



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM
117 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS
38,78 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZITAT DES TAGES

„Transparenz und Vollständigkeit dürfen nicht zum Risiko gemacht werden, sondern sollten Voraussetzung für glaubwürdigen Klimaschutz sein.“

LNG

Regas klagt gegen Beihilfe für staatliche LNG-Terminals

WASSERSTOFF

VIK schlägt Wasserstoff-Midstreamer zur Marktbelebung vor

WINDKRAFT

Verbund-Tochter sichert sich Windturbinen von Nordex

Jonas Lepping, Abteilungsleiter Klimaschutz und Nachhaltigkeit bei der Asew, zu dem Benchmarking, das die Asew erstellt hat. Sie hat THG-Bilanzen von Stadtwerken ausgewertet.

Inhalt

TOP-THEMA

→ **STROMNETZ:** Südostlink: Tennet beendet Zusammenarbeit mit Baufirma

POLITIK & RECHT

- **LNG:** Regas klagt gegen Beihilfe für staatliche LNG-Terminals
- **WINDKRAFT ONSHORE:** Klage gegen Millionenprojekt der Stadtwerke Münster
- **STATISTIK DES TAGES:** Klimaziele: Wer ist bereit für 2030?

HANDEL & MARKT

- **WASSERSTOFF:** VIK schlägt Wasserstoff-Midstreamer zur Marktbelebung vor
- **ERDGAS:** Speicherfüllstände: Nicht gut, aber auch nicht kritisch
- **REGULIERUNG:** VKU kritisiert Netzentgeltmodell der Bundesnetzagentur
- **KLIMASCHUTZ:** Asew-Analyse hilft beim Vergleich von THG-Bilanzen

TECHNIK

- **IT:** Nächstes Stadtwerk das Ziel einer Cyberattacke
- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Berliner Karte für öffentliche E-Ladepunkte online
- **POLITIK:** Mehrheit zweifelt an Zukunft fossiler Energien

UNTERNEHMEN

- **WINDKRAFT:** Verbund-Tochter sichert sich Windturbinen von Nordex
 - **STADTWERKE:** Stadtwerker ist der Name für Fusionsversorger Bocholt-Rhede
 - **PERSONALIE:** Trianel Offshore: Deharde geht, Würtz kommt
 - **PERSONALIE:** Neuer Geschäftsführer in Eschwege wechselt aus Kassel
 - **PERSONALIE:** Neues Vorstandsmitglied bei den Pfalzwerken in Sicht
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Erdgas kratzt am THE an der 40-Euro-Marke
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Südostlink: Tennet beendet Zusammenarbeit mit Baufirma



Trommeln mit den Südostlink-Erdkabeln warten im Regensburger Hafen auf ihren Einsatz. Quelle: Günter Drewnitzky

STROMNETZ. Der Netzbetreiber Tennet braucht für einen wichtigen Abschnitt der Südostlink-Stromtrasse eine neue Tiefbaufirma. Von Verzögerungen und Mängeln ist die Rede. Und von sehr viel Geld.

Konkret geht es um Unregelmäßigkeiten beim rund 90 Kilometer langen Südostlink-Abschnitt C2 in Nordostbayern, genauer gesagt dem Abschnitt zwischen Marktredwitz (Oberfranken) und Pfreimd (Oberpfalz). Hier war die Firma Vinci Construction Geoinfrastruktur Deutschland mit den Arbeiten zum Einbau der Südostlink-Erdkabel beauftragt.

Damit ist es jetzt vorbei. „Nach eingehender Prüfung haben wir die Zusammenarbeit mit dem für den Abschnitt C2 des bayerischen Teils des Südostlink beauftragten Bauunternehmen Vinci beendet“, teilte eine Sprecherin des Übertragungsnetzbetreibers Tennet auf Anfrage der Redaktion mit. Zu den Hintergründen dieser Entscheidung äußere man sich grundsätzlich nicht. Vinci hat auf eine Anfrage bisher nicht geantwortet.

Auftragsvolumen beträgt 244 Millionen Euro

Es ist das endgültige Ende einer offensichtlich schon länger problematischen Zusammenarbeit. Zuletzt hatte die Regionalzeitung Der neue Tag über weitere Details und Hintergründe berichtet. Demnach geht es bei den an Vinci vergebenen Tiefbauarbeiten um ein Vertragsvolumen von 244 Millionen Euro. Und es soll schon Anfang November zur Androhung der Kündigung gekommen sein. Der Grund: Verzögerungen beim Baufortschritt um 150 Tage.

Das ist aber nicht alles: Auch zur Bauausführung gab es Beanstandungen, von fehlerhaften Schweißnähten sowie Defiziten bei der Wiederherstellung genutzter Flächen ist die Rede. In einem Schreiben des Übertragungsnetzbetreibers an die Baufirma sollen darüber hinaus die Bauvorbereitung und nicht eingehaltene Sicherheitsvorkehrungen bemängelt worden sein.

Zum Zeitpunkt dieser Beanstandung, so heißt es in den regionalen Medien, seien statt 40 nur sieben Kilometer Trasse fertig verlegt worden. Noch dazu habe Vici angekündigt, die Arbeiten erst Ende 2028 abschließen zu können, was die Inbetriebnahme des Südostlink erheblich verzögert hätte. Das will man bei Tennet aber unbedingt vermeiden. „Wir treffen alle notwendigen Maßnahmen, um den Zeitplan für das Gesamtprojekt Südostlink abzusichern. Die Inbetriebnahme ist weiterhin für 2027 geplant“, heißt es dazu.



Verladung der Südostlinkkabel im Regensburger Industriehafen. Jede Trommel enthält 1.740 Meter Leitung und wiegt 80 Tonnen
Quelle: Günter Drewnitzky

Inbetriebnahme weiter für 2027 geplant

Wie das am besten zu bewerkstelligen ist, darüber macht man sich beim Übertragungsnetzbetreiber mit Sitz in Bayreuth derzeit intensive Gedanken. Klar ist: Eine neue Baufirma muss her – und das so schnell wie möglich. „Durch einen zügigen Wechsel des Auftragnehmers soll der Bau auch auf diesem Abschnitt schnell wieder vorangetrieben werden“, heißt es seitens Tennet dazu.

Doch wer könnte nicht nur schnell Kapazitäten bereitstellen, sondern auch welche im benötigten großen Umfang? Noch dazu muss ja nicht nur der Verzug von mehreren Monaten aufgeholt werden, es gilt zusätzlich, die beanstandeten Mängel zu beseitigen. Eine Herkulesaufgabe also. Aber einen kleinen Lichtblick scheint es für Tennet zu geben. „Unabhängig davon laufen auch weiterhin Arbeiten auf dem Abschnitt C2 durch Spezialfirmen, insbesondere für Horizontalspülverfahren“, so die Unternehmenssprecherin.



Die Südostlink-Erdkabel enthalten neben dem Kupferleiter auch Glasfasern zur Überwachung der Betriebsparameter. Ein Meter wiegt 40 Kilogramm.

Quelle: Günter Drewnitzky

Südostlink

Die Südostlink-Erdkabel sollen 2.000 MW Windkraftstrom aus dem Norden und Osten der Republik nach Bayern bringen. Startpunkt des Projektes 5 ist in Wolmirstedt in Sachsen-Anhalt, über rund 540 Kilometer geht es von dort ins niederbayerische Landshut, genauer gesagt zum Umspannwerk Isar, wo zuletzt das gleichnamige Kernkraftwerk angeschlossen war. Später soll in Wolmirstedt auch noch eine Verlängerung nach Mecklenburg-Vorpommern angeschlossen werden. Diese 200 Kilometer lange Trasse, das Vorhaben 5a, soll 2030 in Betrieb gehen. Die Gesamtkosten für den Südostlink werden mit 11 Millionen Euro veranschlagt.

Südlink

Ein weiteres wichtiges Erdkabelprojekt ist der Südlink, der über zwei Trassen zusammen 4.000 MW Windkraftstrom von der Nordseeküste (Brunsbüttel und Wilster in Schleswig-Holstein) nach Bayern (Grafenheinfeld bei Schweinfurt) und Baden-Württemberg (Leingarten bei Heilbronn) transportiert. Die Inbetriebnahme hätte eigentlich mit der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke 2022 erfolgen sollen, jetzt ist von 2028 die Rede. Zu den massivsten Verzögerungen hat die von der bayerischen Staatsregierung durchgesetzte Änderung von Freileitungen auf Erdverkabelung geführt. Sie vernichtete 2015 jahrelange Planungsarbeit für die 700-Kilometer-Trasse auf einen Schlag und verteuerte das Projekt um ein Vielfaches auf aktuell geschätzt 10 Milliarden Euro.

// VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

**DAMIT BEI IHRER
KUNDENAKQUISE IM
ENERGIEVERTRIEB
SCHNELL DAS EIS
BRICHT.**

**WIR ENTWICKELN SOFTWARE.
WIR BEWEGEN DIE ENERGIEWIRTSCHAFT.
WIR SIND STARKE PARTNER.**

**JETZT TERMIN
VEREINBAREN** ➔

Soptim

E-WORLD 2026,
HALLE 1, STAND 1E130



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock

Regas klagt gegen Beihilfe für staatliche LNG-Terminals

LNG. Unnötig und schädlich für den Wettbewerb: So wertet die Deutsches Regas die Milliarden-Beihilfe der Bundesregierung für die staatlichen LNG-Terminals – und zieht vor Gericht.

Die Deutsche Regas klagt nach eigenen Angaben beim zuständigen Gericht der Europäischen Union gegen die staatliche Finanzspritze für vier LNG-Importterminals der bundeseigenen Gesellschaft DET. Die Europäische Kommission hatte Ende 2024 die Beihilfen für die Finanzierung der Terminalschiffe (Schwimmende Speicher- und Regasifizierungseinheiten, FSRU) zum Import von verflüssigtem Erdgas (LNG) der DET abgenickt.

Die Klage sei am 16. Januar 2026 beim zuständigen Gericht der Europäischen Union eingereicht worden, teilt Regas mit. „Die staatliche Förderung für LNG-Terminals in Höhe von fünf Milliarden Euro ist nicht notwendig und schadet dem Wettbewerb. Sie führt zur Reduzierung von Kapazitäten, hat nachteilige Auswirkungen auf die Befüllung der deutschen Gasspeicher und schwächt damit die Versorgungssicherheit“, kritisiert Ingo Wagner, geschäftsführender Gesellschafter Deutsche Regas, die Bundesregierung.

Die Beihilfe soll die Verluste der DET für den Betrieb der Anlagen bis zum Ende des Mietzeitraums abdecken, heißt es in einer Mitteilung der EU-Kommission aus dem Dezember 2024. Die FSRU seien auf dem Höhepunkt der Energiekrise gemietet worden, als die Nachfrage und die Kosten sehr hoch waren. Darüber hinaus ermögliche die begrenzte Betriebszeit keine vollständige Kostendeckung. Daher sei von Anfang an erwartet worden, dass diese Terminals mit Verlust betrieben würden. Die Nettogesamtbeihilfe zwischen 2023 und 2033 werde sich voraussichtlich auf 4,06 Milliarden Euro belaufen. Sollten die Verluste höher ausfallen als erwartet, könnte der Nettobeitrag auf insgesamt 4,96 Milliarden Euro anwachsen.

Weniger als „ein Zehntel der Kosten“

Die Deutsche Regas hingegen habe „bereits zu Beginn der Energiekrise im Jahre 2022 zwei privat finanzierte LNG-Terminals in Rekordzeit zu weniger als einem Zehntel der Kosten der Bundeterminals aufgebaut“, zitiert das Unternehmen seinen Chef in der aktuellen Mitteilung.

Die LNG-Importe nach Deutschland summierten sich nach Zahlen der Bundesnetzagentur im vergangenen Jahr auf rund 105,4 Milliarden kWh – ein Plus um rund 53 Prozent im Vergleich zu 2024. Allein im vierten Quartal gelangten 31,8 Milliarden kWh über die deutschen LNG-Terminals ins Netz. 12,5 Milliarden kWh gelangten in den zurückliegenden drei Monaten nach Angaben der Deutschen Regas über deren Anlage in Mukran ins Land. Auf den Dezember entfielen 4,2 Milliarden kWh. „Im Dezember 2025 war das Energie-Terminal ‚Deutsche Ostsee‘ erneut der wichtigste LNG- Einspeisepunkt in Deutschland“, teilte das Unternehmen damals mit. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Ihre Kunden wünschen sich Preistransparenz?

➔ Hier das richtige Produkt finden!



Klage gegen Millionenprojekt der Stadtwerke Münster



Quelle: Pixabay / Simon

WINDKRAFT ONSHORE. Es kommt neue Arbeit auf das Oberverwaltungsgericht Münster zu. Eine Initiative klagt gegen Pläne der Stadtwerke Münster, in einer Nachbarkommune einen großen Windpark zu errichten.

Die Stadtwerke Münster schwirren bei ihren Erneuerbaren-Projekten bekanntlich ins Umland aus, um die Stromerzeugung emissionsfrei zu bekommen. Ein aussichtsreiches Vorhaben in der Nachbargemeinde Nottuln hat nun einen Dämpfer erhalten. Es liegt eine Klage gegen den geplanten Windpark vor, der Investitionen von nahezu 100 Millionen Euro auslösen würde.

An das Oberverwaltungsgericht Münster wenden sich in diesem Fall rund zwei Dutzend Menschen, die teils auch der Initiative „Windsinn-Nottuln“ angehören. Die am OVG Münster zu behandelnde Klage ist gegen den Kreis Coesfeld gerichtet. Interessant ist, dass die Gegner des Projekts bereits in einem frühen Stadium eingreifen. Sie beklagen einen positiven Vorbescheid für den Windpark „Nottuln-Stockum“, den die Kreisverwaltung als Genehmigungsbehörde den Stadtwerken im Frühjahr 2025 erteilt hatte.

Kompletter Genehmigungsantrag soll in diesem Jahr kommen

Münsters Energieversorger will im Westen Nottulns laut Projektinternetseite „bis zu sieben“ Windenergieanlagen modernen Typs und mit einer Gesamthöhe von jeweils 260 Metern errichten. Hier gibt es einen Widerspruch zu den Windkraft-Gegnern, die in ihrer Kampagne von acht Turbinen sprechen. Die Anlagen könnten nach Angaben der Stadtwerke ab 2028 etwa 30.000 Haushalte der Region mit Ökostrom versorgen.

Nach dem positiven Vorbescheid will der Versorger noch 2026 die Unterlagen für die immissionsschutzrechtliche Genehmigung einreichen. Daraufhin müsste der Kreis eine endgültige Entscheidung über das Vorhaben fällen. Die Stadtwerke Münster erklären auf Anfrage dieser Redaktion, die Klage „zur Kenntnis“ genommen zu haben.

Der Versorger muss sich allerdings schon vor einem möglichen Verhandlungstermin am OVG auf eine Begegnung mit den Klagenden einstellen. Die Initiative „Windsinn-Nottuln“ hat am 20. Januar eine Online-Petition gegen das Projekt geschlossen, bei der sie mehr als 1.700 Unterschriften gesammelt haben will.

Initiative will Petition am 27. Januar in Münster übergeben

Diese Liste will sie nach eigenen Angaben am 27. Januar am Sitz der Stadtwerke überreichen, wenn der neue Aufsichtsrat der Westfalen zu seiner konstituierenden Sitzung zusammenkommt. Die Petition richtet sich zugleich an die Stadtwerke sowie den Landrat des Kreises Coesfeld, den Bürgermeister und den Gemeinderat von Nottuln.

Die Gegner möchten das Projekt komplett stoppen und Anlagen am liebsten grundsätzlich nur zwei Kilometer an die Wohnbebauung heranreichen lassen. Zusätzlich zu Petition und Klage ist die Initiative mit einem offenen Brief an den Stadtwerke-Aufsichtsrat herantreten. Dieser beinhaltet laut Medienberichten das Angebot zum Dialog und zugleich die Aufforderung an die Stadtwerke, ihre Energiepläne nicht in Umlandkommunen zu verwirklichen. Der Versorger prüfe das Schreiben aktuell, so die Sprecherin der Stadtwerke.

Die Gegner verweisen in ihrer Klage auch darauf, dass das vorgesehene Gebiet außerhalb des 2025 verabschiedeten Regionalplans für das Münsterland liege. Das ist formell richtig und hat auch damit zu tun, dass die Stadtwerke ihr Vorhaben an die Gemeinde zu einem Zeitpunkt herangetragen hatten, als der Flächennutzungsplan aufgehoben war und damit Windkraftplanungen im Außenbereich weitgehend möglich waren.

Ein Sprecher des beklagten Kreises Coesfeld bestätigte auf Anfrage, dass die Verwaltung über die Klage informiert sei. Darin bringen die Gegner vor, es hätte eine Vorprüfung zur Umweltverträglichkeit geben müssen. Darauf erwidert der Kreis, es hätten keine besonderen örtlichen Gegebenheiten vorgelegen, die eine Vorprüfung im Rahmen des Vorbescheidverfahrens erforderlich gemacht hätten.

Ob es tatsächlich eine Umweltverträglichkeitsprüfung geben muss, kläre sich nach Einreichen aller Antragsunterlagen im vollständigen Genehmigungsverfahren, so der Sprecher des Kreises Coesfeld. Diese Unterlagen seien noch nicht eingereicht. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Klimaziele: Wer ist bereit für 2030?

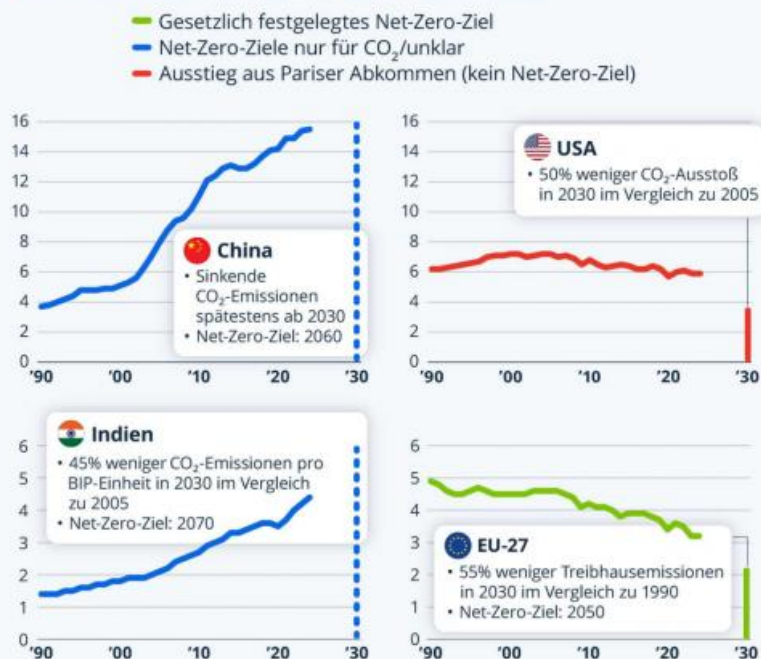


Quelle: E&M / Pixabay

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

Klimaziele: Wer ist bereit für 2030?

Treibhausgas-Emissionen seit 1990, Klimaziele für 2030 und Net-Zero-Ziele der größten Verursacher*



* Emissionen in Gigatonnen CO₂-Äquivalent. Net-Zero-Ziel: Nullsaldo von ausgestoßenen und gebundenen atmosphärischen Treibhausgasen

Quellen: EDGAR, UNEP Emissions Gap Report 2025



statista

(Zur Vollansicht auf die Grafik klicken)

Quelle: Statista

Die Grafik zeigt, wie sich Treibhausgasemissionen in den größten Verursacherländern und -regionen entwickelt haben und wie stark sie fallen müssen, damit die jeweiligen Länder ihre Klimaziele – sofern vorhanden – einhalten. Von den vier größten Verursachern, China, India, USA und der Europäischen Union, ist nur letztere auf dem Weg, bis 2030 eine signifikante Reduzierung zugunsten des Klimas zu verwirklichen. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / petrmalinak

VIK schlägt Wasserstoff-Midstreamer zur Marktbelebung vor

WASSERSTOFF. Der VIK hat ein Konzept zur Beschleunigung des Wasserstoffhochlaufs vorgelegt. Zentrales Instrument sollen staatlich abgesicherte Midstreamer sein.

Der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) hat ein Konzept zur Beschleunigung des Wasserstoffhochlaufs in Deutschland und Europa vorgelegt. Zentrales Element sind sogenannte Wasserstoff-Midstreamer, die als Förder- und Absicherungsinstrument etabliert werden sollen. Ziel sei es, damit Angebot und Nachfrage effektiv miteinander zu verbinden, Investitionsrisiken abzufedern und den zuletzt stockenden Markthochlauf vor allem in der Industrie anzuschieben, heißt es in einer Mitteilung des Verbands.

Der Wasserstoffhochlauf sei politisch gewollt und strategisch notwendig, gerate in der Praxis jedoch zunehmend ins Stocken, betont Christian Seyfert. „Hohe Produktionskosten, fehlende Nachfrageanreize und unzureichend koordinierte Förderinstrumente verhindern derzeit, dass Wasserstoff in der Industrie in die Breite kommt. Hier braucht es jetzt einen strukturellen Ansatz“, so der VIK-Hauptgeschäftsführer.

Zwar habe es Fortschritte bei Elektrolyseprojekten, Infrastrukturvorhaben und einzelnen industriellen Anwendungen gegeben. Dennoch könnten sie viele Unternehmen nicht wirtschaftlich umsetzen. Insbesondere im Vergleich zu Wasserstoff auf Erdgasbasis sei die Produktion von erneuerbarem und CO₂-armem Wasserstoff deutlich teurer. Bestehende Förderprogramme setzten zwar wichtige Impulse, griffen nach Einschätzung des VIK jedoch häufig nur punktuell, seien administrativ aufwendig und böten keine ausreichende langfristige Planungssicherheit.

Intermediäre mit staatlicher Absicherung

Nach Überzeugung des VIK können sogenannte Wasserstoff-Midstreamer Abhilfe schaffen. Diese sollen als Intermediäre mit staatlicher Absicherung zwischen Erzeugern und Abnehmern langfristige Liefer- und Abnahmeverträge bündeln und Preis- sowie Mengenrisiken übernehmen. Fördermittel sollen die Differenz zwischen Produktionskosten und der begrenzten Zahlungsbereitschaft potenzieller Abnehmer gezielt ausgleichen. Contract-for-Difference-Modelle sind nach Einschätzung des Verbands dafür geeignete Instrumente.

So könne eine zentrale Lücke im gegenwärtigen Förderrahmen geschlossen und auch kleinen und mittleren Industrieunternehmen der Einstieg in den Wasserstoffmarkt ermöglicht werden, erklärt Seyfert.

Als Vorbild könne der Erdgasmarkt dienen. Auch dort hätten Midstreamer eine wichtige Rolle beim Markthochlauf gespielt. Für den deutlich komplexeren Wasserstoffmarkt sei eine koordinierende Instanz aus Sicht des Verbands umso relevanter. Gleichzeitig betont der VIK, dass ein Midstreamer keine eigene Infrastruktur betreiben solle. Vielmehr gehe es um eine marktliche Ausgleichs- und Absicherungsfunktion.

Wesentlich sei zudem, dass ein Midstreamer in der Hochlaufphase technologieoffen ausgestaltet sei. Neben erneuerbarem Wasserstoff sollten daher auch andere CO₂-arme Wasserstoffarten einbezogen werden. Nur so könnten kurzfristig ausreichende Mengen bereitgestellt und der Förderbedarf effizient begrenzt werden.

Ein dauerhaft subventionierter Markt sei nicht das Ziel, erklärt Seyfert. „Wasserstoff-Midstreamer sollen das aktuelle ‚Henne-Ei-Problem‘ überwinden und so den Übergang zu einem liquiden, wettbewerblichen Markt ermöglichen, der perspektivisch ohne staatliche Förderung auskommt“, so der VIK-Hauptgeschäftsführer.

Details zum **Midstreamer-Konzept** stehen auf der Internetseite des VIK zur Verfügung. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Verbund

Direkt aus der Natur.
Direkt vermarktet.
Strom aus eigener Kraft.

[Mehr erfahren!](#)

Speicherfüllstände: Nicht gut, aber auch nicht kritisch



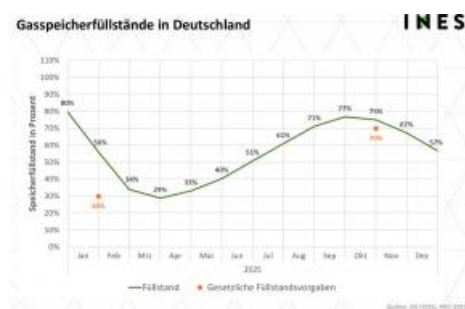
Erdgasspeicher Etzel. Quelle: Uniper

ERDGAS. Trotz niedriger Gasspeicherstände ist Deutschland bisher gut durch den Winter gekommen. Das ist vor allem der relativ milden Witterung zu verdanken, so der Branchenverband „INES“.

Die „Initiative Energien speichern“ („INES“) fordert in ihrem neuesten Lagebericht, gesetzliche und regulatorische Maßnahmen, um die Versorgungssicherheit mit Erdgas weiterhin zu gewährleisten. Die Wintervorsorge in der jetzigen Form sei unzureichend. Vor allem die moderaten Monatsmitteltemperaturen im Dezember von 3,1 Grad Celcius hätten dafür gesorgt, dass es nicht zu einer Gasmangellage kam. Der Januar sei bisher zwar kälter als ein Normaljahr, es habe aber keine Extremwerte gegeben.

Bei sehr niedrigen Temperaturen wie beispielsweise im Winter 2010 mit minus 4,6 Grad Celcius könnte es bei den derzeitigen Speicherfüllständen auf „historisch niedrigem Niveau“ durchaus zu Unterdeckungen kommen, warnt Ines. Was aber, so schränkt man ein, keine physische-Nicht-Versorgung bedeute, sondern starke Preissteigerungen, die Verbrauchsreduktionen erzwingen. Erste Preissteigerungen an den Großhandelsmärkten seien bereits zu beobachten.

Die aktuellen Speicherstände, so heißt es seitens des Branchenverbandes, erinnerten an das Krisenjahr 2021/2022, als man beim russischen Angriff auf die Ukraine nicht nur mit leeren Speichern, sondern auch mit ausbleibenden Gaslieferungen über die Nordstream-Pipeline dastand. Nach Ines-Angaben ging es 2025 mit einem Speicherfüllstand von lediglich 75 Prozent in die Heizperiode. Zum Jahresbeginn 2026 lag der Wert bei 57 – und damit 23 Prozentpunkte unter dem Vorjahreswert.



Die Entwicklung der Speicherstände im Jahr 2025
(zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: Ines

Ursächlich für die unzureichende Befüllung sind, so die Einschätzung von Ines, unter anderem die bestehenden Füllstandsvorgaben und die damit verbundenen Marktverzerrungen. Diese beeinflussten die Preisbildung, dämpften den saisonalen Sommer-/Winter-Spread und schwächten damit die marktwirtschaftlichen Anreize zur Einspeicherung. Über das Gasspeichergesetz bestand für die Bundesregierung die Möglichkeit, staatliche Instrumente einzusetzen und höhere Füllstände sicherzustellen. Davon wurde kein Gebrauch gemacht, da hohe Kosten befürchtet wurden.

Zeit der Hamsterkäufe ist vorbei

Wir erinnern uns: Trading Hub Europe (THE) hat als Marktgebietsverantwortlicher auf Weisung der Bundesregierung im Sommer und Herbst 2022 große Mengen Gas zu horrenden Preisen am Spotmarkt eingekauft, um die Gasspeicher vor dem Winter auf durch die Politik vorgegebene Füllstände zu bringen. Diese Monate waren geprägt von extrem hohen Gaspreisen nach dem russischen Lieferstopp über Nord Stream – und es wurde Gas „egal zu welchem Preis“ eingekauft, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Ines-Geschäftsführer Sebastian Heinermann: „Der milde Winterverlauf hat die Lage kurzfristig entschärft, darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass die Speicherbefüllung vor dem Winter 2025/26 unzureichend war. Die aktuellen Mechanismen sichern die Versorgungssicherheit nicht ausreichend ab. Der gesetzliche und regulatorische Rahmen muss deshalb weiterentwickelt werden. Gleichzeitig braucht es auf europäischer Ebene harmonisierte Rahmenbedingungen, damit deutsche Speicher an einem fairen Wettbewerb teilnehmen können.“

LNG als Alternative

Stefan Dohler, EWE-Vorstandsvorsitzender, hat sich kürzlich ebenfalls zum Thema geäußert. Er wies in einem Presseinterview warnend darauf hin, dass die aktuelle Füllstandssituation so schlecht sei wie Anfang 2022. Grund sei, so der Chef des Oldenburger Energieversorgers, dass im vergangenen Sommer keine ausreichenden Preissignale für eine stärkere Einspeicherung von Gas aus dem Markt kamen. Staatliche Vorgaben wie in der Krise von 2022 bis 2024 seien dagegen weggefallen. Dohler regte an, neben der strategischen Erdölreserve eine strategische Gasreserve anzustreben. In Österreich zum Beispiel werde über ein solches Modell Gas als Puffer eingespeichert, das nur für Notfälle vorgesehen sei. Eine staatliche Stelle regle die Befüllung über Ausschreibungen.



Der Tanker „Ish“ erreicht das schwimmende LNG-Terminal „Höegh Gannet“ in Brunsbüttel.

Quelle: RWE

Eine Sprecherin des Bundeswirtschaftsministeriums verwies im Kontext der Kritik an den niedrigen Speicherfüllständen auf die inzwischen gut ausgebaute LNG-Infrastruktur in Deutschland und Europa, die zusätzlich zur Hauptversorgung durch Pipelineimporte aus Norwegen zur Verfügung steht. Nach den Zahlen von Ines wurde von Januar bis Dezember 2025 über europäische Terminals LNG im Umfang von 4,4 Milliarden kWh pro Tag importiert. Besonders hohe Mengen kamen über Frankreich, die Niederlande sowie über Italien, Spanien, das Vereinigte Königreich und Belgien. Dabei blieben große Importkapazitäten ungenutzt: Diese entsprechen zusammen 9,7 Milliarden kWh pro Tag. // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

VKU kritisiert Netzentgeltmodell der Bundesnetzagentur



Gebäude der Bundesnetzagentur in Bonn.
Quelle: Bundesnetzagentur

REGULIERUNG. Der VKU nimmt Stellung zum AgNes-Orientierungspapier der Bundesnetzagentur und fordert eine Reform der Netzentgelte mit Fokus auf Kapazitätsmanagement.

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) hat am 16. Januar 2026 eine Stellungnahme zum Orientierungspapier „Netzentgeltkomponenten“ der Bundesnetzagentur eingereicht. Darin bewertet der VKU das von der Regulierungsbehörde vorgeschlagene Grundmodell für eine künftige Netzentgeltsystematik und formuliert eigene Vorschläge zur Weiterentwicklung. Laut VKU knüpft die Stellungnahme an frühere Beiträge im sogenannten „AgNes“-Prozess an. Bereits im Juni 2025 hatte der Verband seine grundsätzlichen Positionen zur Reform der Netzentgelte eingebracht. Der aktuelle Text bezieht sich insbesondere auf jene Teile des Orientierungspapiers, die Gegenstand eines Workshops der Bundesnetzagentur im Dezember 2025 waren. Im Fokus stehen Netzentgeltkomponenten für Kunden oberhalb der Niederspannungsebene sowie für Niederspannungskunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh.

Effektive Netznutzung anreizen

Nach Darstellung des VKU verfolgt die Bundesnetzagentur mit dem vorgestellten Modell das Ziel, Netzentgelte stärker zur Steuerung von Engpässen einzusetzen. Die Behörde setze dabei auf marktorientierte Preissignale nach dem Prinzip der „Kupferplatte“, so der Verband. Dieser Ansatz greife zu kurz. Der VKU kritisiert, dass das Modell Anreize zur effizienten Nutzung physischer Netzkapazitäten nicht ausreichend berücksichtige. Stattdessen dominiere ein engpassorientierter Marktsignalansatz, der die tatsächlichen Netzkapazitäten nur unzureichend abbilde.

Konkret sieht das Modell der Bundesnetzagentur laut VKU einen Kapazitätspreis für eine vom Netznutzer frei wählbare Kapazität vor. Ergänzt wird dieser durch zwei Arbeitspreise: einen regulären Arbeitspreis innerhalb der bestellten Kapazität und einen höheren Arbeitspreis bei Überschreitungen. Hinzu kommt ein dynamischer Arbeitspreis, der laut Bundesnetzagentur eine Anreizfunktion übernehmen soll. Nach Auffassung des VKU erfüllen jedoch allein diese dynamischen Komponenten eine Steuerungsfunktion, während die übrigen Elemente primär der Finanzierung dienen.

Der VKU bemängelt, dass das Modell damit Fehlanreize setze. Es trage wenig zur optimalen Nutzung vorhandener Netzkapazitäten bei, orientiere sich nicht an den tatsächlichen Kosten der Netzplanung und könne zu strategischem Verhalten bei der Kapazitätsbestellung führen. Zudem verweist der Verband auf die hohe Komplexität des Ansatzes und den erheblichen Umsetzungsaufwand für Netzbetreiber und Netznutzer.

Kundengruppen besser zuschneiden

Ein weiterer Kritikpunkt betrifft die Abgrenzung der betroffenen Kundengruppen. Die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Schwelle von 100.000 kWh Jahresverbrauch hält der VKU zwar für praktikabel, langfristig jedoch für nicht sachgerecht. Stattdessen plädiert der Verband für eine klare Definition auf Basis der Messsysteme. Maßgeblich sollte laut VKU sein, ob Kunden über eine registrierende Leistungsmessung verfügen.

Alle leistungsgemessenen Kunden sollten einbezogen werden. Perspektivisch könne das neue Netzentgeltmodell auch für Kunden mit intelligenten Messsystemen optional gelten, während für andere Kundengruppen bewährte Abrechnungslogiken beibehalten würden.

Kapazität stärker gewichten

Grundsätzlich begrüßt der VKU, dass die Bundesnetzagentur die Kapazität als Finanzierungsgröße stärker in den Blick nimmt. Eine neue Netzentgeltsystematik sei jedoch nur dann sinnvoll, wenn sie konsequent auf Kapazitätsmanagement ausgerichtet werde. Nach Ansicht des Verbands sollte der größte Teil der Netzentgelte verbrauchsunabhängig über Kapazitätsentgelte erhoben werden. Der VKU hält einen Anteil von mindestens 70 Prozent für erforderlich.

Zugleich fordert der Verband klare Vorgaben zur Mindestkapazität. Ohne solche Vorgaben bestehe die Gefahr, dass einzelne Netznutzer keine Kapazitätsentgelte zahlen und die Kosten der Netzvorhaltung auf andere Kunden verlagert würden. Auch Überschreitungen der bestellten Kapazität sollten nach Auffassung des VKU sanktioniert werden, vorzugsweise über zusätzliche Kapazitätspreise und nicht über stark erhöhte Arbeitspreise.

Abschließend spricht sich der VKU für eine schrittweise Einführung einer neuen Netzentgeltsystematik aus. Insbesondere für kleinere leistungsgemessene Kunden sollten vereinfachte Verfahren gelten. Ein regelmäßiges Monitoring sei notwendig, um die Wirkungen der Reform zu bewerten. Der Verband kündigt

an, sich weiter konstruktiv in den AgNES-Prozess einzubringen und Vorschläge für eine aus seiner Sicht zukunftsfähige und effiziente Netzentgeltsystematik zu liefern. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Asew-Analyse hilft beim Vergleich von THG-Bilanzen



Quelle: Fotolia

KLIMASCHUTZ. Die Asew hat THG-Bilanzen von Stadtwerken ausgewertet und typische Emissionsmuster sichtbar gemacht. Ein direkter Vergleich bleibe jedoch methodisch bedingt begrenzt.

Treibhausgasbilanzen (THG-Bilanzen) gehören für viele Stadtwerke inzwischen zum Standard. Nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung (Asew) werden entsprechende Kennzahlen regelmäßig von Kapitalgebern, Förderinstitutionen und weiteren Stakeholdern abgefragt. Mit der Erstellung einer Bilanz sei es jedoch nicht getan: Sobald die Werte vorliegen, stelle sich in der Praxis häufig die Frage nach ihrer Bewertung und dem Vergleich mit anderen Stadtwerken.

Eine belastbare 1:1-Vergleichbarkeit von THG-Bilanzen sei derzeit faktisch ausgeschlossen, erklärt Jonas Lepping, Abteilungsleiter Klimaschutz und Nachhaltigkeit bei der Asew. Dies liege vor allem an methodischen Spielräumen. Diese ergäben sich unter anderem durch unterschiedliche organisatorische und operative Bilanzgrenzen, abweichende Emissionsfaktoren, die Qualität der zugrunde liegenden Daten sowie die Versorgungsstruktur der Stadtwerke. „Dennoch besteht naturgemäß ein berechtigtes Interesse an Orientierung, weshalb die Asew sich mit einem ersten Branchen-Benchmarking beschäftigt hat“, so Lepping.

Die Asew hat nach eigenen Angaben in den vergangenen Jahren mehr als 110 THG-Bilanzen von Stadtwerken begleitet und ausgewertet. Auf dieser Basis seien 28 Bilanzen unter bestmöglicher Harmonisierung analysiert worden. Ziel sei keine Normierung gewesen, sondern eine praktikable Vergleichbarkeit der vorhandenen Daten, um typische Muster und Verteilungen sichtbar zu machen.

Für die Auswertung hat die Asew methodische Festlegungen getroffen. Dazu zählten einheitliche Emissionsfaktoren sowie eine kostenbasierte Bilanzierung, die sich nach Vorgaben des Greenhouse Gas Protocols richtet.

Klassisches Benchmarking gegenwärtig nicht möglich

Ein klassisches Benchmarking sei dennoch gegenwärtig nicht möglich, sagte Maria Möhner, Teamleiterin Klimaschutz bei der Asew. Die Analyse könne Stadtwerken aber eine erste belastbare Orientierung geben, wenn sie die Ergebnisse ihrer eigenen THG-Bilanz besser einordnen wollten.

Demnach zeige sich bei den betrachteten Stadtwerken ein deutliches strukturelles Muster: Den größten Anteil an den Gesamtemissionen verursache häufig der Verkauf von Strom und Erdgas. Mit steigender Datenqualität könnten sich die Anteile einzelner Kategorien verschieben, wodurch die Bilanz insgesamt aussagekräftiger werde. Ein auffälliger Ausreißer sei unter den Stadtwerken entdeckt worden. Dort seien erworbene Waren und Dienstleistungen vollständig erfasst worden, einschließlich Emissionen durch Bautätigkeiten und sämtlicher Anschaffungen des Jahres. Hinzu komme, dass das betreffende Stadtwerk ausschließlich Grünstrom vertreibe. Laut Möhner, Teamleiterin Klimaschutz bei der Asew, zeigt der Fall beispielhaft, dass Vergleichbarkeit nur bedingt ohne Kontext möglich ist. Generell werde der Einkauf in vielen Stadtwerken bislang nur wenig detailliert betrachtet, könne aber eine relevante Emissionsquelle darstellen.

Die Asew betonte, die Auswertung liefere keine „guten“ oder „schlechten“ Werte, sondern orientierende Spannweiten. Absolute Emissionswerte seien nur im jeweiligen Kontext interpretierbar. Lepping wünscht sich, dass die Ergebnisse Stadtwerke ermutigen, sich intensiver mit der eigenen Bilanz auseinanderzusetzen und Abweichungen besser zu verstehen.

Abschließend mahnt Lepping: „Eine umfassendere Bilanzierung darf nicht negativ ausgelegt werden. Kreditgeber und andere Stakeholder müssen stärker darauf achten, was in einer THG-Bilanz enthalten ist und wie sie erstellt wurde – nicht allein auf die Höhe der ausgewiesenen Summe. Transparenz und Vollständigkeit dürfen nicht zum Risiko gemacht werden, sondern sollten Voraussetzung für glaubwürdigen Klimaschutz sein.“ // VON FRITZ WILHELM

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(397cc4c04b5e7ea225dbaa029a5dee1f_img.jpg\)](#) [!\[\]\(2fc7f1b2762d8cb15fe7f560395eb734_img.jpg\)](#) [!\[\]\(5e2d23d30c20980f62640f5b77405d91_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Pixabay / Elchinator

Nächstes Stadtwerk das Ziel einer Cyberattacke

IT. Aufregung beim nächsten Versorger. Auch die digitale Welt der Stadtwerke Heinsberg ist in Unordnung geraten, weil Hacker einen Angriff auf sie gestartet haben.

Neues Jahr, neuer Cyberangriff auf kommunale Einrichtungen: Diesmal ist die Stadt Heinsberg in der Städteregion Aachen betroffen. Auch das Angebot des örtlichen Versorgers leidet unter der digitalen Attacke. Wie im jüngsten Falle der Stadtwerke Detmold (wir berichteten) liegt das Ziel wieder in Nordrhein-Westfalen.

Die Stadtwerke Heinsberg sind ebenso wie das Rathaus nicht auf dem üblichen Weg zu erreichen. Die Hacker haben Telefonverbindungen und Mailadressen lahmgelegt, vermutlich bereits am 16. Januar. Unterdessen hat die Verwaltung der Öffentlichkeit ersatzweise einige Handytelefonnummern und eine Mailadresse zur Verfügung gestellt. Diese finden sich auf den Webseiten von Stadt und Versorger.

Die Stadtwerke sind eine Eigengesellschaft der Kommune und vorrangig für die Wasserversorgung und den Betrieb der Bäder verantwortlich. Zum Aufgabengebiet zählt allerdings auch der Betrieb von drei Blockheizkraftwerken. Die Arbeit in diesen Bereichen ist offenbar nicht durch die Cyberattacke beeinträchtigt. Gleichwohl könne die Verwaltung vereinbarte Dienstleistungen vor Ort derzeit nicht erbringen, heißt es auf der Website.

Offiziell sprach Heinsberg anfangs von „einer technischen Störung vermutlich auf Grund eines Cyber-Angriffes“. Analog zu den Stadtwerken Detmold hat die Zentral- und Ansprechstelle Cybercrime Nordrhein-Westfalen (ZAC NRW) in der Zwischenzeit auch hier ein Ermittlungsverfahren eingeleitet, bestätigte ein Sprecher der zuständigen Generalstaatsanwaltschaft Köln auf Anfrage dieser Redaktion.

Kommune und ZAC NRW würden sich eng austauschen, so der Sprecher weiter. Das Verfahren befinde sich gleichwohl noch in einem frühen Stadium. Aus ermittlungstaktischen Gründen seien keine weiteren Angaben möglich.

Auch die Pressestelle der Stadt konnte auf Anfrage nicht ins Detail gehen. Die Wasserversorgung jedenfalls sei nicht betroffen. Zum jetzigen Zeitpunkt sei zudem unklar, wann Verwaltung und Stadtwerke wieder in gewohntem Maße erreichbar seien.

Die Cybercrime-Abteilung der Generalstaatsanwaltschaft spricht von „durchgängigen“ Angriffen auf Einrichtungen des privaten und öffentlich-rechtlichen Sektors. Einen Schwerpunkt bei den Zielen könne die Behörde nicht ausmachen. Sie gehe davon aus, dass die Attacken „weniger bestimmten Institutionen, sondern vielmehr Sicherheitslücken in IT-Infrastrukturen“ gelten. Eine Statistik über betroffene Stadtwerke führt die ZAC NRW nicht. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

FEBRUARY 10 – 12, 2026
ESSEN | GERMANY



Berliner Karte für öffentliche E-Ladepunkte online



Quelle: Senat Berlin

ELEKTROFAHRZEUGE. Die Senatsverwaltung für Mobilität in Berlin hat eine digitale Karte gestartet, die öffentliche Ladepunkte für E-Autos samt Verfügbarkeit und Direktladepreisen anzeigt.

Die Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Klimaschutz und Umwelt (SenMVKU) stellt in Berlin eine neue digitale Übersichtskarte für öffentliche Ladepunkte bereit. Das Angebot richtet sich an die Nutzerinnen und Nutzer von rund 100.000 zugelassenen Elektroautos in der Hauptstadt und soll den Zugang zu anbieterunabhängigen Informationen erleichtern. Die Karte ist Teil der neuen E-Informationsplattform Berlin und zeigt Ladepunkte im öffentlichen Raum, deren aktuelle Verfügbarkeit sowie die jeweils geltenden Preise für das sogenannte Direktladen ohne Vertragsbindung.

Laut der Behörde bildet die Karte zum Start die Ladepunkte der drei größten Betreiber im öffentlichen Raum ab. Damit seien rund 80 Prozent der öffentlichen Ladeinfrastruktur in Berlin erfasst. Weitere Anbieter sollen im Laufe des Jahres folgen. Die Daten lassen sich nach Angaben der Verwaltung auch von externen

Kartendiensten nutzen. Dazu gehören neben Standort- und Verfügbarkeitsinformationen auch Angaben zu den Ladepreisen.

Preise für Ad-hoc-Laden angezeigt

Für den Aufbau und den Betrieb der öffentlichen Ladeinfrastruktur koordiniert das Ladeinfrastrukturbüro des Senats die Aktivitäten von inzwischen 15 Betreibern auf Berlins Straßen. Nach Darstellung der Senatsverwaltung war es bislang aufwendig, sich einen Überblick über Eigenschaften und Auslastung der mehr als 6.000 öffentlich zugänglichen Ladepunkte in der Stadt zu verschaffen. Zudem fehlte eine transparente Vergleichsmöglichkeit für Direktladepreise, da die Informationen auf unterschiedliche Plattformen und Anbieter verteilt waren.

Die digitale Karte stellt erstmals anbieterübergreifend dar, welche Preise an einzelnen Standorten für das Ad-hoc-Laden gelten. Das soll die Planung von Ladevorgängen erleichtern und die Transparenz im öffentlichen Ladenetz erhöhen. Grundlage für das neue Angebot sind Daten, die die Senatsverwaltung in den vergangenen drei Jahren zusammengeführt hat. Das Berliner Ladenetz umfasst laut Verwaltung inzwischen mehr als 3.500 Ladepunkte im öffentlichen Raum. Knapp 3.000 dieser Ladepunkte sind nun auf die Digitale Plattform Stadtverkehr (DPS) der Verkehrsinformationszentrale (VIZ) aufgeschaltet worden.

Laufende Aktualisierung geplant

Die DPS dient als zentrale technische Infrastruktur für Verkehrsdaten in Berlin. Über sie stellt die Stadt bereits Informationen zu Verkehrslage, Baustellen oder Störungen bereit. Mit der Integration der Ladeinfrastruktur erweitert die Plattform ihr Angebot um einen weiteren Baustein der Elektromobilität. Nach Angaben der SenMVKU aktualisiert die Verwaltung die Daten kontinuierlich und möchte den Funktionsumfang schrittweise ausbauen.

Künftig sollen auf der Plattform zusätzliche Informationen verfügbar sein. Dazu zählen laut Senatsverwaltung Angaben zur Barrierefreiheit einzelner Ladepunkte sowie zu den Stellplatzgrößen. Diese Informationen könnten insbesondere für Nutzerinnen und Nutzer mit besonderen Anforderungen oder größeren Fahrzeugen relevant sein. Die Verwaltung kündigt an, das Angebot fortlaufend an die Bedürfnisse der Anwender anzupassen. Gleichzeitig soll die bessere Datenverfügbarkeit dazu beitragen, den weiteren Ausbau der Ladeinfrastruktur effizienter zu planen und transparenter zu gestalten.

Die **Übersichtskarte für E-Ladepunkte Berlin** steht im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Mehrheit zweifelt an Zukunft fossiler Energien



Quelle: Pixabay / Jörn Heller

POLITIK. Laut Energiebarometer von Vattenfall halten 65 Prozent der Befragten ein fossiles Energiesystem für langfristig nicht wettbewerbsfähig. Grundlage ist eine repräsentative Umfrage.

Knapp zwei Drittel der Menschen in Deutschland gehen davon aus, dass eine auf fossilen Brennstoffen basierende Wirtschaft langfristig keine Wettbewerbsfähigkeit besitzt. Das zeigt das aktuelle Energiebarometer des Energiekonzerns Vattenfall. Für die Erhebung befragte das Marktforschungsinstitut Statista bundesweit 1.000 Personen repräsentativ. Demnach stimmen 65 Prozent der Aussage zu, dass ein fossiles Energiesystem langfristig nicht konkurrenzfähig ist, während 35 Prozent diese Einschätzung nicht teilen.

Nach Einschätzung von Robert Zurawski, Deutschlandchef von Vattenfall, liegt ein zentraler Grund in den Importabhängigkeiten. Fossile Energieträger wie Erdöl, LNG oder Steinkohle seien in Deutschland und Europa deutlich teurer als in anderen Regionen der Welt, da sie überwiegend importiert werden müssten. Zurawski sieht darin einen strukturellen Nachteil für den Wirtschaftsstandort. Ein dekarbonisiertes Energiesystem erhöhe aus seiner Sicht nicht nur die Wettbewerbsfähigkeit, sondern auch die Unabhängigkeit und Resilienz von Deutschland und Europa.

Lieber in Erneuerbare investieren als Kohle kaufen

Zurawski verweist dabei auf Zahlen der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Demnach gibt Deutschland seit 2008 im Durchschnitt rund 81 Milliarden Euro pro Jahr für den Import fossiler Brennstoffe aus. Würden diese Mittel stärker in erneuerbare Energien, Netze und Speicher investiert, entstünde laut Zurawski eine langfristige Infrastruktur mit hoher Verfügbarkeit und perspektivisch günstigeren Preisen. Zudem erhöhe sich die energiepolitische Unabhängigkeit.

Die Umfrage zeigt auch eine breite Unterstützung für die Klimaschutzziele der Bundesregierung. 78 Prozent der Befragten geben an, dass es für Deutschland wichtig oder sehr wichtig sei, bis 2045 klimaneutral zu werden. 22 Prozent halten dieses Ziel für weniger oder nicht wichtig.

Zurawski leitet daraus eine klare Erwartung an die Politik ab. Viele Menschen hätten erkannt, dass sich Deutschland eine Abschwächung der Energiewende langfristig nicht leisten könne. „Deshalb brauchen wir weiterhin einen konsequenten und schnellen Ausbau von Wind- und Solarenergie, flexiblen Speichern und Netzen sowie mehr Flexibilität auch auf der Nachfrageseite“, fordert er.

Hemmnisse abbauen

Gleichzeitig sehen die Befragten zahlreiche Hemmnisse für die Energiewende. 59 Prozent nennen hohe Kosten für Industrie und Verbraucher als zentrales Problem. 58 Prozent sehen Bürokratie und eine aus ihrer Sicht zu starke Regulierung als Bremsfaktoren. Unklare politische Vorgaben bemängeln 49 Prozent, lange Genehmigungsprozesse 46 Prozent.

Für 42 Prozent kommt der Ausbau der Stromnetze zu langsam voran, während 35 Prozent lokalen Widerstand gegen Energieprojekte als Hindernis sehen. Auch aus Sicht von Vattenfall seien dies zentrale Herausforderungen, an denen die Politik arbeiten müsse, betont Zurawski. Investoren benötigten vor allem Planungssicherheit.

Eine deutliche Mehrheit der Befragten spricht sich zudem für eine staatliche Förderung von erneuerbarem Strom aus. 80 Prozent beantworten die Frage, ob erneuerbare Energien weiterhin gefördert werden sollten, mit ja oder eher ja. 20 Prozent lehnen dies ab. Zurawski verweist darauf, dass Vattenfall neue Solar- und Offshore-Windparks heute bereits größtenteils ohne direkte staatliche Förderungen realisiere. Zugleich sei ein verlässlicher Investitionsrahmen notwendig, um das Ausbautempo für einen Anteil erneuerbarer Energien von 80 Prozent am Strommix bis 2030 aufrechtzuerhalten.

Mehrheit will weniger Stromsteuer zahlen

Auch bei der Stromsteuer zeigt die Umfrage ein klares Meinungsbild. 70 Prozent der Befragten sind überzeugt, dass alle Haushalte von einer Absenkung der Stromsteuer auf das EU-Mindestmaß profitieren sollten. Nach der aktuellen Regelung kommen entsprechende Entlastungen vor allem dem produzierenden Gewerbe sowie der Land- und Forstwirtschaft zugute. Zurawski hält eine generelle Absenkung, insbesondere mit Blick auf Elektromobilität und Wärmepumpen, für sinnvoll. Günstigere Strompreise könnten die Nachfrage nach klimafreundlichen Mobilitäts- und Wärmelösungen erhöhen.

Differenzierter fallen die Antworten zur gezielten Entlastung aus. 28 Prozent der Befragten sprechen sich dafür aus, Unternehmen mit Investitionen in energieeffiziente Technologien bei der Stromsteuer stärker zu entlasten. 27 Prozent plädieren für eine Entlastung aller Unternehmen, während 26 Prozent eine stärkere Begünstigung von Haushalten wünschen, die in energieeffiziente Technologien investieren.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Dietmar Reiner (Verbund, links) und Jose Luis Blanco (Nordex) bei der Unterschrift des Rahmenvertrages. Quelle Verbund

Verbund-Tochter sichert sich Windturbinen von Nordex

WINDKRAFT. Verbund Green Power hat mit Nordex einen Rahmenvertrag über 700 MW Windleistung geschlossen. Die Vereinbarung sichert künftige Projekte in sechs europäischen Ländern ab.

Die Erneuerbaren-Tochter des österreichischen Energieversorgers Verbund – die Verbund Green Power – hat am 16. Januar mit dem Windturbinenhersteller Nordex Group einen mehrjährigen Rahmenvertrag abgeschlossen. Die Partner wollen laut einer Mitteilung des österreichischen Versorgers die Lieferung von Windturbinen für geplante Projekte bis 2030 sicherstellen.

Der Vertrag sieht die potenzielle Lieferung von bis zu 105 Onshore-Windturbinen mit einer Leistung von jeweils 7 MW vor. Insgesamt entspricht das einer installierbaren Leistung von bis zu 700 MW. Die Anlagen sollen in den Kernmärkten Österreich, Deutschland, Spanien, Italien, Rumänien und Albanien zum Einsatz kommen.

Teil der Ausbaupläne von Verbund

Nach Angaben von Verbund Green Power kann mit dem vereinbarten Volumen nach heutigem Stand rund die Hälfte der eigenen Windprojekte umgesetzt werden. Voraussetzung für die tatsächliche Umsetzung bleiben jedoch Genehmigungen, finale Investitionsentscheidungen und projektspezifische Lieferverträge. Der Rahmenvertrag selbst verpflichtet bisher nicht zum Abruf der gesamten Leistung.

Der Energiekonzern Verbund treibt den Ausbau von Wind- und Solarenergie im Rahmen seiner Konzernstrategie „Mission V“ voran. Ziel ist es, dass Photovoltaik- und Windkraftanlagen bis 2030 rund ein Viertel der gesamten Stromerzeugung des Unternehmens stellen. Historisch basiert die Erzeugung des Konzerns vor allem auf Wasserkraft. Verbund hat eigenen Angaben nach aktuell mehr als 1.200 MW erneuerbare Erzeugungskapazität außerhalb der Wasserkraft in Europa installiert oder im Bau. Weitere Projekte befinden sich in unterschiedlichen Entwicklungsphasen. Der Rahmenvertrag mit Nordex soll dazu beitragen, die Lieferkette für künftige Vorhaben abzusichern.

Michael Strugl, Vorstandsvorsitzender der Verbund AG, erklärt, die Vereinbarung stärke die Beschaffungsoptionen für laufende und geplante Projekte und erhöhe die Planungssicherheit in einem

wettbewerbsintensiven Marktumfeld. Zudem unterstütze sie die Umsetzung der konzernweiten Ausbauziele.

Nordex baut Zusammenarbeit aus

Auch Nordex ordnet die Vereinbarung als langfristige Partnerschaft ein. Nach Angaben von Jose Luis Blanco, CEO der Nordex Group, stellt der Rahmenvertrag Turbinenkapazitäten für eine umfangreiche Projektpipeline in mehreren europäischen Ländern bereit.

Bereits Ende des vergangenen Jahres hatte Verbund Green Power erstmals Windturbinen bei Nordex für ein Projekt in Rumänien bestellt. Dabei handelt es sich um neun Anlagen des Typs N175/6.X. Mit diesem Projekt ist Nordex erstmals in Rumänien für Verbund tätig.

Der nun vereinbarte Rahmenvertrag erweitert diese Zusammenarbeit auf weitere Länder und Projekte. Ob und wann einzelne Turbinen abgerufen werden, hängt laut Unternehmen vom Fortschritt der jeweiligen Vorhaben ab. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIEJOBS

DAS KARRIEREPORTAL FÜR DIE ENERGIEWIRTSCHAFT

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

Energietechnik Erneuerbare Energien Energiemanagement

08152 93 11 88 www.energiejobs.online

Stadtwerker ist der Name für Fusionsversorger Bocholt-Rhede



Arbeiten künftig als "stadtwerker" zusammen: Geschäftsführung und Aufsichtsrat. Quelle: SWBR

STADTWERKE. Die Versorger aus Bocholt und Rhede bilden ein Fusionsstadtwerk. Noch offen war der Name, den das Kind tragen wird. Der ist nun vor den letzten Gremiensitzungen durchgesickert.

Die Taufe steht unmittelbar bevor: Der gemeinsame Versorger für Bocholt und Rhede bekommt seinen finalen Namen. Dieser soll auf „stadtwerker“ lauten und – auch in der Kleinschreibung – Mitte Februar den Segen der Gremien erhalten. Aktuell heißt das Unternehmen Stadtwerke Bocholt Rhede GmbH.

Der Name war das letzte Detail, das im Verschmelzungsprozess der Stadtwerke im Westmünsterland noch zu klären war. Auf Anfrage dieser Redaktion bestätigte eine Sprecherin der Stadtwerke Rhede, dass es eine Einigung auf den gemeinsamen Namen gebe. Dieser müsse aber noch die Zustimmung der jeweiligen Gremien finden, die in der Woche ab dem 16. Februar zusammenkommen und Stadtwerker dann offiziell bekanntgeben wollen.

Seit 2024 hatten die kommunalen Unternehmen Bocholter Energie- und Wasserversorgung GmbH (BEW) und Stadtwerke Rhede ihr Zusammengehen auf allen Ebenen vorbereitet (wir berichteten). Seit November 2025 sind die Stadtwerke Rhede bereits Teil der Stadtwerke Bocholt Gruppe.

Auch das Führungspersonal und die dazugehörige Hierarchie stehen seit diesem Datum fest. Chef des Fusionsunternehmens ist seither der Bocholter Stadtwerke-Geschäftsführer Jürgen Elmer. Mit dem Zusammengehen wollen die Versorger Sicherheit für die künftige Energie- und Wasserversorgung in der Region. Dazu soll es zu Synergien in den Bereichen Technik, Verwaltung und Service kommen.

Elmers direkte Vertreter sind Tim Dröge, bis zuletzt Prokurist der BEW, und Marcel Radmacher, einer der beiden Geschäftsführer aus Rhede. Dessen Co-Geschäftsführer Markus Frenk erweitert den Stadtwerker-Vorstand ebenso im Range eines Prokuristen wie die bisherigen BEW-Prokuristen Jan Kujawa und Dieter ter Horst.

Eine weitere in der Zwischenzeit entschiedene Personalie betrifft den Aufsichtsrat des neuen Unternehmens. Seit Mitte Dezember ist Simon Böing (FDP Rhede) Vorsitzender des Kontrollgremiums.

// VON VOLKER STEPHAN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Trianel Offshore: Deharde geht, Würtz kommt



Von links: Klaus Horstick (kaufmännischer Geschäftsführer), Florian Würtz und Bernd Deharde (neuer und alter technischer Geschäftsführer). Quelle: Trianel

PERSONALIE. Die Stadtwerke-Kooperation Trianel hat die Geschäftsführungen ihrer Windparks auf See neugeordnet, teilweise in Zusammenarbeit mit dem Oldenburger Versorger EWE.

Der Wirtschaftsingenieur Florian Würtz (51) ist seit Jahresanfang der neue technische Geschäftsführer der Betreibergesellschaften Trianel Windpark I und II (TWB I und TWB II) sowie der Infrastruktur Windkraftwerk Borkum (IWB). Würtz ist gemäß einer Mitteilung der Stadtwerke-Kooperation Trianel international im Offshorewind-Geschäft erfahren und war zuvor in dem Segment bei Repower, RWE und Northland Power.

Würtz ist bei TWB I und II an die Seite des kaufmännischen Geschäftsführers Klaus Horstick (57) getreten. TWB-I-Geschäftsführer Bernd Deharde war Ende 2025 nach zehn Jahren auf eigenen Wunsch ausgeschieden und hatte so Anlass für eine Neuordnung in der Geschäftsführung gegeben. Er wurde mit Lob und Dank verabschiedet.

Auch die technische Geschäftsführerin von TWB-II, Jantje Bolduan (38) vom Kooperationspartner EWE AG aus Oldenburg wurde von ihrer Position entpflichtet und konzentriert sich jetzt auf die Geschäftsführung

der IWB. Ihr folgte als technischer TWB-II-Geschäftsführer Ulf-Thido Gerdes (45) nach, der ebenfalls beim Kooperationspartner EWE arbeitet.

TWB II ist ein Gemeinschaftsunternehmen von Trianel und verschiedenen Stadtwerken mit EWE und indirekt mit dem Elektrizitätswerk der Stadt Zürich sowie der Swiss Life Asset Management. TWB I wiederum gehört ganz der Trianel GmbH und einigen Stadtwerken.

Mit der nun gemeinsamen Geschäftsführung reagieren die Asset-Gesellschaften nach Darstellung der Trianel auf die steigenden Anforderungen im laufenden Geschäft. Offizielles Ziel ist es, Synergien zu heben, Strukturen zu bündeln und Geschäftsprozesse weiter zu optimieren. // VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)

Neuer Geschäftsführer in Eschwege wechselt aus Kassel



Quelle: Pixabay / Edar

PERSONALIE. Seitenwechsel in Nordhessen. Die Stadtwerke der Kreisstadt Eschwege haben ihren künftigen Geschäftsführer beim Partnerunternehmen Kasseler Verkehrs- und Versorgungs-GmbH gefunden.

Ein guter Bekannter wird der nächste Geschäftsführer bei den Stadtwerken Eschwege. Die Nordhessen haben Markus Jungermann (45) für ihre Leitungsposition gewinnen können. Er kommt von der KVV-Gruppe, dem Versorger aus der benachbarten Großstadt Kassel.

Der Wechsel des Diplom-Ökonomen erfolgt zum Februar 2027, wenn er die alleinige Geschäftsführung übernimmt. Bis Ende des kommenden Jahres wird er dann noch an der Seite des scheidenden Verantwortlichen Markus Lecke tätig sein. Dieser arbeitet seinen Nachfolger ein und tritt dann nach rund einem Vierteljahrhundert an der Stadtwerke-Spitze in den Ruhestand (wir berichteten).



Übernimmt ab 1. Februar 2027 die Geschäftsführung beim Versorger in Eschwege: Markus Jungermann

Quelle: Stadtwerke Eschwege

Markus Jungermann stammt selbst aus Nordhessen und ist seit 2007 bei der KVV-Tochter Städtische Werke AG beschäftigt. Er begann im Konzerncontrolling und erhielt dann Aufgaben im Bereich der erneuerbaren Energien. Seit 2021 ist er Leiter Erneuerbare Energien und Innovationsmanagement. Dazu hat er die Geschäftsführung bei eigens gegründeten Windpark-Gesellschaften in der Region übernommen.

Die Partnerschaft der Stadtwerke Eschwege und der Städtischen Werke existiert seit einiger Zeit. Beide Unternehmen kooperieren im Verbund Stadtwerke Union Nordhessen (SUN) mit fünf weiteren Versorgern der Region. Gemeinsam entwickeln sie darin Projekte der Energiewende. Darauf hebt auch KVV-Geschäftsführer Carsten Harkner ab, der das Ausscheiden Jungermanns laut Mitteilung zwar bedauere. Er freue sich allerdings zugleich darauf, „dass wir auch in Zukunft weiter eng zusammenarbeiten können“.

Die Stadtwerke Eschwege verfügen über etwa 120 Mitarbeitende. Der Aufsichtsrat vertraut gemäß Mitteilung der Fähigkeit Markus Jungermanns, die anstehenden Aufgaben vorantreiben zu können. Sie berühren besonders die Bereiche Wärmewende, Ausbau der Windenergie, Bürgerbeteiligungsmodelle, Sektorkopplung und regionale Wertschöpfung. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Neues Vorstandsmitglied bei den Pfalzwerken in Sicht



Dominik Habig. Quelle: Privat

PERSONALIE. Ein Wechsel im Vorstand der Pfalzwerke steht ab Mai 2026 an. Dann übernimmt Dominik Habig den Vertrieb im Konzern und löst Paul Anfang ab.

Die Pfalzwerke Aktiengesellschaft mit Sitz in Ludwigshafen (Rheinland-Pfalz) erweitert ab Anfang Mai dieses Jahres ihr Vorstandsteam: Dominik Habig (40) rückt als neues Vorstandsmitglied in die Führung des regionalen Energieversorgers auf. Das Unternehmen teilt mit, der Aufsichtsrat habe Habig nach einem Auswahlprozess in seiner Sitzung im Dezember 2025 bestellt.

Habig folgt auf Paul Anfang (62), der seine Tätigkeit als Vorstand nach Angaben der Pfalzwerke bis zum 30. April 2026 ausübt und anschließend turnusmäßig aus dem Gremium ausscheidet. Paul Anfang verabschiedet sich nach rund 25 Jahren in der Energiewirtschaft in den Ruhestand. In dieser Zeit habe er 18 Jahre verschiedene Vorstandsfunktionen übernommen und zuletzt fünf Jahre bei den Pfalzwerken in Ludwigshafen gearbeitet, heißt es in einer Mitteilung der Pfalzwerke.

Ab Mai bilden Marc Mundschau (52) und Dominik Habig den Vorstand. Habig übernimmt nach Unternehmensangaben künftig vor allem die Vertriebsbereiche. Er soll deren Weiterentwicklung im Rahmen der Konzernstrategie vorantreiben. Die Pfalzwerke beschreiben ihn als Führungspersönlichkeit mit ausgeprägter Vertriebsexpertise sowie Kenntnissen in energiewirtschaftlicher Vermarktung und in der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle.

Der Aufsichtsratsvorsitzende Theo Wieder ordnet die Personalie in einem Zitat als Besetzung mit Blick auf vertriebliche Fragestellungen ein. „Mit Dominik Habig konnten wir einen erfahrenen Manager der Energiebranche und einen ausgewiesenen Fachmann in vertrieblichen Fragen für die Pfalzwerke gewinnen“, sagt Wieder.

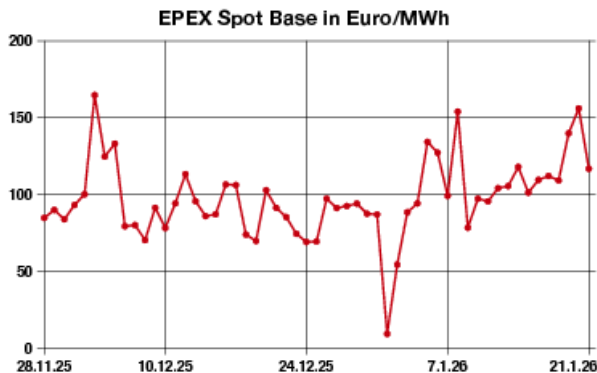
Habig ist studierter Diplom-Betriebswirt und arbeitet seit 2010 in der Energiewirtschaft. Aktuell ist er laut den Pfalzwerken Geschäftsbereichsleiter Vertrieb & Energiebeschaffung sowie Prokurist bei der Maingau Energie GmbH. Dort verantwortet er die Steuerung und Weiterentwicklung „fast aller marktnahen Unternehmensbereiche“, darunter B2C- und B2B-Vertrieb, Energiebeschaffung und Handel, Marketing, Data Analytics, E-Mobilität, Telekommunikation, E-Commerce und Unternehmenskommunikation.

// VON DAVINA SPOHN

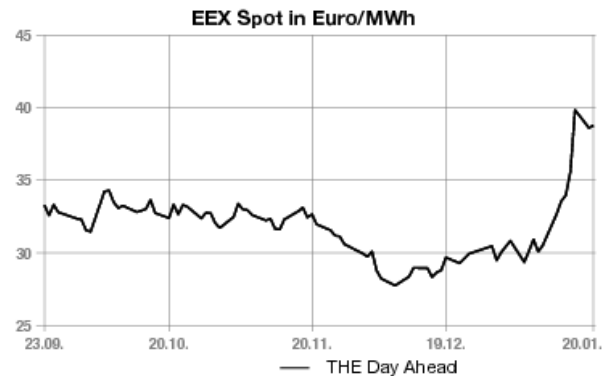
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Erdgas kratzt am THE an der 40-Euro-Marke



Quelle: E&M

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

Uneinheitlich haben sich die Energiemärkte am Dienstag gezeigt. Strom, Gas und Öl legten zu, für CO₂ wurden massive Abgaben registriert. Bei Gas lautet das primäre Thema rasch sinkende Lagerbestände in Verbindung mit einer kühlen Witterung in Europa, Asien und in den USA. Weiterhin befinden sich die Energiemärkte weiter unter dem Eindruck der transatlantischen Spannungen.

Strom: Tendenziell fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag präsentiert. Der Day-ahead allerdings verlor im Base 39,25 Euro auf 117,25 Euro/MWh. Der Peak sank um 48,50 Euro auf 127,75 Euro/MWh. Aus der Börsenauktion ging die Grundlast für Mittwoch mit 117,00 Euro/MWh hervor und die Spitzenlast mit 127,30 Euro/MWh.

Der deutlich niedrigere Day-ahead-Preis widerspiegelt den Anstieg der Einspeiseleistung der Erneuerbaren von 13,2 Gigawatt am Berichtstag auf 17,6 Gigawatt am Mittwoch. Für die Folgetage bis Freitag gehen die Meteorologen von Eurowind von Schritt für Schritt weiter steigenden Beiträgen von Wind und Solar aus.

Das US-Wettermodell erwartet für die Tage bis Monatsende unterdurchschnittliche Temperaturen, die allerdings nicht mehr so niedrig ausfallen sollen, wie noch am Vortag prognostiziert. Das Windaufkommen dürfte gegen Monatsende hin sehr schwach ausfallen.

Das Strom-Frontjahr notierte vor dem Hintergrund höherer Gaspreise mit einem Aufschlag von 0,29 Euro auf 85,33 Euro/MWh.

CO₂: Mit Verlusten haben die CO₂-Preise am Dienstag reagiert. Bis 13.47 Uhr verlor der Benchmark-Kontrakt Dec 26 um 2,30 Euro auf 85,86 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 53,7 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 88,28 Euro, das Tief bei 85,22 Euro.

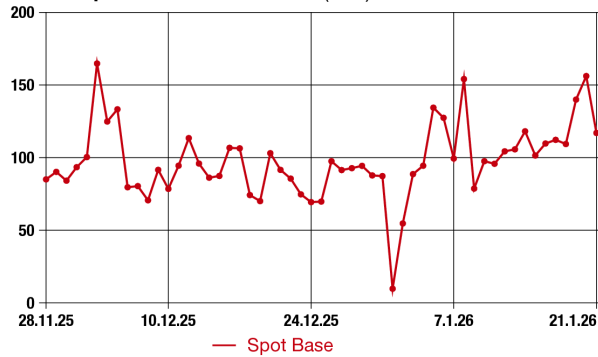
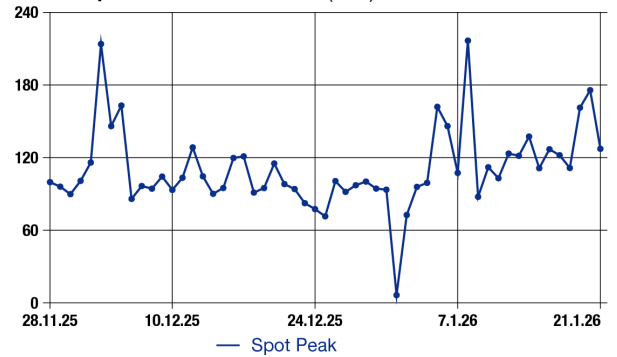
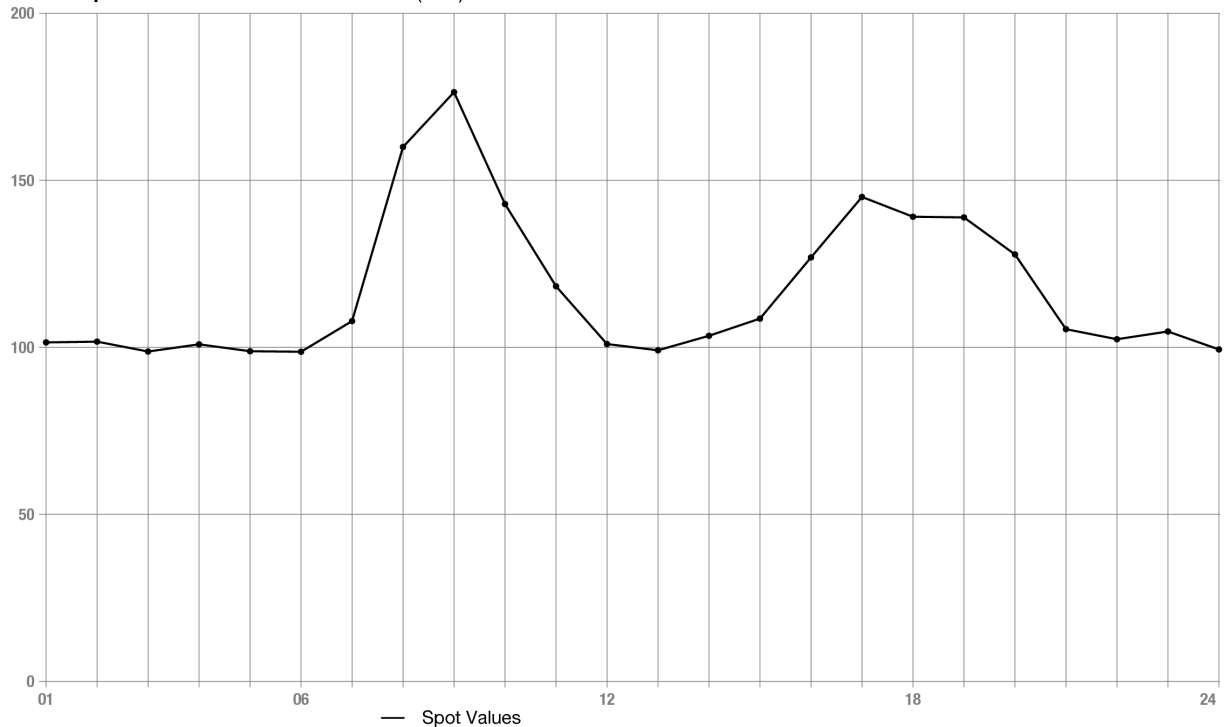
Damit setzt sich der Ausverkauf vom Montag auch am Berichtstag fort. Ein massiver Überhang an Nettolongpositionen, wie zuletzt am CO₂-Markt gesehen, führt bei Glattstellungen häufig zu besonders markanten Abgaben. Die Analysten von Redshaw Advisors sehen die Marke von 86,10 Euro je Tonne als Schlüssel für die Beibehaltung des längerfristigen Aufwärtstrends. Diese wurde im Verlauf des Dienstags jedoch bereits unterschritten.

Erdgas: Erneut fester haben sich die europäischen Gaspreise am Dienstag gezeigt. Der Frontmonat Februar am niederländischen TTF notierte gegen 13.30 Uhr mit einem Plus von 1,00 Euro auf 36,05 Euro/MWh. Am deutschen THE legte der Day-ahead um 0,72 Euro auf 39,37 Euro/MWh zu.

„Wir befinden uns derzeit in der Hochsaison, und die europäische Gasnachfrage reagiert äußerst empfindlich auf Temperaturen und die Stromerzeugung aus Windkraft“, so dazu die Analysten von DNB. Das kältere Wetter in Teilen Europas in Verbindung mit einem arktischen Kälteeinbruch in China dürfte die europäischen Gaspreise in die Höhe treiben, da die Benchmarks wettbewerbsfähig bleiben müssen, um LNG-Lieferungen zu sichern.

Die Heating Degree Days für Deutschland belaufen sich laut MBI Research auf 127,2, der saisonale Durchschnitt liegt nur bei 108,6. „Die schnell schwindenden Gasvorräte führen zu einer Preisstützung, da die Vorräte nicht zu niedrig sein dürfen“, unterstreichen die Analysten. „Sie sind für die europäische Energiesicherheit unerlässlich und müssen bis zur nächsten Heizperiode wieder aufgefüllt werden, was die Gaspreise für die Einspeisesaison in die Höhe treibt.“ // 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

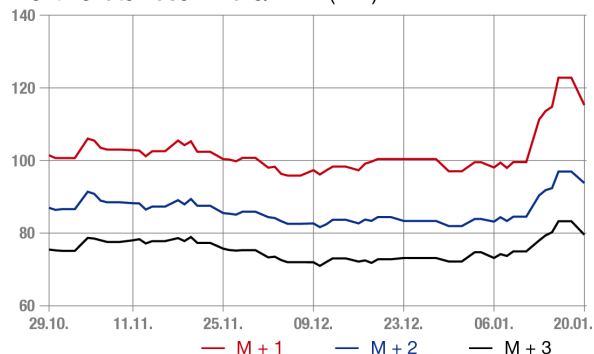
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	20.01.26	German Power Feb-2026	115,28
M2	20.01.26	German Power Mar-2026	93,81
M3	20.01.26	German Power Apr-2026	79,57
Q1	20.01.26	German Power Q2-2026	76,43
Q2	20.01.26	German Power Q3-2026	85,39
Q3	20.01.26	German Power Q4-2026	98,45
Y1	20.01.26	German Power Cal-2027	85,05
Y2	20.01.26	German Power Cal-2028	79,04
Y3	20.01.26	German Power Cal-2029	74,87

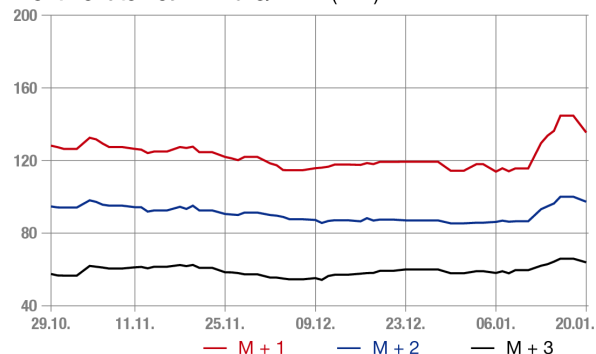
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	20.01.26	German Power Feb-2026	135,43
M2	20.01.26	German Power Mar-2026	97,29
M3	20.01.26	German Power Apr-2026	63,90
Q1	20.01.26	German Power Q2-2026	55,80
Q2	20.01.26	German Power Q3-2026	76,10
Q3	20.01.26	German Power Q4-2026	119,59
Y1	20.01.26	German Power Cal-2027	88,79
Y2	20.01.26	German Power Cal-2028	83,33
Y3	20.01.26	German Power Cal-2029	80,37

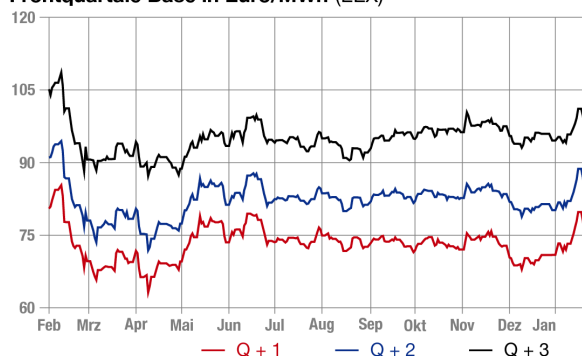
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



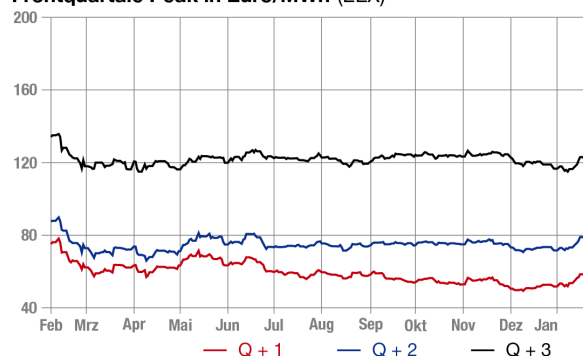
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



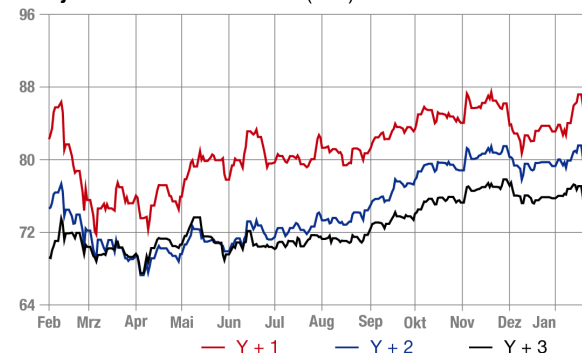
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



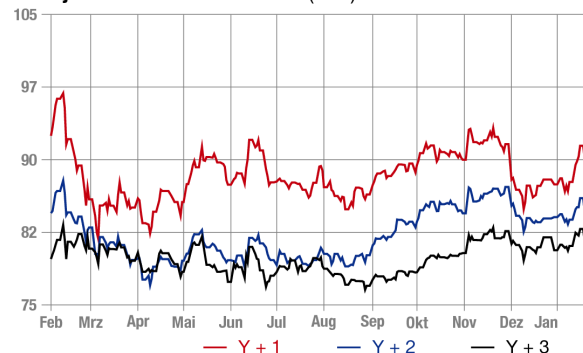
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



Gas Spot- und Terminmarkt

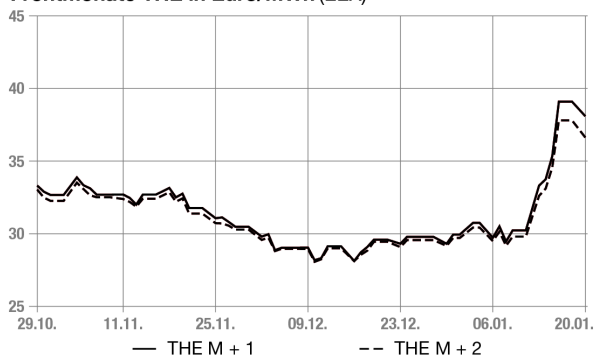
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	20.01.26	German THE Gas Feb-2026	38,09
M2	20.01.26	German THE Gas Mar-2026	36,63
Q1	20.01.26	German THE Gas Q2-2026	32,00
Q2	20.01.26	German THE Gas Q3-2026	31,00
S1	20.01.26	German THE Gas Win-2026	31,75
S2	20.01.26	German THE Gas Sum-2027	26,57
Y1	20.01.26	German THE Gas Cal 2027	28,14
Y2	20.01.26	German THE Gas Cal 2028	25,68

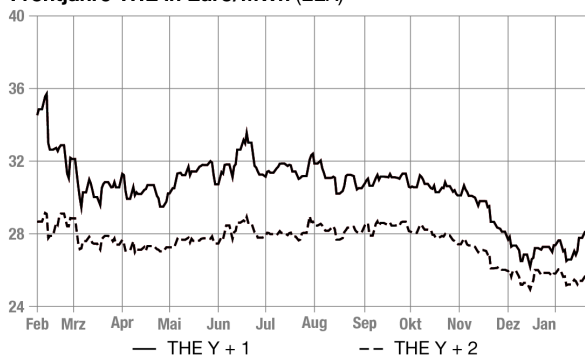
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	20.01.26	117,00	EUR/MWh
Germany Spot peak	20.01.26	127,30	EUR/MWh
EUA Feb 2026	20.01.26	83,26	EUR/tonne
Coal API2 Feb 2026	20.01.26	97,00	USD/tonne

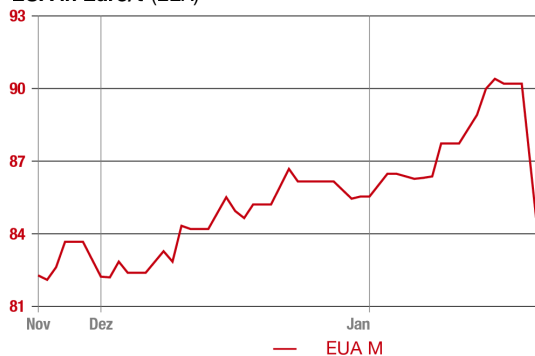
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	20.01.26	38,78	EUR/MWh
German THE Gas Feb-2026	20.01.26	38,09	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	20.01.26	28,14	EUR/MWh
Crude Oil Brent Mar-2026	20.01.26	64,92	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur W 2 Solarenergie und Gebäudeautomation

Gesucht wird eine durch praktische und wissenschaftliche Tätigkeit ausgewiesene Persönlichkeit, die ...
in Amberg

15.12.2025



Praktikum Wertstrom-Management

Deine AufgabenUnterstütze uns bei der Analyse wertschöpfender Aktivitäten im Bereich Frische. Ab s...
in Hanover

vor 2 h

Freie Mitarbeit



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

MITNETZ STROM ist der größte regionale Verteilernetzbetreiber in Ostdeutschland. Du hast Interesse, ...
in Deutschland

vor 2 h

Freie Mitarbeit Parkplatz



Ingenieur:in Energiewirtschaft/ Energietechnik

MITNETZ STROM ist der größte regionale Verteilernetzbetreiber in Ostdeutschland. Du hast Interesse, ...
in Deutschland

vor 2 h

Freie Mitarbeit Parkplatz



Ingenieur Energietechnik - Gas (m/w/d)

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

vor 2 h

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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!

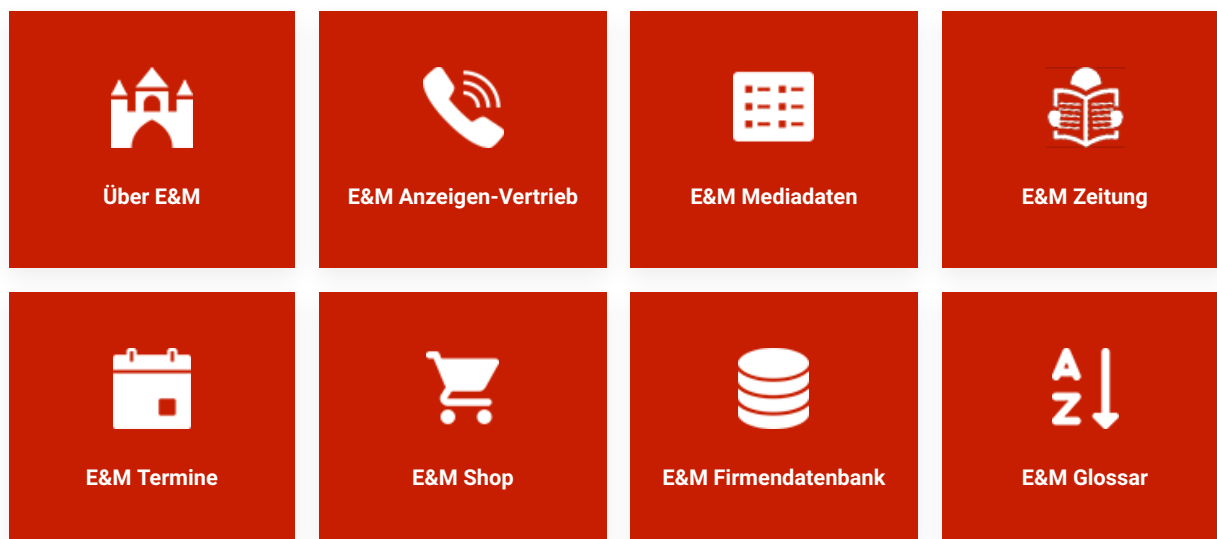
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

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.

© 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: