E&M daily
DIE TAGESZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

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

STROM

257,38 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

89,85 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZITAT DES TAGES

„Viele Stadtwerke fragen nicht mehr nur, ob sie in die Direktvermarktung einsteigen, sondern wann und mit welchem Rollenmodell“

Sascha Manikowski , Teamleiter Energiedienstleistungen bei der ASEW, zu einer Umfrage des Netzwerks über die Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen.

POLITIK
Verbände warnen vor Bevorzugung fossiler Kraftwerke

WASSERSTOFF
Wasserstoffmarkt tritt auf der Stelle

STROMNETZ
Umspannwerk für Bayerns größten Solarpark steht

Inhalt

TOP-THEMA
→ **VERANSTALTUNG:** Stromnetz braucht mehr Schutz und klare Zuständigkeiten

POLITIK & RECHT
→ **POLITIK:** Verbände warnen vor Bevorzugung fossiler Kraftwerke
→ **POLITIK:** Bund plant bis zu 2 Milliarden Euro für nachhaltige Flugkraftstoffe
→ **ELEKTROFAHRZEUGE:** BDEW sieht Elektromobilität auf Wachstumskurs

HANDEL & MARKT
→ **WASSERSTOFF:** Wasserstoffmarkt tritt auf der Stelle
→ **STATISTIK:** Energieverbrauch geht in Deutschland zurück
→ **PHOTOVOLTAIK:** Stadtwerke planen Direktvermarktung für PV
→ **WINDKRAFT OFFSHORE:** Zwei Kabelschäden vor Norderney

TECHNIK
→ **STROMNETZ:** Umspannwerk für Bayerns größten Solarpark steht
→ **LADEINFRASTRUKTUR:** Mercedes-Benz gibt eigenes Schnellladenetz auf
→ **WÄRME:** Platzsparende Sole-Wasser-Wärmepumpenserie
→ **KERNKRAFT:** Baukostenstreit belastet tschechisches Atomprojekt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

UNTERNEHMEN

→ **VERTRIEB:** EWE vergütet Flexibilität privater Batteriespeicher
→ **VERTRIEB:** Eon vergibt „Bonus“ für Treue
→ **FINANZIERUNG:** Banken leihen Großbatterie-Anbieter 835 Millionen Euro

MARKTBERICHTE

→ **MARKTKOMMENTAR:** Gaspreise geben nach US-Zwischenwahlen nach

SERVICE

→ **ENERGIEDATEN**
→ **STELLENANZEIGEN**
→ **REDAKTION**
→ **IMPRESSUM**

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

★ TOP-THEMA

Stromnetz braucht mehr Schutz und klare Zuständigkeiten



Podium auf der Tennet-Konferenz (v.li.n.re.): Barbie Kornelia Haller (Bundesnetzagentur), Kathrin Günther (CTO Tennet), Bernhard Kluttig (BMWE) und Moderatorin Anna Raiß (Tennet). Quelle: Susanne Harmsen

VERANSTALTUNG. Auf einer Konferenz in Berlin hat Tennet mit dem Wirtschaftsministerium und der Bundesnetzagentur über den Schutz kritischer Strominfrastrukturen beraten.

Der Übertragungsnetzbetreiber Tennet Germany hat schnellere politische Entscheidungen zum Netzausbau und zur Sicherheit der Stromversorgung gefordert. Auf einer Konferenz am 4. November in Berlin sprach sich CEO Tim Meyerjürgens unter anderem für eine zügige Verabschiedung der anstehenden energiepolitischen Gesetze aus.

„Je schneller der Netzausbau, desto eher sinken die Kosten wieder“, sagte Meyerjürgens. Das geplante Netzpaket solle wieder stärker auf Freileitungen setzen, um den Ausbau zu beschleunigen und Kosten zu reduzieren. Das Windenergie-auf-See-Gesetz und das Flexibilitätsgesetz, die sich im parlamentarischen Verfahren befinden, müssten schnell verabschiedet werden.

Darüber hinaus verlangte Meyerjürgens eine rasche politische Klärung der Verantwortlichkeiten für die Sicherheit kritischer Infrastrukturen. „Wir müssen jetzt schnell in die Umsetzung kommen“, mahnte er. Die Transformation des Energiesystems hin zu erneuerbaren Energien könne nur gemeinsam in Deutschland und Europa gelingen.

Schutz vor Cyberangriffen und Sabotage

Wie sich die Sicherheit und Widerstandsfähigkeit der Stromversorgung angesichts wachsender Bedrohungen gewährleisten lassen, diskutierten Vertreter aus Politik, Regulierung und Energiewirtschaft im Panel „Resilienz im Stromsystem. Sicherheit, Souveränität und Handlungsfähigkeit in unsicheren Zeiten“.

Barbie Kornelia Haller, Vizepräsidentin der Bundesnetzagentur, verwies auf zunehmende Gefahren durch Drohnen und Hackerangriffe. Diese sorgten nicht nur für Verunsicherung, sondern verursachten auch konkrete Schäden, indem sie Systeme störten oder lahmlegten. Das 24/7-Team ihrer Behörde registriere eine wachsende Zahl von Vorfällen und Angriffen.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Trotz der Überarbeitung des Sicherheitskatalogs müsse die Regulierung aus Sicht Hallers eine überbordende Bürokratie vermeiden. Stattdessen gehe es darum, Sicherheitsprozesse zu etablieren, die in den Unternehmen auf die jeweiligen Bedingungen zugeschnitten würden.

Mit der zunehmenden Dezentralisierung des Energiesystems steige die Zahl möglicher Angriffspunkte. Hacker nähmen dabei häufig Dienstleister und nachgeordnete Zugänge ins Visier, statt große Unternehmen direkt anzugreifen. Deshalb seien regelmäßige Schulungen der Beschäftigten wichtig, etwa zum Schutz vor Phishing und Deep-Fakes. Auch bei Ausschreibungen und Verfahren zur Öffentlichkeitsbeteiligung müsse sorgfältig abgewogen werden, welche Informationen offengelegt werden können, ohne sensible Daten zu gefährden.

Echtzeitdaten sollen Risiken früh erkennen

Kathrin Günther, CTO bei Tennet Germany, betonte die Herausforderungen beim Schutz der weitläufig verteilten Netzinfrastruktur. Neben physischen Angriffen und Einbrüchen bestehe die Gefahr, dass Angreifer Spähgeräte oder Schadprogramme in Anlagen hinterlassen. Deshalb müsse der Schutz sowohl die physische als auch die informationstechnische Sicherheit umfassen. Günther appellierte an den Gesetzgeber, Regelungen schon in der Erarbeitung besser miteinander zu verzahnen und abzustimmen.

Ein wichtiger Baustein sei die Auswertung zusätzlicher Echtzeitdaten. Damit ließen sich Abweichungen vom Normalbetrieb früher erkennen und Gegenmaßnahmen einleiten. Die dafür erforderlichen Schutzmaßnahmen verursachten allerdings Kosten. Diese müsse der Regulierer in der Finanzierung berücksichtigen, forderte sie mit Blick auf Politik und Bundesnetzagentur. Haller sieht ebenfalls den Gesetzgeber in der Pflicht, die Verantwortlichkeiten zwischen Staat und Energiewirtschaft eindeutig zu regeln. Zugleich versicherte sie: „Es ist noch keine Sicherheitsmaßnahme am Regulierer gescheitert, das wird auch so bleiben“.

Resilienzprogramm soll Investitionen fördern

Bernhard Kluttig, Abteilungsleiter für Sicherheit im Bundeswirtschaftsministerium (BMWE), unterstrich, dass Angriffe auf kritische Infrastrukturen keine theoretische Gefahr seien, sondern regelmäßig stattfänden.

Das novellierte Kritis-Dachgesetz schaffe dafür eine wichtige Grundlage. Allerdings müssten auch Anlagen und Unternehmen geschützt werden, die unterhalb der gesetzlichen Schwellenwerte liegen. Sein Ministerium arbeite deshalb an einem Resilienzprogramm, das Investitionen in Redundanzen und weitere Sicherheitsmaßnahmen unterstützen soll.

Als mögliche Instrumente nannte Kluttig Kredite der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) oder direkte Zuschüsse. Im aktuellen Haushaltsbeschluss habe das Ministerium das Vorhaben allerdings nicht durchsetzen können. „Aber im nächsten Jahr nehmen wir einen neuen Anlauf“, versicherte Kluttig. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

POLITIK & RECHT



Deutscher Bundestag. Quelle photothek / Thomas Imo

Verbände warnen vor Bevorzugung fossiler Kraftwerke

POLITIK. Bei einer Bundestagsanhörung fordern Energieverbände Nachbesserungen am Flexibilitätsbeschleunigungsgesetz.

Das geplante Flexibilitätsbeschleunigungsgesetz (FlexBG) stößt bei Energieunternehmen und Branchenverbänden auf erhebliche Vorbehalte. Bei einer öffentlichen Anhörung des Bundestagsausschusses für Wirtschaft und Energie am 4. November forderten mehrere Sachverständige, den Gesetzentwurf der Bundesregierung zu erweitern.

Mit dem FlexBG sollen Betreiber und Investoren von Kraftwerken und Stromspeichern sowie Wasserkraftwerke, die als Pumpspeicherkraftwerke dienen, kürzere Planungs- und Genehmigungsverfahren erhalten. Die bisherigen Planungs- und Genehmigungsverfahren, insbesondere für Pumpspeicherkraftwerke und Infrastruktur für Offshore-Windenergie, seien sehr langwierig und komplex, was zu erheblichen Verzögerungen und Projektabbrüchen geführt habe, heißt es dazu im Entwurf.

Der Entwurf sieht unter anderem elektronische Zulassungsverfahren und verbindliche Fristvorgaben vor. Zudem sollen Kraftwerke und bestimmte Baumaßnahmen in Hafengebieten für Offshore-Anbindungsleitungen bis 2031 den Status des überragenden öffentlichen Interesses erhalten.

BDEW sieht Netzausbau unzureichend berücksichtigt

Paula Hahn, Abteilungsleiterin Recht beim Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), verlangte bei der Anhörung eine Ausweitung der Beschleunigungsmaßnahmen auf Stromnetze und weitere Infrastruktur. Der Gesetzentwurf berücksichtige den Netzausbau bislang nur am Rande. Angesichts zusätzlicher dezentraler Erzeugungsanlagen und steigender Anschlussleistungen durch Speicher, Rechenzentren, Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur und Industrie müsse der Gesetzgeber sämtliche Möglichkeiten zur Beschleunigung nutzen. „Verfahrensdauern von zehn Jahren und mehr für die Hochspannungsebene müssen der Vergangenheit angehören“, sagte Hahn.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Der BDEW fordert außerdem, Vorhabenträgern bei bereits laufenden Genehmigungsverfahren ein Wahlrecht einzuräumen. Sie sollten entscheiden können, ob sie ihre Projekte nach bisherigem Recht abschließen oder die neuen Vorschriften nutzen. Auch Vorhaben der Offshore-Windenergie müssten umfassender unter die Beschleunigungsregelungen fallen.

Tim Krautschneider von der EnBW Energie Baden-Württemberg AG machte auf die zeitlichen Anforderungen des geplanten Kapazitätsausbaus aufmerksam. Nach den Vorgaben des StromVKG müssten die betreffenden Anlagen bis zum 1. November 2031 betriebsbereit sein. Aus den Erfahrungen mit den Fuel-Switch-Projekten Stuttgart-Münster, Altbach/Deizisau und Heilbronn leitet EnBW eine Bauzeit von etwa vier Jahren für neue Kraftwerke ab. Damit müssten die Bauarbeiten spätestens in der zweiten Jahreshälfte 2027 beginnen. Um dieses Ziel zu erreichen, müssten die Beschleunigungsmaßnahmen kurzfristig in Kraft treten.

Auch Bodo Mayer, Vorstand der Schluchseewerk AG, verwies auf die langen Genehmigungszeiten für Speicherprojekte. Beim Pumpspeicherkraftwerk Riedl an der Donau vergingen vom Raumordnungsverfahren bis zum Planfeststellungsbeschluss mehr als 13 Jahre. Mayer forderte deshalb eine reguläre Entscheidungsfrist von 18 Monaten für Genehmigungsbehörden. Bei Bedarf sollten die Behörden diese um sechs Monate verlängern können.

Erneuerbarenverbände kritisieren fossile Privilegierung

Während Kraftwerksbetreiber vor allem kürzere Genehmigungszeiten forderten, kritisierten Vertreter der erneuerbaren Energiewirtschaft die technologische Ausrichtung des Entwurfs. Bernhard Strohmayer, Leiter erneuerbare Energien beim Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE), warnte vor einer Bevorzugung fossiler Kraftwerke. Der Entwurf verstärke die bereits im StromVKG angelegten Anreize für neue Gaskraftwerke. „Eine pauschale Privilegierung fossiler Kraftwerksinfrastruktur lehnen wir ab“, erklärte Strohmayer.

Der BNE verlangt stattdessen bessere Bedingungen für Batteriespeicher und eine allgemeine Regelung zur Nutzung privater Grundstücke für Netzanschlüsse und Nebenanlagen von EE-Anlagen und Speichern. Auch der BVES sprach sich dafür aus, die Verfahrenserleichterungen nicht ausschließlich an Zuschläge im Rahmen des StromVKG zu knüpfen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) hatte bereits im Vorfeld der Anhörung eine breitere Ausrichtung des Gesetzes gefordert. Verteilnetze, Netzanschlüsse sowie digitale Mess- und Steuerungsinfrastruktur müssten in die Beschleunigungsmaßnahmen einbezogen werden. Bei der Offshore-Windenergie dürften sich die Regelungen nicht auf Konverterplattformen und einzelne Hafenbaumaßnahmen beschränken.

Grundsätzliche Kritik kam von Reinhard Müller-Syhre von der Tetrastruct GmbH. Als einziger Sachverständiger der Anhörung lehnte er den Gesetzentwurf vollständig ab. Im Mittelpunkt seiner Kritik stand die Einstufung weiterer Infrastrukturvorhaben als im überragenden öffentlichen Interesse liegend. Diese verschaffe begünstigten Projekten bei der Abwägung mit Natur-, Denkmal- und Nachbarschaftsschutz sowie kommunalen Interessen eine weitreichende Vorrangstellung. (hr)

// VON HEIDI ROIDER

Zum Inhalt

WERBUNG

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten



Bund plant bis zu 2 Milliarden Euro für nachhaltige Flugkraftstoffe


Quelle: Shutterstock / esfera

POLITIK. Die Bundesregierung will den Markthochlauf synthetischer Flugkraftstoffe mit bis zu zwei Milliarden Euro fördern. Eine Doppelauktion soll Produktion und Nachfrage absichern.

Die Bundesregierung plant für die Jahre 2030 bis 2039 bis zu zwei Milliarden Euro für den Markthochlauf von strombasierter Flugkraftstoffen (e-SAF). Das geht aus der Antwort der Regierung auf eine Kleine Anfrage der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen hervor. Das Geld soll über einen Doppelauktionsmechanismus eingesetzt werden, der sowohl die Produktion als auch den Absatz der synthetischen Kraftstoffe absichern soll. Das notwendige Notifizierungsverfahren bei der Europäischen Kommission läuft noch.

Das Fördermodell sieht langfristige Einkaufsverträge und kürzere Verkaufsverträge vor. Die sogenannten Hydrogen Production Agreements (HPA) sollen eine Laufzeit von zehn Jahren haben. Für die Hydrogen Selling Agreements (HSA) sind dagegen ein bis drei Jahre vorgesehen.

Die Produzenten müssen ihre technische und finanzielle Leistungsfähigkeit sowie die Herstellung von regelkonformem e-SAF im europäischen Wirtschaftsraum nachweisen. Die Vergabe erfolgt wettbewerblich. Auf der Produktionsseite soll insbesondere der angebotene Preis über den Zuschlag entscheiden, auf der Käuferseite das höchste Gebot.

Die Käufer müssen sicherstellen, dass die ihnen zugeordneten Mengen in Deutschland in Verkehr gebracht werden. Der Staat sichert die Differenz zwischen Einkaufs- und Verkaufserlösen im Rahmen der verfügbaren Mittel ab. Die konkreten Haftungs- und Risikoregelungen sollen im Vertragswerk festgelegt werden.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Förderung deckt nur einen Teil des Bedarfs

Welche Mengen der Mechanismus tatsächlich mobilisieren wird, hängt von den Auktionsergebnissen ab. Die Bundesregierung rechnet in einer Modellannahme mit einem HPA-Preis von 8.400 Euro je Tonne und jährlich 200 Millionen Euro Bundesmitteln. Daraus ergibt sich eine rechnerische Basismenge von rund 23.810 Tonnen e-SAF pro Jahr.

Damit würde die Förderung nach den zugrunde gelegten Bedarfsannahmen 2030 rund 19,7 Prozent der deutschen e-SAF-Verpflichtungen abdecken. Für 2031 liegt der Anteil bei 19,3 Prozent. Mit steigenden Quoten sinkt die relative Bedeutung der geförderten Menge. Für 2035 kalkuliert die Bundesregierung noch mit einer Deckung von 4,2 Prozent, für 2039 mit 3,9 Prozent. Einen bestimmten Anteil an der tatsächlichen Quotenerfüllung sagt der Bund nicht zu.

Auch die Einnahmen aus den Verkaufsauktionen lassen sich nach Angaben der Bundesregierung schwer kalkulieren. Sie hängen von der Zahlungsbereitschaft am Markt und damit auch von den regulatorischen Vorgaben der europäischen „ReFuelEU-Aviation-Verordnung“ ab. Eine für 2027 geplante Überprüfung der Verordnung könnte die Rahmenbedingungen verändern.

Bund sieht keine staatliche Produktionsplanung

Zu den derzeitigen und geplanten Produktionskapazitäten in Deutschland kann die Bundesregierung keine vollständige Übersicht vorlegen. Eine systematische Erfassung der Standorte und Kapazitäten gebe es bei staatlichen Stellen nicht. Die ReFuelEU-Aviation-Verordnung verpflichte Kraftstoffanbieter zur Einhaltung der Quoten, schreibe aber keine Produktion an bestimmten Standorten vor. Die Unternehmen könnten ihre Verpflichtungen auch durch Importe erfüllen.

Für das Projekt Concrete Chemicals am Standort PCK Schwedt in Brandenburg geht die Regierung nach dem vom Zuwendungsempfänger vorgelegten Zeitplan von einem Produktionsbeginn 2029 aus. An der Förderzusage hält sie fest. Beim PtX Lab in der Lausitz ist der Zeitplan weniger konkret. Die Bundesregierung will im ersten Quartal 2027 entscheiden, welches Konsortium einen förmlichen Förderantrag einreichen soll.

Erst nach Abschluss der beihilferechtlichen Notifizierung durch die Europäische Kommission kann das nationale Förderverfahren weitergeführt werden.

SAF-Quote in Deutschland 2025 erfüllt

Die bereits geltende europäische Mindestquote für nachhaltige Flugkraftstoffe (Sustainable Aviation Fuels, SAF) wurde 2025 in Deutschland eingehalten. Laut dem im September 2026 veröffentlichten Jahresbericht der Europäischen Agentur für Flugsicherheit (EASA) lag der SAF-Anteil EU-weit bei 2,8 Prozent. In Deutschland erreichte er 2,07 Prozent. Die vorgeschriebene Mindestquote betrug zwei Prozent. Strafzahlungen wegen einer Nichterfüllung ordnete Deutschland nicht an.

Die Antwort der Bundesregierung zu synthetischen Flugkraftstoffen steht zum Download bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

BDEW sieht Elektromobilität auf Wachstumskurs



9. Monitorbericht zur E-Mobilität. Quelle: BDEW

ELEKTROFAHRZEUGE. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft beobachtet mehr E-Auto-Neuzulassungen, ein ausgebautes Ladenetz und Kostenvorteile gegenüber Verbrennern.

Die Elektromobilität in Deutschland gewinnt weiter an Dynamik. In den ersten drei Quartalen 2026 wurden mehr als 604.000 vollelektrische Pkw neu zugelassen. Damit übertraf der Markt bereits den bisherigen Jahresrekord von rund 545.000 Fahrzeugen aus dem Vorjahr. Gleichzeitig wächst das öffentliche Ladeangebot weiter. Das geht aus dem 9. Elektromobilitätsmonitor des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hervor. „Die Zahlen zeigen: Elektromobilität überzeugt immer mehr Menschen“, kommentierte BDEW-Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae.

Der Anteil vollelektrischer Fahrzeuge an den Pkw-Neuzulassungen lag bis Ende September bei 27,2 Prozent. Seit dem Sommer überschritt er nach Angaben des Verbandes die Marke von einem Drittel. Als aktuelle Treiber nennt der BDEW die hohen Kraftstoffpreise und die Förderung von Elektroautos. Auch der Gebrauchtwagenmarkt entwickelt sich positiv: In den ersten neun Monaten wechselten rund 261.000 vollelektrische Pkw den Besitzer. Das entspricht einem Zuwachs von etwa 56 Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum.

Mehr als 220.000 öffentliche Ladepunkte

Parallel zum Fahrzeugmarkt wächst die Ladeinfrastruktur. Nach Angaben des BDEW überschritt Deutschland 2026 erstmals die Schwelle von 220.000 öffentlichen Ladepunkten mit einer installierten Ladeleistung von mehr als 11.000 MW. Insbesondere Ultraschnellladepunkte treiben den Ausbau voran.

Trotz der steigenden Zahl von Elektroautos bleibt ein Großteil der Ladeinfrastruktur ungenutzt. Die durchschnittliche zeitgleiche Belegung erhöhte sich von zwölf Prozent im Jahr 2025 auf 13 Prozent im ersten Halbjahr 2026. Bei AC-Ladepunkten lag sie im Durchschnitt bei höchstens 17 Prozent. Damit sieht der Verband ausreichend Kapazitäten für weitere Elektroautos.

Auch für den Schwerlastverkehr entsteht ein öffentliches Ladeangebot. An rund 790 Standorten können vollelektrische Lkw in Deutschland öffentlich laden. Das Netz decke die Fahrrouten von Logistikunternehmen bereits gut ab, heißt es im Monitor. Dazu trage auch die Mitnutzung von Ultraschnellladestandorten für Pkw bei. Ergänzend stehen Lademöglichkeiten in Logistikdepots zur Verfügung.

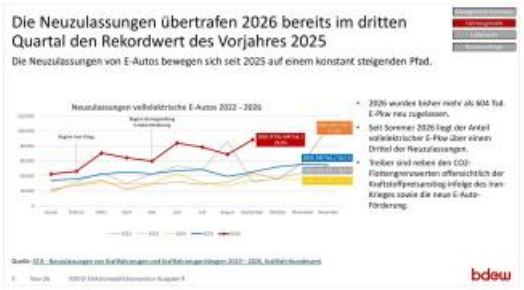
Laden günstiger als Tanken

Ein weiterer Vorteil der Elektromobilität sind laut BDEW die niedrigeren Betriebskosten. In sämtlichen untersuchten Ladeszenarien schneiden Elektroautos beim Energiekostenvergleich günstiger ab als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor. Der Verband hat dafür die Stromkosten anhand durchschnittlicher Fahrzeugverbräuche in vergleichbare Benzinpreise umgerechnet.

Am günstigsten ist das Laden mit Strom aus der eigenen Photovoltaikanlage. Die Kosten entsprechen laut Monitor umgerechnet 0,28 Euro je Liter Benzin. Als Vergleichswert setzt der BDEW einen Benzinpreis von 2,17 Euro je Liter an, der bereits einen Tankrabatt berücksichtigt. Daraus ergibt sich ein Kostenvorteil von rund 1,90 Euro je Liter.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Selbst im teuersten untersuchten Szenario bleibt das Elektroauto günstiger. Beim Schnellladen über einen Roaming- oder Fremdanbieter liegen die durchschnittlichen Kosten der fünf meistgenutzten Tarife umgerechnet bei 1,56 Euro je Liter Benzin. Der Vorteil gegenüber dem angesetzten Kraftstoffpreis beträgt damit rund 60 Cent je Liter.



Entwicklung der neuzulassung von E-Pkw nach Jahren
(Für Vollbild auf die Grafik klicken)
Quelle: BDEW

Hohe Zufriedenheit mit dem Ladeangebot

Auch die Nutzerbefragung des BDEW weist auf eine hohe Akzeptanz hin. 94 Prozent der befragten E-Autofahrer würden sich beim nächsten Fahrzeugkauf erneut für ein Elektroauto entscheiden. Ebenso viele würden anderen den Kauf empfehlen. Das öffentliche Ladeangebot erfüllt oder übertrifft für 91 Prozent der Befragten die Erwartungen. 55 Prozent sehen ihre Erwartungen sogar übertroffen.

Kerstin Andreae sieht darin eine Bestätigung für die Entwicklung des Marktes. Das Fahrzeugangebot wachse, die Preise näherten sich in den meisten Segmenten denen vergleichbarer Verbrenner an und auch der Gebrauchtwagenmarkt komme in Schwung. Mit Blick auf den weiteren Ausbau fordert Andreae verlässliche politische Rahmenbedingungen. „Die Energie- und Ladebranche hat im Vertrauen auf die EU-Vorgaben bereits umfangreich investiert und übererfüllt die europäischen Zielvorgaben in Deutschland um fast 250 Prozent“, sagte sie.

Die Bundesregierung müsse deshalb für eine klare Orientierung sorgen, Anreize für elektrische Unternehmensflotten schaffen und Elektrofahrzeuge steuerlich flankieren. Zudem müsse sie bürokratische Hürden beim Ausbau der Ladeinfrastruktur abbauen. „Das ist Industriepolitik für den Standort Deutschland“, sagte Andreae.

Der BDEW-Elektromobilitätsmonitor steht zum Download im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / Scharfsinn

Wasserstoffmarkt tritt auf der Stelle

WASSERSTOFF. Der H2-Marktindex stagniert 2026 bei 41 Punkten. Sieben Organisationen sehen Fortschritte beim Netzausbau, aber zunehmende Probleme bei Regulierung und Marktentwicklung.

Der Hochlauf des Wasserstoffmarktes in Deutschland stagniert. Zu diesem Ergebnis kommen sieben Organisationen aus Industrie und Energiewirtschaft. Der von ihnen in Auftrag gegebene H2-Marktindex erreicht 2026 wie im Vorjahr nur 41 von 100 möglichen Punkten. Er setzt sich aus vier Teilindizes zusammen: Innovation, Infrastruktur, Regulierung und Marktentwicklung (siehe Infobox unten). Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) erhebt den Index seit 2023. Die Ergebnisse für 2026 stellten Vertreter der Organisationen am 4. November in Berlin vor.

Von den vier untersuchten Teilbereichen hat sich 2026 allein der Indexwert für den Infrastrukturausbau nach oben bewegt, wie Gerald Linke, Vorstandsvorsitzender des DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches, ausführte. Der Indexwert für den Infrastrukturausbau stieg gegenüber 2025 um einen Punkt auf 36, gegenüber 2023 sogar um zwölf Punkte. Innerhalb dieses Bereichs entwickelte sich die Bewertung der Pipelineinfrastruktur besonders positiv. Sie stieg gegenüber dem Vorjahr um zwei auf 46 Punkte und liegt damit 15 Punkte über dem Wert von 2023.

Als Begründung für die positive Entwicklung beim Pipelineausbau verwies Linke auf die Entscheidung der Regierung zum Wasserstoff-Kernnetz. Dort seien die zahlungspflichtigen Kapazitätsreservierungen binnen drei Monaten von 3.000 auf 6.000 MW gestiegen. Für Importleitungen und Speicher fehlten dagegen weiterhin Finanzierungszusagen und endgültige Investitionsentscheidungen.

Politischer Kurs verliert Vertrauen

Deutlich kritischer beurteilen die Befragten die politischen Rahmenbedingungen. Deren Teilindex fiel gegenüber 2025 um zwei Punkte auf 36, führte Matthias Belitz, Bereichsleiter beim Verband der Chemischen Industrie (VCI), aus. Die Einschätzung des politischen Willens verschlechterte sich gegenüber dem Vorjahr sogar um elf Punkte. Als größtes rechtliches Hindernis nennen 35 Prozent der für den H2-Marktindex befragten Akteure aus der Wasserstoffwirtschaft eine Überregulierung.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten



Seit 2023 hat sich der H2-Marktindex von 42 auf 41 Punkte kaum verändert. Während das Innovationsumfeld stabil bleibt, haben sich die Bewertungen für Infrastruktur, Regulierung und Marktentwicklung verschlechtert
(zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: AGFW / DIHK / DVGW / H2Global Stiftung / VCI /VDMA und VIK

Belitz fordert vor diesem Hintergrund einfachere, praxistauglichere Regeln und eine Senkung der Stromkosten. Darüber hinaus brauche es Anreize, um die Nachfrage nach Wasserstoff zu stärken.

Die Marktentwicklung sank um zwei auf 35 Punkte. Für 58 Prozent der Befragten ist das Zusammenspiel von Angebot, Nachfrage und Preisen die größte Herausforderung. Elektrolyseprojekte verzögern sich. Hohe Erzeugungskosten treffen auf geringe Zahlungsbereitschaft möglicher Kunden.

„Der H2-Marktindex zeigt: Die Wirtschaftlichkeit bremst den Hochlauf“, konstatiert Markus Exenberger, Vorstandsvorsitzender der H2Global Stiftung. Bestehende Förderinstrumente müssten konsequenter genutzt und ausreichend finanziert werden, um die Preislücke zu schließen.

Das Innovationsumfeld bleibt mit 55 Punkten der am besten bewertete Teilbereich. Das technische Regelwerk schnitt mit 60 Punkten elf Punkte besser ab als 2025. Nach Angaben der Organisationen waren im August rund 670 Normen für Wasserstofftechnologien erfasst. Die Technologien seien zwar verfügbar, aber die gesetzliche Regulatorik schaffe noch keinen zuverlässigen, praxistauglichen Rahmen.

Die Organisationen verlangen einen verlässlichen politischen Kurs, gezielte Nachfrageimpulse und eine wirksame Förderung, damit aus einzelnen Projekten ein tragfähiger Markt entstehen kann. Die Politik sollte sich zudem nicht so sehr auf die Farbe des Wasserstoffs konzentrieren, als vielmehr auf den tatsächlichen CO2-Fußabdruck des produzierten Wasserstoffs, so Belitz in Bezug auf die Technologieoffenheit. (ds)

Details zum H2-Marktindex

Der H2-Marktindex wird seit 2023 jährlich erhoben. Er zeigt, wie die Wasserstoffwirtschaft den Markthochlauf einschätzt. Dabei werden vier Themenfelder bewertet:

- Innovationsumfeld
- politisch-regulatorischer Rahmen
- Infrastrukturausbau
- Marktentwicklung

Die Skala reicht von 0 (negativ) bis 100 (positiv). Der aktuelle Gesamtindex von 41 Punkten deutet damit auf eine eher kritische Einschätzung der Marktentwicklung hin.

Das EWI führt die Erhebung für diese sieben Organisationen durch: Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und Kraft-Wärme-Kopplung (AGFW), Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK), Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), H2Global Stiftung, Verband der Chemischen Industrie (VCI), Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) und Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK).

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Basis ist eine Online-Befragung unter Marktakteuren. Für den Index 2026 wurden insgesamt 431 indexrelevante Rückmeldungen ausgewertet.

// VON DAVINA SPOHN

Zum Inhalt

WERBUNG



Energieverbrauch geht in Deutschland zurück



Kohlekraftwerk. Quelle: Shutterstock / DesignRage

STATISTIK. Hohe Energiepreise und die schwache Konjunktur drücken den Energieverbrauch in Deutschland 2026, so die Jahresprognose der Ageb. Die Steinkohle feiert ein Comeback.

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland wird 2026 voraussichtlich um knapp 3 Prozent zurückgehen. Das geht aus der aktuellen Jahresprognose der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen („AGEB“) hervor. Demnach dürfte der Verbrauch auf 353,4 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten sinken, heißt es in einer Mitteilung. Zugleich dürften die energiebedingten CO2-Emissionen um knapp 4 Prozent abnehmen.

Die Jahresprognose basiert auf den Daten für die ersten neun Monate des Jahres. In diesem Zeitraum ging der Primärenergieverbrauch bereits um 3,6 Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum zurück. Als wesentliche Ursachen für den Rückgang nennt die Ageb die schwache wirtschaftliche Entwicklung und die deutlich gestiegenen Energiepreise. Witterungsbedingte Einflüsse spielten dagegen nur eine untergeordnete Rolle.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Auffällig ist in der Statistik dabei der deutlich gestiegene Einsatz von Steinkohle. Der Verbrauch stieg in den ersten neun Monaten des Jahres um mehr als 8 Prozent. Besonders deutlich war der Zuwachs bei der Stromerzeugung: Hier nahm der Einsatz um 7,2 Prozent zu. Ein wesentlicher Grund dürften die gestiegenen Erdgaspreise sein, die den Betrieb von Steinkohlekraftwerken gegenüber Gaskraftwerken wirtschaftlich attraktiver machten. Allein im dritten Quartal stieg die Stromeinspeisung aus Steinkohle um 39,3 Prozent.

Anders entwickelte sich der Verbrauch von Braunkohle. Er ging in den ersten drei Quartalen um 1,7 Prozent zurück. Die Lieferungen an Kraftwerke der öffentlichen Versorgung sanken um 0,9 Prozent. Nach Einschätzung der Ageb spiegelt sich darin die zunehmend flexible Fahrweise der Braunkohlekraftwerke wider. Diese passen ihre Stromerzeugung stärker an die schwankende Einspeisung von Wind- und Solarstrom an.

Beim Erdgas registrierte die Ageb einen leichten Verbrauchsanstieg um 0,8 Prozent. Ausschlaggebend waren vor allem die niedrigeren Temperaturen in den ersten beiden Quartalen des Jahres, die den Heizbedarf erhöhten.

Deutlich stärker legten die erneuerbaren Energien zu. Ihr Beitrag zum Primärenergieverbrauch stieg in den ersten neun Monaten insgesamt um 5,7 Prozent. Die Stromerzeugung aus Windenergie erhöhte sich gegenüber dem windschwachen Vorjahreszeitraum um 14 Prozent. Die Solarstromproduktion nahm um 12 Prozent zu. Die durch Wärmepumpen nutzbar gemachte Umweltwärme und die oberflächennahe Geothermie verzeichneten mit 19 Prozent einen besonders starken Zuwachs. Dagegen ging die Stromerzeugung aus Wasserkraft witterungsbedingt um 24 Prozent zurück.

Auch im grenzüberschreitenden Stromhandel verschoben sich die Verhältnisse. Deutschland exportierte von Januar bis September 1,9 Milliarden kWh mehr Strom, als es importierte. Im entsprechenden Vorjahreszeitraum hatte es noch einen deutlichen Importüberschuss gegeben. Die Stromausfuhren stiegen um 18,2 Prozent auf 50,1 Milliarden kWh, während die Einfuhren um 16,4 Prozent auf 48,2 Milliarden kWh zurückgingen.

Am deutlichsten sank der Verbrauch allerdings beim Mineralöl. Hier meldete die Ageb einen Rückgang um mehr als 12 Prozent. Die Nachfrage nach Ottokraftstoff verringerte sich um 4 Prozent, beim Diesel waren es mehr als 9 Prozent. Der Absatz von Flugkraftstoff ging um 3 Prozent zurück, die Lieferungen von Rohbenzin an die chemische Industrie um rund 5 Prozent.

Besonders stark fiel der Rückgang beim leichten Heizöl aus. Der Absatz brach um mehr als 38 Prozent ein. Nach Angaben der Ageb reagierten viele Verbraucher auf die hohen Preise, indem sie ihre vorhandenen Heizölvorräte nutzten und nur geringe Mengen nachkauften. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

Stadtwerke planen Direktvermarktung für PV



Quelle: Fotolia / Robert Kneschke

PHOTOVOLTAIK. Stadtwerke bereiten Angebote zur Direktvermarktung von Strom aus kleinen Photovoltaikanlagen vor. Laut einer Umfrage der ASEW steht dabei vor allem die Kundenbindung im Mittelpunkt.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Immer mehr Stadtwerke arbeiten an Angeboten zur Direktvermarktung von Strom aus kleinen Photovoltaikanlagen. Das geht aus einer Befragung der Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung („ASEW“) hervor. Das Netzwerk mit Sitz in Köln unterstützt rund 400 Mitgliedsunternehmen unter anderem bei den Themen Energieeffizienz und erneuerbaren Energien.

An der Ende Oktober durchgeführten Umfrage beteiligten sich 35 Unternehmen. Von ihnen arbeiten 36 Prozent bereits an einem konkreten Angebot zur Direktvermarktung kleiner Photovoltaikanlagen. Weitere 50 Prozent prüfen noch, ob sie in dieses Geschäft einsteigen wollen. Mehr als die Hälfte der Befragten möchte bis Ende 2027 ein entsprechendes Angebot für ihre Kunden einführen. Etwa jedes fünfte Unternehmen hat dafür noch keinen konkreten Zeitplan.

Bei einer ersten Asew-Befragung im August dieses Jahres mit 53 Teilnehmern hatten erst 17 Prozent einen Einstieg geplant, während 49 Prozent die Möglichkeiten noch bewerteten. Da sich die Teilnehmerkreise unterscheiden, lässt sich daraus allerdings keine direkte Entwicklung einzelner Stadtwerke ableiten. „Viele Stadtwerke fragen nicht mehr nur, ob sie in die Direktvermarktung einsteigen, sondern wann und mit welchem Rollenmodell“, sagt Sascha Manikowski, Teamleiter Energiedienstleistungen bei der Asew.

Kundenbindung wichtiger als neue Erlöse

Im Vordergrund steht die Kundenbeziehung. Auf Kundenbindung und die Vermeidung von Kundenverlusten entfallen zusammen 51 Prozent der Nennungen. Weitere 28 Prozent wollen sich auf künftige Märkte vorbereiten. Neue Erlöse sind nur für 20 Prozent der wichtigste Antrieb.

Mehr als 88 Prozent der Befragten erwarten, dass externe Anbieter Marktanteile gewinnen, wenn Stadtwerke keine eigenen Produkte entwickeln. Die Direktvermarktung soll deshalb häufig Teil eines größeren Angebots werden – mit PV-Anlage, Heimspeicher, Reststromlieferung und weiteren Dienstleistungen.

Jeweils 68 Prozent halten eigene Direktvermarktungsangebote für notwendig beziehungsweise sehen in Home-Energy-Management-Systemen (HEMS) einen wichtigen Baustein zur Steuerung der Stromflüsse. Bevorzugte Geschäftsmodelle sind die Direktvermarktung anhand von Day-Ahead-Preisen und ihre Verbindung mit dynamischen Stromtarifen.

Partner für Handel und Bilanzkreismanagement

Den direkten Kontakt zu ihren Kunden wollen die Stadtwerke überwiegend behalten. Von 28 Unternehmen, die sich zur Aufgabenverteilung äußerten, möchten 24 Vertrieb und Kundenmanagement selbst übernehmen.

Für Energiehandel und Bilanzkreismanagement hingegen ziehen 17 von 27 Befragten externe Partner vor. Auch bei Messwesen, Marktkommunikation und Anlagensteuerung kommt eine Zusammenarbeit infrage. Die Stadtwerke könnten damit die Kundenbeziehung pflegen, während spezialisierte Dienstleister technische und energiewirtschaftliche Aufgaben übernehmen.

Messsysteme oft noch nicht nutzbar

Die Umsetzung wird laut Asew bislang vor allem durch aufwendige Abläufe erschwert. Als Hürden nennen die Befragten vor allem Abrechnung, IT-Anbindung, Messwesen und Marktkommunikation. Hinzu kommen Kosten für externe Dienstleister. Fraglich sei zudem, ob die Erlöse kleiner Anlagen den Aufwand deckten. Probleme bereitet auch die Messtechnik. Zwar berichten 53 Prozent der befragten Unternehmen, dass intelligente Messsysteme bereits eingebaut werden. Doch nur 32 Prozent geben an, dass die

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

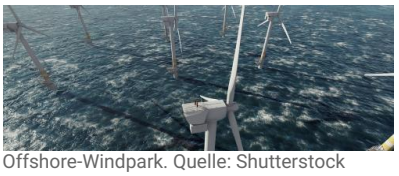
Verteilnetzbetreiber diese auch nutzen können. Ähnlich sieht es bei Steuerboxen aus, mit denen sich Anlagen aus der Ferne steuern lassen. Während 23 Prozent der Befragten deren Einbau melden, bestätigen nur acht Prozent, dass die Geräte tatsächlich genutzt werden können. Auch bei der Anmeldung von PV-Anlagen zur Direktvermarktung fehlen offenbar einheitliche Abläufe. Lediglich vier Prozent der Unternehmen geben an, dass es dafür beim Verteilnetzbetreiber ein standardisiertes Verfahren gibt.

Für einen wirtschaftlichen Betrieb seien deshalb stärker automatisierte Prozesse erforderlich, so die Asew. Sie setzt auch auf Kooperationen. „Unser primäres Ziel ist es, Stadtwerke mit Stadtwerken zusammenzubringen, Erfahrungen zu teilen und gemeinsam skalierbare Lösungen zu entwickeln“, sagt Christoph Landeck, Abteilungsleiter Energiedienstleistungen und Innovationen bei der Asew.

Am 1. Dezember will das Netzwerk bei einem weiteren Webinar mögliche Partner vorstellen. Einen breiteren Markteintritt erwartet die Asew ab 2027. Voraussetzung dafür sei ein abgestimmtes Vorgehen von Vertrieb, Messstellenbetrieb, Netzbetreibern und Vermarktungspartnern. (ds) // VON DAVINA SPOHN

Diesen Artikel können Sie teilen: ^ Zum Inhalt

Zwei Kabelschäden vor Norderney


Offshore-Windpark. Quelle: Shutterstock

WINDKRAFT OFFSHORE. Zwei Kabelschäden erschweren die Arbeiten an den Offshore-Netzanbindungen vor Norderney. Netzbetreiber Amprion will die Schäden erst 2027 beheben.

Bei den Verlegearbeiten für neue Stromkabel für Offshore-Windparks ist es vor der ostfriesischen Inseln Norderney zu Pannen gekommen. Bei den Bauarbeiten seien zwei Stromkabel beschädigt worden, teilte ein Sprecher des Netzbetreibers Amprion auf Anfrage mit. Eine Reparatur soll erst im kommenden Jahr erfolgen. Aktuell läuft die Sturmflutsaison. Die Inbetriebnahme der Stromleitungen soll sich durch die Kabelschäden nicht verzögern, hieß es. Zuvor hatten mehrere Medien berichtet.

Unter Norderney werden Stromleitungen verlegt, mit denen künftig Windenergie von Windparks auf der Nordsee Richtung Küste transportiert werden sollen. Dabei geht es um große Strommengen. Die beiden sogenannten Netzanbindungssysteme „DolWin4“ und „BorWin4“, an denen Amprion zurzeit auf Norderney baut, sollen von 2028 an eine Leistung von bis zu 1.800 MW transportieren. Das entspricht dem Energiebedarf einer Großstadt wie Hamburg mit 1,8 Millionen Einwohnern.

Kabelschäden nördlich und südlich der Insel

Während der Bauarbeiten im Sommer kam es laut Amprion unabhängig voneinander an zwei Stellen zu Kabelschäden. „Nördlich der Insel trat bereits Mitte Juni ein Kabelschaden im Projekt Dolwin4 auf“, teilte der Amprion-Sprecher mit. Demnach hatten sich Ankerpfähle des Verlegeschiffs „Barbarossa I“ im Meeresboden festgesetzt und mussten von Tauchern getrennt werden. „Währenddessen wurde das bereits im Verlegegerät befindliche Kabel beschädigt. Das Kabel wurde anschließend durchtrennt und kontrolliert auf dem Meeresboden abgelegt“, teilte der Sprecher weiter mit.

Nach Amprion-Angaben ist das Verlegeschiff nun je nach Wetterlage vor Norderney im Einsatz, um das beschädigte Kabel zu bergen und die Schadstelle zu lokalisieren. Danach soll die Schadstelle repariert werden.

Einen weiteren Kabelschaden gab es auf der Südseite der Insel, als beim Netzanbindungssystem Borwin 4 ein Kabel in ein zuvor verlegtes Leerrohr zwischen Inselmitte und dem Watt vor der Insel gezogen werden

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

sollte. „Das betroffene Kabel musste ebenfalls durchtrennt und der beschädigte Abschnitt von der Baustellenfläche am Leuchtturm aus dem Leerrohr herausgezogen werden“, teilte der Amprion-Sprecher mit. Für den Abtransport wurde das Kabel in mehrere Teile geschnitten.

Wie die Reparaturarbeiten laufen sollen

Amprion plant nach eigenen Angaben jetzt die Reparaturarbeiten für das kommende Jahr und stimmt diese mit den Behörden ab. Nördlich der Insel soll die beschädigte Kabelstelle mit einer Muffe repariert werden. Danach soll die Stromleitung wieder im Meeresboden verschwinden. An der zweiten Schadstelle südlich der Insel soll ein neues, rund 1.100 Meter langes Kabelstück in das Leerrohr unter der Insel eingezogen werden.

„Derzeit gehen wir weder davon aus, dass sich die laufenden Verlegearbeiten im Bereich der Insel wesentlich verzögern, noch dass sich daraus Auswirkungen auf den Gesamtzeitplan der Projekte ergeben“, teilte der Sprecher weiter mit. Zu dem entstandenen Schaden machte der Netzbetreiber keine Angaben.

Weil die Bauarbeiten mitten im Wattenmeer und an der Küste erfolgen, darf nur in einem schmalen Zeitfenster nach dem Brutvogelschutz und bis zum Beginn der Sturmflutsaison im Herbst gebaut werden.

// VON DPA

Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

TECHNIK



110-kV-Umspannwerk beim Solarpark Schafhöfen im Landkreis Regensburg. Quelle: Blue Elephant Energy

Umspannwerk für Bayerns größten Solarpark steht

STROMNETZ. Der Verteilnetzbetreiber Bayernnetz hat an den Solarparkbetreiber Blue Elephant Energy in 110-kV-Umspannwerk im oberpfälzischen Schafhöfen übergeben

Der Bau des Solarparks Schafhöfen im Landkreis Regensburg in Bayern kommt voran. Die Bayernwerk Netz GmbH übergab das neue 110-kV-Umspannwerk an den Projektierer Blue Elephant Energy, teilte letzterer mit. Das Bayernwerk war für Planung, Genehmigung und Errichtung zuständig.

Der Solarpark Schafhöfen soll nach Betreiberangeben mit einer Leistung von 268 MW zu den größten PV-Freiflächenanlagen Deutschlands zählen. Die Inbetriebnahme ist für Sommer 2027 vorgesehen. Mit dem 110-kV-Einspeiseumspannwerk ist der Solarpark direkt an das Hochspannungsnetz angebunden.

Geplant sind zudem zwei Batteriespeicher. Zunächst soll ein Grünstromspeicher ausschließlich Solarstrom vom Standort aufnehmen, bevor in einem weiteren Schritt ein netzdienlicher Graustromspeicher hinzukommt, der auch Energie aus dem öffentlichen Netz beziehen kann, heißt es weiter.

Dass Netzbetreiber Umspannwerke für große Erneuerbare-Energien-Projekte planen, errichten und anschließend an Projektgesellschaften oder Anlagenbetreiber übergeben, ist kein ungewöhnlicher Vorgang. Gerade bei großen Solar- und Windparks werden die erforderlichen Netzanschlussanlagen häufig in enger Zusammenarbeit zwischen Netzbetreiber und Projektentwickler realisiert. Die konkrete Ausgestaltung der Eigentums- und Betriebsverhältnisse wird dabei vertraglich festgelegt.

Für Bayernwerk Netz stellt das Projekt nach eigenen Angaben eine Besonderheit dar, sagt Geschäftsführer Nick Seeger. „Der Solarpark Schafhöfen hat Leuchtturmcharakter: Größe, Realisierungsgeschwindigkeit und im nächsten Schritt die Steigerung der Systemverträglichkeit.“ Bayernwerk habe mit Planung, Genehmigung und Bau „des größten von uns bisher gebauten Einspeiseumspannwerks“ einen wichtigen Beitrag zum Vorhaben geleistet. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

WERBUNG

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten



Mercedes-Benz gibt eigenes Schnellladenetz auf



Eine Mercedes-Benz-Ladestation. Quelle: Mercedes-Benz AG

LADEINFRASTRUKTUR. Mercedes-Benz hält nicht mehr an seinem eigenen HPC-Charging-Netz in Deutschland fest. Der Limousinenbauer gibt es an ein französisches Ladeunternehmen weiter.

Die Mercedes-Benz-Gruppe hat zum 1. November ihr europäisches Schnellladenetz an den spezialisierten französischen Anbieter von High-Power-Charging (HPC) Electra übergeben, wie aus einer einige Tage danach versandten Mitteilung von Electra hervorgeht. Das Netz mit dem Mercedes-Stern besteht aus 47 Ladeparks, davon 31 in Deutschland und sechs in Österreich, mit insgesamt 374 Ladepunkten. In Deutschland zumindest leisten sie durchgehend 300 oder 400 kW.

Am Netz von gut 3.500 Normalladepunkten an den Werken und Niederlassungen mit Ladeleistungen von zumeist 11 bis 44 kW ändert sich durch diese Transaktion laut Zahlen der Bundesnetzagentur nichts., ebenso wenig an den HPC-Netzen von Daimler in China und den USA.

Für die Fahrer elektrischer Mercedes ergeben sich durch den Deal Vorteile: Sie erhalten nicht nur Zugang zu mehr als 800 Electra-Schnellladestandorten in Deutschland, Österreich, Frankreich, Belgien, Italien und der Schweiz, sondern können kompatible Ladestationen vom Mercedes-Bordsystem aus orten und reservieren. Dabei gibt es die Wahl unter verschiedenen Vorzugstarifen. Einzelne Ladepunkte von Electra erreichen Ladeleistungen von bis zu 600 kW. Allein in Deutschland hatte Electra schon vor der Transaktion 50 Ladeparks. 2027 will das Unternehmen hierzulande 200 Millionen Euro in Wachstum investieren.

Electra ist damit der zweite Premiumpartner von Mercedes-Benz beim Schnellladen. Der erste ist Ionity, ein Gemeinschaftsunternehmen, das der Autobauer zusammen mit weiteren Herstellern und dem Infrastrukturinvestor Global Infrastructure Partners (GIP) gegründet hat. GIP gehört inzwischen zum US-Vermögensverwalter BlackRock. Laut der Bundesnetzagentur hatte Ionity in Deutschland am 1. September 1.488 Ladepunkte mit mindestens 350 kW Ladeleistung in Betrieb, die in der Regel in Ladeparks zusammengefasst sind. (geo) // VON GEORG EBLE

Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Platzsparende Sole-Wasser-Wärmepumpenserie



Display einer neuen Subrox-Wärrmepumpe.
Quelle: Alpha Innotec

WÄRME. Neue Wärmepumpen der Marke Alpha Innotec brauchen laut Hersteller weniger als einen halben Quadratmeter Stellfläche. Die Geräte erreichen Vorlauftemperaturen von bis zu 70 Grad Celsius.

Vier platzsparende Sole-Wasser-Wärmepumpen für Einfamilienhäuser: 8, 9, 13 und 18 kW Leistung haben neue Modelle der Serie Subrox von Alpa Innotec. Die Erdwärmepumpen kommen nach Angaben des Herstellers mit weniger als einem halben Quadratmeter Stellfläche aus. Die Hydraulik sei bereits weitgehend integriert, heißt es. Die Geräte sollen für Heizung und Warmwasser Vorlauftemperaturen von bis zu 70 Grad Celsius erreichen.

Die technisch kompakte Lösung eigne sich für Neubauten wie auch auch Sanierungen und zum Austausch bestehender Heizsysteme, so der Anbieter. Die Wärmepumpen arbeiten mit dem Kältemittel R 290 (Propan).

Neben Basisvarianten gibt es Modelle mit einem integrierten Warmwasserspeicher mit 178 Litern Fassungsvermögen. Optional ist eine passive Kühlfunktion erhältlich. Als Wärmequellen kommen neben Erdsonden und Erdkollektoren abhängig von den örtlichen Bedingungen auch Grundwasser und Abwasser infrage. Für Gebäude mit höherem Leistungsbedarf lassen sich mehrere Geräte miteinander kombinieren.

Alpha Innotec ist eine Marke der „ait-deutschland GmbH“. Das Unternehmen mit Sitz Berlin gehört der Schweizer Snow Cliff AG mit Sitz in Wolfhausen. Snow Cliff wiederum ist eine Tochtergesellschaft des schwedischen Konzerns NIBE. (mf) // VON MANFRED FISCHER

Zum Inhalt

Baukostenstreit belastet tschechisches Atomprojekt



Quelle: Pixabay / Ulrike Leone

KERNKRAFT. Der Ausbau des tschechischen Kernkraftwerks Dukovany könnte sich verzögern. Auftragnehmer KHNP hat die Verhandlungen mit einem Baukonsortium abgebrochen.

Tschechische Energieanalysten warnen laut BNE Intellinews davor, dass das Scheitern der Gespräche zwischen Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP) und einem Baukonsortium aus Daewoo Engineering & Construction sowie Doosan Enerbility die Arbeiten an der Erweiterung des Kernkraftwerks Dukovany verzögern könnte.

KHNP wurde im vergangenen Jahr von tschechischer Seite für die Errichtung von zwei neuen Reaktorblöcken im Kernkraftwerk Dukovany mit einem Auftragswert von 407 Milliarden tschechischen Kronen (umgerechnet etwa 16,7 Milliarden Euro) ausgewählt und hat nunmehr die Gespräche mit dem Konsortium aus Daewoo und Doosan beendet. Hintergrund sind offenbar Meinungsverschiedenheiten über den Preis der Bauarbeiten.

„Es ist überraschend. Das bedeutet zwar nicht das Aus für das Projekt, aber es deutet darauf hin, dass die koreanische Seite ihr Risiko sowie ihre potenziellen Gewinnmargen anpassen möchte“, erklärte Radim Dohnal, Analyst bei der Beratungsfirma Capitalinked, gegenüber dem tschechischen Online-Nachrichtenportal Novinky.cz. Er fügte hinzu, dass dies „mit Sicherheit zu einer Verzögerung des Zeitplans führen wird“.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Edvard Sequens, Energieanalyst bei der Plattform für Energie und Umwelt Calla, kommentierte: „Es hat den Anschein, dass KHNP bei dem Versuch, die Ausschreibung für die Erweiterung in Dukovany zu gewinnen, die Projektkosten – die für die Subunternehmer von entscheidender Bedeutung sind – unterschätzt hat."

KHNP sucht neuen Baupartner

Gegenüber tschechischen Medien teilte KHNP mit, man wolle bis Juli 2027 einen neuen Baupartner auswählen und den bestehenden Zeitplan für das Projekt – das die größte Investition in der tschechischen Geschichte werden soll – dennoch einhalten. „Grund für diese Entscheidung sind unterschiedliche Auffassungen der Vertragsparteien hinsichtlich der grundlegenden Vertragsbedingungen", wurde Vojtech Meravy, der Medienvertreter von KHNP in Tschechien, am 29. Oktober von Novinky.cz zitiert. Meravy ergänzte, die Gespräche seien „trotz intensiver Bemühungen, eine für beide Seiten akzeptable Einigung zu erzielen", gescheitert. Novinky.cz berichtete zudem, dass sich der Konflikt um „die Berechnung der Baukosten" sowie die Frage drehte, „wer das Risiko" für diese Baukosten tragen soll.

Die tschechische Seite unterzeichnete im Juni 2025 den Vertrag mit KHNP, nachdem das Ausschreibungsverfahren von dem konkurrierenden Bieter, dem US-Unternehmen Westinghouse, angefochten worden war. Die tschechische Regierung geht davon aus, dass der fünfte Block des Kernkraftwerks Dukovany 2036 und der sechste Block ein Jahr später fertiggestellt sein werden. Kritiker warnen jedoch schon lange, dass dies unrealistisch sei.

Im August dieses Jahres räumte der tschechische Vizepremierminister sowie Minister für Industrie und Handel, Karel Havlicek, öffentlich ein, dass die Kosten für den Ausbau des Kernkraftwerks Dukovany um beachtliche 300 Milliarden Kronen (12,4 Milliarden Euro) steigen könnten. Dies entspräche fast einer Verdoppelung der ursprünglichen Schätzung von 400 Milliarden Kronen, die von der Vorgängerregierung vorgenommen worden war. Als Grund nannte er die Finanzierungskosten.

„Wenn wir uns ansehen, was die beiden neuen Blöcke in Dukovany kosten werden – 200 Milliarden Kronen pro Block, zuzüglich der Finanzierungskosten –, dann landen wir bei 600 bis 700 Milliarden Kronen für zwei große Blöcke", erklärte Havlicek damals.

Die Regierung unter Petr Fiala hat die ehrgeizigen Investitionspläne für die Kernkraft übernommen, die bereits von der Vorgängerregierung verfolgt wurden. Mit dem umfangreichen Kernkraftprogramm will sie die Kohlekraftwerke des mehrheitlich staatlichen Energieversorgers CEZ ersetzen, den durch die Elektromobilität steigenden Strombedarf decken und die nationale Stromautarkie sichern. Kritiker warnen, dass dadurch günstigere und konkretere Investitionen in erneuerbare Energien in den Hintergrund gedrängt werden.

Tschechische Umweltschützer argumentieren, dass CEZ sich stärker auf erneuerbare Energien konzentrieren sollte und dass die Regierung zu sehr von den einflussreichen Lobbys der fossilen Energien und der Kernkraft abhängig sei.

„Es bleibt abzuwarten, inwieweit die koreanische Regierung bereit ist, ein solch unrentables Projekt zu finanzieren – zumal sie sich nach einer Einigung mit dem US-Unternehmen Westinghouse über Lizenzanforderungen aus allen anderen europäischen Projekten zurückziehen musste", kommentierte Sequens. Er fügte hinzu: „Es fehlt eine Debatte über mögliche Alternativen, die den Kohleausstieg schneller vorantreiben und den tschechischen Verbrauchern günstigeren Strom liefern könnten als das Projekt in Dukovany." (mkl) // VON MARTIN KLINGSPORN

^ Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

UNTERNEHMEN



Quelle: Pixabay / lukasbieri

EWE vergütet Flexibilität privater Batteriespeicher

VERTRIEB. Der Energiedienstleister EWE zahlt Haushalten künftig 120 Euro jährlich, wenn sie die Steuerung ihrer Batteriespeicher freigeben. Das neue Angebot richtet sich an Privathaushalte.

Der Oldenburger Energiedienstleister EWE will die Flexibilität privater Batteriespeicher für die Strombeschaffung nutzen. Seit dem 1. November bietet das Unternehmen dafür die Dienstleistung „EWE FlexVorteil“ an. Teilnehmende Haushalte erhalten einen festen Bonus von 120 Euro pro Jahr, wenn sie EWE erlauben, ihren Batteriespeicher innerhalb vertraglich vereinbarter Grenzen automatisiert zu steuern.

EWE will damit seine Rolle als Energiepartner erweitern, erklärte Oliver Bolay, Geschäftsführer der EWE Vertrieb GmbH: „Wir liefern nicht nur Strom und vernetzen Anlagen, sondern vergüten auch die Flexibilität, die Haushalte bereitstellen. Mit dem Flexvorteil verbinden wir Stromlieferung, intelligentes Energiemanagement und Flexibilitätsvermarktung. Unsere Kundinnen und Kunden erhalten einen festen Bonus, die Steuerung übernehmen wir im Hintergrund.“

Zunächst keine Rückspeisung ins Stromnetz

Mit dem Angebot erschließt EWE dezentrale Speicherkapazitäten, um auf Preisschwankungen am Strommarkt reagieren zu können. Der Versorger bündelt die Flexibilität der teilnehmenden Heimspeicher in einem gemeinsamen Pool. Die Steuerung soll den Strombezug der Haushalte zeitlich verschieben und dadurch Preisunterschiede am Markt nutzbar machen. Die bisherige Eigenverbrauchsoptimierung bleibt nach Angaben des Unternehmens weiterhin vorrangig.

Die Steuerung erfolgt über den EWE Energiemanager, das Home Energy Management System des Energiedienstleisters. Mit Abschluss des Zusatzvertrags erlauben die Teilnehmenden EWE, ihren Batteriespeicher innerhalb festgelegter technischer und vertraglicher Grenzen automatisiert zu bewirtschaften. Die Nutzung nach Marktanreizen ergänzt die lokale Eigenverbrauchsoptimierung.

Eine Rückspeisung von Strom aus dem Batteriespeicher in das öffentliche Netz erfolgt zum Startzeitpunkt nicht, wie EWE weiter mitteilte. Der Flex Vorteil ist kein eigener Stromtarif, sondern eine separat buchbare Dienstleistung zu einem dafür berechtigten EWE-Stromliefervertrag.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Mit dem Angebot will EWE schrittweise einen Pool privater Speicherflexibilität aufbauen. Perspektivisch sollen auch weitere steuerbare Geräte wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen in die Flexibilitätsvermarktung eingebunden werden. In einer späteren Ausbaustufe ist zudem die Rückspeisung von Strom in das öffentliche Netz vorgesehen. (hr) // VON HEIDI ROIDER

Zum Inhalt

WERBUNG



Eon vergibt „Bonus“ für Treue



Quelle: Pixabay / Stefan Schweihofer

VERTRIEB. Eon Deutschland wirbt jetzt mit einem Treuebonus um Stromkunden. Gestückelt in drei Tranchen innerhalb von zwei Jahren summiert sich die Gutschrift auf 240 Euro.

Der Stromvertrieb des Essener Energiekonzerns Eon ist um eine Facette reicher: Mit dem Tarif „TreueStrom“ bewirbt das Unternehmen jetzt zweijährige Lieferverträge für Haushaltskunden. Bei dem Tarif, der ausschließlich über die Internetseite von Eon abschließbar ist, gibt es innerhalb der 24 Monate einen Bonus in Höhe von 240 Euro.

Der Bonus fließt in drei Tranchen zu jeweils 80 Euro: zum Lieferbeginn sowie nach zwölf und 24 Belieferungsmonaten. Eon zahlt die Beträge nach eigenen Angaben direkt auf das Girokonto der Kunden aus. Eine Verrechnung mit der Stromrechnung ist nach Unternehmensangaben nicht vorgesehen. Der Tarif beinhaltet zudem eine Preisgarantie über 24 Monate.

„Wer sich langfristig für Eon entscheidet, soll davon spürbar profitieren. Kundinnen und Kunden unseres Tarifs Treuestrom erhalten nicht nur mehrere Boni während der ersten 24 Belieferungsmonate, sondern

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

danach auch nahtlos ein attraktives Anschlussangebot“, wird Martin Endress, Geschäftsführer für das Kundengeschäft von Eon Energie Deutschland, in einer Unternehmensmitteilung zitiert.

Der Tarif lässt sich dem Vernehmen nach mit anderen Angeboten des Versorgers kombinieren. So etwa mit „Home Comfort“, einem Service, der sich an Haushalte mit Elektroautos, Wärmepumpen und Batteriespeichern richtet. Kunden könnrn, wie es weiter heißt, durch die automatische und systemdienliche Steuerung dieser Anlagen Boni erhalten.

Arbeitspreis 37,96 Cent/kWh plus Grundpreis

Treuestrom kostet bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh beispielsweise im Münchner Osten 37,96 Cent/kWh. Hinzu kommen 186,70 Euro jährlicher Grundpreis. Daraus errechnet sich ein Gesamtpreis von 1.515,33 Euro pro Jahr – ohne Berücksichtigung des Bonus. Nach zwei Jahren beträgt der Gesamtpreis abzüglich des Bonus 2.790,66 Euro.

Zum Vergleich: Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) beziffert den durchschnittlichen Strompreis für Haushaltskunden mit 3.500 kWh Jahresverbrauch in seiner aktuellen Statistik für 2026 auf 37,3 Cent/kWh. Der Grundpreis ist dabei anteilig enthalten. Das bedeutet auf ein Jahr hochgerechnet Stromkosten von 1.305,5 Euro, auf zwei Jahre 2.611 Euro. (mf) // VON MANFRED FISCHER

Zum Inhalt

Banken leihen Großbatterie-Anbieter 835 Millionen Euro


Quelle: Fotolia / nmann77

FINANZIERUNG. Das Großbatteriespeicher-Unternehmen Return erhält eine Portfoliofinanzierung über 835 Millionen Euro von der Deutschen Bank und der Rabobank.

Geld für den Speicherausbau in Deutschland: Der niederländische Entwickler und Betreiber von Großbatterieanlagen Return hat sich nach eigenen Angaben eine Finanzierung über 835 Millionen Euro gesichert. Kapitalgeber sind die Deutsche Bank und die Rabobank, heißt es in einer Mitteilung.

Geplant sei, ab 2027 jährlich mindestens 1.000 MW Batteriespeicherleistung hierzulande zu installieren. Dafür seien Investitionen zwischen 750 Millionen und 1,2 Milliarden Euro pro Jahr vorgesehen, heißt es weiter. Das Geld soll nicht nur in Speicher fließen, sondern auch das „Virtual Flexibility Portfolio“. Die Finanzierungsstruktur verbinde die Finanzierung physischer Batteriespeicher mit einem virtuellen Flexibilitätsportfolio, schreibt das Unternehmen mit Niederlassungen in Hamburg, München und Stuttgart.

Return weist auf steigende Nachfrage nach Batteriespeicherflexibilität hin. Die Niederländer arbeiten auf dem deutschen Markt etwa für den Energieversorger Engie. Engie habe die Zusammenarbeit in Deutschland kürzlich auf 400 MW vertraglich gesicherte Batterieflexibilität ausgeweitet. Der Energiehändler Centrica Energy – Tochter des britischen Centrica-Konzerns – habe eine Vereinbarung über 100 MW unterzeichnet. In anderen europäischen Märkten arbeite man unter anderem mit Vattenfall, Essent und Eneco zusammen, so Return.

Bei der Finanzierung einzelner Großbatteriespeicher sei üblicherweise für jedes Projekt ein separater Finanzierungsprozess erforderlich, erklärt das Unternehmen. Return bündelt nach eigener Aussage mehrere Anlagen in einer gemeinsamen Finanzierungsstruktur. Dadurch könnten geeignete Projekte über denselben Rahmen finanziert werden, ohne für jeden Standort einen neuen Prozess aufzusetzen. Zu den

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

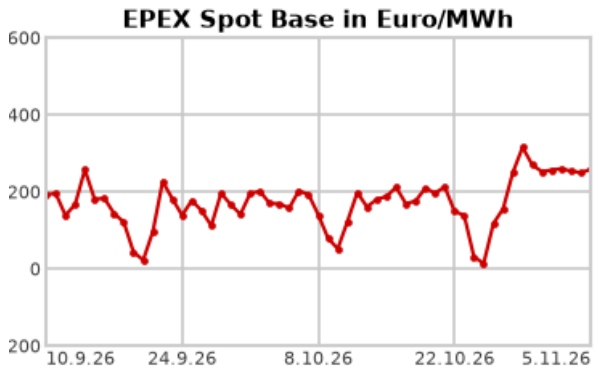
ersten Vorhaben gehörten Speicherprojekte in Herzberg, Brilon und Quedlinburg mit einer Gesamtleistung von 117 MW. Die Bauarbeiten sollen in Kürze starten. (mf) // VON MANFRED FISCHER

Zum Inhalt

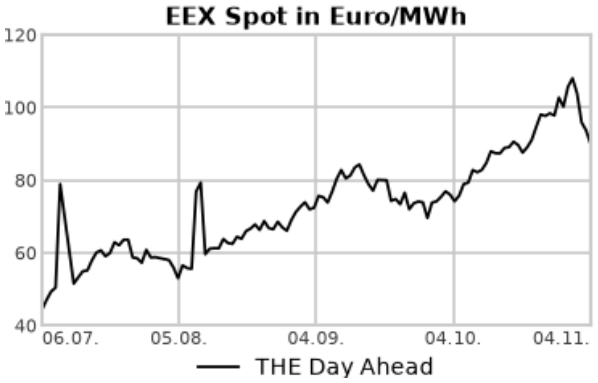
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gaspreise geben nach US-Zwischenwahlen nach



Quelle: E&M

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

Überwiegend schwächer haben sich die Energiemärkte am Mittwoch präsentiert. Der deutsche Strommarkt gab mehrheitlich nach, während der Day-Ahead zulegte. Sinkende Beiträge aus Wind und Sonne sowie unterdurchschnittliche Temperaturen dürften den Spotmarkt in den kommenden Tagen stützen. Die CO2-Preise gewannen ebenfalls. Die verstärkte Kohleverstromung erhöht die EUA-Nachfrage, zugleich sorgt die noch offene Ausgestaltung des europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS) für Unsicherheit.

Die Gaspreise verzeichneten deutliche Verluste, bleiben angesichts der offenen US-Iran-Politik nach den Zwischenwahlen aber volatil. Neue Angriffe könnten die LNG-Versorgung weiter belasten und eine kräftige Gegenbewegung auslösen. Auch Kohle und Öl gaben nach. Bleibt eine erneute Eskalation im Nahen Osten aus, dürfte die geopolitische Risikoprämie am Ölmarkt weiter abschmelzen.

Strom: Überwiegend schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Mittwoch präsentiert. Der Day-Ahead gewann hingegen in der Grundlast 12,50 Euro auf 157,75 Euro je Megawattstunde zu, In der Spitzenlast ging es um 7,75 Euro auf 273,25 Euro pro Megawattstunde bergauf. An der Börse wurde der Base mit 257,38 Euro gesehen, der Peak mit 273,00 Euro.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte den Meteorologen von Eurowind zufolge am Donnerstag im Vergleich zum Vortag in etwa stabil bleiben. Für den weiteren Verlauf der Woche werden kontinuierlich sinkende Beiträge von Wind- und Sonnenstrom.

Am langen Ende verlor das Cal 27 bis zum Nachmittag 10,94 Euro auf 143,98 Euro je Megawattstunde.

CO2: Die CO2-Preise haben am Mittwoch zugelegt. Der Dec 26 gewann bis zum Settlement 0,47 Euro auf 90,40 Euro je Tonne. Das Hoch lag bei 91,13 Euro, das Tief bei 90,02 Euro.

Den CO2-Markt dürften nach Einschätzung der Analysten von der Commerzbank derzeit vor allem zwei Dinge beschäftigen: Erstens sei die Kohleverstromung durch den massiv angestiegenen TTF-Gaspreis in Europa angestiegen, da sie dadurch attraktiver wurde - auch, wenn der Kohlepreis zuletzt ebenfalls stärker angestiegen ist.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

So ist etwa die europäische Kohleverstromung im Oktober laut den Analysten um etwa 18 Prozent (Steinkohle) und 23 Prozent (Braunkohle) gegenüber dem Vorjahresmonat angestiegen. Zweitens besteht weiterhin maßgebliche Unsicherheit hinsichtlich des Vorgehens bei der EU-ETS-Reform, insbesondere im Hinblick auf den Linearen Reduktionsfaktor. Bis 1. Dezember muss eine Einigung im EU-Parlament gefunden werden, ansonsten droht eine Verzögerung.

Erdgas: Mit deutlichen Verlusten haben sich die europäischen Gaspreise am Mittwoch gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 14.00 Uhr 3,750 Euro auf 88,250 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE verbilligte sich der Day-Ahead um 3,390 Euro auf 90,050 Euro je Megawattstunde.

Die europäischen Erdgaspreise sind nach den US-Zwischenwahlen gestiegen, da die Händler abwarten, ob Präsident Donald Trump den diplomatischen Weg mit dem Iran weiterverfolgen oder neue Angriffe starten wird - eine Entscheidung, die die Aussichten für die weltweiten LNG-Lieferungen bestimmen könnte.

Die Demokraten gewannen bei den Wahlen am Dienstag die Kontrolle über beide Kammern des US-Kongresses. Das Ergebnis könnte zu einer stärkeren Kontrolle von Trumps Außenpolitik durch den Kongress führen. Der neue Kongress wird sein Amt jedoch erst im Januar antreten. Dies lässt der Regierung Spielraum, ihren bisherigen Ansatz gegenüber dem Iran in den kommenden Wochen fortzusetzen.

Für Gashändler ist die Frage laut Analysten nun, ob die Trump-Regierung neue Angriffe auf Teheran anordnen oder sich an den Verhandlungstisch setzen wird. Eine weitere Eskalation könnte die Preise stark in die Höhe treiben und die europäische Benchmark wieder über 100 Euro pro Megawattstunde drücken, sagten Analysten. (map) // VON MARIE PFEFFERKORN

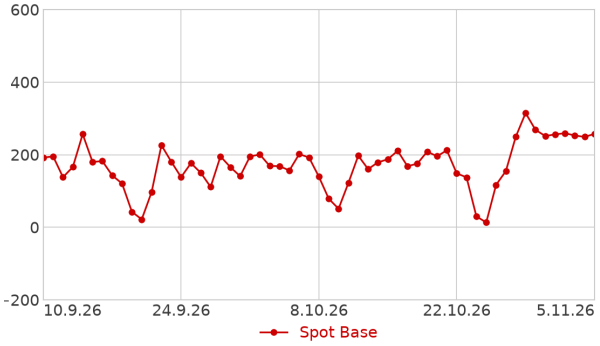
Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

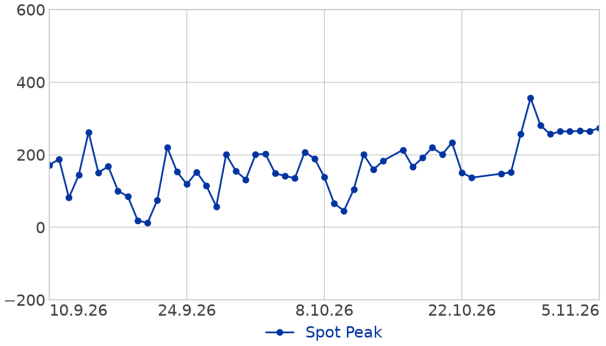
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

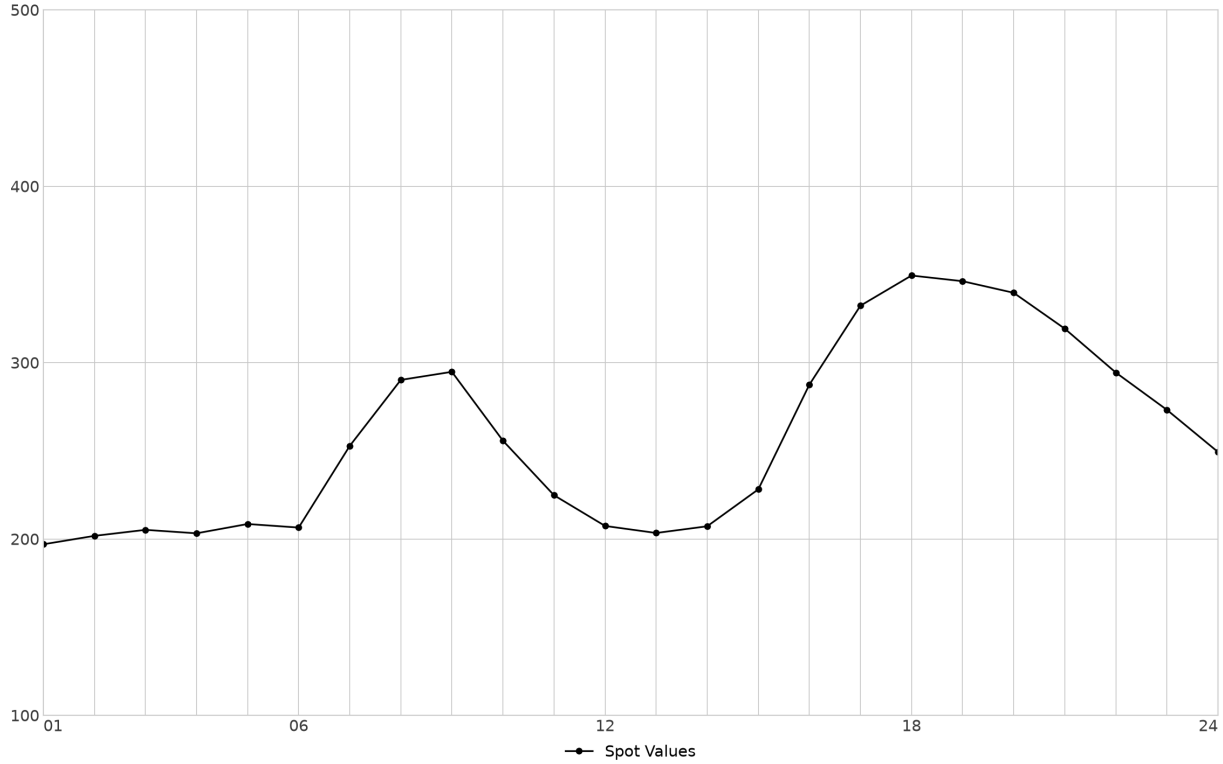
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Strom Terminmarkt

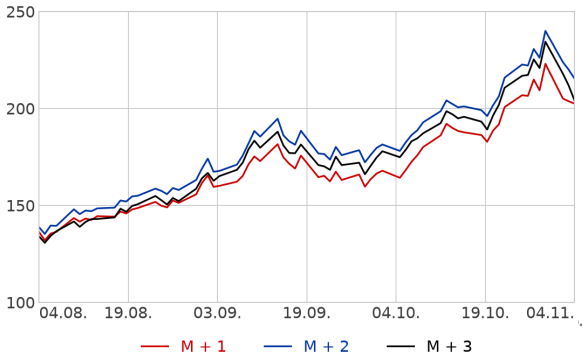
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	04.11.26	German Power Dec-2026	202,51
M2	04.11.26	German Power Jan-2027	215,38
M3	04.11.26	German Power Feb-2027	204,14
Q1	04.11.26	German Power Q1-2027	190,05
Q2	04.11.26	German Power Q2-2027	119,77
Q3	04.11.26	German Power Q3-2027	129,19
Y1	04.11.26	German Power Cal-2027	145,25
Y2	04.11.26	German Power Cal-2028	105,00
Y3	04.11.26	German Power Cal-2029	91,78

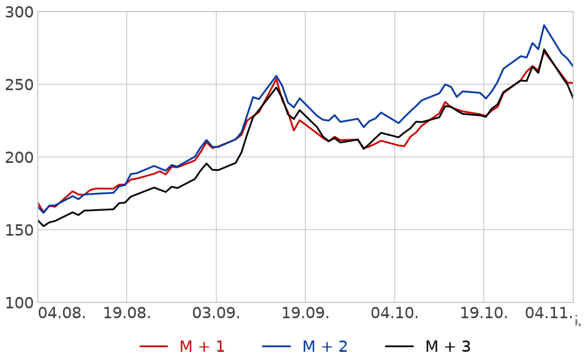
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	04.11.26	German Power Dec-2026	250,93
M2	04.11.26	German Power Jan-2027	262,12
M3	04.11.26	German Power Feb-2027	240,29
Q1	04.11.26	German Power Q1-2027	218,45
Q2	04.11.26	German Power Q2-2027	99,95
Q3	04.11.26	German Power Q3-2027	118,98
Y1	04.11.26	German Power Cal-2027	154,09
Y2	04.11.26	German Power Cal-2028	114,72
Y3	04.11.26	German Power Cal-2029	101,24

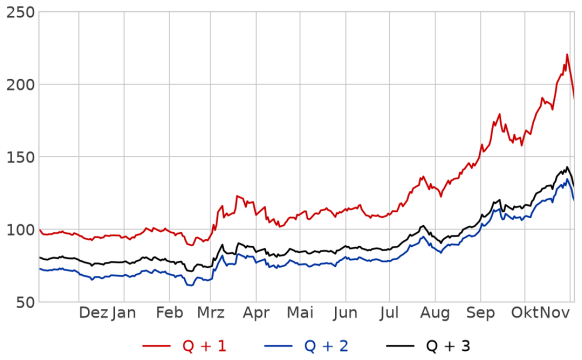
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



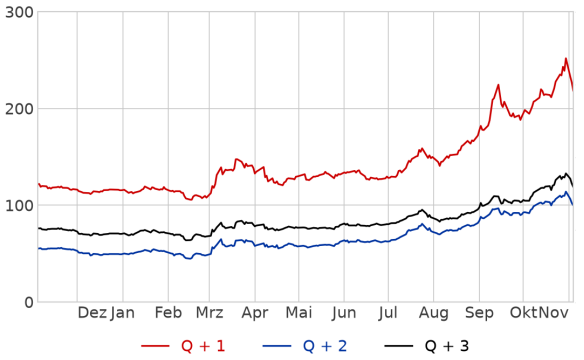
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



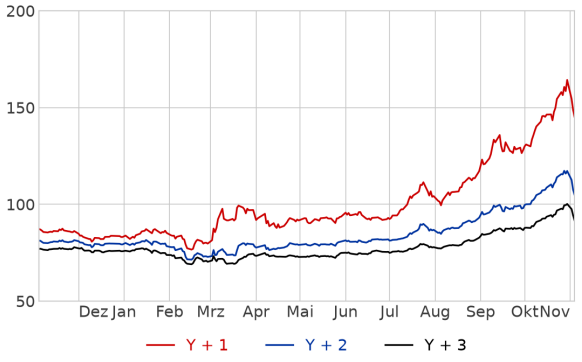
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



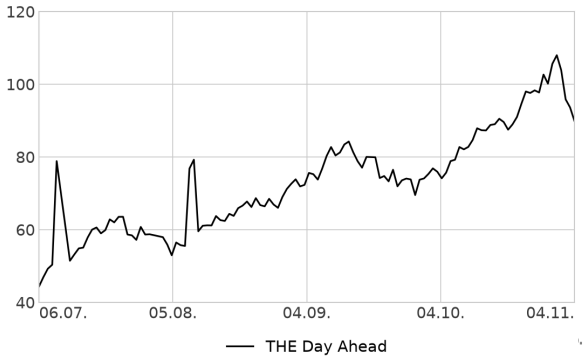
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Gas Spot- und Terminmarkt

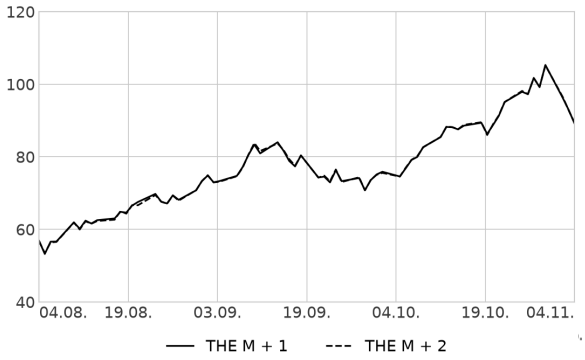
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	04.11.26	German THE Gas Dec-2026	89,19
M2	04.11.26	German THE Gas Jan-2027	89,42
Q1	04.11.26	German THE Gas Q1-2027	87,61
Q2	04.11.26	German THE Gas Q2-2027	67,81
S1	04.11.26	German THE Gas Sum-2027	65,43
S2	03.11.26	German THE Gas Win-2027	63,54
Y1	04.11.26	German THE Gas Cal-2027	70,14
Y2	04.11.26	German THE Gas Cal-2028	44,51

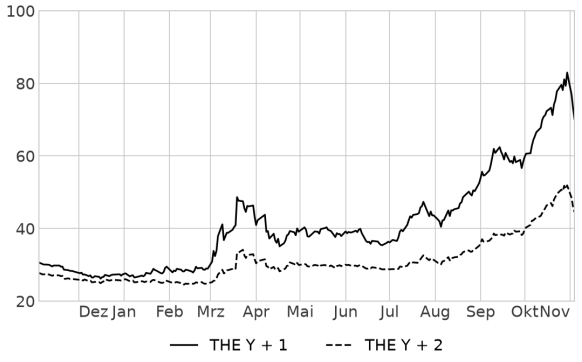
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



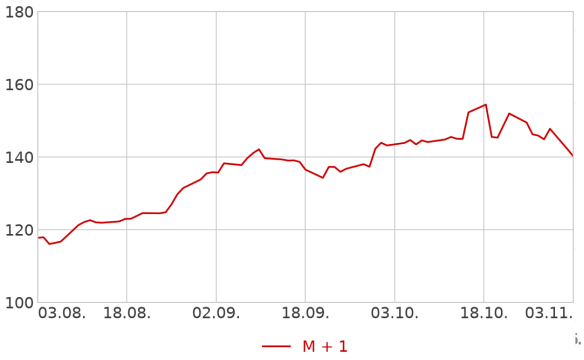
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	04.11.26	257,38	EUR/MWh
Germany Spot peak	04.11.26	273,00	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	04.11.26	90,17	EUR/tonne
Coal API2 Februar 2027	03.11.26	140,20	USD/tonne

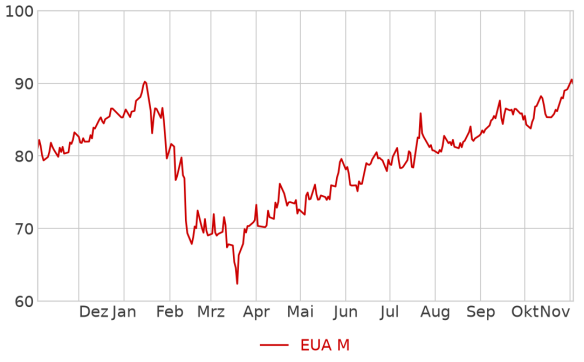
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	04.11.26	89,85	EUR/MWh
German THE Gas Dec-2026	04.11.26	89,19	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	04.11.26	70,14	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jan-2027	04.11.26	94,62	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

E&M STELLENANZEIGEN

Ingenieur Energietechnik - Steuerung & Führung / Stromversorgung (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

Ingenieur Energietechnik - Störungsmanagement / Netzbetrieb (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 Flexible Arbeitszeit

Teamleiter für Photovoltaikanlagen (w/m/d)

Über unsMit dem Komplettpaket aus Solaranlage, Stromspeicher, Ladesäule für das E-Auto und Wärm...

in Deutschland

vor 2 h

Projektleitung Ausbildung / Freie Mitarbeit

Kraftwerksmaschinist (d/m/w)

Dein Aufgabenfeld Bedienung und Beobachtung der kraftwerkstypischen Anlagen (u.a. Kessel- und Tu...

in Düsseldorf

vor 2 h

Ausbildung

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

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

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

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

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: