



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

STROM

**93,43 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**33,39 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

30

MW an zusätzlicher Leistung für Mieterstromprojekte wollen die Mainova und der Wohnkonzern ABG Frankfurt Holding in den kommenden Jahren in der Mainmetropole errichten

E-AUTOS

E-Autospeicher brauchen Rahmen für Netzentlastung

EUROPA

EU fördert 61 Netto-Null-Projekte

PHOTOVOLTAIK

Mainova will Mieterstrom ausbauen

Inhalt

TOP-THEMA

→ **F&E:** Wärmepumpen schlagen Gasheizungen auch im Altbau

POLITIK & RECHT

- **STROMNETZ:** Verbände fordern schnelleren Netzausbau
- **POLITIK:** Anhörung fordert: Strompreise langfristiger senken
- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Monopolkommission kritisiert hohe Preise beim Laden
- **PHOTOVOLTAIK:** Verunsicherung in Österreichs Photovoltaikbranche

HANDEL & MARKT

- **E-AUTOS:** E-Autospeicher brauchen Rahmen für Netzentlastung
- **WASSERSTOFF:** Verbände mahnen klare Regeln für H2-Markt an
- **BIOGAS:** Brancheninitiative fordert Einspeise-Perspektive in Gasnetz
- **STUDIEN:** Mangel an Planungssicherheit bremst Industrie

TECHNIK

- **EUROPA:** EU fördert 61 Netto-Null-Projekte
- **WASSERSTOFF:** Europäische Armeen sollen mit E-Fuel-Ausrüstung kämpfen
- **STATISTIK DES TAGES:** Ladeleistung öffentlicher Ladepunkte bis September 2025

UNTERNEHMEN

- **PHOTOVOLTAIK:** Mainova will Mieterstrom ausbauen
 - **VERTRIEB:** Enviam und Mitgas senken die Preise für Strom und Gas
 - **FUSION:** Münsterland-Stadtwerke haben ab sofort denselben Chef
 - **PERSONALIE:** Neuer Geschäftsführer der Zwickauer ZEV kommt aus Thüringen
 - **PERSONALIE:** Dortmunder Netz mit neuem Geschäftsführer
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Sinkende Erneuerbaren-Einspeisung stützt Spotmarkt
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Wärmepumpen schlagen Gasheizungen auch im Altbau



Quelle: shutterstock

F&E. Ein mehrjähriges Fraunhofer-Projekt zeigt: Wärmepumpen können auch in unsanierten Bestandsgebäuden effizient arbeiten – es offenbarte aber auch Planungs- und Installationsfehler.

Wärmepumpen heizen auch in Bestandsgebäuden effizient und klimafreundlich. Zu diesem Ergebnis kommt ein Forschungsprojekt des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, teilte das Institut am 4. November mit. In dem Projekt nahmen die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler vier Jahre lang Messungen an 77 Wärmepumpen in Ein- bis Dreifamilienhäusern vor.

Die untersuchten Anlagen in der Studie erreichten demnach Jahresarbeitszahlen zwischen 2,6 und 5,4. Damit verbesserten sich die Effizienzwerte verglichen zu früheren Untersuchungen. Die CO₂-Emissionen der Wärmepumpen lagen, unter Berücksichtigung zeitvariabler Strommixdaten, um 64 Prozent unter denen von Erdgasheizungen.

Die Studie zeigt, dass die Effizienz unabhängig vom Baujahr der Gebäude ist. Sowohl Flächenheizungen als auch ausreichend große Radiatoren ermöglichten niedrige Vorlauftemperaturen. Heizstäbe kamen kaum zum Einsatz, was laut den Forschenden aber auch mit den vergleichsweise milden Witterungsbedingungen in der vermessenen Periode zusammenhängt.

Luft/Wasser-Wärmepumpen erzielten im Mittel eine Jahresarbeitszahl (JAZ) von 3,4. Sie erzeugen also aus einer Einheit Strom 3,4 Einheiten Wärme. Die Luft/Wasser-Wärmepumpe mit der niedrigsten Effizienz kam auf eine JAZ von 2,6, die mit der höchsten auf 4,9. Im Projekt zuvor lag der Schnitt noch bei 3,1.

Kombination mit Photovoltaik erhöht Autarkie

Zusätzlich analysierten die Forscherinnen und Forscher des Fraunhofer ISE die Kombination von Wärmepumpen mit Photovoltaikanlagen. Ein klassischer Ansatz zur Erhöhung des Eigenverbrauchs lokal erzeugten PV-Stroms ist die Anhebung von Solltemperaturen bei überschüssigem PV-Strom.

Die Wärmepumpe vermehrt mit Solarstrom zu betreiben, kann nach diesen Studienergebnissen Vorteile mit sich bringen: Solarstrom ist günstiger als Strom aus dem Netz, auch bei Wärmepumpentarifen, Wärmepumpen lassen sich klimafreundlicher betreiben und das Verteilnetz zu bestimmten Zeiten

entlasten.

Die Ergebnisse der Untersuchung von sechs Wärmepumpen/PV-Kombinationen: Ohne Batterie erreichen Gebäude mit einer PV-Anlage 25 bis 40 Prozent Autarkie und 22 bis 37 Prozent Eigenverbrauch. Mit Batterie verschieben sich diese Bereiche mit Werten für die Gebäude-Autarkie von 32 bis 62 Prozent und für den Gebäude-Eigenverbrauch von 40 bis 83 Prozent deutlich nach oben.

Projekt zeigt auch Probleme auf

Trotz guter gemessener Effizienzwerte zeigte das Forschungsprojekt auch Optimierungspotenziale auf. Beispielsweise waren viele Wärmepumpen auf den Verbrauch bezogen überdimensioniert, auch die Schaltheufigkeiten lagen bei einigen Anlagen im sehr hohen Bereich. Bei einem Teil der Anlagen mit Kombispeichern wurde keine zuverlässige Trennung der Temperaturniveaus für Raumheizung und Trinkwassererwärmung realisiert, was in Teilen zu unnötiger Wärmebereitstellung auf Warmwasser-Temperaturniveau führte.

Basierend auf der Analyse der Messdaten und den Rückmeldungen der Akteure hat das Forschungsteam des Fraunhofer ISE daher im Abschlussbericht eine Prozessmatrix erstellt. Diese dokumentiert typische Fehlerquellen bei Planung, Installation und Inbetriebnahme und zeigt, wie diese vermieden werden können.

Im Projekt wurden 61 Luft/Wasser- und 16 Erdreich-Wärmepumpen untersucht. Etwa die Hälfte der untersuchten Gebäude war nachträglich gedämmt. Die Ergebnisse stützen die Annahme, dass Wärmepumpen auch in teilsanierten oder unsanierten Bestandsgebäuden eine effiziente und klimafreundliche Heizoption darstellen.

Partner des Projekts waren neun Hersteller, zwei Energieversorger sowie das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, das das Vorhaben förderte.

Die detaillierten Ergebnisse des **Forschungsprojekts „Wärmepumpen-Qualitätssicherung im Bestand“**, kurz „WP-QS im Bestand“, sind auf der Projektseite des ISE zu finden. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Verbändeappell

Verbände fordern schnelleren Netzausbau

STROMNETZ. 13 Verbände fordern von Bundesregierung und Netzbetreibern, den Ausbau und die Digitalisierung der Stromanschlüsse zu beschleunigen, um Energiewende und Wettbewerbsfähigkeit zu sichern.

Ein breites Bündnis aus 13 Energieverbänden fordert von Politik und Netzbetreibern deutlich mehr Tempo beim Ausbau und der Digitalisierung von Stromnetzen. In einem gemeinsamen Aufruf betonen sie, dass leistungsfähige Netzanschlüsse eine Grundvoraussetzung für die Transformation von Industrie, Wirtschaft und Gesellschaft seien.

„Jeder nicht realisierte Netzanschluss ist ein verlorener Beitrag zur Zukunftsfähigkeit Deutschlands“, heißt es in dem Appell. Der Zugang zu stabilen Stromnetzen sei essenziell für Unternehmen, Privathaushalte, Kommunen und Rechenzentren ebenso wie für erneuerbare Erzeuger und Speicher. Nur mit einer modernen Netzinfrastruktur könne Strom sicher eingespeist und genutzt werden.

ZVEI-Geschäftsführerin Sarah Bäumchen bezeichnete das Stromnetz als „Rückgrat der Energiewende“. Die Infrastruktur müsse leistungsfähig, digital und zukunftsfest sein, um Investitionen und Transformation zu ermöglichen. „Jeder Anschluss, der nicht realisiert wird, behindert Investitionen in Wettbewerbsfähigkeit, bremst den Fortschritt der Energiewende und gefährdet die Akzeptanz in der Bevölkerung“, sagte Bäumchen.

Die Forderungen im Einzelnen

Das Verbändebündnis verlangt unter anderem den Ausbau der Netzanschlusskapazitäten, digitale und transparente Verfahren für Anschlussanfragen sowie verbindliche Fristen bei der Umsetzung. BNE-Geschäftsführer Robert Busch kritisierte, die „Digitalisierungsoffensive der Netzbetreiber“ sei längst überfällig. Nur mit echter Netztransparenz könnten faire und flexible Verträge entstehen, die Erneuerbare und Speicher schneller ans Netz brächten.

Auch aus Sicht der Energieeffizienz- und Immobilienwirtschaft besteht dringender Handlungsbedarf. Christian Noll, Geschäftsführender Vorstand der Deneff, betonte, dass Energieeffizienz die Netze entlaste und Kosten senke. Zugleich seien schnelle Netzanschlüsse zentral, um Industrie- und Gebäudesektor zu

dekarbonisieren. ZIA-Geschäftsführer Joachim Lohse forderte bundesweit einheitliche Standards und digitale Schnittstellen, um Prozesse zu vereinheitlichen und Kosten zu reduzieren.

VEA-Geschäftsführer Christian Otto verwies auf die Herausforderungen im Mittelstand: Viele Unternehmen müssten ihre Wärmeprozesse elektrifizieren, könnten dies aber wegen fehlender Netzanschlusskapazitäten kaum umsetzen. „Die aktuelle Situation lässt unsere Mitglieder verzweifeln. Der Glaube an die Zukunftsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland schwindet zunehmend“, sagte Otto.

Auch Haushalte und Gewerbe betroffen

Auch Verbraucherinnen und Verbraucher seien betroffen. VZBV-Vorständin Ramona Pop mahnte, Netzanschlussverfahren müssten digitalisiert und standardisiert werden, damit private Akteure ihre Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, E-Ladesäulen und Speicher unkompliziert anschließen könnten.

Andreas Wieg von der Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften beim DGRV hob hervor, dass die über 1.000 Energiegenossenschaften in Deutschland auf moderne Netze angewiesen seien: „Das Engagement der Bürgerinnen und Bürger darf nicht durch fehlende Anschlüsse oder veraltete Infrastruktur gebremst werden.“

Auch der Einzelhandel steht laut HDE-Hauptgeschäftsführer Stefan Genth unter Druck. Ohne ausreichende Netzkapazitäten könnten Handelsunternehmen die Ausbauziele für Ladeinfrastruktur und PV-Anlagen nicht erfüllen, was zu Bußgeldern führen könne.

Gipfelbeschlüsse von 2024 umsetzen

Die Verbände verlangen von der Bundesregierung, die Ergebnisse des Netzanschlussgipfels aus dem Jahr 2024 zügig umzusetzen. Dazu gehörten klare Rahmenbedingungen, weniger Bürokratie, schnellere Genehmigungen und verbindliche Fristen für Netzbetreiber. Nur so könne die Energie- und Wirtschaftswende gelingen.

Das Bündnis betont, alle Beteiligten seien bereit, zu investieren und zu bauen. Doch ohne gesicherten Zugang zu einer modernen Netzinfrastruktur drohe der Fortschritt zu stocken – mit Folgen für Wettbewerbsfähigkeit, Klimaschutz und gesellschaftliche Akzeptanz.

Zum Bündnis gehören der Bundesverband Erneuerbare Energie (**BEE**), der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (**BNE**), der Bundesverband Solarwirtschaft (**BSW**), die Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften beim Deutschen Genossenschafts- und Raiffeisenverband (**DGRV**), der Bundesverband Energiespeicher Systeme (**BVES**), der Bundesverband Windenergie (**BWE**), die Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz (**Deneff**), Die Familienunternehmer, der Handelsverband Deutschland (**HDE**), der Verband der Energieabnehmer (**VEA**), der Verbraucherzentrale Bundesverband (**VZBV**), der Zentrale Immobilien Ausschuss (**ZIA**) sowie der Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie (**ZVEI**). // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Das Upgrade für Ihre Biogasanlage!

Biogasaufbereitung & CO₂-Verflüssigung

- ✓ CO₂-Verflüssigung: Nachrüstbar bei allen Biomethanbestandsanlagen
- ✓ Standardisiert & modular
- ✓ Über 20 Jahre Erfahrung

www.bright-renewables.de

BIOGAS Convention & Trade Fair 2025: Nürnberg, 9. Bis 11. Dezember am Stand B82, Halle 09

Anhörung fordert: Strompreise langfristiger senken



Quelle: Pixabay / Jörn Heller

POLITIK. Sachverständige im Bundestag forderten bei zwei Anhörungen weitergehende Entlastungen bei Netzentgelten und Stromsteuer, um Verbraucher und Unternehmen zu entlasten.

In zwei öffentlichen Anhörungen im Bundestag haben Fachleute am 3. November die geplanten Entlastungen der Bundesregierung bei Strompreisen bewertet. Der Wirtschaftsausschuss befasste sich mit dem Entwurf eines Gesetzes für einen Zuschuss zu den Übertragungsnetzkosten in Höhe von 6,5 Milliarden Euro. Parallel diskutierte der Finanzausschuss die geplante Fortsetzung der Stromsteuerermäßigung für Industrie und Landwirtschaft.

Ziel der Zuschussregelung ist es, die Belastung der Stromkunden durch die stark gestiegenen Übertragungsnetzentgelte im Jahr 2026 zu senken. Laut Entwurf sollen die Übertragungsnetzbetreiber einen einmaligen Zuschuss erhalten, um die Netzentgelte zu dämpfen.

Kerstin Andreae, Hauptgeschäftsführerin des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), begrüßte den Ansatz der Bundesregierung, forderte zugleich eine längerfristige Planungssicherheit: „Um Investitionsentscheidungen zu erleichtern, sollte der Zuschuss für mehrere Jahre verbindlich eingeplant werden.“ Andreae betonte, dass die Entlastung regional unterschiedlich ausfallen werde, da sie von der Struktur der jeweiligen Verteilnetze abhängt.

Hohe Stromkosten gefährden Industriestandort

Auch der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) unterstützte die Maßnahme. Vertreter Carsten Rolle erklärte, der Zuschuss könne durchschnittliche Industriekunden um bis zu 57 Prozent entlasten. Der Deutsche Gewerkschaftsbund (DGB) mahnte, die hohen Stromkosten gefährdeten Wettbewerbsfähigkeit und Elektrifizierungsziele. DGB-Vertreter Felix Fleckenstein sagte, der Zuschuss könne „schnell wirken und sämtliche Stromverbrauchergruppen effektiv entlasten“.

Die Wirtschaftsvereinigung Stahl sprach von einer „dringenden und überfälligen Entlastung“. Hauptgeschäftsführerin Kerstin Maria Rippel verwies darauf, dass die Branche seit 2023 mit einer

Kostensteigerung von 130 Prozent bei den Übertragungsnetzentgelten konfrontiert sei. Sie forderte eine Verstärkung der Maßnahme und einen rechtssicheren Mechanismus zur Begrenzung der Netzentgelte.

Auch Netzbetreiber und Energieversorger begrüßten den Regierungsentwurf. Stefan Kapferer, Geschäftsführer des Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz, bezeichnete das Gesetz als geeignet, um Kosten zu senken, wies aber darauf hin, dass vor allem direkt an die Übertragungsnetze angeschlossene Kunden profitieren würden. Justin Müller von der EWE sprach von einem „wichtigen Signal“, um die Akzeptanz der Energiewende zu stärken, mahnte aber, weitere strukturelle Schritte wie mehr Freileitungen statt Erdverkabelung seien notwendig.

Kritischer äußerte sich Janek Steitz vom Dezernat Zukunft. Der Zuschuss sei zwar „pragmatisch und sinnvoll“, löse aber keine strukturellen Probleme des Strommarkts. Diese müssten prioritär angegangen werden.

Stromsteuer für alle senken?

Parallel dazu befasste sich der Finanzausschuss mit der Stromsteuer. Die Bundesregierung will die bereits beschlossene Absenkung des Stromsteuersatzes auf das EU-Mindestniveau für das Produzierende Gewerbe sowie die Land- und Forstwirtschaft fortführen. Ohne neue gesetzliche Regelung würde die Entlastung Anfang 2026 auslaufen.

Unterstützung für die Regierungspläne kam aus Industrie und Landwirtschaft. Karoline Kampermann vom Verband der Automobilindustrie begrüßte die Entfristung der Stromsteuerermäßigung für Unternehmen, mahnte aber weitergehende steuerliche Entlastungen zur Stärkung des Elektromobilitätsstandorts Deutschland an. Der Deutsche Raiffeisenverband forderte eine Gleichstellung des Agrarhandels mit der Landwirtschaft, da dieser zunehmend ähnliche Aufgaben übernehme.

Mehrere Sachverständige kritisierten jedoch, dass private Haushalte und nicht-produzierende Betriebe ausgenommen sind. Mareike Drexler-Röckendorf vom Zentralverband des Deutschen Handwerks sprach von einem „falschen Signal“ und bemängelte die Verschiebung der im Koalitionsvertrag angekündigten allgemeinen Stromsteuersenkung. Auch der Verbraucherzentrale Bundesverband forderte eine Ausweitung der Maßnahme: Bei einer Senkung auf den europäischen Mindestsatz könnten Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh rund 83 Euro sparen, rechnete Florian Munder vor.

Professor Michael Rutemöller von der Ostfalia Hochschule bezeichnete die Entfristung der Steuerentlastung als „dringend benötigte Rechtssicherheit“. Dagegen warnte Sandra Rostek vom Hauptstadtbüro Bioenergie vor einer geplanten Einschränkung des Begriffs „erneuerbare Energieträger“, die Biomasse ausschließen würde. Dies widerspreche dem Unionsrecht und gefährde die Energiewende im ländlichen Raum. Die Beratungen zu beiden Gesetzentwürfen sollen in den kommenden Wochen fortgesetzt werden. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Monopolkommission kritisiert hohe Preise beim Laden



Quelle: Fotolia / wellphoto

ELEKTROFAHRZEUGE. Der Ausbau der Elektromobilität soll eine Schlüsselrolle dabei spielen, um Klimaziele beim Verkehr zu erreichen. Berater der Regierung aber sehen Probleme an den Ladesäulen.

Die Monopolkommission kritisiert hohe Preise beim Laden von Elektroautos. „Mangelnder Wettbewerb zwischen Ladesäulen, ungeeignete Flächenvergaben und Intransparenz bei den Ladepreisen lassen viele Autofahrerinnen und Autofahrer zu viel für Ladestrom zahlen“, heißt es in einem neuen Gutachten der Kommission zur Energiepolitik. Das gefährde die Elektromobilität als wichtigen Baustein der Energiewende.

Die Monopolkommission, ein unabhängiges Beratungsgremium der Bundesregierung, begrüßte mit Blick auf Pläne der Bundesregierung Fortschritte bei der Einrichtung einer Preistransparenzstelle für das sogenannte Ad-hoc-Laden. Notwendig sei außerdem mehr Wettbewerb durch die Ausschreibungen kommunaler Flächen. Zwar sei die Pkw-Ladeinfrastruktur in den vergangenen Jahren deutlich ausgebaut worden. Die Auslastung von Ladesäulen sei jedoch in vielen Fällen gering. „Kommunen vergeben Konzessionen häufig so, dass kein wirksamer Wettbewerb zwischen Ladesäulen entsteht.“

Auch der Verband der Automobilindustrie (VDA) hatte wiederholt zu hohe Preise beim Laden von Elektroautos kritisiert. In einem im September vorgelegten Papier hieß es mit Blick auf Verbrenner-Autos, Elektromobilität müsse in der Gesamtbilanz einen klaren Kostenvorteil bieten. „Eine Reduzierung des Ladestrompreises durch mehr Wettbewerb und Technologie, sowie durch eine Senkung von Steuern und Abgaben, ist von zentraler Bedeutung“

In einem VDA-Papier vom März hieß es, öffentliches Laden koste in der Regel zwischen 60 und 90 Cent je Kilowattstunde und damit zwei bis drei Mal mehr als beim privaten Laden daheim. Auch innerhalb des Angebots an öffentlichen Ladepunkten könne es eine enorme Preisdifferenz über die Orte, Anbieter und Tarife hinweg geben. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Verunsicherung in Österreichs Photovoltaikbranche



Quelle: Shutterstock / Thanit PKC

PHOTOVOLTAIK. Aufgrund mangelnder Investitionssicherheit liegt der Ausbau unter dem Plan, warnt PV-Austria-Präsident Herbert Paierl. Er fordert den raschen Beschluss zweier Elektrizitätsgesetze.

In Österreichs Photovoltaikbranche herrscht Verunsicherung, berichtete Herbert Paierl, der Präsident des Verbands Photovoltaic Austria (PV Austria), der Redaktion am Rande der Fachtagung „PV und Speicher“ am 4. November in Wien. Paierl zufolge mangelt es an Planungs- und Investitionssicherheit.

Dies sei der Grund, warum heuer voraussichtlich nur Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 1.500 MW installiert würden – deutlich weniger als jene 2.000 MW, die nötig wären, um den Strombedarf Österreichs ab 2030 vollständig mittels erneuerbarer Energien zu decken: „Wir werden also aufholen müssen.“ Dringend notwendig ist es laut Paierl daher, das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) und das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungs-Gesetz (EABG) rasch zu beschließen – zwei Normen, die sich seit Monaten in politischer Abstimmung befinden.

Dass Elisabeth Zehetner (Österreichische Volkspartei/ÖVP, konservativ), die für Energiepolitik zuständige Staatssekretärin im Wirtschaftsministerium, bei der Fachtagung einmal mehr versicherte, zumindest das EIWG werde noch heuer beschlossen, ist laut Paierl erfreulich: „Ich hoffe, dass es tatsächlich so kommt.“

Zwar habe PV Austria hinsichtlich mancher Details weiterhin Vorbehalte. Aber diese ließen sich bereinigen, erforderlichenfalls durch Novellen des Gesetzes in den kommenden Jahren. Grundsätzlich sei das Gesprächsklima mit Zehetner durchaus konstruktiv, betonte Paierl: „Natürlich haben wir immer wieder sachliche Differenzen. Aber die hatten wir mit der vormaligen Energieministerin Leonore Gewessler von den

Grünen auch.“

„Abenteuerliches“ Agieren

Nicht zuletzt erhofft sich Paieryl vom ElWG klare und mit Sanktionen versehene Vorgaben für die Verteilnetzbetreiber, was den Anschluss von Erzeugungsanlagen betrifft. Denn wie manche der Netzgesellschaften derzeit agierten, sei schlechthin „abenteuerlich“. So habe beispielsweise ein PV-Anlagen-Betreiber bereits im Sommer 2023 bei einem südösterreichischen Netzunternehmen einen Antrag auf Herstellung eines Netzanschlusses gestellt: „Bis heute hat er noch keinerlei Antwort bekommen. Das kann es einfach nicht sein.“

Sinnvoll wäre laut Paieryl eine generelle Bereinigung der zurzeit zwischen dem Bund und den neun Bundesländern zersplitterten energierechtlichen Kompetenzen: „Das Elektrizitätsrecht sollte ausschließlich auf der Bundesebene angesiedelt werden. Es gibt keinen Grund, das nicht zu tun, außer den Wunsch der Bundesländer, keine Kompetenzen zu verlieren. Aber das kann ja kein Argument sein.“

Von wegen „Riesengeschäft“

Für Aufregung in der PV-Branche sorgte in den vergangenen Tagen die Pleite der österreichischen Ableger der liechtensteinischen Sun-Contract-Gruppe. Nachdem die Liechtensteiner Muttergesellschaft ihre Zahlungsunfähigkeit erklärt hatte, beantragten auch ihre fünf Österreich-Töchter die Einleitung von Insolvenzverfahren bei den zuständigen Gerichten.

Wie der Kreditschutzverband von 1860 (KSV 1860) und der Alpenländische Kreditorenverband (ASV) berichteten, wurden am 3. November Konkursverfahren über die Sun Contracting Projekt GmbH, die Sun Contracting Austria, die Sun Contracting Engineering, die Sun Contracting Norica Plus sowie die Sun Contracting Solutions eröffnet, die alle ihren Sitz in Linz, der Landeshauptstadt Oberösterreichs, haben.

Laut dem ASV betragen die kumulierten Passiva der fünf Unternehmen rund 47,3 Millionen Euro, denen Aktiva von nur 16,7 Millionen Euro gegenüberstehen. Die Überschuldung beträgt somit etwa 30,6 Millionen Euro. Als Grund für die Pleite wurden dem KSV und dem ASV zufolge die „Turbulenzen auf dem PV-Markt“ genannt.

Paieryl konstatierte, er könne zu der Causa nicht Stellung nehmen. Klar sei aber, dass nicht nur die Sun Contracting mit wirtschaftlichen Herausforderungen zu kämpfen habe: „Jedem, der uns verdächtig, ein Riesengeschäft zu machen, kann ich nur sagen: Das ist nicht so.“ Umso wichtiger sei es daher, die Errichtung und den Betrieb von PV-Anlagen nicht noch weiter zu belasten: „Es hat keinen Sinn, einerseits bürokratische Hürden aufzubauen und andererseits Förderungen auszuschütten.“ // VON KLAUS FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / Supamotionstock.com

E-Autospeicher brauchen Rahmen für Netzentlastung

E-AUTOS. Bidirektionales Laden kann sich laut Agora Verkehrswende und Reiner-Lemoine-Institut finanziell lohnen und Netze entlasten. Eine neue Analyse zeigt offenen politischen Reformbedarf.

Die Nutzung von Elektroautos als Stromspeicher könnte sich künftig doppelt lohnen – für die Fahrzeughalter ebenso wie für das Energiesystem. Zu diesem Ergebnis kommt eine Analyse des Thinktanks Agora Verkehrswende und des Reiner-Lemoine-Instituts (RLI), die am 4. November online vorgestellt wurde. Die Studie zeigt, dass das sogenannte bidirektionale Laden – also das Rückspeisen von Strom aus der Fahrzeugbatterie in das Haus oder ins öffentliche Netz – erhebliche Kostenvorteile bringen kann.

Im Rahmen der Online-Veranstaltung stellten die RLI-Forscher Gombodshaw-Johann Boss und Julian Brendel die Ergebnisse vor. Neben Agora-Vertreterin Fanny Tausendteufel diskutierten Claas Bracklo (BMW), Marcus Fendt (The Mobility House) und Achim Zerres (Bundesnetzagentur) über die Voraussetzungen für eine breite Einführung der Technologie.

Laut den Berechnungen des RLI im Auftrag von Agora Verkehrswende können Nutzerinnen und Nutzer von Elektroautos im Jahr 2030 durch die Vermarktung gespeicherter Energie bis zu 500 Euro pro Jahr einnehmen. Die Erlöse ergeben sich, wenn Fahrzeuge bei niedrigen Strompreisen laden und bei höheren Preisen wieder einspeisen. Wird zusätzlich eine Photovoltaikanlage genutzt, können die Einsparungen noch größer ausfallen.

Netzentlastung ermöglichen

Agora-Direktor Christian Hochfeld betont, dass Elektrofahrzeuge durch bidirektionales Laden nicht nur den Stromkosten der Nutzer zugutekommen, sondern auch das Energiesystem entlasten. „Indem sie Strom aus ihrer Batterie ins Netz einspeisen, können sie schwankende Verfügbarkeiten von Wind- und Solarenergie ausgleichen und so die Netzstabilität erhöhen.“ Laut Hochfeld könnte der Strom für die jährliche Fahrleistung eines E-Autos im besten Fall vollständig über solche Erlöse gedeckt werden.

Das Papier beschreibt zugleich, welche politischen Schritte notwendig sind, um diese Potenziale zu heben.

Agora Verkehrswende empfiehlt, die Einspeisung ins öffentliche Netz (Vehicle-to-Grid) attraktiver zu gestalten. So könnten etwa flexible Netzanschlussvereinbarungen (Flexible Connection Agreements, FCA) es Netzbetreibern ermöglichen, Lade- und Entladevorgänge besser zu steuern. Im Gegenzug könnten reduzierte Netzentgelte für zwischengespeicherten Strom die Kosten der Fahrzeughalterinnen und -halter senken.

Smart Meter als Voraussetzung

Eine weitere Hürde liegt laut Studie im langsamen Ausbau sogenannter intelligenter Messsysteme (Smart Meter), die Voraussetzung für eine marktgerechte Steuerung sind. Auch fehlendes Wissen über die wirtschaftlichen Chancen und technischen Möglichkeiten hemmt derzeit die Nutzung bidirektionaler Anwendungen.

Fanny Tausendteufel, Projektleiterin bei Agora Verkehrswende, sieht in gezielten politischen Reformen den Schlüssel: „Um das Potenzial des bidirektionalen Ladens voll auszuschöpfen, braucht es ein Regelwerk, das tragfähige Geschäftsmodelle ermöglicht.“ Wer die Flexibilität seines E-Autos für das Stromsystem bereitstellt, sollte davon auch finanziell profitieren, fordert sie.



Bidirektionales Laden hat Herausforderungen auf dem Weg zur Marktreife -

Für Vollbild bitte auf die Grafik klicken

Quelle: RLI

Die Analyse wertet vorhandene wissenschaftliche Studien aus und kombiniert sie mit Interviews von Fachleuten aus Energiebranche und Forschung. Sie untersucht mögliche Erlöse in drei Anwendungsfällen bidirektionalen Ladens: für private Pkw ohne Photovoltaikanlage, für private Pkw mit Photovoltaikanlage sowie für gewerbliche Lkw-Flotten mit Photovoltaikanlage. Demnach könnten E-Pkw rund 150 bis 200 Euro jährlich erwirtschaften, Lkw im Depot mit PV etwa 1.000 Euro/Jahr.

Die **Analyse „Bidirektionales Laden. Wie es sich finanziell auszahlen kann, die Antriebsbatterien von Elektrofahrzeugen als Speicher für das Stromnetz einzusetzen.“** steht als PDF zum Download bereit.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Verbände mahnen klare Regeln für H2-Markt an



Quelle: Shutterstock / Alexander Kirch

WASSERSTOFF. Der H2-Marktindex zeigt: Der Ausbau der Infrastruktur schreitet voran, doch der Markt stagniert. Acht Verbände fordern von der Politik endlich verlässliche Rahmenbedingungen.

Der Wasserstoffmarkt in Deutschland entwickelt sich laut dem aktuellen H2-Marktdindex nur schleppend. Der Index, den acht Branchenverbände gemeinsam mit dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) erstellen, liegt für 2025 bei 41 von 100 Punkten (2024: 44 Punkte). Damit ist der Wert gegenüber dem Vorjahr um drei Punkte gefallen. Lediglich der Infrastrukturausbau konnte zulegen, während Innovationsumfeld, politischer Rahmen und Marktentwicklung rückläufig bewertet wurden.

Rund 70 Prozent der befragten Marktakteure rechnen langfristig mit einem breiten Einsatz von klimaneutral erzeugtem Wasserstoff. Als wichtigste Treiber sehen sie die politischen Zielsetzungen, Investitionssicherheit und Förderprogramme. Gleichzeitig hemmen jedoch hohe Investitionskosten, Risiken und die geringe Verfügbarkeit von Wasserstoff den Hochlauf.

Der Infrastrukturindex stieg von 31 auf 35 Punkte. Nach Einschätzung des EWI trug die Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes durch die Bundesnetzagentur im Oktober 2024 zu diesem Anstieg bei. Dennoch bleiben laut den Autoren Unsicherheiten, da Vorgaben für Verteilnetze und Speicher noch fehlen. Auch die Importinfrastruktur entwickelt sich nur langsam.

Details zum H2-Marktdindex

Der H2-Marktdindex wird seit 2022 jährlich erhoben. Er misst, wie Fachleute den Fortschritt des deutschen Wasserstoffmarktes einschätzen. Ziel ist es, Chancen, Hemmnisse und Entwicklungen im Markthochlauf sichtbar zu machen. Der Index umfasst vier Themenfelder:

- Innovationsumfeld
- politisch-regulatorischer Rahmen
- Infrastrukturausbau
- Marktentwicklung

Das Punktesystem reicht von 0 bis 100: Ein hoher Wert steht für eine positive Marktwahrnehmung und stabile Entwicklung, ein niedriger Wert zeigt strukturelle Hemmnisse oder Stillstand an. Werte um 50 gelten als neutral. Der aktuelle Index von 41 Punkten weist somit auf ein verhaltenes Stimmungsbild in der Branche hin.

Initiiert wurde die Erhebung vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) im Auftrag von acht Verbänden: AGFW, DVGW, H2Global Stiftung, VDA, VCI, VIK, VDMA und VKU. Grundlage ist eine Online-Befragung unter Akteuren der Wasserstoffwirtschaft.

Beim politisch-regulatorischen Rahmen verschlechterte sich die Bewertung auf 38 Punkte (41 Punkte). Die Befragten bemängelten vor allem die komplexen EU-Vorgaben und fehlende Abstimmung zwischen nationalen und europäischen Regelungen. 61 Prozent der Teilnehmenden fordern, dass auch kohlenstoffarmer Wasserstoff stärker berücksichtigt werden soll. Die Förderlandschaft bewerteten sie weiter als unzureichend.

Der Teilindex zur Marktentwicklung fiel auf 37 Punkte (45 Punkte). Laut den Verbänden verhindern hohe Strompreise, unklare Vorschriften und fehlende Abnahmegarantien tragfähige Geschäftsmodelle. Viele Akteure hoffen auf neue politische Signale, um Investitionen auszulösen.

Stimmen der Verbände

Die beteiligten Verbände betonen übereinstimmend die Schlüsselrolle von Wasserstoff, setzen aber

unterschiedliche Schwerpunkte beim Markthochlauf.

Werner Lutsch, Geschäftsführer des Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK (AGFW), hebt die Bedeutung von grünem Wasserstoff für die Fernwärme hervor: „Mit hocheffizienter KWK sichern wir die Strom- und Wärmeversorgung in den Städten. Damit diese Anlagen klimaneutral arbeiten, brauchen wir Wasserstoff als Energieträger.“

Auch Gerald Linke, Vorstandschef des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW), verweist auf den Forschungsbedarf. Sein Verband wolle die Grundlagenforschung zu Verfahren wie der Pyrolyse, also der CO₂-freien Aufspaltung von Methan in Wasserstoff und festen Kohlenstoff, ausbauen. „Deutschland muss seine Rolle als Entwickler innovativer Technologien behaupten“, so Linke.

Markus Exenberger, Vorstand der H2Global Stiftung, fordert hingegen klare Regeln und wirksame Förderinstrumente: „Nur mit verlässlichen Rahmenbedingungen und Programmen wie H2Global lassen sich Risiken abfedern und Skalierungseffekte erzielen.“ Auch Andreas Rade: „Der Ausbau der Wasserstoff-Infrastruktur kommt nicht schnell genug voran.“ Laut dem Geschäftsführer des Verbands der Automobilindustrie (VDA) gefährde dies die Klimaziele und die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie.

Ingbert Liebing, Hauptgeschäftsführer des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU), mahnt zudem an, den Netzausbau fair zu gestalten: „Ohne klare Regeln für Wasserstoffverteilnetze droht eine Spaltung zwischen großen Industriekunden und Mittelstand.“ // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Brancheninitiative fordert Einspeise-Perspektive in Gasnetz



Quelle: Katia Meyer-Tien

BIOGAS. Sieben Biogasunternehmen fordern in einer Branchenempfehlung von der Politik klare Regeln für den Netzanschluss. Die bisherige Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) endet zum 31. Dezember.

Sieben Biogasunternehmen haben eine gemeinsame Branchenempfehlung an Bundestag, Länder und Verbände versendet, teilten sie am 4. November mit. Die Firmen Balance Erneuerbare Energien, die DAH-Gruppe, Biogeen, Loick, Nexogas, Envitec Biogas und Verbio sehen die derzeitige Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) als zentrale Voraussetzung für die wirtschaftliche Nutzung von Biogas. Die Empfehlung greift eine frühere Initiative vom Juli 2025 auf und fordert eine rechtssichere Fortführung der bestehenden Netzanschlussregelungen.

Der Hintergrund: Die bisherige Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) endet zum 31. Dezember dieses Jahres, die Umsetzung des europäischen Gasbinnenmarktpakets verlangt nach einem neuen nationalen Handlungsrahmen.

Ein wesentlicher Punkt der Branchenempfehlung lautet, die bislang in § 33 GasNZV festgeschriebene Netzanschlusspflicht und das Verfahren zum Netzanschluss unverändert in verbindlichen Regelungen zu übernehmen. Mit rund 300 Anlagen und einer installierten Leistung von 800 MW erzeugen die Unterzeichner jährlich rund 8 Milliarden kWh Biogas. Diese Beiträge seien gefährdet, wenn die GasNZV auslaufe, das novellierte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und die Umsetzung der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie keine verlässliche Nachfolgeregelung bieten.

Kostenteilung beibehalten

Sie betonen die Bedeutung der klar geregelten Kostenteilung zwischen Netz- und Anlagenbetreibern und schlagen vor, die Beteiligung der Betreiber auf einen festen Betrag – etwa 250.000 Euro für den ersten Leitungskilometer – zu begrenzen. Ab einer Leitungslänge von mehr als einem Kilometer sollen die zusätzlichen Kosten weiterhin im Verhältnis 75 zu 25 zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber aufgeteilt werden.

Die Errichtung des Netzanschlusses muss nach den Vorstellungen der Unternehmen verlässlich, schnell und kosteneffizient erfolgen. Mit der Netzanschlusszusage sollte der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber eine verbindliche Aufstellung der Kosten mit Realisierungsfahrplan überreichen, zu welchen der Netzbetreiber den Netzanschluss errichten würde. Dem Anlagenbetreiber soll daraufhin eine befristete Option eingeräumt werden, in welcher er erklären muss, ob er die Planung und Errichtung der Einspeiseanlage übernehmen will.

Darüber hinaus empfehlen die Initiatoren, Verfahren und Genehmigungen zu vereinfachen, verbindliche Realisierungsfahrpläne festzuschreiben und den Betreibern optional die Eigenerrichtung von Einspeiseanlagen zu ermöglichen. Diese sollen anschließend vom Netzbetreiber übernommen werden. Damit sollen Bauzeiten verkürzt und Investitionen kalkulierbarer werden.

Anpassung der technischen Standards

Ein weiterer Schwerpunkt betrifft die regulatorischen Anforderungen an solche Einspeiseanlagen. Nach französischem und italienischem Vorbild schlagen die Unternehmen vor, technische Vorgaben auf die spezifischen Bedingungen von Biogasanlagen anzupassen. Kooperationen zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern könnten die Anschlusskosten deutlich senken.

Die Branche fordert zudem eine regelmäßige Überprüfung der Netzanschlussregelungen im Hinblick auf die EU-Ziele zur Defossilisierung des Gasmarktes und zur Förderung nachhaltiger Gase.

Die **Branchenempfehlung** ist online verfügbar, unter anderem auf der Webseite von Envitec Biogas.

// VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Mangel an Planungssicherheit bremst Industrie



Quelle: Shutterstock

STUDIEN. Fehlende Planungssicherheit und Regulierungsvorgaben behindern die Transformation in eine klimaneutrale Wirtschaft, sagt eine Studie der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft.

Fehlende Planungssicherheit bei Infrastrukturprojekten und der Energieversorgung sowie regulatorische Vorgaben hemmen die bayerische Industrie bei der Transformation zur Klimaneutralität. Zu diesem Ergebnis kommt die Studie „CO₂-Verminderungskosten für die bayerische Industrie im Trendszenario“, die die Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (VBW) bei der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FFE) in Auftrag gegeben hatte.

Im Mittelpunkt steht die Frage, welche Technologien Unternehmen einsetzen müssen, um CO₂-Emissionen zu senken, und welche finanziellen Belastungen sich daraus ergeben. Die FFE hat dafür verschiedene Szenarien modelliert, die von unterschiedlichen Energiepreisen, regulatorischen Anforderungen und Innovationsgeschwindigkeiten ausgehen. Dabei zeigt sich: Der Weg zur klimaneutralen Industrie bleibt teuer – vor allem, solange Strompreise hoch und Netzinfrastrukturen unzureichend ausgebaut sind.

Nach Einschätzung der VBW bremst insbesondere der Mangel an Planungssicherheit viele Unternehmen aus. Unsichere politische Zielvorgaben, langsame Genehmigungsverfahren und unklare Förderbedingungen erschweren Investitionsentscheidungen. „Die Transformation der Industrie hin zur Klimaneutralität unter Wahrung ihrer Wettbewerbsfähigkeit zählt zu den größten Herausforderungen der kommenden Jahrzehnte“, sagte VBW-Hauptgeschäftsführer Bertram Brossardt. „Ambitionierte Zielpfade geben die notwendige Richtung vor – gleichzeitig müssen sie sich an der Realität bestehender Märkte, Infrastrukturen und Technologien messen lassen.“

Die Studie definiert sogenannte CO₂-Verminderungskosten, also den wirtschaftlichen Aufwand, der notwendig ist, um mit alternativen Verfahren Emissionen zu vermeiden. Besonders bei industriellen Hochtemperaturprozessen oder in der Grundstoffindustrie – etwa Stahl, Chemie oder Zement – liegen diese Kosten noch weit über den heutigen Produktionsbedingungen.

Eine vollständige Klimaneutralität der bayerischen Industrie sei dabei mit Mehrkosten verbunden, heißt es weiter. „Erfreulich ist dabei, dass 90 Prozent des gesamten CO₂-Verminderungspotenzials mit 45 Prozent dieser Mehrkosten erreicht werden können“, sagt Brossardt. Investitionen in Effizienzsteigerungen und Elektrifizierung seien grundsätzlich wirtschaftlich sinnvoll. Sie böten schon heute betriebswirtschaftliche Vorteile, da sie Energiekosten senken und die Wettbewerbsfähigkeit stärken.

Laut FFE sind Effizienzmaßnahmen und Elektrifizierung kurzfristig die kosteneffizientesten Hebel. Dagegen erfordern Technologien wie Wasserstoffnutzung, CO₂-Abscheidung (CCS) oder synthetische Energieträger hohe Anfangsinvestitionen und langfristige Planungssicherheit. Die Forscher betonen, dass sich diese Technologien erst dann wirtschaftlich darstellen ließen, wenn Infrastruktur, Energiepreise und Förderung aufeinander abgestimmt sind.

Nach Einschätzung der VBW sei vor allem die unzureichende Energieinfrastruktur ein Risiko für die Transformation. Unternehmen müssten heute Entscheidungen über Investitionen treffen, deren Wirtschaftlichkeit stark von künftigen Energiepreisen und Regulierungen abhängt – Faktoren, die derzeit kaum vorhersehbar sind.

„Die Ergebnisse der Studie zeigen klar, dass der Weg zur Klimaneutralität kein Selbstläufer ist“, sagt Brossardt. Die bayerische Industrie könne ihren Beitrag leisten, wenn Wirtschaftlichkeit und Klimaschutz zusammen gedacht werden. Dafür sei entscheidend, dass Politik, Energieversorger und Unternehmen gemeinsam handeln und Investitionen in Zukunftstechnologien erleichtern. // VON STEFAN SAGMEISTER

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(17413706fd4997a1a4bdf85c6864eee1_img.jpg\)](#) [!\[\]\(f419710cbe076aa30a9c6c031b5cbe84_img.jpg\)](#) [!\[\]\(2726020a4107bdc9042b257034f90eb3_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Shutterstock / AB Visual Arts

EU fördert 61 Netto-Null-Projekte

EUROPA. Klimaschonende Technik soll in Europa schneller wachsen: 61 Projekte für Netto-Null-Technologien erhalten 2,9 Milliarden Euro aus dem Innovationsfonds der EU.

Die Europäische Kommission stellt 2,9 Milliarden Euro bereit, um 61 Projekte für „Netto-Null-Technologien“ in ganz Europa zu fördern. Das Geld stammt aus dem EU-Innovationsfonds. Dieser Topf speist sich aus den Einnahmen des EU-Emissionshandelssystems (EU ETS). Ziel der Förderung sei es, Europas technologische Rolle zu stärken und den Ausbau innovativer Lösungen zur Dekarbonisierung zu beschleunigen, heißt es aus Brüssel.

Die geförderten Projekte stammen aus 19 Industriesektoren und 18 Ländern. Sie reichen von Energieerzeugung über Speicherlösungen bis hin zu emissionsarmer Mobilität und Gebäudetechnik. Nach Angaben der EU-Kommission sollen die Projekte in den ersten zehn Betriebsjahren rund 221 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente einsparen – das entspricht etwa den jährlichen Emissionen von knapp zehn Millionen europäischen Pkw mit Verbrennungsmotor.

Laut der EU-Kommission bewerteten unabhängige Fachleute die Projekte nach Innovationsgrad, Reife und Kosteneffizienz. Auch die Replizierbarkeit der Projekte und ihr Einsparpotenzial bei Treibhausgasen spielten eine Rolle. Das Interesse war groß, wie es aus Brüssel heißt: Insgesamt gingen 359 Anträge ein, die zusammen 21,7 Milliarden Euro an Fördergeldern beantragten – mehr als das Neunfache des verfügbaren Budgets von 2,4 Milliarden Euro.

Nun bereiten die 61 erfolgreichen Projektträger gemeinsam mit der Europäischen Exekutivagentur für Klima, Infrastruktur und Umwelt – kurz „CINEA“ – die Förderverträge vor. Dabei legen sie Budget, Zeitplan, technische Inhalte und rechtliche Verpflichtungen fest. Die Kommission will die Zuschüsse in der ersten Hälfte des Jahres 2026 endgültig bestätigen.

40 Milliarden Euro aus dem ETS

Die EU-Kommission kalkuliert beim Innovationsfonds mit Einnahmen von rund 40 Milliarden Euro aus dem Emissionshandelssystem. Mit diesem Kapital will die EU die Investitionen in klimafreundliche Technologien stemmen, um den Kurs zur Klimaneutralität bis 2050 zu halten. Bereits heute umfasst das Portfolio des

Fonds laut der Kommission mehr als 270 Projekte mit einem Gesamtfördervolumen von 15,6 Milliarden Euro.

Parallel zur aktuellen Förderrunde für Netto-Null-Technologien organisierte die Kommission 2024 erstmals einen Aufruf zur Batteriezellenfertigung für Elektrofahrzeuge sowie die zweite Auktion für erneuerbaren Wasserstoff im Rahmen der Europäischen Wasserstoffbank. Beide Programme sollen noch vor Jahresende in Förderverträge münden, wie die Kommission verspricht.

Bereits jetzt arbeitet die EU-Kommission am nächsten Aufruf des Innovationsfonds. Den Start plant sie für Anfang Dezember 2025 ein. Damit will Brüssel den Investitionspfad in Richtung Netto-Null-Wirtschaft weiter festigen und die Dynamik des europäischen Technologiewandels sichern. // VON DAVINA SPOHN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Europäische Armeen sollen mit E-Fuel-Ausrüstung kämpfen



Quelle: Fotolia

WASSERSTOFF. Der Rüstungskonzern Rheinmetall hat ein neues Konzept vorgestellt, das die eigenständige Synthetisierung von E-Fuels durch europäische Armeen vorsieht.

Ziel des von Rheinmetall entwickelten Projekts „Giga PtX“ ist ein europaweites Netzwerk von mehreren Hundert modularer E-Fuel-Produktionsanlagen, das gemeinsam mit Partnerunternehmen aufgebaut werden soll. Damit sollen europäische Streitkräfte in die Lage versetzt werden, benötigten Kraftstoff dezentral und unabhängig von globalen Lieferketten fossiler Energieträger selbst zu produzieren. Neben der Energieautarkie und einer größeren Resilienz der Streitkräfte werde damit zugleich ein Beitrag zur Stabilität der kritischen Energieinfrastruktur geleistet, heißt es in einer Mitteilung von Rheinmetall.

„Kriegstüchtigkeit erfordert eine resiliente Energieinfrastruktur. Die Aufrechterhaltung von Lieferketten für fossilen Kraftstoff wird für die europäischen Staaten im Verteidigungsfall herausfordernd sein. Mit den Giga-PtX-Anlagen setzen Rheinmetall und seine Partner ein starkes Signal für die industrielle Transformation, den Klimaschutz sowie die sicherheitspolitische Resilienz Europas“, erklärte Armin Papperger, Vorstandsvorsitzender der Rheinmetall AG. Erste Anlagen könnten kurzfristig realisiert werden, sobald der politische und regulatorische Rahmenbedingungen festgelegt ist.

Zu einer umgehenden Bereitstellung der Anlagentechnik trägt nach der Feststellung von Rheinmetall „eine Allianz von deutschen Industriegrößen und führenden Cleantech-Unternehmen“ bei. „Wir haben genau die Partner, die wir brauchen. Wir sind bereit und können sofort loslegen. Wir stehen sprichwörtlich Gewähr bei Fuß“, versprach Birgit Görtler, Vice President Sales Hydrogen bei Rheinmetall.

Die Rollen von Sunfire und anderen Partnern

Als Mitglied des Konsortiums wird Sunfire genannt. Die Druck-Alkali-Elektrolyseure des Unternehmens gelten als unverzichtbarer Bestandteil der E-Fuel-Produktionsanlagen, um grünen Wasserstoff zuverlässig bereitzustellen. Das Portfolio von Sunfire umfasst zudem die SOEC-Technologie. Durch die Nutzung von Abwärme in Form von Dampf erzielen Anlagen eine deutlich höhere Umwandlungseffizienz. Bei gleichem Strombedarf lässt sich so wesentlich mehr Wasserstoff und in der Folge Kraftstoff produzieren.

Um den für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen neben Wasserstoff notwendigen Bedarf an Kohlendioxid zu sichern, tritt das nordrhein-westfälische Start-up Greenlyte dem Konsortium bei. Über seine modulare Technologie zur Produktion grüner Rohstoffe kann Greenlyte Kohlenstoff direkt aus der

Umgebungsluft abscheiden. Damit werde ein von bestehender Infrastruktur entkoppelter und flexibler Betrieb der Anlagen ermöglicht, was zur Unabhängigkeit bei der Standortwahl führe.

Neben den neuen Partnern spiele auch der langjährige Kooperationspartner Ineratec eine zentrale Rolle im Konsortium, so Rheinmetall weiter. Ineratec verantworte das Herzstück der Anlage: die Reverse-Water-Gas-Shift- (RWGS) und Fischer-Tropsch-Prozesse. Mit diesen Verfahren werden Wasserstoff und Kohlendioxid in synthetische Kraftstoffe umgewandelt.

Ineratec hatte vor kurzem Europas größte Power-to-Liquid(PtL)-Anlage in Frankfurt am Main in Betrieb genommen. Dort sollen jährlich bis zu 2.500 Tonnen nachhaltiger Kraftstoff produziert werden, was bei Rheinmetall als Beweis für die führende Expertise im Bereich der Power-to-X-Technologien gesehen wird.

Rheinmetall bietet die Rolle des Generalunternehmers (GU) des Projekts an und wird neben der Systemintegration auch Konzeption, Bau sowie Wartung und Betrieb der Anlagen verantworten.

// VON HANS-WILLY BEIN

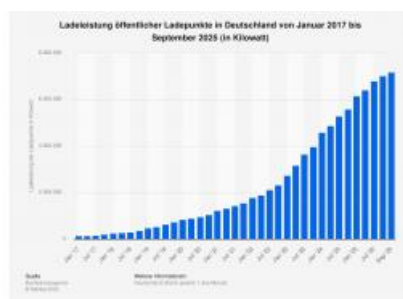
[^ Zum Inhalt](#)

Ladeleistung öffentlicher Ladepunkte bis September 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 bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Die gesamte Leistung aller in Deutschland in Betrieb befindlichen öffentlichen Ladesäulen lag im September 2025 bei rund 7.200 MW, wie die Bundesnetzagentur mitteilt. Bei der Ladeleistung handelt es sich um die Nennleistung der Ladeeinrichtungen und nicht um die kumulierte Leistung der einzelnen Ladepunkte. Die genannten Werte beschreiben also die insgesamt bundesweit gleichzeitig nutzbare Leistung der Ladepunkte. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Mainova

Mainova will Mieterstrom ausbauen

PHOTOVOLTAIK. Die Mainova und der Wohnkonzern ABG Frankfurt Holding wollen ihre Zusammenarbeit beim Ausbau von Mieterstromanlagen ausweiten.

Die ABG Frankfurt Holding, der kommunale Immobilienkonzern der Stadt Frankfurt am Main mit rund 55.000 Wohnungen, und der örtliche Energieversorger Mainova haben einen Letter of Intent unterzeichnet. Das teilte die Mainova mit.

Die Absichtserklärung sieht vor, in den kommenden zehn bis 15 Jahren Solaranlagen mit einer Leistung von 30 MW auf ABG-Gebäuden zu errichten. Bislang liegt die Leistung bei gemeinsamen Projekten bei 10 MW.

Um das Ziel bis 2040 zu erreichen, plant Mainova pro Jahr 1,5 bis 2 MW auf Dächern der ABG zuzubauen. Im vergangenen Jahr wurden 2,2 MW errichtet, 2025 sollen es rund 2,6 MW auf rund 120 Liegenschaften werden, heißt es weiter. Für 2026 sind weitere Projekte bereits in der Pipeline.

Ein Großprojekt entsteht zudem im neuen Quartier „Hilgenfeld“, wo ab 2027 eine Mieterstromanlage mit 2,5 MW Leistung gebaut wird. Diese soll dann rund 860 Wohnungen und Gewerbeeinheiten mit Ökostrom versorgen.

Frankfurts Oberbürgermeister Mike Josef (SPD) bezeichnet die Kooperation als beispielhaft: „Die erfolgreiche Zusammenarbeit unserer Mainova und unserer ABG Frankfurt Holding setzt bundesweit Maßstäbe für die Energiewende im urbanen Raum – insbesondere beim Mieterstrom“, sagte er. Durch die Nutzung nahezu aller geeigneten Dachflächen wolle die Stadt ihre Klimaziele schneller erreichen.

Bereits heute betreibt Mainova mehr als 650 Mieterstromanlagen in Frankfurt. Über 5.000 Haushalte beziehen Strom aus diesen lokalen Anlagen. „Die Gesamtleistung für alle aktuell über 650 Mainova-Mieterstromobjekte in Frankfurt summiert sich Ende Oktober 2025 auf über 12 MW“, so das Unternehmen.

Die Mainova arbeitet dabei auch mit anderen Wohnungsgesellschaften in diesem Segment zusammen. Dabei pachtet das Unternehmen die Dachflächen und bietet ein Komplett-Paket von der Finanzierung über Installation und Anlagenbetrieb bis hin zur Abrechnung. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

EnviaM und Mitgas senken die Preise für Strom und Gas



Quelle: Pixabay / Stefan Schweihöfer

VERTRIEB. In weiten Teilen Ostdeutschlands müssen die Menschen im kommenden Jahr weniger für Strom und Gas ausgeben. Die Schwesterunternehmen EnviaM und Mitgas senken ihre Preise.

Die zur „enviaM-Gruppe“ gehörenden Versorger verlangen nach Silvester weniger für Strom und Erdgas. EnviaM (Strom) und Mitgas (Erdgas) geben die sinkenden Netzentgelte weiter und lassen die Kundschaft auch am günstigeren Einkauf der Energie(träger) teilhaben.

Laut einer Mitteilung der Envia-Gruppe mit Sitz in Chemnitz dürften Abnehmer von Strom und Gas durchaus auf eine Ersparnis im niedrigen dreistelligen Euro-Bereich hoffen. So macht EnviaM die kWh in der Grundversorgung für Privathaushalte um 5,97 Cent günstiger und berechnet nun brutto 31,94 Cent. Bei Gewerbekunden liegt die Differenz bei 5,56 Cent und der neue Preis bei 30,21 Cent. Hier bleibe der Grundpreis unverändert, Privatkunden zahlen im Monat mit 14 Euro dagegen 1,91 Euro mehr als bisher.

Die Ersparnis im Strombereich gibt EnviaM mit 96 Euro (oder 11 %) für Privatkunden an, die 2.000 kWh im Jahr verbrauchen. Gewerbebetriebe sollen sich 333 Euro günstiger stellen. Die Vergünstigung betrifft rund 650.000 Stromkunden in Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen.

Im regional ähnlich strukturierten Erdgasnetz von Mitgas profitieren ungefähr 50.000 Privat- und Gewerbekunden von den Änderungen. Auch hier steigt der Grundpreis bei privaten Gasanschlüssen in der Grundversorgung um 2,73 Euro auf monatlich 9,42 Euro. Pro verbrauchter kWh Gas senkt Mitgas den Betrag aber um 1,07 Cent auf dann 13,07 Cent.

Die Grundpreise für Kunden mit Sondertarifen fasst Mitgas dagegen nicht an. Somit kommt auf Nutzende des „Classic-Pakets“ mit jährlich 18.000 kWh eine um rund 193 Euro (8 %) niedrigere Forderung zu.

Darüber hinaus verfügt EnviaM über etwa 50.000 Kunden, die mit Strom heizen. Hier sinken die Tarife für Wärmepumpenenergie um 4,08 Cent auf 25,49 Cent je kWh. Strom für Wärmespeicher kostet künftig im Niedrigtarif 25,39 Cent je kWh und im Hochtarif 33,58 Cent. Das ist jeweils ein Rückgang um 3,53 Cent. Dafür schlägt das Unternehmen 1,91 Euro beim monatlichen Grundpreis auf, der nun bei 15,49 Euro liegt.

Unter dem Strich soll der Wärmestrom über das Jahr gesehen weniger kosten. Die Entlastung für Kunden mit Wärmepumpen soll bei 222 Euro liegen (minus 11 Prozent), für jene mit Wärmespeichern bei 201 Euro (minus 8 Prozent). // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Münsterland-Stadtwerke haben ab sofort denselben Chef



Quelle: Joachim Wendler / Fotolia

FUSION. Die Stadtwerke Rhede verschmelzen nun endgültig mit dem Versorger aus dem benachbarten Bocholt. Seit Anfang November zeigt sich dies auch auf Geschäftsführungsebene.

Im Westmünsterland nimmt die Fusion zweier Versorger konkrete Formen an. Die verschmelzenden Stadtwerke aus Rhede und Bocholt verfügen seit Anfang November nur noch über einen verantwortlichen Geschäftsführer.

Der 2024 gestartete Prozess ist damit in die finale Phase eingetreten. Im Verbund der Stadtwerke Bocholt Holding hat der Rheder Versorger seinen Platz gefunden. Geschäftsführer für beide Stadtwerke ist seit dem 1. November der langjährige Chef der Stadtwerke Bocholt, Jürgen Elmer.

Die bisherigen Verantwortlichen in Rhede, Marcel Radmacher und Markus Frenk, rücken auf Stellvertreter-Positionen. Hinzu kommen insgesamt drei Prokuristen, sodass die erweiterte Geschäftsführung aus einem Sextett besteht.

Von dem Gemeinschaftsunternehmen versprechen die Beteiligten sich, die regionale Energie- und Wasserversorgung zukunftssicher aufzustellen und Synergien in den Bereichen Technik, Verwaltung und Service zu schaffen. Aktuell sind die zusammenwachsenden Unternehmen damit beschäftigt, ihre Systeme, Prozesse und Organisationsstruktur aufeinander abzustimmen.

Ein Aspekt bei der Fusion bleibt noch offen. Laut Mitteilung müssen Rhede und Bocholt noch einen neuen Namen für das gemeinsame Unternehmen finden. Für die Kundschaft sollen die Veränderungen kaum spürbar sein: Verträge, Tarife und Vereinbarungen bleiben unangetastet, auch das Kundencenter der Stadtwerke Rhede sowie das Hallen- und Freibad Rhede bleiben bestehen.



Das Vorstandsteam des vereinigten Versorgers für Bocholt und Rhede besteht aus dem Geschäftsführer Jürgen Elmer (Mitte) und den Stellvertretern Marcel Radmacher (l.) und Markus Frenk

Quelle: Stadtwerke Rhede GmbH

// VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Neuer Geschäftsführer der Zwickauer ZEV kommt aus Thüringen



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

PERSONALIE. Führungswechsel in Sachsen: Die Zwickauer Energieversorgung GmbH hat die Nachfolge für den zum Jahresende 2025 ausscheidenden kaufmännischen Geschäftsführer geregelt.

Ein sächsischer Versorger ist in Thüringen fündig geworden. Die Zwickauer Energieversorgung GmbH (ZEV) geht mit Steffen Tostlebe (38) als kaufmännischem Geschäftsführer in das Jahr 2026. Das hat die Kommune, mit gut 50 Prozent Mehrheitseignerin der ZEV, bekanntgegeben.

Steffen Tostlebe legt für den Wechsel seine bisherigen Funktionen als Chef der Stadtwerke Eisenberg Energie GmbH (SWEE) und der Bäder- und Beteiligungsverwaltung Eisenberg GmbH (BBV) nieder. Die SWEE versorgt etwa 8.000 Strom- und 2.500 Gaskunden in der thüringischen Kommune und deren Umland.

In Zwickau war eine personelle Entscheidung zu treffen, weil der auf drei Jahre befristete Vertrag mit Dominik Wirth ausläuft. Bereits Ende 2024 hatten sich Kommune und kaufmännischer Geschäftsführer entschlossen, den Kontrakt nicht zu verlängern. Seit März 2025 lief in Zwickau ein Auswahlverfahren für die

Nachfolge.

Der Wirtschaftsingenieur Steffen Tostlebe komplettiert somit ab Januar das Führungs-Team in Zwickau. Er rückt an die Seite des technischen Geschäftsführers Andre Hentschel, der diesen Posten seit 2013 bekleidet. Tostlebe will den Versorger laut Mitteilung als innovatives, nachhaltiges und verlässliches Unternehmen stärken.

Neben der Kommune sind die Enviam Chemnitz (27 Prozent) und die Thüga (rund 23 Prozent) an der ZEV beteiligt, die nach eigenen Angaben mehr als 53.000 Stromkunden sowie über 9.000 Gas- und 1.000 Wärmeabnehmer hat.

Im thüringischen Eisenberg hat unterdessen eine Neuordnung der städtischen Gesellschaften gegriffen. Mit dem Ausscheiden Tostlebes verschmelzen die BBV und die Bioheizkraftwerk Eisenberg GmbH zur Eisenberger Bädergesellschaft (EBG). Zum EBG-Chef und zum Geschäftsführer der Stadtwerke Eisenberg Energie wird Michael Timm-Piske.

Timm-Piske war bisher Geschäftsführer der Netzgesellschaft Eisenberg mbH. Diese Aufgabe übernimmt künftig Mario Cebulski. Er war bislang technischer Leiter der Netzgesellschaft.



Steffen Tostlebe wechselt von Eisenberg in Thüringen zur Zwickauer Energieversorgung GmbH
Quelle: Stadt Zwickau

// VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Dortmunder Netz mit neuem Geschäftsführer



Quelle: Shutterstock / megaflopp

PERSONALIE. Dennis Unger ist neuer Geschäftsführer der Dortmunder Netz GmbH (Donetz). Er kommt aus dem Unternehmen.

Dr. Dennis Unger übernimmt die Position des Geschäftsführers von Jens Viefhues bei der Dortmunder Netz GmbH (Donetz) mit Sitz in Dortmund. Der 40-Jährige bildet künftig gemeinsam mit Dr. Jens Kanacher die Doppelspitze des Unternehmens. In seiner neuen Funktion ist Unger insbesondere für die Netzführung sowie den Betrieb der Strom-, Gas- und Wassernetze in Dortmund verantwortlich, heißt es in einer Mitteilung des Unternehmens.

Donetz setzt damit auf eine interne Lösung. Der gebürtige Lüner ist Elektroingenieur und begann seine berufliche Laufbahn beim Übertragungsnetzbetreiber Amprion im Bereich Asset Management. Im Jahr 2020 wechselte er zur Dortmunder Energie- und Wasserversorgung (DEW21), wo er vier Jahre lang das Asset Management leitete. Seit Anfang 2024 verantwortet er bei Donetz den Bereich Planung, Projektierung und Bau.

Sein Vorgänger Jens Viefhues war seit Juli 2023 Geschäftsführer der Dortmunder Netz GmbH. Offizielle Gründe für sein Ausscheiden gab das Unternehmen nicht an.



Dr. Dennis Unger

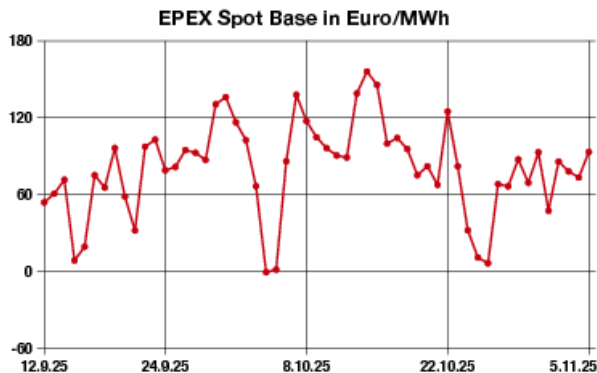
Quelle: Donetz

// VON STEFAN SAGMEISTER

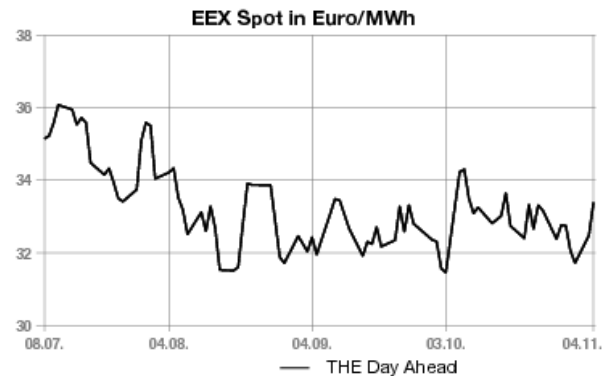
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Sinkende Erneuerbaren-Einspeisung stützt Spotmarkt



Quelle: E&M

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

Überwiegend fester haben sich die Energiemärkte am Dienstag präsentiert. Strom, Gas und CO₂ zeigten Aufwärtsbewegungen. Am Strom-Spotmarkt stützte die Erwartung einer deutlich sinkenden Einspeiseleistung der Erneuerbaren die Notierungen. Die CO₂-Zertifikate setzten ihren Aufwärtstrend fort, am Gasmarkt blieb die Stimmung trotz festerer Preise unterdessen verhalten – moderate Nachfrage und das LNG-Angebot begrenzen das Aufwärtspotenzial. Auf der anderen Seite zeigen die Speicherstände, dass Europa weniger Puffer als im Vorjahr in die Heizsaison mitnimmt.

Strom: Größtenteils fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag präsentiert. Der Day-Ahead gewann im Base 20 auf 93,75 Euro/MWh und im Peak 7,10 auf 99,50 Euro/MWh. An der Börse kostete der Day-Ahead in der Grundlast 93,43 Euro und in der Spitzenlast 99,06 Euro.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Mittwoch mit 23,9 Gigawatt geringer ausfallen als noch am Dienstag, für den 29,6 GW erwartet wurden. Für Donnerstag und Freitag wird noch einmal ein kräftiger Rückgang in Aussicht gestellt. Sehr gering sind die Aussichten für die Einspeiseleistung am Samstag und Sonntag mit jeweils weniger als 5 GW.

Das US-Wettermodell sieht bis etwa zum 11. November eine unterdurchschnittliche Windstrom-Produktion. Bis etwa zum gleichen Zeitpunkt dürften die Temperaturen im überdurchschnittlichen Bereich liegen.

Am langen Ende gewann das Cal 26 bis zum frühen Dienstagnachmittag 1,24 auf 89,75 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Dienstag weiter zugelegt. Der Dec 25 gewann bis gegen 14 Uhr 0,38 auf 81,58 Euro/Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 18,4 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 82,04 Euro, das Tief bei 81,06 Euro.

Laut den Analysten der *Commerzbank* haben sich die Preise im EU-Emissionshandel seit Mitte September relativ fest gezeigt und konnten sich von den schwächeren Gasnotierungen abkoppeln. Diese Entwicklung wirkte sich auch auf die Zusammensetzung der europäischen Stromerzeugung aus. Nach Daten des Fraunhofer ISE lag die gasbasierte Stromproduktion im Oktober rund 17 Prozent über dem Vorjahreswert

und erreichte einen Anteil von 16,6 Prozent an der öffentlichen Nettostromerzeugung (Oktober 2024: 12,5 Prozent). Dagegen fiel der Beitrag der Kohlekraftwerke zweistellig und markierte ein neues Rekordtief für den Monat.

Erdgas: Fester haben sich die europäischen Gaspreise am Dienstag gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14 Uhr 0,350 auf 32,20 Euro/MWh. Am deutschen THE legte der Day-Ahead um 0,745 auf 32,990 Euro/MWh.

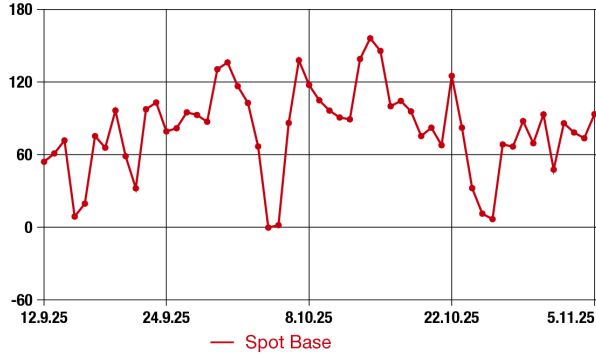
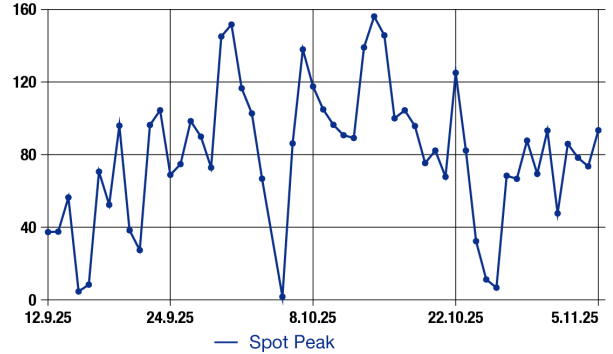
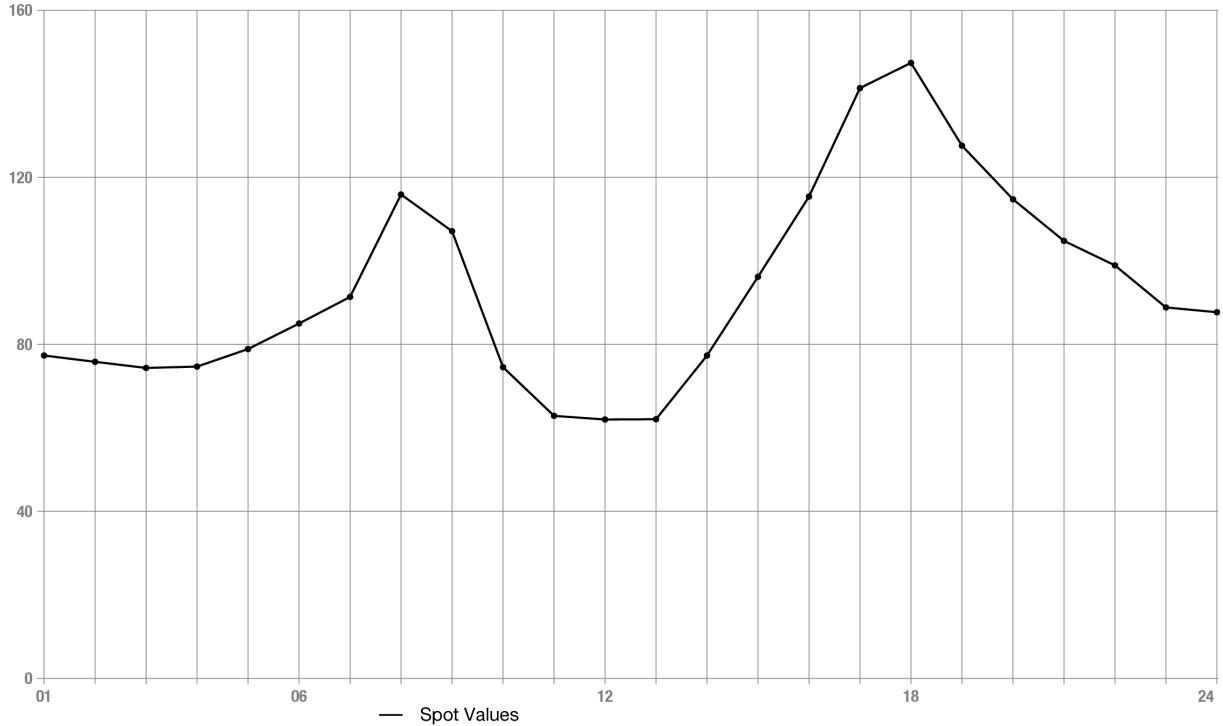
Nach Einschätzung von Marktbeobachtern dürfte das Aufwärtspotenzial kurzfristig aber begrenzt sein, denn aktuell trifft eine eher moderate Nachfrage auf ein umfangreiches LNG-Angebot. Jüngste Prognosen deuten laut *Trading Economics* darauf hin, dass die Temperaturen in Kontinentaleuropa bis etwa Mitte November über dem saisonalen Mittel bleiben dürften, was den Bedarf an gasintensiver Heizenergie begrenzt.

Unterdessen verwiesen Equinor und die TEA darauf, dass eine Vielzahl neuer LNG-Kapazitäten die bullischen Positionierungen am Gasmarkt dämpft. Starke Produktions- und Exportaussichten aus den USA und dem Nahen Osten erhöhen das Angebot und kompensieren die zuletzt gesunkenen Gasspeicherstände in der EU vor Beginn der nachfragestärkeren Wintersaison.

Aktuellen Daten zufolge sind die europäischen Speicher inzwischen zu Nettoentnahmen übergegangen und zu knapp 83 Prozent gefüllt – etwa zwölf Prozentpunkte weniger als im Vorjahr. „Das Potenzial für weitere Speicheraufbauten ist inzwischen begrenzt, da die Gasnachfrage mit sinkenden Temperaturen saisonal zunimmt“, erklärten die Analysten von *DNB*. „Folglich gehen wir mit deutlich geringerer Speicherflexibilität als im Vorjahr in die Wintersaison.“ Langfristig fällt ins Gewicht, dass die EU den Import von russischem LNG ab Anfang 2027 beendet, womit rund 17 Milliarden Kubikmeter Angebot wegfallen werden.

// VON MARIE PFEFFERKORN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:**Strom Spotmarkt****EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)**

Strom Terminmarkt

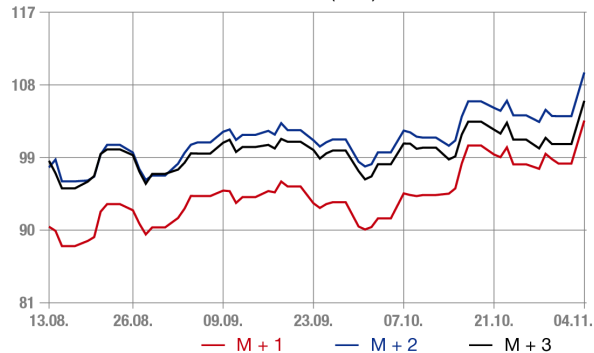
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	04.11.25	German Power Dez-2025	103,57
M2	04.11.25	German Power Jan-2026	109,53
M3	04.11.25	German Power Feb-2026	106,02
Q1	04.11.25	German Power Q1-2026	102,20
Q2	04.11.25	German Power Q2-2026	75,40
Q3	04.11.25	German Power Q3-2026	85,59
Y1	04.11.25	German Power Cal-2026	90,87
Y2	04.11.25	German Power Cal-2027	87,28
Y3	04.11.25	German Power Cal-2028	81,27

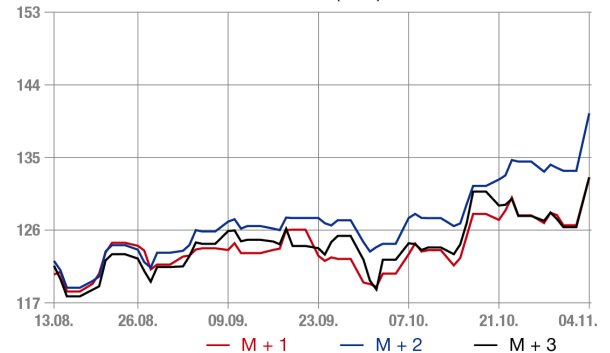
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	04.11.25	German Power Dez-2025	132,55
M2	04.11.25	German Power Jan-2026	140,47
M3	04.11.25	German Power Feb-2026	132,52
Q1	04.11.25	German Power Q1-2026	123,41
Q2	04.11.25	German Power Q2-2026	56,53
Q3	04.11.25	German Power Q3-2026	77,62
Y1	04.11.25	German Power Cal-2026	95,96
Y2	04.11.25	German Power Cal-2027	93,09
Y3	04.11.25	German Power Cal-2028	87,12

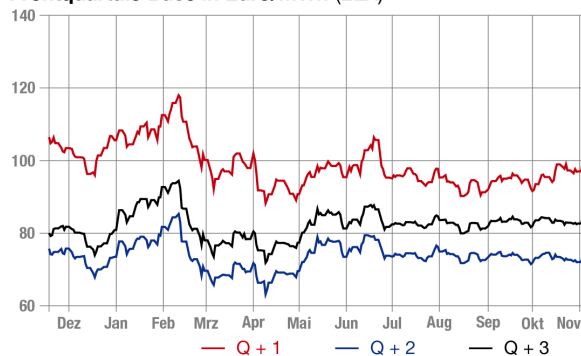
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



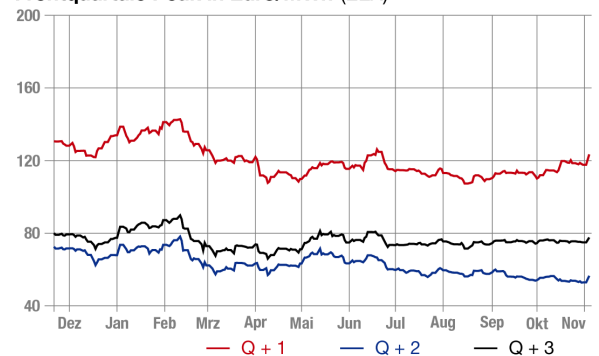
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



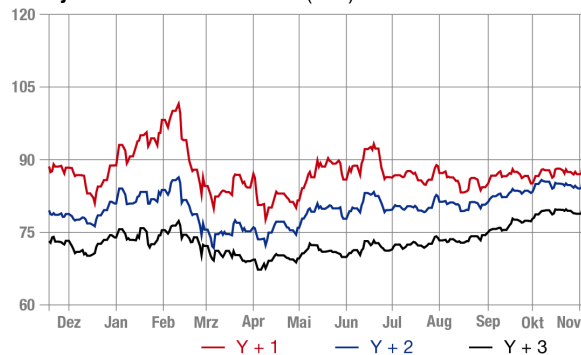
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



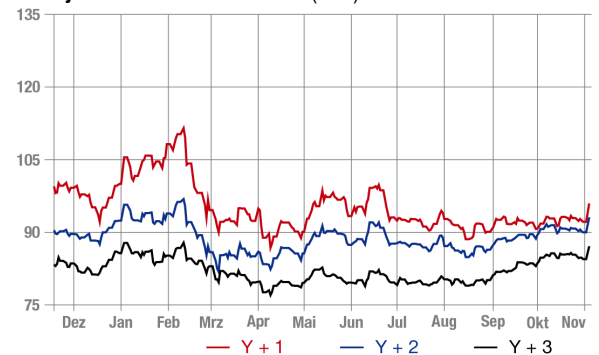
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



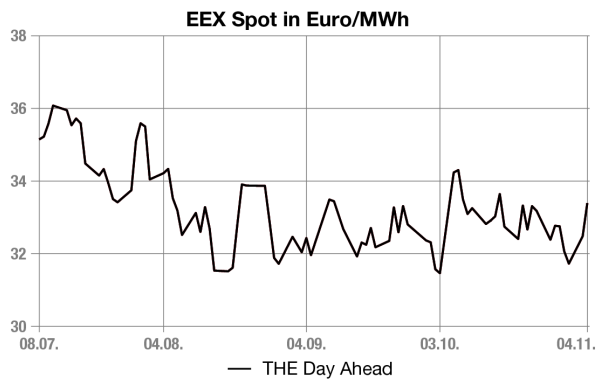
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



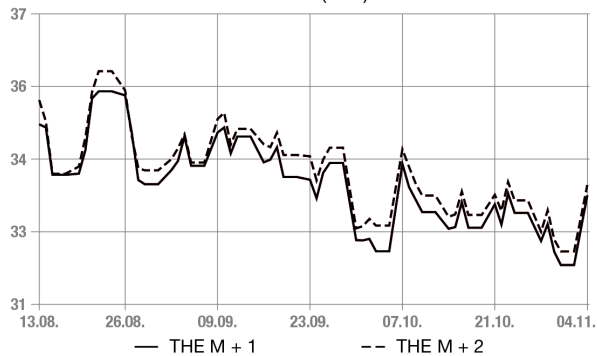
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	04.11.25	German THE Gas Dez-2025	33,75
M2	04.11.25	German THE Gas Jan-2026	33,96
Q1	04.11.25	German THE Gas Q1-2026	33,78
Q2	04.11.25	German THE Gas Q2-2026	32,00
S1	04.11.25	German THE Gas Win-2026	33,36
S2	04.11.25	German THE Gas Sum-2027	29,31
Y1	04.11.25	German THE Gas Cal-2026	32,71
Y2	04.11.25	German THE Gas Cal-2027	30,66



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



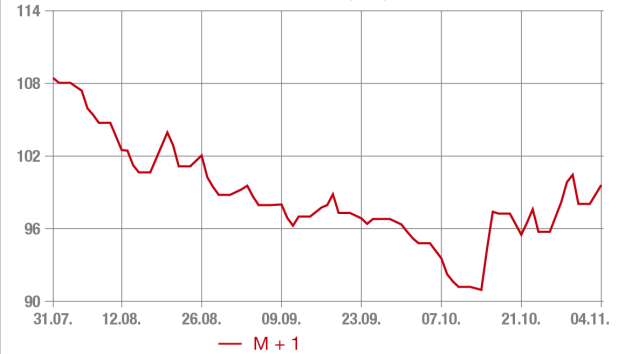
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	04.11.25	93,43	EUR/MWh
Germany Spot peak	04.11.25	93,43	EUR/MWh
EUA Dez 2025	04.11.25	82,31	EUR/tonne
Coal API2 Dez 2025	04.11.25	99,60	USD/tonne

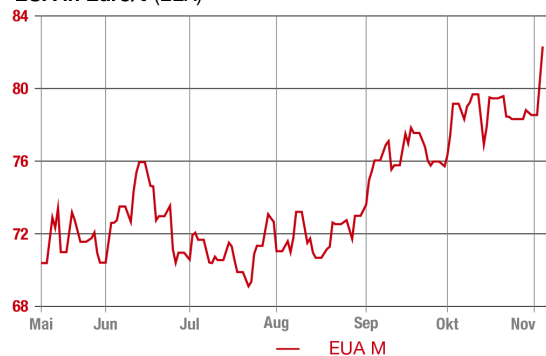
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	04.11.25	33,39	EUR/MWh
German THE Gas Dez-2025	04.11.25	33,75	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	04.11.25	32,71	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jan-2026	04.11.25	64,44	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur (W 2) Solarenergie und Gebäudeautomation

An der OTH Amberg-Weiden ist an der Fakultät Maschinenbau/Umwelttechnik die Professur Solarener...
in Amberg

07.10.2025

● Festanstellung



Anlagenfahrer als technischer Betriebsführer Bioabfallvergärungsanlage (m/w/d)

Dein Job mit klarem Ziel: #klimapositiv Technologie für die Energiewende Eine nachhaltige, klimaposit...
in Bernburg

vor 1 h

● Festanstellung ● Weiterbildung



Praktikum Wertstrom-Management - Frischebereiche

Deine Aufgaben Unterstütze uns bei der Analyse wertschöpfender Aktivitäten im Bereich Frische. Wen...
in Hamburg (+2 weitere Standorte)

vor 1 h

● Freie Mitarbeit



Verkäufer:in Landtechnik / Agrartechnik (m/w/d)

AGRAVIS ist mehr als Trecker & Ernte Die AGRAVIS Techniken sind Teil der AGRAVIS Raiffeisen AG un...
in Deutschland

vor 1 h

● Ausbildung / Freie Mitarbeit



Projektmanager Onshore-Windenergie (m/w/d)

Deine Aufgaben - Entwicklung unserer deutschen Windparkprojekte und Führung zur Genehmigung...
in Potsdam

vor 1 h

● Freie Mitarbeit

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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: **Atousa Sendner**



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

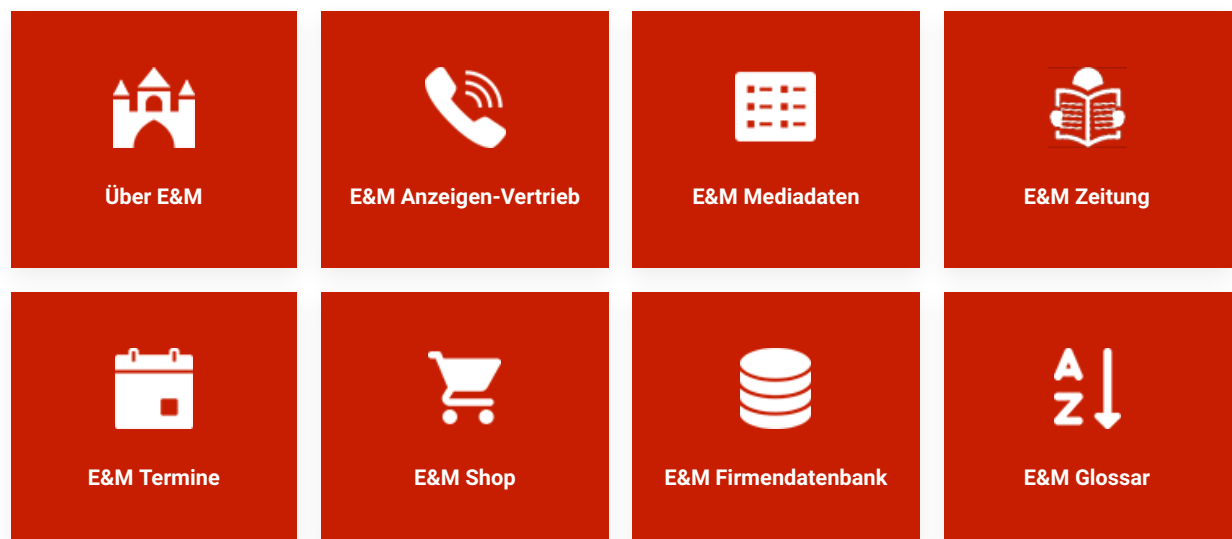
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



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.

© 2025 by Energie & Management GmbH. Alle Rechte vorbehalten.

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

Folgen Sie E&M auf:

