



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

STROM

**126,84 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**57,18 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

112

Millionen Kubikmeter Erdgas wurden zeitweise während der Nachfragespitzen im vergangenen Winter täglich von Russland an China geliefert

GAS

EU-Gasbedarf könnte bis 2030 um ein Viertel gesenkt werden

WÄRMENETZ

Digitaler Zwilling soll Tübinger Wärmenetz optimieren

BETEILIGUNG

RWE schließt Amprion-Transaktion ab

Inhalt

TOP-THEMA

→ **STROM:** „Hardware wird zunehmend austauschbar“

POLITIK & RECHT

→ **REGULIERUNG:** Innovationsausschreibungen zum 1. September gestartet

→ **BIOGAS:** Details zur kommenden Biomethan-Ausschreibung veröffentlicht

HANDEL & MARKT

→ **GAS:** EU-Gasbedarf könnte bis 2030 um ein Viertel gesenkt werden

→ **GASMARKT:** Russland exportiert so viel Gas nach China wie noch nie zuvor

→ **STATISTIK:** Erneuerbare überholen Kohle trotz Krise

→ **IT:** PV Green setzt auf White-Label-Lösung von Grid X

TECHNIK

→ **WÄRMENETZ:** Digitaler Zwilling soll Tübinger Wärmenetz optimieren

→ **GEOTHERMIE:** Geothermie-Bohrung in Hartheim kann starten

→ **STATISTIK DES TAGES:** Prognostizierte Leistung der Kernkraftwerke weltweit bis 2040

UNTERNEHMEN

→ **BETEILIGUNG:** RWE schließt Amprion-Transaktion ab

- **ÜBERNAHME:** Getec expandiert nach Südeuropa
 - **SPEICHER:** RWE baut Batteriespeicher im Tagebau Hambach
 - **BETEILIGUNG:** Toyota steigt bei Brennstoffzellen-Joint-Venture ein
 - **IT:** Rhenag erschafft Sprachassistenten für Stadtwerke
 - **WIRTSCHAFT:** Badenova weiter Hauptsponsor für E-Sportteam des SC Freiburg
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Gaspreise geben trotz knapper Lage nach
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

„Hardware wird zunehmend austauschbar“



Quelle: Jonas Rosenberger

STROM. E&M sprach mit Zhenyu Fu, General Manager Overseas Business des chinesischen Herstellers Skyworth PV, über die Entwicklungen im deutschen und europäischen PV-Markt.

Der chinesische Photovoltaikanbieter Skyworth PV rechnet trotz sinkender Förderungen nicht mit einem Einbruch des deutschen Solarmarktes. Im Interview mit Energie & Management erklärt Zhenyu Fu, General Manager Europe von Skyworth PV, dass sich der Markt zunehmend vom staatlich geförderten Ausbau hin zu Eigenverbrauch, Batteriespeichern und intelligentem Energiemanagement entwickle. „Solche Entwicklungen sehen wir als einen natürlichen Reifungsprozess des Marktes“, sagt Fu.

Mit Blick auf die zunehmenden Vorbehalte der Europäischen Union gegenüber chinesischen Photovoltaikunternehmen setzt Skyworth auf Lokalisierung. Regionale Partnerschaften, Zertifizierungen und perspektivisch auch Produktionsstandorte in Europa sollen die Marktposition stärken. Eine vollständige Abkopplung Europas von chinesischen Lieferketten hält Fu dagegen für unrealistisch. Die Zukunft liege aus seiner Sicht in einer Kombination aus Wettbewerb und Zusammenarbeit.

Im wachsenden Batteriespeichermarkt sieht der Manager vor allem zwei Herausforderungen: den zunehmenden Preisdruck auf Hersteller sowie die Integration großer Speicher in die Stromnetze. Gleichzeitig erwartet Fu einen grundlegenden Wandel der Branche. „Batterien werden künftig nicht mehr nur Strom speichern. Sie werden zu intelligenten Knotenpunkten im Energiesystem. Deshalb wird die Software zum eigentlichen Herzstück. Hardware wird zunehmend austauschbar“, sagt Fu.



Zhenyu Fu, General Manager Overseas Business, Skyworth PV.

Quelle: Benjamin Rudolf

Skyworth wolle sich deshalb als Anbieter integrierter Energielösungen positionieren. Zum Portfolio gehören Photovoltaik, Batteriespeicher, Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen und Energiemanagementsysteme. Das Unternehmen setzt dabei auf ein hybrides Modell: Eigene Produkte werden mit Komponenten etablierter Hersteller kombiniert.

Auch das Geschäftsmodell soll sich verändern. Skyworth will sich nach Angaben von Fu vom reinen Hardwarelieferanten zum Projektentwickler und Investor entwickeln. Künftig sollen Projekte selbst entwickelt, bis zur Betriebsreife begleitet und anschließend an Investoren veräußert werden.

Für dieses Geschäftsmodell seien starke lokale Partner unverzichtbar. Dabei sieht Fu auch deutsche Stadtwerke als potenzielle Partner bei Projektentwicklung und Stromvermarktung. „Wir möchten nicht in erster Linie als Hersteller einzelner Produkte wahrgenommen werden. Unser Ziel ist es, als Anbieter kompletter Energielösungen bekannt zu sein“, sagt Fu.

Das ganze Interview mit Zhenyu Fu können Sie in der kommenden Print-Ausgabe von Energie & Management lesen, die am 1. August erscheint. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / nitpicker

Innovationsausschreibungen zum 1. September gestartet

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur hat die Innovationsausschreibungen zum 1. September veröffentlicht. Ausgeschrieben sind 475 MW Gesamtleistung zu maximal 7,13 Cent/kWh.

Am 28. Juli hat die Bundesnetzagentur die Innovationsausschreibungen zum 1. September veröffentlicht. Fördergegenstand sind Anlagenkombinationen aus verschiedenen Erneuerbaren Energien oder Kombinationen mit Batteriespeichern. Ziel ist es, Lastspitzen abzufedern und das Netz zu stabilisieren. Für die aktuelle Ausschreibung verweist die Behörde darauf, dass für die Anwendung der durch das Solarpaket I eingeführten maximalen Gebotsmenge von 50 MW für den PV-Anteil von Geboten weiterhin die beihilferechtliche Genehmigung der EU fehlt.

„Sofern die erforderliche beihilferechtliche Genehmigung nicht bis zum Gebotstermin, also spätestens am 31. August 2026, erteilt wird, beträgt die maximale Gebotsmenge für den Solaranteil für diesen Gebotstermin weiterhin 20 MW“, so die Bundesnetzagentur. Falls die beihilferechtliche Genehmigung bis zum Gebotstermin erteilt wird, werde sie auf der Ausschreibungsseite informieren.

Außerdem erläutert die Behörde aufgrund von Nachfragen, dass von den Teilnehmern dieser Ausschreibung noch keine Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion (Kapazitätsentgelte) im Sinne der Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur zur Beteiligung der Einspeiser vom 17. Februar 2026 erhoben werden. Alle weiteren Fragen würden im Rahmen des Festlegungsprozesses zur allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes) entschieden.

Ausgeschrieben sind 475 MW Leistung zu maximal 7,13 Cent/kWh. Die Meldefrist für Genehmigungen ist der 4. August 2026, Gebotstermin der 1. September 2026. Unter dem Ausschreibungsvolumen ist die Summe der zu installierenden Leistung zu verstehen, für die die finanzielle Förderung zu einem Gebotstermin ausgeschrieben wird. Das Ausschreibungsvolumen im Jahr 2026 beträgt insgesamt 950 MW und wird gleichmäßig auf die zwei Gebotstermine des Kalenderjahres verteilt, zum 1. Mai und zum 1. September. Die Behörde weist darauf hin, dass je Gebot eine Sicherheit zu stellen ist. Werde eine Bürgschaft eingereicht, so ist eine Bürgschaft je Gebot einzureichen.

Details zur **Innovations-Ausschreibung zum 1. September** stehen im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Details zur kommenden Biomethan-Ausschreibung veröffentlicht



Quelle: Fotolia / Jürgen Fälchle

BIOGAS. Die Bundesnetzagentur hat Details zur Biomethan-Ausschreibung am 1. September veröffentlicht und sich zu Fragen möglicher Kapazitätsentgelten geäußert.

Für den Gebotstermin am 1. September stellt die Bundesnetzagentur ein Ausschreibungsvolumen von 300 MW bereit. Damit entfällt die Hälfte des für das Jahr 2026 vorgesehenen Biomethan-Ausschreibungsvolumens von insgesamt 600 MW auf diese Runde. Jedoch behält sich die Behörde wie immer vor, es bei drohender Unterzeichnung bis spätestens zwei Wochen vor dem Gebotstermin zu verringern.

Bei der Ausschreibung im September liegt der zulässige Höchstwert bei 23,13 Ct/kWh. Gebote, die diesen Wert überschreiten, werden vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen. Voraussetzung für die Teilnahme ist, dass die Genehmigungen der Biomethananlagen spätestens bis zum 4. August 2026 erteilt und im Marktstammdatenregister erfasst worden sind.

Regelmäßig wenig oder keine Gebote

Bei den vergangenen Ausschreibungsrunden wurden das Volumen regelmäßig deutlich reduziert, aufgrund der geringen Teilnahme. Im April dieses Jahres reduzierte die Bundesnetzagentur das Volumen auf knapp 60 MW. Es wurden im April sechs Gebote mit einem Gebotsvolumen von 38 MW bezuschlagt. Der niedrigste Gebotswert erhielt 22,99 Ct/kWh. Der höchste Gebotswert lag bei 23,12 Ct/kWh. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert betrug 23,08 Ct/kWh.

Bei den beiden Gebotsterminen im vergangenen Jahr ging kein einziges Gebot ein. „Aufgrund drohender Unterzeichnung“ hatte die Bundesnetzagentur das Volumen bereits im Jahr 2024 stark reduziert. Auch das lag an den wenigen Geboten. Im April 2024 wurde kein Gebot eingereicht, im September vergangenen Jahres ging dann ein Gebot für rund 2 MW ein, hier lag die Ausschreibungsmenge nur noch bei 75 MW.

Bereits im Jahr 2023 wurde bei den zwei Gebotsterminen und einem damaligen Höchstwert von bis zu 19,31 Cent/kWh kein einziges Gebot abgegeben (wir berichteten). Am 1. Dezember 2021 hatte überhaupt die erste Ausschreibung von Biomethananlagen stattgefunden; zuvor waren diese Anlagen unter „Biomasse“ subsumiert.

Keine Kapazitätsentgelte für Bieter der Biomethan-Ausschreibung

Die Bundesnetzagentur hat im Vorfeld der aktuellen Biomethan-Ausschreibung zum 1. September auch auf Nachfragen aus dem Kreis potenzieller Bieter reagiert, teilte die Behörde weiter mit. Demnach werden bei dieser Ausschreibungsrunde noch keine Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion (Kapazitätsentgelte) erhoben. Die Behörde verweist dabei auf ihre Orientierungspunkte zur Beteiligung von Einspeisern an Netzkosten vom 17. Februar 2026. Wie die Bundesnetzagentur mitteilt, sollen weitere Fragen zur künftigen Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik im laufenden Festlegungsverfahren „AgNes“ (Allgemeine Netzentgeltsystematik) entschieden werden.

Die Bundesnetzagentur prüft derzeit verschiedene Modelle für die Finanzierung der Stromnetze nach dem Auslaufen der bisherigen Stromnetzentgeltverordnung Ende 2028. Diskutiert werden unter anderem dynamische sowie statische Einspeisenetzentgelte. Diese sollen dazu beitragen, Netzkosten verursachungsgerechter zu verteilen. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / Wojciech Wrzesien

EU-Gasbedarf könnte bis 2030 um ein Viertel gesenkt werden

GAS. Der Thinktank IEEFA empfiehlt Photovoltaik, Windkraft und Wärmepumpen, um die Abhängigkeit von Erdgas und LNG im Besonderen zu senken. Dies sei möglich, so eine Untersuchung.

Wie kann Europa mehr Unabhängigkeit bei der Versorgung mit Erdgas erreichen? Das Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) ist dieser Frage in einer Untersuchung nachgegangen und ist auf gut bekannte Antworten gestoßen: Mit dem Ausbau von Photovoltaik, Windkraft und Wärmepumpen könnte der Erdgasbedarf der Europäischen Union bis 2030 um rund ein Viertel reduziert werden. Laut IEEFA kann so in etwa die doppelte Menge an Flüssigerdgas eingespart werden, die die EU bis dahin voraussichtlich aus Katar importiert.

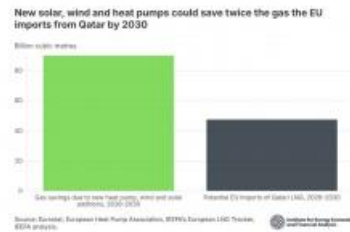
Die Autoren der Untersuchung beziehen sich dabei auf die Erfahrungen im Zuge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine. Zwischen 2021 und 2024 sank der Gasverbrauch in der EU laut IEEFA um rund 78,5 Milliarden Kubikmeter beziehungsweise 20 Prozent. Ausschlaggebend seien der Ausbau der erneuerbaren Energien und von Wärmepumpen sowie politische Maßnahmen zur Senkung des Gasverbrauchs gewesen.

Besonders deutlich fiel der Rückgang im Gebäudebereich aus. Die privaten Haushalte reduzierten ihren Gasverbrauch zwischen 2021 und 2024 um 24 Prozent. In der Industrie lag das Minus bei 20 Prozent, bei Gewerbe und öffentlichen Dienstleistungen bei 19 Prozent. Kraftwerke und Heizkraftwerke verbrauchten für die Strom- und Fernwärmeerzeugung 18 Prozent weniger Erdgas. Die IEEFA beruft sich dabei auf Daten der europäischen Statistikbehörde Eurostat.

Nach Angaben des Instituts wurden zwischen 2022 und 2024 in der Europäischen Union rund 7,6 Millionen Wärmepumpen installiert. Die meisten Anlagen entfielen auf Frankreich mit etwa zwei Millionen Geräten, gefolgt von Italien mit 1,5 Millionen und Deutschland mit knapp einer Million. Gleichzeitig kamen 146 GW Photovoltaik und mehr als 43 GW Windenergieleistung hinzu.

Allein im Jahr 2024 führten neue Wärmepumpen sowie die zusätzliche Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen nach Berechnungen des IEEFA zu einer Verringerung des Gasverbrauchs um rund 95 Milliarden kWh. Das entspreche „etwa zwei Drittel der LNG-Importe der EU aus Katar“ im vergangenen Jahr.

Investitionen in saubere Energietechnologien stärkten damit die Widerstandsfähigkeit Europas gegenüber Versorgungsrisiken.



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: IEEFA

Für die kommenden Jahre sieht das Institut weiteres Potenzial. Erreiche die EU ihre Ausbauziele von jährlich vier Millionen Wärmepumpen sowie 75 GW Photovoltaik und 22 GW Windenergie in den nächsten fünf Jahren, könnten „diese drei Technologien allein den Gasbedarf bis 2030 um rund ein Viertel senken.“

Vor dem Hintergrund der aktuellen Spannungen im Nahen Osten verweist der Bericht auf die Risiken einer anhaltenden Importabhängigkeit. Die Energiekrise des Jahres 2026 sei eine weitere Bewährungsprobe für Europa. „Die EU muss ihren Gasverbrauch senken, indem sie den Ausbau von Windenergie, Solarenergie und Wärmepumpen in Wohngebäuden beschleunigt.“ Dies sei der wirksamste Weg, Europas Abhängigkeit von volatilen fossilen Energieimporten dauerhaft zu verringern und die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Das Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) ist ein gemeinnütziger Think Tank mit Sitz in den USA. Seine Arbeit wird durch Stiftungen finanziert. // **VON STEFAN SAGMEISTER**

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

[^ Zum Inhalt](#)

Russland exportiert so viel Gas nach China wie noch nie zuvor



Quelle: unsplash / Egor Filin

GASMARKT. Der russische Energiekonzern Gazprom hat erneut Rekordlieferungen von Erdgas nach China gemeldet.

Nach Gazprom-Angaben wurde am 25. Juli ein neuer Tagesrekord bei den Gasexporten über die Pipeline Power of Siberia 1 nach China erreicht. Es ist bereits der dritte Höchstwert seit Beginn des Jahres. Ein konkretes Liefervolumen nannte Gazprom jedoch nicht, berichtet die Moscow Times.

Die Pipeline hatte Ende 2024 ihre geplante Jahreskapazität von 38 Milliarden Kubikmetern erreicht. Das entspricht einer täglichen Fördermenge von rund 110 Millionen Kubikmetern Erdgas. Während der winterlichen Nachfragespitzen im Dezember 2025 und Januar 2026 stiegen die täglichen Lieferungen zeitweise auf etwa 112 Millionen Kubikmeter. In den Monaten Februar bis Mai lagen sie laut den zuletzt verfügbaren chinesischen Zoll Daten wieder bei rund 110 Millionen Kubikmetern pro Tag.

Gazprom veröffentlicht keine monatlichen Lieferdaten für die Power of Siberia 1. Das Unternehmen verweist jedoch seit Beginn der Wintersaison wiederholt auf neue Rekordwerte und meldete bereits Anfang Dezember sowie im Januar außergewöhnlich hohe Tageslieferungen.

Bereits im vergangenen Herbst hatte Gazprom mitgeteilt, sich mit dem chinesischen Energiekonzern CNPC grundsätzlich auf eine mögliche Erhöhung der Lieferungen auf bis zu 44 Milliarden Kubikmetern pro Jahr verständigt zu haben. Das würde einer täglichen Liefermenge von rund 126 Millionen Kubikmetern entsprechen. Wann diese Ausweitung umgesetzt werden soll, ist bislang jedoch offen.

Seit etwa zehn Jahren verhandeln Russland und China ergebnislos über den Bau einer zweiten Röhre, Power of Siberia 2. Der Hauptdiskussionspunkt ist dabei der Gaspreis: Russland fordert dem Vernehmen nach 250 Dollar pro Kubikmeter, China den russischen Inlandspreis von 50 Dollar. (ak/geo)

// VON ANDREA KRAUS UND GEORG EBLE

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

[^ Zum Inhalt](#)

Erneuerbare überholen Kohle trotz Krise



Quelle: Shutterstock

STATISTIK. Der weltweite Stromverbrauch steht einem neuen Bericht der Internationalen Energieagentur zufolge vor einem neuen Wachstumsschub.

Nach einem Anstieg von rund 3 Prozent im Jahr 2025 soll die globale Stromnachfrage 2026 um 3,6 Prozent und 2027 um 3,8 Prozent steigen. Damit könnte der weltweite Stromverbrauch bis 2027 auf etwa 30.700 TWh klettern, von 28.600 TWh im Jahr 2025.

Gleichzeitig bleibt der Energiemarkt weiterhin von Risiken geprägt. Die Krise im Nahen Osten hat zeitweise die Versorgung mit Flüssigerdgas beeinträchtigt. Die hohen Gaspreise haben in mehreren Ländern zu einem Wechsel von Erdgas hin zu Kohle geführt. Gleichzeitig gewinnen erneuerbare Energien weiter an Bedeutung und helfen dabei, die Energieversorgung widerstandsfähiger gegen externe Schocks zu machen.

In China soll der Stromverbrauch 2026 um 5,5 Prozent wachsen - unterstützt durch eine stärkere Industrieproduktion und den steigenden Bedarf an Ladeinfrastruktur für E-Autos. Indien erwartet nach einem schwachen Wachstum von nur 1,6 Prozent im Jahr 2025 eine Erholung auf rund 7 Prozent, nachdem der frühe Monsun den Verbrauch im vergangenen Jahr gedrückt hatte. Auch in den USA setzt sich der Aufwärtstrend fort: Dort treiben insbesondere Rechenzentren, Klimaanlage und industrielle Anwendungen den Strombedarf.

In der Europäischen Union wird dem Bericht zufolge die Nachfrage voraussichtlich um 2 Prozent steigen. Gründe dafür sind die fortschreitende Elektrifizierung, ein kälterer Winterbeginn sowie ein höherer Kühlbedarf während Hitzewellen. Dagegen kämpfen einige Schwellenländer wie Bangladesch und Pakistan stärker mit den Folgen hoher Energiepreise, da sie stark von LNG-Importen abhängig sind.

Der große Gewinner der kommenden Jahre bleiben die Erneuerbaren. 2026 wird ihre Stromerzeugung erstmals weltweit die Kohlekraft übertreffen. Ihr Anteil am globalen Strommix werde von 33 Prozent im Jahr 2025 auf 37 Prozent im Jahr 2027 steigen. Besonders Solarenergie wächst rasant.

Der Ausbau bringt jedoch neue Herausforderungen. Stromnetze müssen modernisiert, Speichertechnologien ausgebaut und flexible Systeme geschaffen werden, um Schwankungen bei Wind- und Solarstrom auszugleichen. Batteriespeicher und intelligente Nachfragesteuerung gewinnen daher zunehmend an Bedeutung. Während Gasstrom 2026 wegen hoher Preise kaum wachsen dürfte, wird die Kohleverstromung vorübergehend wieder zunehmen. Die steigende Stromnachfrage wirkt sich auch auf die CO₂-Bilanz aus.

Auch die Strompreise bleiben volatil. Während die LNG-Krise in Europa und Japan im zweiten Quartal 2026

zu deutlich höheren Großhandelspreisen führte, waren die Auswirkungen in den USA und Indien geringer. Australien konnte dank eines starken Ausbaus Erneuerbare und Batteriespeicher die Abhängigkeit von Gaskraftwerken reduzieren und verzeichnete sogar deutlich niedrigere Preise. (ak) // VON ANDREA KRAUS

[^ Zum Inhalt](#)

PV Green setzt auf White-Label-Lösung von Grid X



V. l. n. r.: Marcel Stockhorst, Teamleiter Einkauf (PV Green), Christopher Schoppmann, Teamleiter IT & Prozesse (PV Green), Tarek Fansa, Account Executive (gridX), Hanno Abdulrahman, Geschäftsführer (PV Green), Hassan Fawaz, Teamleiter Qualitätsmanagement

IT. PV Green integriert das Home-Energy-Management-System von Grid X in sein Installateursnetzwerk. Bis Ende 2026 sollen 600 Systeme unter der Marke „ELIO“ installiert werden.

Der Photovoltaikanbieter PV Green stattet sein bundesweites Netzwerk von Installationsbetrieben künftig mit Heimenergiemanagementsystemen (HEMS) unter dem Markennamen „ELIO“ aus. Dahinter steht das White-Label-HEMS der Eon-Tochtergesellschaft Grid X, wie PV Green aktuell mitteilt.

Das HEMS besteht aus einem lokalen Gateway und einer cloudbasierten Energiemanagementplattform. Es ermöglicht die Einbindung von Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern, Wärmepumpen und Wallboxen von mehr als 50 Herstellern. Nach Angaben der Unternehmen unterstützt die Lösung den regulatorisch konformen Betrieb gemäß § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und § 9 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

PV Green organisiert als Franchiseunternehmen bundesweit selbstständige Installationsbetriebe. Dem Netzwerk gehören nach Unternehmensangaben derzeit mehr als 20 Meisterbetriebe an, die bislang über 10.000 dezentrale Energieanlagen installiert haben. Langfristig strebt PV Green 70 eigene Standorte an, allein bis Ende 2026 soll das Netzwerk auf 30 Betriebe wachsen. In diesem Zeitraum sollen auch bereits 600 Elio-Systeme installiert werden.

Bei den Kunden soll das HEMS außerhalb des Zählerschranks installiert werden. Dadurch entfalle die Hutschienenmontage und die Installationszeit liege bei nur rund zehn Minuten. Zudem übernehme das System zeitvariable Netzentgelte nach § 14a EnWG (Modul 3) automatisch über die Anbindung an den jeweiligen Verteilnetzbetreiber.

Ab 2027 soll ELIO auch mit intelligenten Messsystemen und Steuereinheiten gekoppelt werden können. Dadurch sollen unter anderem dynamische Stromtarife sowie die Vermarktung von Haushaltsflexibilitäten am Day-Ahead- und Intraday-Markt möglich werden. Zudem wollen PV Green und Grid X die technische Grundlage dafür schaffen, dass Betreiber kleiner Photovoltaikanlagen ihre Einspeisung künftig direkt vermarkten können. (kmt)

. // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Shutterstock / Ayrat A

Digitaler Zwilling soll Tübinger Wärmenetz optimieren

WÄRMENETZ. Trianel, die Stadtwerke Tübingen und Retoflow haben einen Digitalen Zwilling für ein Fernwärmenetz validiert. Damit soll künftig den Live-Betrieb unterstützt werden.

Die Stadtwerke Tübingen haben gemeinsam mit dem Trianel Digital Lab und dem Softwareunternehmen Retoflow ein sechsmonatiges Pilotprojekt für einen Digitalen Zwilling im Fernwärmenetz abgeschlossen. Untersucht wurde das Wärmesystem im Stadtteil Südstadt. Das digitale Netzmodell wurde mit realen Messdaten abgeglichen und schrittweise an die tatsächlichen Betriebsbedingungen angepasst. Ziel des Projekts war es, Optimierungsmöglichkeiten im Netzbetrieb zu ermitteln und eine Grundlage für die spätere Echtzeitanalyse der Wärmeverteilung zu schaffen.

Ein Digitaler Zwilling bildet das physische Netz virtuell und rechnerisch ab. Durch die Anbindung an Betriebsdaten soll er perspektivisch auch Veränderungen im Netzbetrieb laufend berücksichtigen können.

Hintergrund ist der geplante Ausbau der Tübinger Fernwärmeversorgung. Die Stadtwerke wollen dabei zusätzlich Solarthermie einbinden. Wegen der schwankenden Einspeisung aus solchen Anlagen steigen nach Angaben der Projektpartner die Anforderungen an Netzmodellierung und Steuerung. Das erprobte Modell soll deshalb helfen, Temperaturverläufe und die Auswirkungen unterschiedlicher Einspeisesituationen genauer abzuschätzen.

Das Pilotprojekt habe gezeigt, dass sich die realen Temperaturverläufe im untersuchten Netz bereits mit hoher Genauigkeit nachbilden lassen. Gleichzeitig sei die Rechenzeit von zunächst mehreren Stunden auf weniger als eine Stunde gesunken. Dies gilt als wichtige Voraussetzung, um das Modell später näher am laufenden Netzbetrieb einsetzen zu können.

„Das Pilotprojekt demonstriert, dass der Digitale Zwilling auch in einem gewachsenen und dezentral geprägten Fernwärmenetz präzise und praxistaugliche Ergebnisse liefert“, so Michel Muschkiet, Senior Projektmanager Digitalisierung im Trianel Digital Lab. Für die Stadtwerke entstehe damit Werkzeug für eine fundierte Planung von Betriebsführung und Netzausbau.

Als nächstes ist vorgesehen, das Modell in den Live-Betrieb zu überführen und weitere Tübinger

Fernwärmenetze einzubeziehen. Langfristig soll der Digitale Zwilling nach Angaben der Projektpartner auch die Bereiche Strom und Wasser abdecken. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Geothermie-Bohrung in Hartheim kann starten



Quelle: Herrenknecht AG / Alina Eiberle

GEOTHERMIE. Das Regierungspräsidium Freiburg hat die Erkundungsbohrungen für das Geothermieprojekt der Erdwärme Breisgau in Hartheim am Rhein genehmigt.

Die Landesbergdirektion im Regierungspräsidium Freiburg (RP) hat der Erdwärme Breisgau das Bohrvorhaben zur Erkundung von tiefer Geothermie in Hartheim (Kreis Breisgau-Hochschwarzwald) genehmigt, teilte die Behörde am 27. Juli mit. Mit der Zulassung des Hauptbetriebsplans kann die Projektgesellschaft „Erdwärme Breisgau“, die sich jeweils zur Hälfte im Besitz von Badenova und dem Bohrunternehmen Herrenknecht befindet, die geplanten Untersuchungen des tiefen Untergrunds vorbereiten und durchführen.

Die Genehmigung umfasst den Bau eines Bohrplatzes nahe der Autobahn A5 auf Höhe des Rastplatzes Hardt, die Errichtung der Bohranlage sowie zwei Bohrungen bis in rund 3.300 Meter Tiefe. Darüber hinaus sind Testarbeiten zur Untersuchung des geothermischen Reservoirs zugelassen. Das Projekt soll klären, ob die geologischen Voraussetzungen für eine langfristige geothermische Wärmeversorgung der Region gegeben sind.

Nach Angaben der Projektpartner sollen ab Herbst 2026 zunächst Erdarbeiten, die Herstellung von Arbeits- und Lagerflächen sowie die Baustelleninfrastruktur eingerichtet werden. Die eigentlichen Bohrarbeiten sind derzeit für das zweite Halbjahr 2027 vorgesehen. Gemeinsam wollen die Unternehmen nach eigenen Angaben rund 60 Millionen Euro in die Erschließung des Reservoirs und den Bau eines Heizwerks investieren. Ziel ist es, langfristig bis zu 20.000 Haushalte in Freiburg mit Wärme aus Geothermie zu versorgen.

Badenova und Herrenknecht haben die Projektgesellschaft Erdwärme Breisgau gegründet, um ihre jeweiligen Kompetenzen in der Wärmeversorgung beziehungsweise im Bereich Tiefbohrtechnik zu bündeln. Geplant ist die Erschließung eines Heißwasservorkommens in rund 3.200 Metern Tiefe unter der Gemarkung Hartheim. Das geförderte Thermalwasser soll an der Oberfläche Wärme für die Fernwärmeversorgung bereitstellen. Anschließend wird das abgekühlte Wasser wieder in dieselbe Gesteinsformation zurückgeführt. Erst die nun genehmigten Bohrungen sollen Aufschluss über Temperatur, Ergiebigkeit und Wirtschaftlichkeit des Reservoirs liefern.

Vorhaben dient als Pilotprojekt für weitere Landkreise

Die Projektpartner bewerten die Genehmigung als wichtigen Meilenstein. Für Badenova und Herrenknecht hat das Vorhaben auch Modellcharakter. Beide Unternehmen verweisen darauf, dass in Deutschland bislang nur wenige Geothermieprojekte in einer gleichberechtigten Partnerschaft zwischen Energieversorgern und Technologieunternehmen umgesetzt werden. Während der Bohrphase plant die Projektgesellschaft nach eigenen Angaben Informationsangebote und Führungen für interessierte Bürgerinnen und Bürger vor Ort.

„Mit unserer Tiefbohrtechnologie verstehen wir uns als Enabler der Wärmewende. Die Partnerschaft mit Badenova ist eine Premiere in Deutschland und zukunftsweisend: Ein Energieversorger und ein

Technologiepartner setzen gemeinsam und gleichberechtigt ein Geothermieprojekt um und produzieren langfristig zukunftssichere Wärme“, sagte Ulrich Hahne, Geschäftsführer von Herrenknecht Vertical.

„Am Oberrhein bietet tiefe Geothermie große Potenziale für die Umstellung unserer Wärmeversorgung auf erneuerbare Energien. Ich freue mich, dass wir mit der Erteilung der Genehmigung an die Erdwärme Breisgau einen wichtigen Schritt gehen, um das Potenzial für unsere Region an einem konkreten Standort zu untersuchen und damit die Chancen für den Klimaschutz nutzen“, so Regierungspräsident Carsten Gabbert mit.

In die Genehmigung seien umfangreiche Maßnahmen insbesondere zum Schutz des Grundwassers und zur Vermeidung schädlicher Seismizität aufgenommen. Auf Grundlage der vorliegenden Unterlagen seien jedoch Erdbebenschäden nicht zu erwarten, teilte die Behörde weiter mit, die bei der Bewertung vom Landesforschungszentrum Geothermie am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) unterstützt wurde. (hr)

// VON HEIDI ROIDER

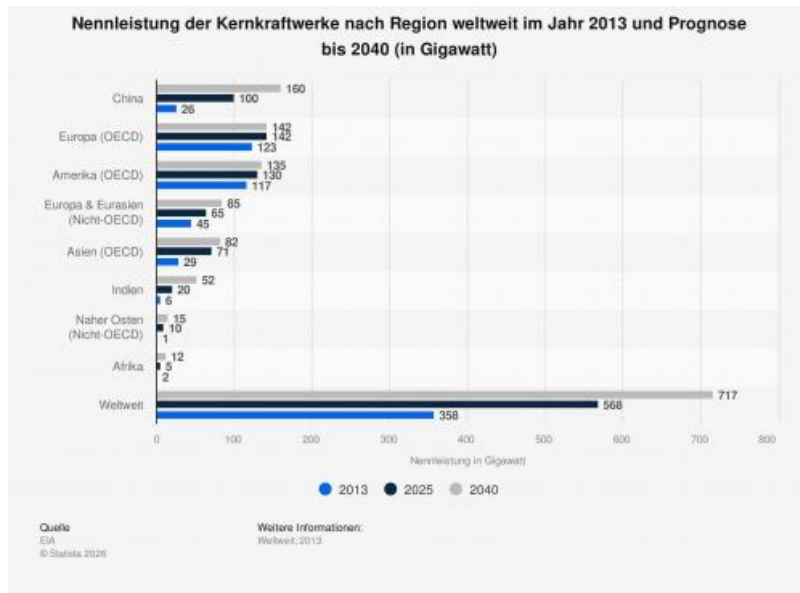
[^ Zum Inhalt](#)

Prognostizierte Leistung der Kernkraftwerke weltweit bis 2040



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

Die Statistik zeigt die Nennleistung der Kernkraftwerke nach Region weltweit im Jahr 2013 und eine Prognose für die Jahre 2025 und 2040. Im Jahr 2013 betrug die Leistung der Kernkraftwerke in Indien sechs Gigawatt. Für das Jahr 2040 soll die Leistung auf 52 Gigawatt ansteigen. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

RWE schließt Amprion-Transaktion ab

BETEILIGUNG. RWE hat den Erwerb weiterer Anteile am Übertragungsnetzbetreiber Amprion abgeschlossen. Das Unternehmen erhöht seinen indirekten Anteil auf 55 Prozent für insgesamt 3,6 Milliarden Euro.

RWE hat den angekündigten Erwerb von indirekten Anteilen am Übertragungsnetzbetreiber Amprion abgeschlossen. Wie der in Essen ansässige Energiekonzern mitteilt, hält RWE nach der Transaktion nun insgesamt indirekt 55 Prozent an Amprion. Der Kaufpreis für alle Akquisitionen beträgt 3,6 Milliarden Euro.

RWE erwarb nun die zusätzlichen indirekten Anteile nicht direkt von Amprion, sondern übernahm Anteile der Beteiligungsgesellschaft M31, die selbst an Amprion beteiligt ist. Mit dem Abschluss der Transaktion erhöht der Konzern seine Beteiligung an Amprion umgerechnet um 35 Prozentpunkte.

Die Transaktion wurde weniger als fünf Wochen nach ihrer Ankündigung abgeschlossen. Voraussetzung dafür war die Freigabe durch das Bundeskartellamt, die laut RWE am 17. Juli 2026 ohne Auflagen erfolgte. Die Finanzierung des Anteilserwerbs erfolgte nach Unternehmensangaben vollständig über die am 22. Juni abgeschlossene Eigenkapitalerhöhung.

35 Prozent mehr Anteil an Amprion

Amprion mit Sitz in Dortmund ist einer der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Das Unternehmen betreibt nach eigenen Angaben das Höchstspannungsnetz im wirtschaftlichen Zentrum Deutschlands. Das Netz erstreckt sich über sieben Bundesländer und versorgt rund 29 Millionen Menschen. Nach Angaben von RWE plant Amprion in den kommenden Jahren umfangreiche Investitionen in den Ausbau des Übertragungsnetzes.

Mit der höheren Beteiligung will RWE zusätzliche Finanzmittel für diese Investitionen bereitstellen. Laut Unternehmen sollen bis 2031 insgesamt 6,5 Milliarden Euro im Zusammenhang mit der Beteiligung an Amprion in den Netzausbau fließen.

Davon waren nach Angaben von RWE bereits rund 2,5 Milliarden Euro für den Investitionsbedarf der bestehenden RWE-Apollo-Beteiligung vorgesehen. Weitere rund 4 Milliarden Euro sollen den zusätzlichen

Kapitalbedarf decken, der sich aus der Aufstockung der Beteiligung ergibt. Auch diese Mittel stammen laut Unternehmen aus der Eigenkapitalerhöhung sowie aus dem vorhandenen finanziellen Spielraum des Konzerns.

Im November 2025 hatten RWE und die New Yorker Investmentgesellschaft Apollo Global Management die Gründung eines Joint Ventures bekannt gegeben, das ebenfalls Anteile an Amprion hält. RWE ist mit 80 Prozent, Apollo mit 20 Prozent am Gemeinschaftsunternehmen beteiligt, das seinerseits 25,1 Prozent an Amprion hält. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Getec expandiert nach Südeuropa



Quelle: Joachim Wendler / Fotolia

ÜBERNAHME. Getec will den Energiedienstleister Cogenio vollständig übernehmen. Damit stärkt das Unternehmen sein Geschäft in Italien und tritt in den iberischen Markt ein.

Der Magdeburger Energiedienstleister Getec will die südeuropäische Energieplattform Cogenio übernehmen. Dazu hat Getec mit Infracapital, dem bisherigen Mehrheitsgesellschafter von Cogenio, eine Übernahmevereinbarung geschlossen. Getec will sämtliche Anteile an Cogenio Italy und Cogenio Iberia erwerben. Finanzielle Details nennt das Unternehmen nicht. Mit dem Zukauf erweitert Getec sein Geschäft in Italien und steigt zugleich in Spanien und Portugal ein. Der Abschluss der Transaktion steht nach Angaben des Unternehmens noch unter dem Vorbehalt behördlicher Genehmigungen in Italien.

Cogenio plant, finanziert und betreibt dezentrale Energieanlagen für Gewerbe- und Industriekunden. Zum Portfolio gehören Blockheizkraftwerke, Photovoltaikanlagen, Wärmerückgewinnung und weitere

Effizienzlösungen. Die Anlagen bleiben im Eigentum des Energiedienstleisters und werden im Rahmen langfristiger Verträge für die Kunden betrieben.

Getec will mit der Übernahme vor allem seine Position in der italienischen Industrie, im öffentlichen Sektor und in der Immobilienwirtschaft ausbauen. Hinzu kommt erstmals ein eigenes Geschäft auf der Iberischen Halbinsel. Cogenio bringt dafür nach Angaben des Käufers bestehende Kundenbeziehungen, regionale Standorte und technisches Know-how ein.

Geschäft mit energieintensiven Unternehmen

Zu den Zielbranchen zählen laut Getec unter anderem die Chemie- und Pharmaindustrie, Rechenzentren, die Lebensmittel- und Molkereiwirtschaft, das Gesundheitswesen sowie die Automobil- und Immobilienwirtschaft. Auch öffentliche Auftraggeber gehören zum Kundenkreis.

Getec-Chef Pierre-Alain Graf erklärte, Cogenio ergänze die bisherige europäische Aufstellung des Unternehmens. Getec könne dadurch Energie- und Dekarbonisierungslösungen in größerem Umfang in Südeuropa anbieten.

Cogenio entstand 2018 in Italien und expandierte später auf die Iberische Halbinsel. Während der Beteiligung von Infracapital erweiterte das Unternehmen sein Angebot nach Angaben des Investors unter anderem um Photovoltaik und Wärmerückgewinnung. Infracapital ist der Infrastruktur-Investmentbereich des britischen Vermögensverwalters M&G. Das Unternehmen veräußert mit der Vereinbarung seine Mehrheitsbeteiligung an Cogenio. Als Finanzberater war die Investmentbank Jefferies tätig.

Getec beschäftigt nach eigenen Angaben mehr als 3.100 Menschen an rund 50 Standorten. Das Unternehmen entwickelt, finanziert und betreibt Energieanlagen für Industrie- und Immobilienkunden. In Deutschland, Italien, der Schweiz, den Benelux-Ländern, Österreich und Polen betreibt Getec nach eigenen Angaben mehr als 11.000 Anlagen. (ds) // **VON DAVINA SPOHN**

[^ Zum Inhalt](#)

RWE baut Batteriespeicher im Tagebau Hambach



Im Tagebau Hambach entsteht ein Batteriespeicher. Quelle: RWE

SPEICHER. Der Energiekonzern RWE installiert auf dem Gelände des Tagebaus Hambach einen Energiespeicher. Er soll im Jahr 2027 in Betrieb genommen werden.

RWE errichtet auf dem Betriebsgelände des Tagebaus Hambach eine neue Batteriespeicheranlage, teilte der Konzern am 28. Juli mit. Die Anlage entsteht auf Höhe der Gemeinde Niederzier im Kreis Düren. Der Großspeicher verfügt laut RWE über eine Leistung von 236 MW und eine Kapazität von 470 MWh. Bereits Ende 2025 hatten die bauvorbereitenden Arbeiten auf einer Fläche von drei Hektar begonnen. Für 2027 ist die Inbetriebnahme vorgesehen. Die ersten der insgesamt 128 Lithium-Ionen-Batterie-Container sind bereits angeliefert worden.

Der Batteriespeicher in Hambach soll zur Stabilität des Stromnetzes beitragen, indem er unter anderem Regenergie bereitstellt, teilte der Versorger weiter mit. Darüber hinaus ist die Anlage technisch darauf ausgelegt, zukünftige Netzdienstleistungen wie Momentanreserve zu erbringen.

Im Tagebau Hambach hat RWE bereits drei Solaranlagen mit einer Gesamtkapazität von rund 50 MW sowie einen integrierten Batteriespeicher mit 4,1 MW gebaut (wir berichteten). Wenige Kilometer entfernt, im

Bereich der künftigen Manheimer Bucht, errichtet RWE einen Solarpark mit einer Leistung von 14,8 MW. Dazu kommt ein benachbarter Batteriespeicher, der auf eine Kapazität von 80 MWh ausgelegt ist.

Kohleabbau in Hambach endet in drei Jahren

Der Tagebau Hambach liegt zwischen Jülich im Kreis Düren und Kerpen (Rhein-Erft-Kreis). Er wurde 1978 in der Nähe des Niederzierer Ortsteils Hambach begonnen. In Spitzenzeiten förderte der zwischenzeitlich bis zu 411 Meter tiefe Tagebau so viel Braunkohle für die unternehmenseigenen Kraftwerke, dass mit ihr fünf Prozent des gesamten deutschen Strombedarfs gedeckt wurden.

Im Jahr 2029 wird die Kohlegewinnung im Tagebau Hambach im Zuge des gesetzlichen Kohleausstiegs beendet. Zurzeit laufen nach Auskunft von RWE mehrere große regionalplanerische Genehmigungsverfahren. Sie sollen festlegen, wie die von einem großen See und Wald geprägte Landschaft künftig aussehen wird, die der Tagebau hinterlässt.

Insgesamt betreibt RWE neun Onshore-Windparks und neun Photovoltaikanlagen im gesamten Rheinischen Revier – vier davon mit integriertem Batteriespeicher. Weitere Wind- und Solarparks sind in der Region im Bau und in Planung. Insgesamt kommt das Unternehmen nach eigenen Angaben hier auf über 100 MW Leistung. Weitere Solarprojekte seien in Bau und in Planung. Solarparks im Tagebau profitieren von der vorhandenen Energieinfrastruktur mit hohen Einspeisekapazitäten. Genehmigungsstrategisch von Vorteil seien auch die deutlich vereinfachten Bauleitplanverfahren. (hr) // VON HEIDI ROIDER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Toyota steigt bei Brennstoffzellen-Joint-Venture ein



Quelle: Shutterstock / fizkes

BETEILIGUNG. Toyota steigt als dritter Gesellschafter beim Brennstoffzellenhersteller Cellcentric ein. Gemeinsam wollen die drei Eigentümer Systeme für schwere Nutzfahrzeuge industriell skalieren.

Das 2021 gegründete Gemeinschaftsunternehmen Cellcentric bekommt voraussichtlich einen dritten Gesellschafter. Der japanische Fahrzeughersteller Toyota soll nach Abschluss der Transaktion neben Daimler Truck und der Volvo Group ein Drittel der Anteile halten. Die drei Konzerne haben dazu eine verbindliche Vereinbarung unterzeichnet, wie aus einer Mitteilung von Cellcentric hervorgeht. Einen Kaufpreis nennt das Unternehmen nicht.

Bislang gehört Cellcentric zu gleichen Teilen dem Nutzfahrzeughersteller Daimler Truck mit Sitz in Leinfelden-Echterdingen und der schwedischen Volvo Group mit Hauptsitz in Göteborg. Das Unternehmen entwickelt, produziert und vermarktet Brennstoffzellensysteme, vor allem für schwere Nutzfahrzeuge. Mehr als 560 Beschäftigte arbeiten nach Angaben von Cellcentric an Standorten in Kirchheim unter Teck, Esslingen, Stuttgart und im kanadischen Burnaby.

Die Vereinbarung folgt auf eine unverbindliche Absichtserklärung, die die Unternehmen Ende März 2026 unterzeichnet hatten. Der Vollzug steht noch unter dem Vorbehalt der erforderlichen behördlichen Genehmigungen. Die Partner rechnen damit, die Transaktion gegen Ende 2026 oder Anfang 2027 abzuschließen.

Auch stationäre Stromerzeugung als mögliche Anwendung

Die drei Gesellschafter wollen nach eigenen Angaben die Brennstoffzellentechnik weiterentwickeln, die

industrielle Fertigung skalieren und die Wettbewerbsfähigkeit von Cellcentric erhöhen. Im Mittelpunkt stehen Systeme für schwere Nutzfahrzeuge. Konkrete Angaben zu geplanten Investitionen, Fertigungsmengen oder zusätzlichen Produktionsstandorten enthält die Mitteilung nicht.

Cellcentric soll auch nach dem Einstieg Toyotas als unabhängiges Unternehmen geführt werden. Der Brennstoffzellenhersteller will seine Systeme weiterhin nicht nur für die drei Gesellschafter, sondern für ein breiteres Kundenspektrum anbieten. Neben dem schweren Straßengüterverkehr nennt das Unternehmen Reisebusse, Schienenfahrzeuge, schwere Arbeitsmaschinen, Offroad-Anwendungen und die stationäre Stromerzeugung als mögliche Einsatzfelder.

Daimler Truck, die Volvo Group und Toyota bleiben in ihren übrigen Geschäftsbereichen eigenständig und stehen dort weiterhin miteinander im Wettbewerb. Die Zusammenarbeit der Konzerne bleibt damit auf ihre Beteiligung an Cellcentric begrenzt.

Wasserstoffinfrastruktur im Blick

Die drei Konzerne wollen sich laut der Mitteilung zudem gemeinsam mit Verbänden und Unternehmen entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette für den Aufbau der Wasserstoffversorgung und der erforderlichen Infrastruktur einsetzen. Nähere Angaben zu Projekten, Standorten oder Zeitplänen machen sie nicht.

Für den Einsatz von Brennstoffzellen in schweren Nutzfahrzeugen benötigen Betreiber neben den Fahrzeugen ausreichend Wasserstoff und ein Netz geeigneter Tankstellen. Die Gesellschafter verbinden ihre Zusammenarbeit bei Cellcentric deshalb mit dem Ziel, ein entsprechendes Wasserstoff-Ökosystem aufzubauen. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Rhenag erschafft Sprachassistenten für Stadtwerke



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

IT. Die Rheinische Energie entwickelt einen „Voice AI Agent“ für den Kundenservice. Die Technik soll Standardanfragen automatisieren und auch anderen Stadtwerken zur Verfügung stehen.

Die Rheinische Energie AG, kurz Rhenag, tüftelt an einem „Voice AI Agent“ für den Kundenservice. Das digitale Helferlein wird derzeit unter anderem bei der Rhenag Energie in Siegburg sowie den Netzgesellschaften Rhein-Sieg Netz und Westerwald-Netz getestet. Ziel sei es, Standardanliegen automatisiert zu bearbeiten und Mitarbeitende für komplexe Kundenanfragen zu entlasten, heißt es in einer Unternehmensmitteilung.

Der Voice AI Agent soll zunächst häufig wiederkehrende Vorgänge übernehmen. Geplant ist der Einsatz zunächst für Zählerstandsmeldungen, anschließend für Abschlagsänderungen. In einem weiteren Ausbauschnitt soll das System eingehende Anfragen anhand des Anliegens an die zuständigen Ansprechpartner weiterleiten. Störungsmeldungen sollen unmittelbar an Mitarbeitende oder die Leitstelle übergeben werden.

Die technische Entwicklung erfolgt in der Unternehmenszentrale in Köln. Die bei den Pilotanwendungen gesammelten Erfahrungen sollen in eine Lösung einfließen, die anschließend auch anderen Stadtwerken angeboten werden kann. Das Angebot soll perspektivisch neben der Software auch Einrichtung, Hosting und die Anbindung an bestehende IT-Systeme umfassen.

Der Voice AI Agent basiert auf einer Lösung der Unternehmen Parloa und „logen.ai“, die bei Rhein-Sieg Netz und Westerwald-Netz bereits eingesetzt wird, so die Rhenag.

Das System soll Gespräche an Mitarbeitende weiterleiten, sobald es erkennt, dass ein Anliegen nicht zu den definierten Standardprozessen gehört. „Die KI soll den Menschen unterstützen, nicht ersetzen“, kommentiert Kundenservice-Leiterin Melanie Florenz das Projekt. Die Künstliche Intelligenz soll dazu beitragen, Fachkräfte von Routineaufgaben zu entlasten und ihre Kapazitäten für individuelle Beratungen bereitzustellen. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Badenova weiter Hauptsponsor für E-Sportteam des SC Freiburg



Quelle: Oliver Lekj (Vorstand SC Freiburg, links) und Hans-Martin Hellebrand (Vorstand Badenova). Quelle: Badenova

WIRTSCHAFT. Der Versorger verlängert seine Unterstützung für die Teams der Frauen, Juniorinnen und Gamer des Sportclub Freiburg.

Die Badenova bleibt Exklusivpartner des Fußball-Bundesligisten SC Freiburg sowie Hauptsponsor der Frauen- und Juniorinnenteams und des E-Football-Teams. Wie es in einer Mitteilung heißt, bleibt das Unternehmen auch Energieversorger der Vereinsinfrastruktur. In den vergangenen Jahren seien bereits unter anderem der Ausbau der Fernwärmeversorgung sowie die Inbetriebnahme einer Photovoltaikanlage auf dem Dach des Europa-Park-Stadions gemeinsam umgesetzt worden.

Im Rahmen der verlängerten Kooperation bleibt Badenova bei den Heimspielen im Freiburger Europa-Park-Stadion sowie bei den Spielen der SC-Frauen im Dreisamstadion präsent. Darüber hinaus wollen beide Partner ihre Zusammenarbeit mit Veranstaltungen und Aktionen fortführen. „Die Verantwortung für die Zukunft unserer Region verbindet uns mit dem SC Freiburg“, sagte der Vorstandsvorsitzende der Badenova, Hans-Martin Hellebrand.

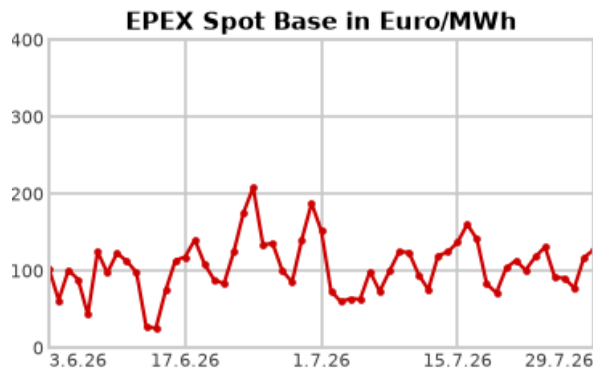
Dazu zählen Formate mit den Spielerinnen der SC-Frauen sowie Angebote für die E-Football-Community wie der „Badenova Gaming Room“ und der „Badenova eFootball Cup“.

Das E-Football-Team des SC Freiburg zählt derzeit zu den erfolgreichsten Deutschlands und gewann in der Saison 2025/26 sowohl die Hauptrunde der Virtual Bundesliga Club Championship als auch mit Nassim „Nassada“ Dahman den deutschen Meistertitel im Einzelwettbewerb. // VON STEFAN SAGMEISTER

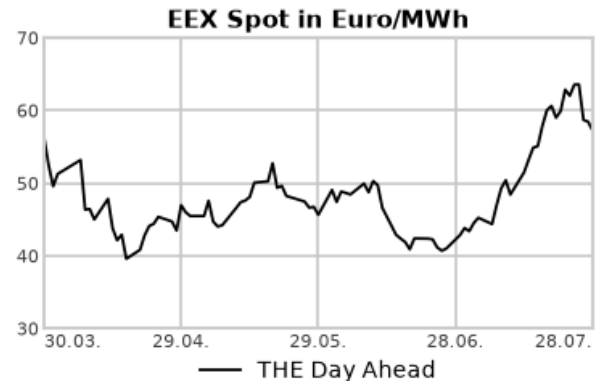
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gaspreise geben trotz knapper Lage nach



MARKTKOMMENTAR. Durch die Bank leichter haben sich die Energiemärkte am Dienstag präsentiert.

Schwächere Notierungen bei Erdgas, Kohle und Rohöl spiegelten die Hoffnung auf eine diplomatische Entspannung im Konflikt zwischen den USA und dem Iran wider, wodurch ein Teil der zuletzt aufgebauten geopolitischen Risikoprämien weiter abgebaut wurde. Gleichzeitig bleibt das fundamentale Marktumfeld insbesondere für Gas angespannt.

Unterdurchschnittliche Windstrommengen, eine anhaltende Hitzewelle in weiten Teilen Europas und die Sorge um eine verzögerte Befüllung der europäischen Gasspeicher sprechen weiterhin für eine erhöhte Nachfrage nach fossiler Stromerzeugung. Am CO₂-Markt belasten zwar Konjunktur- und Inflationssorgen die Stimmung, die wetterbedingt höhere Stromerzeugung dürfte die Nachfrage nach Emissionszertifikaten jedoch stützen.

Strom: Überwiegend schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag präsentiert. Der Day-ahead hingegen gewann im Base 10,00 auf 127,00 Euro je Megawattstunde und im Peak 16,25 auf 83,50 Euro je Megawattstunde. An der Börse mussten für die Grundlast 126,84 Euro und für die Spitzenlast 83,30 Euro bezahlt werden.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Mittwoch mit 24 Gigawatt etwas geringer ausfallen als noch am Dienstag. Für den Donnerstag erwarten die Meteorologen dann aber wieder einen kleinen Anstieg der Erneuerbaren-Einspeiseleistung. Das US-Wettermodell sieht noch bis zum 11. August unterdurchschnittliche Windstrom-Mengen. Für den gleichen Zeitraum erwarten die Meteorologen außerdem weiterhin eine Hitzewelle mit teils deutlich überdurchschnittlichen Temperaturen.

Am langen Ende des Strommarktes verlor das Cal 27 um 3,91 auf 103,98 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Dienstag ihren Abwärtskurs fortgesetzt. Der Dec 26 verlor bis gegen 14.00 Uhr um 1,08 auf 81,25 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 12,3 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 82,80 Euro, das Tief bei 81,09 Euro.

Nach Einschätzung der Analysten von Redshaw Advisors sind es auch anhaltende Sorgen über eine höhere Inflation und eine Abschwächung der Konjunktur, die die Investitionsbereitschaft spekulativer

Marktteilnehmer ausbremsen und auf den Preisen lasten.

Mit der Rückkehr einer Hitzewelle in Teilen Nord- und Westeuropas bleibe der Kühl- und damit der Strombedarf jedoch erhöht, wobei die Verfügbarkeit von Kernkraftwerken in Europa beeinträchtigt werden könnte. Zudem bleibt die Wind-Einspeiseleistung den Meteorologen zufolge unterdurchschnittlich. Die erhöhte Stromnachfrage und der Einsatz fossiler Energieträger dürften die Nachfrage des Energiesektors nach CO2-Zertifikaten zusätzlich unterstützen.

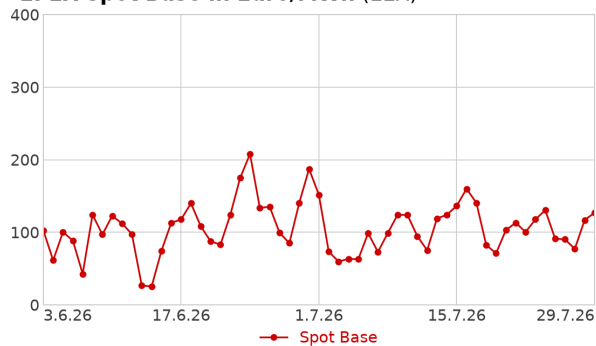
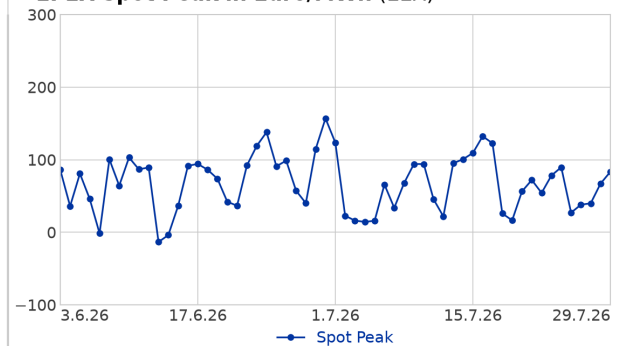
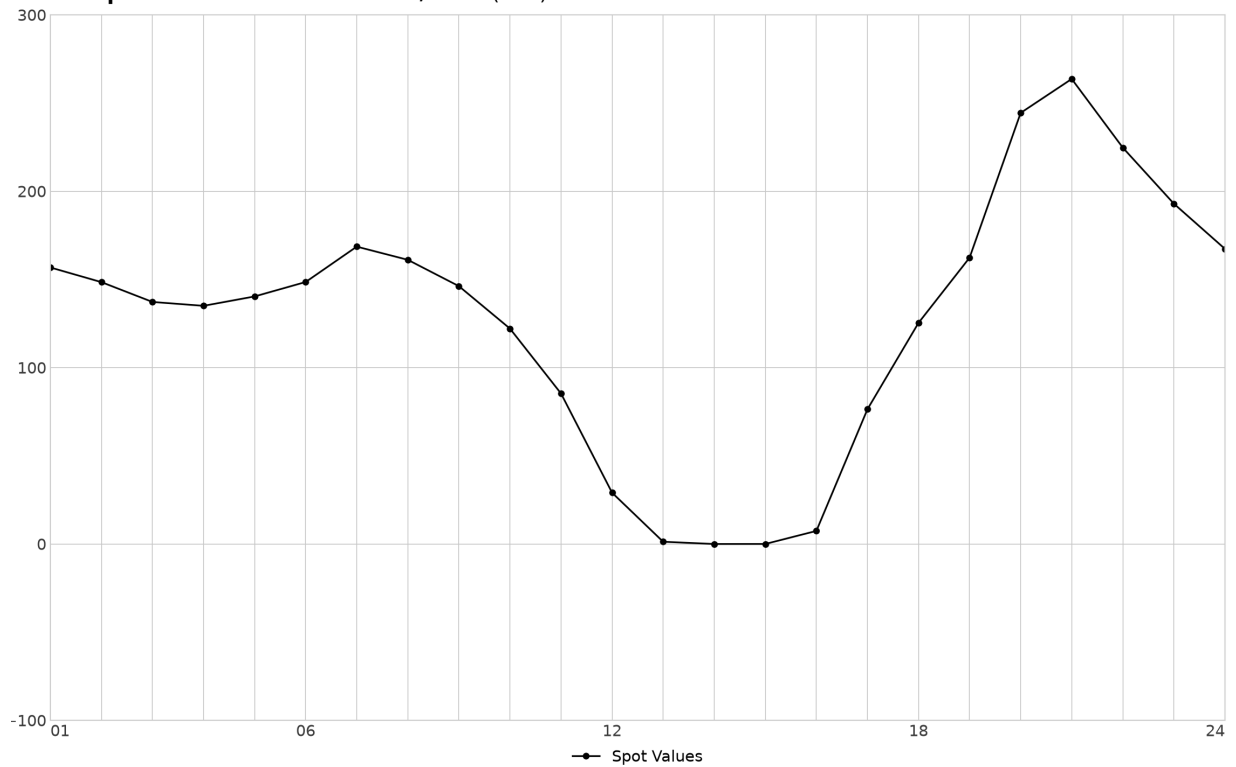
Ein Risiko für die weitere Preisentwicklung bleibt jedoch die Lage im Nahen Osten. Eine erneute Eskalation könnte die Energiepreise weiter steigen lassen und die Nachfrage der Industrie nach Emissionszertifikaten belasten. Umgekehrt dürfte eine diplomatische Entspannung das Marktumfeld für EUAs verbessern und die Preise stützen.

Erdgas: Die europäischen Erdgaspreise haben angesichts der Hoffnungen auf eine diplomatische Entspannung im Konflikt zwischen den USA und dem Iran weiter nachgegeben.

Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 14.00 Uhr um 1,350 auf 56,550 Euro je Megawattstunde nach. Am deutschen THE ging es für den Day-ahead um 1,545 auf 56,905 Euro je Megawattstunde nach unten.

Trotz des Preisrückgangs bleiben die Sorgen um die europäische Gasversorgung aber bestehen. Es wächst die Befürchtung, dass die EU ihre Ziele bei der Befüllung der Gasspeicher vor Beginn der Heizperiode verfehlen könnte. Zudem hat die erneute Eskalation des Konflikts Anfang Juli die Erholung der LNG-Exporte aus Katar, dem größten LNG-Lieferanten im Nahen Osten, unterbrochen. Da der Schiffsverkehr durch die Straße von Hormus weiterhin weitgehend eingeschränkt ist, bleibt ungewiss, wann zusätzliche LNG-Mengen aus der Region wieder den Weltmarkt erreichen können. (map) // 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

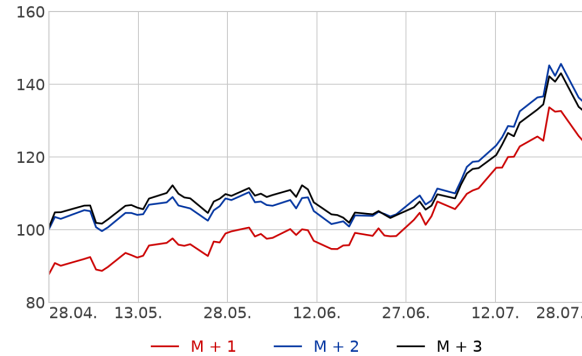
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	28.07.26	German Power Aug-2026	123,96
M2	28.07.26	German Power Sep-2026	134,88
M3	28.07.26	German Power Oct-2026	132,44
Q1	28.07.26	German Power Q4-2026	136,90
Q2	28.07.26	German Power Q1-2027	127,52
Q3	28.07.26	German Power Q2-2027	88,85
Y1	28.07.26	German Power Cal-2027	104,53
Y2	28.07.26	German Power Cal-2028	86,36
Y3	28.07.26	German Power Cal-2029	77,77

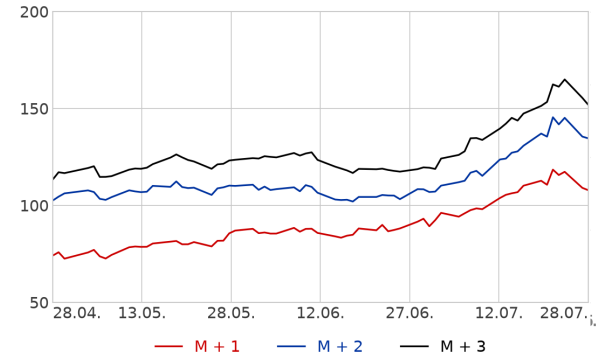
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	28.07.26	German Power Aug-2026	107,86
M2	28.07.26	German Power Sep-2026	134,59
M3	28.07.26	German Power Oct-2026	151,91
Q1	28.07.26	German Power Q4-2026	166,66
Q2	28.07.26	German Power Q1-2027	148,85
Q3	28.07.26	German Power Q2-2027	74,33
Y1	28.07.26	German Power Cal-2027	110,63
Y2	28.07.26	German Power Cal-2028	92,65
Y3	28.07.26	German Power Cal-2029	84,00

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



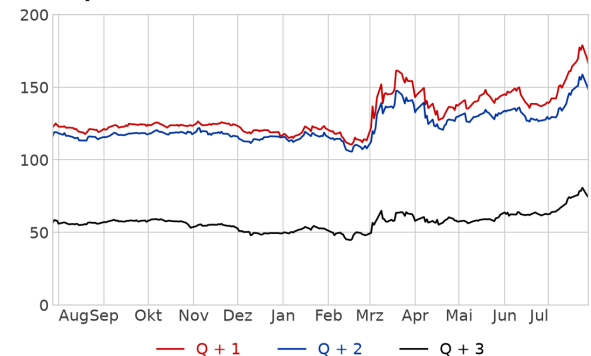
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



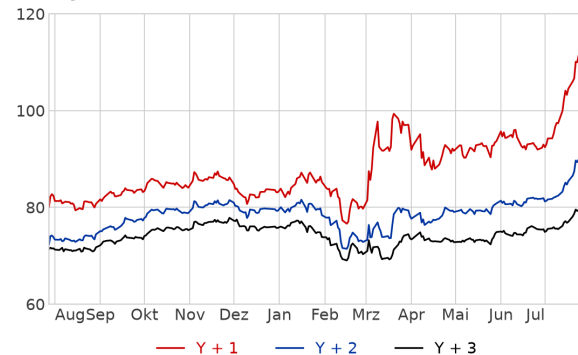
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



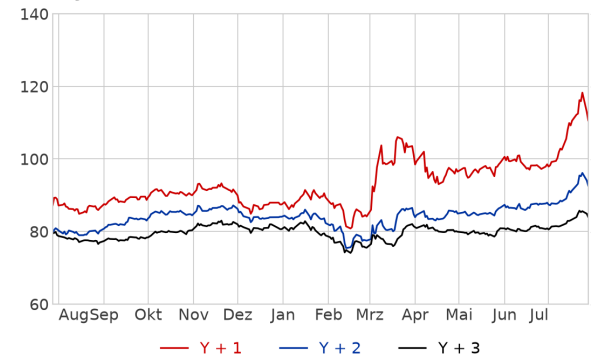
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

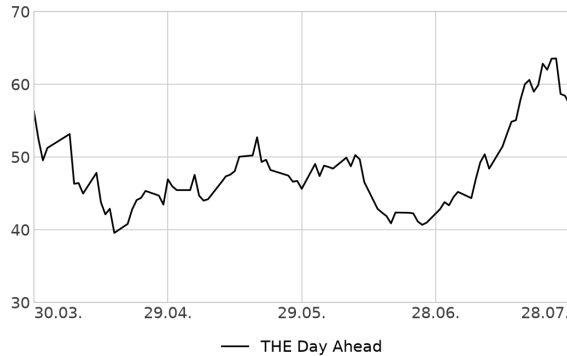


Gas Spot- und Terminmarkt

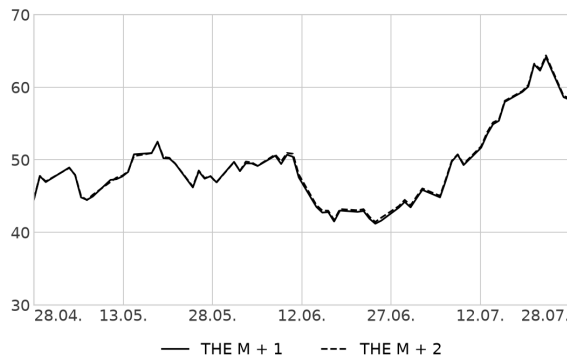
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	28.07.26	German THE Gas Aug-2026	58,28
M2	28.07.26	German THE Gas Sep-2026	58,47
Q1	28.07.26	German THE Gas Q4-2026	58,55
Q2	28.07.26	German THE Gas Q1-2027	55,44
S1	28.07.26	German THE Gas Win-2026	57,02
S2	28.07.26	German THE Gas Sum-2027	39,67
Y1	28.07.26	German THE Gas Cal-2027	43,41
Y2	28.07.26	German THE Gas Cal-2028	31,25

EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



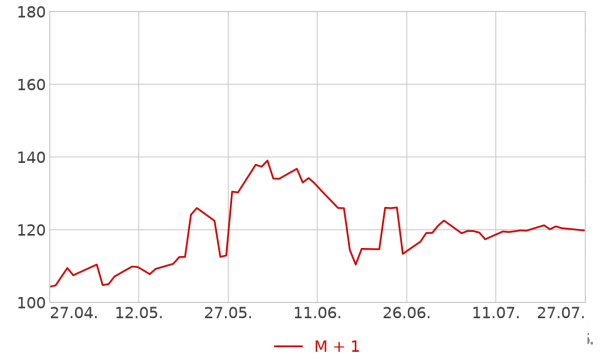
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	28.07.26	126,84	EUR/MWh
Germany Spot peak	28.07.26	83,30	EUR/MWh
EUA August	28.07.26	81,00	EUR/tonne
Coal API2 August 2026	27.07.26	119,75	USD/tonne

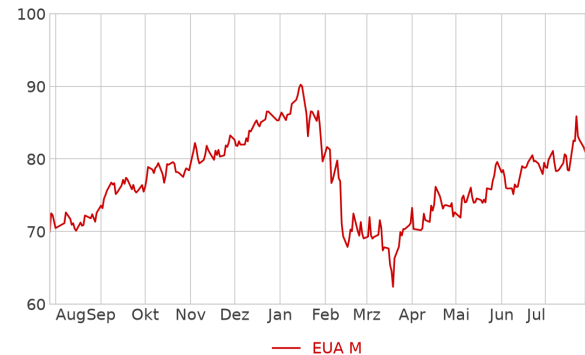
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day AI	28.07.26	57,18	EUR/MWh
German THE Gas Aug-2026	28.07.26	58,28	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	28.07.26	43,41	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2026	28.07.26	84,09	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Pflegefachkraft (m/w/d) für unsere gastroenterologische Station

Für unsere Klinikum Landkreis Tuttlingen gGmbH suchen wir zum nächstmöglichen Zeitpunkt: Pflegefachkraft (m/w/d) in Tuttlingen

vor 1 h

☒ Ausbildung ☐ Weiterbildung



Stellvertretende Stationsleitung gastroenterologische Station I2 (m/w/d)

Klinikum Stuttgart - Entscheiden Sie sich für etwas Großes. Wir sind mit unseren drei Häusern "Kathari... in Stuttgart

vor 1 h

☐ Weiterbildung



Vertriebler (m/w/d) für Photovoltaik & Wärmepumpen

Deine Energie für die Zukunft Komm ins Team von Garzini Solar GmbH! Wir sind ein wachsendes Unternehmen in Heiligenstedten

vor 1 h



Mitarbeiter für die Photovoltaik- und Solarreinigung

Werden Sie Teil unseres erfolgreichen Teams! Wir suchen Mitarbeiter für die Photovoltaik- und Solarreinigung in Berlin

vor 1 h

☒ Festanstellung



Physiotherapeut (m/w/d) - Ingolstadt Süd

Herzlich Willkommen in der Praxis Penther & Partner! Penther & Partner ist ein aufstrebendes Unternehmen in Ingolstadt

vor 1 h

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: **Kerstin Bergen**



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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

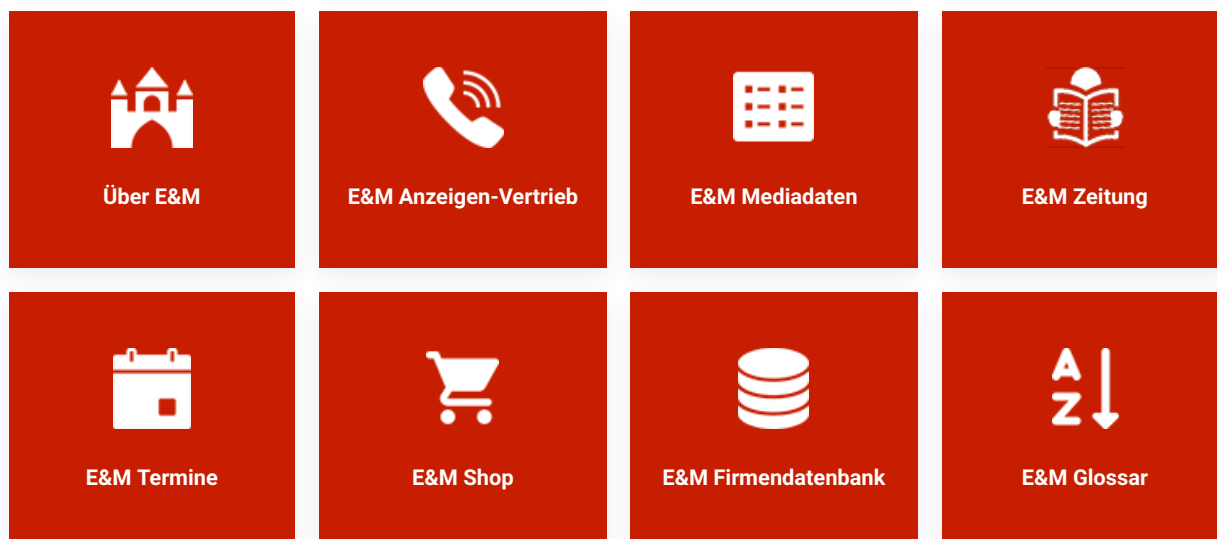


Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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.



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: