



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**93,31 €/MWh**

EpeX Spot DE-LU Day Base

GAS**46,52 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**2**

Milliarden Euro will der Finanzinvestor Blackstone dem Windkraftprojektorier Eurowind Energy zur Verfügung stellen. Dafür steigt er mit einer Minderheitsbeteiligung ein.

KLIMASCHUTZ

Fünf Milliarden Euro für deutsche Dekarbonisierung

E-AUTOS

BSI macht auf Cyber-Gefahren der Ladeinfrastruktur aufmerksam

WÄRME

Thermoskanne für Münchner Fernwärme am Netz

Inhalt

TOP-THEMA

→ **WÄRME:** Wärmepumpen-Verband warnt vor Rückschritten

POLITIK & RECHT

- **KLIMASCHUTZ:** Fünf Milliarden Euro für deutsche Dekarbonisierung
- **EUROPA:** Brüssel vergibt Milliardenhilfen für Wasserstoff
- **ÖSTERREICH:** IEA: Österreich „eines der besten Länder in Europa“

HANDEL & MARKT

- **ÜBERNAHME:** Eon baut Geschäft in Großbritannien aus
- **WASSERSTOFF:** Für den H2-Import zählen nicht allein die Kosten
- **GEOTHERMIE:** LBEG zeigt Kommunen den Weg in den Untergrund
- **STUDIEN:** Deutsche fordern mehr Ladesäulen

TECHNIK

- **E-AUTOS:** BSI macht auf Cyber-Gefahren der Ladeinfrastruktur aufmerksam
- **WASSERSTOFF:** Partner planen Flüssig-H2-Lieferkette über Hamburg
- **STROM:** ABB investiert in Mittelspannungstechnik
- **KLIMASCHUTZ:** Wertvoller Abfall

UNTERNEHMEN

- **WÄRME:** Thermoskane für Münchner Fernwärme am Netz
 - **STADTWERKE:** Aalen unterstützt Kommunalversorger mit Ausfallbürgschaften
 - **FINANZIERUNG:** Blackstone steigt bei Windkraftprojektierer ein
 - **PERSONALIE:** Schwäbisch Hall erweitert Geschäftsführung
 - **STATISTIK DES TAGES :** Zertifikatspreise im Emissionshandel der EU
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Gas und CO2 legen weiter zu
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Wärmepumpen-Verband warnt vor Rückschritten



Quelle: Pixabay / Michael Gaida

WÄRME. Der Bundesverband Wärmepumpe (BWP) kritisiert den Referentenentwurf für das Gebäudemodernisierungsgesetz. Die Kritik richtet sich vor allem gegen die Anforderungen an neue Heizungen.

Der Bundesverband Wärmepumpe (BWP) begrüßt zwar, dass die Debatte um das Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) mit dem nun vorliegenden Referentenentwurf konkret wird. Aus Sicht des BWP führt der Entwurf jedoch zu mehr Rechts- und Planungsunsicherheiten für Verbraucher, Handwerk und Industrie, teilte der Verband in einer Online-Konferenz am 11. Mai mit. Insbesondere die „Biotreppe“ sieht der BWP in der jetzigen Ausgestaltung kritisch.

Mit dem noch geltenden Gebäudeenergiegesetz sollten neue Heizungen ab diesem Jahr in Großstädten und ab 2028 in allen übrigen Gemeinden zu mindestens 65 Prozent mit erneuerbaren Energien betrieben werden. Mit dem Referentenentwurf des GModG senke die Bundesregierung die Anforderungen an neue Heizungen drastisch ab, sagte BWP-Geschäftsführer Martin Sabel: „Von 65 auf 10 Prozent Erneuerbaren-Anteil: Mit Blick auf die Krise im Nahen Osten und ihre Auswirkungen auf Energiepreise und Versorgungssicherheit in Deutschland und die Klimaziele ist dies ein völlig falsches Zeichen. Es droht eine erhebliche Unsicherheit für Verbraucher und Branche.“

Verband verweist auf Marktentwicklung

Der BWP verweist auf die Entwicklung am Heizungsmarkt. Seit 2025 sei jede zweite neu installierte Heizung eine Wärmepumpe. Dieser Trend habe sich auch im ersten Quartal 2026 fortgesetzt. Der Verband sieht die Gefahr, dass die geplanten Änderungen Investitionen und Beschäftigung in der Branche beeinträchtigen könnten. Dies würde sich wiederum auf den gesamten Gebäudesektor sowie das geplante Gebäudemodernisierungsgesetz negativ auswirken.

Ein „fortschreitender Wärmepumpen-Ausbau ist aber entscheidend für die Umsetzbarkeit des Gebäudemodernisierungsgesetz“, betonte Sabel. Denn mit der „Biotreppe“ verpflichtet das neue Gesetz zur Nutzung von „nur begrenzt verfügbaren Energieträgern“. Unverständlich sei daher, warum der Gesetzentwurf auch noch hinter die ursprüngliche Vereinbarung zurückfalle. Denn bereits seit 2024 waren Gebäudeeigentümer dazu verpflichtet, bei Installation einer neuen Gas- oder Ölheizung ab 2029 Tarife mit ansteigenden Anteilen an Biomasse abzuschließen. Daran wollte die Koalition festhalten.

Der Gesetzentwurf sieht nun aber vor, dass diese Notwendigkeit für die zwischenzeitlich etwa eine Million installierten Gas- und Ölheizungen entfallen soll. Die Vorgaben sollen nun noch für zukünftig installierte Heizungsanlagen gelten. Damit entstünden erhebliche Mehremissionen und zusätzlicher Bedarf an importiertem Erdgas und Heizöl. Neben der deutschen Importabhängigkeit habe dies auch negative Auswirkungen auf die Klimaziele und die Glaubwürdigkeit des Gesetzgebers.

Auch die Regelungen für Hybridheizungen hält der Verband für unzureichend. Nach dem Entwurf reicht bei bestimmten Hybridanlagen der Vorrangbetrieb einer Wärmepumpe aus, um die gesetzlichen Anforderungen zu erfüllen. Der BWP fordert zusätzliche Nachweise zur Dimensionierung und zum tatsächlichen Beitrag der Wärmepumpe zur Wärmeversorgung. Darüber hinaus fordert der BWP eine verpflichtende Beratung vor dem Einbau neuer Heizungen. Eigentümer sollen vor einer Investitionsentscheidung über rechtliche Vorgaben, Nachweispflichten und technische Voraussetzungen informiert werden.

Parlamentarisches Verfahren ist entscheidend

Sabel setzt Hoffnungen in das parlamentarische Verfahren: „Die Debatte um die konkrete Ausgestaltung beginnt gerade erst. In den kommenden Wochen muss der Deutsche Bundestag das Gesetz nachschärfen, Fehler korrigieren und insbesondere für Rechts- und Planungssicherheit sorgen. Hierzu gehört vor allem eine verlässliche Fortsetzung der Heizungsförderung in der Haushaltsplanung.“

Das Gesetz müsse schließlich auch im Einklang mit der Europäischen Gebäuderichtlinie (EPBD) stehen. Diese fordert Strategien und Maßnahmen, damit fossile Energieträger bereits ab 2040 nicht mehr in Heizungen eingesetzt werden. Im Kontrast dazu verankere die Biotreppe aber lediglich einen Anteil von nur 60 Prozent erneuerbaren Energien ab 2040. Daraus ergäben sich für Sabel unnötige Zweifel an den klimapolitischen Anstrengungen der Bundesregierung. Der Verweis auf die geltenden Klimaschutzziele im Gesetzentwurf müsse konsequenterweise auch in einer Vorgabe zur Nutzung von 100 Prozent erneuerbarer Energien in Gas- und Ölheizungen vor 2045 resultieren.



Die Stellungnahme des BWP GModG-Referentenentwurf als PDF.

Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Bundesverband Wärmepumpe

// VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia / PhotographyByMK

Fünf Milliarden Euro für deutsche Dekarbonisierung

KLIMASCHUTZ. Klimaschutzverträge sollen energieintensive Industrien in Deutschland auf CO₂-arme Technik umstellen. Die EU-Kommission genehmigt dafür nun staatliche Hilfen über fünf Milliarden Euro.

Die Europäische Kommission hat ein deutsches Förderprogramm in Höhe von über 5 Milliarden Euro genehmigt. Es soll energieintensive Industrien beim Umbau ihrer Produktion unterstützen. Kern des Programms sind sogenannte Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference, CCfD). Sie sollen Unternehmen Investitionen in klimafreundliche Technologien wirtschaftlich erleichtern.

Nach Angaben der EU-Kommission richtet sich die Förderung an Branchen, die hohe CO₂-Emissionen verursachen und zugleich nur schwer zu dekarbonisieren sind. Dazu zählen unter anderem Stahl- und Metallindustrie, Chemieunternehmen, Zement- und Kalkhersteller sowie Glas-, Keramik-, Papier- und Zellstoffindustrie.

Gefördert werden, wie es aus Brüssel heißt, grundlegende technologische Umstellungen. Unternehmen können fossile Energieträger oder Rohstoffe durch CO₂-arme Alternativen ersetzen. Dazu gehören Elektrifizierung, Wasserstoff, Biomethan sowie Technologien zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) oder zur CO₂-Nutzung (Carbon Capture and Use, CCU). Auch Wärmerückgewinnung und Wärmespeicherung fallen unter das Programm.

Förderung über eine Laufzeit von 15 Jahren

Die Förderung erfolgt über die CCfD. Dabei gleicht der Staat die Mehrkosten klimafreundlicher Produktionsverfahren gegenüber konventionellen Technologien aus. Die Verträge laufen über 15 Jahre und orientieren sich unter anderem an Entwicklungen im europäischen Emissionshandelssystem sowie an Energiepreisen.

Nach Darstellung der EU-Kommission sollen die Unternehmen dadurch Investitionen absichern können, die bislang häufig als wirtschaftlich zu riskant gelten. Gleichzeitig enthält das Modell einen Rückzahlungsmechanismus. Falls klimafreundliche Produktionsverfahren günstiger werden als konventionelle Technologien, müssen die Unternehmen einen Teil der Förderung zurückzahlen.

Deutschland will die Förderung über Ausschreibungen vergeben. Entscheidend ist dabei, wie viel Förderung Unternehmen pro vermiedener Tonne CO₂ beantragen. Laut EU-Kommission soll dieses Verfahren sicherstellen, dass der Staat nur die tatsächlich notwendigen Mehrkosten übernimmt und Wettbewerbsverzerrungen innerhalb Europas begrenzt bleiben.

Die Kommission knüpft die Förderung zudem an konkrete Klimavorgaben. Die geförderten Projekte müssen ihre Emissionen innerhalb von vier Jahren um mindestens 50 Prozent reduzieren. Bis zum Ende der 15-jährigen Vertragslaufzeit verlangt Brüssel Emissionsminderungen von mindestens 85 Prozent. Als Vergleich dienen die effizientesten konventionellen Produktionsverfahren der jeweiligen Branche.

Deutschland musste das Fördermodell dafür überarbeiten. Die EU-Kommission hatte bereits im März 2025 ein ähnliches Programm genehmigt (wir berichteten). Nach Angaben aus Brüssel setzte die Bundesregierung dieses Modell jedoch nicht um und entwickelte stattdessen eine neue Version. Die nun genehmigte Fassung enthält strengere Vorgaben zur tatsächlichen CO₂-Minderung und zur Nutzung von erneuerbarem oder CO₂-armem Wasserstoff.

Keine Verlagerung der Emissionen möglich

Die EU-Kommission betont außerdem, dass die Förderung Emissionen nicht lediglich in andere Bereiche verlagern dürfe. Deshalb muss eingesetzter Wasserstoff den europäischen Vorgaben für erneuerbaren oder CO₂-armen Wasserstoff entsprechen. Zudem führen Elektrifizierung und Wasserstoffproduktion häufig zu einem höheren Strombedarf, der wiederum indirekte CO₂-Emissionen verursachen kann. Nach Angaben der EU-Kommission haben die deutschen Behörden deshalb sicherzustellen, dass diese zusätzlichen Emissionen die angestrebten CO₂-Einsparungen nicht wesentlich verringern.

Rechtsgrundlage der Entscheidung sind die europäischen Beihilfavorschriften sowie die Leitlinien für staatliche Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen. Diese erlauben Mitgliedstaaten unter bestimmten Bedingungen, Unternehmen bei der Reduzierung von CO₂-Emissionen zu unterstützen. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Brüssel vergibt Milliardenhilfen für Wasserstoff



Quelle: Shutterstock / jorisvo

EUROPA. Neue Elektrolyseure sollen die Wasserstoffproduktion auf europäischem Boden ausbauen. Die EU vergibt dafür Fördermittel von über einer Milliarde Euro an neun Projekte.

Die Europäische Kommission hat neun Wasserstoffproduktionsprojekte im Rahmen der dritten Auktion der Europäischen Wasserstoffbank ausgewählt. Für diese Vorhaben stellt die EU Fördermittel in Höhe von insgesamt 1,09 Milliarden Euro aus dem Innovationsfonds des europäischen Emissionshandelssystems bereit. Anders als bei nationalen Klimaschutzverträgen für Industrieanlagen unterstützt die EU damit direkt den Aufbau neuer Wasserstoffproduktion in Europa.

Die dritte Auktion der Europäischen Wasserstoffbank endete am 19. Februar 2026. Nach Angaben der Kommission gingen insgesamt 58 Gebote aus elf Ländern ein. Das beantragte Fördervolumen lag damit mehr als sechsmal über dem verfügbaren Budget von 1,3 Milliarden Euro.

Die nun ausgewählten neun Projekte entstehen in sieben Ländern des Europäischen Wirtschaftsraums.

Zusammen sollen sie laut EU-Kommission Elektrolyseurkapazitäten von fast 1.100 MW bereitstellen. In den ersten zehn Betriebsjahren erwartet Brüssel eine Produktion von mehr als 1,3 Millionen Tonnen Wasserstoff. Die Kommission rechnet zudem mit vermiedenen Treibhausgasemissionen von rund 9 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent.

Wettbewerbliche Ausschreibung

Die Förderung erfolgt über ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren. Unternehmen reichen dabei Gebote ein, in denen sie den notwendigen Förderbedarf pro Kilogramm Wasserstoff angeben. Die Projekte mit den niedrigsten Förderkosten erhalten den Zuschlag. Nach Angaben der Kommission reicht die feste Prämie je nach Projekt von 0,44 Euro bis 3,49 Euro pro Kilogramm zertifizierten Wasserstoffs. Die Förderung läuft maximal zehn Jahre.

Brüssel verfolgt mit dem Modell nach eigenen Angaben mehrere Ziele. Die Zuschüsse sollen die Differenz zwischen Produktionskosten und Marktpreis ausgleichen und damit Investitionen in neue Elektrolyseure wirtschaftlich attraktiver machen. Gleichzeitig will die EU-Kommission den Hochlauf eines europäischen Wasserstoffmarktes beschleunigen.

Größte Projekte in Finnland und Dänemark

Unter den ausgewählten Vorhaben befindet sich auch ein deutsches Projekt. Das Projekt „Lotse“ soll im „ChemCoast Park“ in Brunsbüttel (Schleswig-Holstein) entstehen. Dort soll eine Elektrolyseanlage mit 120 MW Leistung zur Produktion von grünem Wasserstoff für Industrieanwendungen entstehen. Die größten Projekte der Auktion liegen jedoch in Finnland und Dänemark. Das finnische Projekt „Cloudberry“ plant Elektrolyseurkapazitäten von 500 MW, das dänische Projekt „NJK“ weitere 300 MW.

Deutschland beteiligt sich darüber hinaus an der sogenannten „Auctions-as-a-Service“-Funktion der Europäischen Wasserstoffbank. Damit können Mitgliedstaaten zusätzliche nationale Mittel für Projekte bereitstellen, die zwar an der EU-Auktion teilgenommen haben, aber nicht direkt aus dem EU-Budget finanziert werden. Nach Angaben der Kommission will Deutschland auf diesem Weg weitere Fördermittel von bis zu 1,3 Milliarden Euro bereitstellen. Spanien plant zusätzliche 440 Millionen Euro.

Die Europäische Exekutivagentur für Klima, Infrastruktur und Umwelt (Cinea) soll nun die Finanzhilfvereinbarungen mit den ausgewählten Projekten vorbereiten. Die Unterzeichnung der Verträge erwartet die Kommission für das vierte Quartal 2026. Die Projekte müssen innerhalb von zweieinhalb Jahren ihren finanziellen Abschluss erreichen und spätestens fünf Jahre nach Vertragsunterzeichnung den Betrieb aufnehmen.

Die **neun ausgewählten Wasserstoffprojekte** sind auf der Internetseite der Europäischen Kommission im Einzelnen aufgeführt. Weitere Informationen zu dem **deutschen Projekt „Lotse“** finden sich ebenfalls im Internet. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

IEA: Österreich „eines der besten Länder in Europa“



Quelle: Fotolia / Yul

ÖSTERREICH. Laut IEA-Chef Faith Birol ist Österreich in Sachen Energiepolitik gut unterwegs. Handlungsbedarf besteht jedoch in vielerlei Hinsicht, zeigt der neue Länderbericht seiner Agentur.

In Sachen Energiepolitik sei Österreich „eines der besten Länder in Europa“. Doch bleibe genug zu tun, um den anspruchsvollen Zielen der Republik zu genügen. Das betonte der Exekutivdirektor der Internationalen Energieagentur (IEA), Fatih Birol, am 11. Mai bei der Präsentation des „Energy Policy Review Austria 2026“ seiner Institution in Wien. In dem Länderbericht legt die Agentur eine Reihe von Empfehlungen für das weitere Agieren vor.

An erster Stelle steht die „bessere Verbindung zwischen den ambitionierten energie- und klimapolitischen Zielen, den Umsetzungsmechanismen und den finanziellen Ressourcen“. Wie die IEA festhält, will Österreich seinen Strombedarf ab 2030 bilanziell vollständig mittels erneuerbarer Energien decken und seine gesamte Energieversorgung ab 2040 „klimaneutral“ bewerkstelligen.

Das bisherige Tempo der Umsetzung der diesbezüglichen Maßnahmen genügt dem Bericht zufolge jedoch nicht, um diese Ziele zu erreichen: „Dieser Mangel (shortfall) sowie die Unterbrechung wesentlicher Förderprogramme infolge budgetärer Beschränkungen haben zu Unsicherheit bei wesentlichen Akteuren des Energiemarkts geführt.“ Ohne eine stabile Verbindung zwischen den Zielen, den Maßnahmen und den Finanzmitteln laufe Österreich Gefahr, seine Glaubwürdigkeit sowie die Wirksamkeit seiner Politik in Hinblick auf die Energiewende zu untergraben.

Hinsichtlich der Förderungen sollte Österreich bestehende Instrumente verstärkt bündeln, sie mehrjährig konzipieren sowie klare Ziele samt einheitlichen Kriterien zur Gewährung der Subventionen festlegen. Wichtig sei ferner eine regelmäßige Überprüfung des Erfolgs der Maßnahmen.

Der Ausbau der Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien geht aber nicht nur zu langsam vor sich. Er erfolgt auch vom „Technologiemix“ her suboptimal, bemängelt die IEA: Einem „Boom“ bei der Photovoltaik steht ihr zufolge eine unzureichende Entwicklung bei der Windkraft gegenüber. Damit drohe eine zunehmende „Winterlücke“ bei der Stromversorgung, ein Gegensteuern sei geboten.

Wettbewerb verstärken

Bezüglich des Strommarkts spricht sich die IEA unter anderem für striktere Vorgaben aus, was wechselseitige Beteiligungen von Energieunternehmen betrifft. Solche „Kreuzbeteiligungen“ hatten, wie berichtet, die Regulierungsbehörde E-Control sowie die Bundeswettbewerbsbehörde (BWB) schon mehrfach kritisiert.

Im Fernwärmesektor sollten der IEA zufolge die Preistransparenz und der Konsumentenschutz verbessert werden, etwa durch die Verpflichtung der Unternehmen, ihre Tarifstrukturen deutlicher offenzulegen, die Kommunikation mit den Kunden zu intensivieren sowie Streitbeilegungsinstrumente zu schaffen. Als sinnvoll erachtet die Agentur auch die Verbindung der Ausbaupläne für die Fernwärme mit Österreichs Ziel der „Klimaneutralität“ ab 2040.

Überdies regt die IEA an, Preisentwicklungen im Energiegroßhandel stärker auf die Kunden einwirken zu lassen, deren „systemdienliches“ Verhalten jedoch zu belohnen, etwa durch flexible Tarife – sowohl, was den Energiebezug, als auch, was die Netznutzung betrifft.

Dringenden Handlungsbedarf sieht die Agentur beim Ersatz der etwa 450.000 Öl- und 850.000 Erdgasheizungen durch klimaverträglichere Geräte. Derzeit liege die Austauschrate bei 30.000 Stück pro Jahr. In Hinblick auf die „Klimaneutralität“ im Jahr 2040 müssten es etwa 80.000 sein. Bei einschlägigen Förderungen wäre der IEA zufolge verstärkt auf die Steigerung der Energieeffizienz zu achten.

Wasserstoff nicht überfordern

Ausführlich befasst sich die IEA weiters mit der Etablierung der Infrastruktur für die Versorgung Österreichs mit „grünem“ Wasserstoff. Sie rät, sich diesbezüglich am zu erwartenden Bedarf der Industrie zu orientieren und staatliche „Überförderungen“ entsprechender Projekte zu vermeiden.

Von der Redaktion auf den Wunsch Österreichs angesprochen, das Merit-Order-System im europäischen Stromgroßhandel zu reformieren, konstatierte Birol, er wolle sich nicht in energiepolitische Debatten einmischen. Jedenfalls aber gelte es, durch allfällige Eingriffe die Versorgungssicherheit im Strombereich nicht zu gefährden.

Verfügbar ist der Bericht auf der Website der [IEA](#). // [VON KLAUS FISCHER](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Joachim Wendler / Fotolia

Eon baut Geschäft in Großbritannien aus

ÜBERNAHME. Der britische Energiemarkt rückt stärker in den Fokus von Eon. Der Konzern übernimmt den Versorger Ovo Energy.

Erste Hinweise auf einen möglichen Einstieg Eons bei Ovo Energy waren bereits Ende Mai bekannt geworden (wir berichteten), jetzt ist es offiziell. Der Essener Energiekonzern plant die Übernahme des britischen Energieanbieters Ovo Energy. Eine entsprechende Vereinbarung hätten beide Unternehmen geschlossen, wie Eon am 11. Mai in einer Mitteilung bekannt gibt. Damit würde Eon seine Kundenbasis im Vereinigten Königreich deutlich ausbauen und dort künftig rund 9,6 Millionen Strom- und Gaskunden versorgen.

Nach Angaben von Eon zählt Großbritannien zu den größten und am stärksten liberalisierten Energiemärkten Europas. Haushalte und Unternehmen können ihren Anbieter frei wählen. Der Wettbewerb gilt daher als besonders intensiv. Laut einem Factsheet von Eon verfügt der britische Markt zudem über einen hohen Digitalisierungsgrad mit mehr als 40 Millionen installierten Smart Metern. Rund 70 Prozent der Haushalte nutzen bereits intelligente Messsysteme.

Eon versorgt nach eigenen Angaben bislang rund 5,6 Millionen Kunden in Großbritannien. Durch die Übernahme sollen weitere vier Millionen Kunden von Ovo Energy hinzukommen. Über den Kaufpreis vereinbarten beide Unternehmen Stillschweigen. Die britische Wettbewerbsbehörde Competition and Markets Authority (CMA) muss die Transaktion noch genehmigen. Den Abschluss erwarten die Beteiligten in der zweiten Hälfte dieses Jahres.

Fokus auf Smart Meter und Flexibilität

Im Zentrum der geplanten Übernahme steht laut Eon der Ausbau eines digitalen Endkundengeschäfts. Gemeinsam kommen beide Unternehmen nach eigenen Angaben auf rund sieben Millionen installierte Smart Meter. Damit würden mehr als 60 Prozent der Kunden erreicht. Eon sieht darin eine Grundlage für neue Angebote rund um Strom, Wärmeversorgung und Elektromobilität. Entwicklungen aus Großbritannien sollen später auch nach Deutschland und in andere europäische Märkte übertragen werden.

Das Unternehmen verweist zudem auf die wachsende Bedeutung flexibler Stromtarife. Laut dem Factsheet

stieg die Zahl der Kunden mit zeitvariablen Tarifen im Vereinigten Königreich zuletzt innerhalb eines Jahres um rund 68 Prozent. Gleichzeitig nimmt die Verknüpfung von Stromtarifen mit Elektromobilität, Ladeinfrastruktur und Wärmelösungen zu.

Auch der Ausbau erneuerbarer Energien spielt im britischen Markt eine wichtige Rolle. Wind- und Solarenergie deckten dort 2024 erstmals mehr als die Hälfte der Stromerzeugung ab, heißt es in den Unterlagen von Eon. Der Konzern betrachtet Großbritannien deshalb als einen zentralen Innovations- und Skalierungsmarkt für neue Energielösungen in Europa.

Ovo Energy zählte im britischen Privatkundensegment zu den größten Energieanbietern. Laut Eon lag der Marktanteil des Unternehmens im zweiten Quartal 2025 bei rund 12 Prozent. Marktführer war Octopus Energy mit etwa 25 Prozent vor British Gas mit rund 21 Prozent. Eon kam auf etwa 16 Prozent Marktanteil.

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Für den H2-Import zählen nicht allein die Kosten



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

WASSERSTOFF. Nicht nur die Kosten, sondern auch viele weitere Faktoren spielen bei der Bewertung von Wasserstoff- und Ammoniakimportoptionen eine Rolle. Das EWI legt dazu jetzt eine Analyse vor.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) sieht europäische Länder bei grünem Wasserstoff als vergleichsweise sichere und kostengünstige Lieferanten für Deutschland. Für grünen Ammoniak fallen die Bewertungen differenzierter aus. Grundlage ist eine Analyse zu Importkosten und Versorgungssicherheit potenzieller Lieferländer.

Die Studie untersucht Wasserstoff- und Ammoniakimporte aus elf Staaten mit bestehenden Energie- oder Wasserstoffpartnerschaften mit Deutschland, darunter Kanada, Australien, Spanien, Finnland, Marokko und Mexiko. Bewertet wurden sowohl die Importkosten als auch politische, wirtschaftliche, soziale und energiebezogene Rahmenbedingungen der Herkunftsländer. Dafür kombiniert das EWI sein „Global PtX Cost Tool“ mit dem „EWI Future Energy Score“ (EFES).

Deutschland selbst erweise sich dabei innerhalb des effizienten Wasserstoff-Clusters als relevante Option zur Sicherung der Versorgung, heißt es in der Studie, da es einen günstigen EFES mit relativ niedrigen Produktionskosten verbinde. Allerdings dürfte Deutschland nach Einschätzung des EWI bis 2045 zwischen 150 und 600 TWh grünen Wasserstoff sowie zusätzlich 100 bis mehr als 400 TWh wasserstoffbasierte Derivate benötigen. Ein großer Teil der Versorgung müsse daher über Importe erfolgen. Die Bundesregierung geht laut Studie von einem Importanteil von 50 bis 70 Prozent im Jahr 2045 aus.

Finnland und Spanien besonders günstig

Für grünen Wasserstoff identifiziert die Analyse Finnland und Spanien als besonders günstige Kombination aus niedrigen Kosten und hoher Versorgungssicherheit. Beide Länder profitieren laut EWI von der Nähe zu Deutschland und möglichen Pipelineverbindungen. Spanien verfüge zudem über große Solarenergiepotenziale.

Kanada und Australien erreichen zwar die höchsten Werte beim EFES, weisen aber höhere Importkosten auf. Beide Länder gelten deshalb als „score-effizient“. Die Kosten für Wasserstoffimporte liegen dort laut Studie zwischen rund 330 und mehr als 500 US-Dollar pro MWh.

Marokko, Mexiko und die Türkei ordnet das EWI als „kosteneffizient“ ein. Vor allem Marokko bietet laut Studie sehr niedrige Produktionskosten und hohe technische Potenziale. Gleichzeitig seien die politischen und wirtschaftlichen Risiken höher als bei europäischen Lieferländern. Mexiko wird als möglicher neuer Lieferant hervorgehoben, insbesondere für Ammoniakimporte.

„Keine Empfehlung für einzelne Lieferländer“

Für grünen Ammoniak verschiebt sich das Bild. Hier steigen die Kosten durch die zusätzliche Ammoniaksynthese. Deutschland gehört in diesem Fall nicht mehr zum „effizienten Cluster“. Kanada und Australien bieten zwar große Potenziale, jedoch ebenfalls zu höheren Kosten. Marokko und Mexiko zählen dagegen zu den kostengünstigsten Lieferanten.

Die Autoren betonen, dass die Bewertung nicht als Empfehlung für einzelne Lieferländer verstanden werden sollte. Vielmehr zeige die Analyse Zielkonflikte zwischen Versorgungssicherheit und niedrigen Importkosten auf. Gerade bei Pipelineimporten entstünden langfristige Abhängigkeiten durch hohe Infrastrukturinvestitionen. Der weltweite Seehandel mit Ammoniak könne dagegen flexibler auf neue Anbieter reagieren – gleichzeitig könne hier aber auch die internationale Konkurrenz größer sein.

Die vollständige Studie „Supply Security of Green Hydrogen and Ammonia Imports to Germany. Assessing export countries' supply costs and EWI Future Energy Score“ ist auf den Internetseiten des EWI abrufbar.

// VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

LBEG zeigt Kommunen den Weg in den Untergrund



Die Online-Anwendung zeigt (hier am Beispiel Burgdorf) unter anderem, welche relevanten geologischen Einheiten sich im Untergrund befinden (li.), welche seismischen Untersuchungen und Tiefbohrungen existieren (M.) sowie aktuelle Bergbauberechtigungen

GEOthermie. Das LBEG stellt Kommunen in Niedersachsen für ihre Wärmeplanung Online-Steckbriefe mit für Geothermieprojekte relevanten Daten bereit.

Das niedersächsische Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) hat die Online-Anwendung „Gemeindesteckbriefe Tiefengeothermie“ gestartet, um Kommunen in Niedersachsen bei der Wärmeplanung zu unterstützen. Das Angebot ist kostenfrei abrufbar und bündelt geowissenschaftliche Informationen für einzelne Gemeindegebiete, wie aus einer Mitteilung des Amtes hervorgeht.

Die Steckbriefe richten sich an kommunale Entscheidungsträger, Planungsbüros und weitere Akteure der Wärmeplanung. Sie enthalten Hinweise auf explorationsrelevante Gesteine für hydrothermale Tiefengeothermie, Angaben zu verfügbaren 3D-Untergrundmodellen, Geophysikdaten, Tiefbohrungen und bestehenden Bergbauberechtigungen für Erdwärme.

Für Kommunen entfällt so die oft aufwendige und bisweilen unübersichtliche Recherche in vielen verschiedenen Informationsquellen. „Nun erhalten sie auf einen Blick eine fundierte Grundlage für die Bewertung, ob weiterführende Untersuchungen – etwa Machbarkeitsstudien – sinnvoll sind“, schreibt das LBEG. Hintergrund ist die Pflicht zur kommunalen Wärmeplanung nach dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) und dem niedersächsischen Klimagesetz (NKlimaG).

Die Anwendung führt zunächst digital verfügbare Daten automatisiert zusammen. Nach Angaben des LBEG sollen die Steckbriefe in einer weiteren Ausbaustufe um erste Bewertungen der Reservoirqualität ergänzt werden.

Die Daten sind über den „NIBIS-Kartenserver“ des LBEG online abrufbar. // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

Deutsche fordern mehr Ladesäulen



Quelle: Acatech-Mobilitätsmonitor 2026

STUDIEN. Laut Acatech-Mobilitätsmonitor 2026 wünschen sich viele Deutsche Investitionen in Straßen, Schienen und Ladeinfrastruktur. Zugleich wächst das Interesse an E-Autos im Westen.

Die Deutschen sehen bei Straßen, Schienen und Brücken einen hohen Modernisierungsbedarf. Das geht aus dem Mobilitätsmonitor 2026 hervor, den das Institut für Demoskopie Allensbach im Auftrag von Acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften erstellt hat. Für die repräsentative Umfrage wurden im Februar 2026 insgesamt 1.052 Menschen ab 16 Jahren befragt.

Demnach halten 83 Prozent der Befragten die Sanierung des Straßennetzes für besonders wichtig. 80 Prozent nennen das Schienennetz, 77 Prozent Brücken und 71 Prozent den Ausbau des öffentlichen Nahverkehrs. Auch die Ladeinfrastruktur gewinnt an Bedeutung: 46 Prozent sehen mehr Ladestationen für Elektroautos als Priorität. Im Vorjahr lag dieser Wert noch bei 32 Prozent.

Allensbach-Geschäftsführerin Renate Köcher erklärte, der Sanierungs- und Modernisierungsbedarf bei den Verkehrsinfrastrukturen beschäftige viele Menschen. Zugleich hätten 65 Prozent der Befragten die Erwartung, dass es in den kommenden Jahren zumindest begrenzte Fortschritte geben werde.

Auto für Dreiviertel unverzichtbar

Die Studie zeigt zudem eine weiterhin hohe Bedeutung des Autos im Alltag. 75 Prozent der Deutschen nutzen laut Umfrage mehrmals pro Woche einen Pkw, 53 Prozent sogar täglich. Das Fahrrad verwenden 35 Prozent mehrmals wöchentlich, den öffentlichen Nahverkehr 25 Prozent. 77 Prozent der Nutzer bewerten das Auto als unverzichtbar.

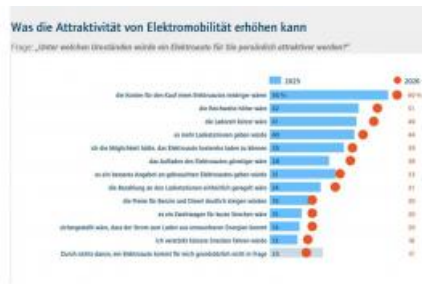
Gleichzeitig wächst die Offenheit gegenüber der Elektromobilität. 26 Prozent der Befragten können sich laut Mobilitätsmonitor vorstellen, beim nächsten Autokauf ein Elektrofahrzeug zu wählen. Das sind drei Prozentpunkte mehr als im Vorjahr, allerdings nur im Westen Deutschlands. Besonders groß ist das Interesse in höheren sozialen Schichten: Dort ziehen 46 Prozent ein E-Auto in Betracht. In niedrigeren sozioökonomischen Gruppen sind es dagegen 11 Prozent.

Die Umfrage wurde noch vor der Blockade der Straße von Hormus und den anschließenden Preissteigerungen bei Kraftstoffen durchgeführt. Laut Acatech zeigt sich dennoch bereits ein verstärktes Interesse an Elektroautos. Im März 2026 seien in Europa knapp 360.000 Elektroautos neu zugelassen worden. Das entspreche einem Anstieg von 78 Prozent gegenüber Februar. Jede vierte Neuzulassung sei inzwischen elektrisch unterwegs.

E-Auto-Prämie entscheidend

Als wichtigste Voraussetzungen für einen stärkeren Umstieg nennen die Befragten niedrigere Kaufpreise.

60 Prozent würden Elektroautos dadurch attraktiver finden. 51 Prozent wünschen sich höhere Reichweiten, 49 Prozent kürzere Ladezeiten und 44 Prozent mehr Lademöglichkeiten. Die Sorge um die Reichweite bleibt bestehen: Rund ein Viertel der Befragten schätzt die Reichweite moderner E-Autos auf weniger als 400 Kilometer.



Voraussetzungen für attraktivere E-Mobilität -

Für Vollbild auf die Grafik klicken

Quelle: Acatech

Laut Studie hängt die Offenheit für Elektromobilität eng mit verfügbaren Lademöglichkeiten zusammen. Von den Besitzern eines Elektroautos geben 80 Prozent an, gut erreichbare Ladepunkte zu haben. Unter den Menschen, die ein E-Auto grundsätzlich ablehnen, sehen dagegen nur 25 Prozent ausreichende Lademöglichkeiten.

Beim internationalen Image von Elektrofahrzeugen liegt China aus Sicht der Bevölkerung deutlich vorne. 49 Prozent der Befragten meinen, dass dort besonders gute Elektroautos gebaut werden. Deutschland folgt mit 27 Prozent vor Japan mit 17 Prozent und Südkorea mit 14 Prozent. Die USA erreichen 8 Prozent. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich der Vorsprung Chinas laut Mobilitätsmonitor deutlich vergrößert.

Kraftstoffpreise könnte E-Mobilität ankurbeln

Thomas Weber, Mitglied des Acatech-Präsidiums, erklärte, Deutschland müsse den Ausbau der Ladeinfrastruktur, attraktive Fahrzeugangebote und politische Unterstützung stärker miteinander verbinden. Die steigenden Kraftstoffpreise könnten der Elektromobilität zusätzlichen Rückenwind geben.

Auch bei technischen Innovationen im Verkehr setzen viele Befragte auf Fortschritte. 74 Prozent glauben laut Umfrage, dass Innovationen den Zugverkehr zuverlässiger machen können. 73 Prozent erwarten Verbesserungen bei der Verkehrssteuerung. 58 Prozent sehen Potenzial für eine bessere Vernetzung verschiedener Verkehrsmittel.

Die [Ergebnisse des Acatech-Mobilitätsmonitors](#) stehen im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

🔧 TECHNIK



Quelle: Jonas Rosenberger

BSI macht auf Cyber-Gefahren der Ladeinfrastruktur aufmerksam

E-AUTOS. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) hat zum ersten Mal einen Bericht zur IT-Sicherheit der öffentlichen Ladeinfrastruktur vorgelegt.

Viele Ladepunkte, große übertragene Energiemengen und ein großes finanzielles Volumen in den Abrechnungen verdeutlichen die Bedeutung der Ladeinfrastruktur für die Energie- und Verkehrswende und lassen gleichzeitig erahnen, wie groß die Herausforderung ist, auf allen technischen und wirtschaftlichen Ebenen die Cybersicherheit zu gewährleisten.

In der Einleitung des 72-seitigen Dokuments verweist das BSI darauf, der „Masterplan Ladeinfrastruktur II“ der Bundesregierung bezeichne sie als „Schlüsselherausforderung“ und fordere dazu auf, Maßnahmen zum Schutz vor Angriffen zu prüfen. Der nun veröffentlichte Ladebericht, der sich auf den Untersuchungszeitraum 2025 bezieht, trage dieser Forderung Rechnung.

Wo überall Angriffspunkte für Cyberkriminelle bestehen, verdeutlichen die Verfasser mit der Liste ihrer Schwerpunkt-Cluster. Diese reichen von der Ladekommunikation, über die Stromversorgung und Authentifizierung bis zur Abrechnung und Systemverwaltung. Heruntergebrochen auf einzelne Systeme und Akteure wird anhand von „Gefährdungssteckbriefen“ deutlich, welche potenziellen Schwachstellen bei den Fahrzeugen, den Ladestationen und ihren Herstellern, den Apps oder den Energiemanagementsystemen vorhanden sind und wie sich die Gefährdungslage tatsächlich einschätzen lässt.

Allerdings, so ist den Autoren aufgefallen, gebe es verglichen mit Kommunikationsnormen und -protokollen weniger Analysen zu Akteuren und Systemen in der Forschungsliteratur, die dem Lagebericht zugrunde liegt. Es sei denkbar, dass die Schwachstellen von Produkten nicht an die Öffentlichkeit weitergegeben werden. „Dies bedeutet im Umkehrschluss nicht, dass Systeme ohne öffentlich bekannte Schwachstellen besonders sicher sind. Vielmehr lässt sich ihre Sicherheit nicht verlässlich einschätzen“, heißt es wörtlich im Bericht.

Kritisch bewertet der Bericht die zentrale Rolle der Ladestationen. In den vergangenen Jahren seien zahlreiche Schwachstellen gefunden worden – unter anderem unsichere Fernwartungsschnittstellen, mangelhafte Authentifizierung oder Fehler bei Software-Updates. Bei Hacker-Wettbewerben seien mehrere Ladesäulen erfolgreich kompromittiert worden. Teilweise sei es gelungen, Schadcode auszuführen oder

komplette Kontrolle über eine Station zu übernehmen. In einzelnen Fällen hätten Forscher sogar gezeigt, dass sich Chips zur Ladekommunikation über das Ladekabel manipulieren lassen.

Gefahren für das Stromnetz

Auch bei der Authentifizierung sehen die Autoren Risiken. So basierten manche Verfahren weiterhin auf leicht kopierbaren RFID-Karten (Radio-Frequency Identification), die Funktechnik zur kontaktlosen Datenübertragung nutzen. Außerdem seien unzureichend geschützten Kennungen anzutreffen. Beim sogenannten „Autocharge“-Verfahren könne unter Umständen bereits eine manipulierte Fahrzeug-Adresse ausreichen, um auf Kosten anderer Nutzer zu laden. Zusätzlich seien Phishing-Angriffe denkbar, etwa über gefälschte QR-Codes an Ladesäulen oder manipulierte Apps.

Der Bericht warnt zudem vor Gefahren für das Stromnetz, wenn etwa Konzepte zum intelligenten Laden und Lastmanagement die Ladepunkte und Energiemanagementsysteme mit den Systemen der Netzbetreiber verbinden. Besonders mit Blick auf bidirektionales Laden steige das Schadenspotenzial weiter an.

Als problematisch stuft das BSI außerdem das Zertifikatsmanagement ein. Die sogenannte Public-Key-Infrastruktur bildet die Grundlage für sichere Kommunikation und Funktionen wie „Plug and Charge“. Die Verwaltung dieser Zertifikate sei jedoch technisch und organisatorisch komplex. Unklare Zuständigkeiten, optionale Sicherheitsmaßnahmen und fehlende Echtzeitprüfungen könnten zusätzliche Schwachstellen schaffen.

Insgesamt fehle es nach Einschätzung des Berichts noch häufig an konsequentem „Security by Design“ und „Security by Default“. Das BSI sieht deshalb erheblichen Handlungsbedarf. Neben klareren gesetzlichen Vorgaben seien verbindliche technische Sicherheitsstandards, strukturierte Schwachstellenanalysen und engere Prüfprozesse notwendig. Nur so lasse sich langfristig eine vertrauenswürdige und widerstandsfähige Ladeinfrastruktur aufbauen.

Der **„Bericht zur IT-Sicherheit der öffentlichen Ladeinfrastruktur“** des BSI steht im Internet zum Download zur Verfügung. // [VON FRITZ WILHELM](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Partner planen Flüssig-H2-Lieferkette über Hamburg



Am Rande des Hamburger Hafengeburtstags unterzeichneten die Partner das JDA. Quelle: MB Energy

WASSERSTOFF. MB Energy, Daimler Truck und Kawasaki Heavy Industries planen den Aufbau einer Lieferkette für verflüssigten Wasserstoff über Hamburg. Anfang der 2030er Jahre könnte diese starten.

MB Energy, Daimler Truck und Kawasaki Heavy Industries wollen eine Lieferkette für verflüssigten Wasserstoff (LH2) nach Europa über den Hamburger Hafen aufbauen. Die Unternehmen haben dafür eine gemeinsame Entwicklungsvereinbarung (Joint Development Agreement, JDA) unterzeichnet.

Die Partner wollen einer gemeinsamen Pressemitteilung zufolge zunächst Studien zur wirtschaftlichen Tragfähigkeit der Lieferkette durchführen. Ziel ist ein kommerzieller Betrieb für Wasserstoff und LH2 Anfang der 2030er Jahre. Eine entsprechende Absichtserklärung (Memorandum of Understanding, MoU) zum Aufbau einer deutsch-japanischen Wasserstoff-Lieferkette besteht bereits.

MB Energy soll dabei Infrastruktur, Handelskompetenz, Logistik und sein Tankstellennetz einbringen. Dazu

zählt nach Unternehmensangaben auch die Umrüstung von Standorten an Logistikknoten für den Fernverkehr auf LH2.

Daimler Truck plant, ab Ende 2026 insgesamt 100 mit Flüssigwasserstoff betriebene Brennstoffzellen-Lkw bei Kunden einzusetzen. Die Serienproduktion wasserstoffbetriebener Brennstoffzellen-Lkw ist für die frühen 2030er Jahre vorgesehen.

Kawasaki Heavy Industries will Technologie für Verflüssigungsanlagen, LH2-Speicher und Transportschiffe beisteuern. Die Zusammenarbeit zielt darauf, Transportwege von potenziellen Wasserstoff-Erzeugerländern nach Deutschland zu etablieren.

„Wasserstoff kann zu einem zentralen Treiber der europäischen Energiewende werden, und Hamburg ist ideal positioniert, um Deutschlands wichtigstes Eingangstor zu werden“, lässt sich Volker Ebeling, Senior Vice President New Energy, Supply & Infrastructure bei MB Energy, anlässlich der Unterzeichnung der Vereinbarung zitieren.

„Wir kombinieren die Infrastruktur von MB Energy, unser Tankstellennetz und unsere Handelskompetenz mit Daimler Trucks im Bereich wasserstoffbetriebener Lkw der nächsten Generation sowie Kawasakis Pioniertechnologien für Speicherung und den Transport von Wasserstoff. Gemeinsam arbeiten wir am Aufbau eines skalierbaren internationalen Wasserstoff-Importkorridors für Europa.“ // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

ABB investiert in Mittelspannungstechnik



Quelle: In die ABB-Produktionsstätte im italienischen Dalmine sollen 100 Millionen Euro fließen. Quelle: ABB

STROM. Die Schweizer ABB investiert 200 Millionen US-Dollar in europäische Produktionsstandorte für Mittelspannungstechnik und Netzautomatisierung. Auch nach Deutschland soll Geld fließen.

Der Züricher Energietechnikkonzern ABB will seine Produktionskapazitäten für Mittelspannungstechnologien in Europa ausbauen. Rund 200 Millionen US-Dollar (rund 170 Millionen Euro) will das Unternehmen einer Mitteilung zufolge bis 2029 investieren und damit auf den steigenden Strombedarf durch Netzmodernisierung, erneuerbare Energien und den Ausbau von Rechenzentren reagieren.

Im Mittelpunkt des Investitionsprogramms steht eine neue Produktionsstätte im italienischen Dalmine. Dort plant ABB 100 Millionen US-Dollar in die Fertigung luftisolierter und SF6-freier Mittelspannungsschaltanlagen sowie Leistungsschalter zu investieren. Weitere 100 Millionen US-Dollar sollen in Kapazitätserweiterungen an Standorten in Deutschland (Ratingen), Bulgarien, Finnland, Norwegen und Polen fließen. Produziert werden dort unter anderem gasisolierte Schaltanlagen (GIS), Vakuum-Schaltkammern und Relais für die Stromverteilung. Die Investitionen sollen die Verfügbarkeit der Technologien erhöhen und Lieferzeiten verkürzen.

Das Unternehmen verweist auf Zahlen der Internationalen Energieagentur (IEA), denen zufolge der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch bis 2030 voraussichtlich von derzeit rund 20 Prozent auf nahezu 30 Prozent steigen werde. „Mit diesen Investitionen in Höhe von 200 Millionen US-Dollar bauen wir unsere Fertigungs- und Technologiekapazitäten im Mittelspannungsbereich in Europa gezielt aus – so können wir unsere Kunden angesichts des wachsenden Strombedarfs und der Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur bestmöglich unterstützen“, lässt sich ABB-CEO Morten Wierod zitieren.

„Treiber der Nachfrage sind grundlegende strukturelle Entwicklungen wie die Netzmodernisierung, die Integration erneuerbarer Energien, das Wachstum von Rechenzentren und der Übergang zu nachhaltigeren Technologien. Diese Vorhaben machen es uns möglich, unsere Produktionskapazitäten auszubauen, die Produktverfügbarkeit zu verbessern und die Lieferzeiten für Kunden in Europa und darüber hinaus zu verkürzen.“

Mit den Investitionen setze man den bereits begonnen Kurs fort: Im ungarischen Kecskemet investiert ABB nach eigenen Angaben bereits mehr als 15 Millionen US-Dollar (rund 13 Millionen Euro) in Forschung, Entwicklung und Produktion von Verbindungstechnologien für Mittelspannungsnetze. In Nottingham in Großbritannien flossen rund 35 Millionen US-Dollar (rund 30 Millionen Euro) in den Ausbau der Produktion von Erdungs- und Blitzschutztechnik.

ABB beschäftigt weltweit rund 110.000 Mitarbeitende. Das Unternehmen ist in den Bereichen Elektrifizierung und Automation tätig. // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

Wertvoller Abfall



Halvor Jahre sprach bei der Frühjahrstagung von DG MK und ÖGEW über die CCS-Pläne der Harbour Energy. Quelle Volker Stephan

KLIMASCHUTZ. Mit Müll Geld zu verdienen – das ist keinesfalls ein Privileg von Abfallentsorgern. Auch Harbour Energy will mit einem Reststoff energieintensiver Prozesse Geschäfte machen – mit CO₂.

Wenn Kohlendioxid als Gas keine Verwendung findet, „dann ist es Müll. Und wir sind nicht gewohnt, für das Entsorgen dieses Mülls zu bezahlen.“ Halvor Jahre beschreibt damit zunächst ein Problem im Umgang mit klimaschädlichem Treibhausgas – und für seinen Arbeitgeber Harbour Energy zugleich ein interessantes Geschäftsfeld: das Einlagern von CO₂.

Jahres Rolle beim Hamburger Unternehmen, das aus Wintershall Dea hervorgegangen ist, ist die des Senior Vice President für das CCS Portfolio Development. Er ist für die Entwicklung von CO₂-Speichern verantwortlich und treibt dieses Geschäft aktuell vor allem in Norwegen und Dänemark, Großbritannien und Deutschland voran. Der Öl und Gas fördernde Konzern spricht davon, über Speicher mit einer Nettokapazität von 650 Millionen Tonnen CO₂ zu verfügen.

CO₂ abzuscheiden, einzufangen und zu lagern (CCS) – in diesem Bereich des Klimaschutzes gibt es große Anstrengungen und ein stetiges Ringen um funktionierende regulatorische Rahmenbedingungen. „Wir müssen es schaffen, eine Wertschöpfungskette aufzubauen“, fordert Jahre. Er bekräftigte dies vor gut 600 Teilnehmenden auf der Frühjahrstagung der Deutschen Wissenschaftlichen Gesellschaft für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe (DG MK) und der Schwesterorganisation Österreichische Gesellschaft für Energiewissenschaften (ÖGEW) am 6. Mai in Münster.

Stabile Geldflüsse im CCS-Prozess seien grundlegend, nicht zuletzt für die Investitionsentscheidung aller Beteiligten. Die Bedingungen des europäischen Emissionshandels (ETS) kritisierte er als nicht ausreichenden Ansatz für die Branche. Harbour Energy kennt sich hier aus. Aus wirtschaftlichen Gründen habe das Unternehmen in den Niederlanden und England Projekte aufgegeben, einige andere dagegen seien in einer vielversprechenden Phase.

Blick nach Dänemark

So lenkte Jahre den Blick auf das große Projekt „Greenstore“ im Norden Dänemarks, auf dem Festland beziehungsweise in dessen Tiefen. Mit 3D-Seismik hat Harbour Energy im ersten Quartal des laufenden Jahres eine riesige Fläche von 527 Quadratkilometern im Untergrund auf die Tauglichkeit für CO₂-Speicherung untersuchen lassen. Konkrete Bohrungen bis in Tiefen von mehr als 3.000 Metern sollen im zweiten oder dritten Quartal erfolgen.

Mit dem gleichberechtigten Partner Ineos Energy (jeweils 40 Prozent) und dem Nordseefonds (Nordsofonden) des dänischen Staates (20 Prozent) hat Harbour Energy 2024 für fünf Jahre die Lizenz erhalten, den Untergrund auf CO₂-Lagerstätten erkunden zu dürfen. Die Nutzungsrechte der jeweiligen Flächen über Tage haben sie sich in Verträgen mit Dutzenden Landeigentümern gesichert.

Im Unterschied zu Greenstore gibt es bei dem norwegischen Vorhaben Havstjerne eine andere Herausforderung. Hier handelt es sich um ein Offshore-Projekt, dessen Reservoir in den Tiefen des Meeresgrundes zu finden sind. Harbour Energy ist dabei auch im Geschäftsbereich Transport von abgedichtetem CO₂ involviert. Die technische Tücke liegt darin, von Schiffen CO₂ direkt in die unterirdischen Kavernen zu injizieren. 2030 wollen die Partner mit dem Einbringen starten.

Weit fortgeschritten ist ein anderes Speichervorhaben auf dem Meer, das in der dänischen Nordsee laufende „Greensands Future“. In den nächsten Monaten soll das Einlagern von CO₂ beginnen, es gilt als das erste kommerzielle Offshore-Projekt, das innerhalb der EU verwirklicht würde. 400.000 Tonnen CO₂ pro Jahr sollen hier in die Speicher strömen, ein Spezialschiff für den Transport ist dafür nötig. Harbour Energy ist auch daran mit 40 Prozent beteiligt, Hauptpartner neben dem dänischen Staat ist wiederum das weltweit tätige Petrochemie-Unternehmen Ineos aus London. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Der Warmwasserspeicher in München Quelle: SWM

Thermoskanne für Münchner Fernwärme am Netz

WÄRME. Zweieinhalb Jahre nach Baubeginn haben die Stadtwerke München ihren 50 Meter hohen Wärmespeicher am Energiestandort Süd in Betrieb genommen.

Wie eine gigantische Thermoskanne wirkt der Wärmespeicher der Münchner Stadtwerke (SWM) am Heizkraftwerk (HKW) Süd. Er ging im April ans Fernwärmenetz, wie das Unternehmen am 11. Mai mitteilte. Während des Probetriebs werde die Anlage weiter optimiert. Sie ist bereits mit den Fernwärmenetzen Innenstadt und Perlach verbunden.

„Die Inbetriebsetzung des Anschlusses für das Netz Sendling wird vorbereitet“, teilen die SWM mit. Mit 50 Metern Höhe und rund 40 Metern Durchmesser hat der Wärmespeicher ein Brutto-Fassungsvermögen von rund 57.000 Kubikmetern Fernwärmewasser.

Wichtiger Baustein für Wärmewende

Der Wärmespeicher ist ein wichtiger Baustein der SWM bei der erfolgreichen Umsetzung der Wärmewende. Mit ihm lassen sich die Energieerzeugungsanlagen am Standort Süd flexibilisieren. Die Strom- und Wärmeerzeugung im HKW Süd könnten durch ihn effizienter entkoppelt werden, erläutert die SWM.

Werde viel Strom benötigt, aber wenig Wärme, kann die überschüssige Wärme ab jetzt gespeichert werden. Werde dagegen wenig Strom aus dem Kraftwerk benötigt – zum Beispiel, weil viel Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Netz ist – und die Produktion gedrosselt, werde auch weniger Wärme erzeugt. Dann kann auf die Wärme im Speicher zurückgegriffen werden.

„Perspektivisch kann der Speicher auch die Wärme aus der Geothermieanlage in lastschwachen Zeiten zwischenspeichern und bei hoher Wärmenachfrage wieder abgeben“, so die SWM. All das schaffe mehr Effizienz im Gesamtsystem und stärke die Versorgungssicherheit der Stadt.

Traditionsreicher Energiestandort im Wandel

Der Energiestandort Süd der SWM stehe speziell für den Wandel von der alten zur neuen Energiewelt: Seit 1899 wird hier Strom für die Stadt erzeugt. Nach Phasen mit Kohle- und Müllverbrennung ist seit einem

Vierteljahrhundert die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf Erdgasbasis Stand der Technik.

„Die Zukunft gehört den Erneuerbaren Energien“, planen die SWM. So arbeite auf der Nordseite des Energiestandorts bereits Deutschlands größte Geothermieanlage, die Ökowärme für rund 80.000 Menschen liefern kann.

Eine Fernkältezentrale werde zukünftig klimafreundliche Fernkälte in die Innenstadt liefern, um die dort wachsende Nachfrage zu bedienen. Im HKW Süd selbst könnte durch den Einsatz modernster Technik künftig anteilig Biomethan oder Wasserstoff zum Einsatz kommen, um weniger fossile Brennstoffe zu nutzen, so die weitere Planung. // VON SUSANNE HARMSEN

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

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIEJOBS
**DAS KARRIEREPORTAL FÜR
 DIE ENERGIEWIRTSCHAFT**

Rekrutieren Sie zielgenau in der
 Strom-, Gas- und Wasserwirtschaft.

Energiechnik Erneuerbare Energien Energiemanagement

☎ 08152 93 11 88 🌐 www.energiejobs.online

Aalen unterstützt Kommunalversorger mit Ausfallbürgschaften



Quelle: Jonas Rosenberger

STADTWERKE. Die Stadt Aalen übernimmt für die Stadtwerke zwei Ausfallbürgschaften in Höhe von jeweils bis zu 5,6 Millionen Euro.

Frisches Geld für die Stadtwerke Aalen: Der ostwürttembergische Kommunalversorger will zwei Darlehen aufnehmen. „Entsprechend der Sanierungsvereinbarung ist vorgesehen, bis zum 31. Dezember 2026 zwei Darlehen in Höhe von jeweils 7 Millionen Euro bei der Kreissparkasse Ostalb (KSK) und bei der Deutschen Kreditbank AG (DKB) aufzunehmen“, heißt es in einem Papier des Gemeinderats von Ende April. Das städtische Gremium hat dazu nun der Übernahme von zwei Ausfallbürgschaften in Höhe von jeweils maximal 5,6 Millionen Euro für Teilbeträge der Investitionsdarlehen zugestimmt.

Die Bürgschaften sind Teil „einer Sanierungsvereinbarung zwischen der Stadtwerke Aalen GmbH, der Stadt Aalen und den finanzierenden Kreditinstituten“. Die Rechtsaufsichtsbehörde muss die Ausfallbürgschaften noch genehmigen.

Die Darlehen sollen nach Angaben der Stadt Investitionsmaßnahmen dienen, die vom Aufsichtsrat im Rahmen des Wirtschaftsplans 2026 beschlossen worden sind. Danach sollen rund 6,64 Millionen Euro in die Stromversorgung fließen. 2,66 Millionen sind für die Wärmeversorgung vorgesehen, 0,79 Millionen für die Gasversorgung.

Die Stadtwerke Aalen blicken auf schwierige Jahre zurück. Für 2024 steht ein Konzernjahresfehlbetrag von 16,9 Millionen Euro zu Buche. Das Jahr davor schloss der Versorger mit einem Minus 1,7 Millionen Euro ab. Als Gründe für die tiefen Zahlen 2024 wies der Konzern vor allem auf Fehler im Energieeinkauf und höhere Materialkosten hin (wir berichteten). Noch im Dezember damals hatte die Stadt den Geschäftsführer ausgewechselt. Seither leitet Michael Schäfer das Unternehmen.

100 Millionen Euro für Stromnetz

Aalens Oberbürgermeister Frederick Brütting (SPD) wies auf einer Informationsveranstaltung der Stadtwerke Aalen und der Stadt Aalen darauf hin, dass Aalen im Vergleich zu vielen anderen Städten gut aufgestellt sei. Gemeinsam mit den Stadtwerken verfüge man über eine klare Strategie und eine wissenschaftlich fundierte Grundlage für die kommenden Jahrzehnte. Hintergrund: Für die Einschätzung der zukünftigen Entwicklung arbeiten die Stadtwerke nach eigenen Angaben mit dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE zusammen.

Nach einer Studie des IEE benötigt das kommunale Unternehmen bis 2040 allein für den Ausbau des Stromnetzes rund 100 Millionen Euro. Geplant sind unter anderem zwei zusätzliche Umspannwerke, neue Ortsnetzstationen sowie Kabelneubauten im Mittel- und Niederspannungsbereich. Zusammen mit den vorgesehenen Investitionen in die Fernwärme rechnet man in Aalen mit einem Investitionsvolumen von 140 bis 160 Millionen Euro in den nächsten 15 Jahren. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Blackstone steigt bei Windkraftprojektorer ein



Quelle: Pixabay / Ed White

FINANZIERUNG. Der Finanzinvestor Blackstone steigt bei Eurowind Energy ein und will dem Unternehmen zwei Milliarden Euro für neue Aufträge zur Verfügung stellen.

Das US-amerikanische Unternehmen Blackstone Infrastructure beteiligt sich mit 24,7 Prozent an Eurowind Energy. Mit dem Einstieg will Blackstone dem dänischen Projektierer nach eigenen Angaben Kapital für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Verfügung stellen. Geplant seien „Investitionen von bis zu zwei Milliarden Euro“. Ziel sei es, die Entwicklung erneuerbarer Energieprojekte zu beschleunigen.

Die drei Gründer von Eurowind Energy, darunter CEO Jens Rasmussen, sowie der Telekommunikationskonzern Norlys bleiben weiterhin Mehrheitsgesellschafter des Unternehmens mit Hauptsitz im dänischen Hobro. Rasmussen soll den Projektierer auch künftig führen.

Eurowind Energy entwickelt und betreibt Onshore-Wind-, Solar-, Batteriespeicher- und Biogasanlagen. Nach Unternehmensangaben verfügt das Unternehmen derzeit über Anlagen in 16 Ländern mit einer installierten Gesamtleistung von 1.600 MW. Eurowind deckt dabei die gesamte Wertschöpfungskette ab – von der

Projektentwicklung und Genehmigung über Finanzierung und Bau bis hin zu Betrieb und Energieverkauf.

Bis 2030 plant das Unternehmen, jährlich Energieparks mit einer Gesamtleistung von 1.500 MW zu errichten. Zudem sollen bestehende Parks verstärkt mit Batteriespeichern ausgestattet werden.

„Für uns ist es entscheidend, dass Blackstone eine langfristige Investitionsperspektive einbringt“, sagt Jens Rasmussen, Chief Executive Officer von Eurowind Energy. „Die Investition ermöglicht es uns, das Expansionstempo deutlich zu erhöhen und drei- bis viermal so viel Solar- und Windenergie sowie Batteriespeicherkapazität zu realisieren, wie es uns sonst möglich gewesen wäre.“

Blackstone verweist auf Erfahrungen bei Investitionen in erneuerbare Energien. Dazu zählen unter anderem Beteiligungen an Invenergy, dem nach Unternehmensangaben größten unabhängigen Erzeuger erneuerbarer Energien in den USA, sowie ein Joint Venture mit „NextEra Energy“, einem Entwickler von Wind- und Solarenergie.

Blackstone Infrastructure verfolgt nach eigenen Angaben eine „langfristige Buy-and-Hold-Strategie für großskalige Infrastrukturinvestitionen“. Ziel seien stabile und langfristige Cashflows aus Infrastrukturprojekten. // VON STEFAN SAGMEISTER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Schwäbisch Hall erweitert Geschäftsführung



V.l.: Gebhard Gentner, Thomas Deeg, Thomas Hoppenz. Quelle: Stadtwerke Schwäbisch Hall

PERSONALIE. Ab dem 1. Oktober besteht die Geschäftsführung des Stadtwerkes aus drei Personen. Gebhard Gentner wird zunächst Sprecher der Geschäftsführung und scheidet dann aus.

Die Stadtwerke Schwäbisch Hall stellen ihre Führung neu auf. Die beiden Prokuristen und Bereichsleiter Thomas Deeg und Thomas Hoppenz steigen zum 1. Oktober in die Geschäftsleitung des kommunalen Energieversorgers auf. Das teilte das Unternehmen mit.

In einer einjährigen Übergangsphase bilden Deeg und Hoppenz gemeinsam mit Gebhard Gentner eine Dreierspitze. Gentner übernimmt dabei die Rolle des Sprechers der Geschäftsführung.

Allerdings ist die neue Struktur zeitlich begrenzt. „Diese Dreierspitze ist für ein Jahr angelegt“, heißt es vom Unternehmen. Zum 30. September 2027 scheidet Gentner aus den Stadtwerken aus. Danach sollen Thomas Deeg und Thomas Hoppenz das Unternehmen gemeinsam führen. Die Sprecherrolle übernimmt dann Deeg.

Thomas Deeg wird künftig den vertrieblichen und energiewirtschaftlichen Bereich verantworten. Er arbeitet seit 2004 bei den Stadtwerken Schwäbisch Hall und leitet derzeit den Bereich Informationstechnik/Entwicklung/Energiehandel, Vertrieb und Marketing.

Thomas Hoppenz ist seit 1993 im Unternehmen tätig. Der aktuelle Leiter des Bereichs Technik übernimmt künftig den technischen Bereich sowie die operativen Beteiligungen.

Seit dem 1. November 2025 ist Gebhard Gentner nach dem Ausscheiden von Ronald Pfitzer alleiniger Geschäftsführer der Stadtwerke Schwäbisch Hall (wir berichteten). // VON STEFAN SAGMEISTER

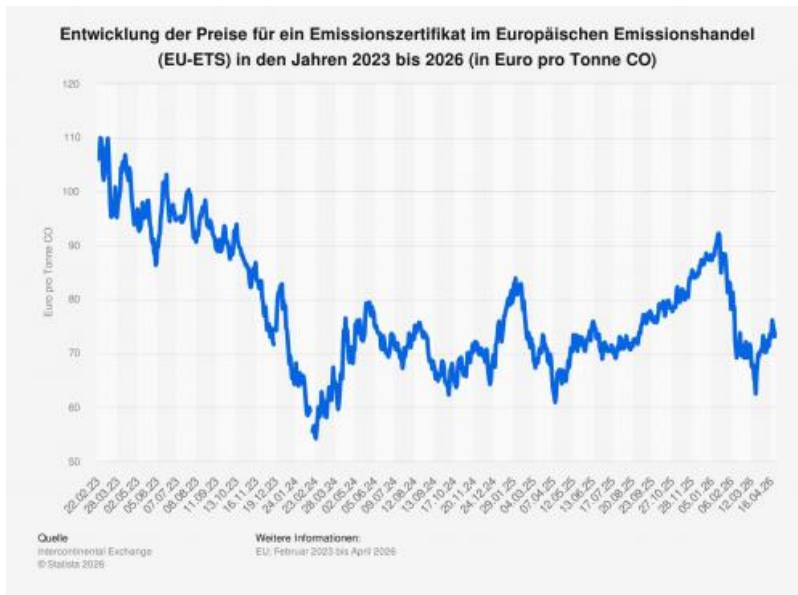
[^ Zum Inhalt](#)

Zertifikatspreise im Emissionshandel der EU



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

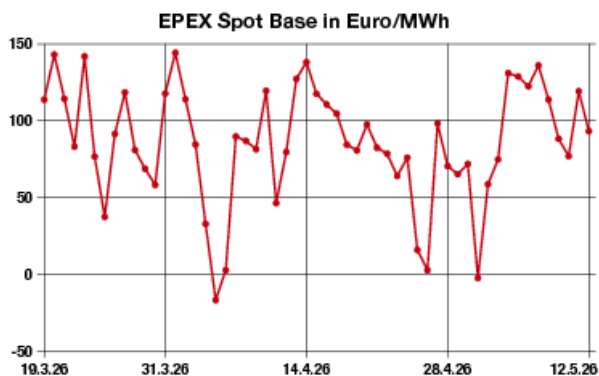
Der Preis für Emissionszertifikate im Europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) erreichte im Februar 2023 mit 100,34 Euro pro Tonne CO₂ ein Rekordhoch, sank aber bis Ende Februar 2024 auf rund 55 Euro. Ende April 2026 lag der Preis bei rund 73,59 Euro pro Tonne CO₂. Die Daten stammen von Intercontinental Exchange.

Ein Grund für niedrigere Preise ist die geringe Nachfrage: Produziert die Industrie in der EU weniger als erwartet und verbraucht damit auch weniger fossile Brennstoffe, ist auch der Bedarf an Zertifikaten geringer und die Preise sinken. Die Nachfrage wird dazu durch eine erhöhte Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien gesenkt. // **VON REDAKTION**

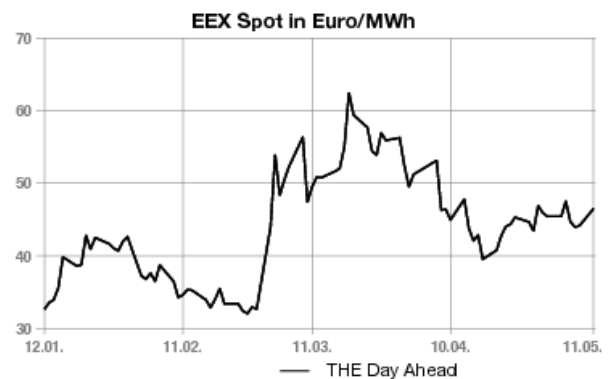
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gas und CO2 legen weiter zu



Quelle: E&M

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

Strom: Überwiegend fester hat sich am Montag der deutsche OTC-Strommarkt gezeigt. Der Day-ahead kostete im Base 93,50 Euro je Megawattstunde und im Peak 76,00 Euro je Megawattstunde. Börslich wurden am Montag für die Grundlast 93,31 Euro ermittelt und für die Spitzenlast 75,74 Euro.

Der Montag selbst war am Freitag der Vorwoche börslich in der Grundlast mit 109 Euro je Megawattstunde bewertet worden. Händler verweisen als Grund für den Preisrückgang von Montag auf Dienstag auf die höhere Erneuerbaren-Einspeisung, die für den zweiten Wochentag erwartet wird. Die Meteorologen von Eurowind prognostizieren für den Dienstag Beiträge von Wind und Solar im Umfang von 34,1 Gigawatt nach 23,1 Gigawatt am Berichtstag. Für die Folgetage bis einschließlich Freitag prognostiziert Eurowind einen Rückgang der Erneuerbaren-Einspeisung von Tag zu Tag.

Am langen Ende zog das Frontjahr wegen der steigenden Preise für Gas und CO₂ um 0,43 auf 90,84 Euro an.

CO₂: Fester haben sich die CO₂-Preise am Montag präsentiert. Der Dec 26 notierte gegen 13.51 Uhr mit einem Plus von 1,20 auf 76,38 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 11,2 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 76,65 Euro, das Tief bei 74,18 Euro.

Die Umstände, die den Aufwärtstrend der vergangenen Woche gestützt hätten, scheinen auch zu Beginn der kommenden Woche weiterhin gegeben zu sein, so die Analysten von Vertis. Nachlassende Bedenken hinsichtlich der Benchmark-Anpassungen stützten die Marktstimmung weiter, da die der Generaldirektion CLIMA vorgelegten vorläufigen Werte die Einschätzung bestärkt hätten, dass der Markt bis 2026 und 2027 strukturell angespannt bleiben dürfte.

Die im Vergleich zu den Erwartungen relativ geringe Aufwärtskorrektur dürfte die Angebotsdynamik kaum wesentlich verändern. Die verkürzte Handelswoche könnte zu einer Konzentration der Aktivitäten in der ersten Wochenhälfte führen.

Erdgas: Fester zeigte sich am Montag der europäische Erdgasmarkt. Der Frontmonat Juni am niederländischen TTF legte bis 13.50 Uhr um 1,35 auf 45,40 Euro je Megawattstunde zu. Am deutschen

THE gewann der Day-ahead um 1,75 auf 45,90 Euro je Megawattstunde hinzu. Händler führten die Preisaufschläge am Gasmarkt auf das Stocken der Gespräche zwischen den USA und dem Iran und auf die Sorge vor anhaltenden Störungen auf den globalen Energiemärkten zurück. Das kurze Ende dürfte auch infolge der kühlen Temperaturen zulegen, die für diese Woche für Deutschland und Nordwesteuropa vorhergesagt werden.

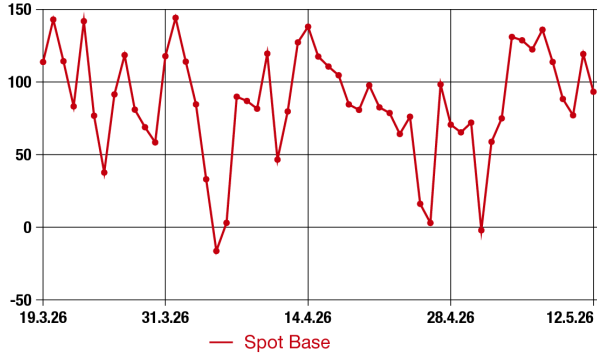
Weitere Kursgewinne werden jedoch durch die Nachricht gebremst, dass einige LNG-Tanker die Straße von Hormus passiert haben. Laut Daten von Kpler hat ein von Qatar Energy betriebener LNG-Tanker mit Ladung den Persischen Golf über Hormuz verlassen und steuert nun Pakistan an. Das Schiff hatte am 9. Mai während der Durchfahrt durch die Meerenge die Übermittlung seiner Position eingestellt und tauchte am nächsten Tag vor der Küste Omans wieder auf, nachdem es die Wasserstraße erfolgreich passiert hatte. Die Durchfahrt folgt auf mehrere kürzlich erfolgte Durchfahrten von LNG-Tankern mit Verbindungen zu Adnoc, die mit reduzierten Ortungssignalen operierten, so der Datenanbieter. // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

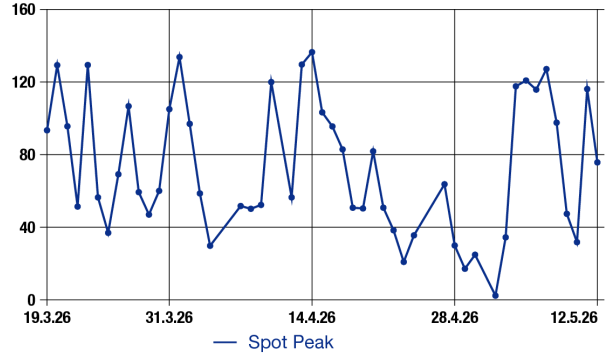
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

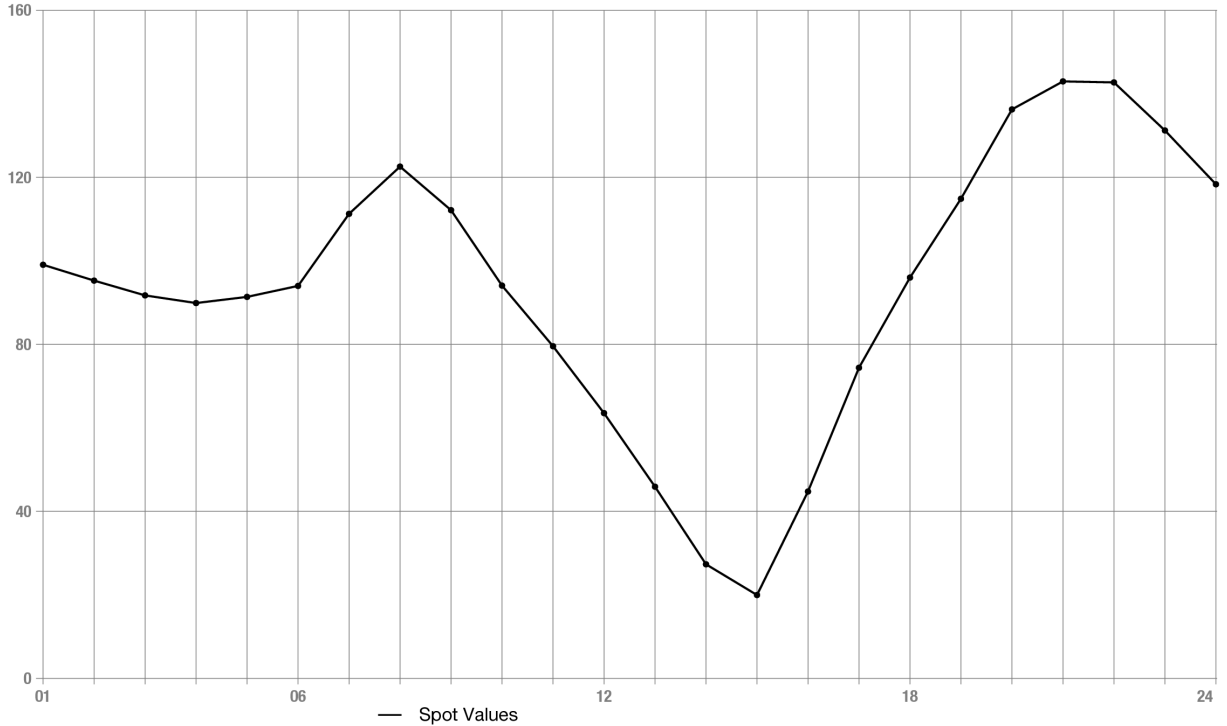
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

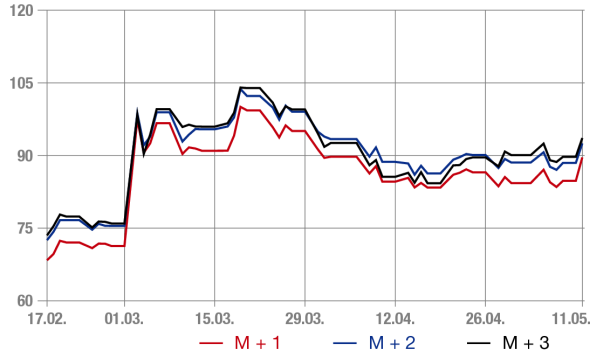
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	11.05.26	German Power Jun-2026	89,60
M2	11.05.26	German Power Jul-2026	92,49
M3	11.05.26	German Power Aug-2026	93,60
Q1	11.05.26	German Power Q3-2026	96,81
Q2	11.05.26	German Power Q4-2026	114,60
Q3	11.05.26	German Power Q1-2027	110,79
Y1	11.05.26	German Power Cal-2027	92,31
Y2	11.05.26	German Power Cal-2028	79,63
Y3	11.05.26	German Power Cal-2029	73,62

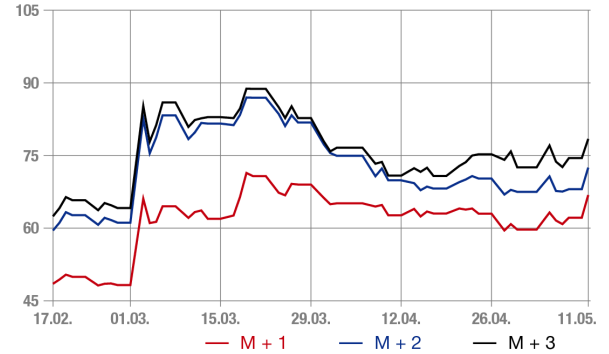
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	11.05.26	German Power Jun-2026	66,83
M2	11.05.26	German Power Jul-2026	72,49
M3	11.05.26	German Power Aug-2026	78,42
Q1	11.05.26	German Power Q3-2026	86,14
Q2	11.05.26	German Power Q4-2026	139,60
Q3	11.05.26	German Power Q1-2027	129,58
Y1	11.05.26	German Power Cal-2027	96,77
Y2	11.05.26	German Power Cal-2028	85,22
Y3	11.05.26	German Power Cal-2029	80,21

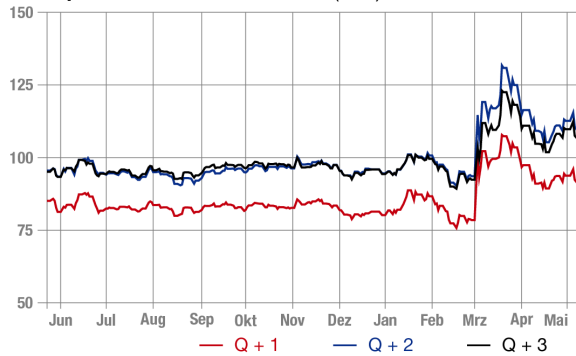
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



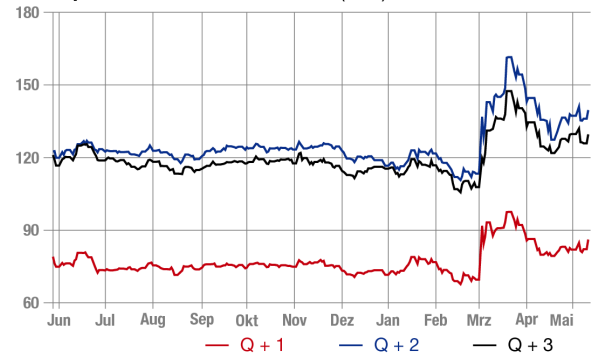
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



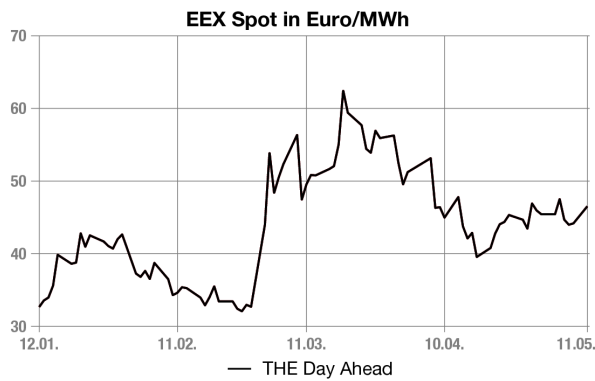
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



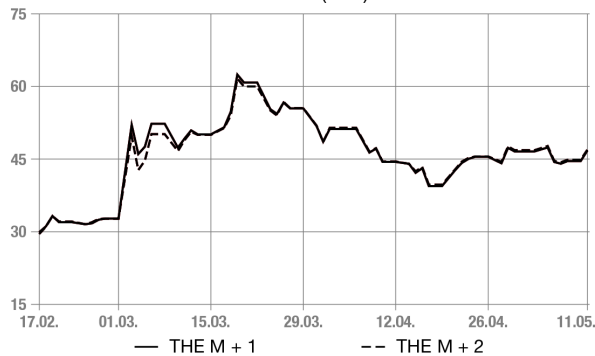
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	11.05.26	German THE Gas Jun-2026	46,74
M2	11.05.26	German THE Gas Jul-2026	46,91
Q1	11.05.26	German THE Gas Q3-2026	47,03
Q2	11.05.26	German THE Gas Q4-2026	47,19
S1	11.05.26	German THE Gas Win-2026	46,82
S2	11.05.26	German THE Gas Sum-2027	36,84
Y1	11.05.26	German THE Gas Cal 2027	39,21
Y2	11.05.26	German THE Gas Cal 2028	29,99



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



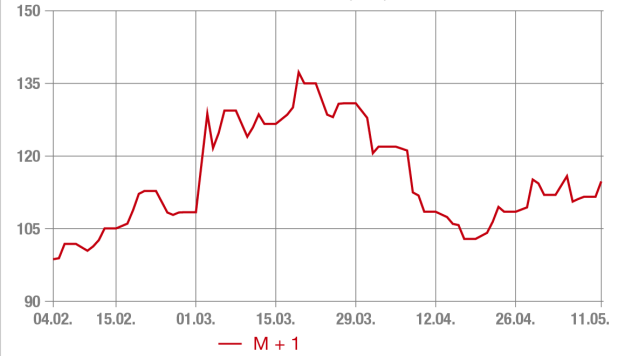
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	11.05.26	93,31	EUR/MWh
Germany Spot peak	11.05.26	75,74	EUR/MWh
EUA Juni	11.05.26	76,15	EUR/tonne
Coal API2 Juni 2026	11.05.26	114,75	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	11.05.26	46,52	EUR/MWh
German THE Gas Jun-2026	11.05.26	46,74	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	11.05.26	39,21	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2026	11.05.26	104,21	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Netzmeister*in im Fachgebiet Mittel-/Niederspannung Netzbetrieb

Stellenbeschreibung: Willst Du gemeinsam mit uns das 36.000 Kilometer lange Berliner Stromnetz fit h...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 8 h

Freie Mitarbeit Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Sabbatical



Ärztlicher Leiter für Krankenhaushygiene und Antibiotic-Stewardship (m/w/d) in Frankfurt...

Ärztlicher Leiter für Krankenhaushygiene und Antibiotic-Stewardship (m/w/d) Stellen-ID: 2781 Standor...
in Frankfurt am Main

vor 8 h

Weiterbildung



Leiter:in Unterstützungsprozesse für die Rohrnetzbetriebsstelle Wuhlheide (w/m/d)

Was Sie bei uns bewegen - Verantwortung für den Betrieb, die Wartung, Prüfung, Instandhaltung so...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 8 h

Homeoffice / Weiterbildung / Sabbatical



Ingenieur (m/w/d) Energiewirtschaft (Ingenieur/in - Energietechnik)

MITNETZ STROM ist der größte regionale Verteilernetzbetreiber in Ostdeutschland. In der Abteilung S...
in Taucha

vor 8 h

Freie Mitarbeit



Gärtner (m/w/d) im Garten- und Landschaftsbau

Die Eckard Kanold GmbH & Co. KG ist ein mittelständisches Unternehmen der Garten- und Landschaft...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 8 h

Spezialist Ausbildung Weiterbildung

[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



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!

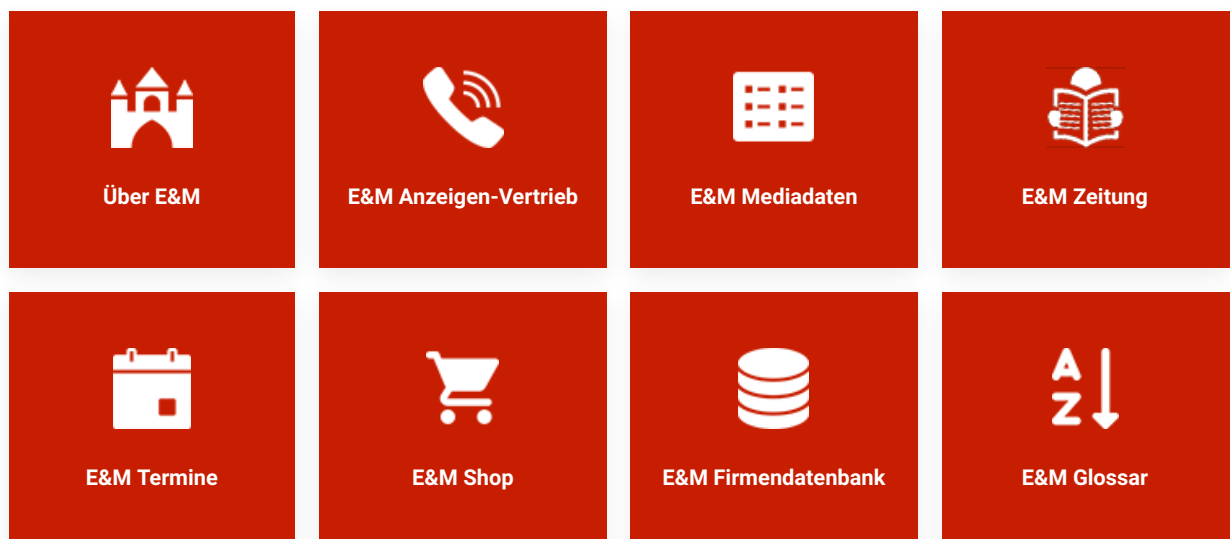
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching

Tel. +49 (0) 81 52/93 11 0 - Fax +49 (0) 81 52/93 11 22

info@emvg.de - www.energie-und-management.de**Geschäftsführer:** Martin Brückner**Registergericht:** Amtsgericht München**Registernummer:** HRB 105 345**Steuer-Nr.:** 117 125 51226**Umsatzsteuer-ID-Nr.:** DE 162 448 530

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

© 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:

