E&M daily
DIE TAGESZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

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

STROM

268,62 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

100,15 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

500

Millionen Euro umfasst ein Förderkreditrahmen der Europäischen Investitionsbank für den Fernwärme-Umbau in Berlin.

SMART METER
VKU verlangt Bürokratieabbau beim Smart Meter Rollout

IT
KI rechnet sich für die Energiewirtschaft

BILANZ
Vattenfall steigert Gewinn trotz sinkender Umsätze

Inhalt

TOP-THEMA
→ **VERANSTALTUNG:** Biomethan und Wasserstoff können koexistieren

POLITIK & RECHT
→ **SMART METER:** VKU verlangt Bürokratieabbau beim Smart Meter Rollout
→ **EUROPA:** BEE warnt vor Aufweichung der Erneuerbaren-Ziele
→ **WASSERSTOFF:** Brüssel korrigiert Wasserstoffziele bis 2040
→ **BIOMASSE:** Neue Zertifizierungspflichten für Holzenergieanlagen

HANDEL & MARKT
→ **VERTRIEB:** Phase sinkender Energiepreise schon wieder vorbei
→ **GASVERSORGUNG:** Deutsche Regas chartert zweites LNG-Schiff
→ **GASHANDEL:** Sefe erhöht Gasbezug von Trafigura um 30 Prozent
→ **WINDKRAFT ONSHORE:** „Profit Sharing“ für Regelenergie aus Windpark
→ **STATISTIK DES TAGES:** Stromerzeugung aus Erdgas in Deutschland 1990 bis 2025

TECHNIK
→ **IT:** KI rechnet sich für die Energiewirtschaft
→ **GEOTHERMIE:** Spezielle Wärmepumpen senken Rücklauftemperaturen im Netz
→ **KWK:** Danpower eröffnet Heizkraftwerk in Pfaffenhofen
→ **GEOTHERMIE:** Projekt bei München prüft fünf Standortcluster

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

UNTERNEHMEN

→ **BILANZ:** Vattenfall steigert Gewinn trotz sinkender Umsätze
→ **POLITIK:** EIB finanziert Berliner Fernwärmeumbau mit 500 Millionen Euro
→ **ÜBERNAHME:** GE Vernova kauft deutschen Hochspannungsspezialisten
→ **GLASFASER:** Kommunale Unternehmen treiben Glasfaserausbau voran

MARKTBERICHTE

→ **MARKTKOMMENTAR:** Gaspreise fallen nach Höhenflug

SERVICE

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

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

★ TOP-THEMA

Biomethan und Wasserstoff können koexistieren



Webinar der Biomethan Taskforce mit Mersija Böhnig und Bengt Berg. Quelle: Susanne Harmsen

VERANSTALTUNG. Bei einem Webinar zur „Mission Biomethan“ diskutierten Branchenvertreter, unter welchen Bedingungen Biomethan und Wasserstoff künftig gemeinsam zur Dekarbonisierung beitragen können.

Biomethan und Wasserstoff müssen sich in der künftigen Energieversorgung nicht gegenseitig verdrängen. Beide Gase können unterschiedliche Aufgaben übernehmen und teilweise dieselbe Infrastruktur nutzen. Das waren zentrale Ergebnisse des Webinars der Reihe „Mission Biomethan“ des Verbands der Gas- und Wasserstoffwirtschaft am 28. Oktober. Damit das gelingt, braucht es nach Einschätzung der Branchenvertreter verlässliche politische Vorgaben, eine abgestimmte Netzplanung und langfristig kalkulierbare Preise.

Ralf Wagner, Lead Market Analyst bei Uniper Global Commodities, ordnete die Bedeutung beider Energieträger für Deutschland ein. Der Primärenergieverbrauch lag 2025 bei 2.931 Milliarden kWh. Dazu trug Biomethan 12,3 Milliarden kWh bei und Wasserstoff weniger als eine Milliarde kWh. Wagner sieht insbesondere verbindliche Quoten für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO) als Hebel, um den Wasserstoffhochlauf im Verkehrssektor zu beschleunigen.

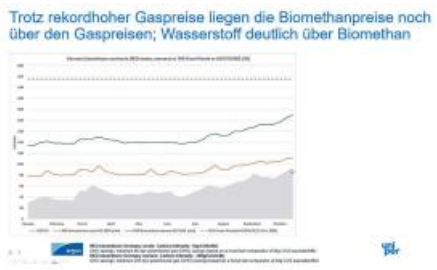
Große Kraftstoffmärkte könnten die Mehrkosten erneuerbarer Energieträger aufnehmen, argumentierte Wagner. Ausreichend hohe Sanktionen bei einer Nichterfüllung der Quoten und die Möglichkeit, Kosten weiterzugeben, schüfen Zahlungsbereitschaft. Auch Raffinerien könnten fossilen Wasserstoff durch erneuerbaren ersetzen. Private Nachfrage könne zudem den staatlichen Förderbedarf verringern. „Öffentliche Mittel sollten sich stärker auf die Risikominimierung bei Pionierprojekten und Infrastruktur konzentrieren“, sagte Wagner.

Biomethan braucht verlässliche Regeln

Auch für Biomethan sieht Wagner Einsatzmöglichkeiten im Straßen- und Schiffsverkehr. Im Seeverkehr machen die Klimavorgaben der EU-Verordnung „FuelEU Maritime“ und nationale Umsetzungen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie Bio-LNG, also verflüssigtes Biomethan, regulatorisch attraktiv. Allerdings bremsten uneinheitliche und verzögerte nationale Umsetzungen der überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) die Entwicklung.

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

Im Straßenverkehr begrenzten zudem die Tank-to-Wheel-Bilanzierung, Mautregelungen und Flottenvorgaben die Nutzung von Biomethan und Bio-LNG. Wagner forderte deshalb schnellere, klarere und einheitlichere Regeln in Europa. Biomethan könne bereits heute eingesetzt werden und sei keine bloße Zukunftstechnologie.



Preisvergleich Erdgas, Biogas und Wasserstoff
(Für Vollbild auf die Grafik klicken)
Quelle: Uniper

Bengt Berg von der Biomethan Taskforce stellte die unterschiedlichen Einsatzfelder beider Gase heraus. Wasserstoff sei vor allem für industrielle Prozesse, etwa in der Stahl- und Chemieindustrie, sowie perspektivisch für die Stromerzeugung in Kraftwerken relevant. Biomethan sei chemisch identisch mit Erdgas und lasse sich in Gasnetzen, Speichern, Heizsystemen, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Wärmenetzen nutzen. Für 2030 verweisen Studien auf ein mögliches Biomethanpotenzial von 90 bis 102 Milliarden kWh.

Hanau plant mit beiden Gasen

Wie sich die Koexistenz konkret auf kommunaler Ebene umsetzen lässt, erläuterte Matthias Fernitz, Leiter der Wärmeversorgung der Stadtwerke Hanau. Das Unternehmen plant, seine Wärmeversorgung bis 2045 schrittweise zu dekarbonisieren. Derzeit betreiben die Stadtwerke rund 140 Kilometer Fernwärmenetz. Der jährliche Wärmebedarf liegt bei etwa 150 Millionen kWh, die Spitzenlast bei 62 MW. Bis 2045 rechnen sie mit einer Verdopplung des Wärmebedarfs auch durch den Anschluss weiterer Verbraucher.

Der Transformationsplan sieht zunächst den Einsatz von Biomethan und später Wasserstoff vor. Wärmepumpen sollen einen wachsenden Anteil der Versorgung übernehmen: Eine Anlage am Rechenzentrum ist für 2030 vorgesehen, weitere Wärmepumpen beispielsweise an der Kläranlage sollen bis 2040 folgen. Für 2045 planen die Stadtwerke, eine vollständig klimaneutralen Wärmeversorgung.

Biomasse, Bioöl und RFNBO sollen dabei ebenfalls eine Rolle spielen.
Das neue Gaskraftwerk mit 47 MW Leistung soll mit Biomethan betrieben werden. Damit wollen die Stadtwerke die für 2040 vorgesehene Pflicht erfüllen, wonach Wärmenetze einen Anteil von mindestens 80 Prozent erneuerbarer Wärme oder unvermeidbarer Abwärme erreichen müssen. Ab 2045 begrenzt das Wärmeplanungsgesetz den Biomasseanteil in Wärmenetzen mit mehr als 50 Kilometern Länge auf 15 Prozent.

Fernitz verwies auf mehrere Voraussetzungen für diesen Weg. Die Stadtwerke benötigten langfristig planbare Biomethanmengen und -preise sowie Nachhaltigkeitsnachweise, die das Wärmeplanungsgesetz anerkennt. Für Wasserstoff-Verteilnetze für gwerbliche Abnhemer brauche es einen verlässlichen Finanzierungsrahmen und Schutz vor stark steigenden Netzentgelten. Zudem müssten Wärmeplanung und Gasnetzplanung frühzeitig aufeinander abgestimmt werden. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

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

WERBUNG



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

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / Alex Yeung

VKU verlangt Bürokratieabbau beim Smart Meter Rollout

SMART METER. Der VKU fordert längere Eichfristen, einfachere Prozesse und mehr Anreize. Mit Blick auf geplante Reformen warnt er vor zusätzlichen Hürden durch ein Smart Meter Light.

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) fordert weniger Bürokratie beim Smart-Meter-Rollout. In einem am 29. Oktober veröffentlichten Positionspapier spricht er sich insbesondere für einfachere Prozesse und längere Eichfristen aus. „Der Smart-Meter-Ausbau ist in Deutschland noch immer zu kompliziert, bürokratisch und teuer geregelt“, sagt VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing.

Mit dem Vorstoß richtet sich der Verband an die Politik vor der Novelle des Messstellenbetriebsgesetzes und dem für Ende 2026 angekündigten Verteilnetzpaket. Mit dem Koalitionsbeschluss vom 2. Juli setzte Schwarz-Rot das Ziel, bis Ende 2030 mehr als 90 Prozent der relevanten Messstellen auszustatten. Zugleich stellte sie ein „Smart Meter Light“ für Kunden außerhalb des Pflichtrollouts in Aussicht.

Konkret will der VKU die Informationspflichten nach § 37 MsbG sowie die Terminankündigungen nach § 38 flexibler gestalten. Die Anbindung von Gaszählern und Unterzählpunkten auf Kundenwunsch solle eine freiwillige Zusatzleistung werden. Einfachere Regeln verlangt er zudem für die Marktkommunikation und die Gateway-Administration nach BSI-Vorgaben. Am Sicherheitsniveau solle sich jedoch nichts ändern.

Für moderne Messeinrichtungen fordert der VKU eine Verdopplung der Eichfrist von acht auf 16 Jahre. Damit solle Personal für den Rollout frei werden. Auch die Mehrfachanbindung von Zählern an ein Smart-Meter-Gateway, der sogenannte 1:n-Ansatz, müsse leichter werden, unter anderem über einzelne Gebäude hinweg.

Zusätzliche Komplexität droht

Einbauten auf Kundenwunsch seien aufwendiger als eine gebietsweise Ausstattung. Der Verband schlägt deshalb vor, bei verbindlich vereinbarten Mehrausstattungen die Vier-Monats-Frist für Einbauten auf Kundenwunsch aufzuheben. Zudem will er Kooperationen zwischen Messstellenbetreibern erleichtern und ihre Ausstattungsquoten gemeinsam bewerten lassen. Nach VKU-Angaben hielten zudem die Preisobergrenzen mit steigenden Kosten nicht Schritt.

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

Ein Smart Meter Light bewertet der VKU dagegen skeptisch. Der zusätzliche Gerätepfad könne doppelte Prozesse und neue Kosten verursachen. „Solange zentrale Fragen offen sind, drohen zusätzliche Komplexität, ineffiziente Doppelstrukturen und weitere Verzögerungen beim laufenden Rollout“, warnt Liebing.

Für ein entsprechendes Gerät fordert der Verband viertelstündige Zählerstandsgänge, die Aufrüstbarkeit zum vollwertigen intelligenten Messsystem ohne vollständigen Zählertausch und eine geklärte Finanzierung. Über die Gerätewahl müsse weiterhin der grundzuständige Messstellenbetreiber entscheiden.

Zugleich fordert der VKU, die Steuerung von Wärmepumpen, Wallboxen und Speichern voranzutreiben. „Messen allein löst keine Netzengpässe. Erst die Steuerbarkeit macht aus Daten einen Nutzen für das System“, erklärt Liebing. Die Steuerungsprozesse seien jedoch noch nicht massengeschäftstauglich. Der Verband verlangt deshalb längere Fristen für den agilen Rollout.

Beim gesetzlichen Ausbautempo lehnt der VKU zusätzliche Sanktionen ab. Die Bundesnetzagentur hatte nach Angaben vom 21. September seit März 2026 gegen 434 Unternehmen Aufsichtsverfahren wegen verfehlter Einbauquoten eingeleitet. Der Verband verlangt stattdessen Anreize für besonders schnelle Rollout-Unternehmen und mehr Planungssicherheit für Investitionen.

Das Positionspapier des VKU steht auf der Internetseite des Verbands zum Download zur Verfügung. (fw)

// VON FRITZ WILHELM

Zum Inhalt

WERBUNG



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

BEE warnt vor Aufweichung der Erneuerbaren-Ziele


Quelle: Pixabay / Udo Pohlmann

EUROPA. Zum EU-Energieministerrat in Luxemburg fordert der Bundesverband Erneuerbare Energie verbindliche Ausbauziele für erneuerbare Energien bis 2040.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) fordert die Bundesregierung auf, sich auf europäischer Ebene für verbindliche Ausbauziele für erneuerbare Energien bis 2040 einzusetzen. Der Verband mit Sitz in Berlin vertritt die Interessen der Erneuerbaren-Branche in Deutschland. Er warnt davor, dass die Anrechnung CO2-armer Technologien wie Kernenergie und CO2-Abscheidung und -Speicherung (CCS) die bisherigen Ausbauvorgaben abschwächen könnte.

Hintergrund ist ein Non-Paper des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) zur europäischen Energiepolitik nach 2030. Demnach sollen Mitgliedstaaten CO2-arme Technologien auf ihre nationalen Beiträge zum Ausbau erneuerbarer Energien anrechnen können. Damit könnten beispielsweise Kernkraftwerke oder fossile Kraftwerke mit CCS einen Teil des Ausbaus von Wind- und Solarenergie ersetzen.

BEE sieht Gefahr für Ausbauziele

BEE-Präsidentin Ursula Heinen-Esser warnt vor einer Aufweichung der europäischen Zielarchitektur. „Es darf beim Erneuerbaren-Ziel keinen Etikettenschwindel geben. Die EU braucht ein klares und ambitioniertes Erneuerbaren-Ziel bis 2040“, erklärte sie. Für die industrielle Wertschöpfung und die Unabhängigkeit des Wirtschaftsstandorts seien konsequente Investitionen in heimische erneuerbare Energien notwendig.

Der Verband befürchtet, dass die vorgeschlagene Anrechnung nicht erneuerbarer Technologien verbindliche Ausbauziele für Wind- und Solarenergie faktisch aushebeln könnte. Dadurch drohten Investitionen in erneuerbare Erzeugungskapazitäten und die dazugehörige Infrastruktur an Bedeutung zu verlieren.

Heinen-Esser verweist zudem auf die Bedeutung erneuerbarer Energien für die Versorgungssicherheit und die Energiepreise. Sie verringerten die Abhängigkeit von importiertem fossilem Gas und Uran, stärkten die heimische Wertschöpfung und bildeten die Grundlage für ein zukunftsfähiges Energiesystem.

Debatte über den Rahmen nach 2030

Der Streit fällt in die laufenden Beratungen über die künftige Energiepolitik der Europäischen Union. Der EU-Energieministerrat befasst sich am 29. Oktober 2026 in Luxemburg mit der Ausgestaltung des energiepolitischen Rahmens für die Zeit nach 2030. Dabei geht es unter anderem darum, wie die Energiepolitik mit dem EU-Klimaziel für 2040 und der angestrebten Klimaneutralität bis 2050 in Einklang gebracht werden soll.

Das EU-Klimaziel für 2040 sieht eine Netto-Reduktion der Treibhausgasemissionen um 90 Prozent gegenüber 1990 vor. Zu den Beratungsgegenständen gehören mögliche Vorgaben für Energieeffizienz, Netzausbau und Elektrifizierung sowie Fragen der Versorgungssicherheit.

Die Bundesregierung soll sich nach Ansicht des BEE für klare, verbindliche und ambitionierte Ausbauziele für erneuerbare Energien einsetzen. Der Verband hat dazu die europaweite Initiative „Keep the Target“ mitgezeichnet. Sie fordert, ein verbindliches EU-weites Erneuerbaren-Ziel für 2040 beizubehalten.

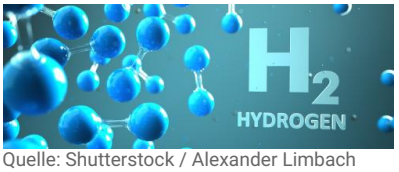
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

„Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie hat wichtige Impulse für den Erfolg der Energiewende in Europa gesetzt und so eine sichere Energieversorgung gewährleistet“, sagte Heinen-Esser. Die EU solle diesen Weg fortsetzen und verbindliche Ausbauziele beschließen, statt sie durch die Anrechnung nicht erneuerbarer Energieträger zu unterlaufen.

Die Ergebnisse der Beratungen sollen die weitere Arbeit der Europäischen Kommission am Post-2030-Rahmen beeinflussen. Die Kommission will bis Ende 2026 konkrete Gesetzesvorschläge für die künftige energiepolitische Ausrichtung vorlegen. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

Brüssel korrigiert Wasserstoffziele bis 2040



Quelle: Shutterstock / Alexander Limbach

WASSERSTOFF. Die EU-Kommission will ihre Wasserstoffstrategie von 2020 bis Jahresende erneuern. Bis zum 23. November können Unternehmen, Verbände und Öffentlichkeit Vorschläge einreichen.

Die Europäische Kommission will ihre Wasserstoffstrategie aus dem Jahr 2020 grundlegend überarbeiten. Am 26. Oktober 2026 startete sie dazu zwei Beteiligungsverfahren, die bis zum 23. November laufen.

Unter dem Titel „A Renewed Hydrogen strategy for a more competitive and resilient Europe“ können Einzelpersonen und Organisationen Stellung zur Problemanalyse der Kommission und zur geplanten Ausrichtung der Strategie nehmen. Ein zusätzlicher Fragebogen der Generaldirektion Energie richtet sich unter anderem an Behörden, Regulierungsstellen, Unternehmen der Wasserstoffwirtschaft, Finanzinstitute, Umwelt- und Verbraucherorganisationen sowie Forschungseinrichtungen.

Hochlauf bleibt hinter Erwartungen zurück

Die Kommission begründet die Neuausrichtung mit dem langsamen Markthochlauf von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff. Die EU verbraucht derzeit jährlich sieben bis acht Millionen Tonnen Wasserstoff. Dieser kommt vor allem in Raffinerien und bei der Ammoniakherstellung zum Einsatz und wird überwiegend fossil erzeugt.

Um die Verbrauchsvorgaben der Erneuerbare-Energien-Richtlinie für Industrie und Verkehr bis 2030 zu erfüllen, wären nach Angaben der Kommission drei bis vier Millionen Tonnen erneuerbarer Wasserstoff erforderlich. Die bislang geplanten Projekte reichten dafür nicht aus.

Als zentrale Hemmnisse nennt die Kommission die hohen Produktionskosten im Vergleich zu fossilen Alternativen, die bislang geringe Bereitschaft von Abnehmern zu langfristigen Lieferverträgen sowie Verzögerungen beim Ausbau der Stromnetze und der Wasserstoffinfrastruktur. Auch langwierige Genehmigungsverfahren erschweren den Aufbau der notwendigen Kapazitäten.

Rechnungshof kritisierte unrealistische Ziele

Die Zweifel an den bisherigen Ambitionen bestehen seit Längerem. Der Europäische Rechnungshof (EuRH) bewertete in einem Sonderbericht 2024 die EU-Ziele für 2030 als zu ambitioniert. Die Kommission hatte vorgesehen, bis dahin jeweils zehn Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoff innerhalb der EU zu erzeugen und aus Drittstaaten zu importieren. Nach Einschätzung der Prüfer fehlte diesen Zielmarken eine hinreichend solide Grundlage. Der Rechnungshof empfahl deshalb, die Strategie zu aktualisieren.

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

Auch die Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) verwies in Marktanalysen auf Schwierigkeiten beim Wasserstoffhochlauf. Hohe Kosten und eine noch unzureichende Nachfrage erschweren es, Investitionen in Erzeugung und Infrastruktur wirtschaftlich abzusichern.

Strategie soll Entwicklungspfad bis 2040 vorgeben

Die Kommission will die erneuerte Strategie voraussichtlich bis Ende 2026 vorlegen. Sie soll einen Entwicklungspfad bis 2040 beschreiben und mit dem europäischen Rahmen für erneuerbare Energien verzahnt werden. Ziel ist es, verlässlichere Rahmenbedingungen für Investitionen zu schaffen und zugleich neue geopolitische Abhängigkeiten durch Wasserstoffimporte zu vermeiden.

Gesetzesänderungen sind nach den bisherigen Plänen nicht vorgesehen. Stattdessen soll die Strategie den bestehenden Rechtsrahmen durch nicht-legislative Maßnahmen ergänzen. Im Mittelpunkt stehen Anwendungen, bei denen eine direkte Elektrifizierung technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Dazu zählen Raffinerien sowie Teile der Stahl- und Chemieindustrie. Auch synthetische Kraftstoffe für die Luft- und Schifffahrt sollen eine Rolle spielen.

Darüber hinaus will die Kommission die künftige Bedeutung von Importen behandeln. Die Konsultationen sollen dazu beitragen, die Herausforderungen entlang der Wertschöpfungskette genauer zu erfassen und die politischen Schwerpunkte an den tatsächlichen Marktbedingungen auszurichten.

Die Konsultation der EU-Kommission zum Wasserstoffstrategie steht in englischer Sprache im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

Neue Zertifizierungspflichten für Holzenergieanlagen


Quelle: Shutterstock

BIOMASSE. Das Bundeskabinett hat die novellierte Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung beschlossen. Künftig müssen auch kleinere Holzenergieanlagen Nachhaltigkeitsnachweise erbringen.

Das Bundeskabinett hat am 28. Oktober 2026 die novellierte Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) beschlossen. Damit setzt Deutschland die Nachhaltigkeitsvorgaben der überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) für die Stromerzeugung aus Biomasse in nationales Recht um. Auf eine wesentliche Änderung weist der Fachverband Holzenergie (FVH) hin: Die Pflicht zum Nachhaltigkeitsnachweis gilt künftig bereits für Holzenergieanlagen ab einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 7,5 MW. Bislang lag die Schwelle bei 20 MW.

Der FVH begrüßt, dass die Verordnung keine zusätzlichen Anforderungen an feste Biomasse über die Vorgaben der RED III hinaus enthält. Kritisch sieht der Verband jedoch, dass Deutschland mögliche Erleichterungen für kleinere Anlagen nicht nutzt. Die EU-Richtlinie ermöglicht vereinfachte Nachweisverfahren für Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung zwischen 7,5 und 20 MW.

„Dies ist eine vertane Chance zum Bürokratieabbau“, erklärt Gerolf Bücheler, Geschäftsführer des FVH. Betreiber neu betroffener Anlagen sollten sich nach Empfehlung des Verbands zeitnah an eine Zertifizierungsstelle und ein Zertifizierungssystem wenden. In Deutschland ist dafür insbesondere das System SURE relevant.

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

Bestandsschutz bei Treibhausgasnachweisen

Die Verordnung regelt auch den Nachweis der Treibhausgasminderung. Je nach Inbetriebnahmedatum und Anlagengröße müssen Betreiber eine Minderung von mindestens 70 oder 80 Prozent nachweisen. Grundsätzlich ist dieser Nachweis Voraussetzung für den Erhalt der EEG-Vergütung.

Positiv bewertet der FVH die vorgesehene Bestandsschutzregelung. Anlagen, die bereits vor dem 20. November 2023 eine Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erhalten haben, unterliegen weiterhin den Treibhausgasanforderungen der RED II. In den meisten Fällen müssen sie deshalb bis zum 31. Dezember 2030 keine Treibhausgasberechnungen vorlegen.

Übergangsregelung bei fehlenden Zertifizierungsstellen

Für neu betroffene Unternehmen sieht die Verordnung eine Übergangsregelung vor. Sie können ihre EEG-Vergütung vorübergehend weiter erhalten, wenn die Zertifizierung ausschließlich daran scheitert, dass keine Zertifizierungsstellen verfügbar sind. Die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) will in den kommenden Tagen eine entsprechende Nachweisvorlage veröffentlichen.

Der FVH warnt allerdings davor, den Zertifizierungsprozess aufzuschieben. Da sowohl die Anlage als auch die gesamte Lieferkette zertifiziert werden müssen, sollten Unternehmen das Verfahren unverzüglich einleiten, rät Bücheler. Der Verband unterstützt betroffene Unternehmen als nationale Unterstützungsstelle (National Supporting Body) des Zertifizierungssystems SURE und informiert über den Ablauf und die Anforderungen der Zertifizierung.

Übergangsfrist für Flächenkriterien

Auch für den Nachweis der Flächenkriterien gelten vorübergehend erleichterte Vorgaben. Erzeuger fester Biomasse können bis zum Jahresende weiterhin eine Selbsterklärung auf Grundlage der bisherigen Risikoanalyse des Bundesverbands Bioenergie (BBE) zur RED II abgeben.

Eine an die RED III angepasste Risikoanalyse befindet sich laut FVH in der abschließenden Abstimmung. Sie soll rechtzeitig bis zum Jahresende vorliegen. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

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

HANDEL & MARKT



Quelle: Pixabay / Gundula Vogel

Phase sinkender Energiepreise schon wieder vorbei

VERTRIEB. Die Bundesnetzagentur hat Zahlen zu den Strom- und Gaspreisen sowie zur Wechselbereitschaft veröffentlicht. Für Neukunden zeichnet sich eine Trendwende ab. Nicht zum Guten.

Die Bundesnetzagentur hat ihre Einzelhandelsdaten Strom und Gas auf der Transparenzplattform smard.de veröffentlicht. Grundlage sind die Monitoring-Erhebung zum Stichtag 1. April 2026 sowie die Lieferantenwechselzahlen für das erste Halbjahr.

Die Daten zeigen, dass die Strompreise für Haushaltskunden innerhalb eines Jahres um rund fünf Prozent gesunken sind. Dagegen haben sich die Gaspreise kaum verändert. Gleichzeitig bleibt die Wechselbereitschaft hoch.

Im ersten Halbjahr 2026 suchten sich rund 3,7 Millionen Haushalte einen anderen Stromlieferanten. Das waren laut smard.de etwa zwei Prozent weniger als im Vorjahreszeitraum.

Die Strompreise in bestehenden Verträgen lagen zum 1. April 2026 durchschnittlich bei 37,96 Cent/kWh. Ein Jahr zuvor waren es noch 40,05 Cent/kWh gewesen. Wesentlicher Grund für den Rückgang sind die gesunkenen Netzentgelte. Diese verringerten sich für Haushalte mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh um rund 14 Prozent auf 9,17 Cent/kWh. Dazu trug insbesondere der Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzkosten in Höhe von 6,5 Milliarden Euro bei.



Die Entwicklung der Strompreise
(Zur Vollansicht auf die Grafik klicken)
Quelle: smard.de

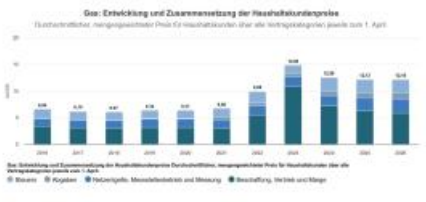
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Für einen Musterhaushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh ergeben sich damit jährliche Stromkosten von 1.329 Euro. In der Grundversorgung kostete die Kilowattstunde durchschnittlich 41,23 Cent, bei einem alternativen Lieferanten 36,85 Cent. Das bedeutet, dass Haushaltskunden „rechnerisch rund 153 Euro pro Jahr einsparen können“, so der Bericht.

Mehr als 1 Million Haushalte wechseln Gaslieferanten

Auch auf dem Gasmarkt suchten sich viele Verbraucher einen neuen Anbieter. Von Januar bis Juni 2026 wechselten rund 1,1 Millionen Haushalte ihren Erdgaslieferanten. Das entspricht einem Anstieg um zwei Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum.

Der durchschnittliche Erdgaspreis für Bestandskunden lag am 1. April bei 12,16 Cent/kWh und damit nahezu unverändert gegenüber dem Vorjahreswert von 12,13 Cent/kWh. Während die Beschaffungskosten um rund zehn Prozent sanken, stiegen die Netzentgelte um 13 Prozent auf 2,41 Cent/kWh. Hinzu kam die Erhöhung der CO2-Abgabe um etwa 18 Prozent.



Die Entwicklung der Gaspreise
(Zur Vollansicht auf die Grafik klicken)
Quelle: smard.de

Zu den Ursachen höherer Netzentgelte zählt die Bundesnetzagentur auch die Abschreibungsregelung KANU 2.0. Sie ermöglicht Gasnetzbetreibern, ihre Infrastruktur angesichts des erwarteten Rückgangs der Gasnutzung schneller abzuschreiben. „Da die Mehrheit der Netzbetreiber 2026 von den verkürzten Abschreibungszeiträumen Gebrauch macht, führen die beschleunigten Abschreibungen vorerst zu höheren Netzentgelten für die Endverbraucher.“ Das soll verhindern, dass verbleibende Netzkunden später übermäßig belastet werden.

Für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 20.000 kWh ergeben sich durchschnittliche Gaskosten von 2.432 Euro. In der Grundversorgung lag der Preis bei 13,01 Cent/kWh, bei alternativen Lieferanten bei 11,86 Cent/kWh. Ein Wechsel konnte damit rechnerisch 230 Euro jährlich einsparen.

Trendwende im April

Allerdings deutet sich laut Bericht generell eine Trendwende an: Seit April steigen die Neukundenpreise wieder. Im September erreichte der Strompreis 38,62 Cent/kWh und lag damit rund neun Prozent über dem Durchschnitt des ersten Halbjahres. Beim Gas waren es 11,33 Cent/kWh und damit rund zwölf Prozent mehr. Die höheren Beschaffungskosten könnten sich zeitverzögert auf weitere Endkundentarife auswirken.

Der Wettbewerb auf den beiden Energiemärkten ist weiterhin durch eine große Zahl von Lieferanten geprägt. Im Durchschnitt kann ein Haushalt zwischen 143 Stromanbietern wählen, bei Gasanbietern sind es durchschnittlich 110. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

^ Zum Inhalt

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

WERBUNG



Deutsche Regas chartert zweites LNG-Schiff



Deutsche Regas und MOL bei der Vertragsunterzeichnung in Tokio. Quelle: Deutsche Regas

GASVERSORGUNG. Das LNG-Terminal auf Rügen soll ab dem Winter 2027/2028 wieder mit zwei FSRU arbeiten. Die Deutsche Regas hat dafür einen Chartervertrag mit der japanischen Reederei MOL geschlossen.

Die Deutsche Regas will die jährliche Regasifizierungskapazität ihres LNG-Terminals im Hafen von Mukran auf Rügen wieder auf den ursprünglichen Umfang erhöhen. Am 29. Oktober hat das Unternehmen in Tokio (Japan) einen Chartervertrag mit der Reederei Mitsui O.S.K. Lines (MOL) unterzeichnet. Das zusätzliche Regasifizierungsschiff soll im Winter 2027/2028 seinen Betrieb im Hafen von Mukran aufnehmen.

Seit dem Frühjahr 2025 nutzt das Unternehmen in Mukran nur noch das Schiff „Neptune“. Nach Angaben der Deutschen Regas kann die Neptune zusammen mit dem weiteren, nun gecharterten Schiff dann jährlich bis zu 13,5 Milliarden Kubikmeter Erdgas in das deutsche Gasnetz einspeisen. Damit würde das Terminal wieder seine genehmigte Regasifizierungskapazität erreichen.

Bei dem neuen Schiff handelt es sich um einen bestehenden LNG-Tanker, den MOL zunächst zu einer schwimmenden Speicher- und Regasifizierungseinheit (Floating Storage and Regasification Unit, FSRU) umbauen lässt. Die Spezialschiffe nehmen verflüssigtes Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) auf, bringen es wieder in den gasförmigen Zustand und ermöglichen die Einspeisung ins Gasnetz.

Nach Angaben von Regas-Geschäftsführer Ingo Wagner soll der Umbau des Schiffes im zweiten Quartal 2027 beginnen und rund sieben Monate dauern. Dabei sollen unter anderem die Motoren, Pumpen und Regasifizierungseinheiten erneuert werden. Für den Einsatz des zusätzlichen Schiffs muss das Unternehmen außerdem die bestehende Betriebsgenehmigung anpassen. Gespräche mit den zuständigen Behörden laufen laut Wagner bereits.

Früheren Chartervertrag 2025 beendet

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

Mit der Vereinbarung kehrt die Deutsche Regas zu einem Betriebskonzept zurück, das sie bereits 2024 umgesetzt hatte. Damals lagen in Mukran neben der „Neptune“ auch die „Energos Power“. Letztere hatte das Unternehmen über einen Subchartervertrag mit dem Bund angemietet.

Im Februar 2025 kündigte die Deutsche Regas diesen Vertrag. Als einen der Gründe nannte Geschäftsführer Wagner damals die aus Unternehmenssicht „ruinöse Preispolitik“ der bundeseigenen Deutsche Energy Terminal GmbH (DET). Diese betreibt staatlich finanzierte LNG-Terminals an der Nordseeküste (wir berichteten).

Der Vorwurf der Deutschen Regas lautete, dass die DET ihre Kapazitäten seit Dezember 2024 deutlich unterhalb der von der Bundesnetzagentur genehmigten kostendeckenden Entgelte angeboten habe. Das führe zu Wettbewerbsverzerrungen und erschwere die Vermarktung der privat finanzierten Terminalkapazitäten in Mukran.

Das Bundeswirtschaftsministerium hatte die Kündigung zunächst zurückgewiesen. Im Juni 2025 verständigten sich beide Seiten schließlich auf eine einvernehmliche Auflösung des Vertrags mit Wirkung zum Februar 2025. Über die finanziellen Einzelheiten vereinbarten sie Stillschweigen.

Ob die langfristige Anmietung bei MOL für das Unternehmen günstiger ausfällt als der frühere Vertrag mit dem Bund, lässt sich anhand der bislang veröffentlichten Vertragsinformationen nicht beurteilen.

LNG-Terminals als zusätzliche Importoption

Die Deutsche Regas sieht in der zusätzlichen Kapazität einen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Geschäftsführer Ingo Wagner verweist auf die Möglichkeit, bei Bedarf weitere LNG-Mengen nach Deutschland und Europa zu importieren. Wie stark das Terminal tatsächlich genutzt wird, hängt allerdings von der Nachfrage ab.

Nach Angaben der Bundesnetzagentur entfielen im ersten Halbjahr dieses Jahres rund zwölf Prozent der deutschen Gasimporte auf LNG-Terminals. Der überwiegende Teil des Erdgases kam weiterhin über Pipelines, insbesondere aus Norwegen. Der Ausbau der LNG-Infrastruktur bleibt umstritten. Kritiker sehen darin eine Überdimensionierung fossiler Infrastruktur. (ds) // VON DAVINA SPOHN

Zum Inhalt

Sefe erhöht Gasbezug von Trafigura um 30 Prozent



Bei der Unterzeichnungszeremonie von Sefe und Trafigura. Quelle: Trafigura

GASHANDEL. Die Gaslieferungen von Trafigura an Sefe steigen ab November auf 30 Milliarden kWh pro Jahr. Ein teilweise bundesgarantierter Kredit soll den neuen Fünfjahresvertrag unterstützen.

Die „SEFE Securing Energy for Europe GmbH“ aus Berlin hat mit dem internationalen Rohstoffhändler Trafigura einen neuen Erdgasliefervertrag geschlossen. Das Unternehmen mit Hauptsitz in Singapur soll ab dem 1. November jährlich 30 Milliarden kWh Erdgas liefern. Der neue Vertrag läuft über fünf Jahre und umfasst nach Angaben des bundeseigenen Energiekonzerns Sefe insgesamt 150 Milliarden kWh Erdgas.

Die Vereinbarung schließt unmittelbar an einen vierjährigen Liefervertrag an, der Ende Oktober ausläuft, wie Sefe in einer Mitteilung vom 29. Oktober bekannt gibt. Dieser sah bislang rund 23 Milliarden kWh jährlich vor. Damit steigt die vereinbarte Jahresmenge um rund 7 Milliarden kWh beziehungsweise gut 30 Prozent.

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

Das Erdgas soll überwiegend aus dem weltweiten Handelsportfolio von Trafigura stammen. Über welche Förderländer und Lieferwege die vereinbarten Mengen nach Europa gelangen, teilen die Unternehmen nicht mit. Auch zu den Gaspreisen und den vertraglich vereinbarten Übergabepunkten machen sie keine Angaben.

Frederic Barnaud, Chief Commercial Officer (CCO) von Sefe, sieht in der Vereinbarung eine Möglichkeit, Erdgas aus unterschiedlichen Quellen für Kunden in Deutschland und Europa zu beschaffen. Trafigura verweist auf sein internationales Logistiknetz. Der für Gas, Strom und erneuerbare Energien zuständige Trafigura-Manager Igor Marin betont, dass das Unternehmen die Lieferungen über sein globales Portfolio abwickeln könne.

Bund garantiert Teil eines Kredits

Mit dem Gasliefergeschäft ist eine umfangreiche Finanzierung verbunden. Wie Trafigura in einer eigenen Mitteilung am 29. Oktober bekannt gibt, hat das Unternehmen einen fünfjährigen Kreditvertrag über 1,5 Milliarden US-Dollar (umgerechnet etwa 1,3 Milliarden Euro) abgeschlossen. Das Darlehen soll die Liefervereinbarung mit Sefe unterstützen. Ein Konsortium aus neun Banken hat die Finanzierung arrangiert. Als Kreditagent fungiert die KfW Ipex-Bank.

Ein Teil des Kredits ist nach Angaben von Trafigura durch eine Garantie des Bundes abgesichert. Dabei handelt es sich um eine sogenannte UFK-Garantie (Garantie für Ungebundene Finanzkredite). Solche Garantien sollen die langfristige Versorgung deutscher Abnehmer mit Rohstoffen erleichtern. Nach Angaben des Bundeswirtschaftsministeriums schützen sie die finanzierenden Banken vor wirtschaftlichen und politischen Kreditausfallrisiken. Voraussetzung ist unter anderem ein längerfristiger Rohstoffliefervertrag mit einem deutschen Abnehmer. Der Bund sichert damit einen Teil des Kredits ab, nicht jedoch die Gaslieferungen selbst.

Langfristige Verträge für die Gasbeschaffung

Sefe beschafft und handelt Energie, beliefert Industriekunden sowie Stadtwerke und ist außerdem in Transport und Speicherung von Gas tätig. Nach eigenen Angaben versorgt das Unternehmen mehr als 50.000 Geschäftskunden in Europa. Seit November 2022 gehört die Gesellschaft vollständig dem Bund.

Die Vereinbarung mit Trafigura ist Teil einer Reihe längerfristiger Beschaffungsverträge. So hat Sefe mit dem norwegischen Energiekonzern Equinor Lieferungen von jährlich 111 Milliarden kWh Erdgas von 2024 bis 2034 vereinbart. Hinzu kommt ein 2025 geschlossener Zehnjahresvertrag mit der staatlichen Ölgesellschaft Aserbaidschans, Socar. Dessen Jahresmenge soll nach Sefe-Angaben schrittweise auf bis zu 15 Milliarden kWh steigen. Erst am 26. Oktober hatte Sefe zudem einen 20-jährigen Vertrag mit dem kanadischen Unternehmen Ksi Lisims LNG über jährlich eine Million Tonnen LNG geschlossen (wir berichteten). Die ersten Lieferungen sind für Anfang der 2030er-Jahre vorgesehen. (ds) // VON DAVINA SPOHN

Zum Inhalt

„Profit Sharing“ für Regelenergie aus Windpark


Quelle: Shutterstock / Jacques Tarnero

WINDKRAFT ONSHORE. MVV Trading und Energreen teilen die Erlöse aus der Vermarktung von Sekundärregelleistung aus einem saarländischen Windpark nach einem fest vereinbarten Schlüssel.

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

Die MVV Trading, Handelsarm des Mannheimer MVV-Konzerns, und die Betreibergesellschaft Energreen Windpark Himmelwald (Saarland) haben einen Vertrag zur gemeinsamen Vermarktung von Sekundärregelleistung (SRL) aus Windenergie geschlossen. Das Vermarktungsmodell sieht so aus, dass die beiden Unternehmen die Erlöse nach einem fest vereinbarten Schlüssel ohne Risikoabschläge aufteilen, wie MVV mitteilt.

Die Mannheimer sprechen von einem neuartigen „Profit-Share-Ansatz“. Zum Aufteilungsschlüssel und zu den erwarteten Erlösen machen sie keine Angaben.

Im Marktdesign wird Sekundärregelleistung als automatische Frequenzwiederherstellungsreserve („aFRR“) bezeichnet. Windkraft spielt in diesem Segment bis dato nur eine geringe Rolle. Zum 1. Januar 2026 waren nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber deutschlandweit rund 150 MW Windkraft für negative „aFRR“ präqualifiziert. Negativ bedeutet, die Anlage reduziert ihre Einspeisung, wenn sie zuvor entsprechend hoch betrieben wird und ausreichend Abregelung möglich ist. Es gilt, am Vortag vorherzusehen, dass man im gewählten Vier-Stunden-Abschnitt stets genug Strom einspeisen würde, damit diese Einspeisung auf Abruf wegfallen könnte. Dies erfordert gute Wetterprognosen und die technische Anbindung an die Leitstelle des ÜNB.

Erhöht eine Anlage ihre Einspeisung im Bedarfsfall, spricht man dagegen von positiver Sekundärregelleistung oder positiver „aFFR“. In diesen Segmenten sind die wetterabhängigen Windkraft- und Photovoltaik-Anlagenbetreiber derzeit nicht vertreten, da sie nicht am Vortag mit der erforderlichen Sicherheit eine zusätzliche Einspeiseleistung über vier Stunden hinweg bei maximal zwei viertelstündlichen Abrufen garantieren können.

„Mit dem Profit-Share-Ansatz gehen wir gemeinsam mit Energreen einen neuen Weg in der Vermarktung von Sekundärregelleistung aus Windparks“, erklärt Sarah Jungbauer, Leiterin Green Solutions bei MVV Trading.

Auch Energreen plant, die Zusammenarbeit auszubauen. „Bereits jetzt arbeiten wir intensiv daran, weitere Parks der Energreen Renewables GmbH für die SRL-Vermarktung zu präqualifizieren und gemeinsam einen Beitrag zur nachhaltigen Energiezukunft zu leisten“, wird Energreen-Geschäftsführer Benedikt Kormaier zitiert.

Der Windpark Himmelwald verfügt über eine installierte Leistung von 13,9 MW. Nach Angaben der Unternehmen erzeugt er jährlich rund 27 Millionen kWh Strom. Damit könnten rechnerisch mehr als 10.000 Haushalte versorgt und rund 9.800 Tonnen CO2 eingespart werden.

Die Energreen Renewables GmbH betreibt nach eigener Darstellung derzeit sechs Windparks im Saarland, in Baden-Württemberg sowie Rheinland Pfalz. Sie ist Teil der Firmengruppe um die Energie SpA mit Sitz in Bozen. (mf) // VON MANFRED FISCHER

^ Zum Inhalt

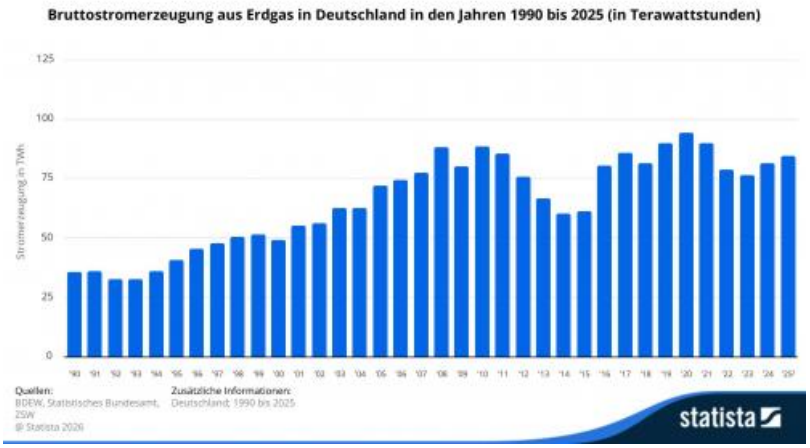
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Stromerzeugung aus Erdgas in Deutschland 1990 bis 2025



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 Bruttostromerzeugung aus Erdgas in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2025. Im Jahr 2025 wurden in Deutschland rund 85 Terawattstunden Strom aus dem fossilen Energieträger Erdgas erzeugt. // VON REDAKTION

^ Zum Inhalt

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

TECHNIK



Studie zur Beispielen der KI in der Energiewirtschaft. Quelle: BDEW

KI rechnet sich für die Energiewirtschaft

IT. Eine Praxis-Studie zeigt, wie Energieunternehmen mit KI Kosten senken, Prozesse beschleunigen und wirtschaftlichen Nutzen erzielen.

Künstliche Intelligenz (KI) erzielt in der deutschen Energiewirtschaft bereits messbare wirtschaftliche Effekte. Dies stellt eine aktuelle Studie des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und der Unternehmensberatung „Strategy&“ fest.

Rund die Hälfte der untersuchten Unternehmen berichten von konkreten finanziellen Vorteilen. Die übrigen Unternehmen sehen vor allem qualitative Verbesserungen, etwa eine höhere Mitarbeitermotivation oder kürzere Bearbeitungszeiten. Das zeigt die Studie „KI unter Strom – Wie die Energiewirtschaft KI-Erfolge skaliert“.

Die Untersuchung basiert auf 26 Tiefeninterviews mit Entscheidungsträgern aus der Energiewirtschaft, die zwischen Mai und August 2026 geführt wurden. Ergänzend werteten die Autoren Praxisbeispiele und externe Forschung aus. Die Fallauswahl konzentriert sich bewusst auf Unternehmen und Anwendungen mit Umsetzungserfahrungen. Eine repräsentative Branchenumfrage ist die Studie daher nicht.

Einstieg bereits mit 50.000 Euro möglich

Laut der Studie können Unternehmen erste KI-Anwendungen bereits mit Investitionen von rund 50.000 Euro umsetzen. Solche Projekte betreffen beispielsweise selbstlernende Thermostate oder die automatisierte Dokumentenverarbeitung. Teilweise amortisieren sie sich innerhalb von sechs Monaten. Für komplexere Anwendungen, etwa die Optimierung des Energiehandels oder die Netzoptimierung auf Übertragungsnetzebene, können dagegen Investitionen von einer Million Euro und mehr erforderlich sein.

Bei fokussierten Lösungen liegen die Investitionen den Ergebnissen zufolge häufig zwischen 200.000 und 500.000 Euro. Die Kosten entstehen dabei insbesondere durch die Integration in bestehende IT-Systeme, die Aufbereitung der Daten und die Anpassung betrieblicher Abläufe.

Die wirtschaftlichen Effekte reichen von geringeren Dienstleisterkosten und einer optimierten Beschaffung bis zu schnelleren Arbeitsabläufen und einer höheren Prognosegenauigkeit. Auch eine bessere

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

Anlagenverfügbarkeit, die Sicherung von Erfahrungswissen und die Entlastung der Beschäftigten von repetitiven Aufgaben zählen zu den möglichen Nutzenbeiträgen.

Stadtwerke und Netzbetreiber profitieren

Die Studie führt Beispiele aus unterschiedlichen Bereichen der Energiewirtschaft an. So erzielt ein Stadtwerk mit einer Heizungsoptimierung durch selbstlernende Thermostate den Angaben zufolge bereits nach sechs Monaten einen Return on Investment (ROI). Ein Übertragungsnetzbetreiber kann demnach mithilfe von KI die Redispatchkosten um einen Betrag in mehrstelliger Millionenhöhe senken.

Weitere Praxisbeispiele betreffen die vorausschauende Instandhaltung in einem Müllheizkraftwerk, die lokale Prognose von Photovoltaikeinspeisungen sowie die KI-gestützte Netzplanung. Die Gasag-Gruppe nutzt beispielsweise seit einem Jahr ein Machine-Learning-Modell, das anhand historischer Stamm- und Vertragsdaten die Wahrscheinlichkeit einer Kundenabwanderung prognostiziert. Damit kann der Vertrieb gefährdete Kunden frühzeitig identifizieren und gezielt ansprechen.



Übersicht der Empfehlungen für den KI-Einsatz
(Für Vollbild auf die Grafik klicken)
Quelle: Strategy&

Datenqualität als Voraussetzung für die Skalierung

Als zentralen Erfolgsfaktor identifizieren die Autoren eine klare Ausrichtung auf konkrete Geschäftsprobleme. Unternehmen sollten zunächst definieren, welche operative Aufgabe oder Entscheidung sie verbessern wollen, und erst danach die passende Technologie auswählen. Nicht jedes Problem erfordere KI.

Zudem empfiehlt die Studie, in eine leistungsfähige Dateninfrastruktur zu investieren, die Beschäftigten frühzeitig einzubinden und die Verantwortung für Ergebnisse klar zwischen IT und Fachbereichen aufzuteilen. KI sollte nicht nur einzelne Arbeitsschritte ergänzen, sondern bei Bedarf ganze Prozesse verändern. Auch klare Kriterien für die Skalierung und die Beendigung unwirtschaftlicher Anwendungen seien erforderlich.

Sebastian Landahl, Geschäftsbereichsleiter Digital & IT bei der Schleswig-Holstein Netz GmbH, betont die Bedeutung der Datengrundlage: „KI ist nicht der Ausgangspunkt, sondern Datenqualität. Wer seine Daten verbessert, schafft die Voraussetzung für Digitalisierung, Automatisierung und den zukünftigen Einsatz von KI im Netzbetrieb."

Nach Einschätzung der Studienautoren stehen viele Unternehmen damit vor dem nächsten Schritt: Sie müssen erfolgreiche Einzelanwendungen systematisch auf weitere Bereiche übertragen. Dafür seien neben technischer Infrastruktur auch organisatorische Voraussetzungen, klare Zuständigkeiten und eine kontinuierliche Bewertung des wirtschaftlichen Nutzens notwendig.

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

Die Studie „KI unter Strom – Wie die Energiewirtschaft KI-Erfolge skaliert“ von BDEW und Strategy& steht als PDF zum Download bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

WERBUNG



Spezielle Wärmepumpen senken Rücklauftemperaturen im Netz


Die "eXergiemaschine" im Schul-Schwimmbad in Freiham. Quelle: Ralf Dunker / Varmeco

GEOTHERMIE. Durch spezielle Wärmepupen konnte der Wärmeverbrauch am Bildungscampus Freiham im Münchner Westen nahezu halbiert werden. Das erhöht die Anzahl der Anschlüsse an das Geothermienetz.

Der Bildungscampus Freiham im Münchner Westen benötigt weniger Wärme als ursprünglich geplant. „Gegenüber den Plandaten haben wir den Wärmeverbrauch etwa halbiert“, sagte Markus Falke, Mitarbeiter der Abteilung Hochbau/Energiemanagement im Baureferat der Landeshauptstadt München. Die Stadt führt die Einsparungen auf eine kontinuierliche Überwachung und Optimierung der Wärmeanlagen zurück. Beheizt werden die Objekte mit Fernwärme aus dem Geothermie-Heizwerk Freiham.

Nach Angaben des städtischen Baureferats liegt der spezifische Wärmeverbrauch der Schulgebäude und des benachbarten Sportparks inzwischen bei rund 25 bis 30 kWh pro Quadratmeter und damit erheblich unter dem Planwert von 55 kWh pro Quadratmeter. Eine zusätzliche Nachrüstung mit speziellen Wärmepumpen soll nun die Rücklauftemperaturen im Fernwärmenetz dauerhaft niedrig halten. Dazu wurden spezielle Wärmepumpen – „eXergiemaschinen“ – die Varmeco und der Schweizer Partner BMS-Energietechnik entwickelt haben, installiert. Das teilten die Unternehmen am 29. Oktober mit. Das senkt zum einen die Wärmekosten und entlastet zudem das Geothermie-Fernwärmenetz.

Der Bildungscampus Freiham nahm im Herbst 2019 seinen Betrieb auf. Das Schulzentrum umfasst eine Grundschule, eine Förderschule, ein Gymnasium und eine Realschule und bietet Platz für bis zu 3.000 Schülerinnen und Schüler. Der benachbarte Sportpark mit Schwimmbad folgte 2020. Beide Einrichtungen beziehen ihre Wärme aus dem Geothermie-Heizwerk Freiham der Stadtwerke München (SWM). Die Anlage fördert rund 90 Grad Celsius heißes Thermalwasser aus etwa 2.500 Metern Tiefe.

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

Das Fernwärmenetz in Freiham arbeitet mit einer variablen Vorlauftemperatur von maximal 70 Grad Celsius. Im Sommer sinkt sie häufig auf 60 Grad Celsius. Um die vorhandene Wärme möglichst weitgehend auszunutzen, streben die Betreiber Rücklauftemperaturen von weniger als 35 Grad Celsius an. Je größer die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf ausfällt, desto mehr Wärme kann das Netz bei gleichem Volumenstrom transportieren. Niedrige Rücklauftemperaturen schaffen damit Spielraum für zusätzliche Anschlüsse. Hier setzen die „eXergiemaschinen“, also spezielle Wärmepumpen, an.

Wärmepumpe stellt die ideale Temperaturschichtung her

„Die Exergiemaschine ist eine spezielle elektrische Wärmepumpe, mit der wir die Temperaturschichtung im Wärmesystem optimieren können“, erklärt Robert Müller. Er ist ein Planer und Bauleiter aus Schwindegg, den die Stadt für das Projekt einbezogen hat. In dem Schulcampus und im Sportpark sind die Maschinen zusammen mit je einem Niedertemperatur-Speicher und einem Hochtemperatur-Speicher bereits installiert.

Die Exergiemaschine erfüllt dabei eine Doppelfunktion: Einerseits ist sie ein Temperatur-Booster und lädt den Hochtemperatur-Speicher beziehungsweise den Vorlauf zu den Verbrauchern auf. Dadurch ist ein Nachladen mit Fernwärme seltener nötig und bei geringen Fernwärmetemperaturen dient die Exergiemaschine als Nacherhitzer. Dabei nutzt sie bevorzugt selbsterzeugten PV-Strom. Andererseits kühlt sie den Rücklauf zur Fernwärme-Übergabestation, der unten am Niedertemperatur-Speicher angeschlossen ist. Aufgrund getrennt regelbarer Pumpen lassen sich die Heiz- und Kühlwirkung dieser speziellen Wärmepumpen gradgenau vorgeben. „Bei dieser Geothermie-Anwendung ist das Unterschreiten von 35 Grad beim Rücklauf ein wichtiges Kriterium“, so Planer Müller. „Ist der Rücklauf zu warm, springt die Exergiemaschine an.“

Zugunsten bestmöglicher Energieflüsse haben die Planer jeweils vor und nach den Heizspeichern Drei-Wege-Ventile vorgesehen. Beim Rücklauf von den Verbrauchern sorgen Drei-Wege-Ventile für ein optimales, von der Temperatur abhängiges Einspeisen in das Speichersystem. Am Vorlauf zu dem Warmwassernetz dient das Drei-Wege-Ventil als Mischer, um die Einspeisetemperatur konstant zu halten. So kann die Exergiemaschine den HT-Speicher bei hoher Leistung der lokalen PV-Anlage zum Beispiel auf über 70 Grad Celius laden und den Überschussstrom sinnvoll nutzen; das Drei-Wege-Ventil mischt die Temperatur passend für das Trinkwarmwassernetz herunter.

Insgesamt acht solcher Exergiemaschinen mit einer thermischen Leistung von jeweils 20 kW werden nach Abschluss der Nachrüstung in Freihamer Schulen und im Sportpark arbeiten: eine im Bildungscampus, zwei weitere an anderen Schulen und fünf im Sportcampus.

Mit der Nachrüstung verfolgt die Stadt mehrere Ziele. Die Anlagen sollen die Rücklauftemperaturen unter unterschiedlichen Verbrauchsbedingungen begrenzen, den Fernwärmebezug reduzieren und die erforderlichen Temperaturen für die Trinkwarmwasserbereitung sicherstellen. Gleichzeitig soll der Einsatz von lokal erzeugtem Photovoltaikstrom den Strombezug der Wärmepumpen verringern. (hr)

// VON HEIDI ROIDER

^ Zum Inhalt

Danpower eröffnet Heizkraftwerk in Pfaffenhofen



Das neue Maschinenhau in Pfaffenhofen.
Quelle: Danpower

KWK. Im oberbayerischen Pfaffenhofen an der Ilm hat die Danpower ein neues Heizkraftwerk in Betrieb genommen. Als Wärmequelle wird gereinigtes Abwasser genutzt.

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

Der Energieversorger Danpower hat am 27. Oktober das neue Heizkraftwerk Nord in Pfaffenhofen an der Ilm eröffnet. Die Anlage ergänzt das bestehende Biomasse-Heizkraftwerk in der Posthofstraße im Süden der Stadt und erweitert die Erzeugungskapazitäten für das Fernwärmenetz. Danpower investiert nach eigenen Angaben mehr als 20 Millionen Euro in das Projekt. Das Unternehmen hat neben der Planung und Finanzierung auch den Betrieb der Anlage übernommen.

Das Heizkraftwerk kombiniert zwei Großwärmepumpen mit einem Blockheizkraftwerk, einem Power-to-Heat-Kessel, einer gasbetriebenen Reserveanlage und einem Wärmespeicher. Die Anlage ist nach Angaben von Danpower darauf ausgelegt, rund 4.250 Haushalte mit Fernwärme zu versorgen. Die zusätzlichen Erzeugungskapazitäten sollen die bestehende Wärmeversorgung entlasten und weitere Anschlüsse an das Fernwärmenetz ermöglichen.

„Mit dem neuen Heizkraftwerk investieren wir in die Weiterentwicklung der Wärmeversorgung in Pfaffenhofen. Dabei setzen wir auf die Nutzung vorhandener Energiequellen vor Ort und ergänzen unser bestehendes Biomasse-Heizkraftwerk um weitere Erzeugungskapazitäten. So schaffen wir die Voraussetzungen, um das Fernwärmenetz gemeinsam mit den Akteuren vor Ort weiterzuentwickeln“, sagte Felix Reichenbach, Geschäftsführer der Danpower Biomasse GmbH.

Großwärmepumpen nutzen Abwasser-Wärme

Eine wesentliche Rolle im Erzeugungskonzept übernehmen zwei Großwärmepumpen mit einer thermischen Gesamtleistung von 4,1 MW. Sie nutzen das gereinigte Abwasser der benachbarten Kläranlage als Wärmequelle und heben dessen Temperatur auf ein für die Fernwärmeversorgung nutzbares Niveau. Dafür stehen bis zu 110 Liter gereinigtes Abwasser pro Sekunde zur Verfügung. Die Wärmepumpen können dem Wasser so viel Wärme entziehen, dass sich seine Temperatur um maximal sechs Grad Celsius verringert. Anschließend fließt das abgekühlte Wasser in die Ilm. Nach Angaben von Danpower kann die Wärmeentnahme insbesondere während der Sommermonate den Wärmeeintrag in das Gewässer reduzieren.

Neben den beiden Großwärmepumpen verfügt das Heizkraftwerk über ein Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von 4,5 MW und einer thermischen Leistung von 4,8 MW. Ergänzt wird die Technik durch einen elektrisch betriebenen Power-to-Heat-Kessel mit einer thermischen Leistung von 1,5 MW sowie eine gasbetriebene Reserveanlage mit 6 MW thermischer Leistung. Diese dient der Absicherung der Wärmeversorgung, beispielsweise bei Ausfällen anderer Erzeugungskomponenten.

Ein weiterer Bestandteil ist ein Wärmespeicher mit einem Fassungsvermögen von 3.000 Kubikmetern. Er ermöglicht es, erzeugte Wärme zwischenzuspeichern und bei Bedarf in das Fernwärmenetz einzuspeisen. Photovoltaikanlagen an den Gebäudefassaden und auf den Dachflächen ergänzen das Energiekonzept und dienen der Eigenstromversorgung. (hr) // VON HEIDI ROIDER

^ Zum Inhalt

Projekt bei München prüft fünf Standortcluster


Quelle: E&M

GEOTHERMIE. Die Stadträte von Germering und Puchheim haben die vertiefte Prüfung von fünf Standortclustern für das Geothermieprojekt Zukunftswärme M West bis zum Frühjahr 2027 beschlossen.

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

Das gemeinsame Geothermieprojekt Zukunftswärme M West (ZMW) der Stadtwerke München und der Städte Germering und Puchheim geht in die nächste Phase. Die Stadträte beider Städte haben am 28. Oktober beschlossen, fünf ausgewählte Standortcluster detailliert untersuchen zu lassen. Ziel ist es, den am besten geeigneten Standort für eine Geothermieanlage zu ermitteln.

Mit der vertieften Prüfung ist die Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien (IEG) von der ZMW beauftragt. Die Untersuchung soll klären, welche Flächen technisch und wirtschaftlich für die Anlage infrage kommen und sich zugleich mit den Anforderungen von Mensch und Natur vereinbaren lassen.

In der ersten Bewertungsstufe analysierte das Institut rund 240 kommunale Flurstücke anhand einheitlicher Ausschluss- und Bewertungskriterien. Dazu gehörten die Größe und der Zuschnitt der Flächen, der Abstand zur Wohnbebauung, Schutzgebiete und bestehende Nutzungen sowie die Verkehrs- und Fernwärmeanbindung. Flächen, die grundlegende Anforderungen nicht erfüllten, schieden aus. Aus der Vorauswahl gingen fünf Schwerpunktcluster hervor, die in Germering, Puchheim und München liegen.

In den kommenden Monaten untersucht das Fraunhofer IEG die fünf Cluster genauer. Die zweite Bewertungsstufe soll die jeweiligen Vorteile und Herausforderungen der Standorte transparent gegenüberstellen. Nach dem aktuellen Projektplan soll die vertiefte Bewertung im Frühjahr 2027 abgeschlossen sein. Die Ergebnisse wollen die Projektverantwortlichen anschließend erneut öffentlich in einer Stadtratssitzung vorstellen.

Daniel Liebetruth, Oberbürgermeister von Germering, sieht in der Geothermie einen Beitrag zur langfristig verlässlichen Wärmeversorgung. Die Kommune wolle ihre Bürger vor unkalkulierbaren Energiepreisen schützen und die Verantwortung für die Wärmeversorgung vor Ort übernehmen. „Die jetzt anstehende, sorgfältige Standortprüfung stellt sicher, dass wir diesen Weg mit größtmöglicher Transparenz und zum besten Wohl unserer Stadtgemeinschaft gehen“, unterstrich Liebetruth.

Bürgerfragestunden im November

Auch Thomas Hofschuster, Bürgermeister von Puchheim, unterstützt die weitere Prüfung. Die Geothermie biete die Möglichkeit, Wärme regional zu gewinnen und Potenziale über Stadtgrenzen hinweg gemeinsam zu nutzen. Der mehrheitliche Beschluss sei ein Auftrag, diesen Weg konsequent weiterzuverfolgen.

Guido Schüre, Leiter Erneuerbare Energien in der Region bei den Stadtwerken München, betont die Bedeutung der kommunalen Zusammenarbeit. „Wenn Städte ihre Potenziale bündeln, Verantwortung teilen und Entscheidungen gemeinsam vorbereiten, schaffen wir die Grundlage für eine verlässliche und bezahlbare Wärmeversorgung in der Region“, sagte er.

Die Projektverantwortlichen wollen während der weiteren Standortprüfung auch die Anliegen der Bevölkerung berücksichtigen. Dafür sind Ende November Sprechstunden in beiden Städten geplant. Interessierte können sich dort über den aktuellen Stand informieren, Fragen stellen und mit den Verantwortlichen ins Gespräch kommen. Die Termine sind für den 26. November in Germering und den 30. November in Puchheim angesetzt. Weitere Informationen wollen die Städte und die ZMW zeitnah auf ihren jeweiligen Websites veröffentlichen. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

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

UNTERNEHMEN



Quelle: Elisabeth Redlig

Vattenfall steigert Gewinn trotz sinkender Umsätze

BILANZ. Der schwedische Energiekonzern Vattenfall hat in den ersten neun Monaten deutlich mehr verdient als im Vorjahr. Das deutsche Geschäft trug zum Ergebnisanstieg bei.

Vattenfall hat seinen Gewinn in den ersten neun Monaten 2026 deutlich gesteigert. Wie aus dem Neun-Monats-Geschäftsbericht hervorgeht, sank der Umsatz zwar um zwölf Prozent von 167,80 Milliarden schwedische Kronen (umgerechnet: 15,2 Milliarden Euro) auf 148,3 Milliarden schwedischen Kronen (13,4 Milliarden Euro).

Das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (Ebit) erhöhte sich jedoch um 85 Prozent von 1,61 auf 2,99 Milliarden Euro. Der Überschuss in den ersten neun Monaten stieg um 90 Prozent von 1,18 Milliarden Euro auf 2,25 Milliarden Euro, teilte das Unternehmen bei der Vorstellung der Geschäftszahlen mit.

Der Konzern mit Sitz in Stockholm profitierte unter anderem von den gestiegenen Preisen an den Stromgroßhandelsmärkten. Dazu zählen positive bilanzielle Bewertungseffekte bei Energiehandelskontrakten und Vorräten. Einmalige Gewinne von rund 230 Millionen Euro kamen zudem aus dem Verkauf von Kraftwerken in den Niederlanden, dem französischen Vertriebsgeschäfts und einer schwedischen Energiebeteiligung.

„Vattenfall hat in den ersten neun Monaten 2026 gute Ergebnisse erzielt, trotz eines schwächeren dritten Quartals aufgrund von Ausfällen in der Kernenergie und einer geringeren Stromerzeugung aus Wasserkraft“, so Vattenfall-Vorstandschefin Anna Borg. Die finanzielle Entwicklung zeige, dass der Konzern auch in einem volatilen Marktumfeld gut aufgestellt sei.

Starke Plus in der Windsparte

Drei Entwicklungen prägten das Geschäft: höhere Erträge aus der Windkraft, ein verbessertes Ergebnis im Vertrieb und zusätzliche Investitionen in erneuerbare Energien und Speicher, heißt es weiter im Quartalsbericht.

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

Besonders deutlich fiel der Ergebnisanstieg in der Windsparte aus. Das bereinigte operative Ergebnis erhöhte sich deutlich von 257 Millionen Euro auf 572 Millionen Euro. Neben höheren Strompreisen trugen bessere Windverhältnisse und eine gestiegene Verfügbarkeit der Offshore-Anlagen dazu bei.

Auch auf dem wichtigen deutschen Markt entwickelte sich das Geschäft positiv. Im Bereich „Customers & Solutions“ stieg das bereinigte operative Ergebnis um 38 Prozent auf rund 491 Millionen Euro. Dazu trug vor allem bei, dass höhere Gasnetzkosten das deutsche Vertriebsgeschäft im Vorjahreszeitraum belastet hatten. Zudem gewann Vattenfall in Deutschland neue Kunden. Konzernweit erhöhte sich die Zahl der Kundenverträge auf zwölf Millionen.

Rege Investitionstätigkeit in Deutschland

Zudem investiert das Unternehmen weiter in Deutschland. Im September habe Vattenfall die endgültige Investitionsentscheidung für einen Batteriespeicher am ehemaligen Kernkraftwerksstandort Brunsbüttel getroffen, heißt es im Bericht. Die Anlage soll 254 MW Leistung und rund 1,07 Millionen kWh Speicherkapazität erreichen. Die Inbetriebnahme ist für Ende 2028 vorgesehen.

Weiterhin begannen im Juli die Offshore-Bauarbeiten für Nordlicht I in der deutschen Nordsee. Der Windpark mit knapp 1.000 MW ist Teil des Nordlicht-Komplexes mit insgesamt rund 1.600 MW. Von 2028 an soll dieser jährlich rund sechs Milliarden kWh Strom erzeugen. Darüber hinaus schloss Vattenfall Verträge zur Vermarktungsoptimierung eines deutschen Batteriespeicherportfolios mit 285 MW Leistung.

Schwierigkeiten bereitete dagegen die konventionelle Stromerzeugung in Schweden. Wegen längerer Ausfälle der Reaktoren Ringhals 3 und 4 sowie geringerer Wasserkraftproduktion sank das bereinigte Ergebnis der Sparte Power Generation um zwölf Prozent auf rund 1,02 Milliarden Euro. Insgesamt ging die Stromerzeugung des Konzerns von 74,3 auf 68,1 Milliarden kWh zurück.

„Unsere solide Finanzlage ermöglicht es uns, entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu investieren. Gleichzeitig konzentrieren wir uns weiterhin auf operative Exzellenz und Effizienz“, erklärte Borg. Dies sei entscheidend für die langfristige Widerstandsfähigkeit und Wettbewerbsfähigkeit des Konzerns. (sag)

Kennzahlen	**9 Monate 2026**	**9 Monate 2025**	**Veränderung**
Umsatz (Milliarden Euro)	**13,50**	15,27	−11,6 %
Ebit (Milliarden Euro)	**3,01**	1,62	+85,5 %
Bereinigtes Ebit (Milliarden Euro)	**2,35**	1,94	+20,8 %
Überschuss (Milliarden Euro)	**2,26**	1,19	+89,7 %
Stromerzeugung (Milliarden kWh)	**68,10**	74,30	-8,3%

Quelle: Geschäftsbericht Vattenfall // VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

WERBUNG

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



EIB finanziert Berliner Fernwärmeumbau mit 500 Millionen Euro



Axel Pinker, Franziska Giffey und Christine Garburg bei der Unterzeichnung des Förderkreditrahmenvertrags. Quelle: BEW / Charlotte Meszar

POLITIK. Die BEW Berliner Energie und Wärme GmbH erhält einen Förderkreditrahmenvertrag in Höhe von 500 Millionen Euro von der Europäischen Investitionsbank (EIB).

Die Berliner Energie und Wärme GmbH (BEW) hat mit der Europäischen Investitionsbank (EIB) einen Förderkreditrahmen über 500 Millionen Euro vereinbart. Das teilte die BEW am 29. Oktober mit. Gleichzeitig unterzeichneten beide Seiten den Abruf einer ersten Tranche über 250 Millionen Euro. Die Darlehen haben eine Laufzeit von bis zu 25 Jahren.

Mit dem Geld will das landeseigene Unternehmen den Umbau seiner Wärmeerzeugung und den Ausbau des Berliner Fernwärmenetzes finanzieren. Die BEW plant bis 2030 rund 3,5 Milliarden Euro in die Transformation ihrer Fernwärme zu investieren. Ziel ist der vollständige Ausstieg aus der Kohlenutzung bis 2030 und eine klimaneutrale Wärmeerzeugung bis 2045. Die Finanzierung durch die EIB ergänzt die jüngst abgeschlossene langfristige Kreditrunde im KfW-Förderrahmen. Dabei hatte sich die BEW bereits Kredite von einer Milliarde Euro mit Laufzeiten von 20 Jahren zur Finanzierung zentraler Transformationsprojekte gesichert.

„Mit der Unterzeichnung des Förderkreditvertrags schaffen wir eine weitere langfristige Grundlage für zentrale Infrastrukturprojekte der BEW. Dass die Europäische Investitionsbank diese Finanzierung ermöglicht, zeigt zugleich, dass unsere Projekte auch auf europäischer Ebene als förderwürdig und für die Transformation der Wärmeversorgung relevant bewertet werden“, sagte Axel Pinkert, Geschäftsführer Finanzen der BEW. „Es geht um nichts weniger als darum, Kohle zu ersetzen, erneuerbare Quellen und unvermeidbare Abwärme einzubinden und unser Fernwärmenetz weiterzuentwickeln.“

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

Investitionen in Erzeugung und Fernwärmenetz

Ein Schwerpunkt liegt auf dem Energiepark Reuter im Bezirk Spandau. Dort plant die BEW mehrere Anlagen, die künftig fossile Brennstoffe in der Fernwärmeerzeugung ersetzen sollen. Dazu gehört eine Großwärmepumpe, die Wärme aus dem gereinigten Abwasser der Berliner Wasserbetriebe gewinnen soll. Zudem entsteht am Standort eine Turbinenanlage, die Dampf aus der benachbarten Abfallverwertungsanlage der Berliner Stadtreinigung (BSR) nutzt. Die Finanzierung umfasst auch die dafür erforderliche elektrische und hydraulische Infrastruktur.

Neben den Erzeugungsanlagen unterstützt die EIB den Ausbau und die Modernisierung der Fernwärmeinfrastruktur. Die BEW will unter anderem Verbindungsleitungen ertüchtigen und zusätzliche Netzabschnitte erschließen. Hinzu kommen kleinere Projekte zur Netzverdichtung, mit denen das Unternehmen weitere Gebäude an die Fernwärmeversorgung anschließen kann.

Auch die EIB sieht in der Modernisierung der Fernwärmeversorgung einen Bestandteil der europäischen Energietransformation. „Der Umbau der Wärmeinfrastruktur gehört zu den zentralen Investitionen Europas auf dem Weg zu einer zukunftsfähigen Energieversorgung“, sagte EIB-Vizepräsidentin Nicola Beer. Der Kredit solle langfristige Infrastrukturprojekte unterstützen und die Integration zusätzlicher Wärmequellen ermöglichen.

Berlins Wirtschaftssenatorin und BEW-Aufsichtsratsvorsitzende Franziska Giffey (SPD) verwies auf die Bedeutung der Finanzierung für die landeseigene Wärmeversorgung. Die Mittel sollen Investitionen in Erzeugungsanlagen und Leitungsnetze ermöglichen. Das Land Berlin hatte die Fernwärmeversorgung von Vattenfall übernommen und in die BEW überführt. (hr) // VON HEIDI ROIDER

Diesen Artikel können Sie teilen: Zum Inhalt

GE Vernova kauft deutschen Hochspannungsspezialisten



Quelle: GE Vernova

ÜBERNAHME. Der US-Konzern GE Vernova kauft die Berliner Trench Group für rund neun Milliarden US-Dollar. Das Unternehmen gehörte früher zu Siemens Energy.

Eine milliardenschwere Akquisition bahnt sich im deutschen Energietechnikmarkt an. Das US-Unternehmen GE Vernova hat eine Vereinbarung zum Kauf der Berliner Trench Group vom Finanzinvestor Triton Partners unterzeichnet. Das teilte GE Vernova bei der Veröffentlichung seiner Quartalszahlen mit. Der Kaufpreis betrage umgerechnet rund neun Milliarden US-Dollar. Der Abschluss ist für Ende 2027 vorgesehen.

GE Vernova entwickelt und produziert unter anderem Gasturbinen, Windkraftanlagen und Technik für Stromnetze. Der Konzern entstand im April 2024 durch die Abspaltung des Energiegeschäfts vom früheren General-Electric-Konzern (GE).

Trench entwickelt und produziert Komponenten für Hoch- und Höchstspannungsnetze. Die Produkte werden unter anderem in Umspannwerken und Stromübertragungsnetzen eingesetzt. GE Vernova will mit dem Zukauf insbesondere seine Geschäftsbereiche Grid Systems Integration und Power Transmission stärken.

Die Trench Group beschäftigt weltweit mehr als 3.000 Mitarbeiter und betreibt elf Produktionsstandorte in acht Ländern. Seit der Herauslösung aus Siemens Energy im April 2024 hat Trench seinen Jahresumsatz nach eigenen Angaben auf mehr als eine Milliarde Euro verdoppelt. Damals hatte der Finanzinvestor Triton

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

Partners das Unternehmen übernommen. Für das laufende Jahr wird einen Umsatz von rund 1,4 Milliarden US-Dollar erwartet.

Triton ist eine europäische Beteiligungsgesellschaft, die sich unter anderem auf Industrieunternehmen spezialisiert hat. Unter Triton wurde die Produktion von Trench ausgebaut und in neue Standorte investiert, heißt es weiter.

Für GE Vernova ist die Übernahme interessant, weil Trench zu seinen Vorlieferanten gehört. Mit der Integration will der US-Konzern seine Fertigungskapazitäten ausbauen und die Lieferketten für Netzkomponenten stärken. GE Vernova verweist auf die steigende Nachfrage nach Stromnetzinfrastruktur durch erneuerbare Energien, Rechenzentren und die Elektrifizierung der Industrie.

Eine Rolle spielt zudem der nordamerikanische Markt. Trench hat in Charlotte im US-Bundesstaat North Carolina ein neues Werk eröffnet. Dort soll Ende 2027 die Fertigung von Hochspannungskomponenten beginnen. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

^ Zum Inhalt

Kommunale Unternehmen treiben Glasfaserausbau voran


Lichtfest in Thüringen. Quelle: TGG

GLASFASER. Die Thüringer Glasfasergesellschaft hat ihr erstes Netz fertiggestellt. Über ihre Gesellschafter ist sie mit der TEAG verbunden, deren Tochter den Betrieb übernimmt.

In den Meininger Ortsteilen Sülzfeld und Wallbach ist das erste Glasfasernetz der Thüringer Glasfasergesellschaft mbH (TGG) in Betrieb gegangen. Nach 16 Monaten Bauzeit stehen laut einer aktuellen Mitteilung an 402 Adressen Gigabit-Anschlüsse zur Verfügung. Verlegt wurden 79 Kilometer Glasfaserleitungen und knapp 60 Kilometer Leerrohre. Für die Arbeiten waren 21 Kilometer Tiefbau erforderlich.

Das Projekt ist Teil eines von vier Ausbauclustern im Landkreis Schmalkalden-Meiningen. Für den geförderten Glasfaserausbau im Landkreis sind nach Angaben der TGG bis 2030 mehr als 100 Millionen Euro vorgesehen. In Sülzfeld und Wallbach tragen Bund und Freistaat die Kosten im Verhältnis 60 zu 40. Ein eigenwirtschaftlicher Ausbau habe sich dort für Telekommunikationsunternehmen nicht gerechnet.

Die TGG ist eng mit der kommunalen Energiewirtschaft Thüringens verflochten. An ihr hält der Kommunale Energiezweckverband Thüringen (KET) 80 Prozent, die Kommunale Energie Beteiligungsgesellschaft Thüringen AG (KEBT) weitere 20 Prozent. Die KEBT bündelt zugleich 82,2 Prozent der Anteile an der TEAG Thüringer Energie AG. Eine Tochtergesellschaft der TEAG ist die TGG damit nicht. Das neue Netz wird allerdings von der Thüringer Netkom betrieben, einer hundertprozentigen TEAG-Tochter. Sie erhielt den Zuschlag für den Netzbetrieb in einer europaweiten Ausschreibung.

Mittel aus dem „Graue-Flecken"-Programm

Das aus Fördermitteln errichtete passive Netz bleibt Eigentum der TGG. Sie schreibt Planung, Bau und Verpachtung getrennt aus; der Netzbetrieb liegt bei Telekommunikationsunternehmen. Für Sülzfeld und Wallbach übernimmt ihn die Thüringer Netkom. Angaben zu den Pachtzahlungen enthält die Mitteilung nicht.

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

Für den Ausbau in Sülzfeld und Wallbach werden Mittel aus dem „Graue-Flecken“-Programm des Bundes (Gigabit-Richtlinie 1.0) und aus der Thüringer Gigabitrichtlinie verwendet. Nach TGG-Angaben erlauben die Programme eine Finanzierung ohne Eigenanteil der beteiligten Kommunen. Die Gesellschaft organisiert die Förderanträge, europaweite Ausschreibungen für Planung und Bau und die Abrechnung der Mittel. Ein Investitionsvolumen für die beiden Ortsteile nennt sie nicht.

Das entsprechende Ausbaucluster startete am 29. November 2024 und umfasst neben Sülzfeld und Wallbach 19 weitere Orte. Die beiden Ortsteile sind die ersten vollständig erschlossenen Orte ihres Ausbauprogramms.

Thüringenweit haben nach Angaben der TGG inzwischen fast 500 Städte und Gemeinden die freiwillige Aufgabe des geförderten Glasfaserausbaus auf die TGG übertragen. Seit ihrer Gründung 2021 habe das kommunale Unternehmen für seine Projekte insgesamt 1 Milliarde Euro an Fördermitteln von Bund und Land bewilligt bekommen. Die Summe beschreibt das bewilligte Fördervolumen, nicht bereits investiertes Geld.

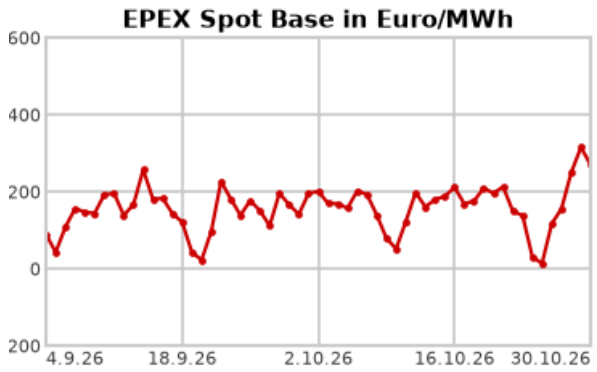
Gegründet wurde die TGG auf Initiative von KET und KEBT, um auch Gebiete zu erschließen, in denen ein Ausbau ohne öffentliche Förderung wirtschaftlich nicht möglich ist. (fw) // VON FRITZ WILHELM

^ Zum Inhalt

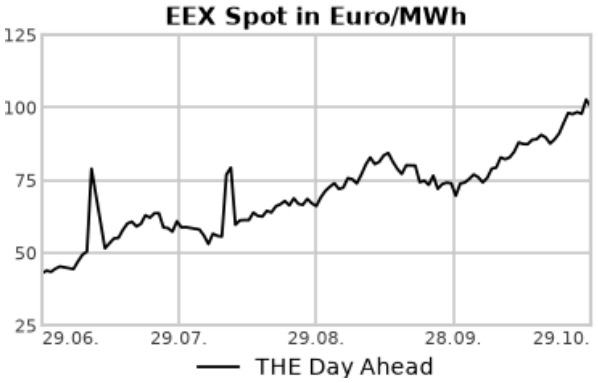
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gaspreise fallen nach Höhenflug



Quelle: E&M

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

Leichter haben sich die Energienotierungen am Donnerstag gezeigt. Nach den massiven Aufschlägen vom Vortag haben viele Marktteilnehmer die Gelegenheit genutzt, Gewinne mitzunehmen, zumal sich bei Erdgas Notierungen um den starken Widerstand bei 100 Euro ergeben hatten.

Zudem meldete das Wall Street Journal eine Initiative der US-Regierung, mit der neue Verhandlungen zwischen Iran und den USA in die Wege geleitet werden könnten. Andererseits verdichten sich auch die Hinweise auf einen neuen Waffengang in dem Konflikt. Bearish auf die Energiepreise dürften sich zudem Wetterprognosen ausgewirkt haben, denen zufolge der erwartete Kaltluftvorstoß in Europa deutlich minder kräftig ausfallen wird als zunächst erwartet.

Strom: Überwiegend leichter hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Donnerstag präsentiert. Der Day-Ahead verlor im Base um 46,50 auf 268,75 Euro je Megawattstunde und im Peak um 75,50 auf 281,25 Euro je Megawattstunde. Börslich zeigte sich die Grundlast mit 268,62 Euro, die Spitzenlast mit 280,97 Euro.

Auslöser der Abgaben am Day-Ahead ist ein deutlicher Rückgang in der Last. Diese soll laut Berechnungen von MBI Research am Freitag nur 56 Gigawatt betragen nach 57,2 Gigawatt am Berichtstag. Hinzu kommen niedrigere Preise für Gas und CO2. Dagegen soll die Erneuerbaren-Einspeiseleistung am Freitag auf 9,7 Gigawatt zurückgehen, während für Donnerstag noch 11,4 Gigawatt ermittelt wurden.

Für das kommende Wochenende prognostizieren die Meteorologen von Eurowind noch etwas niedrigere Beiträge von Wind und Solar als für Freitag. Unterdessen erwarten die Wetterdienste für die kommenden Tage aktuell einen minder heftigen Temperaturrückgang als noch zu Wochenbeginn. Laut den Vorhersagen soll der saisonale Durchschnitt um maximal 2 Grad Celsius unterboten werden, während das Windaufkommen nach wie vor schwach bleiben dürfte. Am langen Ende verlor das Cal 27 im Konvoi mit den Nachbarmärkten 0,55 auf 157,99 Euro je Megawattstunde.

CO2: Etwas leichter haben sich die CO2-Preise am Donnerstag präsentiert. Der Dec 26 verlor bis 13.39 Uhr 0,13 auf 88,97 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 10,5 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 89,13 Euro, das Tief bei 88,14 Euro. Die Analysten von belektron halten mögliche Gewinnmitnahmen vor der Schwelle von 90 Euro für keine Überraschung. Die kurzfristigen Aussichten

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

blieben positiv, so die Analysten, da starke Energiemärkte und günstige Wetterbedingungen die Preise stützten.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben sich am Donnerstag schwächer gezeigt. Der richtungsweisende Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 12.45 Uhr 2,470 auf 97,700 Euro je Megawattstunde.

Marktbeobachter führten die Abgaben auf Gewinnmitnahmen zurück, nachdem die Notierungen am Mittwoch die Schwelle von 100 Euro überschritten hatten. Die Marke von 100 Euro wird von Analysten als starker psychologischer Widerstand betrachtet. Ebenfalls bearish dürften sich Hoffnungen auf neue diplomatische Initiativen für eine Entspannung im Konflikt der USA mit Iran auf die Gaspreise auswirken. Unterdessen beläuft sich der Gasexport aus Norwegen trotz ungeplanter Kapazitätsminderungen in den Feldern Asgard und Oseberg auf hohe 337,2 Millionen Kubikmeter. Die Versorgung für die Wintermonate ist laut dem Bundeswirtschaftsministerium nicht in Gefahr. Mit Blick auf die derzeitige Entwicklung in den Speichern und die sehr stabile Importsituation ließe sich sagen: „Die Energieversorgungslage ist sicher“, so Staatssekretär Frank Wetzel bei einem Treffen mit den EU-Energieministern in Luxemburg. (cdg)

// VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

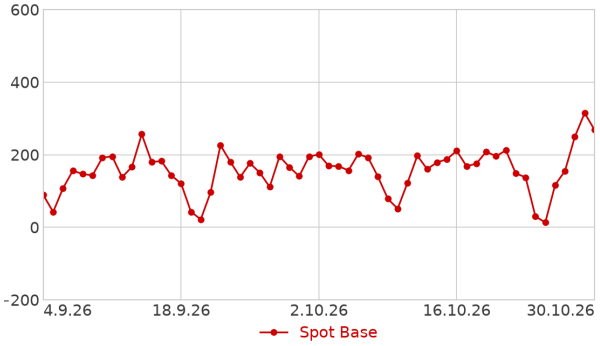
Zum Inhalt

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

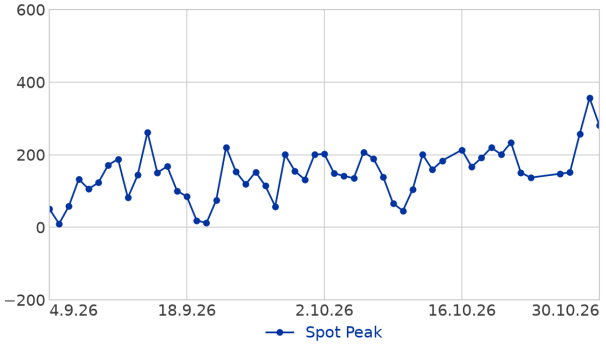
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

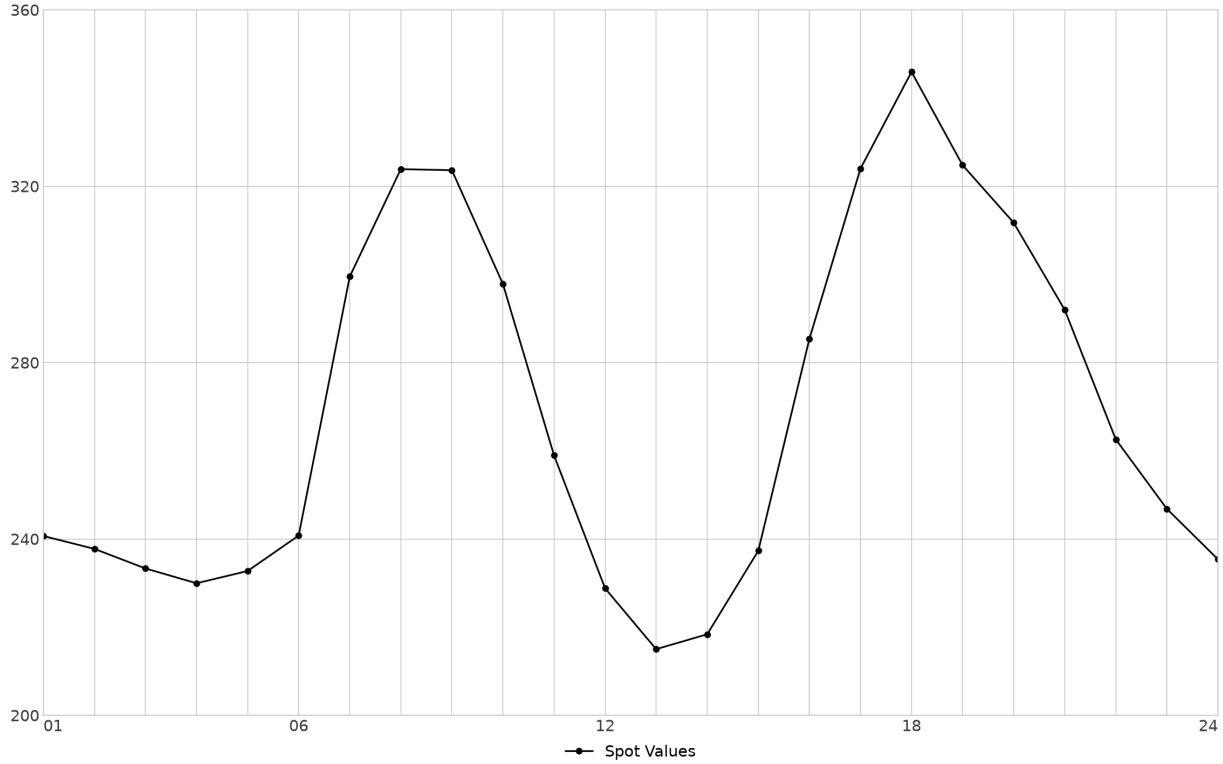
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



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

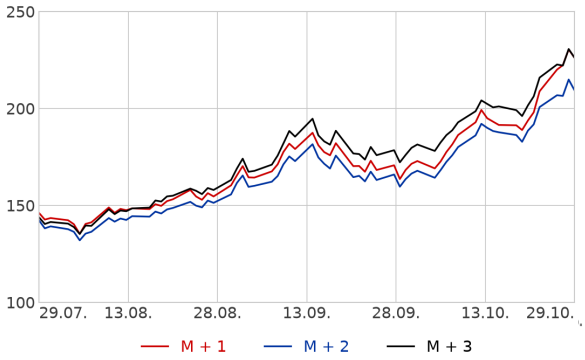
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	29.10.26	German Power Nov-2026	226,18
M2	29.10.26	German Power Dec-2026	209,37
M3	29.10.26	German Power Jan-2027	226,18
Q1	29.10.26	German Power Q1-2027	209,26
Q2	29.10.26	German Power Q2-2027	130,31
Q3	29.10.26	German Power Q3-2027	139,37
Y1	29.10.26	German Power Cal-2027	158,50
Y2	29.10.26	German Power Cal-2028	115,88
Y3	29.10.26	German Power Cal-2029	99,57

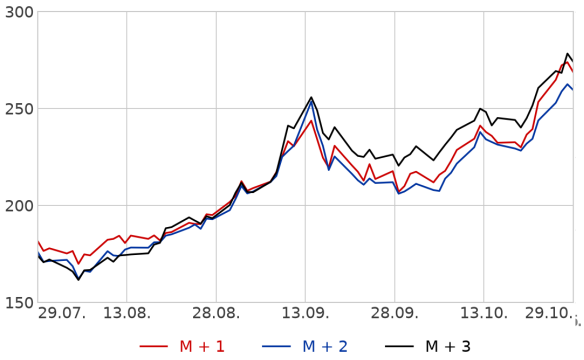
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	29.10.26	German Power Nov-2026	268,75
M2	29.10.26	German Power Dec-2026	259,50
M3	29.10.26	German Power Jan-2027	274,08
Q1	29.10.26	German Power Q1-2027	238,89
Q2	29.10.26	German Power Q2-2027	109,72
Q3	29.10.26	German Power Q3-2027	128,64
Y1	29.10.26	German Power Cal-2027	167,39
Y2	29.10.26	German Power Cal-2028	126,31
Y3	29.10.26	German Power Cal-2029	109,01

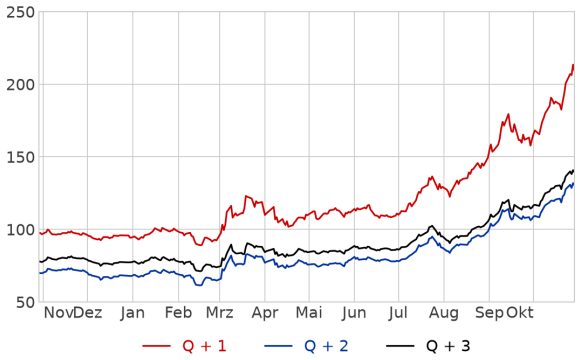
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



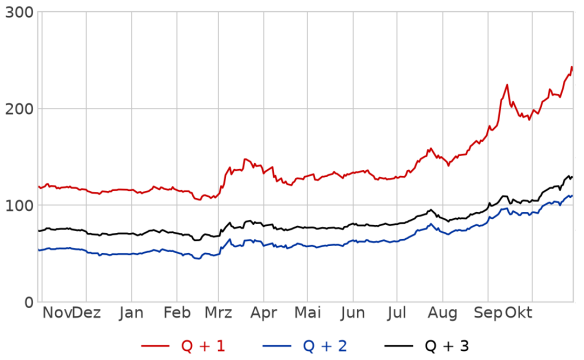
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



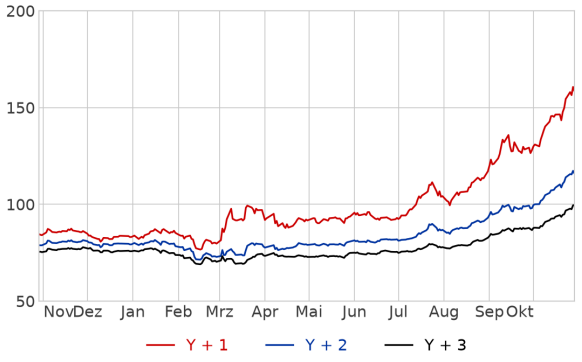
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



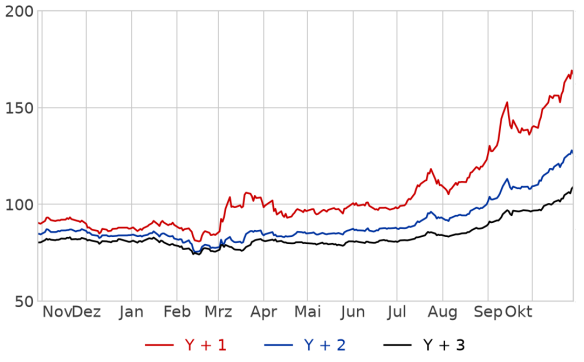
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



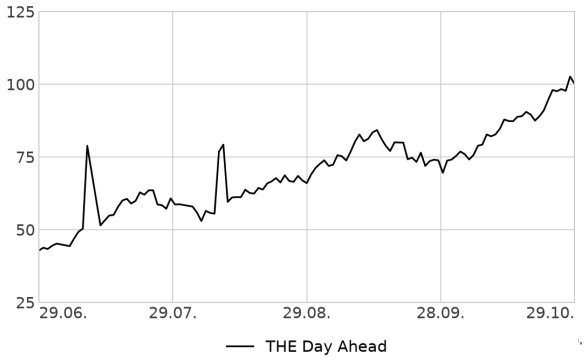
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Gas Spot- und Terminmarkt

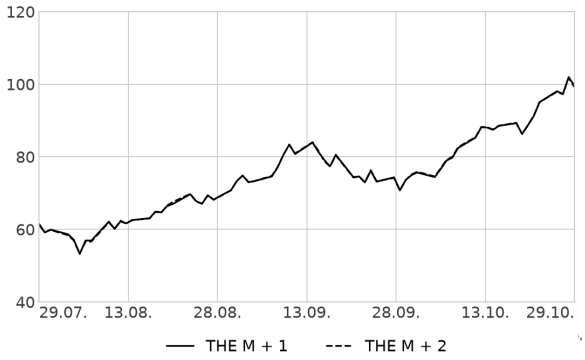
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	29.10.26	German THE Gas Nov-2026	99,51
M2	29.10.26	German THE Gas Dec-2026	99,20
Q1	29.10.26	German THE Gas Q1-2027	97,77
Q2	29.10.26	German THE Gas Q2-2027	77,16
S1	29.10.26	German THE Gas Sum-2027	74,45
S2	28.10.26	German THE Gas Win-2027	70,81
Y1	29.10.26	German THE Gas Cal-2027	79,33
Y2	29.10.26	German THE Gas Cal-2028	50,87

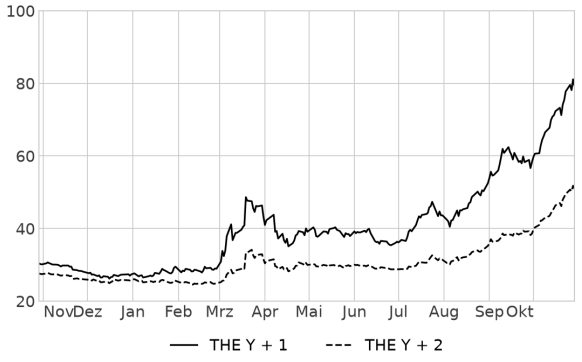
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



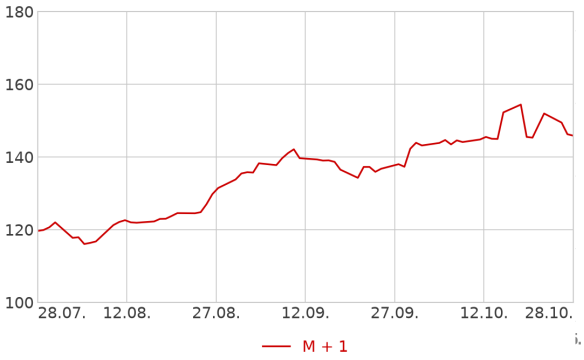
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	29.10.26	268,62	EUR/MWh
Germany Spot peak	29.10.26	280,97	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	29.10.26	89,21	EUR/tonne
Coal API2 November 2026	28.10.26	145,85	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	29.10.26	100,15	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2026	29.10.26	99,51	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	29.10.26	79,33	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dec-2026	29.10.26	114,88	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



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

E&M STELLENANZEIGEN

Mitarbeiter:in Spezialtechnik Netzbetrieb (w/m/d)

Mitarbeiter:in Spezialtechnik Netzbetrieb (w/m/d) Job-ID: 4726 Standort: Berlin, An der Wuhlheide 1 B...

in Berlin

vor 2 h

Festanstellung / Ausbildung Weiterbildung / Sabbatical

Mitarbeiter:in Spezialtechnik Netzbetrieb (w/m/d) gesucht

Mitarbeiter:in Spezialtechnik Netzbetrieb (w/m/d) Job-ID: 4726 Standort: Berlin, An der Wuhlheide 1 B...

in Berlin

vor 2 h

Festanstellung / Ausbildung Weiterbildung / Sabbatical

Meister Anlagentechnik Gas (m/w/d)

Eine Aufgabe, die herausfordert Du führst ein Team von ca. 12 Mitarbeitenden und bist für den zuverlä...

in Güstrow

vor 2 h

Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Sabbatical

Ingenieur zentrale Leittechnik (m/w/d) - Thyssengas GmbH

Aufgaben Profil Benefits Ansprechperson Jetzt bewerben Ingenieur zentrale Leittechnik (m/w/d) Berei...

in Dortmund (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

Freie Mitarbeit Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit

Referenten/innen (w/m/d) für Erneuerbare Energien in Kommunen, Schwerpunkt: Dialog, ...

Die Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen GmbH (KEAN) ist eine Einrichtung des Landes Ni...

in Lüneburg

vor 2 h

Befristete Anstellung / Freie Mitarbeit Homeoffice / Weiterbildung / 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: