E&M daily
DIE TAGESZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

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

STROM

X N/A €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

X N/A €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

100

Jahre beträgt der Zeitraum, über den sich die Einlagerung in das weltweit erste Atommüll-Endlager erstrecken soll, bevor es dauerhaft verschlossen wird

WINDKRAFT OFFSHORE
Branche fordert verlässliche Investitionsbedingunge bis 2045

WASSERSTOFF
Hamburger Wasserstoffnetz gewinnt weiteren Großabnehmer

UNTERNEHMEN
Sonnenuntergang in Wildpoldsried

Inhalt

TOP-THEMA
→ **ENERGIEERZEUGUNG:** Strommarktbericht: Kohle verdrängt Gas aus Merit-Order

POLITIK & RECHT
→ **WINDKRAFT OFFSHORE:** Branche fordert verlässliche Investitionsbedingungen bis 2045
→ **WINDKRAFT ONSHORE:** Windbranche verlangt Klarheit zur EEG-Novelle
→ **STROMSPEICHER:** BSW-Solar fordert Reformen für den Speicherausbau
→ **BADEN-WÜRTTEMBERG:** Baden-Württemberg gründet Task Force für schnelleren Netzausbau
→ **LADEINFRASTRUKTUR:** Bund will weitere Autobahnflächen für Schnelllader freigeben
→ **KERNKRAFT:** Erstes Atommüll-Endlager kann in Betrieb gehen

HANDEL & MARKT
→ **WASSERSTOFF:** Hamburger Wasserstoffnetz gewinnt weiteren Großabnehmer
→ **STATISTIK DES TAGES:** Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weltweit von 1990 bis 2025

TECHNIK
→ **STROMSPEICHER:** Großbatterie mit 137,5 MW in Alfeld am Netz
→ **F&E:** Fraunhofer erforscht langlebigere Batterien

UNTERNEHMEN
→ **UNTERNEHMEN:** Sonnenuntergang in Wildpoldsried
→ **ELEKTROFAHRZEUGE:** Schnelllader mit Speicher bei der Werkstattkette ATU

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

→ **ELEKTROFAHRZEUGE:** Mainz tauscht Busse vorzeitig aus

MARKTBERICHTE

→ **MARKTKOMMENTAR:** Kälte und Eskalation im Iran treiben Gaspreise

SERVICE

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

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

★ TOP-THEMA

Strommarktbericht: Kohle verdrängt Gas aus Merit-Order



Quelle: RWE

ENERGIEERZEUGUNG. Die Stromerzeugung stieg im dritten Quartal um 11 Prozent. Der Großhandelspreis kletterte um 52 Prozent. Im Außenhandel erwies sich Deutschland als Nettoexporteur.

Deutschlands Stromeinspeisung stieg im dritten Quartal 2026 gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 11 Prozent auf 111,1 Milliarden kWh. Gleichzeitig verteuerte sich der Großhandelsstrompreis um 51,7 Prozent auf 125,51 Euro/MWh. Die Stromexporte summierten sich auf 16,8 Milliarden kWh (plus 39,2 Prozent). Sie lagen damit um 1 Milliarde kWh über den Importen (minus 22,7 Prozent). Das geht aus dem neuen Strommarktbericht der Bundesnetzagentur auf „smard.de“ hervor.

Die Photovoltaik speiste im dritten Quartal 31,5 Milliarden kWh in das Netz der allgemeinen Versorgung ein. Damit erreichte sie den höchsten Wert für ein drittes Quartal und den zweithöchsten Quartalswert insgesamt. Im Juli betrug die Einspeisung 12 Milliarden kWh – ein neuer Höchstwert für einen einzelnen Monat.

Auch die Windkraft verzeichnete Zuwächse. Offshore-Anlagen speisten 5,9 Milliarden kWh ein, 4 Prozent mehr als im Vorjahresquartal. Bei Windenergie an Land nahm die Einspeisung um 16,8 Prozent auf 24,9 Milliarden kWh zu. Beide Werte seien Höchstwerte für ein drittes Quartal, schreibt die Bundesnetzagentur.

Die Einspeisung aus Wasserkraft, Biomasse und sonstigen erneuerbaren Energien ging dagegen zurück. Insgesamt erreichten erneuerbare Energien einen Anteil von 66,5 Prozent an der Stromerzeugung. Im Vorjahresquartal waren es 65 Prozent.

Knapp 40 Prozent mehr Steinkohleverstromung

Bei den konventionellen Energieträgern wuchs die Einspeisung aus Braunkohle um 1,5 Prozent auf 15,4 Milliarden kWh. Die Steinkohleverstromung legte um 39,3 Prozent auf 6,4 Milliarden kWh zu. Dagegen sank die Einspeisung aus Erdgas um 8,1 Prozent auf 8,9 Milliarden kWh.

Der durchschnittliche Gasgroßhandelspreis lag laut Regulierungsbehörde im dritten Quartal bei 64,10 Euro/MWh und damit rund 91 Prozent über dem Vorjahreswert. In der Merit-Order fielen

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

Gaskraftwerke dadurch „häufiger hinter Kohlekraftwerke zurück“.

Im europäischen Vergleich fiel der Strompreisanstieg in Deutschland geringer aus als in den meisten Nachbarländern. Dort nahmen die durchschnittlichen Großhandelspreise im Mittel um 64,7 Prozent zu. Besonders stark waren die Zuwächse in Frankreich mit 144,2 Prozent, Belgien mit 82,5 Prozent und im Marktgebiet Norwegen 2 mit 81 Prozent. „Die Marktkopplung bewirkt, dass Angebot und Nachfrage länderübergreifend bedient werden und sich Großhandelspreise somit tendenziell angleichen“, resümiert die Bundesnetzagentur.

Negative Strompreise stellten sich hierzulande in 675 von 8.832 Viertelstunden ein, nach 544 Viertelstunden im Vorjahreszeitraum. Der niedrigste Preis betrug minus 19 Euro/MWh. Im Vorjahresquartal waren es minus 61,08 Euro/MWh.

Mehr als 300 Euro/MWh in 79 Viertelstunden

Ein besonders hoher Preis ergab sich am 14. September 2026 am Day-Ahead-Markt: Für die Viertelstunde von 19.45 bis 20 Uhr lag er bei 740,01 Euro/MWh. Zu diesem Zeitpunkt speisten Windkraftanlagen kaum Strom ein, die Solarproduktion lag tageszeitbedingt bei nahezu null. Die Netzlast lag bei 14,6 Millionen kWh, die Gesamterzeugung jedoch nur bei 10.300 kWh. Die Preisbildung sei im Wesentlichen durch Braunkohle und Erdgas erfolgt.

Insgesamt wurden im Betrachtungszeitraum in 79 Viertelstunden Preise von mehr als 300 Euro/MWh erreicht. Im Vorjahresquartal waren es 48 Viertelstunden.

Dänemark blieb mit 3,9 Milliarden kWh der wichtigste Stromlieferant Deutschlands. Es folgten die Niederlande mit 3,3 Milliarden kWh und Frankreich mit 2,4 Milliarden kWh. Der größte Abnehmer deutschen Stroms war Österreich mit 3 Milliarden kWh, gefolgt von Dänemark und den Niederlanden. Die Exporte nach Frankreich stiegen um 209,2 Prozent auf 1,3 Milliarden kWh. Der Anteil erneuerbarer Energien an den Importen blieb mit 50,7 Prozent nahezu unverändert. Bei den Exporten erhöhte er sich auf 72,2 Prozent. (mf) // VON MANFRED FISCHER

^ Zum Inhalt

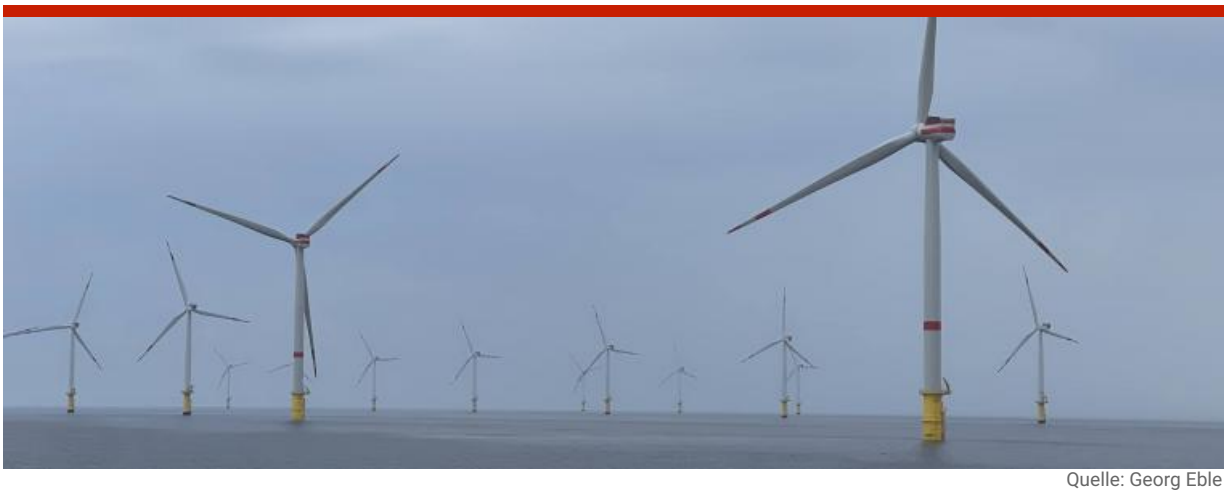
WERBUNG

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



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

POLITIK & RECHT



Quelle: Georg Eble

Branche fordert verlässliche Investitionsbedingungen bis 2045

WINDKRAFT OFFSHORE. Der Bundesverband Windenergie Offshore begrüßt den Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans bis 2045. Für den weiteren Ausbau auf auf See fordert er standortspezifische Vorgaben.

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) hat den Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans (FEP) veröffentlicht (wir berichteten). Der Plan konkretisiert die langfristige Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland bis 2045. Der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) begrüßt die Perspektive für 70.000 MW installierte Leistung. Zugleich fordert er verlässliche Investitionsbedingungen und Anpassungen bei der Flächenplanung.

„Jetzt müssen die politischen Rahmenbedingungen stimmen, damit aus der Flächenplanung konkrete Investitionen werden“, sagt BWO-Geschäftsführer Stefan Thimm. Für künftige Ausschreibungen fordert er indexierte zweiseitige Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD) statt eines Zweistufenmodells. Die laufende Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) müsse die notwendigen Investitionen ermöglichen.

Kleinere Flächen sollen Wettbewerb stärken

Im Fortschreibungsverfahren sollen 14 Flächen für Offshore-Windparks neu zugeschnitten werden. Der BWO bewertet die geplanten Flächen mit jeweils rund 1.000 MW sowie die zentrale Voruntersuchung weiterer Gebiete durch das BSH positiv. Dies könne mehr Unternehmen die Teilnahme an Ausschreibungen ermöglichen, den Wettbewerb stärken und Planungsrisiken verringern.

Konkret sieht der Vorentwurf vier Flächen im Gebiet N-14, acht im Gebiet N-16 sowie die Flächen N-6.9 und N-12.7 vor. Weitere 13 Flächen führt der Entwurf als langfristigen Ausblick auf. Eine Festlegung dieser Gebiete ist im aktuellen Verfahren noch nicht vorgesehen.

Für neue Flächen in den Zonen 4 und 5 setzt der Vorentwurf eine durchschnittliche korrigierte Leistungsdichte von 7,3 MW pro Quadratkilometer an. Der BWO unterstützt diesen Wert. Eine geringere Leistungsdichte könne Abschattungseffekte reduzieren und dadurch die Stromerträge erhöhen. Der Ansatz liegt zudem unter der vom Verband befürworteten Obergrenze von grundsätzlich 8 MW pro

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

Quadratkilometer für neue Offshore-Wind-Flächen.

Überbauung soll sich am Standort orientieren

Kritisch sieht der BWO einen pauschalen Überbauungswert von 10 Prozent. Bei einer Überbauung liegt die installierte Leistung eines Windparks über der Kapazität seiner Netzanbindung. Dadurch kann die Netzanbindung besser ausgelastet werden. Zugleich steigen die Investitionskosten, und bei hoher Einspeisung kann mehr Strom abgeregelt werden.

Eine Studie von Frontier Economics im Auftrag des BWO und des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) beziffert das volkswirtschaftliche Optimum je nach Standort auf 5 bis 10 Prozent. Der BWO fordert deshalb flächenspezifische Vorgaben statt eines einheitlichen Regelwerts.

Grenzüberschreitende Projekte einbeziehen

Der Verband begrüßt außerdem, dass der Vorentwurf die internationale Zusammenarbeit konkretisiert und grenzüberschreitende Offshore-Windprojekte auf das deutsche Ausbauziel anrechnen will. Besonders die Kooperation mit Dänemark sollte nach Ansicht des BWO im Mittelpunkt stehen.

Eine gemeinsame Studie von BWO und BDEW habe gezeigt, dass eine geringere Leistungsdichte in deutschen Gewässern in Verbindung mit der Anbindung von Windparks aus Nachbarstaaten höhere Stromerträge und niedrigere Kosten je Kilowattstunde ermöglichen könne.

Ausbau und Netze gemeinsam planen

Die vorgesehene Reihenfolge für Inbetriebnahmen bis 2038 muss nach Auffassung des BWO mit dem Ausbau der Netzanbindungen abgestimmt sein. Änderungen sollten danach bewertet werden, ob sie Stromerträge sichern, die Netzverfügbarkeit berücksichtigen und Verzögerungen bei Projekten und Lieferketten vermeiden.

Der Verband begrüßt, dass der Vorentwurf den Weiterbetrieb bestehender Windparks und die Nachnutzung ihrer Flächen gemeinsam betrachtet. Er fordert, Netzanbindungen bis zum Abschluss des Rückbaus verfügbar zu halten sowie Rückbau- und Neubaupläne frühzeitig aufeinander abzustimmen.

Der BWO will die konkreten Festlegungen des Vorentwurfs gemeinsam mit seinen Mitgliedern innerhalb der Konsultationsfrist bis Anfang Dezember prüfen. Bis zur endgültigen Festlegung bleibt der FEP 2025 in seiner zuletzt geänderten Fassung gültig. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

WERBUNG

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



Windbranche verlangt Klarheit zur EEG-Novelle



Positionspapier zum NZIA Quelle: BWE

WINDKRAFT ONSHORE. Der Bundesverband Windenergie (BWE) fordert die Bundesregierung auf, zeitnah Kriterien für die geplanten Resilienzausschreibungen nach dem Net Zero Industry Act vorzulegen.

Die EU will europäische Produktionskapazitäten stärken und Investitionen absichern, wie sie im Net Zero Industry Act (NZIA) festgelegt hat. Der Bundesverband Windenergie (BWE) fordert die Bundesregierung auf, die verlängerte parlamentarische Beratung zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) für die zügige Ausarbeitung einer Verordnung zum NZIA zu nutzen.

Diese Verordnung sollte die qualitativen Kriterien für die geplanten Resilienzausschreibungen konkretisieren. „Eine starke europäische Windindustrie braucht verlässliche Nachfrage und investitionsfreundliche Rahmenbedingungen“, erklärte BWE-Präsidentin Bärbel Heidebroek am 23. Oktober. Die Bundesregierung müsse die Verordnung jetzt auf den Weg bringen und die Branche umfassend einbeziehen.

Der NZIA sieht vor, bei Ausschreibungen für Windenergieprojekte neben dem Preis auch nichtpreisliche Kriterien wie die europäische Resilienz zu berücksichtigen. Der Entwurf zur EEG-Novelle sieht vor, entsprechende Resilienzausschreibungen ab dem 1. August 2027 einzuführen. Die konkrete Ausgestaltung soll eine Verordnung regeln.

Vorschläge für zusätzliche Ausschreibungen

Aus Sicht des BWE müssen die Kriterien wettbewerbsneutral und unbürokratisch sein. Zudem verlangt der Verband praxistaugliche Höchstwerte und gestaffelte Sanktionen, anstatt bei Verstößen einen

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

vollständigen Verlust des Zuschlags vorzusehen. Die zusätzlichen Anforderungen dürften außerdem nicht das reguläre Ausschreibungsvolumen für Windenergie verringern. Vielmehr müssten die Resilienzausschreibungen zusätzliche Mengen umfassen.

Mit diesen Vorgaben will der Verband europäische Produktionskapazitäten stärken und Abhängigkeiten von außereuropäischen Lieferketten verringern. Das soll zugleich zu einer unabhängigen, resilienten und klimaneutralen Stromversorgung beitragen. Seine Forderungen hat der BWE in einem Positionspapier zusammengefasst.

Weitere Änderungen am EEG gefordert

Über die Resilienzausschreibungen hinaus sieht der Verband bei der EEG-Novelle weiteren Anpassungsbedarf. Für Stromlieferverträge mit Unternehmen, sogenannte Power Purchase Agreements (PPA), fehlten praxistaugliche Rahmenbedingungen. Zudem müssten Betreiber verlässlich zwischen der EEG-Förderung und der Direktvermarktung über PPAs wechseln können.

Der BWE fordert darüber hinaus Regelungen, die mehr Flexibilität und eine Direktbelieferung ermöglichen. Beim Ausschreibungsdesign spricht sich der Verband für ein separates Südsegment aus. Die zusätzlich zum Referenzertragsmodell geplanten Regionen sollten dagegen entfallen. Auch die vorgesehene Pachtbegrenzung lehnt der Verband ab. Sie greife in funktionierende Marktmechanismen ein und erschwere die Sicherung geeigneter Flächen für Windenergieprojekte.

„Das EEG muss der Windenergie besseren Marktzugang ermöglichen und zugleich Investitionen in europäische Lieferketten stärken“, sagt Heidebroek. Dafür brauche es klare Regeln, verlässliche Marktbedingungen und eine rechtzeitige Verordnung zu den Resilienzausschreibungen.

Das Positionspapier des BWE zum NZIA steht im Internet zur Verfügung. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

BSW-Solar fordert Reformen für den Speicherausbau



Quelle: Fotolia / malp

STROMSPEICHER. Mit einem Positionspapier hat sich der Bundesverband Solarwirtschaft an Bundesregierung und Bundestag gewandt. Denn es seien viel mehr Flexibilitätsoptionen notwendig.

Der Speicherausbau in Deutschland wird von großen Anlagen dominiert.
In den ersten neun Monaten 2026 kamen nach einer Auswertung des Marktstammdatenregisters durch den Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar) rund 8,2 Gigawattstunden (GWh) Speicherkapazität hinzu. Gegenüber dem Vorjahreszeitraum ist das ein Plus von 91 Prozent. Die Zahl der neuen Anlagen schätzt er einschließlich erwarteter Nachmeldungen auf über 500.000.

Auf Großspeicher entfielen rund 3,8 GWh und damit knapp die Hälfte des gesamten Kapazitätszubaus. Gegenüber den ersten drei Quartalen 2025 legte dieses Segment um etwa 350 Prozent zu. Heimspeicher kamen auf 3,2 GWh, ein Plus von 20 Prozent. Bei Gewerbespeichern stieg der Zubau um 67 Prozent auf 0,7 GWh, bei Kleinstspeichern um 33 Prozent auf 0,5 GWh. Die Auswertung spiegelt den Stand vom 12. Oktober wider.

Für 2026 rechnet der BSW-Solar mit deutlich mehr als 10 GWh Zubau, was nach seiner Auffassung jedoch nicht ausreichend ist. Bis 2030 müsse jährlich etwa vier- bis fünfmal so viel an Flexibilitätsoptionen –

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

neben Batterien auch andere Technologien zur Anpassung von Erzeugung und Verbrauch – hinzukommen, um den Ausbau der Erneuerbaren kostengünstig in das Stromsystem zu integrieren. Der Verband beruft sich dabei auf eine Analyse des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE).

Am 22. Oktober hat der BSW-Solar deshalb 15 Reformvorschläge vorgelegt. Sie richten sich an Bundesregierung und Bundestag und betreffen unter anderem das Netzpaket und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Der Verband verlangt unter anderem einen verbindlichen Anspruch auf „faire und flexible Netzanschlussvereinbarungen“. Speicher sollen sich damit leichter gemeinsam mit Solar- oder Windkraftanlagen sowie an Verbrauchsstandorten betreiben lassen.

Forderung nach flexiblen Nezuanschlussvereinbarungen

Zudem sollen Verteilnetzbetreiber nach den Vorstellungen des Verbands verpflichtet werden, gezielt netzdienliche Speicher an Umspannwerken auszuschreiben. Damit ließen sich Einspeisespitzen aufnehmen und Transformatoren besser auslasten. Eine weitere Forderung betrifft den Redispatch: Die Steuerung soll am Netzverknüpfungspunkt statt an der einzelnen Erzeugungsanlage ansetzen. Bei gemeinsam angeschlossenen Solarparks und Batterien ließe sich Strom dann bei zeitweiligen Netzengpässen zunächst speichern, anstatt die Erzeugung unmittelbar abzuregeln.

Als Begründung führt der Verband zwei seit einigen Wochen vorliegende Studien des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) an. In einer im Juli dieses Jahres veröffentlichten Flexibilitätsstudie modellierten die Forscher zusätzliche 20 GW Speicherleistung mit vier Stunden Speicherdauer, entsprechend 80 GWh. Für den untersuchten Zeitraum von Januar 2025 bis Mai 2026 errechneten sie mögliche volkswirtschaftliche Einsparungen von 5,6 Milliarden Euro, auf ein Jahr umgerechnet etwa 3,9 Milliarden Euro.

Eine im September veröffentlichte IEE-Kurzstudie untersucht die Nutzung bislang freier Transformatorreserven an Umspannwerken. Für 1.313 ländliche Standorte errechnet sie bei entsprechendem Speichereinsatz ein theoretisches Anschlusspotenzial von rund 150 GW zusätzlicher Photovoltaikleistung. Dem Modell liegen dafür Batteriespeicher mit 60 GW Leistung und 240 GWh Kapazität zugrunde. Die Betrachtung bezieht sich auf die untersuchten Umspannwerke; die Aufnahmefähigkeit vor- und nachgelagerter Netze wurde nicht umfassend modelliert.

Darüber hinaus setzt sich der BSW-Solar für verbindliche Ausbauziele ein und eine ressortübergreifende Speicherstrategie. Verbands-Hauptgeschäftsführer Carsten Körnig sieht die Politik in der Pflicht und fordert: „Batteriespeicher müssen Chefsache werden.“

Das Positionspapier des BSW-Solar steht im Internet zum Download zur Verfügung. // VON FRITZ WILHELM

^ Zum Inhalt

Baden-Württemberg gründet Task Force für schnelleren Netzausbau


Quelle: Pixabay / USA-Reiseblogger

BADEN-WÜRTTEMBERG. Mit einer Task Force will die Landesregierung Baden-Württembergs den Ausbau des Verteilnetzes beschleunigen. Die Grundlage dafür bildet der Koalitionsvertrag von Grünen und CDU.

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

Die Stromnetze sind in Baden-Württemberg „trotz zahlreicher Ausbaumaßnahmen in vielen Regionen an ihre Belastungsgrenze“, schreibt die Landesregierung in einer Mitteilung. Um den Ausbau in den Verteilnetzen zu beschleunigen wurde nun eine Task Force ins Leben gerufen. Grundlage hierfür ist der Koalitonsvertrag der Landesregierung. Die baden-württembergische Koalition aus Bündnis 90/Die Grünen und der CDU hatten den Koalitionsvertrag im Mai dieses Jahres vorgestellt.

Mit der Task Force wolle die Landesregierung gemeinsam mit allen am Netzausbau Beteiligten für mehr Netzkapazität und schnellere Anschlüsse sorgen, teilte sie dazu weiter mit. Man habe bereits erste Gespräche geführt. Darauf aufbauend sollen in der Task Force in den nächsten Monaten zentrale Themen in Arbeitsgruppen behandelt werden. Beteiligt sind neben den betroffenen Ministerien und Behörden auch Netzbetreiber, Netzanschlussnehmer und die kommunale Ebene. Die erarbeiteten und festgelegten Beschleunigungsmaßnahmen sollen laut Mitteilung der Landesregierung in einem Landes-Netzausbaubeschleunigungs-Gesetz verankert werden.

Baden-Württemberg will den Wirtschaftsstandort absichern

So sollen Maßnahmen und Lösungen erarbeitet werden, die bestehende Netzengpässe „zeitnah auflösen, das Tempo in Unternehmen und Verwaltungen erhöhen und die Infrastruktur für erneuerbare Energien sowie für eine fortschreitende Elektrifizierung zukunftssicher aufstellen“.

Damit will Baden-Württemberg verhindern, dass das „Stromnetz zum Nadelöhr“ für den Wirtschaftsstandort wird, sagte Ministerpräsident Cem Özdemir (Grüne). „Unsere Unternehmen wollen dekarbonisieren. Gleichzeitig liefern immer mehr Solar- und Windkraftanlagen klimaneutralen Strom – weshalb wir dringend neue Netzanschlüsse und Verteilnetze brauchen“. Energieministerin Thekla Walker (Grüne) betonte, dass das Land beim Ausbau der erneuerbaren Energien gut vorankomme. Wichtig sei deshalb, dass dieser nachhaltige Strom schnell ins Netz komme und verfügbar sei.

Task Force beruht auf Vereinbarungen im Koalitionsvertrag

Die Landesregierung will laut dem Koalitionsvertrag den Ausbau der erneuerbaren Energien stärker mit dem Netzausbau und dem Aufbau flexibler Erzeugungs- und Speicherkapazitäten verzahnen. Dazu zählen unter anderem auch wasserstofffähige Gaskraftwerke. In wirtschaftsstarken Regionen mit Engpässen bei der Stromversorgung will die Koalition Unternehmen beim Netzanschluss finanziell entlasten. Vorgesehen sind Bürgschaften oder andere Instrumente, um die von den Netzbetreibern erhobenen Baukostenzuschüsse für privat betriebene Umspannwerke abzufedern.

Zugleich will die Landesregierung den Anteil von Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft und Biogas an der Bruttostromerzeugung steigern. Bei den Windenergie-Ausschreibungen strebt sie ein höheres Zuschlagsvolumen für Projekte in Baden-Württemberg an.

Baden-Württemberg will auch seine Rolle als Wasserstoffstandort ausbauen. Die Landesregierung setzt dabei auf die Weiterentwicklung von Wasserstofftechnologien sowie den Aufbau von Kapazitäten zur Erzeugung, Speicherung und zum Transport von Wasserstoff und seinen Derivaten. Zugleich will sie den Einsatz von Wasserstoff in der Industrie, der Energiewirtschaft und im Verkehrssektor vorantreiben. Den Beirat zur Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg will die Koalition daher fortführen und dessen öffentliche Wahrnehmung stärken. (hr) // VON HEIDI ROIDER

^ Zum Inhalt

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

Bund will weitere Autobahnflächen für Schnelllader freigeben


Quelle: NOW GmbH

LADEINFRASTRUKTUR. Der Bund stellt weitere Flächen an unbewirtschafteten Autobahnrastanlagen für private Schnellladeparks bereit. Eine Ausschreibung soll im Frühjahr 2027 beginnen.

Das Bundesverkehrsministerium und die Autobahn GmbH des Bundes wollen zusätzliche Flächen an unbewirtschafteten Autobahnrastanlagen für Pkw-Schnellladeinfrastruktur zur Verfügung stellen. Investoren sollen dort Ladeparks errichten und betreiben können. Wie das Ministerium am 22. Oktober mitteilte, ist zunächst eine Marktkonsultation vorgesehen. Die Autobahn GmbH will die Ausschreibung im Frühjahr 2027 starten.

Das Verfahren soll sich stärker an privatwirtschaftlichen Planungen orientieren. Nach Angaben des Ministeriums entscheiden die Bewerber selbst, in welchem Umfang sie die Ladeinfrastruktur aufbauen und wie sie die Anlagen ausstatten.

Bundesverkehrsminister Steffen Bilger (CDU) erklärte: „Wir werden das Vergabeverfahren für Investoren so einfach wie möglich gestalten und zugleich eine angemessene Qualität und transparente Preise für die Nutzer sicherstellen."

Die genaue Ausgestaltung der Ausschreibung soll Gegenstand der anstehenden Marktkonsultation sein. Zur Zahl der angestrebten Ladepunkte, zu Mindestladeleistungen, möglichen Fördermitteln oder zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme macht das Ministerium keine Angaben. Es rechnet allerdings mit privaten Investitionen in dreistelliger Millionenhöhe.

Deutschlandnetz umfasst bereits 200 Autobahnstandorte

Mit der nun angekündigten zusätzlichen Flächenvergabe will der Bund das bestehende Ausbauprogramm entlang der Autobahnen ergänzen. Im Deutschlandnetz sind auf 200 unbewirtschafteten Rastanlagen Schnellladeparks für Pkw vorgesehen. Diese Standorte wurden bereits 2024 an Betreiber vergeben. Nach Angaben der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur sollen an ihnen insgesamt rund 1.000 HPC-Ladepunkte entstehen. Ende September 2026 wurde an der A81 bei Bad Dürrheim der 100. Schnellladepark dieses Autobahnprogramms eröffnet. Die Anlage wird von Eon Drive Infrastructure betrieben und verfügt über sechs Ladepunkte mit bis zu 400 kW.

Für das Deutschlandnetz hatte die Nationale Leitstelle die Standorte anhand einer Bedarfsanalyse ausgewählt. Zudem waren technische Mindeststandards vorgegeben: Pro Fahrzeug werden 200 kW Ladeleistung garantiert. Für das gesamte Deutschlandnetz mit mehr als 1.000 Standorten und rund 9.000 Ladepunkten stellt der Bund etwa 2,3 Milliarden Euro bereit. Etwa 900 der Standorte liegen abseits der Autobahnen in Städten und Regionen.

Masterplan umfasst 41 Maßnahmen

Die Freigabe weiterer Flächen ordnet sich in den Masterplan Ladeinfrastruktur 2030 ein, den die Bundesregierung im November 2025 beschlossen hat. Er enthält 41 Maßnahmen in fünf Handlungsfeldern. Neben einer Stärkung von Nachfrage und Investitionen stehen schnellere Genehmigungs- und Umsetzungsverfahren, Wettbewerb und Preistransparenz sowie die Einbindung von Ladeeinrichtungen in das Stromnetz im Mittelpunkt. Ein Ansatz des Masterplans ist auch, bundeseigene Flächen besser für Ladeinfrastruktur zu nutzen.

Daneben fördert das Verkehrsministerium den Aufbau privater Ladeinfrastruktur in Mehrparteienhäusern.

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

Für 2026 sind dafür nach Angaben des Ministeriums 500 Millionen Euro im Haushalt vorgesehen. Berücksichtigt werden sollen auch Kosten für die Ertüchtigung von Netzanschlüssen und elektrischen Anlagen der Gebäude.

Auch für den Schwerlastverkehr ist an Autobahnen ein bundesweites Ladenetz vorgesehen. Der Bund plant rund 4.200 Ladepunkte an etwa 350 Rastanlagen. Die Vergabe für 124 unbewirtschaftete Standorte wurde Ende Juni 2026 abgeschlossen, wie die Autobahn GmbH des Bundes Anfang Juli mitteilte. Für rund 230 bewirtschaftete Rastanlagen wird ein weiteres Vergabeverfahren vorbereitet. Zusätzlich sind Förderangebote für öffentlich zugängliche Lkw-Ladestandorte außerhalb der Autobahnen sowie Ladeeinrichtungen in Depots und Betriebshöfen vorgesehen. (fw) // VON FRITZ WILHELM

Zum Inhalt

Erstes Atommüll-Endlager kann in Betrieb gehen



Quelle: Pixabay / Ulrike Leone

KERNKRAFT. Die finnische Regierung hat die Betriebsgenehmigung für ein Atommüll-Endlager erteilt. Die Anlage ist bereits fertig.

In Finnland kann das erste weltweite Endlager für hochradioaktive Abfälle demnächst seinen Betrieb aufnehmen. Die Regierung hat dem Betreiber Posiva die erforderliche Genehmigung erteilt, heißt es in einer entsprechenden Mitteilung aus Helsinki. Die Genehmigung gilt bis Ende 2070.

Voraussetzung dafür sind allerdings noch abschließende Prüfungen durch die finnische Strahlenschutz- und Atomaufsichtsbehörde Stuk. Sie muss die Aufnahme des Betriebs gesondert freigeben. Grundlage der Regierungsentscheidung vom 22. Oktober war eine positive Sicherheitsbewertung der Behörde. Wann die ersten Brennelemente tatsächlich eingelagert werden, steht noch nicht fest.

Das Endlager mit dem Namen Onkalo liegt auf der Insel Olkiluoto an der finnischen Westküste. Dort betreibt der Energieversorger TVO auch ein Kernkraftwerk mit drei Reaktorblöcken. In dem Endlager sollen sowohl abgebrannte Brennelemente aus diesem Kraftwerk als auch aus dem Kernkraftwerk Loviisa dauerhaft untergebracht werden. Posiva gehört den finnischen Energiekonzernen TVO und Fortum.

Die Einlagerung erfolgt rund 430 Meter tief im Grundgestein. Dazu werden die abgebrannten Brennelemente in spezielle Behälter mit einem Einsatz aus Gusseisen und einer äußeren Kupferhülle eingeschlossen, heißt es auf der Webseite des Betreibers. Diese werden in Bohrlöchern deponiert und mit Bentonit, einem quellfähigen Tonmaterial, umgeben. Zusammen mit dem umgebenden Gestein sollen die verschiedenen Barrieren verhindern, dass radioaktive Stoffe in die Umwelt gelangen.

Insgesamt ist die Anlage für rund 6.500 Tonnen abgebrannte Kernbrennstoffe ausgelegt. Die Einlagerung soll sich über mehr als 100 Jahre erstrecken. Anschließend wird das Endlager dauerhaft verschlossen.

Kritik kommt hierzulande von Greenpeace. Die Umweltorganisation hält das finnische Konzept nicht für ein geeignetes Vorbild für Deutschland. Sie warnt davor, dass bei einem Versagen der Kupferbehälter radioaktive Stoffe ins Grundwasser gelangen könnten. Zudem wird der hohe Kupferbedarf kritisiert. Deutschland setzt bei der Endlagersuche stärker auf die geologische Barriere des Wirtsgesteins. (sag)

// VON STEFAN SAGMEISTER

Diesen Artikel können Sie teilen:

Zum Inhalt

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

HANDEL & MARKT



Peter Wolffram (Hamburger Energienetze, v.l.) zusammen mit Hamburgs Erstem Bürgermeister Peter Tschentscher und Holborn-Geschäftsführern Lars beim Unterschriftstermin. Quelle: Hamburger Energienetze

Hamburger Wasserstoffnetz gewinnt weiteren Großabnehmer

WASSERSTOFF. Die Hamburger Energienetze sollen die Raffinerie Holborn ab 2028 mit Wasserstoff versorgen. Damit wird eine weitere Firma an das Wasserstoff-Industrie-Netz HH-WIN angeschlossen.

Die Holborn Europa Raffinerie und die Hamburger Energienetze haben einen Vertrag über die Planung eines Anschlusses an das Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz (HH-WIN) geschlossen, teilten die Unternehmen am 23. Oktober mit. Sie unterzeichneten die Vereinbarung am 20. Oktober auf der Hydrogen Technology World Expo in Hamburg. Das HH-WIN ist Teil des geplanten deutschen Wasserstoff-Kernnetzes.

Über den Netzanschluss will Holborn künftig Wasserstoff für die Herstellung von biogenem Kraftstoff HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) und nachhaltigem Flugkraftstoff (Sustainable Aviation Fuel, SAF) beziehen. Die Versorgung mit Wasserstoff soll mit dem Jahr 2028 beginnen.

Mit diesem neuen Abnehmer wird „unser Wasserstoffnetz damit bereits wenige Monate nach Betriebsstart im Herbst 2027 erhebliche Mengen transportieren können. Der stoffliche Einsatz unterstreicht, dass Wasserstoff weit mehr ist als ein klimafreundlicher Ersatz für Erdgas“, sagte Peter Wolffram, Geschäftsführer „Unternehmen und Kunde“ bei den Hamburger Energienetzen.

Der Aufbau des HH-WIN erfolgt durch die Hamburger Energienetze. Das Netz soll das Rückgrat für die Dekarbonisierung der lokalen Industrie bilden und 2027 in Betrieb gehen. Mit einer anfänglichen Leitungslänge von 40 Kilometern im Hafengebiet soll es eine direkte Verbindung zwischen Erzeugern, Import-Terminals und industriellen Abnehmern herstellen.

Netzanschluss für bis zu 62 MW Wasserstoffleistung

Für die Versorgung der Produktionsanlage bei Holorn planen die Hamburger Energienetze einen Anschluss mit einer Wasserstoffleistung von 35,4 MW im Dauerbetrieb. Bei Lastspitzen soll die Raffinerie bis zu 62 MW beziehen können. Die zu errichtende Gasdruckregel- und Messanlage soll direkt auf dem Raffineriegelände entstehen und erhält einen Anschluss an die Hauptleitung des HH-WIN.

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

Den Wasserstoff benötigt die Raffinerie für ihren derzeit im Bau befindlichen Green-Diesel-Production-Komplex (GDP) am Standort Hamburg-Harburg. Dort plant Holborn eine Jahresproduktion von rund 220.000 Tonnen HVO und SAF. Als Rohstoffe sollen gebrauchte Speiseöle und weitere biogene Rest- und Nebenprodukte dienen.

Beim sogenannten „Hydrotreating“ wird fetthaltigen Abfall- und Reststoffen unter hoher Temperatur und hohem Druck Wasserstoff zugeführt. Das Gas bricht Bindungen auf und entfernt Sauerstoffverbindungen aus den Ausgangsstoffen, um reine Kohlenwasserstoffketten zu erzeugen. Sie entsprechen weitgehend den Ketten in fossilem Diesel oder eben Kerosin. Holborn verweist darauf, dass die geplanten Kraftstoffe die Nachhaltigkeitsanforderungen der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED III erfüllen sollen.

Auch Tesa hat bereist Verträge unterschrieben

Holborn ist nicht der erste Großabnehmer für Wasserstoff. Zuvor hatte der Tesa-Konzern im Frühjahr dieses Jahres berichtet, dass er den Anschluss seines Werks an das Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz vorbereitet (wir berichteten). Auch die Luftfahrtindustrie in Finkenwerder soll von 2027 an mit Wasserstoff beliefert werden sowie der Kupferhersteller Aurubis.

Bis 2031/32 soll das HH-WIN-Netz auf insgesamt 60 Kilometer anwachsen, um weitere Unternehmen anschließen zu können. Aktuell sind rund 18 Kilometer der Trasse fertiggestellt. Das Verteilnetz soll mit einem Betriebsdruck von bis zu 25 bar arbeiten.

Auf dem früheren Kraftwerksgelände Moorburg haben die Hamburger Energienetze zudem mit dem Bau des H2-Connectors begonnen. Die Anlage soll künftig den lokalen Großelektrolyseur, das bundesweite Wasserstoff-Kernnetz und das HH-WIN miteinander verbinden. Er soll eine Leistung von 100 MW haben und ab der zweiten Jahreshälfte 2027 grünen Wasserstoff bereitstellen – rund 10.000 Tonnen Wasserstoff im Jahr.

Auch MB Energy arbeitet mit am Netz. Das Unternehmen bereitet sich darauf vor, sein bestehendes Tanklager in Hamburg umzurüsten, um die norddeutsche Industrie mit Ammoniak versorgen zu können. Ammoniak kann als Wasserstoffträger genutzt werden: Ein Teil davon soll künftig in einer geplanten Cracker-Anlage wieder in Wasserstoff umgewandelt werden. (hr) // VON HEIDI ROIDER

^ Zum Inhalt

WERBUNG

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



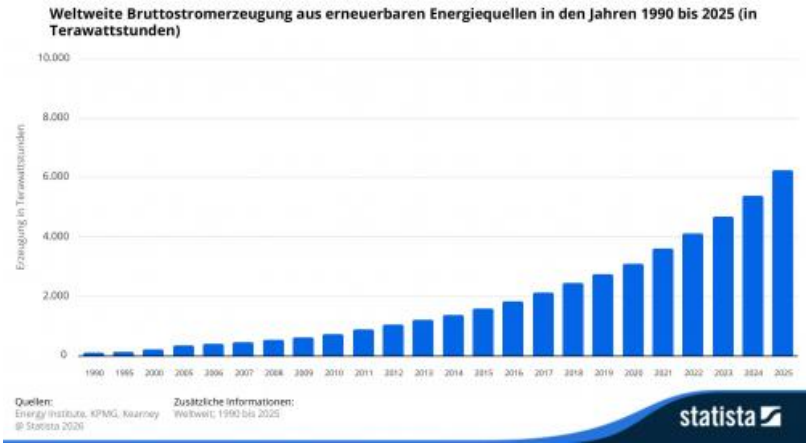
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weltweit von 1990 bis 2025



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

Im Jahr 2025 belief sich die globale Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen auf rund 6.270 Terawattstunden. Grundlage der Angaben ist die Bruttoenergieerzeugung aus erneuerbaren Quellen wie Geothermie, Wind- und Solarenergie oder Biomasse und Bioabfall. Dabei nicht berücksichtigt wurden grenzüberschreitende Stromlieferungen. // VON REDAKTION

Zum Inhalt

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

TECHNIK



Batteriespeicher Alfeld. Quelle: Avacon

Großbatterie mit 137,5 MW in Alfeld am Netz

STROMSPEICHER. Im niedersächsischen Alfeld ist ein Batteriespeicher ans Hochspannungsnetz gegangen. Das Projekt von Scale Alfeld und Avacon stellt zusätzliche Flexibilität für das Stromsystem bereit.

Ein Großbatteriespeicher mit einer Leistung von 137,5 MW hat in Alfeld (Leine) in Niedersachsen den Betrieb aufgenommen. Die Anlage der Scale Alfeld GmbH & Co. KG ist an das Hochspannungsnetz der Avacon Netz GmbH angeschlossen worden. Das Unternehmen mit Sitz in Helmstedt, an dem Eon als Mehrheitsgesellschafter sowie zahlreiche Kommunen und Landkreise beteiligt sind, betreibt Strom- und Gasnetze in Niedersachsen und Sachsen-Anhalt.

Am 23. Oktober 2026 setzte Niedersachsens Umwelt-, Energie- und Klimaschutzminister Christian Meyer (Grüne) den Speicher gemeinsam mit Vertretern aus Wirtschaft und Kommunalpolitik in Betrieb. Zwischen dem Abschluss des Netzanschlussvertrags im März 2023 und der Inbetriebnahme lagen laut einer Mitteilung von Avacon rund dreieinhalb Jahre.

Der Netzanschluss erfolgte über das Umspannwerk Godenau bei Alfeld. Avacon und die Projektgesellschaft entwickelten dafür ein eigenes Anschlusskonzept. Eine grundstücksübergreifende Rohrsammelschiene verbindet das für den Großbatteriespeicher errichtete Umspannwerk der Scale Alfeld mit dem bestehenden Avacon-Umspannwerk.

Dreineinhalb Jahre bis zur Inbetriebnahme

Für Avacon steht die Abstimmung zwischen Speicherbetrieb und Netzanforderungen im Mittelpunkt. Geschäftsführer Frank Schwermer erklärte, Erzeugung, Verbrauch und Netzausbau müssten stärker aufeinander abgestimmt werden. Dafür komme es darauf an, Batteriespeicher frühzeitig in die Netzplanung einzubeziehen und technisch tragfähige Anschlusslösungen zu entwickeln. „Das Projekt in Alfeld zeigt, wie ein anspruchsvoller Netzanschluss durch frühzeitige und partnerschaftliche Zusammenarbeit gelingen kann“, so Schwermer.

Poul Mogensen, Geschäftsführer der Scale Alfeld, betonte die Bedeutung der Zusammenarbeit aller Projektpartner. Der Speicher verbinde technologische Leistungsfähigkeit mit langfristigem Engagement.

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

Als entscheidend für die Umsetzung nannte Mogensen neben der Kooperation der Beteiligten den leistungsfähigen Netzanschluss.

Alfelds Bürgermeister Bernd Beushausen hob die Bedeutung des Projekts für die Stadt und die Region hervor. Die Anlage verbinde Investitionen in moderne Energieinfrastruktur mit einem Beitrag zur Energiewende. Der Speicher habe damit eine Bedeutung, die über Alfeld hinausreiche. (sh)

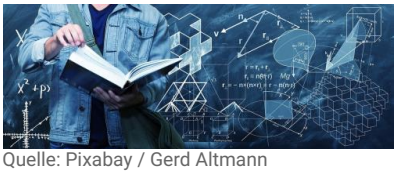
// VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

WERBUNG



Fraunhofer erforscht langlebigere Batterien



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

F&E. Dünne Kohlenstoffschichten sollen Lithium-Metall-Batterien langlebiger machen. Zwei Fraunhofer-Einrichtungen untersuchen den Ansatz bis August 2028.

Lithium-Metall-Batterien könnten künftig höhere Energiedichten ermöglichen und damit leistungsfähigere Energiespeicher hervorbringen. Allerdings bleibt es schwierig, die Batteriezellen über längere Zeit zuverlässig zu betreiben. Wie sich vor diesem Hintergrund die Lebensdauer solcher Batterien durch spezielle Beschichtungen verbessern lässt, untersucht das Fraunhofer-Institut für Schicht- und Oberflächentechnik (IST) in Braunschweig zusammen mit dem Fraunhofer USA Center Midwest (CMW).

Das gemeinsame Forschungsprojekt trägt den Namen „LIMAC – Amorphous Carbon Interlayers for Reliable Lithium-Metal Battery Cells“. Wie das Fraunhofer IST in einer Mitteilung bekannt gibt, startete es im September dieses Jahres und läuft bis August 2028. Die Förderung erfolgt über das interne Fraunhofer-Programm „PACT“ (Program for Affiliate Cooperation and Knowledge Transfer). Das Programm soll die Zusammenarbeit sowie den Wissens- und Technologietransfer zwischen Fraunhofer-Einrichtungen stärken.

Dünne Schichten sollen Grenzfläche stabilisieren

Lithium-Metall-Batterien gelten als möglicher Ansatz für künftige Energiespeicher mit hoher Energiedichte.

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

Anders als bei herkömmlichen Lithium-Ionen-Batterien mit Graphit-Anoden dient metallisches Lithium selbst als aktives Material der negativen Elektrode, der Anode. Mit Lithium als Anoden-Material könnten Batterien laut den Forschenden bei gleichem Gewicht mehr Energie speichern als herkömmliche Lithium-Ionen-Batterien.

Nach Angaben des Fraunhofer IST besteht jedoch ein wesentliches Problem darin, die Verbindung zwischen der Lithium-Metall-Anode und dem Elektrolyten dauerhaft stabil zu halten. Der Elektrolyt sorgt dafür, dass sich Lithium-Ionen innerhalb der Batteriezelle bewegen können. Verändert sich die Kontaktfläche zur Anode, kann dies die Funktionsfähigkeit der Batterie beeinträchtigen und ihre Lebensdauer verkürzen.

Im Forschungsprojekt „LIMAC“ untersuchen die Wissenschaftler, ob dünne Zwischenschichten aus amorphem Kohlenstoff die Kontaktfläche zwischen Anode und Elektrolyt stabilisieren können. Bei amorphem Kohlenstoff sind die Atome nicht regelmäßig angeordnet.

Dafür entwickeln die Forscher zunächst dünne Kohlenstoffschichten, die sie mit einem speziellen Verfahren auf Kupfer aufbringen. Anschließend testen sie die beschichteten Materialien in Batteriezellen und vergleichen deren Eigenschaften mit Referenzzellen. So wollen sie herausfinden, welche Eigenschaften der Beschichtung für eine möglichst stabile Kontaktfläche entscheidend sind.

Auch Umweltwirkungen im Blick

Darüber hinaus wollen die Forschenden untersuchen, welche Auswirkungen das Beschichtungsverfahren auf die Umwelt hat. Mithilfe einer Ökobilanz (Life Cycle Assessment - LCA) wollen sie die relevanten Stoff- und Energieflüsse erfassen und die Umweltwirkungen des Verfahrens bewerten.

Ein weiteres Ziel des Projekts ist es, die Technologie für größere Batteriezellen nutzbar zu machen. Während die Forscher ihre Untersuchungen zunächst an kleinen, münzförmigen Knopf-Zellen durchführen, wollen sie auch ein Konzept für sogenannte Pouch-Zellen entwickeln. Dabei handelt es sich um größere Batteriezellen, deren Bestandteile in einer flachen, flexiblen Folienhülle untergebracht sind.

Langfristig könnten Lithium-Metall-Batterien mit höherer Energiedichte unter anderem in Elektrofahrzeugen, in der Luft- und Raumfahrt sowie in stationären Energiespeichern zum Einsatz kommen. Gerade bei Anwendungen, die eine hohe Speicherkapazität bei möglichst geringem Gewicht erfordern, sehen die Forscher Potenzial für die Technologie. (ds) // VON DAVINA SPOHN

^ Zum Inhalt

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

UNTERNEHMEN



Quelle: Shutterstock / fizkes

Sonnenuntergang in Wildpoldsried

UNTERNEHMEN. Der PV-Speicherhersteller Sonnen hat nach eigenen Angaben Insolvenz angemeldet. Das Unternehmen und der Eigentümer zeigen sich darüber hinaus zugeknöpft.

„Die sonnen GmbH hat ein Insolvenzverfahren in Eigenverwaltung beantragt. Die bisherige Geschäftsführung leitet das Unternehmen weiter. Kunden und Partner haben wir informiert“, teilte das Unternehmen auf Anfrage von E&M mit. Der Antrag gelte nur für die Sonnen GmbH. Die anderen Sonnen-Gesellschaften seien nicht Teil des Verfahrens, so das Unternehmen. Zu weiteren Fragen äußere es sich nicht. Der Eigentümer, der Vermögensverwalter Tiven, wollte sich auf Anfrage dieser Redaktion ebenfalls nicht äußern.

Es scheint plötzlich gekommen zu sein. Noch am 9. Oktober freute sich eine Linkedin-Nutzerin, dass sie einen neuen Job hat und „jetzt als Head of Legal & Compliance“ bei der Sonnen GmbH arbeitet. Am 22. Oktober schug der Batteriespeicherhersteller mit Sitz in Wildpoldsried im Allgäu dann den Weg zum Amtsgericht ein.

Zu kämpfen habe Sonnen hierzulande vor allem mit dem „China Schock 2.0, Deutschlands digitaler Trägheit und den Launen des Corporate Focus“, schreibt Felix Dembski auf Linkedin. Dembski war bis September „Vice President Legal & Regulatory“ bei Sonnen. Mehr als neun Jahre hat er für das Unternehmen seinem Linkedin-Profil zufolge gearbeitet.

Führungskräfte zeigten sich optimistisch

Den Unternehmensfokus beschreibt er so: „Sonnen wollte immer alles sein und das überall. Speicherhersteller, Installateur, Stromlieferant, Direktvermarkter und Regelleistungsanbieter in einem - und das in Deutschland, Spanien, Italien, UK, Schweden, Australien und den USA.“

Das Bestandsgeschäft und der Service von Sonnen sollen weiterlaufen. Neben der Zentrale in Wildpoldsried stehen offensichtlich auch Tochtergesellschaften im Ausland vor der Abwicklung.

Noch keinen Monat ist es her, da postete Sonnen auf Linkedin Fotos von einem internationalen

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

Expertentreff am Firmensitz zum Thema Gewerbespeicher. „Letzte Woche waren unsere Fachpartner bei uns in Wildpoldsried – die spanischen Kolleginnen und Kollegen am Dienstag, die DACH-Partner am Mittwoch. Kein Messestand, kein Hochglanz: offene Geräte, echte Projekte, ehrliche Fragen und Austausch auf Augenhöhe“, schrieb das Unternehmen und schloss: „Mit einem Partnernetzwerk wie diesem gehen wir die nächsten Schritte im Gewerbemarkt gern gemeinsam.“

Guter Dinge zeigte sich im Juni auch Andreas Plenk, Chief Revenue Officer (CRO) und Chef des Europa- und Australien-Geschäfts von Sonnen. Bei Linkedin berichtete er von einem vielversprechenden Partnertreffen und der Bekanntgabe einer Kooperation mit dem Lade- und Speicherlösungsanbieter Alfen. Die Transformation des Energiesystems schreite schnell voran, schrieb er in englischer Sprache. „Und ich kann es kaum erwarten, sie mit solch starken Partnern weiter voranzutreiben.“

Im August hatte der Mineralölkonzern Shell dann das PV-Speicher-Unternehmen an Tiven verkauft. Tiven ist ein Family Office mit Hauptsitz in Malta sowie Büros in München und im Vorort Grünwald. Es gehört Gert Purkert einem der Gründer der Investmentgesellschaft Aurelius.

„Shell kann bestätigen, dass der Verkauf der Sonnen Group an Tiven, einen internationalen Vermögensverwalter und Family Office, abgeschlossen wurde.“ Der Verkauf unterstütze die laufenden Bemühungen des Konzerns, sein Portfolio zu optimieren, hieß es damals auf Anfrage von *E&M*.

Das *Handelsblatt* zitierte in diesem Zusammenhang einen „Insider“, der den Kaufpreis, den Shell zahlte, mit knapp 500 Millionen Euro bezifferte. Wie viel Tiven für den Speicherhersteller bezahlt hat, ließ Shell nicht durchblicken. Nach Informationen der Zeitung sollte Sonnen unter dem neuen Eigentümer saniert und anschließend für einen Weiterverkauf aufgestellt werden. Im Jahresabschluss für 2024 wies Sonnen einen Fehlbetrag von 106,5 Millionen Euro aus.

„Die Gesellschafterin sonnen Holding GmbH hat sich mit einer Finanzierungszusage vom 20. Februar 2026 verpflichtet, den voraussichtlich notwendigen Finanzmittel- und Kapitalbedarf der sonnen GmbH bis zum 31. März 2027 und bis zu einer maximalen Höhe von EUR 11,0 Mio. zu decken“, hieß es in einem Nachtrag vom 26. Februar 2026 zum Geschäftsbericht von 2024. Dieser Jahresabschluss wurde am 11. Mai 2026 im Unternehmensregister offengelegt und ist der jüngste veröffentlichte Abschluss.

Wackelkandidaten im Ausland

Die Zahl der Mitarbeiter der Sonnen GmbH bezifferte das Unternehmen 2024 auf durchschnittlich 690. Aktuell sollen es noch 400 sein. Sonnen ist außer in Deutschland noch in den USA, Großbritannien, Spanien, Italien und Australien tätig. Aus dem Insolvenzregister der australischen Aufsichtsbehörde Australian Securities and Investments Commission (ASIC) geht hervor, dass sich die australische Tochter von Sonnen ebenfalls in einem förmlichen Insolvenzverfahren befindet. (mf) // VON MANFRED FISCHER

^ Zum Inhalt

WERBUNG

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



Schnelllader mit Speicher bei der Werkstattkette ATU


Die neue Schnellladestation von Gepvolt und ATU in Konstanz. Rechts im Bild ist der Batteriespeicher zu sehen. Quelle: Gepvolt SE

ELEKTROFAHRZEUGE. Batteriespeicher können eine hohe Ladeleistung auch bei begrenzten Netzanschlüssen ermöglichen. Gepvolt und ATU haben in Konstanz die erste von 275 geplanten Anlagen errichtet.

An der Konstanzer Filiale der Werkstattkette „ATU“ aus Weiden in der Oberpfalz (Bayern) können ab sofort Elektroautos mit bis zu 240 kW laden. Die Schnellladestation kombiniert die Ladetechnik mit einem Batteriespeicher, den der Hersteller „GEPVOLT SE“ aus Hilden (Nordrhein-Westfalen) entwickelt hat. Die Speicherkapazität beziffert das Unternehmen in einer Mitteilung mit rund 1.000 kWh.

Der Speicher nimmt über einen längeren Zeitraum Strom mit geringer Leistung aus dem öffentlichen Netz auf und gibt die Energie beim Ladevorgang mit hoher Leistung ab. Dadurch muss der Netzanschluss nicht jederzeit die volle Ladeleistung bereitstellen. Nach Angaben von Gepvolt lassen sich so auch Standorte mit begrenzter Netzanschlussleistung für das Schnellladen nutzen. Je nach Standort können Betreiber damit auf eine Erweiterung des Netzanschlusses verzichten oder deren Umfang reduzieren.

Die Station in Konstanz am Bodensee steht, wie es weiter heißt, rund um die Uhr allen Fahrern von Elektrofahrzeugen zur Verfügung. Sie können mit Ladekarte sowie mit Kredit- oder Girokarte bezahlen.

Gepvolt und ATU hatten ihre Zusammenarbeit im März 2026 vereinbart. Bis Ende 2027 wollen sie schrittweise bis zu 275 ATU-Standorte in Deutschland mit batteriegestützten Schnellladestationen ausstatten. Gepvolt übernimmt dabei die technische Planung, die Systemintegration sowie Betrieb, Wartung und Service der Anlagen. (ds) // VON DAVINA SPOHN

^ Zum Inhalt

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

Mainz tauscht Busse vorzeitig aus



Quelle: Shutterstock / Roman Zaiets

ELEKTROFAHRZEUGE. Die Mainzer Mobilität ersetzt nach nur wenigen Betriebsjahren Fahrzeuge des Herstellers MAN durch neue Elektrobusse. Welche technischen Probleme dahinterstecken, bleibt offen.

Die Mainzer Verkehrsgesellschaft (MVG) und der Nutzfahrzeughersteller MAN haben sich auf einen vorzeitigen Austausch von Bussen verständigt. Die in den Jahren 2022 und 2023 gelieferten Batterie- und Dieselbusse sollen Ende 2026 durch 23 fabrikneue Batteriebusse mit überarbeiteter Technik ersetzt werden.

Das geht aus dem Geschäftsbericht 2025 der Mainzer Stadtwerke hervor. Darin heißt es wörtlich: „Einigung mit Bushersteller MAN: Die Batterie- und Dieselbusse aus den Jahren 2022/2023 werden Ende 2026 durch 23 fabrikneue Batteriebusse mit überarbeiteter Technik ersetzt."

Welche technischen Probleme den Austausch der Batterie- und Dieselbusse erforderlich machen, lässt der Geschäftsbericht offen. Auch über die Kostenverteilung zwischen dem Hersteller und dem Verkehrsunternehmen enthält er keine Angaben.

Wie das Nachrichtenportal Merkurist Mitte Oktober berichtete, haben beide Unternehmen auf entsprechende Anfragen keine näheren Auskünfte erteilt. Über die Hintergründe sei Vertraulichkeit vereinbart worden. Diese Informationen bestätigte ein Sprecher der Mainzer Stadtwerke auf Anfrage der Redaktion.

Die Mainzer Stadtwerke treiben die Elektrifizierung ihrer Busflotte seit mehreren Jahren voran. Von den mehr als 150 Bussen fahren nach Unternehmensangaben 24 batterieelektrisch und sechs mit Wasserstoff.

Im Mai 2020 gingen vier Elektro-Gelenkbusse des Herstellers Sileo in Betrieb. Nach dessen Insolvenz 2022 kam es zu Schwierigkeiten bei der Ersatzteilversorgung. Die Fahrzeuge konnten nur noch eingeschränkt eingesetzt werden und waren spätestens 2024 ausgemustert. Mit der Beschaffung von MAN-Elektrobussen setzte Mainz die Elektrifizierung fort. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

^ Zum Inhalt

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

MARKTBERICHTE

STROM

Wegen technischer Probleme stehen die Daten unseres Dienstleisters derzeit nicht zur Verfügung. Wir bitten, dies zu entschuldigen.

GAS

Wegen technischer Probleme stehen die Daten unseres Dienstleisters derzeit nicht zur Verfügung. Wir bitten, dies zu entschuldigen.

Kälte und Eskalation im Iran treiben Gaspreise



Quelle: E&M

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

Überwiegend mit Aufschlägen zeigten sich die Energienotierungen am Freitag. Nur CO2 präsentierte sich mit leichten Verlusten und verharrte damit in der seit längerem überkommenen Range. Maßgeblich hierfür war die sich offenbar weiter zuspitzende Situation am Persischen Golf.
Preistreibend wirkten sich aber auch Wetterprognosen für Deutschland und Europa aus, die fallende Temperaturen und vor allem ein sehr schwaches Windaufkommen nach dem Monatswechsel in Aussicht stellen. Dies würde die Gas- und Strompreise zusätzlich unterstützen.

Strom: Fest hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Freitag präsentiert. Der Montag wurde in der Grundlast gegen 14.00 Uhr mit 118 Euro je Megawattstunde gehandelt. Börslich wurden 117,25 Euro je Megawattstunde im Base gesehen. Am Donnerstag hatte der Freitag selbst im Base 137,75 Euro je Megawattstunde gekostet.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Montag laut Eurowind mit rund 35 Gigawatt im Base höher ausfallen als am Freitag, für den nur 31 Gigawatt erwartet wurden, was den Preisabschlag vom Freitag auf Montag bewirkte. Kennzeichnend für den Börsentag waren die starken Zugewinne am kurzen Ende. So zog der November um 6,84 auf 205,66 Euro an. Ausschlaggebend hierfür waren laut Händlern Wetterprognosen, die von einem sehr schwachen Windstromaufkommen ab dem Monatswechsel und von einem Temperaturrückgang in Deutschland ausgehen.

Am langen Ende legte das Frontjahr unter dem Eindruck der massiv anziehenden Gaspreise um 4,36 auf 152,82 Euro je Megawattstunde zu. „Man hätte meinen können, dass es bei 150 Euro zu einer Verschnaufpause in der Aufwärtsbewegung kommt“, so ein Händler. „Aber nein, die Dynamik war so groß, dass diese Marke ohne viel Federlesens genommen wurde.“ Notierungen von 160 Euro je Megawattstunde für das Strom-Frontjahr stünden nun im Raum.

CO2: Leichter hat sich der CO2-Markt am Freitag gezeigt. Der Dec 26 verlor bis gegen 13.40 Uhr 0,25 auf 86,22 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 11,6 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 86,80 Euro, das Tief bei 85,90 Euro.

Marktteilnehmer gehen von einer Fortsetzung der übergeordneten Seitwärtsbewegung aus. Ein nachhaltiger Bruch der Marke von 86,85 Euro könnte Aufwärtspotenzial freisetzen, hieß es.

Erdgas: Die europäischen Erdgaspreise haben am Freitag weiter zugelegt. Der richtungsweisende Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.42 Uhr 2,651 auf 93,351 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE legte der Day-Ahead um 3,850 auf 94,900 Euro zu.

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

Preistreibend wirken sich das Geschehen im Nahen Osten und die niedrigen Speicherstände aus. Dass diese zuletzt schon minimal zurückgegangen sind, deutet darauf hin, dass das aktuelle Niveau der LNG-Importe nicht ausreicht, um den Bedarf vollständig zu decken. Europa werde daher seine LNG-Importe in den kommenden Wochen steigern müssen, so die Analysten der Commerzbank. Sollte dies nicht geschehen, dürften die Gasspeicherstände bald in einem stärkeren Tempo fallen und die Notwendigkeit für noch höhere LNG-Importe würde sich ergeben, wodurch der Aufwärtsdruck auf den Gaspreis weiter zunähme. So oder so dürfte der europäische Gaspreis aktuell auf diesen Niveaus gut unterstützt bleiben. Höhere LNG-Importe könnten zwar die Versorgungslage entspannen, Europa müsste dafür jedoch angesichts der ebenfalls hohen asiatischen Preise zusätzliche Mengen über ebenso hohe Preise auf dem globalen LNG-Markt anziehen.

Unterdessen exportierte Norwegen am Berichtstag eine Gasmenge von 324,3 Millionen Kubikmeter, am Vortag hatte die Ausfuhr nur 300,5 Millionen Kubikmeter betragen. Gassco zufolge dürfte die exportierte Gasmenge in den kommenden Tagen weiter steigen. (cdg) // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

^ Zum Inhalt

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

ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt:
Wegen technischer Probleme stehen die Daten unseres Dienstleisters derzeit nicht zur Verfügung. Wir bitten, dies zu entschuldigen.

Strom Terminmarkt:
Wegen technischer Probleme stehen die Daten unseres Dienstleisters derzeit nicht zur Verfügung. Wir bitten, dies zu entschuldigen.

Gas Spot- und Terminmarkt:
Wegen technischer Probleme stehen die Daten unseres Dienstleisters derzeit nicht zur Verfügung. Wir bitten, dies zu entschuldigen.

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

E&M STELLENANZEIGEN

Garten- und Landschaftsbauer - Essen (m/w/d)

Garten- und Landschaftsbauer - Essen (m/w/d) Wir bieten: Einen zukunftssicheren, unbefristeten Arbe...

in Essen

vor 8 h

Festanstellung / Ausbildung / Freie Mitarbeit

Gas und Wasserinstallateur (m/w/d)

Gas und Wasserinstallateur (m/w/d) Wir suchen ab sofort motivierte Unterstützung als Gas und Wass...

in Osnabrück

vor 8 h

Festanstellung / Ausbildung

Gas und Wasserinstallateur (m/w/d)

Gas und Wasserinstallateur (m/w/d) Wir suchen ab sofort motivierte Unterstützung als Gas und Wass...

in Steinhagen (+2 weitere Standorte)

vor 8 h

Festanstellung / Ausbildung

Gas und Wasserinstallateur (m/w/d)

Gas und Wasserinstallateur (m/w/d) Wir suchen ab sofort motivierte Unterstützung als Gas und Wass...

in Bünde

vor 8 h

Festanstellung / Ausbildung

Meister / in Gas / Wasser (m/w/d)

Attraktive Vergütung nach Tarif (TV-V) mit 13. Monatsgehalt, zusätzlichen Leistungsprämien und regel...

in Reutlingen

vor 8 h

Ausbildung Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit

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:

