



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

STROM

**106,74 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**28,96 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

490.000

batterieelektrische Pkw wurden in der Zeit von Januar bis November 2025 zugelassen. Für den gleichen Zeitraum vor einem Jahr wurden 347.000 Neuzulassungen gemeldet

PHOTOVOLTAIK

Solarmarkt in der EU schrumpft erstmals seit 2016

GAS

Vermilion verkauft weiter die deutsche Gasproduktion an Uniper

FINANZIERUNG

Patrizia verlängert Finanzierung für Kavernenanlage

Inhalt

TOP-THEMA

→ **POLITIK:** Regierung hält ein einer deutschen Strompreiszone fest

POLITIK & RECHT

- **PHOTOVOLTAIK:** Solarmarkt in der EU schrumpft erstmals seit 2016
- **REGENERATIVE:** ÜNB melden verspätet dynamische Direktvermarktung
- **ELEKTROFAHRZEUGE:** E-Auto-Markt auf Erholungskurs
- **VERBÄNDE:** Kupferverband wird Mitglied beim VIK

HANDEL & MARKT

- **STROM:** Warum Strompreise durch die Decke schießen
- **GASSPEICHER:** Einziger Gasspeicher für zwei Bundesländer nur halb voll
- **H2-PREISINDEX:** Gestehungskosten weiter wechselhaft
- **VERTRIEB:** Bonus bei Bosch für Kunden von Eon-Discounter

TECHNIK

- **GAS:** Vermilion verkauft weiter die deutsche Gasproduktion an Uniper
- **STROMSPEICHER:** Erste Batteriezelle der Forschungsfabrik in Münster
- **STROMSPEICHER:** Speicher-Spezialist erhält Wachstumskapital

UNTERNEHMEN

- **FINANZIERUNG:** Patrizia verlängert Finanzierung für Kavernenanlage
 - **FUSION:** ZG Raiffeisen verkauft Schmierstofftochter an Hoyer
 - **PERSONALIE:** Thelen als Präsidentin wiedergewählt
 - **PERSONALIE:** Neuer Vorsitzender bei Bosch Rexroth
 - **STATISTIK DES TAGES:** Welche Energieträger die meisten Emissionen verursachen
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energiekomplex zum Wochenstart wenig verändert
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Regierung hält ein einer deutschen Strompreiszone fest



Quelle: Shutterstock / nitpicker

POLITIK. Mit einem „Aktionsplan Gebotszone 2025“ reagiert die Bundesregierung auf Vorschläge der europäischen Übertragungsnetzbetreiber auf einen Gebotszonensplit.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) hat einen „Aktionsplan Gebotszone 2025“ veröffentlicht. Es reagiert damit auf den „Bidding Zone Study Report“ des Verbands der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Entsoe) vom April. Darin schlägt der Verband die Aufteilung der deutsch-luxemburgischen Stromgebotszone in fünf kleinere Zonen vor. Die deutsche Regierung lehnt das ab.

Die Bundesregierung ist verpflichtet, innerhalb von sechs Monaten Position zum „Bidding Zone Study Report“ von Entso-E zu beziehen. „Als Reaktion hierauf hat Deutschland den Aktionsplan erarbeitet und bereits an die Europäische Kommission übermittelt, verbunden mit der Entscheidung, seine Gebotszone zu erhalten“, teilt das Ministerium mit.

Das bedeutet, dass der ermittelte Strompreis im Großhandelsmarkt für ganz Deutschland weiterhin gelten soll, von der Nord- bis zum Bodensee. Die Bundesregierung entscheidet sich bewusst gegen eine Aufteilung des Strommarkts in mehrere Preiszonen.

In dem Bericht von Entso-E vom April konnte die Aufteilung der einheitlichen Strompreiszone Deutschland-Luxemburg in mehrere Zonen je nach Modellierung ein rechnerisches Plus von 251 bis 339 Millionen Euro ergeben. Das heißt aber auch, es würde in Deutschland mehrere Zonen und Regionen mit unterschiedlicher Strompreisen geben.

Bundesregierung: Entso-E-Studie eine „Momentaufnahme“

Diese Effizienzgewinne würden laut Entso-E-Studie folgerichtig unter anderem aus einer stärkeren regionalen Differenzierung der Strompreise resultieren. Für eine Dreiteilung Deutschlands errechneten die Autoren im Day-Ahead-Markt einen Strompreis von 49,08 Euro/MWh im Süden sowie 42,12 Euro/MWh im Nordosten und 43,05 Euro/MWh im Nordwesten. Bei einer Fünfteilung läge die Spanne zwischen rund 49 Euro/MWh im Süden und gut 41 Euro/MWh im Norden.

Die Bundesregierung bewertet diese Ergebnisse jedoch als Momentaufnahme mit begrenzter Aussagekraft. Nach Einschätzung des BMWE entsprechen selbst die höchsten ausgewiesenen

Wohlfahrtsgewinne von 339 Millionen Euro weniger als 1 Prozent der für Mitteleuropa simulierten Systemkosten.

Zugleich weist das Ministerium auf methodische Einschränkungen der Studie hin und betont, dass der Bidding Zone Review nur das Jahr 2025 betrachtet. Vor allem mit Blick auf den anstehenden Netzausbau, darunter mehrere Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen, sei fraglich, ob die modellierten Effekte langfristig eintreten würden.

Reduzierung von Netzengpässen

Der Aktionsplan setzt stattdessen auf eine Reduzierung von Netzengpässen innerhalb der bestehenden Gebotszone. Vorgesehen sind Maßnahmen zum Ausbau und zur Optimierung der Übertragungsnetze, zur Weiterentwicklung des Engpassmanagements sowie zur besseren Abstimmung von Erzeugung, Verbrauch und Stromspeichern. Deutschland verfolgt damit das Ziel, auch künftig die europäischen Vorgaben zu Mindesthandelskapazitäten einzuhalten. Ab Ende 2025 sollen dauerhaft 70 Prozent der verfügbaren Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel bereitgestellt werden.

Politisch flankiert wird diese Linie durch den Koalitionsvertrag, der das Festhalten an der einheitlichen Stromgebotszone ausdrücklich bekräftigt. Aus Sicht der Bundesregierung profitieren Verbraucher weiterhin von einem einheitlichen Börsenstrompreis und der hohen Liquidität des deutschen Marktes. Zudem würden die jeweils günstigsten Erzeugungsbedingungen innerhalb der großen Gebotszone preiswirksam, unabhängig vom Standort einzelner Anlagen.

(Teil-)Zustimmung aus der Energiewirtschaft

Auch weite Teile der Energiewirtschaft unterstützen diesen Kurs. Der Energieverband BDEW hält eine Aufteilung für ökonomisch nicht überzeugend. Gegenstimmen dazu kommen hingegen unter anderem von Anbietern wie Octopus Energy, aber auch Denkfabriken wie Agora Energiewende. Sie plädieren für deutlich kleinteiligere Preiszonen, um lokale Preissignale zu stärken und Redispatch-Kosten zu senken.

Der Aktionsplan Gebotszone wurde vor der Veröffentlichung gemäß EU-Recht konsultiert. Vertreter von Mitgliedstaaten, Übertragungsnetzbetreibern, Unternehmen und Verbänden beteiligten sich an dem Verfahren. Eine Mehrheit der Teilnehmenden bewertete die vorgesehenen Maßnahmen als geeignet, um Netzengpässe zu reduzieren.

Für das BMWi ist dies ein zentrales Signal: Der Erhalt der einheitlichen Gebotszone soll durch technische und regulatorische Anpassungen abgesichert werden, nicht durch eine Neuordnung des Strommarkts.

Der „**Aktionsplan Gebotszone 2025**“ kann auf der Seite des Bundeswirtschaftsministeriums heruntergeladen werden // **VON STEFAN SAGMEISTER**

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Beschleunigen Sie mit uns Ihre Reise Richtung digitalem, dekarbonisiertem Netz der Zukunft.

Besuchen Sie uns:
E-world 2026
10.-12.02.2026
Stand: 6L112

Jetzt Gratisticket sichern





TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



EU Solar Market Report Quelle: Solar Power Europe

Solarmarkt in der EU schrumpft erstmals seit 2016

PHOTOVOLTAIK. Die EU hat ihr Solarausbauziel für 2025 erreicht, verfehlt aber voraussichtlich das Ziel für 2030. Laut einer Marktanalyse von Solar Power Europe bremse fehlende Förderung den Ausbau.

Die Europäische Union hat ihr in der EU-Solarstrategie 2022 festgelegtes Ziel von 400.000 MW installierter Solarleistung bis 2025 erreicht. Nach Angaben von Solar Power Europe lag die gesamte installierte Leistung Ende 2025 bei rund 406.000 MW. Gleichzeitig habe sich der Solarmarkt in der EU erstmals seit 2016 rückläufig entwickelt, konstatiert der europäische Branchenverband der Solarindustrie aus Brüssel.

Im Jahr 2025 installierten die Mitgliedstaaten laut Solar Power Europe insgesamt 65.100 MW neue Solar-PV-Leistung. Das entspricht einem Rückgang von 0,7 Prozent gegenüber 2024. Damit endete eine Phase kontinuierlichen Wachstums, die seit 2016 anhielt. Der Verband rechnet damit, dass sich die Abschwächung in den Jahren 2026 und 2027 fortsetzt. Erst gegen Ende des Jahrzehnts dürfte der Markt wieder das Niveau von 2025 erreichen.

Warnung vor Zielverfehlung

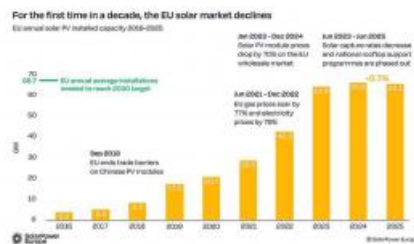
Trotz des erreichten Zwischenziels sieht der Verband deshalb das langfristige Ausbauziel der EU in Gefahr. Die Europäische Union strebt bis 2030 eine installierte Solarleistung von 750.000 MW an. Im wahrscheinlichsten Szenario des Marktausblicks prognostiziert der Verband jedoch lediglich 718.000 MW bis zum Ende des Jahrzehnts. Damit würde das Ziel deutlich verfehlt. Im Niedrigszenario geht Solar Power Europe sogar nur von 664.000 MW aus.

Als einen zentralen Grund für die Marktschwäche nennt der Verband den deutlichen Rückgang im Segment der privaten Dachanlagen. Während dieses Segment im Jahr 2023 noch 28 Prozent der neu installierten Leistung ausmachte, lag sein Anteil 2025 nur noch bei 14 Prozent. Laut Solar Power Europe wirkt sich hier insbesondere das Auslaufen nationaler Förderprogramme aus, obwohl Verbraucher weiterhin mit hohen Preisen für Gas und Strom konfrontiert sind.

Solarparks im Kommen

Der Ausbau großer Solarparks entwickelte sich dagegen weiterhin positiv. Anlagen im Versorgungsmaßstab stellten 2025 mehr als die Hälfte der neu installierten Kapazität. Dieses Wachstum reichte nach Einschätzung des Verbandes jedoch nicht aus, um den Einbruch im privaten Bereich zu kompensieren. Gleichzeitig verschärfen sich auch für große Projekte die Rahmenbedingungen. Solar Power Europe verweist auf zunehmende Netzengpässe, Abregelungen, sinkende Einspeiseerlöse sowie ungelöste Fragen bei Flexibilität und Speicherung.

Hinzu kommen weiterhin langwierige Genehmigungsverfahren in vielen Mitgliedstaaten. Laut dem Verband bremsen diese strukturellen Hindernisse den Markthochlauf stärker als eine bloße Marktkorrektur nach den Jahren der Energiekrise. Infolge der Entwicklung hat Solar Power Europe seine Prognosen deutlich nach unten angepasst. Innerhalb eines Jahres senkte der Verband das mittlere Szenario für 2030 um 12 Prozent, was einer Reduktion von fast 100.000 MW gegenüber früheren Erwartungen entspricht.



Entwicklung der Solarinstallationen in der EU seit 2016

(Für Vollbild auf die Grafik klicken)

Quelle: Solar Power Europe

Alle EU-Staaten gefordert

Der Bericht weist zudem auf eine anhaltend hohe Marktkonzentration hin. Rund 80 Prozent der neu installierten Leistung zwischen 2026 und 2030 dürften aus nur zehn Mitgliedstaaten stammen. Zwar gewinnen Länder wie Rumänien, Portugal und Griechenland an Bedeutung, dennoch kommt fast die Hälfte des Zubaus weiterhin aus den drei führenden Solarmärkten der EU. Nach Einschätzung von Solar Power Europe unterstreicht dies den Bedarf an breiterer Beteiligung, um die EU-weiten Ziele zu erreichen.

Auch der Blick auf die nationalen Energie- und Klimapläne zeigt laut dem Verband eine Lücke zwischen Anspruch und Realität. Die aktualisierten Pläne sehen bis 2030 zusammen 701.000 MW Solarleistung vor und liegen damit unter dem EU-Ziel. Der Verband erwartet, dass etwa ein Viertel der Mitgliedstaaten unter den aktuellen Markt- und Politikbedingungen ihre eigenen Ziele verfehlen wird.

Politisches Umsteuern erforderlich

Um den Ausbau wieder zu beschleunigen, fordert Solar Power Europe ein politisches Umsteuern. Der Verband spricht sich für eine EU-weite Flexibilitätsstrategie aus, die den schnellen Ausbau von Batteriespeichern, Nachfragesteuerung sowie die Digitalisierung und den Ausbau der Netze vorantreibt. Ohne diese Maßnahmen drohten negative Strompreise, häufigere Abregelungen und ein sinkendes Investorenvertrauen, so die Einschätzung des Verbandes.

Der aktuelle Marktausblick soll ein Warnsignal für die europäische Energiepolitik sein. Solarenergie sei zentral für Energiesicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und die Erreichung der Klimaziele. Laut dem Verband könne die EU den negativen Trend noch umkehren, wenn politische Entscheidungen schneller und koordinierter umgesetzt werden.

Der **Bericht zur Entwicklung des EU-Solarmarkts** steht online in englischer Sprache bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

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

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Ihre Kunden wünschen sich Preistransparenz?

➔ Hier das richtige Produkt finden!



part of eex group

ÜNB melden verspätet dynamische Direktvermarktung



Quelle: Fotolia / Jürgen Fälschle

REGENERATIVE. Die Übertragungsnetzbetreiber haben mal wieder eine Transparenzfrist gerissen: Die Direktvermarktungs-Leistung von Ökostrom hätte bereits am 12. Dezember da sein sollen.

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben am 15. Dezember verspätet auf Hinweis dieser Redaktion die Direktvermarktungs-Leistung aus Erneuerbaren-Anlagen für den Dezember 2025 veröffentlicht. Regulatorisch hätte dies schon am 12. Dezember geschehen müssen.

Zuvor hatten die ÜNB schon den EEG-Kontostand von Ende Februar 2025 sowie die Direktvermarktungsstatistik vom Juli 2024 jeweils um einige Tage verspätet publiziert (wir berichteten). Sie verstießen damit gegen ihre Transparenzpflicht bei der Vermarktung geförderter Erneuerbaren-Anlagen bis 100 kW, wie sie in Paragraph 3 der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) niedergelegt ist.

Warum dies schon wieder geschieht und warum gerade bei der Direktvermarktungs-Leistung für den laufenden Monat, deren eventuelle Änderung von den Betreibern größerer Anlagen schon bis Ende Oktober an ihre Anschlussnetzbetreiber zu melden war, so lange zur Veröffentlichung brauchte, war auf Anfrage bei einem ÜNB nicht zu erfahren. Früher hieß es von den ÜNB, die Meldungen von etlichen Verteilnetzbetreibern an die ÜNB seien von schlechter Qualität.

Der Regulierer schweigt

Ebenso wenig war zu erfahren, ob die Bundesnetzagentur wegen wiederholter Verstöße gegen die Transparenzpflicht aufsichtsrechtlich gegen die ÜNB vorgeht: Die Behörde hatte sich bis zum Redaktionsschluss nicht geäußert. In einer Antwort zu einem früheren Verstoß hatte es sinngemäß geheißen, man werde nur bei „systematischen“ Verstößen tätig.

Wieder ein Wachstum im Gigawatt-Bereich

Die Direktvermarktungs-Leistung ist im letzten Monat des Jahres gegenüber November noch einmal um gut 1.000 MW gestiegen ist, und zwar auf knapp 129.000 MW. Natürlich ist dies ein Rekordwert. Dieser liegt aber in der Natur des Erneuerbaren-Ausbaus. Anfang des Jahres war die Leistung erst bei 117.000 MW gelegen.

Die Leistung am Jahresende teilt sich auf gut 99.400 MW für die geförderte Marktprämie und beinahe 29.500 MW in der subventionsfreien „sonstigen Direktvermarktung“ auf. Im Oktober und November dagegen war die Direktvermarktung nach vier Monaten mit Wachstum um mindestens 1.000 MW nur jeweils um knapp 900 MW und 700 MW gewachsen.

Vor allem das Fördersegment wächst

Das Wachstum im Dezember war vor allem von der geförderten Direktvermarktung getragen, die gegenüber November um 600 MW zulegte. Gut 400 MW davon entfallen auf die größte Technologie Windkraft onshore, die bei 52.400 MW landete. Die solare Marktprämie stieg von November auf Dezember um 200 MW auf knapp 32.600 MW. Die Millionen kleiner privater PV-Anlagen sind darin nicht enthalten, da sie nicht der Direktvermarktungspflicht ab 100 kW unterliegen.

Biomasse trat mit 7.200 MW in der Marktprämie praktisch auf der Stelle, im förderfreien Segment genauso mit 930 MW.

PV und Offshore-Wind die Wachstumstreiber in der Sonstigen

In der subventionsfreien sonstigen Direktvermarktung kam das Wachstum mit leichtem Vorsprung mit plus 200 MW auf 11.000 MW von der Photovoltaik. Gefolgt wurde sie mit 180 MW von der Offshore-Windenergie, die praktisch alle neu dazukamen, also nicht von der geförderten Direktvermarktung wechselten. Auf See sind damit 3.600 MW subventionsfrei und 6.300 MW gefördert. An Land ließ die förderfreie Windstrom-Vermarktung marginal Federn und landete bei knapp 13.300 MW.

Die monatliche EEG-Direktvermarktungs-Leistung von November 2011 bis Dezember 2025 steht anlagenscharf **auf einer Transparenzseite der ÜNB zur Verfügung.** // VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)

E-Auto-Markt auf Erholungskurs



Quelle: Fotolia / electriceye

ELEKTROFAHRZEUGE. Der Anteil von E-Autos an den Neuzulassungen von Januar bis November lag um zehn Prozentpunkte höher als im gleichen Zeitraum 2024. Ökonomen warnen vor einer Abkehr vom Verbrenner-Aus.

Der Absatzmarkt für Elektroautos hat sich laut Deutscher Energieagentur (Dena) „spürbar erholt“. In der Zeit von Januar bis November 2025 seien rund 490.000 batterieelektrische Pkw neu zugelassen worden, heißt es im neuen Monitoringbericht des öffentlichen Unternehmens. Der Bericht stützt sich auf Zahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes. Für den gleichen Zeitraum vor einem Jahr wurden 347.000 Neuzulassungen gemeldet.

Der Anteil der batterieelektrischen Pkw an allen Neuzulassungen liegt 2025 bei 19 Prozent. Den aktuellen Anteil der E-Autos am Pkw-Gesamtbestand beziffern die Autoren des Berichts auf 4,1 Prozent.

Die Neuzulassungen von Plug-in-Hybriden bis November summieren sich auf 281.000. Das sind 108.000

mehr (63 Prozent) als im Vergleichszeitraum 2024. Auf Plug-in-Hybride entfällt ein Anteil von 11 Prozent an den Neuzulassungen, vor einem Jahr waren es 7 Prozent. Am Gesamt-Pkw-Bestand machen sie jetzt rund 2,3 Prozent aus.

Minus 22 Prozent bei Benzinern

Die Zahl der bis November neu zugelassenen Benziner-Modelle liegt laut Monitoring bei 715.000. Das Absatzvolumen sei im Vergleich zum Vorjahr um 22 Prozent gesunken. Im Diesel-Pkw-Segment fällt der Absatz mit 368.000 Neuzulassungen um rund 1 Prozent geringer aus als 2024.

Ein differenziertes Bild zeigt sich bei E-Vehikeln nach privaten und gewerblichen Nutzern. „Die Anteile der Pkw-Zulassungen von gewerblichen und privaten Halterinnen und Haltern entsprechen bei BEV dem Gesamtmarkt über alle Antriebsarten“, resümiert die Dena. Bei Plug-in-Hybriden sei weiterhin eine deutliche Dominanz gewerblicher Haltergruppen zu verzeichnen.

Im Wettbewerb mit ausländischen Herstellern behaupten deutsche Autokonzerne ihre Position. Vier der fünf absatzstärksten BEV-Marken kommen aus Deutschland, heißt es in dem Monitoringbericht. Die fünf meistverkauften batterieelektrischen Modelle stammen demnach aus dem VW-Konzern. „Chinesische Marken gewinnen zwar an Bedeutung, nehmen in Deutschland jedoch eher eine Position im unteren Mittelfeld der Zulassungszahlen ein“, so die Autoren.

Abkehr vom Verbrenner-Aus löst Probleme der Konzerne nicht

Die Dena weist darauf, dass der politische Diskurs über das Verbrenner-Aus das Kaufverhalten beeinflusst. „Auch wenn Flexibilisierungsoptionen zur Erfüllung der Flottenzielwerte durch die EU eingeführt werden sollten, ist jedoch nicht mit einer deutlichen Trendumkehr bei den Zulassungszahlen elektrischer Antriebe zu rechnen“, schreiben die Autoren.

Eine Reihe Ökonomen hält eine Abkehr vom Verbrenner-Aus ab 2035, wie es deutsche Autohersteller fordern, für einen industriepolitischen Irrweg. Nach Auffassung der Vorsitzenden der Wirtschaftsweisen, Monika Schnitzer, würde das die Probleme der Autohersteller nicht lösen und auch keine Industriearbeitsplätze in Deutschland sichern. Eine Verschiebung des Verbots könne sogar gegenteilige Effekte haben, sagte Schnitzer der Süddeutschen Zeitung.

Sebastian Dullien vom Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung der gewerkschaftsnahen Hans-Böckler-Stiftung sieht laut Deutscher Presseagentur die Probleme deutscher Hersteller weniger im Verbrenner-Aus als in technologischen Rückständen, etwa bei Batteriezellen. Zentrale Frage aus seiner Sicht sei, ob Konzernmanager kurzfristige Gewinne oder langfristige Interessen von Industrie und Beschäftigten verfolgten.

EU-Kommission legt neue Pläne vor

Anita Wölfl vom Münchner Ifo-Institut sprach gegenüber Medien von einer von den Autokonzernen zu lange verfolgten Doppelstrategie zwischen Elektro- und Verbrennerfahrzeugen. Diese rechne sich auf Dauer nicht.

Die EU-Kommission will auf Druck aus Mitgliedsstaaten – nicht zuletzt aus Deutschland – die künftigen Abgasvorgaben lockern. Am 16. Dezember will die Kommission ihre Pläne vorlegen. Zu erwarten ist, dass auch nach 2035 Neuwagen mit Verbrenner-Antrieb erlaubt sein werden.

Der Monitoring-Bericht der Dena steht online bereit: „**Neuzulassung von Pkw mit elektrischen Antrieben 2025**“ // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Kupferverband wird Mitglied beim VIK



Quelle: Fotolia / Rawpixel

VERBÄNDE. Der Kupferverband e.V. tritt zum 1. Januar dem Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) bei.

Zuwachs beim energiepolitischen Industrieverband VIK. Der Kupferverband e.V. mit Sitz in Düsseldorf ist demnächst Mitglied dort. Mit dem Beitritt erweitere der Kupferverband seinen technisch-wissenschaftlichen Fokus „um eine politisch-strategische Säule und schafft Möglichkeiten, die Rahmenbedingungen der energieintensiven Kupferindustrie aktiv mitzugestalten“, heißt es in einer Pressemitteilung.

Der Beitritt erfolgt vor dem Hintergrund hoher Energiekosten, zunehmender Regulierung und eines wachsenden internationalen Wettbewerbsdrucks auf energieintensive Industrien. Nach Angaben des VIK soll die Mitgliedschaft dazu beitragen, energiepolitische Rahmenbedingungen stärker mitzugestalten. Der Kupferverband ergänzt damit seinen bisher technisch-wissenschaftlichen Schwerpunkt um eine politische Dimension.

Die Kupferindustrie gilt als wichtiger Zulieferer für Stromnetze, digitale Infrastruktur und Elektromobilität. Der Kupferverband sieht im Zusammenschluss mit dem VIK die Möglichkeit, ingenieurwissenschaftliche Expertise mit energiepolitischer Interessenvertretung zu verbinden.

Der Kupferverband vertritt die Interessen der Kupferindustrie, bündelt fachliche Positionen der kupferverarbeitenden Unternehmen und arbeitet technisch-wissenschaftlich sowie mit Marktbezug. Er vernetzt Mitglieder, unterstützt bei Material- und Anwendungsthemen, initiiert Forschungsprojekte und bietet Seminare sowie Tagungen an. Zu den wichtigsten Mitgliedern zählen KME, Wieland und KGHM; insgesamt sind es rund 40 Mitgliedsunternehmen.

Klaus Ockenfeld, Geschäftsführer des Kupferverbandes, unterstreicht die Bedeutung der Kooperation: „Wir bringen ingenieurwissenschaftliche Expertise ein, gerade wenn es um Fragen von Materialeigenschaften, Kreislaufwirtschaft oder technischer Regelsetzung geht. Durch die Zusammenarbeit mit dem VIK ergänzen wir unsere fachliche Rolle um energiepolitische Expertise und leisten so einen Beitrag zu ausgewogenen Entscheidungen im politischen Diskurs.“ // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / Somnuek saelim

Warum Strompreise durch die Decke schießen

STROM. 31 Stunden mit extrem hohen Strompreisen: Analysten haben die Preisspitzen der Vergangenheit hinterfragt. Aus den Ergebnissen leiten sie drei Konsequenzen ab.

So weit war der Großhandelspreis nicht einmal während der Gaskrise nach oben geschossen. 936 Euro kostete die Megawattstunde Strom am 12. Dezember 2024 für die Lieferstunde 17 bis 18 Uhr. Nicht der einzige extreme Ausreißer. Auf der Basis eines „konservativ parametrisierten Merit-Order-Ansatzes“ haben Analysten des Beratungsunternehmens Neon Neue Energieökonomik 31 Preisspitzen identifiziert.

Per definitionem handelt es sich um Stunden, in denen der „Day-Ahead-Preis die Kosten einer offenen Gasturbine inklusive Anfahrtkosten übersteigt“. Die Experten betrachteten den Zeitraum von 2015 bis 2024. Alle Preisspitzen verteilen sich auf 2024 und 2023.

Die Studie im Auftrag des Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz kommt zu dem Ergebnis, dass die Ausschläge im Winter 2023/24 „ökonomisch als Knappheitspreise“ zu deuten sind – weniger als strategische Mengenzurückhaltung. Hinweise auf systematischen Marktmachtmissbrauch hätten sich nicht ergeben, heißt es. Die Preisspitzen zeigen sich nach der Analyse allein in Situationen sehr geringer Wind- und PV-Einspeisung bei gleichzeitig hoher Residuallast. Diese lag demnach häufig über 60.000 MW.

6.000 MW „unterausgelastet“

In einer anlagenscharfen Auswertung untersuchten die Autoren das Verhalten von Gas-, Stein- und Braunkohlekraftwerken sowie Pumpspeichern während der Preisspitzen. Ein großer Teil der fossilen Erzeugungskapazität war demnach hoch ausgelastet. Für den überwiegenden Anteil der Anlagen, die nicht oder nicht voll produzierten, fanden sich laut Studie plausible Gründe, darunter Reservebindungen, gemeldete Nichtverfügbarkeiten sowie betriebliche Einschränkungen. Rund 6.000 MW Leistung seien ohne klare Erklärung unterausgelastet gewesen.

Die Studie macht zudem deutlich, dass die tatsächlich verfügbare Erzeugungsleistung unter der installierten Nennleistung liegt. Während der Preisspitzen erreichten Gas- und Braunkohlekraftwerke im Durchschnitt Kapazitätsfaktoren von rund 75 Prozent, Steinkohle etwa 50 Prozent und Pumpspeicher rund 30 Prozent. Ursachen seien unter anderem Alterung, Wartungen oder technischen Störungen.

Die Autoren schlussfolgern zum einen, dass die Quantifizierung der heute sicher verfügbaren Kraftwerkskapazität nicht auf der Nennleistung von Anlagen in Kraftwerkslisten beruhen sollte, sondern die tatsächliche Verfügbarkeit realistisch abbilden müsse. Zu prüfen wäre nach ihrer Einschätzung „auch die Rolle, die unterbrechbare Gaslieferverträge bereits spielen und in Zukunft in Knappheitsstunden spielen könnten“.

Erwartbares Signal im aktuellen Marktdesign

Zum zweiten weist das Beratungsunternehmen darauf hin, dass eine belastbare Bewertung der gesicherten Leistung eine konsistente Datengrundlage voraussetzt, die installierte Kapazitäten, technische Verfügbarkeiten und Reservebindungen transparent ausweise. „Dies ist momentan nicht gegeben“, heißt es.

Als dritten Punkt heben die Analysten die aggregierten Kapazitätsfaktoren für Gas- und Kohle-Kraftwerke und Pumpspeicher während der Preisspitzen hervor. „Vor diesem Hintergrund scheint es umso relevanter, in Versorgungssicherheitsstudien und Kapazitätsmechanismen realistische De-Rating-Faktoren auch für oft als gesichert angenommene Leistung zu verwenden.“

Preisspitzen, so die nüchterne Feststellung, seien „im aktuellen Marktdesign ein erwartbares Signal realer Angebotsknappheit“. Und können in vergleichbaren Situationen erneut auftreten.

Die Studie „**Preisspitzen am deutschen Strommarkt**“ steht online auf der Internetseite von Neon Neue Energieökonomik bereit. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Einziger Gasspeicher für zwei Bundesländer nur halb voll



Quelle: Davina Spohn

GASSPEICHER. Der einzige Gas-Untertagespeicher, der Rheinland-Pfalz und das Saarland versorgt, ist nur zur Hälfte gefüllt. Der Anlagenbetreiber erklärt, warum die Auslastung so niedrig ist.

„Der Inhalt besteht zu 25 Prozent aus Kundenmengen sowie zu 25 Prozent aus Mengen, die gruppenintern eingelagert wurden, um Schäden durch dauerhaft niedrige Füllstände zu vermeiden“, sagte Geschäftsführer Markus Bastian von Enovos Storage GmbH der Deutschen Presse-Agentur. Als Ursache für die niedrige Auslastung der Speicher sieht er die geringe saisonale Preisdifferenz am Gasmarkt, die es für Händler unattraktiv mache, Gas im Sommer zu kaufen und für den Winter einzulagern. Die Preisdifferenz reiche nicht aus, die damit verbundenen Kosten zu decken.

Wäre der Speicher in Frankenthal über längere Zeit zu wenig gefüllt, könnte er wegen seiner komplexen geologischen Struktur dauerhaft Kapazität verlieren. Ein Teil der Kundeneinspeicherungen stammt Bastian zufolge aus einer Vermittlung über luxemburgische Partner. Diese hätten einen Gaskunden betreut, der ursprünglich Kapazitäten im europäischen Ausland buchen wollte.

„In Frankenthal war im Sommer zunächst rund ein Viertel der Kapazität von Kunden gebucht und befüllt worden“, sagte Markus Bastian. Um das technisch empfohlene Mindestniveau von 50 Prozent zu erreichen, wurden konzernintern zusätzlich Mengen eingelagert.

In Frankenthal können rund 88 Millionen Kubikmeter Erdgas im Boden gespeichert werden. Das

Unternehmen übernimmt Kundengas und lagert es. Der Speicher umfasst zwei „Speicherhorizonte“ in 700 Meter und 1.000 Meter Tiefe, mit einer Fläche von 2,5 Kilometer mal 1,0 Kilometer.

Wie aus Daten des europäischen Gasspeicherverbands GIE hervorgeht, waren die deutschen Gasspeicher am 11. Dezember zu rund 64 Prozent gefüllt, nachdem der Füllstand zu Novemberbeginn mehr als 75 Prozent betragen hatte. Im Vorjahr waren dies nahezu 100 Prozent. Für die EU insgesamt wurde am 11. Dezember ein Füllstand von etwa 71 Prozent gemeldet. // VON DPA

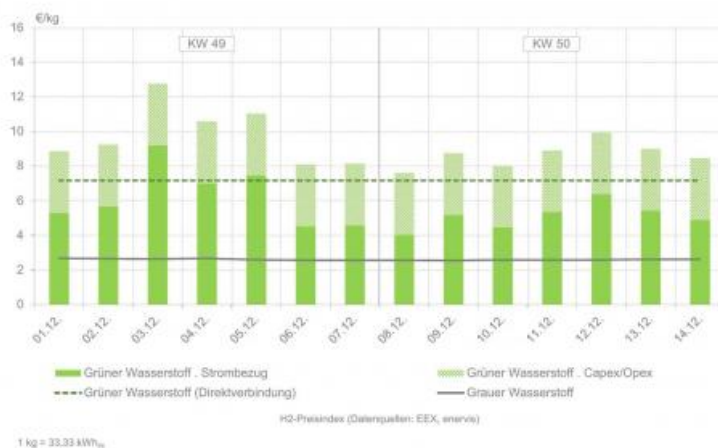
[^ Zum Inhalt](#)

Gestehungskosten weiter wechselhaft



Quelle: E&M / Shutterstock, wanpatsorn

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



H2-Preisindex für die Kalenderwochen 49 und 50

(Zur Vollsicht bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: enervis energy advisors GmbH / EEX

Die Gestehungskosten für strommarktbasierten grünen Wasserstoff haben in den vergangenen zwei Wochen stark geschwankt. Das Zweiwochenhoch lag bei 12,77 Euro pro Kilogramm, das Zweiwochentief bei 7,61 Euro pro Kilogramm. Im Wochenmittel ist der Preis von 9,82 Euro auf 8,68 Euro/Kilogramm gesunken.

Die Gestehungskosten für grauen Wasserstoff bewegten sich im Wochenverlauf zwischen 2,54 Euro und 2,67 Euro/Kilogramm. 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](#)

Bonus bei Bosch für Kunden von Eon-Discounter



Quelle: Pixabay / Mediamodifier

VERTRIEB. Der Energie-Discounter Eprimo und Bosch starten eine gemeinsame Vertriebsaktion: Wer bei der Eon-Tochter den Tarif „Erdgas PrimaKlima Smart“ abschließt, erhält einen Bosch-Gutschein.

Bonus zum Online-Shopping bei Bosch: Neue Gaskunden von Eprimo mit dem Tarif „Erdgas PrimaKlima Smart“ bekommen einen Gutschein im Wert von 200 Euro für den Smart Home Online-Shop des Technikriesen. Die Aktion läuft bis Ende März 2026, teilt der Energiediscounter von Eon mit.

Kundinnen und Kunden sparen mit dem Gutschein beim Kauf von Thermostaten, die den Energieverbrauch durch intelligente Heizungssteuerung optimieren. Und Eprimo investiert nach eigenen Angaben für jede verbrauchte Kilowattstunde in dem Tarifmodell in Klima- und Umweltschutzprojekte in Deutschland und Europa. Auch Bestandskunden von Eprimo sollen profitieren: Ihnen wird ein Rabatt von 25 Prozent auf das Heizkörper-Thermostat II von Bosch eingeräumt.

„Verbraucherinnen und Verbraucher können schon mit kleinen Veränderungen einen großen Unterschied spüren und sparen. Das beginnt bei der Tarifwahl und geht weiter mit smarten Geräten fürs Zuhause, die das Heizen effizienter machen“, kommentiert Eprimo-CEO Katja Steger die Vertriebspartnerschaft.

// VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Bohranlage Walsrode. Quelle: Vermilion

Vermilion verkauft weiter die deutsche Gasproduktion an Uniper

GAS. Der Gasproduzent Vermilion Energy Germany hat für weitere zwei Jahre seine deutsche Erdgasproduktion an den Energiekonzern Uniper verkauft.

Die Uniper Global Commodities SE und Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG haben einen Zweijahresvertrag über die Lieferung der deutschen Erdgasproduktion von Vermilion an Uniper abgeschlossen, teilte Uniper am 15. Dezember mit. Nach Auskunft des Düsseldorfer Konzerns wird Vermilion sämtliches nieder- und hochkalorisches Erdgas aus seinen deutschen Förderaktivitäten an Uniper verkaufen. Damit setzen beide Firmen ihre Partnerschaft fort.

Die Vermilion Energy Germany ist eine Tochtergesellschaft der im westkanadischen Calgary ansässigen Vermilion Energy. Vermilion ist ein Energieunternehmen, das in der Aufsuchung, Entwicklung, Gewinnung und Optimierung von Erdgas- und Erdölfeldern in Nordamerika, Europa und Australien tätig ist.

Der Konzern ist seit dem Jahr 2014 auch auf dem deutschen Markt aktiv und hat sich zu einem der aktivsten Onshore-Produzenten in Niedersachsen entwickelt. In diesem Jahr wird die deutsche Produktionsmenge nach Angaben von Vermilion bei rund 2,4 Milliarden kWh Erdgas liegen.

„Vermilion und Uniper verbindet seit mehr als einem Jahrzehnt eine vertrauensvolle und starke Partnerschaft. Die Verlängerung dieser Zusammenarbeit ist ein klares Signal für Sicherheit und Stabilität auf dem deutschen Energiemarkt“, teilte Uniper-CCO Carsten Poppinga dazu mit.

Vermilion gehört unter anderem eine Bohranlage in der Nähe der Stadt Walsrode. Hier hat Vermilion ein neues Gasvorkommen erschlossen, welches derzeit entwickelt wird. Die Explorationsbohrung wurde 2024/25 abgeteuft und einem Fördertest unterzogen. Die Erdgasförderung soll im Sommer 2026 aufgenommen werden. Weitere Standorte liegen in Schönewörde, Hankensbüttel, Edemissen, Höver, Bergen, Emden und Leer. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

FEBRUARY 10 – 12, 2026
ESSEN | GERMANY



Erste Batteriezelle der Forschungsfabrik in Münster



Quelle: Fotolia / sdecoret

STROMSPEICHER. Die Fraunhofer-Forschungsfertigung in Münster eine funktionsfähige Lithium-Ionen-Zelle hergestellt. Damit erreichen europäische Batterietechnologien erstmals industrielle Anwendung.

Die Fraunhofer-Einrichtung Forschungsfertigung Batteriezelle, FFB, hat in Münster erstmals eine elektrisch funktionsfähige Lithium-Ionen-Batteriezelle produziert. Laut Fraunhofer handelt es sich um die erste Zelle aus dem ersten Bauabschnitt der Forschungsfabrik „FFB PreFab“. Dabei kam eine vollständig durchgängige Prozesskette zum Einsatz, die ausschließlich auf europäischer Anlagentechnik basiert – von der Elektrodenfertigung bis zur geladenen Zelle.

Die Forschungsfertigung Batteriezelle ist eine Einrichtung der Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung mit Hauptsitz in München. Sie verfolgt das Ziel, neue Batterietechnologien aus der Forschung in eine industrielle Produktion zu überführen. In Münster entsteht dafür schrittweise eine Forschungsfabrik, die Prozesse im Pilot- und später im Gigafactory-Maßstab abbilden soll.

Lob aus dem Forschungsministerium

Bundesforschungsministerin Dorothee Bär (CSU) erklärte laut Ministerium, nur Länder mit eigener wettbewerbsfähiger Batteriezellproduktion könnten sich im internationalen Wettbewerb behaupten. Die Batterie sei eine Schlüsseltechnologie für klimaneutrale Mobilität und Energieerzeugung. Die FFB sei als Teil der Hightech Agenda Deutschland darauf ausgerichtet, Forschungsergebnisse systematisch in die wirtschaftliche Anwendung zu überführen. Die nun produzierte Zelle bezeichnete Bär als wichtigen Schritt für Batterien „Made in Germany“.

Auch aus Nordrhein-Westfalen kam Anerkennung. Wirtschafts- und Klimaschutzministerin Mona Neubaur (Bündnis 90/Die Grünen) erklärte, das Land wolle sich als Standort für moderne Hightech-Industrie positionieren. Eine starke europäische Batterieproduktion sei aus ihrer Sicht zentral für technologische Unabhängigkeit und industrielle Transformation. Münster leiste mit der FFB einen Beitrag, indem Forschung, Entwicklung und industrieller Transfer an einem Ort zusammengeführt würden.

Wissenschaftsministerin Ina Brandes (CDU) betonte, dass die Einrichtung die Lücke zwischen Grundlagenforschung und großindustrieller Anwendung schließen solle. Batterien seien bereits heute in vielen Alltagsanwendungen präsent, etwa in der Energieversorgung und der Elektromobilität. Die FFB könne dazu beitragen, Fachkräfte auszubilden und wissenschaftliche Expertise in Nordrhein-Westfalen zu bündeln.

Eine Milliarde Euro Förderung

Fraunhofer-Präsident Holger Hanselka erklärte, Batterietechnologien spielten eine zentrale Rolle für die technologische Souveränität Deutschlands. Der Start der Pilotlinie in der FFB Prefab zeige, dass Fraunhofer als Bindeglied zwischen Forschung und Serienproduktion fungiere. Er dankte dem Bundesforschungsministerium (BMFTR) sowie dem Land Nordrhein-Westfalen für die finanzielle Unterstützung.

Der Bund hat zugesagt, die notwendigen Mittel für den weiteren Aufbau der FFB bereitzustellen. Ziel ist laut BMFTR der Aufbau einer Forschungsfabrik im Gigafactory-Maßstab. Die geplanten Gesamtkosten sind inflationsbedingt gestiegen: von ursprünglich rund 500 Millionen Euro in den Jahren 2019 und 2020 auf inzwischen bis zu 750 Millionen Euro. Diese Summe trägt der Bund für den Forschungsbetrieb und die technische Infrastruktur.

Das Land Nordrhein-Westfalen investiert rund 320 Millionen Euro in Grundstücke und Gebäude. Es ist für Bau und Finanzierung der Gebäude verantwortlich, während der Bund die Ausstattung, einschließlich Rein- und Trockenräumen, finanziert. Größte Zuwendungsempfängerin und Konsortialführerin ist die Fraunhofer-Gesellschaft, die das Projekt gemeinsam mit weiteren Partnern umsetzt.

Die FFB entsteht in zwei Bauabschnitten. Der erste Abschnitt, die „FFB PreFab“, wurde im Frühjahr 2024 eröffnet und umfasst mehr als 3000 Quadratmeter Forschungsfläche für Produktionsprozesse im Pilotmaßstab. Der zweite Abschnitt, die „FFB Fab“, befindet sich im Bau. Auf rund 20.000 Quadratmetern sollen dort künftig Produktionsprozesse im Gigafactory-Maßstab für Wissenschaft und Industrie erprobt werden. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Speicher-Spezialist erhält Wachstumskapital



Quelle: Fotolia / malp

STROMSPEICHER. „W Power Storage“ will mit der Beteiligung der Investmentgesellschaft ICG weiter wachsen und eine Gigawatt-Pipeline umsetzen.

Die Intermediate Capital Group (ICG) beteiligt sich über ihre Infrastruktursparte ICG Infra, an der „W Power Storage GmbH“. Über die Höhe der Beteiligung macht die Investmentgesellschaft keine Angaben. Nur so viel: „Mit Unterstützung von ICG sollen bis zu 500 Millionen Euro eingesetzt werden, um die Multi-Gigawatt-BESS-Projektpipeline Schritt für Schritt umzusetzen“, heißt es in einer Mitteilung des Speicherentwicklers und -betreibers.

Derzeit besteht die Projektpipeline noch aus einem Projekt im Bau und fünf Projekten im Planungsstadium. Ein Projekt, ein Batteriespeicher mit 10,35 MW Leistung und 12,2 MWh Speicherkapazität im thüringischen Ohrdruf ist bereits im Betrieb.

Die Inbetriebnahme des 30-MW-Speichers in rheinland-pfälzischen Worms ist im ersten Quartal 2026 vorgesehen. Neben W Power sind noch der regionale Energieversorger EWR und der Immobilienentwickler Timbra am Projekt beteiligt. Die Investitionssumme beträgt nach Angaben von W Power Storage insgesamt 27 Millionen Euro. Der Batteriespeicher soll dann Primär- und Sekundärregelleistung bereitstellen und Arbitrage-Geschäfte im Intraday-Handel ermöglichen.

Die Speicherleistung der noch in der Planungshase befindlichen Projekte reicht von 10 MW bis knapp 105 MW. Insgesamt sind damit nach Angaben von W Power Storage rund 213 MW in der Planung. In der Entwicklung sind laut der Internetseite des Unternehmens mehr als 40 GW.

ICG European Infrastructure managt Assets im Wert von mehr als 5 Milliarden Euro in Europa und hat besonders die Bereiche Energiewende, Digitalisierung und Mobilität im Blick. Global verwaltet ICG rund 124 Milliarden US-Dollar (105 Milliarden Euro) an Assets.

W Power Storage mit Sitz in Heidelberg ist Teil der Wirth-Gruppe und sieht sich selbst als vertikal integrierte Plattform für „Flächenakquise, Genehmigungen, Engineering, Bau und Betrieb von systemrelevanten Batteriespeichersystemen“. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Fotolia / nmann77

Patrizia verlängert Finanzierung für Kavernenanlage

FINANZIERUNG. Der Energiespeicher Storag Etzel nahe Wilhelmshaven erhält neue finanzielle Spielräume. Patrizia und Commerzbank verlängern Darlehen und bereiten die Wasserstoffnutzung vor.

Der Investmentmanager Patrizia hat für die unterirdische Speicheranlage Storag Etzel eine Refinanzierung in Höhe von 351 Millionen Euro gesichert. Nach Angaben des Unternehmens mit Hauptsitz in Augsburg verlängert die Finanzierung die Laufzeiten bestehender Darlehen um fünf Jahre.

Bei der Refinanzierung hat die internationale Wirtschaftskanzlei Clifford Chance mit Hauptsitz in London Patrizia rechtlich beraten. Die Refinanzierung ist, wie Patrizia in einer Mitteilung bekannt gibt, Teil eines umfassenderen Finanzierungspakets mit einem Gesamtvolumen von 540 Millionen Euro. Die Commerzbank hat das Konsortium als Konsortialführer strukturiert und arrangiert. Nach Angaben von Patrizia schaffe die verlängerte Finanzierung Planungssicherheit für die nächste Entwicklungsphase der Speicheranlage in Etzel.

Die Anlage Storag Etzel liegt nahe Wilhelmshaven (Niedersachsen) und zählt seit über 50 Jahren zur deutschen Öl- und Gasinfrastruktur. Der Standort verfügt derzeit über 75 in Betrieb befindliche unterirdische Kavernen zur Speicherung von Erdöl und Erdgas. Technisch ist eine Erweiterung auf bis zu 99 Kavernen möglich. Künftig soll die Anlage auch für Wasserstoff nutzbar sein.

Nach Darstellung von Patrizia richtet sich die strategische Entwicklung der Anlage zunehmend auf die Anforderungen der Energiewende aus. Die Rolle des Standorts verschiebt sich damit von einem fossilen Energiespeicher hin zu einer wasserstofffähigen Infrastruktur. Das Unternehmen sieht darin einen Beitrag zur Dekarbonisierung industrieller Prozesse und des Energiesystems in Deutschland und Europa.

Öffentliche Mittel alleine reichen nicht aus

Patrizia hält und verwaltet die Anlage langfristig über den „IVG Cavern Fund“. Dieser Fonds investiert in unterirdische Speicherinfrastruktur und verfolgt einen langfristigen Anlageansatz, wie es aus Augsburg heißt.

Betrieben wird der Standort gemeinsam mit dem Partner Storag Etzel. Das Unternehmen mit Sitz in Etzel betreibt unterirdische Kavernenspeicher für flüssige und gasförmige Energieträger. Eigentümer und Betreiber haben am Standort bereits Wasserstoffspeichertests mit europäischen Partnern durchgeführt (wir berichteten).

Die Refinanzierung ordnet Patrizia auch in den politischen und wirtschaftlichen Kontext ein. Die Bundesregierung plant Investitionen in Höhe von 500 Milliarden Euro für Klima- und Infrastrukturmaßnahmen. Nach Einschätzung des Unternehmens reichen öffentliche Mittel alleine nicht aus, um die notwendige Modernisierung der Energieinfrastruktur umzusetzen. Privates Kapital spiele daher eine zentrale Rolle bei der Umnutzung bestehender Anlagen. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ZG Raiffeisen verkauft Schmierstofftochter an Hoyer



Quelle: Joachim Wendler / Fotolia

FUSION. Mit der Übernahme der Honeck Waldschütz GmbH baut das niedersächsische Mineralölunternehmen Hoyer seine Präsenz im Süden Deutschlands weiter aus.

Im März 2023 hatte sich Hoyer bereits mit 40 Prozent am Geschäftsbereich Energie der ZG Raiffeisen eG sowie mit gleichem Anteil an der Honeck Waldschütz Energie GmbH beteiligt. Nun übernimmt die im niedersächsischen Visselhövede ansässige Wilhelm Hoyer B.V. & Co. KG zum 1. Januar 2026 auch das Schmierstoffgeschäft der Honeck Waldschütz GmbH mit Firmensitz in Singen im Landkreis Konstanz (Baden-Württemberg).

Ein Schritt, der laut Mitteilung der ZG Raiffeisen Vorteile bringt für beide Unternehmen: Honeck Waldschütz

könne seine begonnene Umstrukturierung fortsetzen und Hoyer seine Präsenz im Süden weiter ausbauen.

Das niedersächsische Mineralölunternehmen Hoyer hatte 2023 mit Zukäufen und strategischen Vereinbarungen seine Geschäftsaktivitäten in Richtung Süddeutschland erweitert. Übernommen wurden unter anderem der schwäbische Heizölhändler Eitelhuber sowie das Tankstellengeschäft von der bayerischen Zieglmeier GmbH & Co. KG mit Sitz in Schrobenhausen.

Die Diesel- und Heizölkunden von Honeck Waldschütz werden bereits durch die ZG Raiffeisen betreut. Hoyer soll seine Schmierstoffexpertise – das Unternehmen verfügt in Visselhövede über ein eigenes Schmierstoffwerk – nun in der Schmierstoffsparte der ZG Raiffeisen-Tochter einbringen und die Region Baden-Württemberg über die drei Standorte versorgen. Die Mitarbeitenden von Honeck Waldschütz werden übernommen.

Bei der ZG Raiffeisen will man mit der Anteilsabgabe den strategischen Fokus schärfen und sich auf das Heizöl- und Kraftstoffgeschäft im Endverbraucher- und Handelssegment konzentrieren. Auch das eigene Tankstellennetz soll durch die Übernahme bestehender Tankstellen gestärkt werden. // VON IMKE HERZOG

[^ Zum Inhalt](#)

Thelen als Präsidentin wiedergewählt



Dr. Karin Thelen. Quelle: Stadtwerke München / Stefanie Aumiller

PERSONALIE. Karin Thelen ist für eine zweite Amtszeit als Präsidentin des Bundesverbands Geothermie wiedergewählt worden. Inga Moeck trat hingegen nicht mehr zur Wahl an.

Karin Thelen ist seit Dezember 2023 Präsidentin des Bundesverbands Geothermie (BVG). Nun wurde sie für eine weitere Amtszeit wiedergewählt, teilte der Verband mit. Sie trat beim BVG die Nachfolge von Helge-Uve Braun an, der das Amt des Präsidenten seit 2021 innehatte.

Thelen ist hauptberuflich seit 2023 Geschäftsführerin Regionale Energiewende der Stadtwerke München. Die gebürtige Münchnerin ist promovierte Biologin und hat berufsbegleitend einen wirtschaftswissenschaftlichen MBA-Abschluss erworben. Sie arbeitet seit elf Jahren bei den SWM, zuletzt mehrere Jahre als Leiterin der Technischen Qualitätssicherung.

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) nahm Karin Thelen zudem im März dieses Jahres in seinen Vorstand auf. Der VKU sieht in ihrer Expertise eine wichtige Ergänzung für die strategische Ausrichtung des Verbandes.

Präsidium des Geothermieverbandes mit drei Mitgliedern

Im Amt beim Bundesverband Geothermie bestätigt wurden außerdem Leonhard Thien als Vizepräsident sowie Christoph Knepel als Vorstandsmitglied. Professorin Inga Moeck kandidierte nicht erneut und schied als Vizepräsidentin aus dem Präsidium aus.

Thien ist als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fraunhofer IEG tätig und seit 2011 im Präsidium des BVG. Er bringt langjährige Erfahrungen in den Bereichen der Oberflächennahen und Tiefen Geothermie mit. Als Sprecher des Fachausschusses „Oberflächennahe Geothermie“ kennt er insbesondere das breite Themenspektrum der Oberflächennahen Geothermie sehr genau.

Knepel ist Bauingenieur und Mitglied der Geschäftsführung bei der Baugrund Süd Gesellschaft für

Geothermie mbH. Er ist Schriftführer und seit zwei Jahren im Verbandspräsidium aktiv.

Mit Blick auf die Zukunft hat sich Thelen vorgenommen, die Geothermie als tragende Säule der Wärmewende fest im Energiesystem zu verankern. „Dazu muss das Geothermiebeschleunigungsgesetz umgesetzt und die Fündigkeitsabsicherung ausgebaut werden. Die installierte geothermische Leistung soll bis 2030 verdoppelt werden. Dafür müssen wir geothermale Wärmelösungen stärken und in die nationale Energieplanung integrieren. Dabei helfen wird uns ein starkes Netzwerk für Innovation, Forschung und Investitionen.“ // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Neuer Vorsitzender bei Bosch Rexroth



Jochen Peter. Quelle: Bosch / Martin Stollberg

PERSONALIE. Dr. Jochen Peter ist von März 2026 an der neue Vorstandsvorsitzender der Bosch Rexroth AG. Er folgt auf Dr. Steffen Haack.

Jochen Peter tritt zum 1. Januar 2026 in den Vorstand der Bosch Rexroth AG in Lohr am Main ein und wird nach einer Einarbeitungsphase am 1. März 2026 Vorstandsvorsitzender, teilte das Unternehmen mit. Damit folgt er auf Dr. Steffen Haack, der zum gleichen Zeitpunkt den Vorsitz abgeben wird, aber Mitglied des Bereichsvorstands bleibt.

Peter hat Maschinenbau und Verfahrenstechnik an der TU Kaiserslautern sowie Wirtschaftsingenieurswesen an der Universität Hagen studiert. Er startete seine berufliche Laufbahn im Jahr 2000 als Entwicklungsingenieur bei BMW, parallel promovierte er am Fraunhofer Institut und war im Anschluss bei der Boston Consulting Group unter anderem in den USA tätig. 2011 wechselte er in die Zeiss Gruppe und hatte verschiedene Leitungspositionen inne, bevor er 2017 Vorstandsmitglied der Carl Zeiss AG wurde. Dort war er zuletzt bis Ende September 2025 für die Sparte Industrial Quality and Research verantwortlich.

Haack behält zugleich im Bereichsvorstand bei Bosch die Verantwortung für die Entwicklung und soll sich künftig darauf konzentrieren, neue strategische Wachstumsfelder für Bosch Rexroth zu identifizieren.

Bosch Rexroth ist auf Antriebs- und Steuerungstechnologien spezialisiert. Das Unternehmen ist etwa in den Marktsegmenten Mobile und Industrie-Anwendungen unterwegs. Die Bosch-Gesellschaft hatte unter anderem im vergangenen Jahr neue Lösungen für das wirtschaftliche und sichere Tanken von Wasserstoff auf den Markt gebracht, darunter Hydraulikpumpen oder auch Verdichter für Gase. // VON HEIDI ROIDER

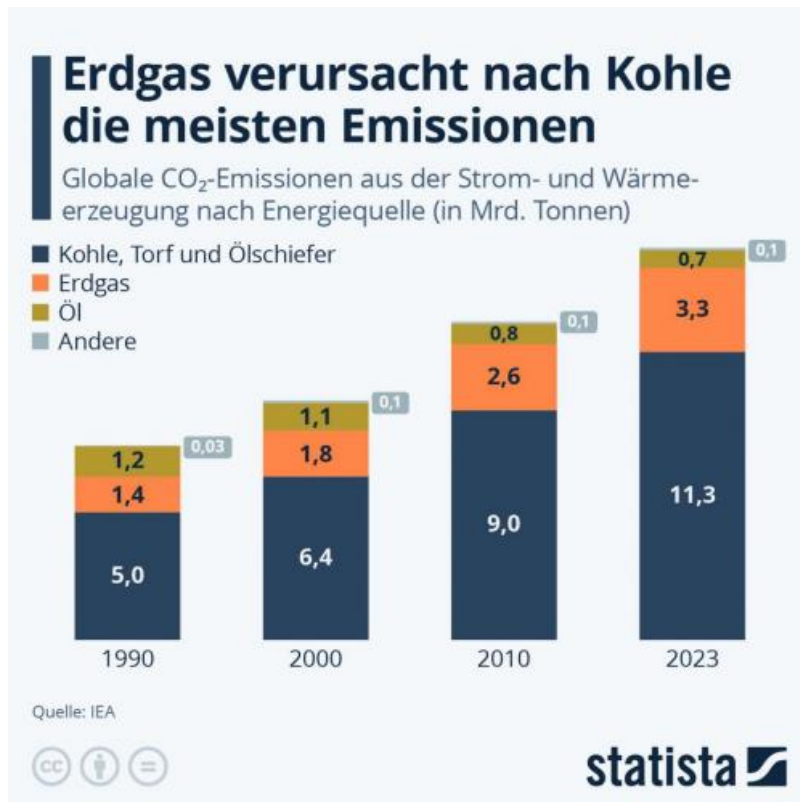
[^ Zum Inhalt](#)

Welche Energieträger die meisten Emissionen verursachen



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken

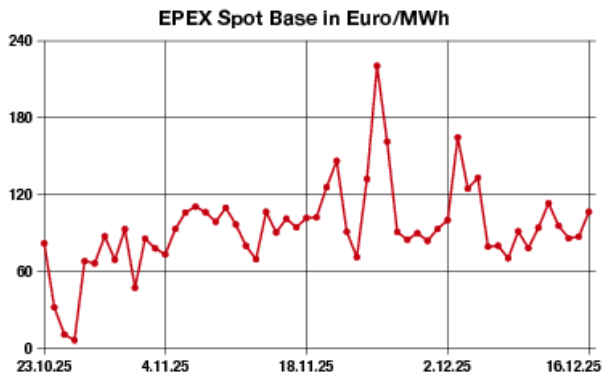
Quelle: Statista

Nach Kohle, Torf und Ölschiefer verursacht Erdgas weltweit die meisten CO₂-Emissionen bei der Strom- und Wärmeerzeugung. Das zeigt die Infografik mit Daten der International Energy Agency (IEA). An dritter Stelle folgen Emissionen durch Öl. Während die Emissionen durch Öl im gezeigten Zeitraum seit 1990 um rund 47 Prozent gesunken sind, sind die Emissionen durch Erdgas um 140 Prozent gestiegen. Auch die Emissionen durch Strom- und Wärmeerzeugung durch Öl sind in einer ähnlichen Größenordnung angestiegen. Die Emissionen anderer Energieträger (etwa Biomasse, Abfall, bestimmte Neben- oder Sekundärbrennstoffe) sind seit 1990 am stärksten gestiegen (+338 Prozent), liegen allerdings insgesamt auf einem sehr niedrigen Niveau. // VON REDAKTION

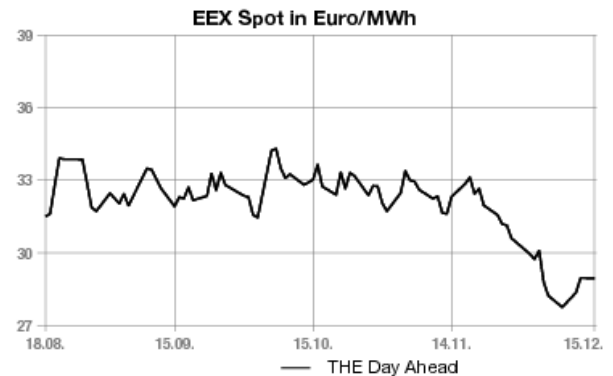
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energiekomplex zum Wochenstart wenig verändert



Quelle: E&M

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

Überwiegend wenig verändert haben sich die Energiemärkte am Montag gezeigt. Das ist auf den ersten Blick überraschend vor dem Hintergrund der derzeitigen intensiven diplomatischen Bemühungen um eine Beendigung des Ukrainekriegs. Allerdings haben die Märkte wohl etwas zu oft vergeblich in Friedenshoffnungen investiert, um sich nun von den politischen Aktivitäten groß treiben zu lassen.

Eine Reaktion insbesondere von Gas und Strom erfolgte indessen auf Wetterprognosen, die eine kühlere Witterung ab der zweiten Hälfte der Weihnachtswoche vorhersagen. Je nach Wetterdienst sollen die bislang milden Temperaturen auf Durchschnittswerte oder sogar noch leicht unter den Durchschnitt fallen. Eine ausgewachsene Kältewelle ist jedoch weiter nicht in Sicht.

Strom: Ohne klare Richtung hat sich der deutsche OTC-Strommarkt zum Start in die neue Arbeitswoche gezeigt. Der Dienstag wurde mit 107,00 Euro je Megawattstunde in der Grundlast und 120,00 Euro je Megawattstunde in der Spitzenlast bewertet. Am Freitag kostete der Montag im Base 93,00 Euro. An der Börse wurden für den Dienstag im Base 106,74 Euro je Megawattstunde und für den Peak 119,73 Euro je Megawattstunde gezahlt.

Grund für den Preisanstieg von Montag auf Dienstag war die Prognose für die Einspeiseleistung der Erneuerbaren, die am Dienstag mit 15,9 GW deutlich geringer ausfallen soll als am Berichtstag, für den Eurowind noch 25,5 GW vorhergesagt hat. Der Mittwoch dürfte mit gerade einmal 8 GW zwar in die Nähe einer Dunkelflaute kommen, an den Folgetagen sollen jedoch wieder eine sehr viel höhere Einspeiseleistung zusammenkommen.

Am langen Ende des deutschen Strommarktes gewann das Cal 26 bis zum Nachmittag um 0,11 Euro auf 85,02 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Fester haben sich die CO₂-Preise am Montag präsentiert. Der Dec 25 gewann bis gegen 14.21 Uhr 0,96 Euro auf 84,75 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt sehr schwache 3,4 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 86,06 Euro, das Tief bei 83,67 Euro.

Für diese Woche dürfte sich die aufwärts gerichtete Dynamik fortsetzen, unterstützt durch die

Auktionspause zum Jahresende, die das Primärangebot verknappt und eine wiederkehrende Quelle von Verkaufsdruck beseitigt. Am Berichtstag findet die letzte Primärmarktauktion des laufenden Jahres statt. Weiter geht es mit den Versteigerungen erst am 7. Januar des neuen Jahres.

Auch das etwas kältere Wetter sorgt für eine moderate Aufwärtsunterstützung. Das Hauptrisiko besteht laut Vertis darin, dass die Entwicklung weiterhin eher Angebots- als nachfrageorientiert ist, sodass die Preise anfällig für eine Stagnation oder Umkehr sind, sollten die Wetter- und Energiefundamentaldaten hinter den Erwartungen zurückbleiben oder wenn lange gehaltene Fondspositionen vor Jahresende teilweise aufgelöst werden.

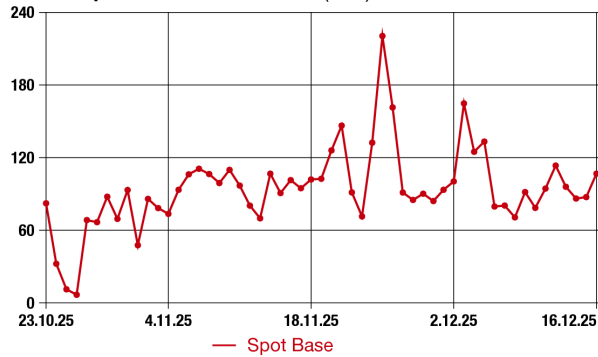
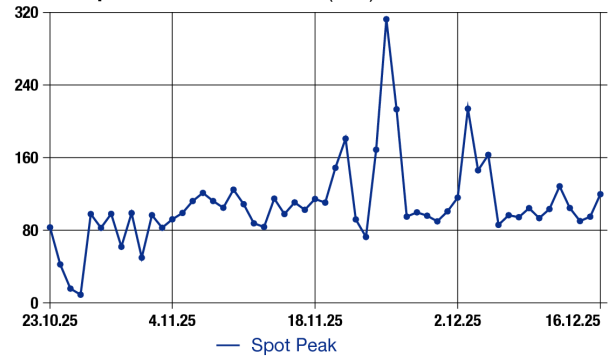
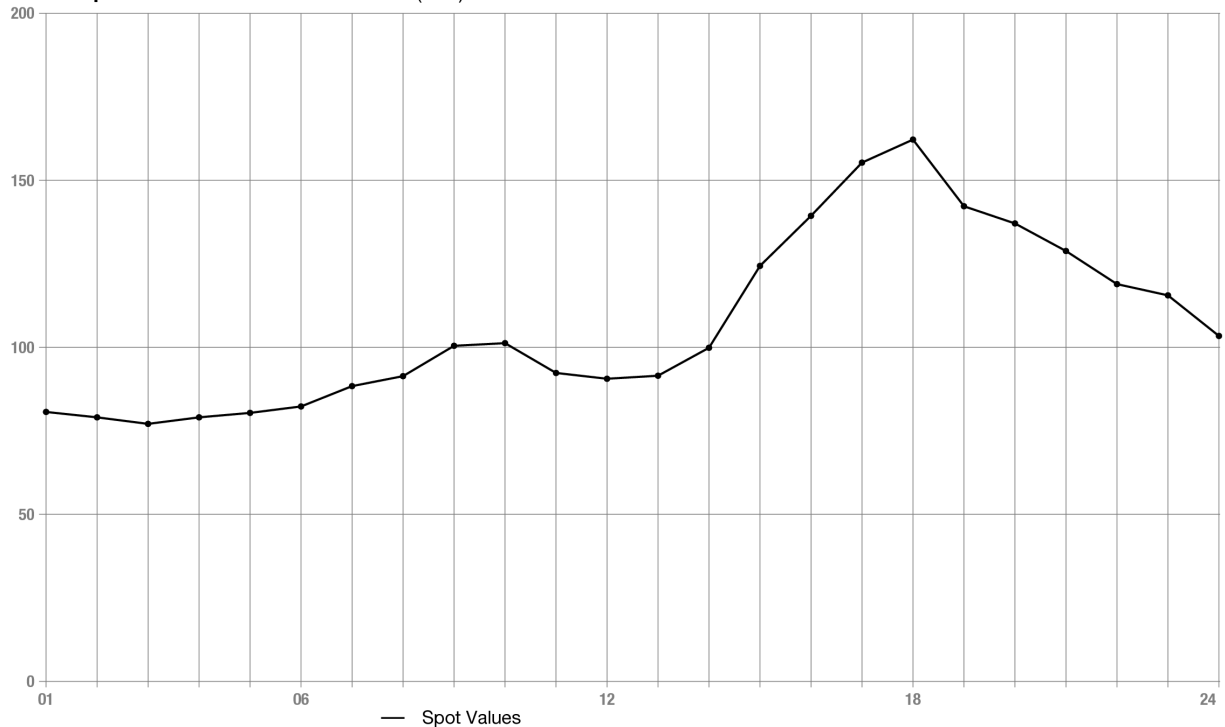
Erdgas: Behauptet haben sich die europäischen Gaspreise zum Wochenstart gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.20 Uhr 0,03 Euro auf 27,53 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE legte der Day-ahead 0,13 Euro auf 29,01 Euro je Megawattstunde zu.

Mit den aktuellen Notierungen hat sich Erdgas wieder oberhalb der Schwelle von 27 Euro etabliert, wozu Wetterprognosen beigetragen haben dürften, die um Weihnachten herum mit einem Temperaturrückgang auf Werte um beziehungsweise leicht unter dem Durchschnitt rechnen.

Die Heating Degree Days sind laut MBI Research bereits am Steigen und klettern auf 85,7 von 83,8 am Vortag. Zudem soll für den genannten Zeitraum der Wind zwar volatil doch schwach bleiben. Der Gasflow aus Norwegen beträgt für den Berichtstag sehr hohe 346,9 Millionen Kubikmeter.

// 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

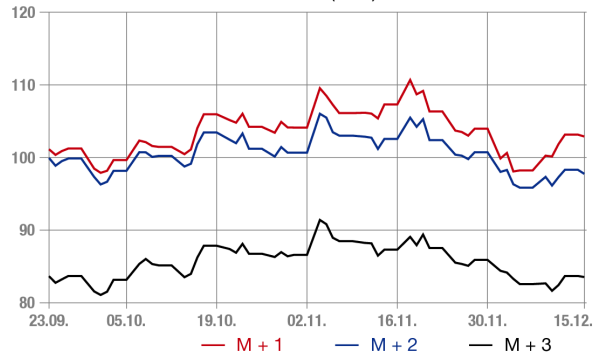
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	15.12.25	German Power Jan-2026	102,89
M2	15.12.25	German Power Feb-2026	97,75
M3	15.12.25	German Power Mar-2026	83,54
Q1	15.12.25	German Power Q1-2026	94,63
Q2	15.12.25	German Power Q2-2026	69,99
Q3	15.12.25	German Power Q3-2026	80,44
Y1	15.12.25	German Power Cal-2026	85,08
Y2	15.12.25	German Power Cal-2027	82,54
Y3	15.12.25	German Power Cal-2028	79,39

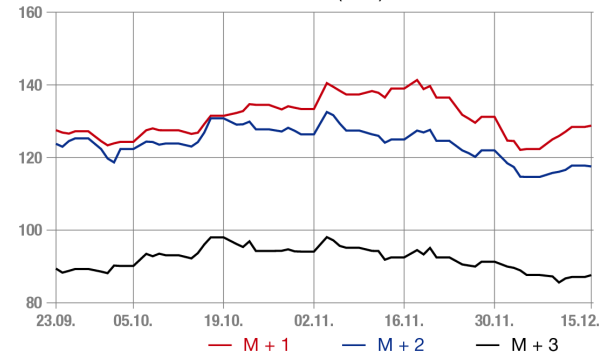
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	15.12.25	German Power Jan-2026	128,76
M2	15.12.25	German Power Feb-2026	117,54
M3	15.12.25	German Power Mar-2026	87,61
Q1	15.12.25	German Power Q1-2026	111,11
Q2	15.12.25	German Power Q2-2026	50,99
Q3	15.12.25	German Power Q3-2026	72,49
Y1	15.12.25	German Power Cal-2026	88,72
Y2	15.12.25	German Power Cal-2027	86,91
Y3	15.12.25	German Power Cal-2028	84,01

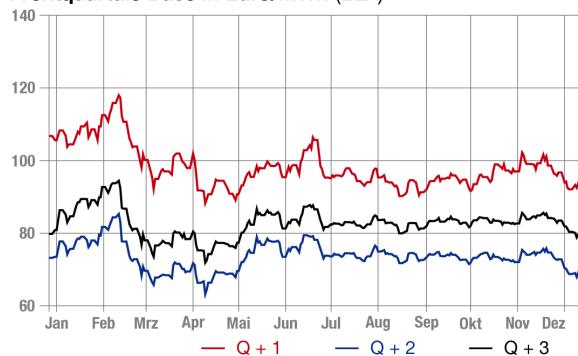
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



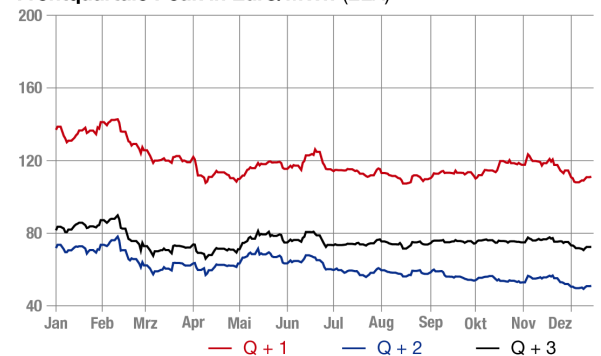
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



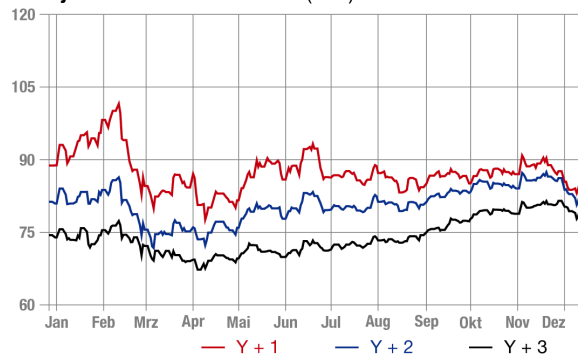
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



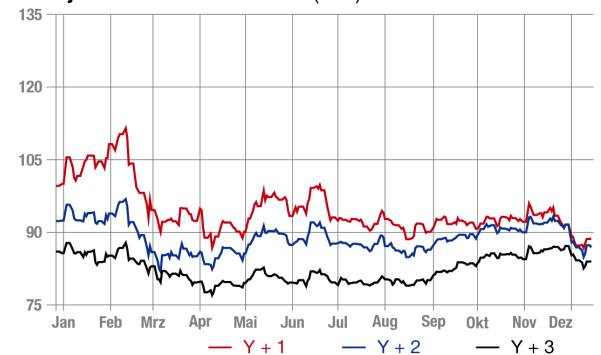
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



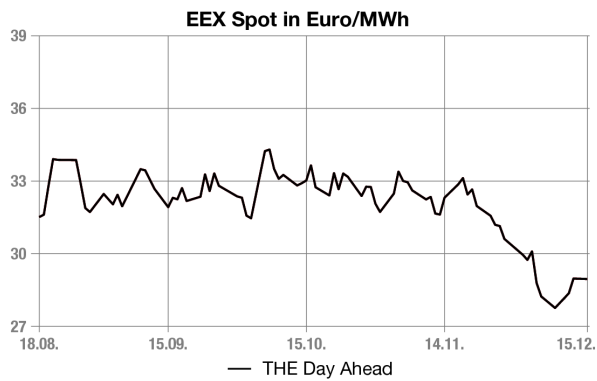
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



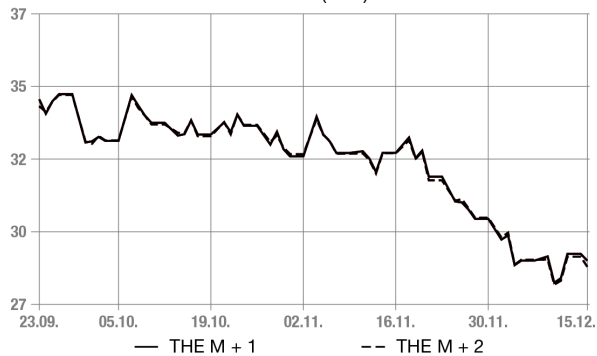
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	15.12.25	German THE Gas Jan-2026	29,00
M2	15.12.25	German THE Gas Feb-2026	28,80
Q1	15.12.25	German THE Gas Q1-2026	28,82
Q2	15.12.25	German THE Gas Q2-2026	27,49
S1	15.12.25	German THE Gas Win-2026	28,78
S2	15.12.25	German THE Gas Sum-2027	25,48
Y1	15.12.25	German THE Gas Cal-2026	28,11
Y2	15.12.25	German THE Gas Cal-2027	26,70



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



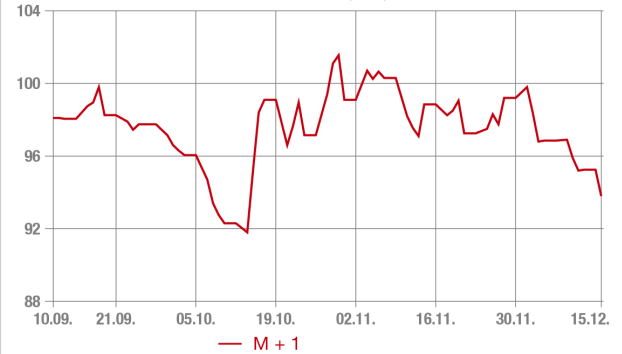
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	15.12.25	106,74	EUR/MWh
Germany Spot peak	15.12.25	119,73	EUR/MWh
EUA Jan 2026	15.12.25	85,26	EUR/tonne
Coal API2 Jan 2026	15.12.25	93,80	USD/tonne

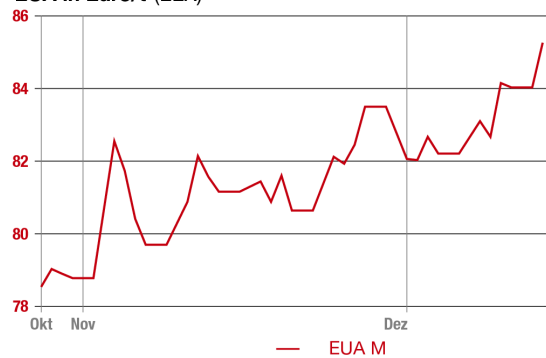
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	15.12.25	28,96	EUR/MWh
German THE Gas Jan-2026	15.12.25	29,00	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	15.12.25	28,11	EUR/MWh
Crude Oil Brent Feb-2026	15.12.25	60,56	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur W 2 Solarenergie und Gebäudeautomation

Gesucht wird eine durch praktische und wissenschaftliche Tätigkeit ausgewiesene Persönlichkeit, die ...
in Amberg

vor 21 h



Professur W 2 Experimentelle Strömungsmechanik

An der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden ist die Professur W 2 Experimentelle...
in Amberg

20.11.2025

● Festanstellung



Bereichsleitung Vertrieb

Gesucht wird ein erfahrener Sales Manager, der die neu geschaffene Position Bereichsleitung Vertrieb ...
in Dahlenburg

07.11.2025

● Bereichs-/Hauptabteilungsleitung ● Festanstellung ● Betr. Altersvorsorge / Firmenwagen /
Flexible Arbeitszeit



Projektentwickler Windenergie (m/w/d)

Everyday for Future! Wir bei wpd entwickeln und betreiben Onshore-Wind- und Solarparks erfolgreich s...
in Würzburg

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Projektingenieur Energietechnik - Erneuerbare Energien (m/w/d)

Als Ingenieur:in für netznahe Dienstleistungen gehören die Unterstützung sowie die eigenverantwortli...
in Hannover

vor 2 h

● Freie Mitarbeit ● Parkplatz

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



Korrespondent Brüssel: **Tom Weingärnter**
Korrespondent Wien: **Klaus Fischer**
Korrespondent Zürich: **Marc Gusewski**
Korrespondenten-Kontakt: **Atousa Sendner**



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



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



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

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



Über E&M



E&M Anzeigen-Vertrieb



E&M Mediadaten



E&M Zeitung



E&M Termine



E&M Shop



E&M Firmendatenbank



E&M Glossar

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - 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.

© 2025 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:

