



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

STROM



99,51 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS



52,95 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

209.605

Ladepunkte waren am 1. Juli deutschlandweit installiert. Wie die Bundesnetzagentur mitteilt, waren die meisten davon in Nordrhein-Westfalen in Betrieb, gefolgt von Bayern und Baden-Württemberg.

STUDIE

PwC erwartet Verlagerung der Stahlproduktion

KLIMASCHUTZ

Rohrdorfer verdoppelt CO₂-Abscheidung

STROMNETZ

Verteilnetzbetreiber in Deutschland auf einen Blick

Inhalt

TOP-THEMA

→ **RECHT:** DEW 21 will Schadenersatz von Heike Heim

POLITIK & RECHT

- **RECHT:** Klimaklage gegen Bremen
- **RECHT:** Intransparenz bei Energiesperren
- **FINANZIERUNG:** KfW verdoppelt Mittel für Klimavorhaben

HANDEL & MARKT

- **STUDIE:** PwC erwartet Verlagerung der Stahlproduktion
- **EMISSIONSHANDEL:** Mit ETS2-Auktionen könnte schon August Schluss sein
- **DÄNEMARK:** Fast 100 Prozent Zulassungsquote bei privaten E-Autos
- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Zahl der Schnellladepunkte steigt weiter
- **PPA-PREISINDEX:** Ansteigendes PPA-Preisniveau im Juli 2026

TECHNIK

- **KLIMASCHUTZ:** Rohrdorfer verdoppelt CO₂-Abscheidung
- **IT:** Mit KI zum besten Standort
- **WASSERKRAFT:** Weniger Strom aus Wasserkraftwerken

UNTERNEHMEN

- **STROMNETZ:** Verteilnetzbetreiber in Deutschland auf einen Blick
 - **WINDKRAFT ONSHORE:** Octopus startet vierten Windstrom-Fan-Club
 - **BILANZ:** Windgeschäft von Siemens Energy schafft Trendwende
 - **WÄRME:** Kommunale Wärmepläne setzen auf zwei Säulen
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energiekomplex größtenteils im Minus
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

DEW 21 will Schadenersatz von Heike Heim



Firmengebäude der DEW 21 mit Sitz in Dortmund. Quelle: DEW 21

RECHT. Auf die Ex-Chefin der Dortmunder Stadtwerke kommt wegen der Vorfälle bei der Energiebeschaffung eine Schadenersatzklage zu. Heike Heim wiederum klagt auf Zahlung von 1,6 Millionen Euro.

Zum juristischen Nachspiel nach der fristlosen Entlassung von Heike Heim bei der Dortmunder Stadtwerke AG (DSW 21) kommt ein weiteres Verfahren hinzu. „Aufsichtsrat und Gesellschafterversammlung der Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH (DEW 21) haben im November 2025 beschlossen, Schadensersatzansprüche gegen die frühere Vorsitzende der DEW-21-Geschäftsführung, Heike Heim, geltend zu machen“, teilt ein Sprecher der Stadtverwaltung mit. Um wie viel Geld es dabei geht, ist nicht zu erfahren: „Aufgrund laufender Verfahren können sowohl die Stadt Dortmund als auch die Dortmunder Stadtwerke AG (DSW 21) und DEW 21 keine Angaben zur Höhe des entstandenen Schadens und zu anderen Details machen“, so der Sprecher auf Anfrage der Redaktion.

Die Schadenersatzklage stützt sich auf ein Gutachten, das der Aufsichtsrat im Juli 2024 in Auftrag gegeben hatte. Es beleuchtet „die Vorfälle bei der Energiebeschaffung bei DEW 21“. In dem Gutachten des Dortmunder Rechtsanwalts Prof. Lutz Aderhold seien der von der Beratungsgesellschaft PwC zuvor geprüfte Sachverhalt „juristisch aufgearbeitet und konkrete Handlungsempfehlungen für den Aufsichtsrat ausgesprochen“ worden, heißt es im kürzlich veröffentlichten Geschäftsbericht für das Jahr 2025.

Laufende Verfahren

Wann die Klage gegen Heim eingereicht wird, lassen Stadt und Stadtwerke mit Hinweis auf die laufenden gerichtlichen Auseinandersetzungen nicht durchblicken. Derzeit gibt es am Landgericht Dortmund zwei Verfahren, die die ehemalige Vorstandsvorsitzende angestrengt hat.

Heim fechtet zum einen die fristlose Kündigung an (Az.: 19 O 18/24). Sie hat Feststellungsanträge gegen die DSW 21 AG, die DSW Holding GmbH und die DSW 21 Beteiligungsgesellschaft mbH gestellt, wie eine Gerichtssprecherin erklärt. Heim will feststellen lassen, dass die Kündigung jeweils unwirksam ist und kein wichtiger Kündigungsgrund vorliegt. Für Schäden infolge der Kündigung verlangt Heim Schadensersatz. Die Forderung beträgt 1.320.760 Euro, so die Sprecherin des Landgerichts.

Hintergrund: Heim war im Juni 2023 zur Vorstandsvorsitzenden der DSW 21 berufen und 13 Monate später entlassen worden. Vorstands- oder Geschäftsführerverträge sind üblicherweise auf fünf Jahre ausgelegt. Laut Kommunalwirtschaftsbericht 2024/2025 der Stadt Dortmund erhielt sie zuletzt eine Gesamtvergütung in Höhe von 384.000 Euro.

Im Mai vergangenen Jahres fand in dem Fall eine erste Gerichtsverhandlung statt. Seither ist viel Papier bei Gericht eingegangen. Die Akte, so die Gerichtssprecherin, umfasst inzwischen 2.500 Blatt. Die Unterlagen würden noch ausgewertet.

Zum Zweiten hat Heim einen sogenannten Urkundenprozess in die Wege geleitet. In diesem vereinfachten Zivilverfahren macht sie gegenüber der Stadtwerke AG eine Forderung in Höhe von 273.680 Euro geltend (Az.: 16 O 4/25). Es geht um die entgangene Grundvergütung aus dem Vorstandsvertragsverhältnis für den Zeitraum von Juli 2024 bis Januar 2025. Das Gericht hat in diesem Fall einen Termin zur mündlichen Verhandlung auf den 8. Oktober dieses Jahres festgesetzt.

Entlastung für Co-Geschäftsführer

Heim wird vorgeworfen, als Chefin der DEW 21 während der Energiekrise ungünstige langfristige Verträge mit Lieferanten abgeschlossen und sich dabei nicht an die Risikoleitplanken aus dem Risikohandbuch gehalten zu haben. Der Aufsichtsrat soll etwa nicht über die Überschreitung von Stopp-Loss-Limits informiert worden sein.

Nach Unterlagen, die E&M zugespielt wurden, erhielt die Gesamtgeschäftsführung der DEW 21 im Jahr 2022 im Wochenabstand per E-Mail einen Risikobericht vom Controlling. Bereits in den E-Mail-Anschreiben wies das Controlling auf Limitverletzungen hin. Am 5. August 2022 wies der Prokurist Werner Zurnieden die Geschäftsführung darauf hin, dass Limitverletzungen „keine Ad-hoc-Berichtspflicht an den Aufsichtsrat auslösen“. Und er schrieb: „Im Rahmen der bevorstehenden, regulären Sitzung im September sollten wir den AR über die Limitauslastungen informieren.“ Das sei zumindest einmal pro Jahr verpflichtend zu tun.

Die E-Mails gingen an Heim, den technischen Geschäftsführer Peter Flosbach und den Arbeitsdirektor Matthias Klein-Lassek. Der DEW-21-Aufsichtsrat erteilte Flosbach und Klein-Lassek in seiner Sitzung im November 2025 für die Jahre 2023 und 2024 Entlastung.

Offen ist in Dortmund auch die rechtliche Aufarbeitung der Vorfälle bei Stadtenergie (wir berichteten). „Die bei der 2024 begonnenen umfassenden Analyse aufgetretenen Anhaltspunkte für Rechtsverstöße haben sich im Laufe des Jahres gefestigt und die Staatsanwaltschaft Dortmund hat von DEW 21 eine umfassende Sachverhaltsdarstellung sowie eine strafrechtliche Schadensbegutachtung erhalten“, heißt es im Geschäftsbericht. Von der Staatsanwaltschaft Dortmund ist zu hören, dass die Ermittlungen noch laufen. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia / vege

Klimaklage gegen Bremen

RECHT. Die Deutsche Umwelthilfe hat beim Oberverwaltungsgericht Bremen Klage gegen den Senat eingereicht. Sie fordert einen Klimaschutzplan zur Erreichung der Klimaziele bis 2030.

Patzt Rot-Grün-Rot beim Klimaschutz? Aus Sicht der Deutschen Umwelthilfe (DUH) steuert die Landesregierung des Stadtstaates Bremen aus SPD, Grünen und Linken am Ziel vorbei. Um den Bremer Senat auf Kurs zu bringen, hat die DUH nach eigener Aussage jetzt eine Klage beim Oberverwaltungsgericht eingereicht. Der Organisation dringt darauf, dass das Land einen Klimaplan mit zusätzlichen Maßnahmen erarbeitet, mit dem das Ziel für 2030 erreicht wird.

Nach dem Bremischen Klimaschutz- und Energiegesetz müssen die CO₂-Emissionen des Landes bis 2030 gegenüber 1990 um mindestens 60 Prozent sinken. Die DUH beziffert die Minderung im Jahr 2024 auf 34,8 Prozent. Eine vom Senat beauftragte Studie des Instituts für Energie- und Umweltforschung Heidelberg komme zu dem Ergebnis, dass bis 2030 selbst bei vollständiger Umsetzung der geplanten Maßnahmen eine Minderung von maximal 45 Prozent erreichbar sei, schreiben die Umweltschützer.

Und sie weisen darauf hin, dass im Bremische Klimaschutz- und Energiegesetz bei einer drohenden Zielverfehlung ein verbindliches Nachsteuerungsverfahren vorgesehen ist. Nach Veröffentlichung der vorläufigen CO₂-Bilanz im März 2026 hätte der Senat der demnach bis spätestens zum 31. Mai 2026 berichten müssen, ob das Klimaziel für 2030 voraussichtlich erreicht wird. Ein entsprechender Bericht sei nicht veröffentlicht worden, so die DUH.

DUH: Verzögerungstaktik

Zudem hätte der Senat bis spätestens zum 31. Juli 2026 einen Entwurf für einen zusätzlichen Maßnahmenkatalog vorlegen müssen, dies sei ebenfalls nicht erfolgt, heißt es weiter. Die DUH wirft dem Senat vor, die gesetzlich vorgesehene Prüfung durch den Sachverständigenrat sowie den anschließenden Beschluss eines Klimaschutzplans zu verzögern.

„Der Bremer Senat behandelt sein eigenes Klimaschutzgesetz wie eine unverbindliche Empfehlung und verstößt damit gegen Recht und Gesetz“, moniert DUH-Bundesgeschäftsführer Jürgen Resch. Bremen

müsse umgehend sämtliche Handlungsmöglichkeiten ausschöpfen. Dazu gehörten „eine Sanierungsoffensive für öffentliche Gebäude, ein deutlich stärkerer Ausbau des öffentlichen Nahverkehrs und eine flächendeckende Parkraumbewirtschaftung“, so der DUH-Chef. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Intransparenz bei Energiesperren



Quelle: VZ NRW

RECHT. Der Verbraucherzentrale Bundesverband hat bei einer Untersuchung erhebliche Unterschiede bei den Kosten für eine Sperrung des Anschlusses für die Energieversorgung festgestellt.

Der Verbraucherzentrale Bundesverband (VZBV) kritisiert intransparente Regelungen der Energieversorger bei Sperren im Haushaltsbereich. Ein Marktcheck zeige erhebliche Unterschiede bei den Kosten für Sperr- und Entsperrmaßnahmen sowie Defizite bei Transparenz und Vergleichbarkeit, heißt es in einer Mitteilung der Verbraucherorganisation.

Für den Marktcheck untersuchte der VZBV die Internetseiten von 58 Netzbetreibern, darunter jeweils 29 Stromnetze und 29 Erdgasnetze. Aus jedem Bundesland – mit Ausnahme der drei Stadtstaaten – wurden die Strom- und Gasnetze der beiden Städte mit der höchsten Bevölkerungsdichte ausgewählt.

Die Auswertung zeigt eine große Spannweite der Entgelte. Im Strombereich lagen die Kosten für Sperr- und Entsperrmaßnahmen zwischen 92 und 231 Euro. Der Durchschnittswert betrug 145 Euro. Bei Gas reichte die Spanne von 92 bis 315 Euro, der Durchschnitt lag bei 168 Euro.

Nach Einschätzung des VZBV bestehen zudem Defizite bei Transparenz und Vergleichbarkeit. Preisblätter seien teilweise nur schwer auf den Internetseiten der Netzbetreiber zu finden. Zudem würden einzelne Kostenpositionen unterschiedlich dargestellt. Auch beim Ausweis der Umsatzsteuer gebe es keine einheitliche Praxis.

„Für Verbraucher kann dadurch unklar bleiben, welche tatsächlichen Kosten im Falle einer Sperre entstehen“, so der VZBV.

Vor diesem Hintergrund fordert die Organisation Änderungen des rechtlichen Rahmens. Dazu zählen ein erweiterter Schutz vor Energiesperren auch für Kunden mit Sonderverträgen, eine Stärkung und Weiterentwicklung von Abwendungsvereinbarungen zur Vermeidung von Energiesperren sowie eine klare gesetzliche Definition angemessener Kosten für Sperr- und Entsperrmaßnahmen.

„Es braucht klare gesetzliche Rahmenbedingungen, die verhindern, dass Energiesperren die Überschuldung der Betroffenen weiter in die Höhe treiben“, sagt Florian Munder, Energieexperte beim Verbraucherzentrale Bundesverband.

Denn die Zahl der Beschwerden zu Strom- und Gassperren ist unterdessen deutlich gestiegen. Nach Angaben des VZBV haben die Verbraucherzentralen im Jahr 2025 bundesweit mehr als 1.700 Beschwerden zu Liefer- beziehungsweise Energiesperren im Bereich Strom und Gas erfasst. Das entspricht einem Anstieg von 36 Prozent gegenüber 2024. Im Vergleich zu 2023 hat sich das Beschwerdeaufkommen nach Angaben des Verbands mehr als verdoppelt und lag um 108 Prozent höher.

„Energiesperren sind für betroffene Haushalte eine existenzielle Belastung. Wer ohnehin mit steigenden Energiepreisen kämpft, gerät durch zusätzliche Sperr- und Entsperrkosten schnell in eine Schuldenspirale“, sagt Munder. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

KfW verdoppelt Mittel für Klimavorhaben



Quelle: Fotolia / nmann77

FINANZIERUNG. Die KfW legt im ersten Halbjahr bei Klima-, Gebäude- und Energieprogrammen deutlich zu. Vor allem Windkraft, Heizungsförderung und Neubau treiben die Zusagen.

Die KfW Bankengruppe mit Sitz in Frankfurt am Main hat ihr Neugeschäft im ersten Halbjahr 2026 ausgeweitet. Wie die Förderbank des Bundes und der Länder in einer Mitteilung vom 5. August bekannt gibt, sagte sie Finanzierungen in Höhe von 57,7 Milliarden Euro zu. Im Vorjahreszeitraum waren es 39,4 Milliarden Euro. Das entspricht einem Plus von rund 46 Prozent.

Den stärksten Zuwachs verzeichnete die Förderbank im Inland. Dort stieg das Zusagevolumen von 25,3 Milliarden auf 38,9 Milliarden Euro. Einen wesentlichen Anteil hatten Investitionen in Klimaschutz, Umwelt und Energieeffizienz. Allein in der Mittelstandsförderung sagte die Bank dafür 11,2 Milliarden Euro zu. Ein Jahr zuvor waren es 5,3 Milliarden Euro.

KfW-Vorstands-Chef Stefan Wintels sieht darin eine anhaltend hohe Investitionsbereitschaft. „Mit unseren zinsvergünstigten Krediten und Zuschüssen setzen wir wirksame Anreize für Investitionen“, sagte Wintels.

Windkraft prägt das Fördergeschäft

Deutlich wuchs das Programm „**Erneuerbare Energien – Standard**“. Die Zusagen stiegen von 3,6 Milliarden auf 7,6 Milliarden Euro. Nach Angaben der Bank trug dazu vor allem das Marktumfeld für Windenergie an Land bei. Auch die „Klimaschutzoffensive für Unternehmen“ legte zu. Hier erhöhte sich das Volumen von 300 Millionen auf 2 Milliarden Euro.

Für private Kunden sagte die KfW insgesamt 16,4 Milliarden Euro zu, nach 11 Milliarden Euro im ersten Halbjahr 2025. Davon entfielen 12,9 Milliarden Euro auf Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Im Vorjahreszeitraum waren es 7,1 Milliarden Euro.

Beim Programm „**Klimafreundlicher Neubau**“ stieg das Neuzusagevolumen von 1,6 Milliarden auf 5,4 Milliarden Euro. Dazu trug laut KfW auch die Wiedereinführung des Effizienzhausstandards 55 bei. Die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) einschließlich der Heizungsförderung erreichte 6,5 Milliarden Euro.

Auch kommunale Energieversorger erhielten mehr Mittel. Im **Segment kommunale und soziale Infrastruktur** sagte die KfW 3,8 Milliarden Euro zu – nach 2,8 Milliarden Euro im Vorjahreszeitraum. Den Anstieg begründet sie unter anderem mit großen Einzelzusagen in der Basisförderung für kommunale Energieversorger.

Projektfinanzierung wächst im Energiesektor

Die KfW IPEX-Bank, die von Frankfurt am Main aus Export- und Projektfinanzierungen für deutsche und europäische Unternehmen strukturiert, steigerte ihr Neugeschäft um rund 33 Prozent auf 15,4 Milliarden Euro. Ein Jahr zuvor lag das Volumen bei 11,6 Milliarden Euro.

Auf den Bereich Energy entfielen 4,9 Milliarden Euro und damit knapp ein Drittel der Neuzusagen. Im Vorjahreszeitraum waren es 2,8 Milliarden Euro. Im zweiten Quartal finanzierte die Bank unter anderem

Windparks sowie Solar- und Batteriespeicherprojekte in mehreren Ländern. Hinzu kamen Vorhaben für nachhaltigen Flugzeugtreibstoff, Elektrobusse, Ladeinfrastruktur und das Berliner Fernwärmenetz.

Für ihr Fördergeschäft nahm die KfW im ersten Halbjahr 58,2 Milliarden Euro an den internationalen Kapitalmärkten auf. Das waren 7,9 Milliarden Euro mehr als ein Jahr zuvor. Das Green-Bond-Volumen stieg von 9,5 Milliarden auf 12,6 Milliarden Euro. Anfang Juli erhöhte die Bank ihr Refinanzierungsziel für 2026 von 75 bis 80 Milliarden auf 80 bis 85 Milliarden Euro.

Der Konzerngewinn erreichte 877 Millionen Euro – nach 289 Millionen Euro im ersten Halbjahr 2025. Das ökonomische Ergebnis vor IFRS-Effekten, Förderaufwand und Steuern stieg von 824 Millionen auf 1,24 Milliarden Euro. Zudem setzte die KfW 237 Millionen Euro eigene Mittel ein, um Förderkonditionen zu verbilligen. Schwerpunkte lagen bei Energieeffizienz, erneuerbaren Energien sowie Umwelt- und Nachhaltigkeitsvorhaben. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Stahlproduktion. Quelle: unsplash / Yasin Hm

PwC erwartet Verlagerung der Stahlproduktion

STUDIE. Hohe Energie- und CO₂-Kosten treiben Europas Stahlindustrie in den Strukturwandel. Die Primärproduktion dürfte bis 2040 zunehmend an günstigere Standorte außerhalb Europas wandern.

Die europäische Stahlwirtschaft steckt in einer Strukturkrise: Weltweite Überkapazitäten und starker Importdruck treffen auf hohe Energie- und Produktionskosten. Die CO₂-Bepreisung durch den EU-Emissionshandel und den Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) belasten die Hochofenroute zusätzlich, schreiben die Berater von PwC in einer neuen Studie zu aktuellen Perspektiven der europäischen Stahlwirtschaft. Hinzu komme die wachsende Konkurrenz beim emissionsarmen Stahl: In den Golfstaaten und in Indien entstehen neue Produktionskapazitäten, auch weil diese Länder auf günstige Energie zugreifen können und über Rohstoffe verfügen.

„Unsere Analyse zeigt, dass die europäische Stahlwirtschaft vor einem tiefgreifenden, aber notwendigem Strukturwandel steht. Er resultiert aus der steigenden CO₂-Bepreisung, einer dauerhaften Energiekostendifferenz zwischen Europa und rohstoffreichen Regionen sowie dem wachsenden technologischen Reifegrad CO₂-armer Produktionsrouten“, merkt PwC an.

Die günstigsten Standorte für CO₂-armen Primärstahl liegen der Überzeugung der Berater nach außerhalb Europas. So hätten die Golfstaaten und Indien einen strukturellen Vorteil bei grünem Stahl. Denn die Wettbewerber können Wasserstoff, den sie für die Direktreduktion verwenden, um aus Eisenerz Eisen herzustellen, mit Solarstrom deutlich günstiger produzieren.

Produktionskosten für grünen Stahl zu hoch

In Europa liegen die Produktionskosten für grünen Stahl noch deutlich über jenen der Hochofenroute. Allein Skandinavien erreiche unter optimistischen Annahmen konkurrenzfähige Primärstahlkosten. Für Mitteleuropa ergebe sich in keinem Szenario ein wettbewerbsfähiger Weg für die energieintensive Grundstoffproduktion, so PwC.

„Das Fazit ist eindeutig: Die kohlebasierte Primärstahlproduktion hat in Deutschland keine Zukunft. Für die lokale metallverarbeitende Industrie ist es daher existenziell, sich frühzeitig in ihren Wertschöpfungsstufen

neu aufzustellen“, schlussfolgert Alexander Schröder, Manager Energie & Dekarbonisierung bei PwC Deutschland.

Daraus leiten die Berater drei strategische Konsequenzen für die Transformation der europäischen Stahlwirtschaft ab. Erstens: Europäische Stahlunternehmen müssen die Verlagerung energieintensiver Produktionsstufen aktiv gestalten. Zweitens: Die in Deutschland verbleibende Wertschöpfung muss sich auf wissensintensive Produkte fokussieren. Drittens: Wissensintensive Fertigung braucht konkrete Orte. Solche Cluster für die Stahlproduktion ließen sich mit Rahmenbedingungen begünstigen. Dazu gehören beschleunigte Genehmigungsverfahren, Zugang zu günstiger Energie, Hafeninfrastruktur für den Import von Vorprodukten und die strukturelle Verzahnung zwischen Hochschulen und industriellen Akteuren.

„Die Stahlwelt von 2040 wird eine grundlegend andere sein. Die Hochofenroute wird unwirtschaftlich, die Geografie der Primärproduktion verschiebt sich und der Wert europäischer Stahlverarbeitung wird sich zunehmend am Wissen messen lassen müssen, das im Produkt steckt, nicht am Material selbst“, betonte Andree Simon Gerken, Partner Energiewende & Dekarbonisierung bei PwC Deutschland. (emv)

// VON EVA-MARIA VOCHAZER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Mit ETS2-Auktionen könnte schon August Schluss sein



Quelle: Fotolia / frenta

EMISSIONSHANDEL. Auch die sechste Versteigerung von Emissionsrechten für fossile Kraft- und Heizstoffe ist eigentlich zum Festpreis gewesen. Erneut verschärft hat sich die Überzeichnungsrate.

Der Bund hat am 5. August über die Energiebörse EEX zum sechsten Mal nationale Emissionsrechte im Verkehrs- und Gebäudebereich (nEHS) versteigert – und alle Ergebnisse waren vorhersagbar: Wie die ersten fünf Male gingen 21,3 Millionen Emissionszertifikate (nEZ) zum gesetzlichen Höchstpreis von 65 Euro je Tonne CO₂ an die Bieter. Der vorgegebene Preiskorridor fängt bei 55 Euro an, aber es wurde bisher kein einziges nEZ für 2026 unter 65 Euro verkauft, weil deren Zahl vom Bund bewusst verknappt ist.

Die Überzeichnungsquote steigerte sich laut den EEX-Zahlen gegenüber der Vorwoche weiter vom Faktor 24 auf fast den Faktor 26. Wegen der 65-Euro-Regel, die bei einer Überzeichnung der ursprünglichen Menge beim Höchstpreis greift, wurden erneut doppelt so viele nEZ verkauft, wie ursprünglich angesetzt, nämlich 21,3 Millionen. An der Auktion nahmen 111 Bieter teil. Das ist einer mehr als in der Vorwoche. Der leicht steigende Trend setzte sich damit ebenfalls fort.

Niemand ging ganz leer aus, aber die Bieter haben im Schnitt nur noch knapp 4 Prozent ihrer gebotenen Menge erhalten. Am 29. Juli waren es noch 4,1 Prozent gewesen – auch dieser Prozentsatz verringert sich von Runde zu Runde. Der Klima- und Transformationsfonds (KTF) des Bundes nahm wie in den anderen drei Auktionen 1,387 Milliarden Euro ein.

Durch die ständige Verdoppelung der Zuschlagsmenge aufgrund der hohen Nachfrage dürften die insgesamt zu versteigernden 192 Millionen Tonnen CO₂ für dieses Jahr schon früher weg sein, als im bisherigen Auktionskalender bis Oktober vorgesehen.

Jetzt könnten die nächsten drei Mittwochsauktionen ausreichen, um die jetzt nur noch 64 Millionen nEZ unters Volk zu bringen. Geht man davon aus, dass die nächsten Wochen weiter jeweils die verdoppelten 21,3 Millionen nEZ versteigert werden müssen, dann wäre schon am 26. August Schluss mit den 2026er-Auktionen.

Zwei After Sales mit Aufschlag, aber Festpreis

Wer im vierten Quartal noch nEZ für seinen Kraft- oder Brennstoffabsatz im laufenden Jahr benötigt, kann im November und Dezember an einem Nachverkauf an der EEX teilnehmen. Dann gibt es aber erstens einen Einheitspreis von 68 Euro pro Tonne. Und zweitens gibt es dann keine Knappheit: Es werden unbegrenzt nEZ ausgegeben. Nächstes Jahr lassen sich nEZ für dieses Jahr für 73 Euro pro Tonne nachkaufen.

Ebenfalls nächstes Jahr findet für den Ausstoß des Jahres 2027 an der EEX die gleiche Auktionsreihe nochmal statt, bevor 2028 das nur noch marktbasierte europäische Emissionshandelssystem für Brenn- und Kraftstoffe (EU-ETS2) beginnt. Es sei denn, das EU-ETS2 wird nochmal verschoben.

Deutschland hatte sein ETS2, das Ende 2026 ausgelaufen wäre, nach der unionsweiten Verschiebung bis Ende 2027 verlängert. Nationale CO2-Preise im Verkehrs- und Gebäudesektor gibt es nur in einigen wenigen EU-Staaten.

In der Brennstoffemissionshandelsverordnung (BEHV) steht drin, dass der CO2-Ausstoß im Verkehr und in der Gebäudeheizung bundesweit jährlich sinken soll, von 301 Millionen Tonnen (2021) über 255 Millionen Tonnen (2026) bis auf 180 Millionen Tonnen (2030). (geo) // **VON GEORG EBLE**

[^ Zum Inhalt](#)

Fast 100 Prozent Zulassungsquote bei privaten E-Autos



Quelle: Katia Meyer-Tien

DÄNEMARK. Private Autokäufer haben im nördlichen Nachbarland im Juli so viele Elektrofahrzeuge gekauft wie nie zuvor. Ob der Boom anhält, entscheidet sich im Parlament.

Dass in Norwegen E-Autos boomen, ist schon länger bekannt. Aber die Nachbarn aus Dänemark haben nun ebenfalls einen bemerkenswerten Rekord hingelegt. 97 Prozent der Neuzulassungen im Juli waren E-Fahrzeuge – zumindest bei privaten Käufern. Nach Angaben des dänischen Automobilverbandes Mobility Denmark erreichte die Elektromobilität damit einen neuen Höchstwert.

Insgesamt wurden im Juli 14.562 neue Pkw in Dänemark zugelassen, so die Statistik von Mobility Denmark. Davon entfielen 11.672 Fahrzeuge auf batterieelektrische Modelle. Der Elektroauto-Anteil an allen Neuzulassungen lag damit bei 80,2 Prozent. Im Juli 2025 hatte dieser Wert noch bei 67,2 Prozent gelegen.

Die 19,8 Prozent Nicht-E-Autos setzen sich aus Benzinern, Diesel-Pkw und Plug-in-Hybriden zusammen und wurden überwiegend von gewerblichen Kunden zugelassen. Anders war die Situation bei privaten Autokäufern. Dort lag der Anteil der Elektroautos im Juli bei 97 Prozent. Verbrenner und Plug-in-Hybride spielten im Neuwagengeschäft privater Kunden damit nur noch eine untergeordnete Rolle.

„Das Elektroauto ist zur natürlichen Wahl für fast alle Dänen geworden, wenn sie ein neues Auto kaufen. Wenn 97 Prozent der neuen Autos für Privatkunden Elektroautos sind, zeigt das, wie weit die grüne Transformation des Automarktes bereits fortgeschritten ist“, sagte Mads Rorvig, Geschäftsführer von Mobility Denmark.

Der Verband geht davon aus, dass bereits 2027 rund eine Million Elektroautos auf Dänemarks Straßen unterwegs sein werden. Das entspräche etwa jedem dritten Pkw im Land. Aus Sicht von Mobility Denmark

wäre dies ein wichtiger Schritt zur Verringerung der CO₂-Emissionen des Verkehrs.

Möglich geworden ist diese Entwicklung laut Mobility Denmark durch die reduzierte Zulassungssteuer für Elektroautos, die diese Fahrzeuge wirtschaftlich attraktiver gemacht habe. Ob sich das Wachstum in diesem Tempo fortsetzt, hängt nach Einschätzung des Verbands allerdings von politischen Entscheidungen ab.

Die derzeit geltenden Steuervergünstigungen für Elektroautos sollen nach dem Jahreswechsel schrittweise zurückgefahren werden. Dadurch könnten viele der besonders gefragten Modelle in den kommenden Jahren deutlich teurer werden. Im dänischen Parlament wird deshalb nach der Sommerpause erneut über die künftige Ausgestaltung der Kfz-Besteuerung beraten. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Zahl der Schnellladepunkte steigt weiter



Quelle: Jonas Rosenberger

ELEKTROFAHRZEUGE. Bundesweit hat die Bundesnetzagentur zum 1. Juli mehr als 209.000 Ladepunkte verzeichnet. Die Zahl der Schnellladepunkte und die verfügbare Ladeleistung sind weiter gestiegen.

Die öffentliche Ladeinfrastruktur in Deutschland ist im zweiten Quartal 2026 weiter gewachsen. Nach Angaben der Bundesnetzagentur waren zum 1. Juli bundesweit 209.605 öffentlich zugängliche Ladepunkte in Betrieb. Das entspricht einem Zuwachs von 6.097 Ladepunkten verglichen dem Stichtag 1. April. Davon entfielen 155.264 auf Normalladepunkte und 54.341 auf Schnellladepunkte.

An den öffentlichen Ladepunkten steht derzeit eine Ladeleistung von insgesamt 9.040 MW zur Verfügung. Die Daten stammen aus dem Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur, in dem Betreiber ihre öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur melden müssen. Die Statistik unterscheidet zwischen Ladeeinrichtungen und Ladepunkten. Eine Ladeeinrichtung ist eine Ladesäule, die über mehrere Ladepunkte verfügen kann. An einem Ladepunkt kann gleichzeitig nur ein Fahrzeug geladen werden.

Der Bestand an Normalladepunkten erhöhte sich innerhalb des zweiten Quartals um 3.819 auf 155.264. Die Zahl der Schnellladepunkte nahm um 2.278 auf 54.341 zu. Damit entfielen rund 37 Prozent des Zuwachses auf Normalladepunkte und rund 63 Prozent auf Schnellladepunkte. Seit Jahresbeginn ist die öffentliche Ladeinfrastruktur um 11.877 Ladepunkte gewachsen. Die Zahl der Normalladepunkte stieg seit dem 1. Januar um 7.437, die der Schnellladepunkte um 4.440.

Die meisten Ladepunkte sind in Nordrhein-Westfalen installiert. Dort stehen insgesamt 41.309 Ladepunkte zur Verfügung, gefolgt von Bayern mit 39.970 und Baden-Württemberg mit 35.346 Ladepunkten.

EnBW mit den meisten Ladepunkten

Die fünf größten Anbieter sind nach den Zahlen der Bundesnetzagentur EnBW Mobility, Eon Drive, Tesla, EWE Go sowie die BP Europe.

Nach Angaben der Bundesnetzagentur soll das Ladesäulenregister der Öffentlichkeit valide Daten zur öffentlichen Ladeinfrastruktur bereitstellen. Behörden, Forschungseinrichtungen und weitere Akteure nutzen die Daten unter anderem, um den Ausbau der Ladeinfrastruktur zu beobachten und Planungen zu unterstützen.

Grundlage des Registers sind die Meldungen der Betreiber öffentlich zugänglicher Ladepunkte. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht die angezeigten Standorte und überprüft anhand der Meldungen die Einhaltung der technischen Mindestanforderungen der Ladesäulenverordnung.

Parallel wächst der Bestand an Elektroautos. Im Jahr 2025 wurden mehr als 545.000 batterieelektrische Pkw neu zugelassen. Das entsprach 19,1 Prozent aller Neuzulassungen. Zum 1. Januar 2026 waren damit erstmals mehr als zwei Millionen Elektroautos in Deutschland zugelassen (wir berichteten). Im ersten Halbjahr 2026 entfielen 24,8 Prozent beziehungsweise rund 368.000 der Pkw-Neuzulassungen auf Elektrofahrzeuge. (hr)

Anzahl der Ladepunkte in Deutschland
(Stand: 1. Juli 2026)

	1.1.2024	1.1.2025	1.1.2026	1.4.2026	1.7.2026
Normalladepunkte	106.126	129.048	147.827	151.445	155.264
Schnellladepunkte	24.810	36.650	49.901	52.063	45.341
Gesamtzahl bundesweit	130.936	165.698	197.728	203.508	209.605

Quelle: Bundesnetzagentur // VON HEIDI ROIDER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Ansteigendes PPA-Preisniveau im Juli 2026



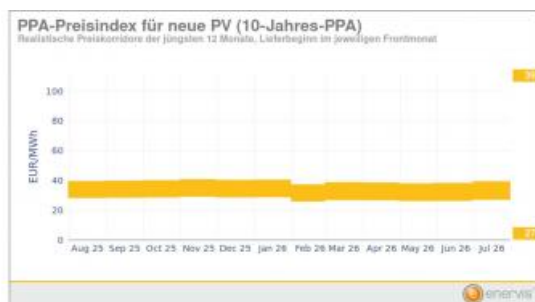
Quelle: E&M

PPA-PREISINDEX. Die Preiskorridore für marktübliche Power Purchase Agreements sind im Juli angestiegen. Das ergibt der PPA-Preisindex von E&M und Enervis.

Die erzielbaren Preiskorridore für typische Strom-Direktlieferverträge aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (Power Purchase Agreements) sind in Deutschland im Juli – in Abhängigkeit vom Strom-Terminmarkt der Börse EEX – leicht gestiegen. Das ergeben aktuelle Berechnungen des Analysehauses Enervis für den gemeinsamen PPA-Preisindex mit E&M.

Demnach sind die Preise im Terminmarkt im Juli, die die Referenzpreise für PPA bilden, gestiegen.

Grafik 1: Neue PV-Freiflächenanlagen



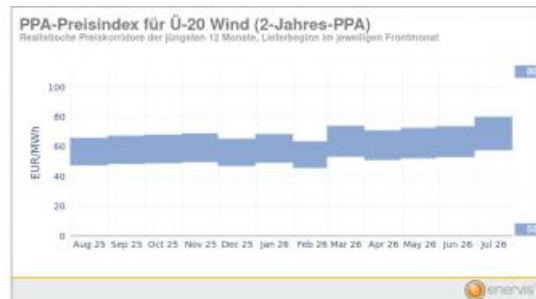
Neue Photovoltaik-Großanlagen konnten in den vergangenen zwölf Monaten in zehnjährigen PPA diese Preis-Bandbreiten erzielen – hat das Analysehaus Enervis für E&M ermittelt
(Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: Enervis

Für PPA auf neue Photovoltaik-Freiflächenanlagen mit zehnjähriger Stromlieferung mit einem Lieferstart im August 2026 stieg der Preiskorridor im Juli um etwa 1 Euro auf 27 Euro/MWh und 39 Euro/MWh. Damit liegt das Preisniveau wiederum leicht über dem Niveau des Vormonats.

Der dazu korrespondierende Terminmarkt-Mischpreis im Juni für die betreffende PPA-Laufzeit lag bei circa 77 Euro/MWh.

Grafik 2: Onshore-Windenergieanlagen im Bestand



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

(Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: Enervis

Für PPA auf bestehende, über 20 Jahre alte, ausgeführte Windenergieanlagen an Land (Ü20-Anlagen) mit zweijähriger Stromlieferung vom Juli an ermittelten die Analysten von Enervis eine realistische Schwankungsbreite im Juni von 58 Euro/MWh bis 80 Euro/MWh. Diese hängt neben dem Terminmarkt-Mischpreis von Standort, Anlagentyp und weiteren PPA-Parametern ab. Die PPA-Preisrange liegt somit durch die am kurzen Ende angestiegene Terminmarktpreise deutlich oberhalb des Niveaus des Vormonats Juni.

Der Terminmarkt-Mischpreis, der die Referenz für diesen PPA-Preis darstellt, lag bei rund 103 Euro/MWh und ist damit um knapp 8 Euro/MWh gestiegen. Er liegt damit erstmals wieder über 100 Euro/MWh.

Die Methodik des PPA-Preisindex

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

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

// VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT

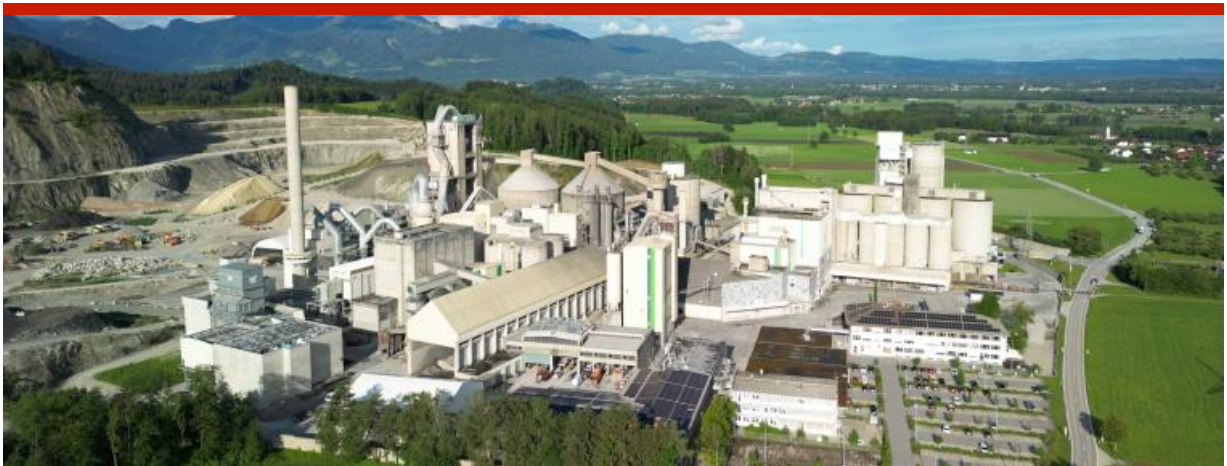


TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Das Zementwerk in Rohrdorf. Quelle: Rohrdorfer

Rohrdorfer verdoppelt CO₂-Abscheidung

KLIMASCHUTZ. Der Zementhersteller Rohrdorfer hat die Leistung in seiner bayerischen Pilotanlage zur Abscheidung von CO₂ ausgeweitet.

Der Zement- und Betonhersteller Rohrdorfer hat die Leistung seiner Pilotanlage zur CO₂-Abscheidung im Zementwerk im oberbayerischen Rohrdorf bei Rosenheim ausgeweitet. Die Mengen sind dabei noch übersichtlich, aber die Anlage kann nun bis zu zwei Tonnen CO₂ pro Tag aus dem Rauchgas abscheiden, teilte das Unternehmen mit. Bislang waren es täglich rund 900 Kilogramm. Zugleich sei die Abscheiderate auf bis zu 99 Prozent gestiegen.

Ermöglicht werde die höhere Leistung durch eine zweite sogenannte Absorptionskolonne, die im März eingebaut worden ist, heißt es weiter. Die Pilotanlage ist an die Abgase der Zementproduktion angeschlossen. Bei der Herstellung von Zement entsteht CO₂ – sowohl durch den Brennprozess als auch aus dem eingesetzten Kalkstein. Das Rauchgas durchströmt beide Kolonnen nacheinander und bleibt dadurch länger mit einer Aminwaschlösung in Kontakt. Die Waschlösung bindet das CO₂, wird anschließend regeneriert und erneut eingesetzt.

Weiterhin wurde Anfang Juli zusätzlich ein sogenannter Oxystripper eingebaut. Nach Angaben von Rohrdorfer entfernt der Oxystripper rund 90 Prozent des in der Aminwaschlösung gelösten Sauerstoffs. Dies soll sowohl die Reinheit des abgeschiedenen CO₂ als auch die Lebensdauer der Waschlösung erhöhen.

„Mit der zweiten Kolonne und dem Oxystripper haben wir dabei einen wichtigen Schritt erreicht“, sagte Christian Räthel, Leiter Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCUS) im Net-Zero-Emission-Team von Rohrdorfer. Das Unternehmen habe sich den Anforderungen für eine spätere Speicherung des abgeschiedenen CO₂ weiter angenähert.

Die Abscheidung ist Teil einer breiter angelegten Strategie zur Verringerung der Emissionen aus der Zementproduktion. Bereits 2024 hatte Rohrdorfer ein weiteres Pilotprojekt angekündigt, bei dem Zementklinker teilweise durch „getemperte Tone“ ersetzt werden soll. Das Verfahren soll den Anteil des besonders CO₂-intensiven Klinkers im Zement verringern.

Die beiden Projekte setzen an unterschiedlichen Stellen an: Während getemperte Tone die Entstehung von CO₂ vermeiden sollen, zielt die Abscheideanlage auf die Rückgewinnung bereits entstandener Emissionen. Damit kombiniert Rohrdorfer Maßnahmen zur Verringerung des Klinkeranteils mit der technischen Abscheidung von CO₂ aus dem Produktionsprozess. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Mit KI zum besten Standort



Quelle: Pixabay / Aberrant Realities

IT. Eine KI-gestützte Standortanalyse soll die Planung eines 5-MW-Elektrolyseurs im Raum Kempten beschleunigen. Die Inbetriebnahme des Projekts ist für 2027 vorgesehen.

Bebauungspläne, Schutzgebiete, Netzinfrastruktur, Entfernung zu potenziellen Abnehmern: Bei der Planung von Elektrolyseprojekten sind eine Vielzahl von Faktoren entscheidend für die Wahl des richtigen Standorts. Der Erneuerbaren-Projektierer Schwaben Regenerativ – eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der Energie Schwaben – hat sich deshalb für die Planung eines 5-MW-Elektrolyseurs im Raum Kempten künstlich intelligente Unterstützung geholt, wie aus einer aktuellen Mitteilung des Unternehmens hervorgeht.

Beauftragt wurde dafür die Rostocker „deeper.technology GmbH“. Das Ziel: innerhalb eines definierten Suchgebiets rund um zwei Einspeisepunkte geeignete Flächen für den Elektrolyseur zu identifizieren. Und das unter Berücksichtigung planungsrechtlicher, infrastruktureller und genehmigungsrechtlicher Anforderungen. Und unter Zeitdruck: Die Anlage soll bereits 2027 in Betrieb gehen.

Deeper Technology wertete dafür automatisiert und KI-gestützt alle relevanten Geodaten aus und stellte die Ergebnisse in einer interaktiven Webkarte, einer priorisierten Flurstücksliste mit Katasterinformationen sowie einem Standortbericht zusammen. „Unser Ziel war von Anfang an, Schwaben Regenerativ eine belastbare Grundlage zu liefern, die ihr Projekt termingerecht ermöglicht“, lässt sich Johann Heller, Geschäftsführer der Deeper Technology zitieren: „Genau das haben wir gezeigt: fundierte Standortanalysen müssen keine Wochen dauern.“ Begleitet wird das Projekt vom Projektentwickler „REACT GmbH“. (kmt) // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

Weniger Strom aus Wasserkraftwerken



Quelle: Pixabay / Peter H

WASSERKRAFT. Die Trockenheit hat auch Folgen für die Stromerzeugung. Flüsse führen weniger Wasser. Laufwasserkraftwerke können nicht mehr so viel Strom produzieren.

Wegen der anhaltenden Trockenheit wird an einigen Wasserkraftwerken des Energieversorgers EnBW derzeit deutlich weniger Strom als sonst produziert. Der Wassermangel in den Flüssen schlägt sich bereits jetzt deutlich in den Erzeugungszahlen der Laufwasserkraftwerke nieder, teilte das Unternehmen mit. „An den Kraftwerksstandorten liegen die Wasserstände und Wasserabgaben aktuell außerhalb des Normbereichs.“

Die Laufwasserkraftwerke seien abhängig davon, wie viel Wasser ein Fluss führe. Wenn etwa Pegelstände sinken, werde weniger Strom produziert. „An kleineren Zuflüssen sind einige Anlagen bereits außer Betrieb

oder nur noch eingeschränkt am Netz“, wie es weiter hieß. Besonders betroffen seien kleinere Anlagen – etwa an Flüssen wie Kocher, Enz, Jagst, Nagold oder Untere Argen.

Die Stromproduktion der Laufwasserkraftwerke – ohne Pumpspeicherkraftwerke – lag demzufolge in diesem Jahr bei bisher nur 80 Prozent des Referenzwerts (Stand: Ende Juni). Im Monat Juni allein seien sogar nur 63 Prozent erreicht worden. Beim Rheinkraftwerk Iffezheim lag die Erzeugung bisher bis Ende Juni bei rund 83 Prozent des Referenzwerts, im Juni allein bei 70 Prozent.

Die Wasserkraftwerke am Neckar konnten in den ersten sechs Monaten des Jahres nur 83 Prozent sonst möglicher Strommengen produzieren. Betrachtet man den Juni allein, waren es den Angaben zufolge sogar nur 61 Prozent des möglichen Erzeugungsniveaus. Die EnBW und ihre Tochterunternehmen erzeugen an 130 Standorten Strom aus Wasserkraft (Laufwasser und Pumpspeicher). Auch mehrere andere Unternehmen betreiben Wasserkraftwerke im Südwesten. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT

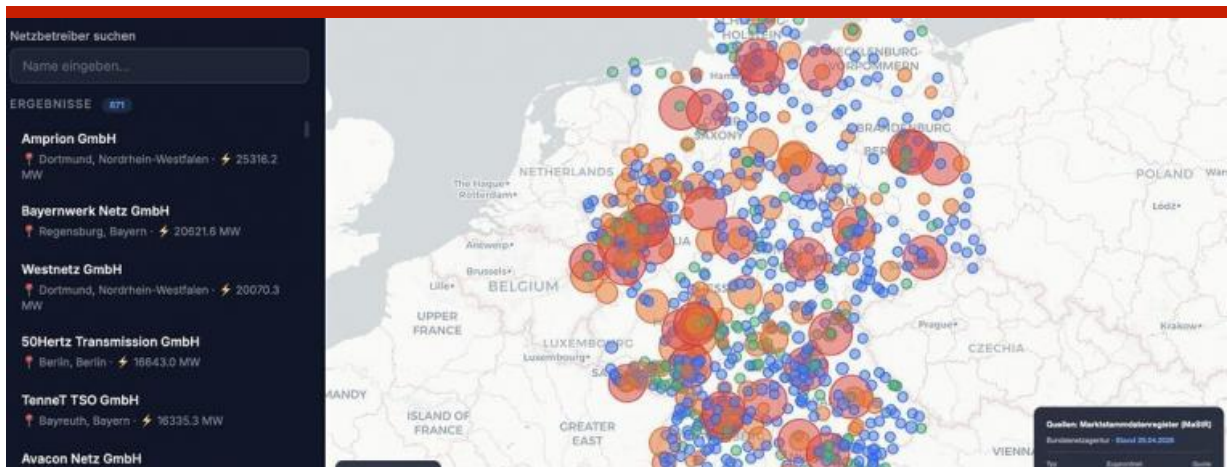


TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Die Karte "Stromnetzbetreiber in Deutschland". Quelle: Edna / Martin Kaeßler

Verteilnetzbetreiber in Deutschland auf einen Blick

STROMNETZ. Der Edna-Bundesverband hat eine Online-Karte veröffentlicht, die Netzbetreiber sowie Erzeugungsanlagen und Batteriespeicher auf Basis öffentlicher Daten darstellt.

Die Initiative „evu+“ im Bundesverband „Energemarkt & Kommunikation“ (Edna), hat eine Online-Karte veröffentlicht, die Daten zu Stromnetzbetreibern in Deutschland sowie den in ihren Netzgebieten angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Batteriespeichern zusammenführt. Die Kartenübersicht „Stromnetzbetreiber in Deutschland“ basiert auf den öffentlichen Daten des Marktstammdatenregisters und bildet den Stand vom April 2026 ab, teilt der Bundesverband mit. Erstellt worden sei mithilfe künstlicher Intelligenz.

Nutzer sollen per Mausklick sehen können, wie viele Erzeugungsanlagen in einem Netzgebiet angeschlossen sind und welche installierte Leistung sie aufweisen. Die Darstellung umfasst Photovoltaik-, Wind-, Biomasse-, Wasser- und Geothermieanlagen sowie konventionelle Erzeugungsanlagen und Batteriespeicher. Ergänzend stehen Auswertungen nach Netzbetreiber, Bundesland und Erzeugungsart zur Verfügung. Die Daten sollen künftig halbjährlich aktualisiert werden.

98.000 Einwohner pro Verteilnetzbetreiber

Richard Plum, Geschäftsführer des Edna-Bundesverbands sieht die Karte als Beitrag zur Diskussion über die Struktur der deutschen Verteilnetze. „Die häufig geäußerte Kritik, Deutschland habe zu viele Netzbetreiber, greift aus unserer Sicht zu kurz“, kommentiert er. Die neue Karte belege, „dass insbesondere die kleinen und mittleren Netzbetreiber einen unverzichtbaren Beitrag zur Stromversorgung und zur Versorgungssicherheit leisten“.

Nach Angaben des Verbands sind von den insgesamt 871 Netzbetreibern in Deutschland 237 in Bayern ansässig. Es folgen Baden-Württemberg mit 121 und Nordrhein-Westfalen mit 114 Netzbetreibern. Zur Einordnung verweist Edna auf einen Vergleich mit anderen europäischen Ländern. Demnach entfallen in Deutschland rechnerisch rund 98.000 Einwohner auf einen Verteilnetzbetreiber. In Österreich liegt dieser Wert bei rund 75.000 Einwohnern je Verteilnetzbetreiber, in der Schweiz bei etwa 15.000 Einwohnern. Für Dänemark und Finnland sieht der Verband gemessen an der Einwohnerzahl eine vergleichbare beziehungsweise höhere Netzbetreiberdichte.

Die Karte „**Stromnetzbetreiber in Deutschland**“ ist über die Internetseite des Edna aufrufbar. (mf)

// VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Octopus startet vierten Windstrom-Fan-Club



Quelle: Jonas Rosenberger

WINDKRAFT ONSHORE. Rund um den Windpark Gomadingen bietet Octopus Energy einen Tarif mit windabhängigen Rabatten an. Das Modell hat der Versorger aus dem britischen Markt übernommen.

Octopus Energy hat rund um den neuen Windpark Gomadingen auf der Schwäbischen Alb seinen vierten deutschen „Fan Club“ gestartet. Haushalte in einem Umkreis von 15 Kilometern können dabei einen Stromtarif nutzen, dessen Arbeitspreis abhängig von der örtlichen Windgeschwindigkeit variiert. Voraussetzung ist ein intelligentes Messsystem, das den Verbrauch viertelstündlich erfasst.

Der Name des Modells spielt mit dem englischen Wort „fan“, das sowohl Ventilator als auch Anhänger bedeuten kann. In Großbritannien bezeichnet Octopus Energy damit seit mehreren Jahren Tarife für Haushalte in der Nähe bestimmter Windkraftanlagen. Die Kunden sollen ihren Verbrauch möglichst in Zeiten hoher lokaler Windstromerzeugung verlagern.

In Gomadingen, im schwäbischen Landkreis Reutlingen, gewährt der Anbieter nach eigenen Angaben ab einer Windgeschwindigkeit von 1,5 Metern pro Sekunde einen Rabatt von 20 Prozent auf den Strompreis. Ab 5 Metern pro Sekunde soll sich der Preis um 50 Prozent verringern. Die Rabatte gelten jeweils für die Zeiträume, in denen die entsprechenden Windwerte erreicht werden. Octopus Energy beziffert die durchschnittliche Ersparnis auf etwa 200 Euro im Jahr. Wie hoch sie tatsächlich ausfällt, hängt jedoch vom individuellen Verbrauch und davon ab, in welchem Umfang dieser in windreiche Stunden verschoben wird.

Tarif abhängig von Windgeschwindigkeit

Teilnehmen können Haushalte in festgelegten Postleitzahlgebieten rund um Gomadingen. Dazu zählen unter anderem Metzingen, Pfullingen, Münsingen, Bad Urach, Eningen, Lichtenstein, Trochtelfingen und Engstingen. Kunden ohne Smart Meter will Octopus Energy ein entsprechendes Gerät nach eigenen Angaben kostenlos bereitstellen. Die jeweils geltende Rabattstufe lässt sich über einen sogenannten Wind-Tacho im Internet verfolgen.

Mit dem Tarif versucht das Unternehmen, finanzielle Anreize für einen flexibleren Stromverbrauch zu setzen. Ob und in welchem Umfang das Modell tatsächlich zur Entlastung der Netze beiträgt, hängt allerdings von der Zahl der Teilnehmer, ihrem Verbrauchsverhalten und den jeweiligen Netzbedingungen ab.

Octopus Energy verfolgt entsprechende Pläne in Deutschland bereits seit längerer Zeit. Ende 2023 hatte der Versorger angekündigt, das im britischen Markt entstandene und damals zunächst in Brandenburg erprobte Fan-Club-Modell breiter auszurollen. Geprüft wurden seinerzeit auch Kooperationen mit anderen Windparkbetreibern, also eine Ausweitung über eigene oder von verbundenen Unternehmen finanzierte Anlagen hinaus. Zudem stellte das Unternehmen in Aussicht, gebündelte Flexibilität der Kunden künftig am Strommarkt oder für Systemdienstleistungen zu vermarkten.

Nach Angaben des Unternehmens war das Angebot zunächst als Nachweis gedacht, dass sich lokale Verbrauchsanreize vergleichsweise einfach umsetzen lassen. Zugleich verband Octopus Energy das Konzept mit dem Ziel, die Akzeptanz für Windparks zu erhöhen, indem Anwohner unmittelbar von der Stromerzeugung in ihrer Umgebung profitieren.

Neben Gomadingen bestehen Fan Clubs laut Octopus Energy bereits in Großräschen in Brandenburg, am Standort Gaishecke in Hessen und in Gössersdorf in Bayern. Der Standort auf der Schwäbischen Alb ist damit der vierte deutsche Anwendungsfall des Modells. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Windgeschäft von Siemens Energy schafft Trendwende



Quelle: Siemens Gamesa

BILANZ. Nach Jahren der Verluste erwirtschaftet die Windsparte von Siemens Energy wieder Gewinne.

Die Windkrafttochter von Siemens Energy, Siemens Gamesa, hat im dritten Quartal des Geschäftsjahres 2026 erstmals seit 2022 wieder ein positives Quartalsergebnis erzielt. Nach Jahren hoher Verluste erwirtschaftete die Sparte ein Ergebnis von 56 Millionen Euro beziehungsweise 75 Millionen Euro vor Sondereffekten. Damit sieht sich der Konzern auf Kurs, bei Siemens Gamesa im Gesamtjahr den operativen Break-even zu erreichen.

Auch der Gesamtkonzern Siemens Energy legte deutlich zu, ist den Geschäftszahlen von Siemens Energy zu entnehmen. Der Umsatz stieg im dritten Quartal um 18,5 Prozent auf 11,4 Milliarden Euro; das Unternehmen beginnt sein Geschäftsjahr bereits im Oktober. Der Gewinn nach Steuern kletterte auf 1,188 Milliarden Euro, nachdem ein Jahr zuvor 697 Millionen Euro erzielt worden waren.

„Dass unser Windgeschäft erstmals seit 2022 in einem Quartal wieder profitabel ist, ist eine fantastische Leistung des Teams“, sagt Christian Bruch, CEO der Siemens Energy AG. Die weltweit hohe Nachfrage nach Strom und Energietechnik halte an. Zugleich habe Siemens Energy Rekordwerte bei Auftragseingang, Umsatz und Profitabilität erreicht sowie die Effizienz weiter verbessert.

Zu der Verbesserung des Windgeschäfts trugen in erster Linie Produktivitätssteigerungen und eine höhere Kosteneffizienz bei. Zudem profitierte die Sparte von einem wachsenden Offshore-Geschäft sowie einem stärkeren Servicegeschäft. Der Umsatz legte im Quartal um 13,5 Prozent auf 2,743 Milliarden Euro zu. Das Ergebnis vor Sondereffekten verbesserte sich von minus 438 Millionen Euro auf plus 75 Millionen Euro.

Allerdings bleibt das Windgeschäft nicht ohne Herausforderungen. So brach der Auftragseingang von Siemens Gamesa um 77 Prozent auf 1,05 Milliarden Euro ein. Hintergrund sei allerdings ein Basiseffekt: Im Vorjahresquartal habe das Unternehmen zwei Offshore-Großaufträge im Wert von mehr als drei Milliarden Euro verbucht, vergleichbare Bestellungen blieben diesmal aus, heißt es weiter.

Positiv entwickelte sich dagegen das übrige Geschäft von Siemens Energy. Der Auftragseingang des Konzerns erreichte mit 17,9 Milliarden Euro erneut einen Höchstwert. Wachstumstreiber waren vor allem Gas Services sowie Grid Technologies. Der Auftragsbestand erhöhte sich auf 162 Milliarden Euro. Besonders stark blieb die Nachfrage aus den USA, unter anderem durch den Ausbau von Rechenzentren.

Vor dem Hintergrund der Geschäftsentwicklung bestätigte Siemens Energy die nach dem ersten Halbjahr angehobene Jahresprognose. Der Konzern rechnet weiterhin mit einem vergleichbaren Umsatzwachstum von 14 bis 16 Prozent sowie einer operativen Marge vor Sondereffekten zwischen 10 und 12 Prozent. Beim Gewinn nach Steuern werden rund 4 Milliarden Euro erwartet. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Kommunale Wärmepläne setzen auf zwei Säulen



Quelle: Shutterstock / JPC-PROD

WÄRME. Kommunale Wärmepläne setzen vor allem auf Wärmepumpen und Wärmenetze. Zugleich bleiben bei Sanierung, Biomasse und Prozesswärme zentrale Fragen offen.

Die Kommunen richten ihre künftige Wärmeversorgung vor allem auf Wärmepumpen und Wärmenetze aus. Das zeigt die zweite Ausgabe der Studie „Kommunale Wärmeplanung in Deutschland“ von Öko-Institut und Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE). Das Öko-Institut forscht und berät zu Umwelt- und Klimafragen. Das Fraunhofer ISE mit Sitz untersucht Energiesysteme auf Basis erneuerbarer Energien.

Für die neue Auswertung analysierten die Forschenden rund 380 Wärmepläne für etwa 940 Kommunen. Damit stützt sich die Studie auf eine deutlich breitere Datenbasis als die erste Ausgabe vom Mai 2025. Die meisten neu einbezogenen Pläne entstanden bereits auf Grundlage des Wärmeplanungsgesetzes.

Nach den Zielbildern in den Kommunalen Wärmeplänen sollen Wärmepumpen im Jahr 2045 rund 42 Prozent der Wärmeversorgung übernehmen. Wärmenetze kommen auf weitere 37 Prozent. Zusammen decken beide Technologien knapp vier Fünftel des vorgesehenen Wärmebedarfs ab. Kleinere und mittlere Kommunen setzen besonders häufig auf dezentrale Wärmepumpen. Größere und dichter bebaute Städte planen stärker mit Wärmenetzen.

„Die deutlich breitere Datenbasis bestätigt: Wärmepumpen und Wärmenetze bilden das Rückgrat der kommunalen Wärmewende“, sagt Marc Stobbe, Energieexperte am Öko-Institut. Für belastbarere Planungen fordert er transparentere Annahmen zur Prozesswärme und konkretere Vorgaben für die Nutzung von Biomasse.

Wärmenetze breiten sich aus

Bereits heute verfügen 71 Prozent der untersuchten Kommunen über mindestens ein Wärmenetz. Bis 2030 soll der Anteil auf 91 Prozent steigen, bis 2035 auf 95 Prozent. Zugleich wollen die Kommunen den Anteil der über Wärmenetze gelieferten Wärme von rund 15 Prozent auf 38 Prozent im Jahr 2045 erhöhen.

Bei der künftigen Wärmeerzeugung bleiben jedoch viele Pläne ungenau. In mehr als der Hälfte fehlen Angaben zu den vorgesehenen Energieträgern. Wo Kommunen konkrete Annahmen treffen, kombinieren sie oft Wärmepumpen mit biogenen Energieträgern. Je nach Standort ergänzen industrielle Abwärme und Geothermie diesen Mix.

Jessica Thomsen, Projektleiterin am Fraunhofer ISE, verweist auf unterschiedliche lokale Transformationspfade. Wärmequellen vor Ort, vorhandene Infrastrukturen, Siedlungsdichte und strategische Entscheidungen bestimmten, welche Lösungen sich jeweils eignen. Einen einheitlichen Weg für alle Kommunen sieht sie nicht.

Auch die Annahmen zur Gebäudesanierung beeinflussen die Infrastrukturplanung. Über alle Wärmepläne hinweg sinkt der angenommene Endenergiebedarf für Wärme bis 2045 um rund 32 Prozent. Zwei Drittel der Kommunen rechnen mit einer jährlichen Sanierungsrate oberhalb des historischen Vergleichswerts von etwa einem Prozent. Häufig bleibt offen, unter welchen Bedingungen sie diese Werte erreichen wollen. Die Institute empfehlen deshalb, Bedarfsannahmen transparent auszuweisen und auch weniger ambitionierte Verläufe einzuplanen.

Biomasse und Prozesswärme bleiben unsicher

In 63 Prozent der untersuchten Kommunen liegt der für 2045 geplante Biomasseverbrauch über dem lokal ausgewiesenen Potenzial. Über alle Pläne hinweg übersteigt der vorgesehene Verbrauch das Potenzial um fast 40 Prozent. Viele Kommunen rechnen demnach mit Biomasse aus anderen Regionen oder aus dem Ausland. Treffen zahlreiche Wärmepläne dieselbe Annahme, können laut Studie Nutzungskonkurrenzen entstehen.

Unterschiedliche Begriffe und Abgrenzungen erschweren zudem den Vergleich. Die Pläne legen nicht immer offen, welche Reststoffe, Flächen oder Holzsortimente sie einbeziehen und welche Nachhaltigkeitsanforderungen gelten. Einheitlichere Definitionen könnten nach Ansicht der Institute die Planung verbessern.

Zwei Drittel sehen keinen Wasserstoffeinsatz vor

Lücken sehen die Forschenden zudem bei der industriellen Prozesswärme. Rund zwei Drittel der Kommunen machen Angaben zum Wärmebedarf von Industrie sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Im Durchschnitt entfallen dort rund 27 Prozent des Wärmebedarfs auf diese Bereiche, in stark industriell geprägten Kommunen mehr als die Hälfte. Dennoch unterscheiden die Pläne nur selten zwischen Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme. So bleiben benötigte Temperaturniveaus und künftige Energieträger unklar.

Diese Differenzierung spielt auch für den möglichen Wasserstoffbedarf eine Rolle. Rund zwei Drittel der Kommunen sehen für 2045 keinen Wasserstoffeinsatz vor. Wo sie Wasserstoff berücksichtigen, soll er vor allem industrielle Anwendungen und Spitzenlasten in Wärmenetzen abdecken. Für die dezentrale Beheizung von Gebäuden erscheint er nur vereinzelt und unter Vorbehalt.

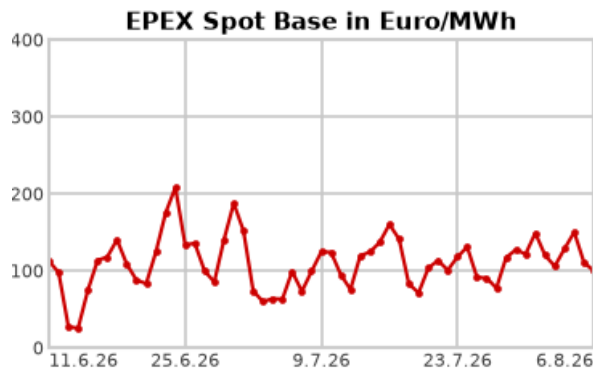
Die Studie „**Kommunale Wärmeplanung in Deutschland – Auswertung abgeschlossener Wärmepläne im Projekt KOMpare**“ mit Stand Juli 2026 lässt sich über die Internetseite des Fraunhofer ISE downloaden. (ds)

// VON DAVINA SPOHN

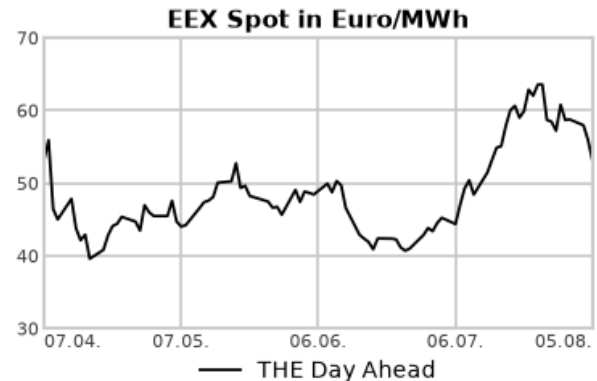
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energiekomplex größtenteils im Minus



Quelle: E&M

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

Überwiegend schwächer haben sich die europäischen Energiemärkte am Mittwoch präsentiert. Belastet wurden die Gaspreise durch Hoffnungen auf eine diplomatische Einigung zwischen den USA und dem Iran, die eine Wiederöffnung der Straße von Hormus ermöglichen könnte.

Dennoch bleibt eine gewisse Nervosität erhalten. Niedrige Gasspeicherstände, unterdurchschnittliche LNG-Importe und die anhaltend hohe Nachfrage nach Kraftwerksgas sprechen weiterhin für ein vergleichsweise hohes Gaspreisniveau. Am Strommarkt sorgte die Aussicht auf eine höhere Einspeiseleistung der Erneuerbaren für Druck auf die kurzfristigen Notierungen, während die anhaltende Hitze und die Trockenheit das Preisniveau grundsätzlich stützen dürften.

Der CO₂-Markt zeigte sich leicht fester, auch wenn Sorgen über die wirtschaftlichen Folgen niedriger Rheinpegel und mögliche Produktionsdrosselungen in der Industrie noch für bearishe Impulse sorgen könnten.

Strom: Durch die Bank schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Mittwoch präsentiert. Der Day-ahead gab in der Grundlast um 11,00 Euro auf 99,75 Euro je Megawattstunde nach, in der Spitzenlast ergab sich ein Minus von 13,50 Euro auf 46,25 Euro je Megawattstunde. Die Einspeiseleistung dürfte am Donnerstag im Vergleich zum Vortag wieder etwas ansteigen und bei etwa 33 Gigawatt liegen. Für die darauf folgenden Tage werden wieder Einspeiseleistungen unter 30 Gigawatt erwartet.

Am langen Ende verlor das Cal 27 um 2,41 Euro auf 100,23 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Berichtstag etwas hinzugewonnen. Der Dec 26 gewann bis gegen 14.00 Uhr um 0,25 Euro auf 81,59 Euro je Tonne. Das Hoch lag bei 81,70 Euro, das Tief bei 80,54 Euro.

Die Rekordtiefstände des Rheinpegels könnten das deutsche Wirtschaftswachstum in diesem Jahr um 0,3 Prozentpunkte schmälern, kalkuliert ING-Europa-Chefvolkswirt Carsten Brzeski.

Der Fluss dient als fundamentale Industrieinfrastruktur für Schlüsselbranchen wie Chemie und Stahl, weshalb ausfallende Frachtschiffe nicht einfach durch LKW oder die Bahn ersetzt werden können. Die

entstehenden Liefer- und Transportengpässe führen in den betroffenen Industriezentren direkt zu spürbaren Produktionsdrosselungen und könnten auch die CO2-Preise belasten.

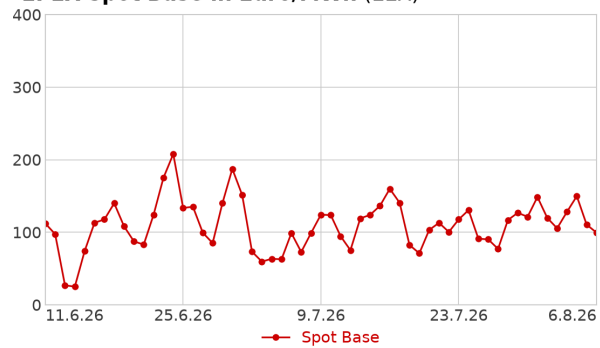
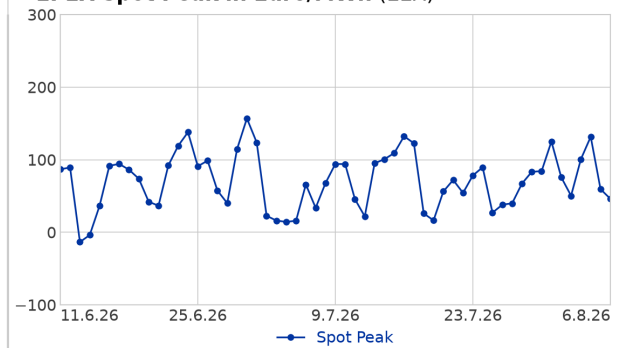
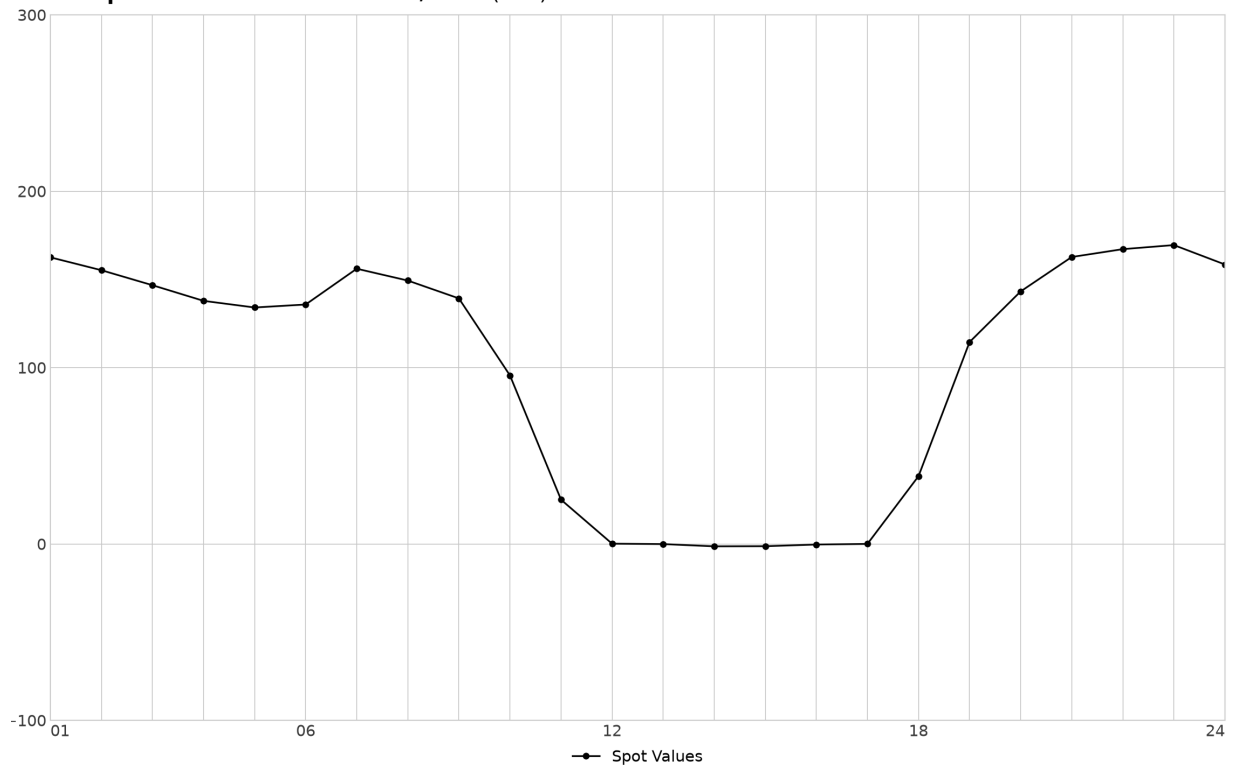
Erdgas: Schwächer haben sich die europäischen Gaspreise am Mittwoch gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 14.00 Uhr 0,265 Euro auf 54,400 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es für den Day-ahead um 1,300 Euro auf 54,600 Euro je Megawattstunde nach unten.

Laut US-Finanzminister Scott Bessent stehen die USA und der Iran unmittelbar vor der Einigung auf eine Wiedereröffnung der Straße von Hormus, was für Entspannung am Gasmarkt sorgte. Die Analysten der Commerzbank gehen aktuell aber davon aus, dass die europäischen Gaspreise sich mittelfristig auf einem vergleichsweise hohen Niveau halten dürften.

Nervosität schüren aktuell neben geopolitischen Nachrichten vor allem die niedrigen Gasspeicherfüllstände in der EU. Ein Grund für die langsame Befüllung dürfte den Analysten zufolge die erhöhte Gasnachfrage zur Stromerzeugung im Juli gewesen sein: Im letzten Monat wurden EU-weit knapp 2 TWh Strom mehr aus Gaskraft als noch im Vorjahresmonat erzeugt.

Darüber hinaus seien die LNG-Importe vergleichsweise niedrig ausgefallen, da in den vergangenen Monaten viel LNG nach Asien umgeleitet wurde. Sofern die LNG-Importe weiterhin niedrig bleiben, könnte es schwierig werden, einen Füllstand von 70 Prozent der Kapazität bis Ende Oktober zu erreichen. Dementsprechend dürften die Preise weiterhin hoch bleiben oder sogar weiter zulegen, damit Europa im Wettbewerb um flexible LNG-Lieferungen attraktiv bleibt und Tanker nicht nach Asien oder in andere Regionen umgeleitet werden. (cdg) // VON CLAUD-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:**Strom Spotmarkt****EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)**

Strom Terminmarkt

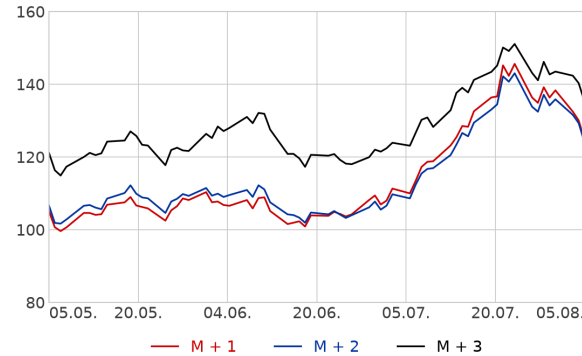
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	05.08.26	German Power Sep-2026	124,74
M2	05.08.26	German Power Oct-2026	124,04
M3	05.08.26	German Power Nov-2026	135,28
Q1	05.08.26	German Power Q4-2026	130,38
Q2	05.08.26	German Power Q1-2027	122,50
Q3	05.08.26	German Power Q2-2027	83,77
Y1	05.08.26	German Power Cal-2027	99,50
Y2	05.08.26	German Power Cal-2028	84,74
Y3	05.08.26	German Power Cal-2029	77,17

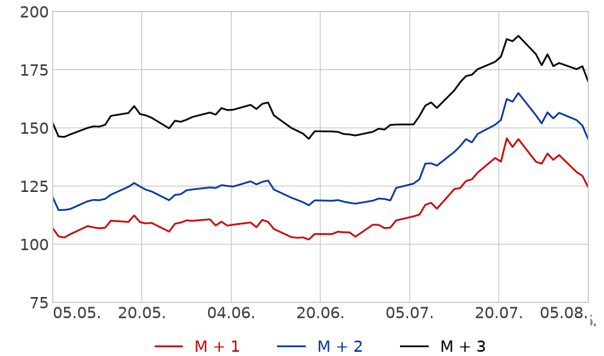
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	05.08.26	German Power Sep-2026	124,43
M2	05.08.26	German Power Oct-2026	145,04
M3	05.08.26	German Power Nov-2026	169,85
Q1	05.08.26	German Power Q4-2026	158,86
Q2	05.08.26	German Power Q1-2027	140,63
Q3	05.08.26	German Power Q2-2027	69,82
Y1	05.08.26	German Power Cal-2027	105,20
Y2	05.08.26	German Power Cal-2028	91,36
Y3	05.08.26	German Power Cal-2029	83,30

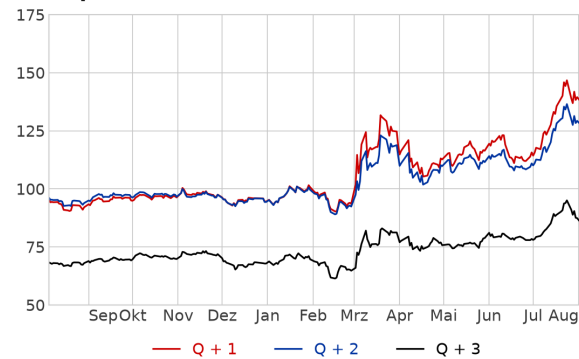
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



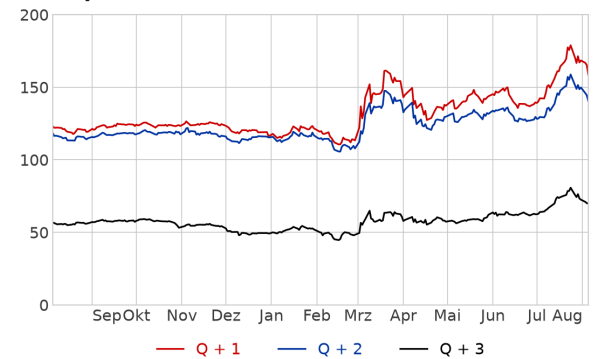
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



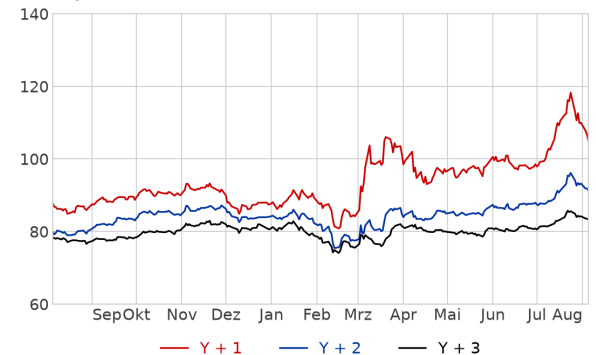
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

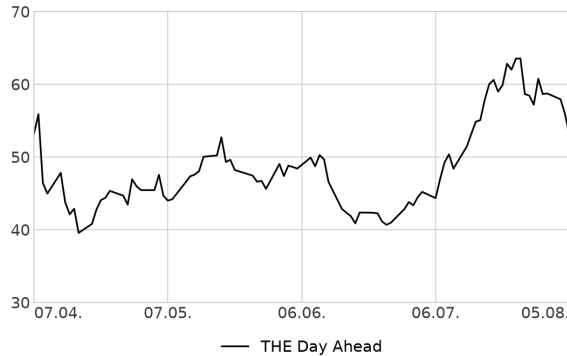


Gas Spot- und Terminmarkt

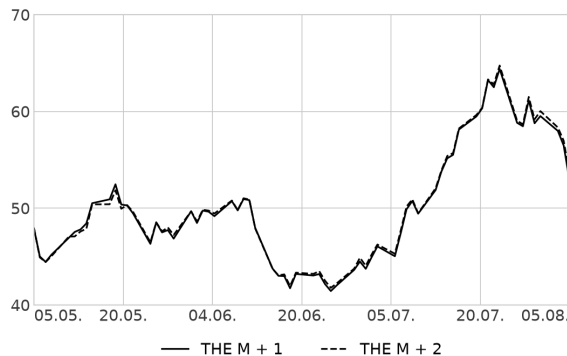
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	05.08.26	German THE Gas Sep-2026	52,90
M2	05.08.26	German THE Gas Oct-2026	53,60
Q1	05.08.26	German THE Gas Q4-2026	53,36
Q2	05.08.26	German THE Gas Q1-2027	51,48
S1	05.08.26	German THE Gas Win-2026	52,43
S2	05.08.26	German THE Gas Sum-2027	36,98
Y1	05.08.26	German THE Gas Cal-2027	40,49
Y2	05.08.26	German THE Gas Cal-2028	30,12

EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



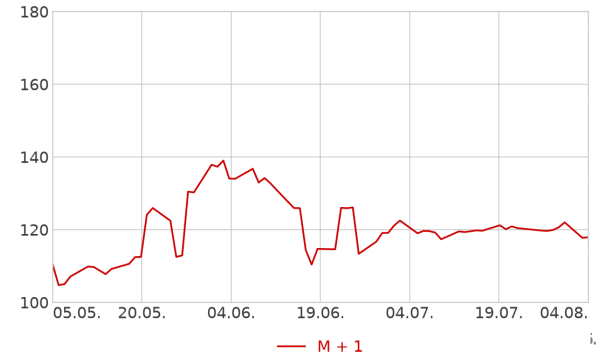
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	05.08.26	99,51	EUR/MWh
Germany Spot peak	05.08.26	46,09	EUR/MWh
EUA September	05.08.26	80,38	EUR/tonne
Coal API2 September 20	04.08.26	117,90	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day AI	05.08.26	52,95	EUR/MWh
German THE Gas Sep-20	05.08.26	52,90	EUR/MWh
German THE Gas Cal-20	05.08.26	40,49	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2026	05.08.26	79,45	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



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



Facharbeiter (m/w/d) Montage Bahnstromrichter

Facharbeiter (m/w/d) Montage BahnstromrichterEin sicherer Job mit starken Vorteilen - genau jetzt - f...
in Nürnberg

vor 2 h

● Festanstellung



Experte Energiewirtschaft Marktprozesse (m/w/x)

Du hast Lust auf innovative und nachhaltige Bau- & Immobilienprojekte? Dann bist du bei uns genau ri...
in Neckarsulm

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Consultant Energiewirtschaft Datenqualität MaKo (m/w/d)

Du hast Lust auf innovative und nachhaltige Bau- & Immobilienprojekte? Dann bist du bei uns genau ri...
in Neckarsulm

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Consultant Energiewirtschaft Datenqualität MaKo (gn)

Du hast Lust auf innovative und nachhaltige Bau- & Immobilienprojekte? Dann bist du bei uns genau ri...
in Neckarsulm

vor 2 h

● Freie Mitarbeit

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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:

