



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM

120,53 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

77,04 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHLE DES TAGES

13

Prozent der Gäste einer ASEW-Veranstaltung haben schon Drohnenaktivitäten über eigener Kritischer Infrastruktur registriert.

STUDIEN

Hohe Kraftstoffpreise nicht pauschal entlasten

BIOGAS

Envitec rüstet drei Biogasanlagen für Biomethan auf

WINDKRAFT OFFSHORE

Offshore-Windpark He Dreiht offiziell in Betrieb

Inhalt

TOP-THEMA

→ **GAS:** Risiken sind nicht weniger geworden

POLITIK & RECHT

- **STROMNETZ:** E-Bridge-Analyse zum Netzausbau kritisiert
- **WINDKRAFT ONSHORE:** Viele Bewerber für neue Anlagen zum 1. August
- **STROMNETZ:** Drohnen, Sabotage, Spionage: Energiebranche im Fadenkreuz
- **GAS:** LNG-Terminal auf Rügen darf weiterlaufen
- **UMFRAGE:** Kommunen uneins über Machbarkeit der Wärmepläne
- **INDUSTRIE:** EU-Rat will kostenlose CO₂-Zuteilung erhöhen

HANDEL & MARKT

- **STUDIEN:** Hohe Kraftstoffpreise nicht pauschal entlasten
- **UMFRAGE:** ZVEI-Panel: Bürokratie bremst Investitionen
- **POLITIK:** Dialog zur industriellen Prozesswärme startet
- **WIRTSCHAFT:** RWE stockt bei Amprion auf

TECHNIK

- **BIOGAS:** Envitec rüstet drei Biogasanlagen für Biomethan auf
- **KERNKRAFT:** Panne in grenznahem Reaktor in Tschechien
- **STATISTIK DES TAGES:** Strombedarf von E-Autos weltweit

UNTERNEHMEN

- **WINDKRAFT OFFSHORE:** Offshore-Windpark He Dreht offiziell in Betrieb
 - **WINDKRAFT OFFSHORE:** 50 Hertz vergibt LanWin3-Konverter
 - **PHOTOVOLTAIK:** Eon bündelt Direktvermarktung und Energiemanagement
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energienotierungen zeigen sich uneinheitlich
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Risiken sind nicht weniger geworden



Quelle: Shutterstock / VladSV

GAS. Die EU geht mit niedrigen Gasspeichern in den Winter. Zugleich wächst die Abhängigkeit von LNG aus den USA und vom Weltmarkt, so eine Einschätzung des Instituts IEEFA.

Europa geht nach einer Marktanalyse des Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) mit mehreren Risiken in den Gaswinter 2026/27. Dazu gehören niedrige Speicherstände, mögliche Lieferunterbrechungen, die Konkurrenz mit asiatischen Käufern um Flüssigerdgas (LNG) sowie die Unsicherheit über die Temperaturen im Winter.

Das Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) ist ein gemeinnütziger Think Tank mit Sitz in den USA, dessen Arbeit durch Stiftungen finanziert wird. Wie das Institut schreibt, seien gerne gezogene Vergleiche mit der Energiekrise 2022 nach dem russischen Angriff auf die Ukraine aber schief. Denn damals bezog Europa fast die Hälfte seiner Gasimporte aus Russland. Seither wurden die Lieferquellen diversifiziert, der Verbrauch gesenkt und erneuerbare Energien ausgebaut. Zwischen 2021 und 2025 ging die Gasnachfrage in der Europäischen Union (EU) um 17,7 Prozent zurück.

Gleichzeitig sei jedoch eine neue Abhängigkeit entstanden, so das IEEFA. An die Stelle russischen Pipelinegases seien verstärkt LNG-Lieferungen und insbesondere Importe aus den USA getreten. Damit sei Europa stärker von weltweiten Transportwegen und dem internationalen Wettbewerb um LNG-Ladungen abhängig.

Verschärfen könnte sich die Situation zum 1. Januar 2027, wenn das vollständige EU-Verbot für russische LNG-Importe aus bestehenden langfristigen Verträgen greifen soll. Im ersten Halbjahr 2026 entfielen noch rund 19 Prozent der LNG-Importe der EU auf Russland.

Von Januar bis August 2026 importierte die EU insgesamt rund 200 Milliarden Kubikmeter Gas. Die Menge blieb damit gegenüber dem Vorjahreszeitraum nahezu unverändert. Die LNG-Importe gingen allerdings um rund 3,5 Prozent zurück, während die Pipelineimporte um 2,5 Prozent zunahmen.

Eine Ursache für den LNG-Rückgang sind laut IEEFA die Beeinträchtigungen der Schifffahrt durch die Straße von Hormus infolge des Iran-Krieges. Die LNG-Lieferungen aus Katar sanken gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 5,1 Milliarden Kubikmeter.

Ausgeglichen wurde dies unter anderem durch zusätzliche Lieferungen aus Norwegen von 3,2 Milliarden

Kubikmetern und aus den USA von 1,8 Milliarden Kubikmetern. Auch die Importe aus Russland stiegen um 1,5 Milliarden Kubikmeter, aus Algerien um 1,1 Milliarden Kubikmeter und aus Großbritannien um 1,0 Milliarden Kubikmeter.

Beim LNG liegen die USA vorne

Die Bedeutung der USA für die europäische Gasversorgung hat damit weiter zugenommen. Rund 60 Prozent der LNG-Importe der EU kamen 2026 bislang aus den USA. Im August lag der Anteil bei 70 Prozent. Insgesamt kaufte die EU im August 43 Prozent mehr LNG als im Juli, vor allem um die Speicher vor dem Winter aufzufüllen.

Dennoch liegen die Speicherstände deutlich unter dem Vorjahresniveau. Am 12. September 2026 waren die EU-Gasspeicher zu 68,04 Prozent gefüllt. Ein Jahr zuvor waren es zum gleichen Zeitpunkt 80,12 Prozent. Als Grund nennt IEEFA unter anderem die Preisstruktur am Gasmarkt: Höhere Sommerpreise gegenüber den Terminpreisen für den Winter hätten den wirtschaftlichen Anreiz zur Einspeicherung verringert.

IEEFA sieht in der stärkeren LNG-Abhängigkeit ein Preisrisiko. Europäische Käufer müssen mit asiatischen Abnehmern um flexibel verfügbare Ladungen konkurrieren. Bei knapper Versorgung können dadurch sowohl Gas- als auch Strompreise steigen. Neben dem Wetter werden deshalb die Entwicklung der LNG-Lieferungen, mögliche Störungen wichtiger Transportwege und die Verfügbarkeit norwegischen Pipeline-gases entscheidend für den kommenden Winter sein. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock

E-Bridge-Analyse zum Netzausbau kritisiert

STROMNETZ. Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) kritisiert eine E-Bridge-Analyse für das Bundeswirtschaftsministerium zu kapazitätslimitierten Netzgebieten. Sie unterschätze die Risiken.

Eine Analyse des Beratungsunternehmens E-Bridge zur geplanten Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete sieht der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) kritisch. Die Untersuchung entstand im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) im Zusammenhang mit dem vorgesehenen Netzpaket.

Nach Einschätzung des BEE vom 17. September bildet sie die möglichen Auswirkungen des geplanten Redispatch-Vorbehalts für neue Erneuerbare-Energien-Anlagen nicht ausreichend ab. Der Redispatch-Vorbehalt beinhaltet, dass neue Anlagen in ausgewiesenen, „kapazitätslimitierten Gebieten“ bei netzbedingter Abregelung für bis zu sechs Jahre keine finanzielle Entschädigung mehr für den Ausfallstrom erhalten. Für Investoren entstehe dadurch ein schwer kalkulierbares wirtschaftliches Risiko, erklärte Verbandspräsidentin Ursula Heinen-Esser.

Daten nur für 2024 berücksichtigt

E-Bridge hatte untersucht, welche Netzgebiete künftig unter den geplanten Regelungen des Netzpakets als kapazitätslimitiert gelten könnten. Grundlage der Auswertung bilden Redispatch-Daten aus dem Jahr 2024. Nach Angaben des BEE liegen die Ergebnisse für dieses Jahr in einer ähnlichen Größenordnung wie eine eigene Redispatch-Auswertung.

Die Unterschiede zwischen den beiden Untersuchungen führt der BEE vor allem auf die Betrachtungszeiträume und die Darstellung der Gebiete zurück. Anders als E-Bridge bezieht die BEE-Auswertung auch die Jahre 2023 bis 2025 ein. Nach Angaben des Verbands lag der Redispatch bei Windenergie 2023 deutlich höher als 2024, während die Abregelungen von PV-Anlagen 2025 zugenommen hätten.

Der mehrjährige Betrachtungszeitraum ist aus Sicht des BEE relevant, weil Verteilnetzbetreiber Umspannanlagen nach dem geplanten Verfahren für bis zu sechs Jahre als kapazitätslimitiert ausweisen

können. Werden die höchsten Belastungen aus den Jahren 2023 bis 2025 berücksichtigt, verdreifache sich die betroffene Netzgebietsfläche gegenüber einer isolierten Betrachtung von 2024 nahezu.

Künftiger Zubau nicht betrachtet

Auch bei der Einordnung des künftigen Zubaus kommt der Verband zu höheren Werten. Nach seiner Analyse liegen 22 Prozent der 2025 neu installierten PV-Leistung und 25 Prozent der neuen Windenergieleistung in Gebieten, in denen die Abregelung den Schwellenwert von fünf Prozent erreicht. Werden zusätzlich Gebiete mit einer Abregelung zwischen 3 und 5 Prozent als Risikozonen berücksichtigt, steigen die Anteile laut BEE auf 33 Prozent bei PV und 39 Prozent bei Windenergie.

Der BEE bemängelt außerdem die kartografische Darstellung der E-Bridge-Analyse. Die Untersuchung stelle die Umspannwerke als einzelne Punkte dar und ordne sie anhand einer Rot-Grün-Logik ein. Der geplante Vorbehalt erfasse jedoch auch verbindende Leitungsabschnitte sowie mittelbar und unmittelbar angeschlossene Netze. Der Verband spricht deshalb von einer möglichen Unterschätzung der Auswirkungen durch die E-Bridge-Auswertung um etwa den Faktor fünf.

Kritisch sieht der BEE zudem die Einbeziehung aller rund 3.000 Umspannwerke in die Betrachtung. Nach Schätzung des Verbands liegen 35 bis 45 Prozent davon in städtischen Ballungsräumen oder dienen Industrie- und Lastanschlüssen. Für Freiflächen-PV und Windenergie seien diese Standorte aus Sicht des BEE häufig nicht relevant. Ihre Einbeziehung könne deshalb den Anteil der als unkritisch eingestuften Gebiete erhöhen.

Daten untauglich für räumliche Steuerung

Nach Einschätzung des BEE bildet die Untersuchung zudem die seit 2024 veränderte Ausbaudynamik bei Windenergie und PV nicht ausreichend ab. Die gestiegene Zahl von Genehmigungen und Inbetriebnahmen habe die Netzsituation gegenüber dem untersuchten Jahr verändert. Eine belastbare räumliche Steuerung des EE-Zubaus setze deshalb aktuelle und vorausschauende Informationen über verfügbare Netzkapazitäten voraus.

Der Verband weist dabei darauf hin, dass historische Redispatch-Daten allein die tatsächliche Netzanschlusssituation nicht vollständig abbildeten. Netzkapazitäten könnten bereits durch zugesagte oder reservierte, aber noch nicht angeschlossene Erzeugungsleistungen gebunden sein. Ein Gebiet könne deshalb in einer rückblickenden Redispatch-Auswertung unkritisch erscheinen, obwohl für neue Projekte faktisch keine wirtschaftlich darstellbare Anschlusskapazität mehr verfügbar sei.

Aus Sicht des BEE eignet sich die E-Bridge-Auswertung daher nicht als alleinige Grundlage für die Folgenabschätzung des geplanten Gesetzentwurfs. Die Bundesregierung müsse die Datengrundlage für die räumliche Steuerung des EE-Zubaus aus Sicht des Verbands breiter und vorausschauender anlegen. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Viele Bewerber für neue Anlagen zum 1. August



Quelle: Pixabay / Simon

WINDKRAFT ONSHORE. Die Bundesnetzagentur hat die Zuschläge der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land zum 1. August 2026 veröffentlicht. Der Andrang war groß.

Am 17. September veröffentlichte die Bundesnetzagentur die Zuschläge der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land zum 1. August 2026. Die ausgeschriebene Kapazität für neue Windkraftanlagen betrug in der Bewerbungsrunde zum 1. August 2.520 MW. Gebote wurden für fast die doppelte Menge, 5.250 MW eingereicht.

„Trotz rückläufiger Gebotsmenge war auch diese Ausschreibung erneut deutlich überzeichnet. Dies spiegelt sich in den weiter sinkenden Zuschlagswerten wider“, kommentierte der Präsident der Bundesnetzagentur Klaus Müller.

Laut der Behörde konnten von den 461 eingereichten Geboten 237 Geboten mit einem Umfang von 2.523 MW einen Zuschlag erteilen. 17 Gebote mussten vom Verfahren ausgeschlossen werden.

Die im Gebotspreisverfahren ermittelten Werte liegen zwischen 4,49 ct/kWh und 4,98 ct/kWh. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert ist gegenüber der vorherigen Gebotsrunde erneut deutlich gesunken, auf nunmehr 4,79 ct/kWh. In der Vorrunde zum Mai 2026 betrug er 5,06 ct/kWh.

Das größte Zuschlagsvolumen ergibt sich demnach für Gebote für Standorte in Niedersachsen (836 MW, 81 Zuschläge), gefolgt von Standorten in Nordrhein-Westfalen (430 MW, 42 Zuschläge) und Rheinland-Pfalz (336 MW, 17 Zuschläge).

Von den Teilnehmern dieser Ausschreibung werden noch keine Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion (Kapazitätsentgelte) im Sinne der Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur zur Beteiligung der Einspeiser vom 17. Februar 2026 erhoben. Die nächste Ausschreibungsrunde für Windenergieanlagen an Land findet am 1. November 2026 statt.

Informationen zu den [Ausschreibungsergebnissen Wind an Land](#) stehen im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Drohnen, Sabotage, Spionage: Energiebranche im Fadenkreuz



Umspannwerke und andere Energieanlagen haben es zunehmend mit Drohnenaktivitäten zu tun. Quelle: N-Ergie

STROMNETZ. Drohnenaktivitäten und Sabotageversuche gegen Energieanlagen häufen sich. Die Forderungen nach mehr politischer Unterstützung und klaren Befugnissen ebenso.

Deutschland, die EU und der Westen befinden sich nach Einschätzung von Branchenexperten in einem unerklärten hybriden Krieg. Seit Jahren stehen liberale Gesellschaften unter ständigen Angriffen im Cyberraum, zuletzt nahmen auch physische Attacken, etwa gegen Umspannwerke und Flughäfen, zu. Die Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung (ASEW) hatte kürzlich einen Erfahrungsaustausch für kommunale Versorger organisiert, der auf breites Interesse gestoßen war.

An dem Austausch nahmen rund 120 Personen teil, mehr als 80 Unternehmen der Energiewirtschaft waren vertreten. Im Fokus stand der Schutz sensibler Anlagen, insbesondere die Drohnenabwehr. Laut Umfrage haben 13 Prozent der Teilnehmenden bereits nachweislich Drohnenaktivitäten über der eigenen Infrastruktur registriert. „Die Dunkelziffer dürfte hoch sein, bedenkt man die Verbreitung von Drohnen aller Größenklassen sowie das Faktum, dass nicht jede Anlage rund um die Uhr überwacht wird“, sagte dazu Lucas Wiermann, Senior-Projektmanager Netz & Digitalisierung bei der ASEW. Gut 70 Prozent der Unternehmen seien mit unterschiedlicher Intensität mit dem Thema befasst, drei von zehn stünden jedoch noch ganz am Anfang.

Reaktionsmöglichkeiten eng begrenzt

Eine zentrale Herausforderung ist laut Wiermann die eingeschränkte rechtliche Handlungsfähigkeit: Die Überwachung von Anlagen samt Luftraum sei zwar möglich, eine direkte Intervention gegen Überflüge – etwa das Stören der Funkverbindung oder das Abfangen einer Drohne – sei rechtlich allerdings nicht vorgesehen. Zuständig wären allein Polizeidienststellen, die aufgrund langer Reaktionszeiten und fehlender Mittel kaum handlungsfähig seien.

Hinzu komme eine „Ungleichheit der Waffen“: Anlagen der kritischen Infrastruktur ließen sich mit wenig Aufwand über offene Quellen identifizieren, während Angreifer bis zuletzt verdeckt agierten. Stadtwerke seien als Kritis-Betreiber zu aktiven Maßnahmen bereit, der Rechtsrahmen bremse dies jedoch oft aus.

Ähnlich äußert sich Vattenfall-Deutschlandchef Robert Zurawski mit Blick auf Drohnenzwischenfälle. Der Deutschen Presse-Agentur sagte er, die Bedrohungslage habe sich spürbar verändert, weshalb Unternehmen eigene Vorkehrungen treffen müssten – etwa bei IT-Sicherheit und dem Schutz von Standorten, auch Offshore. Vattenfall entwickelt derzeit rund 85 Kilometer vor Borkum das Windprojekt Nordlicht mit einer geplanten Leistung von mehr als 1.600 MW.

Zugleich mahnt Zurawski klare Zuständigkeiten an: Unternehmen übernehmen Verantwortung für ihre Standorte, doch das Problem ende nicht am Zaun. Hier sei auch der Staat gefragt, um gemeinsam mit den Akteuren Regeln festzulegen. (gd) // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

LNG-Terminal auf Rügen darf weiterlaufen



Quelle: Shutterstock / aerial motion

GAS. Das Bundesverwaltungsgericht hat die Klage der Gemeinde Binz gegen den Betrieb des LNG-Terminals in Mukran als unzulässig abgewiesen. Die Betroffenheit des Ostseebades genüge nicht.

Das LNG-Terminal im Hafen Mukran auf Rügen darf weiter betrieben werden. Das Bundesverwaltungsgericht (BVerwG) in Leipzig hat am 16. September die Klage der Gemeinde Ostseebad Binz gegen die Genehmigung des Terminals als unzulässig abgewiesen. Nach Auffassung des 7. Senats hat die Gemeinde nicht ausreichend dargelegt, dass sie durch das Vorhaben in eigenen Rechten betroffen sein könnte.

Das Gericht verwies insbesondere auf den Sicherheitsabstand zum Terminal. Schutzobjekte wie geplante Gebiete oder kommunale Einrichtungen von Binz lägen weit außerhalb des angemessenen Sicherheitsabstands zum Betriebsbereich der Anlage. Das nächstgelegene geplante Gebiet der Gemeinde befinde sich mehr als 1,5 Kilometer vom LNG-Terminal entfernt.

Auch mögliche Auswirkungen von Störfällen im Hafenbereich habe die Gemeinde nicht ausreichend aufgezeigt, teilte das BVerwG mit. Der Vorsitzende des 7. Senats, Martin Steinkühler, erklärte in der mündlichen Verhandlung, dass auch mögliche Eingriffe mit Drohnen bei der Ermittlung des Sicherheitsabstands berücksichtigt worden seien. Die Gemeinde hatte unter anderem vor Drohnenangriffen und Angriffen auf die IT-Infrastruktur gewarnt.

Terminal seit 2024 im Regelbetrieb

Das Staatliche Amt für Landwirtschaft und Umwelt Vorpommern hatte am 9. April 2024 die Errichtung und den bis zum 31. Dezember 2043 befristeten Betrieb des LNG-Terminals genehmigt. Die Anlage besteht aus zwei schwimmenden Einheiten zur Speicherung und Regasifizierung von verflüssigtem Erdgas, sogenannten Floating Storage and Regasification Units (FSRU).

Die Bundesregierung hatte nach dem russischen Angriff auf die Ukraine den Aufbau von LNG-Terminals an der deutschen Nord- und Ostseeküste beschleunigt. Ziel war es, die Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen zu verringern. Für das Terminal in Mukran wurde eine Pipeline vom Festland durch die Ostsee bis zum Hafen auf Rügen verlegt.

Im September 2024 nahm das Terminal den Regelbetrieb auf. Gegen die Genehmigung legte die Gemeinde Binz als Nachbargemeinde des Standorts Widerspruch ein und klagte anschließend vor dem BVerwG. Bereits im Juni 2024 hatte der Senat einen Eilantrag der Gemeinde gegen die Errichtung und den Betrieb des Terminals abgelehnt. Auch der Widerspruch blieb erfolglos.

Sorge um Bewohner und Touristen

Die Gemeinde hatte ihre Klage vor allem mit Sicherheitsrisiken begründet. Nach Darstellung ihres Prozessvertreters Remo Klinger sei lediglich ein Gefährdungsradius von bis zu 850 Metern betrachtet worden. Bei einer Explosion könnten die Auswirkungen jedoch mehrere Kilometer reichen und damit auch Binz betreffen. Zudem argumentierte die Gemeinde, das Terminal könne wegen seiner geringen Auslastung keinen relevanten Beitrag zur Bewältigung oder Abwendung einer Gaskrise leisten.

Das BVerwG sah die Voraussetzungen für eine zulässige Klage jedoch nicht erfüllt. Die Gemeinde hätte die Möglichkeit einer eigenen Rechtsverletzung durch das genehmigte Vorhaben aufzeigen müssen. Nach Einschätzung des Gerichts genügte die Begründung der Klage diesen Anforderungen nicht.

Der Bürgermeister von Binz Mario Kurowski (Bürger für Binz) erklärte gegenüber der Deutschen Presseagentur, mit dem Urteil bestehe nun rechtliche Klarheit. Das von der Gemeinde geltend gemachte Gefahrenszenario bleibe jedoch bestehen. Sollte etwas passieren, liege die Verantwortung nach seiner Einschätzung bei der Politik. Im Ostseebad werden seinen Angaben zufolge jährlich bis zu 2,8 Millionen Übernachtungen gezählt.

Mecklenburg-Vorpommerns Umweltminister Till Backhaus (SPD) begrüßte die Entscheidung des Gerichts. LNG sei zwar bestenfalls eine Brückentechnologie auf dem Weg zum Verzicht auf fossile Energieträger, erklärte Backhaus. Zugleich habe er den Beteiligten ein rechtssicheres und gerichtsfestes Genehmigungsverfahren zugesichert. Das Urteil zeige aus seiner Sicht, dass dieses Versprechen eingehalten worden sei. Mit der Entscheidung kann das LNG-Terminal in Mukran bis Ende 2043 weiter betrieben werden.

Das **Urteil des Bundesverwaltungsgerichts zu Binz und dem LNG-Terminal** steht im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Kommunen uneins über Machbarkeit der Wärmepläne



Hansewerk Natur kümmert sich in Zukunft um die Nahwärme in Tarp. Quelle: Hansewerk

UMFRAGE. Fast 800 Kommunen wurden befragt: Der Wärmeplanungsprozess läuft, doch bei der Realisierbarkeit der Pläne gehen die Einschätzungen deutlich auseinander.

An der fünften Kommunenumfrage der Deutschen Energie-Agentur („dena“) haben 778 Kommunen teilgenommen. Die Ergebnisse zeigen ein gespaltenes Bild: 46 Prozent der Befragten halten ihre Wärmeplanung für realistisch umsetzbar, ebenfalls 46 Prozent sehen das nicht so, acht Prozent halten die Pläne sogar für nicht umsetzbar. Positiv bewertet werden dagegen die Qualität der erarbeiteten Zielszenarien sowie gute Ausgangsbedingungen wie vorhandene Infrastruktur oder ansässige Energieversorgungsunternehmen.

Umsetzungsphase deutlich vorangeschritten

40 Prozent der teilnehmenden Kommunen befinden sich bereits in der Umsetzungsphase, 32 Prozent führen die Wärmeplanung gerade durch, 18 Prozent bereiten sie vor. Neun Prozent sind noch nicht aktiv in der Wärmeplanung. Im Vergleich zur Vorjahresumfrage hat sich die Zahl der Kommunen in der Umsetzungsphase damit mehr als verdoppelt.

Robert Brückmann, Leiter des Kompetenzzentrums Kommunale Wärmewende (KWW) der Dena, sieht darin einen deutlichen Fortschritt: Der Wärmeplanungsprozess sei in Deutschland in vollem Gange, die Erkenntnisse aus den vorliegenden Plänen bildeten ein stabiles Fundament für die Fortschreibungen. Diese Fortschreibungen seien der entscheidende Schritt, um die Qualität der Wärmepläne zu heben und die Umsetzung präziser anzugehen.

Die vorliegenden Wärmepläne erlauben zudem einen ersten bundesweiten Abgleich von eingeplanten und tatsächlich verfügbaren Ressourcen. So wird Holz als Rohstoff zur Wärmeerzeugung deutlich häufiger eingeplant, als es vor Ort verfügbar ist: 41 Prozent der Kommunen planen entsprechende Anlagen ein, doch nur 37 Prozent von ihnen könnten dafür auf Ressourcen aus eigenen Waldbeständen zurückgreifen.

Sanierungsrate soll durch Beratung steigen

44 Prozent der Befragten gehen in ihren Wärmeplänen von einer Sanierungsrate von mehr als 1,5 Prozent im Gebäudebestand aus, während sie deutschlandweit derzeit bei unter einem Prozent liegt. Erreicht werden soll dieses Ziel vor allem über Beratungs- und Informationsangebote, die 64 Prozent der Kommunen als zentralen Hebel nennen. 26 Prozent setzen auf die Vorbildfunktion kommunaler Liegenschaften, nur 22 Prozent planen eigene Förderprogramme oder andere finanzielle Anreize.

Die Zusammenarbeit zwischen Kommunen und Dienstleistenden bewerten acht von zehn Kommunen als gut oder sehr gut, wobei vor allem regelmäßiger Austausch und gute Erreichbarkeit gelobt werden (56 Prozent). Kritischer beurteilt werden die Berichtsqualität (15 Prozent) sowie Datenerhebung und -qualität sowie Kommunikationsdefizite bei Dienstleistenden (je 11 Prozent).

Bei der Umsetzung stehen viele Kommunen noch am Anfang: Lediglich elf Prozent sind bereits aktiv in der Bauplanung tätig, rund ein Drittel diskutiert konkrete Maßnahmen. 76 Prozent der Kommunen wünschen sich vor allem einen besseren Überblick über rechtliche und planerische Verknüpfungen von Wärmeplanung und Bauplanungsrecht.

Auch beim Thema Kommunikation sehen die Kommunen großen Bedarf: 83 Prozent halten mehr Kommunikationsmaßnahmen für nötig, um die Akzeptanz bei Bürgerinnen und Bürgern zu erhöhen. Brückmann wertet die Umfrageergebnisse als wichtigen Impuls für die eigene Arbeit des KWW; mittlerweile schätzten 60 Prozent der Befragten ihren persönlichen Wissensstand als eher hoch ein. (gd)

// VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

EU-Rat will kostenlose CO₂-Zuteilung erhöhen



Quelle: Fotolia / frenta

INDUSTRIE. Die EU-Staaten haben sich auf die Erhöhung der kostenlosen CO₂-Zuteilung an die Industrie für den Zeitraum 2026 bis 2030 verständigt.

Wie der EU-Rat der Mitgliedstaaten mitteilte, haben die EU-Botschafter dem entsprechenden Vorschlag der EU-Kommission vom 17. Juli dieses Jahres zugestimmt.

Mit einer Änderung der Benchmarks im Emissionshandel für Wärme und Brennstoffe sollen 88 Millionen Zertifikate genutzt werden, die für eine kostenlose Zuteilung an die energieintensive Industrie wie die Stahl-, Chemie- und Metallbranche zur Verfügung stehen. Dies entspricht einer Kosteneinsparung von 6 Milliarden Euro für die betroffenen Unternehmen. Der EU-Rat fügte dieser Summe außerdem weitere 33 Millionen Zertifikate hinzu, die zuvor nicht zugeteilt worden waren, weil bestimmte Anlagen die bestehenden Bedingungen nicht erfüllten.

Diese Erhöhung ist Teil der umfassenden Reform des europäischen Emissionshandels (ETS), welche die Kommission im Juli vorgeschlagen hatte. „Ich begrüße die heutige Einigung über den Vorschlag zu den ETS-Benchmarks. Indem wir energieintensiven Sektoren während dieser entscheidenden Übergangsphase mehr kostenlose Zertifikate zur Verfügung stellen, sichern wir Arbeitsplätze und gewährleisten, dass unsere Industrien wettbewerbsfähig bleiben“, sagte der irische Energie- und Umweltminister und amtierende EU-Ratspräsident Darragh O’Brien.

Jetzt müssen die EU-Länder sich mit Vertretern des Europäischen Parlaments über die ETS-Benchmarks einig werden. Die Verhandlungen können beginnen, sobald auch das Parlament seine Position dazu festgelegt hat. Die EU-Kommission war in ihrem Reformvorschlag zur Neuregelung des EU-Emissionshandels auf die Sorgen und Wünsche der Industrie eingegangen.

Der CO₂-Handel soll an das neue Klimaziel von 90 Prozent weniger CO₂-Emissionen bis 2040 – ausgehend von 1990 – angepasst werden. Damit wird die Verknappung entschärft und mehr Emissionszertifikate verbleiben auf dem Markt. Außerdem soll die kostenlose Zuteilung von CO₂-Emissionsrechten an die Industrie, die vom CBAM (CO₂-Grenzausgleichsmechanismus, „Klimazoll“) betroffen ist, nach 2034 um drei weitere Jahre verlängert werden.

Allerdings soll es eine Investitionspflicht für die Unternehmen geben: Das bedeutet, ihre eingesparten Mittel wieder in die Dekarbonisierung der Produktion investieren. (aul) // VON ALI ULUCAY

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Esys-Webinar mit Andreas Löschel und Kerstin Pittel. Quelle: Susanne Harmsen

Hohe Kraftstoffpreise nicht pauschal entlasten

STUDIEN. Eine Esys-Studie untersucht die Reaktionen auf die Ölkrise 2026 und empfiehlt für künftige Energiepreiskrisen gezieltere Hilfen für besonders belastete Haushalte.

Die aktuelle Ölkrise hat in Deutschland und anderen EU-Staaten eine Reihe von Maßnahmen gegen hohe Energie- und Kraftstoffpreise ausgelöst. Eine Kurzstudie der Akademieninitiative „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) kommt nun zu dem Ergebnis, dass Regierungen bei künftigen Krisen stärker auf zielgerichtete Entlastungen setzen sollten. Pauschale Preissenkungen seien teuer und schwächten das Preissignal ab, das bei Mangel zum Sparen führen soll.

Die am 17. September veröffentlichte Kurzstudie „Maßnahmen gegen hohe Kraftstoffpreise – Lektionen aus der Ölkrise 2026“ haben Ellen Österlein und Martin Wietschel vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (Fraunhofer ISI) in Karlsruhe erstellt. Die Veröffentlichung der Hauptstudie ist für Februar 2027 vorgesehen.

Deutschland setzte auf den Tankrabatt

Die Iran-/Hormus-Krise 2026 führte laut ESYS zum bislang größten globalen Ausfall der Ölversorgung. Die realen Ölpreise lagen während früherer Krisen allerdings teilweise höher. EU-Mitgliedstaaten reagierten der Studie zufolge mit Krisenmaßnahmen von insgesamt mehr als elf Milliarden Euro. Deutschland wendete gemessen am Bruttoinlandsprodukt (BIP) mit 0,04 Prozent weniger auf als der EU-Durchschnitt von 0,13 Prozent.

Deutschland setzte insbesondere auf eine befristete Senkung der Energiesteuer auf Benzin und Diesel. Der sogenannte Tankrabatt reduzierte die Energiesteuer um 14 Cent je Liter. Einschließlich der Auswirkungen auf die Umsatzsteuer belief sich die Entlastung laut Studie auf rund 16,7 Cent je Liter. Eine Analyse des Ifo Instituts zeigt laut ESYS, dass die Steuersenkung überwiegend bei den Verbrauchern ankam, aber nicht vollständig weitergegeben wurde.

Preissignale sollen erhalten bleiben

Die Autoren bewerten den Tankrabatt fiskalisch als wenig zielgenau, weil er unabhängig vom Einkommen allen Autofahrern zugutekam. Zudem blieb zumindest zeitweise ein Teil der Steuersenkung bei den Mineralölunternehmen. Die Studie verweist darauf, dass Deutschland bereits 2022 ein vergleichbares Instrument eingesetzt hatte zur Öl- und Erdgasentlastung.



Einordnung der Preisentwicklung in frühere Ölpreiskrisen
(Für Vollbild auf die Grafik klicken)
Quelle: Esys

Die Studie empfiehlt, kurzfristige Anreize zum Energiesparen möglichst zu erhalten und staatliche Mittel gezielt an besonders vulnerable Haushalte und andere betroffene Gruppen auszuspenden. Damit ließe sich der Zielkonflikt zwischen einer schnellen Krisenreaktion und einer sozialen Ausrichtung der Hilfen verringern.

Digitale Infrastruktur für Hilfen

Als Voraussetzung für eine zielgenauere Krisenhilfe nennen die Autoren eine dauerhaft verfügbare digitale Verwaltungsinfrastruktur. Deutschland könnte dabei auf Modelle anderer europäischer Staaten zurückgreifen. Frankreich nutzt etwa einen automatisierten Abgleich von Einkommen, Haushaltsgröße und Stromanschlussnummer. Belgien arbeitet mit direkten Einkommensgrenzen, Spanien berücksichtigt zusätzlich soziale Merkmale wie den Status Alleinerziehender.

„Eine solche Infrastruktur zur automatisierten Ermittlung von Bedürftigkeit ist im deutschen Energiebereich bislang nicht systematisch etabliert“, bedauerte die stellvertretende Vorsitzende des ESYD-Direktoriums, Karen Pittel. Sie könnte Entlastungen sowohl zielgerichtet als auch schnell auszahlen. Der in Deutschland derzeit aufgebaute Direktauszahlungsmechanismus könne bei entsprechender Weiterentwicklung dafür genutzt werden.

Als Beispiel für eine bereits bestehende schnelle Hilfe verweist die Studie auf den 2022 eingeführten Heizkostenzuschuss. Die Auszahlung konnte an bestehende bedürftigkeitsabhängige Sozialleistungen anknüpfen. Allerdings erfasste der Ansatz vor allem Haushalte, deren Bedürftigkeit bereits in der Verwaltung bekannt war. Gruppen wie Berufspendler ließen sich damit nicht gezielt berücksichtigen.

Mit Elektrifizierung Abhängigkeiten senken

Neben kurzfristigen Krisenmaßnahmen richtet die Studie den Blick auf strukturelle Veränderungen. Mittel- und langfristig sollten Maßnahmen stärker auf eine Senkung der Energienachfrage und eine zunehmende Elektrifizierung ausgerichtet werden. Dazu zählen etwa die Förderung von Elektrofahrzeugen sowie Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in Industrie und Haushalten.

Eine Diversifizierung der Energieversorgung weg von fossilen Brennstoffen kann nach Einschätzung von ESYS die Resilienz erhöhen. Andreas Löschel, Vorsitzender des ESYS-Direktoriums, betonte, dass

„Elektrifizierung und Diversifizierung zugleich zur Versorgungssicherheit und zum Klimaschutz beitragen“ könnten. Damit ließen sich langfristig auch die mit fossilen Energieträgern verbundenen Preisschwankungen reduzieren.

Die [Esys-Kurzstudie zu Kraftstoffpreisen](#) steht als PDF zum Download bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

ZVEI-Panel: Bürokratie bremst Investitionen



Quelle: Fotolia / Minerva Studio

UMFRAGE. Bürokratie, ein zu starrer Arbeitsmarkt und hohe Energiekosten hemmen laut ZVEI-Umfrage die Investitionsbereitschaft der Elektro- und Digitalindustrie in Deutschland.

Die deutsche Elektro- und Digitalindustrie sieht sich durch hausgemachte Standortprobleme massiv ausgebremst. Das zeigt das aktuelle ZVEI-Entscheider-Panel, für das der Branchenverband jetzt 101 Rückmeldungen von Entscheiderinnen und Entscheidern der Branche ausgewertet hat. Demnach beklagen 85 Prozent der Befragten zu viel Bürokratie, regulatorische Unsicherheit und zu lange Genehmigungsverfahren als zentrale Investitionshemmnisse am Standort Deutschland.

Auch Arbeitsmarkt und Energiekosten belasten

Neben der Bürokratie sehen drei Viertel der Befragten einen überregulierten und unflexiblen Arbeitsmarkt als Bremsklotz, etwa durch starre Arbeitszeiten oder einen als zu restriktiv empfundenen Kündigungsschutz. Hinzu kommen hohe Standortkosten: Jeweils mehr als die Hälfte der Unternehmen nennt zu hohe Lohnkosten (57 Prozent), hohe Strom- und Energiepreise (53 Prozent) sowie hohe Steuern und Abgaben (53 Prozent) als belastende Faktoren.

ZVEI-Präsident Daniel Hager wertet die Umfrageergebnisse als deutliches Warnsignal. Die Unternehmen der Branche seien investitionsbereit und wollten den Standort voranbringen, würden jedoch durch hausgemachte Hürden ausgebremst. Er appelliert an die Politik, Bürokratie abzubauen, Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, für wettbewerbsfähige Strompreise zu sorgen und einen Arbeitsmarkt zu schaffen, der Leistung belohnt statt bestraft.

Zustimmung zu mehr heimischer Wertschöpfung

Trotz der kritischen Stimmung zeigt die Umfrage eine hohe Bereitschaft der Branche, Verantwortung für den Industriestandort zu übernehmen. Nahezu alle Befragten (98 Prozent) sprechen sich für eine verstärkte heimische Entwicklung und Produktion von Schlüsseltechnologien wie Halbleitern oder Batterien aus. Mehr als die Hälfte (51 Prozent) unterstützt dieses Ziel selbst dann, wenn damit wirtschaftliche Belastungen einhergehen; weitere 46 Prozent befürworten mehr Wertschöpfung in Deutschland und Europa.

Die Resilienz des Standorts sei, so Hager, für die Branche keine abstrakte Debatte, sondern gelebte Praxis. Die Unternehmen wären bereit, Deutschland und Europa souveräner zu machen, erwarteten im Gegenzug aber von der Politik verlässliche Rahmenbedingungen.

Auch beim internationalen Wettbewerb sehen die Unternehmen Handlungsbedarf. 60 Prozent der Befragten fordern von der EU-Handelspolitik schnellere Anti-Dumping- und Anti-Subventionsverfahren, um faire Wettbewerbsbedingungen für Produktionsstandorte in Deutschland und Europa zu sichern. Hager warnt davor, dass freier Handel nicht bedeuten dürfe, tatenlos zuzusehen, wie andere Länder mit massiven

Staatshilfen künstliche Preisvorteile schaffen. Notwendig seien eine Beweislastumkehr bei offensichtlichen Marktverzerrungen sowie wirksame Ausgleichszölle. Zudem müsse Europa mit gleichgesinnten Partnern Allianzen für offene und faire Märkte schmieden – andernfalls drohe der Verlust jener Produktionskapazitäten, die für mehr Resilienz notwendig seien. (gd) // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Dialog zur industriellen Prozesswärme startet



Quelle: Shutterstock / nitpicker

POLITIK. Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) hat in Berlin einen einjährigen Dialog zur Modernisierung industrieller Prozesswärme gestartet. Wirtschaftsakteure stellen konkrete Forderungen.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) hat am 17. September in Berlin den Stakeholder-Dialog „Modernisierung der Prozesswärme in Deutschland“ gestartet. Vertreter aus Industrie, Mittelstand, Verbänden, Wissenschaft und Politik sollen dabei Handlungsempfehlungen für die Modernisierung industrieller Prozesswärme erarbeiten. Der Dialog ist auf rund ein Jahr angelegt.

Prozesswärme macht laut BMWE rund zwei Drittel des Endenergieverbrauchs der Industrie aus. Gleichzeitig stammt mehr als 75 Prozent der industriellen Prozesswärme bislang aus fossilen Quellen. Moderne Technologien könnten nach Darstellung des Ministeriums den Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und Energiekosten senken. Zudem könne eine Modernisierung Unternehmen weniger abhängig von fossilen Energieträgern und damit widerstandsfähiger gegenüber geopolitischen Krisen machen.

„Die Modernisierung der Prozesswärme ist ein zentraler Baustein für einen wettbewerbsfähigen Industriestandort Deutschland“, sagte BMWE-Staatssekretär Frank Wetzel zum Auftakt. Der Dialog solle einen pragmatischen Austausch mit der Wirtschaft ermöglichen. Ziel sei es, Hürden abzubauen, Investitionen zu beschleunigen und Innovationen zur Marktreife zu bringen.

Wirtschaft fordert konkrete Maßnahmen

Parallel zum Start des Dialogs haben 23 Wirtschaftsakteure einen gemeinsamen Bündnisbrief veröffentlicht. Darin begrüßen sie den Dialog, verbinden dies aber mit der Forderung, dass daraus konkrete politische Maßnahmen entstehen. Die Unternehmen und Verbände verweisen auf hohe Energiepreise, fehlende Netzanschlusskapazitäten und langwierige Anschlussverfahren. Hinzu kämen mangelnde Planungssicherheit, ein aus ihrer Sicht unzureichendes Förderregime und fehlende Orientierung bei den verfügbaren Technologieoptionen.

Da zahlreiche Industrieunternehmen in den kommenden Jahren in langlebige Produktionsanlagen investieren, müssten aus Sicht der Unterzeichner nun die politischen Rahmenbedingungen festgelegt werden. Dabei müsse die Politik laut Bündnis den unterschiedlichen Temperaturniveaus, Unternehmensgrößen und Branchen Rechnung tragen.

Als mögliche technische Ansätze nennen die Wirtschaftsakteure unter anderem Wärmerückgewinnung, Direktelektrifizierung mit Wärmepumpen und Power-to-Heat sowie den Einsatz von Wasserstoff, Biomasse und Abwärme. Die Lösungen müssten sowohl für mittelständische Unternehmen als auch für Großunternehmen geeignet sein. Zudem fordert das Bündnis einen bürokratiearmen Ansatz und einen verbindlichen Zeitplan, der sich an den Investitionszyklen der Industrie orientiert.

Beirat begleitet den Prozess

Den Stakeholder-Dialog begleitet ein Beirat mit Vertretern der Deutschen Industrie- und Handelskammer (DIHK), des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI), der Deutschen Unternehmensinitiative Energieeffizienz (DENEFF) und des Verbands Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA). Das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) unterstützt den Prozess wissenschaftlich. Die Deutsche Energie-Agentur (Dena) begleitet den Dialog ebenfalls.

Bei der Auftaktveranstaltung diskutierten Sebastian Bolay, Bereichsleiter Energie bei der DIHK, Christian Noll, geschäftsführender Vorstand der Deneff, und Tobias Fleiter, Leiter des Geschäftsfelds Klimaneutrale Industrie beim Fraunhofer ISI, mit Staatssekretär Wetzel. Bolay bezeichnete die Dekarbonisierung der Prozesswärme als besonders weitreichende Aufgabe für die deutsche Wirtschaft, da Prozesswärme für zahlreiche Produktionsprozesse unverzichtbar sei.

Noll verwies auf Energieeffizienz, Abwärmenutzung und die Elektrifizierung von Prozessen als Bestandteile eines möglichen Lösungsansatzes. Unternehmen benötigten dafür verlässliche Rahmenbedingungen, damit Investitionen in Effizienz und klimaneutrale Prozesswärme wirtschaftlich attraktiv würden. Fleiter sagte, Technologien für klimafreundliche Prozesswärme seien in vielen Branchen bereits verfügbar. Insbesondere eine flexible Elektrifizierung könne nach seinen Angaben kurzfristig Lösungen für Unternehmen bieten.

Wirtschaft sieht großes Potenzial

Die Unterzeichner des Bündnisbriefs verbinden die Modernisierung der Prozesswärme auch mit wirtschaftlichen Chancen. Analysen zufolge könnten durch Effizienzmaßnahmen Energieeinsparungen von bis zu 18,7 Milliarden Euro pro Jahr möglich sein. Für saubere Prozesswärmelösungen nennen die Wirtschaftsakteure ein potenzielles jährliches Marktvolumen von 91 Milliarden Euro.

Bis 2050 seien zudem nahezu eine Million zusätzliche Arbeitsplätze möglich. Diese Angaben stammen aus den im Bündnisbrief angeführten Analysen. Die Wirtschaftsakteure wollen den weiteren Prozess mit Praxiserfahrungen und technischem Know-how unterstützen. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

RWE stockt bei Amprion auf



Quelle: Shutterstock / Anton Vierietin

WIRTSCHAFT. RWE baut seine Beteiligung am Übertragungsnetzbetreiber Amprion weiter aus. Der durchgerechnete Anteil des Essener Konzerns steigt auf rund 58 Prozent.

RWE erhöht erneut seine Beteiligung am Übertragungsnetzbetreiber Amprion. Der Essener Energiekonzern hat eine Vereinbarung zum Erwerb weiterer 3 Prozent der Anteile an der Beteiligungsgesellschaft „M 31“ geschlossen. Nach Abschluss der Transaktion hält RWE die Mehrheit an M 31. Der durchgerechnete Anteil des Konzerns an Amprion steigt damit auf rund 58 Prozent.

M 31 hält 74,9 Prozent der Anteile an Amprion. An der Beteiligungsgesellschaft sind neben RWE deutsche institutionelle Finanzinvestoren beteiligt. Die übrigen 25,1 Prozent an Amprion liegen bei RWE Alkaios, einem Gemeinschaftsunternehmen von RWE und Apollo Global Management. Über beide Beteiligungswege hält RWE damit mittelbar Anteile am Dortmunder Übertragungsnetzbetreiber. Das Closing dieser

Transaktion ist nach Genehmigung durch das Bundeskartellamt bereits erfolgt, teilte RWE in seiner Mitteilung vom 17. September weiter mit.

Mitte Juni hatte RWE bereits angekündigt, ihre durchgerechnete Beteiligung an Amprion durch den Erwerb mittelbarer Anteile zu erhöhen (wir berichteten). Die Finanzierung des Anteilserwerbs erfolgte nach Unternehmensangaben vollständig über die am 22. Juni abgeschlossene Eigenkapitalerhöhung.

Amprion mit Sitz in Dortmund ist einer der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Das Netz erstreckt sich über sieben Bundesländer und versorgt rund 29 Millionen Menschen. Nach Angaben von RWE plant Amprion in den kommenden Jahren umfangreiche Investitionen in den Ausbau des Übertragungsnetzes.

Mit der höheren Beteiligung will RWE zusätzliche Finanzmittel für diese Investitionen bereitstellen. Insgesamt sollen 6,5 Milliarden Euro bis 2031 im Zusammenhang mit der Beteiligung an Amprion in den Netzausbau fließen, teilte RWE im Juni mit. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Fotolia / Jürgen Fälschle

Envitec rüstet drei Biogasanlagen für Biomethan auf

BIOGAS. „EnviTec Biogas“ setzt drei Biomethanprojekte in Deutschland um. In Priborn, Friesoythe und Delbrück steht die Umrüstung bestehender Biogasanlagen im Fokus.

EnviTec Biogas setzt derzeit drei Projekte zur Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan in Deutschland um. Dabei erweitert das Unternehmen bestehende Biogasanlagen in Priborn, Friesoythe und Delbrück um Gasaufbereitungstechnik. In Priborn läuft die Produktion bereits, in Friesoythe und Delbrück befinden sich die Vorhaben noch in der Umsetzung.

Am Standort Priborn in Mecklenburg-Vorpommern bereitet Envitec seit Juli 2026 erstmals Biogas zu Biomethan auf. Die dortige Biogasanlage besteht seit 2004 und verfügte bislang über eine elektrische Leistung von 550 kW. Für die Umstellung installierte das Unternehmen eine Gasaufbereitungsanlage des Typs „EnviThan“ mit einer Kapazität von 475 Normkubikmeter (Nm³) pro Stunde.

Neben der Gasaufbereitung ergänzte das Unternehmen den Standort Priborn um weitere Komponenten. Dazu zählen eine neue Anmischtechnik, ein Schubboden und ein Technikgebäude sowie ein Sauerstoffgenerator. Hinzu kommen drei Gärrestspeicher mit zwei Abfüllplätzen, ein Pumpenhaus, eine Separation und eine weitere Notfackel.

Friesoythe wechselt nach EEG-Ende auf Biomethan

Ein zweites Projekt entsteht in Friesoythe in Niedersachsen. Dort stellt ein landwirtschaftlicher Familienbetrieb seine Biogasanlage nach 22 Jahren Betrieb auf die Produktion von Biomethan um. Die EEG-Vergütung für die Anlage war zum 1. Januar 2025 ausgelaufen. Die ursprünglich von Envitec errichtete Co-Fermenter-Anlage verfügte über eine Leistung von 370 kW.

Künftig soll eine Envithan-Anlage das erzeugte Biogas auf Erdgasqualität aufbereiten. Das Biomethan soll anschließend in das Gasnetz von EWE eingespeist werden. In der ersten Ausbaustufe ist die Anlage für einen Rohbiogasstrom von 500 Normkubikmeter pro Stunde ausgelegt. Eine Erweiterung auf 600 Normkubikmeter pro Stunde ist vorgesehen.

Als Substrate will der Betreiber nachwachsende Rohstoffe sowie Gülle und Mist aus dem eigenen

landwirtschaftlichen Betrieb einsetzen. Das Projekt steht damit für eine mögliche Anschlussnutzung von Biogasanlagen nach dem Ende ihrer bisherigen EEG-Vergütung. Anstelle der bisherigen Verstromung am Anlagenstandort tritt die Aufbereitung des Biogases und dessen Einspeisung in das Gasnetz.

Delbrück plant Einspeisung ab November

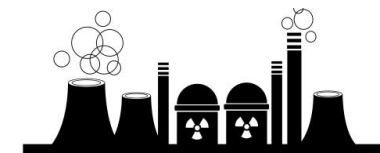
Auch in Delbrück in Nordrhein-Westfalen erweitert ein Betreiber eine bestehende Biogasanlage um eine Biomethanaufbereitung. Die Anlage soll 200 Normkubikmeter pro Stunde aufbereiten. Die Aufbereitungstechnik befindet sich in einem Container, der an die vorhandene Biogasanlage angebunden wird. Die erste Einspeisung in das örtliche Gasnetz ist für November 2026 vorgesehen. Eigentümer der Anlage sind zwei Landwirte aus der Region. Sie betreiben am Standort bereits ein BHKW. Mit der neuen Gasaufbereitung kommt die Biomethaneinspeisung als weiterer Verwertungspfad hinzu.

Biomethan ist laut Envitec ein wertvoller Energieträger für den Einsatz in einer Vielzahl unterschiedlicher Anwendungsbereiche. Ob zur Strom- und Wärmeerzeugung, als Kraftstoff im Verkehrssektor oder für den Einsatz in industriellen Prozessen.

Die drei Projekte zeigen unterschiedliche Wege für den Weiterbetrieb bestehender Biogasanlagen. Während in Priborn die Biomethanproduktion bereits begonnen hat, steht in Friesoythe insbesondere die Nutzung einer Anlage nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung im Vordergrund. In Delbrück ergänzt die Einspeisung den bestehenden BHKW-Betrieb. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Panne in grenznahem Reaktor in Tschechien



Quelle: Shutterstock / Olga Khalizeva

KERNKRAFT. Eine elektronisches Bauteil legt Reaktorblock 2 in Temelin lahm – nur 60 Kilometer von der Grenze zu Bayern entfernt. Die Anlage gilt als störanfällig.

Im umstrittenen tschechischen Atomkraftwerk Temelin ist es zu einer Panne gekommen. Der Reaktorblock 2 wurde außerplanmäßig heruntergefahren und vom Netz getrennt, wie die Betreibergesellschaft CEZ mitteilte. Der Grund sei eine Fehlfunktion im Steuersystem für den nicht nuklearen Teil der Anlage gewesen.

„Techniker haben das System überprüft und anschließend die betroffenen Elektronikteile in einem Leitschrank ausgewechselt“, teilte AKW-Sprecher Marek Svíták mit. Derzeit würden noch weitere Kontrollen stattfinden. Man rechne damit, dass der Reaktor im Laufe des Tages wieder seinen Betrieb aufnehmen werde. Der Reaktorblock 1 läuft davon unbeeinflusst weiter.

Wenige Monate nach Jahresrevision

Der Reaktorblock 2 war erst im April nach einer knapp zweimonatigen Jahresrevision wieder angefahren worden. Dabei war ein Teil der Brennelemente ausgetauscht worden. Ursprünglich sollte er danach bis zur nächsten Revision für 16 Monate laufen. Das ist eine Verlängerung gegenüber dem bisher üblichen Intervall um sechs Monate.

Das AKW Temelin mit zwei Druckwasserreaktoren vom Typ WWER 1000/320 liegt weniger als 60 Kilometer von den Grenzen zu Bayern und Niederösterreich entfernt. Atomkraftgegner halten die Anlage wegen der Kombination von russischer Reaktor- mit amerikanischer Leittechnik für störanfällig. Bis zum Jahr 2040 will

der EU-Mitgliedstaat den Anteil der Atomkraft am Strommix von derzeit etwa einem Drittel auf mehr als die Hälfte ausbauen. Dazu sollen am zweiten Standort Dukovany in Südmähren zwei neue AKW-Blöcke gebaut werden. // VON DPA

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

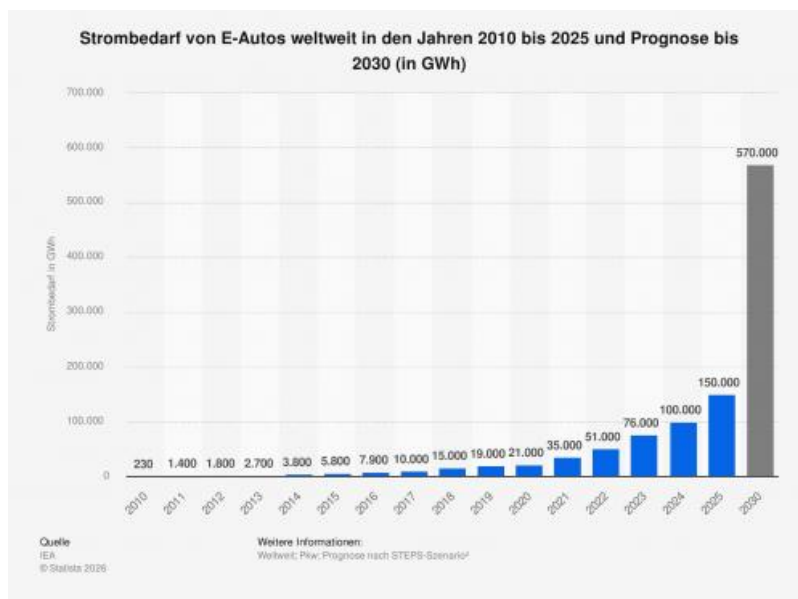
[^ Zum Inhalt](#)

Strombedarf von E-Autos weltweit



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

Der Strombedarf von E-Autos weltweit lag im Jahr 2025 bei rund 150.000 Gigawattstunden (GWh). Bis 2030 soll der Bedarf laut der internationalen Energie Agentur (IEA) auf rund 570.000 GWh steigen. Dabei geht es nur um den Bedarf von Personenkraftwagen. In Deutschland verfügte das Ladenetz für Elektroautos zu Beginn des Jahres 2026 über eine Leistung von rund 8,5 Gigawatt. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: EnBW/Rolf Otzipka

Offshore-Windpark He Dreiht offiziell in Betrieb

WINDKRAFT OFFSHORE. Der Offshore-Windpark He Dreiht ist vollständig errichtet. Erste Anlagen speisen bereits Strom ein. EnBW beziffert die Investition auf rund 2,4 Milliarden Euro.

Der Offshore-Windpark He Dreiht, rund 85 Kilometer nordwestlich von Borkum und 110 Kilometer westlich von Helgoland, ist baulich fertiggestellt und wurde nun im Beisein von Bundesumweltminister Carsten Schneider (SPD) offiziell in Betrieb genommen. Mehr als zwei Drittel der 64 Turbinen haben nach EnBW-Angaben bereits Strom eingespeist. Erstmals die volle Leistung soll der Windpark im Oktober erreichen. EnBW beziffert den erwarteten jährlichen Stromertrag auf 3,6 Milliarden kWh.

Mit 64 Vestas-Windenergieanlagen und einer Gesamtleistung von 960 MW ist He Dreiht nach Angaben von EnBW der derzeit größte Offshore-Windpark Deutschlands. Jede Anlage hat eine Leistung von 15 MW und einen Rotordurchmesser von 236 Metern.

Die Bauarbeiten auf See hatten im Mai 2024 begonnen. In Spitzenzeiten waren laut EnBW mehr als 500 Beschäftigte und über 60 Schiffe beteiligt. Die 64 Fundamente – Stahlrohre mit neun Metern Durchmesser und 70 Metern Länge – wurden dem Unternehmen zufolge in Deutschland gefertigt. Die Verbindungsstücke zwischen Fundament und Turm kamen aus Belgien, Großbritannien, den Niederlanden und Polen. Als Basishäfen dienten Esbjerg in Dänemark und Eemshaven in den Niederlanden. Für den Netzanschluss ist Tennet zuständig. Der Strom wird über eine Offshore-Plattform und zwei Seekabel an Land geführt.

EnBW hatte 2017 in der ersten deutschen Ausschreibungsrunde für Offshore-Windenergie den Zuschlag erhalten. Das Gebot kam ohne Anspruch auf staatliche Förderung aus. „He Dreiht ist die größte Einzelinvestition der EnBW im Bereich der Erneuerbaren“, sagt EnBW-Vorstandschef Georg Stamatelopoulos. Die Investitionssumme liegt laut Unternehmen bei rund 2,4 Milliarden Euro.

EnBW hält über eine Projektgesellschaft 50,1 Prozent an He Dreiht. Die übrigen 49,9 Prozent gehören einem Konsortium aus Allianz Global Investors, AIP Management und Norges Bank Investment Management. Damit ist knapp die Hälfte des Projekts bei institutionellen Investoren gebündelt.

Die Stromvermarktung ist über langfristige Stromabnahmeverträge, sogenannte Power Purchase

Agreements (PPA), abgesichert. Damit sind Strommengen und Konditionen über längere Zeiträume festgelegt und liefern dem Erzeuger kalkulierbare Erlöse sowie den Abnehmern mehr Planungssicherheit bei ihrer Beschaffung. Zu den Vertragspartnern zählen Evonik, Google, die Telekom-Tochter PASM, Fraport, Bosch, Salzgitter, SHS Stahl-Holding Saar, Deutsche Bahn und DHL Group.

Mit He Dreiht steigt die installierte Erneuerbaren-Leistung von EnBW nach Unternehmensangaben weiter. Sie liegt derzeit bei rund 8.000 MW und habe sich damit gegenüber 2018 mehr als verdoppelt. Bis 2030 sollen rund 80 Prozent des Erzeugungsportfolios auf erneuerbare Energien entfallen. In der deutschen Nordsee entwickelt EnBW außerdem das Offshore-Projekt Dreekant mit 1.000 MW und in Schottland das Projekt Morven mit 2.900 MW. (fw) // **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

50 Hertz vergibt LanWin3-Konverter



Quelle: Shutterstock / Thampapon

WINDKRAFT OFFSHORE. Das Joint Venture „Neptun Smulders Offshore Renewables“ (NSORe) wird den Offshore-Konverter für Nordsee-Projekt „LanWin3“ liefern.

Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz hat den Auftrag für den Bau des Offshore-Konverters des Netzanbindungssystems „LanWin3“ an das Konsortium Neptun Smulders Offshore Renewables (NSORe) vergeben, teilte der Netzbetreiber am 17. September mit. Das Unternehmen soll die 2-GW-Anlage unter anderem in Rostock-Warnemünde fertigen. Siemens Energy liefert die Hochspannungstechnik.

Für NSORe ist Lanwin 3 bereits der zweite Auftrag von 50 Hertz für eine Offshore-Konverteranlage. Im Juni hatte der Übertragungsnetzbetreiber das Konsortium gemeinsam mit Siemens Energy mit Lanwin 6

beauftragt. Der Auftragswert für den NSORe-Anteil an beiden Projekten beläuft sich nach Angaben von 50 Hertz auf rund 2,5 Milliarden Euro. Einen Teil davon will das Konsortium für Produktion und Dienstleistungen in Mecklenburg-Vorpommern einsetzen.

NSORe übernimmt bei Lanwin3 gemeinsam mit den Projektpartnern die Umsetzung bis zur Übergabe der Anlagen. Der Leistungsumfang umfasst Planung, Beschaffung, Bau, Installation an Land und auf See sowie die Inbetriebnahme. In Rostock-Warnemünde soll unter anderem die Topsiside der Offshore-Plattform entstehen. Die stählerne Unterkonstruktion fertigt Smulders in Vlissingen in den Niederlanden.

Lanwin 3 wird über Nordost-Link angebunden

NSORe mit Sitz in Rostock ist ein Joint Venture der zum Meyer-Werft-Konzern gehörenden Neptun Werft und dem belgischen Unternehmen Smulders, einem Tochterunternehmen der französischen Eiffage Gruppe. 50 Hertz hatte Siemens Energy bereits 2024 mit der Lieferung der Hochspannungs-Technologie für das Projekt beauftragt und jetzt den Teil des Vertrags zum Stahlbau und den Plattformanlagen geändert und den Auftrag nach Deutschland verlagert.

Bei Lanwin3 handelt es sich um ein Offshore Netzanbindungssystem, dessen landseitige Konverteranlage sich am zukünftigen Netzverknüpfungspunkt Mühlenbeck bei Schwerin befinden wird. Beide Konverteranlagen werden über die Gleichstromverbindung „NordOstLink“ (NOL) und einen Multitermin-Hub in Heide in Schleswig-Holstein verbunden.

50 Hertz-Chef Stefan Kapferer verweist im Zusammenhang mit der Vergabe auf den Aufbau von Fertigungskapazitäten für Offshore-Netzinfrastuktura in Rostock: „Mit diesem zweiten Auftrag stärken wir die gesamte Wertschöpfungskette in der Region noch weiter und tragen dazu bei, dass die Energiewende auch auf dem Meer vorankommt. Politisch muss es jetzt darum gehen, das Wind-auf-See-Gesetz so nachzuschärfen, dass es beim Bau der Offshore-Windparks Planungssicherheit und keinen Verzug gibt.“ (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Eon bündelt Direktvermarktung und Energiemanagement



Quelle: Pixabay / Alex Csiki

PHOTOVOLTAIK. Eon will ab 2027 private PV-Neuanlagen mit Speicher per Einspeisebonus direkt vermarkten und Boni für smart gesteuerte Energielösungen bündeln.

Eon Deutschland, die deutsche Landesgesellschaft des Energiekonzerns Eon mit Sitz in Essen, will sein Angebot für private PV-Neuanlagen ab 2027 um einen festen Einspeisebonus erweitern. Das Unternehmen stellte das Konzept am 16. September bei der Veranstaltung Eon New Energy Experience (NeX) in Hamburg vor. Der Start ist für das kommende Jahr geplant.

Hintergrund ist das Auslaufen der bisherigen EEG-Einspeisevergütung für neue private Photovoltaikanlagen. Überschüssiger Solarstrom soll künftig stärker über die Direktvermarktung an der Strombörse vermarktet werden. Dafür benötigen Betreiber einen Direktvermarkter. Eon ist in diesem Geschäft bereits für Gewerbe- und Industriekunden aktiv.

Der geplante Einspeisebonus soll 15 Euro pro kW installierter Solaranlagenleistung und Jahr betragen. Eon will damit das Risiko schwankender Börsenstrompreise für die Kunden übernehmen. Der Bonus soll Bestandteil des Service-Pakets Eon Home Comfort werden, das nach Unternehmensangaben zu den meisten Eon-Festpreistarifen buchbar sein soll.

„Mit unserem künftigen Direktvermarktungsangebot begleiten wir Solaranlagen-Neubesitzerinnen und -besitzer bei der vom Gesetzgeber angestoßenen Umstellung von der auslaufenden EEG-Einspeisevergütung hin zur Vermarktung an der Strombörse“, sagte Filip Thon, CEO von Eon Deutschland. Das Unternehmen setze dabei auf einen festen Einspeisebonus pro kW Anlagenleistung.

Boni für Speicher, E-Auto und Wärmepumpe

Eon will die Direktvermarktung mit seinem Energiemanagementangebot verknüpfen. Eon Home Comfort soll Boni für die flexible Steuerung verschiedener Energieverbraucher im Haushalt ermöglichen. Vorgesehen sind laut Unternehmen jährlich bis zu 120 Euro für einen Solarspeicher, bis zu 80 Euro für eine Wärmepumpe und bis zu 240 Euro für ein E-Auto. Damit können insgesamt bis zu 420 Euro an Boni über das Service-Paket zusammenkommen.

Zusätzlich soll der Einspeisebonus für den Solarstrom hinzukommen. Bei einer PV-Anlage mit 10 kW ergibt dieser 150 Euro im Jahr. Für einen Haushalt mit einer solchen Anlage, Batteriespeicher, E-Auto und Wärmepumpe nennt Eon damit insgesamt bis zu 570 Euro Boni pro Jahr.

Die Höhe des Einspeisebonus hängt dabei von der installierten PV-Leistung ab. Die Boni für die flexiblen Energielösungen knüpft Eon dagegen an die Nutzung der jeweiligen Systeme. Voraussetzung ist, dass die Geräte mit dem Energiemanagementsystem des Unternehmens kompatibel sind.

Zum Komplettpaket gehört der Eon Home Energiemanager. Eon will ihn bei seinen privaten Solaranlagen nach eigenen Angaben standardmäßig installieren. Das System soll den Einsatz von Solar- und Netzstrom optimieren und die verschiedenen Energielösungen im Haushalt steuern. Dadurch sollen zusätzliche Einsparungen beim Strombezug entstehen.

Hinzu kommt eine pauschale Netzentgeltreduzierung auf Basis von § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Die Regelung ermöglicht unter bestimmten Voraussetzungen reduzierte Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge. Welche Einsparung sich daraus im Einzelfall ergibt, hängt unter anderem von der jeweiligen Netznutzung und den geltenden Entgelten ab.

Smart Meter Teil des Angebots

Für die Nutzung des Systems ist ein Smart Meter erforderlich. Eon kündigt an, den dafür notwendigen Einbau bei Abschluss von Eon Home Comfort kostenlos zu übernehmen. Die erzielten Boni und Einsparungen sollen Kunden über eine App einsehen können.

Das Komplettangebot soll für neue Solaranlagen mit Speicher von Eon Deutschland sowie ausgewählten Handwerks- und Installationspartnern verfügbar sein. Voraussetzung bleibt die Kompatibilität der eingesetzten Energielösungen mit dem Eon Home Energiemanager.

Mit der Kombination aus Direktvermarktung, Energiemanagement und flexibler Steuerung will Eon verschiedene Erlös- und Einsparpotenziale eines Haushalts zusammenführen. Neben der Vermarktung des überschüssigen Solarstroms geht es dabei um die zeitliche Optimierung des Stromverbrauchs. So können Speicher, Elektroauto und Wärmepumpe gezielt dann Strom beziehen, wenn Solarstrom verfügbar ist oder andere wirtschaftliche Vorteile entstehen.

Eon bezeichnet das Angebot als Bestandteil von Eon Home Comfort. Dort sollen künftig verschiedene smarte Energiedienstleistungen modular gebündelt werden. Dazu zählt neben der geplanten Direktvermarktung auch das flexible Laden von Speicher, E-Auto und Wärmepumpe. Die konkrete Ausgestaltung und die Preise des neuen Angebots hat das Unternehmen mit der Ankündigung noch nicht vollständig veröffentlicht.

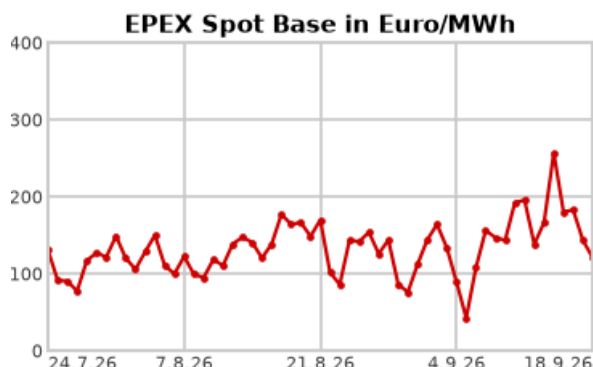
Das **Eon-Angebot für PV-Anlagen mit Energiemanagement** steht im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

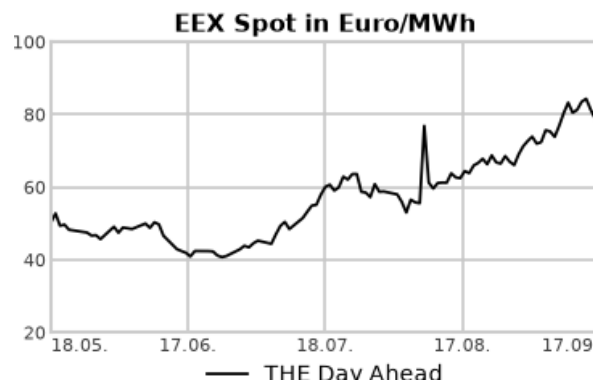
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energienotierungen zeigen sich uneinheitlich



Quelle: E&M

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

Uneinheitlich haben sich am Donnerstag die Preise an den Energiemärkten gezeigt. Die bisherigen Treiber Gas und Öl zeigten sich wenig verändert beziehungsweise leichter und haben zur Beruhigung auch bei Strom und CO₂ beigetragen. Durch die Straße von Hormus wird wieder deutlich mehr Öl transportiert. Dazu trägt ein von den USA gesicherter Schifffahrtskorridor bei, wie eine Auswertung von Schifffahrtsdaten durch die Nachrichtenagentur AFP zeigt.

Das Vorkriegsniveau wird allerdings weiterhin klar verfehlt. Anfang September passierten im Wochenschnitt knapp 8 Millionen Barrel pro Tag die Meerenge. Vor dem Krieg wurden täglich etwa 18 Millionen Barrel durch die Straße von Hormus transportiert. Die US-Regierung spricht von inzwischen rund 9 Millionen Barrel pro Tag. Die verfügbaren Daten bestätigen diese Größenordnung bislang nicht vollständig.

Strom: Durch die Bank leichter hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Donnerstag präsentiert, wobei sich die Abwärtstendenz im Vergleich zu den Preisen von 14 Uhr des Vortags ergab. Der Day-ahead sank im Base um 22,50 auf 120,75 Euro je Megawattstunde und im Peak um 15,75 auf 85,00 Euro je Megawattstunde. Börslich zeigte sich die Grundlast mit 120,53 Euro, die Spitzenlast mit 84,74 Euro. Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte den Meteorologen von Eurowind zufolge am Freitag mit 34,1 Gigawatt etwas höher ausfallen als noch am Donnerstag, für den 33,1 Gigawatt in Aussicht gestellt wurden.

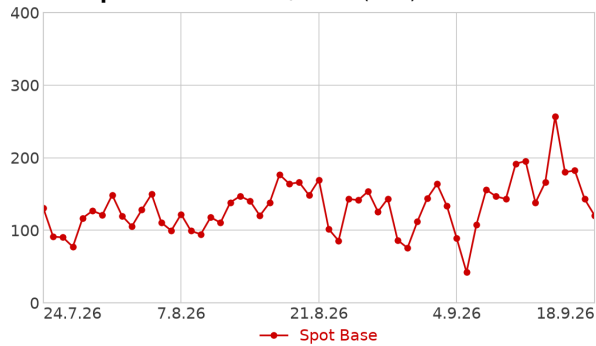
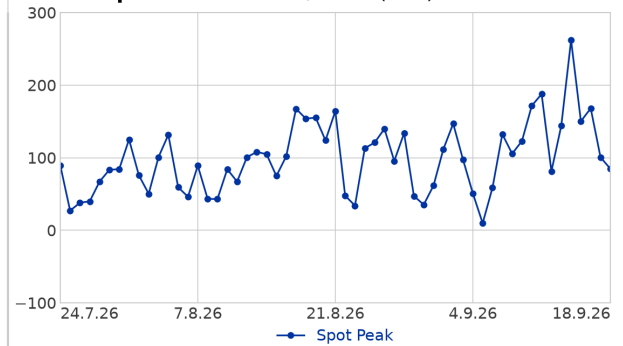
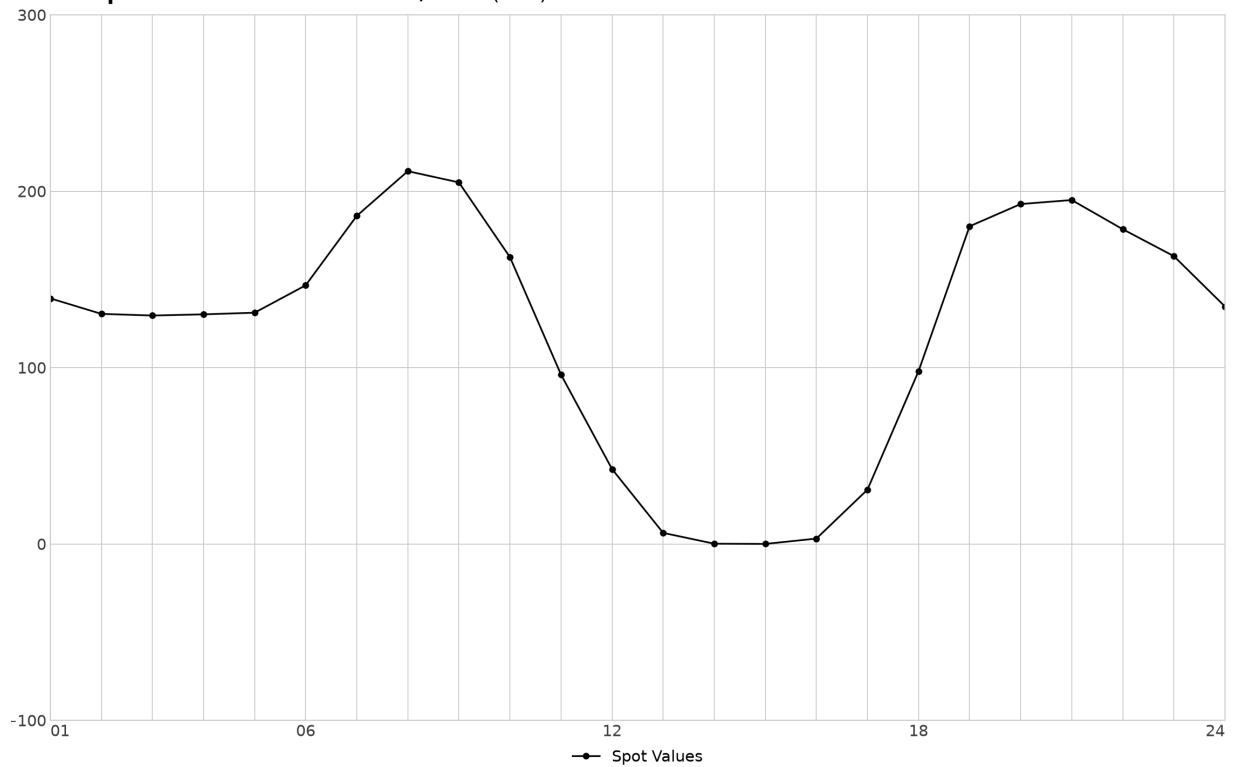
Mit beigetragen zum Preisrückgang im Day-ahead hat auch der prognostizierte Rückgang der Last. Laut MBI Research wird die Nachfrage von 55,7 Gigawatt am Berichtstag auf 54,7 Gigawatt am Freitag zurückgehen. Für das Wochenende gehen die Analysten von Eurowind von noch einer höheren Einspeiseleistung aus, die am Sonntag bis zu 43 Gigawatt erreichen könnte. Damit dürften sich börslich auf Viertelstundenbasis wieder negative Preise einstellen. Erst ab Dienstag der neuen Woche ist mit einem Rückgang bei den Beiträgen der Erneuerbaren zu rechnen. Am langen Ende sank das Cal 27 um 1,39 auf 127,67 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Ein wenig fester haben sich die CO₂-Preise am Donnerstag präsentiert. Der Dec 26 gewann bis gegen 13.26 Uhr 0,20 auf 84,94 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 10,8 Millionen

Zertifikate. Das Hoch lag bei 85,11 Euro, das Tief bei 84,22 Euro. Laut den Analysten von Redshaw Advisors weist der Markt trotz der Zugewinne vom Berichtstag übergeordnet ein bearishes Momentum auf.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben sich am Donnerstag wenig verändert gezeigt. Der richtungsweisende Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.30 Uhr 0,131 auf 77,586 Euro je Megawattstunde. Gegenüber den deutlich höheren Niveaus der vergangenen Tage hat sich der Markt zwar etwas beruhigt, die Versorgungslage bleibt jedoch ein wesentlicher Risikofaktor. Marktteilnehmer verweisen auch auf die niedrigeren Ölpreise als Grund für das etwas gesunkene Preisniveau. Der norwegische Netzbetreiber Gassco meldet eine durch einen Kompressorschaden bedingte Kapazitätsminderung für das Feld Troll um 46,2 Millionen Kubikmeter täglich bis Freitag kommender Woche. Insgesamt belaufen sich die norwegischen Gasexporte für den Berichtstag daher nur auf sehr schwache 260,4 Millionen Kubikmeter. (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	17.09.26	German Power Oct-2026	163,47
M2	17.09.26	German Power Nov-2026	175,86
M3	17.09.26	German Power Dec-2026	169,02
Q1	17.09.26	German Power Q4-2026	169,38
Q2	17.09.26	German Power Q1-2027	167,20
Q3	17.09.26	German Power Q2-2027	107,23
Y1	17.09.26	German Power Cal-2027	127,50
Y2	17.09.26	German Power Cal-2028	96,33
Y3	17.09.26	German Power Cal-2029	85,97

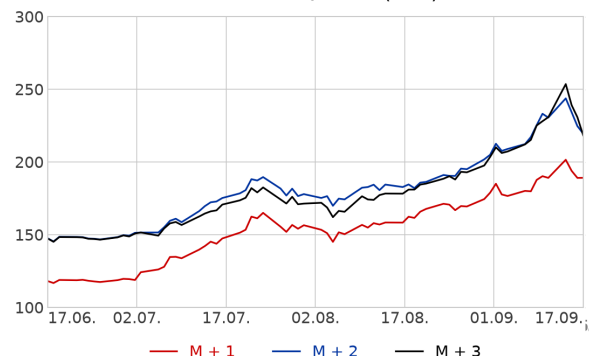
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	17.09.26	German Power Oct-2026	189,08
M2	17.09.26	German Power Nov-2026	219,46
M3	17.09.26	German Power Dec-2026	218,25
Q1	17.09.26	German Power Q4-2026	208,91
Q2	17.09.26	German Power Q1-2027	201,46
Q3	17.09.26	German Power Q2-2027	90,91
Y1	17.09.26	German Power Cal-2027	139,21
Y2	17.09.26	German Power Cal-2028	107,75
Y3	17.09.26	German Power Cal-2029	94,35

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



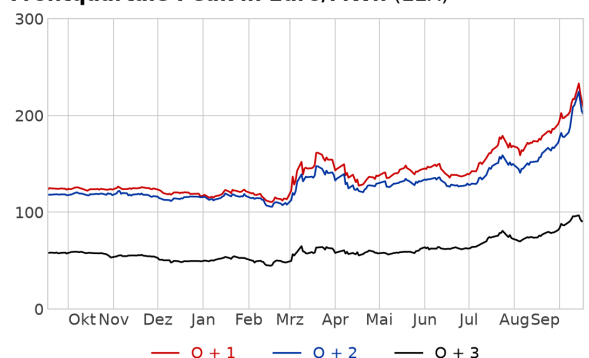
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



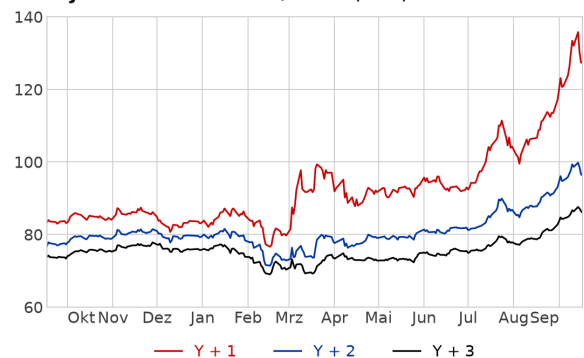
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



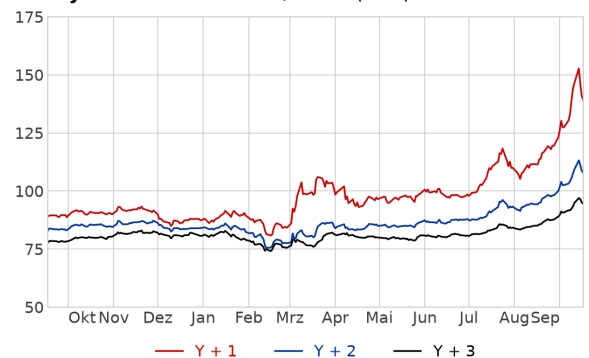
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



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	17.09.26	German THE Gas Oct-2026	77,18
M2	17.09.26	German THE Gas Nov-2026	77,36
Q1	17.09.26	German THE Gas Q4-2026	77,30
Q2	17.09.26	German THE Gas Q1-2027	76,66
S1	17.09.26	German THE Gas Win-2026	76,98
S2	17.09.26	German THE Gas Sum-2027	53,89
Y1	17.09.26	German THE Gas Cal-2027	59,02
Y2	17.09.26	German THE Gas Cal-2028	38,00

EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



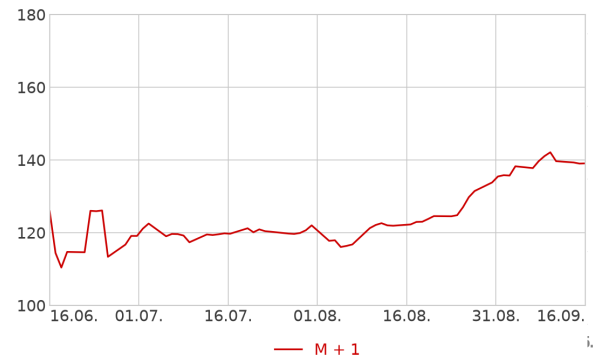
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	17.09.26	120,53	EUR/MWh
Germany Spot peak	17.09.26	84,74	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	17.09.26	86,79	EUR/tonne
Coal API2 Oktober 2026	16.09.26	139,05	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	17.09.26	77,04	EUR/MWh
German THE Gas Oct-2026	17.09.26	77,18	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	17.09.26	59,02	EUR/MWh
Crude Oil Brent Nov-2026	17.09.26	104,82	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Geschäftsführer (m/w/d) Erneuerbare Energien

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

27.08.2026

● Vorstand/Geschäftsführung



Ingenieur (m/w/d) Energiewirtschaft (Ingenieur/in - Energietechnik)

MITNETZ STROM ist der größte regionale Verteilernetzbetreiber in Mitteldeutschland. Du suchst eine ...
in Taucha

vor 2 h

● Parkplatz / Mitarbeiterrabatte



Consultant Energiewirtschaft Datenqualität MaKo (m/w/d)

Consultant Energiewirtschaft Datenqualität MaKo Standort: Neckarsulm Abteilung / Bereich: Energie / ...
in Neckarsulm

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Teamleiter*in Service & Sicherheit (Fahrgastmanagement)

Als Teamleitung bei der KVB gestaltest du den Einsatz deines Teams vor Ort für mehr Sicherheit, Saub...
in Cologne

vor 2 h

● Festanstellung ● Weiterbildung / Betriebsarzt



Leiter:in HE 4 Netzbetrieb (w/m/d)

Leiter:in HE 4 Netzbetrieb (w/m/d) Job-ID: 4657 Standort: Berlin, An der Wuhlheide 1 Beginn / Rahmen...
in Potsdam

vor 2 h

● Festanstellung / Ausbildung ● Homeoffice / Weiterbildung / Sabbatical

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:

