



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**174,91 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**42,32 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**2.800**

Aussteller versammeln die vier Fachmessen unter dem Dach der The smarter E vom 23. Juni an in München. Es handelt sich um die Intersolar, die ESS, die Power 2 Drive und die EM-Power

STROMNETZ

Warnung vor Stromnetzausbau a la „Nähmaschine“

STROMSPEICHER

BSW-Solar warnt vor Hürden beim Ausbau von Großspeichern

STROMSPEICHER

Stadtwerk an ungewöhnlicher Speichertechnik beteiligt

Inhalt

TOP-THEMA

→ **STROM:** Frankreich übertrifft Deutschland bei negativen Preisen

POLITIK & RECHT

→ **STROMNETZ:** Warnung vor Stromnetzausbau a la „Nähmaschine“

→ **PHOTOVOLTAIK:** Verband: PV spart bis zu 270 Milliarden Euro Kosten

HANDEL & MARKT

→ **STROMSPEICHER:** BSW-Solar warnt vor Hürden beim Ausbau von Großspeichern

→ **VERANSTALTUNG:** Aussteller im Endspurt vor der Smarter E Europe

TECHNIK

→ **STROMSPEICHER:** Stadtwerk an ungewöhnlicher Speichertechnik beteiligt

→ **STROMNETZ:** SF6-freie 420-kV-Schaltanlage besteht Prüfung

→ **F&E:** Sommerwärme für den Winter speichern

→ **STROMSPEICHER:** Nidec zeigt neue Speicherlösungen auf der Intersolar

→ **KERNKRAFT:** Gorleben soll weitere 20 Jahre Zwischenlösung sein

UNTERNEHMEN

→ **WINDKRAFT ONSHORE:** Deutscher Windenergie-Anlagenbauer fertigt mehr in Türkei

- **WINDKRAFT OFFSHORE:** München steigt erneut in Offshorewind ein
 - **BILANZ:** Krefeld kehrt „auf Normalniveau“ zurück
 - **BILANZ:** Stadtwerke Bielefeld starten Sparprogramm und steigern Gewinn
 - **WINDKRAFT ONSHORE:** Windanlagenbauer Nordex erhält drei Aufträge in den USA
 - **PERSONALIE:** Drei neue Gesichter im Beirat des BMW
 - **STATISTIK DES TAGES:** Ladeorte der Nutzer von Elektroautos
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Eine Viertelstunde für mehr als 600 Euro
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Frankreich übertrifft Deutschland bei negativen Preisen



Quelle: Pixabay / Anders Mejlvang

STROM. Die Börse Epex Spot verzeichnet an ihren europäischen Day-Ahead-Strommärkten von Januar bis Mitte Juni insgesamt 2.431 Stunden mit negativen Preisen. Spitzenreiter ist -Frankreich.

Platz 2 in Europa nach knapp sechs Monaten des Jahres: In 287 Stunden lag der Day-Ahead-Preis in der Gebotszone Deutschland/Luxemburg im Minus. 2.431 Stunden mit negativen Preisen waren es an allen europäischen Day-Ahead-Märkten der Strombörse Epex Spot in der Zeit von Januar bis 19. Juni.

Wie eine Aufstellung der Börse mit Sitz in Paris für diese Redaktion zeigt, war nicht, wie vielleicht erwartet, Deutschland der Spitzenreiter bei negativen Strompreisen, sondern Frankreich. Dort lag der Strompreis bis Mitte Juni 400 Stunden lang im Minus. In den Niederlanden zahlten Händler an 236 Stunden drauf, um überschüssigen Strom loszuwerden. Mit 213 Stunden folgte Polen.

Zum Vergleich: 2025 hatte die Epex für Deutschland insgesamt 576 Stunden mit negativen Preisen verzeichnet, für Frankreich 513, für die Niederlande 584. An erster Stelle rangierte die schwedische Gebotszone SE2 mit 681 Stunden. Alles in allem gab es 2025 an den Epex-Day-Ahead-Märkten 6.780 Stunden mit Minuspreisen.

Einschneidend, nicht nur in Deutschland, war der 1. Mai 2026. In Frankreich rutschte der Preis an der „Fete du Travail“ laut den europäischen Übertragungsnetzbetreibern (Entsoe) auf minus 497,80 Euro/MWh. In Polen sackte er bis auf minus 489,99 Euro/MWh ab. In den Niederlanden sank der Day-Ahead bis auf minus 499,37 Euro/MWh, obwohl der 1. Mai dort ein Werktag ist.

Vergleichsweise gering schlug der Preis dagegen etwa in Spanien nach unten aus - auch dort ruht die Arbeit am 1. Mai. Zeitweise fiel er auf minus 2,10 Euro/MWh. In Finnland lag das Minimum laut Entsoe bei einer schwarzen Null, in den schwedischen Gebotszonen SE1 und SE2 bei einer roten Null.

BDEW: „Negative Preise in vielen Ländern parallel“

Dass es länderübergreifend zu Preisstürzen kommt, liegt für den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) auf Anfrage auf der Hand: „Aufgrund der Gleichzeitigkeit der PV- und Wind-Produktion können negative Preise in vielen Ländern parallel auftreten, wie zum Beispiel am 1. Mai.“ Kann

Deutschland bei Stromimporten von negativen Preisen in Nachbarländern profitieren? „Am 1. Mai 2026 wurde sehr wenig importiert / exportiert, weil das Preisniveau in allen angrenzenden Ländern niedrig war. Quantitativ lässt sich der Effekt daher schwer beziffern“, schreibt der BDEW.

Die Internationale Energieagentur (IEA) schreibt in ihrem jüngsten Jahresbericht („Electricity 2026“) von einer Häufung negativer Preise in vielen europäischen Märkten. Demnach erreichte der Anteil der Stunden mit negativen Preisen im Jahr 2025 in Ländern wie Frankreich, Deutschland, den Niederlanden und Spanien 6 Prozent – verglichen mit rund 3 bis 5 Prozent im Jahr 2024. Spanien verzeichnete den größten Anstieg gegenüber dem Vorjahr, wobei sich die Zahl der Stunden mit negativen Preisen verdoppelte.

Finnland und Schweden gegen den Trend

Gegen den Trend verlief die Entwicklung in Finnland und Schweden. Im Jahr 2024 hatte Finnland mit 8 Prozent den höchsten Stundenanteil mit negativen Preisen, danach kam Schweden. In Finnland sank die Anzahl dieser Stunden um etwa 40 Prozent, in Schweden um nahezu 30 Prozent, so die IEA.

„Dies könnte auf verschiedene strukturelle Faktoren zurückzuführen sein, darunter die Einführung der Flow-Based-Market-Coupling-Methode zur Berechnung und Zuteilung grenzüberschreitender Stromhandels-Kapazitäten, den Ausbau von Speichern sowie eine stärkere Preisreaktion der Stromerzeugung“, erläutert die Organisation. Zudem verweisen die IEA-Experten auf die fortschreitende Elektrifizierung der Fernwärme in Finnland.

„Negative Preise deuten im Allgemeinen auf eine mangelnde Flexibilität des Systems hin, die auf technische, regulatorische oder vertragliche Gründe zurückzuführen ist, insbesondere in Zeiten geringer Stromnachfrage und hoher Stromerzeugung“, so die IEA. Der Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) sprach gegenüber der Redaktion von einem „Alarmsignal für Stress im Stromsystem“.

„Flexibilität sollte nicht durch Extremwerte motiviert sein“

Das Alarmsignal Anfang Mai hat dazu geführt, dass die regulatorische Preisuntergrenze auf minus 600 Euro weiter abgesenkt wurde (wir berichteten). Wo die technische Grenze im Handel nach unten gezogen wird, ist aus Sicht des VIK zweitrangig. Viel wichtiger: „Flexibilisierung.“

Ähnlich sieht man das bei Tibber. „Die Grenzen werden für die Systemstabilität benötigt. Das Problem ist nicht die Preisgrenze, sondern die fehlende Flexibilität und Marktintegration“, sagt Ralf Walther, Energy Market Lead bei dem Energieanbieter. „Extremwerte sind eher Ausdruck eines Ungleichgewichts und ein starker Hinweis darauf, dass mehr Flexibilität ermöglicht werden muss.“ // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / BELL KA PANG

Warnung vor Stromnetzausbau a la „Nähmaschine“

STROMNETZ. Sachverständige haben im Bundestag unterschiedliche Positionen zur Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes vertreten. Im Mittelpunkt standen Kosten durch Freileitungen oder Erdkabel.

Die geplante Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) stieß in der Bundestagsanhörung des Energieausschusses auf Zustimmung. Die geladenen Sachverständigen nannten am 22. Juni die Fortschreibung des Bedarfsplans für die Stromübertragungsnetze notwendig, um den steigenden Strombedarf und den Ausbau von Ökostrom abzusichern.

Uneinigkeit herrschte jedoch bei der Finanzierung des Netzausbaus und bei der Frage, ob neue Gleichstromleitungen vorrangig als Freileitungen oder als Erdkabel gebaut werden sollten.

Wirtschaftswissenschaftler Patrick Kaczmarczyk von der Uni Mannheim begrüßte die Aufnahme weiterer Netzausbauvorhaben in das Gesetz. Die Bundesregierung erkenne damit die zentrale Rolle der Übertragungsnetze für eine klimaneutrale Stromversorgung an. Zugleich kritisierte Kaczmarczyk, dass die Frage der Finanzierung im Gesetzentwurf weitgehend ausgeblendet werde.

Nach seinen Berechnungen werden für den Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze bis 2045 Investitionen von rund 651 Milliarden Euro benötigt. Davon entfielen 328 Milliarden Euro auf die Übertragungsnetze und 323 Milliarden Euro auf die Verteilnetze. Nach seinen Angaben würde eine Finanzierung des Netzausbaus über privates Eigenkapital die Stromkunden bis 2037 mit zusätzlichen Kosten von rund 110 Milliarden Euro belasten.

Daher sprach sich Kaczmarczyk für eine stärkere öffentliche Beteiligung an den Übertragungsnetzen aus. Als mögliche Maßnahmen nannte er eine Ausweitung staatlicher Beteiligungen an Netzbetreibern sowie eine stärkere Orientierung der Eigenkapitalverzinsung am tatsächlichen Risiko der Netzinfrastruktur.

Erdkabel zu teuer

Andreas Feicht vom Kölner Versorger Rheinenergie bekräftigte, dass Erdkabel erheblich teurer als Freileitungen sind. Das gelte auch für den Betrieb, weil die Erdkabel eine kürzere Haltbarkeitsdauer hätten.

Dadurch werde Strom unnötig teuer. Man habe früher angenommen, dass Erdkabel auf stärkere Akzeptanz stoßen würden. Das habe sich als falsch erwiesen, daher riet er von den im Gesetzentwurf vorgesehenen Ausnahmen ab.

Diese Meinung unterstützten auch Vertreter der Übertragungsnetzbetreiber. Werner Götz, CEO der Transnet BW, warnte, weitere Verzögerungen würden Planung und Umsetzung wichtiger Infrastrukturprojekte erschweren. Besonders kritisch bewertete Götz die Ausnahmen vom geplanten Freileitungsvorrang.

Nach seiner Einschätzung führen abschnittsweise Wechsel zwischen Freileitungen und Erdkabeln zu zusätzlichen Planungsaufwänden, höheren Kosten und längeren Genehmigungsverfahren. Allein bei den geplanten Gleichstromprojekten DC42 und DC42plus könnten laut Transnet BW rund 10 Milliarden Euro eingespart werden.

Keine Stückelung von Leitungen

Auch der Übertragungsnetzbetreiber Amprion sprach sich gegen eine Teil-Erdverkabelung aus. In seiner Stellungnahme warnte der Leiter für Wirtschaftsrecht, Guido Hermeier, vor sogenannten „Nähmaschinen-Lösungen“, bei denen sich Freileitungs- und Erdkabelabschnitte innerhalb eines Projekts abwechseln. Dies führe zu zusätzlichem Planungs- und Genehmigungsaufwand sowie zu mehr Rechtsunsicherheit.

Amprion plädierte zugleich für mehr Technologieoffenheit. Der Gesetzgeber solle für jedes Vorhaben frühzeitig festlegen, ob Freileitung oder Erdkabel zum Einsatz kommen. Dabei könnten regionale Besonderheiten, Kosten, Akzeptanzaspekte und technische Entwicklungen berücksichtigt werden.

Planungen nicht nachträglich ändern

Einen anderen Schwerpunkt setzte Silke Weyberg, Geschäftsführerin des Landesverbands Erneuerbare Energien Niedersachsen/Bremen (LEE). Sie begrüßte den vorgesehenen Netzausbau grundsätzlich, mahnte jedoch eine stärkere strategische Verzahnung mit dem Ausbau des Wasserstoffnetzes und einer regionalen Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch an.

Nach ihrer Auffassung sollten begonnene Planungen nicht nachträglich von Erdverkabelung auf Freileitungen umgestellt werden. Statt eines generellen Erdkabelvorrangs sprach sich der Verband für transparente Kriterien aus, die eine Erdverkabelung in bestimmten Fällen weiterhin ermöglichen.

Der Entwurf zur Änderung des BBPIG zielt darauf ab, das deutsche Stromübertragungsnetz auf der Höchstspannungsebene schneller, bedarfsgerechter und kosteneffizienter auszubauen. Dazu sollen 45 weitere Vorhaben zum Ausbau des Stromnetzes in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden. 13 Netzausbau-Projekte sollen geändert und für 58 Vorhaben soll der vordringliche Bedarf festgestellt werden. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG





Neue Einnahmequelle für Stadtwerke

Der Batteriespezialist Tesvolt baut nicht nur Co-Location-Speicherprojekte und Batterieparks, sondern bietet auch die Vermarktung des Stroms an der Börse und gleichzeitig die Teilnahme am Regenergiemarkt an. So erwirtschaften Stadtwerke besonders hohe Erlöse.

Tesvolt begleitet Stadtwerke von der ersten Idee bis zum laufenden Betrieb der Batteriespeicher. Kunden erhalten alle Leistungen aus einer Hand.

Besuchen Sie Tesvolt auf der **eess Europe 2026**

 **Messe München | Halle B2 | Stand 110**
 **23. – 25. Juni 2026**

// JETZT TERMIN FÜR EES EUROPE VEREINBAREN oder Kontakt aufnehmen unter **+49 (0) 3491 / 87 97 100**

Verband: PV spart bis zu 270 Milliarden Euro Kosten



Quelle: Pixabay / Alex Csiki

PHOTOVOLTAIK. Die rund sechs Millionen Solarstromanlagen in Deutschland haben laut Bundesverband Solarwirtschaft seit 2020 fossile Energieimporte und Klimafolgen in Milliardenhöhe vermieden.

Nach Berechnungen des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW-Solar) haben die in Deutschland installierten Photovoltaikanlagen zwischen 2020 und 2025 einen volkswirtschaftlichen Nutzen in dreistelliger Milliardenhöhe erzielt. Demnach ersetzte Solarstrom fossile Energieimporte im Wert von rund 20 Milliarden Euro. Gleichzeitig wurden laut Schätzungen Klimaschadenskosten von bis zu 250 Milliarden Euro vermieden.

Grundlage der Berechnungen ist die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen in den vergangenen sechs Jahren. Nach Angaben des Verbandes erzeugten die Anlagen in diesem Zeitraum knapp 390 Milliarden kWh Strom. Diese Strommenge habe vor allem Erdgas- und Steinkohlekraftwerke verdrängt und damit sowohl den Bedarf an fossilen Brennstoffimporten als auch die Treibhausgas-Emissionen reduziert.

Treibhausgase vermieden

Der Verband verweist dabei auf Daten des Umweltbundesamtes (UBA). Demnach wurden durch die Nutzung von Solarstrom in Deutschland in den vergangenen 20 Jahren 500 Millionen Tonnen

Treibhausgase vermieden. Mehr als die Hälfte davon entfiel laut den Angaben auf die Jahre 2020 bis 2025. In diesem Zeitraum seien 270 Millionen Tonnen Treibhausgase eingespart worden.

Auf Basis von Schätzungen des UBA beziffert der BSW-Solar die daraus resultierenden vermiedenen Klimaschadenskosten auf bis zu 250 Milliarden Euro. Die Berechnung berücksichtigt laut Verband die Auswirkungen auf heutige und künftige Generationen gleichermaßen.

Zusätzlich habe die Photovoltaik die Ausgaben für Energieimporte gesenkt. Der Wert der vermiedenen Importe summiere sich nach Schätzungen des Verbandes allein in den vergangenen sechs Jahren auf mehr als 20 Milliarden Euro.

Wirtschaftsfaktor für Deutschland

Carsten Körnig, Hauptgeschäftsführer des BSW-Solar, sieht darin einen Beitrag zur wirtschaftlichen Stabilität. Solarstrom schütze nicht nur das Klima, sondern stärke auch den Wirtschaftsstandort Deutschland, erklärte er. Jede neue Solaranlage reduziere die Abhängigkeit von Energieimporten und erhöhe die Widerstandsfähigkeit der Strompreise gegenüber geopolitischen Krisen. Die Photovoltaik habe sich insbesondere in Verbindung mit Batteriespeichern zu einem wichtigen Baustein für Versorgungssicherheit und Energiesouveränität entwickelt.

Auch das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fraunhofer ISE) mit Sitz in Freiburg verweist auf die Bedeutung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Leonhard Gandhi, Leiter der Plattform Energy-Charts beim Fraunhofer ISE, erklärte, der starke Ausbau der Photovoltaik seit 2022 habe dazu beigetragen, die Auswirkungen steigender Erdgaspreise auf den Börsenstrompreis abzumildern. Gleichzeitig betonte er, dass der Ausbau der Erneuerbaren insgesamt noch nicht ausreiche, um Deutschland deutlich unabhängiger von geopolitischen Krisen zu machen.

PV-Förderung beibehalten

Direkt vor der Fachmesse Intersolar fordert der BSW-Solar deshalb, den Ausbau von Solarenergie und Speichern weiter voranzutreiben. Nach Angaben des Verbandes beschäftigt die deutsche Solar- und Speicherbranche inzwischen rund 120.000 Menschen und erzielt einen Jahresumsatz von etwa 30 Milliarden Euro.

Unterstützung erhält dieser Kurs laut einer aktuellen Yougov-Umfrage auch aus der Bevölkerung. Demnach sprechen sich rund 70 Prozent der Befragten dafür aus, die Abhängigkeit Deutschlands von fossilen Energieimporten durch einen stärkeren Ausbau Regenerativer und von Speichertechnologien weiter zu verringern.

Auch die bayerische Staatsregierung sieht die vom Bund geplante Streichung der Einspeisevergütung für Dach-Solaranlagen kritisch. „Bei einer abrupten Streichung könnten die Ausbauzahlen der PV-Aufdachanlagen in Bayern deutlich zurückgehen“, heißt es in einer Antwort des Wirtschaftsministeriums auf eine Anfrage der oppositionellen Grünen im Landtag.

Gleichwohl widerspreche ein Festhalten an der Einspeisevergütung dem Ziel, die PV stärker in den Markt zu integrieren. „Stattdessen sollte ein schrittweises Vorgehen verfolgt werden, das die Systemintegration stärkt, ohne den Zubau auszubremsen“, so das von Hubert Aiwanger (Freie Wähler) geführte Landesministerium. // VON SUSANNE HARMSSEN

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

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Fotolia / malp

BSW-Solar warnt vor Hürden beim Ausbau von Großspeichern

STROMSPEICHER. Der Markt für Batteriespeicher legt deutlich zu. Nach einer Analyse von Enervis könnten jedoch viele geplante Großspeicherprojekte an regulatorischen Hürden scheitern.

Der Ausbau von Batteriespeichern in Deutschland hat sich zu Beginn des Jahres 2026 deutlich beschleunigt. Nach Angaben des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW-Solar) wurden allein im ersten Quartal mehr als 2 Millionen kWh zusätzliche Speicherkapazität in Betrieb genommen. Besonders dynamisch habe sich der Markt für Großspeicher entwickelt. Dort sei der Zubau gegenüber dem Vorjahreszeitraum um rund 290 Prozent auf mehr als 1 Million kWh Speicherkapazität gestiegen.

Gleichzeitig sieht die Solarwirtschaft allerdings erhebliche Risiken für den weiteren Ausbau und fordert politische Gegenmaßnahmen. Anlass der Warnung ist eine aktuelle Analyse der Unternehmensberatung Enervis, die der Solarverband zitiert. Demnach könnten bis 2029 unter ungünstigen regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen lediglich rund 15 Millionen kWh zusätzliche Großspeicherkapazität realisiert werden.

Weitere Projekte mit einer Kapazität von etwa 58 Millionen kWh befänden sich zwar in Planung, ihre Umsetzung sei jedoch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Nach Darstellung des BSW-Solar gelten damit derzeit nur rund ein Fünftel der geplanten Großspeicher-Kapazitäten als vergleichsweise gesichert.

Schnellere Netzanschlussverfahren gefordert

Der Verband verweist darauf, dass in Deutschland derzeit Batteriespeicher mit einer Gesamtkapazität von rund 30 Millionen kWh betrieben werden. Davon entfielen etwa 6 Millionen kWh auf Großspeicher.

Nach Einschätzung von BSW-Solar-Hauptgeschäftsführer Carsten Körnig wird sich erst in den kommenden Jahren entscheiden, ob aus dem derzeitigen Speicherboom tatsächlich die für die Energiewende benötigten Kapazitäten entstehen. Dies hänge maßgeblich von den politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab.

Als zentrales Hemmnis nennt der Verband die Netzanschlussverfahren. Diese seien häufig langwierig und zwischen den Netzbetreibern uneinheitlich ausgestaltet. Fehlende Standardisierung, unterschiedliche technische Anforderungen sowie ein geringer Digitalisierungsgrad führten dazu, dass sich zahlreiche Projekte verzögerten. Investitionsbereitschaft sei zwar vorhanden, die Umsetzung scheitere jedoch oftmals an administrativen Hürden.

Der BSW-Solar fordert daher eine Beschleunigung und Standardisierung von Netzanschlussverfahren für Batteriespeicher. Zu der aktuellen Kontroverse zwischen Eon und der Speicherlobby BVES über ein Standardisierungsmodell der Eon-Verteilnetzgesellschaften (wir berichteten) äußerte sich der Solarverband nicht.

Zudem müsse der sogenannte Multi-Use-Betrieb regulatorisch erleichtert werden, damit Speicher mehrere Dienstleistungen gleichzeitig erbringen können. Darüber hinaus spricht sich der Verband dafür aus, Batteriespeicher stärker im Redispatch und zur Bewältigung von Netzengpässen einzusetzen, anstatt Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abzuregeln. Auch der Anschluss von Speichern an bestehende Netzanschlüsse von Kraftwerken sowie Industrie- und Gewerbestandorten müsse vereinfacht werden. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Aussteller im Endspurt vor der Smarter E Europe



Smarter E Europe auf der Messe München.
Quelle: Solar Promotion

VERANSTALTUNG. Stände bestücken, Poster entrollen, Ausstellungsstücke drapieren: die Vorbereitungen für die Messe gehen in die letzte Runde. Vom 23. Juni an werden Tausende Fachbesucher erwartet.

Intelligente Technologien und starke Partner treffen sich in dieser Woche vom 23. bis 25. Juni 2026 auf der Messe München. Die relevante Akteure aus aller Welt tauschen sich über die neuesten Marktentwicklungen, Trends und Technologien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr aus. Ein Highlight ist die Verleihung der „The smarter E Awards“.

The smarter E Europe vereint die vier Fachmessen Intersolar Europe, EES Europe, Power 2 Drive Europe und EM-Power Europe. Die Messe stellt in diesem Jahr die Machbarkeit eines erneuerbaren Energiesystems mit der Sonderschau „Renewables 24/7“ in den Mittelpunkt. 2.800 Aussteller erwarten 100.000 Besucher. Anhand von Best Practices, Vorträgen und Live-Demos präsentieren sich Unternehmen der Energieversorgung im Konferenzprogramm oder an ihren Ständen mit neuen Lösungen.

Start-up-Area

In einer eigenen Start-up Area in Halle C4 stellen 170 junge Unternehmen ihre Produkte und Dienstleistungen für eine effiziente und wirtschaftliche erneuerbare Energieversorgung vor. Mit smarterer Energieplanung, KI-gestütztem Lastmanagement und neuen Geschäftsmodellen helfen Start-ups Unternehmen und Endverbrauchern, ihre Stromkosten zu reduzieren und Flexibilität wirtschaftlich zu vermarkten.

Um gängige Mythen zur Systemstabilität zu entkräften und die Realisierbarkeit wissenschaftlich zu untermauern, präsentiert The smarter E Europe zum Messeauftakt am 23. Juni eine exklusive Begleitstudie in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Die aktuelle geopolitische

Lage verdeutliche erneut die Risiken fossiler Abhängigkeiten und mache die Transformation der Energieversorgung dringlicher denn je.

Sonderschau Renewables 24/7

Da Solar- und Windkraft längst als kosteneffizienteste Erzeugungsformen etabliert sind, prognostiziert die Internationale Energieagentur (IEA) bis 2030 ein globales Kapazitätswachstum auf das 2,6-Fache des Niveaus von 2022. Die ISE-Untersuchung „Wege zu einer erneuerbaren Energieversorgung“ liefert am Beispiel Deutschlands – wo bereits rund 60 Prozent des Stroms regenerativ erzeugt werden – das faktische Fundament für die Versorgungssicherheit erneuerbarer Energiesysteme in führenden Industrienationen.

Negative Strompreise und Abregelungen führen Unternehmen und Politik vor Augen, dass das Stromsystem dem hohen Zustrom an erneuerbarem Strom zu manchen Erzeugungszeiten nicht gewachsen ist. Es fehle an Flexibilität und intelligenter Steuerung. Passende Branchenlösungen für diese Probleme werden auf der Smarter E vorgestellt.

In der Sonderschau können Besucher in vier Themenwelten eintauchen: Industrie, Gewerbe, Wohnen und Mobilität. In jeder Welt erleben sie, wie Stromerzeugung, Speicherung, Flexibilisierung und Digitalisierung ineinandergreifen und zusammenwirken.

Ein Schwerpunkt liegt auf dem Thema Sicherheit. Die Sonderschau räumt auch mit gängigen Mythen auf, die erneuerbaren Energien seien unzuverlässig, es drohten Dunkelflauten und „Zappelstrom“.

Wind und Sonne sind zwar volatil und liefern nicht gleichmäßig viel Strom, doch es gibt bereits Technologien und Lösungen, wie Unternehmen, Energieversorger und Verbraucher souverän mit Schwankungen und Überschussproduktion umgehen können.

„Strom aus Sonne und Wind ist schon jetzt konkurrenzlos günstig, deshalb ist die Energiewende nicht zu stoppen“, erklärte Markus Elsässer, Gründer und Geschäftsführer des Veranstalters Solar Promotion. Wer sie verzögert, schade der Wirtschaft. Denn durch die Erneuerbaren könnten Unternehmen ihre Energiekosten langfristig senken und ihre Wettbewerbsfähigkeit sichern. „Eine sichere Versorgung ist durch Flexibilisierung, die Kombination mit intelligenten Speichern, digitalen Netzlösungen und Sektorkopplung gewährleistet“, erklärte Elsässer. // [VON SUSANNE HARMSSEN](#)

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

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK

Stadtwerk an ungewöhnlicher Speichertechnik beteiligt

STROMSPEICHER. Im mittelbadischen Bruchsal entsteht ein Großbatteriespeicher auf Basis von Zink-Bromid-Technologie. Die Stadtwerke sind ein Partner des Vorhabens in einem Technologiepark.

Im Triwo Technopark in Bruchsal entsteht nach Angaben der Projektpartner eines der ersten europäischen Großbatteriespeicherprojekte auf Basis von Zink-Bromid-Batterien. Das Vorhaben wird von „CAPAC Energy“ gemeinsam mit den Stadtwerken Bruchsal, der „TRIWO AG“ und der „JP Holding“ umgesetzt. Die Beteiligten sehen darin einen Beitrag zur Erweiterung des europäischen Marktes für stationäre Energiespeicher und zur Diversifizierung der bislang stark von Lithium-Ionen-Technologien geprägten Speicherlandschaft.

Im Mittelpunkt des Projekts steht die Errichtung eines Großspeichers mit 36 Energiecontainern. Die Anlage soll noch in diesem Jahr geliefert und anschließend in Betrieb genommen werden. Weitere Projekte befänden sich bereits in Planung, hieß es.

Eine zentrale Rolle übernehmen die Stadtwerke Bruchsal. Der kommunale Versorger begleitet das Projekt als regionaler Energiedienstleister und Betreiber der örtlichen Energieinfrastruktur. Oberbürgermeister Sven Weigt (CDU) verwies darauf, dass die Stadt mit dem Vorhaben ihre Position als Innovationsstandort weiter ausbauen könne.

Nach Angaben von Sebastian Haag, Geschäftsführer der Stadtwerke Bruchsal, steht für das Unternehmen im Vordergrund, dass das Vorhaben technologisch, sicherheitstechnisch und wirtschaftlich überzeugt. Die Beteiligung an dem Projekt unterstreiche das Interesse der Stadtwerke an neuen Ansätzen für die Energieinfrastruktur.

Das Speicherprojekt ist zugleich Teil einer größeren Vereinbarung zwischen Capac Energy und dem US-Unternehmen Eos Energy Enterprises. Beide Firmen haben ein Rahmenabkommen über die Lieferung von insgesamt 2 Millionen kWh Speicherkapazität auf Basis der Eos-Z3-Technologie für Deutschland, Österreich und die Schweiz geschlossen. Die Vereinbarung läuft bis Ende 2031. Capac Energy übernimmt dabei als exklusiver Partner von Eos in der DACH-Region die Entwicklung, Planung, Umsetzung und technische Betriebsführung entsprechender Projekte.

Geringere Abhängigkeit von globalen Lieferketten

Die in Bruchsal eingesetzte Zink-Bromid-Technologie unterscheidet sich von Lithium-Ionen-Systemen unter anderem durch ihre Rohstoffbasis. Nach Angaben der Projektpartner kommen weder Lithium noch Kobalt oder Nickel zum Einsatz, wodurch die Abhängigkeit von kritischen Rohstoffen und global konzentrierten Lieferketten verringert werden könne. Zudem sei die Technologie für stationäre Anwendungen mit häufigen Lade- und Entladezyklen entwickelt worden. Als weitere Merkmale nennen die Unternehmen eine lange Nutzungsdauer sowie ein wasserbasiertes Elektrolytsystem.

Das Projekt in Bruchsal ist als eigenständiges Infrastruktur-Vorhaben konzipiert. Erlöse sollen unter anderem durch den Energiehandel day-ahead und intraday sowie durch die Bereitstellung von Flexibilität und weiteren Systemdienstleistungen erzielt werden. Die Vermarktung soll mithilfe automatisierter Handels- und Optimierungsverfahren (Algotrading) erfolgen.

Neben den Stadtwerken Bruchsal bringen die Triwo AG als Standort- und Infrastrukturpartner sowie die JP Holding als Investor ihre jeweiligen Kompetenzen in das Projekt ein. Für Capac Energy markiert das Vorhaben den Einstieg in den europäischen Markt für zinkbasierte Großspeicher. Nach Unternehmensangaben befindet sich das Projekt in Bruchsal bereits in der Umsetzung und soll bis Ende 2026 ans Netz gehen. // **VON FRITZ WILHELM**

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Verbund

**Energie speichern.
Die Region bereichern.**

[Mehr erfahren!](#)

SF6-freie 420-kV-Schaltanlage besteht Prüfung



Quelle: Katia Meyer-Tien

STROMNETZ. In einem Umspannwerk haben Tennet und Hitachi Energy die Abnahmetests einer SF6-freien 420-kV-Schaltanlage abgeschlossen. Die Anlage soll nun in den Regelbetrieb übergehen.

Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Tennet Germany und der Anlagenbauer Hitachi Energy haben die Hochspannungs-Abnahmetests einer SF6-freien gasisolierten Schaltanlage (GIS) auf der Spannungsebene 420 kV abgeschlossen. Nach Angaben der Unternehmen handelt es sich um die erste Anlage ohne Schwefelhexafluorid (SF6) als Isoliergas, die in einer realen Umspannwerks-Umgebung installiert und getestet wurde.

Die Prüfungen fanden im Umspannwerk Erzhausen bei Hannover statt. Mit dem erfolgreichen Abschluss sei der Übergang von der Entwicklungs- und Validierungsphase in den Betrieb erreicht worden. Das Projekt war 2022 angekündigt worden. Ziel war gewesen, erstmals eine SF6-freie GIS auf der höchsten Spannungsebene eines Übertragungsnetzes einzusetzen.

Die Tests wurden den Unternehmen zufolge nach den geltenden internationalen Normen durchgeführt. 420-kV-Leitungen und die zugehörigen Umspannwerke bilden einen zentralen Bestandteil des europäischen Übertragungsnetzes und ermöglichen die Übertragung großer Strommengen über weite Entfernungen. Die eingesetzten Schaltanlagen müssen dabei hohen elektrischen, thermischen und mechanischen Belastungen standhalten. Bisher wird auf dieser Spannungsebene überwiegend SF6 als Isolier- und Schaltgas verwendet.

Schwefelhexafluorid besitzt ein hohes Treibhauspotenzial. Es ist 24.300-mal höher als das von Kohlendioxid. Die nun eingesetzte Anlage kommt ohne SF6 aus. Die von Hitachi Energy entwickelte Schaltanlage der Produktreihe „EconIQ“ soll laut Hersteller vergleichbare technische Eigenschaften hinsichtlich Zuverlässigkeit, Leistung und Platzbedarf bieten wie konventionelle Anlagen.

Stefan Bönig erklärte, der erfolgreiche Abschluss der Feldtests sei ein wichtiger Schritt für das Projekt und die Netzausbaupläne des ÜNB. „Diese erfolgreiche Validierung der SF6-freien 420-kV-GIS beweist, dass die höchsten Spannungsebenen mit einer Technologie erreicht werden können, die kein SF6 benötigt und dennoch die Leistung, Zuverlässigkeit und den Platzbedarf bietet, die Betreiber erwarten“, so der Direktor Asset Management & Technology bei Tennet Germany.

Auch Hitachi Energy bewertet die Testergebnisse als Nachweis für die technische Einsatzfähigkeit der Technologie. Christian Ohler, Leiter der Global Product Group Switchgear im Geschäftsbereich High Voltage Products bei Hitachi Energy, sieht das Unternehmen auf dem Weg der Branche zu SF6-freien Lösungen im Höchstspannungs-Bereich in einer Vorreiterrolle. // [VON FRITZ WILHELM](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Sommerwärme für den Winter speichern



Quelle: Fotolia / alphaspirit

F&E. Die Universität Duisburg-Essen erforscht in drei Projekten saisonale Wärmespeicher. Ziel ist es, überschüssige Sommerwärme für die Versorgung von Wärmenetzen im Winter nutzen zu können.

Im Sommer steht Wärme aus nachhaltigen Energiequellen oft im Überfluss zur Verfügung, im Winter wird sie dringend benötigt. Saisonale Wärmespeicher könnten diese Lücke schließen. Dazu müssen sich saisonale Speicher jedoch nicht nur klimafreundlich, sondern auch wirtschaftlich betreiben lassen. Hier setzen nun drei Projekte der Universität Duisburg-Essen (UDE) an.

„Mit unseren Projekten schaffen wir die wissenschaftliche Grundlage, damit Kommunen, Stadtwerke und Energieversorger diese Potenziale künftig sicher und wirtschaftlich nutzen können“, sagte Projektleiter Christian Thommessen vom Lehrstuhl Energietechnik. „Die gewonnenen Erkenntnisse sollen der gesamten Wärmebranche als Orientierung für eigene Projekte dienen.“

Wissenschaftliche Grundlagen für Kommunen und Versorger

Die UDE beteiligt sich mit drei Vorhaben am Förderprogramm „URBAN ARENA Seasonal Heat Storage“ des Bundeswirtschaftsministeriums. In den Projekten „HANSE“, „LEEZE“ und „BISAM“ wird untersucht, wie sich überschüssige Wärme aus erneuerbaren Energiequellen über längere Zeiträume speichern und für die Wärmeversorgung im Winter nutzen lässt. Nach Angaben der Hochschule ist die UDE die einzige deutsche Universität, die in dem Förderformat mit drei Projekten vertreten ist.

Nach Angaben des Lehrstuhls Energietechnik sollen die Projekte technische, wirtschaftliche und planerische Grundlagen für den Einsatz saisonaler Wärmespeicher liefern. Die Forschenden arbeiten dabei mit kommunalen Unternehmen und Ingenieurbüros zusammen. Untersucht werden sowohl die Integration der Speicher in bestehende Wärmenetze als auch Fragen der Standortwahl und Wirtschaftlichkeit.

Erdbeckenwärmespeicher in Lübeck wird untersucht

Im Projekt „HANSE – Hydraulische und techno-ökonomische Analysen für Netzverbundsysteme mit Saisonalen Erdbeckenwärmespeichern am Beispiel der Fernwärme in Lübeck“ arbeitet die UDE mit den Stadtwerken Lübeck und dem Ingenieurbüro Ramboll zusammen. Das Konsortium prüft die Machbarkeit eines saisonalen Erdbeckenwärmespeichers im Stadtgebiet von Lübeck.

Der Speicher soll Wärme aus Solarthermieranlagen sowie aus Wärmepumpen nutzen, die Energie aus Abwasser und Flusswasser bereitstellen. Die Partner analysieren potenzielle Standorte unter geotechnischen, hydrologischen und planungsrechtlichen Gesichtspunkten. Darüber hinaus simulieren sie den Betrieb des Speichers im Zusammenspiel mit verschiedenen Wärmeerzeugern über mehrere Jahre.

LEEZE untersucht Standorte mit hohem Grundwasserstand

Beim Projekt „LEEZE – Langfristige Energiesystemanalyse für Erdbeckenspeicher urbaner Fernwärmenetze“ schauen sich die Forschenden den Einsatz saisonaler Erdbeckenspeicher in Städten mit hohem Grundwasserspiegel genauer an. Solche Standorte gelten bislang häufig als schwierig oder ungeeignet für entsprechende Speicherlösungen.

Gemeinsam mit den Stadtwerken Münster und Ramboll will die UDE mögliche Standorte finden und Wärmenetzsimulationen erstellen. Ziel ist unter anderem ein Kriterienkatalog für die Planung saisonaler Erdbeckenspeicher in dicht besiedelten Stadtgebieten. Die Ergebnisse sollen Hinweise liefern, unter welchen Bedingungen sich entsprechende Anlagen auch an anspruchsvollen Standorten realisieren lassen.

Umnutzung einer ehemaligen Kohlenwäsche im dritten Projekt

Im Projekt „BISAM – Untersuchung und Bewertung einer grundsätzlichen Umnutzung ehemaliger Zechen-Gebäudekomplexe“ richtet sich der Blick auf eine ehemalige Kohlenwäscheanlage im Hückelhovener Ortsteil Ratheim. Gemeinsam mit der WEP Wärme-, Energie- und Prozesstechnik sowie dem Bauingenieurbüro W+G untersucht die UDE, ob sich das Bauwerk als saisonaler Wärmespeicher nutzen lässt.

Die Anlage verfügt über einen Durchmesser von rund 100 Metern und liegt in der Nähe eines Fernwärmenetzes. Die Forschenden analysieren die bautechnische Eignung des Bestandsgebäudes, Möglichkeiten der Netzintegration sowie die wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen eines Umbaus.

Sollte sich das Konzept als umsetzbar erweisen, könnte die Anlage zu den ersten umgenutzten Bestandsbauwerken in Deutschland gehören, die Wärme aus erneuerbaren Energiequellen saisonal speichern. Das Projekt adressiert damit auch die Frage, welche Rolle ehemalige Industrie- und Bergbaustandorte künftig in der Wärmeversorgung übernehmen können. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Nidec zeigt neue Speicherlösungen auf der Intersolar



Quelle: Acbox V4 Quelle: Nidec

STROMSPEICHER. Nidec Conversion stellt auf der Intersolar Europe 2026 in München die Speicherplattform ACBOX V4 und das Umwandlungssystem „UniQube“ für Großspeicher und erneuerbare Energien vor.

Mit zwei neuen Plattformen für Energiespeicherung und Stromumwandlung präsentiert Nidec Conversion auf der Intersolar Europe 2026 in München Lösungen für die Integration erneuerbarer Energien und die Stabilisierung von Stromnetzen. Das Unternehmen gehört zum japanischen Technologiekonzern Nidec mit Hauptsitz in Kyoto und entwickelt Systeme für Stromumwandlung, Energiespeicherung und industrielle Automatisierung.

Im Mittelpunkt des Messeauftritts stehen die neue Batteriespeicherplattform ACBOX V4 sowie das Power-Conversion-System UniQube. Beide Lösungen richten sich an Energieversorger, Projektentwickler und Industriekunden im Utility-Scale-Segment.

Fertigung in Europa

Laut Nidec Conversion wurde die ACBOX V4 in Europa entwickelt und gefertigt. Die Plattform kombiniert Lithium-Eisenphosphat-Batterien (LFP), Stromumwandlungstechnik und netzbildende Funktionen in einem integrierten Batteriespeichersystem. Die Architektur basiert auf dezentraler Leistungselektronik mit Siliziumkarbid-Halbleitern. Dadurch sollen Wirkungsgrad, Verfügbarkeit und Steuerbarkeit des Energiemanagements verbessert werden.

Darüber hinaus verfügt die Plattform nach Unternehmensangaben über integrierte Grid-Forming-Funktionen. Diese ermöglichen es, Netzfrequenz und Spannung aktiv zu stabilisieren und sollen die Integration eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien unterstützen. Gleichzeitig habe Nidec die Systemarchitektur so ausgelegt, dass der Flächenbedarf von Großspeichern sinkt.

Eine Weltpremiere

Die zweite Neuheit, UniQube, feiert auf der Intersolar ihre Weltpremiere. Dabei handelt es sich um ein neues Power-Conversion-System (PCS), das speziell für Langzeitspeicher mit Speicherdauern zwischen zwei und acht Stunden entwickelt wurde. Das System unterstützt neben Photovoltaikanwendungen auch Wasserstoffprojekte.

Nach Angaben des Unternehmens basiert UniQube auf einer flüssigkeitsgekühlten IGBT-Architektur und unterstützt Spannungen bis 1.500 V. Zudem sei die Plattform bereits für zukünftige Anwendungen bis 2.000 V vorbereitet. Die hohe Leistungsdichte ermögliche eine kompaktere Bauweise und reduziere den Platzbedarf der Anlagen.

Auf der Intersolar zeigt Nidec eine vollständige Systemkonfiguration mit zwei Uniqube-Einheiten, einer Ring-Main-Unit und einem Mittelspannungstransformator. Die Anlage erreicht laut Unternehmen eine Gesamtleistung von 10 MW.

Integrierte Systeme gewinnen

Dominique Llonch, Präsident von Nidec Motion & Energy, erklärte, die künftige Energieversorgung werde von Technologien abhängen, die erneuerbare Stromerzeugung, Energiespeicherung und Netzstabilität im großen Maßstab miteinander verbinden. ACBOX V4 und Uniqube seien Teil der Strategie des Unternehmens, Kunden beim Aufbau leistungsfähiger und langfristig tragfähiger Energiesysteme zu unterstützen.

Mit den beiden neuen Plattformen reagiert Nidec auf die wachsende Nachfrage nach Speichern und flexiblen Netzdienstleistungen. Nach Unternehmensangaben sollen die Systeme dazu beitragen, die Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu erhöhen, die Einbindung erneuerbarer Energien zu erleichtern und die Modernisierung der Energieinfrastruktur zu unterstützen.

Nidec Conversion ist während der Intersolar Europe vom 23. bis 25. Juni in Halle B2 am Stand 230 vertreten. Dort präsentiert das Unternehmen seine Technologien für Energiespeicherung und Stromumwandlung unter anderem anhand einer Power-Conversion-System-Installation im Originalmaßstab. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Gorleben soll weitere 20 Jahre Zwischenlösung sein



Quelle: Shutterstock / lassedesignen

KERNKRAFT. Das Zwischenlager für hoch radioaktiven Atommüll in Gorleben soll bis 2054 verlängert werden. Kritiker bemängeln den Antrag und verweisen auf Gefahren.

Die BGZ Gesellschaft für Zwischenlagerung wird Ende Juni eine Verlängerung des Standortes für hoch radioaktive Abfälle in Gorleben um weitere 20 Jahre beantragen. Mit dem Einreichen des Antrags beim Bundesamt für Sicherheit der nuklearen Entsorgung (Base) starte acht Jahre vor dem Auslaufen der Genehmigung das atomrechtliche Verfahren, hieß es in einer Mitteilung des Zwischenlagers Gorleben.

Hintergrund ist, dass der Standort für ein Endlager erst Mitte dieses Jahrhunderts feststehen soll und die Genehmigung für den befristeten Standort im Wendland 2034 ausläuft.

„Wir werden den Antrag auf die bereits eingelagerten 113 Behälter und deren Inventar beschränken und diese hier so lange sicher aufbewahren, bis wir sie an das Endlager abgeben können“, so Standortssprecher Tristan Zielinski. „Damit greifen wir auch einen Impuls aus der öffentlichen Diskussion im Landkreis auf und unterstreichen, dass weitere Einlagerungen von hoch radioaktiven Abfällen in Gorleben nicht erfolgen werden.“

Man schaffe damit außerdem die Möglichkeit, die Sicherheit der Zwischenlagerung unabhängig von den ohnehin kontinuierlichen Überprüfungen in kurzen Zeitabständen nachzuweisen, sagte Stefan Weber, Leiter der BGZ-Genehmigungsabteilung. Gleichzeitig könne man Forschungsergebnisse engmaschiger berücksichtigen.

Kritik von der BI Gorleben

„Dass die BGZ den Neuantrag auf 20 Jahre befristet, hat nur auf den ersten Blick den Charme, dass damit eine häufigere Überprüfung der Sicherheit durch die Genehmigungsbehörde und unabhängige Sachverständige verbunden ist“, sagt Wolfgang Ehmke, Sprecher der Bürgerinitiative (BI) Umweltschutz Lüchow-Dannenberg: „Der notwendige Betrachtungshorizont von 100 Jahren Sicherheit wird schlicht unterlaufen, am Ende müssen die Behälter noch transportfähig sein.“

Hinter dieser „kurzen“ Terminierung stecke auch ein Weiter-so mit dem jetzigen Gebäudebestand, der nicht gegen Einwirkungen Dritter wie etwa Drohnenattacken ausgelegt ist.

Der BI-Vorsitzende Martin Donat kritisierte, mit dieser Festlegung werde die angestrebte Beteiligung der Zivilgesellschaft, die im Rahmen der Statuskonferenz am Dienstag in Berlin erst besprochen und ausgehandelt werden sollte, ad absurdum geführt. Die BI kündigte einen Protest vor der Veranstaltung an.

// VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN

(von links) COO Heiko Juritz (Enercon), Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche, Energieminister Alparslan Bayraktar, Vice President Mahmut Güldogan (ATES Wind Power). Quelle: Enercon

Deutscher Windenergie-Anlagenbauer fertigt mehr in Türkei

WINDKRAFT ONSHORE. Enercon lässt künftig weitere Komponenten in der Türkei fertigen. Die Produktion ist für den türkischen und europäischen Markt vorgesehen.

Enercon erweitert die Fertigung seines Windenergieanlagentyps E-175 EP5 E2 in der Türkei. Das Unternehmen hat mit den türkischen Industrieunternehmen „ATES Wind Power“ und „ATES Celik“ Vereinbarungen zur Produktion von Generatoren und Hybridstahltürmen geschlossen. Die Abkommen wurden am 19. Juni beim Türkisch-Deutschen Energieforum in Ankara im Beisein von Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) und des türkischen Energieministers Alparslan Bayraktar (parteilos) unterzeichnet.

Nach Angaben der Unternehmen sollen künftig Generatoren für die E-175 EP5 E2 im Werk von Ates Wind Power in Bergama in der Provinz Izmir gefertigt werden. Dort sollen rund 300 zusätzliche Arbeitsplätze entstehen. Darüber hinaus rechnen die Beteiligten mit weiteren Beschäftigungseffekten bei Zulieferern in der Region.

Zudem wird die bestehende Zusammenarbeit mit Ates Celik ausgeweitet. Im Werk in Bandirma in der Provinz Balikesir sollen Komponenten für Hybridstahltürme produziert werden. Die dort gefertigten Bauteile sind nicht nur für Windenergieprojekte in der Türkei vorgesehen, sondern sollen auch bei Vorhaben in anderen europäischen Ländern eingesetzt werden.

Enercon ist seit 1998 in der Türkei aktiv

Enercon verweist darauf, dass die zusätzliche Fertigungskapazität die Lieferkette für europäische Projekte breiter aufstelle. Unternehmensangaben zufolge soll insbesondere die Versorgung mit Turmkomponenten dadurch weniger von einzelnen Produktionsstandorten abhängen.

Die neuen Vereinbarungen knüpfen an einen bereits begonnenen Lokalisierungskurs an. Nachdem Enercon die Rotorblatt-Produktion für die E-175 EP5 E2 in der Türkei etabliert hat, werden nun weitere zentrale Komponenten im Land gefertigt. Dies ist auch mit Blick auf die Anforderungen des türkischen Ausschreibungssystems von Bedeutung. Für die Teilnahme an staatlichen Ausschreibungen müssen Windenergieanlagen einen bestimmten Anteil lokal produzierter Komponenten aufweisen (Local Content).

Nach Angaben von Enercon schafft die Fertigung von Rotorblättern, Generatoren und Hybridstahltürmen in der Türkei die Voraussetzungen dafür, dass Projekte mit der E-175 EP5 E2 die Vorgaben für den lokalen Wertschöpfungsanteil erfüllen können.

Die Generatorenproduktion soll im vierten Quartal 2026 anlaufen. Erste Hybridstahltürme aus türkischer Fertigung sind nach Unternehmensangaben bereits ausgeliefert worden.

Die E-175 EP5 E2 verfügt über eine Nennleistung von 7 MW und einen Rotordurchmesser von 175 Metern. Enercon bezeichnet den Anlagentyp als „zentrale Säule“ seiner aktuellen Marktstrategie. Die internationale Markteinführung läuft bereits. Nach Unternehmensangaben wurden zuletzt Lieferverträge mit einem Gesamtvolumen von mehr als 300 MW abgeschlossen.

Enercon mit Hauptsitz im niedersächsischen Aurich ist seit 1998 auf dem türkischen Markt aktiv. Die installierte Leistung des Unternehmens im Partnerland beläuft sich nach eigenen Angaben auf mehr als 4.000 MW. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIEJOBS
**DAS KARRIEREPORTAL FÜR
 DIE ENERGIEWIRTSCHAFT**

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

Energietechnik Erneuerbare Energien Energiemanagement

☎ 08152 93 11 88 🌐 www.energiejobs.online

München steigt erneut in Offshorewind ein



Quelle: Shutterstock / Thampapon

WINDKRAFT OFFSHORE. Die Stadtwerke München möchten beim künftig größten deutschen Windpark in der Ostsee schon in der Entwicklungsphase dabei sein. Daran ist mehrerlei bemerkenswert.

Der auf Offshorewind weltweit spezialisierte Projektentwickler und Betreiber Skyborn hat mit den Stadtwerken München (SWM) eine strategische Partnerschaft geschlossen, um den größten deutschen Ostsee-Windpark „Gennaker“ zu entwickeln und zu errichten. Das geht aus übereinstimmenden Unternehmensmitteilungen hervor.

Demnach erwerben die SWM 25 Prozent des Projekts „Gennaker“, das seit März ein unbestrittenes Baurecht hat. Die Transaktion steht unter dem Vorbehalt der Baufinanzierung und amtlicher Genehmigungen. Sie soll im dritten Quartal abgeschlossen sein.

Mit bis zu 977 MW installierter Leistung wird das Vorhaben 2028, wenn es fertig errichtet sein soll, zum größten Ostsee-Windpark in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone. Es entsteht 15 Kilometer vor der Halbinsel Fischland-Darß-Zingst.

Zwar hält Total Energies seit 2023 die Ostsee-Fläche O-2.2 für einen 1.000-MW-Windpark zusammen mit BP, doch versuchen die Franzosen in jüngster Zeit, den Zuschlag loszuwerden. Bisher erfolglos, da es hierfür im Windenergie-auf-See-Gesetz kein Verfahren gibt, sondern lediglich Strafzahlungen für Nichterfüllung.

Bemerkenswert ist an dem Einstieg des 100-prozentigen Kommunalunternehmens SWM in „Gennaker“ zweierlei:

- Die SWM gehen damit ausdrücklich über das vom Rathaus gesetzte Ziel hinaus, den gesamten Strombedarf Münchens inklusive der Industrie rechnerisch aus Erneuerbaren zu decken.
- Die SWM weichen von ihrem erklärten Ausbauswerpunkt in der Metropolregion München ab.
- Die SWM sind Offshorewind gewohnt, allerdings lediglich als Finanzbeteiligung: Sie halten 49 Prozent an dem alten 288-MW-Windpark Dan Tysk im deutschen Sylter Cluster.

Die SWM lässt sich bei der Transaktion von einem interdisziplinären Team der Wirtschaftskanzlei Watson Farley & Williams (WFW) beraten.

Von dem Projekt „Gennaker“ sind seit Kurzem im größten bisherigen deutschen Power Purchase Agreement 600 MW oder 61 Prozent schon langfristig vermarktet, und zwar an Amazon. Auf die SWM entfallen künftig gut 244 MW. Damit hat Skyborn - die ehemalige Offshoresparte von WPD, die jetzt dem Blackrock-Infrastrukturinvestor GIP gehört - bereits 86 Prozent der maximalen installierten Leistung vor Baubeginn vermarktet.

Die ursprüngliche Planung von „Gennaker“ hatte bereits vor 15 Jahren begonnen. Der Naturschutzbund (Nabu) und Tourismuskommunen hatten das Vorhaben in einer Prozessserie verbissen bekämpft. Die Kommunen gaben dann auf, Skyborn plante auf weniger Windenergieanlagen mit mehr Leistung um, nahm dafür zwei Jahre Verzögerung im erneuten Genehmigungsverfahren in Kauf und erzielte diesen März einen Kompromiss mit dem Nabu. // [VON GEORG EBLE](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Krefeld kehrt „auf Normalniveau“ zurück



SWK-Vorstand: Kerstin Abraham und Carsten Liedtke. Quelle: SWK

BILANZ. Die SWK Krefeld hat das Geschäftsjahr 2025 mit einem Konzernüberschuss von rund 30 Millionen Euro abgeschlossen. Von der Politik erwartet sich der Versorger vor allem eines.

Der Krefelder Kommunalversorger SWK hat im Geschäftsjahr 2025 einen Konzernumsatz von rund 2,3 Milliarden Euro und ein Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (Ebitda) von 108 Millionen Euro erwirtschaftet. Als Konzernüberschuss stehen rund 30 Millionen Euro zu Buche, wie die Geschäftsführung am 22. Juni mitteilte. Im Jahr davor waren 49 Millionen unter dem Strich gestanden. Der schmälere Überschuss 2025 rührt nach Konzernangaben von „planmäßig“ geringeren Finanz- und Beteiligungserträgen sowie höherer Steuerzahlungen her.

„Wir konnten am Ende ein gutes Ergebnis erzielen und kehren nach den durch Sondereffekte bedingten herausragenden beiden vorherigen Geschäftsjahren nun wieder auf Normalniveau zurück“, kommentiert SWK-Vorstandssprecher Carsten Liedtke das Ergebnis in einer Mitteilung.

In den städtischen Haushalt fließen rund 33 Millionen Euro. Der Betrag ergibt sich aus der Netto-Dividende der nicht börsennotierten Aktiengesellschaft in Höhe von knapp 19 Millionen Euro und der Konzessionsabgabe in Höhe von gut 14 Millionen Euro.

Im Geschäftsfeld Energie und Wasser sank der Umsatz um 6,7 Prozent auf 1,85 Milliarden Euro. Während der Stromabsatz sich verringerte, stieg, ebenfalls im Milliarden-kWh-Bereich, der Gasabsatz (Details siehe Tabelle unten). Margen und Betriebsergebnis konnten laut Unternehmen trotz höherer Beschaffungspreise stabil gehalten werden. Die Zahl der Energiekunden lag Ende 2025 bei gut 760.000, so die SWK.

Lekker legt zu

Leicht zurückgegangen ist laut Mitteilung der Strom- und Gaskundenbestand der bundesweit tätigen Tochter Lekker Energie. Der Kundenbestand in Belieferung beläuft sich auf 384.000 (2024: 387.000), teilte Lekker mit. Das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (Ebit) stieg nach Unternehmensangaben um 2,3 Millionen auf 16,7 Millionen Euro. Der Brutto-Umsatzerlös betrug 435 Millionen Euro (2024: 481 Millionen Euro). Der Stromabsatz sank enorm von 838 Millionen kWh im Jahr 2024 auf 761 Millionen kWh. Der Gasabsatz lag mit 1,15 Milliarden kWh nahezu auf Vorjahresniveau.

Die Müll- und Klärschlammverbrennungsanlage Krefeld lieferte laut Geschäftsbericht 214 Millionen kWh Fernwärme und damit rund 6 Millionen kWh mehr als im Vorjahr. Die Kläranlage Krefeld produzierte aus Faulgas gut 5 Millionen Kubikmeter Biomethan und 4.500 Tonnen biogenes CO₂.

Zur Busflotte kamen 2025 sieben weitere Wasserstoff-Fahrzeuge hinzu. Insgesamt sind nun zehn H₂-Busse im Linienbetrieb im Einsatz. Die Wasserstoff-Tankstelle für die Vehikel ging im vierten Quartal 2025 in Betrieb.

Geschäftsentwicklung SWK

SWK-Konzern	2025	2024
Umsatzerlöse (Mio. Euro)	2.297	2.385
Jahresüberschuss (Mio. Euro)	30	49
Investitionen (Mio. Euro)	154	153
Stromabsatz (Mio. kWh)	1.765	1.823
Gasabsatz (Mio. kWh)	2.643	2.541
Wärmeabsatz (Mio. kWh)	223	217

Quelle: SWK

„Unberechenbare Geo- und Wirtschaftspolitik“

Die Investitionen summierten sich SWK zufolge auf 154 Millionen Euro. Davon entfielen 45 Millionen Euro auf Energie und Wasser, 62 Millionen Euro auf Entsorgung sowie 36 Millionen Euro auf den Verkehr. Investitionsschwerpunkte seien Netzausbau, Fernwärme, Modernisierung von Entsorgungsanlagen sowie Infrastruktur und Fahrzeuge im öffentlichen Nahverkehr gewesen.

Wie andernorts wird auch in Krefeld der Ruf nach klaren politischen Rahmenbedingungen laut: „Die Politik hat es bislang zu selten geschafft, für einen verlässlichen und langfristig gültigen Rahmen zu sorgen. Hinzu kommt die unberechenbare Geo- und Wirtschaftspolitik des US-Präsidenten“, so SWK-Vorständin Kerstin Abraham anlässlich der Vorstellung der Geschäftszahlen. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Stadtwerke Bielefeld starten Sparprogramm und steigern Gewinn



Felix Schipp, Geschäftsbereichsleiter Kaufmännische Dienste, und die Geschäftsführer Martin Uekmann und Rainer Müller (v. links). Quelle: Stadtwerke Bielefeld

BILANZ. Die Stadtwerke Bielefeld haben 2025 ein Ergebnis von gut 34 Millionen Euro erzielt. Bei der Expansion der Fernwärme erreichten sie den höchsten Anschlussgrad der jüngsten zehn Jahre.

Die Stadtwerke Bielefeld haben im Geschäftsjahr 2025 ein Jahresergebnis von 34,4 Millionen Euro erzielt und damit den Vorjahreswert von 27,5 Millionen Euro übertroffen. Wesentliche Ergebnisbeiträge kamen aus dem energiewirtschaftlichen Kerngeschäft sowie aus einem Sondereffekt durch den Verkauf der Anteile an den Stadtwerken Gütersloh, teilt das Unternehmen mit. Die Stadt Bielefeld erhielt Konzessionsabgaben in Höhe von rund 21 Millionen Euro.

Mit Blick auf das operative Geschäft spricht die Geschäftsführung von einer stabilen Entwicklung. Der Stromabsatz sank im vergangenen Jahr um 4,1 Prozent auf rund 1,39 Milliarden kWh. Als Ursachen nennt die Stadtwerke verändertes Verbrauchsverhalten und die konjunkturelle Entwicklung im gewerblichen Bereich. Der Gasabsatz ging um 0,9 Prozent auf knapp 2,45 Milliarden kWh zurück. Im Fernwärmebereich lag der Absatz bei 496 Millionen kWh und damit unter dem Vorjahresniveau.

In den Erhalt und Ausbau der Infrastruktur investierte die Stadtwerke Bielefeld Gruppe 2025 nach eigenen Angaben mehr als 190 Millionen Euro. Davon entfielen 68 Millionen Euro auf die Netzinfrastruktur. Schwerpunkte waren Maßnahmen im Stromnetz, die Digitalisierung der Netze sowie Vorbereitungen auf die Transformation des Gasnetzes.

Beim Ausbau der Fernwärme wurden im Jahr 2025 nach Unternehmensangaben 91 Gebäude neu angeschlossen. Im Modellquartier Dürerstraße sollen künftig rund 80 Prozent des Wärmebedarfs über Fernwärme gedeckt werden. Damit habe man den höchsten Wert bei Neuanschlüssen innerhalb der vergangenen zehn Jahre, so die Stadtwerke.

„Wünschenswertes in Machbares“ übersetzen

Die Entsorgungsgesellschaft Interargem trieb den Bau einer Klärschlamm-Monoverbrennungsanlage voran. Die Anlage soll Mitte 2027 in Betrieb gehen und künftig die Fernwärmeversorgung für bis zu 4.400 zusätzliche Haushalte ermöglichen.

Mit dem Solarpark Schiefe Breede ging 2025 die erste Freiflächen-Photovoltaikanlage der Stadtwerke in Betrieb. Die Anlage verfügt über eine Leistung von 4,2 MW und erzeugt jährlich rund 4,3 Millionen kWh Strom.

Für den Gesamtkonzern weist die Bilanz 2025 Umsatzerlöse von 909 Millionen Euro (2024: 892 Millionen Euro) und Investitionen von 195 Millionen Euro aus (2024: 155 Millionen Euro). Die Zahl der Beschäftigten stieg um 80 auf 2.994.

Vor dem Hintergrund steigender Kosten, regulatorischer Veränderungen und hohen Investitionsbedarfs hat das Unternehmen nach eigenen Angaben Maßnahmen zur Stärkung der Innenfinanzierungskraft eingeleitet. Dazu zählen dem Vernehmen nach eine stärkere wirtschaftliche Steuerung von Vorhaben sowie zusätzliche Kostensenkungsmaßnahmen.

„Wir halten auch weiterhin an unserem Grundsatz fest, das Wünschenswerte in das Machbare zu übersetzen: wirtschaftlich tragfähig, technisch realistisch und für die Menschen in unserer Stadt bezahlbar“, wird Geschäftsführer Martin Uekmann in einer Mitteilung zitiert. Das Klima zu schützen, bleibe wichtiger Maßstab des Handelns. Und weiter: „Die Umsetzung wird künftig aber noch stärker daran ausgerichtet, in welcher Reihenfolge und mit welchem Tempo Maßnahmen rechtssicher und finanzierbar realisiert werden können.“

Geschäftsentwicklung der Stadtwerke Bielefeld (nur GmbH)

Stadtwerke Bielefeld GmbH	2025	2024
Jahresergebnis (Mio. Euro)	34,4	27,5
Umsatzerlöse (Mio. Euro)	759,6	735,1
Investitionen (Mio. Euro)	105,5	104
Stromabsatz (Mio. kWh)	1.391,3	1.450,0
Erdgasabsatz (Mio. kWh)	2.448,8	2.472,0
Fernwärmeabsatz (Mio. kWh)	495,5	658,9

Quelle: Stadtwerke Bielefeld // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Windanlagenbauer Nordex erhält drei Aufträge in den USA



Quelle: Fotolia / Felix brönnimann

WINDKRAFT ONSHORE. Der Windanlagenbauer Nordex hat in den USA Aufträge mit einem Gesamtvolumen von **484 MW** erhalten.

Ein Auftrag für den deutsch-spanischen Windenergieanlagen-Hersteller Nordex Group aus den USA umfasst laut Nachrichtenagentur Dow Jones 32 Turbinen des Typs N133/4.8 mit einer Gesamtleistung von rund 154 MW. Die beiden weiteren Aufträge beziehen sich auf 56 Turbinen des Typs N163/5.X mit einem Gesamtvolumen von rund 350 MW. Die Namen der drei Kunden und der Projekte werden nicht bekannt gegeben.

// VON HEIKE GILLIS

[^ Zum Inhalt](#)

Drei neue Gesichter im Beirat des BMWE



Quelle: Shutterstock / Monster Ztudio

PERSONALIE. Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche hat drei neue Mitglieder in den Wissenschaftlichen Beirat des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWE) berufen.

Der „Wissenschaftliche Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“, wie er offiziell heißt, hat drei neue Mitglieder. Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) berief auf Vorschlag des Beratungsgremiums Prof. Dr. Rainer Haselmann, Prof. Dr. Dr. Yoan Hermstrüwer und Prof. Sybille Lehmann-Hasemeyer, Ph.D. in den Beirat. Das Ministerium teilte mit, dass damit drei Vakanzen enden.

Haselmann lehrt seit 2014 als Professor für Finance, Accounting and Taxation an der Goethe-Universität Frankfurt am Main. Seine Forschungsschwerpunkte liegen laut BMWE in den Bereichen Banken, Finanzregulierung und Corporate Governance.

Hermstrüwer ist seit 2023 Professor für Legal Tech, Law and Economics sowie Öffentliches Recht an der Universität Zürich. Nach Angaben des Ministeriums beschäftigt er sich insbesondere mit der Verbindung von Rechts- und Wirtschaftswissenschaften. Ein Schwerpunkt seiner Arbeit liegt auf dem Marktdesign als Instrument rechtlicher Regulierung.

Sybille Lehmann-Hasemeyer hat seit November 2012 den Lehrstuhl für Wirtschafts- und Sozialgeschichte mit Agrargeschichte an der Universität Hohenheim inne. Ihre Forschung verbindet laut BMWE ökonomische und historische Fragestellungen. Dabei befasst sie sich unter anderem mit Finanzmarktgeschichte, Globalisierung und politischer Ökonomie.

Der Wissenschaftliche Beirat berät das BMWE unabhängig zu wirtschaftspolitischen Fragen. Nach Angaben des Ministeriums erstellt das Gremium dafür Gutachten und Stellungnahmen und legt die Themen seiner Beratungen eigenständig fest.

Den Vorsitz des Wissenschaftlichen Beirats hat derzeit Prof. Dr. Felix Bierbrauer von der Universität zu Köln inne. Das BMWE veröffentlicht regelmäßig Informationen über die Mitglieder des Beirats sowie dessen Gutachten und weitere Veröffentlichungen. // [VON SUSANNE HARMSSEN](#)

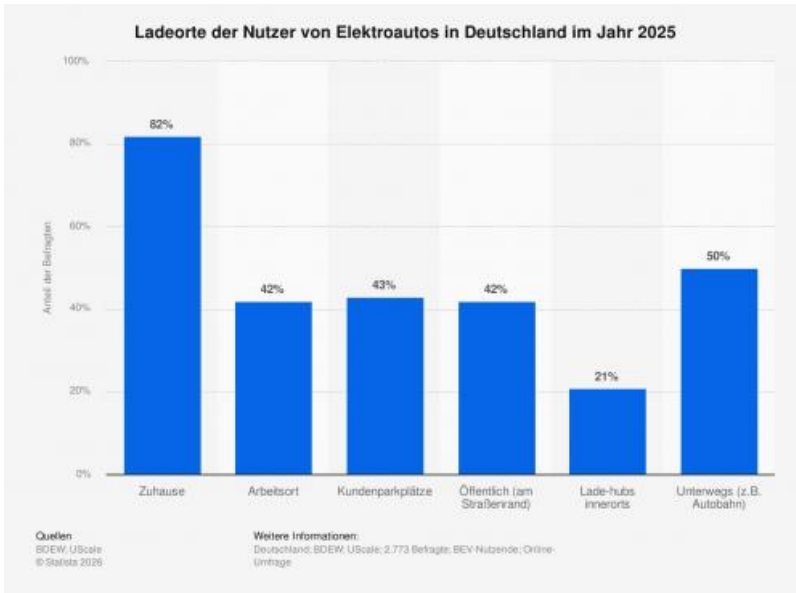
[^ Zum Inhalt](#)

Ladeorte der Nutzer von Elektroautos



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](#)

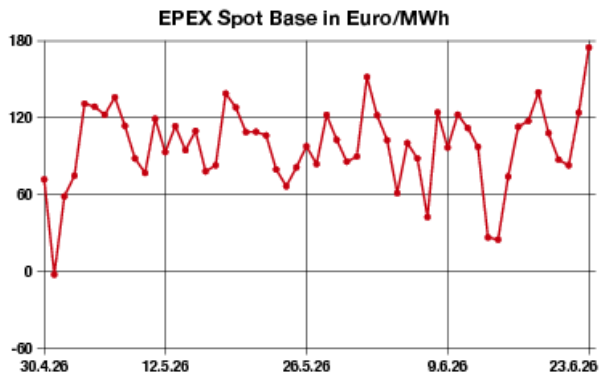
Quelle: Statista

Nutzerinnen und Nutzer von Elektroautos in Deutschland laden ihr Auto bevorzugt zuhause. Das ergibt eine Onlineumfrage von Uscale im Auftrag des Verbandes BDEW unter knapp 2.800 E-Autofahrern. Die Befragung fand zwischen September und Oktober 2025 statt. Auf Rang zwei der häufigsten Ladeorte liegt der Arbeitsplatz, gefolgt von Kundenparkplätzen. // **VON REDAKTION**

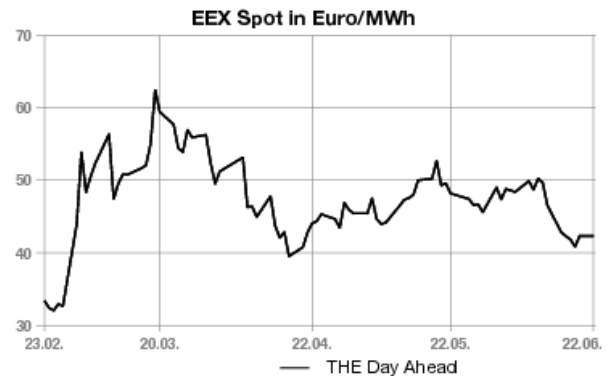
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Eine Viertelstunde für mehr als 600 Euro



Quelle: E&M

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

Uneinheitlich haben sich die Energiemärkte am Montag gezeigt. Erdgas legte wegen einer Explosion und eines Brandes in einer katarischen Erdgasanlage zu, während sich Strom uneinheitlich entwickelte; das kurze Ende stand unter dem Eindruck der Hitzewelle in Europa. CO₂ notierte etwas fester. Kohle und Öl gaben unterdessen nach.

Weiter im Fokus stehen die Verhandlungen zwischen den USA und dem Iran über einen dauerhaften Frieden. Fortschritte bei den Gesprächen, einschließlich der Bemühungen um eine sichere Durchfahrt durch die Straße von Hormus trotz dem Störthema Libanon, haben die Sorgen um Unterbrechungen der Energieversorgung gemindert und die Befürchtungen eines breiteren Inflationsschocks verringert, heißt es von der Saxo Bank.

Erdöl: Bis gegen 14.10 Uhr fiel September-Brent um 1,47 Dollar auf 78,58 Dollar je Barrel. August-Gasöl verbilligte sich um 14,00 Dollar auf 873,75 Dollar je Tonne.

Die Ölpreise sinken, nachdem Katar und Pakistan als Vermittler mitteilten, dass sich die USA und der Iran auf einen Fahrplan geeinigt hätten, der darauf abzielt, innerhalb von 60 Tagen eine endgültige Einigung zu erzielen. Zuvor waren die Preise gestiegen, nachdem US-Präsident Donald Trump dem Iran wegen seiner Unterstützung der Hisbollah gedroht hatte.

Katar und Pakistan teilten mit, dass Washington und Teheran einen Kommunikationskanal eingerichtet hätten, um die sichere Durchfahrt durch die Straße von Hormus zu gewährleisten, während der iranische Unterhändler Hossein Ghorbanzadeh Fortschritte bei den Sanktionsausnahmen für Irans Ölverkäufe und der Freigabe eingefrorener Vermögenswerte signalisiert habe.

Der Volkswirt Jim Reid von der Deutschen Bank weist darauf hin, dass Öltanker die Straße von Hormus ungeachtet der Verwirrungen des Wochenendes passiert hätten. Dies habe zur Beruhigung der Märkte beigetragen.

Strom: Uneinheitlich hat sich am Montag der deutsche OTC-Strommarkt gezeigt. Der Day-ahead kostete im Base 175,25 Euro je Megawattstunde und im Peak 119,25 Euro je Megawattstunde. Börslich wurden am

Montag für die Grundlast Dienstag 174,91 Euro und für die Spitzenlast 119,03 Euro ermittelt. Dabei ergab sich für die teuerste Viertelstunde von 20.45 Uhr an ein Preis von 615,02 Euro.

Händler verweisen als Grund für den Preisanstieg gegenüber den Montagslieferungen auf die geringere Einspeisung aus erneuerbaren Energien, die für den zweiten Wochentag erwartet wird. Die Meteorologen von Eurowind prognostizieren für Dienstag Beiträge von Wind- und Solarenergie im Umfang von 20.500 MW nach 24.500 MW am Berichtstag. Für die Folgetage bis einschließlich kommenden Sonntag geht Eurowind von Einspeisemengen der Erneuerbaren zwischen 20.000 und 25.000 MW täglich aus. Die Wetterdienste erwarten bis mindestens zum Wochenende eine Fortsetzung der Hitzewelle.

Am langen Ende verlor das Frontjahr 0,42 Euro auf 92,58 Euro.

CO2: Etwas fester haben sich die CO2-Preise am Montag präsentiert. Der Dec-26-Kontrakt notierte gegen 14.08 Uhr mit einem Plus von 0,19 Euro auf 80,39 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 12,2 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 80,90 Euro, das Tief bei 79,90 Euro.

Der Schlusskurs vom Freitag bei 80,58 Euro bestätigte den Durchbruch über den gleitenden 200-Tage-Durchschnitt (79,09 Euro), womit das Schwingungshoch bei 82 Euro als nächstes technisches Ziel verbleibt. Die Frage sei nicht mehr, ob der CO2-Preis die Marke von 80 Euro durchbrechen kann, sondern ob er sie erfolgreich als Unterstützung halten kann, so die Analysten von Vertis. Die Fundamentaldaten für CO2 haben sich im Vergleich zur Vorwoche ausgeglichener dargestellt. Die Märkte haben die Entspannung im Nahen Osten weitgehend eingepreist.

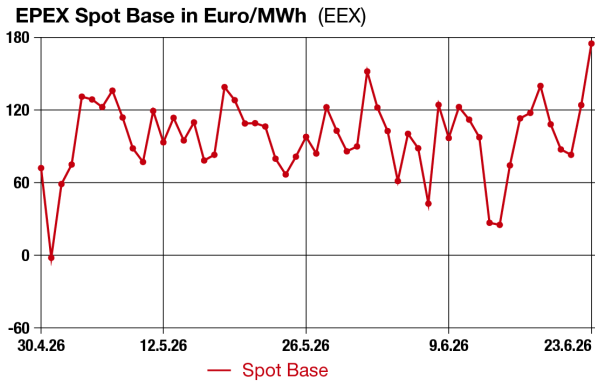
Erdgas: Etwas fester zeigte sich am Montag der europäische Erdgasmarkt. Der Juli-Kontrakt am niederländischen TTF gewann bis 13.35 Uhr 0,425 Euro auf 42,500 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE kletterte der Day-ahead um 0,600 Euro auf 42,975 Euro je Megawattstunde.

Erdgas und Erdöl zeigten sich damit preislich seit langer Zeit wieder einmal nicht mehr im Gleichschritt. Marktbeobachter führen den Preisauftrieb bei Gas auf die Explosion in der katarischen Gasverarbeitungsanlage Ras Laffan zurück. Seit der Explosion werden 18 Menschen vermisst, Dutzende sind verletzt. Laut den katarischen Behörden handelt es sich um einen Unfall, der sich während der Arbeiten zur Wiederinbetriebnahme der Anlage ereignete. // **VON CLAUD-DETLEF GROSSMANN**

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt



Strom Terminmarkt

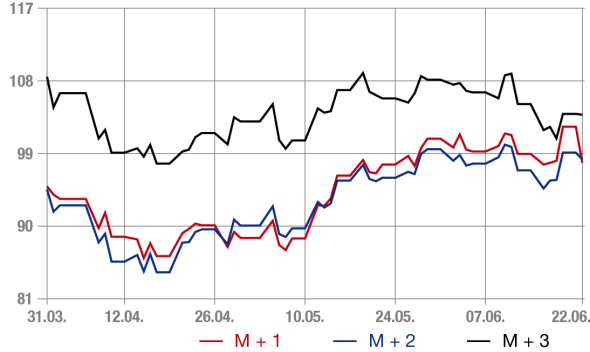
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	22.06.26	German Power Jul-2026	97,86
M2	22.06.26	German Power Aug-2026	98,29
M3	22.06.26	German Power Sep-2026	103,80
Q1	22.06.26	German Power Q3-2026	99,94
Q2	22.06.26	German Power Q4-2026	113,24
Q3	22.06.26	German Power Q1-2027	109,22
Y1	22.06.26	German Power Cal-2027	93,17
Y2	22.06.26	German Power Cal-2028	81,95
Y3	22.06.26	German Power Cal-2029	76,12

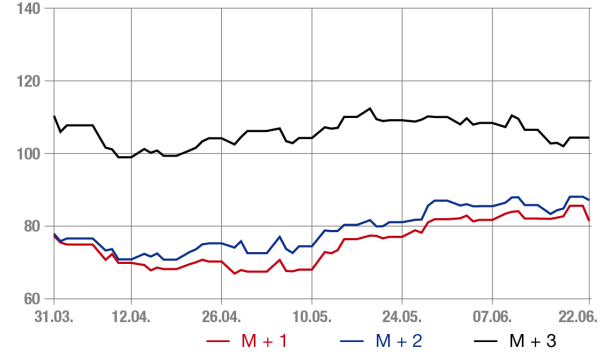
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	22.06.26	German Power Jul-2026	81,42
M2	22.06.26	German Power Aug-2026	87,18
M3	22.06.26	German Power Sep-2026	104,36
Q1	22.06.26	German Power Q3-2026	90,90
Q2	22.06.26	German Power Q4-2026	138,45
Q3	22.06.26	German Power Q1-2027	127,43
Y1	22.06.26	German Power Cal-2027	98,20
Y2	22.06.26	German Power Cal-2028	87,68
Y3	22.06.26	German Power Cal-2029	81,60

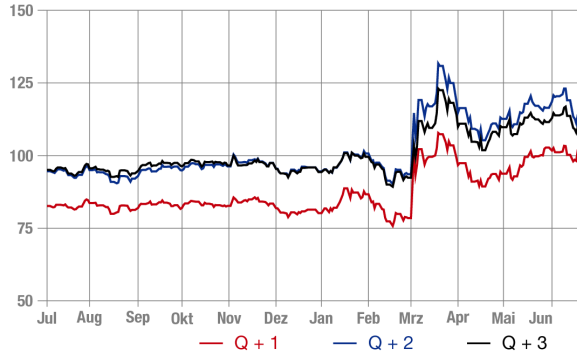
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



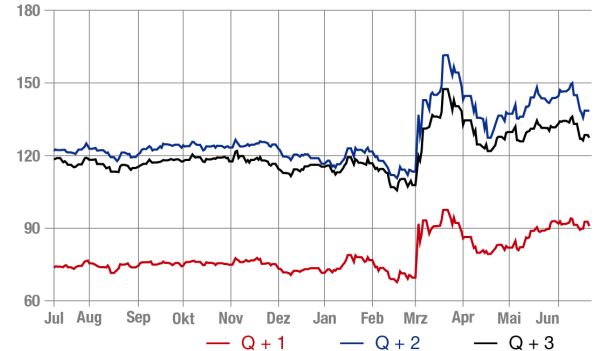
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



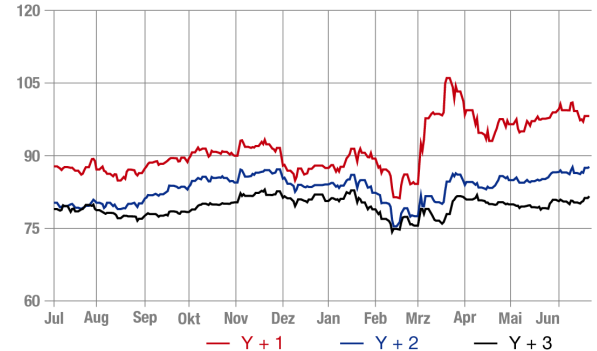
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



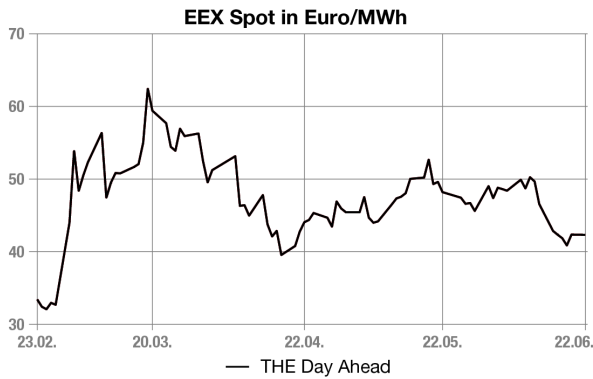
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



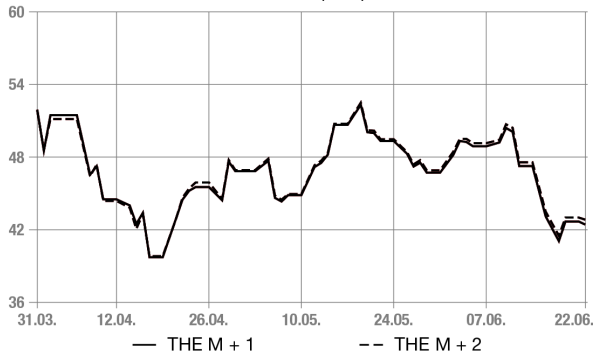
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

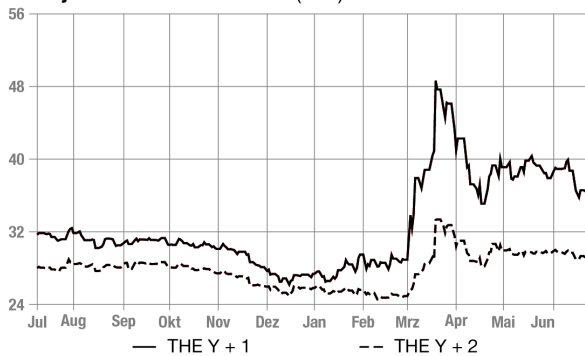
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	22.06.26	German THE Gas Jul-2026	42,43
M2	22.06.26	German THE Gas Aug-2026	42,83
Q1	22.06.26	German THE Gas Q3-2026	42,76
Q2	22.06.26	German THE Gas Q4-2026	43,46
S1	22.06.26	German THE Gas Win-2026	43,11
S2	22.06.26	German THE Gas Sum-2027	34,28
Y1	22.06.26	German THE Gas Cal 2027	36,46
Y2	22.06.26	German THE Gas Cal 2028	29,15



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



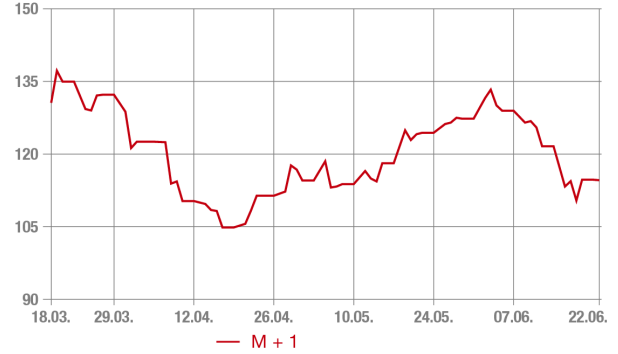
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	22.06.26	174,91	EUR/MWh
Germany Spot peak	22.06.26	119,03	EUR/MWh
EUA Juni	22.06.26	80,51	EUR/tonne
Coal API2 Juni 2026	16.06.26	125,90	USD/tonne

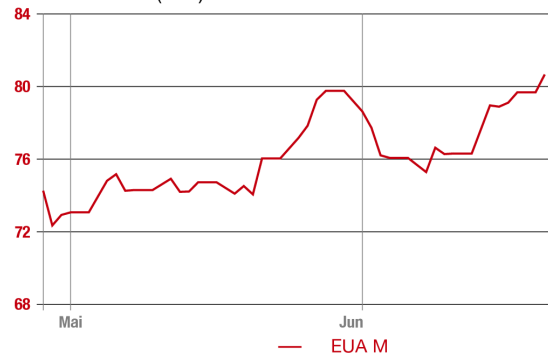
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	22.06.26	42,32	EUR/MWh
German THE Gas Jul-2026	22.06.26	42,43	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	22.06.26	36,46	EUR/MWh
Crude Oil Brent Aug-2026	22.06.26	77,90	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Technische Fachkraft Netzbetrieb (m/w/d)

WAS ser dich bei uns erwartet Als Technische Fachkraft Netzbetrieb (m/w/d) bist du in unserer Organi...
in Mülheim an der Ruhr

vor 2 h

Ausbildung Weiterbildung



Elektromeisterin Mittelspannungsnetz - Netzbetrieb (a*)

Was du bewegst Zu deinen Hauptaufgaben gehören das Instandhalten und Schalten von Betriebsmitt...
in Hamburg (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

Freie Mitarbeit Weiterbildung



Facharbeiter Garten- und Landschaftsbau (m/w/d)

Über uns Wir, die GaLaBau Fiedrich GmbH, sind ein mittelständisches Bauunternehmen in Nauen. Seit ...
in Nauen

vor 2 h

Ausbildung / Freie Mitarbeit



Facharbeiter Garten- und Landschaftsbau (m/w/d) - Vollzeit

Über uns Wir, die GaLaBau Fiedrich GmbH, sind ein mittelständisches Bauunternehmen in Nauen. Zur ...
in Nauen

vor 2 h

Ausbildung / Freie Mitarbeit



Facharbeiter (m/w/d) - Garten- und Landschaftsbau *Vollzeit*

Über uns Wir, die GaLaBau Fiedrich GmbH, sind ein mittelständisches Bauunternehmen in Nauen. Zur ...
in Nauen

vor 2 h

Ausbildung / 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!

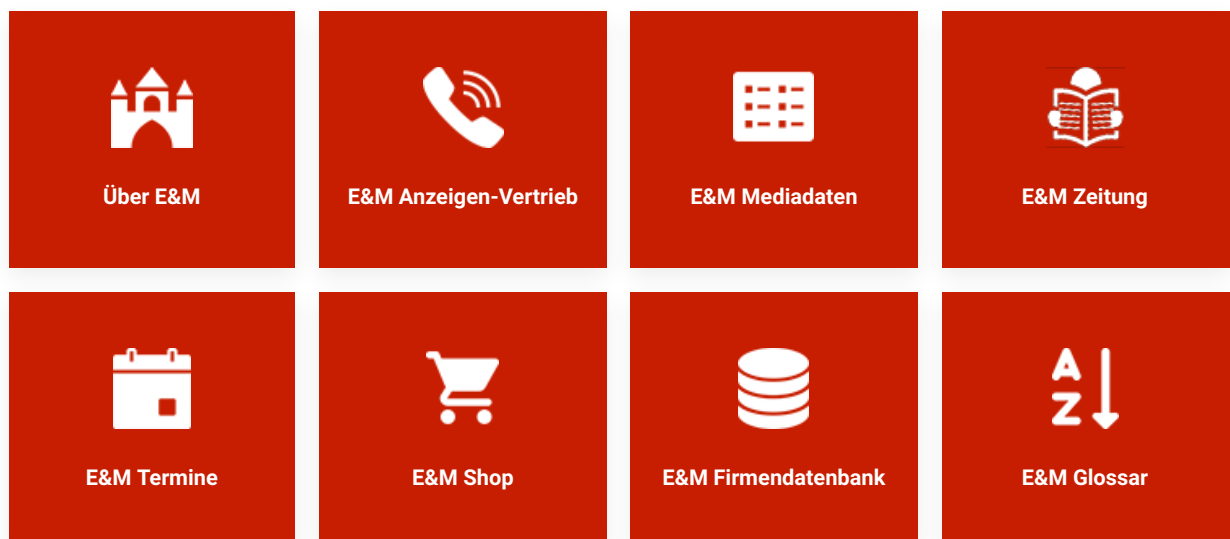
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

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:

