E&M daily
DIE TAGESZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

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

STROM

252,85 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

95,83 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

3,6

Prozent erreicht die Solarthermie lediglich als Anteil bei den Kommunen, die Angaben zum künftigen Erzeugungsmix ihrer Wärmenetze machen

POLITIK
Experten kritisieren geplante Offshore-Ausschreibungen

H2-PREISINDEX
Gestehungskosten für grünen Wasserstoff stark gestiegen

WASSERSTOFF
Mainzer Netze lassen die Finger von Wasserstoff-Pipeline

Inhalt

TOP-THEMA
→ **KLIMASCHUTZ:** EU-Emissionshandel könnte Klimaziel 2040 gefährden

POLITIK & RECHT
→ **POLITIK:** Experten kritisieren geplante Offshore-Ausschreibungen
→ **WINDKRAFT OFFSHORE:** Offshore-Windbranche legt Sicherheitskonzept für KRITIS vor
→ **GASNETZ:** Bundesnetzagentur erkennt Methan-Kosten rückwirkend an
→ **IN EIGENER SACHE :** Jetzt die neue E&M-Ausgabe als ePaper lesen!

HANDEL & MARKT
→ **H2-PREISINDEX:** Gestehungskosten für grünen Wasserstoff stark gestiegen
→ **ERDGAS:** Verbände bringen Lieferantenverpflichtung ins Spiel
→ **REGENERATIVE:** Gebündelter Einkauf soll Beschaffungskosten senken
→ **VERTRIEB:** KI-Suche verändert Wechselverhalten
→ **ADVERTORIAL :** Dezentrale Flexibilität für die Energiewende nutzen

TECHNIK
→ **WASSERSTOFF:** Thyssenkrupp Steel kann Wasserstoffeinsatz flexibler hochfahren
→ **SOLARTHERMIE:** Kommunen planen nur geringen Solarthermie-Anteil in Wärmenetzen
→ **ELEKTROMOBILITÄT:** Batterien sollen Dieselmotor auf Bodensee-Autofähre ersetzen
→ **ADVERTORIAL :** Digitalisierung technischer Dokumentation: Erst den Prozess verstehen, dann KI einsetzen

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

→ **STATISTIK DES TAGES:** Anteil von Rechenzentren am gesamten Stromverbrauch

UNTERNEHMEN

→ **WASSERSTOFF:** Mainzer Netze lassen die Finger von Wasserstoff-Pipeline
→ **VERTRIEB:** Eon-Ladebonus für BYD-Fahrer läuft an
→ **VERTRIEB:** Ein besonderer Wärmepumpentarif

MARKTBERICHTE

→ **MARKTKOMMENTAR:** Energiekomplex startet schwächer in die neue Woche

SERVICE

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

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

★ TOP-THEMA

EU-Emissionshandel könnte Klimaziel 2040 gefährden



Studie zum EU-Emissionshandel. Quelle: Ökoinstitut

KLIMASCHUTZ. Eine Analyse des Öko-Instituts zeigt Risiken bei der geplanten Reform des EU-Emissionshandels. Bis zu 620 Millionen zusätzliche Zertifikate könnten das Klimaziel 2040 gefährden.

Der Reformvorschlag der Europäischen Kommission für den europäischen Emissionshandel (EU ETS) könnte die Erreichung des EU-Klimaziels für 2040 erschweren. Zu diesem Ergebnis kommt eine Analyse des Öko-Instituts in Freiburg, im Auftrag des WWF Deutschland.

Demnach reicht die geplante Absenkung der Emissionsobergrenze allein nicht aus, um die Einhaltung des Klimaziels sicherzustellen. Zusätzliche Emissionszertifikate und Überschüsse aus früheren Handelsperioden könnten dazu führen, dass Unternehmen mehr Treibhausgase ausstoßen, als mit dem Klimaziel vereinbar ist.

„Für den Klimaschutz ist nicht nur entscheidend, wie viele neue Emissionszertifikate ausgegeben werden, sondern wie viele insgesamt auf dem Markt verfügbar sind“, sagt Jakob Graichen, Experte für Energiepolitik und Klimaschutz am Öko-Institut. Zusätzliche Zertifikate könnten das EU-Klimaziel für 2040 unterlaufen. Die Reform müsse deshalb verbindlich festlegen, wie viele Emissionen insgesamt noch zulässig seien.

Bis zu 620 Millionen zusätzliche Zertifikate

Nach Berechnungen des Öko-Instituts könnte das Zertifikatsangebot in der fünften Handelsperiode von 2031 bis 2040 die mit dem Klimaziel vereinbare Nachfrage um bis zu 620 Millionen Zertifikate übersteigen. Das entspräche einem zusätzlichen Angebot von bis zu zehn Prozent. Werden diese Zertifikate für Emissionen im EU ETS eingesetzt, müssten andere Wirtschaftssektoren entsprechend mehr Treibhausgase einsparen. Eine zusätzliche Nutzung von Zertifikaten aus der Marktstabilitätsreserve könnte die Zielverfehlung weiter vergrößern.

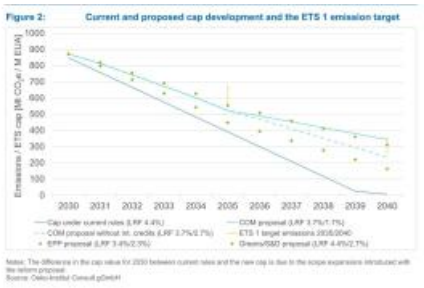
Das Institut empfiehlt deshalb, sämtliche Zertifikate in einem verbindlichen und transparenten Gesamtbudget zu erfassen. Dazu zählen auch Zertifikate, die dauerhafte CO2-Entnahmen aus der Atmosphäre finanzieren oder über den sogenannten Investment Booster klimafreundliche Investitionen unterstützen sollen. Zusätzliche Zertifikate für CO2-Entnahmen sollten nach Ansicht des Öko-Instituts erst ausgegeben werden, wenn die entsprechenden Entnahmen tatsächlich erfolgt sind.

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

Absenkung der Obergrenze bis 2035 beibehalten

Auch bei der jährlichen Absenkung der Emissionsobergrenze sieht das Institut Handlungsbedarf. Die derzeitige Absenkungsrate von 4,4 Prozent sollte bis 2035 bestehen bleiben. Bis dahin dürften die letzten großen Kohlekraftwerke den Markt verlassen haben. Gleichzeitig seien weiterhin überschüssige Emissionszertifikate verfügbar.

Darüber hinaus sollte die Marktstabilitätsreserve weiterhin jährlich 24 Prozent der überschüssigen Zertifikate aufnehmen. Ihre Schwellenwerte müssten stärker an die sinkende Gesamtmenge verfügbarer Zertifikate angepasst werden. Die Reserve soll Angebot und Nachfrage im Emissionshandel ausgleichen und damit verhindern, dass ein Überangebot die Anreize zur Emissionsminderung schwächt.



Vergleich der aktuellen und neu vorgeschlagenen CO2-Reduktionen mit dem ETS1-Ziel - Für Vollbild auf die Grafik klicken
Quelle: Öko-Institut

Emissionsbudgets sektorübergreifend abstimmen

Neben der Ausgestaltung des EU ETS fordert das Öko-Institut eine stärkere Abstimmung der Klimaziele zwischen den Wirtschaftssektoren. Die Emissionsbudgets für den Emissionshandel sollten gemeinsam mit den Budgets für Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft und weitere Bereiche festgelegt werden.

Zusätzliche CO2-Speicherung durch Wälder und andere Landnutzungsformen könne mögliche Lücken beim Klimaschutz nicht zuverlässig schließen. Die Speicherleistungen seien mit erheblichen Unsicherheiten verbunden.
Auch internationale Klimagutschriften nach Artikel 6 des Pariser Klimaabkommens sollten nach Einschätzung des Instituts nicht dazu dienen, verfehlte Emissionsminderungen im EU ETS auszugleichen.

Stattdessen könnten sie dazu beitragen, Zielverfehlungen bei den Klimaschutzbemühungen insgesamt abzusichern, etwa wenn die erwarteten CO2-Speicherleistungen von Wäldern und anderen natürlichen Senken ausblieben. Voraussetzung seien strenge Anforderungen an die Qualität, Anrechnung und Beschaffung der Klimagutschriften.

Die Studie „The EU ETS and the 2040 target“ des Öko-Instituts steht in englischer Sprache im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

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

POLITIK & RECHT



Quelle: Pixabay / Jörn Heller

Experten kritisieren geplante Offshore-Ausschreibungen

POLITIK. Bei einer Bundestagsanhörung zur WindSeeG-Novelle fordern Branchenvertreter Änderungen am Ausschreibungsdesign, mehr Investitionssicherheit und Regeln für die Rückgabe von Projekten.

Die geplante Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) stößt bei Sachverständigen auf unterschiedliche Bewertungen. Bei einer Anhörung des Bundestagsausschusses für Wirtschaft und Energie am 2. November 2026 kritisierten mehrere Experten insbesondere das vorgesehene zweistufige Ausschreibungsverfahren und die Einführung zweiseitiger Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD).

Während Wirtschaftsvertreter und Netzbetreiber Änderungen am Vergabemodell und verbindliche Rückgaberegeln verlangten, begrüßte eine Vertreterin der IG Metall die staatliche Investitionsabsicherung. Der Gesetzentwurf der Bundesregierung sieht vor, das Ausbauziel von 70.000 MW Offshore-Windenergie bis 2045 beizubehalten.

Die Ausschreibungen sollen künftig in zwei Stufen erfolgen. Zunächst sollen Unternehmen angeben, ob sie einen Windpark ohne Förderung errichten können. Falls dies nicht der Fall ist, folgt eine zweite Auktionsrunde, in der sie auf die Höhe eines zweiseitigen Differenzvertrags bieten.

Liegt der Marktstrompreis unter dem vereinbarten Wert, erhält der Betreiber die Differenz. Bei höheren Marktpreisen muss er zusätzliche Erlöse abführen. Außerdem soll die reguläre Betriebsdauer neuer Windparks von 25 auf 35 Jahre steigen. Der Gesetzentwurf sieht weiterhin keine einseitige Rückgabe bereits erteilter Zuschläge vor.

DIHK lehnt staatliche Förderung ab

Niclas Wenz, Referatsleiter erneuerbare Energie bei der Deutschen Industrie- und Handelskammer (DIHK), sprach sich gegen die geplante Einführung von CfDs aus. Der Offshore-Markt benötige keine Förderung mehr, da er funktioniere.

Zudem sollte sich das Ausbauziel an der tatsächlichen Stromnachfrage orientieren. Die Investitionskosten für den Netzausbau sollten nach Ansicht von Wenz teilweise von den Anlagenbetreibern über

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

Baukostenzuschüsse getragen werden. Die Offshore-Umlage solle außerdem in den Bundeshaushalt überführt werden.

Karl-Martin Ehrhart, Professor am Karlsruher Institut für Technologie (KIT), warnte ebenfalls davor, Ausschreibungen ausschließlich an den erwarteten Förderkosten oder Einnahmen für den Staat zu messen. Entscheidend sei, ob die bezuschlagten Projekte tatsächlich gebaut würden.

Er plädierte dafür, Unternehmen die Wahl zwischen einer CfD-Absicherung und einer marktlichen Lösung zu lassen. Zudem könnten dynamische Auktionsverfahren den Wettbewerb verbessern und das Risiko überhöhter Gebote reduzieren.

Netzbetreiber fordern Rückgaberegeln

Für die Übertragungsnetzbetreiber sprach Tetiana Chuvilina, Leiterin Politik und Projektkommunikation bei Tennet Germany. Sie stellte die Realisierung der zwischen 2023 und 2025 vergebenen Offshore-Flächen mit insgesamt 16.000 MW in den Mittelpunkt. Die Novelle müsse verbindliche Mechanismen schaffen, um die Umsetzung der Projekte sicherzustellen und nicht realisierbare Vorhaben zügig zurückzugeben.

Außerdem verlangte sie eine regulatorische Absicherung notwendiger Ersatz- und Reinvestitionen in die Netzanbindungen. Die Betriebsdauer von Windparks müsse langfristig feststehen, damit Netzbetreiber ihre Investitionen planen könnten. Darüber hinaus brauche es einen verbindlichen Planungshorizont für ausländische Flächen in grenzüberschreitenden Kooperationsprojekten.

Auch Andreas Mummert, Leiter Politik bei der Stiftung Offshore-Windenergie, forderte eine einmalige Rückgabeoption für wirtschaftlich nicht mehr tragfähige Zuschläge aus den Jahren 2023 bis 2025.

Dies unterstützte Stefan Thimm, Geschäftsführer des Bundesverbands Windenergie Offshore (BWO). Er verwies auf die seit anderthalb Jahren ausgebliebenen erfolgreichen Ausschreibungen. Er plädierte für ein reines CfD-Modell, das Erlösrisiken reduziere und Investitionssicherheit schaffe. Zudem müsse das Gesetz eine Indexierung vorsehen, um Kostensteigerungen bei Rohstoffen, Turbinen und Finanzierung zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme auszugleichen. Bis zur Inbetriebnahme vergingen üblicherweise fünf bis sieben Jahre.

BDEW verlangt einstufiges Verfahren

Für den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) sprach sich Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae ebenfalls gegen das geplante zweistufige Verfahren aus. Stattdessen solle die Vergabe direkt auf Basis zweiseitiger, indexierter Differenzverträge erfolgen. Außerdem schlug der BDEW eine Obergrenze von einem Zuschlag pro Bieter und Jahr sowie eine Sicherheitsleistung von rund 100 Millionen Euro je GW bei CfD-Ausschreibungen vor.

Andreae begrüßte die geplante Verlängerung der Betriebsdauer auf 35 Jahre. Zugleich müsse der Gesetzgeber die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Offshore-Netzanbindung anpassen. Darüber hinaus fordert der BDEW ein Unterziel von 10.000 MW für grenzüberschreitende Kooperationsprojekte innerhalb des Ausbauziels von 70.000 MW bis 2045. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

WERBUNG

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



Offshore-Windbranche legt Sicherheitskonzept für KRITIS vor


Quelle: Georg Eble

WINDKRAFT OFFSHORE. Der Bundesverband Windenergie Offshore zeigt in einem Whitepaper, wie bestehende Sicherheitsstandards an die Anforderungen des KRITIS-Dachgesetzes angepasst werden können.

Der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) hat ein Whitepaper zu den Sicherheitsanforderungen für Offshore-Windparks veröffentlicht. Darin erläutert der Verband, wie bestehende Sicherheits- und Managementsysteme der Betreiber zur Umsetzung des KRITIS-Dachgesetzes beitragen können und an welchen Stellen branchenspezifische Anpassungen notwendig sind.

Nach Einschätzung des BWO verfügen Offshore-Windparkbetreiber bereits über umfassende Sicherheitsstrukturen zum Schutz der kritischen Energie-Infrastruktur. Bei der Konkretisierung der gesetzlichen Anforderungen sollte deshalb auf diesen Strukturen aufgebaut werden. Neue Vorgaben dürften nicht dazu führen, dass Doppelstrukturen entstehen oder das bestehende Schutzniveau sinkt.

Das Whitepaper trägt den Titel „Vom Beitrag zum Maßstab: Sektorspezifische Anforderungen in der maritimen Sondersituation“. Es soll eine fachliche Grundlage für die Ausgestaltung der Sicherheitsanforderungen an die Offshore-Windbranche liefern und die Besonderheiten des Betriebs auf See berücksichtigen.

Andere Bedingungen als an Land

Der BWO verweist insbesondere auf die besonderen geografischen und operativen Bedingungen von Offshore-Windparks. Anders als kritische Infrastrukturen an Land liegen die Anlagen weit draußen auf See. Betreiber und Einsatzkräfte können sie nur bei geeigneten Wetterbedingungen mit Schiffen oder

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

Hubschraubern erreichen. Zudem verteilen sich die staatlichen Zuständigkeiten im maritimen Raum auf verschiedene Stellen.

Sicherheitsanforderungen, die für Anlagen an Land entwickelt wurden, lassen sich deshalb nicht ohne Weiteres auf Offshore-Windparks übertragen. Vielmehr müssten die Vorgaben an die eingeschränkte Erreichbarkeit und die besonderen Zuständigkeiten auf See angepasst werden. Ziel sei es, einen wirksamen Schutz der Anlagen sicherzustellen und gleichzeitig unnötige zusätzliche Strukturen zu vermeiden.

„Die Offshore-Windbranche bringt sich seit Beginn der Debatte um den Schutz kritischer Infrastruktur kooperativ und proaktiv ein“, unterstrich BWO-Geschäftsführer Stefan Thimm. Die Betreiber verfügten bereits über ein hohes Schutzniveau. „Wer die Anforderungen des KRITIS-Dachgesetzes ausgestaltet, sollte bestehende Strukturen berücksichtigen, statt Doppelstrukturen zu schaffen, die schlimmstenfalls in einem niedrigeren Schutzniveau resultieren“, mahnte Thimm.

Rund 30 Betreiberpflichten untersucht

Für die Ausarbeitung des Whitepapers hat der Verband nach eigenen Angaben rund 30 Betreiberpflichten daraufhin geprüft, ob sich bestehende Anforderungen und Erfüllungsmodelle unverändert auf den Offshore-Betrieb übertragen lassen. In den meisten Fällen sei dies möglich. Teilweise müssten allerdings Reaktionszeiten oder Zugangsbedingungen angepasst werden. Nur bei wenigen Anforderungen seien tatsächlich andere Lösungsansätze für den Betrieb auf See erforderlich.

Eine Grundlage für die Entwicklung branchenspezifischer Vorgaben bietet laut BWO Paragraf 14 des KRITIS-Dachgesetzes. Dieser sieht ausdrücklich vor, dass Betreiber und ihre Verbände eigene sektorspezifische Standards vorschlagen können. Der BWO will mit seinem Whitepaper die maritime Perspektive in diesen Prozess einbringen.

Der Verband plädiert damit dafür, vorhandene Sicherheits- und Managementsysteme als Ausgangspunkt für die weitere Regulierung zu nutzen und nur dort zusätzliche Anforderungen einzuführen, wo die besonderen Bedingungen auf See dies erforderlich machen.

Das Whitepaper des BWO steht im Internet zum Download zur Verfügung. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

Bundesnetzagentur erkennt Methan-Kosten rückwirkend an


Quelle: Shutterstock

GASNETZ. Die Bundesnetzagentur stuft betriebliche Mehrkosten aus der EU-Methanverordnung rückwirkend ab August 2024 als volatile Kosten ein. Die Regelung „KOMET“ gilt bis Ende 2027.

Die Bundesnetzagentur erkennt zusätzliche Betriebskosten von Gasnetzbetreibern an, die durch die Umsetzung der europäischen Methanverordnung entstehen. Die Beschlusskammer 9 hat dazu das Festlegungsverfahren KOMET (BK9-26/620-1 bis BK9-26/620-5) abgeschlossen. Die Kosten können als volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) berücksichtigt werden. Die Festlegung gilt rückwirkend ab dem 5. August 2024 und ist bis zum 31. Dezember 2027 befristet.

Die Methanverordnung der Europäischen Union (EU) ist am 5. August 2024 in Kraft getreten. Sie verpflichtet Betreiber fossiler Energieinfrastrukturen im Öl- und Gassektor unter anderem zu Maßnahmen zur Überwachung und Verringerung von Methanemissionen. Die Verordnung ist Teil des EU-Klimapakets „Fit for

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

55“, mit dem die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber 1990 sinken sollen.

Mit der Festlegung schafft die Behörde die regulatorische Grundlage, um die zusätzlichen operativen Aufwendungen der Gasnetzbetreiber bei den Erlösobergrenzen zu berücksichtigen. Die Regelung richtet sich an Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die der Anreizregulierung unterliegen und in den Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur oder der Landesregulierungsbehörden von Berlin, Brandenburg, Bremen und Schleswig-Holstein fallen.

Kostenanerkennung ab August 2024

Die Beschlusskammer hat sich nach einer Konsultation für eine rückwirkende Anwendung ab dem Inkrafttreten der EU-Verordnung entschieden. Damit können auch Aufwendungen berücksichtigt werden, die Netzbetreibern bereits im Jahr 2024 entstanden sind. Nach Einschätzung der Behörde war dieses Jahr allerdings vor allem durch organisatorische, technische und prozessuale Vorbereitungen geprägt. Die kostenintensiveren Maßnahmen dürften überwiegend erst ab 2025 angefallen sein.

Dazu zählen insbesondere die flächendeckende Durchführung von LDAR-Untersuchungen (Leak Detection and Repair), die Beauftragung externer Dienstleister sowie die Beschaffung und der Einsatz spezialisierter Messtechnik. Auch Folgemaßnahmen zur Beseitigung der bei den Untersuchungen festgestellten Methanleckagen verursachen zusätzliche Kosten.

Die Bundesnetzagentur begründet die rückwirkende Anerkennung damit, dass Netzbetreiber in den Jahren 2024 bis 2026 durchgehend höhere Aufwendungen als im maßgeblichen Basisjahr 2020 zu tragen gehabt hätten. Die nachträgliche Anpassung der Kostenanteile wirke sich deshalb ausschließlich vorteilhaft für die betroffenen Unternehmen aus.

36 Stellungnahmen im Konsultationsverfahren

Die Behörde hatte den Festlegungsentwurf am 1. September 2026 veröffentlicht und den betroffenen Unternehmen sowie Vertretern der Wirtschaft Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Insgesamt gingen 36 Stellungnahmen ein. Die grundsätzliche Einstufung der Kosten als volatile Kostenanteile wurde begrüßt.

Mehrere Beteiligte forderten allerdings, den Katalog der anerkennungsfähigen Aufwendungen auszuweiten. Neben den eigentlichen Messungen sollten auch Berichts- und Dokumentationspflichten, zusätzlicher Verwaltungsaufwand sowie methanverordnungsbedingte Schulungs- und Weiterbildungskosten berücksichtigt werden. Zudem wiesen Netzbetreiber darauf hin, dass die Aufteilung der Kostenarten und die erforderlichen Nachweise zusätzlichen bürokratischen Aufwand verursachen könnten.

Weitere Stellungnahmen betrafen die zeitliche Ausgestaltung der Festlegung. Unternehmen kritisierten insbesondere die Befristung bis Ende 2027. Da die Anforderungen der Methanverordnung schrittweise zunehmen und weitere Pflichten bei Messung und Berichterstattung hinzukommen, sei eine angemessene Abbildung der tatsächlichen Mehrkosten erst zu einem späteren Zeitpunkt möglich.

Teilweise wurde eine Verlängerung bis 2033 oder eine erneute Festlegung ab 2028 gefordert. Die Beschlusskammer hält dennoch an der Befristung bis zum 31. Dezember 2027 fest, wegen des Endes der Regulierungsperiode.

Die Festlegung „Komet“ der Bundesnetzagentur steht im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

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

Jetzt die neue E&M-Ausgabe als ePaper lesen!



Quelle: E&M

IN EIGENER SACHE . Unsere November-Ausgabe 2026 ist erschienen. Lesen Sie sie bequem und einfach auf Ihrem Smartphone und Tablet! Einfach dafür einloggen. Ein Blick in die Inhalte dieser Ausgabe.

Die neue Printausgabe der E&M ist da. Alles dazu finden Sie auf unserer Info-Seite.
Einige Themen der Ausgabe vom 2. November 2026:

- **Titel:** Wärmewende als „Chance und Herausforderung“
- **Die Seite 3:** Die Türkei setzt bei erneuerbaren Energien auf Meer-Windkraft
- **E&M-Preis:** Michael Teigeler, Geschäftsführer der Stadtwerke Heidelberg Energie, ist „Energiemanager des Jahres 2026“
- **E&M-Interview:** Fenecon-Chef Feilmeier über China, Großspeicher und Netzanschlüsse
- **BHKW-Ranking:** Die renommierte Branchenumfrage von Energie & Management
- **E&M-Rechteck:** Die Gasnetztransformation hänt am Energiewirtschaftsgesetz

Wenn Sie einen E&M-Online-Zugang haben, müssen Sie sich nur oben rechts bei „LOGIN“ einloggen. Sodann öffnet sich die E&M-Startseite. Auf dieser klicken Sie oben auf den Reiter „EPAPER“ und alle Ausgaben der E&M erscheinen. // VON REDAKTION

Diesen Artikel können Sie teilen:

Zum Inhalt

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

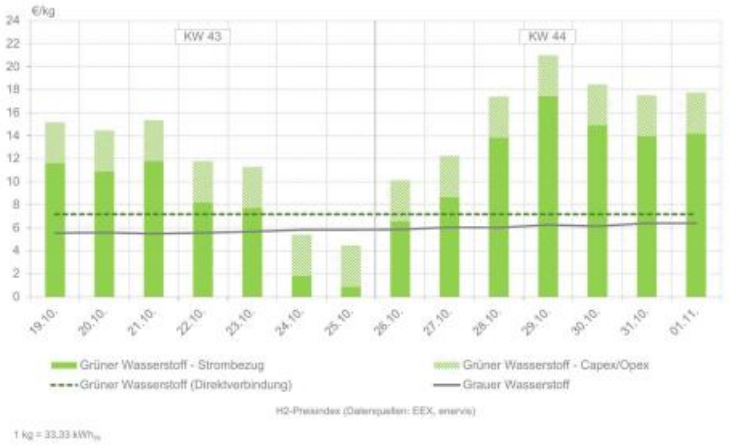
HANDEL & MARKT



Quelle: E&M / Shutterstock, wanpatsorn

Gestehungskosten für grünen Wasserstoff stark gestiegen

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.



Der H2-Preisindex in den Kalenderwochen 43 und 44

- Zur Vollansicht auf die Grafik klicken -

Quelle: Enervis

Die Gestehungskosten für strommarktbasierten grünen Wasserstoff sind in der vergangenen Woche wieder stark gestiegen. Das Zweiwochenhoch lag bei 21,00 Euro/kg, das Zweiwochentief bei 4,46 Euro/kg. Im Wochenmittel ist der Preis von 11,12 auf 16,36 Euro/kg gestiegen.

Die Gestehungskosten für grauen Wasserstoff bewegten sich im Wochenverlauf zwischen 5,48 und 6,39 Euro/kg. Das Preisniveau lag mit zwei Ausnahmen unterhalb des strommarktbasierten Wasserstoffs sowie weiterhin unterhalb der Insellösung aus Erneuerbaren-Energie-Anlage und Elektrolyseur.

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

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

WERBUNG



Verbände bringen Lieferantenverpflichtung ins Spiel


Speicherstandort Bernburg in Sachsen-Anhalt. Quelle: VNG

ERDGAS. FNB Gas und INES legen ein Impulspapier zur Wintervorsorge vor: Neben der nationalen Gasreserve soll eine Lieferantenverpflichtung die Ausspeicherleistung bis zum Winterende sichern.

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

Die deutschen Erdgasspeicher starten so schwach gefüllt wie nie in den Winter. Zum 1. November 2026 lag der bundesweite Füllstand bei 61,6 Prozent. Für die Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB), die von einem historischen Tiefststand für diesen Zeitpunkt des Jahres sprechen, zeigt die Entwicklung, dass neben der Krisenvorsorge auch die marktliche Wintervorsorge an die veränderten Bedingungen des Erdgasmarkts angepasst werden muss. Hintergrund ist, dass durch die Nahostkrise die Gaspreise auch im Sommer hoch waren. Der sonst übliche Sommer-Winter-Spread fehlte und damit auch der wirtschaftliche Anreiz zur Befüllung der Speicher.

Die von der Bundesregierung bereits auf den Weg gebrachte nationale Gasreserve begrüßt der Branchenverband als wichtigen Beitrag zur Krisenvorsorge. Sie soll bei externen Vorfällen, etwa beim Ausfall wichtiger Importinfrastruktur, ausreichende Gasmengen verfügbar halten und die Netzstabilität sichern. Für die Wintervorsorge in der neuen Marktordnung genügt sie nach Einschätzung von FNB jedoch nicht. Gemeinsam mit der Initiative Energien Speichern (INES) haben die Netzbetreiber deshalb ein Impulspapier vorgelegt, das ein klar definiertes Niveau der Versorgungssicherheit durch Gasmengen in Speichern fordert.

Die zentrale Erkenntnis: Die Importe aus Norwegen, den Niederlanden, Belgien und über LNG-Terminals können zusammen nur rund 3 TWh pro Tag bereitstellen. An sehr kalten Wintertagen kann der Gasbedarf in Deutschland jedoch bis zu 6 TWh pro Tag erreichen. Die Differenz müssen die Speicher decken. Allerdings müsse dabei berücksichtigt werden, dass mit sinkendem Füllstand die technisch verfügbare Ausspeicherleistung kontinuierlich abnimmt.

Speicherverpflichtung: Ministerium zeigt sich offen

Ziel der jetzt ins Spiel gebrachten Lieferantenverpflichtung ist es, diese Ausspeicherleistung bis zum Winterende zu sichern. Die Bilanzkreisverantwortlichen müssten zum 1. Februar eines Jahres definierte Gasmengen in Speichern vorhalten, blieben bei der Bewirtschaftung ihrer Speicher und Portfolios aber weitgehend flexibel. Die Verbände halten einen Wert von 35 Prozent für sinnvoll. Da das Modell auf bestehenden Prozessen und Systemen aufbauen kann, bliebe der administrative Aufwand gering, heißt es. Ines begrüßt, dass sich das Bundeswirtschaftsministerium offen für eine Diskussion darüber gezeigt hat.

Der FNB-Gas-Vorstandsvorsitzende Matthias Jenn warnt, ohne ein zusätzliches marktliches Instrument stehe man in einem Jahr vor exakt derselben Situation. Ines-Geschäftsführer Sebastian Heinermann: „Die verfehlten Füllstandsvorgaben zeigen, dass die Speicherbefüllung für kommende Winter verbindlicher abgesichert werden muss. Jetzt müssen wir sehr zeitnah über konkrete Ausgestaltungsmöglichkeiten einer Speicherverpflichtung sprechen, damit diese zeitnah gesetzlich verankert werden kann."

In Deutschland gibt es 40 Gasspeicherstandorte, Kavernenspeicher in Salzstöcken und Porenspeicher in durchlässigen Gesteinsformationen. Die Gesamtkapazität wird mit 250 TWh angegeben.

Das Impulspapier Versorgungssicherheit mit Speichern im aktuellen und zukünftigen Erdgassystem steht Online zur Verfügung. // VON GÜNTER DREWNITZKY

Zum Inhalt

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

Gebündelter Einkauf soll Beschaffungskosten senken



Die zweite Sammelausschreibung 2026 beschaffte Ökostrom mit Herkunftsnachweis
Quelle: Asew

REGENERATIVE. Das Netzwerk Asew hat für 17 Stadtwerke mehr als 330 GWh Herkunftsnachweise beschafft. Die Preise lagen deutlich über dem Vorjahresniveau.

Die Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung (Asew) hat im Rahmen ihrer zweiten Sammelausschreibung 2026 mehr als 330 Millionen kWh Herkunftsnachweise (HKN) für Ökostrom beschafft. Insgesamt beteiligten sich 17 Stadtwerke an der Ausschreibung. Die georderten Mengen verteilen sich auf drei Qualitätsstufen und Produktionsjahre bis einschließlich 2029. Den größten Anteil machten die Lieferjahre 2027 und 2028 aus, so das Stadtwerke-Netzwerk mit Sitz in Köln.

Das Beschaffungsvolumen fiel damit geringer aus als bei der ersten Asew-Sammelausschreibung 2026 im Frühjahr. Damals hatte das Netzwerk rund 600 Millionen kWh für 16 Stadtwerke beschafft.

„Mit der Bündelung der Nachfrage schaffen wir für unsere Mitglieder attraktive Marktchancen und reduzieren zugleich den individuellen Beschaffungsaufwand erheblich“, sagt Patrick Niehaves, Senior Projektmanager Umweltaussagen und Kompensation bei der ASEW. Auch bei der aktuellen Ausschreibung habe das Netzwerk nach eigenen Angaben gute Preise ausgehandelt.

Preise deutlich über Vorjahresniveau

Die Preise für Herkunftsnachweise aus dem europäischen Verbundnetz lagen bei der Ausschreibung je nach Produktionsjahr und Technologie zwischen 1,90 und 2,10 Euro pro 1.000 kWh. Damit bewegten sie sich deutlich über dem Niveau des Vorjahres. Ende Oktober 2025 kosteten vergleichbare Herkunftsnachweise noch rund einen Euro pro 1.000 kWh.

Bis zum Jahresende waren die Preise auf etwa 0,60 Euro pro 1.000 kWh gesunken.
Seitdem habe sich der Marktpreis wieder erhöht. Nach zwischenzeitlichen Rückgängen im März und Juni 2026 stiegen die Notierungen bis Mitte September auf rund 2 Euro pro MWh. Die Entwicklung zeigt nach Einschätzung der Asew, dass die Marktbeobachtung für Stadtwerke an Bedeutung gewinnt. „Die Entwicklung der vergangenen zwölf Monate zeigt, wie dynamisch der Markt für Herkunftsnachweise geworden ist“, erklärt Christian Esseling, stellvertretender Abteilungsleiter Energievertrieb & Kunde bei der Asew.

Wasserkraft beeinflusst das Angebot

Auf der Angebotsseite prägt weiterhin die hydrologische Situation die Preisentwicklung. Zwar lag die Solarstromproduktion im August deutlich über dem Vorjahreswert. Gleichzeitig ging die Wasserkrafterzeugung aufgrund niedriger Speicherstände und unterdurchschnittlicher Niederschläge zurück. Insgesamt fiel das Erzeugungsniveau dadurch leicht geringer aus. Besonders in den nordischen Ländern und in der Alpenregion blieb die Situation angespannt.

Höhere Niederschläge sorgten zuletzt für eine leichte Entspannung. Dennoch dürfte die Wasserkrafterzeugung weiterhin unter dem langjährigen Durchschnitt liegen. Das stützt nach Einschätzung der ASEW die Erwartungen an ein kurz- bis mittelfristig stabiles Preisniveau. Mit dem Ende des Sommers nimmt zudem die Bedeutung der Solarstromerzeugung saisonal ab. Damit rückt die stärker schwankende Windstromproduktion wieder stärker in den Fokus.

Deutsche Nachfrage steigt um sechs Prozent

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

Auch die Nachfrage nach Herkunftsnachweisen entwickelt sich weiter nach oben. Laut den jüngsten Zahlen des Register-Dachverbands Association of Issuing Bodies (AIB) stieg die deutsche Nachfrage im Entwertungszeitraum 2025 von 222 auf 235 Milliarden kWh. Das entspricht einem Zuwachs von rund 6 Prozent gegenüber dem Vorjahr.

Zudem nahm die Handelsaktivität nach einem ruhigen Spätsommer seit Ende der Sommerferien wieder zu. Mit der Rückkehr der Marktteilnehmer aus der Sommerpause verbesserte sich auch die Marktliquidität.

// VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

KI-Suche verändert Wechselverhalten



Quelle: Pixabay / lukasbieri

VERTRIEB. Bei der Such nach einem Stromvertrag hilft verstärkt die KI. Wer sie nutzt und wer profitiert, wurde nun untersucht.

Überraschend ist die Erkenntnis nicht: Kunden nutzen bei der Suche nach einem neuen Stromtarif immer mehr KI-Modelle wie Chat GPT oder Google Gemini. Auch nicht überraschend: Vor allem jüngere Verbraucher unter 30 Jahren nutzen neben Kundenbewertungsportalen auch KI-Anwendungen, um sich über die Angebote der Energieversorger zu informieren.

Dabei geht es nicht ausschließlich um den günstigsten Arbeitspreis. Auch Vertragsbedingungen, mögliche Fallstricke und die Herkunft des Stroms werden recherchiert. Das geht aus einer Untersuchung des Kölner Marktforschungsunternehmens Sirius Campus hervor.

Die KI-gestützte Suche führt laut einer Mitteilung deutlich häufiger zu einem Tarifwechsel beim bisherigen Stromlieferanten als zu einem vollständigen Anbieterwechsel. Für Stadtwerke und andere regionale Versorger könnte dies eine Möglichkeit sein, wechselwillige Kunden im Unternehmen zu halten.

Allerdings müssen ihre Angebote bei der digitalen Suche auch gefunden werden. Sirius-Campus-Geschäftsführer Oliver Gaedeke sieht darin eine Chance, durch eine „professionelle GEO-Strategie“ besondere Beratungs- und Leistungsangebote kleinerer Energieanbieter sichtbar zu machen. GEO steht für Generative Engine Optimization und bezeichnet die Optimierung von Inhalten für KI-gestützte Suchsysteme.

Niedriger Preis allein reicht nicht mehr aus

Die Untersuchung zeigt außerdem, dass Gütesiegel, positive Kundenbewertungen und zusätzliche Dienstleistungen die Tarifentscheidung beeinflussen. Ein niedriger Preis allein reicht demnach nicht aus, um sämtliche Kundengruppen anzusprechen. Höhere Preise können laut Sirius Campus durch Zusatzleistungen, Preisgarantien und ein positives Anbieterimage teilweise ausgeglichen werden.

Der deutsche Strommarkt ist von unterschiedlichen Kundengruppen geprägt. Während ein Teil der Haushalte regelmäßig nach günstigeren Angeboten sucht und den Versorger wechselt, hält ein anderer seinem Anbieter über Jahre die Treue.

Demnach haben 26 Prozent der Haushalte innerhalb der vergangenen zehn Jahre mindestens dreimal den Stromanbieter gewechselt. Die Preis-Hopper orientieren sich vor allem an den Kosten. Dagegen sind 30 Prozent der Haushalte ihrem bisherigen Versorger im gleichen Zeitraum treu geblieben.

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

Auf Stadt- und Gemeindewerke entfallen allerdings nur 36 Prozent der Neuabschlüsse, obwohl sie einen Marktanteil von 61 Prozent besitzen. Überregionale Energieversorger erreichen dagegen 28 Prozent der Neuabschlüsse bei einem Marktanteil von 18 Prozent. Auch Ökostromanbieter und günstige Online-Anbieter gewinnen gemessen an ihrer Marktposition überdurchschnittlich viele Neukunden.

Für die Studie „Angebots- und Treuestrategien im Markt der Strom- und Gastarife“ befragte Sirius Campus nach eigenen Angaben im September 2026 insgesamt 925 Personen, die in ihren Haushalten über Energieverträge entscheiden oder mitentscheiden. Die Untersuchung ist nach Angaben des Unternehmens repräsentativ für die privaten Haushalte in Deutschland. // VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

Dezentrale Flexibilität für die Energiewende nutzen



Quelle: TransnetBW GmbH

ADVERTORIAL . Pilotprojekte zeigen, wie dezentrale Flexibilität netzdienlich eingesetzt werden kann. Für die Skalierung lastseitiger Flexibilität sind digitale Ende-zu-Ende-Prozesse erforderlich.

Mit dem Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen geht eine zunehmende Volatilität der Erzeugung einher, so dass sich der Netzbetrieb grundlegend verändert. Gleichzeitig entstehen durch Batteriespeicher, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge Millionen neuer Flexibilitäten im Energiesystem.

Welche Größenordnungen dabei zu erwarten sind, zeigen die drei Szenariorechnungen des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2037/2045 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Für 2037 geht der Netzentwicklungsplan in einem mittleren Szenario von rund 33,6 Millionen Elektrofahrzeugen, 8,7 Millionen Wärmepumpen sowie Kleinbatteriespeichern mit einer Leistung von 59,5 GW aus.

Diese Entwicklung bedeutet für Übertragungsnetzbetreiber wie TransnetBW nicht nur eine Herausforderung, sondern auch die Chance, den flexiblen Verbrauch dieser Anlagen als zusätzliche Systemressource zu erschließen und damit das Netz gezielt zu entlasten.

Doch wie funktioniert das konkret? Erkennt der Netzbetreiber einen drohenden Netzengpass, kann er über Aggregatoren auf zuvor gemeldete Flexibilitätspotenziale zugreifen. Die Aggregatoren koordinieren die Anpassung von Verbrauch oder Einspeisung bei freiwillig teilnehmenden Kundinnen und Kunden und setzen die entsprechenden Steuersignale um. Die technische Umsetzung dieser Prozesskette wird bereits heute praktisch erprobt. Mit Pilotprojekten wie OctoFlexBW, DataFleX und Bid-EV treibt TransnetBW gemeinsam mit Partnern die Einbindung dezentraler Flexibilitäten in den Redispatch voran. Darüber hinaus werden Konzepte für einen marktbasierten Einsatz von Flexibilitäten entwickelt, etwa durch geeignete Vergütungsmechanismen und Marktprozesse.

Dabei greifen die Pilotprojekte nicht auf eine isolierte Testumgebung zurück: Die Aggregatoren sind über die Plattform DA/RE bereits an eine operative Plattform für Redispatch- und Flexibilitätsabrufe angebunden. Über die Plattform erfolgt zugleich die Koordination zwischen den beteiligten Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, um Abrufe netzübergreifend abzustimmen. Damit können neue Prozesse auf einer bestehenden digitalen Infrastruktur aufsetzen, statt hierfür parallele Lösungen neu zu entwickeln. Die Herausforderung besteht nun darin, die dort erprobten Prozesse auf Millionen potenzieller Flexibilitäten zu skalieren.

Die in Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Batteriespeichern vorhandene Flexibilität ermöglicht es, Verbrauch und Einspeisung zeitlich so zu verschieben, dass Netzengpässe reduziert werden. Entscheidend

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

ist dabei nicht nur die verfügbare Leistung einer Anlage, sondern auch ihr Standort. Flexibilität kann einen Netzengpass nur dann wirksam reduzieren, wenn sie sich im betroffenen Netzgebiet befindet. Damit werden neben der Leistung und dem Typ eines Geräts, auch Informationen relevant, die die Wirkung auf das Netz enthalten.

Die erforderlichen Informationen werden heute häufig über verschiedene Systeme, Akteure und Prozesse hinweg ausgetauscht. Stammdaten werden oftmals mehrfach gespeichert, gepflegt und weitergegeben. Isolierte Digitalisierungsschritte und geschlossene Datenökosysteme reichen deshalb nicht aus. Für eine einfache Integration der Anlagen in den Netzbetrieb sind hochautomatisierte und skalierbare Ende-zu-Ende-Prozesse über Unternehmens- und Systemgrenzen hinweg erforderlich.

Genau hier setzt die nächste Innovationsstufe an. TransnetBW arbeitet an digitalen Lösungsansätzen, die es Aggregatoren, Netzbetreibern und weiteren Marktakteuren ermöglichen sollen, Anlagen sicher zu authentifizieren und relevante Informationen standardisiert bereitzustellen. Maschinenidentitäten, digitale Produktpässe und digitale Zwillinge könnten künftig die Grundlage für vertrauenswürdige, automatisierte und KI-gestützte Flexibilitätsprozesse bilden.

Projekte wie Wallet-Laden untersuchen gemeinsam mit Partnern, wie digitale Identitäten, Wallet-Technologien und standardisierte Datennachweise im eIDAS-2.0-Umfeld für die Energiewirtschaft genutzt werden können. Ziel ist es, Informationen zwischen Anlagen, Aggregatoren und Netzbetreibern vertrauenswürdig und automatisiert auszutauschen. Noch handelt es sich dabei überwiegend um Pilot- und Laboranwendungen. Der nächste Schritt muss die Überführung dieser Ansätze in den Feldbetrieb sein.

Automatisierte Prozesse zur Registrierung, Verifizierung, Aktivierung und Vergütung von Flexibilität erleichtern es, dezentrale Ressourcen sicher und skalierbar in Netzbetrieb und Versorgungssicherheit zu integrieren. Die Energiewende umfasst daher mehr als nur die Dekarbonisierung der Stromerzeugung und den Ausbau der Stromnetze. Sie braucht auch eine beschleunigte Elektrifizierung der bisher von fossilen Energien geprägten Sektoren Mobilität und Wärme. Um die dabei entstehenden Potenziale dezentraler Flexibilität netzdienlich in die energiewirtschaftlichen Prozesse zu integrieren, ist eine digitale Infrastruktur für die sichere Zusammenarbeit erforderlich.

TransnetBW sucht Partner aus Energiewirtschaft, Industrie, IT und Forschung, um gemeinsam die Grundlage für einen flexiblen, digitalen und resilienten Netzbetrieb der Zukunft zu schaffen.

Autoren
Dr. Rainer Enzenhöfer, Lead Spezialist Disruptive Entwicklungen Netzwirtschaft, TransnetBW und Dr. Maximilian Hödl, Spezialist Innovationsprojekte Netzwirtschaft, TransnetBW // VON ADVERTORIAL

Diesen Artikel können Sie teilen: Zum Inhalt

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

TECHNIK



Quelle: iStock / Frank Harms

Thyssenkrupp Steel kann Wasserstoffeinsatz flexibler hochfahren

WASSERSTOFF. Thyssenkrupp Steel bereitet eine neue Wasserstoffausschreibung vor. Das Projekt „tkH2Steel“ soll es ermöglichen, die Direktreduktionsanlage mit Wasserstoff zu versorgen.

Thyssenkrupp Steel hat für sein Dekarbonisierungsprojekt „tkH2Steel“ in Duisburg einen Änderungsbescheid zu den Förderauflagen erhalten. Die EU-Kommission hatte zuvor bestätigt, dass die Anpassungen mit dem europäischen Beihilferecht vereinbar sind. Damit kann der Konzern den geplanten Wasserstoffeinsatz in seiner neuen Direktreduktionsanlage – eine Industrieanlage zur Stahlherstellung – stärker an der tatsächlichen Marktentwicklung ausrichten, teilte Thyssenkrupp mit.

Seit der ursprünglichen Förderentscheidung haben sich nach Angaben des Konzerns insbesondere die Erwartungen an die Verfügbarkeit und die Kosten von grünem Wasserstoff nicht erfüllt. Erzeugungskapazitäten, Transportinfrastruktur und Importmöglichkeiten entwickeln sich langsamer als zunächst angenommen. Zugleich liegen die Wasserstoffpreise über den ursprünglichen Kalkulationen. Daher war der Änderungsbescheid zur Förderung Projektes notwendig geworden.

„Mit tkH2Steel setzen wir eines der weltweit größten industriellen Dekarbonisierungsprojekte um. Der angepasste Förderbescheid gibt uns die notwendige Planungssicherheit für den fortschreitenden Bau“, erklärte Philipp Conze, Finanzvorstand von Thyssenkrupp Steel.

Mit dem bestandskräftigen Änderungsbescheid bereitet Thyssenkrupp Steel eine weitere Ausschreibung zur langfristigen Wasserstoffversorgung der Direktreduktionsanlage vor. Das Verfahren soll nach Unternehmensangaben in Kürze beginnen. Im Frühjahr vergangenen Jahres hatte der Konzern seine Ausschreibung gestoppt (wir berichteten).

Wasserstoffanteil soll schrittweise steigen

Der angepasste Förderbescheid ermöglicht gibt dem Unternehmen nun mehr Spielraum beim Übergang von Erdgas auf Wasserstoff. Die Direktreduktionsanlage kann beide Energieträger sowie Mischungen daraus einsetzen. Dadurch kann Thyssenkrupp Steel den Wasserstoffanteil schrittweise erhöhen, sobald entsprechende Mengen zu wirtschaftlich tragfähigen Preisen verfügbar sind.

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

Nach Angaben des Unternehmens lassen sich bereits beim Betrieb mit Erdgas die CO2-Emissionen gegenüber der bisherigen kohlebasierten Hochofenroute um mehr als 50 Prozent reduzieren. Langfristig hält Thyssenkrupp Steel am vollständigen Wasserstoffbetrieb fest. Wie schnell dieser erreicht wird, hängt laut dem Konzern jedoch von der Verfügbarkeit des Energieträgers, den Bezugskosten und der Nachfrage nach CO2-reduziertem Stahl ab.

Die erste Ausschreibung hatte laut Konzern bereits Erkenntnisse über das Preisniveau, verfügbare Liefermengen und mögliche Lieferketten erbracht. Diese Ergebnisse sollen ebenso wie die geänderten Förderauflagen in das neue Vergabeverfahren einfließen. Mit einer Jahreskapazität von 2,5 Millionen Tonnen direkt reduziertem Eisen könnte die Anlage künftig zu den größten industriellen Wasserstoffverbrauchern Europas gehören.

Parallel zur Anpassung der Förderbedingungen setzt der Konzern den Bau der Direktreduktionsanlage fort. Das Anlagenkonzept kombiniert eine wasserstofffähige Direktreduktionsanlage mit zwei Einschmelzern. Diese sollen das direkt reduzierte Eisen so aufbereiten, dass Thyssenkrupp Steel die bestehenden nachgelagerten Produktionsprozesse im Stahlwerk weiter nutzen kann. Damit will das Unternehmen auch künftig sämtliche bislang produzierten Stahlgüten anbieten. (hr) // VON HEIDI ROIDER

Zum Inhalt

WERBUNG



Kommunen planen nur geringen Solarthermie-Anteil in Wärmenetzen



Quelle: Shutterstock

SOLARTHERMIE. Eine Studie von Fraunhofer ISE und Öko-Institut zeigt: Trotz vorhandener Potenziale spielt Solarthermie in den kommunalen Wärmeplänen bislang nur eine Nebenrolle.

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

In den kommunalen Wärmeplänen deutscher Städte und Gemeinden spielt Solarthermie bislang eine untergeordnete Rolle. Das geht aus der Untersuchung „Kommunale Wärmeplanung in Deutschland – Auswertung abgeschlossener Wärmepläne im Projekt KOMpare (Stand 07/2026)“ von Fraunhofer ISE und Öko-Institut hervor. Laut einer aktuellen Mitteilung werteten die Forschenden 377 Wärmepläne aus, die insgesamt 938 Kommunen umfassen. Darin beziffern die Kommunen das Potenzial der Solarthermie auf rund 457 Milliarden kWh pro Jahr. Damit liegt die Technologie bei den erfassten Energiepotenzialen an erster Stelle.

In den Szenarien für die Wärmeversorgung des Jahres 2045 findet sich die Solarthermie hingegen deutlich seltener wieder. „Die Sonne steht bei den Potenzialen ganz oben, in den konkreten Wärmeplanungen aber weit unten. Das passt nicht zusammen“, erklärte Carsten Körnig, Hauptgeschäftsführer des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW-Solar), in einer Pressemitteilung vom 2. November. Weniger als 40 Prozent der untersuchten Kommunen berücksichtigen demnach die Technologie in ihren Planungen. Bei den Kommunen, die Angaben zum künftigen Erzeugungsmix ihrer Wärmenetze machen, erreicht Solarthermie lediglich einen Anteil von 3,6 Prozent.

Nach einer Befragung des Kompetenzzentrums Kommunale Wärmewende (KWW) unter 778 Städten, Gemeinden und Landkreisen befinden sich mittlerweile 40 Prozent der teilnehmenden Kommunen in der Umsetzungsphase ihrer Wärmeplanung. Ein Jahr zuvor lag dieser Anteil noch bei 17 Prozent. Weitere 32 Prozent erarbeiten derzeit ihre Wärmepläne, während 18 Prozent entsprechende Vorbereitungen treffen. Damit rücken Entscheidungen über die künftige Erzeugungsstruktur der Wärmenetze in den Vordergrund. Der BSW-Solar fordert deshalb, Solarthermie sowohl bei der Konkretisierung der kommunalen Wärmepläne als auch in den Transformationsplänen der Netzbetreiber stärker zu berücksichtigen.

Nach Angaben des BSW-Solar existieren bundesweit rund 3.800 Wärmenetze. Dem stehen etwa 75 große Solarthermie-Freiflächenanlagen gegenüber. Der Verband sieht insbesondere bei der Integration in bestehende Netze und bei der Planung neuer Versorgungsgebiete zusätzliche Einsatzmöglichkeiten.

Dabei hängt die Wirtschaftlichkeit solarthermischer Anlagen unter anderem von der Verfügbarkeit geeigneter Flächen, dem Temperaturniveau des Wärmenetzes, den Investitionskosten und der Einbindung von Wärmespeichern ab. Während Kollektorfelder vor allem im Sommer hohe Erträge liefern, steigt der Wärmebedarf in der Heizperiode. Tages- und Saisonalspeicher können diese zeitliche Verschiebung teilweise ausgleichen. In Verbindung mit Wärmepumpen, Abwärme und weiteren Erzeugungstechnologien lässt sich Solarthermie in unterschiedliche Wärmenetzkonzepte integrieren.

Verband fordert frühzeitige Flächensicherung

Der BSW-Solar fordert deshalb, bei der Umsetzung kommunaler Wärmepläne geeignete Flächen frühzeitig zu sichern und wirtschaftlich tragfähige solare Deckungsanteile zu untersuchen. Darüber hinaus sollen Planer die Integration von Tages- und Saisonalspeichern prüfen. Verlässliche Förderbedingungen und kürzere Genehmigungsverfahren sieht der Verband als weitere Voraussetzungen für den Ausbau.

Neben der Reduzierung von CO2-Emissionen verweist der BSW-Solar auf die geringere Abhängigkeit von Brennstoffimporten und Energiepreisschwankungen. Solarthermische Anlagen benötigen während des Betriebs keinen Brennstoff für die Wärmeerzeugung. Dadurch können sie den Verbrauch fossiler Energieträger und den Bedarf an Biomasse reduzieren. „Sonnenwärme braucht weder Pipelines noch Öltanker. Sie wird direkt vor Ort gewonnen und macht Kommunen, Unternehmen und Verbraucher unabhängiger von internationalen Energiemärkten“, sagte Körnig.

Entscheidend ist aus Sicht des Verbandes nun, ob Kommunen und Wärmenetzbetreiber die ermittelten Solarthermie-Potenziale bei ihren Investitionsentscheidungen berücksichtigen. Die Ergebnisse von

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

„KOMpare 2026“ zeigen, dass zwischen dem rechnerisch ausgewiesenen Potenzial und dem bislang vorgesehenen Beitrag zur Wärmeerzeugung hierzulande eine Differenz besteht. Aus den Potenzialangaben allein lässt sich allerdings noch nicht ableiten, welcher Anteil unter den jeweiligen örtlichen und wirtschaftlichen Bedingungen tatsächlich erschlossen werden könnte. (hr) // VON HEIDI ROIDER

Diesen Artikel können Sie teilen:

Zum Inhalt

Batterien sollen Dieselmotor auf Bodensee-Autofähre ersetzen



Die Bodensee-Fähre Tabor soll bald rein elektrisch unterwegs sein. Quelle: Stadtwerke Konstanz

ELEKTROMOBILITÄT. Der Bodensee steht immer mehr unter Strom, zumindest was den Schiffsverkehr betrifft. Nun soll auch eine erste Autofähre einen batterieelektrischen Antrieb erhalten.

Aus Diesel mach Strom: Die Stadtwerke Konstanz gehen den nächsten Schritt beim Umbau ihrer Bodenseeflotte. Die erste Autofähre soll von fossilem Kraftstoff loskommen und künftig ausschließlich elektrisch fahren.

Das Projekt zur Umstellung der Fähre Tabor soll etwa 12 Millionen Euro kosten, schreibt der baden-württembergische Versorger in einer Mitteilung. In dieser Summe ist mehr enthalten als der Ausbau des Motors und der Einbau eines Elektroantriebs. Auch die Anlagen zum Laden am Anleger Konstanz-Staad sind eingepreist.

Etwa jede dritte Fahrt zwischen Konstanz und Meersburg entfällt aktuell auf die Tabor, die auch Autos und Lastwagen transportieren kann. Jährlich ersparen sich etwa 4,2 Millionen Fahrgäste und rund 1,5 Millionen Fahrzeuge den langen Weg um den See. In der Nebensaison kommt es im Pendelverkehr zwischen den beiden Orten zu jeweils mehr als 100 Überfahrten pro Tag. Das klingt viel, ist aber auch in der kurzen Wegstrecke begründet, die nicht länger als 15 Minuten in Anspruch nimmt.

Norbert Reuter, Geschäftsführer der Stadtwerke, erhofft sich von der beginnenden Elektrifizierung einen deutlich reduzierten Dieselverbrauch der Fähr-Flotte. Konstanz’ Oberbürgermeister Uli Burchardt (CDU) sieht in dem Projekt eine Kombination aus Klimaschutz und leistungsfähiger Mobilität sowie einen „bedeutenden Schritt“ für Konstanz.

Mit dem Katamaran „Insel Mainau“ (früher: „Artemis“) verkehrt bereits eine Personenfähre seit 2022 vollelektrisch auf dem Bodensee (wir berichteten). Er zählt zur Flotte der Bodensee-Schiffsbetriebe GmbH (BSB), die seit 2003 Teil der Stadtwerke Konstanz ist.

Die aus dem Jahr 2004 stammende Tabor soll künftig über Batteriesysteme mit einer Speicherkapazität von etwa 3.600 kWh verfügen. Einzurichten seien ferner eine neue elektrische Energieverteilung sowie umfangreiche Anpassungen der technischen Anlagen an Bord, so Christoph Witte, technischer Leiter des Fährebetriebs und Geschäftsführer der Bodensee-Schiffsbetriebe (BSB). Das schnelle Aufladen soll am Anleger erfolgen, dazu ist ein nächtliches Aufladen am Liegeplatz in Planung.

Für die Stadtwerke, eine Tochter der Kommune, sind 12 Millionen Euro für den Umbau der Tabor und das Einrichten der Infrastruktur eine Menge Geld. 90 Prozent der förderfähigen Kosten soll der Bund beisteuern. Einen entsprechenden Antrag auf Förderung über das Bundesprogramm „Grüne Binnenschifffahrt“ hat der Versorger inzwischen eingereicht. Eine finale Entscheidung wollen die Stadtwerke erst nach Eingang des erhofften Förderbescheids treffen. // VON VOLKER STEPHAN

Zum Inhalt

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

Digitalisierung technischer Dokumentation: Erst den Prozess verstehen, dann KI einsetzen


Quelle: GDMcom

ADVERTORIAL . Wie KI die technische Anlagendokumentation unterstützt, zeigt das Beispiel GDMcom. Autor Dr. Marc Schmüser* erläutert die Umsetzung und die Erfolgsfaktoren des Projekts.

Die technische Dokumentation komplexer Anlagen ist datenintensiv und mit erheblichem Erfassungs-, Prüf- und Verwaltungsaufwand verbunden. Bei der Errichtung von Anlagen entstehen oftmals tausende, überwiegend mehrseitige Dokumente, die geprüft, klassifiziert und archiviert werden müssen. Digitale Technologien und insbesondere KI bieten Möglichkeiten, manuelle Arbeitsschritte zu reduzieren und große Dokumentenmengen effizienter zu verarbeiten.

Vor dieser Aufgabe stand auch GDMcom, ein Expertenhaus für die Planung, Errichtung und Dokumentation komplexer Netzanlagen in der Energiewirtschaft und Telekommunikation. GDMcom wollte den Dokumentationsprozess effizienter gestalten und zugleich ausloten, wo KI sinnvoll unterstützen kann. Bei Analyse, Konzeption und Umsetzung wurde das Unternehmen von m3 management consulting begleitet.


Dr. Marc Schmüser
Quelle: m3 management consulting GmbH

Das Problem verstehen, bevor die Lösung feststeht

Bei der Einführung von KI hat es sich bewährt, sich nicht zu früh auf einen Lösungsweg festzulegen, sondern zunächst den Problemraum offen zu untersuchen. So lässt sich genauer bestimmen, wo die eigentlichen Aufwandstreiber liegen und welche Form technischer Unterstützung dafür geeignet ist. Das Projektteam nahm deshalb gemeinsam mit den Fachanwendern den bestehenden Prozess auf und identifizierte Probleme bei Datenqualität und Durchlaufzeiten sowie mögliche Ansatzpunkte für technische Unterstützung. Dabei wurden sieben KI-Potenziale identifiziert, die unterschiedlich stark auf die zuvor festgelegten Ziele einzahlten. Zwei Ansätze wurden anschließend zu einer Lösung kombiniert und als konkretes KI-Konzept einschließlich Architektur, technischer Lösung und Datenanalyse ausgearbeitet. Dieses Konzept bildete die Grundlage für die spätere Entwicklung.

Prozess und KI zusammen denken

Der bestehende Ablauf enthielt digitale und papiergebundene Arbeitsschritte. Dokumente wurden unterschiedlich geprüft und verarbeitet, extrahierte Informationen mussten zentral erfasst werden. Entsprechend unterschiedlich waren die Voraussetzungen für Digitalisierung und Automatisierung.

Deshalb wurden Prozessanpassungen, klassische Digitalisierung und KI gemeinsam betrachtet: KI kam dort zum Einsatz, wo sie zusätzlichen Nutzen bot; andere manuelle Schritte wurden klassisch digitalisiert. Konkret wurden zwei Funktionen umgesetzt: die automatisierte Suche nach bereits vorhandenen

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

Dokumenten und die Extraktion relevanter Informationen.

Die Anforderungen wurden gemeinsam mit den späteren Anwendern konkretisiert und für die Entwicklung übersetzt. m3 steuerte das Projekt und vermittelte zwischen Fachbereich und Entwicklung. Workshops, Tests und Schulungen hielten die Fachanwender über die gesamte Umsetzung hinweg eingebunden, sodass Anforderungen weiter konkretisiert werden konnten. Voraussetzung war die Bereitschaft, bestehende Arbeitsweisen zu verändern.

SyD unterstützt, der Anwender prüft

Auf dieser Grundlage entstand unter der internen Bezeichnung SyD ein KI-unterstützter Klassifizierungsassistent für die technische Anlagendokumentation, der auf vier Prinzipien basiert:

- Die fachliche Prüfung und Freigabe bleibt beim Anwender.
- SyD ist kein lernendes System; Interaktionen der Mitarbeiter fließen nicht in Lerndaten ein.
- Die Datenverarbeitung wird minimiert, Daten fließen nicht ab.
- Betrieb, Support und Service verbleiben konzernintern.

Konkret unterstützt SyD die Mitarbeiter bei folgenden Arbeitsschritten:

- Prüfung, ob ein Dokument bereits aus früheren Projekten vorliegt
- Extraktion relevanter Informationen aus Dokumenten
- Bereitstellung von Vorschlägen in einer Übersichtsmaske
- Prüfung und Freigabe der Ergebnisse durch die Mitarbeiter

Die Rollout-Phase von SyD ist noch nicht abgeschlossen, doch die Lösung wird bereits im Arbeitsalltag eingesetzt. Dabei unterstützt sie insbesondere Such-, Erfassungs- und Klassifikationsaufgaben. So werden bislang manuelle Arbeitsschritte schrittweise digitalisiert und in einen stärker durchgängig unterstützten Dokumentationsprozess überführt.

Erfolgsfaktoren aus dem Projekt

Aus dem Projekt lassen sich **vier Erfolgsfaktoren** ableiten, die sich auch auf vergleichbare KI-Projekte übertragen lassen:

1. Die Problemanalyse kommt vor der Lösungsgestaltung. GDMcom wollte den Dokumentationsprozess entlasten. Welche Arbeitsschritte verändert und welche Technologien dafür eingesetzt werden sollten, wurde jedoch erst durch die Prozessaufnahme bestimmt.

2. KI und Prozessgestaltung gehören zusammen. Der Nutzen einer KI-Funktion hängt auch von den vor- und nachgelagerten Arbeitsschritten ab. Bei GDMcom wurden deshalb technologische Möglichkeiten, klassische Digitalisierung und Prozessgestaltung gemeinsam betrachtet.

3. Die Fachanwender müssen die Veränderung mitgestalten. Ihre Anforderungen flossen von der Analyse bis zur Entwicklung ein. Gleichzeitig erforderte die Einführung die Bereitschaft, bestehende Arbeitsweisen zu verändern.

4. Stakeholdermanagement beginnt nicht erst beim Rollout. KI-Projekte wirken schnell über den unmittelbar beteiligten Fachbereich hinaus. Im Projekt zeigte sich, dass Bereiche wie Informationssicherheit, Datenschutz oder Betriebsrat deshalb frühzeitig einbezogen und über den weiteren Verlauf informiert werden sollten.

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

Für KI-Projekte bedeutet das: Der Nutzen von KI entsteht nicht aus der Technologie allein. Entscheidend ist, den Prozess genau zu verstehen, geeignete Arbeitsschritte auszuwählen und klassische Digitalisierung und KI sinnvoll miteinander zu verbinden. Der Projektverlauf hat insgesamt gezeigt, dass diese Aspekte besonders wichtig waren und in vergleichbaren Vorhaben mitbedacht werden sollten. // VON ADVERTORIAL

Diesen Artikel können Sie teilen:

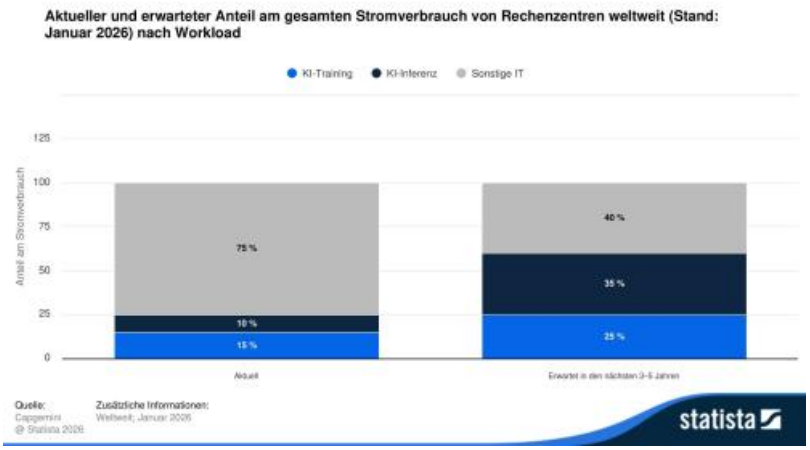
Zum Inhalt

Anteil von Rechenzentren am gesamten Stromverbrauch



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken
Quelle: Statista

Eine Umfrage, die im Januar 2026 durchgeführt wurde, ergab, dass KI-Workloads 25 Prozent des gesamten Stromverbrauchs von Rechenzentren ausmachten. Dieser Anteil wird voraussichtlich in den nächsten drei bis fünf Jahren auf 60 Prozent steigen, getrieben durch ein Wachstum der KI-Inferenz von 10 Prozent auf 35 Prozent und des KI-Trainings von 15 Prozent auf 25 Prozent. // VON REDAKTION

Zum Inhalt

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

UNTERNEHMEN



Quelle: Shutterstock / Shawn Hempel

Mainzer Netze lassen die Finger von Wasserstoff-Pipeline

WASSERSTOFF. Vorerst kein Wasserstoff-Leitungsnetz: Die Netztochter der Stadtwerke Mainz zieht Konsequenzen aus dem geringen Interesse an einem Anschluss und verzichtet damit auf Fördermillionen.

Ein Millionen-Projekt für die Wasserstoffnutzung in der Landeshauptstadt von Rheinland-Pfalz bleibt vorerst Wunschdenken. Die federführende Mainzer Netze GmbH hat Abstand vom „H2-Initialnetz Mainz“ genommen, für das sie bereits Fördergeld zugesagt bekommen hatte.

Die Tochtergesellschaft der Stadtwerke Mainz spricht in einer Mitteilung vom 30. Oktober davon, dass keine wirtschaftliche Geschäftsgrundlage mehr für das Projekt bestanden habe. Das Interesse potentieller Kunden, sich an die zu bauende Pipeline anschließen zu lassen und Wasserstoff abzunehmen, sei „zu gering“, so das Unternehmen. Zusagen und Verträge sind offenbar nicht im erhofften Maße zustande gekommen.

Die Mainzer Netze verzichten mit der Einstellung des Vorhabens zugleich auf Fördergelder in Höhe von mehr als 7 Millionen Euro. Dieses Geld hatte das Wirtschaftsministerium des Landes Rheinland-Pfalz bereits bewilligt. Die Netztochter der Stadtwerke hatte die Summe bisher nicht abgerufen.

Das Wasserstoff-Netz im Mainzer Stadtgebiet sollte eine Länge von 2,7 Kilometer erreichen. Geplant war eine Verbindung vom Mainzer Klärwerk in Mainz-Mombach entlang der Rheinallee bis zum Industriegebiet auf der Ingelheimer Aue. Als Ankerpunkte waren eine Elektrolyseanlage und eine Wasserstofftankstelle gedacht, dazu sollten Firmen aus Industrie und Gewerbe ihren Wasserstoff-Bedarf über die Pipeline decken.

Die Mainzer Netze sehen die Grundlage für Bau und Betrieb des Initialnetzes „derzeit und bis auf Weiteres nicht gegeben“, auch aufgrund veränderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen. Eine grundsätzliche Absage an die Versorgung mit Wasserstoff will das Unternehmen darin aber nicht erkennen. Es werde die Entwicklungen im Wasserstoffmarkt weiter im Auge behalten.

Ein anderes H2-Projekt in Mainz ist von der Entscheidung nicht betroffen und steht aktuell vor einer umfangreichen Investition: Im Energiepark Mainz stellt die Netze-Gesellschaft mit dem Gase-Produzenten

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

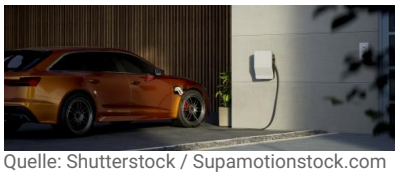
Linde seit 2015 grünen Wasserstoff aus erneuerbarem Strom her. Das bleibt laut einer Übereinkunft der Partner auch in den kommenden 14 Jahren so. Für diese Periode ist jedoch zunächst eine Modernisierung der Anlagen erforderlich. (vs) // VON VOLKER STEPHAN

Zum Inhalt

WERBUNG



Eon-Ladebonus für BYD-Fahrer läuft an



Quelle: Shutterstock / Supamotionstock.com

VERTRIEB. Wer künftig ein BYD-E-Auto mit Eon-Ladestrom lädt, bekommt einen Bonus gutgeschrieben. Das Angebot gilt nur bei intelligentem Laden.

Eon und der E-Autohersteller BYD haben die Konditionen ihres gemeinsamen Ladeangebots „Home Charge“ vorgestellt. Die beiden Unternehmen hatten ihre Kooperation bereits im September angekündigt (wir berichteten). Nun ist das Angebot in Deutschland bestellbar, heißt es in einer Eon-Mitteilung.

Wer einen vollelektrischen BYD oder einen Plug-in-Hybrid des chinesischen Autobauers fährt, kann den Stromtarif von Eon mit einem Ladebonus kombinieren. Das Angebot gilt sowohl für Käufer und Leasingnehmer als auch für Bestandskunden von BYD. Unter bestimmten Voraussetzungen werden den Kunden für jede zu Hause geladene Kilowattstunde 12 Cent gutgeschrieben. Der Bonus wird für mindestens 24 Monate gewährt, heißt es weiter. „Bei einem durchschnittlichen Ladeverhalten von 170 smart geladenen Kilowattstunden pro Monat entspricht das einer Ersparnis von rund 20 Euro monatlich.“

Voraussetzung ist die intelligente Ladesteuerung über die „Mein Eon App“. Dort geben Kunden an, wann sie ihr Fahrzeug benötigen und welchen Batterieladestand es bis dahin erreichen soll. Eon steuert den

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

Ladevorgang anschließend automatisch. Der Kunde muss sich damit nicht selbst um den Ladezeitpunkt kümmern. Wer stattdessen die Funktion „Sofort Laden“ nutzt, erhält für die dabei geladene Strommenge keinen Bonus. Zusätzlich erhalten BYD-Fahrer, die einen entsprechenden Eon-Stromtarif abschließen und Neukunden des Versorgers sind, einmalig 80 Euro. Hinzu kommt der reguläre Neukundenbonus. Angaben zum konkreten Arbeitspreis des Stromtarifs enthält die Mitteilung nicht.

„Das ist der erste Schritt unserer Partnerschaft. Weitere werden folgen“, sagt Lars Bialkowski, Country Manager BYD Deutschland. Perspektivisch wollen beide Unternehmen auch das bidirektionale Laden ermöglichen. Konkrete Termine dafür wurden nicht genannt. // VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

Ein besonderer Wärmepumpentarif



Quelle: E&M / playgroundai.com

VERTRIEB. Wer als Kunde steuerbare Geräte zu Hause über „SpotmyEnergy“ steuern lässt, bekommt für jede verbrauchte kWh automatisch einen Nachlass auf den festen Arbeitspreis.

Das Angebot hört sich ein wenig umständlich an, kann aber für Stromkunden durchaus vorteilhaft sein. Der Stromanbieter Spotmyenergy hat einen neuen Tarif angekündigt, der einen festen Arbeitspreis mit einem Bonus für steuerbare Stromverbraucher verbindet. Der Tarif trägt den Namen „Wärmepumpentarif SmartFix“, teilt das Unternehmen aus Köln mit.

Das Prinzip: Haushalte zahlen weiterhin einen festen Arbeitspreis pro kWh. Wer allerdings eine steuerbare Wärmepumpe, ein Elektroauto oder einen Heimbatteriespeicher besitzt, erhält für den Stromverbrauch dieser Geräte einen Rabatt. Bei Wärmepumpen beträgt dieser 6 Cent/kWh. Für Elektroautos, die mindestens acht Stunden angeschlossen sind, sowie steuerbare Heimbatterien werden 10 Cent/kWh gutgeschrieben, heißt es weiter.

Voraussetzung ist ein Home Energy Management System (HEMS) von Spotmyenergy. Dieses steuert die Geräte möglichst in Zeiten, in denen die Börsenstrompreise niedrig sind. Bei Wärmepumpen kann beispielsweise das Gebäude vorgeheizt werden, wenn viel Strom aus erneuerbaren Energien verfügbar ist. Die Steuerung erfolgt automatisch. „Das geschieht vollständig im Hintergrund. Die Kunden merken davon nichts – bis auf die Gutschrift auf ihrer Stromrechnung“, sagt Jochen Schwill, Gründer und Geschäftsführer von Spotmyenergy. Konkrete Preise nennt das Unternehmen in seiner Mitteilung nicht.

Eine weitere Voraussetzung ist ein intelligentes Messsystem. Dieses kann Spotmyenergy als wettbewerblicher Messstellenbetreiber bei Bedarf selbst installieren. Die Anmeldung für den neuen Tarif soll am 1. Dezember 2026 beginnen. Verfügbar sein soll das Angebot Anfang 2027.

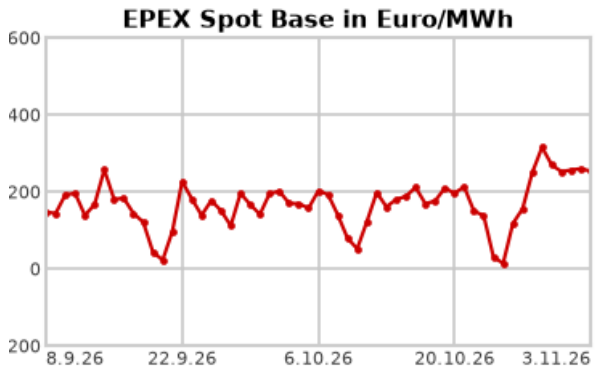
Spotmyenergy wurde 2023 von Jochen Schwill, einem Mitgründer des Stromvermarkters Next Kraftwerke, gegründet. Das Unternehmen entwickelt intelligente Lösungen zur Steuerung des Stromverbrauchs und zur Vermarktung von Flexibilität. Laut einer Unternehmensreferenz beschäftigt der Anbieter rund 80 Mitarbeiter. // VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

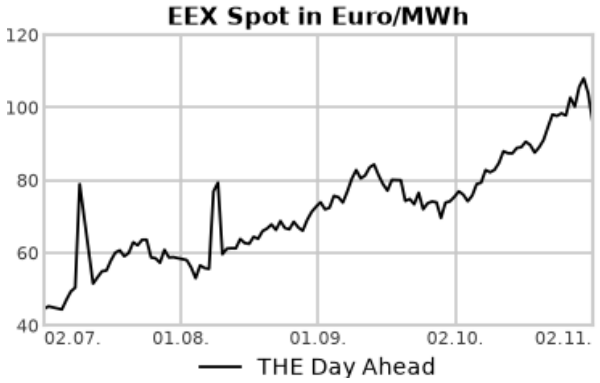
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energiekomplex startet schwächer in die neue Woche



Quelle: E&M

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

Überwiegend schwächer haben sich die Energiemärkte zum Wochenauftakt präsentiert. Der deutsche Strommarkt gab angesichts der für Dienstag erwarteten höheren Einspeisung aus erneuerbaren Energien nach. Niedrige Wind- und Solarstrombeiträge sowie unterdurchschnittliche Temperaturen dürften den Markt im weiteren Wochenverlauf jedoch stützen. Die CO2-Preise legten dagegen deutlich zu. Das geringere Auktionsangebot sorgt für zusätzlichen Rückenwind. Die Gaspreise korrigierten nach den kräftigen Gewinnen der Vortage, hielten sich aber auf hohem Niveau. Gespräche zwischen Iran und Katar sowie fortgesetzte diplomatische Kontakte mit den USA dämpften die Eskalationssorgen. Eingeschränkte LNG-Lieferungen durch die Straße von Hormus und niedrige Speicherstände halten das Aufwärtsrisiko dennoch hoch. Auch Kohle und Öl verbilligten sich. Berichte über ein mögliches Abkommen zwischen den USA und Iran ließen die geopolitische Risikoprämie am Ölmarkt deutlich sinken.

Strom: Überwiegend schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt zum Start in die neue Woche gezeigt. Der Dienstag wurde mit 256,75 Euro je Megawattstunde im Base und 265,50 Euro je Megawattstunde im Peak gehandelt. An der Börse wurde der Base mit 252,85 Euro und der Peak mit 265,33 Euro gesehen. Am Freitag war der Montag selbst mit 263,00 Euro je Megawattstunde gehandelt worden.
Der Preisrückgang vom Montag auf Dienstag ist auf die höher erwartete Erneuerbaren-Einspeiseleistung am zweiten Tag der Woche zurückzuführen. Die Meteorologen von Eurowind erwarten für den Dienstag 14,6 Gigawatt an Beiträgen von Wind und Solar. Für den Berichtstag wurden 10,3 Gigawatt prognostiziert. Für den Wochenverlauf erwarten Meteorologen schwankende Einspeiseleistungen der Erneuerbaren, die aber teilweise relativ niedrig ausfallen dürften. Zugleich werden für die kommenden Tage in Deutschland bis zum 9. November unterdurchschnittliche Temperaturen erwartet.
Am langen Ende verlor das Cal 27 bis zum Nachmittag um 3,37 auf 160,04 Euro je Megawattstunde.

CO2: Die CO2-Preise haben sich am Montag fester gezeigt. Der Dec 26 gewann bis gegen 14.00 Uhr 1,51 auf 90,70 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 17,4 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 90,94 Euro, das Tief bei 88,63 Euro.
Das Auktionsangebot am europäischen CO2-Markt sinkt in dieser Woche von 11,87 Millionen auf 9,92 Millionen Emissionsberechtigungen (EUA), was die Preise etwas stützen dürfte. Die EU versteigert am Montag, Dienstag und Donnerstag jeweils 2,792 Millionen EUA. Deutschland bietet am Freitag 1,548

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

Millionen Zertifikate an, fassten die Analysten von Vertis zusammen.

Erdgas: Nach den massiven Zugewinnen der Vortage haben die Gaspreise am Montag den Rückwärtsgang eingelegt, hielten sich aber auf dem Niveau von etwa 100 Euro. Der richtungsweisende Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 14.00 Uhr 3,85 auf 100,10 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE sank der Day-ahead um 0,295 auf 100,85 Euro je Megawattstunde.
Die europäischen Erdgaspreise haben am Montag etwas nachgegeben, nachdem diplomatische Bemühungen um eine Beendigung des Krieges im Nahen Osten die Sorgen vor einer weiteren Eskalation etwas gedämpft hatten. Trotz der diplomatischen Bemühungen bleibt die Versorgungslage am europäischen Gasmarkt angespannt. Die LNG-Lieferungen aus der Golfregion sind wegen der Sicherheitsrisiken rund um die Straße von Hormus weiterhin stark eingeschränkt. Gleichzeitig liegen die europäischen Gasspeicherstände deutlich unter dem saisonüblichen Niveau. Zum 1. November waren die Speicher lediglich zu 74,62 Prozent gefüllt. Mit sinkenden Temperaturen und dem bereits begonnenen Speicherabbau in mehreren Ländern dürfte sich die Versorgungslage weiter verschärfen. Damit bleibt das Risiko erneuter Preissteigerungen hoch. // VON FRITZ WILHELM

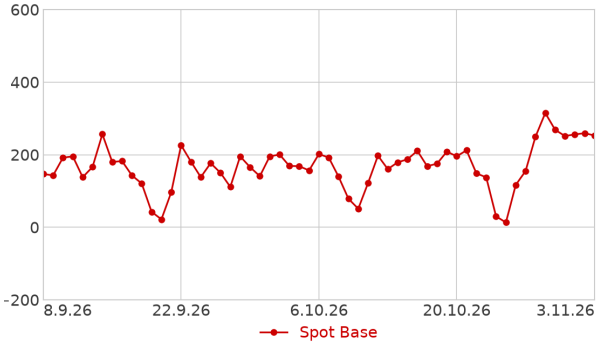
^ Zum Inhalt

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

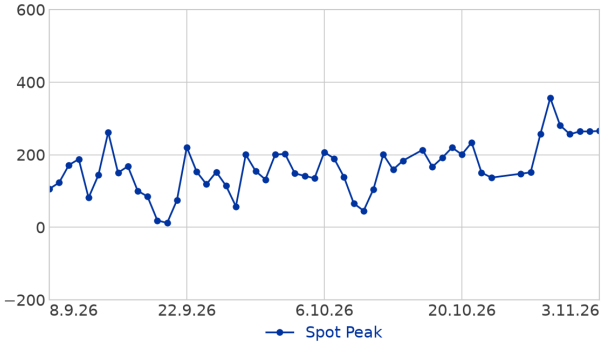
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

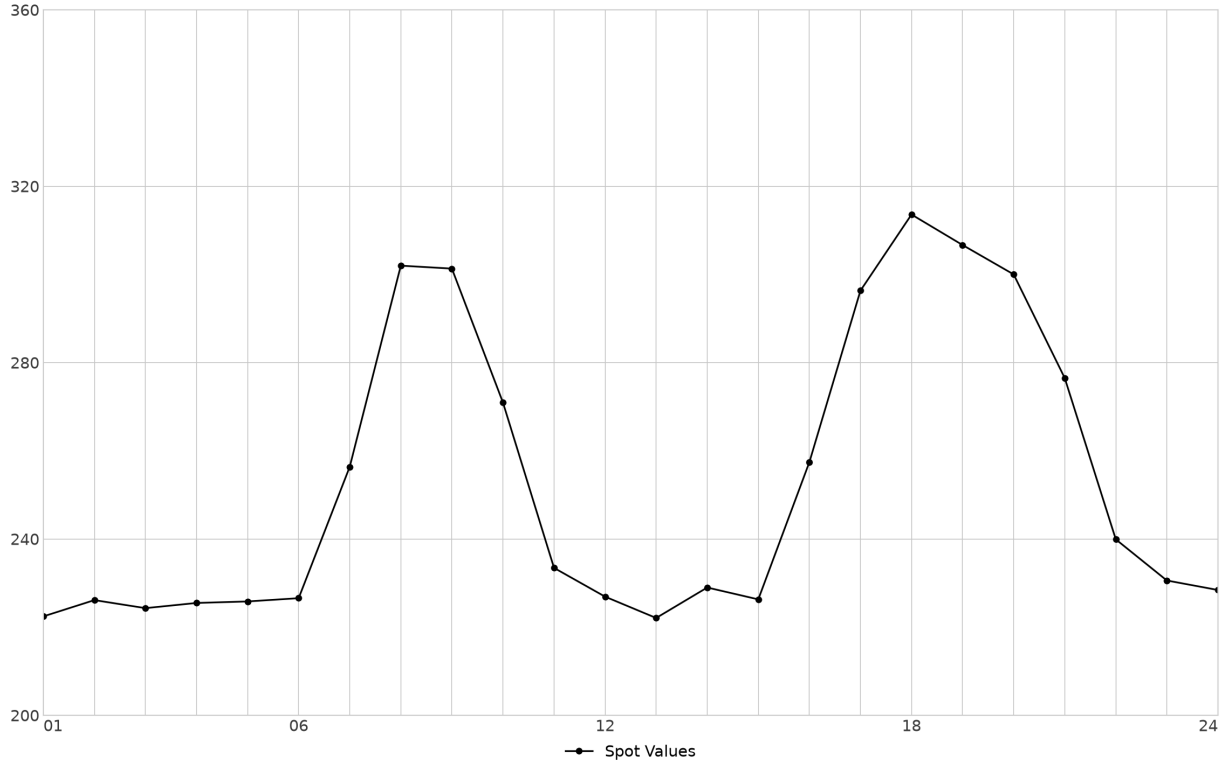
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



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

Strom Terminmarkt

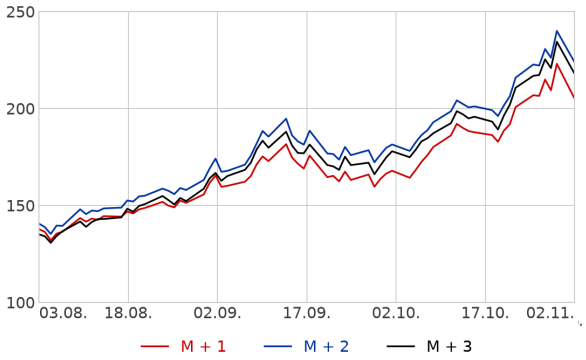
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	02.11.26	German Power Dec-2026	205,15
M2	02.11.26	German Power Jan-2027	223,93
M3	02.11.26	German Power Feb-2027	217,97
Q1	02.11.26	German Power Q1-2027	203,29
Q2	02.11.26	German Power Q2-2027	127,78
Q3	02.11.26	German Power Q3-2027	136,49
Y1	02.11.26	German Power Cal-2027	154,54
Y2	02.11.26	German Power Cal-2028	112,62
Y3	02.11.26	German Power Cal-2029	97,55

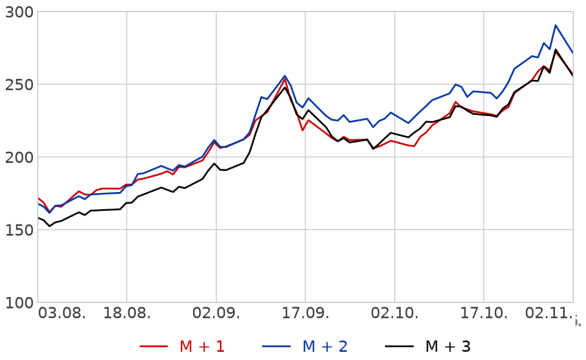
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	02.11.26	German Power Dec-2026	256,57
M2	02.11.26	German Power Jan-2027	271,13
M3	02.11.26	German Power Feb-2027	255,49
Q1	02.11.26	German Power Q1-2027	232,82
Q2	02.11.26	German Power Q2-2027	106,41
Q3	02.11.26	German Power Q3-2027	127,34
Y1	02.11.26	German Power Cal-2027	163,95
Y2	02.11.26	German Power Cal-2028	122,75
Y3	02.11.26	German Power Cal-2029	107,15

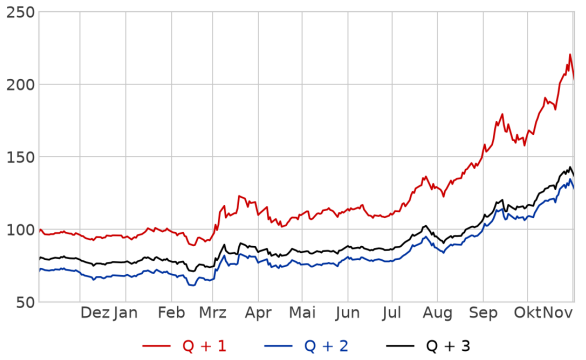
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



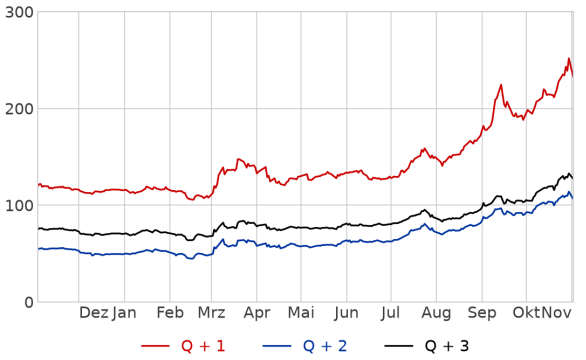
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



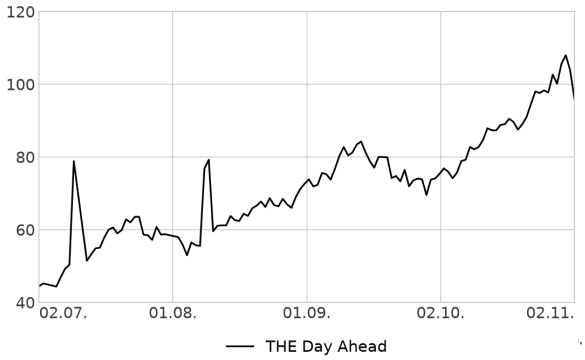
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Gas Spot- und Terminmarkt

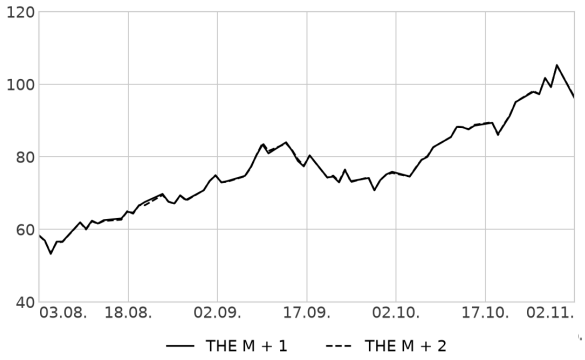
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	02.11.26	German THE Gas Dec-2026	96,18
M2	02.11.26	German THE Gas Jan-2027	96,44
Q1	02.11.26	German THE Gas Q1-2027	94,90
Q2	02.11.26	German THE Gas Q2-2027	74,80
S1	02.11.26	German THE Gas Sum-2027	72,14
S2	02.11.26	German THE Gas Win-2027	67,28
Y1	02.11.26	German THE Gas Cal-2027	76,89
Y2	02.11.26	German THE Gas Cal-2028	48,45

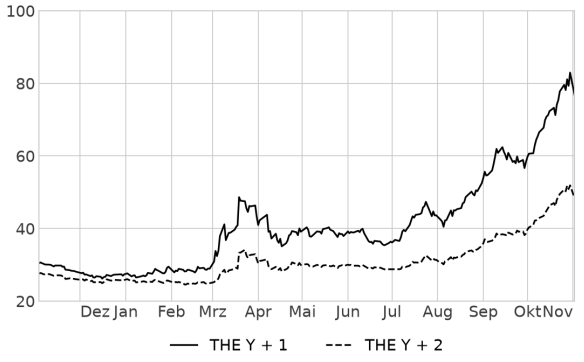
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



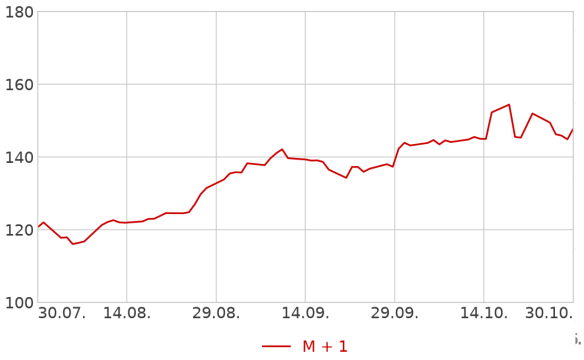
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	02.11.26	252,85	EUR/MWh
Germany Spot peak	02.11.26	265,33	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	02.11.26	90,53	EUR/tonne
Coal API2 Februar 2027	30.10.26	147,75	USD/tonne

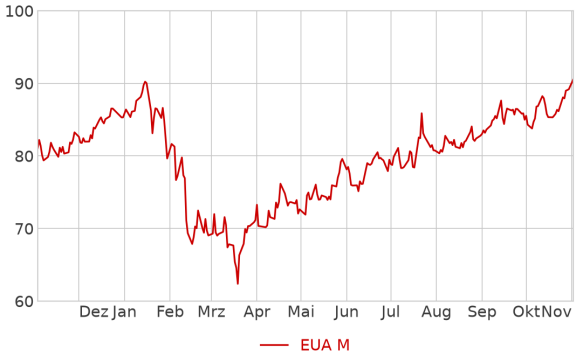
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	02.11.26	95,83	EUR/MWh
German THE Gas Dec-2026	02.11.26	96,18	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	02.11.26	76,89	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jan-2027	02.11.26	104,77	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



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

E&M STELLENANZEIGEN

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

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

in Stuttgart

vor 2 h

Minijob Flexible Arbeitszeit

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

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

in Hannover

vor 2 h

Minijob Flexible Arbeitszeit

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

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

in Leipzig

vor 2 h

Minijob Flexible Arbeitszeit

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

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

in Gelsenkirchen

vor 2 h

Minijob Flexible Arbeitszeit

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

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

in Halle (Saale)

vor 2 h

Minijob Flexible Arbeitszeit

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

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

IHRE E&M REDAKTION:

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

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

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

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

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

Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie

Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung

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

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

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

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

Ständige freie Mitarbeiter:
Volker Stephan
Manfred Fischer
Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**

Über E&M
E&M Anzeigen-Vertrieb
E&M Mediadaten
E&M Zeitung
E&M Termine
E&M Shop
E&M Firmendatenbank
E&M Glossar

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

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH
Mühlfelder Str. 18 a - D-82211 Herrsching
Tel. +49 (0) 81 52/93 11 0 - Fax +49 (0) 81 52/93 11 22
info@emvg.de - www.energie-und-management.de

Geschäftsführer: Martin Brückner
Registergericht: Amtsgericht München
Registernummer: HRB 105 345
Steuer-Nr.: 117 125 51226
Umsatzsteuer-ID-Nr.: DE 162 448 530

Wichtiger Hinweis: Bitte haben Sie Verständnis dafür, dass die elektronisch zugesandte E&M daily nur von der/den Person/en gelesen und genutzt werden darf, die im powernews-Abonnementvertrag genannt ist/sind, bzw. ein Probeabonnement von E&M powernews hat/haben. Die Publikation - elektronisch oder gedruckt - ganz oder teilweise weiterzuleiten, zu verbreiten, Dritten zugänglich zu machen, zu vervielfältigen, zu bearbeiten oder zu übersetzen oder in irgendeiner Form zu publizieren, ist nur mit vorheriger schriftlicher Genehmigung durch die Energie & Management GmbH zulässig. Zuwiderhandlungen werden rechtlich verfolgt.

© 2026 by Energie & Management GmbH. Alle Rechte vorbehalten.

Gerne bieten wir Ihnen bei einem Nutzungs-Interesse mehrerer Personen attraktive Unternehmens-Pakete an!

Folgen Sie E&M auf: