



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

STROM

**126,16 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**51,66 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

69

Prozent der Teilnehmer einer aktuellen repräsentativen Umfrage beurteilen die Energiepolitik der Bundesregierung als sehr negativ oder eher negativ.

STROMNETZ

ÜNB legen neuen Netzplan bis 2045 vor

NIEDERSACHSEN

Biogasvergütung im EWE-Netz geklärt

WÄRME

Bioabfall liefert Gas für Sindelfingen

Inhalt

TOP-THEMA

→ **RECHT:** Fernwärmekunde scheitert mit Klage gegen „Dienstbarkeit“

POLITIK & RECHT

- **STROMNETZ:** ÜNB legen neuen Netzplan bis 2045 vor
- **KLIMASCHUTZ:** Deutsche Emissionen sinken kaum
- **BIOMASSE:** Studie sieht Potenzial für CO₂-Abscheidung in Bioenergieanlagen
- **BAYERN:** Aiwanger zweifelt an Nutzen von Söders Mini-Atommeilern
- **KLIMASCHUTZ:** Energiepolitik der Regierung mit schlechten Noten

HANDEL & MARKT

- **NIEDERSACHSEN:** Biogasvergütung im EWE-Netz geklärt
- **STUDIEN:** Der Power-to-X-Markt konsolidiert sich
- **WÄRME:** Pelletpreise sinken leicht

TECHNIK

- **F&E:** Elektrischer Heizer statt Erdgasbrenner
- **WASSERSTOFF:** Bonner Premiere: Mischbetrieb mit Wasserstoff in Gaskraftwerk
- **STATISTIK DES TAGES:** Anzahl der Wasserstofftankstellen in Europa nach Ländern

UNTERNEHMEN

- **WÄRME:** Bioabfall liefert Gas für Sindelfingen
 - **WASSERSTOFF:** 1,65 Millionen Euro für Darmstädter Elektrolyseur
 - **PERSONALIE:** Neuer Geschäftsführer in Sigmaringen
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energiemärkte reagieren auf Geleitschutz-Debatte
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Fernwärmekunde scheitert mit Klage gegen „Dienstbarkeit“



Quelle: Fotolia / vege

RECHT. Das LG Oldenburg hat die Klage eines Hauseigentümers auf Löschung der im Grundbuch eingetragenen Fernwärme-Dienstbarkeit abgewiesen. Auch das Sonderkündigungsrecht greift nicht.

Wärmepumpe statt Fernwärme? Der Eigentümer einer Doppelhaushälfte in einem Neubaugebiet bei Wiefelstede im Ammerland muss weiterhin an das örtliche Wärmenetz angeschlossen bleiben. Weil der Versorger Heizöl statt – wie ursprünglich erwartet – Biomethan einsetzt, focht der Eigentümer die im Grundbuch eingetragene „beschränkte persönliche Dienstbarkeit“ an.

Zudem berief er sich auf das Sonderkündigungsrecht nach Paragraph 3 der Fernwärmeverordnung (AVBFernwärmeV). Statt des Netzanschlusses wollte er eine Wärmepumpe im Haus nutzen. Das Landgericht Oldenburg wies die Klage jedoch ab (Az.: 9 O 1511/25).

Die Grundstücke in dem Neubaugebiet wurden teils von der Gemeinde, teils von einer Oldenburger Wohnbaufirma vermarktet. Der Kläger schloss im Januar 2024 einen Grundstückskauf- und Bauträgervertrag ab. Darin ist laut Gericht geregelt, dass er eine beschränkte persönliche Dienstbarkeit zugunsten eines Wärmelieferanten übernimmt.

Im Herbst 2024 unterzeichnete er mit dem Unternehmen, das von der Gemeinde mit dem Aufbau der Wärmeversorgung beauftragt worden war, sowohl einen Netzanschluss- als auch einen Liefervertrag.

Diesel statt Biomethan

Im November 2025 teilte der Hauseigentümer dem Versorger mit, dass er eine Wärmepumpe installieren wolle und kündigte den Vertrag unter Hinweis auf das Sonderkündigungsrecht. Zur Begründung führte er an, der Versorger setze seit mehr als einem Jahr Diesel zur Wärmeerzeugung ein. Der Gemeinderat habe dagegen beschlossen, dass als Energieträger ausschließlich 100 Prozent Biomethan verwendet werden solle.

Der Wärmeversorger hielt die Kündigung für unberechtigt und beantragte, die Klage abzuweisen. Das Unternehmen erklärte, es baue derzeit eine umweltfreundliche Wärmeversorgung für das Neubaugebiet auf.

Da das Gebiet in mehrere Bauabschnitte unterteilt sei, erfolge auch der Ausbau von Wärmenetz und Erzeugungsanlagen schrittweise. Vorgesehen seien eine Energiezentrale sowie ein Blockheizkraftwerk. Beide Anlagen seien aus technischen und wirtschaftlichen Gründen erst ab einer bestimmten Anschlussdichte sinnvoll. Übergangsweise werde das Wärmenetz von einer Großwärmepumpe gespeist. Ölbetriebene Heizkessel halte man lediglich zur Redundanz und zur Abdeckung von Spitzenlasten vor.

Klage teilweise unzulässig

Das Landgericht stufte den Antrag des Klägers, die Vertragsklausel über die beschränkte persönliche Dienstbarkeit für unwirksam zu erklären, als unzulässig ein. Nach Ansicht der Richterin fehlt es an einem sogenannten Feststellungsinteresse.

Die Beklagte sei weder unmittelbar an dem notariellen Vertrag beteiligt gewesen noch später in dieses Vertragsverhältnis eingetreten oder habe es übernommen. Eine mögliche Unwirksamkeit der Klausel könne daher nur gegenüber dem eigentlichen Vertragspartner als Verwender der Klausel gerichtlich geltend gemacht werden.

Inhaltlich hielt das Gericht die Klausel zudem für zulässig. „Die Grundbucheintragung beziehungsweise die darin in Bezug genommene Eintragungsbewilligung besagen lediglich, dass der Grundstückseigentümer nichts errichten, umbauen oder entfernen darf, was den Bestand, den Betrieb oder die Nutzung der Anlage zum Wärmebezug von der Beklagten beeinträchtigt oder gefährdet“, heißt es in der Urteilsbegründung.

Diese dem Eigentümer auferlegte Unterlassungspflicht führe faktisch dazu, dass der Grundstückseigentümer oder andere Nutzer des Grundstücks – sofern sie sich nicht dauerhaft in unbeheizten Wohnräumen aufhalten wollen – darauf angewiesen sind, Heizwärme von der Beklagten zu beziehen.

Auch die unbefristete Dauer der Dienstbarkeit sei nicht sittenwidrig. Wärmenetzbetreiber seien wegen der hohen Investitionskosten für Infrastruktur und Erzeugungsanlagen auf langfristige Absatzsicherheit angewiesen. Zudem könnten sie ihre Wärme technisch nur innerhalb eines begrenzten Versorgungsgebiets anbieten.

Die Dienstbarkeit diene daher nicht nur der Sicherung bestehender Verträge, sondern auch der Absicherung der Netzinfrastruktur gegenüber künftigen Grundstückserwerbern.

Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Anlagen

Auch aus dem Sonderkündigungsrecht der Fernwärmeverordnung lasse sich kein Anspruch auf Löschung der Dienstbarkeitsklausel ableiten.

Das Gericht zog zudem eine Grenze für das Kündigungsrecht nach Paragraph 3 der Verordnung. Die Wirtschaftlichkeit einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien würde sinken, wenn Wärme aus kundeneigenen Anlagen die Abnahme aus der Anlage des Nahwärmeversorgers verringert.

Das Urteil ist noch nicht rechtskräftig, die Berufungsfrist endet Ende März. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



SOPTIM WEBINAR:
CHANCEN IM GAS
BILANZKREISMANAGEMENT,
AUSGLEICHSENERGIE
WAR GESTERN.

25. MÄRZ 2026, 11 – 12 UHR

soptim

ZUM WEBINAR ANMELDEN ➤



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

 POLITIK & RECHT

Quelle: Shutterstock / peopleandmore

ÜNB legen neuen Netzplan bis 2045 vor

STROMNETZ. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sehen im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 Investitionen von bis zu 392 Milliarden Euro vor.

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW haben den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (2025) veröffentlicht. Er wurde am 16. März an die Bundesnetzagentur übergeben. Der Entwurf aktualisiert die bisherige Planung für den Ausbau des Höchstspannungsnetzes und berücksichtigt erstmals auch den Szenariopfad C für die Zieljahre 2037 und 2045.

Der Netzentwicklungsplan gilt als zentrales Instrument für die Planung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland. Die vier Übertragungsnetzbetreiber erstellen ihn im Zwei-Jahres-Rhythmus auf Grundlage des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Die Planung dient als Grundlage für den späteren Bundesbedarfsplan, mit dem der Gesetzgeber den energiewirtschaftlichen Bedarf neuer Leitungen feststellt.

Öffentliche Konsultation eingearbeitet

Nach Angaben der Netzbetreiber basiert der zweite Entwurf auf den Ergebnissen der öffentlichen Konsultation zum ersten Entwurf sowie auf aktualisierten energiewirtschaftlichen Annahmen. Insgesamt gingen in der Konsultationsphase 990 Einsendungen ein, die laut den Netzbetreibern 232 inhaltlich unterschiedlichen Stellungnahmen zugeordnet wurden.

Die Beiträge thematisierten unter anderem die Bandbreite möglicher Entwicklungspfade für das Energiesystem, die erwartete Entwicklung des Stromverbrauchs sowie die Rolle von Batteriespeichern, Elektrolyseuren und flexiblen Lasten. Auch der Offshore-Netzausbau, die Ausführung von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) als Freileitung oder Erdkabel sowie die Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern wurden laut den Betreibern vielfach angesprochen.

Neues Szenario C

Die Hinweise seien systematisch ausgewertet und – soweit möglich – in den neuen Entwurf aufgenommen worden. Neu in der Planung ist das Szenario C, das von einem im Vergleich zu den Szenarien A und B höheren Stromverbrauch und einem stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien ausgeht. Dieses Szenario erweitert laut den Netzbetreibern das Bild möglicher Entwicklungen des Stromsystems bis 2037 und 2045.

Im Szenario C für das Jahr 2045 werden zudem zwei zusätzliche HGÜ-Verbindungen untersucht. Dabei handelt es sich um die West-Ost-Verbindung DC43 sowie um die Nord-Süd-Leitung DC44. Beide könnten Engpässe im Stromnetz deutlich reduzieren, weisen nach den Berechnungen der Netzbetreiber jedoch ein negatives Kosten-Nutzen-Verhältnis auf. Sie würden demnach nur dann wirtschaftlich werden, wenn der Schwerpunkt stärker auf der Vermeidung von Netzengpässen und weniger auf der volkswirtschaftlichen Effizienz läge.

Grundsätzlich gehen die Übertragungsnetzbetreiber davon aus, dass sich die tatsächliche Entwicklung eher im Bereich der Szenarien A und B bewegen wird. Diese Szenarien bildeten nach Einschätzung der Unternehmen weiterhin eine belastbare Grundlage für die Planung des Netzausbaus.

HGÜ-Projekte bleiben

Mehrere bereits im ersten Entwurf enthaltene HGÜ-Projekte gelten weiterhin als robust. Dazu zählen insbesondere die Verbindung DC42 sowie die Erweiterung DC42plus, die in fast allen Szenarien Bestandteil des zukünftigen Netzes bleiben. Dagegen gehören die Leitungen DC40, DC40plus und DC41 laut dem neuen Entwurf nicht mehr zu einem volkswirtschaftlich effizienten Netz für eine klimaneutrale Stromversorgung.

Beim Wechselstromnetz (AC-Netz) sieht der zweite Entwurf einen leicht höheren Ausbaubedarf als die erste Version vor. Die Netzbetreiber führen dies auf eine Anpassung der maximal zulässigen Grenzströme im 380-kV-Netz zurück.

Die Investitionskosten für den Netzausbau bis zum Jahr 2045 beziffern die Unternehmen je nach Szenario auf rund 365 Milliarden bis 392 Milliarden Euro. Einsparpotenziale sehen die Netzbetreiber unter anderem bei der Anzahl der Offshore-Netzanbindungen sowie bei der Umsetzung von HGÜ-Leitungen als Freileitung statt als Erdkabel.

Bundesnetzagentur prüft den Plan

Mit der Veröffentlichung des zweiten Entwurfs übernimmt nun die Bundesnetzagentur den weiteren Prozess. Die Regulierungsbehörde will beide Entwürfe prüfen und ihre vorläufigen Ergebnisse erneut zur Konsultation stellen. Anschließend bestätigt sie den Netzentwicklungsplan, der als Grundlage für den gesetzlichen Bundesbedarfsplan dient.

Eine zusätzliche Veröffentlichung planen die Netzbetreiber für April. Dann wollen sie die Ergebnisse eines ergänzenden Szenarios A 2037+ vorstellen, das von 14 GW zusätzlicher Onshore-Windenergie gegenüber dem bisherigen Trendszenario ausgeht. Gleichzeitig soll der ermittelte Bedarf an Blindleistungskompensationsanlagen für das Trendszenario 2032 veröffentlicht werden, das auch als Grundlage für den Systemstabilitätsbericht 2027 dient.

Die **Dokumente zum Netzentwicklungsplan** stehen zum Download bereit unter: // **VON SUSANNE HARMSSEN**

[^ Zum Inhalt](#)

Deutsche Emissionen sinken kaum



Quelle: Fotolia / frenta

KLIMASCHUTZ. Das Umweltbundesamt (UBA) hat die Entwicklung der deutschen Treibhausgase vorgestellt. Deutschland unterschreite 2025 zwar die zulässige Menge, doch die Lücke zum Klimaziel 2030 wächst.

Deutschland hat seine Treibhausgasemissionen im Jahr 2025 nur geringfügig reduziert, stellt der Bericht vom 14. März fest. Nach Angaben des Umweltbundesamt (UBA) lagen die Emissionen bei rund 648,9 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten. Gegenüber 2024 entspricht das einem Rückgang um etwa 0,9 Millionen Tonnen beziehungsweise 0,1 Prozent.

Damit unterschritt Deutschland laut UBA zwar die nach dem Klimaschutzgesetz zulässige Jahresemissionsmenge von 661,6 Millionen Tonnen CO₂ um rund 12,8 Millionen Tonnen. Zugleich hat sich die Minderung der Emissionen deutlich verlangsamt. Seit 1990 sank der Treibhausgasausstoß nach Behördenangaben insgesamt um rund 48 Prozent.

Bundesumweltminister Carsten Schneider (SPD) erklärte bei der Vorstellung der Daten in Berlin, Deutschland sei auf dem Weg zur Klimaneutralität bereits deutlich vorangekommen. Zugleich seien die Fortschritte bei den Emissionen zu langsam gewesen, obwohl die Nachfrage nach klimafreundlichen Technologien wie Elektroautos und Wärmepumpen deutlich gestiegen sei.

Großer Handlungsbedarf

Auch die mittelfristigen Projektionen des UBA zeigen zusätzlichen Handlungsbedarf. Das gesetzliche Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 65 Prozent gegenüber 1990 zu senken, bleibt laut Behörde grundsätzlich erreichbar. Voraussetzung seien jedoch zusätzliche Maßnahmen. Ab 2026 müssten die Emissionen bis 2030 jährlich um durchschnittlich 42 Millionen Tonnen CO₂ sinken.

Nach den aktuellen Projektionen reichen die bisher umgesetzten klimapolitischen Instrumente nur für eine Reduktion um etwa 62,6 Prozent bis 2030. Gleichzeitig schrumpft der bisherige Puffer für die Zielerreichung deutlich. Er liegt laut UBA nun nur noch bei knapp 3,8 Millionen Tonnen.

Europäische Vorgaben gerissen

Auch die Lücke zu den europäischen Vorgaben wächst. Mit Blick auf die Verpflichtungen aus der EU-Klimaschutzverordnung erhöht sich laut UBA die kumulierte Differenz bis 2030 im Vergleich zum Vorjahr um 29 Millionen Tonnen auf insgesamt 255 Millionen Tonnen CO₂. UBA-Präsident Dirk Messner erklärte, „die Emissions- und Projektionsdaten zeigen eine sektorübergreifende Verlangsamung des Klimaschutzes“.

Gleichzeitig sei bekannt, welche Maßnahmen nötig seien, um die nationalen Klimaziele zu erreichen. Als zentrale Grundlage nannte Messner den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien, den Aufbau von Speicher- und Netzinfrastruktur sowie eine stärkere Elektrifizierung in Verkehr und Gebäuden.

Ein Blick auf die einzelnen Sektoren zeigt laut UBA ein uneinheitliches Bild. In der Energiewirtschaft sanken die Emissionen leicht um etwa 0,6 Millionen Tonnen CO₂ auf rund 189,1 Millionen Tonnen. Im Industriesektor gingen die Emissionen deutlich stärker zurück. Dies lag vor allem an der schwachen Konjunktur und geringeren Produktionsmengen in energieintensiven Branchen zurück. Dagegen stiegen die Emissionen im Verkehrs- und im Gebäudesektor.



Prognostizierte Entwicklung der deutschen Treibhausgasemissionen
(Für Vollbild auf die Grafik klicken)
Quelle: UBA

Harsche Verbandskritik

Auf Basis der UBA-Daten fordert Julia Bläsius, Direktorin der Agora Energiewende Deutschland, ambitionierte Klimaschutzmaßnahmen über alle Sektoren hinweg. Die Bundesregierung müsse in eine zukunftsfähige Infrastruktur investieren, zusätzliche Ausschreibungen für Windkraft an Land freigeben, verlässlich sinkende CO2-Flottengrenzwerte für Fahrzeuge festlegen und einen wirksamen Mieterschutz im Gebäudemodernisierungsgesetz verankern sowie Investitionen in Gebäude- und Heizungsmodernisierung fördern.

Greenpeace-Sprecherin Marissa Reiserer sieht Schneider mit dem anstehenden Klimaschutzprogramm in der Pflicht. Deutschland erlebe gerade, wie teuer die Abhängigkeit von Öl- und Gas-Lieferanten sei. Indem die Regierung die Strom-Alternativen zu Gas und Öl sabotiere, ließe sie die Menschen in eine Kostenfalle laufen, so Reiserer.

Die deutsche Umwelthilfe (DUH) nennt den Gebäudesektor als „größte klimapolitische Baustelle der Bundesregierung“. Mit dem Entwurf des Gebäudemodernisierungsgesetzes (GMG) würde die ohnehin bestehende Ziellücke im Klimaschutzgesetz massiv vergrößert, sagte DUH-Bundesgeschäftsführerin Barbara Metz. „Was wir brauchen, sind klare Prioritäten: eine Sanierungsoffensive, Bauen im Bestand und erneuerbare Wärme“, so Metz.

Der Bundesumweltminister will seine Berechnungen für das geplante Klimaschutzprogramm auf Basis der Prognosen aus dem Vorjahr fortführen, sodass das Programm bereits bei seiner Vorlage teilweise veraltet sein könnte. Das Klimaschutzprogramm der Bundesregierung soll nach Vorgaben des Gesetzes spätestens bis Ende März vorliegen. Es soll zusätzliche Maßnahmen enthalten, um die Emissionsziele bis 2030 und darüber hinaus einzuhalten.

Der Bericht des UBA zu den Treibhausgasemissionen 2025 steht im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Studie sieht Potenzial für CO₂-Abscheidung in Bioenergieanlagen



Quelle: Fotolia / XtravaganT

BIOMASSE. Das Hauptstadtbüro Bioenergie hat eine Kurzstudie zur Wirtschaftlichkeit der CO₂-Abscheidung aus Biomasse veröffentlicht. Die Kosten liegen zwischen 60 und 119 Euro pro Tonne CO₂.

Eine Studie von Seeger Engineering hat die Kosten und somit die Wirtschaftlichkeit der CO₂-Abscheidung in Bioenergieanlagen untersucht. Vor allem Bioethanol-Anlagen bieten demnach eine der wirtschaftlichsten Bedingungen. Zugleich zeigt die Studie große Unterschiede zwischen den Technologien. Die Studie hat das Hauptstadtbüro Bioenergie am 14. März veröffentlicht.

Seeger Engineering erstellte die Analyse im Auftrag des Hauptstadtbüros Bioenergie und des Bundesverbands der deutschen Bioethanolwirtschaft. Die Untersuchung bewertet die Wirtschaftlichkeit der CO₂-Abscheidung bei Anlagen, die gasförmige, flüssige und feste Biomasse einsetzen.

Die geringsten Kosten entstehen nach diesen Ergebnissen bei den Anlagen mit flüssiger Biomasse (Bioethanol) mit rund 60 Euro pro Tonne CO₂, da das CO₂ hier bereits in hoher Konzentration anfällt und nicht verflüssigt werden muss. Bei der gasförmigen Biomasse, also Biogas- und Biomethananlagen, liegen die Kosten bei etwa 117 Euro pro Tonne, bei der festen Biomasse, den Holzenergieanlagen, bei rund 119 Euro pro Tonne CO₂. Als zentrale Kostentreiber identifiziert die Studie vor allem den Energiebedarf, insbesondere für Strom, sowie die Anlagengröße, Auslastung und Wärmeintegration.

Großes Potenzial für Negativemissionen

Neben der Kostenanalyse bewertet die Studie auch das technische Potenzial der CO₂-Abscheidung aus Biomasse. Bereits bestehende Bioenergieanlagen könnten nach Angaben der Autoren rund 13,1 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr abscheiden. Bei einem weiteren Ausbau der Anlagenkapazitäten ließen sich laut einer früheren Untersuchung sogar bis zu 30 Millionen Tonnen jährlich erreichen. Technologien wie BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage) und BECCU (Bioenergy with Carbon Capture and Utilization) könnten damit einen Beitrag zum Ausgleich von Restemissionen leisten.

Sandra Rostek, Leiterin des Hauptstadtbüros Bioenergie, verweist auf die vorhandene Infrastruktur. Viele Anlagen existieren bereits, sodass sich Projekte zur CO₂-Abscheidung vergleichsweise schnell realisieren ließen. Für erste Vorhaben schlägt sie eine Anschubfinanzierung vor, etwa aus Mitteln des Emissionshandels oder des Klima- und Transformationsfonds.

Der Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft sieht ebenfalls politische Voraussetzungen für die Umsetzung. Geschäftsführer Stefan Walter verweist darauf, dass einzelne Bioethanol-Anlagen bereits heute biogenes CO₂ für industrielle Anwendungen bereitstellen. „Die weiteren erheblichen Potenziale für die Abscheidung, Speicherung und Nutzung sollten gehoben werden, um auftretende CO₂-Restemissionen künftig auszugleichen“, sagt er.

Für eine breitere Nutzung der CO₂-Abscheidung fordert der Verband klare regulatorische Rahmenbedingungen. Dazu zählen langfristige Regeln für Transport und Speicherung von CO₂ sowie wirtschaftliche Anreize für Investitionen in entsprechende Anlagen.



Die Kurzstudie „CO₂-Abscheidung aus Biomasse: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung“
Quelle: Bioenergie Verband

// VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Aiwanger zweifelt an Nutzen von Söders Mini-Atommeilern



Quelle: Pixabay / Hans

BAYERN. Bayerns Ministerpräsident Söder hätte gerne einen nuklearen Kleinreaktor im Freistaat. Doch nicht mal in seiner eigenen Regierung sind alle von der Idee überzeugt.

Bayerns Wirtschaftsminister Hubert Aiwanger (Freie Wähler) steht der Forderung von Ministerpräsident Markus Söder (CSU) zur Energiegewinnung mit Mini-Atomkraftwerk überaus skeptisch gegenüber. Er „sehe hier in den nächsten zehn Jahren keinen realistischen Ansatz, damit unsere Energieprobleme zu lösen“, sagte Aiwanger dem Nachrichtensender Welt TV. Söder hatte sich zuletzt am Wochenende zum wiederholten Male für den Bau von Mini-Atommeilern ausgesprochen - auch in Bayern. Er begründet dies mit dem enorm wachsenden Energiebedarf in Deutschland.

„Dass die internationale Staatengemeinschaft an diesen Mini-AKWs herumforscht - okay. Vielleicht kriegen wir auch von auswärts dann die AKWs geliefert. Aber wir sehen derzeit, dass wir weder in Bayern noch in Deutschland die Expertise haben für solche Mini-AKWs und die auch in absehbarer Zeit nicht bauen können“, betonte Aiwanger.

Aiwanger: Zunächst einmal die Hausaufgaben machen

Er habe nicht grundsätzlich etwas gegen nukleare Technologien zur Stromgewinnung, betonte der Freie-Wähler-Chef, aber kurzfristig führe eben kein Weg an Gaskraftwerken vorbei: „Zunächst einmal müssen wir die Hausaufgaben machen, um zeitnah die Energieversorgungssicherheit wirklich zu gewährleisten. Und da müssen wir natürlich auf die Gaskraftwerke setzen. Also bevor wir neue Debatten eröffnen, will ich erst einmal die alten Hausaufgaben erledigt sehen.“

Aiwanger sieht dabei die Bundesregierung in der Pflicht, jetzt alles zu tun, „um endlich die Gaskraftwerke zu bauen, auch in Bayern, die wir dringend in den nächsten Jahren brauchen.“ Zugleich warnte Aiwanger vor einer wachsenden Verunsicherung in der Bevölkerung durch eine immer weiter ausufernde Debatte zur Energieversorgung. „Natürlich kann man parallel über die Kernfusion nachdenken, was wir in Bayern tun, kann man über Mini-AKWs nachdenken. Aber ich glaube, die Öffentlichkeit würde verunsichert, wenn sie meinen, damit würde man in drei, fünf oder zehn Jahren die Energieprobleme Bayerns lösen.“

In dem Kontext kritisierte Aiwanger die Arbeit von Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU): „Es verkompliziert einfach die Energiedebatte, wenn wir eben alle 14 Tage neue Themen aufgreifen und die alten noch nicht erledigt haben. Wir wissen derzeit überhaupt nicht, wie es mit den erneuerbaren Energien weitergeht. Große Verunsicherung, wie die Windräder in Bayern überhaupt errichtet werden können, wenn Frau Reiche hier wirklich die Dinge hier weiter verkompliziert.“ // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Energiepolitik der Regierung mit schlechten Noten



Quelle: VZ NRW

KLIMASCHUTZ. Nach einer von Naturstrom in Auftrag gegeben Umfrage lehnt eine Bevölkerungsmehrheit die Energiepolitik der Bundesregierung ab.

Eine Mehrheit der Bevölkerung bewertet die Energiepolitik der Bundesregierung kritisch. Laut einer repräsentativen Umfrage des Meinungsforschungsinstituts Civey im Auftrag der Naturstrom AG sehen rund 69 Prozent der Befragten die aktuelle Energiepolitik „sehr negativ“ oder „eher negativ“. Nur etwa 14 Prozent bewerten sie positiv, so eine Mitteilung von Naturstrom.

Auch konkrete energiepolitische Vorhaben stoßen laut der Umfrage auf Skepsis. So lehnt eine Mehrheit der Befragten die geplante Streichung der Einspeisevergütung für kleine Photovoltaikanlagen ab. Mehr als 53 Prozent halten die Pläne für „eindeutig falsch“ oder „eher falsch“.

Nur rund 36 Prozent bewerten sie als „eindeutig richtig“ oder „eher richtig“. Etwa zehn Prozent der Befragten äußerten keine klare Meinung. Für Oliver Hummel, Vorstandsvorsitzende der Naturstrom AG, ein klares Indiz, dass die Bundesregierung „Energiepolitik an den Menschen vorbei macht“.

Auch viele Unionsanhänger äußern kritisch

Auch das neue Gebäudemodernisierungsgesetz wird von vielen Befragten skeptisch gesehen. Rund 57 Prozent der Befragten sind der Ansicht, dass die Reformpläne der Bundesregierung eher zu Verunsicherung führen. Nur etwa ein Drittel erwartet, dass die Änderungen mehr Planbarkeit bei der Entscheidung für eine neue Heizung bringen. Selbst unter den Anhängern von CDU und CSU rechnen 39 Prozent mit mehr Unsicherheit durch die geplanten Änderungen.

Hummel kritisiert insbesondere die Kombination aus geringeren Anforderungen beim Einbau neuer Gasheizungen und der geplanten Streichung der Solarförderung. „Die Pläne für einen abrupten Stopp der Solarförderung und zugleich niedrigere Anforderungen an den Einbau neuer Gasheizungen senden ein fatales Signal: Dieser Bundesregierung ist es mit der Transformation nicht ernst.“

Gleichzeitig zeigt die Umfrage, dass viele Bürger langfristig mit steigenden Kosten für fossile Heizungen rechnen. Mehr als 80 Prozent der Befragten erwarten, dass das Heizen mit Gas künftig teurer wird, wenn der verpflichtende Anteil grüner Gase wie Wasserstoff oder Biomethan steigt. Diese Erwartung zieht sich durch alle politischen Lager.

Nur Minderheit für Gasheizung mit Wasserstoff-Anteil

Vor diesem Hintergrund halten viele Befragte erneuerbare Heiztechnologien für wirtschaftlich sinnvoll. Rund 40 Prozent sehen die Wärmepumpe langfristig als günstigste Heizlösung. Erdgasheizungen mit steigender Beimischung von Wasserstoff oder Biomethan halten dagegen lediglich rund 16 Prozent für die wirtschaftlichste Option.

Für Hummel zeigt sich darin eine klare Wahrnehmung vieler Haushalte hinsichtlich der Kostenrisiken fossiler Technologien. „Die Menschen sehen, dass der Einbau einer neuen Gasheizung ein finanzielles Risiko darstellt“, sagte der Vorstandsvorsitzende.

Die Umfrage wurde vom 6. bis zum 8. März 2026 durchgeführt. Civey befragte online 5.000 Bundesbürger ab 18 Jahren. **Sie steht zum Download zur Verfügung.** // VON STEFAN SAGMEISTER

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(626ce8ac21792b9405bfddfea8e0c96a_img.jpg\)](#) [!\[\]\(2b752d244c1fc411d86684a042d55b85_img.jpg\)](#) [!\[\]\(dce80b49261a82a8c1adc428d1016c79_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Fotolia / fotolium

Biogasvergütung im EWE-Netz geklärt

NIEDERSACHSEN. Verbände und EWE Netz haben sich im Streit um die EEG-Marktprämie geeinigt. Betreiber von Biogasanlagen in der Anschlussförderung sollen nun die volle Vergütung erhalten.

Betreiber von Biogasanlagen im Netzgebiet der EWE Netz GmbH können nach Angaben von Branchenverbänden wieder mit der vollen Vergütung rechnen. Nach einem Streit über die Berechnung der Marktprämie im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 (EEG) haben sich der Landesverband Erneuerbare Energien Niedersachsen-Bremen (LEE), der Fachverband Biogas sowie Landvolk Niedersachsen mit dem Netzbetreiber auf eine gemeinsame Vorgehensweise verständigt.

Nach Angaben des LEE erhalten Anlagenbetreiber in der sogenannten Anschlussförderung künftig wieder eine Auszahlung in voller Höhe ihres Zuschlagswertes aus der Ausschreibung. Die Einigung soll finanzielle Einbußen vermeiden, die aus einer zuvor unterschiedlichen Auslegung der EEG-Regeln entstanden waren.

Auslöser des Konflikts war eine Bestimmung im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023, konkret § 39g Absatz 6. In diesem Paragraphen definiert das Gesetz den sogenannten anzulegenden Wert, der für die Berechnung der Marktprämie maßgeblich ist. Laut Branchenverbänden hatte die Auslegung der Vorschrift durch den Netzbetreiber dazu geführt, dass einige Biogasanlagen mit deutlich geringeren Marktprämienzahlungen rechnen mussten.

Gerichtsurteil sorgte für Unsicherheit

Die Unsicherheit hatte auch eine gerichtliche Auseinandersetzung ausgelöst. Im November entschied das Landgericht Oldenburg zunächst zugunsten der EWE Netz. Das Gericht folgte damit der Argumentation des Netzbetreibers zur Auslegung der gesetzlichen Regelung. Für Betreiber von Anlagen in der zweiten Vergütungsperiode hätte dies nach Einschätzung der Verbände erhebliche wirtschaftliche Folgen haben können.

Die Branchenorganisationen warnten in diesem Zusammenhang vor finanziellen Belastungen für einzelne Anlagenbetreiber. Insbesondere Biogasanlagen, deren ursprüngliche EEG-Vergütung ausgelaufen ist und die sich nun in der Anschlussförderung befinden, seien auf stabile Erlöse angewiesen.

Eine Grundlage für die jetzt gefundene Lösung lieferte eine Entscheidung der Clearingstelle „EEG|KWKG“ aus dem Februar dieses Jahres. Die Einrichtung vermittelt bei Streitfällen zur Auslegung von Vorschriften aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Nach Angaben der Verbände orientiert sich die Einigung an dieser Entscheidung.

Laut einem Rundschreiben des LEE und des Fachverbands Biogas an betroffene Anlagenbetreiber wird die EWE Netz GmbH die Vergütung künftig auf Basis der Empfehlung der Clearingstelle auszahlen. Auch der Übertragungsnetzbetreiber Tennet habe diesem Vorgehen zugestimmt.

Erleichterung bei Biogasbetreibern

Silke Weyberg, Geschäftsführerin des Landesverband Erneuerbare Energien Niedersachsen-Bremen, erklärte, der Dialog mit dem Netzbetreiber habe eine Lösung in einer rechtlich schwierigen Situation ermöglicht. Dadurch hätten sich drohende Insolvenzen einzelner Biogasanlagen vermeiden lassen.

Gleichzeitig verwies Weyberg darauf, dass die zugrunde liegende gesetzliche Regelung aus Sicht des Verbandes präzisiert werden müsse. Mit Blick auf eine kommende Novelle des EEG forderte sie eine eindeutigere Formulierung des betreffenden Passus, um ähnliche Konflikte künftig zu vermeiden.

Nach Angaben des LEE sollen die betroffenen Anlagenbetreiber nun direkt von der EWE Netz informiert werden. In der Praxis bedeutet die Einigung laut Verband, dass die Anlagen in der Regel eine Vergütung in Höhe ihres Zuschlagswertes aus der Ausschreibung erhalten. Bei der Berechnung des maßgeblichen Dreijahresdurchschnitts werde zudem der jeweilige Marktwert berücksichtigt. Damit orientiert sich die Vergütung weiterhin an den Erlösen aus der Stromvermarktung, wie es das Marktprämienmodell des EEG vorsieht.

Der Entscheid der **Clearingstelle für Biomasseanlagen** steht im Internet bereit. // **VON SUSANNE HARMSSEN**

[^ Zum Inhalt](#)

Der Power-to-X-Markt konsolidiert sich



Quelle: Shutterstock

STUDIEN. Eine neue Analyse von VDMA Power-to-X for Applications und der Beratungsgesellschaft EY-Parthenon zeigt, dass sich der Markt derzeit deutlich verändert.

Der Power-to-X-Markt sortiert sich neu, so das Fazit einer Studie der Power-to-X-Plattform des Maschinenbauverbandes VDMA und EY-Parthenon. Der Fokus liege nun auf einer erhöhten Wirtschaftlichkeit. Viele Projekte seien früher zu euphorisch angegangen worden, die Rentabilität sei vernachlässigt worden. Das ändere sich, heißt es.

Zwischen 2021 und 2023 waren zahlreiche Projektplanungen von günstigen Rahmenannahmen geprägt. Erwartet wurden dauerhaft niedrige Strompreise, hohe Auslastungen der Anlagen sowie zügige Genehmigungsverfahren. Diese Voraussetzungen haben sich jedoch als zu optimistisch erwiesen. Strompreise bleiben schwankungsanfällig, Netzanschlüsse verzögern sich in vielen Regionen und steigende Kapitalkosten erschweren die Finanzierung neuer Vorhaben, heißt es.

Laut Studie verlieren Projekte ohne tragfähige wirtschaftliche Grundlage an Dynamik. Gleichzeitig gewinnen Vorhaben an Bedeutung, die über klare Standortvorteile, gesicherte Infrastruktur oder langfristige

Abnahmeverträge verfügen. „Wir werden in Deutschland und Europa in den kommenden Jahren weniger, aber dafür robustere Projekte sehen“, sagt Cornelius Knecht, Sector Lead Industrial Products Europe West bei EY-Parthenon. Entscheidend seien Projekte mit klaren Genehmigungs- und Infrastrukturperspektiven sowie bankfähigen Abnahmeverträgen mit kreditwürdigen Abnehmern.

Die Analyse zeigt außerdem eine zunehmende Konzentration auf industrielle Cluster. Häfen, Chemieparks oder große Industriezentren bieten Vorteile, weil dort Stromversorgung, Molekülproduktion, CO2-Logistik und industrielle Nachfrage räumlich zusammenkommen.

Drei Hebel für einen erfolgreichen Power-to-X-Markt

Der Hochlauf der Technologie hängt aus Sicht der Studienautoren weniger von technologischen Fragen als von wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab.

„Der Markthochlauf von Power-to-X entscheidet sich an Investitionssicherheit, Nachfrage und Umsetzung, nicht an der Technologie“, erklärt Peter Müller-Baum, Managing Director VDMA Power-to-X for Applications.

Die Studie verweist auf internationale Beispiele, bei denen politische Instrumente und Infrastrukturentscheidungen Investitionen erleichtert haben. Daraus leiten die Autoren zentrale Handlungsfelder für Europa ab.

Verlässliche Erlösunterstützung:

Instrumente wie Carbon Contracts for Difference (CCfD) oder H2Global-Ausschreibungen können Mindestpreise für klimafreundliche Moleküle absichern. Dadurch entstehen planbare Einnahmestrukturen, die die Finanzierung von Projekten erleichtern.

Vertrauenswürdige Zertifizierung:

Ein international anschlussfähiges Zertifizierungssystem ist Voraussetzung für funktionierende Märkte. Käufer, Investoren und Prüfer müssen Klimawirkung und Herkunft der Produkte nachvollziehbar bewerten können.

Zuverlässiger Infrastrukturzugang:

Netzanschlüsse, Wasserstoffpipelines sowie Transport- und Speicherkapazitäten für CO2 müssen als planbare Infrastruktur verfügbar sein. Transparente Tarife und verlässliche Kapazitätsbuchungen gelten als zentrale Voraussetzung für investierbare Projekte.

Die vollständige Studie „**Das Power-to-X-Barometer 2026: Status, Dynamik und Perspektiven des industriellen Markthochlaufs**“ umfasst 68 Seiten. Sie wurde von EY-Parthenon und VDMA Power-to-X for Applications veröffentlicht und steht online zum Download bereit. Für das Herunterladen werden persönliche Daten wie die E-Mail-Adresse angefordert. // **VON STEFAN SAGMEISTER**

[^ Zum Inhalt](#)

Pelletpreise sinken leicht



Quelle: Shutterstock / tchara

WÄRME. Der bundesweite Durchschnittspreis für Holzpellets liegt im März noch knapp bei 420 Euro pro Tonne. Preisunterschiede zwischen Regionen fallen kleiner aus als im Februar.

Wirklich Frühling ist noch nicht, jedenfalls nicht was die Pelletpreise anbelangt. Im Vergleich zu Februar haben sich die Holzpresslinge um 0,8 Prozent verbilligt. Durchschnittlich 419,2 Euro inklusive Mehrwertsteuer kostet derzeit die Tonne nach Angaben des Deutschen Pelletinstituts bei einer Abnahmemenge von sechs Tonnen. In vergangenen Monat lag der Preis im bundesweiten Schnitt bei 422,73 Euro – ein Anstieg um 4,3 Prozent verglichen zum Januar (wir berichteten).

„Wir sehen derzeit die ersten saisonalen Effekte: Die Nachfrage lässt nach und so auch der Pelletpreis, allerdings nicht so schnell wie in den Vorjahren“, kommentiert Martin Bentele, Geschäftsführer des Instituts, die Entwicklung.

Die Preisschere zwischen Regionen hat sich etwas geschlossen. In Mitteldeutschland kostete die Tonne vor einem Monat im Schnitt 12,84 Euro weniger als in Nord- und Ostdeutschland. Diesen März beträgt der Unterschied 10,34 Euro. In Mitteldeutschland schlägt die Tonne mit 412,51 Euro zu Buche, in Norddeutschland kostet sie 422,85 Euro. Für Süddeutschland weist das Pelletinstitut gegenwärtig einen Durchschnittspreis von 421,42 Euro je Tonne aus.



Kosten für Pellets, Gas und Heizöl im Vergleich

(Zum Vergrößern auf die Grafik klicken)

Quelle: DEPI

Lieferungen über 26 Tonnen werden laut Institut im März zu folgenden Tonnenpreisen gehandelt: 396,56 Euro (Mitteldeutschland), 404,26 Euro (Nord- und Ostdeutschland) und 405,77 Euro (Süddeutschland).

Den aktuellen Preis für Holzenenergie geben die Marktbeobachter mit 8,38 Cent/kWh an. Gegenüber Erdgas betrage der Preisvorteil jetzt rund 17,3 Prozent, im Vergleich zu Heizöl mache er rund 37,4 Prozent aus, heißt es. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT

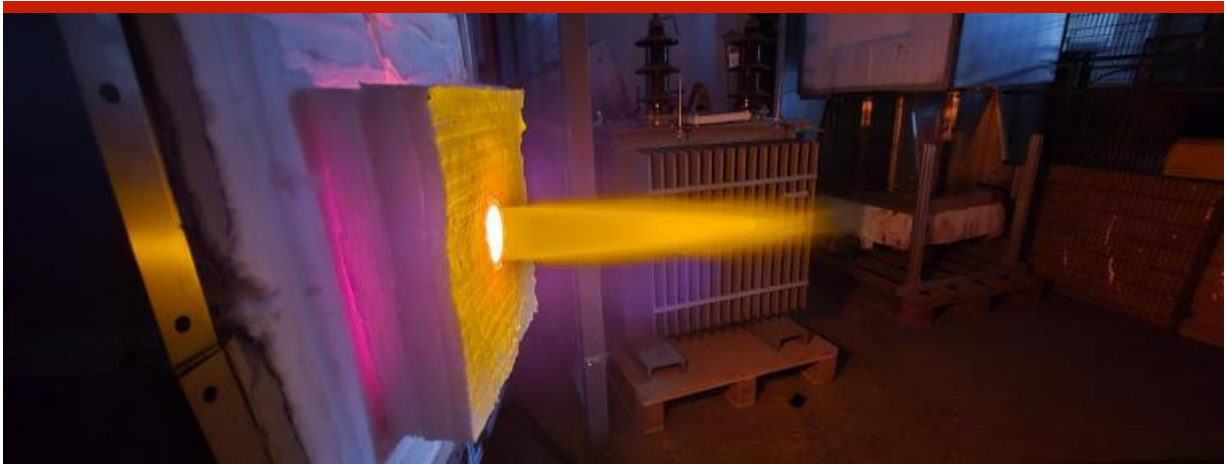


TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: HyperHeat

Elektrischer Heizer statt Erdgasbrenner

F&E. Das junge Unternehmen „HyperHeat“ und die RWTH Aachen testen elektrische Hochleistungsheizer für industrielle Hochtemperaturprozesse. Sie sollen Erdgasbrenner ersetzen oder ergänzen.

Der Technologieanbieter Hyper Heat startet gemeinsam mit dem Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik (IOB) der RWTH Aachen University ein Forschungsprojekt zur Elektrifizierung industrieller Hochtemperaturprozesse, teilte die Projektpartner am 16. März mit. Ziel des Projektes ist es zu erforschen, welche ökonomischen und ökologischen Einsparungen durch den Ersatz eines fossilen Brenners mit einem elektrischen „HyperHeat-Heizer“ erzielt werden können.

Das Unternehmen Hyper Heat entwickelt elektrische Hochleistungsheizer für industrielle Hochtemperaturanwendungen. Die Systeme erreichen Temperaturen bis zu 2.000 Grad Celsius und adressieren Prozesse wie das Schmieden von Stahl oder thermische Behandlungen in der Metallverarbeitung. Die Technologie nutzt vorhandene Öffnungen in Industrieöfen und soll bestehende Erdgasbrenner ersetzen oder ergänzen. Betreiber können dadurch zwischen Strom und Gas wechseln. Der Ofenbetrieb lässt sich damit abhängig von Energiepreis und Verfügbarkeit steuern.

Im Technikum des Aachener Instituts installieren die Projektpartner nun eine Retrofitlösung in einem Versuchsofen. Dort testen sie den elektrischen Heizer unter Bedingungen, die typischen industriellen Prozessen entsprechen.

Hyper Heat will mit den Versuchen technische Daten für den industriellen Einsatz ermitteln. Das Unternehmen verfolgt das Ziel, ein marktfähiges Produkt für energieintensive Industrien zu entwickeln. Zusätzlich analysieren die Forschenden Faktoren, die Lebensdauer und Materialbeständigkeit der Komponenten beeinflussen.

Versuchsreihen ab Sommer 2026

Das Projekt gliedert sich in drei Phasen: Bis Juni 2026 plant Hyper Heat den elektrischen Heizer zu fertigen und an das Institut zu liefern. Anschließend beginnt das Team des Instituts mit Versuchsreihen unter unterschiedlichen Betriebsszenarien. Die Untersuchungen konzentrieren sich auf zwei Temperaturbereiche.

Ein Hochtemperaturbereich um etwa 1.250 Grad Celsius bildet Schmiedeprozesse für Stahl ab. Ein zweiter Bereich um rund 500 Grad Celsius entspricht Anwendungen in der Wärmebehandlung von Aluminium.

Von Herbst 2026 an wollen die Projektpartner die Versuchsdaten dann auswerten. Die Ergebnisse sollen Hinweise auf die Integration elektrischer Beheizungsverfahren in bestehende Thermoprozessanlagen liefern.

Institutsleiter Christian Wuppermann sieht in Prozessgaserhitzern eine Option zur Dekarbonisierung energieintensiver Hochtemperaturprozesse. Die Integration hybrider Beheizungsverfahren stelle jedoch technische Anforderungen an Anlagenbetrieb, Materialbelastung und Prozessstabilität. Das Projekt soll dazu beitragen, Risiken bei der Implementierung solcher Technologien in bestehenden Industrieanlagen zu identifizieren. Wuppermann: „Durch die Kooperation zwischen Industrie und Wissenschaft kann die Implementierung von neuen Technologien beschleunigt werden“.

Hyper Heat entwickelt elektrische Hochleistungsheizer für die Schwerindustrie, die Temperaturen von bis zu 2.000 Grad Celsius erreichen können. Damit will Hyper Heat künftig eine wirtschaftliche, CO₂-freie Alternative für energieintensive Branchen wie Stahl, Glas, Keramik und Zement bieten, die bislang auf fossile Brennstoffe angewiesen sind. Die elektrischen Heizer können bestehende Öfen entweder vollständig elektrifizieren oder als hybride Lösung zunächst ergänzend zu bestehenden Gasbrennern installiert werden. Das Unternehmen wurde 2023 gegründet und ist in Offenburg und Köln ansässig.

Das Vorhaben läuft im Rahmen des Zentralen Innovationsprogramms Mittelstand (ZIM) und erhält Fördergelder durch das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi). // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Bonner Premiere: Mischbetrieb mit Wasserstoff in Gaskraftwerk



SWB-Chef Olaf Hermes (Mitte) und Helge Wilhelm, Bereichsleiter für Energieerzeugung (rechts) in der Leitstelle des HWK. Quelle: Rolf Driller/SWB.

WASSERSTOFF. Die Stadtwerke Bonn testen die Beimischung von Wasserstoff zur Erdgasfeuerung im Heizkraftwerk Nord.

Die Bonner Stadtwerke-Tochter SWB Energie und Wasser erprobt im Heizkraftwerk Nord die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas in der Gasturbine, um technische Erfahrungen für eine perspektivische Umstellung der Fernwärmeerzeugung zu sammeln.

Nach Angaben des Unternehmens soll die Turbine in den kommenden fünf Jahren während der Heizperiode zeitweise im Mischbetrieb laufen. SWB-Vorstandsvorsitzender Olaf Hermes erklärte dazu: „Für SWB Energie und Wasser ist das ein technologischer Meilenstein im Turbinenbau und in der Anlagensteuerung. In den kommenden fünf Jahren werden wir Wasserstoff sukzessive während der Heizperiode beimischen.“

Langfristig strebt das Unternehmen einen Betrieb der Anlage ausschließlich mit Wasserstoff an. Hermes verwies jedoch auf notwendige Voraussetzungen: Für das Umstellen auf den reinen Betrieb mit H₂ in zehn bis fünfzehn Jahren brauche es den Anschluss an das Wasserstoffkernnetz und gesicherte Beschaffungsstrukturen auf Bundesebene. „Wenn wir einmal umstellen, gibt es kein Zurück zum Erdgas mehr. Deshalb ist Planungssicherheit umso wichtiger.“

Bis zu 15 Volumenprozent Wasserstoff

Der Wasserstoff für den Testbetrieb wurde im März erstmals per Trailer an das Heizkraftwerk geliefert. Der Sattelaufleger transportiert Druckbehälter, die mit Wasserstoff mit einem Druck von bis zu 350 bar befüllt sind, heißt es in einer Mitteilung des Unternehmens. Vor Ort wird der Druck in einer Übergabestation auf etwa 25 bar reduziert. Anschließend gelangt der Wasserstoff über Rohrleitungen zu einer Gasmischstation, in der er mit Erdgas vermischt wird. Das Gasgemisch wird danach der Gasturbine zugeführt.



Die Übergabestation für H₂
(Zum Vergrößern auf das Bild klicken)
Quelle: Rolf Driller/SWB.

Der Inhalt eines Trailers reicht nach Angaben der SWB für etwa drei Tage Testbetrieb. Während der Inbetriebnahme wird die Turbine mit unterschiedlichen Laststufen und Mischungsverhältnissen betrieben. Der Anteil des Wasserstoffs kann dabei auf bis zu 15 Volumenprozent erhöht werden. Zusätzlich werden Störungen simuliert, um das Betriebsverhalten der Turbine zu untersuchen. Parallel dazu messen Fachleute kontinuierlich die Abgasemissionen, um zu prüfen, ob die zugesicherten Emissionswerte der von Siemens Energy gelieferten Turbine auch im Mischbetrieb eingehalten werden.

Fünf Stunden an fünf Tagen pro Monat

Die Vorbereitung und Umsetzung des Testbetriebs erfolgte laut Unternehmen durch ein internes Projektteam sowie externe Fachfirmen. Der Wasserstoff wird vom Unternehmen Tyczka per Trailer geliefert. Der Lieferant errichtete auch die Übernahmestation sowie die Rohrleitungen zur Gasmischstation. Für die Steuerungs- und Regeltechnik arbeitete das Unternehmen mit Siemens Energy zusammen.

Ein Dauerbetrieb der Gasturbine im Erdgas-Wasserstoff-Mischbetrieb sei mit der derzeitigen Infrastruktur nicht vorgesehen, heißt es weiter. Geplant sei stattdessen ein begrenzter Testbetrieb: Während der Heizperiode soll die Turbine in den Monaten Januar bis April sowie September bis Dezember an fünf Tagen pro Monat jeweils fünf Stunden im Mischbetrieb laufen. // VON MANFRED FISCHER

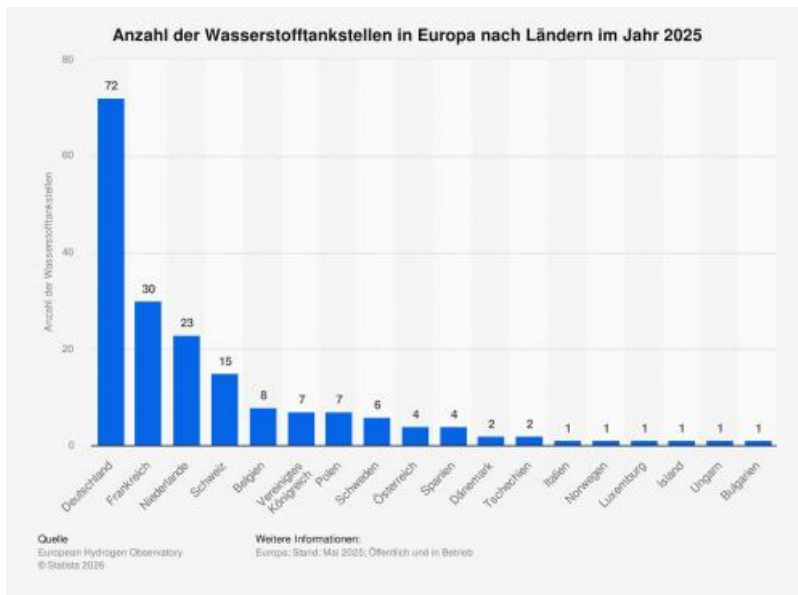
[^ Zum Inhalt](#)

Anzahl der Wasserstofftankstellen in Europa nach Ländern



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.



Quelle: Statista

Im Vergleich europäischer Länder gab es im vergangenen Jahr in Deutschland die meisten Wasserstofftankstellen. Insgesamt 72 wurden hierzulande gezählt. Mit deutlichem Abstand und 30 öffentlichen Tankmöglichkeiten für Wasserstoff folgte Frankreich. Insgesamt betrug die Zahl der Wasserstofftankstellen in Europa im Jahr 2025 186. Die Angaben basieren auf Daten von European Hydrogen Observatory. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Shutterstock / Sharomka

Bioabfall liefert Gas für Sindelfingen

WÄRME. Biomethan aus regionalem Bioabfall strömt nun ins Gasnetz in Sindelfingen. Die neue Anlage soll fossiles Erdgas ersetzen und die Wärmeversorgung stützen.

Mit der Inbetriebnahme der Biomethanaufbereitungsanlage auf der ehemaligen Kreismülldeponie Dachsklinge in Sindelfingen nahe Stuttgart ist ein weiteres Projekt zur regionalen Bioabfallverwertung im Landkreis Böblingen abgeschlossen. Die Stadtwerke Sindelfingen GmbH binden damit aufbereitetes Biomethan in das Gasnetz ein. Die erzeugte Energiemenge entspricht nach früheren Angaben der Stadtwerke dem Bedarf von rund 2.000 Haushalten (wir berichteten).

Grundlage ist Rohbiogas aus der Vergärungsanlage in Leonberg, das nun über eine rund 3,3 Kilometer lange Leitung nach Sindelfingen gelangt und dort weiterverarbeitet wird. Nach Angaben des Versorgers und der Projektbeteiligten bereitet die Anlage das Gas mit Membrantechnologie auf eine Reinheit von mehr als 97 Prozent auf. Anschließend speist sie es in das öffentliche Gasnetz ein. Pro Jahr sollen so rund 40 Millionen kWh Biomethan entstehen. Laut Stadtwerke-Geschäftsführer Karl Peter Hoffmann ersetzt das Biomethan fossiles Erdgas im Netz.

Teil eines regionalen Verbundprojekts

Die neue Anlage ist Teil eines interkommunalen Projekts der Landkreise Böblingen und Esslingen sowie der Stadt Sindelfingen. Anfang März hatten die Beteiligten bereits die Vergärungsanlage in Leonberg eingeweiht. Dort entsteht aus Bioabfall zunächst Rohbiogas. In Sindelfingen folgt nun die Aufbereitung zu Biomethan. Landrat Roland Bernhard (parteilos) stellte den regionalen Ansatz in den Vordergrund. Bioabfall aus den Landkreisen Böblingen und Esslingen werde vor Ort verarbeitet und liefere Energie für die Region. In der aktuellen geopolitischen Lage sei das aus seiner Sicht auch ein Beitrag zu mehr Versorgungssicherheit.

Auch das baden-württembergische Umweltministerium wertet das Vorhaben als Beispiel für Kreislaufwirtschaft. Staatssekretär Andre Baumann erklärte laut einer Mitteilung der Stadtwerke Sindelfingen, die Verbindung von Bioabfallvergärung, Biomethanaufbereitung und CO₂-Verflüssigung sei in dieser Form im Land bislang einmalig. Das Ministerium unterstützte die CO₂-Abscheidung mit 960.000 Euro.

CO2 soll als Rohstoff vermarktet werden

Neben Biomethan fällt bei der Aufbereitung auch CO₂ an. Dieses wird laut Unternehmen verflüssigt und in Lebensmittelqualität vermarktet. Pro Jahr sollen so rund 5.000 Tonnen zusammenkommen. Die Stadt sieht darin einen zusätzlichen Baustein der Kreislaufwirtschaft. Oberbürgermeister Markus Kleemann (CDU) verwies in diesem Zusammenhang auf die geplante Energiedrehscheibe Nord. Dort sollen Photovoltaik, Biogasaufbereitung und perspektivisch auch ein Biomasseheizwerk gebündelt werden.

Wolfgang Bagin, Geschäftsführer der Bioabfallverwertung GmbH Leonberg und der Biomethanverwertung GmbH Sindelfingen, verwies auf die längere Vorgeschichte des Projekts. Nach dem Brand der Vergärungsanlage Leonberg im Jahr 2019 habe der Wiederaufbau zunächst im Mittelpunkt gestanden (wir berichteten). Nun seien in Leonberg und Sindelfingen nicht nur Ersatzstrukturen entstanden, sondern ein erweitertes System.

Das Investitionsvolumen für die Biomethanaufbereitungsanlage in Sindelfingen liegt den Angaben zufolge bei knapp 8 Millionen Euro. Darin enthalten sind die Gasleitung und die CO₂-Abscheidung. Für Vergärungsanlage und Biogasaufbereitung zusammen nennen die Projektpartner ein Volumen von rund 54 Millionen Euro. Beide Anlagen sollen nach ihren Angaben pro Jahr zusammen rund 18.000 Tonnen CO₂ einsparen. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIEJOBS

**DAS KARRIEREPORTAL FÜR
DIE ENERGIEWIRTSCHAFT**

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

Icon: **Energietechnik** Icon: **Erneuerbare Energien** Icon: **Energiemanagement**

📞 **08152 93 11 88** 🌐 **www.energiejobs.online**

1,65 Millionen Euro für Darmstädter Elektrolyseur



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

WASSERSTOFF. Der Energieversorger Entega plant eine Elektrolyseanlage zur Versorgung von Wasserstoffbussen. Gefördert wird das Projekt unter anderem vom Land Hessen.

Ein positives politisches Signal in einem unsicheren Marktumfeld: So deutet die Darmstädter Entega den Förderbescheid für ihr Elektrolyseprojekt. Damit unterstützt das Land Hessen den Bau einer 3-MW-Elektrolyseanlage auf dem Gelände des Müllheizkraftwerks (MHKW) in Darmstadt mit rund 1,65 Millionen Euro, wie der Energieversorger mitteilt.

Nach Angaben des Unternehmens soll die Anlage im ersten Quartal 2027 in den Regelbetrieb gehen und dann jährlich rund 310 Tonnen grünen Wasserstoff erzeugen. Der Wasserstoff ist vor allem für den Betrieb von Wasserstoffbussen vorgesehen. Die Produktionsmenge reicht laut Entega für etwa 40 Busse. Durch deren Betrieb mit Wasserstoff statt mit Diesel sollen etwa 4.000 Tonnen CO₂ pro Jahr vermieden werden.

Der Förderbescheid sei ein „wichtiges Signal des Landes Hessen“, schreibt die Entega in ihrer Pressemitteilung und verweist auf die Unsicherheiten der übergeordneten Rahmenbedingungen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Zwar habe die Bundesregierung sich auf den Aufbau eines bundesweiten Wasserstoffkernnetzes verständigt, dennoch sei für die potenziellen Abnehmer noch nicht klar, wann sie an ein Wasserstoffnetz angeschlossen werden könnten, zu welchem Preis und in welcher Menge Wasserstoff zur Verfügung stehen wird.

Transport per Trailer

Im Darmstädter Projekt soll der Wasserstoff mit Trailern abtransportiert und bei den jeweiligen Verkehrsbetrieben zur Betankung der Busse eingesetzt werden.

Der Förderbescheid erging auf Grundlage der hessischen Richtlinie zur Förderung eines innovativen, intelligenten und grünen wirtschaftlichen Wandels aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE). Abgewickelt wird die Förderung über die Wirtschafts- und Infrastrukturbank Hessen (WI-Bank). Das Projekt wird außerdem im Rahmen des Reallabors DELTA durch das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) unterstützt.

Den Auftrag für die technischen Komponenten der Anlage hat Entega nach einer europaweiten Ausschreibung an den Anlagenbauer „FEST GmbH“ aus Goslar vergeben. Das Unternehmen liefert unter anderem den Elektrolyseur, den Verdichter sowie die Abfüllstation für Wasserstofftrailer. Eigentümer des Darmstädter Müllheizkraftwerks ist der Zweckverband Abfallverwertung Südhessen (ZAS). Entega übernimmt die Betriebsführung. // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

Neuer Geschäftsführer in Sigmaringen



V.l.n.r.: Falk-Wilhelm Schulz, Peter Oswald, Marcus Ehm, Anton Fetscher. Foto: Stadtwerke Sigmaringen

PERSONALIE. Das Stadtwerk in Baden-Württemberg bekommt im Sommer einen neuen Verantwortlichen. Interimsgeschäftsführer Falk-Wilhelm Schulz kann nach erfolgreicher Sanierung seinen Posten abgeben.

Zum 1. Juli übernimmt Peter Oswald die Geschäftsführung der Stadtwerke Sigmaringen GmbH. Der Aufsichtsrat unter Vorsitz von Sigmaringens Bürgermeister Marcus Ehm hat sich in seiner jüngsten Sitzung einstimmig für den 53-Jährigen entschieden. Das teilte das Unternehmen mit.

Der aus Baden-Württemberg stammende Oswald war zuletzt in Potsdam als Bereichsleiter Vertrieb, Kundenservice und Marketing tätig. Dort war er auch Prokurist.

Interimsgeschäftsführer Falk-Wilhelm Schulz werde damit nach fast zweijähriger Tätigkeit abgelöst, heißt es weiter. „Unter seiner Führung und in enger, vertrauensvoller Kooperation mit der Stadt Sigmaringen wurde die akute Krisensituation der Stadtwerke überwunden und die Sanierung des Unternehmens erfolgreich abgeschlossen.“

Schulz sieht das Unternehmen gut aufgestellt: „Die Transformationsphase, in der es darum ging, die Stadtwerke aus der Krise herauszuführen, ist abgeschlossen. Wir gehen nun wieder in einen stabilen Normalbetrieb über, auch wenn einzelne Themen noch nachwirken werden.“

Die Stadtwerke Sigmaringen haben nach der Energiekrise ein zweistelliges Millionen-Defizit aufgebaut. Für 2023 weist der Versorger einen Verlust von 11,4 Millionen Euro aus, auch für 2024 und 2025 werden noch Belastungen erwartet.

Die Verluste entstanden vor allem durch eine risikoreiche Energiebeschaffung während der Energiekrise. Mengen wurden erst spät und zu sehr hohen Marktpreisen eingekauft, zudem kam es zu Fehlkalkulationen bei Preisen und Energiemengen.

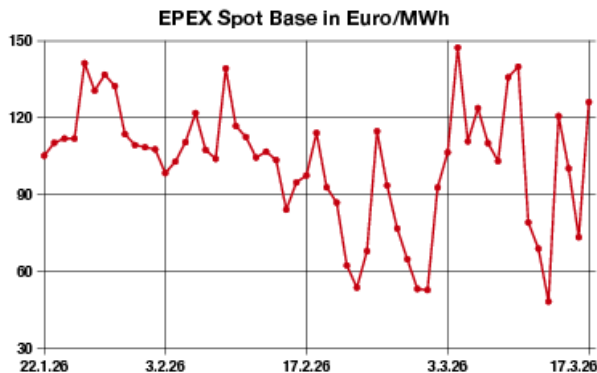
Eine Compliance-Untersuchung sieht Hinweise auf Pflichtverletzungen des damaligen Geschäftsführers (wir berichteten). Er soll Aufsichtsrat und Stadt zu spät informiert haben. Im August 2024 übernahm Interimsgeschäftsführer Falk-Wilhelm Schulz und löste den glücklosen Geschäftsführer Markus Seeger ab.

// VON STEFAN SAGMEISTER

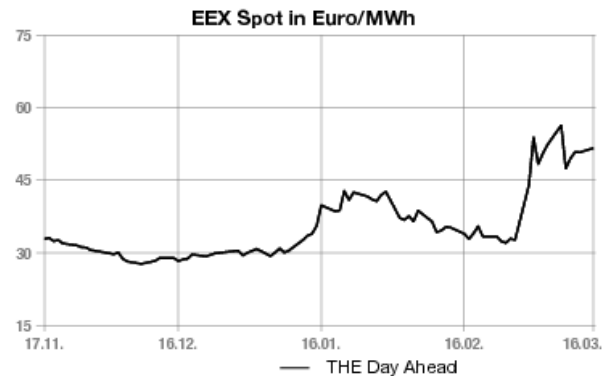
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energienmärkte reagieren auf Geleitschutz-Debatte



Quelle: E&M

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

Auch an diesem Montag stehen die Energiemärkte im Bann des Irankrieges. Gas und Strom zeigten sich etwas befestigt, ebenfalls leicht nach oben ging es mit CO₂. Rohöl gab etwas nach.

Der Markt reagiert auf das Drängen der USA, die Nato-Verbündeten zu militärischen Geleitschutzfahrten durch die Straße von Hormus zu bewegen. Die ersten Reaktionen der Europäer, die fürchten, in den Krieg hineingezogen zu werden, sind allerdings sehr verhalten, sodass sich der Preisrückgang bei Rohöl als kurzlebig erweisen könnte. Zudem wurden im Zuge der Kampfhandlungen Teile der Ölinfrastruktur in der Region zerstört: im Iran durch Angriffe der israelischen und US-Streitkräfte, in anderen Ölförderländern durch iranische Gegenschläge. Selbst wenn die Straße von Hormus bald wieder gefahrlos passiert werden könnte, dürfte es laut Angaben von Analysten lange dauern, bis die verfügbaren Kapazitäten und das Angebot wieder das Niveau von vor dem Krieg erreichen.

Strom: Fester hat sich am Montag der deutsche Strommarkt gezeigt. Der Day-ahead kostete am OTC-Markt im Base 126,25 Euro je Megawattstunde und im Peak 130,25 Euro je Megawattstunde. Der Montag selbst war am Freitag an der Börse mit 94 Euro je Megawattstunde bewertet worden. Börslich wurden für die Grundlast 126,16 Euro ermittelt und für die Spitzenlast 130,08 Euro. Händler bringen den Preissprung von Montag auf Dienstag mit der geringeren Erneuerbaren-Einspeiseleistung am Dienstag in Verbindung. Die Meteorologen von Eurowind erwarten für den zweiten Tag der Arbeitswoche eine Einspeiseleistung von noch 17,6 Gigawatt gegenüber 33,5 Gigawatt am Berichtstag. Am Mittwoch dürften die Beiträge von Wind und Solar höher als am Dienstag, jedoch geringer als am Montag ausfallen.

Am langen Ende legte das Cal 27 um 1,50 auf 92,24 Euro je Megawattstunde zu.

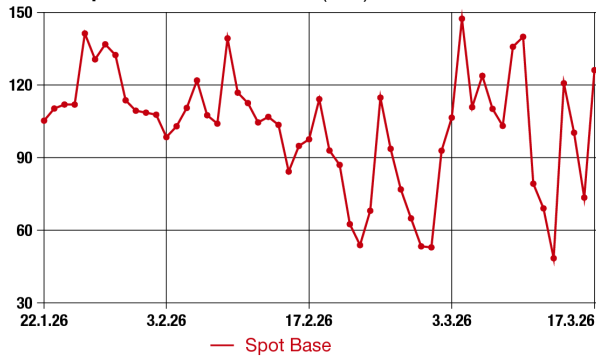
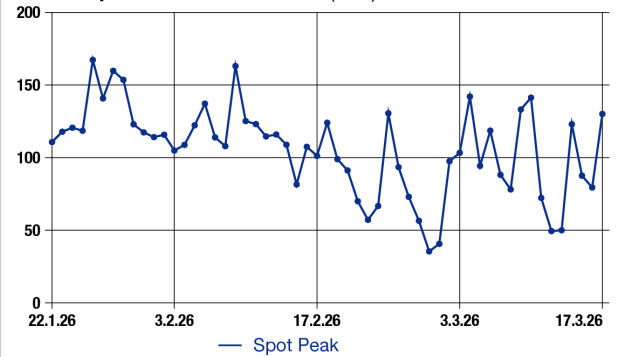
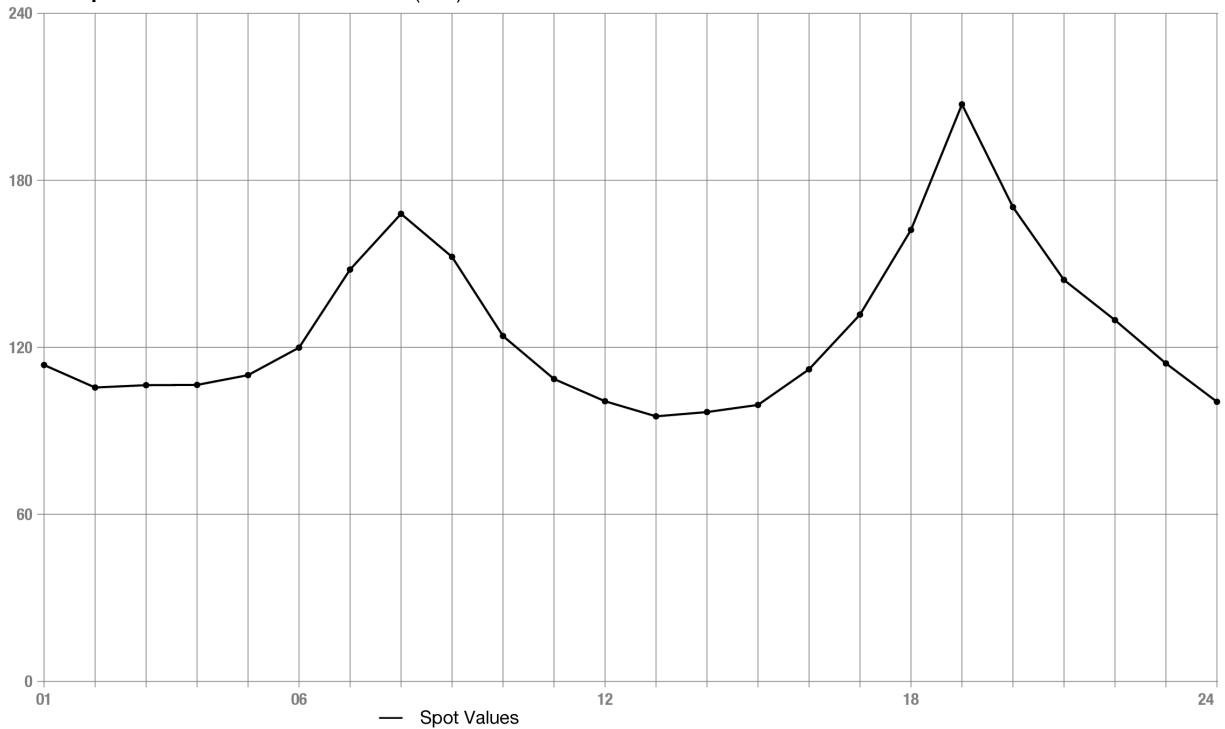
CO₂: Ein wenig fester haben sich die CO₂-Preise am Montag präsentiert. Der Dec 26 zeigte sich gegen 14.02 Uhr mit einem Plus von 0,23 auf 69,39 Euro je Megawattstunde. Damit hat sich der Dec 26 wieder in den Kurskorridor von 69,20 Euro auf 73,00 Euro hineingearbeitet. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 15 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 70,35 Euro, das Tief bei 68,98 Euro.

Die Aufmerksamkeit des Markts richtet sich bereits auf die Tagung des Europäischen Rates am 19. und 20. März, auf der die Staats- und Regierungschefs über Ursula von der Leyens Wettbewerbsagenda beraten

werden. Händler werden den Vorschlag Italiens, die EU-Emissionshandelskosten für die Stromerzeugung aus Gas vorübergehend auszusetzen, genau beobachten. Dieser steht weiterhin im Fokus, auch wenn bei diesem Treffen keine konkrete Entscheidung erwartet wird. Seit dem letzten EU-Gipfel haben aber auch mehrere Wirtschaftsverbände, Versorgungsunternehmen und Industriekonzerne die Kommission dazu aufgefordert, die Integrität des ETS-Preissignals zu wahren. Die für die laufende Woche prognostizierten milden Temperaturen in Europa dürften sich ebenfalls bearish auf die Preisentwicklung am CO₂-Markt auswirken.

Erdgas: Etwas fester zeigte sich am Montag der europäische Erdgasmarkt. Der Frontmonat April am niederländischen TTF legte bis 13.44 Uhr um 0,450 auf 51,200 Euro je Megawattstunde zu. „Trotz kriegsbedingter Versorgungsunterbrechungen und der Umleitung vieler Ladungen nach Asien ist Europa vorerst gut versorgt, dank stetiger LNG-Lieferungen und einer gedämpften Nachfrage“, so die Analysten von ANZ. „Es wird jedoch erwartet, dass sich der Wettbewerb mit Asien um die Ladungen im Laufe des Sommers verschärfen wird.“ Händler warten auf mehr Klarheit, nachdem EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen erklärt hat, die EU erwäge Subventionen oder eine Obergrenze für Erdgaspreise, um ihre Bürger zu schützen. Unterdessen hat Gassco die Gasexporte Norwegens für den Berichtstag mit sehr hohen 340,4 Millionen Kubikmetern angegeben. // [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

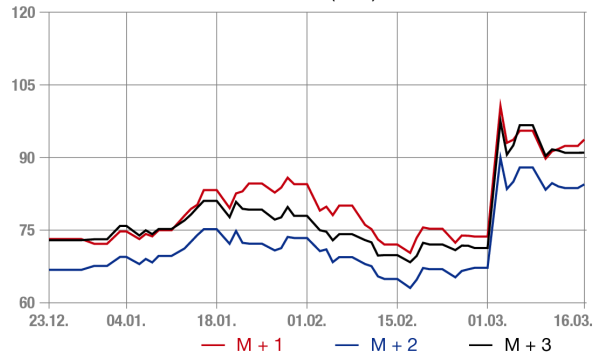
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	16.03.26	German Power Apr-2026	93,69
M2	16.03.26	German Power Mai-2026	84,45
M3	16.03.26	German Power Jun-2026	90,99
Q1	16.03.26	German Power Q2-2026	89,65
Q2	16.03.26	German Power Q3-2026	100,62
Q3	16.03.26	German Power Q4-2026	118,02
Y1	16.03.26	German Power Cal-2027	92,45
Y2	16.03.26	German Power Cal-2028	74,06
Y3	16.03.26	German Power Cal-2029	69,56

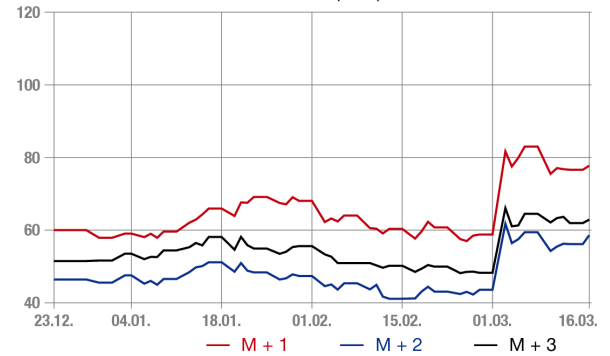
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	16.03.26	German Power Apr-2026	77,73
M2	16.03.26	German Power Mai-2026	58,60
M3	16.03.26	German Power Jun-2026	62,89
Q1	16.03.26	German Power Q2-2026	66,53
Q2	16.03.26	German Power Q3-2026	91,90
Q3	16.03.26	German Power Q4-2026	145,50
Y1	16.03.26	German Power Cal-2027	99,46
Y2	16.03.26	German Power Cal-2028	80,70
Y3	16.03.26	German Power Cal-2029	76,50

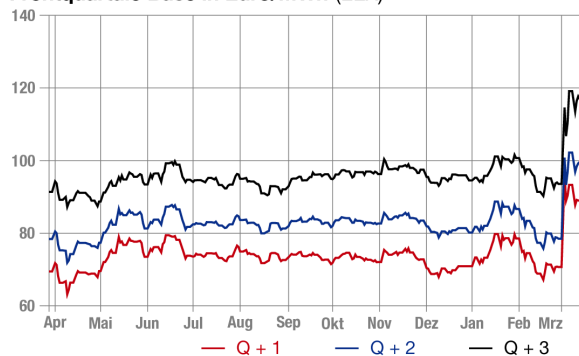
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



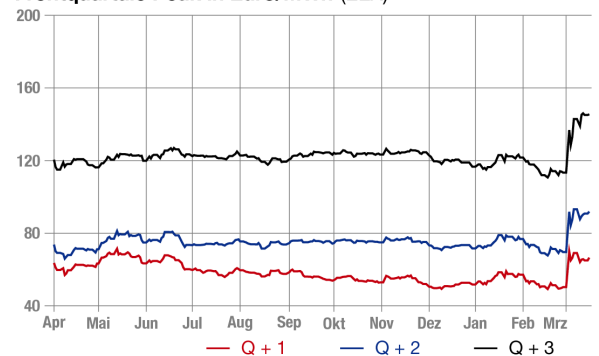
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



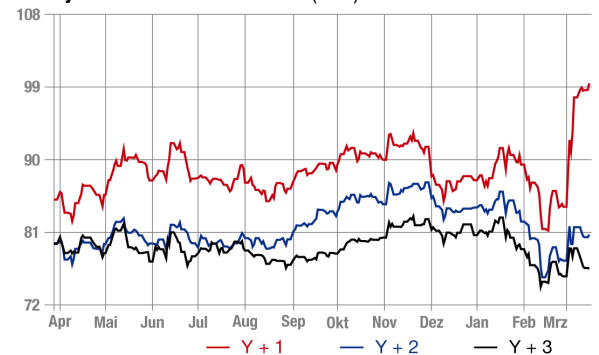
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



Gas Spot- und Terminmarkt

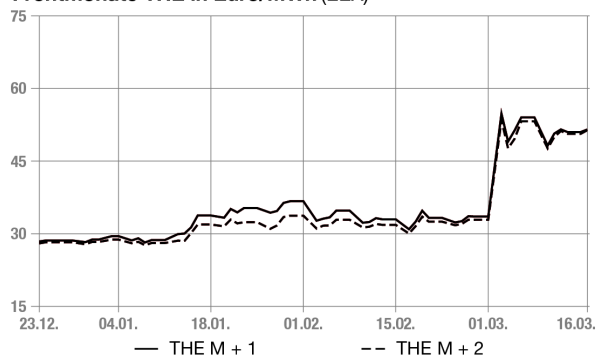
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	16.03.26	German THE Gas Apr-2026	51,52
M2	16.03.26	German THE Gas Mai-2026	51,37
Q1	16.03.26	German THE Gas Q2-2026	51,31
Q2	16.03.26	German THE Gas Q3-2026	50,76
S1	16.03.26	German THE Gas Win-2026	49,98
S2	16.03.26	German THE Gas Sum-2027	36,98
Y1	16.03.26	German THE Gas Cal 2027	39,68
Y2	16.03.26	German THE Gas Cal 2028	28,89

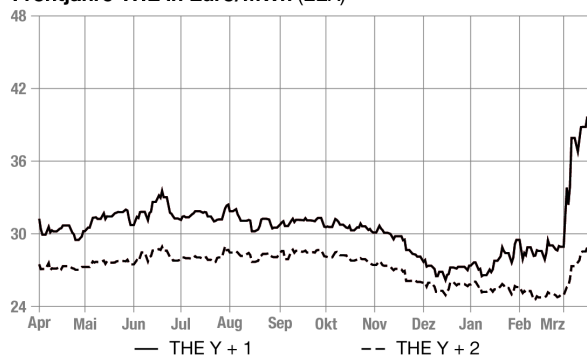
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



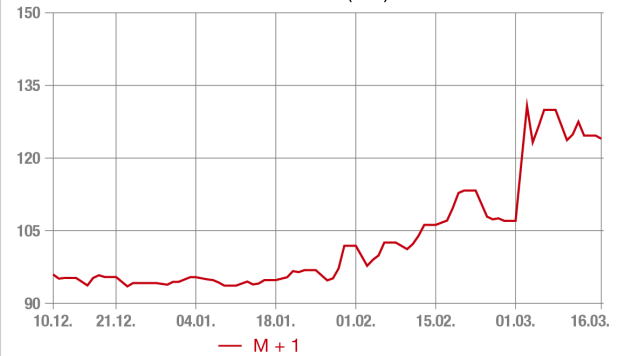
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	16.03.26	126,16	EUR/MWh
Germany Spot peak	16.03.26	130,08	EUR/MWh
EUA Apr 2026	16.03.26	67,80	EUR/tonne
Coal API2 Apr 2026	16.03.26	124,00	USD/tonne

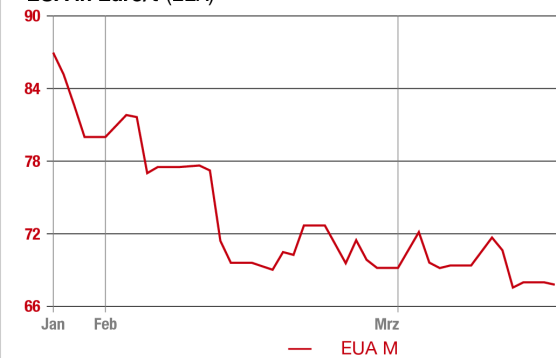
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	16.03.26	51,66	EUR/MWh
German THE Gas Apr-2026	16.03.26	51,52	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	16.03.26	39,68	EUR/MWh
Crude Oil Brent Mai-2026	16.03.26	100,21	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Junior Geschäftsführer Energie (m/w/d)

(Junior) Geschäftsführer Energie (m/w/d) Arbeitsplatz Hybrid am Standort Mühlheim am Main

in Mühlheim am Main

27.02.2026



Geschäftsführer (M/W/D)

Strategieberatung sucht Geschäftsführer (M/W/D) zur Weiterentwicklung erneuerbarer Wärmeprojekt...

in Hamburg

27.01.2026

● Vorstand/Geschäftsführung ● Festanstellung / Angestellter ● Homeoffice / Weiterbildung /
Mobilitätzuschuss / Mitarbeitererevents



Landschaftsplaner/-ökologe (m/w/d) für Onshore-Windenergieprojekte (Sofort einstellen)

Deine Energie, deine Zukunft, dein Job bei wpd. Wir bei wpd entwickeln und betreiben Onshore-Wind- u...

in Stuttgart (+2 weitere Standorte)

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Projektleiter im Naturschutz für Windkraftanlagen (m/w/d) (Sofort einstellen)

Deine Energie, deine Zukunft, dein Job bei wpd. Wir bei wpd entwickeln und betreiben Onshore-Wind- u...

in Osnabrück

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Facharbeiter Garten- und Landschaftsbau (m/w/d)

Über uns Wir, die GaLaBau Friedrich GmbH, sind ein mittelständisches Bauunternehmen in Nauen. Seit ...

in Nauen

vor 2 h

● Ausbildung / 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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



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



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

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



Über E&M



E&M Anzeigen-Vertrieb



E&M Mediadaten



E&M Zeitung



E&M Termine



E&M Shop



E&M Firmendatenbank



E&M Glossar

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:

