



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

STROM

226,18 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

74,2 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

26,1

Prozent der gesetzlich vorgeschriebenen Smart-Meter-Einbaufälle waren laut Bundesnetzagentur Ende Juni bereits umgesetzt.

MECKLENBURG-VORPOMMERN

Nach AfD-Wahlsieg: Sorge der Erneuerbaren-Branche

PHOTOVOLTAIK

Batteriespeicher könnten mehr PV ans Netz bringen

WASSERSTOFF-SPEICHER

EWE vergibt Auftrag für Aufbereitung von Wasserstoff

Inhalt

TOP-THEMA

→ **WÄRME:** Rechtsgutachten stellt Frankfurter Wärmeplan infrage

POLITIK & RECHT

- **MECKLENBURG-VORPOMMERN:** Nach AfD-Wahlsieg: Sorge der Erneuerbaren-Branche
- **KERNKRAFT:** Endlagersuche: Begleitgremium fordert verbindliche Zeitpläne
- **RECHT:** EuGH präzisiert Regelungen für Direktleitungen
- **RECHT:** Musterpachtvertrag für Freiflächen-Photovoltaik

HANDEL & MARKT

- **SMART METER:** Rollout-Quote weiter gestiegen
- **SMART METER:** Studie zeigt Defizite bei Rollout-Planung
- **KOHLE:** Kohle erlebt durch die Energiekrise ein Comeback
- **H2-PREISINDEX:** Gestehungskosten weiter wechselhaft

TECHNIK

- **PHOTOVOLTAIK:** Batteriespeicher könnten mehr PV ans Netz bringen
- **KWK:** Drei Gasmotoren lösen Kohle bei Hanauer Fernwärme ab
- **STROMSPEICHER:** RWE baut 400-MW-Batterie in den Niederlanden
- **STATISTIK DES TAGES:** Prognose zur Anzahl der Smart-Home-Haushalte

UNTERNEHMEN

- **WASSERSTOFFSPEICHER:** EWE vergibt Auftrag für Aufbereitung von Wasserstoff
 - **ELEKTROFAHRZEUGE:** Cubos übernimmt das vierte Ladenetz in zehn Monaten
 - **PERSONALIE:** Vaillant mit veränderter Geschäftsführung
 - **GASTBEITRAG:** Offshore-Windbranche fordert Kurswechsel bei Ausschreibungen
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Strom-Day-ahead geht bis fast 650 Euro
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Rechtsgutachten stellt Frankfurter Wärmeplan infrage



Die Beteiligten des Bündnisses Wärmewende Frankfurt am Main. Quelle: Bündnis Wärmewende

WÄRME. Ein Rechtsgutachten der Kanzlei Günther kritisiert den Kommunalen Wärmeplan für Frankfurt am Main. Das Bündnis Wärmewende fordert eine Überarbeitung vor dem Beschluss am 1. Oktober.

Ein 30-seitiges Gutachten der Hamburger Kanzlei Günther kommt nach Angaben des Bündnisses Wärmewende Frankfurt am Main zu dem Schluss, dass der kommunale Wärmeplan gegen mehrere gesetzliche Vorgaben verstößt. Das Bündnis fordert deshalb eine umfassende Überarbeitung des Plans. Die bereits laufenden und geplanten Maßnahmen zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung sollen nach seiner Auffassung währenddessen fortgesetzt und beschleunigt werden.

Im Mittelpunkt der juristischen Kritik stehen die drei im Wärmeplan untersuchten Zielszenarien. Diese seien entgegen den Anforderungen des Wärmeplanungsgesetzes nicht ergebnisoffen und zielkonform erstellt, heißt es in der Zusammenfassung des Bündnisses. Die Szenarien seien zudem nicht objektiv miteinander verglichen und anhand einheitlicher Maßstäbe bewertet worden.

Besonders umstritten ist das von der Stadt Frankfurt und der Mainova AG ausgewählte Szenario 2. Es sieht eine klimaneutrale Wärmeversorgung erst für 2045 vor. Das Bündnis verweist dagegen auf den politischen Beschluss der Stadt, Klimaneutralität bereits 2035 zu erreichen. Das Gutachten kritisiert, dass das hierfür relevante Szenario 1 unter anderem mit Annahmen erstellt worden sei, die dessen Umsetzbarkeit infrage stellten.

Zu wenig Effizienzmaßnahmen

Nach Angaben des Bündnisses weist Szenario 1 weder den geringsten Endenergieverbrauch noch die höchste Zahl an Wärmepumpen auf. Zugleich bleibe Erdgas verfügbar, während ein hoher Einsatz von Biomethan rechnerisch zur Klimaneutralität beitragen solle. Auch Solarwärme berücksichtige der Wärmeplan nach Auffassung der Gutachter nicht ausreichend. Dabei gebe es technische Lösungen, die Solarstrom und Solarwärme auf Gebäudedächern kombinieren könnten.

Das Bündnis kritisiert außerdem die Gewichtung von Energieeinsparung und Energieeffizienz. Nach seiner Darstellung sieht der Wärmeplan eine Sanierungsrate von 1,0 Prozent der Gebäude pro Jahr vor. Eine höhere Rate von 1,8 Prozent werde im Plan bereits als Risiko bewertet. Aus Sicht der Gutachter

unterschätze die Planung damit die wirtschaftlichen und klimapolitischen Vorteile eines geringeren Energieverbrauchs.

Das Gutachten bezieht dabei laut Bündnis auch Klimafolgekosten in die Betrachtung ein. Eine stärkere Reduzierung der CO₂-Emissionen könne langfristig sowohl die Kosten für Wärmenutzer als auch die volkswirtschaftlichen Schäden des Klimawandels verringern. Die Wärmeplanung müsse dem Gemeinwohl dienen und dürfe deshalb nicht ausschließlich betriebswirtschaftliche Kriterien zugrunde legen.

Streit über Rolle der Mainova

Das Bündnis sieht zudem einen Interessenkonflikt durch die Beteiligung der Mainova AG. Das Frankfurter Energieversorgungsunternehmen hat an der Wärmeplanung mitgearbeitet. Nach Darstellung des Bündnisses könne dessen Interesse am Weiterbetrieb des Erdgasnetzes und an der Nutzung des neuen Erdgasheizkraftwerks die Planung beeinflussen haben.

Frankfurts Klimadezernentin Tina Zapf-Rodriguez (Grüne) weist die rechtliche Bewertung dagegen zurück. „Wir teilen die Einschätzung der Rechtswidrigkeit nicht. Aus dem Gutachten ergibt sich keine Folgewirkung“, sagte sie demnach im zuständigen Ausschuss.

Das Jahr 2045 beschreibe den langfristigen Planungshorizont und bedeute nicht, dass die Stadt ihr politisches Ziel für 2035 aufgebe. Den Vorwurf, der Wärmeplan orientiere sich an den Interessen der Mainova, bezeichnete sie als „Dämonisierung der Mainova“.

Zukunft des Gasnetzes unklar

Auch bei der Perspektive für das Gasverteilnetz gehen die Bewertungen auseinander. Nach Darstellung des Bündnisses fehle dem Wärmeplan eine Stilllegungs- und Rückbauperspektive. Das Gutachten verweise in diesem Zusammenhang auf die Umsetzung des EU-Gaspakets. Daraus ergäben sich Vorgaben für Verfahren zur Stilllegung und zum Rückbau von Gasnetzen. Wegen der langen Vorlaufzeiten müsse eine entsprechende Planung frühzeitig beginnen.

Irmgard Fischer vom Bündnis erwartet deshalb eine Prüfung durch das Regierungspräsidium Darmstadt. „Wir gehen fest davon aus, dass das Regierungspräsidium Darmstadt den kommunalen Wärmeplan nach unserem Gutachten zurückweisen wird“, sagte sie. Rüdiger Hanssen vom BUND Frankfurt erklärte, das Gutachten bestätige, dass die derzeitige Fassung „nicht rechtsverträglich“ sei. Ob die Aufsichtsbehörde nach einem Beschluss tatsächlich einschreitet, ist nach den vorliegenden Angaben offen.

Der Frankfurter Wärmeplan soll am 1. Oktober im Stadtparlament zur Abstimmung kommen. Ob das Regierungspräsidium Darmstadt den Plan anschließend beanstandet oder weitere Schritte einleitet, ist derzeit offen. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / LarichD

Nach AfD-Wahlsieg: Sorge der Erneuerbaren-Branche

MECKLENBURG-VORPOMMERN. Der Bundesverband Erneuerbare Energie fordert nach den Landtagswahlen klare energiepolitische Perspektiven. Unternehmen und Kommunen warnen vor Folgen geplanter Reformen.

Die Landtagswahlen in Mecklenburg-Vorpommern, Berlin und Sachsen-Anhalt markieren nach Einschätzung des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE) einen politischen Umbruch. BEE-Präsidentin Ursula Heinen-Esser fordert von den demokratischen Parteien mehr Orientierung und eine verlässliche Wirtschaftspolitik.

Dazu gehöre ein resilientes Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien.

„Die Wählerinnen und Wähler erwarten von der Politik Perspektiven und Orientierung“, erklärte Heinen-Esser in einem Statement zu den Wahlergebnissen. Viele Menschen seien mit der aktuellen Entwicklung unzufrieden. Angesichts geopolitischer Herausforderungen müsse Deutschland wirtschaftlich resilient aufgestellt werden.

Heinen-Esser verwies dabei auch auf die Entwicklung der Preise für fossile Energien. Ein Energiesystem mit erneuerbaren Energien könne zur Widerstandsfähigkeit der Wirtschaft beitragen. Einen politischen Kurswechsel zurück zu fossilen Energieträgern lehnte sie ab. „Was wir dagegen nicht brauchen, ist ein Zickzack-Kurs zurück in die fossile Welt“, sagte die BEE-Präsidentin. Die politischen Antworten von gestern würden nicht zu den Fragen von morgen passen.

Branche warnt vor Folgen der Reformen

In Brandenburg richtet sich die Kritik der Erneuerbaren-Branche unterdessen gegen geplante Änderungen der Energiepolitik auf Bundesebene. Die schwarz-rote Bundesregierung will mit einer Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und einem Netzpaket den Ausbau der erneuerbaren Energien neu ordnen.

Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) begründet die Vorhaben unter anderem mit dem Abbau einer aus ihrer Sicht bestehenden Überförderung. Das geplante EEG sieht vor, dass neue kleine Solaranlagen auf Hausdächern ab 2027 keine dauerhafte Förderung mehr erhalten sollen. Das Netzpaket soll den Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung stärker mit dem Ausbau der Stromnetze koordinieren.

Unternehmen aus Brandenburg befürchten dadurch negative Folgen für ihre Geschäftsentwicklung. Michael Raschemann, Gründer der Energiequelle GmbH aus Zossen-Kallinchen, verwies auf einen bereits erfolgten Beschäftigungsabbau in seinem Unternehmen. Energiequelle errichtet unter anderem Wind- und Solarenergieanlagen. Nach Angaben Raschemanns beschäftigt das Unternehmen heute 40 Prozent weniger Personal als zuvor.

Raschemann bezeichnete die Lage der Branche als schwierig und kritisierte den energiepolitischen Kurs der Bundesregierung. Das Ende der Ampel-Regierung sei eine Zäsur für die Förderung erneuerbarer Energien gewesen. Auch mit Blick auf die von Reiche geplanten Reformen äußerte er sich kritisch.

Kommunen profitieren von Windenergie

Neben Unternehmen sehen auch Kommunen Auswirkungen der energiepolitischen Rahmenbedingungen. Die brandenburgische Gemeinde Mühlenfließ mit rund 950 Einwohnern erhält nach Angaben von Bürgermeister Jens Hinze derzeit jährlich rund 412.000 Euro aus den Einnahmen aus der Windenergie. Grundlage sind Zahlen für 2024. Bis 2031 könne der Betrag auf 1,1 Millionen Euro jährlich steigen.

Die Zahlungen stammen aus dem sogenannten Wind-Euro, über den Betreiber von Windenergieanlagen betroffene Kommunen an den Erträgen beteiligen. Hinze zufolge ist die Gemeinde auf diese Einnahmen angewiesen. Sie beeinflussten, ob die Kommune ihre Haushalte stabilisieren und geplante Investitionen finanzieren könne.

Auch der Landesverband Erneuerbare Energien Berlin-Brandenburg (LEE BB), der die Interessen von Unternehmen der Branche vertritt, sieht die aktuelle Entwicklung kritisch. Nach einer Umfrage unter 30 Unternehmen erwarten rund drei Viertel der Befragten negative Auswirkungen durch die geplante EEG-Novelle und das Netzpaket. 63 Prozent bewerteten ihre Geschäftslage schlechter als ein Jahr zuvor und nannten dabei auch die politischen Rahmenbedingungen als einen Grund.

Landesregierungen am Zug

Der Verbandsvorsitzende Jan Hinrich Glahr verwies auf die Bedeutung regionaler Projekte. Unternehmen wollten Kommunen beliefern, Gewerbegebiete mit erneuerbarer Energie versorgen und regionale Wertschöpfung ermöglichen.

Der LEE BB fordert deshalb unter anderem von den Landesregierungen in Berlin und Brandenburg, die Förderung von Solaranlagen auf Hausdächern wieder auszuweiten. Zudem setzt sich der Verband für eine direkte Belieferung von Industrieunternehmen mit regional erzeugtem Strom ein. Auch Brandenburgs Ministerpräsident Dietmar Woidke (SPD) unterstützt eine stärkere regionale Nutzung von Strom.

In Mecklenburg-Vorpommern zeichnet sich nach der Landtagswahl zugleich eine neue Regierungsbildung ab. Ministerpräsidentin Manuela Schwesig (SPD) kündigte an, Gespräche mit Linken und Grünen über die Bildung einer rot-rot-grünen Landesregierung führen zu wollen. Die Parteigremien sollten darüber am Abend des 21. September beraten. (sh) // **VON SUSANNE HARMSEN**

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Energie & Management
Die Plattform für Entscheider der Energiewirtschaft

E&M präsentiert

Energiemanager-Konferenz 2026

Die Konferenz für Energie-Entscheider

 Wärmewende
  Grüne Gase
  Finanzierung
  Networking

Mit führenden Stimmen aus Energiewirtschaft, Politik, Finanzierung und Industrie
Top-Speaker. Starke Partner. Praxisnahe Lösungen.

08. Oktober 2026
Spreepeicher Berlin

Jetzt Ticket sichern →

energiemanager-online.de

499 €
zzgl. MwSt.
inkl. Mittagessen, Erfrischungen und Award-Abend

IDEEN HEUTE. ENERGIE MORGEN.
SPREESPEICHER
ENERGIE MENSCHEN MÄRKTE PERSPEKTIVEN
STARKE IDEEN FÜR EINE SICHERE ENERGIEZUKUNFT.

Endlagersuche: Begleitgremium fordert verbindliche Zeitpläne



Quelle: Pixabay / minka2507

KERNKRAFT. Das Nationale Begleitgremium empfiehlt Änderungen am Standortauswahlverfahren und eine stärkere Einbindung der Zwischenlager. Zudem sollen Zeitabschnitte gesetzlich verankert werden.

Das Nationale Begleitgremium (NBG) hat seinen sechsten Tätigkeitsbericht veröffentlicht. Der unabhängige Arbeitskreis richtet darin zehn Empfehlungen an den Deutschen Bundestag, den Bundesrat und die zuständigen Institutionen. Im Mittelpunkt stehen die Weiterentwicklung des Standortauswahlverfahrens, die Vorbereitung auf die für Ende 2027 erwartete Benennung von Standortregionen sowie der Umgang mit längeren Zwischenlagerzeiten.

Für das NBG sollen wesentliche Etappen des Verfahrens mit verbindlichen Zielmarken versehen werden. Die Akteure sollten sich zudem auf einen gemeinsamen Projekt- und Zeitplan verständigen und dessen Einhaltung kontinuierlich überprüfen.

Mit dem für Ende 2027 vorgesehenen Standortregionenvorschlag der Bundesgesellschaft für Endlagerung (BGE) soll die Endlagersuche von einer großräumigen Suche zu konkret benannten Regionen übergehen. Das NBG sieht deshalb bereits jetzt Handlungsbedarf bei der Vorbereitung der Beteiligung.

Regionale Erfahrungen und bestehende Strukturen sollen nach Empfehlung des Gremiums einbezogen werden. Kommunen sollen frühzeitig als Partner angesprochen werden. Gleichzeitig sollen Möglichkeiten und Grenzen der Beteiligung transparent vermittelt werden.

Das NBG empfiehlt, die künftigen Standortregionen organisatorisch und finanziell so auszustatten, dass die Regionalkonferenzen eigenständig arbeiten können. Auch die Geschäftsstellen der Konferenzen sollen nach den Vorstellungen des Gremiums gut erreichbar und regional präsent sein.

Zwischen- und Endlagerung gemeinsam betrachten

Das Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE) soll seine gesetzlichen Gestaltungsspielräume für die Beteiligung nutzen und zusätzliche Dialogangebote schaffen, heißt es. Das NBG nennt dabei auch barrierefreie und inklusive Formate sowie eine gezielte Ansprache junger Menschen.

Auch die längeren Zeiträume bis zur Inbetriebnahme eines Endlagers nimmt das NBG in den Empfehlungen in den Blick. Zwischen- und Endlagerung sollten stärker als zusammenhängende Aufgabe betrachtet werden.

Nach Auffassung des Gremiums müssen Sicherheitsstrategien angesichts längerer Lagerzeiträume sowie veränderter technischer und sicherheitspolitischer Rahmenbedingungen regelmäßig überprüft und weiterentwickelt werden. Zugleich sollten Menschen und Kommunen in den Zwischenlagerregionen frühzeitig in die Debatte über die langfristige Zwischenlagerung einbezogen werden.

Standortfläche je nach Wirtsgestein

Wie viel Fläche für ein künftiges Endlager radioaktiver Abfälle erforderlich ist, hängt von der geologischen Beschaffenheit ab. Im Falle eines kristallinen Wirtsgesteins beziffert das Gremium die Mindestfläche auf sechs Quadratkilometer. Bei einem Salzstock wären mindestens drei Quadratkilometer erforderlich. Ein Standort für ein Endlager aus Tonschichten würde sich über etwa zehn Quadratkilometer erstrecken – also etwa die Fläche des Tegernsees in Bayern.

Anfang des Jahres hatte sich das Nationale Begleitgremium nach mehrjähriger Hängepartie erstmals wieder vollzählig zusammengefunden. Nach dem Gesetz soll das NBG aus sechs Bürgervertretern und zwölf anerkannten Persönlichkeiten des öffentlichen Lebens bestehen. Die Bürgervertreter werden in einem Beteiligungsverfahren gewählt und vom Bundesumweltministerium ernannt. Von den zwölf Posten für anerkannte Persönlichkeiten des öffentlichen Lebens waren neun nur kommissarisch besetzt, drei waren unbesetzt. Mehr als zweieinhalb Jahre konnten sich Bundestag und Bundesrat nicht über die Nachbesetzung einigen.

Aufgabe des Gremiums ist „vermittelnde und unabhängige Begleitung des Standortauswahlverfahrens“ für Endlager hoch radioaktiver Abfälle. Vorsitzende des 18-köpfigen ehrenamtlichen Arbeitskreises sind seit diesem Jahr Marion Durst und Karsten Möring. Möring wurde im Dezember 2025 vom Bundestag und Bundesrat als „anerkannte Persönlichkeit des öffentlichen Lebens“ in das Gremium gewählt. Möring saß von 2013 bis 2021 für die CDU im Bundestag. Marion Durst ist Diplompädagogin für Physik und Mathematik.

Der **Bericht des NBG mit den Handlungsempfehlungen** steht im Internet bereit (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

EuGH präzisiert Regelungen für Direktleitungen



Quelle: Shutterstock

RECHT. Der EuGH legt den Begriff der Direktleitung weit aus. Neue Kunden können an bestehende Leitungen angebunden werden; auch ein Reserveanschluss ans Verteilnetz ist zulässig.

Der Europäische Gerichtshof (EuGH) hat die Voraussetzungen für Direktleitungen im Strommarkt präzisiert. Nach dem Urteil vom 17. September 2026 kann auch eine Leitung als Direktleitung gelten, die einen neuen Kunden an eine bereits bestehende Leitung anschließt, über die weitere Kunden versorgt werden. Unerheblich ist, ob diese Leitung über den Standort der Erzeugungsanlage hinausführt. Entscheidend ist, dass die Versorgung ohne Zwischenschaltung des Verteilnetzes erfolgt.

Das Urteil betrifft die verbundenen Rechtssachen C-722/24 „Elektro bizness“ und C-756/24 „Jelgavas autobusu parks“ aus Lettland. Gegenstand war die Auslegung von Artikel 2 Nummer 41 und Artikel 7 der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie 2019/944. In beiden Fällen ging es um Leitungen, über die Kunden unmittelbar von Erzeugern mit Strom versorgt werden sollten. Die lettische Regulierungsbehörde hatte die Vorhaben abgelehnt.

Der EuGH unterscheidet zwischen zwei Varianten der Direktleitung. Entweder eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Erzeuger und einen Versorger zur direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, ihren Tochterunternehmen und ihren Kunden verbindet. Bei der zweiten Definition sei das in der Richtlinie verwendete „und“ als „oder“ zu verstehen. Damit kann sowohl ein Erzeuger als auch ein Versorger seine Kunden über eine Direktleitung beliefern.

Nicht erforderlich ist, dass Erzeuger und Kunde vom öffentlichen Netz vollständig getrennt sind. Ein Kunde darf seinen Anschluss an das Verteilernetz als Reserveverbindung behalten. Dafür kann ein angemessener finanzieller Beitrag verlangt werden. Zugleich müssen die Aufgaben des Verteilernetzbetreibers gewahrt bleiben, insbesondere der sichere und zuverlässige Betrieb sowie die langfristige Leistungsfähigkeit des Netzes.

Eine Direktleitung setzt nach dem EuGH keine außergewöhnlichen Umstände voraus. Insbesondere ist nicht erforderlich, dass das öffentliche Verteilnetz den Kunden nicht ausreichend versorgen könnte. Die Richtlinie sieht vielmehr vor, dass Erzeuger und Versorger ihre Kunden über Direktleitungen beliefern können und Kunden einzeln oder gemeinsam auf diesem Weg versorgt werden können.

Ganz frei von nationalen Vorgaben sind Direktleitungen dennoch nicht. Die Mitgliedstaaten dürfen objektive und diskriminierungsfreie Kriterien für Genehmigungen zum Bau von Direktleitungen festlegen. Sie können die Genehmigung etwa von einem zuvor verweigerten Netzzugang oder einem Streitbeilegungsverfahren abhängig machen. Außerdem dürfen sie eine Genehmigung verweigern, wenn andernfalls gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen beeinträchtigt würden. Der EuGH verweist dabei auch auf die Integrität und Tragfähigkeit der Verteilernetze.

Für Modelle mit lokaler Erzeugung kann die Entscheidung damit neue Spielräume eröffnen, denn Leitungen müssen nicht auf eine einzelne Verbindung zwischen Erzeugungsanlage und Verbraucher beschränkt sein. Für die Diskussion hierzulande über Quartiersversorgung, Mieterstrom und die Abgrenzung privater Leitungsstrukturen vom regulierten Netz dürfte die Entscheidung zusätzliche Ansatzpunkte liefern. Ob einzelne Modelle davon profitieren, hängt jedoch von ihrer konkreten Ausgestaltung und den nationalen Genehmigungsregeln ab. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Musterpachtvertrag für Freiflächen-Photovoltaik



Quelle: Fotolia / H-J Paulsen

RECHT. Ein kostenfreier Mustervertrag der KEA-BW behandelt Fragen zum Überlassen von Grundstücken für Freiflächen-PV-Anlagen.

Die Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg hat gemeinsam mit dem Städtetag Baden-Württemberg und dem Neckar-Energieverband einen Musterpachtvertrag für Freiflächen-Photovoltaikanlagen veröffentlicht. Das Muster behandelt Fragen zu Vertragsgegenstand und Genehmigungen sowie Vereinbarungen zu Laufzeiten, wie die KEA-BW mitteilt. Es soll Grundstückseigentümer, Projektierer und Betreiber bei der vertraglichen Gestaltung von Solarparkprojekten unterstützen.

Neben dem Vertrag stehen die Anlagen „Pächterzustimmung“ und „Muster-Dienstbarkeit“ zur Verfügung. Die Anlage „Pächterzustimmung“ richtet sich an Fälle, in denen die für ein Solarprojekt vorgesehene Fläche bereits an einen Dritten verpachtet ist. Sie könne als Grundlage für eine Vereinbarung dienen, mit der der bestehende Pächter dem Bau der Photovoltaikanlage zustimmt, erklärt die KEA-BW.

Die „Muster-Dienstbarkeit“ soll die Nutzungsrechte des Projektierers beziehungsweise Betreibers an den betroffenen Grundstücken im Grundbuch absichern. Damit soll die rechtliche Grundlage für die Nutzung der Flächen während des Baus und Betriebs der Solaranlage geschaffen werden.

Der Musterpachtvertrag ist auch für Projekte gedacht, die sich über mehrere Grundstücke erstrecken oder an denen mehrere Eigentümer beteiligt sind. Er enthalte Regelungsvorschläge sowohl für die Interessen der Eigentümer an einer verlässlichen Flächennutzung als auch für die Anforderungen der Projektierer an Planungssicherheit und gesicherte Nutzungsrechte, so die KEA-BW.

Das **Vertragsmuster und die beiden Anlagen** stehen auf der Website der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg kostenfrei bereit. (mf) // **VON MANFRED FISCHER**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Katia Meyer-Tien

Rollout-Quote weiter gestiegen

SMART METER. Zum 30. Juni waren 26,1 Prozent der Pflichteinbaufälle mit intelligenten Messsystemen ausgestattet. Zugleich hat die BNetzA 434 Aufsichtsverfahren eingeleitet.

Die Bundesnetzagentur in Bonn hat am 21. September 2026 neue Zahlen zum Stand des Smart Meter Rollouts veröffentlicht. Nach den bisherigen halbjährlichen Erhebungen war die Behörde mit dem Beginn des laufenden Jahres in einen 6-monatigen Turnus übergegangen. Die aktuellen Angaben spiegeln den Stand zum 30. Juni 2026 wider.

Die Erhebung ergab, dass über alle 54.135.202 Messlokationen betrachtet – also auch die Messlokationen einbezogen, für die kein Pflichteinbau nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) vorgeschrieben ist – 3.172.579 intelligente Messsysteme zum Stichtag verbaut waren. Dies entspricht einer Quote von 5,9 Prozent.

Bei den gesetzlich definierten Pflichteinbaufällen, deren Zahl sich der Bundesnetzagentur zufolge auf 4.831.178 beläuft, stehen mittlerweile 1.259.270 intelligente Messsysteme zu Buche. Das ist eine Quote von 26,1 Prozent. Die Bundesnetzagentur weist darauf hin, dass sich die Auswertung für das erste Halbjahr 2026 nur auf die Pflichteinbaufälle mit einem Verbrauch von 6.000 bis 100.000 kWh Jahresverbrauch und die steuerbaren Anlagen nach § 14a EnWG bezieht.

Bis zum 31. Dezember 2025 waren die grundzuständigen Messstellenbetreiber – diese Rolle hat der Gesetzgeber grundsätzlich dem lokalen Verteilnetzbetreiber zugeschrieben – verpflichtet, mindestens 20 Prozent ihrer Pflichteinbaufälle abzarbeiten. Bei 77 Unternehmen habe die Quote damals sogar bei null Prozent gelegen.

Im März hatte die Bundesnetzagentur dann begonnen, Aufsichtsverfahren gegen die Grundzuständigen einzuleiten, die die 20-Prozent-Marke bis zum Stichtag nicht erreicht hatten. Wie aus einer aktuellen Mitteilung der Behörde hervorgeht, sind mittlerweile 434 Verfahren eingeleitet worden, davon allerdings 150 auch wieder eingestellt. „Gründe für Einstellungen waren bislang beispielsweise die zwischenzeitliche Erreichung der Quote oder Übertragungen der Grundzuständigkeit“, heißt es in der Mitteilung wörtlich.

Fehler bei Gesamtzahl zum 31. Dezember

Bei der Berechnung der aktuellen Rollout-Zahlen sei aufgefallen, dass sich bei der Aggregation der Gesamtzahlen zum Stichtag 31. Dezember 2025 ein Fehler eingeschlichen habe. Betroffen seien zum Beispiel Messlokationen gewesen, die sowohl eine installierte PV-Anlage von mehr als 7 kW als auch einen Verbrauch von mehr als 6.000 kWh aufweisen. Nach Korrektur der Werte betrage der Zuwachs im ersten Halbjahr 2026 rund 765.000 intelligente Messsysteme, was einer Steigerung der Quote bezogen auf alle Messlokationen von 1,5 Prozentpunkten bedeute. „Die Quoten, die Grundlage der laufenden Aufsichtsverfahren sind, sind hiervon nicht betroffen“, schreiben die Beamten in Bonn.

Die Erhebung zur Jahresmitte zeigt, dass vor allem die großen Messstellenbetreiber beim Rollout intelligenter Messsysteme vorgelegt haben. Die 19 Unternehmen mit mehr als 500.000 Messlokationen haben eine durchschnittliche Einbauquote von 29,7 Prozent erreicht.

Bei den 66 Messstellenbetreibern, die zwischen 100.000 und 500.000 Messstellen im Portfolio haben, beträgt laut Bundesnetzagentur die Einbauquote im Durchschnitt 23,5 Prozent. Und auch die 127 Messstellenbetreiber mit 30.000 bis 100.000 Messlokationen haben mittlerweile durchschnittlich 20,6 Prozent ihrer Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme abgearbeitet.

Dagegen haben die 591 Messstellenbetreiber mit weniger als 30.000 Messlokationen im Durchschnitt erst 19,2 Prozent geschafft. Die Behörde weist allerdings ausdrücklich darauf hin, dass es sich um eine Durchschnittsbetrachtung handelt und einzelne Unternehmen ihre Pflicht weit übererfüllt haben können, während andere hinterherhinken. Außerdem sei es mit dem bloßen Einbau nicht getan. Die Geräte müssten auch in der Lage sein, Viertelstundenwerte zuverlässig zu erfassen und an die jeweils berechtigten Stellen zu übertragen. „Erst damit wird die technische Grundlage für zeitvariable Tarife, ein transparenteres Verbrauchsverhalten und eine effizientere Steuerung der Netze geschaffen“, so die Behörde.

Über die bisherige Zielmarke von 20 Prozent hinaus werde künftig der Fokus auf sogenannten „Zeitraumquoten“ liegen sowie auf dem Stichtag 31. Dezember 2032, zu dem 90 Prozent aller Pflichteinbaufälle mit intelligenten Messsystemen beziehungsweise intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen ausgestattet sein müssen.

Für den Steuer-Rollout ist jedoch zunächst der 31. Dezember 2026 relevant. Dann müssen 90 Prozent der nach § 30 Absatz 1 MsbG definierten Erzeugungsleistung, die zwischen dem 25. Februar 2025 und dem 30. September 2026 in Betrieb gegangen ist, ausgestattet sein. Die Vorschrift bezieht sich nicht auf die Zahl der Anlagen, sondern auf die kumulierte installierte Leistung eines Betreibers. (fw) // **VON FRITZ WILHELM**

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

[^ Zum Inhalt](#)

Studie zeigt Defizite bei Rollout-Planung



Quelle: Shutterstock / Proxima Studio

SMART METER. Der Smart Meter Rollout gewinnt an Tempo, doch bei Planung und Prozessreife liegt noch einiges im Argen. Dies zeigt eine Umfrage von PwC unter 37 Messstellenbetreibern.

Nach Einschätzung von PwC fehlt es vielerorts noch an belastbaren Strukturen für einen schnelleren Rollout intelligenter Messsysteme. Zwar hätten einzelne Messstellenbetreiber bereits Prozesse geschaffen, die als Orientierung dienen könnten. Für die nächste Phase müssten daraus jedoch Standards entstehen, die auch bei deutlich steigenden Einbauzahlen tragfähig seien. Besonders bei der Planung der Rollout-Mengen arbeiten viele Unternehmen nach Erkenntnissen der Berater weiterhin mit manuellen oder nur teilweise digitalisierten Verfahren.

Auch bei der Prozessreife zeige sich ein uneinheitliches Bild. 57 Prozent der befragten grundzuständigen Messstellenbetreiber – diese Marktrolle ist für den nach dem Messstellenbetriebsgesetz geregelten Pflichteinbau von intelligenten Messsystemen zuständig – stufen sich als überwiegend skalierungsfähig ein. Allerdings sieht sich kein Unternehmen bereits als vollständig skalierungsfähig. Der durchschnittliche Reifegrad liegt laut Studie bei 2,7 von fünf Punkten; die Einzelwerte reichen von rund 1,2 bis 3,8.

Nachholbedarf sieht PwC insbesondere bei der Planung der Einbaumengen. 49 Prozent der befragten Unternehmen planen diese noch manuell, weitere 30 Prozent kombinieren ein Planungstool mit Excel. Für den weiteren Hochlauf müssten Planung, Beschaffung, Installation und die Zusammenarbeit mit Dienstleistern enger verzahnt werden.

Beim Einbau selbst gelingt die Installation nach Angaben der Befragten in 74 Prozent der Fälle im ersten Versuch. Scheitert ein Termin zunächst, nennen die Messstellenbetreiber vor allem eine fehlende WAN-Anbindung sowie Probleme vor Ort, etwa die Abwesenheit von Kundinnen und Kunden oder fehlenden Zugang zur Anlage. Beide Ursachen werden von jeweils 84 Prozent der Unternehmen bei erfolglosen Installationen genannt. In 60 Prozent der Fälle erschweren zudem bauliche Gründe wie der Zustand der Anlage oder Platzmangel den Einbau.

Defizite gibt es der Studie zufolge auch bei der Auswertung nach der Installation. Drei Viertel der Grundzuständigen erfassen weder die Kundenzufriedenheit noch die Ursachen von Beschwerden systematisch. Zwar stellen 70 Prozent digitale Informationen wie FAQ-Seiten oder Erklärvideos bereit, 84 Prozent nutzen jedoch kein eigenes CRM- oder Ticketsystem.

An der PwC-Studie nahmen 37 grundzuständige Messstellenbetreiber teil. Zusammen decken sie rund 21 Prozent der Messlokationen in Deutschland ab.

Die Ergebnisse der „**PwC Smart-Meter Studie 2026**“ stehen auf der Website der Beratungsgesellschaft zum Download zur Verfügung. (fw) // **VON FRITZ WILHELM**

[^ Zum Inhalt](#)

Kohle erlebt durch die Energiekrise ein Comeback



Quelle: Fotolia / kw-on

KOHLE. Die weltweite Kohlenachfrage dürfte 2026 trotz Ausbau erneuerbarer Energien erneut einen Rekord erreichen. Die Nachfrage nach dem fossilen Brennstoff steigt.

Der Konflikt im Nahen Osten und die dadurch stark gestiegenen Erdgaspreise treiben die Kohleverstromung zusätzlich an. Die Internationale Energieagentur (IEA) erwartet deshalb laut neuestem Coal Mid-Year Update dieses Jahr einen Anstieg der globalen Steinkohle-Nachfrage um 1,2 Prozent auf 8,94 Milliarden Tonnen. Damit würde der Verbrauch bereits zum zweiten Mal in Folge einen Höchststand erreichen. Dabei hatte sich im vergangenen Jahr noch ein anderes Bild abgezeichnet. 2025 sank der Einsatz von Kohle zur Strom-Erzeugung in Kraftwerken erstmals seit rund 50 Jahren sowohl in China als auch in Indien. Dennoch stieg die globale Kohlenachfrage 2025 um 0,3 Prozent auf 8,84 Milliarden Tonnen:

- Rückgänge in einigen der wichtigsten Märkte wurden durch höhere Nachfrage in anderen Ländern ausgeglichen. In den USA etwa legten Stromverbrauch und Kohlenachfrage zu.
- Höhere Erdgaspreise, eine starke Nachfrage nach Elektrizität und politische Unterstützung für die heimische Energieproduktion sorgten dafür, dass der seit zwei Jahrzehnten anhaltende Abwärtstrend unterbrochen wurde.
- Auch energieintensive Industrien trieben den Verbrauch: In Indonesien spielte die Nickelproduktion eine Rolle, in China der Einsatz von Kohle zur Herstellung chemischer Produkte.

Für 2026 kommt nun der Nahostkonflikt hinzu. Zwar wird kaum Kohle durch die Straße von Hormus transportiert. Die Verknappung von Flüssigerdgas (LNG) auf der wichtigen Schifffahrtsroute hat jedoch die Gaspreise in die Höhe getrieben. Dadurch wird die Stromerzeugung aus Kohle gegenüber Gas wieder attraktiver - insbesondere in Ländern, die über Kohlekraftwerke mit freien Kapazitäten verfügen. Die Auswirkungen zeigen sich unter anderem in Südkorea, Japan und Europa. Auch in China nimmt der Einsatz von Kohle zur Herstellung chemischer Produkte zu.

Ein besonders ausgeprägtes El-Niño-Ereignis dürfte 2026 in Teilen Asiens den Strombedarf für Kühlung erhöhen und zugleich die Wasserkraft-Produktion dämpfen. Das könnte die Kohleverstromung insbesondere in Indien und Vietnam weiter stützen.

Bei der Kohleproduktion zeichnet sich dagegen ein Rückgang ab. 2025 blieb die weltweite Förderung mit rund 9,1 Milliarden Tonnen auf Rekordniveau. China, auf das mehr als die Hälfte der weltweiten Produktion entfällt, steigerte seine Förderung um 1,4 Prozent. In den USA zog die Produktion ebenfalls an, während Indien und Australien etwa auf dem Niveau des Vorjahres blieben. In Russland und Indonesien ging die Förderung zurück.

2026 dürfte die weltweite Produktion um rund 1 Prozent sinken, aber zum dritten Mal in Folge höher als bei 9 Milliarden Tonnen liegen. In China ging die Förderung im Juni und Juli nach Sicherheitskontrollen infolge eines schweren Grubenunglücks vorübergehend um rund 10 Prozent zurück.

Mit anhaltend hoher Nachfrage und dem Ziel größerer Energiesicherheit wird jedoch mit einer Erholung gerechnet. In Indien dürfte die Produktion um mehr als 1 Prozent steigen, während Indonesien seine Förderung nach Überangebot und gesunkenen Preisen weiter drosseln könnte. In den USA wird ein Produktionsrückgang von 3 Prozent erwartet. Wie es 2027 weitergeht, hängt stark von der Entwicklung der Gas- und LNG-Märkte ab. (ak) // VON ANDREA KRAUS

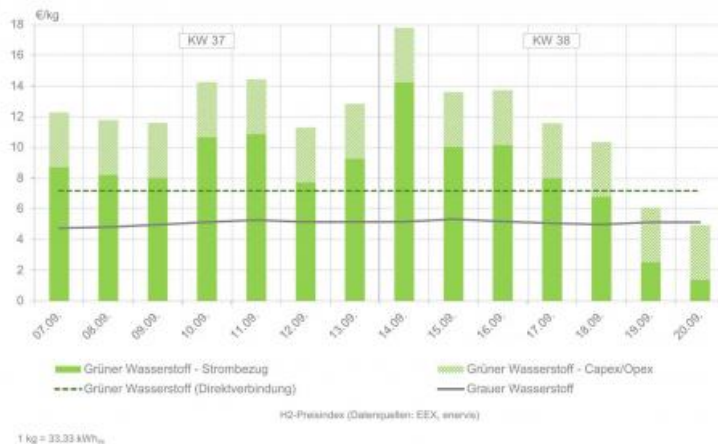
[^ Zum Inhalt](#)

Gestehungskosten weiter wechselhaft



Quelle: E&M / Shutterstock, wanpatsorn

H2-PREISINDEX. Grüner Wasserstoff ist noch nicht marktreif. Wie sich der Preisvergleich zum grauen Wasserstoff darstellt, zeigt der H2-Preisindex von Enervis und E&M alle zwei Wochen.



Wasserstoffpreisindex in den Kalenderwochen 37 und 38

(Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: enervis energy advisors GmbH / EEX

Die Gestehungskosten für strommarktbasierten grünen Wasserstoff zeigten in den vergangenen zwei Wochen eine hohe Schwankungsbreite. Das Zweiwochenhoch lag bei 17,80 Euro pro Kilogramm, das Zweiwochentief bei 4,93 Euro pro Kilogramm. Im Wochenmittel ist der Preis von 12,64 auf 11,15 Euro pro Kilogramm gesunken.

Die Gestehungskosten für grauen Wasserstoff bewegten sich im Wochenverlauf zwischen 4,73 und 5,31 Euro pro Kilogramm. Am Ende der Kalenderwoche 38 lagen die Gestehungskosten für strommarktbasierten grünen Wasserstoff knapp unter denen für grauen Wasserstoff.

Legende zum H2-Preisindex

- **Grüner Wasserstoff:** Gestehungskosten auf Basis von Strompreisen am Spotmarkt, Herkunftsnachweisen* für die jeweiligen Strommengen sowie den Investitions- und Betriebskosten einer Elektrolyseanlage
- **Grüner Wasserstoff (Direktverbindung):** Gestehungskosten als Benchmark auf Basis von grünem Bezugsstrom einer netzentkoppelten Erneuerbaren-Anlage sowie den Investitions- und Betriebskosten einer Elektrolyseanlage
- **Grauer Wasserstoff:** Gestehungskosten auf Basis von Erdgaspreisen am Spotmarkt, Preisen für CO₂-Zertifikate sowie den Investitions- und Betriebskosten einer Erdgas-Dampfreformierungsanlage

*Die Anforderungen der Bundesregierung an grünen Wasserstoff werden über die 37. BImSchV an die Anforderungen der Europäischen Union angepasst. Zukünftig müssen die Kriterien der Zusätzlichkeit sowie der zeitlichen / geografischen Korrelation für die Produktion erfüllt sein.

// VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Katia Meyer-Tien

Batteriespeicher könnten mehr PV ans Netz bringen

PHOTOVOLTAIK. Eine Fraunhofer-Studie sieht an 1.313 Umspannwerken Potenzial für rund 150.000 MW zusätzliche PV-Leistung. Batteriespeicher sollen vorhandene Netzkapazitäten besser nutzbar machen.

Deutschlands Stromnetze könnten nach einer neuen Kurzstudie deutlich mehr Photovoltaikleistung aufnehmen als bislang angenommen. Das Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE) hat im Auftrag des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW-Solar) untersucht, wie Batteriespeicher an Umspannwerken zusätzliche PV-Anlagen ermöglichen können.

Das technische Potenzial an 1.313 ländlichen, stark von erneuerbaren Energien geprägten Standorten beziffert die Studie auf rund 150.000 MW zusätzliche PV-Leistung. Zum Vergleich: In Deutschland sind derzeit erst rund 130.000 MW davon installiert.

Der BSW-Solar will die Ergebnisse in die laufenden Beratungen des Bundestags zum sogenannten Netzpaket einbringen. Die Bundesregierung plant damit, den Ausbau von erneuerbaren Energien und Speichern stärker mit dem Netzausbau abzustimmen. Vorgesehen sind zudem Änderungen bei Netzanschlüssen und beim Umgang mit Netzengpässen.

Nach Ansicht des Verbandes sollten Netzkapazitäten zunächst besser genutzt werden, bevor zusätzliche Gebiete als Netzengpassgebiete ausgewiesen werden. Der BSW-Solar fordert unter anderem einen stärker digitalisierten Netzbetrieb sowie einen erleichterten Einsatz netzdienlicher Batteriespeicher an Umspannwerken.

Doppelte Leistung je Trafo anschließbar

Den Ansatz der Studie bildet nicht allein die Nennleistung eines Transformators. Entscheidend sei vielmehr, wie stark dieser im Jahresverlauf tatsächlich ausgelastet ist. Transformatoren erreichen ihre maximale Übertragungsleistung demnach nur während bestimmter Zeiträume. Batteriespeicher könnten in diesen Phasen Solarstrom aufnehmen und später wieder ins Netz einspeisen. Damit ließe sich die vorhandene Transformatorleistung zeitlich besser ausnutzen. Die Speicher würden Leistungsspitzen bei der Einspeisung abfangen und das Umspannwerk entlasten. Nach dem zentralen Szenario der Studie könnte an

einem Umspannwerk insgesamt die doppelte Leistung aus erneuerbaren Energien angeschlossen werden, die der Transformator gleichzeitig übertragen kann.

Voraussetzung ist laut der Studienautoren eine ausreichend dimensionierte und intelligent gesteuerte Batterie. Sie muss die tatsächlichen Leistungsflüsse am Umspannwerk berücksichtigen und insbesondere bei lokalen Einspeisespitzen laden. Auf diese Weise kann die verfügbare Netzkapazität auch in Zeiten genutzt werden, in denen der Transformator ansonsten nur teilweise ausgelastet ist.

Im untersuchten Szenario müsste auf diese Weise im Jahresdurchschnitt lediglich rund ein Prozent des zusätzlich erzeugten Solarstroms wegen der begrenzten Transformatorleistung abgeregelt werden. Die Studie stellt damit nicht allein den Zubau von Speichern, sondern deren Steuerung in den Mittelpunkt.

Potenzial aus 20 Trafos hochgerechnet

Für die Untersuchung analysierte das Fraunhofer IEE zunächst reale Betriebsdaten von 20 Transformatoren an 13 Umspannwerken. Darauf aufbauend modellierten die Forschenden, wie sich zusätzlicher PV-Ausbau mit Großbatteriespeichern auf die Auslastung der Transformatoren auswirken könnte.

In einem zweiten Schritt übertrugen sie die Ergebnisse mithilfe von Ähnlichkeitsanalysen auf 1.313 ländliche Umspannwerke in Deutschland. Diese Standorte sind laut Studie besonders stark durch die Einspeisung erneuerbarer Energien geprägt. Daraus ergibt sich das errechnete technische Potenzial zusätzlicher PV-Leistung.

Carsten Körnig, Hauptgeschäftsführer des BSW-Solar, leitet daraus die Forderung ab, vorhandene Netze stärker auszunutzen. „Die entscheidende Frage lautet nicht nur, wie viel Netz wir bauen, sondern auch, wie intelligent wir jedes vorhandene Megawatt Netzkapazität nutzen“, sagte er. Netze müssten umfassend digitalisiert, netzdienliche Speicher an Umspannwerken möglichst bürokratiearm ausgeschrieben und freie Netzkapazitäten für zusätzliche Erzeugungsanlagen genutzt werden, forderte Körnig.

Änderungen am Netzpaket

Konkret sieht der Verband Ansatzpunkte im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Netzenspassgebiete sollten aus Sicht des BSW-Solar nur ausgewiesen werden, wenn Netzbetreiber zuvor die Digitalisierung der Mittel- und Hochspannungsnetze umgesetzt und die nach § 11a EnWG möglichen Ausschreibungen für netzdienliche Speicher an Netzentstellen durchgeführt haben.

Zudem fordert der Verband, das Laden von Speichern mit Solarstrom hinter dem Netzverknüpfungspunkt bei temporären Netzenspässen nicht zu behindern. Nach Auffassung des BSW-Solar könnten Speicher damit dazu beitragen, Einspeisespitzen zu verschieben und vorhandene Netzkapazitäten besser auszuschöpfen. An der Finanzierung der Studie haben sich neben dem BSW-Solar insbesondere die Unternehmen und BSW-Mitglieder Schoenergie und Meistro beteiligt.

Die Kurzstudie „**Mehr PV-Strom durch intelligente Batteriespeicher**“ ist über die Internetseite des BSW-Solar aufrufbar. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Drei Gasmotoren lösen Kohle bei Hanauer Fernwärme ab



Im Heizkraftwerk: Michael Maxelon, Martin Giehl, Martina Butz und Claus Kaminsky.
Quelle: Mainova AG

KWK. Drei wasserstofffähige Gasmotoren haben auf dem Gelände der ehemaligen Großauheim-Kaserne in Hanau den Dauerbetrieb aufgenommen. Die KWK-Anlage ersetzt das Kohlekraftwerk Staudinger.

Das neue Gemeinschaftskraftwerk (GKH) der Stadtwerke Hanau GmbH und der Mainova AG auf dem Gelände der ehemaligen Großauheim-Kaserne in Hanau ist nun im Dauerbetrieb, teilten die Versorger am 21. September mit. Die von den Stadtwerken Hanau und Mainova errichtete Anlage erzeugt mit drei Gasmotoren Strom und Fernwärme. Nach Angaben der Betreiber versorgt das Kraftwerk knapp 20.000 Haushalte in Hanau und Großkrotzenburg mit Wärme. Damit übernimmt es die Wärmelieferung, die zuvor das Kraftwerk Staudinger übernommen hatte.

Die drei installierten Blockheizkraftwerke verfügen jeweils über rund 10 MW thermische und 10 MW elektrische Leistung. Das GKH kommt damit auf 30 MW thermische und 30 MW elektrische Leistung. Den erzeugten Strom speisen die Betreiber in das lokale Netz ein. Zwei Heißwasserkessel mit jeweils 8 MW dienen als Reserve. Hinzu kommen zwei Druckwärmespeicher mit einer thermischen Leistung von zusammen rund 40 MW sowie drei Fernwärmepumpen.

„Durch die enge Zusammenarbeit haben wir den vorzeitigen Kohleausstieg erfolgreich in Hanau umgesetzt und die Wärmeversorgung der Stadt langfristig gesichert“, sagte Mainova-Vorstand Martin Giehl. Zum Bau und Betrieb des gemeinsamen Kraftwerks wurde 2021 die Gemeinschaftskraftwerk Hanau GmbH & Co. KG gegründet. An dieser sind die Mainova zu 50,1 Prozent und die Stadtwerke zu 49,9 Prozent beteiligt.

Nach Angaben der Stadtwerke und Mainova sinken die CO₂-Emissionen der Hanauer Fernwärme durch den Brennstoffwechsel und die neue Erzeugungstechnik um 40 Prozent. Die Unternehmen beziffern die Einsparung auf rund 45.000 Tonnen CO₂ pro Jahr. Das Kraftwerk erreicht nach Angaben der Betreiber einen Wirkungsgrad von mehr als 90 Prozent. Die Motoren sind nach Angaben der Unternehmen für einen späteren Einsatz von Wasserstoff ausgelegt. Voraussetzung für einen solchen Brennstoffwechsel bleibt allerdings, dass grüner Wasserstoff in ausreichender Menge verfügbar ist. Einen Zeitpunkt für die Umstellung nennen die Unternehmen nicht.

Abwärme aus Rechenzentrum vorgesehen

Die Betreiber wollen die Wärmeversorgung in weiteren Schritten verändern. Geplant ist, Abwärme aus einem benachbarten Rechenzentrum in das Versorgungskonzept einzubinden. Dadurch soll der Einsatz von Brennstoffen im Gemeinschaftskraftwerk sinken. Angaben zur verfügbaren Abwärmeleistung, zum geplanten Anteil an der Fernwärmeerzeugung oder zum Zeitpunkt der Einbindung enthält die Mitteilung nicht.

Langfristig sehen die Stadtwerke Hanau und die Mainova außerdem den Einsatz von grünem Wasserstoff vor. Das Konzept folgt damit einem mehrstufigen Ansatz: Auf den Wechsel von Kohle zu Erdgas sollen die Nutzung von Abwärme und schließlich der Einsatz von Wasserstoff folgen. Wie sich der Brennstoffbedarf und die CO₂-Emissionen in diesen Stufen entwickeln sollen, beziffern die Unternehmen bislang nicht.

„Zusätzlichen Solarstrom produziert eine 240-Kilowatt-Photovoltaikanlage, deren Module sich auf dem Dach sowie der Süd- und Westfassade des Kraftwerks befinden“, ergänzte Oberbürgermeister Claus Kaminsky. Den dort erzeugten Strom nutzt das GKH nach Angaben der Betreiber für den Eigenbedarf.

„Hanaus erster Photovoltaikpark mit einer Leistung von 10 Megawatt und das neue Umspannwerk unserer Tochter Hanau Netz, beide in unmittelbarer Nachbarschaft, runden das innovative Energiekonzept ab“, sagte Stadtwerke Hanau-Geschäftsführerin Martina Butz. Diese Anlagen gehören zum Energiekonzept am Standort, sind jedoch von der Strom- und Wärmeerzeugung des Gemeinschaftskraftwerks zu unterscheiden. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

RWE baut 400-MW-Batterie in den Niederlanden

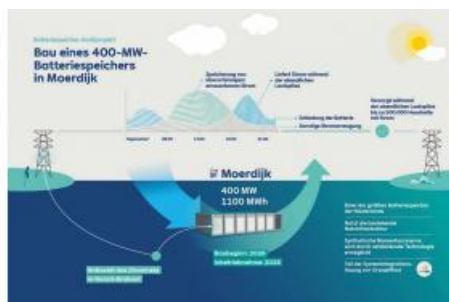


Quelle: Fotolia / malp

STROMSPEICHER. RWE will im niederländischen Moerdijk einen Batteriespeicher mit 400 MW Leistung und 1.100 MWh Kapazität realisieren. Er soll Netzengpässe mindern und Windstrom integrieren.

Der Essener Energiekonzern RWE hat den Bau eines Großbatteriespeichers am Kraftwerksstandort Moerdijk südlich von Rotterdam beschlossen. Die Anlage soll eine Leistung von 400 MW und eine Speicherkapazität von 1.100 MWh erreichen. Wie das Unternehmen in einer Mitteilung vom 21. September bekannt gibt, kann die Anlage damit ihre volle Leistung fast drei Stunden lang bereitstellen. Die Inbetriebnahme ist für das zweite Quartal 2028 vorgesehen.

RWE will den Speicher über das bestehende Umspannwerk am Kraftwerksstandort an das niederländische Stromnetz anschließen. Er soll insbesondere einen regionalen Netzengpass im Westen der niederländischen Provinz Noord-Brabant entlasten. Nach Angaben des Übertragungsnetzbetreibers Tennet entsteht die Anlage in der Nähe des 150-kV-Umspannwerks Moerdijk-Noord. Dadurch sollen zusätzliche Netzkapazitäten für Verbraucher und Unternehmen verfügbar werden.



Der Batteriespeicher in Moerdijk soll überschüssigen Strom aufnehmen, Lastspitzen abfedern und das Netz in Noord-Brabant entlasten.

(zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: RWE

Neben dem zeitlichen Verschieben von Strom soll die Batterie auch Netzdienstleistungen übernehmen, wie es weiter heißt. RWE nennt dabei unter anderem Momentanreserve und synthetische Trägheit.

Die Momentanreserve stabilisiert das Stromnetz unmittelbar nach plötzlichen Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch. Synthetische Trägheit ahmt dabei elektronisch die stabilisierende Wirkung rotierender Massen konventioneller Kraftwerke nach.

Da Wind- und Solaranlagen kaum rotierende Masse ins Netz einbringen, fehlt mit dem Rückgang konventioneller Kraftwerke ein Teil der natürlichen Frequenzstabilisierung. Batteriespeicher können diese Wirkung elektronisch nachbilden und auf Frequenzabweichungen binnen Millisekunden reagieren.

Eine weitere Aufgabe sieht RWE bei der Integration seines Offshore-Windprojekts „OranjeWind“. Der 795-MW-Windpark entsteht gemeinsam mit dem französischen Energiekonzern Total Energies. Das Projekt ist darauf ausgelegt, die Windstromerzeugung stärker mit dem tatsächlichen Strombedarf in Einklang zu bringen. Der Speicher in Moerdijk soll dafür Strom aufnehmen, wenn viel Windenergie zur Verfügung steht, und ihn bei höherem Bedarf wieder ins Netz einspeisen.

RWE kombiniert „OranjeWind“ zudem mit weiteren flexiblen Verbrauchern und Speichern an Land. Dazu zählen Elektrolyseure, E-Kessel und intelligentes Laden. Ziel ist es, Schwankungen der Windstromproduktion auszugleichen und die erzeugte Energie stärker zu nutzen, wenn sie im Stromsystem benötigt wird.

Nikolaus Valerius, Vorstandsvorsitzender der RWE Generation, verweist zugleich auf die Bedeutung des Projekts für das regionale Stromnetz. Nach Angaben des Unternehmens könnte der Speicher rechnerisch den Strombedarf von rund einer halben Million Haushalten für fast drei Stunden decken. Diese Angabe dient allerdings lediglich der Veranschaulichung der Speichermenge; tatsächlich soll die Anlage in das Stromsystem eingebunden und unter anderem für die Netzstabilisierung eingesetzt werden.

RWE entwickelt und betreibt Batteriespeicher in Europa, den USA und Australien. Nach Unternehmensangaben verfügen die derzeit betriebenen Anlagen zusammen über eine Leistung von rund 1.700 MW. Weitere Batteriespeicher mit insgesamt 3.000 MW befinden sich derzeit im Bau. Das Unternehmen will seine Speicherkapazitäten weltweit weiter ausbauen. (ds) // VON DAVINA SPOHN

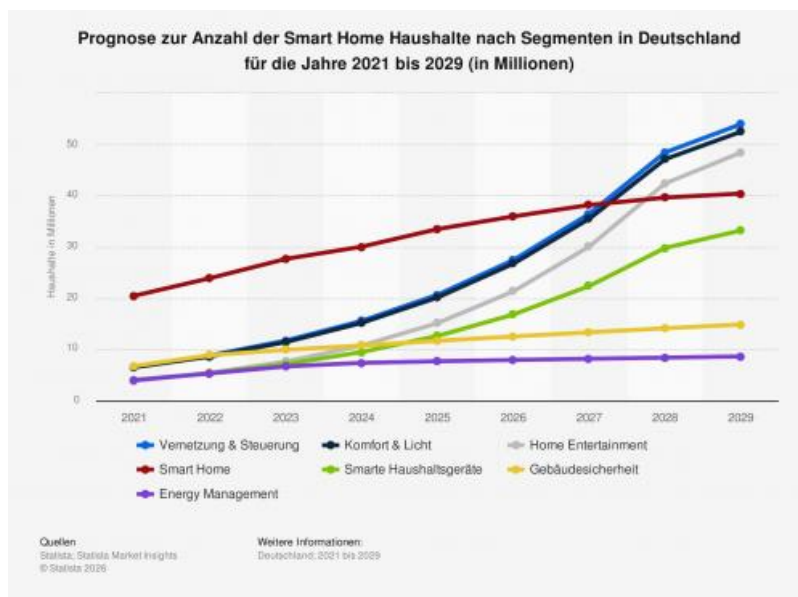
[^ Zum Inhalt](#)

Prognose zur Anzahl der Smart-Home-Haushalte



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Die Anzahl der Smart Homes verzeichnet laut Prognose im Jahr 2028 ein signifikantes Wachstum in Anwendungsbereichen. Aus den ausgewählten Bereichen wird das Segment Vernetzung & Steuerung in 2028 mit 48,39 Millionen Nutzern am größten sein. Im Gegensatz dazu liegt auf dem siebten und damit letzten Platz das Segment Gebäudesicherheit (29,06 Millionen Nutzer). // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Kleinere von Bilfinger entwickelte H2Dry-Testanlage. In Huntorf soll die Technologie im kommerziellen Maßstab zum Einsatz kommen. Quelle: Bilfinger

EWE vergibt Auftrag für Aufbereitung von Wasserstoff

WASSERSTOFFSPEICHER. EWE hat Bilfinger mit der Gasaufbereitung für seinen Wasserstoffspeicher in Huntorf beauftragt. Die Anlage soll den ausgespeicherten Wasserstoff trocknen.

Der Oldenburger Energiekonzern EWE treibt die Umrüstung einer Erdgaskaverne im niedersächsischen Huntorf zum Wasserstoffspeicher voran. Die EWE Gasspeicher GmbH hat den Mannheimer Industriedienstleister Bilfinger mit einer Anlage zur Aufbereitung des gespeicherten Wasserstoffs beauftragt. Bilfinger soll, wie beide Unternehmen in einer gemeinsamen Mitteilung vom 21. September bekannt geben, das Engineering sowie Installation und Inbetriebnahme übernehmen.

In Huntorf betreibt EWE sieben unterirdische Erdgaskavernen. Eine davon soll künftig Wasserstoff aufnehmen (wir berichteten). Nach der Umrüstung stehen dort rund 16 Millionen Normkubikmeter Arbeitsgasvolumen zur Verfügung. Die Ein- und Ausspeicherleistung soll insgesamt 35.000 Normkubikmeter pro Stunde betragen. Die Inbetriebnahme und den Anschluss des Wasserstoffspeichers an das Wasserstoff-Kernnetz plant EWE im Jahr 2028.

Die Gasaufbereitung übernimmt dabei eine wichtige Funktion: Wasserstoff muss für Transport und Nutzung bestimmte Qualitätsanforderungen erfüllen. Insbesondere Wasser und andere Verunreinigungen müssen begrenzt werden. Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) sieht die Sicherstellung der Gasqualität als Voraussetzung für die Integration von Wasserstoff in bestehende und neue Gasnetze.

Die von Bilfinger gelieferte Anlage soll den Wasserstoff deshalb nach der Ausspeicherung trocknen. Damit soll die für den Weitertransport erforderliche Gasqualität hergestellt werden. Die Aufbereitung ist somit ein Bindeglied zwischen der unterirdischen Speicherung und der Einspeisung in das Wasserstoffnetz.

„H2Dry“ erstmals kommerziell eingesetzt

Bilfinger setzt in Huntorf erstmals seine selbst entwickelte „H2Dry“-Technologie im kommerziellen Maßstab ein. Zuvor erprobte das Unternehmen das Verfahren unter anderem am EWE-Gasspeicherstandort

Rüdersdorf bei Berlin. Dort sammelten beide Unternehmen bereits Erfahrungen mit der Wasserstoffspeicherung.

„Die Speicherung von Wasserstoff erfordert effiziente und wirtschaftliche Aufbereitungslösungen“, erklärt Ulrich Trebbe, Product Manager Wasserstoff bei Bilfinger. Mit „H2Dry“ wolle das Unternehmen EWE dabei unterstützen, grünen Wasserstoff in den Markt zu bringen.

EWE-Gasspeicher-Geschäftsführer Peter Schmidt sieht Kavernenspeicher vor allem als Puffer zwischen Erzeugung, Import und Verbrauch. Wasserstoff werde nicht zwangsläufig zu dem Zeitpunkt erzeugt oder importiert, zu dem Industrie, Kraftwerke oder andere Verbraucher ihn benötigten. Speicher könnten diese zeitliche Lücke überbrücken. Schmidt fordert zugleich verlässliche regulatorische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen sowie einen termingerechten Ausbau des Wasserstoff-Kernnetzes.

Teil der „Clean Hydrogen Coastline“

Der Speicher in Huntorf gehört zum EWE-Projekt „Clean Hydrogen Coastline“. Das Vorhaben soll im Nordwesten Deutschlands Erzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung von grünem Wasserstoff miteinander verbinden. Es umfasst vier Teilprojekte und wird als Important Project of Common European Interest (IPCEI) von Bund und Land Niedersachsen gefördert. Die Förderbescheide erhielt EWE im Sommer 2024.

In Rüdersdorf bei Berlin betreibt das Unternehmen eine Testkaverne mit einem Volumen von 500 Kubikmetern. Nach Angaben von EWE habe das Forschungsprojekt gezeigt, dass sich Wasserstoff sicher in Salzkavernen speichern lasse (wir berichteten). Die dabei gewonnenen Erkenntnisse sollen nun in Huntorf auf eine deutlich größere Kaverne übertragen werden.

Insgesamt verfügt EWE über 37 Salzkavernen. Der Konzern will einen Teil seiner bestehenden Speicherinfrastruktur künftig für Wasserstoff nutzen. Solche Speicher sollen größere Mengen über längere Zeit aufnehmen und damit Schwankungen zwischen Wasserstoffangebot und -nachfrage ausgleichen. (ds)

// VON DAVINA SPOHN

[^ 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**

Cubos übernimmt das vierte Ladenetz in zehn Monaten



Feiern die Ladenetz-Übernahme (v.l.): Maximilian Wille, Albrecht Kindler (beide Cubos), Dejan Grgic-Groß (Scapo), Marc Wille (Cubos), Oskar Klaes (Cubos), Nils Kleinschmidt (Cubos). Quelle: Cubos

ELEKTROFAHRZEUGE. Der Ladenetzbetreiber Cubos hat nun in seiner seit Dezember 2025 laufenden Einkaufstour **16.000 Ladepunkte beisammen. Diese tauchen alle nicht im Ladesäulenregister der Netzentur auf.**

Der integrierte Infrastrukturbetreiber Cubos aus Wolfsburg hat den Mainzer Ladenetzbetreiber Scapo übernommen. Scapo betreibt bundesweit ein nicht öffentliches Netz von E-Fahrzeug-Ladestationen für Flottenkunden mit Schwerpunkt auf Hessen und Rheinland-Pfalz. Dies geht aus einer Pressemitteilung der neuen Partner hervor.

Die Übernahme reiht sich in eine Einkaufstour ein, auf der sich Cubos seit Dezember 2025 befindet. Das Unternehmen sammelte bis September 2026 vier B2B-Ladenetze ein: Zuerst war Swarco dran, dann die in der ganzen D-A-CH-Region vertretene Charge One aus Unterföhring bei München, mit Ladestationen unter anderem für Sixt, Aldi, Rewe, Netto und Tegut, für die B&B-Hotels und für Gewerbeparks.

Im Juli schließlich übernahm Cubos das B2B-Geschäft von Total Energies mit circa 6.000 Ladepunkten. Von Total Energies deutschem Ladegeschäft bleiben 1.187 öffentliche Ladepunkte übrig, die meisten davon von Total Energies Charging auf der grünen Wiese und knapp 90 von Total Energies Marketing, die in Tankstellen integriert sind. Mit der Teilübernahme hatte Cubos mehr als 1.000 Unternehmenskunden.

Mit der neuen Erwerbung Scapo kommt Cubos auf mehr als 16.000 Ladepunkte – und Fortsetzungen folgen, kündigt CEO Marc Wille an. Das sind wesentlich mehr Ladepunkte, als der größte öffentliche Betreiber EnBW Mobility hierzulande hat, nämlich 11.300 laut Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur mit Stand 1. September.

Die 16.000 Ladepunkte von Cubos wird man in dem Register vergeblich suchen, denn sie sind nicht öffentlich, für Flotten- und Immobilienkunden. Cubos bezeichnet sich denn auch vorsichtig als „einen der“ größten Ladenetzbetreiber Deutschlands, denn die anderen B2B-Netze sind genauso nicht öffentlich. Umfangreiche B2B-Portfolien könnten auch Eon Drive, EnBW, Siemens E-Mobility, Schneider Electric, Spie, Vinci, DKV Mobility, Virta und Shell haben. Cubos-Chef Wille erklärt aber zur Netzgröße: „Die nächste Entwicklungsstufe des Marktes wird nicht über den einzelnen Ladepunkt entschieden. Entscheidend ist, wer Infrastruktur zuverlässig betreiben und gleichzeitig Energie, Technologie und Services aus einer Hand verbinden kann.“

Als seinen Wettbewerbsvorteil bezeichnet Cubos die Verknüpfung des Ladesäulenbetriebs mit eigener Hard- und Software, Lösungen für Photovoltaik, Batteriespeicher und Energiemanagement. Das Kundenversprechen ist es, gewerbliche Ladeinfrastruktur stärker mit der gesamten Energieversorgung von Unternehmen zu verzahnen.

Cubos übernimmt sowohl die Kundenverträge von Scapo als auch deren Beschäftigte. Der Betrieb werde nahtlos weitergeführt und schrittweise in die eigenen Strukturen integriert, heißt es. (geo) // VON GEORG EBLE

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

[^ Zum Inhalt](#)

Vaillant mit veränderter Geschäftsführung



Quelle: Shutterstock / Andrii Yalansky

PERSONALIE. Beim Heiztechnikhersteller Vaillant gibt es ab Oktober mit Armin Frommer einen neuen Leiter des Technologieressorts.

Die Vaillant Group stellt ihre Geschäftsführung neu auf. Der Aufsichtsrat der Vaillant GmbH hat Dr. Armin Frommer mit Wirkung zum 1. Oktober 2026 zum Geschäftsführer bestellt, teilte das Unternehmen mit. Er übernimmt das Ressort Technology. Dieses wird derzeit übergangsweise von Norbert Schiedeck geführt, der zugleich Vorsitzender der Geschäftsführung und CEO des Remscheider Heiztechnikherstellers ist.

Frommer kommt vom Automobilzulieferer Mahle, wie es weiter heißt. Der Maschinenbauingenieur verfügt insbesondere über Erfahrung in der Produktentwicklung sowie im Projekt- und Produktmanagement. Seine berufliche Laufbahn begann er 2008 bei Mahle. 2022 wechselte Frommer zu Bosch und wurde dort Vice President Thermal Systems Engineering & Product Management. Bereits 2023 kehrte er zu Mahle zurück. Seither verantwortet er als Vice President die weltweite Produktentwicklung des Geschäftsbereichs Powertrain & Charging.

Mit Frommers Berufung beendet Vaillant zugleich eine Übergangslösung. Schiedeck hatte den Bereich Technology zum 1. Januar 2026 zusätzlich zu seiner Funktion als CEO übernommen. Mit dem Eintritt Frommers ist zugleich eine weitere Verschiebung der Zuständigkeiten verbunden. Schiedeck gibt Technology ab, übernimmt dafür zum 1. Oktober zusätzlich zu seiner CEO-Funktion das Ressort Operations.

Dieses Ressort wird bislang von Klaus König geführt. König verlässt die Vaillant Group zum 30. September. Nach Angaben des Unternehmens will er sich neuen beruflichen Aufgaben außerhalb von Vaillant widmen. König gehört der Geschäftsführung seit Februar 2022 an.



Dr. Armin Frommer
Quelle: Vaillant Group

Damit bleibt die Geschäftsführung der Vaillant Group nach der Neuordnung vierköpfig. Ab 1. Oktober setzt sie sich zusammen aus Norbert Schiedeck als Vorsitzendem und Verantwortlichem für Operations, Armin Frommer für Technology, Stefan Borchers für Finanzen und Dienstleistungen sowie Andreas Meier für Vertrieb, Marketing und Service. Borchers gehört dem Gremium seit Anfang 2018 an, Meier seit Anfang 2024. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Offshore-Windbranche fordert Kurswechsel bei Ausschreibungen



Quelle: E&M

GASTBEITRAG. Die Auftragslücke belastet die Lieferkette von Offshore-Windprojekten. Für bestehende und künftige Projekte braucht es schnell mehr Sicherheit, so Korbinian Ott* vom BWO.

Für eine schnelle Klärung der Zukunft bereits bezuschlagter Offshore-Windprojekte und einen verlässlicheren Rahmen für künftige Ausschreibungen plädiert der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO). Denn: Für die Lieferkette sind Zuschläge erst belastbar, wenn daraus Investitionsentscheidungen und Aufträge werden. Produktionskapazitäten für Fundamente, Turbinen, Kabel und weitere Großkomponenten werden Jahre im Voraus geplant. Das Gleiche gilt für Häfen, Installationsschiffe und maritime Dienstleistungen.

Bei Projekten aus den Ausschreibungsjahren 2023 bis 2025 mit bis zu rund 16 Gigawatt steht die finale Investitionsentscheidung noch aus, dahinter steht ein Volumen von bis zu 50 Milliarden Euro. Entscheidend ist, wann daraus tatsächlich Aufträge werden – aktuell klafft hier eine erhebliche Auftragslücke, die Investitionsentscheidungen in der gesamten Lieferkette blockiert. Das alte Ausschreibungsdesign war zu riskant

Die heutige Unsicherheit hat auch mit dem bisherigen Auktionsdesign zu tun. Die milliardenschweren Gebote beruhen auf Zukunftsannahmen über bis zu zehn Jahre bis zur Inbetriebnahme und eine Projektlaufzeit von bis zu 35 Jahren.

Über einen solchen Zeitraum besteht ein erhebliches Risiko, dass Annahmen zu Strompreisen, Zinsen, Kosten oder Netzanschluss nicht eintreffen. Verschlechtern sich die Rahmenbedingungen, kann ein bezuschlagtes Projekt seine wirtschaftliche Grundlage verlieren – mit ausbleibenden Aufträgen für die Lieferkette. Dieses Risiko darf sich nicht wiederholen.

Um die Unsicherheit auf der Einnahmenseite zu reduzieren, braucht es einen zweiseitigen Contract-for-Difference (CfD): Er sichert Einnahmen über die Laufzeit ab, während Übergewinne staatlich abgeschöpft werden – indexiert an die relevanten Kostenentwicklungen.

Das im Regierungsentwurf vorgesehene Zweistufenmodell ist deshalb kritisch: Zunächst wird geprüft, ob ein Projekt vollständig marktlich realisiert werden kann, erst danach greift der CfD – die bisherige Risikologik bleibt damit im System. Deutschland sollte künftige Offshore-Flächen deshalb direkt über ein CfD-only-Modell vergeben, bei dem Unternehmen weiter um den niedrigsten notwendigen Absicherungspreis konkurrieren.

Ebenso wichtig wie Erlössicherheit ist die Qualität der Zuschlagskriterien selbst. Preis allein darf nicht länger entscheidend sein: Nichtpreisliche Kriterien wie der CO₂-Fußabdruck der Fertigung und des Transports sollten so ausgestaltet werden, dass Kapazitäten mit höheren Emissionen und niedrigeren Standards keinen strukturellen Preisvorteil behalten.

Für bestehende Zuschläge braucht es jetzt Klarheit

Für bereits vergebene Flächen braucht es zusätzlich eine einmalige, freiwillige und klar konditionierte Rückgabeoption für Zuschläge aus 2023 bis 2025 ohne finale Investitionsentscheidung. Eine aktuelle Ausarbeitung der Wissenschaftlichen Dienste des Bundestages gibt dem BWO-Vorschlag vom Mai dieses Jahres grundsätzlich grünes Licht, sofern die beihilferechtlichen Fragen sauber gelöst werden.

Zurückgegebene Flächen sollten schnell erneut ausgeschrieben werden, ohne Teilnahme des bisherigen Zuschlagsinhabers – für Hersteller zählt dabei jeder gewonnene Monat, da Kapazitäten lange im Voraus disponiert werden müssen.

Zuschläge müssen zu Aufträgen werden

Die WindSeeG-Novelle sollte zwei Aufgaben lösen: für die bestehenden 16 Gigawatt schnelle Klarheit, für neue Flächen ein Design mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit und fairen Wettbewerbsbedingungen. Rückgabeoption, CfD-only, Indexierung und nichtpreisliche Kriterien schaffen dafür die Grundlage und stärken die Nachfrage entlang der gesamten Lieferkette - und damit die industrielle Wertschöpfung in Europa.

Die europäische Industrie hat sich auf „Made in Europe“ vorbereitet: Allein die europäischen Fundamenthersteller haben bereits mehr als 1,3 Milliarden Euro in ihre Kapazitäten investiert. Damit diese Investitionen wirken, braucht es verlässliche Rahmenbedingungen und ein echtes Level-Playing-Field mit vergleichbaren Anforderungen an Material, Umwelt, Arbeitsschutz und staatliche Unterstützung.

Für Hersteller zählt am Ende, dass aus Ausbaupfaden konkrete Projekte und aus Zuschlägen konkrete Made-in-Europe-Aufträge werden, die die Auftragslücke schließen. Genau daran sollte sich das neue WindSeeG messen lassen.

** Korbinian Ott ist stellvertretender Vorstandsvorsitzender des Bundesverbands Windenergie Offshore und kaufmännischer Geschäftsführer von Steelwind Nordenham.*



Korbinian Ott

Quelle: BWO

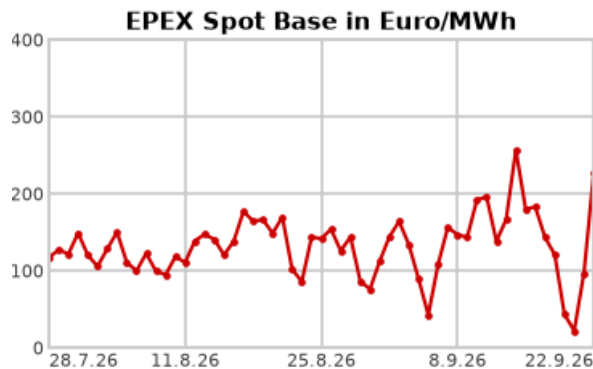
// VON REDAKTION

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

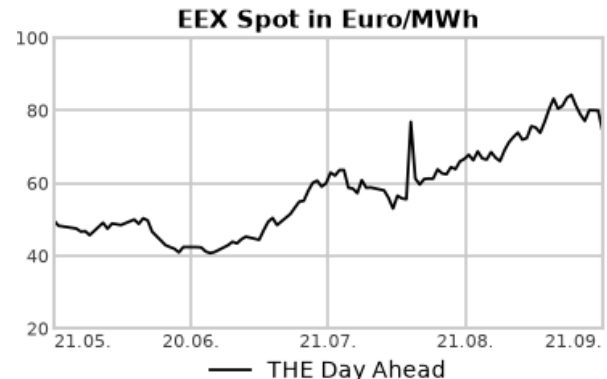
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Strom-Day-ahead geht bis fast 650 Euro



Quelle: E&M

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

Leichter haben sich die fossilen Energiemärkte am Montag gezeigt, was auf die neuesten Entwicklungen im Irakkrieg zurückzuführen ist. Nicht so der Strom-Spot: Die Auktionsergebnisse bewegten sich dank schwacher Erneuerbaren-Einspeisung zwischen 115,15 und 647,50 Euro je Megawattstunde.

So haben sich die Schäden an der saudischen Ost-West-Pipeline als geringer als erwartet erwiesen. Einige Quellen berichten zudem von erhöhtem Schiffsverkehr durch die Hauptexportroute Straße von Hormus. Hoffnungen knüpfen sich zudem an die UNO-Vollversammlung ab Dienstag dieser Woche in New York. US-Präsident Donald Trump erklärte sich bereit, den iranischen Präsidenten Masoud Pezeshkian im Rahmen der Zusammenkunft in New York zu treffen.

Doch stehen die Zeichen keineswegs einhellig auf Entspannung. Wie der Sender CNBC berichtete, drohte Trump, die iranische Wirtschaft zu zerstören oder die Führung des Landes zu eliminieren, sollte Teheran kein Abkommen mit den USA schließen.

Strom: Tendenziell schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt vor dem Hintergrund rückläufiger Nachbarmärkte am Montag gezeigt. Der Dienstag wurde in der Grundlast mit 226,50 Euro je Megawattstunde gehandelt, für die Spitzenlast mussten 221,00 Euro je Megawattstunde gezahlt werden.

An der Börse wurde der Base mit 226,18 Euro und der Peak mit 220,68 Euro gesehen. Dabei wurden unter den Viertelstunden in der Spitze 647,50 Euro für 19.15 bis 19.30 Uhr verlangt. Keine Viertelstunde lag unter 100 Euro, die günstigste Viertelstundenlieferung war jene nach 14 Uhr mit 115,15 Euro je Megawattstunde.

Am Freitag war der Montag selbst noch mit 132,50 Euro je Megawattstunde gehandelt worden. Grund für den Preissprung von Montag auf Dienstag ist der erwartete massive Rückgang der Erneuerbaren-Einspeiseleistung. Deren Beitrag dürfte am Dienstag mit 17,5 Gigawatt deutlich hinter dem Montagswert zurückbleiben, der mit 41,5 Gigawatt prognostiziert wird. An den Folgetagen rechnen die Meteorologen von Eurowind mit ähnlich niedriger Erneuerbaren-Einspeiseleistung wie am Dienstag.

Am langen Ende verlor das Cal 27 bis zum Nachmittag unter dem Eindruck der Abgaben an den Nachbarmärkten 2,26 auf 128,51 Euro je Megawattstunde.

CO2: Leichter haben sich die CO2-Preise am Montag gezeigt. Der Dec 26 sank bis gegen 14.08 Uhr 0,24 Euro auf 85,65 Euro je Tonne. Das Hoch lag bei 87,59 Euro, das Tief bei 86,35 Euro.

Etwas unterstützend für CO2 dürften sich laut Redshaw Advisors die aktuell hohen Clean-Dark Spreads auswirken. Auf längere Sicht seien die Aussichten am CO2-Markt neutral.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben am Montag stark nachgegeben. Der Frontmonat am niederländischen TTF fiel bis gegen 14.05 Uhr 4,039 Euro auf 74,851 Euro je Megawattstunde. Der Day-ahead am deutschen THE verlor 3,700 Euro auf 76,700 Euro.

Ebenso wie Öl kann Gas auf der Käuferseite etwas von den Aussichten auf diplomatische Entspannung zwischen Iran und den USA im Rahmen der UN-Vollversammlung profitieren. Möglicherweise hat die US-Regierung vor den Zwischenwahlen im November ein gesteigertes Interesse an einer Entspannung, die sich in niedrigeren US-Energiepreisen niederschlagen dürfte.

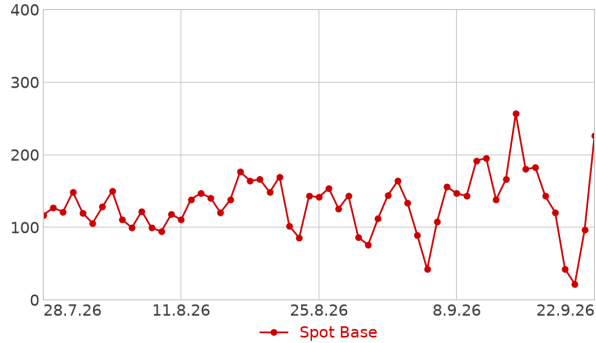
Leicht bearish sollten sich auch die höheren LNG-Lieferungen nach Europa auswirken, die in der vergangenen Woche ein Fünf-Monats-Hoch erreichten. Etliche LNG-Exportterminals im atlantischen Becken sind nach Wartungsarbeiten wieder angelaufen. (cdg/geo) // **VON CLAUD-DETLEF GROSSMANN UND GEORG EBLE**

[^ Zum Inhalt](#)

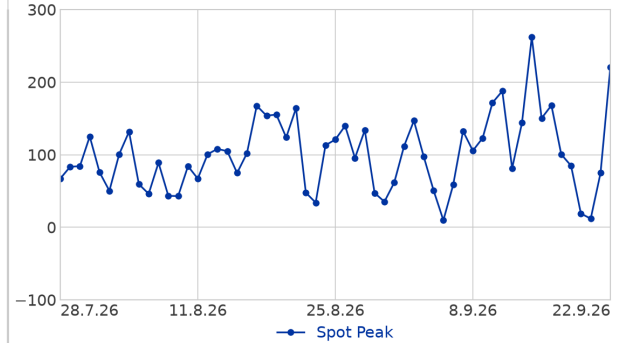
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

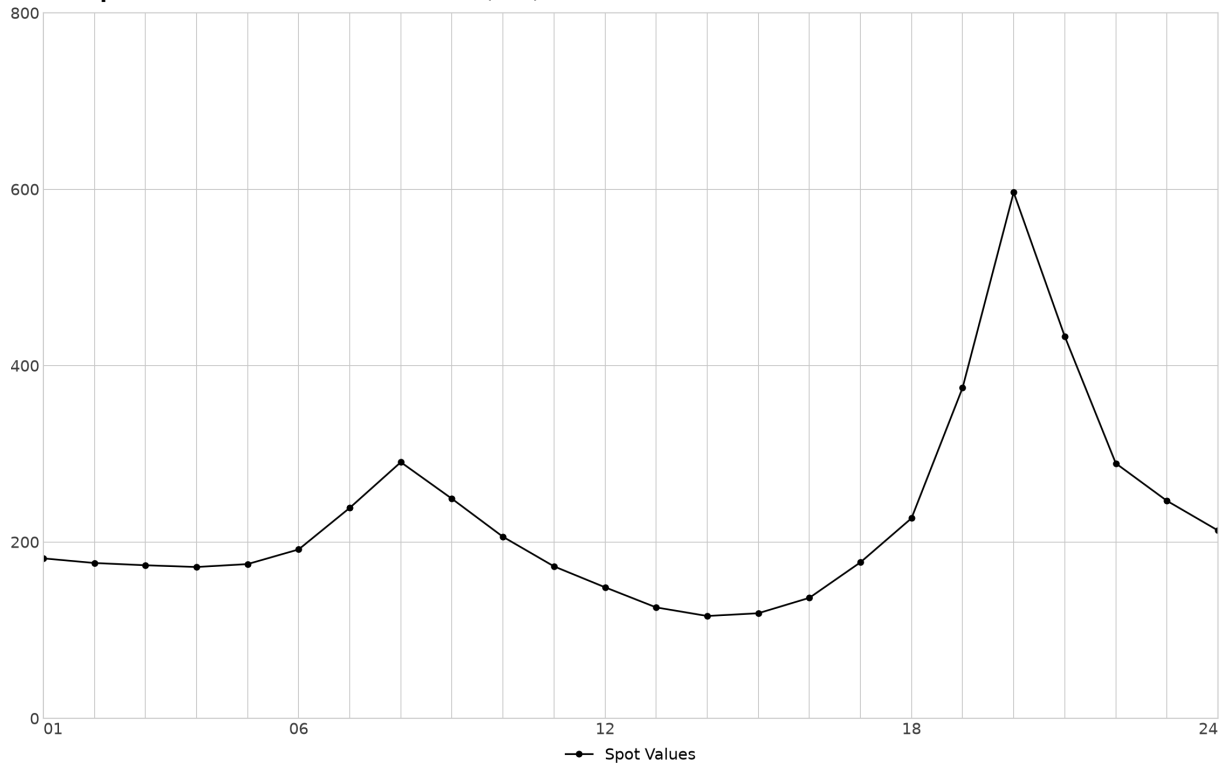
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

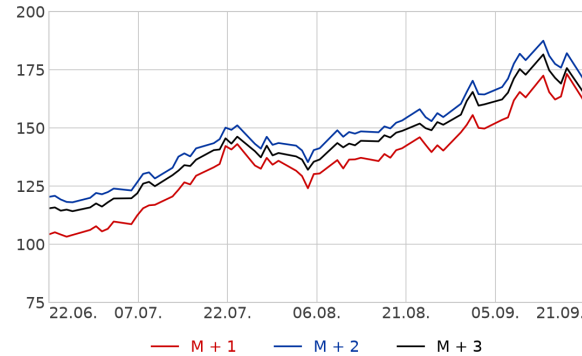
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	21.09.26	German Power Oct-2026	161,21
M2	21.09.26	German Power Nov-2026	170,26
M3	21.09.26	German Power Dec-2026	164,57
Q1	21.09.26	German Power Q4-2026	165,29
Q2	21.09.26	German Power Q1-2027	161,56
Q3	21.09.26	German Power Q2-2027	108,39
Y1	21.09.26	German Power Cal-2027	127,62
Y2	21.09.26	German Power Cal-2028	97,47
Y3	21.09.26	German Power Cal-2029	87,33

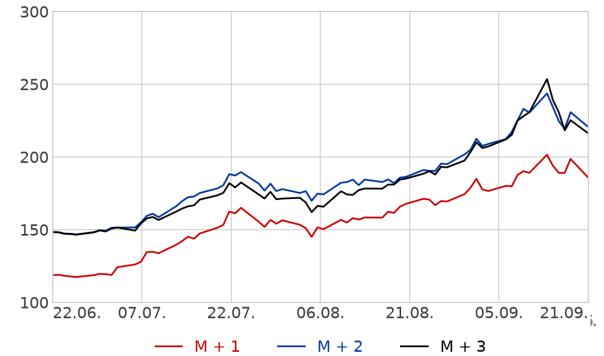
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	21.09.26	German Power Oct-2026	185,74
M2	21.09.26	German Power Nov-2026	220,59
M3	21.09.26	German Power Dec-2026	216,22
Q1	21.09.26	German Power Q4-2026	207,45
Q2	21.09.26	German Power Q1-2027	196,50
Q3	21.09.26	German Power Q2-2027	91,35
Y1	21.09.26	German Power Cal-2027	139,00
Y2	21.09.26	German Power Cal-2028	108,28
Y3	21.09.26	German Power Cal-2029	96,38

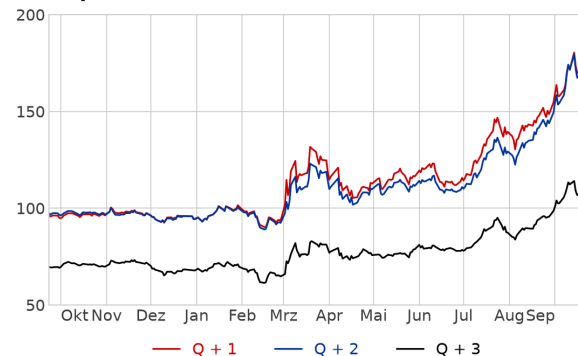
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



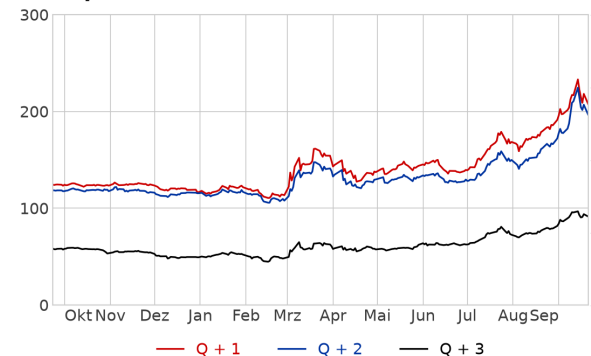
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



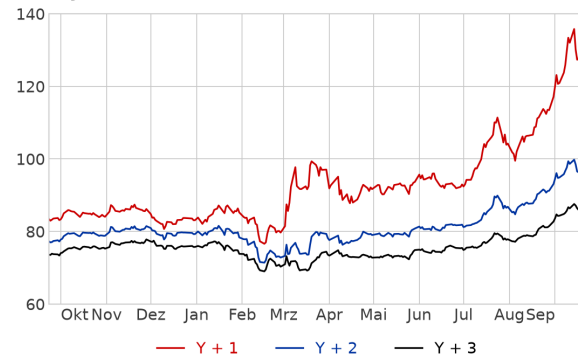
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



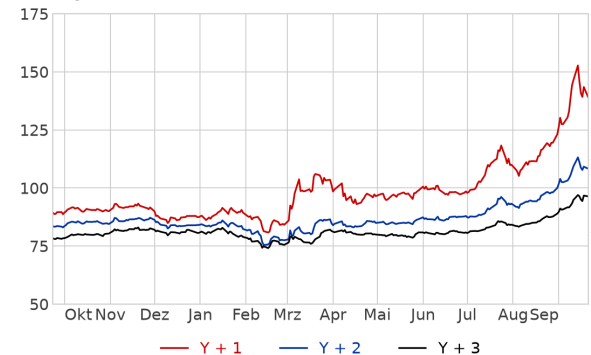
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

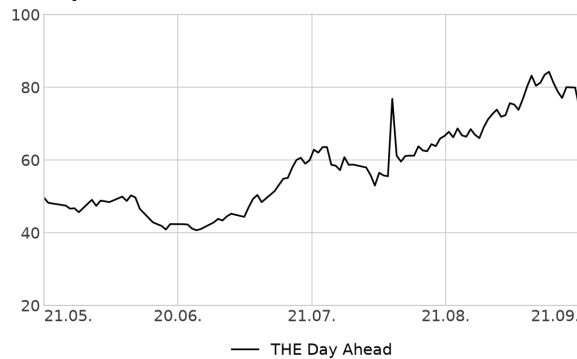


Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	21.09.26	German THE Gas Oct-2026	74,06
M2	21.09.26	German THE Gas Nov-2026	74,43
Q1	21.09.26	German THE Gas Q4-2026	74,26
Q2	21.09.26	German THE Gas Q1-2027	73,28
S1	21.09.26	German THE Gas Win-2026	73,78
S2	21.09.26	German THE Gas Sum-2027	54,04
Y1	21.09.26	German THE Gas Cal-2027	58,65
Y2	21.09.26	German THE Gas Cal-2028	38,27

EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



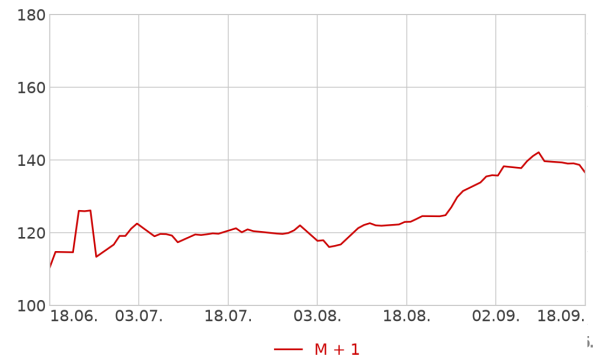
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	21.09.26	226,18	EUR/MWh
Germany Spot peak	21.09.26	220,68	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	21.09.26	87,44	EUR/tonne
Coal API2 Oktober 2026	18.09.26	136,50	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	21.09.26	74,20	EUR/MWh
German THE Gas Oct-2026	21.09.26	74,06	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	21.09.26	58,65	EUR/MWh
Crude Oil Brent Nov-2026	21.09.26	100,34	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



Sachbearbeiter im Bereich Gewerbe- und Gaststättenwesen (m/w/d)

Die Stadt Villingen-Schwenningen mit rund 90.000 Einwohnern ist einer der vielfältigsten und größten ...
in Villingen-Schwenningen

vor 2 h

● Spezialist ● Festanstellung ● Kinderbetreuung



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

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

vor 2 h

● Weiterbildung / Kantine



Ingenieur - Steuerung & Überwachung Strom- & Gasnetze (m|w|d)

Du bist ehrgeizig, teamorientiert und hast große Ziele? Wir auch! MITNETZ STROM ist der größte regio...
in Taucha

vor 2 h

● Parkplatz / Betriebsarzt / Mitarbeiterrabatte



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



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



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



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



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



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

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

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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:

