



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

STROM



91,14 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS



35,72 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

2,89

Euro/MWh beträgt die Gasspeicherumlage ab 1. Juli dieses Jahres. Die Marktgebietsverantwortliche im deutschen Gasmarkt, Trading Hub Europe, senkt sie damit um 10 Cent.

CONTRACTING

Kundenanlagen-Beschluss gefährdet Mieterstrommodelle

H2-PREISINDEX

Gestehungskosten stabilisieren sich

WASSERSTOFF-INFRASTRUKTUR

Badenova startet Bau ihrer ersten H2-Leitung

Inhalt

TOP-THEMA

→ **GASKRAFTWERKE:** BDEW: Kraftwerkssicherungsgesetz schnell anpassen

POLITIK & RECHT

- **CONTRACTING:** Kundenanlagen-Beschluss gefährdet Mieterstrommodelle
- **REGULIERUNG:** Wirtschaft: Bundesnetzagentur gefährdet Vertrauen der Stromerzeuger
- **GASSPEICHER:** THE setzt Gasspeicherumlage ab Juli 2025 fest
- **REGULIERUNG:** „Regent“ mit Rabatt

HANDEL & MARKT

- **H2-PREISINDEX:** Gestehungskosten stabilisieren sich
- **STROMERZEUGUNG:** 3,5 Gigawatt weniger konventionelle Erzeugungsleistung bis 2028
- **MOBILITÄT:** Investoren schlucken Jet-Tankstellen
- **STATISTIK DES TAGES:** Durchschnittlicher Verbraucherpreis für leichtes Heizöl

TECHNIK

- **WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR:** Badenova startet Bau ihrer ersten H2-Leitung
- **KERNKRAFT:** Taiwan schaltet letzten Atomreaktor ab

UNTERNEHMEN

- **BILANZ:** Envitec investiert in eigene Gasaufbereitung
 - **ELEKTROMOBILITÄT:** Baustart für zwei EnBW-Schnellladeparks im Osten
 - **RECHT:** Senec zieht Berufung gegen Speicher-Urteile zurück
 - **PERSONALIE:** Böddeling folgt Reiche bei Westenergie
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energiemärkte ohne klare Richtung
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

BDEW: Kraftwerkssicherungsgesetz schnell anpassen



Quelle: Fotolia / Ralf Urner

GASKRAFTWERKE. Die Energiewirtschaft mahnt die Bundesregierung zur schnellen Anpassung des Kraftwerksicherungsgesetzes und anschließenden Ausschreibungen. Andernfalls kämen neue Kraftwerke zu spät.

Der Zubau von steuerbarer Stromerzeugungskapazität wird immer dringlicher, erinnert der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) die Bundesregierung. Sollte der Kohleausstieg wie geplant gelingen, müssten neue Gaskraftwerke als Reserve für Zeiten mit wenig erneuerbarem Strom gebaut werden. Dies dauere etwa sechs Jahre, wenn jetzt begonnen wird.

Grundlage hierfür könne der von der Ampelkoalition erarbeitete Referentenentwurf des Kraftwerksicherheitsgesetzes (KWSG) sein. BDEW-Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae sagte: „Wir unterstützen die neue Bundesministerin darin, jetzt sehr zügig den Weg für den Zubau von steuerbaren Kraftwerken freizumachen.“ Vor Journalisten in Berlin verwies Andreae darauf, dass weiterhin nennenswerte Mengen an gesicherter Stromerzeugungsleistung aus dem Strommarkt ausscheiden werden und der Kohlekraftausstieg vollzogen werden soll.



Voraussichtliche Entwicklung der steuerbaren Kraftwerksleistung in Deutschland

- Für Vollansicht bitte auf die Grafik klicken -

Quelle: BDEW

Investitionssicherheit benötigt

Damit die Aufsichtsräte der Unternehmen entsprechende Entscheidungen für die erforderlichen Investitionen in H2-ready- und Gaskraftwerke treffen können, brauchen sie eine sichere Refinanzierung solcher Anlagen. Nach ersten Berechnungen des BDEW kosteten die neuen Kraftwerke 0,5 Cent/kWh als

Umlage auf den Strompreis. Das KWVG solle dafür in wichtigen Punkten angepasst werden, um weitere Verzögerungen aus beihilferechtlicher Sicht der EU zu vermeiden und eine tragfähige Investitionsgrundlage herzustellen.

Die EU will neue Anlagen mit fossilen Brennstoffen wie Erdgas begrenzen, um die Klimaschutzziele einzuhalten. „Um schnell die für den Wirtschaftsstandort Deutschland notwendigen Kraftwerksneubauten auszulösen, lautet unsere Zielsetzung: So wenig Anpassungen am KWVG-Referentenentwurf wie möglich, so viele Anpassungen wie nötig“, umriss Andreae. Denn das aktuelle KWVG ist bereits mit der EU-Kommission abgestimmt. Zuerst müssten die ohnehin geplanten neuen Gaskraftwerke mit der Option der Umstellung auf erneuerbare Gase gebaut werden.

Kapazitätsmarkt muss folgen

Die zweite Säule des KWVG erfordert auch einen Kapazitätsmarkt, der auch flexible Verbraucher, abschaltbare Lasten und Speicher oder Power-to-X umfasst. Dies werde noch Zeit brauchen, so der BDEW. Um so wichtiger sei es, die erste Säule mit mindestens 5.000 MW Gaskraftwerkskapazität schnell zu errichten. „Für die in der ersten Säule ausgeschriebene und nicht vollständig bezuschlagte Mengen soll geprüft werden, inwieweit diese auf die zweite Säule übertragen und dort im Rahmen der nächsten Ausschreibungsrunde zusätzlich berücksichtigt werden können“, schlägt der Verband vor.

Parallel sei die Implementierung des Kapazitätsmarktes zu erarbeiten. Im Koalitionsvertrag plant die Bundesregierung, insgesamt 20.000 MW neuer Gaskraftwerke. „Eine Ausdehnung des KWVG auf 20.000 MW könnte europarechtlich schwierig werden und weitere Zeit kosten“, warnt Kerstin Andreae. Der BDEW habe mit dem **Integrierten Kapazitätsmarkt (IKM)** einen entsprechenden Vorschlag erarbeitet, erinnerte sie. „KWVG und IKM können sehr gut ineinandergreifen. Ersteres würde rund 12,5 GW an Kraftwerksneubauten anreizen, der notwendige Zubau von mindestens weiteren acht GW könnte über den Kapazitätsmarkt realisiert werden“, schlägt Andreae vor.

Der BDEW hält diese Anpassungen im KWVG für notwendig:

- Adressierung von nicht-beeinflussbaren Risiken der Kraftwerksbetreiber für wasserstofffähige Kraftwerke (Falls nicht rechtzeitig ausreichend Wasserstoff oder Wasserstoff-Infrastruktur - insbesondere Speicher- und Ausspeisekapazitäten - vorhanden sind, sollte auf die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff und Rückzahlung von Förderung verzichtet werden.)
- Entwicklung branchenübergreifender Lösungskonzepte, wie Anreize für Kraftwerksbetreiber gesetzt werden können, zusätzliche Systemdienstleistungen (SDL) zu erbringen. Der BDEW schlägt vor, dass Kraftwerksbetreiber, die zusätzliche SDL erbringen, einen Bonus erhalten.
- Im Referentenentwurf des KWVG sind in Säule 1 vorgesehen: 5.000 MW H₂-ready Kraftwerke, bis zu 2.000 MW durch Modernisierung vorhandener Gas-Kraftwerke (Umstieg auf Wasserstoff) sowie je 500 MW an Langzeitstromspeichern und sogenannten Wasserstoff-Sprinterkraftwerken. Säule 2 soll 5.000 MW an Gas-Kraftwerken anreizen. Insgesamt könnten so 12.500 MW an steuerbarer installierter elektrischer Leistung sowie 500 MW an Langzeitstromspeichern entstehen.

Die **Position des BDEW zum KWVG-Referentenentwurf** steht als PDF zum Download bereit.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia

Kundenanlagen-Beschluss gefährdet Mieterstrommodelle

CONTRACTING. Der Contracting-Verband Vedec warnt davor, dass der Beschluss des Bundesgerichtshofes zu den Kundenanlagen für zahlreiche Mieterstrom- und Quartiersprojekte das Aus bedeuten könnte.

Der Beschluss des Kartellsenats des Bundesgerichtshofs (Az.: EnVR 83/20) schlägt hohe Wellen: Der Bundesgerichtshof hat die Rechtsbeschwerde eines Energieversorgers zurückgewiesen, lokale Erzeugungsanlagen und damit verbundene Stromnetze als „Kundenanlagen“ gelten zu lassen. Nach einem Urteil des EuGH sind demnach, viele deutsche „Kundenanlagen“ europarechtswidrig.

Nun warnt der Verband für Energiedienstleistungen, Effizienz und Contracting (Vedec) vor massiven Auswirkungen und fordert klare Übergangsfristen für Bestandsanlagen, so der Verband in einer Mitteilung vom 19. Mai.

Insbesondere zahlreichen Mieterstrommodellen drohe das Aus. „Ohne gesetzgeberisches Handeln drohen erhebliche Rückschritte beim Mieterstrom. Die Politik in Berlin und Brüssel ist jetzt gefordert, pragmatische Lösungen zu schaffen, um Bestandsprojekte zu schützen und neue Modelle zu ermöglichen“, erklärt Vedec-Vorstandsvorsitzender Tobias Dworschak. Neben Übergangsfristen für Bestandsanlagen brauche es zudem „rechtliche Leitplanken für Quartierslösungen sowie den Erhalt des Kundenanlagenbegriffs für gebäudeinterne Versorgungsstrukturen“.

Schnelle politische Klärung gefordert

Zum Hintergrund: Der Energiedienstleister Engie wollte erreichen, dass zwei Blockheizkraftwerke samt Leitungsnetz vom vorgelagerten Verteilnetzbetreiber, der Zwickauer Energieversorgung, als „Kundenanlagen“ anerkannt werden. Im November 2024 hatte der Europäische Gerichtshof (EuGH) allerdings auf Grundlage dieses Rechtsstreits entschieden, dass die bisherige deutsche Regulierungspraxis nicht mit EU-Recht vereinbar ist. Nach Auffassung des EuGH müssen für alle Stromerzeuger in der Europäischen Union die gleichen Marktregeln gelten. Die nationalstaatliche Ausnahme gemäß Paragraph 3 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) widerspricht in dem konkreten Fall dem EU-Recht, hatte der EuGH vorab geurteilt.

Die kürzliche Entscheidung des Bundesgerichtshofes, die Rechtsbeschwerde des Energieversorgers zurückzuweisen, bringt laut Vedec „massive Unsicherheiten für Mieterstrom- und Quartiersprojekte mit sich“. Die bisher als Kundenanlagen betriebenen Versorgungsstrukturen könnten künftig als regulierte Netze eingestuft werden – mit weitreichenden Folgen.

Ohne schnelle politische Klärung droht für viele Tausende Haushalte der Rückfall in die teurere Versorgung über das öffentliche Netz, so der Vedec. Allein die Mitgliedsunternehmen des Verbandes betreiben schätzungsweise 3.000 Kundenanlagen in Deutschland und versorgen damit mehrere zehntausende Haushalte mit günstigem Strom aus Erneuerbaren Energien. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



bikosigma

Full Service Biomethan Lösungen

**Wärme
Verkehr
KWK**

Wirtschaft: Bundesnetzagentur gefährdet Vertrauen der Stromerzeuger



Quelle: Bundesnetzagentur

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur hat am 23. April eine Abschaffung sogenannter vermiedener Stromnetzentgelte entworfen. Energieunternehmen warnen vor negativen Folgen für Investitionen.

Den Vorschlag der Bundesnetzagentur, die sogenannten vermiedenen Netznutzungsentgelte für dezentrale Bestandsanlagen auch rückwirkend zu streichen, lehnen Verbände und Unternehmen der Energiewirtschaft mehrheitlich ab. Für den Stadtwerkeverbund Thüga erklärte der Vorstandsvorsitzende Constantin H. Alsheimer: „Die Bundesnetzagentur riskiert mit ihrem Vorschlag nicht nur wirtschaftliche Schäden, sondern untergräbt auch massiv das Vertrauen in einen verlässlichen Regulierungsrahmen.“

Auch der Verband der kommunalen Unternehmen (VKU) und der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) lehnten den Vorschlag ab. Laut VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing würden die Pläne den wirtschaftlichen Weiterbetrieb steuerbarer Bestandsanlagen gefährden, insbesondere von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), die vor Ort Strom- und Wärmeversorgung sicherstellen. Dies könne eine neue Kapazitätslücke erzeugen und damit die Versorgungssicherheit

schwächen. Die Bundesnetzagentur sieht eine schrittweise Reduzierung der Zahlungen um je 25 Prozent über vier Jahre vor. Der BDEW nannte den Vorschlag der vorzeitigen Absenkung in einem ohnehin investitionsunsicheren Umfeld „kein gutes Signal“.

Versorgungslücke befürchtet

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte seien keine Subvention, sondern eine gezielte Vergütung für systemdienliche Einspeisung, erläuterte der Thüga-Chef. „Sie sichern den Betrieb vieler dezentraler Kraftwerke und tragen zur stabilen Energieversorgung vor Ort bei“, unterstrich Alsheimer. Deshalb könne eine Abschaffung der Entgelte zu einer Versorgungslücke führen, warnte er.

Die Thüga-Unternehmen hätten auf Grundlage geltender Rahmenbedingungen erhebliche Summen in den Zubau und die Modernisierung dezentraler Kraftwerkskapazitäten investiert, im Vertrauen auf politische und regulatorische Verlässlichkeit, erläuterte der Verbundschef. „Wer diese Regeln nun rückwirkend ändert, stellt den Weiterbetrieb vieler Anlagen infrage und riskiert eine Versorgungslücke, insbesondere im Wärmemarkt“, so Alsheimer.

Dieser Schnellschuss konterkariere nicht nur die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung, sondern gefährde weitere Investitionen in die Energiewende insgesamt. „Statt hektischem Vorpreschen braucht es eine gut überlegte, zukunftsfähige Netzentgeltsystematik, die der Realität der neuen Energiewelt gerecht wird“, beschreibt der Thüga-Chef.

Netzentgeltreform notwendig

Der VKU-Hauptgeschäftsführer nannte es notwendig, die Netzentgeltsystematik an die Energiewende anzupassen. „Wir begrüßen das von der Bundesnetzagentur veröffentlichte Diskussionspapier im Grundsatz, das Herausforderungen und mögliche Lösungswege benennt.“ Der Ansatz der Behörde für ein modernes, gerechteres und flexibles Netzentgeltsystem sei richtig.

Der VKU setze sich seit langem dafür ein, das System der Netzentgelte so weiterzuentwickeln, dass es den dezentralen Anforderungen der Energiewende und dem Zusammenspiel von Erzeugung, Verbrauch, Flexibilität und Speichern gerecht wird. „Wichtig ist, dass die Reformvorschläge technologieoffen, praxistauglich und mit Blick auf Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Nachhaltigkeit weiterentwickelt werden“, umriss Liebing.

Das Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNeS) soll eine mögliche Verbreiterung der Finanzierungsbasis zum Beispiel durch eine Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten bringen. „Bei der Finanzierung der Stromnetze muss der Grundpreis aus VKU-Sicht künftig eine stärkere Rolle als bisher erfahren“, sagte Liebing.

Kritisch bewertet der Verband Überlegungen zu einer stärkeren Dynamisierung der Netzentgelte sowie zu bundesweit einheitlichen Netzentgelten auf Ebene der Verteilnetzbetreiber. Insbesondere bei diesen Punkten kommt es bei der konkreten Ausgestaltung sehr darauf an, hier nicht neue Komplexitätsfallen zu schaffen. „Dynamische Netzentgelte müssen so einfach wie möglich ausgestaltet werden“, forderte Liebing.

Das **Diskussionspapier der Bundesnetzagentur (Agnes)** steht im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

THE setzt Gasspeicherumlage ab Juli 2025 fest



Quelle: Shutterstock / Tonton

GASSPEICHER. Ab 1. Juli 2025 liegt die Gasspeicherumlage bei 2,89 Euro/MWh, wie die zuständige Trading Hub Europe GmbH (THE) mitteilte. Bis dahin gilt der Satz von 2,99 Euro/MWh.

Nach Paragraph 35e Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist die Trading Hub Europe zuständig für die Sicherung der Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen. Dafür erhebt sie die Gasspeicherumlage, die ab dem 1. Juli 2025 auf 2,89 Euro/MWh um zehn Cent sinkt. Dies teilte die THE am 19. Mai mit.

Die Gasspeicherumlage wird maßgeblich durch bereits erfolgte sowie prognostizierte Käufe und Verkäufe der Speichermengen durch THE sowie durch die Höhe der umlagenfähigen Menge beeinflusst. Insbesondere vor dem Hintergrund des im Vergleich zu den Prognosen höheren Verbrauchs von Entnahmestellen sowohl mit Standardlastprofil (SLP) als auch mit Registrierender Leistungsmessung (RLM) im vergangenen Winter, wird die Gasspeicherumlage ab dem 1. Juli 2025 in genannter Höhe festgelegt, so die THE.

Hintergrund der Erhebung der Umlage sind die Regelungen des EnWG, die speziell Füllstandsvorgaben für Speicher vorsehen. Seit Inkrafttreten des Gesetzes im Jahr 2022 wurden gemäß den gesetzlichen Vorgaben verschiedene Maßnahmen von THE ergriffen, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Hierzu zählte hauptsächlich die Befüllung diverser Gasspeicher.

Bei der Prognose der weiteren Kosten und Erlöse unterstellt THE derzeit, in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und unter Hinzuziehung der Bundesnetzagentur, dass keine Speicherbefüllungen seitens THE erforderlich werden. Die nächste Festsetzung der Gasspeicherumlage erfolgt zum 1. Januar 2026. // VON SUSANNE HARMSEN

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

[^ Zum Inhalt](#)

„Regent“ mit Rabatt



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

REGULIERUNG. Fernleitungs-Netzentgelte an Ein- und Ausspeisepunkten von Gasspeichern unterliegen von nächstem Jahr an einem Rabatt in Höhe von 75 Prozent.

Die Bundesnetzagentur hat die Referenzpreismethode für Fernleitungsentgelte sowie Vorgaben aus der einschlägigen EU-Verordnung EU 2017/460 neu festgeschrieben. Die Festlegung der Regulierungsbörde greift zum 1. Januar 2026. Zentraler Punkt der „Regent 2026“, so die Bezeichnung, ist ein Rabatt auf kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte an Ein- und Ausspeisepunkten von Speicheranlagen.

Die Beschlusskammer 9 sieht „für verbindliche und unterbrechbare Kapazitätsprodukte sowie für Kapazitätsprodukte, die mit einer Bedingung verbunden sind“, einen Nachlass auf das Netzentgelt in Höhe von 75 Prozent vor. Dies „sofern und soweit eine Speicheranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden ist, nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird“, wie es in der Festlegung heißt. Vor Ausweis eines entsprechenden Rabatts habe sich der Netzbetreiber „die Nichtbenutzbarkeit als Alternative zu einem Kopplungspunkt vom Speicherbetreiber nachweisen zu lassen“, heißt es weiter.

Indikativer Referenzpreis ist da

Als methodischen Ansatz für die Bildung von Referenzpreisen schreibt der Regulierer die Berechnung distanzunabhängiger Ein- und Ausspeiseentgelte vor – auch „Briefmarkenentgelte“ genannt, nach dem Vorbild des Portos, das innerhalb eines Landes für die gleiche Transportleistung auch immer gleich hoch ist, egal, wie weit Absender und Adressat auseinanderwohnen.

Die Briefmarkentgelte beim Gas ergeben sich aus den Erlösen, geteilt durch die für das Kalenderjahr „prognostizierten, durchschnittlich kontrahierten, unangepassten Kapazitäten der Ein- und Ausspeisepunkte“. Die Bundesnetzagentur erklärt: „Jegliche andere Methodik würde mit Blick auf das stark vermaschte deutsche Fernleitungsnetz nur zu einer Scheingenauigkeit bei gleichzeitig geringerer Transparenz führen.“

Zudem dürfen Fernleitungsentgelte für bedingt feste, frei zuordenbare Kapazitäten und feste, dynamisch zuordenbare Kapazitäten rabattiert werden. Die Kapazitätsentgelte, so die Festlegung, dürfen durch die Rabattierung nicht günstiger werden als das Kapazitätsentgelt „für das am geringsten rabattierte unterbrechbare Standardkapazitätsprodukt“ am betreffenden Punkt. Das gelte auch bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speichern, dort jedoch nachrangig zu dem 75-Prozent-Rabatt.

Den sogenannten indikativen Referenzpreis für 2026 prognostiziert die Behörde auf 6,06 kWh/h/a. Der konkrete Referenzpreis für das kommende Jahr werde im Laufe des Mai von den Fernleitungsnetzbetreibern ermittelt.

Der 108 Seiten umfassende Beschluss zu „**BK9-23-610 Regent 2026**“ samt Begründung steht im Internet bereit. // **VON MANFRED FISCHER**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

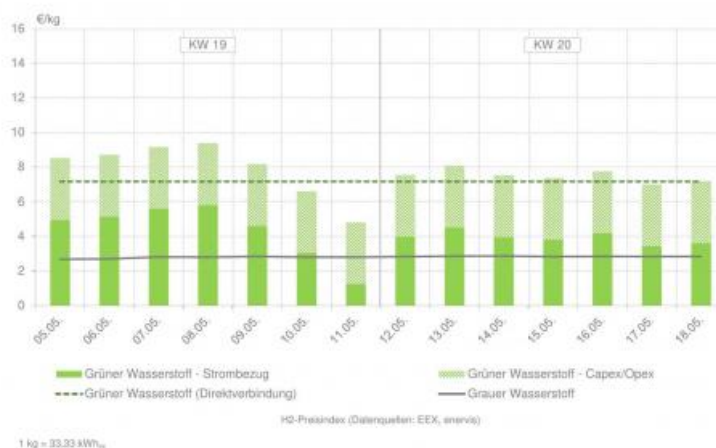
HANDEL & MARKT



Quelle: E&M / Shutterstock, wanpatsorn

Gestehungskosten stabilisieren sich

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 19 und 20

(zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: enervis energy advisors GmbH / EEX

Die Gestehungskosten für strommarktbasierten grünen Wasserstoff sind in den vergangenen zwei Wochen weiterhin konstant unter 10,00 Euro/Kilogramm geblieben. Das Zweiwochenhoch lag bei 9,39 Euro/Kilogramm, das Zweiwochentief bei 4,80 Euro/Kilogramm. Im Wochenmittel ist der Preis von 7,91 auf 7,50 Euro/Kilogramm gesunken.

Die Gestehungskosten für grauen Wasserstoff bewegten sich im Wochenverlauf zwischen 2,67 und 2,86 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-Dampfpreformierungsanlage

*Die Anforderungen der Bundesregierung an grünen Wasserstoff werden über die 37. BImSchV (Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes) an die Anforderungen der Europäischen Union angepasst. Zukünftig müssen die Kriterien der Zusätzlichkeit sowie zeitlichen / geografischen Korrelation für die Produktion erfüllt sein.

// VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



TeamViewer

**Von spannendem Rennen
bis Hochspannung.**

teamviewer.com/workbetter

Für jeden
digitalen Arbeitsplatz.
Make work **work better.**

3,5 Gigawatt weniger konventionelle Erzeugungsleistung bis 2028



Quelle: Fotolia / Claudia Otte

STROMERZEUGUNG. Nach der aktuellen Kraftwerksliste fallen bis 2028 mehr als 6.000 MW althergebrachte Erzeugungsleistung weg. Der Zubau konventioneller Technik bis dahin macht nicht halb so viel aus.

Die von der Bundesnetzagentur Mitte Mai vorgelegte neue Kraftwerksliste weist für Deutschland eine gesamte Stromerzeugungsleistung von 265.427 MW aus. Davon entfallen 87.625 MW auf konventionelle Anlagen, einschließlich Speicher, und 177.801 MW auf Erneuerbare-Energien-Anlagen (Erneuerbare-Energien-Anlagen zum 31.12.2024 erfasst). Das entspricht mehr als dem Dreifachen der höchsten Netzlast, die in der Regel an einem frühen Abend eines Wintermonats erreicht wird.

Die Bundesnetzagentur hat ermittelt, dass bis zum Jahr 2028 insgesamt 6.111 MW an konventionellen Anlagen stillgelegt werden. Davon entfallen 2.523 MW auf Braunkohle gemäß dem gesetzlichen Reduktionspfad, 279 MW auf Anlagen aus der 7. Ausschreibungsrunde für Steinkohleanlagen und Braunkohle-Kleinanlagen, 69 MW auf Anzeigen zur endgültigen Stilllegung gemäß Paragraph 13b des Energiewirtschaftsgesetzes, 2.448 MW auf voraussichtliche Stilllegungen nach Beendigung der Ausweisung der Systemrelevanz oder nach Inbetriebnahme eines Ersatzneubaus und 792 MW auf weitere geplante Stilllegungen.

Dem steht ein erwarteter Zubau an konventioneller Erzeugungsleistung im Zeitraum 2025 bis 2028 von 2.577 MW gegenüber. In dieser Zahl sind die im Bau oder im Probebetrieb befindlichen Anlagen erfasst. Differenziert nach Energieträgern schlüsselt sich die Neubauleistung wie folgt auf: 2.119 MW Erdgas, 208 MW Pumpspeicher, 200 MW Batteriespeicher und 50 MW sonstige Anlagen auf Basis nicht-erneuerbarer Energieträger. Das bedeutet, dass sich die Kapazität der konventionellen Stromerzeugungsanlagen (einschließlich Speicher) bis 2028 um 3.534 MW auf 84.091 MW vermindert.

Schere zwischen gesicherter Leistung und Spitzenlast öffnet sich

Die zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast gesichert zur Verfügung stehende Leistung ist nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber bei konventionellen Kraftwerken mit mehr als 90 Prozent anzusetzen. Im Unterschied dazu liegt dieser Anteil bei Windenergie unter 10 Prozent und bei Solarenergie bei null. Für Biomasse und für Wasserkraftwerke kann dagegen eine deutlich höhere Verfügbarkeitsrate zum Zeitpunkt der Höchstlast unterstellt werden, die sich der Situation bei konventionellen Energien zumindest annähert.

Im Ergebnis wird sich trotz des erwarteten starken Ausbaus von Wind- und Solaranlagen die gesicherte Leistung bereits bis 2028 und verstärkt danach im Zuge des fortgesetzten Ausstiegs aus der Kohle vermindern. Dem steht eine zu erwartende Erhöhung der Spitzenlast vor allem aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung im Verkehr und im Gebäudesektor gegenüber.

Ausschreibungen für neue Kraftwerke „muss schnell starten“

Angesichts dieser sich öffnenden Schere zwischen gesicherter Leistung und Spitzenlast ist zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland ein zeitnahe Zubau an gesicherter Leistung notwendig. In ihrer Antrittsrede hat die Bundesministerin für Wirtschaft und Energie, Katharina Reiche, erklärt: „Versorgungssicherheit hat höchste Priorität. Der Blackout auf der iberischen Halbinsel hat gezeigt, wie verwundbar ein Stromsystem sein kann. Wir müssen gewappnet sein, Risiken dieser Art zu minimieren.“

Weiter heißt es im Manuskript der Rede: „Die erneuerbaren Energien sind eine Erfolgsgeschichte. Sie allein jedoch werden eine Industrienation wie Deutschland nicht zuverlässig und zu bezahlbaren Preisen mit

Strom versorgen können. Und wir können uns als größer Stromverbraucher in der EU auch nicht nur auf unsere Nachbarn verlassen. Wir brauchen steuerbare Stromerzeugung im eigenen Land. Der Koalitionsvertrag nennt bis zu 20 Gigawatt (GW) Gaskraftwerke. Die Ausschreibung hierzu muss schnell starten.“

Dazu erklärt Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung: „Gut ist, dass Frau Reiche die Dringlichkeit beim Zubau steuerbarer Kraftwerksleistung erkennt. Wir brauchen 20 GW gesicherte Erzeugungsleistung, unter anderem wasserstofffähige Gaskraftwerke, die jetzt schnell, effizient und investitionssicher ermöglicht werden müssen. Entscheidend ist dabei, dass die Ausschreibungen für neue Kraftwerke zügig starten. Wir warten seit langem auf das Ausschreibungsdesign und die Unternehmen stehen in den Startlöchern.“

Planung, Genehmigung und Bau von Gaskraftwerken erfordern einen Zeitraum von etwa sechs Jahren. Sie folgen dem Prinzip 1,2,3 – ein Jahr für die Planung, zwei Jahre für die Genehmigung und drei Jahre für den Bau. Selbst im Falle einer Beschleunigung wird die Zeit knapp.

Die Bundesnetzagentur stellt die **Kraftwerksliste** im Internet bereit. // VON HANS-WILHELM SCHIFFER

[^ Zum Inhalt](#)

Investoren schlucken Jet-Tankstellen



Quelle: Zapfpistole
Tankstelle_Shutterstock_2209188677

MOBILITÄT. Phillips 66 hält an seinem deutschen und österreichischen Retailgeschäft bald nur noch einen Minderheitsanteil. Die Mehrheit wurde an strategische Investoren verkauft.

Das US-Energieunternehmen Phillips 66 hat, wie es am 16. Mai bekanntgab, den Verkauf einer Mehrheitsbeteiligung von 65 Prozent an seinem Tankstellengeschäft in Deutschland und Österreich, einschließlich der Jet-Markenstandorte, vereinbart.

Käufer ist ein Konsortium, das von Tochtergesellschaften der Investmentfirmen Energy Equation Partners aus Florida und Stonepeak aus New York gehalten wird. Mit ihnen zusammen wurde ein Gemeinschaftsunternehmen, an dem Phillips 66 aus Texas nur noch eine reine Finanzbeteiligung von 35 Prozent halten soll.

Das Retailgeschäft von Phillips 66 in Deutschland und Österreich bewerteten die Vertragspartner mit einem Unternehmenswert von rund 2,5 Milliarden Euro. Phillips 66 erwartet nach dem Abschluss der Transaktion einen Vorsteuererlös von etwa 1,5 Milliarden Euro. Das Unternehmen plant, die Einnahmen zur Unterstützung strategischer Ziele - wie Schuldenabbau und Ausschüttungen an Aktionäre - einzusetzen.

Im Zuge dessen wird Phillips 66 einen mehrjährigen Liefervertrag abschließen, um die Tankstellen weiterhin mit Produkten aus der Raffinerie Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG (MiRO) zu versorgen.

Das Tankstellennetz umfasst insgesamt 970 Standorte, davon 843 unter der Marke Jet. Das Closing wird für die zweite Jahreshälfte 2025 erwartet und steht unter behördlichen Vorbehalten.

Mit dem Divestment setzt Phillips 66 den Druck um, den die von Paul (Elliott) Singer geführte aktivistische Aktionär Elliott Investment Management auf das Houstoner Management ausgeübt hatte. Sie hatte laut *Reuters* den Verkauf des Midstream-Geschäfts gefordert, aber auch operative, personelle und organisatorische Veränderungen bis hinauf in den Verwaltungsrat gefordert.

Elliott hält weniger als 1 Prozent der Phillips-66-Aktien, die Mehrheit befindet sich im Streubesitz. Größter Aktionär ist laut dem Portal Onvista die Vanguard Group mit 9,43 Prozent. // VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)

Durchschnittlicher Verbraucherpreis für leichtes Heizöl



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

Heizölpreise sind wie Kraftstoffpreise wichtige Kostenfaktoren für Verbraucher. Der durchschnittliche Heizpreis in Deutschland liegt im Jahr 2025 (Stand: März) auf einem Niveau von etwa 99,1 Cent pro Liter. Ursächlich hierfür sind nicht zuletzt die Entwicklungen des Rohöl-Weltmarkts. Die Daten stammen vom Statistischen Bundesamt und dem Verband En 2 X.

// VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Verlegung der Wasserstoffleitung am Hochrhein. Quelle: Badenova / Jonas Conklin

Badenova startet Bau ihrer ersten H₂-Leitung

WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR. Der regionale Energieversorger Badenova hat im südbadischen Hochrhein mit dem Bau einer eigenen Wasserstoffleitung begonnen. Die Leitung ist Teil des Wasserstoff-Kernnetzes.

Im Südwesten Deutschlands entsteht aktuell eine der ersten neuen Wasserstoffleitungen im Verteilnetz, das sich mit dem Fernleitungsnetz verzahnen soll. Im Rahmen ihres Projekts „H₂@Hochrhein“ hat die Badenova-Unternehmensgruppe aus Freiburg (Baden-Württemberg) mit dem Bau einer rund 58 Kilometer langen Wasserstoffleitung begonnen. Die Tochtergesellschaft „badenovaNETZE“ übernimmt dabei die Umsetzung. Wie es in einer Mitteilung der Badenova vom 16. Mai heißt, ist das Ziel des Projektes, die energieintensive Industrie am Hochrhein zukünftig mit grünem Wasserstoff zu versorgen. Der erste Abschnitt wurde im März 2025 zwischen Albbruck und Dogern begonnen. Bis Ende April seien bereits 350 Meter Leitung verlegt worden.

Die geplante Leitung ist Teil des nationalen Wasserstoffkernnetzes, dessen Aufbau von der Bundesnetzagentur koordiniert wird und bis 2032 abgeschlossen sein soll. Bereits im Oktober 2024 hat die Behörde die beiden Badenova-Projekte „H₂@Hochrhein“ und „RHYn Interco“ in das offizielle Kernnetz aufgenommen. Die Inbetriebnahme der 58 Kilometer langen Trasse im Projekt „H₂@Hochrhein“ ist bis 2030 vorgesehen. Der Wasserstoff kann sowohl aus regionaler Erzeugung stammen als auch über überregionale Einspeisepunkte ins Netz gelangen.

Mit dem frühen Baustart sieht sich Badenova Netze in einer Vorreiterrolle: Als einer der wenigen Verteilnetzbetreiber in Deutschland beteilige sich das Unternehmen aktiv am Aufbau des überregionalen H₂-Transportsystems, das bislang hauptsächlich von Fernleitungsnetzbetreibern wie Open Grid Europe (OGE), Nowega oder Gascade geplant wird. Die enge Anbindung von Fern- und Verteilnetzen gilt als essenziell, um eine funktionierende Wasserstoffwirtschaft zu etablieren.



Julie Bürkle-Weiss und Harald Wöfle (beide von Badenova Netze) bei der Absenkung der neuen Wasserstoffleitung
Quelle: Badenova / Jonas Conklin

„Dass wir zu den ersten gehören, die baulich umsetzen, zeigt: Wir gestalten die Transformation aktiv mit“, sagte Dirk Sattur, Vorstand der Badenova. Die Unternehmensgruppe mit Sitz in Freiburg versorgt rund eine Million Menschen im Südwesten mit Strom, Wärme, Gas und Dienstleistungen im Bereich Energieinfrastruktur.

Ein zentrales Ziel des Projekts ist die Stärkung des Wirtschaftsstandorts Hochrhein. Unternehmen wie Evonik, RWE und Bosch sind Teil einer regionalen Wasserstoffinitiative, die sich gemeinsam mit Badenova für den Aufbau eines H2-Ökosystems einsetzt. „Gerade in der Hochlaufphase ist es entscheidend, regionale Projekte zu bündeln und marktfähige Infrastrukturen zu schaffen“, erklärte Julie Bürkle-Weiss, Technische Geschäftsführerin der Badenova Netze.

Auch grenzüberschreitende Perspektiven würden bereits geprüft: Eine Machbarkeitsstudie mit den Industriellen Werken Basel (IWB) untersuche etwa eine mögliche Verbindung der Leitung in die Schweiz. Diese Rheinquerung würde nicht nur neue Abnehmer in der Region Basel anbinden, sondern auch einen länderübergreifenden Marktimpuls setzen.

„Den Wandel greifbar machen“

Die Investition in die H2-Infrastruktur gehört eigenen Angaben nach zu den größten in der Geschichte der Badenova. Neben dem technischen Umbau bestehender Gasleitungen steht die Entwicklung neuer Netzteile im Fokus. Die Initiative soll nicht nur zur Versorgungssicherheit beitragen, sondern auch zur Erreichung der Klimaziele in Baden-Württemberg.

Mit dem Projekt sieht sich Badenova als aktiver Mitgestalter der Energiewende. Bürkle-Weiss erklärt: „Wir verstehen uns als Teil einer Bewegung, die nicht auf morgen wartet – sondern heute handelt.“ Durch konkretes Handeln wolle man den Wandel greifbar machen – für Industrie, Kommunen und künftige Anwender des Wasserstoffs. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

WILKEN
UTILITY
SUMMIT
2025

WILKEN
Software
Group

JETZT
ANMELDEN

GY[®]
Powered by Wilken

DIE TRANSFORMATION
DER ENERGIEWIRTSCHAFT

wilken.de/utility-summit

wilken.de/gy

Taiwan schaltet letzten Atomreaktor ab



Quelle: Shutterstock / lassedesignen

KERNKRAFT. Mit der Abschaltung des letzten Reaktors im Land verabschiedet sich die Inselrepublik Taiwan von der Atomkraft. Doch bleibt es bei der Entscheidung?

Taiwan hat die Abschaltung seines letzten aktiven Atomreaktors eingeleitet und sich damit offiziell von der Kernenergie verabschiedet. Der Reaktor Nummer 2 im Kernkraftwerk Maanshan im Süden Taiwans mit einer Leistung von 951 MW soll bis spätestens Mitternacht Ortszeit vollständig abgeschaltet sein, nachdem seine 40-jährige Betriebslizenz bereits zuvor abgelaufen war. Das teilte der staatliche Energieversorger Taiwan Power (Taipower) mit.

Mit dem Schritt erfüllt die Regierung der Demokratischen Fortschrittspartei (DPP) ein zentrales Versprechen ihres Energieplans von 2016, der einen Atomausstieg bis spätestens 2025 vorsah. Hintergrund war vor allem die Nuklearkatastrophe im japanischen Fukushima im Jahr 2011. „Dies sendet nicht nur eine starke Botschaft an andere asiatische Länder wie Japan und Korea, sondern auch an den Rest der Welt, dass Atomkraft unnötig ist“, sagte Jusen Asuka, Professor für Nordostasien-Studien an der japanischen Tohoku-Universität zu Taiwans Ausstieg aus der Atomkraft.

Katastrophe von Fukushima war Auslöser für Ausstieg

Die Stilllegung für zwei ältere Kernkraftwerke Taiwans begann bereits 2018 und 2021, der erste Reaktor von Maanshan folgte dann im Juli 2024. In Spitzenzeiten lieferte Atomkraft rund 50 Prozent des taiwanischen Stroms, 2024 lag der Anteil nur noch bei rund 3 Prozent. Laut Taipower stammten im vergangenen Jahr 82,1 Prozent des taiwanischen Stroms aus fossilen Quellen, 11,9 Prozent aus erneuerbaren Energien.

Premierminister Cho Jung-tai versicherte am Freitag, dass die Stromversorgung trotz wachsender Nachfrage - etwa durch die Halbleiterindustrie und Anwendungen im Bereich künstlicher Intelligenz - gesichert sei. Der Reservepuffer werde durch die Stilllegung zwar etwas sinken, liege aber weiterhin über den sicherheitsrelevanten Schwellenwerten.

Neue Gaskraftwerke geplant - Anteil erneuerbarer Energien noch klein

Taipower plant für dieses Jahr die Inbetriebnahme von vier neuen Gaskraftwerken. Cho bekräftigte zudem das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Strommix bis 2026 auf 20 Prozent zu erhöhen.

Kritiker äußerten im Vorfeld der Abschaltung nicht nur Zweifel daran, ob Taiwans wachsender Energiebedarf dauerhaft ohne Atomkraft gedeckt werden könne. Auch angesichts der Spannungen mit China hielten manche Experten eine stärkere Energieunabhängigkeit durch eine diversifizierte Versorgung für notwendig.

Die chinesische Führung sieht die demokratisch regierte Insel mit ihren gut 23 Millionen Einwohnern als Teil ihres Staatsgebiets und schließt eine Vereinigung notfalls auch mit Gewalt nicht aus.

Erst am Dienstag hatte das Parlament eine Gesetzesänderung beschlossen, die theoretisch eine weitere Laufzeitverlängerung von Reaktoren um bis zu 20 Jahre erlaubt - vorausgesetzt, die Sicherheit kann gewährleistet werden. Cho betonte jedoch, dass eine Wiederinbetriebnahme stillgelegter Anlagen neue gesetzliche Grundlagen und technische Prüfungen erfordern würde. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Pixabay / David Schwarzenberg

Envitec investiert in eigene Gasaufbereitung

BILANZ. Beim Biogasunternehmen Envitec Biogas AG ist im vergangenen Geschäftsjahr sowohl Umsatz als auch Gewinn deutlich gesunken. Die Investitionen sind indes gestiegen.

Die Envitec Biogas AG spricht von einer „Normalisierung“ – das Unternehmen hat im vergangenen Geschäftsjahr 2024 verglichen zum Vorjahr einen deutlichen Rückgang bei Umsatz und Ergebnis verzeichnet. Der Umsatz reduzierte sich um 19 Prozent auf 337,6 Millionen Euro (2023: 416,8 Millionen Euro). Das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (Ebitda) belief sich auf 67,3 Millionen Euro (Vorjahr: 116,1 Millionen Euro). Das Ergebnis vor Steuern (Ebt) sank von 88,2 Millionen Euro im Vorjahr auf 44 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2024.

Laut dem Finanzvorstand (CFO), Jörg Fischer, würden die Finanzzahlen eine „Normalisierung nach zwei außergewöhnlichen Jahren“ zeigen. Insgesamt sprach er von einer „insgesamt erfolgreichen Geschäftsentwicklung“. Fischer: „Zudem haben wir die Phase hoher Ertragskraft genutzt, um durch den Eintritt in neue Märkte und Geschäftsfelder sowie durch gezielte Investitionen eine starke Basis für die künftige Entwicklung unserer Gruppe zu schaffen.“

Nach der Inbetriebnahme der Bio-LNG- und LCO₂-Großanlage in Güstrow sollen vier weitere Eigenbetriebsanlagen zu Gasaufbereitungsstandorten mit integrierter CO₂-Verflüssigung umgebaut werden, teilte das Unternehmen mit Sitz in Lohne weiter mit. Zwei dieser Projekte mit einem Investitionsvolumen von insgesamt rund 50 Millionen Euro konnten laut Envitec im ersten Quartal 2025 erfolgreich fertiggestellt werden. Diese Investitionen sollen in den kommenden Jahren zu einem nachhaltig gesteigerten Umsatz- und Ergebnisniveau im Eigenbetriebssegment beitragen.

Sinkender Auftragsbestand

In Deutschland wurden mit dem im Januar 2025 verabschiedeten Biomassepaket sowie den klaren Bekenntnissen zur Bioenergie im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung erstmals seit Jahren wieder deutliche Fortschritte erzielt. In wichtigen Auslandsmärkten wie den USA sei die Lage hingegen von erheblichen regulatorischen Unsicherheiten geprägt, die auf Kundenseite zu spürbarer Investitionszurückhaltung führen, so Envitec. Ablesbar wird dies am Auftragsbestand im Anlagenbau, der

deutlich von 208 Millionen Euro zum Jahresende 2023 auf 129 Millionen Euro per Ende Dezember 2024 sank. Für das Geschäftsjahr 2025 prognostiziert Envitec einen Umsatz in einer Bandbreite von 330 bis 370 Millionen Euro. Beim Ergebnis vor Steuern erwartet der Vorstand eine Bandbreite von 25 bis 35 Millionen. Euro zu erreichen. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

VDE FNN Fachkongress

ZMP 2025

25.–26. Juni, Leipziger Messe





Baustart für zwei EnBW-Schnellladeparks im Osten



Quelle: EnBW / Endre Dulic

ELEKTROMOBILITÄT. Das HPC-Ladenetz von EnBW wächst auch im Osten. Im Sommer sollen die neuen Standorte mit Erweiterungspotenzial in Betrieb gehen.

EnBW hält das Ausbautempo bei Schnellladeparks hoch. Nachdem im April an der A3 zwischen Regensburg und Passau in Hengersberg sowie am 7. Mai in Marktschorgast nahe der A9 Schnellladeparks jeweils 16 überdachte Schnellladepunkte eröffnet wurden, ist jetzt der Spatenstich für zwei weitere Ladeparks in Sachsen und Mecklenburg-Vorpommern gefolgt.

Auch diese Standorte entstehen in Autobahnnähe: In Klipphausen (Sachsen) besteht über die Anschlussstelle Wilsdruff die Anbindung an die A4, in Dummerstorf (Mecklenburg-Vorpommern) über die Anschlussstelle Dummerstorf an die A20. Bis zum Sommer will Deutschlands größter Schnellladenetz-Betreiber die 32 neuen HPC-Ladepunkte fertig errichtet haben: In Klipphausen entstehen 20 und in Dummerstorf zwölf.

Die Ladepunkte verfügen über eine Leistung von bis zu 400 kW und werden ausschließlich mit Ökostrom betrieben. Dieser kommt zumindest in Dummerstorf anteilig vom Solardach der Anlage, wo eine PV-Anlage mit 18,75 kWp integriert wurde. Überdacht sind beide Standorte, in Klipphausen können Kunden und Kundinnen zudem eine Toilette nutzen.

Beide Ladeparks lassen sich laut EnBW „bedarfsgerecht erweitern“. In Klipphausen ließe sich die Kapazität um 20 weitere Ladepunkte verdoppeln, in Dummerstorf könnte noch einmal um die Hälfte auf 18 erhöht werden.

Die Baustarts senden laut Volker Rimpler, Chief Technology Officer E-Mobilität bei EnBW, ein „starkes Signal für die Mobilitätswende und alltagstaugliche E-Mobilität“. Die beiden Schnellparks würden zu „Fixpunkten im Fernverkehr in Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen“.

EnBW betreibt in Deutschland derzeit 6.000 Schnellladepunkte und will sein Netz kontinuierlich weiter ausbauen. Bis 2030, so sehen es die strategischen Wachstumspläne vor, will das Energieunternehmen auf mehr als 20.000 Schnellladepunkte in Deutschland kommen. // VON IMKE HERZOG

[^ Zum Inhalt](#)

Senec zieht Berufung gegen Speicher-Urteile zurück



Quelle: Fotolia / vege

RECHT. Rechtsstreitigkeiten im Zusammenhang mit PV-Speichern von Senec sind nun in zweiter Instanz zu Ende gegangen. Auch Oberlandesgerichte erkennen Sachmängel.

Bisher liegen vor allem Urteile in erster Instanz vor. Eine Reihe von Landgerichten hat entschieden, dass PV-Speichermodule, deren Kapazität Senec aus Sicherheitsgründen über längere Zeit reduziert hat, als mangelhaft anzusehen sind. Betroffene PV-Händler und Senec haben gegen solche Urteile Berufung eingelegt. In einigen dieser Fälle sind die erstinstanzlichen Urteile unterdessen rechtskräftig.

Der Stuttgarter Rechtsanwalt Wolf von Buttlar berichtet jetzt von zwei Fällen. Mit dem einen befasste sich das Oberlandesgericht Oldenburg (Az. 2 U 145/24), mit dem anderen das OLG Dresden (Az. 6 U 1500/24). „In beiden Fällen haben der jeweilige Händler und Senec die Berufung zurückgenommen“, teilt die Kanzlei mit.

Das OLG Oldenburg habe die Rechtsfassung des Landgerichts (Az. 9 O 251/24) bestätigt, wonach „die Reduzierung der Kapazität des Speichers auf 70 Prozent ein erheblicher Sachmangel ist, der den Rücktritt vom Vertrag rechtfertigt.“

In dem anderen Fall ging es um ein Urteil des Landgerichts Leipzig (Az. 06 O 955/24). Die Richter waren zu der Auffassung gelangt, dass auch der sogenannte Gefahrenverdacht einen Sachmangel darstelle. Das OLG sah das offenbar ebenso. Die Berufung sei nach „eindeutiger Einschätzung des Gerichts“ zurückgenommen worden, schreibt von Buttlar.

Die Anwaltskanzlei sieht einigen Verfahren entgegen. „Wir haben mehrere Fälle, in denen die zweite Instanz noch läuft. In naher Zukunft – Mai, Juni, Juli – sind mündliche Verhandlungen an den Oberlandesgerichten Dresden, Bamberg Oldenburg und Köln terminiert“, ist zu erfahren.

Senec: „Nicht auf andere Sachverhalte übertragbar“

Der Leipziger Speicherhersteller sieht die Rechtsauffassung der beiden Oberlandesgerichte als „Einzelfallentscheidungen, die nicht auf andere Sachverhalte übertragbar sind“. Senec habe sich jeweils gemeinsam mit dem Fachpartner entschieden, die Berufung zurückzunehmen. Die Auffassung der Oberlandesgerichte teile man nicht.

Die EnBW-Tochter weist zudem auf anderslautende Urteile hin. Ein anderer Senat des Oberlandesgerichts Dresden habe jüngst in einem anderen Verfahren rechtskräftig entschieden, dass der Batterieheimspeicher keinen Mangel aufweise (Az. O U 923/24), und damit einer von Senec eingelegten Berufung stattgegeben. Auch sei „die überwiegende Zahl der rechtskräftigen erstinstanzlichen Urteile“ zu Senecs Gunsten ergangen, erklärt das Unternehmen gegenüber der Redaktion.

Wie viele Verfahren, in denen Senec Berufung eingelegt hat, noch offen sind, dazu äußert sich der Speicherhersteller nicht. „Wir möchten jedoch erneut betonen, dass die Zahl der rechtlichen Auseinandersetzungen im Verhältnis zur Gesamtzahl der installierten Systeme sehr gering ist und in den allermeisten Fällen außergerichtliche Einigungen erzielt werden“, schreibt er auf Anfrage dieser Redaktion.

Offene Berufungsfälle

Von „mehreren“ Fällen, in denen Senec die Berufung hat fallen lassen, berichtet Jochen Schanbacher. Die Rücknahme sei entweder nach Hinweisbeschluss des OLG oder nach mündlicher Verhandlung erfolgt, sagt der Anwalt Kanzlei „SPL“ in Stuttgart. Auch stehen weitere Verfahren an, in denen Senec die zweite Instanz angerufen hat. „Die Zahl der offenen Berufungsfälle liegt im mittleren zweistelligen Bereich“, sagt Schanbacher.

Insgesamt 299 Klagen hat nach eigenen Angaben die Rechtsanwaltsgesellschaft Dr. Stoll und Sauer, angestrengt. In elf Fällen sei in erster Instanz zugunsten des Klägers entschieden worden. „Alle von uns erstrittenen positiven Urteile sind noch nicht rechtskräftig“, teilte ein Sprecher Ende April mit. Teilweise seien bereits Berufungen eingelegt worden.

In einem Fall hat die Kanzlei selbst die zweite Instanz angerufen. „Wir haben die Berufung eingelegt, weil der Nutzungsersatz für die Anlage aus unserer Sicht nicht korrekt ermittelt wurde“, so der Kanzleisprecher. Der Fall soll am 1. Juli vor dem Oberlandesgericht Stuttgart verhandelt werden. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Böddeling folgt Reiche bei Westenergie



Quelle: Fotolia / sdecoret

PERSONALIE. Nach dem Wechsel von Katherina Reiche ins Bundeswirtschaftsministerium übernimmt Bernd Böddeling bis Ende 2025 den Vorstandsvorsitz der Westenergie AG.

Böddeling tritt zum 20. Mai an die Spitze der Westenergie AG. Der Aufsichtsrat des Unternehmens hat ihn zum neuen Vorstandsvorsitzenden bestellt. Er folgt auf Katherina Reiche (CDU), die seit Anfang Mai das Bundeswirtschaftsministerium leitet. Böddelings Mandat ist, wie die Westenergie am 19. Mai mitteilte, auf den Zeitraum bis zum 31. Dezember 2025 befristet. Parallel bleibt er in seiner bisherigen Funktion als Senior Vice President Energy Networks Germany bei Eon, deren Tochtergesellschaft die Westenergie ist, tätig. Die Übergangszeit soll zur Vorbereitung einer dauerhaften Nachfolgeregelung genutzt werden.

Reiche hatte die Westenergie mit Sitz in Essen seit deren Gründung im Jahr 2020 geführt. Sie ist nach ihrer Ernennung zur Bundesministerin für Wirtschaft und Energie ins Kabinett von Bundeskanzler Friedrich Merz (CDU) eingetreten. Zuvor war Reiche über viele Jahre Bundestagsabgeordnete und unter anderem Parlamentarische Staatssekretärin bei den Bundesministerien für Umwelt und Verkehr.

Im Zuge des Wechsels übernimmt Thomas König, Chief Operating Officer – Networks bei Eon, den Vorsitz des Aufsichtsrats. Böddelings Sitz in dem Gremium ruht während seiner Vorstandszeit, wie es die gesetzlichen Bestimmungen vorsehen. Gemeint sind dabei Vorschriften aus dem deutschen Aktiengesetz (AktG), insbesondere zur Unvereinbarkeit von Vorstand und Aufsichtsrat in einer Aktiengesellschaft. Diese Regelung soll sicherstellen, dass es eine klare Gewaltenteilung zwischen Kontrolle (Aufsichtsrat) und operativer Führung (Vorstand) gibt. Das verhindert Interessenkonflikte und schützt die Unabhängigkeit der Unternehmensaufsicht.



Bernd Böddeling
Quelle: Westenergie AG

Böddeling selbst sieht die Schwerpunkte seiner Amtszeit in der Fortführung der bisherigen Unternehmensstrategie. Dazu zählen vornehmlich die Digitalisierung der Netze, der Infrastrukturausbau und die Zusammenarbeit mit kommunalen Partnern. „Die Energiewende aktiv mitzugestalten, ist dabei eine der zentralen Aufgaben, die wir mit Entschlossenheit angehen werden“, erklärte er.

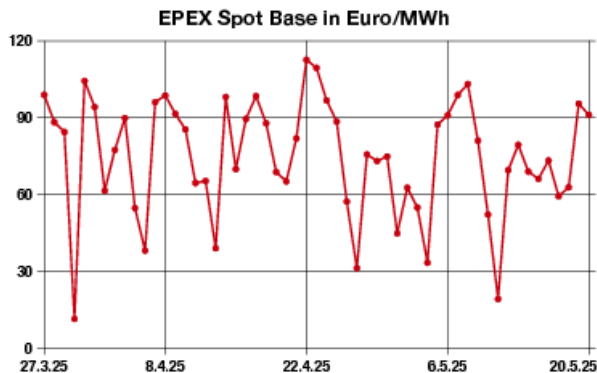
Seit über 30 Jahren ist er in der Energiewirtschaft tätig. Nach seinem Einstieg in den RWE-Konzern im Jahr 1993 übernahm Böddeling verschiedene Führungspositionen im Controlling. Ab 2008 verantwortete er als CFO die Finanzen bei der RWE Rhein-Ruhr AG und ab 2009 bei der RWE Deutschland AG. 2016 wechselte er zu Innogy, wo er zuletzt für das Beteiligungsmanagement und die kommunale Zusammenarbeit verantwortlich war. Seit 2020 führt er bei Eon den Bereich „Energy Networks Germany“ und ist Aufsichtsratsvorsitzender mehrerer Regionalgesellschaften.

Westenergie ist die größte regionale Tochtergesellschaft des Eon-Konzerns. Das Unternehmen versorgt rund 6,6 Millionen Menschen in Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Niedersachsen mit Strom, Gas, Wasser und Telekommunikation. // VON DAVINA SPOHN

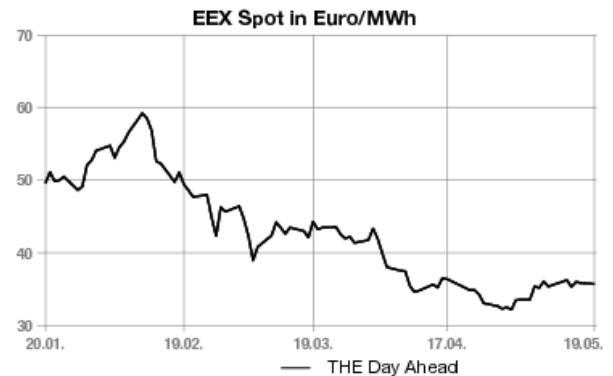
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energiemärkte ohne klare Richtung



Quelle: E&M

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

Ohne klare Richtung hat sich der Energiekomplex zum Start in die neue Arbeitswoche gezeigt. Die Märkte zeigten sich mit Blick auf das erwartete Telefonat zwischen US-Präsident Trump und dem russischen Präsidenten Wladimir Putin, das für 16 Uhr MESZ angekündigt war, sowie ein anschließendes Gespräch von Trump mit dem ukrainischen Präsidenten Selenskyj. Nachdem Trump noch vor seiner Amtseinführung das baldige Ende des Krieges in den Raum stellte, kam die Sache seitdem nicht voran. Die US-Aktienmärkte sowie auch die Ölpreise wurden durch die Herunterstufung des Ratings für die USA durch Moody's auf „Aa1“ und damit dem Verlust der letzten „Triple A“-Einstufung weiter belastet.

Strom: Überwiegend fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Montag gezeigt. Der Dienstag wurde mit 91,50 Euro/MWh im Base und 57,75 Euro/MWh im Peak bewertet. Am Freitag selbst war der Montag 94,50 Euro gehandelt worden.

Die Erneuerbaren-Einspeisung dürfte am Dienstag leicht höher ausfallen als noch am Vortag. Für die darauf folgenden Tage werden dann deutlich höhere Erneuerbaren-Werte von mehr als 30 GW erwartet, was größtenteils auf die Windeinspeisung zurückgeht, während die Sonne geringere Beiträge zur Stromproduktion leisten dürfte. Die Temperaturen dürften sich dieser Prognose zufolge ab dem 21. Mai unter den saisonüblichen Mittelwert bewegen, ab dem 24. Mai werden dann wieder überdurchschnittliche Werte bis zum Ende des Prognosezeitraums erwartet.

Am langen Ende des deutschen Strommarktes gewann das Cal 26 um 1,87 auf 89,96 Euro/MWh hinzu.

CO2: Die CO2-Preise haben zum Wochenstart weiter nachgegeben. Der Dec 25 verlor bis gegen 14 Uhr 0,90 auf 70,09 Euro/Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 21,4 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 72,46 Euro, das Tief bei 69,60 Euro.

Nach einem sehr volatilen Handelstag am vergangenen Freitag zeigte sich der Dec 25 auch am Montag mit einer relativ breiten Range. Bernadett Papp, Head of Market Analysis von Pact Capital, sieht eine Unterstützung für den Dec 25 bei 70,69 Euro, dann bei 69,40 Euro und 68,72 Euro. Einen ersten Widerstand hat die Analystin bei 74,42 Euro ausgemacht, danach folgen Marken bei 74,23 Euro und 75,17 Euro.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben am Montag etwas nachgegeben. Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 14 Uhr 0,85 auf 35,00 Euro/MWh. Am deutschen THE ging es für den Day-ahead um 0,025 auf 36,02 Euro/Tonne.

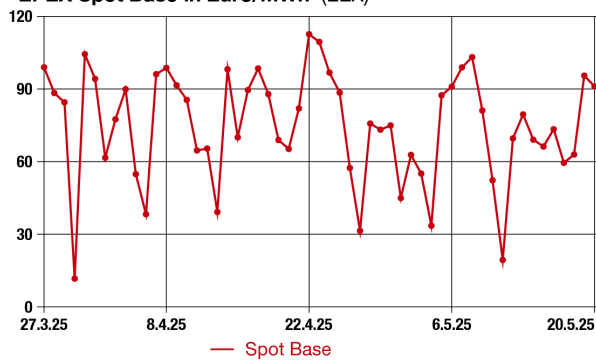
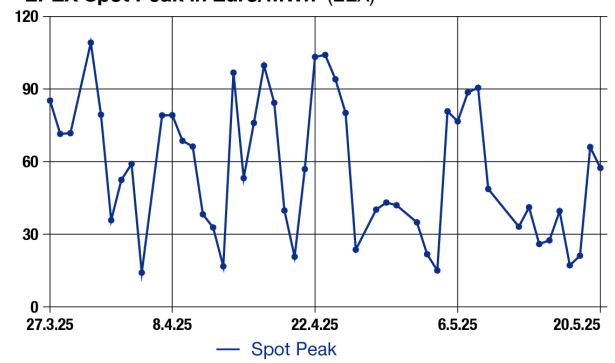
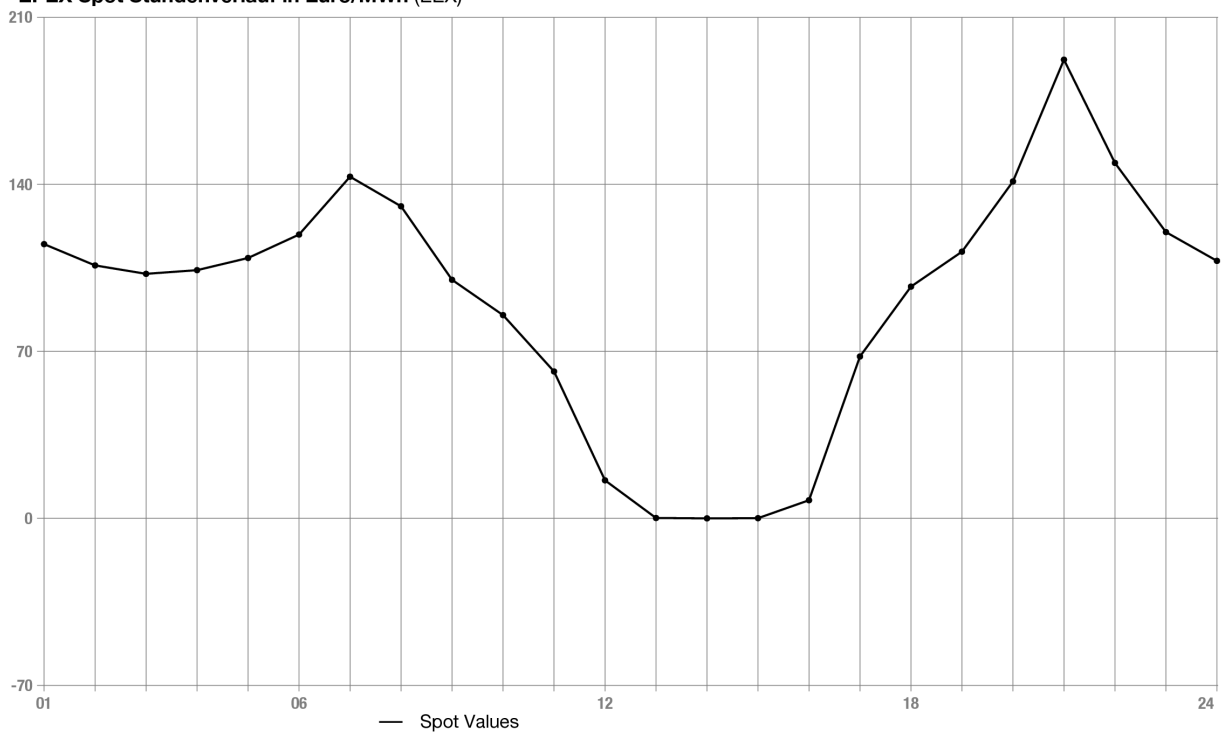
Die europäischen Erdgaspreise bewegen sich am Montag damit weitgehend innerhalb der zuletzt gesehenen Bandbreite, da die Marktteilnehmer die Verhandlungen zur Beendigung des Krieges in der Ukraine aufmerksam verfolgen. Geplant war ein Gespräch zwischen US-Präsident Donald Trump mit dem russischen Präsidenten Wladimir Putin im weiteren Verlauf des Montags. Ein Friedensabkommen könnte die Tür für russische Gaslieferungen nach Europa wieder öffnen, aber diese Aussicht steht im Widerspruch zu dem Plan der Europäischen Union, russische fossile Brennstoffe bis Ende 2027 auslaufen zu lassen.

In der Zwischenzeit bleibt die Ungewissheit über die Zukunft der Handelsverhandlungen zwischen den USA und China ein Hauptthema. „Ein geringeres Wirtschaftswachstum als erwartet könnte sich auf die Energienachfrage in China auswirken“, so die Analysten von ANZ Research, wodurch möglicherweise mehr LNG für Europa frei wird, um seine Speicher wieder aufzufüllen. // VON MARIE PFEFFERKORN

[^ 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

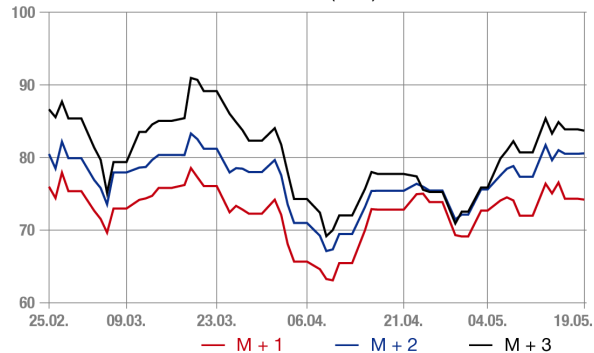
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.05.25	German Power Jun-2025	74,20
M2	19.05.25	German Power Jul-2025	80,57
M3	19.05.25	German Power Aug-2025	83,69
Q1	19.05.25	German Power Q3-2025	85,27
Q2	19.05.25	German Power Q4-2025	95,57
Q3	19.05.25	German Power Q1-2026	97,22
Y1	19.05.25	German Power Cal-2026	87,69
Y2	19.05.25	German Power Cal-2027	79,11
Y3	19.05.25	German Power Cal-2028	70,31

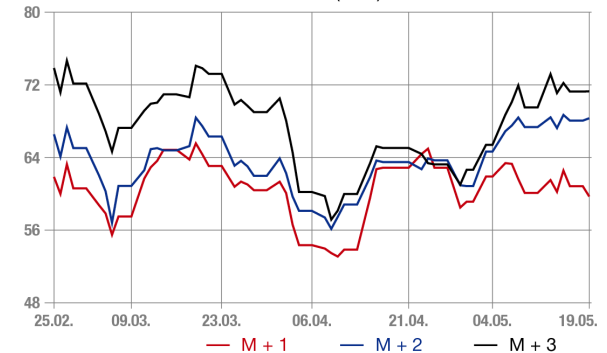
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.05.25	German Power Jun-2025	59,71
M2	19.05.25	German Power Jul-2025	68,32
M3	19.05.25	German Power Aug-2025	71,29
Q1	19.05.25	German Power Q3-2025	77,34
Q2	19.05.25	German Power Q4-2025	119,71
Q3	19.05.25	German Power Q1-2026	116,58
Y1	19.05.25	German Power Cal-2026	95,80
Y2	19.05.25	German Power Cal-2027	89,20
Y3	19.05.25	German Power Cal-2028	80,40

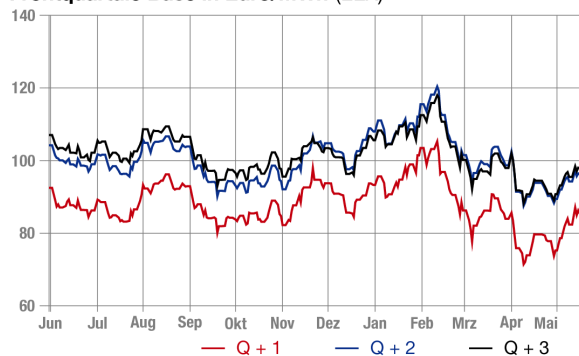
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



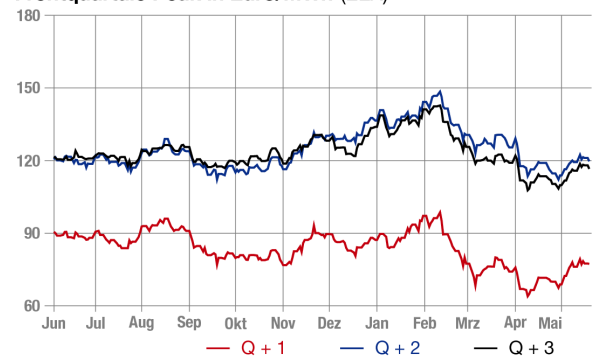
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



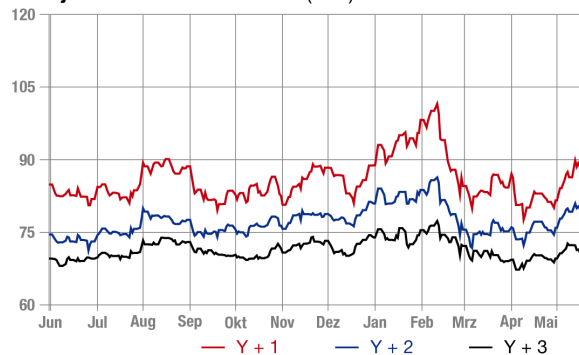
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



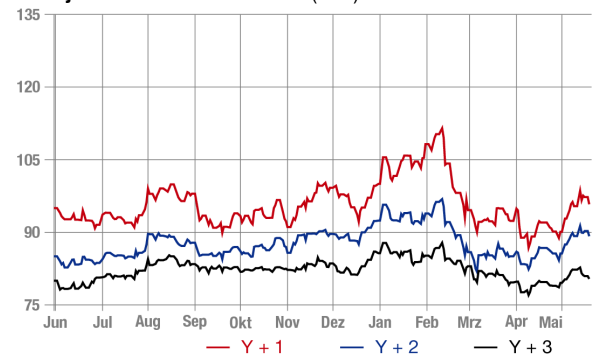
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



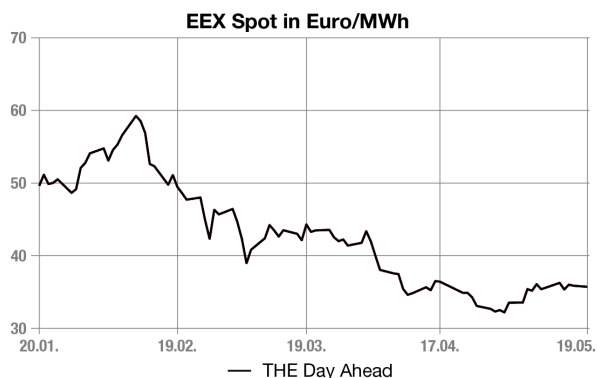
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



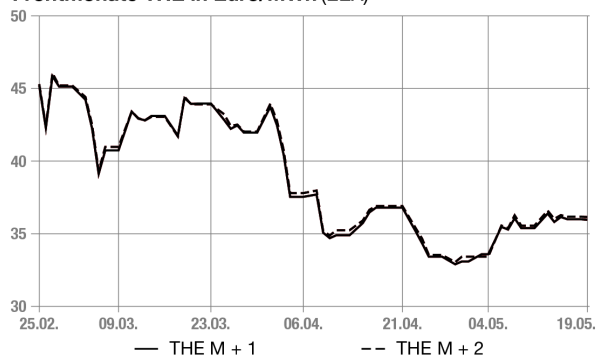
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.05.25	German THE Gas Mai-2025	35,96
M2	19.05.25	German THE Gas Jun-2025	36,15
Q1	19.05.25	German THE Gas Q3-2025	36,34
Q2	19.05.25	German THE Gas Q4-2025	38,00
S1	19.05.25	German THE Gas Win-2025	38,12
S2	19.05.25	German THE Gas Sum-2026	34,27
Y1	19.05.25	German THE Gas Cal-2026	35,55
Y2	19.05.25	German THE Gas Cal-2027	31,19



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	19.05.25	91,14	EUR/MWh
Germany Spot peak	19.05.25	57,39	EUR/MWh
EUA Jun 2025	19.05.25	69,61	EUR/tonne
Coal API2 Jun 2025	19.05.25	95,45	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	19.05.25	35,72	EUR/MWh
German THE Gas Jun-2025	19.05.25	35,96	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	19.05.25	35,55	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2025	19.05.25	65,54	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur (W 2) Solar Energy and Building Automation

Gesucht wird eine Persönlichkeit, die das Fachgebiet in Lehre sowie angewandter Forschung und Ent...
in Amberg

30.04.2025



Projektleiter (m/w/d) Strategischer Einkauf Windkraftanlagen

Arbeite mit uns an einer zukunftsfähigen Energieversorgung! Wir machen Erneuerbare aus Überzeugun...
in Walluf

vor 2 h

● Projektleitung ● Freie Mitarbeit ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Mitarbeitererevents



Asset Manager:in Photovoltaik & Batterie Energiebranche

Die Lechwerke AG steht für nachhaltige, zuverlässige und klimafreundliche Energieversorgung im Süd...
in Augsburg

vor 2 h

● Vorstand/Geschäftsführung ● Freie Mitarbeit ● Kinderbetreuung



Chef de Rang (m/w/d) Kloster gaststätte Maria Laach

Im Seehotel Maria Laach können Gäste in 55 Zimmer in sechs unterschiedlichen Kategorien wohnen. ...
in Gleys

vor 2 h

● Festanstellung / Ausbildung ● Weiterbildung



Ingenieur Elektrotechnik als Operator Stromnetzmanagement (w/m/d)

#securityofsupply und #keepingthelightson liegen dir am Herzen? Du magst Verantwortung? Wenn m...
in Berlin

vor 2 h

● Freie Mitarbeit

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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:** Timo Sendner**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:



