss der Präsident der Nationalen Kernenergiebehörde zustimmen. // VON KARIN ROGALSKA

[^ Zum Inhalt](#)

EU-Kommission will größeren Puffer im Emissionshandel



Quelle: Shutterstock / jorisvo

EUROPAEISCHE UNION. Die Wirtschaft muss sich verändern, um die Klimaziele zu erreichen. Das EU-Emissionshandelssystem soll Anreize schaffen. Aus der Industrie kommt Kritik, die Kommission macht Vorschläge.

Vor dem Hintergrund gestiegener Energiepreise will die Europäische Kommission mit Anpassungen im europäischen Treibhausgashandelssystem den CO₂-Preis stabilisieren. Die Kommission will damit das grundsätzliche System beibehalten, aber dafür sorgen, dass besser auf künftige Marktentwicklungen reagiert werden kann, einschließlich möglicher Versorgungsengpässe in den kommenden Jahrzehnten.

Teile der Industrie kritisieren das bisherige System unter anderem wegen steigender Produktionskosten, die den Wettbewerb mit Firmen außerhalb der EU erschweren.

Das sogenannte EU-Emissionshandelssystem (ETS) wurde 2005 eingerichtet, um Treibhausgase zu verringern. Bestimmte Unternehmen müssen Zertifikate für den Ausstoß klimaschädlicher Gase wie Kohlendioxid vorweisen und können nach Bedarf auch damit handeln. Das soll besonders in energieintensiven Sektoren als Anreiz dienen, um Treibhausgase einzusparen. Allerdings waren in den vergangenen Jahren mehr Emissionszertifikate verfügbar geworden als von Unternehmen genutzt wurden.

Reserve soll Markt stabilisieren

Sie werden in der sogenannten Marktstabilitätsreserve (MSR) gehalten, um das Angebot auf dem Markt zu verringern, wenn viele im Umlauf sind. Gibt es eine Verknappung auf dem Markt, werden Emissionszertifikate auf den Markt gebracht. Das kann die Preise senken und so Unternehmen, die Emissionszertifikate brauchen, entlasten.

Bisher werden in der Reserve maximal 400 Millionen Zertifikate gehalten, alle darüber hinausgehenden werden für ungültig erklärt. Die Kommission schlägt nun vor, die Obergrenze aufzuheben. So könnten mehr Zertifikate als Puffer gehalten werden, um bei Bedarf den Markt zu stabilisieren.

EU will klimaneutral werden

Bis 2030 müssen die Treibhausgas-Emissionen in der EU um 55 Prozent gegenüber 1990 sinken. Bis 2050 will die EU klimaneutral sein, also nicht mehr Treibhausgase ausstoßen als wieder gebunden werden können. Den ETS sieht die Kommission dabei weiter als wichtiges Instrument.

Den Vorschlägen müssen auch das Europäische Parlament und die 27 EU-Mitgliedstaaten zustimmen. Für den Sommer ist eine umfassende Revision des Handelssystems vorgesehen, die Kommission will im Juli ihre Vorschläge vorstellen.

Deutschland für leichte Anpassungen

Um das System hatte es zuletzt auch angesichts gestiegener Energiepreise einige Diskussionen geben. Deutschland hatte sich zuletzt für leichte Anpassungen ausgesprochen - etwa bei der Festlegung, wie viele kostenlose Zertifikate Industrieanlagen bekommen können. Dazu will die Kommission noch in diesem Monat Vorschläge machen. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Jetzt die neue E&M-Ausgabe als ePaper lesen!



Quelle: E&M

IN EIGENER SACHE. Unsere April-Ausgabe 2026 ist erschienen. Lesen Sie sie bequem und einfach auf Ihrem Smartphone und Tablet! Einfach dafür einloggen. Ein Blick in die Inhalte dieser Ausgabe.

Die neue Printausgabe der E&M ist da. [Alles dazu finden Sie auf unserer Info-Seite.](#)

Einige Themen der April-Ausgabe vom 1. April 2026:

- **Titel:** Millionen für den Rollout
- **Energiehandel:** Peter Reitz hört nach 15 Jahren an der Spitze der Leipziger Energiebörse EEX im Sommer auf. Zeit für einen Rückblick
- **Wasserstoff:** Warum die EWE trotz eines schwierigen Marktumfeldes bei ihrem H2-Kurs bleibt, erläutert Geert Tjarks, Geschäftsführer der EWE Hydrogen
- **KWK-Extra:** In unserem Spezialteil zur Kraft-Wärme-Kopplung berichten wir über die neuesten Trends, aber auch Herausforderungen der Branche
- **Batteriespeicher:** Anschlussbedingungen, Messkonzepte und Abgaben entscheiden, ob sich Großbatteriespeicher lohnen oder nicht
- **Kundenbindung:** Wie tickt der Kunde von Stadtwerken? Eine detaillierte Umfrage zeigt, dass die Loyalität zum Energieversorger schwindet
- **KWK-Projekt:** Die „Alte Weberei“ in Tübingen entstand auf dem Gelände eines Frottierwarenherstellers. Heute wird das Quartier mit Wärme aus der Kläranlage versorgt

Wenn Sie einen E&M-Online-Zugang haben, müssen Sie sich nur oben rechts bei „LOGIN“ einloggen. Sodann öffnet sich die E&M-Startseite. Auf dieser klicken Sie oben auf den Reiter „EPAPER“ und alle Ausgaben der E&M erscheinen. // [VON REDAKTION](#)

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

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Rendering des geplanten CO₂-Terminals. Quelle: HES International

Vermarktung für CO₂-Terminal Wilhelmshaven gestartet

CCS. Ab 2029 sollen von zwei Terminals der HES in Wilhelmshaven und Rotterdam aus CO₂-Lagerstätten unter der Nordsee angesteuert werden. Interessenten können sich jetzt Kapazitäten sichern.

In Betrieb gehen sollen sie erst im Jahr 2029, doch Kunden können schon jetzt Kapazitäten buchen: Der Infrastrukturbetreiber HES International hat die Ausschreibungsphase für die CO₂-Exportterminals in Wilhelmshaven und Rotterdam gestartet. Das geht aus einer aktuellen Mitteilung des niederländischen Unternehmens hervor.

Die Terminals mit einer Umschlagskapazität von zusammen bis zu 20 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr (MTPA) sollen Onshore-Emittenten mit dauerhaften Lagerstätten unter der Nordsee verbinden. HES verspricht dafür eine „sichere, zuverlässige und effiziente Exportabwicklung für flüssiges CO₂ auf Schiffen, die zertifizierte Lagerstätten in Norwegen, Großbritannien, Dänemark, den Niederlanden und Deutschland anfahren / ansteuern“.

Die zum 30. März 2026 eröffnete Open Season adressiere den Bedarf des gesamten Marktes und sei für alle Parteien offen. Dabei hat HES die in Deutschland voraussichtlich im zweiten Quartal 2026 startenden Gebotsverfahren für Klimaschutzverträge (CfD) im Blick: „HES steht bereit, Kunden bei der Vorbereitung ihrer Angebote zu unterstützen“, schreibt das Unternehmen. Emittenten in den Niederlanden können SDE++-Fördermittel – Subventionen, die für Erneuerbaren- oder Dekarbonisierungsprojekte gewährt werden – für die CO₂-Abscheidung in Anspruch nehmen.

Planung in Wilhelmshaven abgeschlossen

Noch allerdings sind die Terminals nicht gebaut. 2022 hat HES mit einer Machbarkeitsstudie für Wilhelmshaven begonnen. Die Planung sei abgeschlossen, heißt es jetzt, die FEED-Phase (Front-End Engineering Design) stehe unmittelbar bevor. Die Ergebnisse des Open-Season-Verfahrens sollen dabei in die endgültigen Planungsentscheidungen einfließen. Parallel dazu soll die Machbarkeitsstudie für Rotterdam, die sich am Entwurf für Wilhelmshaven orientieren solle, voraussichtlich bis Ende Juni 2026 abgeschlossen sein.

Eine Schienenverkehrsstudie hat HES gemeinsam mit DB Cargo und Harbour Energy im 1. Quartal 2026 abgeschlossen. Diese belege, schreibt HES, dass die CO2-Logistik auf Schienenbasis machbar, wirtschaftlich und auf mindestens 10 MTPA skalierbar sei.

Ab dem Jahr 2029 ist für beide Terminals je eine anfängliche Kapazität von 1,5 MTPA CO2 geplant. Die Kapazitäten beider Terminals könnten dann mit steigender Kundennachfrage erweitert werden. Die Zwischenlagerkapazität, so HES, lasse sich durch zusätzliche CO2-Tanks ausbauen, wobei die Kapazitäten in aufeinanderfolgenden Phasen auf 8 bis 10 MTPA steigen können. Zeitpunkt und Umfang der Erweiterung richte sich nach der Marktnachfrage für Exporte, von verflüssigtem CO2 ab 2030. Beide Terminals fungierten dabei als gegenseitiges Back-up, um einen jederzeit reibungslosen Betrieb zu garantieren.

Die Frist für die Interessensbekundung läuft bis Ende April 2026. Das [Anmeldeformular](#) ist auf den Internetseiten der HES zu finden. // VON KATIA MEYER-TIEN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Erneuerbare dominieren Erzeugung im ersten Quartal



Quelle: Shutterstock

STROM. Erneuerbare Energien decken laut ZSW und BDEW im ersten Quartal 2026 rund 53 Prozent des Stromverbrauchs in Deutschland. Vor allem Windkraft sorgt für den Anstieg.

Erneuerbare Energien haben im ersten Quartal 2026 rund 53 Prozent des Stromverbrauchs in Deutschland gedeckt. Das geht aus vorläufigen Berechnungen des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) und des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hervor. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum entspricht das einem Anstieg um fast sechs Prozentpunkte.

Insgesamt erzeugten Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien von Januar bis März 73,4 Milliarden kWh Strom. Die Bruttostromerzeugung lag bei 140,6 Milliarden kWh und damit um 5,6 Prozent über dem Vorjahreswert. Der Bruttoinlandsstromverbrauch belief sich auf 137,6 Milliarden kWh.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch beträgt nach der gängigen Berechnungsmethode 53 Prozent. Diese Kennzahl basiert auf europäischen Vorgaben und dient als Referenz für die Ausbauziele der Bundesregierung. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung ergibt sich ein Anteil von 52,2 Prozent.

Unterschiede bei den Quellen

Treiber des Zuwachses war laut den Organisationen vor allem die Windenergie. Die Stromerzeugung aus Wind an Land stieg gegenüber dem windschwachen Vorjahresquartal um 27,5 Prozent, auf See sogar um 44,4 Prozent. Dagegen lag die Stromproduktion aus Photovoltaik rund fünf Prozent unter dem Vorjahreswert. Als Gründe nennen ZSW und BDEW ungünstige Witterungsbedingungen sowie einen sonnigeren Jahresbeginn im Jahr 2025.

Auch andere erneuerbare Quellen entwickelten sich uneinheitlich. Die Stromproduktion aus Wasserkraft sank aufgrund geringer Niederschläge um rund 21 Prozent. Die Erzeugung aus Biomasse blieb mit einem Minus von 1,5 Prozent nahezu stabil.

Von der gesamten Stromerzeugung entfielen 24,5 Prozent auf Windenergie an Land (34,4 Milliarden kWh),

7,0 Prozent auf Offshore-Wind (9,8 Milliarden kWh), 9,6 Prozent auf Photovoltaik (13,5 Milliarden kWh), 7,8 Prozent auf Biomasse (11,0 Milliarden kWh) und 2,4 Prozent auf Wasserkraft (3,3 Milliarden kWh). Konventionelle Energieträger kamen auf 67,2 Milliarden kWh und lagen damit leicht unter dem Vorjahresniveau.

Rolle der Erneuerbaren stärken

Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung, bewertet die Entwicklung laut Verband als Signal für die Rolle erneuerbarer Energien in der Versorgung. „Sie tragen neben dem Klimaschutz auch zur Versorgungssicherheit sowie zur strategischen Unabhängigkeit bei“, erinnerte sie.

Mit Blick auf geopolitische Spannungen unterstreicht sie die Bedeutung einer geringeren Abhängigkeit von fossilen Importen. Zugleich fordert Andreae, die Dynamik durch Reformen bei Netzen und im Erneuerbare-Energien-Gesetz weiter zu unterstützen. Entscheidend seien verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen in Anlagen und Netzinfrastruktur.

Auch das ZSW verweist auf die industriepolitische Dimension. Der geschäftsführende Vorstand des ZSW, Frithjof Staiß, erklärte, eine auf erneuerbaren Energien basierende Versorgung stärke die Resilienz der Industrie und eröffne Innovationspotenziale. Er fordert, sowohl nationale als auch europäische Instrumente stärker zu nutzen, um den Ausbau zu beschleunigen und industrielle Wertschöpfung in Bereichen wie Wasserstoff, Batterien und CO₂-Abscheidung zu sichern.

Parallel dazu plant das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) Anpassungen bei der Energiewende (wir berichteten). Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) will den Ausbau erneuerbarer Energien stärker mit dem Netzausbau verzahnen und Fördermechanismen überprüfen. Ziel bleibe ein Anteil von 80 Prozent erneuerbarem Strom am Verbrauch bis 2030. // [VON SUSANNE HARMSEN](#)

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

[^ Zum Inhalt](#)

Tauziehen um Einsatz von grünen Gasen



Quelle: Fotolia / Stephan Leyk

BIOGAS. Im Webinar des Netzwerks „Flexperten“ kritisiert Uwe Welteke-Fabricius die geplante Grüngasquote im Gebäudemodernisierungsgesetz und warnt vor steigender Erdgasnutzung.

Im Zuge der geplanten Reform des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) hin zu einem Gebäudemodernisierungsgesetz (GMG) hat die Diskussion um die Rolle von Gas im Wärmemarkt an Schärfe gewonnen. Beim Webinar des Netzwerks Flexperten am 1. April äußerte sich Uwe Welteke-Fabricius kritisch zu zentralen Elementen der Reform, insbesondere zur vorgesehenen Grüngasquote (GGQ).

Nach Darstellung von Welteke-Fabricius könnte die Einführung einer Grüngasquote von zunächst einem Prozent ab 2028 dazu führen, dass weiterhin rund 99 Prozent fossiles Erdgas im Markt verbleiben. Er bewertet dies als eine Form von Greenwashing, da die Quote aus seiner Sicht keine substanzielle Reduktion fossiler Anteile bewirkt. Gleichzeitig sei ein klarer Entwicklungspfad für steigende Beimischungsanteile nicht definiert.

Undefinierte Biotreppe

Ein weiterer Kritikpunkt betrifft die geplante „Biotreppe“ für neue Gasheizungen. Diese sieht steigende Anteile grüner Gase vor, lässt jedoch laut Welteke-Fabricius offen, wie schnell diese Anteile wachsen sollen. Auch die künftigen Kosten für Gasnetzanschlüsse bleiben aus seiner Sicht unklar, speziell vor dem Hintergrund regulatorischer Vorgaben wie der Gasnetzzugangsverordnung und der Gasnetzentgeltverordnung.

Welteke-Fabricius verwies zudem auf einen Zielkonflikt im Energierecht. Einerseits sei die Einspeisung grüner Gase politisch gewünscht, andererseits erlaube das Energiewirtschaftsgesetz unter bestimmten Bedingungen die Stilllegung von Gasnetzen innerhalb von zehn Jahren. Diese Konstellation erschwere Investitionsentscheidungen.

Offen ist nach seinen Angaben auch die konkrete Ausgestaltung der Grüngasquote. Unklar bleibt, ob sie sich auf das Inverkehrbringen von Gas oder auf eine verpflichtende Beimischung beziehen soll. Beide Varianten hätten unterschiedliche Auswirkungen auf Marktmechanismen und Investitionsanreize.

Als mögliche Folge der aktuellen Pläne sieht Welteke-Fabricius eine steigende Nachfrage nach Erdgas. Hintergrund sei, dass Biomethan verstärkt in den Wärmemarkt gelenkt werde. Dies könne dazu führen, dass in anderen Sektoren – vor allem in der Industrie – weniger erneuerbare Gase zur Verfügung stehen. Gleichzeitig könnten bestehende Wärmenetze geschwächt werden, wenn weiterhin neue Gasheizungen installiert werden.

Weniger Biogas für Strom-Backup

Auch mit Blick auf die Stromversorgung äußerte Welteke-Fabricius Bedenken. Unter Verweis auf eine Studie des Instituts für Zukunftsenergie- und Stoffstromsysteme (IZES) erklärte er, dass ein stärkerer Einsatz von Biomethan im Gasnetz zulasten von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gehen könne. Dies könne die gesicherte Leistung um bis zu 10.000 MW verringern und Förderbedarfe im zweistelligen Milliardenbereich auslösen.

Die wirtschaftlichen Effekte der Grüngasquote bleiben laut Webinar ebenfalls unsicher. Zwar könne sie zusätzliche Erlöse generieren und perspektivisch bestehende Fördermechanismen wie die EEG-Marktprämie ersetzen. Bei geringer Marktliquidität drohten jedoch starke Preisschwankungen, die Investitionen erschweren. Hohe Preise könnten zudem Fehlanreize setzen, während niedrige Preise kaum Investitionsanreize bieten würden.



Vorschlag einer einheitlichen Grüngasquote für alle Sektoren hilft Klimaschutzziele zu erreichen
(Für Vollbild auf die Grafik klicken)

Quelle: Flexpernten

Als Gegenentwurf skizzierte Welteke-Fabricius ein umfassenderes Quotenmodell. Dieses würde alle Gasverwendungen einbeziehen – von Industrie über Wärme bis Verkehr – und sämtliche grünen Gase

berücksichtigen, darunter Biomethan, Biogas und Wasserstoff.

Die Quote solle auf Basis von Treibhausgasminderungen berechnet werden und schrittweise von 14 Prozent im Jahr 2027 auf 100 Prozent bis 2041 steigen. Eine am 31. März neu gegründete Kampagne „Biogas ist Zukunft“ 2.0 will diese Vorschläge in die politischen Gremien tragen.

Gaswirtschaft begrüßt GMG

Parallel dazu bewertet die Gaswirtschaft die Reformpläne positiver. Timm Kehler, Vorstand von „Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft“, erklärte, dass die Eckpunkte zum GMG eine stärkere Technologieoffenheit und Versorgungssicherheit fördern könnten. Die Grüngasquote könne demnach Angebot und Nachfrage besser planbar machen und so zur Emissionsminderung im Gebäudesektor beitragen.

Eine im Auftrag des Verbands durchgeführte Umfrage des Meinungsforschungsinstituts Civey zeige zudem eine vergleichsweise hohe Akzeptanz in der Bevölkerung. Demnach befürworten rund zwei Drittel der Befragten einen CO₂-Minderungspfad auf Basis einer Grüngasquote. Eine Mehrheit spricht sich zudem für mehr Entscheidungsfreiheit bei der Heizungsmodernisierung aus.

Die Kampagne „Biogas ist Zukunft“ 2.0 steht im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Neuer Ökobank-Fonds investiert in Energieinfrastruktur



Quelle: Fotolia / nmann77

FINANZIERUNG. Der GLS-Bank legt einen Fonds auf, über den private Anleger und Großinvestoren in den Ausbau der Energieinfrastruktur investieren können.

European Long-Term Investment Fund, abgekürzt Eltif, heißt ein neues Finanzprodukt der GLS-Gruppe. Dahinter stehen Bank, Investmentgesellschaft, Beteiligungsgesellschaft und Crowdfunding-Plattform des Öko-Finanzdienstleisters. Der Fonds investiert nach Unternehmensangaben in Energieinfrastrukturprojekte und wird aktiv gemanagt.

Für Kleinanleger gibt es die Anteilsscheinklasse A. Der Mindestanlagebetrag beläuft sich in dem Fall auf 300 Euro. Jeder weitere einzelne Fondsanteil kostet 100 Euro. Den Ausgabeaufschlag beziffert die GLS Bank mit „bis zu 2,50 Prozent“. Die Gesamtkostenquote wird mit 1,82 Prozent angegeben. Die Mindesthaltefrist nach Erwerb beträgt 24 Monate. In der Folge können Anleger einmal pro Jahr aussteigen. Die Kündigungsfrist beträgt 12 Monate.

Anteilscheine der Klasse B gibt es ab einem Mindestanlagebetrag von 200.000 Euro. Der Ausgabeaufschlag macht „bis zu 1,00 Prozent“ aus. Die Gesamtkostenquote beläuft sich laut Produktsteckbrief auf 1,52 Prozent. Die Mindesthaltefrist nach Erwerb beträgt ebenfalls 24 Monate. Danach ist ein Ausstieg einmal pro Monat möglich. Es gilt wiederum eine Kündigungsfrist von 12 Monaten.

Die GLS Bank stattet den Fonds nach eigenen Angaben mit einem Startkapital von 30 Millionen Euro aus. „Nur wenn alle an einem Strang ziehen und mitmachen, gelingt die Energiewende – angefangen bei der EU und den EU-Staaten über Großinvestoren und Hochvermögende bis zu privaten Anlegerinnen und Anlegern“, wirbt Bankvorstand Dirk Kannacher für das neue Finanzprodukt. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Spatenstich für Fernwärmeprojekt Görlitz-Zgorzelec



Quelle: Fotolia / bluedesign

KLIMASCHUTZ. Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche hat in Görlitz den Bau des deutsch-polnischen Fernwärmeprojekts United Heat gestartet. Es soll bis 2030 klimaneutrale Wärme liefern.

Mit einem symbolischen Spatenstich hat der Bau des grenzüberschreitenden Fernwärmeprojekts „United Heat“ in Görlitz begonnen. Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) nahm an der Veranstaltung teil. Das Vorhaben verbindet die Wärmenetze der sächsischen Stadt Görlitz und der polnischen Nachbarstadt Zgorzelec und soll laut Projektpartnern bis 2030 vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt werden.

Träger des Projekts sind die Stadtwerke Görlitz AG, ein kommunales Energieversorgungsunternehmen mit Sitz in Görlitz, sowie der polnische Fernwärmeversorger SEC Zgorzelec. Beide Unternehmen planen, ihre bislang getrennten Netze miteinander zu koppeln und die Wärmeversorgung auf eine gemeinsame Infrastruktur umzustellen.

Der aktuelle Bauabschnitt umfasst eine rund 3,8 Kilometer lange Leitung, die künftig die Versorgungsgebiete in Görlitz-Königshufen und Zgorzelec verbindet. Insgesamt sollen etwa zwölf Kilometer Leitungen entstehen. Nach Angaben der Projektpartner handelt es sich um das erste klimaneutrale, grenzüberschreitende Fernwärmenetz zwischen Deutschland und Polen.



Verlauf der Fernwärmeleitungen im Projekt Görlitz-Zgorzelec.

Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken

Quelle: United Heat

Cross-Border-Pilot

Reiche betonte laut Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE), das Projekt zeige, wie Kommunen länderübergreifend zusammenarbeiten können. Die Bundesregierung unterstützt die Investitionen auf deutscher Seite mit 81,6 Millionen Euro. Ziel ist es, eine sichere, bezahlbare und nachhaltige Wärmeversorgung zu schaffen und gleichzeitig die Energiesicherheit zu stärken.

Das Projekt wurde bereits 2020 initiiert und erhielt 2022 den Status eines Cross-Border Renewable Energy-Projekts im Rahmen der Connecting Europe Facility der Europäischen Union. Laut BMWE gehört es damit zu drei Vorhaben dieser Art in Europa. Zusätzlich stellt die EU rund 38 Millionen Euro an Fördermitteln bereit. Insgesamt belaufen sich die Investitionen nach Angaben der Beteiligten auf etwa 200 Millionen Euro.

Politisch wird das Vorhaben auf mehreren Ebenen begleitet. Das BMWE unterzeichnete 2024 eine Absichtserklärung mit dem polnischen Wirtschaftsministerium und 2026 eine weitere mit dem polnischen Energieministerium. Seit 2023 unterstützt zudem die Deutsche Energieagentur (Dena) das Projekt über die Deutsch-Polnische Energieplattform.

Energiemix geplant

Nach Angaben der Projektpartner soll die Wärme künftig aus einem Mix verschiedener erneuerbarer Quellen erzeugt werden. Dazu zählen Biomasse, Wärmepumpen, Solarthermie sowie Abwärme. Ein Teil der Wärme soll etwa aus dem Berzdorfer See und aus gereinigtem Abwasser gewonnen werden. Insgesamt könnten so bis zu 50.000 Tonnen Kohlendioxid pro Jahr eingespart werden.

Neben klimapolitischen Effekten erwarten die Beteiligten auch wirtschaftliche Vorteile. Laut Projektangaben lassen sich durch die grenzüberschreitende Zusammenarbeit bei Investition und Betrieb mehr als sechs Millionen Euro einsparen. Zudem könne der Energiepreis um knapp acht Prozent unter dem einer rein nationalen Lösung liegen.

Teil des Kohleausstiegs

Im Anschluss an den Spatenstich traf Reiche Vertreter der polnischen Regierung sowie regionale Akteure, darunter Sachsens Ministerpräsident Michael Kretschmer (CDU) und Vertreter der Woiwodschaft Niederschlesien. Im Mittelpunkt des Austauschs stand der Strukturwandel in den Kohleregionen. Deutschland hält an dem Ziel fest, den Kohleausstieg bis 2038 umzusetzen und betroffene Regionen zu unterstützen.

Das Projekt „United Heat“ gilt aus Sicht der Beteiligten als Beispiel für die Rolle von Grenzregionen in der Energiewende. Lokale Initiativen könnten demnach zeigen, wie europäische Zusammenarbeit auch jenseits großer Infrastrukturprojekte umgesetzt werden kann. // **VON SUSANNE HARMSEN**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

🔧 TECHNIK



Quelle: Shutterstock / PopTika

Auf der Suche nach digitalen Lösungen für die Energiewende

REGENERATIVE. Eine Forschungsk Kooperation in Nordrhein-Westfalen soll die Energiewende voranbringen. Schwerpunkt ist die Suche nach innovativen, digitalen Lösungen.

Die Stadtwerke Münster und der Energieversorger „ENERVIE“ aus Hagen starten zusammen mit der Universität Münster und der Fachhochschule Südwestfalen die neue Stiftungs Kooperation „Future of Utilities Lab“. Sie soll Forschung zur Digitalisierung, etwa durch den Einsatz künstlicher Intelligenz (KI), in der Energiewirtschaft fördern.

„Die Energiewende entscheidet sich daran, wie gut wir Komplexität beherrschen. Mit Forschung an digitalen Lösungen schaffen wir genau das und gestalten die Energieversorgung Schritt für Schritt effizienter, sicherer und näher am Menschen“, sagte Sebastian Jurczyk, Geschäftsführer der Stadtwerke Münster, zum Start der Kooperation.

Die Stadtwerke Münster und Enervie stellen für zunächst drei Jahre 600.000 Euro bereit. Gefördert werden praxisnahe Forschungsarbeiten am European Research Center for Information Systems (Ercis), in dem Wirtschaftsinformatiker der Universität Münster und der Fachhochschule Südwestfalen gemeinsam mit über 30 Standorten in Europa und darüber hinaus organisiert sind. Ziel ist es, energiewirtschaftliche Abläufe, Angebote und Produkte mit digitalen Lösungen wie beispielsweise KI weiterzuentwickeln und sie verantwortungsvoll einzusetzen.

So könnte KI etwa bei der Vorhersage helfen, wann wie viel Strom aus Sonne und Wind entsteht, um so die Erzeugung besser auf den tatsächlichen Bedarf abzustimmen. Auch im Netzausbau oder bei Wartungsprozessen könnten digitale Lösungen künftig eine noch größere Rolle spielen. „Digitale Lösungen sind heute nicht nur Effizienztreiber, sondern immer häufiger auch Enabler für Geschäftsmodelle. Wenn wir Prozesse automatisieren und Energieflüsse besser abbilden können, sparen wir Zeit und Kosten“, so Erik Höhne, Vorstandssprecher von Enervie.

Forschung und Praxis enger verbinden

Durch Forschung unterstützt die Stiftung auch wissenschaftliche Veröffentlichungen sowie die Einbindung

der Ergebnisse in die Lehre der Hochschulen. Studierende erhalten so früh Einblick in aktuelle Fragen der Energiewirtschaft und arbeiten an digitalen Lösungen für die Praxis mit. „Das Projekt schafft einen spannenden Rahmen, in dem Studierende und Forschende gemeinsam mit Energieversorgern Lösungen für morgen entwickeln“, erklärte Professor André Coners von der Fachhochschule Südwestfalen in Hagen. Gerade vor dem Hintergrund volatiler Energiemärkte und globaler Krisen sei das eine große Aufgabe.

„Künstliche Intelligenz bietet viel Potenzial für die Energiewirtschaft. Gemeinsam werden wir diese Technologien gezielt weiterentwickeln und Wege aufzuzeigen, wie sie wertstiftend und verantwortungsvoll eingesetzt werden können“, zeigte sich Prof. Jan vom Brocke, Direktor des Ercis an der Universität Münster, überzeugt.



Vor dem Schloss Münster, das heute Teil der Uni Münster ist, von links:

Prof. André Coners (Ercis, Fachhochschule Südwestfalen),

Prof. Jan vom Brocke (Direktor Institut für Wirtschaftsinformatik und Direktor Ercis, Universität Münster), Michael Räckers (Geschäftsführer

Institut für Wirtschaftsinformatik, Universität Münster), Max Aberman (Projektleiter „Future of Utilities Lab“, Enervie), Seung-Min Shin (Kaufmännischer Leiter, Enervie), Erik Höhne (Vorstandssprecher Enervie), Frank Gäfgen (Geschäftsführer Stadtwerke Münster), Sebastian Jurczyk (Vorsitzender der Geschäftsführung Stadtwerke Münster) und Peter Knoll (Projektleiter „Future of Utilities Lab“, Stadtwerke Münster).

Quelle: SW Münster

// VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Amprion bindet Offshore-Strom über Leerrohre an



Kabelschutzhöhre am Strand von Norderney für die Offshore-Netzanbindung Dolwin 4.
Quelle: Amprion

STROMNETZ. Ein geplantes Offshore-Netzanbindungssystem (ONAS) wird größtenteils in den bereits geplanten Leerrohren von Korridor B realisiert, wie Amprion mitteilt.

Das Offshore-Netzanbindungssystem (ONAS) von Windader West wird größtenteils in den bereits geplanten Leerrohren von Korridor B realisiert. Dies teilt der zuständige Übertragungsnetzbetreiber Amprion mit. Das ONAS nutzt demnach Vorarbeiten und Trassenplanung aus dem Projekt Korridor B des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG).

Im Sommer 2022 hatte der Gesetzgeber Amprion beauftragt, die beiden Gleichstrom-Erdkabel-Vorhaben 48 und 49 aus dem Korridor B jeweils inklusive eines zusätzlichen Leerrohrsystems zu planen. Für einen

wichtigen Teil dieser Leerrohre ist nun entschieden, dass sie das Netzanbindungssystem für einen Offshore-Windpark in der Nordsee aufnehmen.

Verlauf der Anbindung

Die Anbindung erfolgt unter der Insel Norderney hindurch an Land und fädelt im Bereich der Gemeinde Zetel (Landkreis Friesland) in das Leerrohrsystem von Vorhaben 49 ein. Im Raum Cloppenburg wechselt das ONAS in das Leerrohrsystem von Vorhaben 48 und gelangt so bis in die Nähe seines Netzverknüpfungspunktes, der Umspannanlage Kusenhorst bei Marl.

„Wie Korridor B hat auch das Kusenhorst-System seinen Netzverknüpfungspunkt im Ruhrgebiet“, erläutert Jörn Koch, Leiter Kabeltiefbau bei Amprion. „Wir nutzen Synergien für einen effizienten Netzausbau, wenn wir auf schon umgesetzte Vorarbeiten wie die Trassenplanung und die Baugrunduntersuchung von Korridor B zurückgreifen.“ Die übrigen Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme des Projekts Windader West steuern Netzverknüpfungspunkte am Niederrhein beziehungsweise im Rheinland an.



Der Trassenverlauf von Korridor B mit der Offshore-Anbindung.

(Für Vollbild auf die Grafik klicken)

Quelle: Amprion

Konverterbau geplant

Im Umfeld der Umspannanlage Kusenhorst werde Amprion einen geeigneten Standort für den Konverter des ONAS Kusenhorst identifizieren, der den grünen Strom von der Nordsee mit einer elektrischen Leistung von 2.000 MW für die Einspeisung ins bestehende Wechselstromnetz nutzbar macht.

Die Bundesnetzagentur hat Ende März auch für den letzten Genehmigungsabschnitt von Korridor B zwischen Cloppenburg und dem Kreis Steinfurt den Vorzugstrassenkorridor verbindlich festgelegt. Damit ist die seit September 2022 laufende Bundesfachplanung abgeschlossen.

Innerhalb dieses einen Kilometer breiten Planungskorridors erarbeitet Amprion derzeit einen Vorschlag für den konkreten Trassenverlauf und steht dabei im Austausch mit voraussichtlich Betroffenen. Das öffentliche Planfeststellungsverfahren für die Genehmigung des Trassenverlaufs leitet Amprion voraussichtlich ab Sommer 2027 bei der Behörde ein.

Gleichstromprojekt Korridor B

Korridor B umfasst die Leitungsbauvorhaben Heide/West – Polsum (Nr. 48) und Wilhelmshaven – Hamm (Nr. 49). Sie sind seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz verankert. Die Vorhaben werden in Höchstspannungs-Gleichstrom-Technologie als Erdkabel mit einer Spannung von 525 Kilovolt umgesetzt.

Die Übertragungskapazität beträgt insgesamt 4.000 MW elektrische Leistung. Korridor B kann damit den Bedarf von etwa vier Millionen Menschen in Nordrhein-Westfalen aus klimafreundlich gewonnenem Strom von den Küstenregionen decken.

Die Entfernung zwischen den Netzverknüpfungspunkten Heide/West und Polsum beträgt rund 440 Kilometer. Die Netzverknüpfungspunkte Wilhelmshaven und Hamm sind rund 270 Kilometer voneinander entfernt. Korridor B verläuft durch Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Bremen und Nordrhein-Westfalen.

Weitere **Informationen zum Korridor B** stehen im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

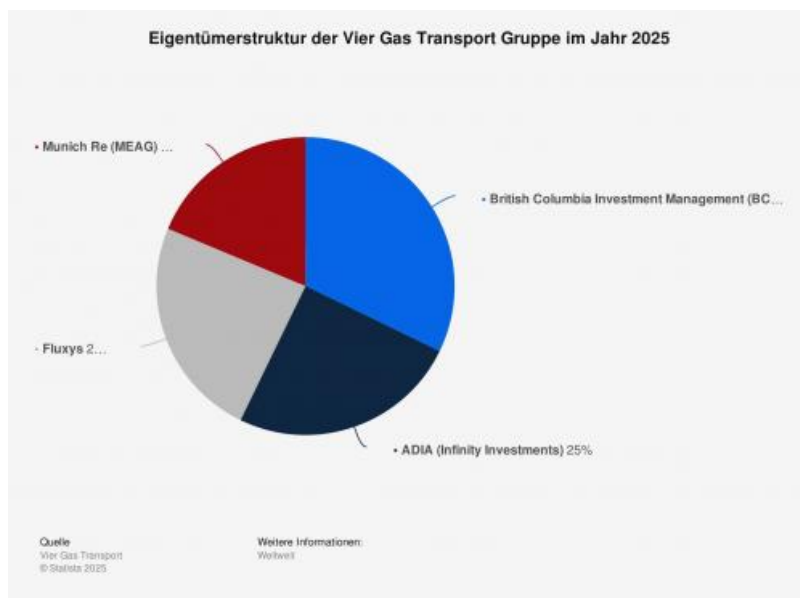
[^ Zum Inhalt](#)

Eigentümerstruktur der Vier Gas Transport Gruppe



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 bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Vier Gas Transport ist Alleingesellschafterin der Open Grid Europe (OGE), die zu den führenden europäischen Fernleitungsnetzbetreibern zählt. Eigentümer der Vier Gas Transport Gruppe ist ein Konsortium aus vier internationalen Investoren. Mit rund 32 Prozent hält British Columbia Investment Management den größten Anteil. Anfang April 2025 verkündete Infinity Investments, eine hundertprozentige Tochtergesellschaft der Abu Dhabi Investment Authority (ADIA), eine Vereinbarung zum Verkauf ihres Anteils an den italienischen Gasnetzbetreiber Snam. Im Zuge dessen hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) ein Investitionsprüfverfahren eingeleitet. Der Hintergrund: Die State Grid Corporation of China ist Minderheitseigner bei Snam und eine chinesische Einflussnahme auf die deutsche Gasinfrastruktur kann somit nicht ausgeschlossen werden.

// VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: VNG

VNG bleibt bei Ergebnis und Zukunftsplänen solide

BILANZ. VNG hat das Geschäftsjahr 2025 mit einem stabilen Ergebnis abgeschlossen. Dennoch überrascht das Unternehmen mit einem neuen Geschäftsfeld.

Der Leipziger Erdgasimporteure und -händler VNG hat das Geschäftsjahr 2025 mit einem bereinigten Ebitda von 422 Millionen Euro abgeschlossen und damit nahezu das Vorjahresniveau erreicht (430 Millionen Euro). Das Konzernergebnis lag bei 200 Millionen Euro. Finanzvorstand Bodo Rodestock spricht von einem Ergebnis, das sich „in einem insgesamt sehr herausfordernden Umfeld“ behauptet habe. Alle Geschäftsbereiche hätten ihren Beitrag geleistet. Für 2026 wird ein operatives Ergebnis von 360 bis 390 Millionen Euro erwartet.

2025 wurden rund 244 Millionen Euro investiert, vor allem in Netze und Infrastruktur. Weitere Mittel fließen in Biogas sowie in Handel und Speicher. Langfristig sind Investitionen von bis zu fünf Milliarden Euro geplant, insbesondere in Ostdeutschland in den kommenden zehn Jahren.

In seiner Rede zur Bilanzpressekonferenz am 1. April ging Vorstandschef Ulf Heitmüller auch auf die Entwicklungen im Nahen Osten ein. Diese wirkten sich unmittelbar auf die Preise aus. Zwar habe die mögliche Blockade der Straße von Hormus bislang keine direkten Versorgungsengpässe ausgelöst, jedoch habe es spürbare Marktreaktionen gegeben.

Vor diesem Hintergrund bleibt die Sicherung der Gasversorgung das zentrale Element des Geschäftsmodells von VNG. VNG stützt sich dabei auf ein breit diversifiziertes Beschaffungsportfolio mit Pipelinegas aus Norwegen, Algerien und Aserbaidschan sowie LNG-Importen über deutsche Terminals. Laut Heitmüller ist diese Diversifizierung eine direkte Lehre aus den Krisenjahren nach 2022.

Auch die Speicher spielen weiterhin eine zentrale Rolle im System. In Phasen hoher Nachfrage haben sie ihre Funktion als Puffer erneut unter Beweis gestellt. Geringe Sommer-Winter-Preisdifferenzen erschweren aber die Befüllung. Heitmüller weist darauf hin, dass der Markt nur dann funktioniert, wenn entsprechende Preisanreize vorhanden sind. Fehlen diese, müsse die Politik zumindest über flankierende Instrumente nachdenken, etwa strategische Reserven oder marktbasierende Anreizmodelle.

Wasserstoff mit angezogener Handbremse

Die Transformation in Richtung Wasserstoff bleibt für VNG ein strategisches Ziel, verläuft jedoch langsamer als geplant. Ein Beispiel hierfür ist der Energiepark Bad Lauchstädt. Das Projekt gilt als eines der wichtigsten für eine integrierte Wasserstoffwertschöpfungskette in Deutschland. Ursprünglich sollten zentrale Bausteine, darunter eine 25 Kilometer lange Transportleitung als Teil des künftigen Kernnetzes, bis 2025 fertiggestellt sein. Der erste grüne Wasserstoff soll nun erst 2026 fließen. Infrastrukturvorstand Hans-Joachim Polk ordnet die Verzögerung als Teil eines Lernprozesses ein. Erfahrungen aus anderen Projekten würden bewusst einbezogen und Abläufe teilweise angepasst.

Grundsätzlich sieht VNG die Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf als unzureichend an. Heitmüller kritisiert insbesondere die strengen Vorgaben für den Strombezug bei der Produktion von grünem Wasserstoff. Die Pflicht, Stromherkunft und Produktionszeitpunkt eng zu koppeln, führe zu deutlich höheren Kosten und stehe im Widerspruch zu einem flexiblen Energiesystem. Auch Netzentgelte und fehlende Nachfrageanreize bremsen den Markthochlauf.

Während der Wasserstoffhochlauf ins Stocken gerät, entwickelt sich das Biogasgeschäft vergleichsweise stabil. So hat die VNG-Tochter BALANCE ihr Anlagenportfolio auf 40 Standorte ausgebaut und die installierte Leistung deutlich erhöht.

Carbon Management als neues Geschäftsfeld

Mit Carbon Management positioniert sich VNG zunehmend als potenzieller Infrastrukturakteur für den Transport von CO₂. Heitmüller geht davon aus, dass es in der ostdeutschen Industrie Prozesse gibt, deren Emissionen sich nicht vollständig vermeiden lassen, beispielsweise in der Zement- oder Chemieindustrie. Polk betont, dass gemeinsam mit Partnern entlang der gesamten Wertschöpfungskette geprüft wird, wo sich tragfähige Geschäftsmodelle entwickeln lassen.

Im Unterschied zur H₂-Infrastruktur könne die CO₂-Infrastruktur jedoch nicht einfach auf bestehende Netze aufsetzen. Vielmehr geht es überwiegend um Neubau, da die Druckverhältnisse und technischen Anforderungen andere sind. Gleichzeitig versucht man, den Aufbau zu koordinieren, um doppelte Strukturen zu vermeiden. Ohne staatlich abgesicherte Rahmenbedingungen wird sich jedoch kein Markt entwickeln. Polk nennt die Notwendigkeit eines Finanzierungsrahmens, klarer Regeln sowie wettbewerbsfähiger Entgelte, insbesondere für energieintensive Industrien in Ostdeutschland.

Im klassischen Gasgeschäft ist VNG weiterhin stabil aufgestellt, die Transformation wird jedoch vorsichtig angegangen. Heitmüller bringt diese Haltung auf den Punkt: Entscheidend sei nicht die Geschwindigkeit, sondern die Verlässlichkeit. Ohne stabile politische und regulatorische Rahmenbedingungen werde weder der Hochlauf von Wasserstoff noch der Aufbau neuer Märkte wie Carbon Management gelingen.

// VON FRANK URBANSKY

[^ Zum Inhalt](#)

Tesa-Werk erhält Wasserstoff-Anschluss



Rundgang im Hamburger Werk von Resa.
Quelle: Tesa

UNTERNEHMEN. Die Hansestadt Hamburg hat dem Konzern Tesa eine Förderzusage der Stadt in Höhe von 950.000 Euro übergeben. Der Produktionsstandort wird an das Wasserstoffnetz „HH-WIN“ angeschlossen.

Umweltsenatorin und Zweite Bürgermeisterin Katharina Fegebank hat an Tesa eine Förderzusage der Stadt in Höhe von 950.000 Euro übergeben, teilte das Unternehmen am 30. März mit. Damit wird Tesa Teile seiner Produktionsanlagen auf Wasserstoff umrüsten und den Anschluss an das Wasserstoff-Industrie-Netz realisieren. Die Förderung erfolgt über das Programm „Unternehmen für Ressourcenschutz“ (UfR), das durch die Hamburgische Investitions- und Förderbank (IFB Hamburg) betreut wird.

Die Hamburger Energienetze wollen über das Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz „HH-WIN“ bereits ab 2027 die Versorgung des Werks mit dem klimaneutralen Energieträger sicherstellen. „Es ist Ziel dieses Senats, dass Hamburg als führender Wasserstoff-Hub in Europa vorangeht und beweist, dass ökologische Verantwortung und wirtschaftlicher Erfolg zwei Seiten derselben Medaille sind“, sagte Hamburgs Umweltsenatorin Katharina Fegebank.

Für den Konzern ist die Anbindung an das H₂-Netz ein Schritt hin zu einer planbaren und klimaneutralen Energieversorgung, betonte Tesa-CEO Kourosch Bahrami. Die energieintensive Klebebandproduktion soll künftig auf vier Säulen basieren: grüner Wasserstoff, Elektrifizierung von Prozessdampf mit Wärmespeichern, KI-gestützte Steuerung sowie kontinuierliche Effizienzsteigerung.

Neben dem Anschluss an das H₂-Netz plant Tesa an seinem Standort Hamburg, einen wesentlichen Teil des benötigten Prozessdampfes in Zukunft über eine Power-to-Heat mit integriertem Wärmespeicher zu erzeugen (wir berichteten). Das norwegische Unternehmen Energynest soll die 10-MW-Anlage mit einer Speicherkapazität von 40 MWh errichten. Der Spatenstich für die Power-to-Heat-Anlage und den Wärmespeicher ist für Herbst 2026 geplant. Die Inbetriebnahme erfolgt voraussichtlich im Sommer 2027.



Tesa-CTO Ingrid Sebald, Hendrik Hundoegeger, General Manager des Hamburger Werks, Senatorin Katharina Fegebank und Peter Wolffram von den Hamburger Energienetzen (von links nach rechts)

Quelle: Tesa

„Wir brauchen Energiesicherheit“, betonte Tesa-CTO Ingrid Sebald. „Das bedeutet weniger Abhängigkeit von Gasimporten und mehr Schutz vor künftig steigenden CO₂-Preisen. Mit diesen Investitionen bekräftigen wir unser Bekenntnis zur Zukunftssicherung des Standorts in Hamburg.“ Die Integration von Wasserstoffoptionen in der Energieversorgung sieht der Konzern als künftige Ergänzung zu Strom und Gas.

Im Hamburger Tesa-Werk werden Hochleistungs-Klebebänder für die Elektronik-, Automobil-, Druck- und Papierindustrie hergestellt. Trocknungsprozesse und die Rückgewinnung von Lösemitteln erfordern nach Auskunft des Konzerns erhebliche Mengen an Prozesswärme und -dampf, die bislang noch überwiegend fossil erzeugt werden.

Hansestadt Hamburg setzt auf Wasserstoff für Industrie

Aber auch die Hansestadt selbst, setzt auf den Brennstoff Wasserstoff im großen Maßstab: „Hamburg wird einer der ersten großen Industriestandorte werden, an dem bereits 2027 eine großflächige Wasserstoffversorgung bereitsteht“, erklärte Peter Wolfram, Geschäftsführer des Ressorts Unternehmen und Kunde der Hamburger Energienetze.

Der Aufbau des Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netzes (HH-WIN) erfolgt durch die Hamburger Energienetze. Das Netz soll das Rückgrat für die Dekarbonisierung der lokalen Industrie bilden und 2027 in Betrieb gehen. Mit einer anfänglichen Leitungslänge von 40 Kilometern im Hafengebiet soll HH-WIN eine direkte Verbindung zwischen Erzeugern, Import-Terminals und industriellen Abnehmern wie Tesa herstellen. Bis 2031/32 soll das Netz auf insgesamt 60 Kilometer anwachsen, um weitere Unternehmen anzuschließen.

Aktuell sind rund 18 Kilometer der Trasse fertiggestellt. Das Netz ist Bestandteil des nationalen Wasserstoff-Kernnetzes und über das bundesweite Fernleitungssystem direkt mit den großen Energiezentren im Süden verbunden. Damit soll zudem eine größtmögliche Flexibilität in der Versorgung sichergestellt werden. Hamburger Unternehmen können Wasserstoff von unterschiedlichsten Anbietern beziehen – sei es über Importe via Seeterminal oder aus heimischer Produktion. Ein wichtiger Baustein hierfür ist nach Auskunft der Stadt der Großelektrolyseur (HGHH) am früheren Kraftwerksstandort Moorburg, dessen Bau im Dezember 2025 begonnen hat. // [VON HEIDI ROIDER](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Teag steckt 301 Millionen Euro in die Netze



Quelle: Kurhan, Fotolia

BILANZ. Die „Thüringer Energie AG (TEAG)“ hat das Geschäftsjahr 2025 mit stabilen Ergebnis abgeschlossen. Der Jahresüberschuss ist leicht gestiegen, der Umsatz war rückläufig.

Das Geschäftsjahr 2025 sei für die Teag-Gruppe geprägt gewesen von vielen politischen Unsicherheiten und vor allem dem Warten auf zahlreiche Gesetze im Rahmen der angekündigten Neuausrichtungen der Energiepolitik, erklärte Teag-Vorstandsvorsitzender Stefan Reindl bei der Vorstellung der Bilanz 2025 in Erfurt. „Ein Jahr nach dem Ende der Ampel in Berlin ist jedoch kaum ein wichtiges Energiegesetz oder eine entsprechende Regulierungsreform beschlossen worden. Hier fehlt uns die Planungs- und Rechtssicherheit. Haushalte und Industrie warten immer noch auf Entlastungen“, kritisierte er.

Die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft gehe aber ungeachtet dessen voran und die Elektrifizierung werde sich infolge des Irankrieges noch beschleunigen, zeigte sich Reindl überzeugt.

Die Umsatzerlöse des Konzerns lagen im Geschäftsjahr 2025 bei 2,8 Milliarden Euro und damit rund 320 Millionen Euro unter Vorjahresniveau. Der Gesamtumsatz des Vorjahres, so heißt es im Geschäftsbericht, war noch geprägt von hohen Preisspitzen auf den Energie- und Absatzmärkten seit 2022. Im Geschäftsjahr 2025 habe sich vor allem durch eine relative Preisentspannung auf den Absatzmärkten ein Umsatzrückgang des Gesamtkonzerns ergeben. Weiterhin führten die schwierige konjunkturelle Lage der Industrie sowie der zunehmende Ausbau von Energie-Eigenerzeugung zum Rückgang des Energieverbrauchs insgesamt.

Stromabsatz rückläufig, höherer Verbrauch beim Erdgas

Der Energieabsatz betrug im vorigen Geschäftsjahr beim Strom 7,74 Milliarden kWh – der Vorjahreswert lag hier bei 8,33 Milliarden kWh. Hier machten sich ein sparsameres Verbrauchsverhalten, die gestiegene regionale Eigenerzeugung sowie die stagnierende Konjunktorentwicklung bemerkbar. Der Umsatzanteil Strom am Gesamtumsatz der Teag betrug 2.043,5 Millionen Euro (Vorjahr: 2.371,4 Millionen Euro). Der Erdgasabsatz erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr um 11,2 Prozent auf 7,36 Milliarden kWh (Vorjahr 6,62 Milliarden kWh). Der deutlich kältere Winter mit längerer Heizperiode führte zu einem spürbaren Verbrauchsanstieg über alle Kundensegmente hinweg.

Mit 301 Millionen Euro hat die Teag ihre Investitionen im Vergleich zum Vorjahr (314 Millionen Euro) auf historisch hohem Niveau gehalten. Deutlich über die Hälfte der Investitionen – rund 175 Millionen Euro – gingen dabei 2025 in den Ausbau der Strom- und Glasfasernetze. Für die Jahre von 2025 bis 2028 soll ein zusätzliches Investitionsvolumen von insgesamt 1,1 Milliarden Euro zum Ausbau der Energieinfrastruktur eingesetzt werden.

Im Jahr 2025 speisten rund 50.000 EEG-Anlagen Öko-Strom in das Netz der „TEN“ Thüringer Energienetze GmbH ein – das sind rund 12.000 Anlagen mehr als noch 2024 (37.842 Anlagen). Insgesamt gingen im Berichtsjahr 15.799 Anträge zum Anschluss von EEG-Anlagen und Speichern bei der Netztochter ein. Vor allem die Anschlussanträge von Großspeichern für Strom sind im Jahr 2025 überproportional gestiegen: 918 Anträge mit 21.000 MW im Jahr 2025 zu 230 Anträge mit 9.400 MW 2024. Die Netzeinspeisung von EEG-Strom lag mit 5,37 Milliarden kWh etwa auf Vorjahresniveau.

Zusätzliche Aktivitäten für mehr Netzsicherheit

Auch mit Sicherheitsfragen beschäftigte sich Vorstandschef Reindl: „Wir haben im Zusammenhang mit dem Berliner Anschlag unsere Sicherheitsvorkehrungen und Vorsichtsmaßnahmen nochmals nach oben gefahren. Unter anderem werden speziell für das Störungsmanagement im Bereich Hochspannung Technik, Notstromaggregate und Reparaturmaterial angeschafft. Wir überprüfen und überarbeiten zudem die Netzstruktur unter dem Gesichtspunkt der Krisen-Resilienz.“ In diesem Kontext richtete der Teag-Vorstandsvorsitzende auch Forderungen an den Gesetzgeber. Sicherheit koste Geld, und das sei im derzeitigen System, das auf Effizienz ausgerichtet ist, noch nicht genügend berücksichtigt.

Die Lage nach der Schließung der Straße von Hormus, so Reindl, sei – trotz Preissprüngen beim Gas – nicht vergleichbar mit der Situation zu Beginn des Ukraine-Krieges 2022. Damals habe es zeitweise innerhalb der EU Gasmangellagen gegeben mit Preisspitzen von mehreren hundert Prozent. Jetzt habe man die Gasbeschaffung diversifiziert – zudem wirke im Segment Strom die stärkere Erzeugung aus erneuerbaren Quellen.

Bis Ende 2025 hat sich die Zahl der Mitarbeiter des Teag-Konzerns um rund 200 auf derzeit 2.368 erhöht. Um die Umsetzung der Investitionen in den Geschäftsfeldern abzusichern, so das Unternehmen, sollen für die kommenden Jahre bis 2028 mehrere hundert zusätzliche Mitarbeiter eingestellt werden.

// VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Vorzeigeprojekte gesucht



Quelle: E&M

CONTRACTING AWARD. Energie & Management und der Contractingverband Vedec prämiieren in diesem Jahr mit dem Contracting Award wieder herausragende Projekte. Jetzt für den Preis bewerben!

Der Fachverlag Energie & Management und der Verband für Energiedienstleistungen, Effizienz und Contracting – „vedec“ – suchen in diesem Jahr wieder herausragende Contractingprojekte, um sie mit dem Contracting Award auszuzeichnen.

Contractingmodelle sind wegweisende Instrumente zur Erschließung kostensparender und umweltentlastender Vorhaben in der Energieversorgung – und gewinnen auch mit der Wärmewende. Die Contractingbranche wächst seit Jahren kontinuierlich. Der Beratungsbedarf, insbesondere bei Kommunen und Unternehmen, nimmt zu, die eingesetzten Technologien werden anspruchsvoller.

Zunehmend an Bedeutung gewinnt auch die kommunale Wärmeplanung. Contractinganbieter unterstützen Städte und Gemeinden mit Daten, Fachwissen und Koordination. Neben der Umsetzung konkreter Maßnahmen sind sie in der Akteursbeteiligung und Öffentlichkeitsarbeit eingebunden und übernehmen häufig die Koordination von Arbeitsgruppen.

Innovative Projekte zeigen, wie Energieeffizienz, Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit in der Praxis zusammengebracht werden können. Der Contracting Award macht genau diese Vorzeigeprojekte sichtbar und würdigt das Engagement der Branche. Tobias Dworschak, Vorsitzender des Vorstands im Vedec, betont: „Der Award zeichnet Projekte, Lösungen und Menschen aus, die zeigen, wie Verantwortung in der Wärmewende praktisch übernommen wird: mutig, wirksam und übertragbar.“

Mit ihrer Bewerbung haben Unternehmen die Chance, ihre Kompetenzen im Bereich Contracting und Energiedienstleistungen gegenüber potenziellen Kundinnen und Kunden sowie Geschäftspartnern zu demonstrieren. Die Initiatoren des Awards, der seit dem Jahr 1997 alle zwei Jahre verliehen wird, stellen die Teilnehmer und den Gewinner in der Fachzeitung Energie & Management und im Jahresmagazin sowie auf der Internetseite des Vedec vor.

Kriterien für eine Bewerbung um den Contracting Award

Bewertet und prämiert wird nicht vorrangig die Technik, sondern das übergreifende Organisations- und Betreibermodell, das sich auch auf die Übernahme und optimierende Betriebsführung vorhandener Altanlagen beziehen kann. Voraussetzung für die Einreichung eines Projekts ist eine Wärmeversorgung mit mindestens 100 kW thermisch. Das realisierte Contractingmodell wird nach den folgenden sechs Kriterien bewertet:

1. Anlagen- und Betriebskonzept

Welche technischen Bausteine sind im Anlagen- und Betriebskonzept zur Energieversorgung integriert? Welche End- und Primärenergiebilanz kann das Projekt vorweisen?

2. Umweltentlastung

Inwiefern entlastet das Projekt nachweislich und deutlich die Umwelt und wodurch findet eine Ressourcenschonung statt? In welchem Umfang setzt das Projekt auf erneuerbare Energien?

3. Sektorenkopplung

Inwiefern koppelt das Projekt unterschiedliche Sektoren (Wärme, Strom, Mobilität, Kälte, Dampf, Beleuchtung ...) intelligent und nachhaltig?

4. Innovation

Wodurch erhält das Projekt einen innovativen Charakter? Durch welche Aspekte lässt sich das Konzept auf

Folgeprojekte übertragen?

5. Faires und transparentes Vertragsmodell

Wie wurde das Vertragsmodell ausgestaltet und inwiefern wurden die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit und Tragfähigkeit für die Nutzenden und alle Beteiligten berücksichtigt? Wurde eine partnerschaftliche Gemeinschaftslösung zwischen Contractingunternehmen, Wohnungswirtschaft, Industrie, Gewerbe, Kommune oder anderen angestrebt?

6. Zeitraum

In welchem Zeitraum fanden Projektentwicklung und Realisierung statt? Wie wurde der pragmatische Stufenplan für die Projektentwicklung und Realisierung ausgestaltet?



Die vollständige Ausschreibung zum Contracting Award als PDF.

Zur Vollansicht auf das PDF klicken

Quelle: E&M

Nach diesen gleich gewichteten Kriterien beurteilt ein unabhängiges Expertengremium den Innovationscharakter des Projekts.

Die drei besten Einsendungen werden im Rahmen des Vedec-Jahreskongresses am 22. Juni in Berlin präsentiert und ausgezeichnet. Das Gewinnerprojekt wird außerdem nochmals auf dem Jahreskongress des vedec vorgestellt.

Einsendeschluss für die Bewerbung ist der 30. April 2026.

Die Gewinner des Contracting Awards der vergangenen Ausschreibungen

Im Jahr 2024 erhielten den Contracting Award:

1. Preis: Naturstrom für das Öko-Quartier „Kokoni one“
2. Preis: Engie Deutschland für die energetischen Verbesserung und dem Einsparcontracting für das Hotel Panorama im thüringischen Oberhof
3. Preis: Frank Ecoenergy für das Hamburger Neubau-Wohnquartier „Helling – Quartier für buntes Leben“

Im Jahr 2022

1. Preis: Energiedienstleistungsgesellschaft Rheinhessen-Nahe (EDG) für das Projekt Schulzentrum Nieder-Olm
2. Preis: E1 Energiemanagement für das Energieeinsparcontracting im Märkischen Kreis mit insgesamt 20 Liegenschaften (Verwaltungsgebäude, Schulen, Museen und weitere)
3. Preis: EnBW Contracting für ein Wärmekonzept des Bildungszentrums Markdorf im Bodenseekreis

Im Jahr 2020

1. Preis: E1 Energiemanagement für das Energiesparcontracting-Projekt Polizeiakademie Niedersachsen
2. Preis: Gasag Solution Plus und Gewobag mit dem Projekt Wohnpark Mariendorf
3. Preis: EWE AG und die Wohnungsgenossenschaft Wildau

Im Jahr 2018

1. Preis: EnBW-Tochter Sales & Solutions GmbH für einen Energieverbund zwischen kommunalen Nutzern und zwei Industriebetrieben in der Gemeinde Waldbronn bei Karlsruhe
2. Preis: Zeag Energie für eine neue Energieversorgung für das Gelände des ehemaligen Südbahnhofs in Heilbronn
3. Preis: Königliche Porzellan-Manufaktur Berlin (KPM) zusammen mit der Vattenfall Europe Wärme AG für eine Wärmerückgewinnungsanlage

Im Jahr 2016:

1. Preis: Regensburger Energie- und Wasserversorgung (Rewag) für die Modernisierung einer Wärmeversorgung der Eckert Schulen in Regenstauf
2. Preis: S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design für eine Freiflächen-Solarthermieanlage, die in das Nahwärmenetz der Energie Steiermark Wärme einspeist
3. EnergieDienstleistungsGesellschaft Rheinhessen-Nahe (EDG) für ein Nahwärmenetz mit Biomasse und KWK

// VON HEIDI ROIDER

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

Naturstrom und Lumenhaus bündeln Angebote



Quelle: Fotolia / Denys Prykhodov

SMART HOME. Die Naturstrom AG und Lumenhaus verknüpfen Tarif und Energiemanagement, um Eigenheime effizienter zu steuern und Stromkosten zu senken. Zudem werde das Netz entlastet.

Die Naturstrom AG ein unabhängiger Ökostromanbieter mit Sitz in Düsseldorf, und die LumenHaus GmbH, ein Start-up für Energielösungen im Eigenheim, haben eine Kooperation gestartet. Ziel ist es laut den Unternehmen, den dynamischen Stromtarif „Naturstrom Smart“ in die Produktwelt von Lumenhaus zu integrieren und so eine umfassende Steuerung von Energieflüssen im Haushalt zu ermöglichen.

Kern der Zusammenarbeit ist das Home Energy Management System (HEMS) „myLumenHaus“. Dieses soll künftig das Zusammenspiel von Photovoltaikanlage, Batteriespeicher, Wärmepumpe und Wallbox automatisiert steuern. Dabei berücksichtigt das System auch die Preissignale des dynamischen Stromtarifs. Nach Angaben von Lumenhaus optimiert eine KI-gestützte Steuerung den Energieverbrauch, indem sie Lasten gezielt in Zeiten mit niedrigen Strompreisen verschiebt.

Dynamischer Tarif mit KI eingebunden

William Liu, CEO von Lumenhaus, bezeichnet steuerbare Großverbraucher und dynamische Tarife als „natürliche Verbündete“. Das Unternehmen versteht sich als Plattformanbieter für die Energiewende im Eigenheim und kombiniert verschiedene Technologien zu einem integrierten Angebot. Mit dem HEMS könnten Kundinnen und Kunden ihren Stromverbrauch etwa bei Wärmepumpen oder Wallboxen automatisiert an günstige Zeitfenster anpassen, so Liu.

Den dynamischen Tarif bringt Naturstrom in die Partnerschaft ein. Laut dem Unternehmen orientiert sich dessen Arbeitspreis direkt am Day-Ahead-Markt der Strombörse. Dort wird der Strompreis auf Basis von Angebot und Nachfrage im Viertelstundentakt neu gebildet. Insbesondere bei hoher Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen sinken die Preise deutlich. Nach Unternehmensangaben lag der Preis im vergangenen Jahr in 573 Stunden im negativen Bereich.

Oliver Hummel, Vorstandsvorsitzender von Naturstrom, erwartet eine wachsende Bedeutung solcher Tarife. Dynamische Preismodelle würden sich neben klassischen Festpreistarifen als zusätzlicher Standard etablieren, so Hummel. Vor allem in Haushalten mit elektrifizierten Anwendungen könnten sie Einsparpotenziale erschließen.

Technische Ausstattung erforderlich

Die Kombination aus Tarif und Steuerungssystem soll diese Effekte für Endkunden nutzbar machen. Durch die automatische Anpassung des Verbrauchs an Preissignale könnten Haushalte ihre Stromkosten reduzieren, ohne aktiv eingreifen zu müssen. Voraussetzung ist jedoch eine entsprechende technische Ausstattung, insbesondere steuerbare Verbraucher und ein intelligentes Energiemanagement.

Die Naturstrom AG wurde 1998 gegründet und versorgt nach eigenen Angaben mehr als 300.000 Haushalte, Unternehmen und Institutionen mit Ökostrom und weiteren Energiedienstleistungen.

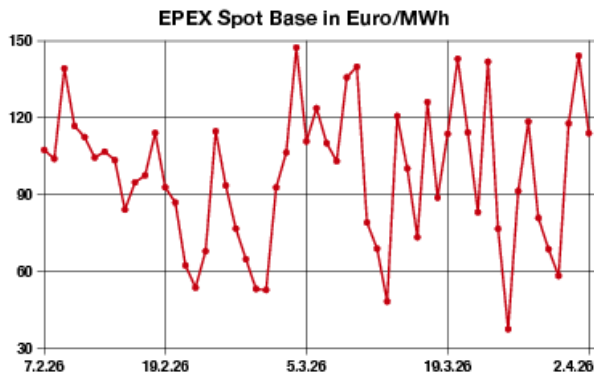
// VON SUSANNE HARMSEN

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

[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Deeskalationsrhetorik drückt auf Notierungen



Quelle: E&M

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

Mit kräftigen Abgaben haben Öl, Gas, Kohle und Strom auf die Ankündigung des US-Präsidenten Donald Trump reagiert, sich aus dem Irankrieg innerhalb der nächsten zwei bis drei Wochen zurückzuziehen. Der CO₂-Markt reagierte indessen positiv auf die Vorschläge der EU-Kommission für ein neues Marktdesign für das EU-ETS. Für ein durchgreifendes Abschmelzen der Risikoaufschläge bei Öl und Gas dürfte es allerdings noch zu früh sein. „Marktteilnehmer werden dafür konkrete Fortschritte in Richtung Deeskalation sehen wollen, und nicht nur positiv klingende Rhetorik“, warnte Marktstratege Michael Brown von Pepperstone vor zu viel Euphorie.

Strom: Der deutsche OTC-Strommarkt hat sich zur Wochenmitte ganz überwiegend mit Abgaben gezeigt. Die Notierungen folgten damit den sehr schwachen Vorgaben von Gas und Öl. Der Day-ahead sank in der Grundlast um 30,25 auf 114,25 Euro je Megawattstunde und in der Spitzenlast um 36,75 auf 97,25 Euro je Megawattstunde. An der Börse kostete der Donnerstag 114,04 Euro im Base und 96,96 Euro im Peak. Händler führten die kräftigen Abschlüsse für den Day-ahead auf eine höhere Erneuerbaren-Einspeiseleistung zurück. Laut den Meteorologen von Eurowind soll diese von 13,2 Gigawatt am Berichtstag auf allerdings immer noch mäßige 21,7 Gigawatt am Donnerstag steigen. An den Folgetagen bis einschließlich Ostersonntag ist mit einer Schritt für Schritt zunehmenden Einspeiseleistung der Erneuerbaren zu rechnen. Sehr schwache Strompreise über die Osterfeiertage sind daher absehbar.

Am langen Ende des Strommarktes verlor das Frontjahr 3,45 auf 92,19 Euro je Megawattstunde.

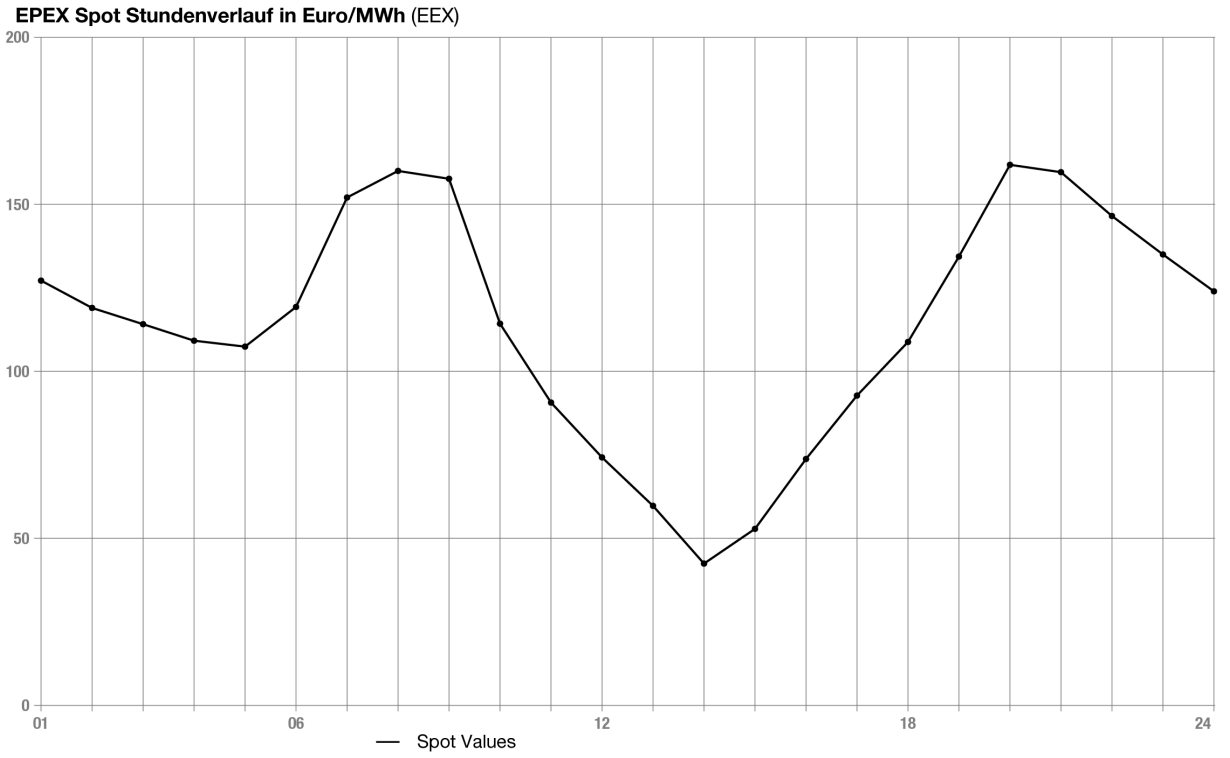
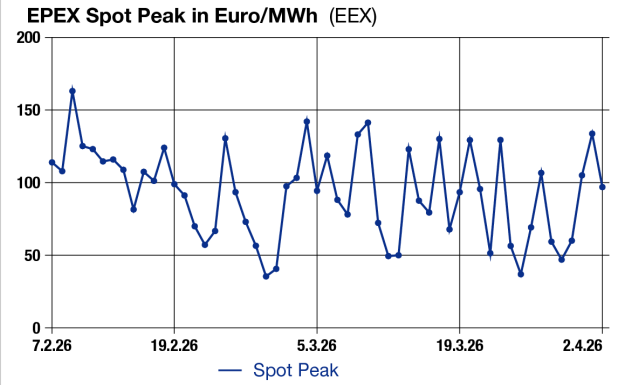
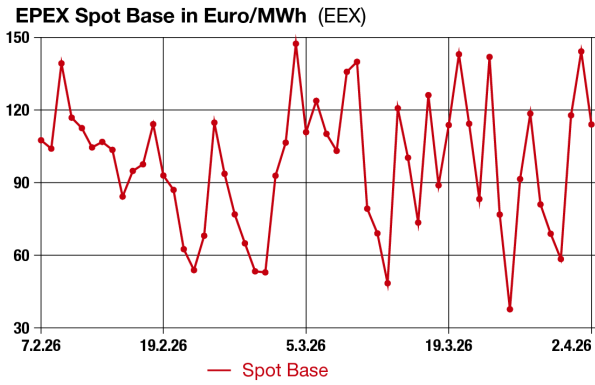
CO₂: Die CO₂-Preise haben sich am Mittwoch fest gezeigt. Der Dec 26 gewann bis gegen 14.00 Uhr 2,15 auf 74,64 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 21,9 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 74,80 Euro, das Tief bei 72,22 Euro. Die EU-Kommission hat am Berichtstag vorgeschlagen, die automatische Löschung überschüssiger CO₂-Zertifikate zu beenden, um Preisschwankungen zu vermeiden, was allgemein erwartet worden war.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben sich am Mittwoch schwach gezeigt. Der Frontmonat Mai am niederländischen TTF verlor bis gegen 13.30 Uhr 2,725 auf 47,575 Euro je Megawattstunde, am deutschen THE gingen die Preise um 1,975 auf 50,60 Euro zurück. Die europäischen Erdgaspreise brachen ein, nachdem US-Präsident Donald Trump erklärt hatte, die USA würden sich bald aus dem Irankrieg zurückziehen. „Die Aussicht auf ein Ende des Konflikts drückt die globalen Gaspreise“, so die Analysten von ANZ. „Dennoch bestehen weiterhin Versorgungsprobleme. Indische LNG-Importeure haben aufgrund von Störungen bei den Exporten aus Katar Schwierigkeiten, Spotladungen zu sichern, während die Versorgungsengpässe laut dem Unternehmen einige Länder dazu veranlassen, den Kohleverbrauch zu erhöhen oder die Stilllegung von Kohlekraftwerken zu verschieben.“ // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt



Strom Terminmarkt

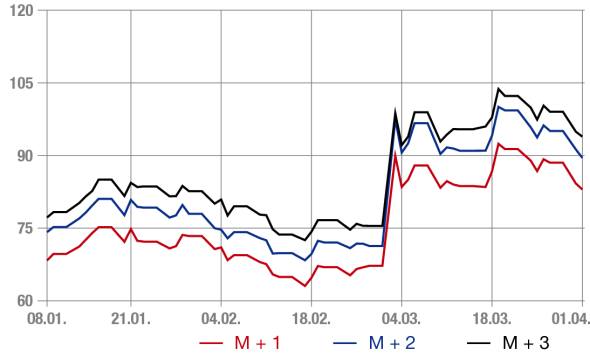
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	01.04.26	German Power Mai-2026	82,99
M2	01.04.26	German Power Jun-2026	89,52
M3	01.04.26	German Power Jul-2026	93,90
Q1	01.04.26	German Power Q3-2026	96,72
Q2	01.04.26	German Power Q4-2026	114,77
Q3	01.04.26	German Power Q1-2027	109,90
Y1	01.04.26	German Power Cal-2027	91,89
Y2	01.04.26	German Power Cal-2028	77,64
Y3	01.04.26	German Power Cal-2029	73,36

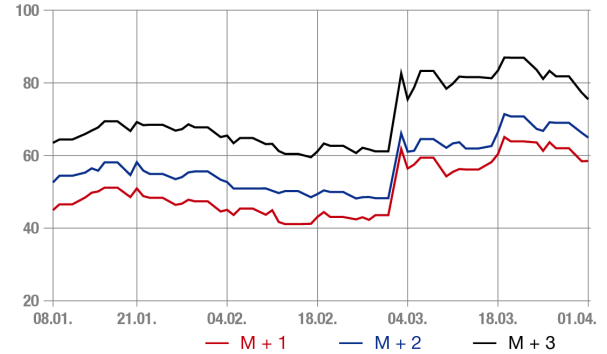
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	01.04.26	German Power Mai-2026	58,49
M2	01.04.26	German Power Jun-2026	64,94
M3	01.04.26	German Power Jul-2026	75,50
Q1	01.04.26	German Power Q3-2026	85,77
Q2	01.04.26	German Power Q4-2026	143,07
Q3	01.04.26	German Power Q1-2027	132,70
Y1	01.04.26	German Power Cal-2027	98,47
Y2	01.04.26	German Power Cal-2028	83,95
Y3	01.04.26	German Power Cal-2029	81,18

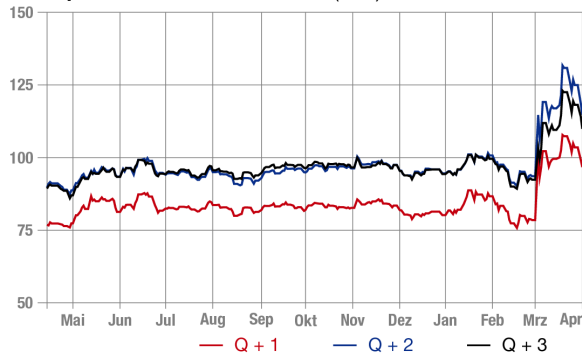
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



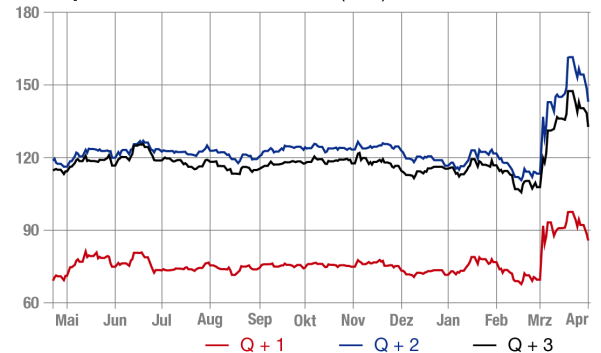
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



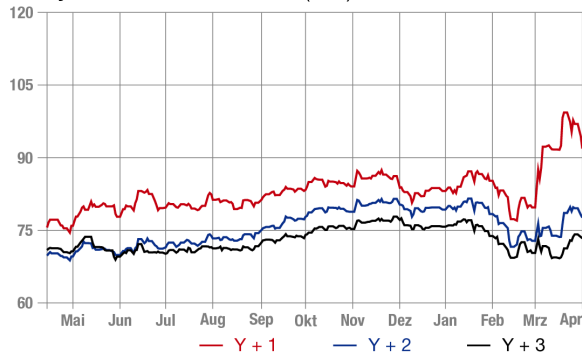
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



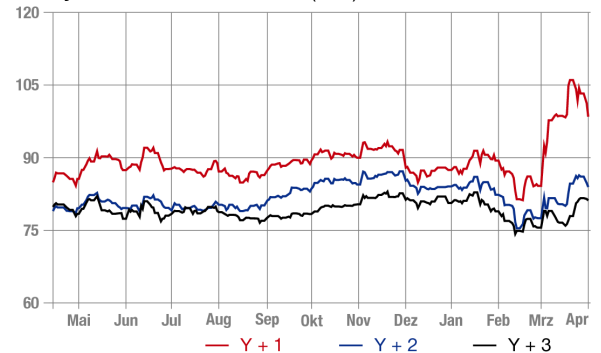
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



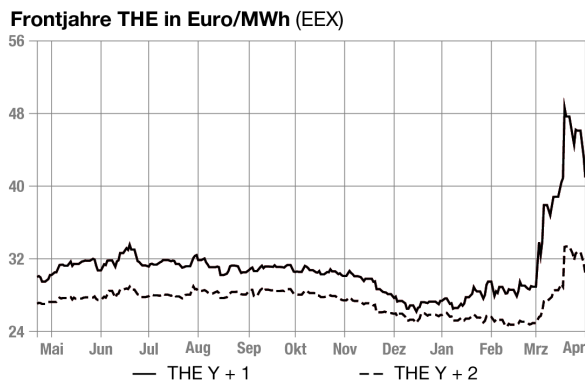
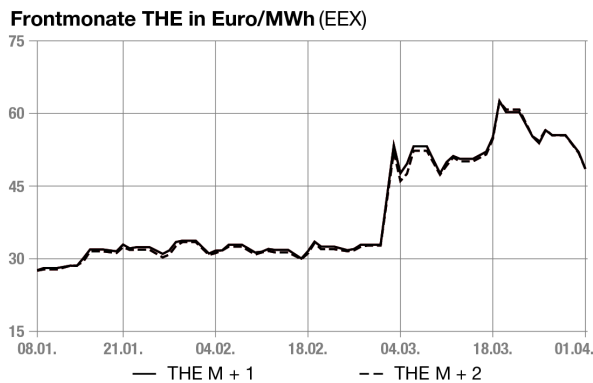
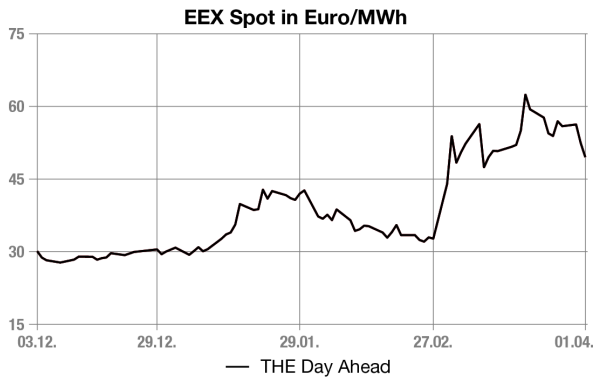
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



Gas Spot- und Terminmarkt

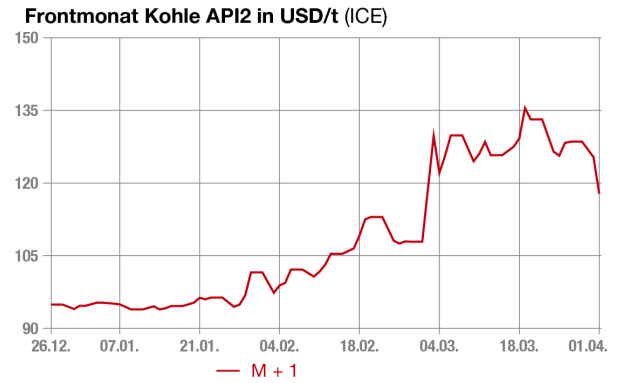
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	01.04.26	German THE Gas Mai-2026	48,58
M2	01.04.26	German THE Gas Jun-2026	48,59
Q1	01.04.26	German THE Gas Q3-2026	48,75
Q2	01.04.26	German THE Gas Q4-2026	49,21
S1	01.04.26	German THE Gas Win-2026	48,87
S2	01.04.26	German THE Gas Sum-2027	38,30
Y1	01.04.26	German THE Gas Cal 2027	40,97
Y2	01.04.26	German THE Gas Cal 2028	30,40



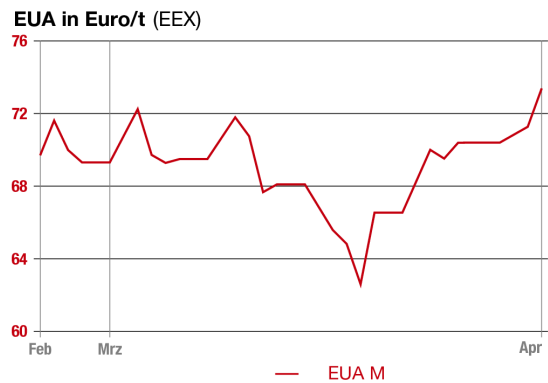
Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	01.04.26	114,04	EUR/MWh
Germany Spot peak	01.04.26	96,96	EUR/MWh
EUA Mai	01.04.26	73,38	EUR/tonne
Coal API2 Mai 2026	01.04.26	117,80	USD/tonne



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	01.04.26	49,53	EUR/MWh
German THE Gas Mai-2026	01.04.26	48,58	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	01.04.26	40,97	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jun-2026	01.04.26	101,16	USD/tonne



E&M STELLENANZEIGEN



Junior Geschäftsführer Energie (m/w/d)

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

in Mühlheim am Main

27.02.2026



Verkäufer (m/w/d) Bio-Lebensmittel in Teilzeit

Du verkaufst gerne aktiv, bist flexibel und hast Spaß am Umgang mit Menschen? Als Verkaufstalent ve...

in München

vor 2 h



Praktikum Supply Chain - Wertstrom-Management International

... konkret heißt das:Einblicke in übergreifende ProzesseNetworking und Kommunikation mit den Lidl ...

in Deutschland

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Projektleiter Bau / Tiefbau (m/w/d) Erneuerbare Energien

Die inhabergeführte Unternehmensgruppe Prowind ist seit ihrem Gründungsjahr 2000 spezialisiert auf...

in Osnabrück

vor 2 h

● Projektleitung ● Freie Mitarbeit ● Homeoffice / Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit



Fahrgastbegleiter mit MountainManager & GletscherGuide (m/w/d)

KOMM ZU UNS - KOMM IN UNSER TEAM Wir bieten Einen sicheren Arbeitsplatz mit langfristiger Pers...

in Grainau

vor 2 h

● Ausbildung

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!

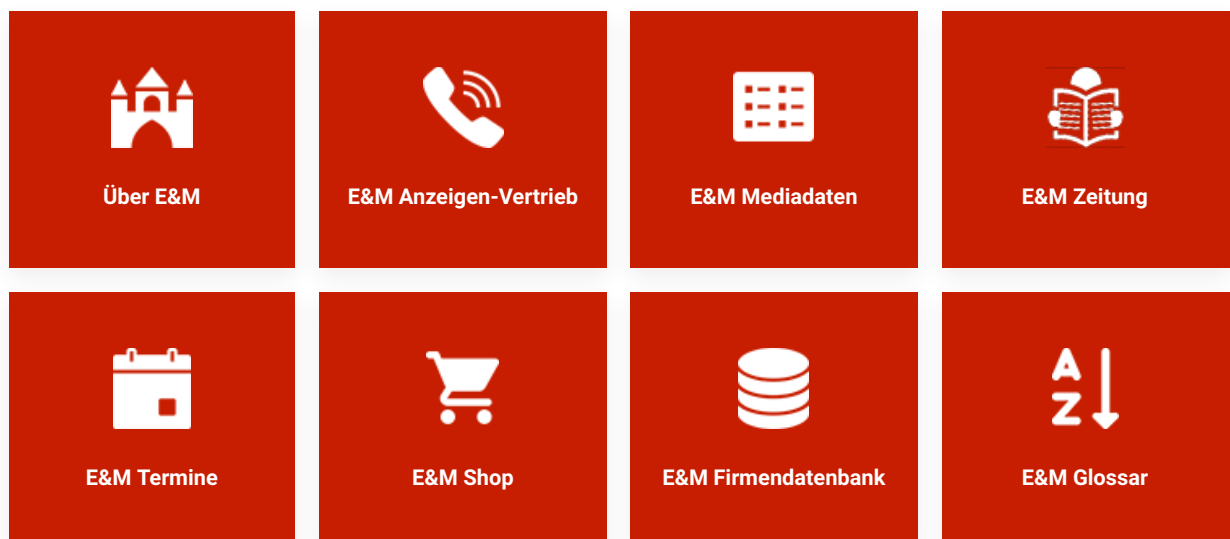
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

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:

