



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

STROM

**122,08 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**56,47 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

6.000

MW Ein- und Ausspeisekapazitäten im Wasserstoffkernnetz wurden bisher von Marktteilnehmern reserviert. Das ist doppelt so viel wie im Mai.

**WINDKRAFT
OFFSHORE**

RWE zieht sich aus
US-Offshore-Wind
zurück

WASSERSTOFF

Nachfrage nach
Netzkapazitäten
steigt

BILANZ

Milliardenübernahme
soll Deutz weiter
stärken

Inhalt

TOP-THEMA

→ **REGULIERUNG:** Konsultation zur Netzentgeltreform gestartet

POLITIK & RECHT

- **WINDKRAFT OFFSHORE:** RWE zieht sich aus US-Offshore-Wind zurück
- **REGULIERUNG:** Bundesnetzagentur konkretisiert Regeln zu Batteriespeichern

HANDEL & MARKT

- **WASSERSTOFF:** Nachfrage nach Netzkapazitäten steigt
- **BETEILIGUNG:** Private Geldanlage Batteriespeicher
- **ELEKTROFAHRZEUGE:** E-Mobilität wird zur neuen Normalität
- **WÄRME:** Wärmepumpen-Absatz steigt im ersten Halbjahr deutlich

TECHNIK

- **F&E:** Wasserstoff könnte Gasturbinen schneller altern lassen
- **KLIMASCHUTZ:** Leichter zum CO2-Fußabdruck

UNTERNEHMEN

- **BILANZ:** Milliardenübernahme soll Deutz weiter stärken
- **VERTRIEB:** Plan B mit starkem Wachstum

- **WINDKRAFT:** Großauftrag für Nordex aus der Türkei
 - **BETEILIGUNG:** Investoren übernehmen Mehrheit an Enpal-Anlagenportfolio
 - **WINDKRAFT ONSHORE:** Windenergieunternehmen vor Eigentümerwechsel
 - **STATISTIK DES TAGES:** Die deutschen Energie-Emissionen sinken
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Hitze und LNG-Sorgen treiben Preise
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Konsultation zur Netzentgeltreform gestartet



Gebäude der Bundesnetzagentur in Bonn. Quelle: Bundesnetzagentur

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur konsultiert ab sofort den finalen Festlegungsentwurf zur Reform der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes).

Die Festlegung soll Ende des Jahres erlassen werden und ersetzt dann ab 2029 die Vorgaben der Stromnetzentgeltverordnung, die außer Kraft tritt. Klaus Müller, Präsident der Bundesnetzagentur, sieht seine Behörde damit gut im Zeitplan: „Mit diesem Festlegungsentwurf machen wir einen großen Schritt auf dem Weg zu einer zukunftsgerichteten Netzentgeltsystematik Strom. Damit schafft die Bundesnetzagentur frühzeitig Transparenz und klare Investitionsbedingungen für die Netznutzer.“

Der Festlegungsentwurf, so Müller, habe das Ziel, Anreize zu setzen, um Netzkosten zu sparen und Netzentgelte nach Möglichkeit zu senken, Kapazitäten mit einem Preis zu versehen und Flexibilität zu unterstützen. Zudem würden steigende Kosten auf mehr Schultern verteilt.

Bereits Ende Mai hatte die Bundesnetzagentur den Stand ihrer Überlegungen einer breiten Öffentlichkeit in einem Webinar vorgestellt. Die dort vorgestellten Regelungen sind nun in den finalen Festlegungsentwurf eingeflossen. Der endgültige Erlass der Rahmenfestlegung soll Ende 2026 erfolgen. Konkretisierende Folgefestlegungen folgen in 2027.

Hintergrund zur Neuregelung

Die Regeln, nach denen die Netznutzung heute abgerechnet wird, folgen der Stromnetzentgeltverordnung aus dem Jahr 2005. Die Verteilung dieser Kosten soll angesichts der großen Veränderungen des Energiesystems in den vergangenen 20 Jahren neu festgelegt werden. Denn während die Netz- und Engpassmanagementkosten steigen, tragen Teile der Netznutzer einen immer größeren Anteil, andere einen immer kleineren Anteil. Gleichzeitig erfolgt die Stromeinspeisung zunehmend volatil und Netzananschlusskapazitäten werden knapp.

Die Neuregelung ist auch wegen eines Urteils des Europäischen Gerichtshofs erforderlich. Die bestehenden, gesetzlichen Vorgaben aus der Stromnetzentgeltverordnung treten zum 31. Dezember 2028 außer Kraft.

Bei den Netzentgelten geht es um ein Kostenvolumen von rund 37 Milliarden Euro im Jahr. Sie machen rund 30 Prozent der Stromkosten eines Haushalts aus. Um die Effizienz im System zu verbessern und Einsparungen zu erreichen, hat sich die Bundesnetzagentur im vergangenen Jahr für eine Anreizregulierung entschieden, die netzorientiertes Verhalten belohnt. So sollen Redispatch-Kosten gesenkt und Netzausbaukosten eingespart werden.

Der **Festlegungsentwurf** ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Betroffene und Interessierte können den Festlegungsentwurf bis zum 18. September prüfen und kommentieren.

Verbände warnen vor mehr Komplexität

Zum Festlegungsentwurf erklärt Kerstin Andreae, Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): „Die Bundesnetzagentur hat mit ihrem Vorschlag zur künftigen Netzentgeltsystematik wichtige Anregungen der Energiewirtschaft aufgegriffen. So wie im Zwischenbericht dargestellt, wird Bestandsschutz gewährt und die Netzentgeltbefreiung für bestehende und weit fortgeschritten geplante Speicher und Elektrolyseure fortgeführt. Das stärkt den Vertrauensschutz für bereits angestoßene Investitionen. Auch die stärkere Kapazitätsorientierung ist richtig.“

Zugleich warnte Andreae, die neue Systematik dürfe kein bürokratisches Sondermodell werden, sondern sie müsse für Lieferanten, Netzbetreiber, Kundinnen und Kunden verständlich und umsetzbar sein. Dies gelte auch im Hinblick auf eine praxistaugliche und eindeutige Definition der Prosumer.

Kritisch sieht der BDEW, dass der technisch anspruchsvolle Kurs hin zu volldynamischen Netzentgelten beibehalten wird. Sie würden in der Praxis erhebliche neue Komplexität – vor allem bei IT-Anpassungen, im Messwesen, bei der Abrechnung, in der Marktkommunikation und bei Kundenprozessen schaffen.

Der Hauptgeschäftsführer des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU), Ingbert Liebing, erklärte in einer Ersteinschätzung: „Die Bundesnetzagentur hat in den vergangenen Monaten einen transparenten Dialog mit der Branche geführt. Viele Vorschläge aus der kommunalen Energiewirtschaft finden sich im Entwurf wieder. Das ist positiv für Akzeptanz und Praxistauglichkeit.“ Er verweist darauf, dass die Stadtwerke, die die Energiewende vorantreiben, dafür einen verlässlichen Rahmen brauchen. Positiv sei, dass die Bundesnetzagentur zentrale Anliegen der Branche aufgegriffen hat. Das stärke die Praxistauglichkeit und schaffe Planungssicherheit für die Umsetzung.

Wie Kerstin Andreae sieht auch Liebing den Kurs der Bundesnetzagentur bei den dynamischen Netzentgelten kritisch. Hier drohen mehr Komplexität und zusätzlicher Aufwand. Dynamische Netzentgelte würden tief in bestehende Prozesse eingreifen und sie seien mit einem hohen Umsetzungsaufwand für Netzbetreiber verbunden. (gd) // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock

RWE zieht sich aus US-Offshore-Wind zurück

WINDKRAFT OFFSHORE. RWE gibt seine US-Offshore-Windflächen auf und erhält dafür 1,22 Milliarden US-Dollar. Das Unternehmen verlagert seine Investitionen auf LNG und flexible Gaskraftwerke.

RWE vollzieht einen weitreichenden Strategiewechsel im US-Geschäft: Der Energiekonzern hat sich mit dem US-Innenministerium auf einen Vergleich verständigt und gibt sämtliche Offshore-Windpachten vor den Küsten von New York, Kalifornien und Louisiana zurück, wie es in einer Pressemitteilung von RWE heißt. Im Gegenzug erhält RWE U.S. Offshore eine Ausgleichszahlung von 1,22 Milliarden US-Dollar. Damit endet ein langjähriges Engagement, in das das Unternehmen bereits mehr als eine Milliarde US-Dollar investiert hatte.

Nach Angaben von RWE waren die betroffenen Projekte auf absehbare Zeit nicht mehr genehmigungsfähig. Die Pachtgebiete hatten die rechtliche Grundlage für mehrere Offshore-Windvorhaben gebildet und standen zugleich für jahrelange Entwicklungsarbeit, Planungen und die Zusammenarbeit mit US-Bundesbehörden. Mit der Einigung werden sämtliche Rechtsansprüche gegenüber der US-Regierung beigelegt. E&M hatte im Dezember zuletzt über den Stopp von europäischen Windkraftprojekten in den USA mit fragwürdigen Begründungen durch die Trump-Regierung berichtet.

Kapital wird neu allokiert

Der Vergleich eröffnet RWE nach eigenen Angaben die Möglichkeit, gebundenes Kapital in Projekte mit höherer Umsetzungssicherheit zu investieren. Im Fokus stehen dabei Technologien, die kurzfristig zusätzliche Erzeugungskapazitäten bereitstellen und den stark wachsenden Strombedarf in den USA decken sollen.

Ein Schwerpunkt soll der Einstieg in die LNG-Infrastruktur sein. RWE beteiligt sich mit 900 Millionen US-Dollar indirekt mit 16 Prozent am Louisiana-LNG-Projekt. Das Kapital fließt in den Bau des Exportterminals. Parallel sichert sich das Unternehmen für 300 Millionen US-Dollar Produktionskapazitäten für Gasturbinen. Diese sollen den Ausbau von derzeit 15 Spitzenlast-Gaskraftwerken unterstützen, die in verschiedenen US-Märkten entwickelt werden.

Mit dieser Neuausrichtung reagiert RWE auf den steigenden Energiebedarf in den Vereinigten Staaten, der unter anderem durch die fortschreitende Elektrifizierung und den Ausbau von Rechenzentren für Anwendungen der Künstlichen Intelligenz getrieben wird. Flexible Gaskraftwerke gelten dabei als wichtige Ergänzung zu erneuerbaren Energien, um Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten.

Offshore bleibt global Wachstumsgeschäft

Der Rückzug aus den US-Offshore-Projekten bedeutet nach Unternehmensangaben jedoch keinen Strategiewechsel im weltweiten Offshore-Windgeschäft. RWE verweist auf 18 Offshore-Windparks im Betrieb sowie vier weitere Projekte im Bau. Hinzu kommen zahlreiche Entwicklungsprojekte, darunter 6.900 MW gesicherte Kapazität aus der jüngsten britischen Offshore-Ausschreibung.

Auch in den USA will der Konzern ein bedeutender Investor bleiben. RWE Americas plant, in den kommenden sechs Jahren rund 17 Milliarden Euro in neue Energieprojekte zu investieren. Die installierte Erzeugungsleistung soll von derzeit rund 13.000 MW in 27 Bundesstaaten auf 22.000 MW bis 2031 steigen. Bereits 2025 nahm das Unternehmen dort nach eigenen Angaben rund 2.000 MW neue Erzeugungskapazität in Betrieb.

Der Vergleich mit dem US-Innenministerium markiere damit, wie es seitens RWE heißt, weniger einen Rückzug aus dem US-Energiemarkt, sondern vielmehr eine Verschiebung der Investitionsschwerpunkte: weg von derzeit nicht realisierbaren Offshore-Windprojekten, hin zu Infrastruktur und flexiblen Erzeugungsanlagen, die aus Sicht des Unternehmens schneller umgesetzt werden können. (gd)

// VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Bundesnetzagentur konkretisiert Regeln zu Batteriespeichern



Quelle: Shutterstock / nitpicker

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur hat einen neuen Arbeitsstand ihres Festlegungsverfahrens zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) veröffentlicht.

Das MiSpeL-Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur kommt voran. Die Behörde hat einen neuen Arbeitsstand vorgelegt, in dem die zahlreichen Anregungen aus der vorangegangenen Konsultation eingearbeitet sind. Nach derzeitigem Zeitplan soll die Festlegung zum 1. Oktober 2026 in Kraft treten. Übergangsregelungen sind vorgesehen. Eine erneute Konsultation ist dabei nicht mehr vorgesehen, heißt es dazu aus Bonn.

Das Verfahren zu MiSpeL war im Juli 2025 gestartet worden. Grundlage sind die Änderungen durch das Gesetz zur „Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen“, auch Stromspitzengesetz genannt, mit denen das EEG und das Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) neue Möglichkeiten für den Betrieb von Stromspeichern und bidirektionalen Ladepunkten geschaffen haben.

MiSpeL steht für „Marktintegration von Speichern und Ladepunkten“. Ziel ist es, Speicher und künftig auch bidirektional nutzbare Ladepunkte flexibler einsetzen zu können, ohne dass dadurch EEG-Förderung oder Umlageprivilegien verloren gehen. Mit der Festlegung will die Bundesnetzagentur die gesetzlichen Vorgaben konkret ausgestalten.

Bislang war in vielen Fällen nur die sogenannte Ausschließlichkeitsoption möglich. Diese setzt voraus, dass

ein Speicher ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien geladen wird. Wird auch Netzstrom gespeichert, entfällt die Förderfähigkeit der Einspeicherung aus dem Speicher. Gleichzeitig lassen sich unter diesen Bedingungen keine Umlageprivilegien für den Netzstrom nutzen.

Zentrales Ziel der Festlegung ist es, die gleichzeitige Optimierung von Netzbezug, Eigenverbrauch und Netzeinspeisung zu ermöglichen. MiSpeL führt dazu zwei zusätzliche Modelle ein: die Abgrenzungsoption und die Pauschaloption.

Abgrenzungsoption und die Pauschaloption

Die Abgrenzungsoption richtet sich an komplexere Anlagenkonstellationen. Hier werden viertelstündlich gemessene Strommengen den jeweiligen Verwendungszwecken zugeordnet. Dadurch soll sich exakt bestimmen lassen, welcher Anteil einer Einspeisung weiterhin EEG-gefördert ist und welcher Anteil für Umlageprivilegien berücksichtigt werden kann.

Die Pauschaloption ist dagegen als vereinfachtes Verfahren für kleinere Solaranlagen bis 30 kW vorgesehen. Statt einer detaillierten Zuordnung werden förderfähige und saldierungsfähige Strommengen anhand gesetzlich festgelegter Pauschalen bestimmt. Damit soll der Mess- und Abrechnungsaufwand deutlich sinken.

Nach dem Arbeitsstand können Mischspeicher damit künftig sowohl mit Strom aus erneuerbaren Energien als auch mit Netzstrom geladen werden. Gleichzeitig können Anlagenbetreiber weiterhin anteilig Marktprämien erhalten und Umlageprivilegien nutzen. Erstmals werden dabei auch bidirektional nutzbare Ladepunkte den Stromspeichern weitgehend gleichgestellt. Dadurch kann künftig auch die Fahrzeugbatterie in die Marktoptimierung einbezogen werden.

Die Bundesnetzagentur sieht darin vier gleichzeitige Nutzungsmöglichkeiten: Optimierung des Eigenverbrauchs, Optimierung des Netzbezugs, marktpreisorientierte Vermarktung des erneuerbaren Stroms einschließlich Marktprämie sowie Arbitragegeschäfte unter Nutzung der Umlageprivilegien.

Ein zentrales Prinzip ist dabei der sogenannte Speichervorrang. Wird innerhalb derselben Viertelstunde gleichzeitig Strom aus dem Netz bezogen und ein Speicher geladen, gilt der Netzstrom vorrangig als in den Speicher geladen. Umgekehrt wird bei gleichzeitiger Speichereinspeisung und Netzeinspeisung zunächst der aus dem Speicher kommende Strom der Einspeisung zugerechnet. Diese gesetzlichen Zuordnungsregeln bilden die Grundlage der späteren Berechnungen.

Der Tenor des Arbeitsstands sieht vor, dass die Festlegung zum 1. Oktober 2026 wirksam wird. Bis zum 30. September 2027 sollen die neuen Regelungen allerdings nur im Einvernehmen mit Netzbetreibern und Messstellenbetreibern angewendet werden können. Für die Pauschaloption gilt zusätzlich, dass sie erst nach der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission genutzt werden darf. (sag)

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Fotolia

Nachfrage nach Netzkapazitäten steigt

WASSERSTOFF. Die Betreiber des Wasserstoffkernnetzes geben einen aktualisierten Überblick über reservierte Transportkapazitäten. Das Volumen hat sich seit Mai verdoppelt.

Die Betreiber des Wasserstoffkernnetzes haben ein aktualisiertes Marktinformationspaket zu den reservierten Wasserstofftransportkapazitäten veröffentlicht. Demnach wurden bis zum Stichtag 23. Juli 2026 Ein- und Ausspeisekapazitäten von knapp 6.000 MW zahlungspflichtig reserviert. Gegenüber der vorherigen Veröffentlichung vom 13. Mai 2026 entspricht dies einer Verdopplung der reservierten Kapazitäten.

Für den Clusterübergangstransport wurden nach Angaben der Netzbetreiber zusätzlich Kapazitäten von rund 600 MW vertraglich reserviert. Weitere Kapazitäten von 500 MW befinden sich derzeit in der Prüfung.

Barbara Fischer, Geschäftsführerin des FNB Gas, bewertet die Entwicklung als positives Signal für den Markthochlauf: „Die hohe Nachfrage nach Transportkapazitäten und die damit verbundene Zahlungsbereitschaft sind ein starkes Signal für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft“, wird sie in einer Mitteilung zitiert. Die Verteilung der Reservierungen über große Teile des Kernnetzes bestätige „die bedarfsgerechte Planung des Netzausbaus und unterstreicht den konkreten Bedarf an einer leistungsfähigen Wasserstoffinfrastruktur“.

„Übernachfrageprozess“ der Netzbetreiber

Wie die Netzbetreiber weiter mitteilen, kam bei mehreren Reservierungsanfragen der entwickelte „Übernachfrageprozess“ zum Einsatz. Damit konnten Anfragen berücksichtigt werden, die das ursprünglich angebotene Kapazitätsvolumen überschritten.

Der Prozess zielt zunächst auf eine Optimierung innerhalb der Angebotszonen. Reicht diese nicht aus, prüfen die Netzbetreiber eine Umverteilung von Kapazitäten zwischen Angebotszonen und Clustern. In einem weiteren Schritt werde untersucht, ob zusätzliche physische Maßnahmen im Netz die angefragten Kapazitäten ermöglichen. Dazu zählen Druckanpassungen durch Netzanschlusskunden sowie zusätzliche Infrastrukturmaßnahmen auf Grundlage des Netzentwicklungsplans, heißt es. Die Betreiber rufen

Marktteilnehmer dazu auf, auch künftig Kapazitäten anzufragen, die über das ausgewiesene Angebot hinausgehen.

Das Marktinformationspaket zum Stand der Kapazitätsreservierungen soll künftig regelmäßig aktualisiert werden. Gestartet worden ist das Reservierungsverfahren am 19. März 2026. (mf)

Eine Übersicht über die Reservierungen stellen die Fernleitungsbetreiber Gas (FNB Gas) im Internet bereit: [Marktinformationspaket // VON MANFRED FISCHER](#)

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

[^ Zum Inhalt](#)

Private Geldanlage Batteriespeicher



Quelle: Fotolia / malp

BETEILIGUNG. Bürger können bei den Stadtwerken Kempen ihr Geld in ein regionales Batteriespeichersystem investieren. Diese nutzen dafür eine Crowdfunding-Plattform.

Kreative Investmentangebote für Kunden und Bürger sind bei den Stadtwerken Kempen (Nordrhein-Westfalen) beliebt. Erst im März warben sie Geld für Ladesäulen ein (wir berichteten). Nun haben die Stadtwerke ein Batteriespeichersystem als Investment im Angebot. Genutzt wird erneut eine Crowdfunding-Plattform.

Für den Bau des Batteriespeichers wollen die Stadtwerke insgesamt 1,4 Millionen Euro über die Crowdfunding-Plattform „DKB-Crowd“ einwerben. Das Investment erfolgt in Form von Genussrechten mit einer Laufzeit von zehn Jahren. Nach Angaben des Unternehmens ist eine jährliche Festverzinsung von 4,4 Prozent vorgesehen. Hinzu kann eine erfolgsabhängige Zusatzverzinsung von bis zu 1 Prozent pro Jahr kommen.

Mit dem Angebot erhielten die Menschen in der Region erneut die Möglichkeit, „sich aktiv an einem nachhaltigen Zukunftsprojekt zu beteiligen“, sagte Geschäftsführer Daniel Banzhaf.

Der Großbatteriespeicher mit einer Leistung von 2,5 MW wurde nach Angaben des Unternehmens bereits beschafft und im April 2026 auf das Kraftwerksgelände an der Otto-Schott-Straße geliefert. Derzeit bereiten die Stadtwerke den Netzanschluss sowie die Vermarktung der Speicherkapazitäten vor. „Ziel ist die Aufnahme des regulären Betriebs noch im Laufe des Jahres 2026“, heißt es von den Stadtwerken.

Die Finanzierung ist in zwei Phasen aufgeteilt. Bis einschließlich 17. August 2026 können zunächst ausschließlich Kunden der Stadtwerke Kempen mit einem Strom-, Fernwärme- oder Gasvertrag zeichnen. Ab 18. August 2026 steht das Angebot allen Interessierten offen. Die Zeichnungsfrist endet mit Erreichen des Finanzierungsziels oder spätestens am 31. Oktober 2026.

Die Beteiligung wird vollständig über die Online-Plattform „DKB-Crowd“ abgewickelt. Dort können Anleger die Projektunterlagen einsehen und ihre Beteiligung digital zeichnen. (sag) [// VON STEFAN SAGMEISTER](#)

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

[^ Zum Inhalt](#)

E-Mobilität wird zur neuen Normalität



Quelle: Katia Meyer-Tien

ELEKTROFAHRZEUGE. Fast 450.000 E-Autos wurden 2026 bereits neu zugelassen – eine aktuelle Umfrage zeigt, warum sich immer mehr Menschen für den Umstieg entscheiden.

In den ersten sieben Monaten des Jahres war rund jeder vierte neu zugelassene Pkw in Deutschland ein reines Elektrofahrzeug. Bis Ende Juli kamen so knapp 450.000 E-Autos neu auf die Straße. Jeder einzelne Monat lag dabei über dem Niveau des jeweiligen Vorjahresmonats. Besonders bemerkenswert: Im Juni war das E-Auto erstmals die meistgewählte Antriebsart unter den Neuzulassungen überhaupt. Das geht aus einer aktuellen Auswertung des Energieversorgers Eon hervor, die auf einer repräsentativen Civey-Umfrage unter mehreren tausend Autofahrerinnen und Autofahrern basiert.

Martin Endress, im Vorstand für das Kundengeschäft zuständig, ordnet die Entwicklung als wirtschaftlich rational ein: „Wer zu Hause laden kann, profitiert in der Regel von niedrigeren Energiekosten als bei einem vergleichbaren Verbrenner.“ Mit eigener Solaranlage oder intelligenten, lastvariablen Tarifen lasse sich dieser Vorteil noch verstärken – und gleichzeitig das Energiesystem entlasten.

Kostenvorteile und Unabhängigkeit als Treiber

Warum genau sich Fahrerinnen und Fahrer für ein E-Auto entscheiden, hat die Umfrage ebenfalls abgefragt. An erster Stelle stehen mit 56 Prozent geringere Antriebskosten gegenüber Benzin und Diesel. Für 44 Prozent zählt die Unabhängigkeit von fossiler Energie zu den wichtigsten Argumenten – ein Motiv, das angesichts der geopolitischen Lage zusätzlich an Bedeutung gewinnen dürfte. Klimaschutz landet mit knapp 42 Prozent auf Platz drei, während rund 37 Prozent niedrigere Kosten bei Wartung, Steuer und Parken als Entscheidungsgrund nennen.

Auch bei der Kundenbindung zeigt sich ein klares Bild: 90 Prozent der aktuellen E-Auto-Fahrerinnen und -Fahrer würden sich beim nächsten Kauf erneut für ein vollelektrisches Modell entscheiden. Nur jeweils rund vier Prozent könnten sich einen Wechsel zu Hybrid oder Plug-in-Hybrid vorstellen, knapp drei Prozent sind unentschlossen. Über alle Befragten hinweg – unabhängig vom derzeitigen Antrieb – würden sich 26 Prozent beim nächsten Fahrzeugkauf für ein reines E-Auto entscheiden. Damit liegt das Elektroauto nur noch knapp hinter dem Benziner, für den sich 29,5 Prozent aussprechen. Ein Diesel käme nur für 14 Prozent infrage.

Informationsbedarf bei Restwert und Ladekosten

Trotz der positiven Entwicklung bleibt bei einem Teil der Autofahrerinnen und Autofahrer Zurückhaltung bestehen. Wer sich aktuell nicht für ein reines E-Auto entscheiden würde, wünscht sich vor allem mehr Transparenz in drei Bereichen: 28 Prozent fordern mehr Informationen zu Wiederverkaufswert und Batteriebensdauer, ebenfalls 28 Prozent zu den Kosten des öffentlichen Ladens, und 26 Prozent zur alltagstauglichen Reichweite.

Für Endress liegt genau hier der Hebel für die Branche: Anbieter müssten noch mehr Orientierung und Vertrauen schaffen. Eon verweist in diesem Zusammenhang auf die eigene Lade-App, die den Preis pro Kilowattstunde bereits vor Ladebeginn transparent ausweist. An neu errichteten öffentlichen Ladepunkten des Unternehmens werde zudem, wo räumlich möglich, der Ad-hoc-Preis für Kartenzahlungen direkt vor Ort sichtbar gemacht. (gd) // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Wärmepumpen-Absatz steigt im ersten Halbjahr deutlich



Quelle: Shutterstock / jamesteohart

WÄRME. Der Absatz von Wärmepumpen ist im ersten Halbjahr gestiegen. Der BWP sieht die Förderpolitik und die geopolitische Entwicklungen als Treiber und fordert sinkende Strompreise.

Der Absatz von Wärmepumpen in Deutschland hat sich im ersten Halbjahr 2026 deutlich erhöht. Nach Angaben des Bundesverbands Wärmepumpe (BWP) und des Bundesverbands der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) setzten die Hersteller 195.000 Anlagen an Großhändler und Fachhandwerker ab. Das entspricht einem Plus von 40 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum.

„Die gute Entwicklung ist vor allem auf das steigende Bewusstsein der Verbraucher für die Risiken der Wärmeversorgung mit fossilen Energien und gleichzeitig auch auf den großen Erfolg der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) zurückzuführen“, bilanziert BWP-Geschäftsführer Martin Sabel.

Der Verband wertet die Entscheidung der Bundesregierung, die BEG bis 2030 fortzuführen, als wichtigen Beitrag zur Investitionssicherheit. Nach Ansicht des BWP erleichtert die langfristige Förderzusage Verbrauchern die Entscheidung für den Heizungstausch. Zugleich verweist der Verband auf die geopolitischen Risiken fossiler Energieträger. Sabel: „Die Konflikte im Nahen und Mittleren Osten verdeutlichen, dass Deutschland noch viel zu abhängig von fossilen Energieträgern ist. Die BEG hilft Verbrauchern, sich aus der fossilen Kostenfalle zu befreien und stärkt gleichzeitig die geopolitische Souveränität des Landes.“

Auch die Einigung auf das Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) bewertet der Verband grundsätzlich positiv. Die neuen Regelungen sorgten für mehr Klarheit bei Eigentümern, Fachbetrieben und Energieberatern. Der BWP erwartet deshalb eine höhere Investitionsbereitschaft im Gebäudebestand.

BWP sieht Kostenrisiken bei fossilen Heizungen

Obwohl das GModG den Einbau neuer Gas- und Ölheizungen wieder ermöglicht, rechnet der Verband nicht mit einer Trendwende zulasten der Wärmepumpe. Als Begründung verweist der BWP auf die künftig steigenden Anforderungen an den Einsatz erneuerbarer Gase und Öle. Diese könnten die Betriebskosten fossiler Heizungen deutlich erhöhen.

Zur Untermauerung dieser Einschätzung verweist der Verband auf Untersuchungen des Instituts der Deutschen Wirtschaft (IW) sowie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE). Beide sehen nach Darstellung des BWP finanzielle Risiken bei langfristigen Investitionen in fossile Heizsysteme.

Für die weitere Entwicklung des Marktes sieht der Verband jedoch vor allem die Energiepreise als entscheidenden Faktor. Der Wärmepumpenverband fordert deshalb die im Koalitionsvertrag angekündigte Entlastung beim Strompreis, vor allem durch eine Senkung der Stromsteuer.

Gleichzeitig spricht sich der BWP für eine ambitionierte CO₂-Bepreisung aus. Nach seiner Auffassung könnten diese Instrumente die Wirtschaftlichkeit elektrisch betriebener Heizsysteme verbessern und die im Ordnungsrecht gelockerten Vorgaben für den Ausbau erneuerbarer Wärme teilweise ausgleichen. (hr)



Der Wärmepumpenabsatz im ersten Halbjahr im Zeitverlauf.
(Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: BWP

// VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: shutterstock

Wasserstoff könnte Gasturbinen schneller altern lassen

F&E. Ein Forschungsteam hat untersucht, wie Wasserstoff Turbinenwerkstoffe bei hohen Temperaturen schädigt. Die Ergebnisse könnten die Werkstoffentwicklung für H2-Gasturbinen beeinflussen.

Eine internationale Forschungsgruppe, unter anderem mit dem Max-Planck-Institut für Nachhaltige Materialien, hat untersucht, wie sich Wasserstoff auf Turbinenschaufeln aus Nickelbasis-Superlegierungen unter den Betriebsbedingungen von Gasturbinen auswirkt. Die jetzt in Nature Materials veröffentlichten Ergebnisse zeigen, dass Wasserstoff die Versprödung des Werkstoffs bei erhöhten Temperaturen deutlich beschleunigen kann, teilte das Max-Planck-Institut am 6. August mit. Nach Angaben der Forschenden erfolgt die Schädigung mindestens doppelt so schnell wie bei Raumtemperatur.

Die Arbeit adressiert laut den Forschenden eine zentrale Frage für den Einsatz von Wasserstoff in der Energieerzeugung und der Luftfahrt. Gasturbinen liefern nach Angaben der Autoren rund 22 Prozent des weltweit erzeugten Stroms. Gleichzeitig verursachen sie etwa 15 Prozent der globalen Kohlendioxid-Emissionen. Wasserstoff gilt als möglicher Brennstoff für einen CO₂-freien Betrieb. Ob bestehende Werkstoffe den veränderten Belastungen dauerhaft standhalten, war bislang jedoch nur unzureichend untersucht.

Im Mittelpunkt der Untersuchung standen Nickelbasis-Superlegierungen, aus denen Turbinenschaufeln gefertigt werden. Während die Auswirkungen von Wasserstoff auf Metalle bei Raumtemperatur bereits vielfach untersucht wurden, fehlten laut den Wissenschaftlern bislang belastbare Ergebnisse für den Temperaturbereich, in dem Gasturbinen betrieben werden.

Bei bestimmten Temperaturen hohe Schädigung

Nach Angaben der Forschenden unterscheidet sich der Schädigungsmechanismus deutlich von dem bei niedrigen Temperaturen. Bei Raumtemperatur lagert sich Wasserstoff vor allem an Grenzflächen an und fördert dort die Versprödung. Bei erhöhten Temperaturen dringt der Wasserstoff zusätzlich in die Karbide ein. Karbide sind chemische Verbindungen, die die Festigkeit von Nickelbasis-Superlegierungen, Stählen und Verbundwerkstoffen erhöhen. Dort reagiert er mit Kohlenstoff zu Methan. Das entstehende Gas erzeugt einen hohen lokalen Druck an den Grenzflächen zwischen Karbiden und Nickelmatrix und

beschleunigt dadurch das Materialversagen.

Die Auswertung ergab, dass die Methanbildung allerdings nur bei etwa 400 Grad Celsius auftritt. Nach Angaben der Autoren begünstigen ausschließlich bei dieser Temperatur die thermodynamischen Bedingungen die Reaktion von Wasserstoff und Kohlenstoff. Oberhalb von 400 Grad Celsius ließ sich dieser Mechanismus nicht nachweisen.

Die Forschenden sehen darin eine besondere Herausforderung für Gasturbinen. Anders als Dampfturbinen durchlaufen sie im Betrieb regelmäßig An- und Abfahrvorgänge und bewegen sich dadurch häufiger durch Temperaturbereiche, in denen wasserstoffbedingte Schädigungen auftreten können. Dadurch könnten Bauteile wiederholt kritischen Bedingungen ausgesetzt werden.

Konsequenzen für die Werkstoffentwicklung

Die Ergebnisse stellen die bisherige Rolle von Karbiden in Nickelbasis-Superlegierungen teilweise infrage. Karbide erhöhen die Festigkeit dieser Werkstoffe und tragen wesentlich zu ihrer mechanischen Belastbarkeit bei. Gleichzeitig können sie unter Wasserstoffatmosphäre bei bestimmten Temperaturen zum Ausgangspunkt der Schädigung werden.

Aus Sicht der Forschenden ergeben sich daraus zwei Entwicklungsrichtungen. Künftige Legierungen könnten auf alternative Festigungsmechanismen setzen oder so angepasst werden, dass ein besseres Verhältnis zwischen Festigkeit und Widerstandsfähigkeit gegenüber wasserstoffbedingter Versprödung entsteht.

Die Autoren leiten daraus auch Anforderungen für die Qualifizierung neuer Werkstoffe ab. Legierungen für wasserstoffbetriebene Gasturbinen sollten unter realistischen Betriebsbedingungen getestet werden. Nur so lasse sich beurteilen, wie sich Temperaturwechsel und Wasserstoffatmosphäre auf Lebensdauer und Betriebssicherheit auswirken.

Die Studie entstand unter Leitung der East China University of Science and Technology, des Max-Planck-Instituts für Nachhaltige Materialien und der Hunan University und wurde in der Fachzeitschrift **Nature Materials** veröffentlicht. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Leichter zum CO2-Fußabdruck

Factory-X PCF GUIDANCE
Product Carbon Footprint
Calculation for discrete
Manufacturing

Der Titel des neu veröffentlichten Leitfadens.
Quelle: Fraunhofer IWU

KLIMASCHUTZ. Den CO2-Fußabdruck eines Produktes unternehmensübergreifend entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu bestimmen, ist herausfordernd. Ein neuer Leitfaden soll helfen.

Das Projekt „Factory-X“ hat den Leitfaden „PCF Guidance“ veröffentlicht, der Unternehmen bei der standardisierten Berechnung des CO2-Fußabdrucks (Product Carbon Footprint, PCF) ihrer Produkte unterstützen soll. Das Dokument könne das bereits publizierte „Catena-X PCF Rulebook“ um konkrete Berechnungsmethoden und Praxisbeispiele ergänzen, wie das am Projekt beteiligte Fraunhofer-Institut für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik (IWU) mitteilt. Der Leitfaden richtet sich insbesondere an kleine und mittlere Unternehmen.

Hintergrund sind steigende regulatorische Anforderungen an die Erfassung von Klima- und

Emissionsdaten. Mit der Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) sowie der schrittweisen Einführung des Digitalen Produktpasses im Rahmen der Ecodesign for Sustainable Products Regulation (ESPR) wächst der Bedarf an standardisierten Produkt-CO₂-Daten entlang der Lieferkette. Viele Zulieferer werden bereits heute von ihren Kunden aufgefordert, entsprechende Daten bereitzustellen.

Der Leitfaden beschreibt, wie sich der CO₂-Fußabdruck eines Produkts von der Rohstoffgewinnung bis zum Fabrikator (Cradle-to-Gate) aus Prozess-, Material-, Energie- und Logistikdaten berechnen lässt. Dabei erläutert er unter anderem den Umgang mit Systemgrenzen, Cut-off-Regeln und der Zusammenführung von Emissionsdaten aus Eigenfertigung und Lieferkette.

Ein Schwerpunkt liegt auf der verursachungsgerechten Zuordnung von Energie- und Materialverbräuchen zu einzelnen Produkten. Anhand von drei Berechnungsbeispielen – Frästeil, Schmiedeteil und additiv gefertigte Dämpfergabel – werden Berechnungswege, Datenquellen sowie die Berücksichtigung von Ausschuss, Verpackung und Transporten dargestellt. Darüber hinaus behandelt der Leitfaden auch die Verteilung von Emissionen in Mehrproduktfertigungen.



Der CO₂-Fußabdruck eines Produktes.

Quelle: Fraunhofer IWU

Die im Leitfaden beschriebenen Daten können den Projektpartnern zufolge über den Factory-X-Datenraum zwischen Lieferanten und Kunden standardisiert ausgetauscht werden, ohne die Datensouveränität der Unternehmen zu beeinträchtigen. Beteiligt an der Ausarbeitung der Handreichung waren neben dem Fraunhofer IWU das Dortmunder Forschungsprojekt Estainium, Siemens und weitere Partner. (kmt)

// VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Deutz AG

Milliardenübernahme soll Deutz weiter stärken

BILANZ. Die Kölner Deutz AG hat im ersten Halbjahr beim Ergebnis und beim Umsatz zugelegt. Getragen wurde das Ergebnis vor allem durch die Sparten Service und Energielösungen.

Deutz hat im ersten Halbjahr 2026 Umsatz, Auftragseingang und Ergebnis verglichen zum Vorjahreszeitraum deutlich steigern können. Wachstumstreiber waren das Motorengeschäft, die Servicesparte sowie das Energiegeschäft. Parallel treibt der Kölner Motoren- und Systemanbieter jedoch seinen Konzernumbau mit mehreren Akquisitionen voran. Im Mittelpunkt steht die geplante Übernahme des Militärfahrzeugherstellers FFG, die den Konzern nach eigenen Angaben früher als geplant an seine Finanzziele für 2030 führen soll.

„Unsere Wachstumsfelder Service und Energy leisten kräftige Beiträge – und die vereinbarte Übernahme von FFG ist ein echter Gamechanger für unser profitabel wachsendes Defense-Geschäft: Wir bauen es zu einer tragenden Säule des Konzerns aus und werden damit unser Umsatz- und Renditeziel für 2030 deutlich früher erreichen“, erklärte Deutz-CEO Sebastian Schulte am 6. August bei der Vorstellung des Halbjahresberichtes.

Der Auftragseingang stieg demnach im Vergleich zum Vorjahreszeitraum im ersten Halbjahr um 28,7 Prozent auf 1,33 Milliarden Euro. Der Umsatz erhöhte sich um 10,7 Prozent auf 1,12 Milliarden Euro. Das bereinigte Ebit legte um 43,1 Prozent auf 79,7 Millionen Euro zu. Nach Angaben des Unternehmens trugen insbesondere die Bereiche Engines, Service und Energy zu dieser Entwicklung bei. Das Kostenprogramm „Future Fit“ habe zudem die Profitabilität verbessert.

Den größten Anteil am bereinigten Ergebnis hatte mit 51,4 Millionen Euro laut Deutz nach wie vor das Service-Segment (H1 2025: 50,7 Millionen Euro). Die wachsenden Segmente „Energy“ und „Defense & Sonstiges“ haben 12,3 Millionen Euro beziehungsweise 5,2 Millionen Euro beigetragen.

Energiegeschäft wächst durch Zukäufe

Den größten strategischen Schritt sieht Deutz in der Übernahme der Flensburger Fahrzeugbau Gesellschaft (FFG). Das Transaktionsvolumen beträgt rund 1,6 Milliarden Euro. Der Abschluss steht noch unter dem

Vorbehalt der Zustimmung der Aktionäre sowie Behörden. Mit der Akquisition erweitert Deutz sein Geschäft mit militärischen Fahrzeugen. Das Unternehmen erwartet dadurch Synergien zwischen Fahrzeugplattformen, Antriebstechnik, Energielösungen und dem internationalen Servicenetz.

Nach Unternehmensangaben soll die FFG künftig den Kern des Defense-Geschäfts bilden. Bereits 2025 hatten die Kölner mit der Übernahme von Sobek den Einstieg in den Verteidigungsmarkt ausgebaut. Anfang Juli 2026 begann außerdem gemeinsam mit ARX Robotics die Serienfertigung des unbemannten Bodensystems Gereon.

Auch das Geschäft Energielösungen hat Deutz im ersten Halbjahr weiter ausgebaut. Nach der Übernahme von Frerk Aggregatebau im Februar folgte Anfang Juni der Erwerb des brasilianischen Herstellers Maxi Trust Power (wir berichteten). Mit den Zukäufen will der Konzern seine Präsenz in Lateinamerika stärken und erweitert sein Angebot für dezentrale Energieversorgungslösungen. Für das laufende Geschäftsjahr erwartet Deutz im „Energy-Bereich“ einen Umsatz von mehr als 300 Millionen Euro. Innerhalb der nächsten fünf Jahre soll dieser auf mehr als eine Milliarde Euro steigen.

Neue Technologien belasten das Ergebnis

Die Bedeutung des Geschäftsbereichs zeigt sich auch im Auftragseingang. Energy trug im ersten Halbjahr rund 20 Prozent zum gesamten Auftragseingang des Konzerns bei und lieferte mehr als die Hälfte des Wachstums. Der Umsatz des Segments stieg gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 46,9 Prozent auf 116,5 Millionen Euro.

Auch das auferlegte Sparprogramm hat nach Auskunft des Vorstands dazu beigetragen, die Profitabilität zu steigern. „Neben der positiven Umsatzentwicklung hat vor allem unser Future-Fit-Programm dazu beigetragen, das bereinigte Ergebnis um mehr als 40 Prozent zu steigern“, sagte Finanzvorstand Oliver Neu. „Dass unsere Maßnahmen greifen, zeigt sich besonders deutlich durch die Trendwende im Engines-Geschäft. Dessen bereinigtes Ergebnis verbessert sich stetig und hat sich im Berichtszeitraum – zwar noch auf geringem Niveau – mehr als verfünffacht“.

Das NewTech-Segment hat die Gewinnschwelle hingegen noch nicht erreicht. „NewTech“ ist das Geschäftsfeld für grüne Technologien wie Wasserstoff-Motoren, elektrische Antriebe und Speicher. Durch eine „marktorientierte Ausrichtung der F&E-Projekte“ bei gleichzeitig stringentem Kostenmanagement konnte es jedoch spürbar um 5,9 Millionen Euro auf derzeit minus 13,5 Millionen Euro verbessert werden, so Deutz.

Für das Gesamtjahr 2026 hält Deutz an seiner Prognose fest. Das Unternehmen rechnet weiterhin mit einem Konzernumsatz zwischen 2,3 und 2,5 Milliarden Euro. (hr) // VON HEIDI ROIDER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Plan B mit starkem Wachstum



Quelle: Fotolia / Photo-K

VERTRIEB. Der Stromanbieter Plan B Net Zero AG aus der Schweiz hat nach eigenen Angaben seine Kundenzahl verdoppelt.

An kreativem Marketing-Sprech fehlt es dem Unternehmen nicht. „Die PLAN-B NET ZERO AG („PLAN-B“), ein innovativer Anbieter digital integrierter Neo-Energy-Lösungen, setzt ihren dynamischen Wachstumskurs fort“, so eine Mitteilung des Unternehmens.

Das Energieunternehmen Plan B Net Zero mit Hauptsitz im schweizerischen Zug hat nach eigenen Angaben die Zahl seiner Stromkunden und Plattformnutzer im ersten Halbjahr 2026 „auf rund 115.000 zum 30. Juni 2026 gesteigert“, heißt es weiter. Zum Jahresende 2025 habe die Zahl bei rund 60.000 gelegen.

Diese starke Entwicklung der Anzahl von Stromkunden und Plattformnutzern in den vergangenen Monaten belege die operative Dynamik des Unternehmens. „Unterstützt wird diese Entwicklung durch ein effizientes Multi-Channel-Vertriebsmodell und einen starken Ausbau des Vertriebspartnernetzwerks und des digitalen Marketings.“ Stand Ende Juni 2026 liegt nach Firmenangaben der jährlich wiederkehrende Umsatz („ARR“) von Plan B bei mehr als 60 Millionen Euro.

Plan B Net Zero bietet in Deutschland vor allem Stromtarife für Privat- und Geschäftskunden sowie Photovoltaikanlagen für Eigenheime und Unternehmen an. Ergänzt wird das Angebot durch die „PLAN-B Neo App“, über die Kunden ihren Vertrag verwalten, Zählerstände übermitteln und ihren Stromverbrauch einsehen können.

Von klassischen Stromvertrieben unterscheidet sich Plan B nach eigenen Angaben dadurch, dass Stromlieferung, Photovoltaikanlage und digitale Services miteinander verknüpft werden. Kunden erhalten diese Leistungen aus einer Hand und können sie über eine gemeinsame App verwalten. Das Unternehmen bezeichnet diesen Ansatz als „Neo Energy“.

Plan B Net Zero wurde 2023 gegründet, ist nach eigenen Angaben vor allem in der Dach-Region tätig und bietet seine Produkte unter anderem in Deutschland an. Hier umfasst das Angebot Stromtarife für Privat- und Geschäftskunden sowie Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher und digitale Energiedienstleistungen. Gründer und CEO ist Bradley Mundt. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Großauftrag für Nordex aus der Türkei



Quelle: Nordex

WINDKRAFT. Die Nordex Group hat für ein Windkraftprojekt in der Türkei einen Auftrag über rund 525 MW erhalten. Der Vertrag umfasst die Lieferung und Errichtung von 72 Turbinen des Typs N175/6.X.

Die Nordex Group hat von der türkischen Türkerler Holding den bislang größten Einzelauftrag für Windenergieanlagen im türkischen Markt erhalten. Der Auftrag von der Türkerler Holding bezieht sich auf das Windprojekt „YEKA-5 R25 Sivas“ in Sivas, bei dem 72 Anlagen der Delta4000-Serie mit 108 Metern Nabenhöhe installiert werden.

Die Installation der ersten Turbine soll im dritten Quartal 2027 beginnen. Mit dem Auftrag stärke die Nordex Group ihre Position im türkischen Windenergiemarkt weiter, in dem sie über einen Marktanteil von 34 Prozent verfüge, wie es in einer Unternehmensmitteilung heißt.

Die Türkerler Holding ist in den Bereichen Bau, Energie, Gesundheitswesen, Immobilienentwicklung, erneuerbare Energien, Stromverteilung und -handel, öffentlich-private Partnerschaftsprojekte sowie in der Textilwirtschaft tätig und gilt als Nordex-Stammkunde.

Ender Özatay, Vice President Region Türkiye and Mid East der Nordex Group, erklärte dazu: „Die Türkerler Holding hat ihr Vertrauen in die Nordex Group gesetzt und uns als Partner für den bisher größten Einzelauftrag für Windenergieanlagen im türkischen Markt ausgewählt. Nach unseren Erfolgen bei früheren

YEKA-Projekten zeigt dieser Auftrag erneut die Wettbewerbsfähigkeit unserer N175/6.X-Technologie, unsere starke lokale Lieferkette sowie das Vertrauen, das Kunden in unser Team und unsere Technologie setzen.“

Die Nordex Group mit Hauptsitz in Hamburg hat seit ihrer Gründung 1985 nach eigenen Angaben mehr als 64.000 MW Windenergieleistung in über 40 Märkten in Betrieb genommen. Der Konzernumsatz wird mit 7,6 Milliarden Euro im Jahr 2025 angegeben. Das Unternehmen beschäftigt derzeit mehr als 11.100 Mitarbeiter. Zum Fertigungsverbund gehören Werke in Deutschland, Spanien, Brasilien, Indien, der Türkei und den USA. (gd) // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Investoren übernehmen Mehrheit an Enpal-Anlagenportfolio



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

BETEILIGUNG. Ein Investorenkonsortium übernimmt Mehrheiten an Enpal-Gesellschaften mit mehr als 20.000 Solaranlagen. Enpal fließen dadurch bis zu 65 Millionen Euro zu.

Ein Konsortium aus Equitix Investment Management, Keppel Infrastructure Trust, MM Capital Partners 2 und Mizuho Leasing übernimmt Mehrheitsbeteiligungen an mehreren Tochtergesellschaften des Berliner Energiedienstleisters Enpal. Die Gesellschaften sind im Privatkundengeschäft aktiv. Enpal erwartet aus der Transaktion über mehrere Schritte hinweg bis zu 65 Millionen Euro frisches Kapital.

Für Equitix, Keppel und MM Capital Partners ist es nach Angaben von Enpal bereits die zweite Investition in Vermögenswerte des Unternehmens. Mizuho Leasing beteiligt sich erstmals. Enpal will die Mittel für die nächste Wachstumsphase einsetzen.

Die Transaktion folgt dabei folgendem Finanzierungsmodell: Enpal bündelt langfristige Leasingverträge mit Privatkunden in eigens dafür gegründeten Zweckgesellschaften. Anschließend werden Mehrheitsanteile an diesen Gesellschaften an Infrastrukturinvestoren verkauft. Die festen monatlichen Zahlungen der Kunden mit Laufzeiten von bis zu 20 Jahren sollen den Investoren langfristig planbare Einnahmen sichern.

Für die Kunden ändere sich durch den Eigentümerwechsel nichts, teilte Enpal mit. Das Unternehmen behalte eine strategische Beteiligung von 10 Prozent an den betroffenen Gesellschaften und führe weiterhin das operative Geschäft. Dazu gehörten der Kundenservice, die technische Überwachung sowie die Wartung der vermieteten Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher.

Finanzierungsmodell basiert auf Leasing-Verträgen

Das Portfolio umfasst nach Unternehmensangaben mehr als 20.000 in Betrieb befindliche Solaranlagen, die überwiegend auf Wohngebäuden installiert sind. Ihre Erzeugungsleistung beziffert Enpal auf insgesamt 240 MW.

Gregor Burkart, Senior Vice President Asset Financing bei Enpal, wertete die erneuten Engagements von Equitix, Keppel und MM Capital Partners sowie den Einstieg von Mizuho Leasing als Bestätigung für das Geschäftsmodell und die Qualität der Anlagen. Wiederholte Kapitalzusagen institutioneller Investoren zeigten nach seiner Einschätzung, dass sich dezentrale Energielösungen für Privathaushalte zu einem etablierten Markt entwickelt haben. Das neue Kapital solle dazu beitragen, das Geschäftsmodell mit vergleichsweise geringer Kapitalbindung fortzuführen und die Plattform schneller auszubauen.

Deutschland bleibe für dezentrale erneuerbare Energieanlagen ein attraktiver Markt, erklärte Equitix-Investmentchef Achal Bhuvania. Mit der Transaktion erweitere der Investor zugleich sein Engagement in der DACH-Region.

Equitix verwaltet nach eigenen Angaben Infrastrukturvermögen von rund 20 Milliarden US-Dollar (23,1 Milliarden Euro). Keppel Infrastructure Trust beziffert sein verwaltetes Vermögen auf etwa 9 Milliarden Singapur-Dollar (6,1 Milliarden Euro). MM Capital Partners 2 verwaltet einen Infrastrukturfonds mit Schwerpunkt auf Beteiligungen in OECD-Staaten. Mizuho Leasing ist ein japanischer Finanzdienstleister mit Schwerpunkten in Leasing- und Finanzierungslösungen für Industrie, Informationstechnik und Infrastruktur.

Enpal bietet Solaranlagen, Batteriespeicher, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, intelligente Messsysteme und Wärmepumpen an. Nach eigenen Angaben betreut das 2017 gegründete Unternehmen mehr als 130.000 Kunden. Über die Plattform „Enpal.One+“ vernetzt es auch Anlagen und vermarktet sie an den Großhandelsmärkten. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Windenergieunternehmen vor Eigentümerwechsel



Quelle: Shutterstock / Jacques Tarnero

WINDKRAFT ONSHORE. Russland hat den Verkauf und die Übertragung von Anteilen an russischen Windenergieunternehmen genehmigt.

Hintergrund ist die Auflösung der bisherigen Investitionspartnerschaft des Wind Energy Development Fund. Der entsprechende Erlass wurde nach Agenturberichten auf dem offiziellen russischen Rechtsportal veröffentlicht.

Der Wind Energy Development Fund wurde 2017 gemeinsam vom finnischen Energiekonzern Fortum (über dessen russische Tochter Forward Energo) und der russischen Staatsgesellschaft Rusnano gegründet. Beide Partner hielten jeweils 50 Prozent an dem Fonds, der Projekte im Bereich erneuerbarer Energien mit einer Gesamtleistung von 1.823 MW finanzierte. Verwaltet wurde der Fonds über die Vetroenergetika Management Company.

2021 beschlossen Fortum und Rusnano, ihre gemeinsame Beteiligung aufzulösen. Fortum plante anschließend ein neues Gemeinschaftsunternehmen mit der Gazprombank, das Windenergieprojekte mit einer Leistung von knapp 1.300 MW übernehmen sollte. Rusnano wollte parallel weitere Projekte mit einer Gesamtleistung von rund 1.400 MW fortführen.

Fortum gehörte zu den größten ausländischen Investoren in der russischen Stromwirtschaft und war auch im Windenergiesektor stark engagiert. Nach dem Beginn des Ukraine-Kriegs wurden zentrale Vermögenswerte des Unternehmens in Russland unter staatliche Verwaltung gestellt. 2023 schrieb Fortum seine russischen Beteiligungen vollständig ab und nahm sie aus seiner Konzernbilanz heraus. Forward Energo ist dennoch weiterhin auf dem russischen Markt für erneuerbare Energien aktiv. (ak)

// VON ANDREA KRAUS

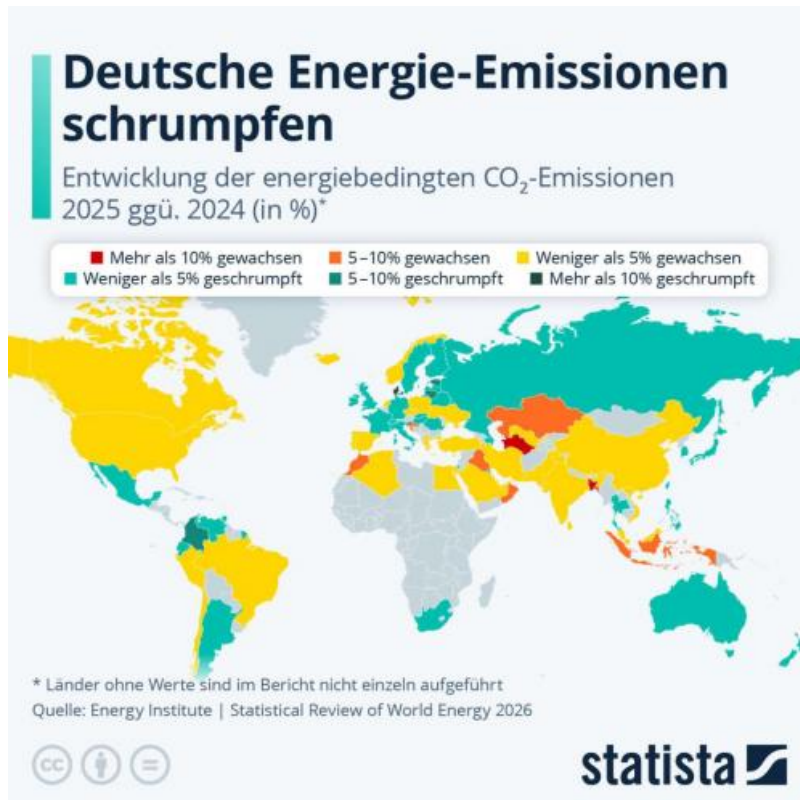
[^ Zum Inhalt](#)

Die deutschen Energie-Emissionen sinken



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

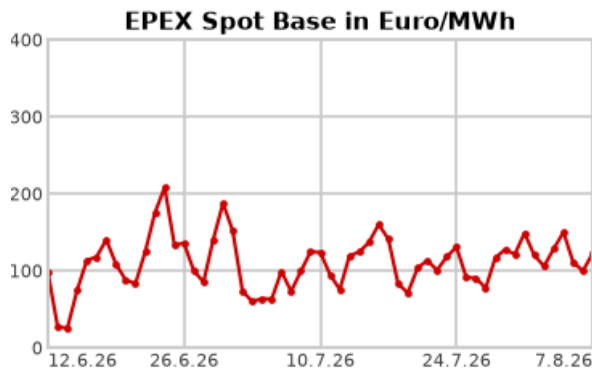
Quelle: Statista

Die weltweiten energiebedingten CO₂-Emissionen sind dem Statistical Review of World Energy 2026 um 1,1 Prozent auf 35,8 Milliarden Tonnen gestiegen. In China wurde dieser Wert mit 0,7 Prozent Wachstum leicht unterboten. Hingegen legten die USA, das Land mit den zweitmeisten CO₂-Emissionen, um 3,1 Prozent zu. In Deutschland ist die Entwicklung leicht positiv. Beliefen sich die Energie-Emissionen hierzulande 2024 auf 566,1 Millionen Tonnen waren es ein Jahr später 557,6 Millionen Tonnen – das entspricht einem Rückgang von 1,2 Prozent. // VON REDAKTION

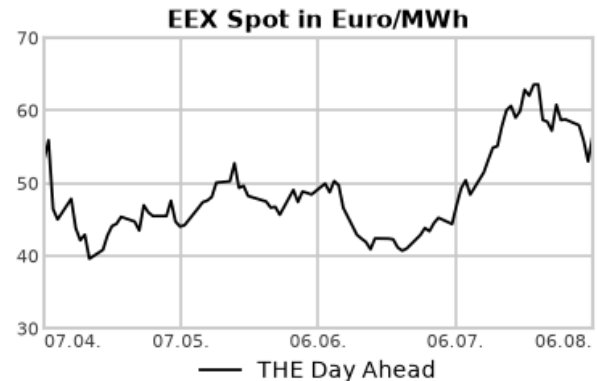
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Hitze und LNG-Sorgen treiben Preise



Quelle: E&M

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

Überwiegend fester haben sich die europäischen Energiemärkte am Donnerstag präsentiert. Gestützt wurden die Notierungen von der anhaltend angespannten Versorgungslage am Gasmarkt sowie einer Hitzewelle, die den Strombedarf und den Einsatz von Gaskraftwerken hoch hält.

Zwar sorgten Signale über Fortschritte bei den Gesprächen zwischen dem Iran und Oman zur Regelung des Schiffsverkehrs durch die Straße von Hormus für eine etwas geringere geopolitische Risikoprämie, die Unsicherheit über die LNG-Versorgung Europas bleibt jedoch bestehen. Verzögerte Lieferungen aus Katar, die starke Nachfrage asiatischer Käufer und die weiterhin ungewöhnlich niedrigen europäischen Gasspeicherstände stützen das Preisniveau.

Strom: Uneinheitlich hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Donnerstag präsentiert. Der Day-ahead gewann im Base 22,50 auf 122,25 Euro je Megawattstunde und im Peak 43,00 auf 89,25 Euro je Megawattstunde.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Freitag nur noch 25 Gigawatt betragen und damit ein gutes Stück unter dem Wert vom Donnerstag (33 Gigawatt) liegen. Für Samstag und Sonntag werden noch geringere Einspeiseleistungen in Aussicht gestellt, bevor es zum Start in die neue Woche vor allem wieder etwas windiger werden dürfte. Der Anstieg hält sich aber in Grenzen, denn das US-Wettermodell stellt weiterhin unterdurchschnittliche Wind-Einspeiseleistungen bis etwa 20. August in Aussicht. Die Hitzewelle dürfte sich den US-Meteorologen zufolge in diesem Zeitraum weiter fortsetzen.

Am langen Ende gewann das Strom-Cal-27 bis zum Nachmittag um 0,21 auf 100,44 Euro je Megawattstunde hinzu.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Donnerstag wieder zugelegt. Der Dec 26 gewann bis gegen 15.00 Uhr 0,41 auf 81,50 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 12,2 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 82,35 Euro, das Tief bei 80,97 Euro.

Dem CO₂-Markt fehlen laut Analysten aktuell eigene Impulse. Wichtigster Taktgeber bleiben laut den Analysten von Redshaw Advisors die Bewegungen an den Märkten für Gas, Öl und Strom, ausgelöst durch

die Verhandlungen im Nahen Osten. Da jedoch sowohl die USA als auch der Iran unterschiedliche Signale über den Stand der Gespräche sendeten, verhielten sich die Marktteilnehmer überwiegend abwartend. Solange es keine größere Klarheit über eine mögliche Einigung gebe, dürfte sich dieses Bild fortsetzen, hieß es.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben sich am Donnerstag wieder aufwärts bewegt. Der Frontmonat am niederländischen TTF verteuerte sich bis gegen 15.00 Uhr um 1,400 auf 54,400 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es für den Day-ahead um 1,275 auf 54,225 Euro je Megawattstunde nach oben.

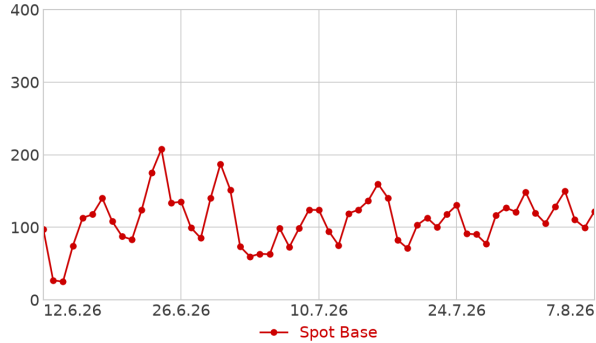
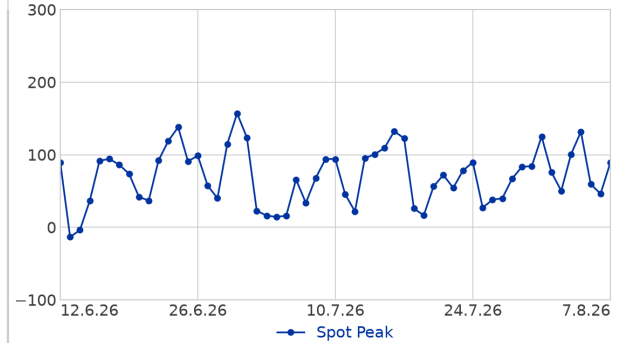
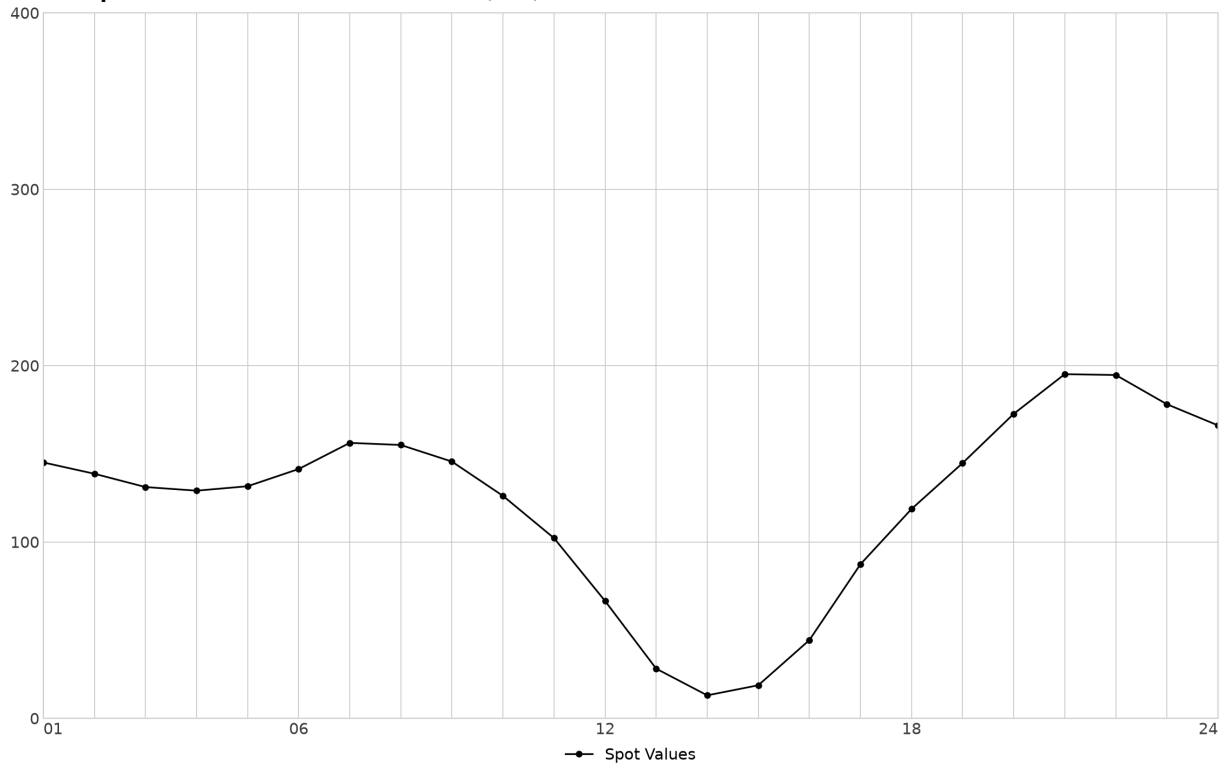
Ausschlaggebend waren anhaltende Sorgen über die Versorgungslage am europäischen Gasmarkt. Zwar ging die geopolitische Risikoprämie zurück, nachdem der Iran mitgeteilt hatte, sich mit Oman auf einen Vorschlag zur Regelung des Schiffsverkehrs durch die Straße von Hormus verständigt zu haben. Dennoch bleiben die Risiken für die LNG-Versorgung hoch.

Der Transport von Flüssigerdgas durch die strategisch wichtige Wasserstraße ist weiterhin erheblich beeinträchtigt. Dadurch verzögern sich Lieferungen großer Exporteure wie Katar, was die Befüllung der europäischen Gasspeicher für den kommenden Winter erschwert. Gleichzeitig verschärft die starke Nachfrage asiatischer Käufer den Wettbewerb um verfügbare LNG-Ladungen.

Zusätzlichen Aufwärtsdruck erzeugt die anhaltende Hitzewelle in Mittel- und Südeuropa, die den Strombedarf für Klimaanlage steigen lässt und damit den Gasverbrauch in der Stromerzeugung erhöht.

Die Gasspeicher in der Europäischen Union sind derzeit zu knapp 58 Prozent gefüllt. Das ist der niedrigste saisonale Speicherstand für diesen Zeitpunkt des Jahres seit nahezu zwei Jahrzehnten und unterstreicht die angespannte Versorgungslage vor Beginn der Heizperiode. (map) // 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

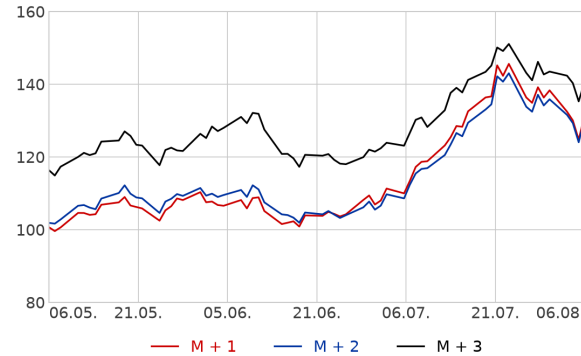
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	06.08.26	German Power Sep-2026	131,16
M2	06.08.26	German Power Oct-2026	130,14
M3	06.08.26	German Power Nov-2026	140,45
Q1	06.08.26	German Power Q4-2026	135,29
Q2	06.08.26	German Power Q1-2027	126,46
Q3	06.08.26	German Power Q2-2027	85,74
Y1	06.08.26	German Power Cal-2027	101,96
Y2	06.08.26	German Power Cal-2028	85,98
Y3	06.08.26	German Power Cal-2029	77,63

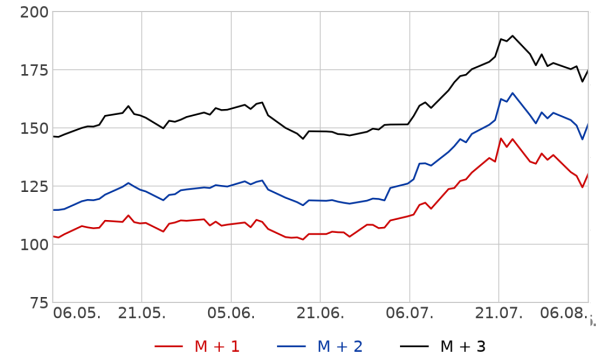
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	06.08.26	German Power Sep-2026	130,17
M2	06.08.26	German Power Oct-2026	151,61
M3	06.08.26	German Power Nov-2026	174,76
Q1	06.08.26	German Power Q4-2026	164,10
Q2	06.08.26	German Power Q1-2027	144,84
Q3	06.08.26	German Power Q2-2027	70,90
Y1	06.08.26	German Power Cal-2027	107,53
Y2	06.08.26	German Power Cal-2028	92,94
Y3	06.08.26	German Power Cal-2029	83,68

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



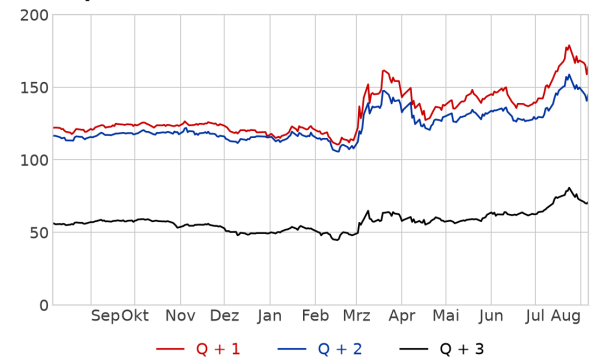
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



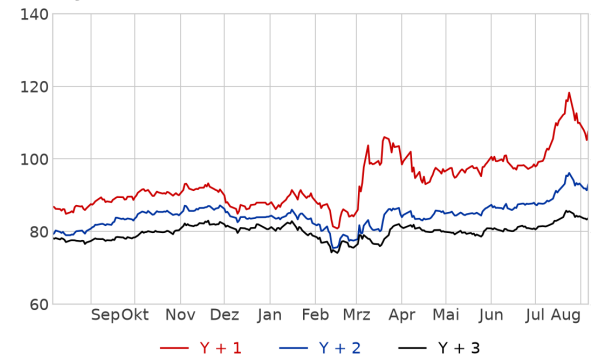
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

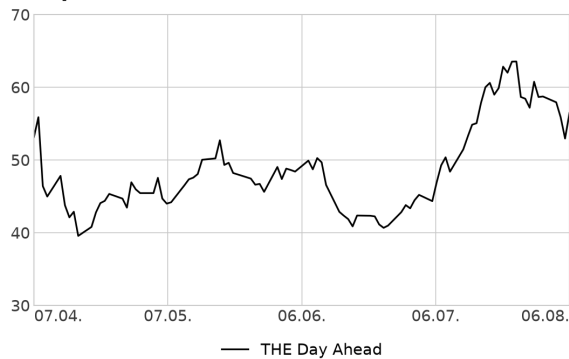


Gas Spot- und Terminmarkt

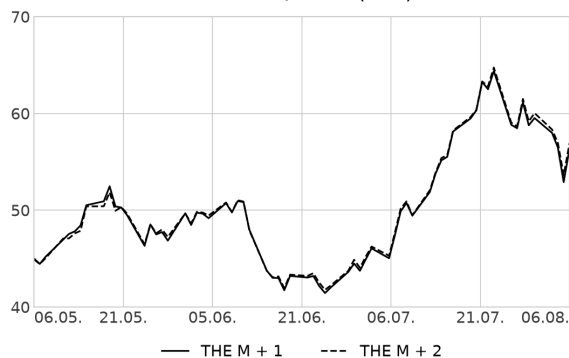
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	06.08.26	German THE Gas Sep-2026	56,35
M2	06.08.26	German THE Gas Oct-2026	56,92
Q1	06.08.26	German THE Gas Q4-2026	56,82
Q2	06.08.26	German THE Gas Q1-2027	54,33
S1	06.08.26	German THE Gas Win-2026	55,59
S2	06.08.26	German THE Gas Sum-2027	38,46

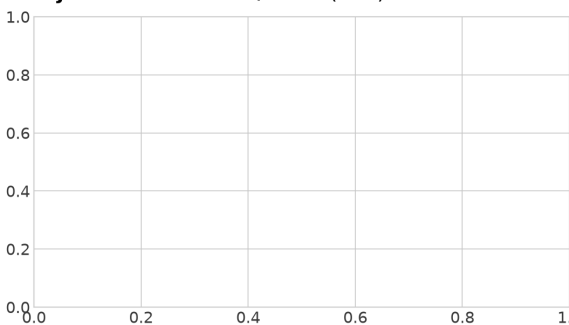
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



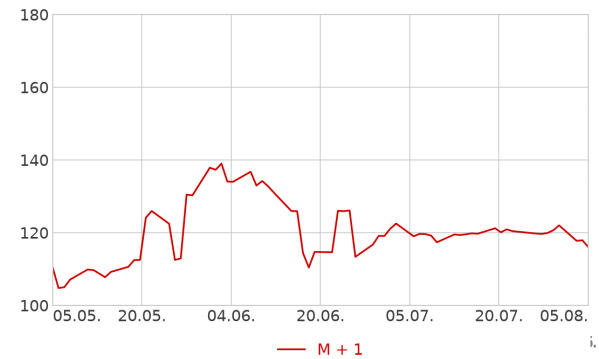
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	06.08.26	122,08	EUR/MWh
Germany Spot peak	06.08.26	88,99	EUR/MWh
EUA September	06.08.26	81,18	EUR/tonne
Coal API2 September 20	05.08.26	116,05	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day AI	06.08.26	56,47	EUR/MWh
German THE Gas Sep-2026	06.08.26	56,35	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2026	06.08.26	82,49	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Geschäftsführer (m/w/d) Erneuerbare Energien

Geschäftsführer (m/w/d) für NaturEnergy & NaturStromProjekte. Führe die Energiewende strategisch ...
in Bamberg (+1 weiterer Standort)

vor 18 h

Vorstand/Geschäftsführung



Stellvertretende Stationsleitung gastroenterologische Station I2 (m/w/d)

Klinikum Stuttgart - Entscheiden Sie sich für etwas Großes. Wir sind mit unseren drei Häusern Kathari...
in Stuttgart

vor 2 h

Weiterbildung



Ingenieur/in Landschaftsplanung / Landschaftsbau (w/m/d)

Das Regierungspräsidium Tübingen hat vielfältige Aufgaben in den Bereichen Umwelt- und Naturschut...
in Mühlhausen-Ehingen

vor 2 h

Festanstellung / Freie Mitarbeit Flexible Arbeitszeit



Pflegefachperson (m/w/d) für die gastroenterologische Station

Wir suchen zum ab sofort in Voll- oder Teilzeit für unser Klinikum in Winnenden eine Pflegefachperson...
in Winnenden

vor 2 h

Weiterbildung / Kantine



Stationsleitung (w/m/d) für die Gastroenterologische Station - Hier sind Sie richtig!

Das bieten wir Attraktive Lage im westlichen Münsterland nahe der niederländischen Grenze Betrieblic...
in Gronau (Westfalen)

vor 2 h

Festanstellung / Ausbildung Weiterbildung

WEITERE STELLEN GESUCHT? HIER GEHT ES ZUM E&M STELLENMARKT

IHRE E&M REDAKTION:

Stefan Sagmeister (Chefredakteur, CVD print, Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Energiehandel, Finanzierung, Consulting



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



Korrespondent Brüssel: **Tom Weingärnter**
 Korrespondent Wien: **Klaus Fischer**
 Korrespondent Zürich: **Marc Gusewski**
 Korrespondenten-Kontakt: **Kerstin Bergen**



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



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



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

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



Über E&M



E&M Anzeigen-Vertrieb



E&M Mediadaten



E&M Zeitung



E&M Termine



E&M Shop



E&M Firmendatenbank



E&M Glossar

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Mühlfelder Str. 18 a - 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:

