



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

STROM

**195,66 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**89,61 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZITAT DES TAGES

„Erneuerbare Energien erzeugen nicht nur fossilfrei Strom, sondern können auch darüber hinaus netzsichernde Aufgaben übernehmen“

Christian Sdralek, verantwortlich für das Erneuerbare-Portfolio bei Vattenfall, sagte dies anlässlich der Präqualifikation des Windparks Veja Mate.

GAS

Gasreserve stößt auf Zustimmung der Energieverbände

H2-PREISINDEX

Gestehungskosten für grünen Wasserstoff wechselhaft

STROMNETZ

Großflächiger Stromausfall in Schleswig-Holstein

Inhalt

TOP-THEMA

→ **WASSERSTOFF:** Hochlauf soll mit Milliardenhilfen Fahrt aufnehmen

POLITIK & RECHT

- **GAS:** Gasreserve stößt auf Zustimmung der Energieverbände
- **WINDKRAFT OFFSHORE:** Bundesrat will Rückgabeoption für Offshore-Flächen
- **POLITIK:** EU fördert 44 Projekte zur Energiewende
- **KLIMASCHUTZ:** Bund startet neue Runde für CO₂-Differenzverträge

HANDEL & MARKT

- **H2-PREISINDEX:** Gestehungskosten für grünen Wasserstoff wechselhaft
- **STROMNETZ:** Netze besser nutzen statt Erneuerbare auszubremsen
- **STATISTIK DES TAGES:** Erzeugerpreisindex von Erdgas in Deutschland

TECHNIK

- **STROMNETZ:** Großflächiger Stromausfall in Schleswig-Holstein
- **STROMSPEICHER:** 200-MW-Batteriespeicher in Bertikow in Bau
- **F&E:** Stadtwerke planen 3.200 MW Elektrolyseleistung
- **F&E:** Biomassekraftwerke sollen flexibler werden

UNTERNEHMEN

- **KWK:** Knapp 60 Blockheizkraftwerke stehen zum Verkauf
 - **PERSONALIE:** Neuer Chef für Brötje, Remeha und Senertec
 - **WINDKRAFT:** Vattenfall als Regelenergieanbieter aus Offshore-Windpark präqualifiziert
 - **GEOTHERMIE:** Geothermie-Auszeichnungen für Unterhaching und Dürrenhaar
-

MARKTBERICHTE

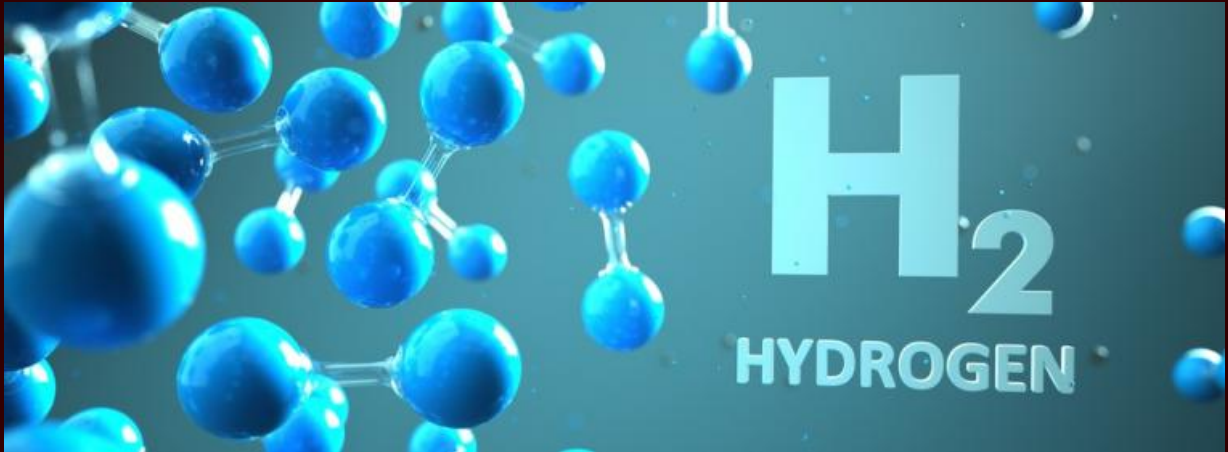
- **MARKTKOMMENTAR:** Gas und Strom teilweise bei mehrjährigen Hochs
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Hochlauf soll mit Milliardenhilfen Fahrt aufnehmen



Quelle: Shutterstock / Alexander Limbach

WASSERSTOFF. Das Bundeswirtschaftsministerium will den Wasserstoffmarkt mit zehn Maßnahmen stärken. Geplant sind unter anderem 1,5 Milliarden Euro Förderung für Industrieprojekte.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) hat zehn Maßnahmen beschlossen, um den Wasserstoffmarkt in Deutschland voranzubringen. Das am 19. Oktober in Berlin vorgestellte Paket umfasst Förderprogramme für industrielle Anwendungen, Anreize für die Umrüstung von Kraftwerken, den bedarfsorientierten Ausbau der Infrastruktur sowie Maßnahmen zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff.

Damit will das Ministerium Investitionen erleichtern und die Nachfrage entlang der gesamten Wertschöpfungskette stärken. Hintergrund ist der bislang verzögerte Markthochlauf. Laut BMWE liegen die Erzeugungskosten für erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff noch deutlich über denen fossiler Alternativen. Zugleich erschweren Unsicherheiten bei Erzeugung, Infrastruktur und Nachfrage die Investitionsentscheidungen.

1,5 Milliarden Euro für Industrieprojekte

Ein Schwerpunkt liegt auf der Förderung industrieller Anwendungen. Das BMWE plant, die nächste Gebotsrunde der CO₂-Differenzverträge (Carbon Contracts for Difference, CCfD) um ein eigenes Wasserstoff-Fenster zu erweitern. Für die Gebotsrunde 2027 sollen mindestens 1,5 Milliarden Euro aus Haushaltsmitteln bereitstehen.

Wasserstoffprojekte können sich darüber hinaus auch außerhalb des speziellen Fensters um CCfD-Förderung bewerben. Für das Programm sind insgesamt bis zu 8,7 Milliarden Euro an Verpflichtungsermächtigungen vorgesehen. Das BMWE plant, im Herbst 2026 ein Vorverfahren mit Konsultationen von Marktteilnehmern zu starten. Die Verträge sollen die Mehrkosten klimafreundlicher Produktionsverfahren gegenüber konventionellen Technologien abfedern und Investitionen in industrielle Dekarbonisierung ermöglichen.

Auch die Stromerzeugung soll zusätzliche Impulse erhalten. Das Ministerium will die Umstellung von Gas- auf Wasserstoffkraftwerke gezielt unterstützen. Dafür sollen 2027 zunächst 2.000 MW Kraftwerksleistung ausgeschrieben werden, die ab 2040 mit Wasserstoff betrieben werden sollen. Weitere 2.000 MW sind für Ausschreibungen zwischen 2030 und 2032 vorgesehen. Diese Anlagen sollen ab 2043 auf Wasserstoff umgestellt werden.

Nachfrage nach klimafreundlichem Stahl stärken

Ein weiterer Ansatz ist der Aufbau eines Leitmarkts für emissionsarmen Stahl. Nach Angaben des BMWi sollen neue Ausschreibungen für Offshore-Windparks über Nachhaltigkeitskriterien die Verwendung von Stahl fördern, der mit erneuerbarem oder kohlenstoffarmem Wasserstoff hergestellt wurde.

Darüber hinaus will die Bundesregierung Anforderungen an die Klimafreundlichkeit von Stahl und Zement bei der öffentlichen Beschaffung ermöglichen. Eine entsprechende Rechtsverordnung könnte bis Mitte 2027 auf Grundlage des geplanten Vergabebeschleunigungsgesetzes folgen.

Kosten senken und Infrastruktur bedarfsgerecht ausbauen

Um Wasserstoff wettbewerbsfähiger zu machen, setzt das BMWi auch auf bessere Rahmenbedingungen für die Erzeugung und auf Importe. Das Ministerium will sich gemeinsam mit anderen EU-Mitgliedstaaten für eine pragmatischere Ausgestaltung der europäischen Vorgaben für erneuerbaren Wasserstoff einsetzen. Zudem sollen verlässliche Stromnetzentgelte die Investitionsbedingungen für Elektrolyseure verbessern.

Auch die Offshore-Erzeugung soll zusätzliche Möglichkeiten erhalten. Auf der Fläche SEN-1 in der deutschen Nordsee sollen zwei Projekte mit jeweils 250 MW Elektrolyseleistung ermöglicht werden. Ergänzend setzt das Ministerium auf Wasserstoffimporte aus unterschiedlichen Lieferländern und Regionen. Bestehende Förderinstrumente wie „H2Global“ und die European Hydrogen Bank sollen den Aufbau entsprechender Lieferketten unterstützen.

Neben dem Wasserstoff-Kernnetz sollen Importkorridore und Speicher entstehen. Zudem will die Bundesregierung mit der Umsetzung des europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets die Voraussetzungen für eine bedarfsgerechte Weiterentwicklung der Verteilernetze schaffen. Auch den Bedarf an Speicherkapazitäten und mögliche Förderbedarfe will das Ministerium untersuchen. Eine mögliche Grüngasquote soll auch Wasserstoff und Wasserstoffderivate als Erfüllungsoptionen einbeziehen.

Wasserstoffrat und Forschung neu ausrichten

Das BMWi will eine Technologie-Roadmap für Wasserstoff im Rahmen der Hightech-Agenda Deutschland erarbeiten. Sie soll Entwicklungsziele für die gesamte Bandbreite der Energieforschung definieren – von der Grundlagenforschung bis zu angewandten Projekten und Reallaboren.

Zudem richtet die Bundesregierung den Nationalen Wasserstoffrat (NWR) organisatorisch und strategisch neu aus. Das Gremium soll seine Empfehlungen stärker am konkreten Beratungsbedarf der Bundesregierung orientieren. Der neu besetzte Rat soll erstmals am 17. November 2026 tagen.

Das **Maßnahmenpapier für den H2-Hochlauf des BMWi** steht im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

MIT UNS KÖNNEN SIE DEN
KURZFRISTHANDEL
IM 15-MINUTEN-TAKT
SPIELEN.

WIR FÜHLEN ENERGIE.
WIR KOMPONIEREN SOFTWARE.
WIR ROCKEN IN TEAMS.

JETZT TERMIN
VEREINBAREN >

Soptim



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia / Dmitry Naumov

Gasreserve stößt auf Zustimmung der Energieverbände

GAS. BDEW, VKU und VIK unterstützen die geplante nationale Gasreserve. Die Finanzierung über eine neue Gasumlage sehen die Verbände jedoch kritisch.

Die geplante nationale Gasreserve stößt bei den Energieverbänden grundsätzlich auf Zustimmung. Die Energieverbände BDEW und VKU sowie der Industrieverband VIK befürworten in ihren Stellungnahmen zum vorgesehenen Gesetz vom 19. Oktober die Einrichtung einer strategischen Reserve für außergewöhnliche Versorgungskrisen. Bei der Finanzierung und der konkreten Ausgestaltung gibt es allerdings Meinungsunterschiede.

Der Gesetzentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums sieht eine Gasreserve mit einem Zielvolumen von 24 Milliarden kWh vor. Sie soll ab 2027 aufgebaut und ausschließlich nach Ausrufung der Notfallstufe eingesetzt werden. Die jährlichen Kosten werden auf rund 250 bis 300 Millionen Euro geschätzt. Finanziert werden soll die Reserve über eine neue Gasumlage.

Der BDEW begrüßt das Konzept. Die Reserve solle bei außergewöhnlichen Versorgungsengpässen die Handlungsfähigkeit der Bundesnetzagentur als Bundeslastverteiler sichern. Positiv bewertet der Verband auch das vorgesehene Auslaufen der staatlichen Gasspeicherfüllstandsvorgaben zum 31. März 2027. Die marktliche Wintervorsorge und die staatliche Krisenvorsorge müssten klar getrennt bleiben.

Bei der Finanzierung hält der BDEW eine Übernahme der Kosten durch den Bundeshaushalt für gerechtfertigt. Er fordert die Bundesregierung auf, diese Möglichkeit nochmals zu prüfen. Anders als VKU und VIK lehnt er die Umlage jedoch nicht grundsätzlich ab, sondern unterbreitet auch Vorschläge für deren praktische Umsetzung.

So soll die Umlage an die Gaskunden ohne aufwendige individuelle Preisanpassungen weitergegeben werden können. Zudem fordert der BDEW eine Veröffentlichung der Umlagehöhe zwei Monate im Voraus statt der vorgesehenen sechs Wochen. Bei der Ausgestaltung der Reserve verlangt er eine stärkere Einbindung der Branche und technologieoffene Ausschreibungen für Speicherkapazitäten.

Der VKU unterstützt ebenfalls die Einrichtung der Reserve. Diese könne in physischen Engpasssituationen zusätzliche Gasmengen bereitstellen und Zeit gewinnen, bis weitere Importe verfügbar seien.

„Wichtig ist aus unserer Sicht, dass die Gasreserve nur als ultimates Mittel in physischen Engpasssituationen eingesetzt wird“, erklärt VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing. Zur Dämpfung von Preisspitzen dürfe sie nicht verwendet werden. Steigende Preise seien ein notwendiges Knappheitssignal.

Bei der Finanzierung positioniert sich der VKU deutlicher als der BDEW. Er lehnt eine vollständige oder teilweise Umlagefinanzierung ab und fordert die Finanzierung aus dem Bundeshaushalt. Eine nationale Abgabe würde Gasversorger und Verbraucher zusätzlich belasten und den deutschen Wirtschaftsstandort benachteiligen.

VIK verweist auf Belastung der Industrie

Auch der VIK befürwortet die strategische Reserve, lehnt aber die geplante Umlage ebenfalls ab. Der Industrieverband verweist insbesondere darauf, dass nicht geschützte industrielle Letztverbraucher im Krisenfall keinen gesicherten Anspruch auf Versorgung aus der Reserve hätten.

Nach Berechnungen des VIK müsste die Industrie dennoch rund 60 Prozent der jährlichen Kosten tragen. Dies entspräche etwa 148 bis 185 Millionen Euro. Zudem würde eine neue Umlage die Entlastung durch die Anfang 2026 abgeschaffte Gasspeicherumlage teilweise aufheben.

„Krisenvorsorge ist jedoch eine staatliche Aufgabe und sollte als solche vollständig aus dem Haushalt finanziert werden“, erklärt VIK-Hauptgeschäftsführer Christian Seyfert. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

**Warum kompliziert
verdrehen?**

reev macht aus komplex ziemlich einfach.

reev Energiemanagement und
Ladeinfrastruktur einfach gemacht

Bundesrat will Rückgabeoption für Offshore-Flächen



Quelle: Georg Eble

WINDKRAFT OFFSHORE. Der Bundesrat bittet um Änderungen am Windenergie-auf-See-Gesetz. Die Länderkammer spricht sich unter anderem für ein verbindliches Verfahren zur Rückgabe von Ausbauflächen aus.

Besonderes Augenmerk legt der Bundesrat in seinem 26-seitigen Beschluss vom 16. Oktober 2026 auf bereits bezuschlagte Offshore-Projekte, deren Realisierung wegen veränderter wirtschaftlicher Bedingungen unsicher ist. Für solche Vorhaben soll eine freiwillige Rückgabe der Flächen ermöglicht werden. Der Bundesrat verweist in diesem Zusammenhang auf gestiegene Finanzierungs-, Lieferketten- und Projektkosten sowie verschlechterte Erlöserwartungen.

Die Rückgabeoption taucht an mehreren Stellen des Beschlusses auf. „Dabei bittet der Bundesrat zu prüfen, inwieweit (...) eine verbindliche Verankerung der erneuten Ausschreibung nicht vergebener Ausbauvolumina sowie aufgegebenen Projekte eine schnelle Realisierung ermöglichen; dies könnte Regelungen zur frühzeitigen Rückgabe von Flächen und zur Weiterverwendung vorhandener Vorleistungen umfassen“. Nach den Vorstellungen der Länder soll eine freiwillige Rückgabe nur in einem einmaligen Rückgabefenster erklärt werden. Zudem plädiert das Ländergremium dafür, „einen rechtssicheren Mechanismus gesetzlich zu verankern, um zu gewährleisten, dass freiwerdende Flächen und zugehörige Netzanschlusskapazitäten zeitnah erneut ausgeschrieben und vergeben werden können, um einen Ausbaustopp zu verhindern“.

Bereits geleistete Zahlungen sollen bei einer Rückgabe nicht erstattet werden. Zusätzlich soll der Projektierer eine spürbare, aber verhältnismäßige Pönale zahlen und von einem erneuten Gebot auf dieselbe Fläche ausgeschlossen werden. Planungsrelevante Unterlagen sollen einem Nachfolger zur Verfügung gestellt werden. Dieser soll zudem in bestehende Liefer- und Dienstleistungsverträge eintreten können. Eine behördliche Prüfung der Unwirtschaftlichkeit soll keine Voraussetzung für die Rückgabe sein. Geprüft werden sollen darüber hinaus eine zeitlich gestaffelte Rückgabepönale oder ein zeitweiliger Ausschluss von weiteren Ausschreibungsrunden.

BDEW-Forderungen gehen in die gleiche Richtung

Nach Angaben im Bundesratsbeschluss steht für rund 16 Gigawatt aus den Ausschreibungsjahren 2023 bis 2025 die finale Investitionsentscheidung noch aus. Daneben sollen Maßnahmen geprüft werden, die die Realisierung solcher Projekte erleichtern. Genannt werden eine befristete Stundung oder Streckung von Raten der Stromkostensenkungskomponente sowie eine mögliche Verlängerung der Betriebsdauer bereits bezuschlagter Projekte.

Auch für künftige Ausschreibungen fordert die Länderkammer Änderungen. Das zweistufige Modell verlagere Marktpreis- und Mengenrisiken zu stark auf die Betreiber und könne dadurch Finanzierungskosten und Stromgestehungskosten erhöhen. Der Bundesrat sieht daher das Modell mit Contracts for Difference (CfD) von Beginn an als vorteilhafter an und spricht sich ergänzend für eine Indexierung aus, mit der Kostensteigerungen zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme berücksichtigt werden können.

Zudem soll das 2026 entfallene Ausschreibungsvolumen spätestens bis Ende 2030 zusätzlich zu den regulären Mengen nachgeholt werden. Der Ausschreibungskorridor soll dafür nötigenfalls überschritten werden können.

Unmittelbar vor der Bundesratssitzung hatte bereits der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) eine frühzeitige und geordnete Rückgabeoption für Flächen aus den Ausschreibungen 2023 bis 2025 angemahnt. Nicht realisierbare Projekte sollten schnell zurückgegeben und anschließend neu ausgeschrieben werden. Damit ließen sich eine längerfristige Blockade von Flächen, eine ineffiziente Auslastung von Netzanschlüssen und ein möglicher Fadenriss in der Lieferkette vermeiden.

Auch beim Ausschreibungsdesign liegen Bundesrat und BDEW nah beieinander. Der Verband fordert ebenfalls ein einstufiges Verfahren auf Basis zweiseitiger Differenzverträge sowie eine wirksame Indexierung. Das zweistufige Verfahren setze Fehlanreize für riskante Gebote fort und könne die Akteursvielfalt verringern, so der BDEW. Er dringt auf einen Abschluss der WindSeeG-Novelle bis Ende 2026, damit 2027 nach beihilferechtlicher Genehmigung durch die EU-Kommission wieder neue Flächen vergeben werden können. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

EU fördert 44 Projekte zur Energiewende



Quelle: Pixabay / NakNakNak

POLITIK. Die EU-Kommission schaufelt aus dem Fördertopf „LIFE“ für Umwelt 87 Millionen Euro in 44 Projekte zur Energiewende.

Die Europäische Kommission stellt im Rahmen von „LIFE – Programme for Environment and Climate Action“ mehr als 390 Millionen Euro für 135 Projekte bereit, davon knapp 87 Millionen Euro für 44 Vorhaben zur Beschleunigung der Energiewende. Die ausgewählten Projekte sollen unter anderem Investitionen in nachhaltige Energie auf kommunaler Ebene ermöglichen, Gebäude energetisch sanieren und effiziente Wärme- und Kältenetze voranbringen, teilte die Kommission mit. Die 44 Energieprojekte seien länderübergreifend angelegt und beziehen neben EU-Mitgliedstaaten auch mit dem LIFE-Programm assoziierte Länder ein.

Ein Schwerpunkt der Förderung liegt auf der Unterstützung kommunaler Energieinvestitionen. Das Projekt „LIFE EUCF City Facility 3.0“ erhält laut Mitteilung ein Budget von 15,8 Millionen Euro. Es soll Kommunen in sämtlichen EU-Mitgliedstaaten sowie in Island, Moldau, Montenegro, Nordmazedonien und der Ukraine bei der Planung nachhaltiger Energieinvestitionen finanziell und technisch unterstützen.

Zwei weitere Vorhaben setzen bei der Wärmeversorgung an. „LIFE RISE DHC“ in Kroatien und „LIFE GREETIN“ in Dänemark erhalten jeweils 2,1 Millionen Euro. Beide Projekte sollen Investitionen in neue, effiziente Fernwärme- und Fernkältesysteme in mehreren EU-Staaten unterstützen, heißt es.

In Portugal fördert das Projekt „LIFE SET-M“ mit 733.218 Euro die energetische Sanierung von Gebäuden, die sozialen Einrichtungen gehören. Das Vorhaben soll dazu beitragen, den Energiebedarf dieser Gebäude zu senken.

Das LIFE-Programm läuft von 2021 bis 2027 und verfügt über ein Gesamtbudget von 5,43 Milliarden Euro. Es fördert Projekte in den Bereichen Naturschutz und Biodiversität, Kreislaufwirtschaft und Lebensqualität, Klimaschutz und Klimaanpassung sowie saubere Energiewende. Die Verwaltung der Fördermittel übernimmt die Europäische Exekutivagentur für Klima, Infrastruktur und Umwelt (CINEA). (mf)

// VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Bund startet neue Runde für CO₂-Differenzverträge



Portal für CO₂-Differenzverträge. Quelle: BMW

KLIMASCHUTZ. Das Bundeswirtschaftsministerium startet das Vorverfahren für die CCfD-Gebotsrunde 2027. Im Fokus stehen Wasserstoff, CO₂-Abscheidung und Prozesswärme für schnellere Dekarbonisierung.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) hat am 19. Oktober das Vorverfahren für die Gebotsrunde 2027 der CO₂-Differenzverträge (Carbon Contracts for Difference, CCfD) gestartet. Industrieunternehmen müssen an diesem vorbereitenden Verfahren teilnehmen, um sich später um Fördermittel bewerben zu können. Das eigentliche Gebotsverfahren soll im Mai 2027 beginnen.

Mit den CCfD will das Ministerium Investitionen in CO₂-arme Produktionsverfahren fördern. Das Programm richtet sich insbesondere an energieintensive Unternehmen aus den Branchen Chemie, Stahl, Metalle, Zement, Kalk, Glas, Papier und Keramik. Die Förderung soll einen Teil des Kostenrisikos absichern, das aus den derzeit noch bestehenden Kostendifferenzen zwischen konventionellen und emissionsarmen Technologien entsteht.

Drei Technologieschwerpunkte vorgesehen

In der Gebotsrunde 2027 will das BMWE gezielt Investitionen in Wasserstoff, Carbon Capture and Utilization beziehungsweise Storage (CCU/CCS) sowie Prozesswärme fördern. Bei der Prozesswärme liegt der Schwerpunkt auf Hochtemperatur-Prozessen. Für die drei Technologiebereiche sind jeweils eigene branchenspezifische Förderbudgets vorgesehen. Damit will das Ministerium die unterschiedlichen Vermeidungskosten und Förderbedarfe besser berücksichtigen.

Wie hoch die einzelnen Budgets ausfallen, hängt von den Ergebnissen des Vorverfahrens ab. Für Wasserstoff sind bei ausreichendem Interesse mindestens 1,5 Milliarden Euro eingeplant. Damit will das BMWE in der Aufbauphase des Wasserstoffmarktes die Lücke zwischen den Herstellungskosten und der Zahlungsbereitschaft industrieller Abnehmer verringern. Zugleich soll die Förderung Unternehmen unterstützen, die frühzeitig auf Wasserstoff umstellen.

Förderbedingungen noch nicht endgültig

Die weitere Ausgestaltung des Förderaufrufs hängt auch von den Erkenntnissen aus dem Vorverfahren und dem Konsultationsverfahren ab. Deshalb sind gegenüber der bisherigen Entwurfsfassung noch Änderungen möglich. Zudem steht die Durchführung der Gebotsrunde 2027 unter Haushaltsvorbehalt. Wie bereits bei den vorherigen Gebotsrunden ist außerdem eine beihilferechtliche Genehmigung durch die Europäische Kommission erforderlich.

Neben den CCfD plant das BMWE für Oktober 2026 eine neue Förderrunde der Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK). Das Programm soll Forschungs- und Entwicklungsprojekte unterstützen, die CO₂-arme Produktionstechnologien und Produktionsverfahren entwickeln. Auch innovative Lösungen zur Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO₂ sollen gefördert werden.

Beide Programme setzen an unterschiedlichen Stellen der industriellen Transformation an: Während die BIK die Entwicklung neuer Technologien unterstützt, sollen die CCfD deren wirtschaftliche Umsetzung in energieintensiven Betrieben erleichtern.

Das **Vorverfahren für CCfD steht auf dem BMW-Portal** bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

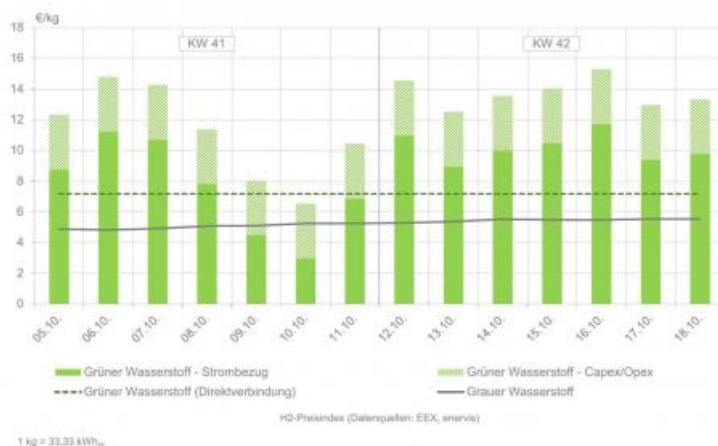
HANDEL & MARKT



Quelle: E&M / Shutterstock, wanpatsorn

Gestehungskosten für grünen Wasserstoff wechselhaft

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



Wasserstoffpreisindex in den Kalenderwochen 41 und 42

- Zur Vollansicht auf die Grafik klicken -

Quelle: Enervis Energy Advisors

Die Gestehungskosten für strommarktbasierten grünen Wasserstoff sind in den vergangenen Wochen wechselhaft gewesen. Das Zweiwochenhoch lag bei 15,28 Euro/kg, das Zweiwochentief bei 6,54 Euro/kg. Im Wochenmittel ist der Preis von 11,11 Euro/kg auf 13,75 Euro/kg gestiegen.

Die Gestehungskosten für grauen Wasserstoff bewegten sich im Wochenverlauf zwischen 4,82 Euro/kg und 5,52 Euro/kg. Das Preisniveau lag damit weiterhin konstant unterhalb des strommarktbasierten Wasserstoffs sowie der Insellösung aus Erneuerbaren-Energie-Anlage und Elektrolyseur.

Legende zum H2-Preisindex

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

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

// VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)

Netze besser nutzen statt Erneuerbare auszubremsen



Analyse zur ungenutzten Spitzenkappung.
Quelle: BNE

STROMNETZ. Laut einer Analyse des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft (BNE) berücksichtigen 85,5 Prozent der Verteilnetzbetreiber die Kappung von Stromspitzen nicht in ihrer Netzplanung.

Die Spitzenkappung spielt in der Netzplanung vieler Verteilnetzbetreiber bislang kaum eine Rolle. Das zeigt eine Hintergrundanalyse des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft (BNE) vom 19. Oktober. Von 83 untersuchten Netzbetreibern dokumentierten demnach lediglich fünf einen systematischen Planungsansatz. Drei weitere wendeten das Instrument punktuell an. Bei 85,5 Prozent der untersuchten Betreiber sei die Spitzenkappung dagegen nicht erkennbar berücksichtigt oder ihre Nichtanwendung ausdrücklich dokumentiert.

Die Spitzenkappung ist ein gesetzlich vorgesehenes Instrument zur effizienteren Nutzung der Stromnetze. Nach § 11 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) dürfen Netzbetreiber bei der Dimensionierung ihrer Netze berücksichtigen, dass Wind- und Solaranlagen in seltenen Einspeisespitzen zeitweise abgeregelt werden. Die jährliche Stromerzeugung darf dadurch um bis zu drei Prozent sinken.

Spitzenkappung kann Netzausbaukosten senken

Nach dem Planungsansatz des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) FNN können Netzbetreiber die anzusetzende Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen so um bis zu 30 Prozent und von Windenergieanlagen um bis zu 13 Prozent reduzieren. Das kann zusätzliche Netzan Anschlüsse ermöglichen und Investitionen in den Netzausbau vermeiden.

Für 734 der insgesamt 817 erfassten Verteilnetzbetreiber lagen keine eigenen Netzausbaupläne vor. Eine detaillierte Auswertung war für diese Unternehmen daher nicht möglich. Insgesamt bleiben vier der 83 untersuchten Fälle hinsichtlich der Anwendung unklar.

BNE sieht Fehlanreize in der Regulierung

Als möglichen Grund für die geringe Nutzung nennt der Verband regulatorische Fehlanreize. Zusätzliche Netzinvestitionen erhöhen die regulatorisch verzinste Kapitalbasis der Netzbetreiber. Wer dagegen mithilfe der Spitzenkappung Investitionen vermeidet, erhält dafür keine vergleichbare unmittelbare Vergütung. Auf diesen Zielkonflikt hatte bereits die Bundesnetzagentur 2015 hingewiesen.

Die Netzbetreiber führen laut Analyse verschiedene Gründe für den Verzicht an. Dazu zählen ein ohnehin notwendiger Netzausbau, zusätzlicher Planungsaufwand und mögliche Entschädigungszahlungen für abgeregelte Anlagen. Einige Betreiber verfolgen zudem das Ziel, Engpässe ausschließlich durch den Ausbau der Netze zu vermeiden.

BNE-Geschäftsführer Robert Busch kritisiert, dass die Netzbetreiber ein gesetzlich vorgesehenes Instrument zur besseren Netznutzung weitgehend ungenutzt ließen. „Bevor neue Einschränkungen für Erneuerbare geschaffen werden, müssen die Netzbetreiber ihre Hausaufgaben machen“, forderte er in Bezug auf den vorgesehenen Redispatch-Vorbehalt.

Kritik am geplanten Redispatch-Vorbehalt

Der Verband stellt die Ergebnisse in den Zusammenhang mit der politischen Diskussion um einen Redispatch-Vorbehalt. Dieser soll zusätzliche Eingriffsmöglichkeiten schaffen und Entschädigungsrisiken auf Anlagenbetreiber verlagern. Aus Sicht des BNE ist es widersprüchlich, neue Eingriffsrechte zu diskutieren, während bestehende Instrumente für eine effizientere Netzplanung kaum zum Einsatz kommen.

Busch fordert deshalb, die Regulierung stärker an der Kosteneffizienz auszurichten. „Entscheidend ist, möglichst viele Anlagen zu möglichst geringen Kosten an das Netz anzuschließen, statt den Ausbau zusätzlicher Infrastruktur grundsätzlich zu bevorzugen“, sagte er.

Der Verband verlangt transparente Wirtschaftlichkeitsvergleiche für Netzplanungen mit und ohne Spitzenkappung. Netzbetreiber sollten offenlegen, welche Alternativen sie geprüft haben und welche zusätzlichen Anschlussmöglichkeiten sowie Kosteneinsparungen sich daraus ergeben. Damit ließe sich nachvollziehen, ob ein Netzausbau tatsächlich erforderlich ist oder eine effizientere Nutzung der vorhandenen Infrastruktur ausreicht.

Die **BNE-Hintergrundanalyse zur Spitzenkappung im Stromverteilnetz** steht im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

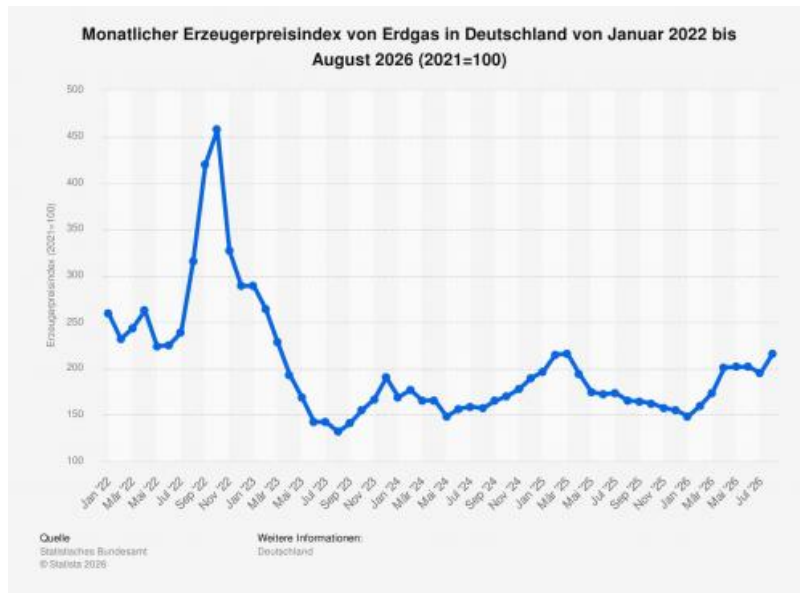
[^ Zum Inhalt](#)

Erzeugerpreisindex von Erdgas in Deutschland



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 bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Die Erzeugerpreise für Erdgas in Deutschland waren seit November 2022 gesunken und befanden sich im Jahr 2024 auf einem konstant niedrigeren Niveau. Im August 2026 betrug der Erzeugerpreisindex von Erdgas in Deutschland rund 215,9 Indexpunkte. Der Erzeugerpreisindex gibt das durchschnittliche Preisniveau des im Inland hergestellten und abgesetzten Erdgases im Vergleich zum Basisjahr an. Die Zahlen stammen vom Statistischen Bundesamt. // **VON REDAKTION**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Katia Meyer-Tien

Großflächiger Stromausfall in Schleswig-Holstein

STROMNETZ. Ein Kurzschluss im Hochspannungsnetz führte zu einem Stromausfall bei 40.000 Haushalten. Die Ursache der Störung ist bislang unklar.

Ein Fehler im 110-kV-Hochspannungsnetz von Schleswig-Holstein Netz (SH Netz) hat am 18. Oktober zu einem großflächigen Stromausfall im Westen Schleswig-Holsteins geführt. Bis zu 40.000 Haushalte seien stundenlang unversorgt geblieben, teilte der Netzbetreiber mit.

Ein Kurzschluss am Sonntagvormittag an einer 110-kV-Leitung verursachte eine Überspannung, durch die sich mehrere Umspannwerke automatisch abschalteten. Die Schutzsysteme sollen bei solchen Fehlern verhindern, dass weitere Netzkomponenten beschädigt werden. „Die Ursache für diese Überspannung ist aktuell noch ungeklärt“, heißt es in einer Mitteilung. Techniker von SH Netz untersuchen die betroffenen Hochspannungsleitungen.

Die Netzleitstelle begann unmittelbar nach der Störung damit, die Stromversorgung durch Umschaltungen wiederherzustellen. Dabei wurden betroffene Netzabschnitte soweit möglich über andere Leitungen und Umspannwerke versorgt. Bis Mittag konnten die meisten Haushalte wieder ans Netz angeschlossen werden. Nur einzelne Haushalte blieben zunächst ohne Strom.

Im Laufe des Nachmittags kam es im Umspannwerk Linden im Kreis Dithmarschen zu einem weiteren Ausfall. Dadurch waren erneut mehrere Tausend Haushalte zeitweise ohne Strom. Mitarbeitende der Störungsbereitschaft und der Netzleitstelle stellten die Versorgung schrittweise durch weitere Umschaltungen wieder her.

Nach einer Mitteilung von SH Netz vom Sonntagabend war die Stromversorgung seit 17 Uhr grundsätzlich wiederhergestellt. Lediglich in Einzelfällen floss noch kein Strom. Um diese kümmerten sich die regionalen Technikstandorte des Netzbetreibers.

Der Stromausfall führte nach Angaben der Deutschen Presse-Agentur auch zu Einsätzen der Katastrophenschutzbehörden. Im Kreis Schleswig-Flensburg wurden zeitweise Notfall-Infopunkte eingerichtet. In Nordfriesland mussten Feuerwehren unter anderem die Notstromversorgung medizinischer Geräte sicherstellen.

Die Überspannung verursachte zudem mehrere Brände. Im Umspannwerk Friedrichstadt brannte ein Überspannungsableiter, in Linden kam es zu einem Schmorbrand. In Bunsow geriet ein Reetdachhaus in Brand. (sag) // **VON STEFAN SAGMEISTER**

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Energie & Management | WEBINAR

Was Netzbetreiber von der Verteidigung lernen können: Schutz von Umspannwerken mit msg.MOEWE

26.11.2026 | 14:00 Uhr | Online

Jetzt kostenfrei anmelden >

msg

200-MW-Batteriespeicher in Bertikow in Bau



Vertreterinnen und Vertreter der Projektpartner beim Spatenstich für das Projekt Bertikow. Quelle: Tom Schweers

STROMSPEICHER. In Bertikow in Brandenburg entsteht ein Batteriespeicher mit 200 MW Leistung und 840.000 kWh Kapazität. Die Inbetriebnahme ist für die erste Jahreshälfte 2028 geplant.

Großauftrag für Belectric: Der PV- und Batteriespeicherspezialist der Elevion-Gruppe baut in der Gemeinde Uckerfelde einen Speicher mit 200 MW Leistung und 840.000 kWh Kapazität. Auftraggeber sind die Unternehmen Enertrag und Enlight Renewable Energy. Der Auftrag erstreckt sich auf die Tiefbau- und Elektroinfrastruktur bis 33-kV-Mittelspannungsebene, wie Belectric mitteilt. Die Anlage im Ortsteil Bertikow soll in der ersten Jahreshälfte 2028 in Betrieb gehen.

Der BESS-Spezialist (BESS: Battery Energy Storage System) übernimmt die Wege- und Erdarbeiten, Fundamentierungen und Verkabelungen, die archäologische Baubegleitung und Ausgleichsmaßnahmen und kümmert sich um das Schnittstellenmanagement auf der Baustelle. Der vorgesehene Großspeicher basiert auf Lithium-Eisenphosphat-Technologie (LFP). Die Bauarbeiten sind nach Unternehmen am 13. Oktober angelaufen.

„Als eines der größten BESS des Landes unterstreicht das Projekt, welchen wichtigen Beitrag Batteriespeicher im Zeitalter erneuerbarer Energien zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit leisten können“, kommentierte Belectric-Chef Thorsten Blanke den Baustart. (mf) // **VON MANFRED FISCHER**

[^ Zum Inhalt](#)

Stadtwerke planen 3.200 MW Elektrolyseleistung



Quelle: Fotolia / alphaspirt

F&E. Forschung, Patente und Förderung für Elektrolysetechnologien nehmen zu. Eine Analyse des Fraunhofer ISI zeigt zugleich unsichere Prognosen für den globalen Elektrolyseurmarkt.

Die Forschung an Elektrolysetechnologien für grünen Wasserstoff gewinnt weltweit an Dynamik. Zugleich bleibt offen, wie schnell sich ein wirtschaftlich tragfähiger Markt entwickelt. Das zeigt eine aktuelle Analyse des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) aus Karlsruhe. Die Wissenschaftler untersuchen darin Forschungsaktivitäten, Patentanmeldungen, Fördermittel und Marktprognosen. Auch die Wasserstoffprojekte von Stadtwerken und regionalen Energieversorgern fließen in die Auswertung ein.

Die Analyse entstand im Projekt „H2 Companion“, in dem das Fraunhofer ISI die Modellregionen Grüner Wasserstoff H2-Wandel und H2 GeNeSiS in Baden-Württemberg wissenschaftlich begleitet. Nach Angaben des Instituts haben sowohl die wissenschaftlichen Veröffentlichungen als auch die Patentanmeldungen und die öffentliche Forschungsförderung in den vergangenen Jahren deutlich zugenommen.

Deutschland bei Forschung auf Rang drei

Zwischen 1827 und 2025 identifizierte die Publikationsanalyse rund 106.000 wissenschaftliche Veröffentlichungen zur Elektrolyse. Seit 2020 hat sich das Wachstum in allen drei untersuchten Technologiebereichen beschleunigt. Deutschland belegt weltweit den dritten Platz und führt die europäische Auswertung an. China und die USA liegen vorn.

Die Untersuchung unterscheidet zwischen alkalischer Elektrolyse beziehungsweise Anionenaustauschmembran-Elektrolyse (AEL/AEM), Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEM) und Hochtemperatur-Elektrolyse (HT). AEL gilt als industriell etabliert, während PEM besonders schnell auf Schwankungen der erneuerbaren Stromerzeugung reagieren kann. Die Hochtemperatur-Elektrolyse verspricht eine hohe Effizienz, stellt jedoch hohe Anforderungen an Materialien und Lebensdauer.

Auch die öffentliche Förderung hat zugenommen. Bis Juli 2026 erfasste das Fraunhofer ISI in der deutschen Förderdatenbank „EnArgus“ 156 größere Verbundprojekte und 92 Einzelprojekte mit eindeutigem Elektrolysebezug. Das Fördervolumen dieser Projekte beträgt insgesamt mehr als 3,6 Milliarden Euro. Im Mittelpunkt stehen vor allem die marktnäheren PEM- und AEL-Verfahren.

Auf EU-Ebene identifizierten die Forscher bis April 2026 insgesamt 216 geförderte Projektverbünde zur elektrolytischen Wasserstoffproduktion. Die Europäische Union stellte dafür rund 800 Millionen Euro bereit. Deutschland erhielt mit etwa 132 Millionen Euro die höchste Fördersumme, gefolgt von Frankreich mit rund 128 Millionen Euro.

Patentanmeldungen steigen deutlich

Die internationale Patentaktivität spiegelt die wachsende Forschungsdynamik wider. Die Analyse erfasste rund 4.900 transnationale Patentanmeldungen mit Bezug zur Elektrolyse. Seit 2020 nahm ihre Zahl besonders deutlich zu. Bei der Herkunft der Patente führen die USA und Japan. Deutschland liegt in allen drei Technologiekategorien auf Rang drei, gefolgt von China.

Sven Altvater, wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fraunhofer ISI, sieht Deutschland damit bei der Forschung und Innovation gut aufgestellt. „Entscheidend ist nun, die geförderten Entwicklungsarbeiten in marktfähige Technologien, industrielle Anwendungen und wettbewerbsfähige Unternehmen zu überführen“, sagte er.

Marktprognosen gehen weit auseinander

Wie schnell sich der Elektrolyseurmarkt entwickelt, lässt sich bislang nur schwer abschätzen. Das zeigt die Auswertung von 55 Marktstudien aus den Jahren 2019 bis 2026. Die prognostizierten jährlichen Wachstumsraten des globalen Marktes reichen von 5,6 bis 97,7 Prozent. Der Median liegt bei 25,7 Prozent.

Auch die Umsatzprognosen für 2030 unterscheiden sich erheblich. Die Studien erwarten jährliche weltweite Umsätze zwischen 651 Millionen und 226 Milliarden US-Dollar. Der Median beträgt 14 Milliarden US-Dollar. Maßgeblich seien der Ausbau erneuerbarer Energien, die regulatorischen Rahmenbedingungen, staatliche Förderung, Investitionen und der Hochlauf der globalen Wasserstoffwirtschaft.

Stadtwerke planen 3.200 MW Leistung

Auch Stadtwerke und regionale Energieversorger bauen ihr Engagement aus. Während Anfang 2023 erst rund vier Prozent der Stadtwerke an konkreten Wasserstoffprojekten beteiligt waren, erfasste die Analyse Ende 2025 bereits 64 Elektrolyseprojekte mit 57 Stadtwerken und 17 regionalen Energieversorgern. Zusammen planen die Unternehmen rund 3.200 MW Elektrolyseleistung. Allerdings befinden sich viele Vorhaben noch in frühen Entwicklungsphasen.

Henning Döscher, der die Forschungsarbeiten im Projekt „H2 Companion“ am Fraunhofer ISI koordiniert, sieht den Übergang in einen wirtschaftlich tragfähigen Massenmarkt noch nicht abgeschlossen. Dafür brauche es verlässliche regulatorische Rahmenbedingungen, planbare Förderung und konkrete Abnehmer für grünen Wasserstoff.

Die **H2-Marktanalysen des Fraunhofer ISI** stehen im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Biomassekraftwerke sollen flexibler werden



Zwei nebeneinander aufgestellte Holzvergaser mit dem runden Reaktor der vorderen Anlage auf der linken Seite. Quelle: Burkhardt

F&E. Ein Fraunhofer-Projekt geht der Frage nach, wie Biomassekraftwerke ihren Betrieb an den Energiebedarf anpassen und sich mit Geothermie und kommunalen Energiesystemen koppeln lassen.

„Wie können Kommunen schwankende erneuerbare Energieerträge, den Wärmebedarf und die lokale Energieerzeugung besser aufeinander abstimmen?“ Um diese Frage dreht sich ein neues Verbundprojekt des Fraunhofer-Instituts für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik.

„Biovolatil“, so der Projektname, zielt darauf ab, Biomassevergasungsanlagen mit Blockheizkraftwerken (BHKW) flexibler zu betreiben und mit Geothermie sowie kommunalen Energiesystemen zu verknüpfen. Ein neu entwickelter Reaktoreinsatz sei bereits rund 3.000 Betriebsstunden erprobt worden, teilte das Fraunhofer-Institut mit.

Beteiligt sind die Burkhardt GmbH, die En Pro Co Berlin GmbH, die Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien, die Hochschule Zittau/Görlitz und das Ifeu-Institut. Als assoziierte Partner wirken die Energieversorgung Oberhausen und die Stadtwerke Zittau.

Das Projektteam untersucht dazu technische Anpassungen an Biomassevergasern. Der BHKW-Entwickler Burkhardt erprobt die entwickelten Ansätze an einem Vergasersystem unter Praxisbedingungen. Die

Geometrie des Reaktoreinsatzes beeinflusst den Brennstoffumsatz sowie die elektrische und thermische Leistung des Biomassevergasungs-BHKW.

Das Projektteam habe deshalb eine alternative Konstruktion entwickelt, mit der sich die Anlagenleistung gezielt an einen geringeren Wärmebedarf anpassen lassen soll, heißt es in der Mitteilung des Fraunhofer-Instituts für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik. Der Reaktoreinsatz sei so ausgelegt, dass er mit geringem Aufwand in bestehende Anlagen nachgerüstet werden könne.

Produktgasrückführung soll Mindestlast senken

Als zweiten Ansatz nennen Fraunhofer-Forscher die Rückführung eines Teils des erzeugten Produktgases in den Vergasungsreaktor. Erste Versuche zeigen laut Projektteam, dass sich damit das Betriebsverhalten beeinflussen und die minimale Anlagenlast verringern lässt. Weitere Tests sollen das Flexibilisierungspotenzial bestimmen und geeignete Betriebsstrategien identifizieren.

Die Ergebnisse sollen in eine Betriebsstrategie einfließen, die Biomassevergasungs-BHKW und Geothermie miteinander verbinden.

„Wir diskutieren aktuell verschiedene Konzepte, um Biomassevergasungs-BHKW und Geothermie zu koppeln“, wird Fraunhofer-Projektleiter Johannes Voß zitiert. Das Projektteam wertet standortbezogene Daten aus den kommunalen Energiesystemen in Oberhausen und Zittau aus. Die untersuchten Konzepte sollen anschließend anhand ökologischer und ökonomischer Kriterien verglichen werden, heißt es.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) fördert das Verbundprojekt. (mf)

// VON MANFRED FISCHER

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(82ace3c1cdce20e5f8670b9f0a4207cd_img.jpg\)](#) [!\[\]\(b736dc1f4cd35cc0e8d628d0e38415bd_img.jpg\)](#) [!\[\]\(8ccf3204ee8a8387e31bc77f6b0f7733_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Pixabay / Andrew Khoroshavin

Knapp 60 Blockheizkraftwerke stehen zum Verkauf

KWK. Die insolvente Luana-Energie-Gruppe verkauft knapp 60 Blockheizkraftwerke und weitere Energieanlagen. Der Schwerpunkt des Portfolios liegt in Norddeutschland.

Die Anlagen der insolventen Luana-Gruppe stehen zum Verkauf. Wie die Beratungsgesellschaft Saxenhammer mitteilt, die Luana beim Verkaufsprozess unterstützt, handelt es sich um knapp 60 Blockheizkraftwerke (BHKW) sowie weitere thermische und elektrische Energieerzeugungsanlagen und Photovoltaiklösungen. Das Luana-Portfolio befindet sich größtenteils in Norddeutschland.

Luana wurde im Jahr 2008 in Hamburg gegründet. Die Unternehmensgruppe hat ihren Hauptsitz in Geesthacht. Sie entwickelte unter anderem dezentrale Energiekonzepte für Wohnquartiere, Pflegeeinrichtungen und Hotels. Im Dezember 2025 stellte die Luana AG Insolvenzantrag, im April 2026 lief das reguläre Insolvenzverfahren an. In der Folge beantragten nahezu alle Tochtergesellschaften die Eröffnung von Insolvenzverfahren, wie der Insolvenzverwalter, Vanja Alexander Kovacev, berichtet.

Insolvenzverwalter: Geschäftsbetrieb stabilisiert

Kovacev führt den Geschäftsbetrieb nach eigenen Angaben seit Februar 2026 stabil und profitabel fort. Dafür seien unter anderem Verhandlungen mit Stadtwerken und Gaslieferanten sowie Wartungs- und Reparaturarbeiten an den Anlagen erforderlich gewesen. „Nach der Stabilisierung des Geschäftsbetriebs, intensiven Verhandlungen mit den beteiligten Stadtwerken und Gaslieferanten sowie umfangreichen Wartungs- und Reparaturarbeiten an den Blockheizkraftwerken konnten wir die Versorgung von rund 1.700 Haushalten in den vergangenen Monaten sicherstellen“, erklärt der Rechtsanwalt.

In Schwierigkeiten geraten ist Luana im Zusammenhang mit Anleihen. „Zur Finanzierung hatte die Gruppe unter anderem Anleihen und Nachrangdarlehen zum Handeln im Freiverkehr an der Hamburger und Frankfurter Wertpapierbörse begeben. Nach dem Ausbleiben von Zinszahlungen und der Einleitung des Insolvenzverfahrens über die Konzernmutter Luana AG veröffentlichte die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht entsprechende Warnhinweise“, schildert der Insolvenzverwalter.

Die Beratungsgesellschaft Saxenhammer spricht von einem gut aufbereitenden Energieportfolio, „das sich für bestehende Betreiber besonders gut als Ergänzung eignet. Die eingespielten Versorgungsstrukturen und vertraglichen Grundlagen schaffen beste Voraussetzungen für eine zügige Integration“, sagte Managing Director Martin Neumann über die Anlagen. Für Stadtwerke, Energie- und Contracting-Dienstleister sei das eine Gelegenheit, zusätzliche Kapazitäten zu übernehmen. (mf) // VON MANFRED FISCHER

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

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIEJOBS

DAS KARRIEREPORTAL FÜR DIE ENERGIEWIRTSCHAFT

Rekrutieren Sie zielgenau in der Strom-, Gas- und Wasserwirtschaft.

Energietechnik Erneuerbare Energien Energiemanagement

☎ 08152 93 11 88 🌐 www.energiejobs.online

Neuer Chef für Brötje, Remeha und Senertec



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

PERSONALIE. Stephan Kreutzer übernimmt die Geschäftsführung von BDR Thermea Deutschland. Er folgt auf eine interimistische Führungsstruktur.

Der niederländische Heizungs- und Klimaanlageherstellers BDR Thermea hat Stephan Kreutzer zum 1. November 2026 zum Deutschland-Geschäftsführer ernannt. Er leitet damit künftig die Heiztechnikmarken Brötje, Remeha und Senertec.

Mit seiner Ernennung endet die interimistische Führungsstruktur, die nach dem Ausscheiden von Erik Feijen Anfang 2026 eingerichtet worden war. Feijen hatte sich dem Vernehmen nach aus gesundheitlichen Gründen zurückgezogen. Übergangsweise übernahm Aliette van der Wal-van Dijk, Chief Commercial Officer von BDR Thermea, die Geschäftsführung.

Neben Kreutzer gehören Verena Damm-Kreysing und Ronald Helms zur deutschen Geschäftsführung. Beide sind seit Sommer 2026 Teil des Führungsgremiums.

Langjährige Erfahrung in der Gebäudetechnik

Kreutzer verfügt nach Unternehmensangaben über mehr als 15 Jahre Führungserfahrung in der Gebäudetechnik- und Industriebranche. Er war in leitenden Funktionen bei der Formel D Group, Viega und der Hager Group tätig. Zuletzt verantwortete er als Vice President Region Germany das Deutschlandgeschäft der Formel D Group.

BDR-Thermea-CEO Tjarko Bouman begründet die Personalentscheidung mit Kreutzers Führungserfahrung, seiner kommerziellen Expertise und seiner Kenntnis des deutschen Marktes. Deutschland sei einer der wichtigsten Märkte des Unternehmens und spiele eine zentrale Rolle für dessen weitere Entwicklung, betont Boumann in der Pressemitteilung.

Das Produktportfolio von BDR Thermea reicht von Wärmepumpen, Hybrid- und Wasserstoff-Heizsystemen, Brennwertkesseln und Solarthermieranlagen bis zu gewerblichen und industriellen Klimalösungen. Die Unternehmensgruppe mit Hauptsitz in Apeldoorn ist hierzulande mit den Marken Brötje, Remeha und Senertec präsent. Brötje wendet sich vor allem den privaten Wohnungsbau. Remeha hat gewerbliche, industrielle und kommunalen Großprojekten im Fokus. Senertec bietet Blockheizkraftwerke. (mf)

// VON MANFRED FISCHER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Vattenfall als Regelernergieanbieter aus Offshore-Windpark präqualifiziert



Quelle: Vattenfall

WINDKRAFT. Der Offshore-Windpark Veja Mate in der Nordsee kann künftig bis zu 200 MW Regelernergie bereitstellen. Vattenfall übernimmt die Vermarktung.

Vattenfall vermarktet erstmals Regelernergie aus einem Offshore-Windpark in Deutschland. Dafür wurde der Windpark Veja Mate in der Nordsee für eine Leistung von bis zu 200 MW präqualifiziert, teilte das Unternehmen mit.

Der Offshore-Windpark Veja Mate liegt rund 95 Kilometer nordwestlich von Borkum in der Nordsee. Seine 67 Windenergieanlagen verfügen über eine Gesamtleistung von 416 MW. Der Park gehört einem Konsortium aus Commerz Real, Ingka Group, KGAL Group und WPD Invest. Als Direktvermarkter übernimmt Vattenfall den Verkauf des erzeugten Stroms und bietet nun auch Regelernergie aus dem Windpark an.

Dafür wurde Veja Mate beim Übertragungsnetzbetreiber Tennet für eine Leistung von bis zu 200 MW präqualifiziert. Die Präqualifikation ist Voraussetzung für die Teilnahme am Regelergiemarkt. Dabei prüfen die Übertragungsnetzbetreiber, ob die Anlagen die technischen und organisatorischen Anforderungen erfüllen. Dazu gehören unter anderem die Steuerbarkeit, die Reaktionsgeschwindigkeit sowie die zuverlässige Kommunikation mit dem Netzbetreiber.

Regelenergie gleicht die Ungleichgewichte zwischen Stromerzeugung und Verbrauch aus, um die Netzfrequenz bei 50 Hertz zu halten. Bei negativer Regelleistung wird die Einspeisung reduziert, bei positiver erhöht. Offshore-Windparks können ihre Leistung durch eine Veränderung der Rotorblattstellung kurzfristig anpassen. Für die vollständige Aktivierung von Sekundärregelleistung stehen maximal fünf Minuten zur Verfügung.

„Diese Präqualifikation beweist nun: Erneuerbare Energien erzeugen nicht nur fossilfrei Strom, sondern können auch darüber hinaus netzsichernde Aufgaben übernehmen“, erklärt Christian Sdralek, verantwortlich für das Erneuerbare-Energien-Portfolio bei Vattenfall.

Orsted, RWE und Trianel bereits am Markt

Vattenfall ist allerdings nicht der erste Anbieter von Regelenergie aus Offshore-Windparks in Deutschland. Bereits seit 2022 stellt der Offshore-Windpark Borkum Riffgrund 1 vom dänischen Betreiber Orsted Regelenergie bereit.

Im Februar 2025 erhielt zudem RWE für den Windpark Amrumbank West eine Präqualifikation über 60 MW. Die Anlage verfügt über 302 MW Gesamtleistung. RWE vermarktet daraus negative Sekundärregelleistung.

Auch die Stadtwerke-Kooperation Trianel ist bereits aktiv. Ihr Offshore-Windpark Borkum I stellt seit dem 22. Juli 2026 negative Sekundärregelleistung bereit. Dafür wurden rund 70 MW präqualifiziert. Eine eigens entwickelte Fernwirktechnik gewährleistet die Anforderungen des Netzbetreibers und setzt die Leistungsänderungen automatisch um. (sag) // **VON STEFAN SAGMEISTER**

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

[^ Zum Inhalt](#)

Geothermie-Auszeichnungen für Unterhaching und Dürnrhaar



Modell einer Geothermianlage. Quelle Katia Meyer-Tien

GEOTHERMIE. Das Praxisforum Tiefengeothermie zeichnete Anlagen in Unterhaching und Dürnrhaar aus. Die deutschen Geothermianlagen erzeugten 2025 geschätzt 3,8 Milliarden kWh Wärme.

Die Geothermianlagen in Unterhaching und Dürnrhaar sind beim „Praxisforum Tiefengeothermie 2026“ für ihre Betriebsleistungen im Jahr 2025 ausgezeichnet worden. Unterhaching erhielt den Preis „Goldenes Heizwerk“, während das Geothermiekraftwerk der Stadtwerke München (SWM) in Dürnrhaar als „Goldenes Kraftwerk“ prämiert wurde. Grundlage der Auszeichnungen war einer Mitteilung des Veranstalters Enerchange GmbH zufolge eine erstmals deutschlandweit durchgeführte Betreiberbefragung.

Von 33 angefragten Betreibern hydrothermaler Geothermianlagen stellten dabei 21 ihre Betriebsdaten für 2025 zur Verfügung. Die bayerischen Geothermianlagen erzeugten demnach insgesamt 3,4 Milliarden kWh Wärme. Für Deutschland ergibt daraus sich laut der Hochrechnung des Veranstalters eine Wärmeerzeugung von 3,8 Milliarden kWh.

Erfasst wurden unter anderem Betriebsstunden, Wärmeproduktion und Wärmeabsatz, Stromerzeugung, Anlagenverfügbarkeit, Revisionsarbeiten und Schäden. Weitere Bewertungskriterien waren der Stromverbrauch für die geothermische Wärmeerzeugung, Förder- und Injektionstemperaturen sowie die Förderraten.

Unterhaching erzielt höchste Wärmeproduktion

Die Geothermieranlage Unterhaching produzierte 2025 insgesamt 185 Millionen kWh Wärme und erreichte damit nach Angaben des Veranstalters die höchste Wärmeproduktion unter den untersuchten reinen Heizwerken.

Die Anlage war ursprünglich für die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung ausgelegt. Im Zuge des Fernwärmenetzausbaus wurde der Betrieb vollständig auf die Wärmeversorgung umgestellt. Den Preis nahm Franz Barenth von der Geothermie Unterhaching GmbH & Co. KG entgegen.

In der Kategorie Stromerzeugung wurde das Geothermiekraftwerk der SWM in Dürrnhaar ausgezeichnet. Die Anlage erzeugte im Betriebsjahr 2025 mehr als 35 Millionen kWh Strom und erreichte eine Auslastung von 80 Prozent.

Nach Angaben des Praxisforums ermöglichen die ganzjährige Stromerzeugung und die damit verbundene kontinuierliche Förderung von Thermalwasser eine höhere Nutzung der geothermischen Wärme aus dem Untergrund. Für die SWM nahm Stefan Birle die Auszeichnung entgegen.

Ehrenpreis für Geothermieentwicklung in Nordrhein-Westfalen

Neben den Anlagenpreisen vergab das Praxisforum einen Ehrenpreis an Ulrich Pahlke, den ehemaligen Direktor des Geologischen Dienstes Nordrhein-Westfalen (GD NRW).

Pahlke war insgesamt 42 Jahre beim GD NRW beschäftigt, davon zehn Jahre als Direktor. Während seiner Amtszeit wurde unter anderem ein grenzüberschreitendes EU-Projekt zur Tiefengeothermie nach Nordrhein-Westfalen geholt.

Daraus entwickelte sich ein Explorations- und Bohrprogramm des Landes, das seit 2024 im Rahmen eines Masterplans fortgeführt wird. Die gewonnenen Untergrunddaten sollen Kommunen und Stadtwerken als Grundlage für die Entwicklung eigener Geothermieprojekte dienen.

Nachwuchspreis für Forschung zu geothermischen Reservoiren

Den Christian-Hecht-Preis erhielt die Doktorandin Valerie Ernst von der Technischen Universität München (TUM). Ihre wissenschaftliche Arbeit beschäftigt sich mit der „Verknüpfung von Transmissibilität und hydraulisch aktiven Zonen im tiefengeothermischen Reservoir in Bayern“.

Der Preis erinnert an den 2017 verstorbenen Geothermiewissenschaftler Christian Hecht. Das Preisgeld stellten die SWM zur Verfügung.

Praxisforum verzeichnet mehr als 260 Teilnehmer

Am Praxisforum Tiefengeothermie vom 14. bis 16. Oktober 2026 nahmen nach Veranstalterangaben mehr als 260 Fachleute aus dem In- und Ausland teil. Im Mittelpunkt standen unter anderem die Entwicklung von Fernwärmenetzen, technische Optimierungen bei Geothermiebohrungen, Förderbedingungen und aktuelle Projektentwicklungen.

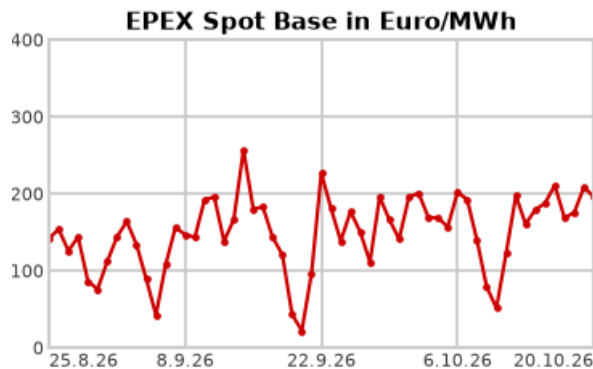
Zum Abschluss des Fachtreffens standen Exkursionen zu den Geothermieprojekten in Pullach sowie zum interkommunalen Projekt der Gemeinden Aschheim, Feldkirchen und Kirchheim auf dem Programm. Beide Projekte erweitern ihre Anlagen um zusätzliche Bohrungsdubletten, um weitere Wärmemengen für den Ausbau ihrer Fernwärmenetze zu erschließen.

Nach Angaben des Veranstalters sind derzeit rund 45 Tiefengeothermieranlagen in Deutschland in Betrieb. Die wichtigsten geologischen Nutzungsgebiete befinden sich im süddeutschen Molassebecken, im Oberrheingraben und im Norddeutschen Becken. (kmt) // VON KATIA MEYER-TIEN

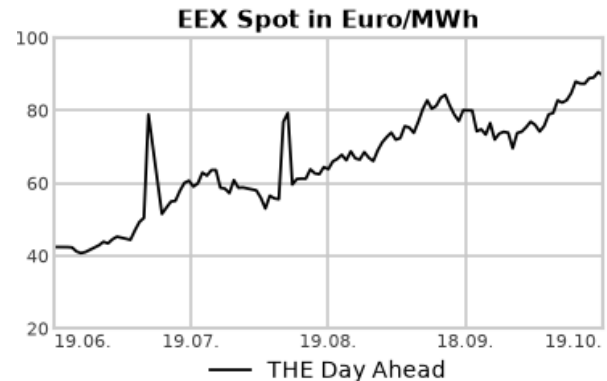
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gas und Strom teilweise bei mehrjährigen Hochs



Quelle: E&M

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

Uneinheitlich haben sich die Energiemärkte am Montag gezeigt. Aufreger des Tages ist der Umstand, dass US-Präsident Donald Trump ein neues Sanktionspaket gegen Russland gestoppt hat, das er erst wenige Wochen zuvor unterzeichnet hatte.

Der Schritt ist offenbar Teil einer politischen Annäherung zwischen Washington und Moskau, die zu mehr russischen Energielieferungen an den Weltmarkt führen könnte. Trump erklärte, er wolle Russland während der laufenden Verhandlungen nicht „vom Verhandlungstisch vertreiben“.

Der Ölmarkt hat auf das Dekret Trumps bereits reagiert, nicht jedoch der Gasmarkt, der infolge der just begonnenen Heizperiode und der niedrigen europäischen Lagerbestände weiter zulegt. CO₂ gewinnt ebenfalls und bleibt in seiner angestammten Range. Strom zeigt sich ohne klare Tendenz.

Strom: Uneinheitlich hat sich der deutsche OTC-Strommarkt gezeigt, wobei vor allem das kurze Ende Abgaben verzeichnete. Der Dienstag wurde in der Grundlast mit 196,00 Euro je Megawattstunde gehandelt, für die Spitzenlast mussten 201,00 Euro je Megawattstunde gezahlt werden. An der Börse wurde der Base mit 195,66 Euro und der Peak mit 200,60 Euro gesehen.

Die moderate Preisbewegung von Montag auf Dienstag entspricht einer wenig veränderten Erneuerbaren-Einspeiseleistung von gut 27 Gigawatt für beide Tage. Von Mittwoch oder Donnerstag an rechnen die Wetterdienste mit einer sehr viel höheren Windstrom-Einspeisung in Deutschland, was sich bereits auf die Preise am kurzen Ende ausgewirkt hat. Die Starkwindphase soll laut dem US-Wettermodell rund eine Woche anhalten.

Das lange Ende des Strommarkts stand dagegen unter dem Eindruck der weiter anziehenden Gaspreise. Das Cal 27 gewann bis zum Nachmittag 0,48 Euro auf 146,87 Euro je Megawattstunde und notierte damit im Bereich eines Drei-Jahres-Hochs.

CO₂: Etwas fester haben sich die CO₂-Preise am Montag gezeigt. Der Dec 26 gewann bis gegen 13.55 Uhr 0,20 Euro auf 85,61 Euro je Tonne. Das Hoch lag bei 86,03 Euro, das Tief bei 84,61 Euro.

Der Grund für das Preisplus ist laut Händlern das geringere Angebot in der laufenden Woche, in der keine polnische Auktion angesetzt ist. Zudem steigt der Vorteil der verschmutzungsträchtigeren Kohle gegenüber Gas beim Einsatz in Kraftwerken weiter an. Der Markt richtet sein Augenmerk auf die am Dienstag anstehenden Trilog-Verhandlungen über die Marktstabilitätsreserve (MSR). Auf ihrem jüngsten Gipfel haben die Staats- und Regierungschefs auf eine rasche Einigung gedrängt. Bei den Verhandlungen wird festgelegt, wie viele Zertifikate in der Reserve verbleiben und nicht verfallen.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben am Montag zugelegt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.01 Uhr 0,978 Euro auf 88,576 Euro je Megawattstunde. Der Day-ahead am deutschen THE zog 1,075 Euro auf 90,800 Euro an.

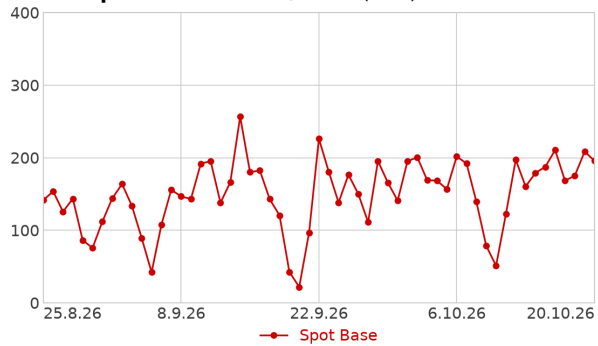
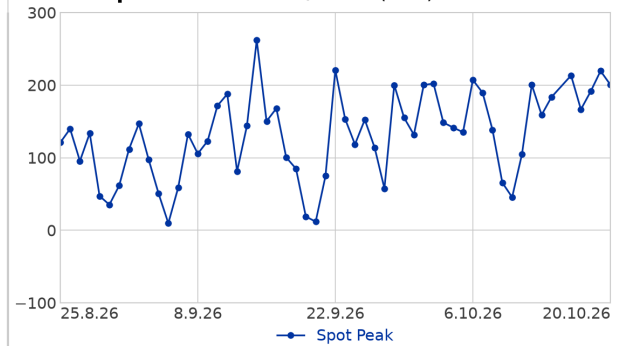
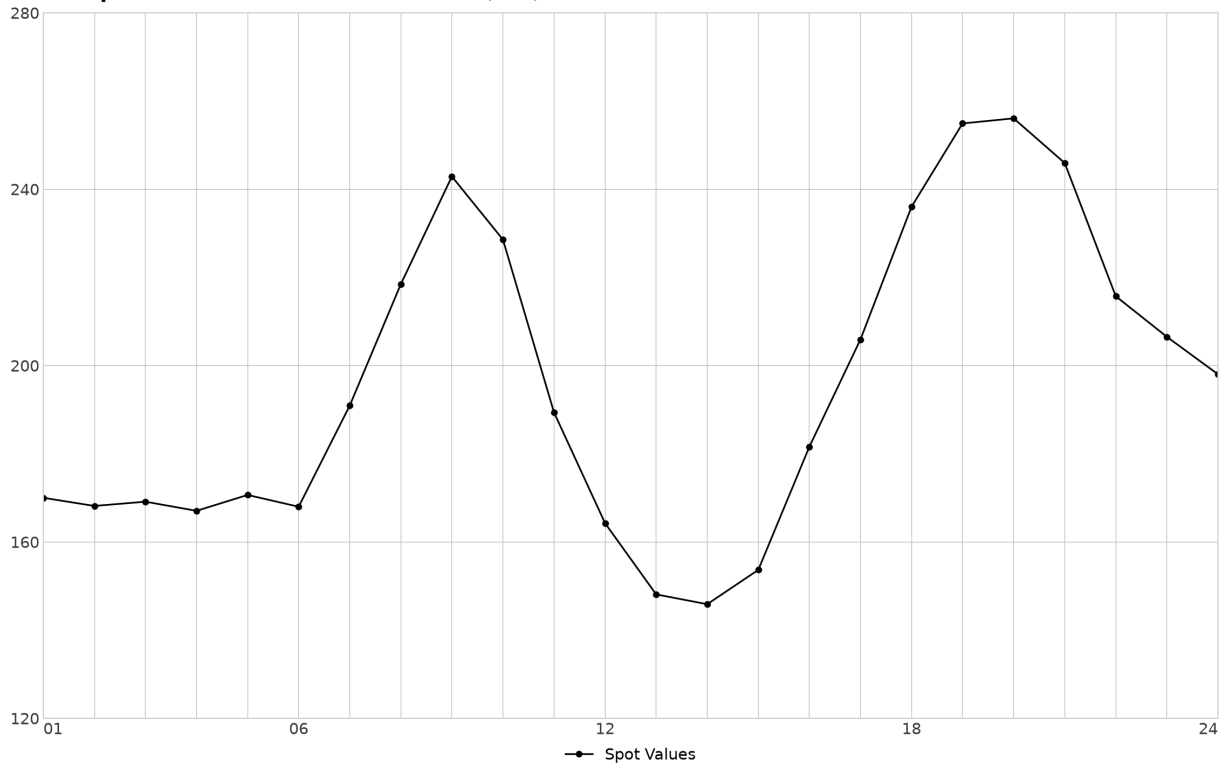
Am Gasmarkt setzt sich damit die Aufwärtsbewegung der vergangenen Tage fort, die getrieben wird von den schwachen Speicherständen in Deutschland und der Konkurrenz um LNG mit Asien. Händlern zufolge steht die Marke von 100 Euro für den Frontmonat im Raum. Diese dürfte zunächst psychologischen Widerstand bieten, heißt es.

Am Sonntag waren die deutschen Speicher nur zu 61,3 Prozent gefüllt. Unterdessen beliefen sich die Gasimporte aus Norwegen nach Europa auf sehr starke 339,0 Millionen Kubikmeter.

Erdöl: Bis gegen 13.57 Uhr gab Dezember-Brent um 1,47 auf 108,93 US-Dollar je Barrel nach. Dezember-Gasöl legte dagegen um 34,50 auf 1.403,00 Dollar je Tonne zu.

Die Ölpreise verzeichneten am Montag nach den Kursgewinnen vom Freitag einen Rückgang, weil Händler die Entscheidung der USA, die neu verhängten Sanktionen gegen Russland auszusetzen, als bearish für den Ölpreis ansehen. Das könnte die Beschränkungen für den russischen Energiehandel lockern, hieß es. Zudem sprachen Händler auch von einer technischen Korrektur nach den vorangegangenen Gewinnen. (cdg) // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

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

Strom Terminmarkt

Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.10.26	German Power Nov-2026	191,31
M2	19.10.26	German Power Dec-2026	186,30
M3	19.10.26	German Power Jan-2027	199,13
Q1	19.10.26	German Power Q1-2027	186,10
Q2	19.10.26	German Power Q2-2027	121,20
Q3	19.10.26	German Power Q3-2027	130,32
Y1	19.10.26	German Power Cal-2027	146,45
Y2	19.10.26	German Power Cal-2028	110,28
Y3	19.10.26	German Power Cal-2029	94,42

Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.10.26	German Power Nov-2026	232,58
M2	19.10.26	German Power Dec-2026	229,35
M3	19.10.26	German Power Jan-2027	244,07
Q1	19.10.26	German Power Q1-2027	213,88
Q2	19.10.26	German Power Q2-2027	103,08
Q3	19.10.26	German Power Q3-2027	119,71
Y1	19.10.26	German Power Cal-2027	156,18
Y2	19.10.26	German Power Cal-2028	121,00
Y3	19.10.26	German Power Cal-2029	102,15

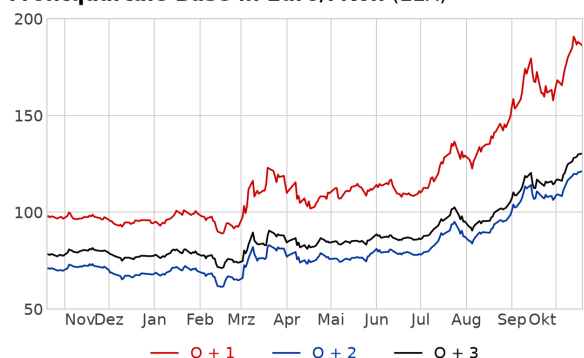
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



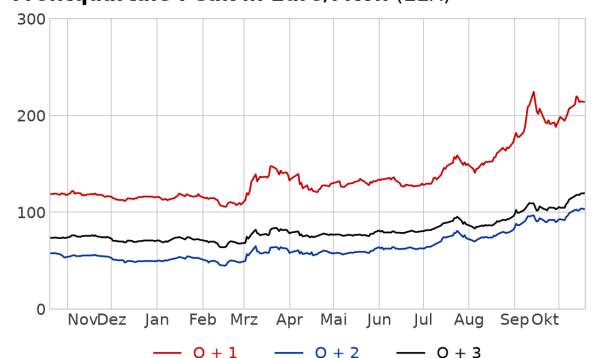
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



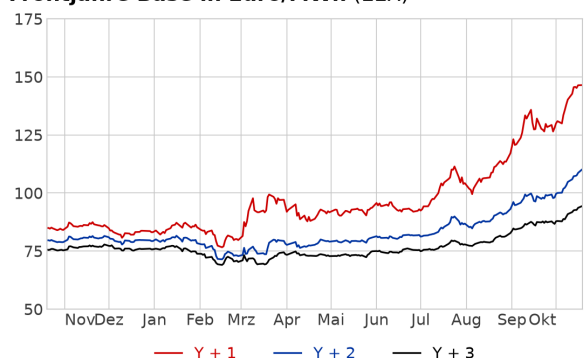
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

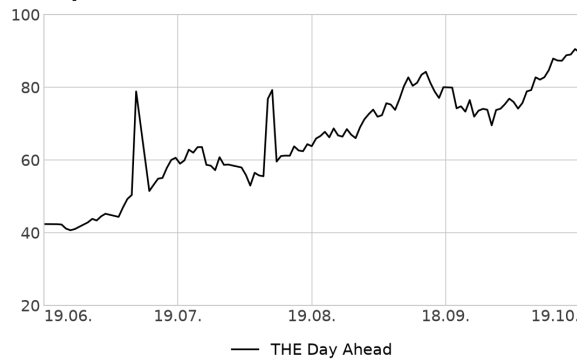


Gas Spot- und Terminmarkt

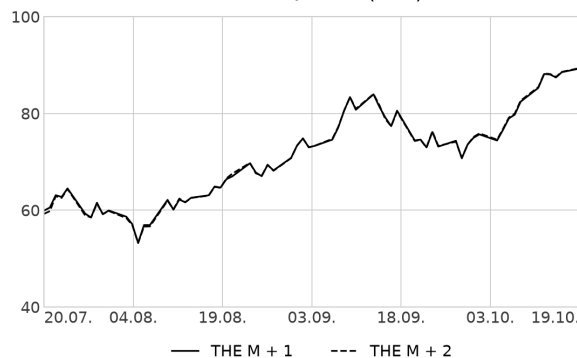
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.10.26	German THE Gas Nov-2026	89,27
M2	19.10.26	German THE Gas Dec-2026	89,38
Q1	19.10.26	German THE Gas Q1-2027	88,63
Q2	19.10.26	German THE Gas Q2-2027	71,95
S1	19.10.26	German THE Gas Sum-2027	69,43
S2	16.10.26	German THE Gas Win-2027	63,79
Y1	19.10.26	German THE Gas Cal-2027	73,28
Y2	19.10.26	German THE Gas Cal-2028	47,01

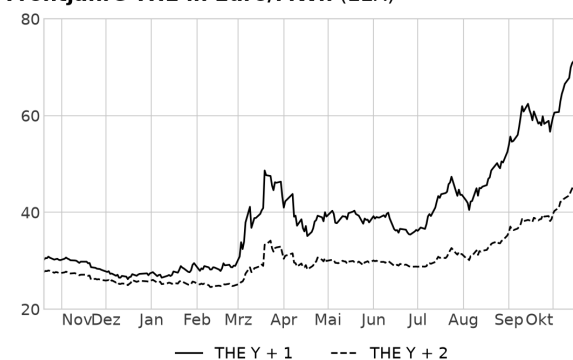
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



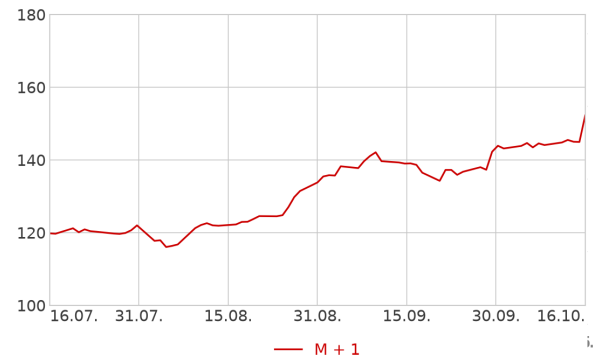
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	19.10.26	195,66	EUR/MWh
Germany Spot peak	19.10.26	200,60	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	19.10.26	85,40	EUR/tonne
Coal API2 November 2026	16.10.26	152,25	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	19.10.26	89,61	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2026	19.10.26	89,27	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	19.10.26	73,28	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dec-2026	19.10.26	109,55	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Ingenieur für Windenergie - Lastberechnung Onshore / Offshore (w/m/d)

Innovationen bringen tiefgreifende Veränderungen mit sich und beeinflussen unser Leben in vielfältige...
in München

vor 6 h

● Ausbildung / ● Freie Mitarbeit ● Flexible Arbeitszeit



Flexibler Nebenjob als Biologie - Nachhilfelehrer*in (w/m/d)

Du suchst einen bedeutungsvollen Nebenjob mit flexibler Zeiteinteilung? Dann bist du hier genau richti...
in Chemnitz

vor 6 h

● Minijob ● Flexible Arbeitszeit



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 6 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 Bielefeld

vor 6 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 6 h

● Festanstellung / ● Ausbildung

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



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



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

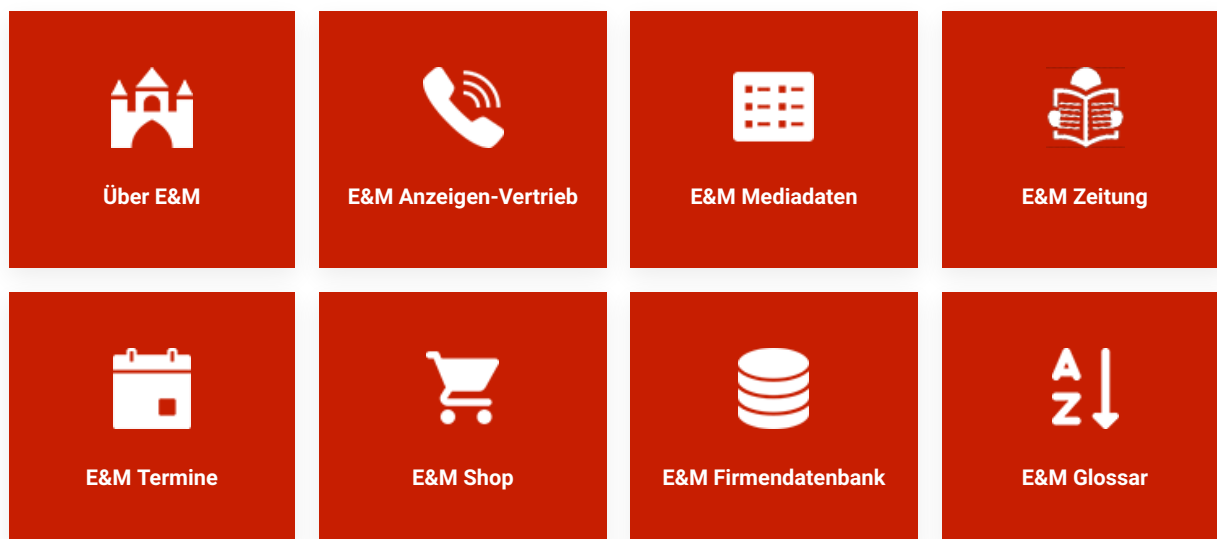
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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:

