



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

STROM**110,86 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**48,35 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**2**

Millionen Tonnen LNG jährlich - entspricht 30 Milliarden kWh - wird Seife laut einer Vereinbarung mit Southern Energy aus Argentinien acht Jahre lang beziehen

GASNETZ

Wasserstoff-Kernnetz kommt teurer und später

PPA-PREISINDEX

Deutlicher PPA-Preisrückgang im Februar

STROMNETZ

Netzanschlüsse im Zwei-Minuten-Takt

Inhalt

TOP-THEMA

→ **WÄRME:** Warum viele Wärmepläne wackeln

POLITIK & RECHT

- **GASNETZ:** Wasserstoff-Kernnetz kommt teurer und später
- **POLITIK:** Bundesregierung aktiviert Krisenstab wegen Iran-Krieg
- **STROMSPEICHER:** Speicherbetreiber appellieren an die Bundesnetzagentur
- **KLIMASCHUTZ:** Differenzen bei Beurteilung der THG-Quote

HANDEL & MARKT

- **PPA-PREISINDEX:** Deutlicher PPA-Preisrückgang im Februar
- **GAS:** Deutschland schließt LNG-Liefervertrag mit Argentinien
- **WASSERSTOFF:** Ontras bestellt Rohre fürs Kernnetz
- **STROMSPEICHER:** Virtuelle Batteriescheibe von Vattenfall in der Vermarktung
- **STATISTIK DES TAGES:** Import von Holzkohle nach Deutschland von 2010 bis 2024

TECHNIK

- **GEOTHERMIE:** Geothermieprojekt erhält „Claim“

UNTERNEHMEN

- **STROMNETZ:** Netzanschlüsse im Zwei-Minuten-Takt

- **WASSERSTOFF:** EWE Netz sichert sich Anschlussoption an H2-Kernnetz
 - **MOBILITÄT:** EnBW kooperiert mit neuem Partner für Schnellladetechnik
 - **BILANZ:** Heizungsbauer Ariston macht in Deutschland gute Geschäfte
 - **STADTWERKE:** Olching nabelt sich von Schwäbisch-Hall ab
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Märkte legen Verschnaufpause ein
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Warum viele Wärmepläne wackeln



Quelle: Stefan Sagmeister

WÄRME. Eine Auswertung von 113 kommunalen Wärmeplänen zeigt große Unterschiede bei Technologien, Biomasseeinsatz und Annahmen zum künftigen Wärmebedarf – und Schwachstellen.

Wie realistisch sind kommunale Wärmepläne? Nach einer Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) und des Öko-Instituts sind vielerorts strukturelle Fragen offen. Die Experten haben 113 Wärmepläne für 223 Kommunen einem Realitätscheck unterzogen. Schwächen sehen sie im Hinblick auf Annahmen zu Biomasse, Prozesswärme und Sanierungsraten.

Die leitungsgebundene Wärmeversorgung und Wärmepumpen werden der Studie zufolge im Jahr 2045 mehr als drei Viertel der Wärmeversorgung abdecken. Leitungsgebundene Technologien erreichen demnach im Schnitt einen Anteil von rund 40 Prozent, Wärmepumpen kommen auf 38 Prozent.

„Über alle Pläne und Kommunengrößen hinweg zeigt sich, dass die Wärmepumpe die wesentliche Technologie für jene Gebiete ist, die sich nicht für eine zentrale Wärmeversorgung über Wärmenetze eignen“, resümiert Marc Stobbe vom Öko-Institut. Je nach Gemeindegröße liege der geplante Anteil zwischen 35 und 45 Prozent. Großstädte mit mehr als 100.000 Einwohnern planen mit Anteilen an leitungsgebundener Wärmeversorgung von 47 bis 82 Prozent.

Was den Erzeugungsmix angeht, beobachten die Wissenschaftler sehr unterschiedliche Dekarbonisierungsstrategien. „Eine Gruppe an Städten setzt dabei stark auf die Versorgung mittels Großwärmepumpen, eine zweite Gruppe auf Geothermie, eine dritte vorrangig auf biogene Energieträger und eine vierte auf ein breit gestreutes Technologieportfolio“, heißt es in der 32-seitigen Studie.

Zu wenig Biomasse

Eine Frage, die Pläne wackelig erscheinen lässt, ist die nach dem künftigen Wärmebedarf. Viele Kommunen kalkulieren mit sinkenden Wärmebedarfen. Laut der Studie bleibt jedoch häufig unklar, ob diese Reduktionen auf energetische Sanierungen oder andere Effizienzmaßnahmen zurückgeführt werden. Die Experten sprechen sich dafür aus, einen standardisierten Korridor für plausible Energieeinsparungen sowie eine einheitliche Definition der Sanierungsrate zu etablieren.

Wackelig erscheinen auch Planungen mit Biomasse. Kommunen verwenden unterschiedliche Definitionen, etwa bei der Einbeziehung von Abfällen oder bei Nachhaltigkeitskriterien für Holz. Zudem übersteige in

zahlreichen Plänen der angesetzte Verbrauch biogener Energieträger das lokal verfügbare Potenzial. „In der Zusammenschau der Pläne weckt dies Zweifel an der langfristigen Nachhaltigkeit und Umsetzbarkeit“, schreiben die Autoren.

Nachfrage nach Prozesswärme oft nicht berücksichtigt

Darüber hinaus monieren die Wissenschaftler, dass viele Wärmepläne die Nachfrage nach Raum- und Prozesswärme aus Gewerbe und Industrie nicht berücksichtigen. „Hier ist Abhilfe dringend erforderlich, wenn die kommunale Wärmeplanung als Grundlage der Transformation für Netzbetreiber und Energieversorger dienen soll“, wird Projektleiterin Jessica Thomsen vom Fraunhofer ISE zitiert.

Das Fraunhofer- und das Öko-Institut schlagen vor, das geplante Gebäudemodernisierungsgesetz mit dem Wärmeplanungsgesetz zu verzahnen. Und es brauche „langfristig verlässliche Fördermaßnahmen“ wie die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) und die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG).

Die Studie „**Kommunale Wärmeplanungen in Deutschland – Auswertung abgeschlossener Wärmepläne**“ steht als kostenfreier Download bereit. // **VON MANFRED FISCHER**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia / tomas

Wasserstoff-Kernnetz kommt teurer und später

GASNETZ. Die Koordinierungsstelle Konep und der FNB Gas haben den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 veröffentlicht. Demnach wird das Netz teurer und kommt später.

Die Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff (KO.NEP) und der Verband der FNB (Fernleitungsnetzbetreiber) Gas haben am 3. März den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Gas und Wasserstoff 2025 zur Konsultation vorgelegt. Die Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetzbetreiber planen die Methan- und Wasserstoffinfrastruktur erstmals integriert. Grundlage ist das 2024 novellierte Energiewirtschaftsgesetz.

Barbara Fischer, Geschäftsführerin des FNB Gas, betonte, die gemeinsame Betrachtung von Gas und Wasserstoff sei „von entscheidender Bedeutung für den Übergang in die Klimaneutralität“. Der integrierte NEP schaffe eine Grundlage für eine klimafreundliche und resiliente Energieversorgung.

Basis des Entwurfs ist der von der Bundesnetzagentur am 30. April 2025 genehmigte Szenariorahmen. Er umfasst drei Szenarien für Methan und Wasserstoff für die Zieljahre 2037 und 2045 sowie ein zusätzliches Versorgungssicherheitsszenario 2030 für Methan. Dieses berücksichtigt laut Konep die kurzfristige Versorgungslage.

Bis 2037 schlagen die Netzbetreiber im Methanbereich Maßnahmen mit einer Leitungslänge von 364 Kilometern und Investitionen von 2,9 Milliarden Euro vor. Für Wasserstoff sehen sie 7.007 Kilometer neue Leitungen und Investitionen von rund 20,1 Milliarden Euro vor. Hinzu kommen 2.199 Kilometer und 4,1 Milliarden Euro aus dem bereits genehmigten Wasserstoff-Kernnetz, die sich in der Umsetzung befinden und deshalb nicht Teil des neuen Ausbauvorschlags sind.

Kosten steigen um 30 Prozent

Nach Angaben des FNB Gas bleibt das Wasserstoff-Kernnetz damit in seinem Umfang nahezu erhalten. Allerdings rechnen die Fernleitungsnetzbetreiber mit höheren Kosten. Ursprünglich hatte die Bundesnetzagentur im Oktober 2024 ein Kernnetz mit 9.040 Kilometern und Investitionen von 18,9 Milliarden Euro genehmigt. Nun gehen die Netzbetreiber davon aus, dass die Gesamtkosten um rund 30

Prozent steigen. Gleichzeitig strecken sie einzelne Projekte zeitlich.

Unsichere H2-Nachfrage

Eine zentrale Herausforderung war nach Darstellung der Netzbetreiber die Überprüfung des Wasserstoff-Kernnetzes. Sie bewegen sich dabei zwischen politischen Zielvorgaben und Unsicherheiten über die tatsächliche Nachfrageentwicklung. Insbesondere der zeitliche und regionale Hochlauf des Wasserstoffmarktes lasse sich derzeit nur eingeschränkt prognostizieren. Deshalb identifiziert der Entwurf szenarienübergreifend netztechnisch erforderliche Maßnahmen.

Nach Angaben des FNB Gas haben die Betreiber gesetzliche Spielräume genutzt, um Projekte zeitlich zu strecken oder technisch anzupassen. Gründe sind Modellierungsergebnisse für 2037, detailliertere Machbarkeitsstudien sowie Verzögerungen bei Genehmigungen. Auch der bislang verhaltene Markthochlauf wirkt sich aus.

Bis Ende 2025 sind laut FNB Gas mehr als 500 Kilometer des genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes realisiert worden, vor allem durch Umbau bestehender Erdgasleitungen. Weitere Projekte befinden sich im Bau. Fischer erklärt, der Einsatz von Wasserstoff zur Dekarbonisierung der Industrie sei notwendig, zugleich beobachteten die Betreiber die Marktentwicklung „mit wachsender Sorge“. Der schleppende Hochlauf erhöhe das Risiko mit Blick auf die Amortisation der Netzinvestitionen.

Wasserstoffrat fordert Unterstützung

Der Nationale Wasserstoffrat (NWR) hatte bereits am 26. Februar 2026 in Berlin seinen Beitrag zum geplanten Masterplan Wasserstoff und E-Fuels im Mobilitätssektor der Bundesregierung übermittelt. Darin betonte er die strategische Bedeutung von Wasserstoff für Verkehr, Industrie und technologische Souveränität Deutschlands.

„Wasserstoff ist vor allem im Lkw-Bereich kein Nischenthema, sondern neben der Elektromobilität ein wichtiger Baustein für Klimaschutz, Versorgungssicherheit und industrielle Wettbewerbsfähigkeit“, erklärte Felix Christian Matthes, kommissarischer Vorsitzender des Nationalen Wasserstoffrats.

Konsultation zum NEP gestartet

Der Vorstandsvorsitzende des FNB Gas, Matthias Jenn, appelliert an die Politik, flankierende Maßnahmen zu prüfen. Anpassungen würden im rollierenden NEP-Prozess vorgenommen. Dafür benötigten die Betreiber Flexibilität, um die Realisierungsgeschwindigkeit an das Transformationstempo anzupassen.

Die Konsultation zum NEP läuft vom 3. bis 27. März 2026. Am 11. März stellen die Netzbetreiber die Ergebnisse in einem öffentlichen Workshop vor. In einem zweiten Schritt wollen sie einen überarbeiteten Entwurf mit weiteren Modellierungen für 2045 sowie marktbasierten Instrumenten vorlegen. Die Einreichung bei der Bundesnetzagentur ist für Mitte 2026 vorgesehen.

Die **Konsultation des Netzplans** steht im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Bundesregierung aktiviert Krisenstab wegen Iran-Krieg



Quelle: Fotolia / Tom-Hanisich

POLITIK. Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche sieht trotz steigender Öl- und Gaspreise infolge des Iran-Kriegs keine Versorgungsengpässe in Deutschland. Krisenmechanismen sind aktiviert.

Der Angriff der USA und Israels auf den Iran hat die Energiepreise deutlich steigen lassen.

Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) erklärte jedoch am Rande einer Veranstaltung in München, die Versorgung mit Öl und Gas sei nicht gefährdet. „Wir sehen keine Knappheiten bei Öl“, sagte sie. Auch im Gasmarkt gebe es „keine physischen Knappheiten“.

Nach Angaben der Ministerin liegen die Füllstände der deutschen Gasspeicher über dem Niveau des Vorjahres. Die jüngsten Preissprünge führt sie auf Marktreaktionen zurück, nicht auf tatsächliche Engpässe. Deutschland beziehe kein Öl aus dem Iran. Zu den wichtigsten Lieferländern zählten Norwegen, Kasachstan und die USA. Verflüssigtes Erdgas komme überwiegend aus den USA, sagte Reiche auf einer regionalpolitischen Jahrestagung in Halle am 3. März.

Märkte reagieren mit Preissprüngen

An den Rohstoffmärkten reagierten die Notierungen deutlich. Nordsee-Öl verteuerte sich zeitweise um rund zehn Prozent auf knapp 80 Dollar pro Barrel. Der Erdgaspreis legte zwischenzeitlich um rund 25 Prozent zu. Eine zentrale Rolle spielt die Straße von Hormus. Durch die Meerenge am Persischen Golf wird rund ein Fünftel der weltweiten Öltransporte verschifft. Der Iran hat den Schiffsverkehr dort eingeschränkt.

Die Preisentwicklung macht sich bereits an den Tankstellen bemerkbar. Nach Angaben des ADAC stieg der bundesweite Durchschnittspreis für Diesel in der morgendlichen Spitze auf 2,05 Euro je Liter. Super E10 kostete zeitweise 1,99 Euro. Im Tagesdurchschnitt lagen die Preise ebenfalls deutlich über dem Niveau der Vorwoche. Der ADAC weist darauf hin, dass sich insbesondere Dieselpreise sensibel gegenüber geopolitischen Krisen entwickeln.

Krisenstäbe aktiviert

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) hat nach Angaben einer Sprecherin seine Krisenmechanismen aktiviert. Reiche bestätigte, die Bundesregierung habe eine Taskforce wieder eingesetzt, die bereits während der Gasmanngelage tätig war. Zudem seien Krisenstäbe aktiviert worden. Konkrete Maßnahmen nannte sie nicht. „Mechanismen, die wir gesetzlich ziehen könnten, jetzt zu diskutieren, hilft nicht“, sagte die Ministerin. Es gebe jedoch entsprechende Instrumente.

Der Wirtschaftsverband Fuels und Energie erklärte zuletzt, Versorgungsengpässe bei Benzin, Diesel, Heizöl oder Flugkraftstoff seien nicht zu erwarten. Deutschland beziehe Rohöl aus rund 30 Ländern. Neben Norwegen und den USA zählen demnach auch Libyen, Kasachstan und Großbritannien zu den Lieferanten.

Wirtschaft befürchtet Verluste

Vertreter der Industrie sehen die Preisentwicklung mit Sorge. Auf der Konferenz in Halle verwies die Hauptgeschäftsführerin des Landesverbands Nordost im Verband der Chemischen Industrie, Nora Schmidt-Kessler, auf die angespannte Lage vieler Unternehmen. In etlichen Bereichen habe die Branche an Wettbewerbsfähigkeit verloren, zahlreiche Firmen schrieben Verluste. Sie forderte Entlastungen bei Energiepreisen, beim Emissionshandel und bei Genehmigungsverfahren.

Auch Carsten Franzke, Geschäftsführer der SKW Stickstoffwerke in Wittenberg, sprach von drei

verlustreichen Jahren. Ohne wettbewerbsfähige Gaspreise funktioniere das Geschäftsmodell eines Düngemittelherstellers nicht, sagte er. Der Präsident der Industrie- und Handelskammer Halle-Dessau, Sascha Gläßer, forderte einen Ausbau des Energieangebots und schnellere Entscheidungen bei Infrastrukturprojekten. Subventionierte Industriestrompreise könnten allenfalls temporär helfen.

Mehr Resilienz durch Erneuerbare Energie

Sachsen-Anhalts Energieminister Prof. Armin Willingmann (SPD) forderte angesichts der akuten Preissprünge, dass sich Deutschland in der Energieerzeugung langfristig unabhängiger aufstellen muss. „Die gerade erst abgekühlte Inflation wird durch die hohen Preise neu befeuert“, erklärte Willingmann.

„Es liegt auf der Hand, dass wir uns neben unverzichtbarem Klimaschutz schlicht auch aus wirtschaftlichen Erwägungen langfristig unabhängiger von Öl und Gas machen sollten“, sagte er. Das gehe am besten mit einem konsequent und effizient betriebenen Ausbau der erneuerbaren Energien und notwendiger Infrastrukturen.

Reiche betonte, die weitere Entwicklung hänge davon ab, wie lange der Konflikt andauere und ob Förderanlagen oder Transportwege betroffen seien. Derzeit sehe sie jedoch keinen Anlass für weitergehende Eingriffe. Die Lage bleibe volatil und werde fortlaufend beobachtet. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Speicherbetreiber appellieren an die Bundesnetzagentur



STROMSPEICHER. 150 Unternehmen wenden sich an die Regulierungsbehörde in Bonn. Sie fordern, die Netzentgeltbefreiung für Batteriespeicher beizubehalten.

Erst waren es 10 Unternehmen, nun sind es 150. Sie wenden sich gegen Pläne der Bundesnetzagentur, die gesetzliche Netzentgeltbefreiung für Speicher vorzeitig zu beenden. Das teilte die Aachener Stadtwerke-Kooperation Trianel mit.

Um das geht es: Am 16. Januar hat die Bundesnetzagentur ein Positionspapier zu Einspeiseentgelten für Speicher veröffentlicht. Darin stellt die Behörde eine Regelung im Energiewirtschaftsgesetz infrage, nach der unter anderem Batteriespeicher für 20 Jahre von Netzentgelten befreit werden, sofern sie vor August 2029 in Betrieb gehen.

Gegen diese Neuregelung wandten sich am 19. Februar zehn Speicherprojektierer in einer gemeinsamen Erklärung unter der Überschrift: „Ohne Vertrauensschutz für Speicher keine notwendigen Milliardeninvestitionen!“ Zu den Erstunterzeichnern zählen unter anderem Trianel, Leag, Iqony und Lichtblick.

Inzwischen hat die Initiative breite Unterstützung aus der Branche erhalten. Nach Angaben von Trianel gehören zu den Zweitunterzeichnern große Energieversorger wie Vattenfall, MVV Energie, die Dortmunder DEW21 und die Berliner Gasag. Auch zahlreiche kleine und mittlere Stadtwerke, etwa aus Elmshorn, Esslingen und Niesky, haben sich angeschlossen. Darüber hinaus unterstützen weitere Speicher- und Erneuerbare-Energien-Projektierer wie Abo Energy und Enertrag sowie Finanzakteure wie die GLS Bank den Appell.

Die Netzentgeltbefreiung für Batteriespeicher gilt seit mehreren Jahren und wurde 2023 vom Gesetzgeber von ursprünglich 2026 auf 2029 verlängert. Nach Darstellung der Bundesnetzagentur soll die 20-jährige

Befreiung jedoch künftig nicht mehr gelten. Stattdessen sollen Speicher, die vor dem Stichtag ans Netz gehen, Einspeiseentgelte zahlen. Kritiker befürchten, dass dies in bereits laufende oder weit fortgeschrittene Projekte eingreift.

„Mit dem Plan, alle Speicher mit Netzentgelten – zudem in unbekannter Art und Höhe – zu belasten, wird bei zahlreichen bestehenden, in Realisierung befindlichen und geplanten Projekten nachträglich in die Geschäftsgrundlage eingegriffen“, wird Sven Becker zitiert, Sprecher der Geschäftsführung der Trianel.

Die große Zahl der Unterstützer zeige, wie relevant das Thema für die Branche sei, so Becker weiter. Vertrauensschutz sei ein hohes Gut. Unternehmen und Finanzinvestoren benötigten Planungssicherheit. „Sollte die Bundesnetzagentur ihr Vorhaben durchziehen, wäre der Schaden für die Energiewende und für den Investitionsstandort Deutschland immens.“ // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Differenzen bei Beurteilung der THG-Quote



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

KLIMASCHUTZ. Im Umweltausschuss des Bundestags haben Verbände und Unternehmen zum Entwurf der Bundesregierung zur Weiterentwicklung der THG-Quote unterschiedlich Stellung bezogen.

Im Umweltausschuss des Deutschen Bundestags ist am 4. März der Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Zweites Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote (THG-Quote) beraten worden. In einer Anhörung bewerteten Sachverständige aus Mineralölwirtschaft, Erneuerbaren-Branche und Umweltverbänden die geplante Umsetzung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED III unterschiedlich.

Alexander Struck von der Bayernoil begrüßte mehrere Punkte des Kabinettsentwurfs. Dazu zählten die verschärfte Betrugsprävention und die Fortschreibung der Quote bis 2040. Beides schaffe Planungssicherheit. Zugleich kritisierte Struck einen „Konstruktionsfehler“: Der Entwurf lege eine höhere Quote als die RED III fest, schränke aber die Erfüllungsoptionen ein. Das führe im europäischen Vergleich zu höheren Energiepreisen und schwäche die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie.

Bayernoil plädiere dafür, biogenen Wasserstoff in Raffinerien auf die THG-Quote anzurechnen. Der Hochlauf von grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biologischen Ursprungs (RFNBO) verlaufe langsamer als erwartet. Zudem sprach sich das Unternehmen für eine breitere Rohstoffbasis beim Co-Processing sowie für die Anerkennung sogenannter Recycled Carbon Fuels (RCF) aus. Laut EU-Vorgaben müssten diese eine Treibhausgasminderung von mindestens 70 Prozent erreichen.

Auch Sascha Wüstenhöfer von Shell Deutschland bewertete die Fortschreibung der THG-Quote über 2030 hinaus als wichtigen Rahmen für Investitionen. Der Entwurf setze Impulse, etwa mit der Abschaffung der Doppelanrechnung fortschrittlicher Biokraftstoffe und der Einführung einer RFNBO-Unterquote. Für einen praxistauglichen Hochlauf seien jedoch weitere Anpassungen notwendig.

Elektrifizierung im Straßenverkehr möglich

Demgegenüber forderte Caroline Tiefenbach von der Deutschen Umwelthilfe (DUH), die THG-Quote nicht weiter anzuheben, sondern abzusenken. Klimaschädliche Erfüllungsoptionen wie Agrokraftstoffe, insbesondere auf Sojabasis, müssten ausgeschlossen werden. Zudem solle der Multiplikator für Ladestrom von drei auf fünf steigen und Bahnstrom als zusätzliche Erfüllungsoption anerkannt werden.

Weitere Wasserstoffarten wie biogener Wasserstoff sollten nach Auffassung der DUH nicht berücksichtigt werden.

Ähnlich argumentierte Nikolas von Wysiecki vom Naturschutzbund Deutschland (Nabu). Die THG-Quote könne nur dann klimapolitisch wirksam sein, wenn klimaschädliche Kraftstoffe aus Anbaubiomasse nicht mehr angerechnet würden. Die Rücknahme der Doppelanrechnung für Annex-IX-A-Kraftstoffe begrüßte der Verband mit Blick auf Betrugsbekämpfung und Klimaschutz. Die Unterquote für E-Fuels im Straßenverkehr solle gesenkt werden, da dort Elektrifizierung möglich sei, während Luft- und Schifffahrt stärker auf diese Kraftstoffe angewiesen seien.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE) unterstützte die Fortschreibung der Quote bis 2040 grundsätzlich. Präsidentin Ursula Heinen-Esser regte an, die THG-Quote bereits 2027 von 16 auf 17,5 Prozent anzuheben, um den Quotenpreis zu stabilisieren und Betrugsfälle mit gefälschten Zertifikaten auszugleichen. Zudem forderte der Verband Vor-Ort-Kontrollen und strengere Sanktionen. Die Mindestquote für RFNBO in Raffinerien solle 2030 bei mindestens 2,5 Prozent, besser bei fünf Prozent liegen. Auch der Einsatz von biogenem Wasserstoff in Raffinerien müsse ermöglicht werden.

Der Biogasrat sprach sich für den Erhalt der Doppelanrechnung fortschrittlicher Biokraftstoffe aus Europa aus. Geschäftsführerin Janet Hochi verwies auf Bio-LNG und Bio-CNG aus Rest- und Abfallstoffen, die in Deutschland produziert würden und zur Versorgungssicherheit beitragen. Die europarechtlich vorgesehene doppelte Anrechenbarkeit in der RED III solle im parlamentarischen Verfahren beibehalten werden.

Benedikt Heyl von Transport & Environment Deutschland (T&E) kritisierte den Entwurf grundsätzlich. Er sprach von einem Eingriff in den Kraftstoffmarkt zugunsten bestehender Anlagen der Mineralölindustrie. Nach Einschätzung von T&E könnten die Preise an der Tankstelle um bis zu 80 Prozent steigen.

Vertreter der Gesellschaft für Fortschritt und Freiheit plädierten für eine technologieoffene und industriepolitisch ambitionierte Umsetzung der RED III. Elektrifizierung allein reiche nicht aus, erklärten sie. Deutschland brauche einen integrierten Ansatz mit flüssigen und gasförmigen erneuerbaren Energieträgern hoher Energiedichte, um Klimaziele, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit zu verbinden.

Im weiteren parlamentarischen Verfahren dürfte sich entscheiden, ob der Gesetzentwurf stärker auf Elektrifizierung ausgerichtet wird oder ob zusätzliche Kraftstoffoptionen breiteren Raum erhalten.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: E&M

Deutlicher PPA-Preisrückgang im Februar

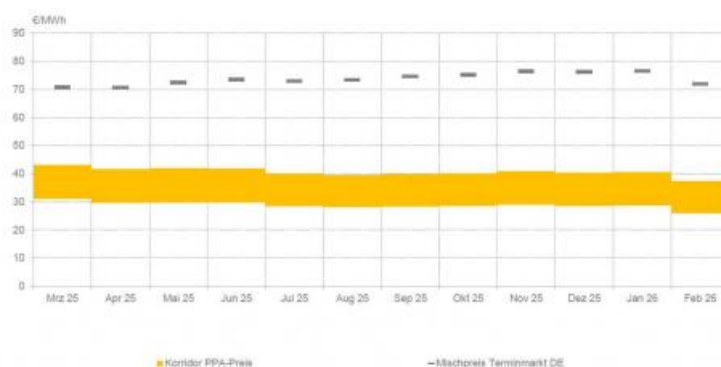
PPA-PREISINDEX. Die Preiskorridore für marktübliche Power Purchase Agreements (PPA) sind im Februar 2026 gefallen. Das ergibt der PPA-Preisindex von E&M und Enervis.

Die erzielbaren Preiskorridore für typische Strom-Direktlieferverträge aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (PPA) haben sich in Deutschland im Februar 2026 – in Abhängigkeit vom Strom-Terminmarkt der Börse EEX – nach unten entwickelt. Das ergeben aktuelle Berechnungen des Analysehauses Enervis für den gemeinsamen PPA-Preisindex mit Energie & Management. Demnach sind die Preise im Terminmarkt im Februar, die die Referenzpreise für PPA bilden, gesunken. Während das Frontjahr 2027 nur noch bei knapp 80 Euro/MWh notiert, sind die Notierungen für die kommenden Quartale ebenfalls gesunken. Das längerfristige Preisniveau notiert sogar bei unter 70 Euro/MWh für die Base-Lieferung.

Grafik 1: Neue PV-Freiflächenanlagen

PPA-Preisindex für neue PV (10-Jahres-PPA)

Verlauf der letzten 12 Monate, PPA-Beginn im Frontmonat



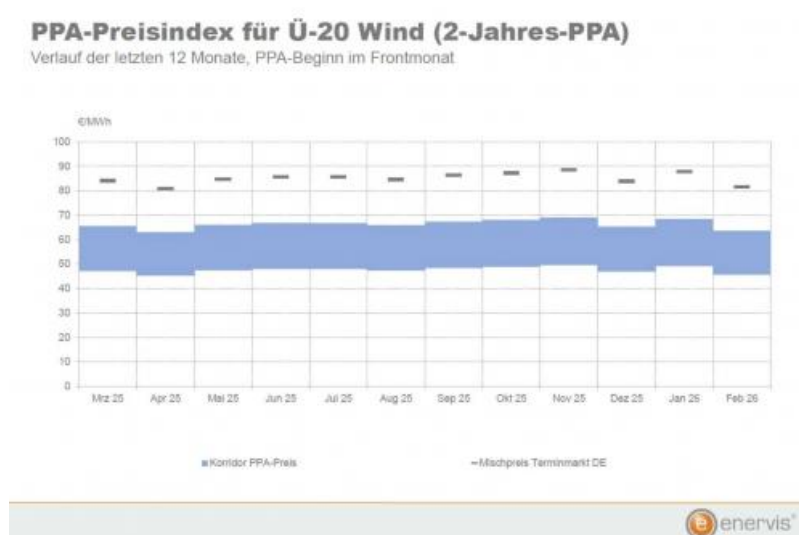
Neue Photovoltaik-Großanlagen konnten in den vergangenen zwölf Monaten in zehnjährigen PPA diese Preis-Bandbreiten erzielen – hat das Analysehaus Enervis für E&M ermittelt

(zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: Enervis

Für PPA auf neue Photovoltaik-Freiflächenanlagen mit zehnjähriger Stromlieferung mit einem Lieferstart im März 2026 lag der Preiskorridor im Februar zwischen 26 Euro/MWh und 37 Euro/MWh. Der dazu korrespondierende Terminmarkt-Mischpreis im Februar für die betreffende PPA-Laufzeit lag bei circa 72 Euro/MWh.

Grafik 2: Onshore-Windenergieanlagen im Bestand



Über 20 Jahre alte Windräder an Land konnten in den vergangenen zwölf Monaten in zweijährigen PPA diese Preis-Bandbreiten erzielen – hat das Analysehaus Enervis für E&M ermittelt

(zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: Enervis

Für PPA auf bestehende, über 20 Jahre alte, ausgeführte Windenergieanlagen an Land (Ü20-Anlagen) mit zweijähriger Stromlieferung vom März an ermittelten die Analysten von Enervis eine realistische Schwankungsbreite im Februar von 46 Euro/MWh bis 64 Euro/MWh. Diese hängt neben dem Terminmarkt-Mischpreis von Standort, Anlagentyp und weiteren PPA-Parametern ab. Die PPA-Preisrange liegt somit oberhalb des Niveaus des Vormonats Januar. Der Terminmarkt-Mischpreis, der die Referenz für diesen PPA-Preis darstellt, lag bei rund 82 Euro/MWh und damit niedriger als noch im Vormonat

Die Methodik des PPA-Preisindex

Auf die Marktpreis-Bandbreiten von PPA kommen die Analysten von Enervis so: Sie nehmen vom ermittelten durchschnittlichen Preis der jeweils einschlägigen Terminmarkt-Lieferprodukte auf dem Graustrom-Terminmarkt der Börse EEX – dem Dreh- und Angelpunkt für die Bepreisung dieser langfristigen Direktlieferverträge – verschiedene Ab- und Zuschläge vor:

- für das technologie- und standortspezifische Einspeiseprofil
- sowie für energiewirtschaftliche Abwicklung und Risikoprämie
- Dann schlagen sie aktuelle Preis-Bandbreiten für Herkunftsnachweise (HKN) auf ([näheres zur Methodik sowie Nutzungshinweise](#)). Denn Strom aus grünen PPA erhält in der Regel im Gegensatz zur geförderten Direktvermarktung HKN und darf auch als Ökostrom verkauft werden.

// VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)

Deutschland schließt LNG-Liefervertrag mit Argentinien



Das offizielle Pressefoto der Vertragsunterzeichnung. Quelle: Sefe

GAS. Die staatliche Energiegesellschaft Sefe hat mit einem argentinischen Unternehmen einen langjährigen Liefervertrag für LNG unterzeichnet.

Im Dezember wurde eine Absichtserklärung unterzeichnet, nun folgen die handfesten Lieferverträge. Die bundeseigene Energiegesellschaft Securing Energy for Europe (Sefe), die frühere Gazprom Germania, hat mit dem argentinischen Unternehmen Southern Energy (Sesa) einen langfristigen Liefervertrag über Flüssigerdgas unterzeichnet.

Die Vereinbarung sieht vor, dass Sefe über einen Zeitraum von acht Jahren jährlich zwei Millionen Tonnen LNG auf FOB-Basis (free on board) abnimmt. Das entspricht rund 30 Milliarden kWh Erdgas pro Jahr. „Die ersten Lieferungen sind für Ende 2027 geplant“, heißt es in einer Mitteilung von Sefe.

Mit der Vereinbarung wird Sefe zugleich der erste langfristige Abnehmer von LNG aus Argentinien. Nach Unternehmensangaben entspricht das vereinbarte Liefervolumen etwa einem Drittel der geplanten jährlichen LNG-Produktion von Southern Energy.

„Dank der engen und fokussierten Zusammenarbeit beider Unternehmen ist es uns gelungen, die Absichtserklärung in etwas mehr als drei Monaten in einen vollumfänglichen Liefervertrag zu überführen“, teilt Frederic Barnaud mit, Chief Commercial Officer von Sefe. Ab 2027 wird das Unternehmen nicht nur das erste deutsche Energieunternehmen sein, das LNG aus Argentinien bezieht, sondern zugleich der erste langfristige LNG-Kunde des Landes weltweit.

Southern Energy ist ein Konsortium aus fünf Unternehmen, zu denen auch die staatliche argentinische Ölgesellschaft YPF gehört. Ziel des Zusammenschlusses ist der Aufbau eines groß angelegten argentinischen LNG-Exportprojekts. Grundlage dafür sind zwei schwimmende LNG-Terminals, die zusammen eine Verflüssigungskapazität von rund sechs Millionen Tonnen pro Jahr erreichen sollen.

Das Erdgas soll aus dem Schiefergasfeld „Vaca Muerta“ im Neuquen-Becken in Patagonien stammen. Das Gebiet zählt zu den größten bekannten Ölschiefervorkommen weltweit.

Sefe ist generell auf der Suche nach internationalen Lieferquellen für LNG, um weiter den Ausfall von russischem Pipelinegas zu kompensieren und auch um das LNG-Bezugsportfolio zu diversifizieren. Das Unternehmen setzt dabei auf langfristige Liefervereinbarungen mit Produzenten in verschiedenen Weltregionen.

So hat Sefe bereits einen LNG-Liefervertrag mit Adnoc Gas aus den Vereinigten Arabischen Emiraten ausgehandelt. Die im Juli 2025 geschlossene Vereinbarung hat eine Laufzeit von drei Jahren und umfasst insgesamt 0,7 Millionen Tonnen LNG. Der Auftragswert liegt laut Sefe bei rund 400 Millionen US-Dollar.

Sefe ist die verstaatlichte Gazprom Germania mit Sitz in Berlin. Nach eigenen Angaben beliefert der Konzern mit einem jährlichen Absatz von rund 200 Milliarden kWh mehr als 50.000 Kunden in Europa, darunter Stadtwerke und Industrieunternehmen. // VON STEFAN SAGMEISTER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Ontras bestellt Rohre fürs Kernnetz



Quelle: Shutterstock / petrmalinak

WASSERSTOFF. Ontras hat bei Mannesmann rund 100 Kilometer Rohre für zwei Abschnitte der H₂-Leitung Salzgitter – Angersdorf bestellt. Die Pipeline soll ab 2029 Wasserstoff transportieren.

Die Ontras Gastransport GmbH hat einen Vertrag über die Lieferung von rund 100 Kilometern Großrohren geschlossen. Auftragnehmer sind die Mannesmann Linepipe GmbH und die Mannesmann Großrohr GmbH, beide Hersteller von Stahlrohren für Energieinfrastruktur. Laut dem Fernleitungsnetzbetreiber für Erdgas in Ost- und Mitteldeutschland aus Leipzig handelt es sich um die größte Einzelbeschaffung in der Unternehmensgeschichte.

Die Rohrleitungen sind für zwei neu zu errichtende Abschnitte der Ferngasleitung 702 vorgesehen. Diese Trasse verbindet die Stahlregion um Salzgitter in Niedersachsen mit dem mitteldeutschen Chemie- und Industriestandort Angersdorf in Sachsen-Anhalt. Künftig soll sie Wasserstoff transportieren und Teil des bundesweiten Kernnetzes werden.

Ontras beziffert das Auftragsvolumen auf einen mittleren zweistelligen Millionenbetrag in Euro. Die bestellten Leitungsstücke haben die Dimensionen von rund 80 beziehungsweise 60 Zentimetern. Produziert werden sie nach Unternehmensangaben in europäischen Werken. Die Auslieferung an die Baustellen entlang der Trasse soll ab 2027 schrittweise erfolgen.

Inbetriebnahme der Gesamtstrecke 2029 geplant

Ontras-Geschäftsführer Ralph Bahke, zuständig für Steuerung und Entwicklung, erklärt, mit der Auswahl der Lieferanten mache das Unternehmen einen weiteren Schritt zur geplanten Fertigstellung der Leitung. „Die Ferngasleitung 702 wird im deutschlandweiten Wasserstoff-Kernnetz eine zentrale Funktion übernehmen“, erklärte Bahke.

Das Wasserstoff-Kernnetz hatte die Bundesnetzagentur im Oktober 2024 genehmigt. Es soll zentrale Industrie- und Erzeugungsstandorte miteinander verbinden und den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft unterstützen. Ontras steuert nach eigenen Angaben rund 600 Kilometer Leitungen in Mittel- und Ostdeutschland zu diesem Netz bei. Dieses sogenannte H₂-Startnetz basiert teilweise auf bestehenden Erdgasleitungen, die auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden.

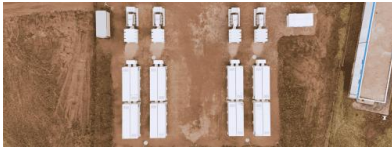
Bei der Ferngasleitung 702 handelt es sich um eine ursprünglich für Erdgas errichtete Leitung. Teile der bestehenden Infrastruktur können nach technischer Prüfung und Genehmigung durch unabhängige Sachverständige auf Wasserstoff umgerüstet werden. In zwei Abschnitten ist jedoch ein Neubau erforderlich.

Geplant sind 67 Kilometer neue Leitung zwischen Salzgitter und Wefensleben im Landkreis Börde sowie weitere 34 Kilometer zwischen Preußlitz bei Bernburg und Angersdorf bei Teutschenthal nahe Halle. Für beide Projekte sollen 2026 die Planfeststellungsverfahren starten. Nach aktuellem Planungsstand rechnet Ontras mit einem Baubeginn ab 2027 beziehungsweise 2028.

Die Transportbereitschaft der Gesamtstrecke strebt das Unternehmen für Dezember 2029 an. Ab diesem Zeitpunkt will Ontras die Leitung in den kommerziellen Betrieb überführen und Kunden mit Wasserstoff versorgen. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Virtuelle Batteriescheibe von Vattenfall in der Vermarktung



Vattenfall und Terralayr starten die Vermarktung virtueller Speicherkapazität.
Quelle: Vattenfall

STROMSPEICHER. Die Flexibilität im Stromnetz schreitet voran. Vattenfall steuert und vermarktet nun sukzessive acht Großbatterien über eine flexible Plattform des Technik-Unternehmens Terralayr.

Vattenfall macht die Leistung einer ersten Großbatterie für ein dezentrales Speicher-Netzwerk verfügbar. 5 MW sind im ersten Schritt flexibel und digital über eine von Terralayr angebotene Plattform abrufbar.

Bei der Kooperation des schwedischen Energieunternehmens und der Schweizer Tech-Firma funktioniert das nach dem Prinzip, Speicherbesitz und Bewirtschaftung zu trennen. Das virtuelle Speicherportfolio ist theoretisch für alle interessierten Besitzer von Großbatterien offen, Vattenfall ermöglicht ihrer Energie den Zugang zum Markt und dadurch Einnahmen. Wer selbst Energiehandel betreibt, kann auf die Plattform namens Layr als technische Infrastruktur zurück.

Vattenfall hat zum Start damit begonnen, die erste „Scheibe“ aus Terralayrs Batteriepool zu vermarkten. Im Endausbau will der Energieriese dann 55 MW an Speicherkapazität so steuern können. Der Ansatz erlaubt es, auch kleinere Anlagen in Vermarktungsmodelle einzugliedern. Dazu ist die dezentrale Aufstellung von Vorteil, sobald einer der Speicher nicht nutzbar ist; in diesem Fall springen die anderen Batterien im virtuellen Netz ein. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

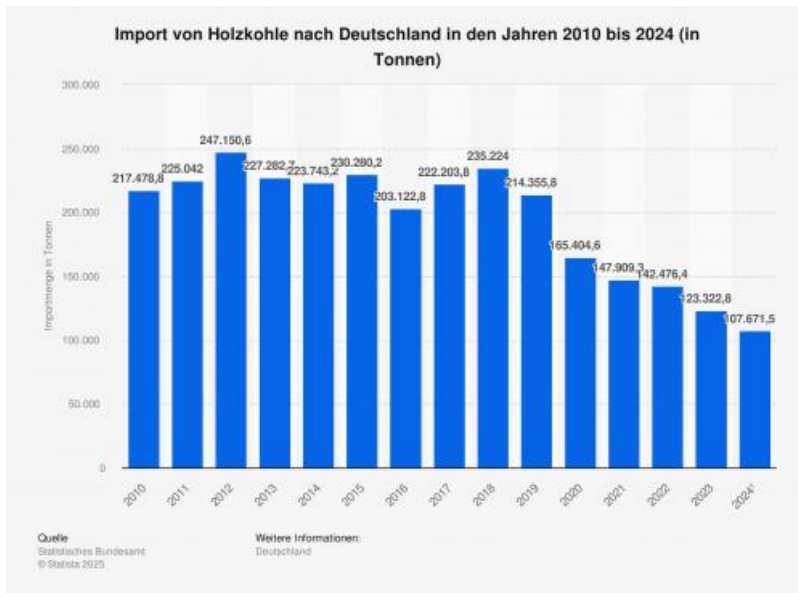
Import von Holzkohle nach Deutschland von 2010 bis 2024



Quelle: E&M / Pixabay

STATISTIK DES TAGES.

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



(Zur Vollansicht auf die Grafik klicken)

Quelle: Statista

Im Jahr 2024 wurden rund 107.672 Tonnen Holzkohle nach Deutschland importiert. Damit ist die Importmenge im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Der Brennstoff wird in Deutschland unter anderem zum Grillen verwendet. // **VON REDAKTION**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: ZWM

Geothermieprojekt erhält „Claim“

GEOTHERMIE. Im Umland von München wollen zwei Gemeinden und die Stadtwerke München heißes Wasser für die Wärmeversorgung nutzen. Nun wurde die **Aufsuchungserlaubnis erteilt.**

Von einem Meilenstein spricht die „Zukunftswärme M West GmbH“ (ZWM). Und warum auch nicht: Die Gesellschaft hat nun die „Erlaubnis zur Aufsuchung von Erdwärme zu gewerblichen Zwecken“, kurz „Aufsuchungserlaubnis“ oder auch „Claim“ genannt, erhalten, heißt es in einer Mitteilung. Die Stadtwerke München und die Münchener Umlandstädte Puchheim und Germering wollen das Potenzial der Tiefengeothermie für die Wärmeversorgung nutzen.

Mit der Aufsuchungserlaubnis kann die ZWM in einem definierten Gebiet von rund 72 Quadratkilometern in und um Germering und Puchheim sowie in angrenzenden Kommunen nach heißen Quellen suchen und – wichtig – diese auch erschließen. Der Antrag war im August 2025 beim bayerischen Wirtschaftsministerium eingereicht worden.

Wie wichtig der Bescheid ist, darauf verweist Christine Cröniger, Geschäftsführerin der ZWM. Denn das Aufsuchungsgebiet „steckt für die Zukunftswärme den wesentlichen Rahmen für die weiteren Aktivitäten ab“. Sie verweist allerdings auch darauf, dass bis Wärme aus der Tiefe strömen kann, noch viele weitere Genehmigungen notwendig seien.

Im nächsten Schritt soll im Claim-Gebiet eine Machbarkeitsstudie durchgeführt werden. Ziel ist es, geeignete Flächen für einen möglichen Geothermiestandort zu identifizieren. Die Flächen werden aus geologischer, technischer, wirtschaftlicher und raumplanerischer Perspektive untersucht und bewertet. Nach aktuellem Planungsstand ist eine Standortentscheidung im Herbst 2026 vorgesehen.

Inbetriebnahme nach 2033 vorgesehen

Vorgesehen ist, rund 50 Prozent der Kosten für die Machbarkeitsstudie über eine Bundesförderung abzudecken. Allerdings warte man noch auf den entsprechenden Bescheid. Den notwendigen Antrag hat die ZWM im Herbst 2025 beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle eingereicht.

Derzeit wird von einer frühestmöglichen Inbetriebnahme im Jahr 2033 ausgegangen. Geplant ist eine Geothermieranlage mit einer Leistung von 52 MW, die den langfristig erwarteten Wärmebedarf der drei Partner decken soll. Nach aktuellem Stand wird ein Standort mit acht Bohrungen angenommen. Die erwartete Thermalwassertemperatur liegt bei rund 90 Grad Celsius.

Mit der ZWM bündeln die Stadtwerke München sowie die Städte Germering und Puchheim ihre Aktivitäten im Bereich der Tiefengeothermie. Die Stadtwerke München betreiben bereits mehrere Geothermieranlagen in München und der Region und bringen entsprechende Erfahrung in das Projekt ein.

Die Kooperation dient auch der finanziellen Absicherung des Vorhabens, da Investitionen auf mehrere Partner verteilt werden. Zudem ist vorgesehen, dass überschüssige Wärme in der Anlaufphase durch die Stadtwerke München abgenommen werden kann. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Eon

Netzanschlüsse im Zwei-Minuten-Takt

STROMNETZ. Der Energiekonzern Eon zählt 110.000 MW Gesamtkapazität Erneuerbarer-Energien-Anlagen an seinen Stromnetzen.

Nach Rechnung des Essener Energieriesen sind neue Netzanschlüsse bei ihm eine Frage von Minuten: „Rein rechnerisch wird alle zwei Minuten ein Anschluss im Eon Netz realisiert“, teilt das Unternehmen jetzt mit. Bei Ahlum, zwischen Braunschweig und Wolfenbüttel, zählte Deutschlands größter Verteilnetzbetreiber am 4. März die 2 Millionste Erneuerbare-Energien-Anlage an seiner Infrastruktur – ein Windpark im Netzgebiet der Tochtergesellschaft Avacon.

„Die erste Million dauerte über 15 Jahre, die zweite Million folgte innerhalb von nur zweieinhalb Jahren. Das ist eine enorme Leistung und zeigt das Tempo, mit dem wir unser Energiesystem umbauen“, kommentiert Eon-Netzvorstand Thomas König das Jubiläum. Allein in den vergangenen beiden Jahren habe man fast 10 Milliarden Euro in das deutsche Netzgeschäft investiert – vorrangig für Neuanschlüsse und die Modernisierung der Netzinfrastuktur, heißt es aus der Konzernzentrale. Rund 6.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter seien seit 2021 in der Netzsparte hinzugekommen.

Rund 70 Prozent der Leistung aller Windkraftanlagen an Land und knapp 50 Prozent aller Photovoltaik-Anlagen seien bei den regionalen Netzbetreibern des Konzerns angeschlossen. Die Gesamtkapazität der Erneuerbare-Energien-Anlagen beziffert Eon auf rund 110.000 MW.

Neue Regeln für „die zweite Hälfte der Energiewende“ gefordert

„Für die zweite Hälfte der Energiewende und dem erwarteten Anschluss weiterer Millionen von Anlagen brauchen wir jetzt neue Regeln – beim Netzanschlussprozess, bei den Genehmigungen für den Netzausbau und beim regionalen Zubau neuer Erneuerbarer-Energie-Anlagen“, fordert König.

Kritiker werfen Eon vor, beim Netzausbau künftig bremsen zu wollen. Eon-Konzernchef Leonhard Birnbaum fordert von der Politik, den Ausbau der Erneuerbaren an den Netzausbau zu koppeln.

Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) sieht das ähnlich. Nach Plänen aus ihrem Haus soll der Zubau von neuen Anlagen mit dem Netzausbau synchronisiert werden. Dies soll Kosten senken.

Der Windkraftpionier Johannes Lackmann wandte sich im Dezember in einen offenen Brief an den Eon-Chef: „Die Netze haben eine dienende Funktion – sie müssen dem Bedarf der Menschen und der Wirtschaft folgen, nicht umgekehrt“, schrieb er.

Die Bundesnetzagentur weist im Marktstammdatenregister (Stand: 17. Februar 2026) bundesweit 5.761.232 in Betrieb befindliche solare Stromerzeugungseinheiten aus; mitgezählt sind vorübergehend stillgelegte Anlagen. Die Gesamtleistung der Anlagen beziffert die Behörde auf 118.493 MW. Die Zahl der Windenergieanlagen an Land beträgt 30.334, deren Leistung summiert sich auf 68.315 MW. Für Offshore-Windkraft zählt die Netzagentur 1.688 Anlagen mit einer Leistung von 9.859 MW. Die Zahl der Biomasse-Anlagen beläuft sich auf 22.053. Sie haben eine Gesamtleistung von 9.215 MW. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

EWE Netz sichert sich Anschlussoption an H2-Kernnetz



Quelle: Shutterstock / petrmalinak

WASSERSTOFF. OGE und EWE NETZ sichern mit einem T-Stück am Nordsee-Ruhr-Link III eine mögliche Anbindung des regionalen Netzes im Emsland an das künftige deutsche Wasserstoff-Kernnetz.

Die Gasnetzbetreiber Open Grid Europe (OGE) und EWE NETZ haben eine Vereinbarung über ein sogenanntes T-Stück an der geplanten Wasserstoffleitung Nordsee-Ruhr-Link III unterzeichnet. Damit erhält der regionale Verteilnetzbetreiber die Option, sein Netz im Emsland künftig an die bundesweite Wasserstoff-Transportinfrastruktur anzuschließen.

Ein T-Stück bezeichnet eine vorbereitete Abzweigung von einer Hauptleitung. Die Rohrverbindung hat die Form des Buchstabens „T“: Von der Hauptleitung zweigt ein seitlicher Anschluss ab, über den später eine

zusätzliche Leitung angebunden werden kann. Im Fall des Nordsee-Ruhr-Link III dient das T-Stück als mögliche Schnittstelle zwischen dem überregionalen Wasserstoff-Kernnetz und regionalen Verteilnetzen. Über diese Abzweigung könnten künftig industrielle Standorte, kommunale Projekte oder weitere Großabnehmer im Emsland an die Fernleitung angeschlossen werden.

Die Leitung Nordsee-Ruhr-Link III soll eine wichtige Transportachse bilden, um Wasserstoff aus dem wind- und importstarken Norden in die industriellen Verbrauchszentren im Westen Deutschlands zu bringen. Nach den aktuellen Planungen des Kernnetzes soll die etwa 122 Kilometer lange Pipeline 2027 in Betrieb gehen. Sie soll von Bunde in Ostfriesland durch das Emsland bis nach Wetringen in Nordrhein-Westfalen verlaufen. Über weitere Leitungen des Kernnetzes soll der Wasserstoff anschließend zu industriellen Abnehmern und anderen Verbrauchssektoren transportiert werden.

Noch keine unmittelbare Investition oder Kapazitätsbuchung

Für den Aufbau des Kernnetzes wurden OGE und weitere Fernleitungsnetzbetreiber im Oktober 2024 von der Bundesnetzagentur und der Bundesregierung beauftragt. Ziel ist es, zentrale Produktions- und Verbrauchsstandorte für Wasserstoff miteinander zu verbinden und zugleich Importkorridore aus dem Norden in das nationale System einzubinden.

Für die Region Emsland eröffnet die Infrastruktur Perspektiven für Erzeuger und Verbraucher von Wasserstoff. Möglich wird dies unter anderem durch vorbereitete Anschlussstellen entlang der Trasse. In diesem Zusammenhang hat sich EWE NETZ ein T-Stück am Standort Dörpen gesichert.

Mit der Vereinbarung wird zunächst lediglich die technische Anschlussoption gesichert. Nach Angaben der Unternehmen ist damit weder eine unmittelbare Investition in eine Anschlussleitung noch eine verbindliche Buchung von Transportkapazitäten im OGE-Netz verbunden.

Detlef Brüggemeyer, technischer Geschäftsführer von OGE, erklärte, er begrüße es, dass sich neben dem Landkreis Emsland und weiteren Netzbetreibern auch EWE NETZ einen Anschluss am Nordsee-Ruhr-Link III gesichert habe und damit den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft unterstütze.

Jörn Machheit, Geschäftsführer von EWE NETZ, betonte, der Wasserstoffhochlauf könne nur funktionieren, wenn regionale Netze frühzeitig mitgedacht würden. Mit der Anschlussoption in Dörpen sichere das Unternehmen eine Verbindung zwischen dem geplanten Kernnetz und der eigenen regionalen Netzinfrastruktur.

Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ergänzt die Transformation der Strom- und Gasnetze. Für Netzbetreiber bedeutet dies, vorhandene Leitungen und Systeme schrittweise auf den Transport klimaneutraler Gase auszurichten und mit neuen Transportnetzen zu verknüpfen. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

EnBW kooperiert mit neuem Partner für Schnellladetechnik



XCharge am Schnellladepark EnBWCity
Quelle: EnBW und XChargeEuropeGmbH /
Enre_Dulic

MOBILITÄT. Schnellladen mit 400 kW und mehr: Das ist das Ziel der Zusammenarbeit von EnBW und XCharge. Ein Felddtest verlief zuvor erfolgreich.

Der Energieversorger EnBW und der Ladeinfrastrukturhersteller XCharge haben einen mehrjährigen Rahmenvertrag für Schnellladetechnik geschlossen. Die Vereinbarung umfasst Hard- und Software für leistungsstarke Ladestationen und sieht auch eine gemeinsame Weiterentwicklung der Systeme vor, wie die Unternehmen mitteilen.

Im Mittelpunkt stehen Schnellladestationen mit einer Leistung bis zu 400 kW und perspektivisch darüber hinaus. Nach Angaben der Partner sollen die Systeme in den kommenden Jahren in neuen Schnellladeparks der EnBW zum Einsatz kommen.

Grundlage der Zusammenarbeit ist ein Feldtest, der seit mehr als zwei Jahren läuft. Seit Dezember 2025 betreibt EnBW außerdem zehn Schnellladestationen des Typs „C7 Ultra-Fast Charger“ von XCharge an vier Standorten: am Unternehmenssitz EnBW City in Stuttgart, an der Autobahn A8 in Rutesheim sowie an zwei Standorten in Karlsruhe. Die Stationen bieten bis zu 400 kW Ladeleistung und wurden nach Unternehmensangaben in mehr als 20.000 Ladevorgängen erprobt.

Mit der Vereinbarung erweitert EnBW die Lieferantenbasis im Bereich Schnellladen. „Vor dem Hintergrund globaler Unsicherheiten und volatiler Lieferketten gewinnt die Diversifizierung der Lieferantenbasis zunehmend an Bedeutung“, lässt sich Martin Roemheld, CEO von „EnBW mobility+“ zitieren: „Durch eine breitere Basis sichern wir die Qualität unseres Schnellladenetzes langfristig und stärken gleichzeitig unsere Resilienz.“

Die ersten neuen EnBW-Schnellladeparks mit Ladestationen von XCharge sollen in den nächsten Wochen in die Umsetzung gehen. Beide Partner wollen die Technologie künftig gemeinsam weiterentwickeln. Zugleich erhält EnBW im Rahmen der Partnerschaft exklusiven Zugang zu Neuentwicklungen des Herstellers.

Nach Unternehmensangaben betreibt EnBW mit dem EnBW Hyper Netz derzeit mehr als 8.000 Schnelladepunkte in Deutschland. Bis 2030 plant der Energieversorger den Ausbau auf bis zu 20.000 Schnelladepunkte.

XCharge hat seine europäischen Aktivitäten unter anderem in Hamburg und Madrid gebündelt. Zudem plant das Unternehmen einen Produktionsstandort im spanischen Valencia, an dem künftig Ladestationen für den europäischen Markt gefertigt werden sollen. // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

Heizungsbauer Ariston macht in Deutschland gute Geschäfte



Quelle: Ariston Group

BILANZ. Die internationale Ariston Group profitiert vom Boom bei Wärmepumpen. Auch wegen der guten Geschäfte in Deutschland.

Die italienische Ariston Group ist im Jahr 2025 weiter gewachsen. Der Nettoumsatz lag bei 2,71 Milliarden Euro und damit rund 3 Prozent über dem Vorjahreswert. Wachstumstreiber sei vor allem Europa gewesen, wo sich insbesondere Heizungswärmepumpen in Deutschland stark entwickelten, teilte der Heizungshersteller bei Vorlage der Geschäftszahlen 2025 mit.

Auch beim Ergebnis legte Ariston zu. Der bereinigte Gewinn vor Zinsen und Steuern (Ebit) erreichte 193 Millionen Euro, was einer Marge von 7,1 Prozent entspricht. Damit verbesserte sich die Profitabilität gegenüber dem Vorjahr um einen Prozentpunkt. Gleichzeitig sank die Nettoverschuldung auf 574 Millionen Euro, nach 603 Millionen Euro zum Ende des Jahres 2024.

Für das laufende Jahr erwartet das Unternehmen weiteres Wachstum. Prognostiziert wird ein Anstieg des Nettoumsatzes zwischen 1 und 4 Prozent. Treiber sollen eine allmähliche Erholung der europäischen Heizungsnachfrage, stabile Geschäfte im Bereich Warmwasser sowie ein breit diversifiziertes Produktportfolio sein.

Die Ariston Group mit Sitz in Fabriano beschäftigt rund 11.000 Mitarbeiter, ist in 41 Ländern direkt vertreten und betreibt weltweit 32 Produktionsstandorte sowie 31 Forschungs- und Entwicklungszentren. Unter der Marke Ariston vertreibt der Konzern weltweit Systeme für Warmwasser und Heiztechnik, darunter Wärmepumpen, hybride Heizsysteme und Solarthermie.

Die deutsche Marke Wolf mit Sitz im bayerischen Mainburg konzentriert sich auf Heiztechnik und Klimasysteme für Wohn- und Gewerbegebäude. Der Hersteller Brink wiederum steht innerhalb der Gruppe vor allem für Lüftungstechnik und Systeme zur kontrollierten Wohnraumlüftung. Weitere Marken des Konzerns sind unter anderem Elco, Atag oder Domotec, die in verschiedenen regionalen Märkten tätig sind.

Vorstandschef Maurizio Brusadelli verweist auf die Rolle erneuerbarer Heiztechnologien für das Wachstum des Unternehmens. „Im Jahr 2025 zeigte der Markt erste Anzeichen einer Erholung, unterstützt durch das Wachstum erneuerbarer Technologien in Deutschland. Unsere starke Position in diesem Schlüsselmarkt hat es uns ermöglicht, die Expansion von Wärmepumpen vollständig zu nutzen“, erklärte der CEO.

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Olching nabelt sich von Schwäbisch-Hall ab



Quelle: Jonas Rosenberger

STADTWERKE. Die Stadt Olching hat beim kommunalen Versorgungsunternehmen jetzt allein das Sagen.

Mehrheitsgesellschafterin war die Stadt von Anfang an, nun gehören ihr die Stadtwerke zu 100 Prozent. Wie die 27.000 Einwohner zählende Kommune im oberbayerischen Landkreis Fürstentum Olching mitteilt, hat sie den 49-Prozentanteil der Stadtwerke Schwäbisch-Hall an dem Olchinger Versorger übernommen. „Alle strategischen Entscheidungen rund um Energie, Wärme und Infrastruktur bleiben damit direkt vor Ort“, heißt es aus Olching.

Bürgermeister Andreas Magg (SPD) verweist auf die „langjährige vertrauensvolle Unterstützung“ der Stadtwerke Schwäbisch Hall beim „Aufbau unseres Stadtwerks“. Jetzt sei der richtige Zeitpunkt, um „eigenständig und weiterhin kraftvoll die energiepolitischen Chancen und Herausforderungen unserer Heimatstadt anzugehen“, so das Stadtoberhaupt.

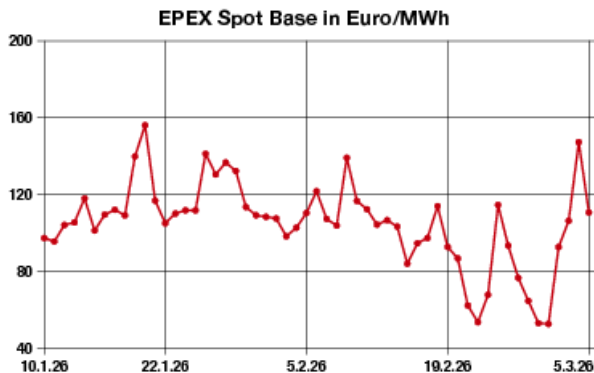
Das Unternehmen wurde im Jahr 2009 als „Energieversorgung Olching GmbH“ gegründet. Im selben Jahr erhielt es die Konzession für das Stromnetz der Gemeinde Olching und startete den Vertrieb von Gas und Strom. Ein 51-Prozentanteil des Versorgers war von Anfang an in bayerischer Hand. Im Jahr 2014 erfolgte die Umfirmierung zur Stadtwerke Olching GmbH. Im Jahr 2024 erzielten die Stadtwerke ein Ergebnis nach Steuern in Höhe von 475.000 Euro. Die Zahl der Mitarbeitenden gibt das Unternehmen aktuell mit 21 an.

// VON MANFRED FISCHER

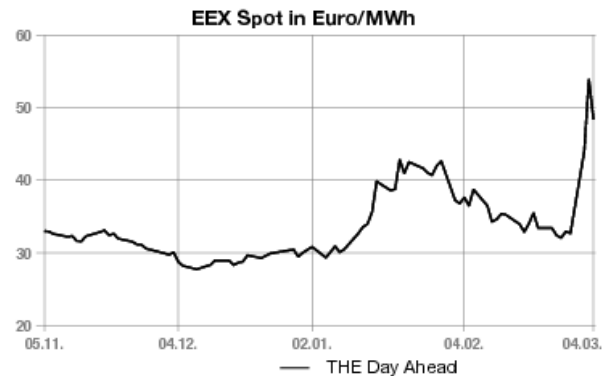
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Märkte legen Verschnaufpause ein



Quelle: E&M

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

Fast durch die Bank schwächer haben sich die Energiemärkte am Mittwoch präsentiert. Nach der kräftigen Rally der Vortage haben die Märkte mit ersten vorsichtigen Entspannungssignalen eine Verschnaufpause eingelegt. Am Strommarkt gerieten die kurzfristigen Kontrakte deutlich unter Druck, auch das Frontjahr gab spürbar nach. Auch am CO₂-Markt setzte eine Korrektur ein, die Notierungen folgten den schwächeren Gaspreisen und rutschten wieder in Richtung der Marke von 70 Euro. Am Gasmarkt selbst kam es nach den massiven Aufschlägen infolge der Eskalation im Nahen Osten zu Gewinnmitnahmen.

Strom: Der deutsche OTC-Strompreis hat zur Mitte der Woche Abgaben verzeichnet. Der Day-ahead verlor in der Grundlast 36,75 auf 111,00 Euro je Megawattstunde und in der Spitzenlast 47,50 auf 94,75 Euro je Megawattstunde. An der Börse kostete der Donnerstag 110,86 Euro im Base und 94,37 Euro im Peak. Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte dem Dienstleister Eurowind zufolge am Donnerstag deutlich über dem Niveau vom Mittwoch liegen. Für den weiteren Verlauf der Woche wird eine schwankende Einspeiseleistung in Aussicht gestellt. Das US-Wettermodell sieht bis zum Ende des Prognosezeitraums am 19. März unterdurchschnittliche Werte für Windstrom.

Die Temperaturen dürften in diesem Zeitraum weitgehend im überdurchschnittlichen Bereich liegen, erst ab dem 18. März soll es demnach etwas kühler werden.

Am langen Ende des Strommarktes verlor das Frontjahr 2,81 auf 85,33 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Mittwoch nachgegeben. Der Dec 26 verlor bis gegen 14.00 Uhr 2,58 auf 70,75 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 26,3 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 73,80 Euro, das Tief bei 70,56 Euro.

Die CO₂-Preise folgten damit den Gasnotierungen und legten ebenfalls eine Verschnaufpause ein. Dennoch bleibe die Nervosität der Energiemärkte angesichts der ungewissen geopolitischen Lage aber bestehen, hieß es aus dem Handel.

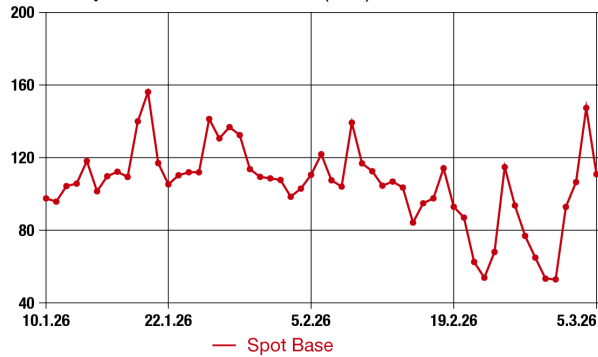
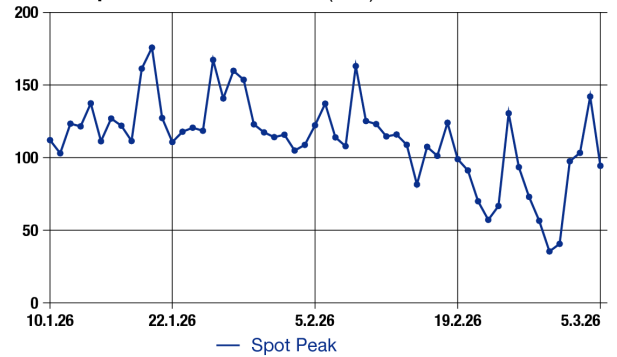
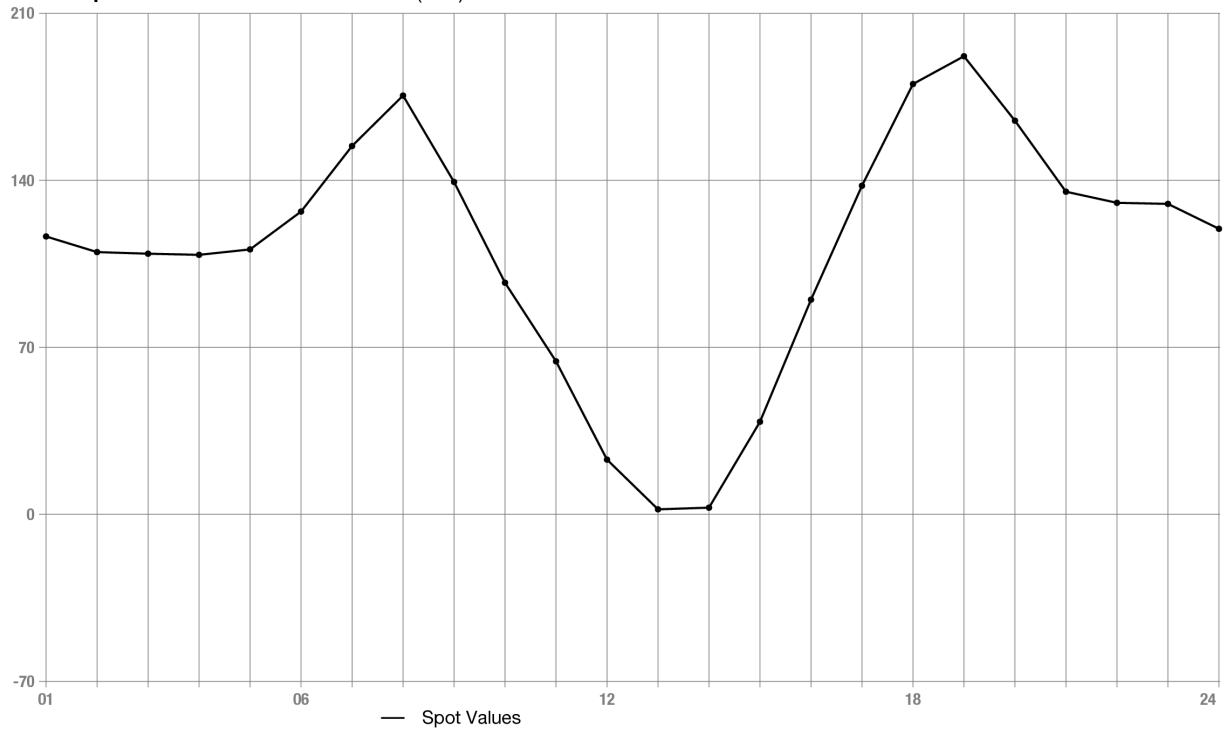
Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben am Mittwoch den Rückwärtsgang eingelegt und einen Teil ihrer Gewinne wieder abgegeben. Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 14.00 Uhr 2,695 auf 51,450 Euro je Megawattstunde.

Hintergrund waren Berichte, dass der Iran möglicherweise bereit ist, über eine Beendigung des Nahostkonflikts zu verhandeln, wie Trading Economics berichtet. Obwohl das Angebot Hoffnungen weckte,

bleiben US-Beamte skeptisch, dass eine der beiden Seiten zu einer kurzfristigen Lösung bereit ist. Die weltweit größte LNG-Anlage in Katar bleibt weiterhin außer Betrieb, und die Straße von Hormus ist weitgehend gesperrt, was Befürchtungen einer größeren Versorgungskrise schürt. Die Versorgung Europas ist noch nicht direkt betroffen, da die für März geplanten Lieferungen bereits unterwegs sind, aber der Kontinent bleibt anfällig, da die Lagerbestände niedrig sind und große Mengen benötigt werden, um die Reserven in diesem Sommer wieder aufzufüllen.

Auch die Ankündigung von US-Präsident Donald Trump, die USA würden „so schnell wie möglich“ Tanker durch die Straße von Hormus eskortieren und zudem eine Risikoabsicherung für Schiffe bereitstellen, die das Gebiet passieren, dürfte nach Einschätzung von Analysten nur eine kurzfristige Erleichterung bringen. In den vergangenen Tagen waren die Gaspreise zwischenzeitlich auf den höchsten Stand seit mehr als drei Jahren gestiegen. Hauptgrund ist ein Lieferstopp von Flüssigerdgas (LNG) aus dem wichtigen Förderland Katar seit Beginn der Woche. Nach Einschätzung von Marktbeobachtern suchen Kunden aus Asien derzeit fieberhaft nach Alternativen für ausfallende Gaslieferungen, was auch die Preise auf dem europäischen Markt nach oben treibt. // VON MARIE PFEFFERKORN

[^ 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

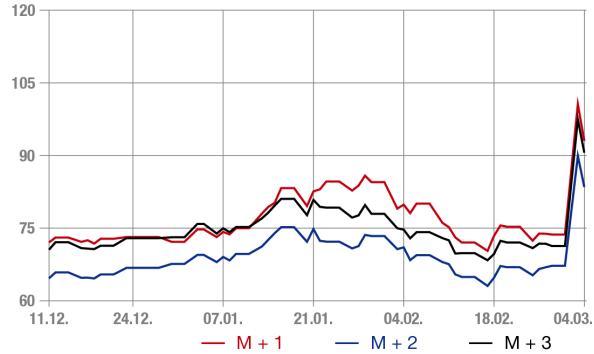
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	04.03.26	German Power Apr-2026	93,03
M2	04.03.26	German Power Mai-2026	83,50
M3	04.03.26	German Power Jun-2026	90,59
Q1	04.03.26	German Power Q2-2026	88,98
Q2	04.03.26	German Power Q3-2026	93,31
Q3	04.03.26	German Power Q4-2026	106,74
Y1	04.03.26	German Power Cal-2027	85,66
Y2	04.03.26	German Power Cal-2028	73,77
Y3	04.03.26	German Power Cal-2029	71,68

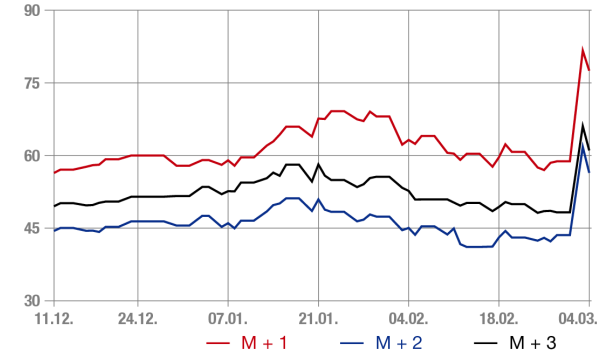
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	04.03.26	German Power Apr-2026	77,52
M2	04.03.26	German Power Mai-2026	56,42
M3	04.03.26	German Power Jun-2026	61,05
Q1	04.03.26	German Power Q2-2026	65,13
Q2	04.03.26	German Power Q3-2026	84,44
Q3	04.03.26	German Power Q4-2026	128,58
Y1	04.03.26	German Power Cal-2027	91,03
Y2	04.03.26	German Power Cal-2028	79,55
Y3	04.03.26	German Power Cal-2029	78,98

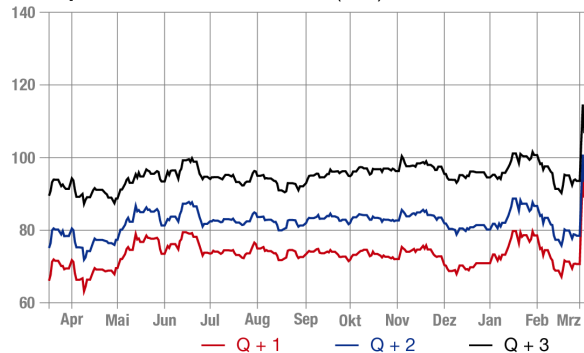
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



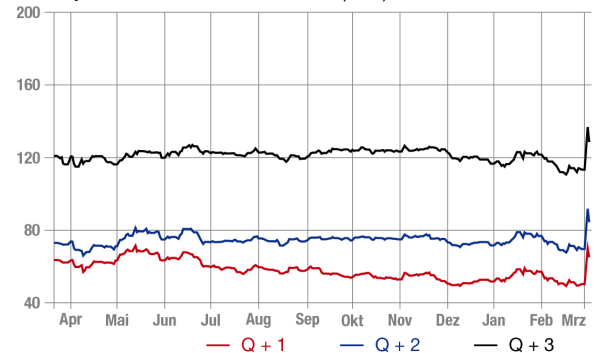
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



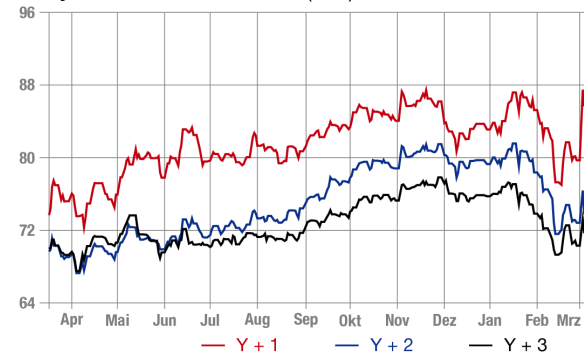
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



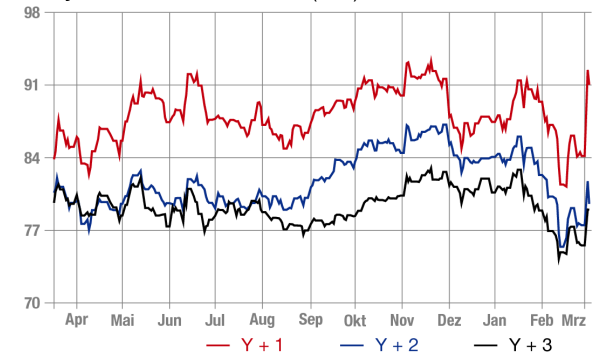
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



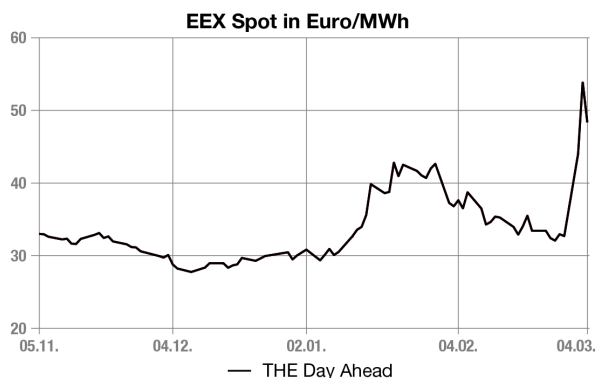
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



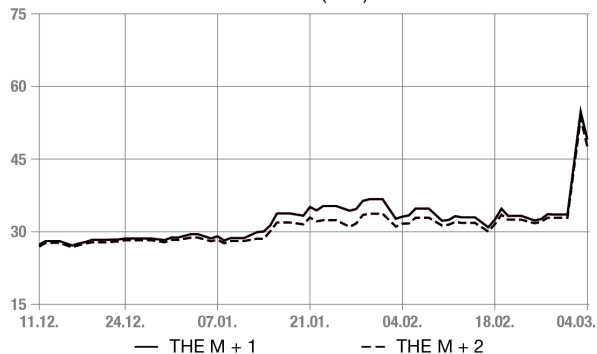
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

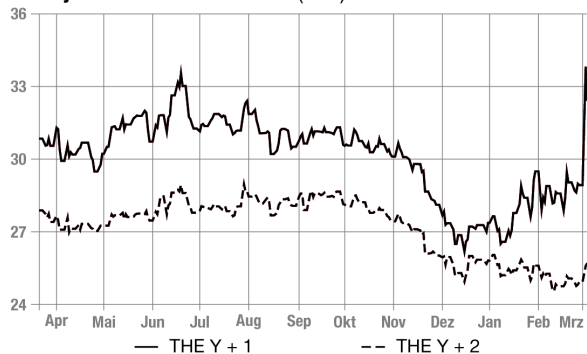
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	04.03.26	German THE Gas Apr-2026	49,05
M2	04.03.26	German THE Gas Mai-2026	47,64
Q1	04.03.26	German THE Gas Q2-2026	47,58
Q2	04.03.26	German THE Gas Q3-2026	43,16
S1	04.03.26	German THE Gas Win-2026	40,70
S2	04.03.26	German THE Gas Sum-2027	30,22
Y1	04.03.26	German THE Gas Cal 2027	32,41
Y2	04.03.26	German THE Gas Cal 2028	25,70



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	04.03.26	110,86	EUR/MWh
Germany Spot peak	04.03.26	94,37	EUR/MWh
EUA Apr 2026	04.03.26	69,62	EUR/tonne
Coal API2 Apr 2026	04.03.26	123,25	USD/tonne

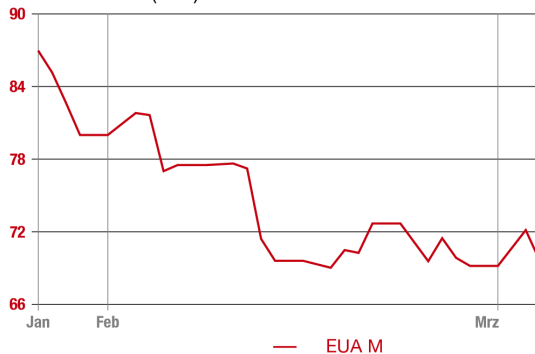
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	04.03.26	48,35	EUR/MWh
German THE Gas Apr-2026	04.03.26	49,05	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	04.03.26	32,41	EUR/MWh
Crude Oil Brent Mai-2026	04.03.26	81,40	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Junior Geschäftsführer Energie (m/w/d)

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

in Mühlheim am Main

27.02.2026



Geschäftsführer (M/W/D)

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

in Hamburg

27.01.2026

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



Praktikum Supply Chain - Wertstrom-Management International

Deine Aufgaben Unterstütze und begleite uns bei Projekten zur Optimierung der Kommunikation und Tr...

in Stuttgart

vor 1 h

● Freie Mitarbeit



Netzmeister*in im Fachgebiet Mittel-/ Niederspannung Netzbetrieb

Willst Du gemeinsam mit uns das 36.000 Kilometer lange Berliner Stromnetz fit halten, ausbauen und ...

in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 1 h

● Freie Mitarbeit ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Sabbatical



Praktikum Supply Chain - Wertstrom-Management International

Deine Aufgaben Unterstütze und begleite uns bei Projekten zur Optimierung der Kommunikation und Tr...

in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 1 h

● Freie Mitarbeit

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!

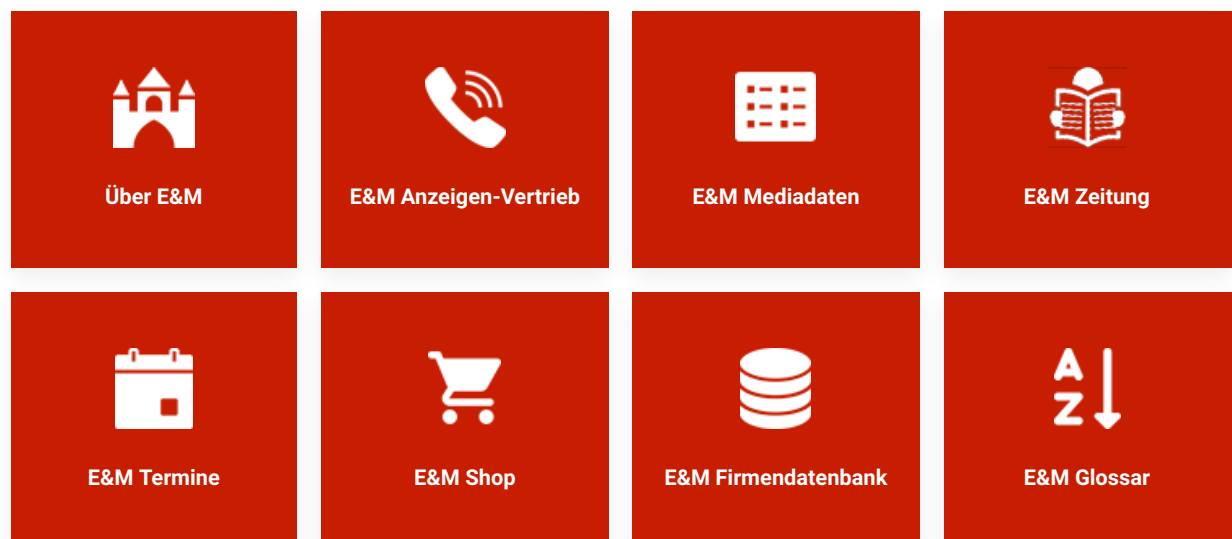
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

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: