



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

STROM

123,8 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

50,5 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

544.800

Elektrofahrzeuge wurden 2025 neu zugelassen. Den höchsten Anteil haben Baden-Württemberg und Berlin.

EUROPAEISCHE
UNION

EU-Klimaschutzgesetz beschlossen

VERTRIEB

Sehr fragile Kundenbindung

MOBILITÄT

Orlen und Bela bauen Schnellladeinfrastruktur in Norddeutschland aus

Inhalt

TOP-THEMA

→ **ERDGAS:** Strategische Gasreserve von 78 TWh empfohlen

POLITIK & RECHT

- **EUROPAEISCHE UNION:** EU-Klimaschutzgesetz beschlossen
- **POLITIK:** DUH kritisiert Geschäftsmodell von Eon
- **BIOGAS:** Bioenergieverbände fordern Änderungen bei GMG und EEG
- **KLIMASCHUTZ:** Deutscher Strommix wird klimafreundlicher
- **INSIDE EU ENERGIE:** Beschleunigung Made in Europe
- **REGENERATIVE:** Österreichs E-Wirtschaft mit aktualisiertem Zielbild
- **WINDKRAFT ONSHORE:** Um Tübingens Windpark im Wald entbrennt Streit um Feuergefahr

HANDEL & MARKT

- **VERTRIEB:** Sehr fragile Kundenbindung
- **STROMSPEICHER:** Batteriespeicherboom belastet Stromnetze
- **STROM:** Studie sieht Reformbedarf bei Strom-Grundversorgung
- **E-AUTOS:** Bundesländer e-motorisieren sich unterschiedlich

TECHNIK

- **MOBILITÄT:** Orlen und Bela bauen Schnellladeinfrastruktur in Norddeutschland aus
- **REGENERATIVE:** Hybridparks neu berechnet

UNTERNEHMEN

- **CONTRACTING:** Langfristiges Contracting-Modell für Dampfversorgung
 - **BETEILIGUNG:** Kempen will neue Ladesäulen auch mit Bürgergeld finanzieren
 - **PERSONALIE:** Neuer Vertrag für Schleupen-Chef
 - **WÄRME:** Dettingen erhält modernes Fernwärmenetz
 - **PERSONALIE:** Ehemaliger Getec-Chef wechselt nach Bayern
 - **STROM:** Pfalzwerke senken Strompreise in der Grundversorgung
 - **STATISTIK DES TAGES :** Nettowärmeerzeugung nach ausgewählten Energieträgern
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Strom und Gas setzen Aufwärtstrend fort
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Strategische Gasreserve von 78 TWh empfohlen



Erdgasspeicher Etzel in Niedersachsen. Quelle: Uniper

ERDGAS. Die Initiative Energien Speichern (Ines) empfiehlt eine strategische Gasreserve von 78 TWh in Deutschland. Sie soll das System widerstandsfähiger gegen Krisen wie den Irankrieg machen.

Die Initiative Energien Speichern (Ines), ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gas- und Wasserstoffspeicher, spricht sich für den Aufbau einer strategischen Resilienzreserve im Umfang von 78 TWh aus. Nach Angaben des Verbands würde eine Reserve dieser Größenordnung die Versorgungssicherheit erhöhen, ohne die Marktmechanismen im Gasmarkt außer Kraft zu setzen.

Aus Sicht von INES haben die vergangenen Monate gezeigt, dass das deutsche Gassystem weiterhin anfällig für externe Schocks ist. Die Speicherfüllstände zu Beginn des Winters 2025/26 seien für sehr kalte Temperaturen unzureichend gewesen. Dass es bislang nicht zu einer größeren Belastungsprobe gekommen ist, habe vor allem an insgesamt normalen Wintertemperaturen gelegen, erklärte der Verband.

Gleichzeitig verweist Ines auf geopolitische Risiken für die Energieversorgung. Entwicklungen rund um die Straße von Hormus hätten verdeutlicht, wie sensibel das europäische Gassystem auf externe Ereignisse reagiere, wenn die Speicherstände niedrig sind. Höhere Füllstände könnten laut Verband dazu beitragen, Preisspitzen zu dämpfen, Zeit für Gegenmaßnahmen zu gewinnen und die Versorgungssicherheit im Krisenfall zu stabilisieren.

Politische Diskussion läuft

Die Diskussion über neue Instrumente zur Gasbevorratung wird derzeit auch auf politischer Ebene geführt. Die Bundesregierung aus SPD und Union hat sich im Koalitionsvertrag vorgenommen, die bisherigen gesetzlichen Speicherfüllstandsvorgaben zu überprüfen. Ziel ist laut Koalitionsvertrag ein Instrument, das eine sichere und zugleich kostengünstigere Befüllung der Gasspeicher ermöglicht.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) hat dazu eine Studie des Beratungsunternehmens Frontier Economics beauftragt. Das Gutachten lenkt die Debatte laut Ines auf die Möglichkeit, eine strategische Gasreserve in Deutschland einzurichten. Nach Szenarioanalysen des Verbands könnte eine Reserve von 78 TWh beispielsweise einen vollständigen Ausfall norwegischer Gaslieferungen über Pipelines nach

Deutschland für einen Zeitraum von 90 Tagen überbrücken. Norwegen zählt zu den wichtigsten Gaslieferanten Deutschlands.

Kosten von zwei bis vier Milliarden Euro

Die theoretischen Kosten für eine solche Reserve veranschlagt Ines – abhängig vom Gaspreisniveau – im ersten Jahr auf etwa zwei bis vier Milliarden Euro. Der größte Teil dieser Summe entfalle auf die einmalige Befüllung der Speicher und den damit verbundenen Gaseinkauf. In den Folgejahren entstünden vor allem Haltekosten, die laut Verband deutlich unter den anfänglichen Einrichtungskosten liegen.

Mit dem Aufbau einer strategischen Reserve würde ein Teil der deutschen Speicherkapazitäten dem Markt nicht mehr zur Verfügung stehen. Nach Angaben von Ines beträgt die gesamte Gasspeicherkapazität in Deutschland rund 251 TWh. Eine Reserve von 78 TWh würde rechnerisch etwa 31 Prozent dieser Kapazität binden. Rund 69 Prozent der Speicherkapazität blieben weiterhin für den Markt verfügbar.

Schrittweiser Aufbau möglich

Der Verband schlägt deshalb vor, die Reserve schrittweise aufzubauen. Ein gestufter Aufbau könne Marktteilnehmern Zeit geben, sich auf die veränderte Kapazitätssituation einzustellen. Gleichzeitig ließen sich dadurch günstige Einkaufszeitpunkte für Gas nutzen, um die Kosten der Erstbefüllung zu begrenzen.

Nach Vorstellung von INES sollte die strategische Reserve für mindestens fünf Jahre eingerichtet werden, idealerweise für einen Zeitraum von zehn Jahren. Eine längere Laufzeit erhöhe die Planungssicherheit und könne Transaktionskosten verringern, etwa für Ausschreibungen oder Umlagerungen von Gas in den Speichern. Die Nutzung der Reserve solle ausschließlich in klar definierten Krisensituationen erfolgen, betont der Verband.

Sebastian Heinermann, Geschäftsführer der INES, erklärte: „Die normalen Wintertemperaturen haben uns in diesem Jahr vor einer ernsthaften Belastungsprobe bewahrt. Doch die niedrigen Speicherfüllstände in Kombination mit der aktuellen geopolitischen Situation haben gezeigt, wie verwundbar unser Gassystem ist.“ Versorgungssicherheit sei das Ergebnis vorausschauender Vorsorge, mahnte er.

// VON SUSANNE HARMSSEN

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(758ebdf4629c903da74c2e079717ae32_img.jpg\)](#) [!\[\]\(e7d82ae1e31b23b67694dcc1e3031ff6_img.jpg\)](#) [!\[\]\(e4aa5dd07782217adf10903e7f7dc845_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN



POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia / kreatik

EU-Klimaschutzgesetz beschlossen

EUROPAEISCHE UNION. Die EU-Mitgliedstaaten haben in Brüssel die Änderung des EU-Klimaschutzgesetzes und damit das Klimaziel für 2040 von 90 Prozent CO₂-Minderung beschlossen.

Am 5. März haben die EU-Mitgliedstaaten in Brüssel das EU-Klimaschutzgesetz beschlossen. Es enthält die Verpflichtung der Mitgliedsstaaten, bis 2040 ihre Emissionen von Treibhausgasen um 90 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Allerdings kann die 90-Prozent-Marke ab 2036 bis zu einer Obergrenze von fünf Prozent auch durch das Zukaufen von Klimazertifikaten aus dem Ausland erreicht werden. Damit müssen nicht alle Emissionsminderungen auf eigenem Boden passieren, wie bisher festgelegt.

Für Deutschland erläuterte Bundesumweltminister Carsten Schneider (SPD): „Das ist ein wegweisender Beschluss, der Europa stärker und sicherer machen wird.“ Die aktuelle Weltlage zeige, dass es ein klarer Vorteil ist weniger Öl und Gas zu verbrauchen, so Schneider. „Im Moment zahlt Deutschland jedes Jahr viele Milliarden Euro an andere Staaten für Importe von fossilen Energieträgern“, erinnerte er. Dieses Geld wolle Europa Schritt für Schritt sparen und stattdessen in die heimische Energiewende investieren, in Wertschöpfung und in Arbeitsplätze.

„Die Energiewende ist kein ‚Alleingang‘, wie manche behaupten“, sagte der Minister. Weltweit werde aktuell zehn Mal mehr in erneuerbaren Strom investiert als in fossilen. China und Indien haben 2025 erstmals weniger Strom aus Kohle erzeugt wurde als im Vorjahr – weil sie erneuerbare Energien massiv ausbauen, unterstrich Schneider.

„Für Deutschland bedeutet der heutige Beschluss: Die deutschen und europäischen Klimaziele sind eng verzahnt“, kommentierte er. Das 2040-Klimaziel der EU gebe der deutschen Wirtschaft langfristig Wettbewerbsgleichheit und Rückenwind. Der gesamte EU-Binnenmarkt werde zum Treiber für neue Technologien, in denen die deutsche Industrie stark ist, hofft der Minister. Bis Ende dieses Jahrzehnts müssen die Emissionen bereits um 55 Prozent gegenüber 1990 sinken.

Lange Verhandlungen beendet

Die heutige Annahme der Novelle des EU-Klimagesetzes ist die letzte Etappe des

Gesetzgebungsverfahren. Die Änderung tritt 20 Tage nach ihrer Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union in Kraft und gilt unmittelbar in allen EU-Ländern. Die Kommission wird entsprechende Vorschläge zur Umsetzung des verbindlichen Klimaziels der EU für 2040 vorlegen.

Unterhändler des EU-Parlaments und der Mitgliedstaaten hatten sich Ende vergangenen Jahres auf das Ziel bis 2040 verständigt, Grundlage war ein Vorschlag der EU-Kommission. Bei den Verhandlungen wurde sich auch darauf verständigt, eine umstrittene Maßnahme für mehr Klimaschutz um ein Jahr zu verschieben: Brennstoffe wie Benzin und Erdgas werden nun erst ab 2028 und damit ein Jahr später als geplant in das ETS-Handelssystem mit Treibhausgas-Zertifikaten (Emissions Trading System) einbezogen. Damit sollen große Preissprünge für Verbraucher beim Tanken und Heizen vorerst vermieden werden.

Um das Klimaziel für 2040 zu erreichen, müssen die Klimaschutzinstrumente der EU angepasst werden. Viele seien laut Umweltministerium bisher nur auf das Klimaziel 2030 ausgerichtet. Die EU-Kommission hat angekündigt, ihre Vorschläge zur Anpassung des EU-Klimarahmens in diesem Jahr vorlegen zu wollen, angefangen mit dem Review des Europäischen Emissionshandels (ETS 1) im Sommer. Weitere Vorschläge sollen später im Jahr folgen.

In der geänderten Verordnung ist auch vorgesehen, dass das Europäische Klimagesetz alle zwei Jahre überprüft wird. Dazu werde die Kommission das Klimagesetz auf der Grundlage wissenschaftlicher und technologischer Entwicklungen bewerten und dabei die Wettbewerbsfähigkeit der EU, die Energiepreise, den Nettoabbau von CO₂ auf EU-Ebene sowie die den EU-Ländern eingeräumte Flexibilität berücksichtigen, hochwertige internationale Gutschriften zu nutzen, um ihre Ziele für die Zeit nach 2030 zu erreichen.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

DUH kritisiert Geschäftsmodell von Eon



Quelle: Shutterstock / nitpicker

POLITIK. Die Deutsche Umwelthilfe hat eine Analyse zum Stromnetzgeschäft des Energieunternehmens Eon vorgelegt. Darin kritisiert sie deren Renditemodelle und politische Interessenkonflikte.

Die Deutsche Umwelthilfe (DUH) hat am 5. März eine Analyse zum Geschäftsmodell des Energiekonzerns Eon vorgestellt. Darin untersucht die Organisation aus Berlin, wie Renditeanreize von Netzbetreibern den Ausbau der Energiewende beeinflussen und welche Folgen sich daraus für Verbraucher ergeben können.

Im Mittelpunkt der Untersuchung steht der Energiekonzern Eon mit Sitz in Essen. Das Unternehmen gehört zu den größten Energieversorgern Europas und betreibt in Deutschland zahlreiche Strom- und Gasverteilnetze, auch über zahlreiche Tochtergesellschaften.

Die DUH sieht insbesondere im derzeitigen Regulierungsrahmen für Netzbetreiber ein strukturelles Problem. Nach Angaben der Organisation können Unternehmen wie Eon trotz regulatorisch festgelegter Eigenkapitalverzinsung höhere Renditen erzielen. Grundlage dafür sei der sogenannte Leverage-Effekt, bei dem Investitionen teilweise über Fremdkapital finanziert werden. Wenn Netzbetreiber Kredite zu günstigeren Konditionen aufnehmen als in der Regulierung angenommen, könne die tatsächliche Eigenkapitalrendite deutlich über den vorgesehenen Werten liegen, erklärt die DUH.

Die Organisation befürchtet, dass langfristige Investitionen in energiewenderelevante Infrastruktur dadurch an Bedeutung verlieren. Dies betreffe unter anderem Smart Grids, Flexibilitätslösungen oder Energiespeicher. Gleichzeitig würden Kosten teilweise über die Netzentgelte auf die Kunden umgelegt,

„Verbraucher finanzieren indirekt hohe Konzernrenditen“, befürchtet die DUH.

NEST-Reform beeinflusst?

Vor diesem Hintergrund verweist die DUH auf die laufende Reform des Regulierungsrahmens durch die Bundesnetzagentur, die seit 2024 im Projekt „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“ (NEST) das bestehende System überprüft. Da Eon einen großen Teil seines Umsatzes mit Netzbetrieb erzielt, beobachtet die Organisation vermehrte Stellungnahmen und politische Aktivitäten des Konzerns und seiner Tochterunternehmen im Zusammenhang mit dieser Reform.

Ein weiterer Schwerpunkt der Analyse betrifft den Rollout intelligenter Messsysteme. Für den verpflichtenden Einbau sind in den jeweiligen Netzgebieten in der Regel sogenannte grundzuständige Messstellenbetreiber zuständig, häufig Tochtergesellschaften der Verteilnetzbetreiber. Derzeit läuft eine politische Diskussion darüber, ob Verteilnetzbetreiber künftig stärker für den verpflichtenden Smart-Meter-Rollout verantwortlich sein sollen.

Messstellenkonzentration befürchtet

Die DUH ist dagegen, weil sie eine stärkere Marktkonzentration befürchtet, wenn Netzbetreiber zugleich Messstellenbetreiber bleiben. Als Beispiel verweist die Organisation auf den Netzbetreiber Westnetz, eine Tochter von Eon. Aufgrund der Größe des Unternehmens übernimmt Westnetz in mehreren Bundesländern schon heute Aufgaben als sogenannter Auffangmessstellenbetreiber, wenn kein anderer Anbieter tätig wird.

Die Organisation kritisiert zudem frühere Preismodelle beim Einbau intelligenter Messsysteme. So habe Westenergie im Jahr 2025 Einmalzahlungen von rund 900 Euro für bestimmte Installationen verlangt. Die Bundesnetzagentur sieht jedoch maximale jährliche Entgelte von rund 100 Euro vor. Ein Gericht habe diese Praxis inzwischen untersagt, erklärt die DUH unter Verweis auf ein Urteil des Landgerichts Bochum.

Politischer Einfluss in Berlin thematisiert

Neben regulatorischen Fragen thematisiert die Analyse auch mögliche Interessenkonflikte in der Energiepolitik. Die DUH verweist dabei auf die Rolle von Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU). Reiche war zuvor Vorstandsvorsitzende der Westenergie. Laut der Organisation könnten einzelne politische Maßnahmen insbesondere Eon und deren Netzgesellschaften zugutekommen.

Neben dem Smart-Meter-Rollout steht der Ausbau steuerbarer Kraftwerkskapazitäten im Fokus. Nach Einschätzung der DUH sollten solche Kapazitäten technologieoffen ausgeschrieben werden, damit neben Gaskraftwerken auch Speichertechnologien zum Zuge kommen können.

Aus ihrer Analyse leitet die Organisation mehrere Forderungen ab. Dazu zählt eine strengere Begrenzung der effektiven Eigenkapitalrendite von Netzbetreibern sowie eine Reform der Netzentgeltregulierung. Zudem fordert die Organisation stärkere Anreize für Investitionen in intelligente Netze, Speicher und Flexibilitätsoptionen.

Darüber hinaus spricht sich die DUH dafür aus, den Wettbewerb im Messstellenbetrieb zu sichern. Niedrige Markteintrittsbarrieren und diskriminierungsfreier Netzzugang seien Voraussetzung, damit kleinere Anbieter weiterhin in den Markt eintreten könnten.

Nach Ansicht der DUH entscheidet sich am Ausbau der Stromnetze ein wesentlicher Teil der Energiewende. Die Regulierung müsse daher so ausgestaltet sein, dass Investitionen in die Transformation des Energiesystems möglich bleiben und gleichzeitig die Kosten für die Verbraucher begrenzt werden, fordert die Organisation. // VON SUSANNE HARMSSEN

Bioenergieverbände fordern Änderungen bei GMG und EEG



Quelle: Fotolia / Jürgen Fälschle

BIOGAS. Bioenergieverbände haben Eckpunkte zum Gebäudemodernisierungsgesetz (GMG) und den Entwurf des EEG 2027 bewertet. Sie fordern Änderungen für Biomethan, Holzwärme und Biogas.

Vertreter der Bioenergiebranche haben am 5. März in einem Webinar die jüngsten energiepolitischen Vorhaben der Bundesregierung eingeordnet. Anlass sind die Eckpunkte zum Gebäudemodernisierungsgesetz (GMG) sowie ein erster Arbeitsentwurf für das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2027.

Die Verbände sind im Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB) zusammengeschlossen. Sandra Rostek, Leiterin des HBB, sieht in den GMG-Plänen Chancen für erneuerbare Gase im Wärmemarkt. Eine vorgesehene Grüngasquote könne ein Instrument sein, um den Einsatz klimafreundlicher Gase im Gebäudebestand zu steigern, sagte Rostek.

Kritisch bewertet der Verband jedoch, dass die Bundesregierung die bisher geplante Vorgabe streichen will, wonach neu eingebaute Heizungen zu 65 Prozent mit erneuerbaren Energien betrieben werden müssen. Positiv sehen die Verbände hingegen, dass auch für neue Gasheizungen künftig schrittweise Klimaschutzanforderungen gelten sollen.

Rostek verwies darauf, dass nach Einschätzung der Branche ausreichende Potenziale vorhanden seien. Deutschland könne kurz-, mittel- und langfristig Biogas, Biomethan und Holz bereitstellen, um zur Wärmewende und zur Stabilisierung des Stromsystems beizutragen.

Biomethan den Netzzugang sichern

Für den Ausbau von Biomethan fordert die Branche jedoch verlässlichere Rahmenbedingungen. Stefan Jost, Co-CEO der DAH-Gruppe, einem Unternehmen der Biomethanproduktion, verwies laut HBB auf geplante Investitionen. Acht große Produzenten wollten in den kommenden fünf Jahren mehr als eine Milliarde Euro in neue Anlagen investieren. Voraussetzung seien jedoch geeignete politische Vorgaben.

„Biomethan wird in der aktuell geplanten Gesetzgebung eher verhindert als gefördert. Insbesondere der Zugang zum Gasnetz ist nicht gesichert“, kritisierte Jost. Er wisse von 300 Anlagen, deren Umsetzung aktuell auf Eis liegt, weil der Gasnetzanschluss unsicher ist. Auch für Regionen ohne Anschluss an ein Gasnetz sehen die Verbände Handlungsbedarf.

Bioanteil an Fernwärme erhalten

Nach Einschätzung des Bundesverbands Bioenergie, einer Branchenorganisation für Bioenergieunternehmen mit Sitz in Bonn, spielen Holzenergie und Biomassewärmernetze eine wichtige Rolle. Sebastian Henghuber, Vorstandsmitglied des Verbandes, verwies darauf, dass Holz derzeit der wichtigste erneuerbare Energieträger im Wärmesektor sei.

Durch den geplanten Wegfall der 65-Prozent-Vorgabe könne der Anschluss an Nahwärmenetze an Bedeutung verlieren. Henghuber forderte deshalb eine gezielte Förderung für den Heizungstausch sowie für den Ausbau von Wärmenetzen, damit erneuerbare Heizoptionen gegenüber fossilen Anlagen attraktiver bleiben.



Potenzial heimischer Bioenergie
(Für Vollbild auf die Grafik klicken)
Quelle: HB Bioenergie

Parallel zu den Diskussionen um das GMG äußerten sich die Bioenergieverbände auch zum Entwurf für das EEG 2027. Das Gesetz regelt unter anderem Fördermechanismen für erneuerbare Stromerzeugung. Nach Einschätzung der Branche bleiben die vorgesehenen Ausschreibungsvolumina für Biogasanlagen zu niedrig.

Thomas Karle, Präsident des Fachverbands Biogas, erklärte laut Verband, Biogasanlagen könnten künftig eine größere Rolle für die Stromversorgung in Zeiten geringer Wind- und Solarproduktion übernehmen. „Die Ausschreibungsvolumina sind deutlich anzuheben, damit Biogas künftig in der Dunkelflaute die schwankende Erzeugung aus Photovoltaik und Wind ausgleichen kann“, sagte Karle. Anlagenbetreiber benötigten eine verlässliche Perspektive, damit vorhandene Potenziale genutzt werden könnten.

Iran-Krieg befeuert Diskussion um Eigenerzeugung

Energieminister aus mehreren Bundesländern mit Regierungsbeteiligung der Grünen forderten in einem offenen Brief an die Bundesregierung zusätzliche Ausschreibungen für Windenergie und weitere Maßnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien. Sie begründen dies unter anderem mit steigenden Öl- und Gaspreisen infolge internationaler Konflikte.

Auch der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) betont die Bedeutung heimischer Energieträger für die Wärmeversorgung. In einem Positionspapier verweist der Verband auf die Rolle der Holzenergie. Laut BEE entfielen im Jahr 2024 rund 61 Prozent der erneuerbaren Wärme in Deutschland auf Holz. Insgesamt hätten erneuerbare Energien rund 249 Millionen Tonnen CO₂ vermieden, rund 25 Millionen Tonnen gingen laut Verband auf Holzenergie zurück.

BEE-Präsidentin Ursula Heinen-Esser erklärte, nachhaltig bewirtschaftete Wälder könnten sowohl zur Klimaanpassung als auch zur Energieversorgung beitragen. Energetisch genutzt würden überwiegend Rest- und Nebenprodukte aus der Holzverarbeitung. Der Verband warnt zugleich vor zusätzlichen regulatorischen Vorgaben, die Investitionen in Holzwärme erschweren könnten.

Das [Positionspapier des BEE zur energetischen Holznutzung](#) steht im Internet bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Deutscher Strommix wird klimafreundlicher



Quelle: Fotolia / PhotographyByMK

KLIMASCHUTZ. Das Institut für Energie- und Umweltforschung (Ifeu) hat die Klimawirkung des deutschen Strommixes berechnet. 2024 sank sie deutlich, doch für 2025 nur noch moderat.

Die Klimawirkung der Stromerzeugung in Deutschland hat sich im Jahr 2024 verringert. Laut Berechnungen des Heidelberger Ifeu lag die Klimabelastung des deutschen Erzeugungsmixes bei 425 Gramm CO₂-Äquivalenten je Kilowattstunde Strom. Im Jahr 2023 hatte dieser Wert noch 456 g CO₂e/kWh betragen.

Die Forschenden ermittelten die Werte mit dem institutseigenen Elektrizitätsmodell „ELMO“. Grundlage sind aktuelle Stromerzeugungsdaten der europäischen Statistikbehörde Eurostat. Demnach setzte sich der Strommix aus fossilen und biobasierten Kraftwerken sowie aus erneuerbaren Energien und Kernenergie zusammen.

Für das Jahr 2025 liegen bislang nur vorläufige statistische Daten vor. Auf dieser Basis berechnet das Ifeu eine Klimawirkung von 416 g CO₂e/kWh für den deutschen Erzeugungsmix. Die Forschenden erwarten daher nur eine moderate weitere Verbesserung gegenüber 2024.

Stromimporte mit weniger CO₂

Berücksichtigt man nicht nur die in Deutschland erzeugte Elektrizität, sondern den tatsächlichen Stromverbrauch, fällt die Klimawirkung noch geringer aus. Deutschland importiert laut Ifeu zunehmend CO₂-armen Strom aus Nachbarstaaten. Dadurch lag die Klimawirkung des in Deutschland verbrauchten Stroms im Jahr 2024 bei 383 g CO₂e/kWh. In allen Berechnungen sind laut Institut auch durchschnittliche Verluste bei der Stromverteilung im Netz enthalten.

Die Forschenden berechnen die Umweltwirkungen des Strommixes jedes Jahr im März. Dafür speisen sie die jährlich veröffentlichten Stromerzeugungsstatistiken in das Ökobilanzmodell Elmo ein. Das Modell bildet unterschiedliche Kraftwerkstypen ab, darunter Braunkohle-, Steinkohle-, Erdgas- und Mineralölkraftwerke sowie Anlagen zur Müllverbrennung und Biomasseverstromung. Auch erneuerbare Technologien wie Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft sowie Kernenergie sind im Modell enthalten.

Brennstoffemissionen enthalten

Der Strommix beschreibt die Gesamtmenge der Elektrizität, die aus diesen Quellen erzeugt wird. Seine Zusammensetzung hat laut Ifeu den größten Einfluss auf die Klimawirkung der Stromversorgung. Neben der eigentlichen Stromproduktion berücksichtigen die Berechnungen auch Umweltwirkungen aus der Bereitstellung der Brennstoffe. Vor allem die Förderung und der Transport von Erdgas und Kohle verursachen zusätzliche Emissionen.

In den vergangenen Jahren haben laut Ifeu insbesondere Methanemissionen an Bedeutung gewonnen. Methan wirkt in der Atmosphäre deutlich stärker als CO₂ und beeinflusst daher das sogenannte Treibhauspotenzial, das Fachleute als Global Warming Potential (GWP) bezeichnen. Dieses beschreibt den Beitrag eines Stoffes zur Erwärmung der Atmosphäre über einen definierten Zeitraum.

Emissionen aus Erneuerbaren einkalkuliert

Auch erneuerbare Energien verursachen laut den Forschenden Umweltwirkungen, die in der Ökobilanz berücksichtigt werden müssen. Bei Biomasseanlagen etwa fallen Emissionen beim Anbau und bei der Verarbeitung von Energiepflanzen an. Bei der Herstellung und Nutzung von Biogas können zudem

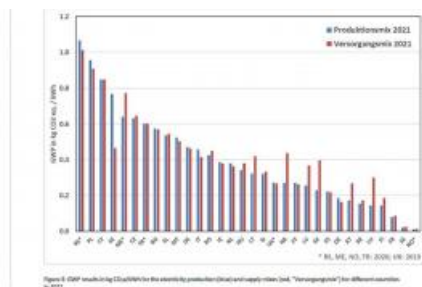
Methanemissionen entstehen. Bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen schlagen vor allem die Emissionen aus der Produktion der Anlagenkomponenten zu Buche.

Um die Ergebnisse möglichst realitätsnah abzubilden, aktualisiert das Ifeu nach eigenen Angaben jedes Jahr mehr als 70 technische Parameter im Modell. Neben der Klimawirkung berechnet Elmo auch weitere Umweltindikatoren. Dazu zählen unter anderem die Versauerung von Böden, die Überdüngung von Gewässern, die Zerstörung der Ozonschicht, die Bildung von Sommersmog sowie der Ausstoß von Feinstaub. Auch der Verbrauch von Metallen und anderen Rohstoffen fließt in die Bilanz ein.

Europäische Staaten eingeschlossen

Das Ifeu erstellt die Berechnungen nicht nur für Deutschland. Im März veröffentlichen die Forschenden Ergebnisse für alle Mitgliedstaaten der Europäischen Union. Im September folgen auf Basis globaler Daten weitere Auswertungen für rund 80 Länder und Regionen weltweit.

Die Emissionsfaktoren aus dem Modell stellt das Institut auch für Unternehmen und Organisationen bereit. Laut Ifeu können diese Daten nach den Kategorien des Greenhouse Gas Protocols ausgewiesen werden, das international als Standard für die Bilanzierung von Treibhausgasemissionen gilt.



Das Treibhauspotenzial GWP in kg CO₂e/kWh für die Stromproduktions- (blau) und Versorgungsmixe (rot, „Versorgungsmix“) verschiedener Länder von 2021.

Für Vollbild auf die Grafik klicken.

Quelle: Ifeu

Das **Elektrizitäts Modell ELMO** des Ifeu steht im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Beschleunigung Made in Europe



Quelle: Pixabay / NakNakNak / E&M

INSIDE EU ENERGIE. Unser Brüsseler Korrespondent Tom Weingärtner kommentiert in seiner Kolumne „Inside EU Energie“ energiepolitische Themen aus dem EU-Parlament, der EU-Kommission und den Verbänden.

Die EU-Kommission hat in dieser Woche ihr lange erwartetes „Beschleunigungsgesetz“ (Industrial Accelerator Act, IAA) vorgelegt. Im Rahmen der von Brüssel vermeintlich betriebenen Entbürokratisierung wird die europäische Gesetzgebung um viele Seiten bereichert.

Ziel ist es, die sich beschleunigende Deindustrialisierung der EU zu stoppen und eine Trendwende herbeizuführen. In den letzten 25 Jahren ist der Anteil der industriellen Wertschöpfung am Sozialprodukt der EU von 17,4 auf 14,3 Prozent gesunken. Die Abhängigkeit von China ist dagegen dramatisch gestiegen: 50 Prozent der Batterien kommen aus der Volksrepublik, bei Solarzellen sind es sogar 94 Prozent. Durch den IAA könnten 150.000 bedrohte Arbeitsplätze erhalten oder neue geschaffen werden, heißt es in

Brüssel, davon 85.000 in der Produktion von Batterien und 59.000 in der Herstellung von Solaranlagen.

Europäische Produkte sollen bevorzugt werden

Der IAA soll strategische Sektoren und Investitionen unterstützen. Im Mittelpunkt steht die Bevorzugung europäischer Produkte überall dort, wo Geld des Steuerzahlers auf dem Tisch liegt, also bei öffentlichen Aufträgen und wenn Subventionen im Spiel sind. Zu den strategischen Sektoren zählt man in Brüssel neben der Automobilindustrie alle energieintensiven Branchen und „saubere“ Technologien wie Batterien, Solaranlagen, Wärmepumpen, Elektrolyse oder Nukleartechnik.

Werden solche Produkte in öffentlichen Ausschreibungen beschafft oder wird ihre Anschaffung subventioniert, müssen sie bestimmten Herkunftsanforderungen genügen. Ein Windrad, das öffentlich gefördert wird, kann dann nicht mehr in China hergestellt werden, sondern die Wertschöpfung muss zu Teilen in der EU erfolgen oder in Ländern, in denen Firmen aus der EU einen vergleichbaren Zugang zu öffentlichen Aufträgen haben. Stahl etwa muss außerdem zu mindestens 25 Prozent emissionsarm hergestellt werden.

Die Kommission will damit sogenannte Leitmärkte für grüne Technologien schaffen, vor allem für solche, die unter den gegebenen Umständen nicht wettbewerbsfähig sind. Grüner Stahl, emissionsarm hergestellter Zement, Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge sollen auf diese Weise kostendeckende Preise erzielen. Es gehe um einen grundsätzlichen Kurswechsel, sagt Industriekommissar Stephane Sejourne: „Das Geld der europäischen Steuerzahler gibt es nur noch für europäische Produkte.“

Gleichzeitig berücksichtige die Kommission mit einem strikt sektorbezogenen Ansatz das wirtschaftliche Umfeld jeder Branche. Mit diesem Hinweis will der Kommissar den Vorwurf des Protektionismus entkräften. Gleichzeitig macht er deutlich, dass es schon um den Schutz vor der Konkurrenz insbesondere aus China geht.

Vereinfachte und digitalisierte Verfahren

Investitionen in den strategischen Sektoren sollen in einem vereinfachten und digitalisierten Verfahren genehmigt werden. So können alle Anträge mit Hilfe eines „European Business Wallet“ über ein einziges Portal eingereicht werden. Erhält der Investor nach einer Frist zwischen 12 und 18 Monaten keinen Bescheid, gilt der Antrag als genehmigt.

Allerdings soll auch sichergestellt werden, dass Investitionen über 100 Millionen Euro einen Beitrag zur Dekarbonisierung und zum Technologietransfer leisten, und dass dort gut bezahlte Jobs entstehen. Dafür müssen sie vier von sechs Voraussetzungen erfüllen: der Anteil des ausländischen Unternehmens darf 49 Prozent nicht übersteigen, es muss mindestens ein Unternehmen aus der EU beteiligt sein, es muss eine Vereinbarung über den Technologietransfer in die EU geben, mindestens ein Prozent des Umsatzes muss für Forschung und Entwicklung in der EU ausgegeben werden, 30 Prozent der Wertschöpfung muss in der EU erfolgen und mindestens die Hälfte der Beschäftigten muss aus der EU kommen.

In der Kommission wird eingeräumt, dass der Schutz der strategischen Sektoren vor dem internationalen Wettbewerb auch Nachteile hat. Mit steigenden Kosten müssten die nachgelagerten Sektoren rechnen, also etwa die Automobilindustrie, die den teuren grünen Stahl einsetzen muss. Die Kommission will deswegen den Wettbewerb nicht vollständig abwürgen. Bei der Festlegung der Länder, deren Produkte als „Made in Europe“ betrachtet werden, behält sie sich einen gewissen Spielraum vor.

Kritik kommt vor allem aus Deutschland. Mit Made in Europe werde auch die Energiewende teurer, moniert der VKU. Die Unionsabgeordneten im Europäischen Parlament stehen dem IAA ebenfalls kritisch gegenüber. Mit einer Marktabschottung könnten die strukturellen Probleme der Industrie nicht gelöst werden, sagt Angelika Niebler (CSU): „Europa lebt vom Export.“ Und auf dem Weltmarkt helfe der IAA den europäischen Unternehmen nicht.



Tom Weingärtner

Quelle: E&M

// VON TOM WEINGÄRTNER

[^ Zum Inhalt](#)

Österreichs E-Wirtschaft mit aktualisiertem Zielbild



Quelle: Fotolia / Simon Kraus

REGENERATIVE. Die Schätzung für den Strombedarf im Jahr 2040 fällt mit 123 Milliarden kWh erheblich niedriger aus als vor zwei Jahren. Erzeugungsseitig sollte die Windkraft mehr Bedeutung erhalten.

Der Krieg um den Iran verdeutliche einmal mehr die Notwendigkeit, die Stromproduktion mittels erneuerbarer Energien rasch auszubauen. Das betonte der Präsident des österreichischen Elektrizitätswirtschaftsverbands Oesterreichs Energie, Michael Strugl, bei der Vorstellung des „Zielbilds“ der Branche am 5. März in Wien. Strugl, der auch Generaldirektor des Stromkonzerns Verbund ist, erläuterte, der Erneuerbaren-Ausbau sei keineswegs nur ein klimapolitisches Thema: „Es geht vor allem um Resilienz und Preisstabilität.“

Beim Import fossiler Energieträger sei Österreich möglichen „geopolitischen Verwerfungen“ ausgesetzt. Dieses Risiko lasse sich durch die Nutzung heimischer Energiequellen sowie die Elektrifizierung der Energieversorgung verringern: „Wir müssen alle unsere Möglichkeiten und Ressourcen nutzen.“ Es gelte, mit kluger sowie integrierter Planung einen „optimalen Technologiemarkt“ zu schaffen: „Das haben wir bis jetzt leider nicht hinbekommen.“

Aktualisierte Strategie

Bei dem „Zielbild“ handelt es sich um eine aktualisierte Version der „Stromstrategie 2040“, der E-Wirtschaftsverband bei seinem Kongress Mitte September 2024 präsentiert hatte. Damals erwartete Oesterreichs Energie, der Strombedarf werde sich von 68 Milliarden kWh im Jahr 2020 bis 2040 auf etwa 145,2 Milliarden kWh mehr als verdoppeln. Die voraussichtliche Erzeugung wurde mit 146,5 Milliarden kWh beziffert, von denen 58,1 Milliarden auf die Wasserkraft inklusive Pumpspeicher, 39,9 Milliarden auf die Windkraft und 32,6 Milliarden auf die Photovoltaik entfallen sollten. Mit Biomasse und „grünen“ Gasen

betriebene Kraft-Wärme-Kopplungen sowie Gasturbinen machten weitere 9,2 Milliarden kWh aus.

Das „Zielbild“ geht dem gegenüber von einem Bedarf von etwa 123 Milliarden kWh im Jahr 2040 aus, hieß es auf Nachfrage der Redaktion. Somit würde sich der Anstieg im Vergleich zu 2020 auf etwa 81 Prozent belaufen, in der „Stromstrategie 2040“ hatte er 113,5 Prozent betragen. Die erwartete Erzeugung wird im „Zielbild“ mit 125,9 Milliarden kWh beziffert. Dominant bleibt weiter die Wasserkraft mit 52,4 Milliarden kWh, gefolgt von der Windkraft mit 35,7 Milliarden und der PV mit 22,9 Milliarden kWh. Um rund einen Prozentpunkt höher als in der „Stromstrategie“ fällt der Anteil der Windkraft aus, der sich im „Zielbild“ auf 28,3 Prozent beläuft. Dies geht vor allem zulasten der PV, deren Anteil mit 18,2 Prozent um etwa 3 Prozentpunkte unter dem in der „Stromstrategie“ angegebenen Wert liegt.

Obergrenze für PV

Der Autor des Zielbilds, Anton Burger vom deutschen Beratungsunternehmen Compass Lexecon, erläuterte, der Ausbau der PV sei nach wie vor sinnvoll. Es gebe jedoch eine Obergrenze, ab der die Kosten für ihre Integration in das Stromsystem ihren Nutzen überstiegen. Diese beträfen etwa Zahlungen für den tendenziell steigenden Bedarf an Redispatchmaßnahmen sowie Regelleistung, aber auch für den Netz- und Speicherausbau. In Österreich liege die Obergrenze für den wirtschaftlich sinnvollen PV-Ausbau „in der relativ großen Bandbreite von 15.000 bis 25.000 MW“.

Zur aktualisierten Prognose hinsichtlich Entwicklung des Strombedarfs bekundete Strugl, 2024 seien nicht zuletzt die Elektrifizierung der Industrie sowie der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und damit die Errichtung von Elektrolyseuren „optimistischer“ eingeschätzt worden, als dies nunmehr der Fall sei. Beides werde kommen, „aber weniger rasch, als wir seinerzeit erwartet haben“. Ohnehin empfehle sich, jede Strategie und jedes Zielbild regelmäßig zu überarbeiten. Sein eigenes Unternehmen, der Stromkonzern Verbund, tue dies jährlich.

ÖNIP anpassen Handlungsbedarf sieht Strugl vor allem bei der Windkraft. Diese habe ihr Produktionsmaximum üblicherweise im Winterhalbjahr, wenn die PV und die Wasserkraft ihre Erzeugungsminima erreichten. Dringend anzupassen ist laut Strugl der Österreichische Integrierte Netzausbauplan (ÖNIP) vom April 2024. Diesem zufolge würde die Stromerzeugung 2040 bei insgesamt 133 Milliarden kWh liegen, von denen 48 Milliarden auf die Wasserkraft, 41 Milliarden auf die PV und 29 Milliarden kWh auf die Windenergie entfallen. Der Anteil der PV ist nach Ansicht der E-Wirtschaft mit knapp 31 Prozent zu hoch bemessen, jener der Windkraft mit 22 Prozent dagegen zu niedrig. „Wir würden den Erzeugungsmix in unserem neuen Zielbild als in etwa optimal betrachten“, konstatierte Strugl.

Unbestreitbar ist laut Burger, dass weiterhin flexible thermische Erzeugungsanlagen benötigt werden, um die witterungsbedingt schwankende Stromproduktion mittels erneuerbarer Energien auszugleichen. Für deren Finanzierung sind Kapazitätsmechanismen unverzichtbar, bestätigte Burger der Redaktion.

// VON KLAUS FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Um Tübingens Windpark im Wald entbrennt Streit um Feuergefahr



Und was, wenn ein Windrad ein Feuer im Wald entfacht? Quelle: Volker Stephan

WINDKRAFT ONSHORE. Ein Windpark im Wald trifft auf den Widerstand der Standortgemeinde. Das ist nicht wirklich neu, die Begründung gleichwohl: Tübingens Stadtwerke sollen Geld in den Brandschutz stecken.

Eine kleine Gemeinde im Landkreis Rottweil möchte, dass bei dem im Ort wohl einzig möglichen Windkraftprojekt nichts anbrennt. Im wahrsten Sinne des Wortes: Eschbronn will sich für den Fall eines Feuers im Wald-Windpark gegen hohe Kosten absichern. Die Stadtwerke Tübingen sollen möglichst für eine geforderte Löschwasser-Infrastruktur zahlen.

Die Tübinger möchten fünf Enercon-Anlagen des Typs „E175 EP5 E2“ mit einer Höhe von jeweils über 260 Metern in das baden-württembergische Waldgebiet pflanzen. Der Park trägt den in diesem Zusammenhang klingenden Namen „Feurenmoos“ und soll mit seinen 7-MW-Turbinen auf 35 MW Gesamtleistung kommen.

Das Genehmigungsverfahren ist weit fortgeschritten. Was dem für die Entscheidung zuständigen Landratsamt zum Beispiel fehlt, ist das gemeindliche Einvernehmen. Laut Ratsbeschluss vom 3. März wird dieses aber auch nicht kommen. Denn die Lokalpolitik im 2.000-Seelen-Nest hat aufgrund des „erhöhten Brandrisikos“ durch die Anlagen selbst ihr Ja zum Projekt verweigert. Zunächst einmal.

Wie brandgefährlich ist ein Windpark im Wald?

Bürgermeister Franz Moser (CDU) nimmt für seine Gemeinde und sich in Anspruch, über die Windkraft im Vergleich zu anderen Kommunen „sehr ideologiefrei beraten“ zu haben. Ihn treibe die Sorge an, sagte er dieser Redaktion, dass Eschbronn für die Gefahrenabwehr finanziell nicht aufkommen könne und im Falle einer brennenden Windturbine auf den Kosten für die Brandbekämpfung sitzen bleibe. Wie hoch die Wahrscheinlichkeit eines Waldbrandes ist, den eine Anlage auslöst, sei für die Gemeinde bei ihren Überlegungen unerheblich.

Moser blickt mit einigem Wohlgefallen auf Gerichtsurteile, die Projektierer zu Investitionen in den vorbeugenden Brandschutz verpflichtet haben. Das ist in brandenburgischen Waldbrandgebieten bereits der Fall gewesen. Der Bürgermeister kennt allerdings auch andere Rechtsprechung etwa aus dem Ländle, die besondere Maßnahmen ausschloss, weil genügend Löschfahrzeuge und -wasser im Umkreis zur Verfügung stünden.

Entsprechend wäre es der Gemeinde lieber, die Angelegenheit mit den Stadtwerken außergerichtlich zu klären. Am liebsten durch einen Vertrag, in dem der Versorger aus der Universitätsstadt sich zu Ausgaben für Wasserbehälter und Leitungen in den Wald bekennen würde. Das aber ist kostspielig und daher selten im Sinne von Investoren.

Die Stadtwerke Tübingen erklären auf Anfrage über die Pressestelle, einen Feuerwehreinsatzplan durch einen unabhängigen Brandschutzgutachter erstellen lassen zu wollen. Dies habe das Unternehmen mehrfach kommuniziert und auch mit dem Landratsamt besprochen. Eingang finden solle es in Nebenbestimmungen zum Betrieb des Windparks. Eine neuerliche Rückmeldung dazu an die Gemeinde sei „leider“ am Morgen nach der Gemeinderatssitzung erfolgt.

Womöglich reichen genügend Löschfahrzeuge im Umkreis

Franz Moser erkennt in dieser Entwicklung ein „Signal“ aus Tübingen, allerdings bleibe es bei einer abwartenden Haltung der Gemeindeverwaltung. Selbst Geld in die Hand zu nehmen, schloss der Bürgermeister für Eschbronn aus. Die Bereitschaft der Gemeinde zur Kooperation bestehe darin, gemeinsam mit den Stadtwerken Tübingen aus geeigneten Brandschutz-Maßnahmen zu „wählen“, von einer möglichen Kostenteilung könne nicht die Rede sein.

So bleibt es offen, ob es tatsächlich zu einer ausgedehnten Zuleitung von Löschwasser und dem Aufstellen von Behältern in Anlagennähe kommen muss. Dieser finanzielle Aufwand könnte dann wegfallen, wenn das Landratsamt den Feuerwehreinsatzplan und die verfügbaren Löschfahrzeuge für ausreichend hält. Die

Behörde kann dann das womöglich weiterhin fehlende Einvernehmen einfach selbst ersetzen.

Die Stadtwerke nehmen auf die umfassenden Wünsche Eschbronnns nicht konkret Bezug. Die Pressestelle teilte mit, dass die Gemeinde einen Vertrag über solche Infrastrukturmaßnahmen oder Kostenübernahmen „nie gefordert“ habe.

Außerdem erwarte Tübingen in den kommenden Tagen eine Stellungnahme des Landratsamts zum verweigerten Einvernehmen der Gemeinde. Erst danach werde sich zeigen, welche konkreten Auswirkungen sich daraus ergeben und wie eine gemeinsame Lösung mit der Gemeinde aussehen könnten. Die Stadtwerke hofften weiter auf einen konstruktiven Dialog mit der Gemeinde. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Fotolia / Photo-K

Sehr fragile Kundenbindung

VERTRIEB. Eine Studie der Beratungsgesellschaft Simon Kucher zeigt, dass die Kundenbindung im Energiemarkt längst kein Asset mehr ist, auf das sich die traditionellen Anbieter verlassen können.

Im Rahmen ihrer Energie-Studie 2026, die der Redaktion vorliegt, hat die Beratungsgesellschaft Simon Kucher festgestellt, dass der Endkundenmarkt schneller wird und die Loyalität der Kunden sinkt. Dies bedeutet: sie wechseln häufiger und bleiben kürzer bei einem Anbieter.

Den Marktanteil der Stadtwerke und regionalen Versorger im Jahr 2025 beziffern die Berater mit 33 Prozent. Drei Jahre zuvor habe er noch bei 46 Prozent gelegen. Einen Zuwachs in den letzten drei Jahren haben dagegen Online-Anbieter (von 13 auf 19 Prozent) und – die Verfasser der Studie nennen sie „EnergieTech-Innovatoren“ – Unternehmen wie Octopus Energy zu verzeichnen. Von Null auf 3 Prozent in drei Jahren sind diese neuen Anbieter gekommen und profitieren überdurchschnittlich von hoher Wechselbereitschaft der Kunden.

Dabei sei die sinkende Loyalität kein Phänomen einzelner Anbietergruppen, sondern betreffe den gesamten Markt. Sogar einzelne Anbieter mit stabilen Marktanteilen verlieren nach Erkenntnis der Berater schrittweise langfristige Bestandskunden. An deren Stelle treten dann kurzfristigere Kundenbeziehungen. Immer noch haben allerdings 71 Prozent der Kunden von Stadtwerken und Regionalversorgern zumindest zwei Jahre oder länger dem jeweiligen Unternehmen die Treue gehalten. Bei den Online-Anbietern liegt dieser Anteil lediglich bei 30 Prozent. Bei den Energietech-Innovatoren ist er verschwindend gering, was sicherlich auch damit zusammenhängt, dass diese Gruppe erst seit zwei, drei Jahren eine signifikante Rolle in der Energieversorgung spielt.

Der Preis ist das ausschlaggebende Kriterium

Laut Studie hat sich in der Befragung ein Drittel aller Kunden offen für einen Versorgerwechsel gezeigt. Besonders ausgeprägt ist die Wechselbereitschaft bei Menschen, die ohnehin weniger als zwei Jahre bei ihrem gegenwärtigen Anbieter sind und über externe Abschlusskanäle, etwa ein Vergleichsportal, zu ihrem neuen Versorger gewechselt sind.

So ist die zunehmende Bedeutung von digitalen Kanälen beziehungsweise Vermittlerplattformen eng mit der wachsenden Wechselbereitschaft verknüpft ist. Insgesamt rund 70 Prozent aller Neuabschlüsse erfolgen über externe Kanäle. Selbst Stadtwerke und regionale Versorger erzielen bereits rund 55 Prozent ihrer Neuabschlüsse über externe Kanäle. Sie nutzen allerdings immer noch stark ihren eigenen Vertrieb, sei es online oder im direkten persönlichen Kontakt. Die an Bedeutung zunehmenden Energietechnik-Innovatoren generieren 80 Prozent ihrer Abschlüsse über digitale Vermittlerplattformen.

„Die Wechselbereitschaft erreicht ein neues Niveau“, sagt Thomas Haller, globaler Leiter der Chemicals, Energy und Base Materials Practice bei Simon Kucher. Und er fügt hinzu: „Die Kundenbindung in der Energiebranche erodiert sichtbar.“

„Kundenbindung im Strommarkt ist so fragil wie lange nicht“, sagt auch Konstantin Schaller. Der Partner in der Chemicals, Energy und Base Materials Practice berichtet von einem Rückgang des Anteils langfristiger Kunden im letzten Jahr von 54 Prozent auf nur noch 47 Prozent in der Gesamtbetrachtung. Ausschlaggebend sei vor allem der Preis. Die Mehrheit (75 Prozent) reagiere tatsächlich schon bei Preiserhöhungen von 5 bis 15 Prozent.

Mit einem Anteil von etwa 47 Prozent sind 2025 die Fixpreis-Tarife noch das dominante Tarifmodell. Allerdings gewinnen variable Tarife deutlich an Bedeutung. Sie machen mittlerweile 15 Prozent aus, während dynamische Tarife – ein Preisansatz, der besonders auf die Flexibilität des Verbrauchs und deren netzdienlichen Einsatz abzielt – auf niedrigem Niveau um mehr als 300 Prozent zunehmen. Man kann allerdings davon ausgehen, dass die Verpflichtung für Energieversorger, seit dem 1. Januar 2025 mindestens einen dynamischen Tarif anzubieten, das Wachstum in diesem Segment beschleunigt hat.

Nähere Informationen zur [Energie-Studie](#), für die das Marktforschungsinstitut Appinio im vergangenen November 1.000 Menschen aus Deutschland befragt hat, stehen auf der Internetseite von Simon Kucher zur Verfügung. // [VON FRITZ WILHELM](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Batteriespeicherboom belastet Stromnetze



Quelle: Fotolia / malp

STROMSPEICHER. Wie große Batteriespeicher netzdienlich und trotzdem gewinnbringend eingesetzt werden können untersucht das Forschungsprojekt „STRIVE.BW“.

Großbatteriespeicher boomen – bisher orientiert sich ihr Einsatz aber meistens an den schwankenden Strommarktpreisen. Damit lässt sich zwar gutes Geld verdienen, es sorgt aber auch für eine zusätzliche Belastung der Stromnetze. Deshalb dringen Verteilnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur zunehmend darauf, Batteriespeicher stärker netzdienlich zu betreiben.

Das im Dezember 2025 gestartete Forschungsprojekts Strive BW analysiert nun, wie das gelingen kann: Netze stabilisieren und immer noch Geld verdienen. Beteiligt sind das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), die Technische Hochschule Ulm sowie Partner aus Industrie und Netzwirtschaft.

Das Problem muss dringend und schnell gelöst werden: Es gibt eine wahre Flut an Netzanschlussanfragen für Großbatteriespeicher. Bundesweit geht es um mehrere Hundert Gigawatt in der Warteschlange. Weil rein marktorientiert betriebene Speicher lokal zu Netzengpässen führen können, wollen Netzbetreiber angesichts der vielen Projekte mit flexiblen Netzanschlussvereinbarungen (FCA) sicherstellen, dass das

Netz stabil bleibt: Sie haben dann die Möglichkeit, die Einspeise- und Ausspeiseleistungen zu begrenzen.

„Allgemeine Netzgeltsystematik“

Für Betreiber können die flexiblen Netzanschlussvereinbarungen allerdings zu Erlöseinbußen führen. Der Betrieb des Batteriespeichers kann zudem durch die Vorgaben erheblich eingeschränkt werden, eine Entschädigung ist nicht garantiert.

Hinzu kommt: Die Bundesnetzagentur plant aktuell über die „Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom“, kurz AgNes, dynamische Netzentgelte für Speicher. Ist das Netz stark belastet, sollen die Entgelte steigen. Ist das nicht der Fall, sind sinkende Entgelte vorgesehen. Der Speicherbetrieb berücksichtigt dann neben den Börsenpreisen für Strom auch die jeweils aktuellen und erwarteten Netzentgelte. Für Netzbetreiber ist dieser Ansatz allerdings ein weiterer komplexer Berechnungsschritt. Und auch auf Seiten der Speicherbetreiber sorgt das für weitere Unsicherheiten.

Genau in diesem Spannungsfeld setzt Strive BW an. „Die Vielzahl der Speicheranschlussanfragen zwingt uns, jetzt intelligente Lösungen zu finden“, erklärt Jonas Petzschmann, Leiter Smart Grids und Netzintegration am ZSW. „Wir wollen mit Strive BW zeigen, dass Speicher sehr wohl netzdienlich betrieben werden können, ohne die Wirtschaftlichkeit zu stark einzuschränken.“

Zu Beginn des Projekts sind Workshops mit Netzbetreibern, Projektierern und Speicherbetreibern geplant, um gemeinsam ein kompromissfähiges Zielbild zu finden. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf den unterschiedlichen Instrumenten zur netzdienlichen Einbindung von Batteriespeichern im Verteilnetz sowie auf möglichen Kombinationspotenzialen zwischen flexiblen Netzanschlussvereinbarungen (gemäß Paragraf 8a EEG und Paragraf 17 Absatz 2b EnWG) und den im AgNes-Prozess diskutierten dynamischen Netzentgelten für Speicher. Dabei sollen Synergien, Konflikte und praktische Umsetzungsoptionen transparent herausgearbeitet werden.

Weiterentwickelte Netzzustandsprognosen

Ein zentraler Baustein des Projekts ist die Weiterentwicklung eines Koordinierungskonzepts für Batteriespeicher auf Grundlage von Netzzustandsprognosen. Das ZSW entwickelt deshalb sein bestehendes Prognosetool „GridSage“ gezielt weiter: Die bestehenden Erzeugungsprognosen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, historische Messdaten, geeignete Schätzmodelle sowie aktuelle Wetterprognosen dienen dazu, Engpässe im Verteilnetz frühzeitig zu identifizieren.

Auf dieser Basis lassen sich dynamische, zeitlich variable Leistungsbeschränkungen ableiten, die Speichern ermöglichen, Lade- und Entladevorgänge frühzeitig an erwartete Netzsituationen anzupassen. Eine klar definierte Kommunikationsarchitektur mit standardisierten Protokollen und Schnittstellen soll sicherstellen, dass sich die entwickelten Ansätze grundsätzlich in bestehende Netzleit- und Betriebsführungssysteme integrieren lassen und perspektivisch in operative Prozesse überführbar sind.

STRIVE.BW steht für „STrategien und Betriebsmodelle zur netzdienlichen Integration von Batteriespeichern in VERteilnetze in Baden-Württemberg“ und läuft über zwei Jahre bis November 2027.

// VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Studie sieht Reformbedarf bei Strom-Grundversorgung



Quelle: Fotolia / galaxy67

STROM. Eine Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft sieht strukturelle Defizite in der Strom-Grundversorgung und macht Lösungsvorschläge.

Die Strom-Grundversorgung in Deutschland weist nach Einschätzung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) strukturelle Schwächen auf. Eine im Auftrag von Octopus Energy erstellte Studie kommt zu dem Ergebnis, dass das bestehende System ineffizient, wenig transparent und für viele Haushalte vergleichsweise teuer ist.

Die Grundversorgung ist gesetzlich als Auffanglösung für Haushalte vorgesehen, die keinen eigenen Stromliefervertrag abgeschlossen haben oder beispielsweise nach einem Umzug automatisch Strom beziehen. Laut der Studie findet echter Wettbewerb um die Grundversorgung faktisch nicht statt. Der größte Anbieter übernehme automatisch die Rolle des Grundversorgers, ohne sich einem Preis- oder Leistungswettbewerb stellen zu müssen. Dadurch entstünden geringere Anreize, Tarife effizient zu gestalten oder Innovationen im Vertrieb umzusetzen.

Preisunterschiede von bis zu 12,9 Cent pro Kilowattstunde

Die Analyse der FfE zeigt deutliche Preisunterschiede zwischen Grundversorgung und regulären Stromtarifen. In der Untersuchung lagen Grundversorgungstarife je nach Stadt bis zu 12,99 Cent pro Kilowattstunde über vergleichbaren Normaltarifen desselben Versorgers. Grundlage der Berechnung war ein jährlicher Stromverbrauch von 2.500 Kilowattstunden.

Im Vergleich zu günstigen Angeboten anderer Anbieter kann die Differenz der Studie zufolge noch größer ausfallen. Gleichzeitig sei vielen Haushalten der Preisunterschied nicht bewusst. Eine Befragung von Verbraucherorganisationen habe ergeben, dass rund 49 Prozent der Haushalte nicht wissen, was Grundversorgung bedeutet oder dass diese häufig teurer ist als alternative Tarife.

Besonders betroffen seien Haushalte mit geringem Einkommen. Sie verbleiben überdurchschnittlich häufig in der Grundversorgung und tragen damit überproportional hohe Stromkosten. Die Autoren sehen darin ein strukturelles Problem, da steigende Strompreise und geringe Wechselbereitschaft die Gefahr von Energiearmut erhöhen können.

Neben dem Preis nennt die Studie weitere Defizite des Systems. So sei die Zusammensetzung der Tarife für Verbraucher häufig schwer nachvollziehbar. Zudem sei oft unklar, welcher Anteil der Kunden freiwillig in der Grundversorgung bleibe und welcher Teil aus sozialen oder finanziellen Gründen keinen Anbieterwechsel vornehme.

Vor diesem Hintergrund zeigt die Studie mehrere Reformoptionen auf. Besonders großes Potenzial sehen die Autoren in einem wettbewerblichen Ausschreibungsmodell. Dabei würde die Verantwortung für die Grundversorgung nicht mehr automatisch an den größten Anbieter im Netzgebiet fallen, sondern regelmäßig neu vergeben.

In einem solchen Verfahren könnten Energieversorger Angebote für Preis, Versorgungssicherheit und Servicequalität abgeben. Den Zuschlag erhielte das wirtschaftlich günstigste und technisch geeignete Angebot für das jeweilige Netzgebiet. Laut Studie könnte ein solcher Wettbewerb den Kostendruck erhöhen und Monopolstrukturen aufbrechen.

Stärkere Preisregulierung als Option

Eine alternative Reformoption wäre eine stärkere Preisregulierung. Dabei würde der Grundversorgungstarif einer Obergrenze unterliegen, die sich aus Beschaffungskosten, standardisierten Vertriebskosten und einer regulierten Marge zusammensetzt. Ziel wäre es, extreme Preisaufschläge zu verhindern und mehr Transparenz in der Kalkulation zu schaffen.

Darüber hinaus diskutiert die Studie Modelle, bei denen die Grund- und Ersatzversorgung zu einer einheitlichen Auffangversorgung zusammengeführt oder soziale Risiken stärker von der Strompreisbildung getrennt werden. Letzteres würde bedeuten, dass Unterstützung für einkommensschwache Haushalte stärker über sozialpolitische Instrumente organisiert wird, statt indirekt über Stromtarife.

Die Bewertung der verschiedenen Reformoptionen zeigt nach Angaben der Autoren, dass keine einzelne Maßnahme alle Ziele gleichermaßen erfüllt. Während Ausschreibungen vor allem Wettbewerb und Effizienz stärken könnten, verbesserten regulierte Preise vor allem Stabilität und Verbraucherschutz.

Die Studie kommt daher zu dem Schluss, dass eine Kombination mehrerer Reformbausteine sinnvoll sein könnte. Besonders wichtig seien mehr Transparenz in der Preisbildung, stärkerer Wettbewerbsdruck sowie eine gezieltere soziale Absicherung für Haushalte mit geringem Einkommen.

Als möglichen ersten Schritt schlagen die Autoren vor, wettbewerbliche Ausschreibungen zunächst in einer Pilotregion zu testen. Dadurch ließen sich praktische Erfahrungen sammeln und mögliche Auswirkungen auf Preise, Wettbewerb und Versorgungssicherheit genauer untersuchen.

Die **Studie** ist zum Download verfügbar. // [VON FRITZ WILHELM](#)

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

[^ Zum Inhalt](#)

Bundesländer e-motorisieren sich unterschiedlich



Quelle: Shutterstock

E-AUTOS. Batterieelektrische Autos erfreuen sich auch in Deutschland größerer Beliebtheit. Doch die regionale Verteilung auf Länderebene ist durchaus unterschiedlich.

2025 wurden bundesweit mehr als 544.800 neue Elektrofahrzeuge zugelassen. Damit entfielen rund 32 Prozent aller Neuzulassungen auf batterieelektrische Modelle. Doch wie sehen die Zulassungszahlen in den verschiedenen Bundesländern und in den Großstädten aus?

Der Online-Automarkt Carwow hat dazu unter anderem Daten des Kraftfahrt-Bundesamts (KBA) ausgewertet, sowie eigene Umfragen durchgeführt. Das Unternehmen betreibt eine digitale Plattform, auf der Kunden Fahrzeuge vergleichen, konfigurieren und Angebote von Autohändlern einholen können.

Die Auswertung zeigt nach Angaben von Carwow deutliche Unterschiede zwischen den Bundesländern. Thüringen verzeichnete 2025 den geringsten Anteil an Elektrofahrzeugen unter den Neuzulassungen. Dort waren 21 Prozent der neu zugelassenen Autos elektrisch. Sachsen, Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern folgen mit jeweils rund 23 Prozent.

Baden-Württemberg und Berlin an der Spitze

Zu den Bundesländern mit dem höchsten Anteil an Elektroauto-Neuzulassungen gehören Baden-Württemberg und Berlin. In beiden Regionen entfielen 37 Prozent der Neuzulassungen im Jahr 2025 auf Elektrofahrzeuge. In Baden-Württemberg entspricht das 84.297 Fahrzeugen, in Berlin 11.666. Bremen folgt

mit einem Anteil von 36 Prozent beziehungsweise 3.264 neu zugelassenen Elektrofahrzeugen.

Bei der absoluten Zahl der neu zugelassenen Elektrofahrzeuge liegt Nordrhein-Westfalen an der Spitze. Dort wurden im Jahr 2025 insgesamt 116.529 Elektrofahrzeuge neu zugelassen, was einem Anteil von 34 Prozent entspricht. Bayern folgt mit 115.631 neuen Elektrofahrzeugen und einem Anteil von 31 Prozent. Trotz der hohen Einwohnerzahlen erreichen beide Bundesländer damit weiterhin vergleichsweise hohe Elektroauto-Anteile.

Auch auf Stadtebene zeigen sich Unterschiede bei der Verbreitung der Elektromobilität. Stuttgart lag Anfang 2025 unter den größten deutschen Städten beim Anteil an Elektrofahrzeugen vorn. Rund 6 Prozent aller zugelassenen Fahrzeuge waren dort elektrisch.

Die Ladeinfrastruktur in der baden-württembergischen Landeshauptstadt umfasst 2.118 öffentliche Ladepunkte. Damit entfallen rechnerisch 8,5 Elektrofahrzeuge auf einen Ladepunkt. Gleichzeitig liegt die Pro-Kopf-Verbreitung bei 29,3 Elektrofahrzeugen pro 1.000 Einwohner. Der Anteil an Schnellladepunkten beträgt jedoch lediglich rund 5 Prozent.

Neben der Marktentwicklung spielt auch die staatliche Förderung eine Rolle für die Nachfrage. Im Januar 2026 führte Deutschland ein neues Förderprogramm für Elektrofahrzeuge ein, das den Kauf durch finanzielle Unterstützung erleichtern soll.

Eine Carwow- Umfrage unter potenziellen Autokäufern zeigt jedoch, dass die Regelungen noch nicht überall bekannt sind. Nur 48 Prozent der Befragten geben an, genau zu wissen, wie die Förderung für sie persönlich gilt. Mehr als die Hälfte der Befragten – rund 52 Prozent – fühlt sich nur teilweise informiert oder ist unsicher, ob sie förderberechtigt ist.



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: Carwow

Gleichzeitig beeinflusst das Förderprogramm bereits die Kaufplanung. Rund 39 Prozent der Befragten geben an, dass sie aufgrund der angekündigten Förderung planen, früher als ursprünglich vorgesehen ein Elektrofahrzeug zu kaufen.

Die genaue Auswertung mit den Zahlen zu den einzelnen Bundesländern und Städten kann auf der [Webseite von Carwow](#) abgerufen werden. // VON STEFAN SAGMEISTER

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

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Orlen Charge

Orlen und Bela bauen Schnellladeinfrastruktur in Norddeutschland aus

MOBILITÄT. Orlen Deutschland plant gemeinsam mit der Bartels-Langness-Gruppe den Aufbau von rund 160 Schnellladepunkten an bis zu 26 Einzelhandelsstandorten in Norddeutschland.

Orlen Deutschland und die Bartels-Langness-Gruppe (Bela) planen den Aufbau von rund 160 Schnellladepunkten an bis zu 26 Famila- und Markant-Märkten der Bela-Gruppe in Norddeutschland. Die Ladepunkte sollen bis Ende 2026 entstehen und eine Ladeleistung von bis zu 400 kW bieten, wie die Orlen mitteilt.

Die Ladeinfrastruktur wird unter der Marke „ORLEN CHARGE“ errichtet und soll in erster Linie auf Parkflächen der Einzelhandelsmärkte entstehen, die aufgrund ihrer Lage und Kundenfrequenz als besonders geeignete Standorte gelten.

„Durch den gezielten Ausbau unseres Schnellladenetzes an hochfrequentierten Einzelhandelsstandorten stärken wir unsere Position als Anbieter alltagsnaher Ladeinfrastruktur und schaffen Mehrwerte für Handel und Kundschaft. So integrieren wir Elektromobilität sinnvoll in bestehende Verbraucherroutinen und fördern gleichzeitig die Mobilitätswende“, lässt sich Dennis Kulbach, Chief Operating Officer der Orlen Deutschland GmbH, zitieren

Orlen Deutschland baut sein Schnellladenetz parallel an Partnerstandorten und eigenen Tankstellen aus. Bis Ende 2030 plant das Unternehmen rund 220 Standorte mit insgesamt 1.150 Schnellladepunkten.

Die Orlen Deutschland GmbH mit Sitz in Elmshorn ist ein Tochterunternehmen des polnischen Energiekonzerns Orlen S.A. Das Unternehmen betreibt nach eigenen Angaben mehr als 600 Orlen- und Star-Tankstellen in Deutschland. Orlen S.A. hatte Anfang 2024 zudem das Turmöl-Tankstellennetz in Österreich übernommen und betreibt dort mehr als 260 Stationen. // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

Hybridparks neu berechnet



Quelle: Shutterstock / Jevanto Productions

REGENERATIVE. Das Unternehmen Vind AI ergänzt sein Cloud-Planungstool für Windparks um ein Tool für die Bewertung von Erneuerbaren-Hybridparks, bestehend aus Windkraft, PV und Batteriespeicher.

Das norwegische Softwarehaus Vind AI ist in Deutschland bislang mit seiner cloudbasierten Plattform auf dem Markt. Diese führt Planung, Design und Wirtschaftlichkeitsbewertung von On- und Offshore-Windprojekten in einer gemeinsamen Datenumgebung zusammen – vom Standort bis zur Investitionsentscheidung. Nach Angaben des Unternehmens soll dies für mehr Transparenz in der Projektentwicklung sorgen.

Windkraftvorhaben geraten häufig bereits in der frühen Planungs- und Designphase ins Stocken, heißt es in einer Mitteilung. Grund seien unter anderem verschiedene Softwarelösungen und uneinheitliche Modellstände.

Die Plattform von Vind AI ersetzt isolierte Einzellösungen durch ein gemeinsames Systemmodell. Restriktionen und Anforderungen eines Projekts würden zentral erfasst und strukturiert. Dadurch basieren technische Planung und wirtschaftliche Bewertung auf derselben Datengrundlage.

Layoutvarianten lassen sich damit schneller und strukturiert vergleichen. Gleichzeitig können Ertrags- und Restriktionseffekte konsistent bewertet und Entscheidungen nachvollziehbar dokumentiert werden, ohne Versionskonflikte oder manuelle Datenübertragungen zwischen unterschiedlichen Anwendungen.

Zunehmend kombinieren Projektentwickler Windkraftanlagen mit Photovoltaik und Batteriespeichern. In der Praxis werden solche Hybridkonzepte jedoch häufig weiterhin getrennt modelliert, etwa Windkraft, Photovoltaik und Finanzmodelle in separaten Anwendungen. Dadurch lassen sich Auswirkungen von Designänderungen nur eingeschränkt vergleichen.

Mit dem neuen Modul „Solar & Battery“ erweitert Vind AI seine Plattform daher um ein kollaboratives digitales System für solche Hybridparks. Entwickler und Planer können Anlagen aus Windkraft, Photovoltaik und Batteriespeichern in einem gemeinsamen Modell auslegen und technisch sowie wirtschaftlich als Gesamtsystem bewerten.

Ändern Teams beispielsweise das Turbinenlayout, die Leistung der Photovoltaikanlage oder die Dimensionierung des Batteriespeichers, aktualisieren sich Ertragsannahmen und finanzielle Kennzahlen automatisch – sowohl auf Projektebene als auch über mehrere Projekte hinweg. Entscheider können damit in Echtzeit nachvollziehen, wie sich Designentscheidungen auf Kennzahlen wie die interne Verzinsung, die Stromgestehungskosten und die wirtschaftliche Tragfähigkeit eines Projekts auswirken.

Nach Angaben des Unternehmens lassen sich Standorte mit dem Modul besser vergleichen und Projekte früher priorisieren. Investitionsmittel könnten damit gezielter auf Vorhaben gelenkt werden, die unter realistischen Restriktionen und Marktannahmen wirtschaftlich tragfähig sind.

Vind AI mit Hauptsitz in Oslo wurde 2022 gegründet. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Fotolia / Sergey Nivens

Langfristiges Contracting-Modell für Dampfversorgung

CONTRACTING. Die KOB GmbH, ein Hersteller textiler Medizinprodukte, setzt bei der Energieversorgung künftig auf Biomasse – und auf die MVV Enamic GmbH als Contrator.

Die MVV Enamic GmbH, eine B2B-Tochter des Mannheimer Energieunternehmens MVV Energie, hat am Unternehmenssitz in Wolfstein des Medizinprodukteherstellers KOB eine neue Biomasse-Dampfkesselanlage als Contracting Modell geplant, finanziert und umgesetzt. Die Anlage soll die Produktion künftig mit nachhaltigem Prozessdampf versorgen, teilte MVV Enamic dazu mit.

Im Beisein von Staatsministerin Daniela Schmitt, Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau Rheinland-Pfalz, wurde die Anlage am 5. März offiziell in Betrieb genommen: „Ich war Anfang 2024 zuletzt hier im Unternehmen. Damals haben mir die Verantwortlichen von ihren großen Plänen erzählt. Heute sehen wir: Aus Plänen ist Realität geworden – und was hier entstanden ist, ist beeindruckend“, sagte sie in ihrem Grußwort. Nach Angaben der Projektpartner reduziert die Anlage den CO₂-Ausstoß des Unternehmens deutlich und schafft eine langfristig planbare Kostenstruktur für die Energieversorgung.

Kostensicherheit durch langfristiges Contracting

Industrieunternehmen sehen sich seit einigen Jahren steigenden Energiekosten und hohen Preisvolatilitäten ausgesetzt. Contracting-Modelle gewinnen deshalb an Bedeutung. Bei dem Projekt in Wolfstein liefert MVV Enamic den benötigten Prozessdampf auf Basis eines langfristigen Dampfliefervertrags. „Mit unseren innovativen Lösungen für Industriekunden unterstreichen wir nachdrücklich, dass wirtschaftliche Effizienz und nachhaltige Produktion Hand in Hand gehen können“, sagte Johannes Werhahn, Vertriebsvorstand der MVV Energie AG.

Der Energiedienstleister verantwortet neben Planung und Finanzierung auch Betrieb, Wartung und regelmäßige Prüfungen der Anlage. Darüber hinaus organisiert das Unternehmen Logistik, Lagerhaltung und Beschaffung der Biomasse. Für KOB entsteht damit eine verbrauchsabhängige Kostenstruktur ohne eigene Investitionen in die Energieanlage.

Mit der neuen Anlage stellt das Unternehmen die Dampferzeugung weitgehend von fossilen Brennstoffen

auf Biomasse um. Als Brennstoffe dienen pflanzliche Abfälle sowie Reststoffe aus regionaler Land-, Forst- und Holzwirtschaft.

Die Anlage erreicht eine thermische Leistung von 2,5 MW. Ein neu errichtetes Biomasselager mit einem Fassungsvermögen von rund 250 Kubikmeter stellt die kontinuierliche Brennstoffversorgung sicher. Die Umstellung senkt die CO₂-Emissionen am Standort um etwa 4.000 Tonnen im Jahr. Nach Angaben des Unternehmens entspricht das einer Reduktion von rund 37 Prozent.

Teil eines größeren Modernisierungsprogramms

Für KOB stellt die Anlage die größte Einzelmaßnahme zur Modernisierung der Energieinfrastruktur am Standort dar. Der Medizintechnikhersteller produziert in Wolfstein unter anderem elastische Binden und textile Träger für pharmazeutische Anwendungen.

Gemeinsam mit der Muttergesellschaft Hartmann investiert das Unternehmen rund 50 Millionen Euro in ein umfassendes Modernisierungsprogramm für den Standort. Die Biomasseanlage bildet dabei laut dem Unternehmen einen zentralen Baustein, um Energieversorgung und Produktionsprozesse langfristig anzupassen.



Bei der offiziellen Inbetriebnahme: Ferdinand Höfer (Geschäftsführer MVV Enamic GmbH), Johannes Werhahn (Vertriebsvorstand MVV Energie AG), Achim Hehl (CEO KOB GmbH), Daniela Schmitt (Ministerin für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau des Landes Rheinland-Pfalz) und Markus Kimpel (CFO KOB GmbH)

Quelle: KOB GmbH

// VON HEIDI ROIDER

[^ 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**

Kempen will neue Ladesäulen auch mit Bürgergeld finanzieren



Lädt zur Geldanlage ein: Geschäftsführer
Daniel Banzhaf. Quelle: Stadtwerke Kempen

BETEILIGUNG. Das eigene Bankkonto aufladen? Dabei könnten die Stadtwerke Kempen helfen. Sie geben 4 Prozent Zinsen auf Bürgergeld, das der Versorger in den Ausbau der E-Mobilität stecken möchte.

Aktuell 14 eigene Ladesäulen halten die Stadtwerke Kempen für nicht ausreichend, um den wachsenden Stromhunger im Bereich der privaten Elektro-Mobilität vor Ort zu befriedigen. Daher plant der Versorger vom Niederrhein binnen fünf Jahren den Bau von 20 weiteren Säulen. Außerdem sind 13 Standorte für schnelles Laden vorgesehen.

Die Millionen-Investition will das Stadtwerk am Westrand Nordrhein-Westfalens nicht alleine stemmen. Einen maximalen Betrag von einer Million Euro hofft Kempen bei der Bevölkerung über Genussrechte einsammeln zu können. Im Gegenzug gibt es das Versprechen, über 10 Jahre hinweg eine jährliche Mischung aus Zinszahlung (4 Prozent) und Tilgung „über laufende Umsatzerlöse“ zu leisten.

Kundinnen und Kunden behandelt der Versorger aktuell bevorzugt. Bis einschließlich 27. März steht nur ihnen die Geldanlage offen, die bei 500 Euro Minimalanlage beginnt und maximal 25.000 Euro betragen kann. Ab dem 28. März öffnen die Stadtwerke das Angebot für alle Interessierten, sofern der Maximalbetrag noch nicht erreicht ist. Bei einer gezeichneten Summe von mindestens 700.000 Euro bis zur Jahresmitte wollen die Stadtwerke das Projekt wie geplant umsetzen.

Bis zum Nachmittag des 5. März waren laut Web-Plattform der Partnerbank DKB Genussrechte in Höhe von 82.500 Euro gezeichnet (rund 8 Prozent). Das Crowdfunding-Projekt mit dem offiziellen Namen „Elektromobilität in Kempen und Umland – Ausbau der Ladeinfrastruktur“ läuft seit dem 2. März.

Daniel Banzhaf, Geschäftsführer der Stadtwerke und ihrer E-Mobilitätstochter, hofft, mit der Bürgerbeteiligung Elektrofahrzeuge im Alltag praktikabler zu machen sowie „die Reichweitenangst“ in Teilen der Bevölkerung zu reduzieren. Die Schwarmfinanzierung startet mit etwas Verzögerung, die Erstinformation hatten die Stadtwerke bereits Ende 2024 lanciert. // **VON VOLKER STEPHAN**

[^ Zum Inhalt](#)

Neuer Vertrag für Schleupen-Chef



Ekkehard Rosien und Volker Kruschinski (v.l.).
Quelle: Schleupen / E&M

PERSONALIE. Das vergangene Geschäftsjahr war für die Schleupen SE nach eigenen Angaben erfolgreich. Grund genug, dem langjährigen CEO weiter das Vertrauen auszusprechen.

Der Softwareentwickler Schleupen hat seinen Umsatz im vergangenen Jahr gegenüber dem Jahr zuvor um 10 Millionen Euro gesteigert. Mit den nun erreichten 108 Millionen Euro sei der höchste Wert der Unternehmensgeschichte erreicht worden, heißt es in einer Mitteilung. Auch das Ebit habe sich bei gleichbleibender Marge leicht erhöht. Mehr Details nennt das Unternehmen nicht.

Ein Blick in den Geschäftsbericht für 2024 verrät jedoch, dass das Ebit gegenüber 2023 um 1,2 Millionen Euro auf 8,9 Millionen Euro gestiegen war und sich das Ergebnis vor Steuern auf 9,1 Millionen Euro belief. Die für 2025 geplante Umsatzsteigerung auf 106 Millionen Euro wurde folglich nun übertroffen. Auch personell sei ein Wachstum zu verzeichnen. Waren es Ende 2024 noch 598 Mitarbeitende, beläuft sich die Zahl der Beschäftigten zum 31. Dezember des vergangenen Jahres auf 630.

Dies gebe dem Unternehmen die Möglichkeit, weiter in die Entwicklung seiner Branchenplattform und Personalaufbau zu investieren, heißt es weiter.

Um den Herausforderungen noch besser gewachsen und noch kundenzentrierter zu sein, verändert Schleupen die Struktur des Vorstands. Die Verantwortungsbereiche werden künftig als Chief Executive Officer (gleichzeitig Chief Market Officer), Chief Technology Officer und Chief Operating Officer firmieren.

Während der CMO für die Märkte, den Vertrieb und das weitere Wachstum zuständig ist, verantwortet der CTO die Technologie- und Produktentwicklung. Dazu gehört auch die Ausrichtung auf cloudbasierte Software-as-a-Service-Lösungen. Der COO bündelt das operative Beratungsgeschäft, den Kundenservice sowie zentrale Unternehmensfunktionen.

In der aktuellen Mitteilung gibt Schleupen bekannt, dass Volker Kruschinski – seit 2006 Mitglied des Vorstands, seit 2014 dessen Vorsitzender und seit 2019 auch Aktionär der Schleupen SE – für weitere fünf Jahre, also bis 2031, vom Aufsichtsrat in seinem Amt bestätigt wurde.

Sein bisheriger Vorstandskollege Ekkehard Rosien wird nach mehr als zehn Jahren im Vorstand und 21 Jahren im Unternehmen nach seiner dritten Amtszeit Ende Dezember 2026 aus dem Vorstand ausscheiden. Michael Schleupen, der Vorsitzende des Aufsichtsrats, würdigte Rosien als einen der „Väter unseres Erfolgs“ mit einer „beeindruckenden Lebensleistung“.

Die Personalien für die Positionen des COO und des CTO sollen dem Unternehmen zufolge „in den kommenden Wochen“ bekannt gegeben werden. // **VON FRITZ WILHELM**

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

[^ Zum Inhalt](#)

Dettingen erhält modernes Fernwärmenetz



Quelle: Shutterstock

WÄRME. EnBW Contracting und die Gemeinde Dettingen unter Teck arbeiten bei der Modernisierung des Wärmenetzes zusammen.

Die Gemeinde Dettingen unter Teck (Baden-Württemberg) und die EnBW Contracting GmbH setzen gemeinsam ein umfassendes Ausbau- und Modernisierungsprojekt für die lokale Wärmeversorgung um. Knapp fünf Millionen Euro werden in eine neue, klimafreundliche Infrastruktur investiert.

Ziel ist es, die bestehende Versorgung zu erneuern, das angeschlossene Wärmeversorgungsgebiet deutlich zu erweitern und die Wärmebereitstellung langfristig auf erneuerbare Energien auszurichten, wie es in einer EnBW-Unternehmensmitteilung heißt. Danach werden künftig mehr als zehn Prozent der Bevölkerung klimaschonend erzeugte Wärme beziehen.

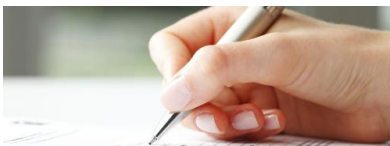
Die neue Wärmeversorgung soll nach der umfassenden Sanierung einen Anteil von rund 92 Prozent erneuerbare Energien erreichen. Innerhalb der Vertragslaufzeit von 20 Jahren ist das Erreichen eines Wertes von 100 Prozent geplant. Gleichzeitig soll sich der CO₂-Ausstoß der verbundenen Gebäude mit 742 Tonnen CO₂-Emissionen um etwa 82 Prozent jährlich reduzieren.

Die erneuerbare Wärme wird mit regionalen Holzhackschnitzeln produziert. Dadurch können künftig auch Bestandsgebäude mit höherem Temperaturbedarf ohne größere energetische Sanierungen über das erweiterte Nahwärmenetz versorgt werden. Die Contracting-Vereinbarung umfasst auch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz. „Für Kommunen ist entscheidend, Lösungen zu finden, die effizient, wirtschaftlich tragfähig und langfristig betreibbar sind. Dieses Projekt überzeugt genau hier – mit einem hohen erneuerbaren Anteil und klaren Effizienzgewinnen“, erklärte dazu Daniel Klöpf, Projektentwickler der EnBW Einheit Contracting.

Mit rund 1.000 Metern neuer Nahwärmeleitung verbindet der Energieversorger künftig zentrale Dettinger Einrichtungen – darunter Sporthalle und Teckschule, das Hallenbad, die Pflegeeinrichtung „Pflegeinsel“ sowie das Sonderpädagogische Bildungs- und Beratungszentrum (SBBZ) des Landkreises Esslingen. Außerdem werden mehrere Wohnquartiere im Bereich der Limburgstraße an das Wärmenetz angeschlossen. Auch die spätere Anbindung des Neubaugebiets Guckenrain-Ost ist vorgesehen. Planung, Bau, Betrieb und Wartung des Netzes übernimmt die EnBW. // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Ehemaliger Getec-Chef wechselt nach Bayern



Quelle: Shutterstock / Vadym Kovalenko

PERSONALIE. Der Großspeicherentwickler „ju:niz Energy“ hat zum 1. März Thomas Stephanblome zum CEO berufen. Der frühere Getec-Deutschland-Chef übernimmt die Leitung von Marcus Groll.

Der bayerische Entwickler und Betreiber von Batteriespeicherprojekten Juniz Energy hat seine Unternehmensführung neu aufgestellt. Seit dem 1. März 2026 leitet Thomas Stephanblome als Chief Executive Officer (CEO) das Unternehmen. Er folgt auf Marcus Groll, der Juniz Energy nach Unternehmensangaben auf eigenen Wunsch verlässt.

Stephanblome leitete zuletzt vier Jahre lang die Deutschlandorganisation des Energiedienstleisters Getec.

Dort verantwortete er den Ausbau des Geschäfts mit Energie- und Infrastrukturlösungen. Ebenfalls zum 1. März hat Guido Zimmermann den Chefsessel der Getec-Plattform Deutschland von Thomas Stephanblome übernommen (wir berichteten).



Thomas Stephanblome
Quelle: Juniz Energy

Zuvor bekleidete Stephanblome verschiedene Führungspositionen im Bereich der Energieversorgung im deutschen Markt, unter anderem bei Eon. Die CEO-Position bei Juniz Energy passt laut eigener Aussage zu seinem jahrelangen Interesse an Energiespeicherung. Seine wissenschaftliche Arbeit beschäftigte sich bereits mit Energiespeicherung.

Ausbau der Batteriespeicherpipeline

Juniz Energy plant den weiteren Ausbau seines Projektportfolios. Das Unternehmen verfolgt das Ziel, bis 2030 Batteriespeicher mit einer Leistung von 1.500 MW in Betrieb zu bringen. Stephanblome soll die Umsetzung dieser Pipeline sowie die weitere Unternehmensentwicklung steuern, teilte der Entwickler mit Sitz in Aschheim weiter mit.

Juniz Energy entwickelt, baut und betreibt seit dem Jahr 2014 großskalige Batteriespeicher in Deutschland. Das Unternehmen deckt die Projektentwicklung von der Standortanalyse über die technische Planung bis zum Betrieb der Anlagen ab. Neben eigenen Projekten beteiligt sich das Unternehmen auch an laufenden Speicherprojekten im Rahmen von Co-Development-Modellen. Das Unternehmen bringt dabei Kapital, technische Expertise und Betreiberkompetenz ein und begleitet Projekte bis zur Inbetriebnahme und in den langfristigen Betrieb. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Pfzwerke senken Strompreise in der Grundversorgung



Quelle: Fotolia / galaxy67

STROM. Die Pfzwerke senken die Preise in der Grundversorgung für Strom. Der Verbrauchspreis sinkt um 5,87 Cent/kWh, während sich der Grundpreis leicht um 0,73 Euro/Monat erhöht.

Die Pfzwerke aus Ludwigshafen haben eine Preisanpassung vorgenommen. In der Grundversorgung liegt der neue Verbrauchspreis ab dem 1. April damit bei 36,24 Cent/kWh brutto, der Grundpreis bei 10,96 Euro/Monat brutto. Für einen durchschnittlichen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 2.800 kWh ergibt sich dadurch eine jährliche Entlastung von etwa 155 Euro. Die genannten Preise beziehen sich auf die Preiszone mit einem Jahresverbrauch von 497 bis 5.260 kWh.

Die Preisanpassung basiert im Wesentlichen auf gesunkenen Netzentgelten im Verbrauchspreis, wie es in einer Mitteilung des Versorgers heißt. Gleichzeitig seien feste Kostenbestandteile wie der Netzentgeltgrundpreis sowie die Kosten für den Messstellenbetrieb gestiegen, weshalb der Grundpreis

angepasst wurde. Insgesamt überwiege jedoch die entlastende Wirkung der niedrigeren Netzentgelte.

// VON GÜNTER DREWNITZKY

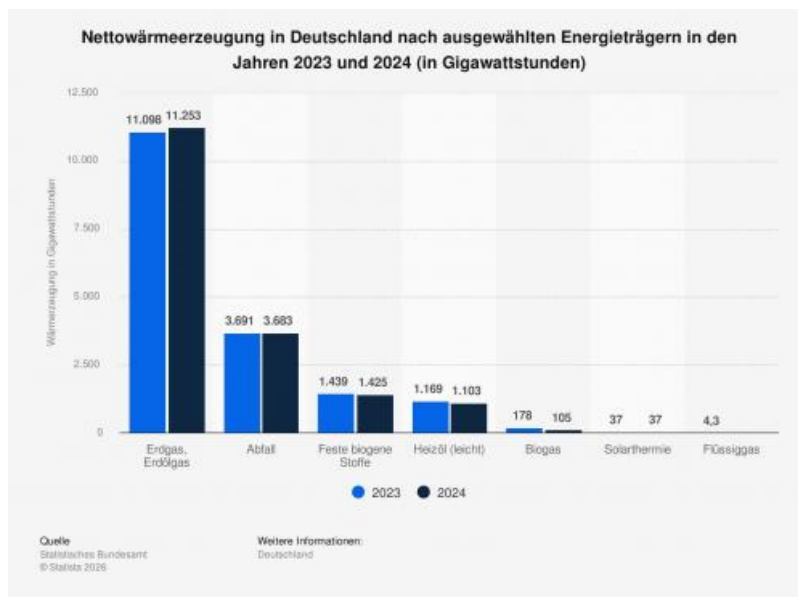
[^ Zum Inhalt](#)

Nettowärmeerzeugung nach ausgewählten Energieträgern



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vergrößerung bitte auf die Grafik klicken

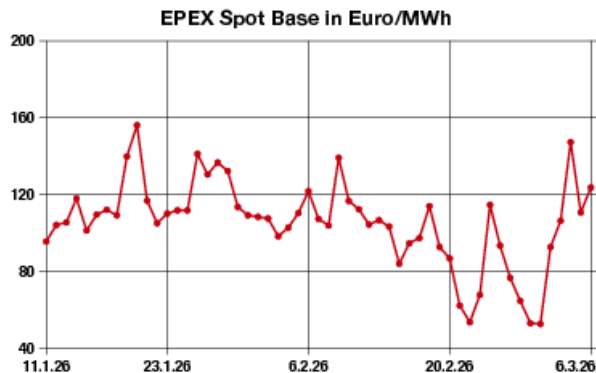
Quelle: Statista

Die Statistik zeigt die Nettowärmeerzeugung in Deutschland nach ausgewählten Energieträgern in den Jahren 2023 und 2024, wie sie Statista am 13. Februar dieses Jahres veröffentlicht hat. Demnach wurden Im Jahr 2024 in Deutschland rund 105 GWh Wärme aus dem regenerativen Energieträger Biogas erzeugt. Die Gesamtmenge der erzeugten Nettowärme lag im selben Jahr bei rund 18.000 GWh. Die Werte stammen vom Statistischen Bundesamt. // VON REDAKTION

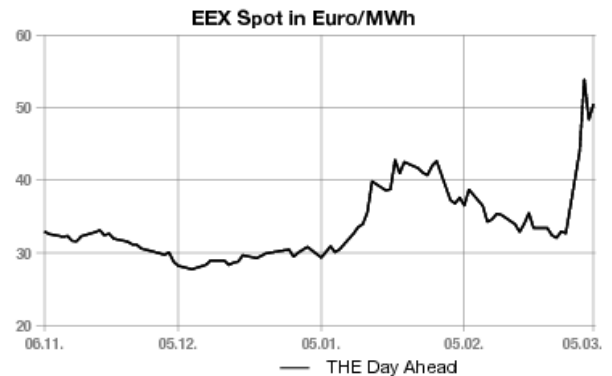
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Strom und Gas setzen Aufwärtstrend fort



Quelle: E&M

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

Am Strommarkt zogen die kurzfristigen Kontrakte deutlich an, gestützt durch eine rückläufige Einspeisung der Erneuerbaren. Auch das Frontjahr legte zu. Eine Ausnahme bildet der CO₂-Markt der sich den bullischen Impulsen der Energienotierungen entzog und leicht nachgab. Am Gasmarkt bauten die Preise ihre Erholung weiter aus. Treiber bleiben geopolitische Risiken, nachdem Russland einen möglichen vollständigen Lieferstopp ins Spiel gebracht hat und gleichzeitig der LNG-Handel durch die Lage im Nahen Osten erheblich gestört bleibt. Auch Kohle und Öl tendierten fester, da die Märkte weiterhin eine geopolitische Risikoprämie einpreisen. Insgesamt bleibt das Marktumfeld damit stark von politischen Schlagzeilen geprägt.

Strom: Zumeist fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Donnerstag präsentiert. Der Day-ahead verteuerte sich um 13,00 auf 124,00 Euro je Megawattstunde im Base und um 24,25 auf 119,00 Euro je Megawattstunde im Peak.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte zum Ende der laufenden Arbeitswoche wieder ein gutes Stück abnehmen, was sich auch im Preisanstieg beim Day-ahead bemerkbar machte. Für das Wochenende und den Start in die neue Arbeitswoche wird eine weiter rückläufige Einspeiseleistung in Aussicht gestellt.

Das US-Wettermodell geht ab dem 13. März von einer wieder etwas überdurchschnittlichen Wind-Einspeiseleistung aus. Die Temperaturen dürften der jüngsten Prognose zufolge ab dem 18. März in den unterdurchschnittlichen Bereich fallen.

Das Strom-Frontjahr legte um 2,18 auf 87,51 Euro je Megawattstunde zu.

CO₂: Schwächer hat sich der CO₂-Markt am Donnerstag präsentiert. Der Dec 26 verlor bis gegen 14.00 Uhr 0,30 auf 70,46 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 20 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 70,89 Euro, das Tief bei 69,65 Euro.

Der CO₂-Markt entzog sich am Donnerstag damit der bullischen Stimmung bei den Energienotierungen. In den vergangenen Tagen hatte er dies schon einmal geschafft, sich dann aber im Tagesverlauf doch noch mit aufwärts bewegt.

Erdgas: Fester haben sich wieder die europäischen Gaspreise gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.00 Uhr 2,70 auf 52,30 Euro je Megawattstunde.

Die Energiemärkte haben am Donnerstag nach einer kleinen Verschnaufpause ihren Aufwärtstrend wieder fortgesetzt. Damit näherten sich die Notierungen erneut einem Dreijahreshoch, nachdem Russlands Präsident Wladimir Putin damit gedroht hatte, die verbleibenden Gaslieferungen nach Europa vollständig einzustellen. „Aktuell öffnen sich andere Märkte für uns. Möglicherweise wäre es für uns profitabler, die Lieferungen auf den europäischen Markt jetzt einzustellen und uns auf neue Exportziele zu konzentrieren“, sagte Putin laut Medienberichten im russischen Staatsfernsehen. „Dahinter steht kein politischer Hintergrund.“

Zwar sind die russischen Gasflüsse in die EU seit 2022 stark zurückgegangen und dürften infolge des europäischen Importverbots weiter sinken, dennoch bleibt Russland ein relevanter Lieferant. Im Jahr 2025 stammten schätzungsweise noch rund 13 Prozent der EU-Gasimporte aus russischen Quellen.

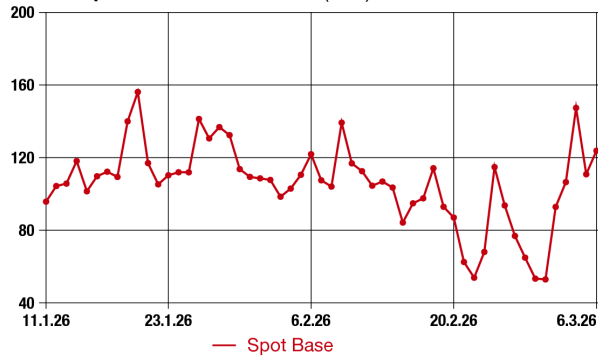
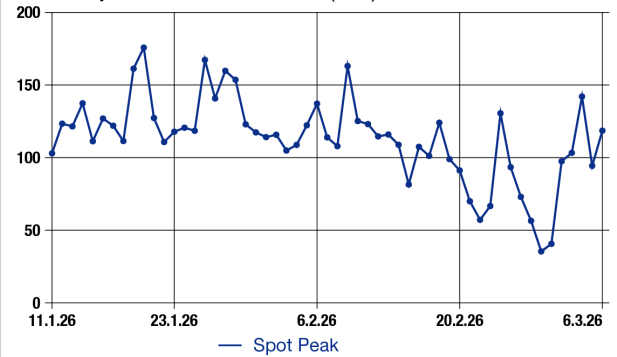
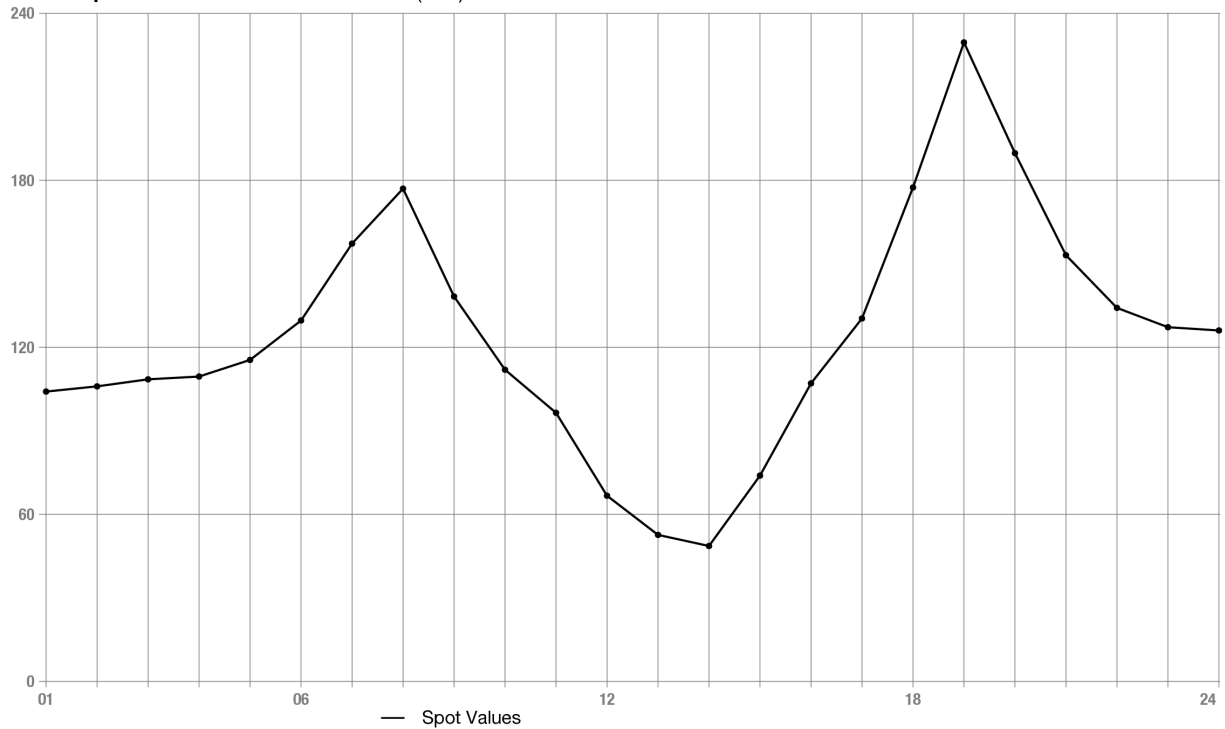
Ein möglicher Lieferstopp würde die Versorgungslage zusätzlich verschärfen, da der Markt bereits durch geopolitische Risiken belastet ist, nachdem Spannungen im Nahen Osten den LNG-Handel erheblich gestört haben: Die weltweit größte LNG-Anlage in Katar bleibt weiterhin außer Betrieb, während die Straße von Hormus für Tanker geschlossen ist. Damit geraten flexible LNG-Ströme stärker unter Druck, was die globale Konkurrenz um verfügbare Cargoes verschärft.

Am Mittwoch waren die Preise zeitweise deutlich unter Druck geraten. Auslöser waren Berichte, wonach Iran Kontakt zu den USA aufgenommen habe, um über ein Ende der militärischen Auseinandersetzung zu verhandeln. Teheran dementierte diese Darstellung jedoch später, wodurch sich die geopolitische Risikoprämie rasch wieder aufbaute.

Zusätzliche Unsicherheit entstand durch Aussagen von US-Präsident Donald Trump, wonach die Vereinigten Staaten Tanker durch die Straße von Hormus eskortieren und für deren Risiko versichern würden. Konkrete Details zu einem solchen Sicherheitskorridor fehlen bislang, weshalb der Markt diese Ankündigung bislang nur begrenzt einpreist.

Fundamental bleibt die Lage angespannt. Die europäischen Gasspeicher sind aktuell zu weniger als 30 Prozent gefüllt und liegen damit deutlich unter den saisonalen Durchschnittswerten. Vor diesem Hintergrund reagiert der Markt besonders sensibel auf mögliche Angebotsstörungen, sodass geopolitische Schlagzeilen weiterhin das kurzfristige Sentiment dominieren dürften. // VON MARIE PFEFFERKORN

[^ Zum Inhalt](#)

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

Strom Terminmarkt

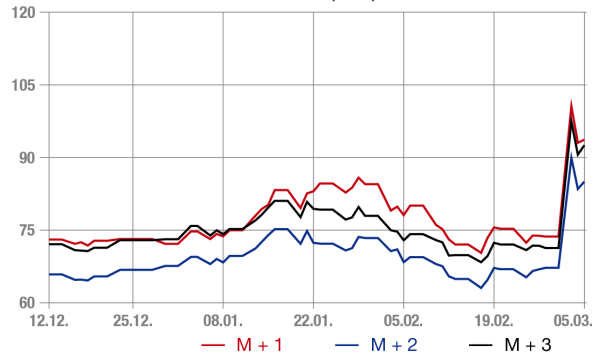
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	05.03.26	German Power Apr-2026	93,67
M2	05.03.26	German Power Mai-2026	85,01
M3	05.03.26	German Power Jun-2026	92,52
Q1	05.03.26	German Power Q2-2026	90,34
Q2	05.03.26	German Power Q3-2026	96,79
Q3	05.03.26	German Power Q4-2026	110,42
Y1	05.03.26	German Power Cal-2027	87,93
Y2	05.03.26	German Power Cal-2028	73,88
Y3	05.03.26	German Power Cal-2029	70,59

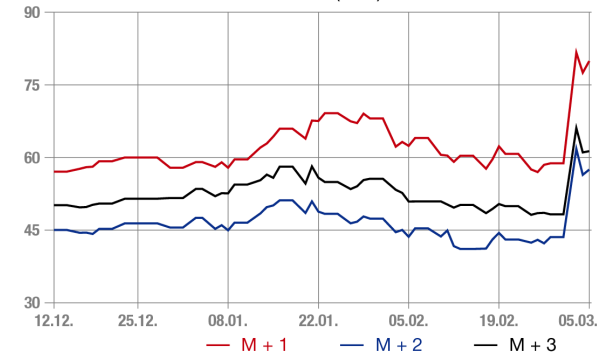
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	05.03.26	German Power Apr-2026	79,90
M2	05.03.26	German Power Mai-2026	57,50
M3	05.03.26	German Power Jun-2026	61,30
Q1	05.03.26	German Power Q2-2026	66,37
Q2	05.03.26	German Power Q3-2026	87,46
Q3	05.03.26	German Power Q4-2026	132,96
Y1	05.03.26	German Power Cal-2027	93,37
Y2	05.03.26	German Power Cal-2028	79,54
Y3	05.03.26	German Power Cal-2029	77,98

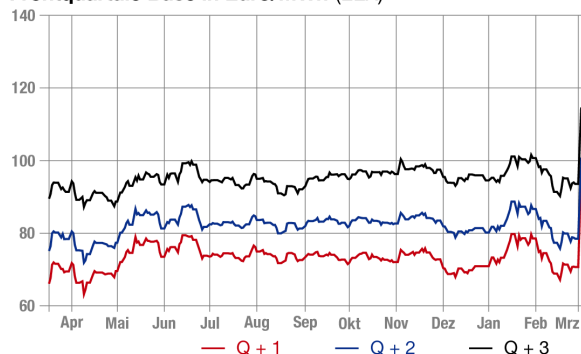
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



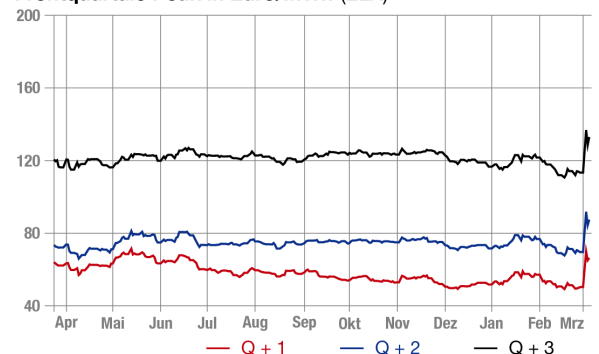
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



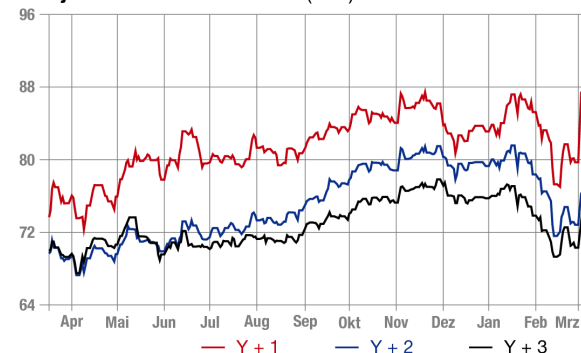
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



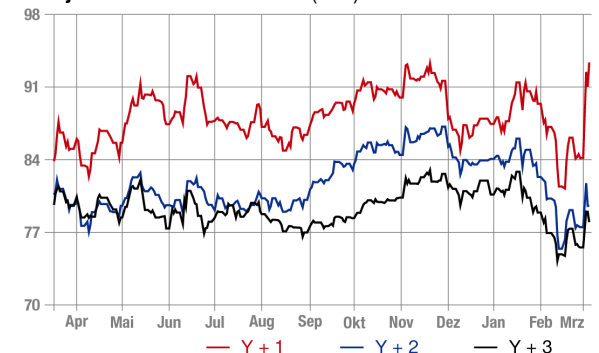
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



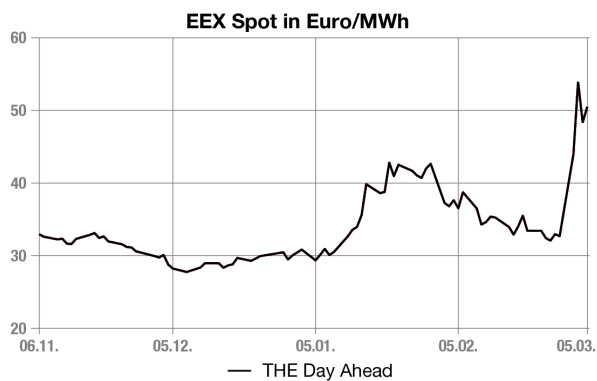
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



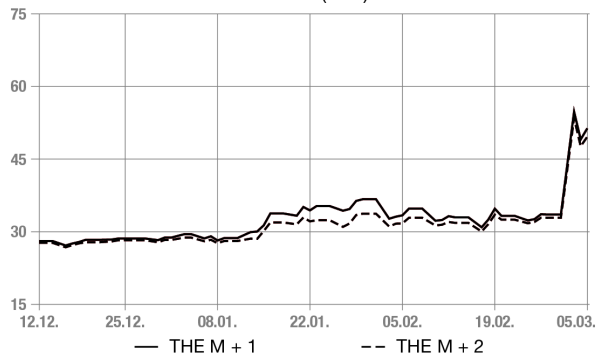
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

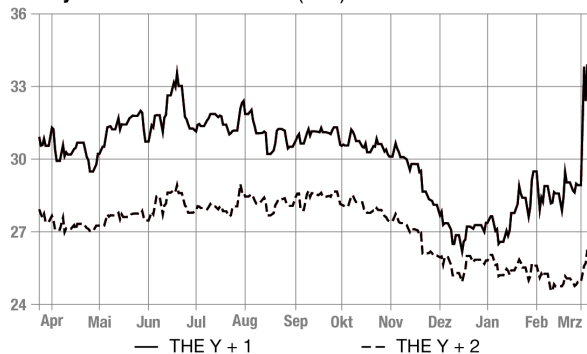
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	05.03.26	German THE Gas Apr-2026	51,35
M2	05.03.26	German THE Gas Mai-2026	49,62
Q1	05.03.26	German THE Gas Q2-2026	49,51
Q2	05.03.26	German THE Gas Q3-2026	45,30
S1	05.03.26	German THE Gas Win-2026	43,01
S2	05.03.26	German THE Gas Sum-2027	31,69
Y1	05.03.26	German THE Gas Cal 2027	33,91
Y2	05.03.26	German THE Gas Cal 2028	26,26



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	05.03.26	123,80	EUR/MWh
Germany Spot peak	05.03.26	118,58	EUR/MWh
EUA Apr 2026	05.03.26	69,17	EUR/tonne
Coal API2 Apr 2026	05.03.26	126,45	USD/tonne

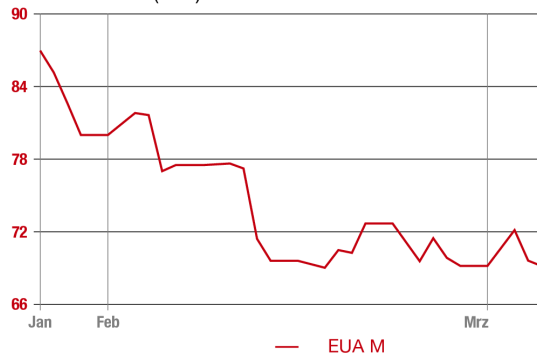
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	05.03.26	50,50	EUR/MWh
German THE Gas Apr-2026	05.03.26	51,35	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	05.03.26	33,91	EUR/MWh
Crude Oil Brent Mai-2026	05.03.26	85,41	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 / Mobilitätszuschuss / Mitarbeitererevents



Praktikum Supply Chain - Wertstrom-Management International

... konkret heißt das: Einblicke in übergreifende Prozesse Networking und Kommunikation mit den Lidl ...

in Deutschland

vor 1 h

● Freie Mitarbeit



Praktikum Supply Chain - Wertstrom-Management International

Deine Aufgaben Unterstütze und begleite uns bei Projekten zur Optimierung der Kommunikation und Tr...

in Hamburg (+2 weitere Standorte)

vor 1 h

● Freie Mitarbeit



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

Ingenieur Energietechnik - Bewertung & Beschaffungsprozesse Gasnetze (m/w/d) Die Mitteldeutsche ...

in Deutschland

vor 1 h

● Freie Mitarbeit ● Flexible Arbeitszeit

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



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



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

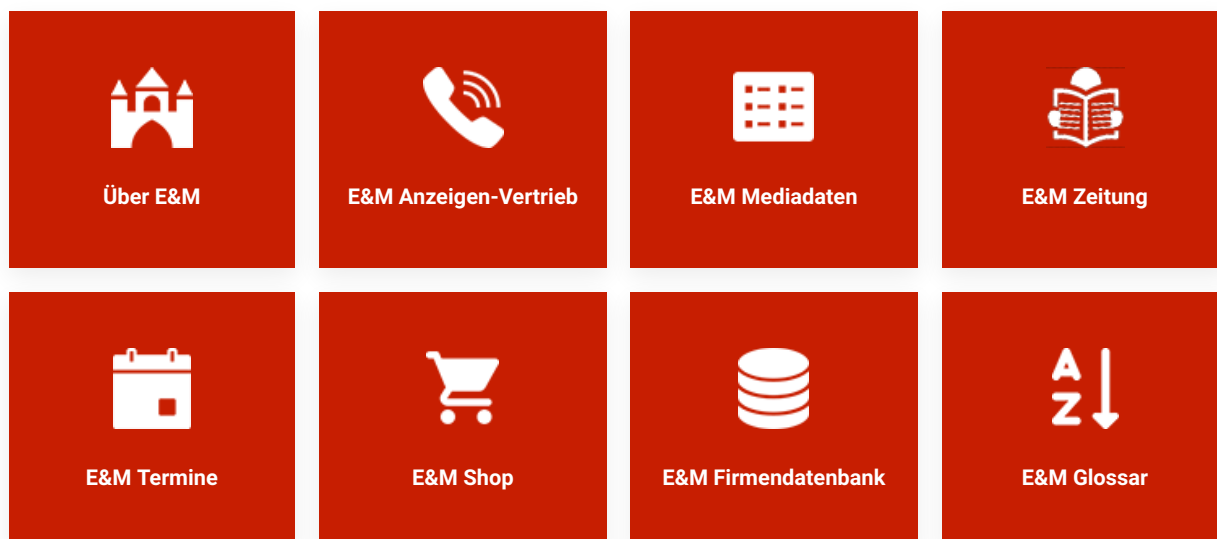
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching

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

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

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

© 2026 by Energie & Management GmbH. Alle Rechte vorbehalten.

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

Folgen Sie E&M auf:

