



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

STROM**93,66 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**32,42 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**600**

Kilowatt Ladeleistung können neue Ladesäulen bereitstellen, so dass in weniger als acht Minuten bis zu 300 km Reichweite nachgeladen werden können

REGENERATIVE

Investor warnt vor geplanter Reform der Netzanschlussverfahren

STROM

Kraftwerksausschreibungen werfen viele Fragen auf

BETEILIGUNG

Versorger gibt 4 Prozent Zinsen für Sonnenstrom vom Acker

Inhalt

TOP-THEMA

→ **WIRTSCHAFT:** Kein Zwang mehr zum günstigsten Preis

POLITIK & RECHT

- **REGENERATIVE:** Investor warnt vor geplanter Reform der Netzanschlussverfahren
- **WÄRME:** Heizungsgesetz vor neuem Kompromiss
- **REGENERATIVE:** LEE: Biogas nicht länger politisch ausbremsen
- **MOBILITÄT:** Verbände fordern Nachbesserungen an THG-Quote

HANDEL & MARKT

- **STROM:** Kraftwerksausschreibungen werfen viele Fragen auf
- **WASSERKRAFT:** Die Wasserkraft in Nordrhein-Westfalen dümpelt vor sich hin
- **GASTBEITRAG:** Kilowatt statt Kilowattstunde: Wie ein modernes Netzentgeltsystem Kunden motiviert, flexibel zu handeln
- **PHOTOVOLTAIK:** Mehr Transparenz für PV im Haushalt
- **GAS:** Ukraine erhält erstmals LNG über Deutschland
- **STATISTIK DES TAGES:** Primärenergieverbrauch in Belgien 2023 und 2024

TECHNIK

- **KERNKRAFT:** KI soll Sicherheitsprognosen für Endlager verbessern
- **KLIMASCHUTZ:** Niederlande setzen auf Offshore-Speicher
- **ELEKTROMOBILITÄT:** In weniger als acht Minuten Strom für 300 Kilometer laden

UNTERNEHMEN

- **BETEILIGUNG:** Versorger gibt 4 Prozent Zinsen für Sonnenstrom vom Acker
 - **ELEKTROMOBILITÄT:** Schnellladesäulen treiben Hertener Autostromabsatz
 - **PERSONALIE:** Neuer CEO bei Getec Deutschland
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Warmes Wetter schickt Preise abwärts
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Kein Zwang mehr zum günstigsten Preis



Quelle: Fotolia

WIRTSCHAFT. Das Vergleichsportal „Check24“ verpflichtet sich zur Aufgabe von Preisparitätsklauseln gegenüber Energieversorgern – ohne juristische Auseinandersetzung.

Der Fall erinnert an die Urteile im Zusammenhang mit der Hotelbuchungsplattform „Booking.com“, die nicht mehr verlangen darf, dass es keine günstigeren Preise gibt, als die für ihre Kunden. Auch nicht, wenn bei den Hotels direkt reserviert wird. Doch während in diesem Fall Entscheidungen des Bundesgerichtshofes und des Gerichtshofs der Europäischen Union gefragt waren, um klarzustellen, dass die Praxis des Portals rechtswidrig war, haben sich Check 24 und das Bundeskartellamt ohne juristisches Zwischenspiel geeinigt.

Im Juli 2025 aufgenommene Ermittlungen des Bundeskartellamtes, so teilt die Behörde mit, hätten ergeben, dass Check 24 Energieversorger vertraglich daran hinderte, ihre Strom- und Gas Tarife über andere Vergleichsportale oder den eigenen Vertrieb günstiger anzubieten als über ebendieses Vergleichsportal. Solche Regelungen werden als Preisparitäts-, Meistbegünstigungs- oder Bestpreisklauseln bezeichnet. Das Bundeskartellamt hat nun, wie es heißt, Verpflichtungszusagen der Check 24 GmbH, München, zur Beendigung dieser Praxis erhalten und für bindend erklärt. Damit werde die beanstandete Praxis beendet. Zugleich konnte ein langwieriges Verfahren vermieden werden.

Andreas Mundt, Präsident des Bundeskartellamtes: „Vergleichsportale erleichtern Verbraucherinnen und Verbrauchern den Anbieterwechsel und wirken grundsätzlich wettbewerbsfördernd. Wichtig ist aber auch ein funktionierender Wettbewerb zwischen den verschiedenen Vergleichsportalen sowie gegenüber anderen Vertriebswegen. Wenn Check 24 als das führende Energievergleichsportal in Deutschland Energieversorger daran hindert, an anderer Stelle niedrigere Preise anzubieten, können sich sowohl andere Vergleichsportale als auch andere Vertriebswege schlechter durchsetzen.“ Darüber hinaus würden Bestpreisklauseln den Wettbewerbsdruck abschwächen. Check 24 wäre dadurch eher in der Lage, die Provisionen zu erhöhen oder bei der Servicequalität zu sparen, ohne den Verlust von Marktanteilen zu riskieren.

Vermittlung der Verträge im Auftrag der Energieversorger

Die Check-24-Gruppe betreibt Vergleichsportale in verschiedenen Sparten, unter anderem für Strom und

Gas. Verbraucherinnen und Verbraucher können Tarife vergleichen und Energielieferverträge unmittelbar abschließen. Das Portal vermittelt diese Verträge im Auftrag der Energieversorger. Für Endkundinnen und -kunden ist die Nutzung kostenfrei. Die Energieversorger zahlen eine Provision für erfolgreiche Vertragsabschlüsse.

Nach Marktstudien ist Check 24 für Energieversorger der wichtigste Vertriebskanal für die Neukundengewinnung. Rund 57 Prozent der Neuabschlüsse von Strom- und Gaslieferverträgen in Deutschland erfolgen danach über Onlinevermittlungsdienste. Davon entfallen rund 60 bis 70 Prozent auf Check 24.

Nach den Verpflichtungszusagen will Check 24 künftig im Bereich der Vermittlung von Energielieferverträgen keine Paritätsverpflichtungen mehr verwenden. Erfasst sind dabei sämtliche Online- und Offlinevertriebskanäle der Energieversorger, einschließlich des Eigenvertriebs. Check 24 hat sich, so das Bundeskartellamt, verpflichtet, künftig weder die Vertragsbeziehung noch die Höhe der Provision vom Preissetzungsverhalten des Energieversorgers auf anderen Vertriebskanälen abhängig zu machen. Auch ein sogenanntes „Dimming“, also eine schlechtere Platzierung oder Sichtbarkeit von Tarifen wegen fehlender Preisparität, ist demnach unzulässig.

Signal für ähnlich gelagerte Sachverhalte

Check 24 äußert sich auf Nachfrage der Redaktion nur ganz allgemein. Man sei überzeugt, im besten Interesse der Verbraucher sowie im Einklang mit geltendem Recht gehandelt zu haben, erklärte ein Sprecher. Und: „Ein Kartellrechtsverstoß wurde nicht festgestellt. Das Verfahren wurde in einem frühen Stadium ohne gerichtliche Klärung beendet.“

Andreas Mundt sieht in der Vereinbarung auch ein Signal für ähnlich gelagerte Sachverhalte: „Nach richtungsweisenden Entscheidungen deutscher und europäischer Gerichte treten wir bei Preisparitätsvorgaben in eine neue Phase der Kartellrechtsdurchsetzung ein. Klar ist: Einflussnahmen auf die Preissetzung von Vertragspartnern lösen regelmäßig kartellrechtliche Bedenken aus – insbesondere, wenn sie von führenden Anbietern ausgehen. Vermittlungsdienste sollten ihre Vertragsbedingungen vor diesem Hintergrund sorgfältig überprüfen.“

Die **Verpflichtungszusagen im Wortlaut** sind online abrufbar. // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia / Simon Kraus

Investor warnt vor geplanter Reform der Netzananschlussverfahren

REGENERATIVE. Vor einem Investitionsstopp bei Wind- und Solarparks warnt die Evangelische Bank. Die geplanten Reformen der Netzananschlussverfahren gefährdeten den Ausbau der erneuerbaren Energien.

Als Investor und Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen warnt der Assetmanager der Evangelischen Bank, die EB – Sustainable Investment Management GmbH (EB-SIM), vor den Plänen des Bundeswirtschaftsministeriums zur Reform der Netzananschlussverfahren. Die Vorschläge gefährdeten die Finanzierbarkeit neuer Wind- und Solarparks erheblich und könnten zu einem faktischen Baustopp in vielen Regionen Deutschlands führen, heißt es in einer Mitteilung des Geldhauses. Damit würde das Ziel einer klimaneutralen und geopolitisch unabhängigen Stromversorgung in weite Ferne rücken.

Das Unternehmen begrüße zwar grundsätzlich das Ziel, die Verfahren für Netzan Anschlüsse zu vereinheitlichen und transparenter zu machen. Die vorgeschlagenen Maßnahmen würden jedoch weit über das Ziel hinausschießen.

„Die Regierung will das richtige Problem lösen, wählt aber den falschen Weg. Statt den schleppenden Netzausbau endlich zu beschleunigen, sollen nun die erneuerbaren Energien ausgebremst werden. Das ist, als würde man lange Schlangen an der Supermarktkasse bekämpfen, indem man den Kunden vorschreibt, weniger einzukaufen, anstatt eine weitere Kasse zu öffnen“, erklärt dazu Bernhard Graeber, Geschäftsführer und Leiter Real Assets bei EB-SIM. Dieser Ansatz gefährde die Energiewende und den Wirtschaftsstandort Deutschland.

Finanzielles Risiko würgt Investitionen ab

Besonders kritisch sieht die EB-SIM den Vorschlag, dass Betreiber neuer Anlagen künftig entweder gar keine Netzan Anschlusszusage mehr erhalten oder auf Entschädigungen verzichten sollen, wenn ihre Anlagen wegen Netzengpässen abgeschaltet werden müssen (Redispatch).

„Keine Bank und kein Investor wird ein Projekt finanzieren, bei dem man nicht weiß, wie oft die Anlage stillsteht und kein Geld verdient. Den Betreibern die Entschädigung für solche Zwangspausen zu streichen, schafft ein unkalkulierbares Risiko“, ist Graeber überzeugt. Seit Jahren bestehe ein sehr starkes Interesse

an Investitionen im Bereich der regenerativen Energien, was die Energiewende maßgeblich vorangetrieben habe. Gesetzesentwürfe, wie sie nun aus dem Wirtschaftsministerium gekommen sind, sorgten jedoch für erhebliche Unsicherheit. Und das, obwohl es auch weiterhin sehr attraktive Investitionsmöglichkeiten, insbesondere in der Speichertechnologie, aber auch im Wind- und Freiflächen-PV-Bereich gebe.

Zudem, so Graeber, bestünden erhebliche Zweifel, ob ein solcher Ausschluss von Entschädigungen mit europäischem Recht vereinbar ist. Dies schaffe zusätzliche Rechtsunsicherheit, die Investoren abschrecke.

Netzausbau und intelligente Lösungen statt neue Fesseln

Man unterstütze ausdrücklich die Einführung transparenter und fairer Kriterien für den Netzanschluss sowie ein bundesweit digitales Verfahren, so die EB-SIM. Der Fokus einer echten Reform müsse jedoch darauf liegen, die wirklichen Bremsklötze zu beseitigen. Nur so könnten die Ziele einer klimaneutralen und resilienten Energieinfrastruktur in Deutschland erreicht werden.

EB-SIM

Die EB – Sustainable Investment Management GmbH ist ein Assetmanager für ethisch-nachhaltige Investments mit dem Motto: „Investments für eine bessere Welt“. Der Fokus liegt auf Multi-Asset- und Erneuerbare-Energien-Investments. Das Unternehmen mit Sitz in Kassel ist eine Tochter der Evangelischen Bank. Die EB-SIM beschäftigt mehr als 80 Mitarbeitende und verwaltet nach eigenen Angaben ein Vermögen von mehr als 6,5 Milliarden Euro. // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Heizungsgesetz vor neuem Kompromiss



Quelle: Fotolia / Ralf Kalytta

WÄRME. Union und SPD wollen in Berlin Eckpunkte für ein Gebäudemodernisierungsgesetz vorlegen. Verbände und Opposition streiten über Grüngasquote, Technologieoffenheit und Klimaschutzwirkung.

Union und SPD wollen in der laufenden Sitzungswoche die Eckpunkte für ein neues Gebäudemodernisierungsgesetz (GMG) vorstellen. Die Reform soll das bisherige Gebäudeenergiegesetz (GEG) anpassen und den Rahmen für klimafreundliches Heizen neu setzen. Während die Koalition auf einen Kompromiss setzt, warnen Opposition und Verbände vor einer Abschwächung der Klimavorgaben und neuen Fehlanreizen.

Die Vorsitzenden der Bundestagsfraktionen von CDU/CSU und SPD, Jens Spahn und Matthias Miersch, zeigten sich im ARD-„Bericht aus Berlin“ zuversichtlich, kurzfristig eine Einigung präsentieren zu können. Laut Miersch sei man „guten Mutes“, die Eckpunkte in dieser Woche vorzulegen. Spahn betonte, es gehe darum, eine Balance zwischen Bezahlbarkeit, Planbarkeit und Klimaschutz zu erreichen.

Im Zentrum der Reform steht der umstrittene Paragraph 71 des GEG. Er schreibt bislang vor, dass neu eingebaute Heizungen zu 65 Prozent mit erneuerbaren Energien betrieben werden müssen. Nach Angaben aus Koalitionskreisen könnte diese feste Vorgabe künftig entfallen oder flexibilisiert werden.

Verbände warnen vor Abschwächung

Kritik kommt von Umwelt- und Oppositionsseite. Die Klima-Allianz Deutschland, ein Bündnis von Umwelt- und Entwicklungsorganisationen mit Sitz in Berlin, warnt vor einer Aufweichung verbindlicher Leitplanken.

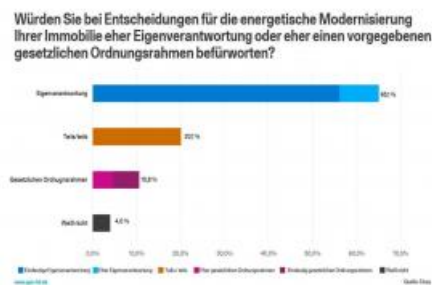
Geschäftsführerin Christiane Averbek erklärte, wer klare Vorgaben für klimafreundliches Heizen abschaffe, verunsichere Verbraucher und riskiere steigende Kosten durch fossile Energien. Fossile Heizungen seien ein Auslaufmodell, während moderne Lösungen langfristig Kostenstabilität und Klimaschutz böten.

Auch eine mögliche Grüngasquote sorgt für Streit. Grüne und Linke sehen darin die Gefahr, dass Investitionen in erneuerbare Wärmetechnologien verzögert werden. Eine verpflichtende Beimischung klimaneutraler Gase könne die Dekarbonisierung des Gebäudesektors verlangsamen, wenn weiterhin auf gasbasierte Heizsysteme gesetzt werde.

Energiebranche will mehr Freiheit

Demgegenüber sprechen sich Branchenverbände für einen technologieoffenen Ansatz aus. Der Verband Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft (DGWW) Berlin verweist auf eine repräsentative Umfrage des Meinungsforschungsinstituts Civey unter 2.500 Eigenheimbesitzern. Demnach wünschen sich 65,1 Prozent mehr Eigenverantwortung bei Modernisierungsentscheidungen statt detaillierter gesetzlicher Vorgaben. 57,9 Prozent befürworten laut Verband einen Ansatz, der die CO₂-Bilanz des gesamten Gebäudes bewertet, statt einzelne Technologien vorzuschreiben.

Verbandsvorstand Timm Kehler fordert deshalb einen zielorientierten Rechtsrahmen. Entscheidend sei die Emissionsminderung, nicht die konkrete Technik. Zudem unterstützten 65,9 Prozent der Befragten eine verpflichtende Versorgung mit klimaneutralen Gasen durch Energieversorger, so der Verband. Eine solche Quote könne den Transformationspfad der Gasnetze planbar machen.



Eigenheim-Umfrage zur energetischen Modernisierung -

Für Vollbild auf die Grafik klicken

Quelle: Civey

Auch die Kraft-Wärme-Kopplungsbranche meldet sich zu Wort. Der Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung (B.KWK) mit Sitz in Berlin fordert, KWK-Anlagen im GMG ausdrücklich zu berücksichtigen. Hauptgeschäftsführerin Barbara Minderjahn kritisiert, das bestehende GEG vermittele eine verengte Sicht auf mögliche Technologien. Die KWK werde – anders als etwa Wärmepumpen – nicht explizit genannt. Dies habe in der Praxis zu Unsicherheiten bei Eigentümern, Planern und Beratern geführt, insbesondere bei der Kombination von KWK mit Wärmepumpen.

Im Bereich von Quartierslösungen sowie der Nah- und Fernwärme sei KWK weiterhin ein wichtiger Bestandteil einer sicheren und resilienten Energieversorgung. Eine klare gesetzliche Verankerung könne Investitionshemmnisse abbauen und die überwiegend mittelständisch geprägte Branche stärken, so der Verband.

Politische Einigung offen

Die politische Herausforderung besteht nun darin, unterschiedliche Ziele miteinander zu verbinden. Laut Spahn soll niemand den Eindruck bekommen, der Staat greife in individuelle Entscheidungen im Heizungskeller ein. Gleichzeitig räumte Miersch ein, dass die Positionen der Koalitionspartner zuletzt

„teilweise sehr weit auseinandergegangen“ seien.

Mit der Vorlage der Eckpunkte will die Bundesregierung jetzt Klarheit schaffen. Ob das neue Gebäudemodernisierungsgesetz stärker auf verbindliche Vorgaben oder auf Technologieoffenheit setzt, dürfte maßgeblich für die Investitionsentscheidungen im Wärmemarkt sein.

Die **Civey-Umfrageergebnisse zur Heizung im Eigenheim** stehen im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

LEE: Biogas nicht länger politisch ausbremsen



Quelle: E&M / Katia Meyer-Tien

REGENERATIVE. Erhöhter Heizbedarf und niedrige Gasspeicherstände sind in den vergangenen Wochen wieder häufiger thematisiert worden. Kann heimisches Biomethan eine Entlastung bringen?

Vor allem Importabhängigkeiten werden immer wieder diskutiert. Aktuell steht die Frage nach einer nationalen Gasreserve im Raum. Nach Einschätzung des Landesverbandes Erneuerbare Energien Niedersachsen/Bremen (LEE) wird dabei die Rolle von Biomethan für eine langfristig sichere und resiliente Energieversorgung unterschätzt und „politisch ausgebremst“.

„Sobald die Gasspeicher leerer werden, wird darüber diskutiert, wie Deutschland als rohstoffarmes Land seine Versorgung mit Erdgas sicherstellen kann. Dabei produzieren wir einen Teil der Lösung längst bei uns vor Ort“, erklärt Silke Weyberg, Geschäftsführerin des LEE, in einer Verbandsmitteilung. Biomethan aus Biogasanlagen sei speicherbar, flexibel einsetzbar und sofort verfügbar. Es entspreche technisch 1:1 fossilem Erdgas und könne ohne Umwege in das bestehende Gasnetz eingespeist werden. „Das ist echte Versorgungssicherheit made in Niedersachsen“, so Weyberg.

Der Erdgasbedarf in Niedersachsen liegt nach LEE-Angaben aktuell bei rund 80 Milliarden kWh, 42 Anlagen speisen etwa 1,6 Milliarden kWh Biomethan ein und decken damit rund zwei Prozent des Bedarfs. Würde die derzeit verstromte Biogasmenge stattdessen zu Biomethan aufbereitet, könnten zusätzlich rund 20 Milliarden kWh erzeugt werden – ganz ohne neue Anlagen oder zusätzliche Biomasse. Rein rechnerisch ließe sich somit mehr als ein Viertel des niedersächsischen Erdgasbedarfs aus bestehenden Kapazitäten decken.

Klare politische Leitplanken gefordert

Allerdings heißt es seitens des LEE auch, dass eine vollständige Umstellung weder realistisch noch sinnvoll wäre, denn auch die Verstromung von Biogas ersetze fossile Energie. Durch Kraft-Wärme-Kopplung würden heute rund 70 Prozent der entstehenden Wärme aus der Verstromung genutzt, was in etwa einem Viertel der gesamten erneuerbaren Wärme im Land entspreche.

„Unsere Anlagen können Strom, Wärme und Gas liefern. Genau diese Flexibilität macht Biogas zu einer wichtigen strategischen Reserve in unserem Energiesystem“, so Weyberg. „Dabei reden wir nicht über Zukunftsmusik, sondern über Potenziale, die heute schon verfügbar sind.“

Um dieses Potenzial voll ausschöpfen zu können, sind aus Sicht des LEE klare politische Leitplanken notwendig. Bei der Reform des Gebäudemodernisierungsgesetzes sollte daher am Ziel festgehalten werden, dass neue Heizungsanlagen mindestens 65 Prozent der bereitgestellten Wärme durch erneuerbare Energien oder unvermeidbare Abwärme erzeugen. Über die Gasnetzzugangsverordnung müsse zudem ein

gesicherter Zugang für die Biomethaneinspeisung gewährleistet werden. Eine Grün gasquote könne zusätzlich dafür sorgen, dass der Anteil klimaneutraler Gase im Netz kontinuierlich steigt.

Kein nationaler Aktionsplan

Auch auf europäischer Ebene sieht der LEE die Richtung vorgegeben: Im Rahmen des Programms „RePowerEU“ strebt die Europäische Union danach bis 2030 eine Biomethanproduktion von 35 Milliarden Kubikmetern an. Deutschland verfüge jedoch bislang über keinen eigenen nationalen Aktionsplan.

„Wer es mit der Versorgungssicherheit ernst meint, darf das Potenzial heimischer erneuerbarer Gase nicht länger unterschätzen. Viele motivierte Betreiber gehen bereits voran und investieren in eine Biomethanaufbereitung oder in eine erhebliche Flexibilisierung ihrer Anlagen“, betont Weyberg. Man benötige allerdings den politischen Rückenwind in Form von klaren Regeln, einem gesicherten Netzzugang und langfristigen Perspektiven. // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Verbände fordern Nachbesserungen an THG-Quote



Quelle: Shutterstock / Aun Photographer

MOBILITÄT. Zur ersten Lesung der THG-Novelle im Bundestag verlangen Branchenverbände höhere Quoten, strengere Regeln und mehr Planungssicherheit für erneuerbare Kraftstoffe.

Der Bundestag fasst am 25. Februar in erster Lesung mit dem Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasemissionsquote (THG-Quote). Hintergrund ist die nationale Umsetzung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie III (RED III). Mehrere Verbände aus der Kraftstoffbranche verweisen hierzu auf ein gemeinsames Positionspapier aus dem vergangenen Dezember, mit dem sie Änderungen am Kabinettsentwurf anmahnen.

Die THG-Quote verpflichtet Unternehmen, die Kraftstoffe in Verkehr bringen, einen festgelegten Anteil der Treibhausgasemissionen fossiler Kraftstoffe zu mindern. Zur Anrechnung zugelassen sind unter anderem nachhaltige Biokraftstoffe, strombasierte Kraftstoffe, grüner Wasserstoff sowie Ladestrom für Elektrofahrzeuge. Die konkrete Ausgestaltung gilt als zentrales Instrument, um den Anteil erneuerbarer Energieträger im Straßenverkehr zu erhöhen. Angesichts von rund 55 Millionen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor im Bestand komme der Regelung besondere Bedeutung für die Defossilisierung des Verkehrssektors zu, heißt es in dem Papier.

Die Unterzeichner fordern unter anderem eine frühzeitigere Anhebung der THG-Quote auf mindestens 17,5 Prozent ab 2027. So könne der hohe Übertrag aus den Jahren 2024 bis 2026 marktverträglich abgebaut, die Nachfrage nach erneuerbaren Kraftstoffen verstetigt und der Quotenpreis stabilisiert werden. Dies schaffe Investitionssicherheit für erneuerbare Energien im Verkehr.

Zugleich plädieren sie für höhere Obergrenzen bei Biokraftstoffen. Für anbaubiomassebasierte Kraftstoffe solle die Quote stufenweise auf das unionsrechtlich zulässige Niveau von 5,8 Prozent steigen, um angesichts sinkender Energiemengen im Verkehr die absolute Einsatzmenge zu sichern. Auch für abfallbasierte Biokraftstoffe sei eine Anhebung erforderlich – auf 2 Prozent ab 2026 und 3,1 Prozent bis 2040 –, damit deren Klimaschutzbeitrag trotz rückläufigen Gesamtverbrauchs erhalten bleibe. Eine Ausweitung des Rohstoffpools für co-HVO, also für biogene Öle und Fette bei der Herstellung von erneuerbarem Diesel, lehnen die Verbände hingegen ab. Sie verweisen auf Effizienzverluste, fehlende Zertifizierungssicherheit und Betrugsrisiken.

Doppelförderung muss ausgeschlossen werden

Für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs (RFNBO) wird eine ambitioniertere Unterquote gefordert, um den Markthochlauf von E-Fuels und grünem Wasserstoff zu beschleunigen. Dabei solle mindestens den weitergehenden Forderungen des Bundesrates für die Jahre 2030, 2032 und 2034 Rechnung getragen werden. Zudem müsse biogener Wasserstoff auch in Raffinerien anrechenbar sein. Ein Ausschluss sei unionsrechtlich nicht gedeckt.

Mehrere Forderungen zielen auf die Vermeidung von Marktverwerfungen. Erneuerbare Kraftstoffe, die in der Schifffahrt zur Erfüllung von FuelEU Maritime oder ETS I eingesetzt werden, dürften nicht zusätzlich auf die THG-Quote angerechnet werden. Ebenso müsse eine Doppelförderung ausgeschlossen werden, etwa wenn in anderen EU-Staaten bereits subventionierte Kraftstoffe in Deutschland nochmals quoterhöhend geltend gemacht würden.

Zur Betrugsprävention verlangen die Verbände verpflichtende Vor-Ort-Kontrollen der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung spätestens ab Inkrafttreten des Gesetzes mit angemessener Übergangsfrist. Zudem sprechen sie sich für eine Flexibilisierung der 10. BImSchV aus: Statt Super E5 solle Super E10 zur verpflichtenden Schutzsorte werden, um Infrastruktur für höhere Beimischungen und künftige Kraftstoffe wie E20 zu öffnen.

Angesichts der rückwirkenden Geltung für 2026 fordern die Unterzeichner schließlich einen zügigen Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens, damit Inverkehrbringer frühzeitig Planungssicherheit erhalten.

Elmar Kühn, Hauptgeschäftsführer von UNITI Bundesverband Energie Mittelstand, erklärte wörtlich: „Eine ambitionierte Fortentwicklung der THG-Quote würde dazu beitragen, die Nachfrage nach regenerativen Kraftstoffen nachhaltig zu befördern. Eine regulatorische Fessel, die die Kraftstoffwende im Straßenverkehr bislang maßgeblich aufhält, würde damit gelöst.“

Der Geschäftsführer des Verbands der Deutschen Biokraftstoffindustrie (VDB), Elmar Baumann, verwies darauf, dass der Wegfall der Doppelanrechnung für fortschrittliche Biokraftstoffe ein wichtiger Schritt zur Reduzierung von Betrugsanreizen sei. Die Möglichkeit behördlicher Kontrollen in Produktionsanlagen solle nach dem Entwurf jedoch erst ab 2027 greifen. Der Bundestag sollte dafür sorgen, dass diese Regelung möglichst frühzeitig angewendet werde, um seriöse Unternehmen zu schützen, sagte Baumann.

Das **Positionspapier** steht hier zum Download zur Verfügung. // **VON FRITZ WILHELM**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: E&M / Jonas Rosenberger

Kraftwerksausschreibungen werfen viele Fragen auf

STROM. Die EU-Kommission hat Eckpunkte der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung gebilligt. Darüber hinaus ist vieles noch sehr vage, so der Tenor eines Webinars.

Die genaue Ausgestaltung sei noch unklar. Das war eine der häufigsten Aussagen von Christoph Benkert. Der Enervis-Berater erläuterte in einem Webinar vor Journalisten die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung. Sein Fazit: Die Eckpunkte sind bekannt, aber geht man in die Tiefe, stellt man fest, dass noch viele Einzelheiten zu klären sind. Dabei drängt die Zeit.

Bekanntlich hatte sich die Bundesregierung Mitte Januar mit der EU-Kommission auf die Eckpunkte der Kraftwerksstrategie verständigt. Kern der Einigung sind mehrere Ausschreibungsrunden von Erzeugungsleistung, die ab 2032 in einen Kapazitätsmarkt überführt werden sollen. Eine erste Ausschreibung von insgesamt 12.000 MW neuer gesicherter Leistung ist im zweiten Halbjahr 2026 vorgesehen.

Die 12.000 MW werden dabei in zwei Segmente aufgeteilt, so Benkert. Segment 1 umfasst 10.000 MW Anlagenleistung mit der Anforderung einer kontinuierlichen Erzeugungsmöglichkeit von mindestens zehn Stunden. Nach Einschätzung von Enervis laufe dies faktisch auf Gaskraftwerke hinaus.

Technologisch erwartet Enervis bei den Ausschreibungen im 10.000-MW-Segment vor allem Gas- und Dampfanlagen, kurz GUD-Kraftwerke. Die zunächst mit Erdgas befeuerten Anlagen müssen zudem H2-ready sein, wobei die genaue Definition des Terminus „H2-ready“ und auch des eingesetzten Wasserstoffes noch aussteht.

Reine Gasturbinen oder Gasmotoren werden sich nach ersten Analysen des Hamburger Beratungshauses aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit vermutlich nicht bei den Ausschreibungen durchsetzen.

Ebenso dürften Batteriespeicher in Segment 1 aufgrund der Laufzeitanforderung kaum Chancen haben, da sie in der Regel keine zehn Stunden am Stück Strom liefern können. Stein- und Braunkohlekraftwerke sind generell nicht teilnahmeberechtigt.

Kraftwerke sollen überwiegend im stromarmen Süden entstehen

Zudem ist eine regionale Steuerung der geplanten Anlagen über den sogenannten Südbonus in Segment 1 vorgesehen. Die Kraftwerke sollen überwiegend im stromarmen Süden der Republik entstehen, wobei der „netztechnische Süden“ weitergefasst werden dürfte als Bayern und Baden-Württemberg. Erste Ideen gibt es dazu – aber eine klare Regelung steht noch aus.

Segment 2 umfasst 2.000 MW Kraftwerksleistung ohne Vorgabe einer kontinuierlichen Erzeugungsdauer, ohne Südbonus, und soll technologieneutral angelegt sein. Hier könnten sowohl neue Gaskraftwerke als auch Batteriespeicher deutschlandweit konkurrieren, so der Berater.

In diesem Segment hängt die Wettbewerbsfähigkeit von Batteriespeichern maßgeblich von der konkreten Ausgestaltung ab, etwa einer möglichen zusätzlichen Erlösabschöpfung, den Netzentgelten oder Baukostenzuschüssen.

Die beiden Ausschreibungsrunden beziehungsweise die Segmente 1 und 2 werden als sogenannte „T-minus-fünf-Ausschreibung“ bezeichnet. T-5 bedeutet, dass zwischen Ausschreibungsjahr 2026 und Beginn der Lieferperiode fünf Jahre liegen sollen. Folglich ist von der Bundesregierung geplant, dass die ersten Kraftwerke ab 2031 Strom liefern. Die Vergütung ist als Kapazitätsszahlung in Euro pro MW und Jahr vorgesehen und soll über 15 Jahre laufen.

Neben der T-5-Runde sind weitere Ausschreibungen geplant. 2027 soll eine T-4-Ausschreibung stattfinden. T-4 bedeutet vier Jahre Vorlauf bis zum Lieferbeginn 2031. In dieser Runde soll der Bieterkreis erweitert werden und neben Neuanlagen sollen auch Bestandskraftwerke teilnehmen. Das Volumen wird mit 21.000 MW bis 26.000 MW angegeben. Genaue Ausgestaltung: unklar.

Eine weitere T-2-Ausschreibung ist 2029 vorgesehen, mit einer Erzeugungsleistung von 3.000 bis 8.000 MW. Hier beträgt der Vorlauf zwei Jahre bis zum Lieferbeginn 2031. In diesem Segment sollen zusätzlich auch Demand-Side-Management-Anlagen zugelassen werden. Zudem ist eine Teilnahme ausländischer Bieter vorgesehen. Die genaue Ausgestaltung fehlt auch hier.

Hingegen ist klar, dass die Zeit drängt. Laut Enervis-Berater sollte die Kraftwerkstrategie noch vor der parlamentarischen Sommerpause verabschiedet werden, damit in diesem Jahr die ersten Ausschreibungen im Segment 1 anlaufen können. Ob das so kommt: unklar. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Die Wasserkraft in Nordrhein-Westfalen dümpelt vor sich hin



Quelle: Pixabay / Hans

WASSERKRAFT. Die Wasserkraft in Nordrhein-Westfalen schwächelt. Stagnation herrscht das zweite Jahr in Folge, weil weder ein Zubau erfolgt ist noch neue Anlagen in den Genehmigungsprozess gelangen.

Es tröpfelt nicht einmal mehr: Wer den Zubau an Wasserkraftwerken in Nordrhein-Westfalen als Gewässer beschreiben wollte, würde das Bild eines dümpelnden Teichs malen. Es gibt im zweiten Jahr in Folge keine Strömung mehr. Der Ausbau sei zum Erliegen gekommen, teilt der Landesverband Erneuerbare Energien (LEE NRW) mit.

Der Lobbyverband bezieht sich bei seiner Darstellung auf eigene Berechnungen auf Basis des Marktstammdatenregisters. Die Verantwortlichen für die Misere bei Neubauten und Neugenehmigungen

sieht Hans-Josef Vogel bei „einigen“ Naturschutzverbänden und Behörden. Sie würden Genehmigungsverfahren von interessierten Betreibern „massiv blockieren“, so der Vorsitzende des LEE NRW. Das sei ein deutlicher Widerspruch zu den energie- und klimapolitischen Zielsetzungen der Landesregierung und auch wirtschaftspolitisch nicht vertretbar.

Die einzige Bewegung in diesem Sektor hat der LEE NRW im Frühsommer 2025 in Düren ausgemacht. Die örtlichen Stadtwerke nahmen nach zwölf Jahren ein Wasserrad an einer historischen Mühle wieder in Betrieb – es kommt auf eine verschwindend geringe Leistung von 26 Kilowatt.

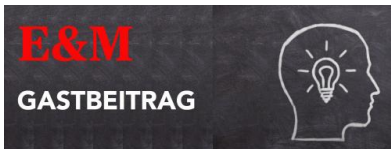
Damit verfügt NRW nun über 520 Wasserkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 191 MW – bezogen auf Werte, die der Verband bereits im vergangenen Jahr präsentiert hatte. Seit 2015 sind lediglich etwa 8 MW an Leistung hinzu gekommen.

Dabei sieht Vogel durchaus Potenzial für neue Wasserkraftanlagen – etwa an Lippe, Rur oder Werre. Die Kombination von Wasserkraft und Gewässerwärme sei vielversprechend. Mittels Wärmepumpen könne die Aquathermie Strom- und Wärmeherzeugung im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung verknüpfen.

Mit gemischten Gefühlen blickt Hans-Josef Vogel auf die als Entwurf vorliegende NRW-Landeswasserstrategie. Sie sei in zentralen Punkten ambivalent. Einerseits betone sie das Ziel, geplante Wasserkraftanlagen zu realisieren und den Stau auszulösen. Gleichzeitig gebe es Passagen zum „forcierten Rückbau von Querbauwerken“ und andere Hinweise, dass das gesetzlich verankerte überragende öffentliche Interesse am Ausbau der Erneuerbaren verwässern könnte. Vogel fordert „klare und verlässliche Rahmenbedingungen“ zugunsten der Ökoenergien. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Kilowatt statt Kilowattstunde: Wie ein modernes Netzentgeltsystem Kunden motiviert, flexibel zu handeln



Quelle: E&M

GASTBEITRAG. Filip Thon von Eon Energie Deutschland* fordert in diesem E&M-Gastbeitrag, den Stromnetz-Ausbaubedarf verursachergerecht in den Netzentgelten abzubilden.

Die Reform der allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) ist ein zentrales energiepolitisches Thema, wird aber momentan stark aus Expertensicht betrachtet. Als größter deutscher Energievertrieb wollen wir den Blick darauf richten, was für die Kundinnen und Kunden bei AgNes maßgeblich ist.

Aufgrund der fortschreitenden Energiewende und des daraus resultierenden Netzausbaus machen Netzentgelte heute rund ein Viertel bis ein Drittel des Endkundenpreises aus. Keine Frage: Der Netzausbau ist notwendig und ein entscheidender Baustein der Energiewende, aber die Kosten müssen fair verteilt werden. Deshalb muss die neue Netzentgeltsystematik verursachungsgerecht sein, bezahlbar bleiben und für Kunden nachvollziehbar sein. Das zeigt auch eine entsprechende von Statista für uns durchgeführte, repräsentative Umfrage: 78 Prozent der befragten Privatleute wollen eine fairere Kostenverteilung, 92 Prozent fordern Verständlichkeit und den Verzicht auf Sonderregelungen.

Die historisch gewachsene volumenbasierte Logik bildet die aktuelle Energiewelt nicht mehr ab und führt zu einseitigen Belastungen. Künftig braucht es kapazitätsbasierte Netzentgelte statt rein mengenbasierter Abrechnung. Wer Netze besonders stark oder zu Spitzenzeiten intensiv beansprucht und damit einen entsprechend höheren Ausbaubedarf triggert, soll stärker zur Finanzierung beitragen. Dieses Prinzip „Kilowatt statt Kilowattstunde“ schafft Fairness, entlastet Haushalte und stärkt die Akzeptanz der

Energiewende. Und: Solche Kapazitätsentgelte lassen sich praxistauglich und transparent ausgestalten. Sie sind weniger komplex als mehrstufige Arbeitspreismodelle und besser massengeschäftstauglich.

Praxistaugliche und transparente Ausgestaltung

Eine zeitvariable Ausgestaltung der Netzentgelte hat das Potenzial, Netzausbau- und Redispatchkosten zu dämpfen – allerdings nur bei realistischer Umsetzbarkeit. Ein volldynamisches 15-Minuten-Modell ist aktuell weder technisch noch wirtschaftlich sinnvoll. Wir plädieren daher für zeitvariable und einfach verständliche Modelle mit festen Zeitscheiben. Denn nur wenn durch die Dynamisierung auch richtige Anreize zur Lastverschiebung gesetzt werden, wird es für das Gesamtsystem und jeden Einzelnen günstiger.

Unsere Umfrage zeigt: Menschen ohne Energiewende-Assets wünschen sich einfache, stabile Entgelte. Haushalte mit PV, Speicher oder Wärmepumpe dagegen wollen Flexibilität und wären bereit, ihren Verbrauch bei entsprechenden Anreizen zu verschieben. Beide Kundenbedürfnisse können wir abbilden, ohne das System unnötig zu verkomplizieren. Bezahlbarkeit, Einfachheit und Flex-Anreize schließen sich nicht aus.

Als Energievertrieb sind wir das Gesicht der Energiewirtschaft zu den Kunden und verstehen uns auch als Sprachrohr der Verbraucher in die Branche: Komplexität gehört in den Hintergrund, der Nutzen in den Vordergrund. Kein Kunde sollte zwei Verträge für den klassischen Strombezug und seinen Speicher brauchen oder schwer erklärbare Tariflogiken verstehen müssen. Deshalb ist unser Anspruch, die Komplexität auf Regulierungsseite zu begrenzen und es Kunden später mit smarten Lösungen möglichst einfach zu machen.

Mit Blick auf die diskutierten Netzentgelte für Solaranlagen gilt es jetzt ebenfalls, faire Regelungen zu finden. Damit AgNes wirkt, braucht es nun klare Leitplanken und rechtzeitige Entscheidungen, so dass Marktkommunikation (Mako), Abrechnung und Kundenprozesse frühzeitig angepasst werden können.

AgNes ist eine Chance: für ein faireres, verständlicheres und zukunftssicheres Netzentgeltsystem. Entscheidend ist, dass wir dabei immer die Perspektive der Kundinnen und Kunden in den Mittelpunkt stellen.



* Filip Thon, der Autor dieses Gastbeitrags, ist CEO von Eon Energie Deutschland

Quelle: E.ON / Alex Schelbert

// VON REDAKTION

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

[^ Zum Inhalt](#)

Mehr Transparenz für PV im Haushalt



Quelle: Shutterstock

PHOTOVOLTAIK. Mit dem „Stromspiegel Photovoltaik“ legt die gemeinnützige Beratungsgesellschaft „co2online“ ein Vergleichsinstrument für Haushalte mit Photovoltaikanlage vor.

Die Beratungsgesellschaft CO2 Online hat einen „Stromspiegel Photovoltaik“ vorgelegt. Ziel sei es, Transparenz über den tatsächlichen Stromverbrauch von Prosumer-Haushalten zu schaffen. Entwickelt wurde das Instrument im Rahmen des Forschungsprojekts „ProSuffizienz“, das vom Bundeswirtschaftsministerium gefördert wird.

Denn: Der „klassische Stromspiegel“ basiert auf der Stromrechnung und bewertet den aus dem Netz bezogenen Strom, so CO2 Online in einer Mitteilung. „Für Haushalte mit Photovoltaikanlage greift dieses Prinzip jedoch zu kurz“, heißt es dort.

Ihr tatsächlicher Stromverbrauch setzt sich aus dem Netzstrom und dem selbst erzeugten Solarstrom abzüglich der eingespeisten Menge zusammen. Hinzu kommen häufig weitere stromintensive Anwendungen wie Wärmepumpen oder E-Autos. Ein Vergleich mit Haushalten ohne diese Technik führt daher zu verzerrten Ergebnissen.

Der „Stromspiegel Photovoltaik“ berücksichtigt diese Besonderheiten. Die Vergleichswerte basieren auf realen Verbrauchsdaten aus der Praxis und differenzieren nach Haushaltsgröße sowie nach technischer Ausstattung – also ob neben der PV-Anlage auch eine Wärmepumpe oder ein E-Auto vorhanden ist. Damit erhalten Eigentümer eine belastbare Orientierung, ob ihr Jahresstromverbrauch im Bereich „niedrig“, „mittel“, „hoch“ oder „sehr hoch“ liegt.

Beispielhaft liegt der mittlere Stromverbrauch eines Drei- bis Vierpersonenhaushalts mit PV-Anlage bei 3.700 kWh pro Jahr. Verfügt derselbe Haushalt zusätzlich über eine Wärmepumpe, steigt der mittlere Wert auf 6.800 kWh. Mit PV-Anlage, Wärmepumpe und E-Auto sind es 9.000 kWh jährlich. Um den eigenen Wert zu ermitteln, werden Netzstrombezug und selbst genutzter Solarstrom addiert und die Einspeisung abgezogen. Das Ergebnis lässt sich anschließend mit strukturgleichen Haushalten vergleichen.



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: CO2 Online

Die Auswertung zeigt zudem, dass eigener Solarstrom das Verbrauchsverhalten beeinflussen kann. Die Verfügbarkeit von selbst erzeugtem Strom führt teilweise zu höheren Gesamtverbräuchen. Dieses Phänomen wird als Rebound-Effekt bezeichnet. Der Stromspiegel soll dazu beitragen, solche Entwicklungen sichtbar zu machen und Effizienzpotenziale zu identifizieren.

„Mit dem Stromspiegel Photovoltaik machen wir sichtbar, was bisher im Dunkeln lag“, sagt Nadine Walikewitz, Projektleiterin bei CO2 Online. „Immer mehr Menschen erzeugen ihren Strom selbst. Damit sie

bewusst und sparsam damit umgehen können, brauchen sie verlässliche Vergleichswerte. Genau die liefern wir jetzt.“

CO2 Online mit Sitz in Berlin ist eine gemeinnützige Beratungsgesellschaft, die sich seit 2003 auf Energie- und Klimaschutzthemen im Gebäudebereich konzentriert. Mehr als 50 Mitarbeitende entwickeln Kampagnen, Online-Rechner und Praxis-Checks, um private Haushalte beim Senken des Strom- und Heizenergieverbrauchs zu unterstützen. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Ukraine erhält erstmals LNG über Deutschland



Quelle: Shutterstock / aerial motion

GAS. Die erste Schiffsladung mit LNG aus den USA traf am LNG-Terminal der Deutschen Regas auf Rügen ein. Über Lubmin und Polen gelangt das regasifizierte Gas weiter in die Ukraine.

Über die erste Schiffsladung für die Ukraine am deutschen Terminal Mukran auf Rügen an der Ostsee informierte der ukrainische Gasversorger Naftogaz am 23. Februar. Das LNG komme aus den USA und werde von der französischen Total Energies geliefert. Nach der Regasifizierung soll die Deutsche Regas das Gas über Pipelines durch Polen an die Ukraine durchleiten, um dort dem Gasbedarf im Februar zu decken.

„Dieser Winter ist aufgrund des ständigen Beschusses der Gasinfrastruktur und der extremen Kälte der schwierigste seit Kriegsbeginn“, erklärte Sergii Koretskyi, CEO von Naftogaz. Daher arbeite Naftogaz mit internationalen Partnern zusammen, um Bezugsquellen und Transportwege zu diversifizieren und so für eine stabile Versorgung der ukrainischen Bevölkerung zu sorgen.

Die Partnerschaft mit der Deutschen Regas, dem Betreiber des einzigen privat finanzierten LNG-Terminals in Deutschland, eröffne der Ukraine einen neuen zuverlässigen Importweg für das laufende Jahr. „Diese Vereinbarung ist nur der erste Schritt hin zu einer langfristigen Zusammenarbeit“, unterstrich Koretskyi.

Strategischer Standort für Mittel- und Osteuropa

„Die erste Lieferung von regasifiziertem LNG aus Deutschland in die Ukraine war nur dank der professionellen und vertrauensvollen Zusammenarbeit aller Partner möglich“, sagte Ingo Wagner, CEO Deutsche Regas. Dies sei ein direkter Beitrag zur ukrainischen Energiesicherheit und „unterstreicht die strategische Bedeutung unseres Standorts, nicht nur für den europäischen Markt, sondern insbesondere für unsere mittel- und osteuropäischen Nachbarn.“

Das LNG-Terminal im Industriehafen Mukran auf Rügen ist seit September 2024 im Regelbetrieb. Es verfügt über eine Einspeisekapazität von bis zu 13,5 Milliarden Kubikmetern Erdgas im Jahr und regasifizierte in den letzten drei Monaten das meiste Gas in Europa, teilte die Deutsche Regas Anfang Februar mit.

Für Naftogaz ist es ein konsequenter Schritt, sämtliche Optionen zum LNG-Import über die Ostsee zu nutzen, da der Transport über den Norden Medienberichten zufolge weniger kostenintensiv ist als über Griechenland und den längeren Vertkalen Korridor im Süden.

Im November vereinbarte Naftogaz mit dem polnischen Unternehmen Orlen LNG-Lieferungen aus den USA für das erste Quartal 2026. Die erste Charge davon ist am polnischen LNG-Terminal Swinemünde Ende

Januar eingetroffen, teilte Naftogaz Anfang Februar mit. Der Lieferumfang betrage 100 Millionen Kubikmeter Gas und könne rund 700.000 Familien einen Wintermonat lang versorgen.

„Die nächsten Lieferungen amerikanischen Gases sind bereits vertraglich gesichert und werden im Februar und März in die Ukraine geliefert“, sagte Koretskyi. Insgesamt könnten die LNG-Lieferungen aus den USA an die Ukraine in diesem Jahr 1 Milliarde Kubikmeter erreichen und damit einen wesentlichen Beitrag zur Sicherstellung eines stabilen Energiebetriebs unter Kriegsbedingungen leisten.

Betrieb in Litauen

Orlen ist außerdem in Litauen aktiv. Im Mai 2025 hat Orlen seine erste LNG-Fracht für die Ukraine hier gelöscht. Mehr als 150.000 Kubikmeter LNG stammten vom Cameron-Verflüssigungsterminal in den USA. Der Gastransport von Klaipeda erfolgte über die Gasverbindungsgasleitung zwischen Litauen und Polen und von dort zur polnisch-ukrainischen Grenze.

Diesen Transportweg nutzte im November 2025 auch das ukrainische Energieunternehmen DTEK für seine erste LNG-Fracht aus den USA. Nach Unternehmensangaben traf die Lieferung am 17. November 2025 in Klaipeda ein; das Schiff brachte rund rund 100 Millionen Kubikmeter Erdgas.

// VON JOSEPHINE BOLLINGER-KANNE

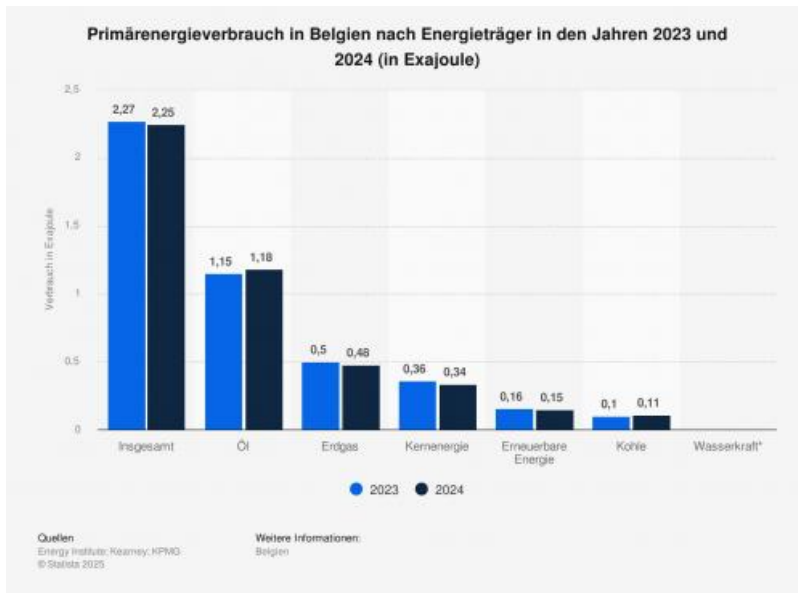
[^ Zum Inhalt](#)

Primärenergieverbrauch in Belgien 2023 und 2024



Quelle: E&M / Pixabay

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



[Zur Vollansicht auf die Grafik klicken](#)

Quelle: Statista

Im Jahr 2024 verbrauchte Belgien rund 1,18 Exajoule Erdöl. Als Primärenergie wurden nur die gewerbsmäßig gehandelten Brennstoffe berücksichtigt. Nicht enthalten sind demnach Brennstoffe wie Holz, Torf und tierische Abfälle, die zwar in einigen Ländern einen hohen Stellenwert haben, über deren Verbrauch jedoch keine zuverlässigen statistischen Angaben vorliegen. // **VON REDAKTION**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Pixabay / minka2507

KI soll Sicherheitsprognosen für Endlager verbessern

KERNKRAFT. Das Bundesumweltministerium fördert das Forschungsprojekt MALEK mit 1,7 Millionen Euro. Das Helmholtz-Zentrum Dresden-Rossendorf koordiniert darin Sicherheitsanalysen für Endlager.

Das Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN) unterstützt ein neues Forschungsprojekt zur Verbesserung der Sicherheitsbewertung für tiefe geologische Endlager. Laut dem Ministerium erhält das auf 36 Monate angelegte Vorhaben MALEK („Maschinelles Lernen für komplexe hydrologisch-geochemische Prozesse bei der Endlagerung im Kristallin“) rund 1,7 Millionen Euro. Koordiniert wird das Projekt vom Institut für Ressourcenökologie des Helmholtz-Zentrum Dresden-Rossendorf (HZDR). Beteiligt sind außerdem das Center for Advanced Systems Understanding (Casus) am HZDR sowie die TU Bergakademie Freiberg und die TU Darmstadt.

Das Projekt Malek soll Methoden entwickeln, die belastbare Langzeitprognosen für die Endlagersicherheit ermöglichen. Ziel ist es, Transport- und Reaktionsprozesse von Radionukliden in kristallinem Wirtsgestein über Zeiträume von bis zu einer Million Jahren zu modellieren. Solche Vorhersagen sind laut HZDR eine zentrale Grundlage für die Bewertung potenzieller Standorte.

Modelle für Zeiträume bis zu 1 Million Jahre

Für die Standortauswahl eines tiefe geologischen Endlagers spielt die langfristige Rückhaltung der Radionuklide eine entscheidende Rolle. Dabei müssen Modelle räumliche Skalen vom Millimeter- bis in den Kilometerbereich abbilden. Klassische numerische Simulationen stoßen nach Angaben des HZDR bei diesen komplexen Aufgaben häufig an ihre rechnerischen Grenzen.

Malek setzt deshalb auf eine Kombination aus physikbasierten Modellen und Verfahren des maschinellen Lernens. Zentrale Werkzeuge sind sogenannte Surrogatmodelle. Diese werden mit Daten aus rechenintensiven Simulationen trainiert und können anschließend deren Ergebnisse mit deutlich geringerem Rechenaufwand annähern. Laut Projektleiter Vinzenz Brendler vom HZDR sollen solche Modelle unter anderem die Sorption von Radionukliden an Gestein sowie den reaktiven Transport im Untergrund beschreiben. Beide Prozesse bestimmen maßgeblich, wie schnell sich radioaktive Stoffe ausbreiten können.

Nach Angaben von CASUS sollen die entwickelten Ansätze nachvollziehbar, überprüfbar und reproduzierbar sein. Attila Cangi, Leiter der Casus-Abteilung für maschinelles Lernen in der Materialmodellierung, erklärt laut HZDR, die dort aufgebaute Expertise werde auf die Anforderungen der Endlagerforschung übertragen. Parallel planen die Projektpartner umfassende Benchmarking- und Unsicherheitsanalysen, um Genauigkeit, Robustheit und Transparenz der Modelle systematisch zu bewerten.

Bestes Gestein für Endlager finden

Im Fokus des Projekts steht kristallines Wirtsgestein, das in Deutschland als potenzielle geologische Formation für ein Endlager gilt. Obwohl das Gestein selbst meist sehr dicht ist, beeinflussen Klüfte und Störungszonen den Wasserfluss und damit auch den Transport gelöster Radionuklide. Diese komplexen Strukturen machen die Modellierung laut HZDR besonders anspruchsvoll.

Die beteiligten Einrichtungen bringen unterschiedliche Fachkompetenzen ein. Das HZDR arbeitet an geochemischen Prozessen und reaktiver Transportmodellierung. Casus entwickelt Methoden des maschinellen Lernens und der mathematischen Surrogatmodellierung.

Die TU Bergakademie Freiberg steuert Expertise zu Geomaterialien und geotechnischen Simulationen bei, während die TU Darmstadt Unsicherheitsanalysen für geowissenschaftliche Modelle entwickelt.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Niederlande setzen auf Offshore-Speicher



Quelle: Shutterstock / Thanadon88

KLIMASCHUTZ. Die Deutsche Carbon Management Initiative stellte in einem Webinar die CCS-Projekte Porthos und Aramis in den Niederlanden vor. Demnach schafft frühe Beteiligung mehr Akzeptanz.

Die geologische Speicherung von Kohlendioxid unter dem Meeresboden gilt in der Energie- und Industriepolitik als Baustein für ein funktionierendes Carbon Management. Doch technische Fragen allein entscheiden nicht über den Projekterfolg. Im Rahmen eines Webinars rückte die Deutsche Carbon Management Initiative (DCMI) die gesellschaftliche Akzeptanz in den Mittelpunkt und präsentierte Praxisbeispiele aus den Niederlanden.

Jeanette Quak, Stakeholder-Managerin beim Projekt Porthos, schilderte, wie das Vorhaben vor der niederländischen Küste organisiert ist. Porthos ist ein Joint Venture von EBN, Gasunie und dem Hafenbetrieb Rotterdam. Die Projektgesellschaft baut eine Infrastruktur für Transport und Speicherung von CO₂ auf. Industrielle Kunden wie Air Liquide, Air Products, ExxonMobil und Shell scheiden das CO₂ ab und speisen es in das System ein.

Projekt Porthos

Das abgeschiedene CO₂ gelangt zunächst über ein unterirdisches Sammelrohrleitungssystem zu bestehenden Pipelineabschnitten in den Industriegebieten Maasvlakte, Europoort und Botlek. Anschließend verdichten Kompressorstationen das Gas auf den für Transport und Injektion erforderlichen Druck. Eine Offshore-Pipeline führt das CO₂ rund 20 Kilometer vor die Küste zur ehemaligen Gasplattform P18-A. Dort injiziert das Projektteam das CO₂ in mehr als drei Kilometer Tiefe in erschöpfte Gasfelder unter der Nordsee.

Das poröse Sandsteinreservoir eignet sich für eine dauerhafte geologische Speicherung. Das Gesamtvolumen beziffern die Projektverantwortlichen von Porthos auf 37 Megatonnen. Pro Jahr sollen bis zu 2,5 Megatonnen über einen Zeitraum von 15 Jahren eingespeichert werden. Der Baubeginn erfolgte im ersten Quartal 2024, die Inbetriebnahme ist für 2026 geplant. Quak betonte im Webinar, dass das Projektteam frühzeitig das Gespräch mit zahlreichen Akteuren gesucht habe.

Neben der Region Südholland und der Stadt Rotterdam zählten dazu Nachbargemeinden, Hafenpolizei, Feuerwehr, Rettungsdienste, Industrieunternehmen, Fischer, die Schifffahrt sowie Umweltorganisationen und Anwohner. Ziel sei es gewesen, Pläne transparent zu machen und Belange frühzeitig aufzunehmen. Zusätzliche Gutachten oder Klagen könnten Vorhaben sonst erheblich verzögern.

Die Sensibilität für das Thema ist in den Niederlanden gewachsen. Erste CCS-Projekte an Land scheiterten laut den Referenten an Protesten von Anwohnern. Diese befürchteten Gasaustritte und Wertverluste ihrer Immobilien. Zudem hatten Erdbeben infolge der Gasförderung in anderen Regionen zu Gebäudeschäden geführt. Nach Einschätzung der Projektvertreter gilt eine CO₂-Speicherung an Land deshalb derzeit als politisch kaum durchsetzbar.



Entwicklung des CCS-Projekts Porthos in den Niederlanden -

Für Vollbild auf die Datei klicken

Quelle: Porthos

Projekt Aramis

Auch das Projekt Aramis setzt auf Offshore-Speicherung. Joep Sweyen, Public Affairs Lead des Vorhabens, erklärte, Aramis werde als Open-Access-Infrastruktur konzipiert. Die Partnerschaft umfasst EBN, Gasunie, Total Energies und Shell. Das Projekt sieht eine rund 200 Kilometer lange Offshore-Pipeline mit einer Kapazität von 22 Megatonnen pro Jahr in dichter Phase vor. Die Speicherung soll ebenfalls in erschöpften Gasfeldern erfolgen, unter anderem von Shell, Total Energies und Eni.

Aramis unterscheidet sich in mehreren Punkten von Porthos. Während Porthos stark auf den Industriecluster Rotterdam ausgerichtet ist und eine 20 Kilometer lange Offshore-Anbindung nutzt, verfolgt Aramis eine stärker grenzüberschreitende Perspektive. Das System soll Verbindungen zu mehreren europäischen Clustern ermöglichen, darunter dem Delta-Rhein- und dem Delta-Schelde-Korridor. Für den Delta-Rhein-Korridor entwickeln Gasunie in den Niederlanden und OGE in Deutschland entsprechende Infrastrukturen für Wasserstoff und CO₂. Die Inbetriebnahme ist für 2032 oder 2033 vorgesehen.

Sweyen verwies darauf, dass auch die soeben neu gewählte niederländische Regierung die Projekte unterstütze. Für 2025 kündigte sie zusätzliche Hilfen an. Emittenten erhielten in den Jahren 2022 bis 2024 Förderzusagen aus dem SDE++-Programm. Für 2026 ist ein Budget von acht Milliarden Euro vorgesehen, weitere Mittel sind für 2027 bis 2032 angekündigt. Endgültige Genehmigungen wurden 2025 erteilt, sind jedoch nach Angaben der Projektverantwortlichen noch nicht unwiderruflich. Finale Investitionsentscheidungen strebt Aramis für 2026 bis 2027 an, mit einem geplanten Betriebsstart bis 2030.

Beide Projekte profitieren laut den Referenten von einer zunehmenden politischen Einbettung auf EU-Ebene. Anpassungen an europäische Initiativen wie den Net-Zero Industry Act und grenzüberschreitende Förderinstrumente stärken die Planungssicherheit. Aramis erhielt zudem EU-Fördermittel für die CO2-Infrastruktur. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

In weniger als acht Minuten Strom für 300 Kilometer laden



600-kW-Ladesäulen. Quelle: Ionity

ELEKTROMOBILITÄT. Mit neuen HYC-1000-Ladesäulen liefert Ionity bis zu 600 kW Ladeleistung. Im europäischen Netzwerk des Unternehmens gibt es jetzt 6.000 Schnellladepunkte.

An den HYC-1000-Ladesäulen laden kompatible Elektroautos, wie es in einer Unternehmensmitteilung heißt, in weniger als acht Minuten bis zu 300 Kilometer Reichweite nach. Das System von Alpitronic nutzt dabei ein zentrales Power Cabinet mit 1.000 kW Gesamtleistung. Diese wird je nach Auslastung entweder dynamisch auf mehrere Fahrzeuge verteilt oder bei Einzelbelegung mit bis zu 600 kW gebündelt an ein Fahrzeug abgegeben.

Nach Tests auf dem firmeneigenen Gelände bei München setzt Ionity die neue Ladetechnologie erstmals an öffentlichen Standorten in Frankreich ein. Dort gingen jetzt sechs Ladepunkte in Sorgues ans Netz, darunter auch der 6.000. Ladepunkt im europäischen Ionity-Netzwerk. Die Anlage in Sorgues liegt direkt an der A7 „Autoroutes du Soleil“. Die Autobahn gilt als eine der wichtigsten europäischen Verkehrsrouten, die Frankreich, Belgien, Luxemburg, die Niederlande und Deutschland mit dem Mittelmeer verbindet. Sechs weitere Ladepunkte des Typs HYC 1000 waren kürzlich in Maison Dieu im Osten Frankreichs eröffnet worden.

In Werne (Nordrhein-Westfalen) entsteht ebenfalls ein Ladepark mit acht 600-kW-Ladepunkten. Die Inbetriebnahme dieses, wie es seitens Ionity heißt, schnellsten Ladeparks Deutschlands, ist in den kommenden Wochen geplant. Der Tarif wird mit „ab 0,39 Euro pro kWh“ angegeben.

„Mit der Einführung der neuen Megawatt-Ladesysteme stärken wir die Leistungsfähigkeit unseres europäischen Ladenetzes weiter. Die Ladeleistungen neuer Elektrofahrzeuge steigen kontinuierlich und in den kommenden Jahren werden immer mehr Modelle diese hohen Leistungsniveaus abrufen können“, erklärte Jeroen van Tilburg, CEO von Ionity, zur neuen Technik. Zusätzlich zu den ersten Standorten in Frankreich und Deutschland sollen weitere HYC-1000-Systeme entlang wichtiger europäischer Verkehrsachsen installiert werden. // VON GÜNTER DREWNITZKY

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

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Bürger können Geld im Agri-Solarpark Amelsbüren anlegen. Quelle: Stadtwerke Münster

Versorger gibt 4 Prozent Zinsen für Sonnenstrom vom Acker

BETEILIGUNG. Mit dem Versprechen von 4 Prozent Zinsen wollen die Stadtwerke Münster Bevölkerung und Kundschaft zu einer Beteiligung an einem neuen Ökostromprojekt bewegen.

Auf Ackerflächen im westfälischen Münster waren Solarkraftwerke bisher Fehlanzeige. Das ändern nun die dortigen Stadtwerke mit der ersten Agri-PV-Anlage der Stadt. Zugleich öffnen sie das Projekt als Möglichkeit zur Geldanlage für die Bevölkerung.

Ab dem 9. März können Anlagewillige Beträge zwischen 500 und 25.000 Euro an den Versorger überweisen, dazwischen sind Beträge jeweils in 500-Euro-Schritten möglich. Insgesamt wollen die Stadtwerke 1,5 Millionen Euro einsammeln und dieses Festgeld mit jeweils 4 Prozent pro Jahr verzinsen – über Nachrangdarlehen mit einer Laufzeit von zehn Jahren.

Das erste Zugriffsrecht besteht nach Angaben des Unternehmens für Menschen, die im Umfeld der Anlage leben. Das ist der südlichste Münsteraner Stadtteil Amelsbüren. Hinzu kommen Kundinnen und Kunden des Stadtwerke-Tarifs „Ökostrom Pro Klima“. Falls dann noch Anteile übrig sind, erweitert der Versorger das Feld der Teilnehmenden ab dem 12. März auf alle Privatkundinnen und -kunden, die einen Stromvertrag mit den Stadtwerken Münster abgeschlossen haben.

Im Herbst 2025 haben die Stadtwerke begonnen, die Agri-PV-Anlage zu errichten. Im April soll die Stromernte beginnen. Das Unternehmen erwartet von der 13,2 Hektar großen Anlage einen Ertrag von 5,75 Millionen kWh jährlich. Das würde laut Versorger rechnerisch für etwa 1.650 Haushalte ausreichen.

Gedacht ist der Sonnenstrom aus Amelsbüren allerdings für einen einzigen Abnehmer: die Forschungsfertigung Batteriezelle (FFB), eine Fraunhofer-Einrichtung im benachbarten Business-Park. Dort entstehen Lithium-Ionen-Zellen für eine unabhängige Batterieproduktion. Solarpark und Batteriefabrik sind durch eine Direktleitung miteinander verbunden. Zwischen den auf Ständern platzierten Solarmodulen ist künftig Platz für einen Traktor und anderes landwirtschaftliches Gerät. Denn das Areal bleibt für den Anbau von Pflanzen für Nahrungs- und Futtermittel nutzbar. // VON VOLKER STEPHAN

[^ 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**

Schnellladesäulen treiben Hertener Autostromabsatz



Die Stadtwerke Herten setzen mehr Ladestrom ab. Quelle: Hertener Stadtwerke/Jan Ahlers

ELEKTROMOBILITÄT. Der Absatz von Autostrom bei einem Stadtwerk im Ruhrgebiet nimmt Fahrt auf. Fast 40 Prozent mehr Energie gegenüber 2024 ging an den Ladesäulen des Versorgers durch die Leitungen.

Die Elektromobilität spült mehr Geld in die Kassen der Hertener Stadtwerke (HSW). Der Versorger aus dem Ruhrgebiet spricht von einem um mehr als ein Drittel gestiegenen Absatz von Ladestrom an den öffentlichen Säulen des Unternehmens.

In Summe setzten die HSW im vergangenen Jahr 427.000 kWh Strom ab, das sei ein Plus von nahezu 38 Prozent. Damit verzeichne der Versorger „ein weiteres Jahr mit deutlich gewachsener Nachfrage“, so Michael Lobert, Ladeinfrastruktur-Experte bei den HSW, laut einer Mitteilung.

Auch die Anzahl an Ladevorgängen selbst nahm um 5.000 zu: Das ist ebenfalls etwa ein Drittel mehr als 2024, mit insgesamt nahezu 21.300 Ladungen.

Am häufigsten gefragt in Herten sind die Schnellladestationen. An den drei Säulen mit einer Leistung von 300 kW bzw. 160 kW hielten Stromer mehr als 2.600 Mal zum Laden. Die einzige 300-kW-Anlage kommt dabei auf eine abgegebene Menge von 69.000 kWh.

Im Durchschnitt flossen rund 20 kWh in die Batterien. Die HSW kommen nach dem Zubau einer weiteren Säule Ende 2025 nun auf 43 Ladepunkte an 19 Standorten. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Neuer CEO bei Getec Deutschland



Dr. Guido Zimmermann. Quelle: Getec

PERSONALIE. Am 1. März 2026 übernimmt Guido Zimmermann den Chefsessel der Getec-Plattform Deutschland von Thomas Stephanblome.

Wie aus einer Mitteilung des Energiedienstleisters aus Magdeburg hervorgeht, wird Guido Zimmermann die Position des CEO im fliegenden Wechsel übernehmen. Denn Thomas Stephanblome, der die Getec-Gruppe etwa vier Jahre geleitet hat, wird das Unternehmen am 28. Februar verlassen, „um eine neue CEO-Rolle in der Energiewirtschaft anzutreten“, wie es weiter heißt.

Stephanblome habe „mit der erfolgreichen Umsetzung wichtiger Projekte im Industrie- und Immobilienbereich einen entscheidenden Beitrag zur Weiterentwicklung des GETEC-Geschäfts in Deutschland geleistet“, heißt es in der Mitteilung wörtlich.

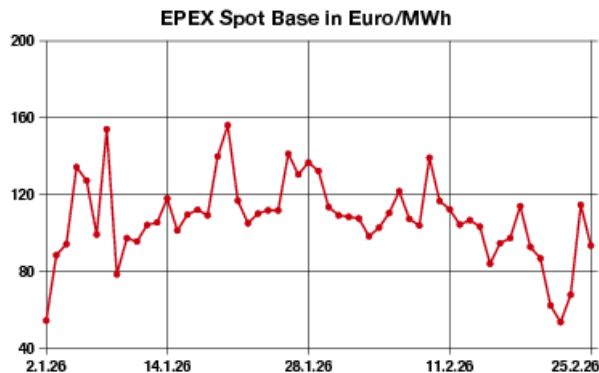
Zimmermann, der bisher im Getec Executive Committee der Getec-Holding die Rolle des Chief Transformation Officers innehatte, habe bereits erfolgreich Ländergesellschaften geführt – als CEO der Getec in der Schweiz und in den Niederlanden. Außerdem bringe er langjährige Managementenerfahrung aus den Sektoren Energie, Infrastruktur, Chemie und Pharma mit.

Getec verfolgt als Energiedienstleister für die Industrie und Immobilienwirtschaft eine regionale Plattformstrategie. Diese erstreckt sich auf Deutschland, Benelux, die Schweiz und Italien. Diese vier regionalen Plattformen bieten das gesamte Lösungsspektrum an, insbesondere Contracting und den Betrieb von Multi-Client-Sites. Jede Plattform hat dazu noch besondere Expertisen, von denen alle Kunden in den insgesamt neun Ländern, in denen die Getec aktiv ist, profitieren sollen. // VON FRITZ WILHELM

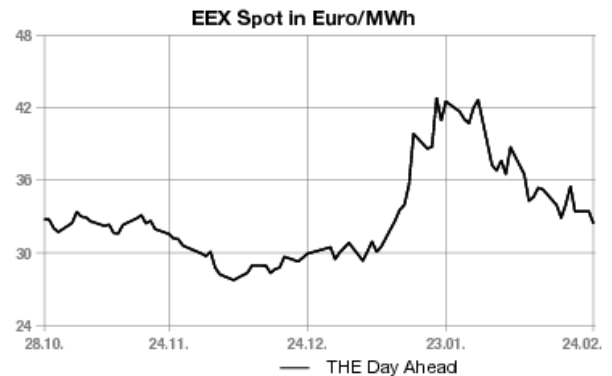
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Warmes Wetter schickt Preise abwärts



Quelle: E&M

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

Tendenziell leichter haben sich die Energienotierungen am Dienstag gezeigt. Strom, Gas, und CO₂ zeigten sich mit Abgaben. Ausschlaggebend hierfür war zum großen Teil das Wetter. Sowohl das US-Wettermodell als auch sein europäisches Pendant gehen davon aus, dass die Temperaturen in Deutschland und Mitteleuropa bis zum Ende der ersten Märzdekade überdurchschnittlich ausfallen werden. Damit dürften sich die Entnahmen aus den Gasspeichern vermindern, was am Ende der Heizperiode einen bearishen Effekt auf die Preise hat. In den kommenden Tagen dürfte die Nervosität an den Märkten im Zusammenhang der Gespräche zwischen Iran und den USA zunehmen.

Strom: Leichter hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag gezeigt. Der Day-ahead verlor im Base 21,25 auf 93,75 Euro je Megawattstunde. Der Peak fiel um 37,00 auf 93,75 Euro je Megawattstunde. Aus der Börsenauktion ging die Grundlast für Mittwoch mit 93,66 Euro hervor und die Spitzenlast mit 93,46 Euro. Der deutlich niedrigere Day-ahead-Preis spiegelt den Anstieg der Erneuerbaren-Einspeisung wider von 12,4 Gigawatt am Berichtstag auf 17,1 Gigawatt am Mittwoch.

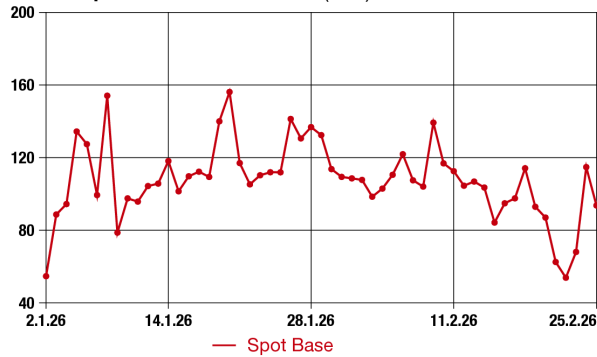
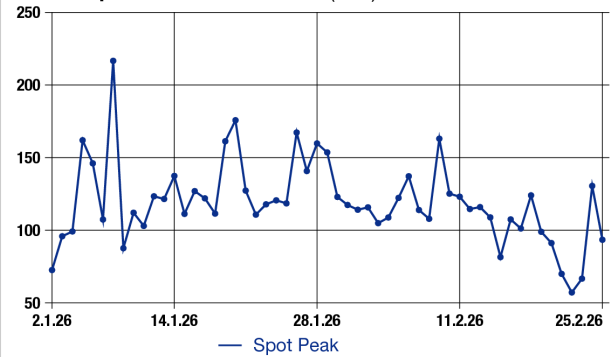
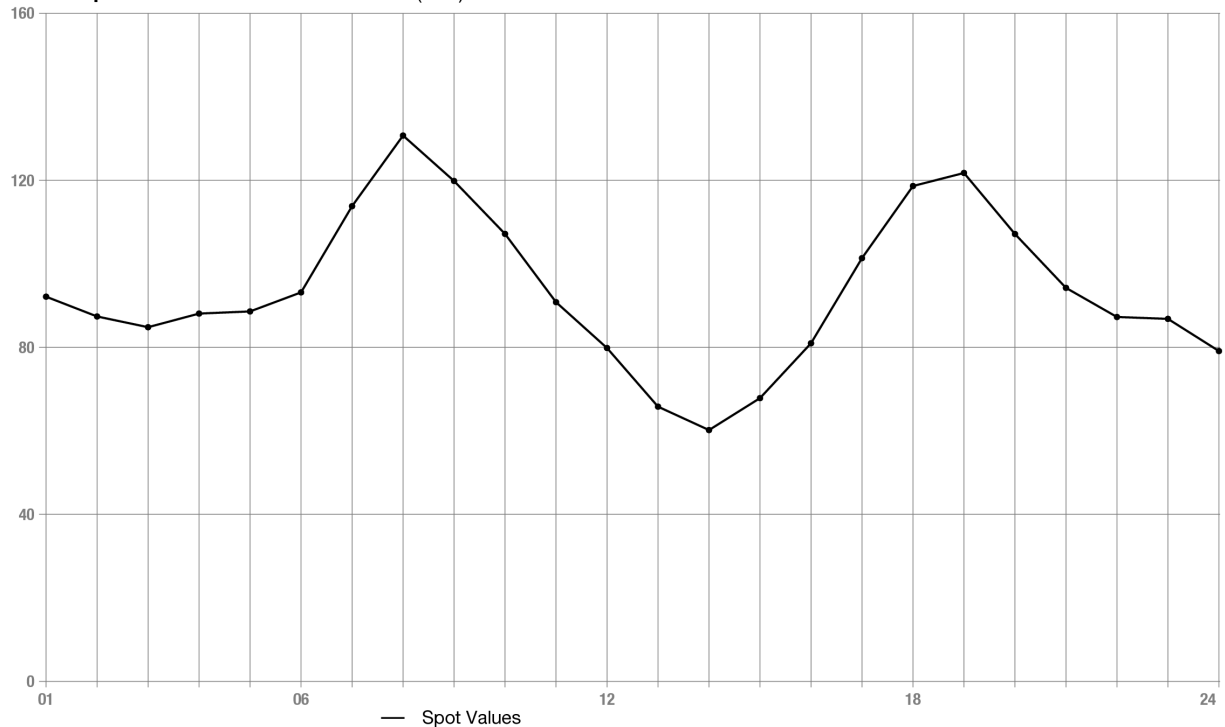
Für die Folgetage bis Freitag gehen die Meteorologen von Eurowind von weiter steigenden Beiträgen von Wind und Solar aus. Von Samstag an soll die Erneuerbaren-Einspeisung laut Eurowind jedoch wieder zurückgehen, was vor allem auf weniger Windstrom zurückzuführen ist. Das Strom-Frontjahr notierte vor dem Hintergrund niedrigerer CO₂- und Gaspreise mit einem Abschlag von 1,19 auf 79,63 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Leichter haben die CO₂-Preise am Dienstag notiert. Bis 13.00 Uhr verlor der Benchmark-Kontrakt Dec 26 um 0,64 auf 70,74 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 17,4 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 71,93 Euro, das Tief bei 70,37 Euro. Damit setzte CO₂ seine Abwärtsbewegung vom Vortag gedämpft fort. Aus markttechnischer Sicht haben die Abgaben vom Montag laut den Analysten von Redshaw Advisors den mittelfristigen Abwärtstrend für den Dec 26 bestätigt und die Tür für einen Test der Marke von 70 Euro geöffnet. Die nächste wichtige Unterstützung liegt den Analysten zufolge bei 68,11 Euro.

Erdgas: Leichter haben sich die europäischen Gaspreise am Dienstag gezeigt. Am niederländischen TTF notierte der Frontmonat März gegen 13.10 Uhr mit einem Minus von 0,575 auf 31,175 Euro je

Megawattstunde. Die Aussichten auf milderes Wetter und höhere Gasimporte dämpfen die Sorgen wegen einer möglichen Angebotsverknappung. Die Gasimporte aus Norwegen belaufen sich für den Berichtstag auf 325,2 Millionen Kubikmeter. Sie liegen damit etwas niedriger als am Vortag, für den der Gasflow mit 328,4 Millionen Kubikmetern angegeben wurde. // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

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

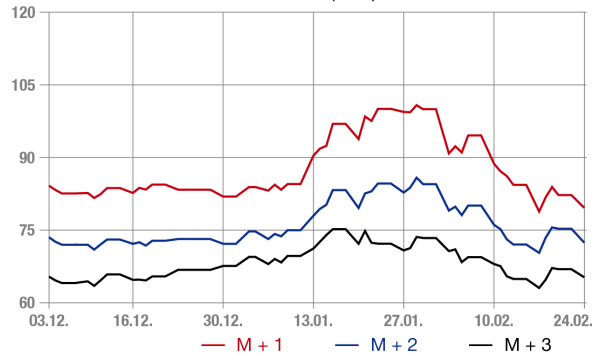
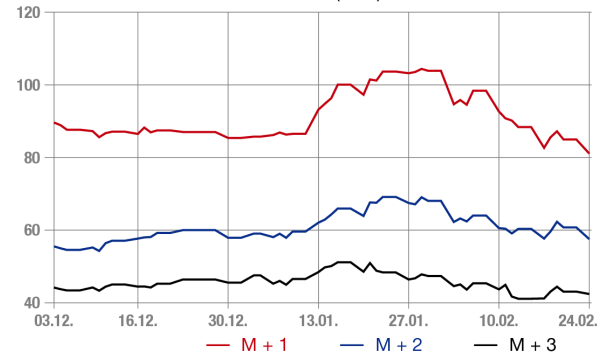
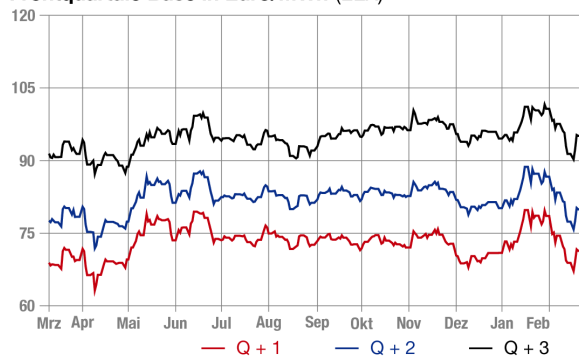
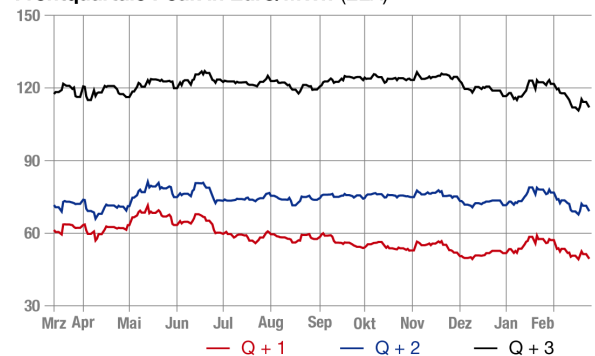
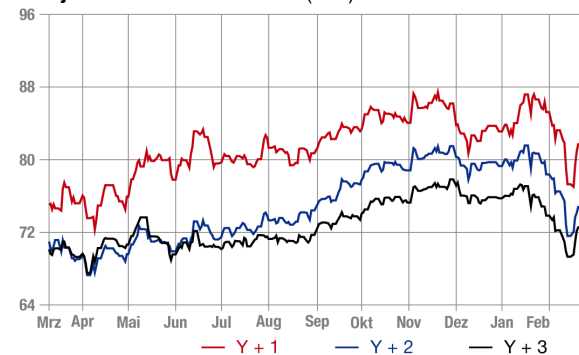
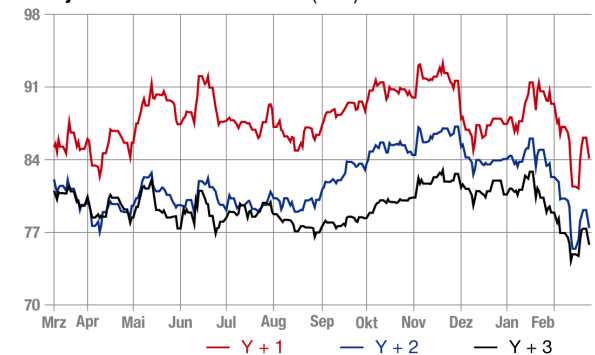
Strom Terminmarkt

Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	24.02.26	German Power Mar-2026	79,60
M2	24.02.26	German Power Apr-2026	72,41
M3	24.02.26	German Power Mai-2026	65,26
Q1	24.02.26	German Power Q2-2026	69,47
Q2	24.02.26	German Power Q3-2026	77,71
Q3	24.02.26	German Power Q4-2026	92,43
Y1	24.02.26	German Power Cal-2027	79,73
Y2	24.02.26	German Power Cal-2028	72,98
Y3	24.02.26	German Power Cal-2029	70,53

Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

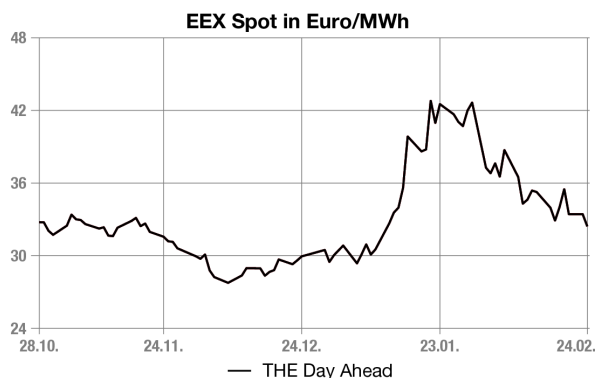
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	24.02.26	German Power Mar-2026	81,09
M2	24.02.26	German Power Apr-2026	57,53
M3	24.02.26	German Power Mai-2026	42,41
Q1	24.02.26	German Power Q2-2026	49,47
Q2	24.02.26	German Power Q3-2026	69,12
Q3	24.02.26	German Power Q4-2026	112,00
Y1	24.02.26	German Power Cal-2027	84,10
Y2	24.02.26	German Power Cal-2028	77,42
Y3	24.02.26	German Power Cal-2029	75,80

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)


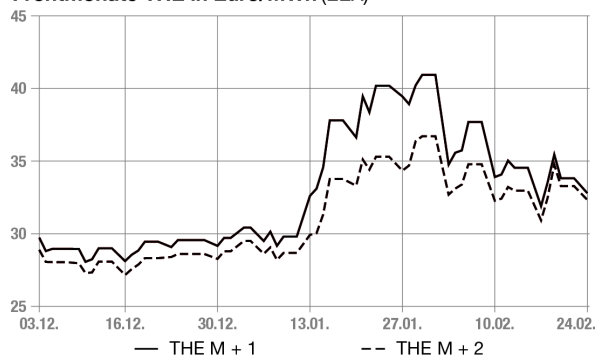
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	24.02.26	German THE Gas Mar-2026	32,80
M2	24.02.26	German THE Gas Apr-2026	32,33
Q1	24.02.26	German THE Gas Q2-2026	31,88
Q2	24.02.26	German THE Gas Q3-2026	31,58
S1	24.02.26	German THE Gas Win-2026	32,46
S2	24.02.26	German THE Gas Sum-2027	27,08
Y1	24.02.26	German THE Gas Cal 2027	28,70
Y2	24.02.26	German THE Gas Cal 2028	24,91



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	24.02.26	93,66	EUR/MWh
Germany Spot peak	24.02.26	93,46	EUR/MWh
EUA Feb 2026	23.02.26	70,03	EUR/tonne
Coal API2 Feb 2026	23.02.26	107,25	USD/tonne

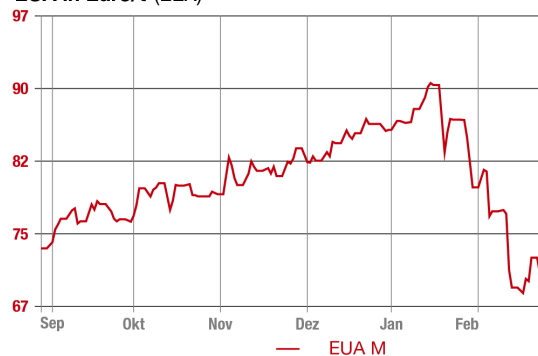
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	24.02.26	32,42	EUR/MWh
German THE Gas Mar-2026	24.02.26	32,80	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	24.02.26	28,70	EUR/MWh
Crude Oil Brent Apr-2026	24.02.26	70,77	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Geschäftsführer:in (m/w/d)

Strategieberatung sucht Geschäftsführer:in (m/w/d) zur Weiterentwicklung erneuerbarer Wärmeproje...
in Hamburg

27.01.2026

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



Praktikum Supply Chain - Wertstrom-Management International

Deine AufgabenUnterstütze und begleite uns bei Projekten zur Optimierung der Kommunikation und Tr...
in Stuttgart

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Netzmeister*in im Fachgebiet Mittel-/ Niederspannung Netzbetrieb (m/w/d)

Willst Du gemeinsam mit uns das 36.000 Kilometer lange Berliner Stromnetz fit halten, ausbauen und ...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

● Freie Mitarbeit ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Sabbatical



Schaltmeister*in im Netzbetrieb Hochspannung (m/w/d)

Willst Du gemeinsam mit uns das 36.000 Kilometer lange Berliner Stromnetz fit halten, ausbauen und ...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

● Ausbildung / Freie Mitarbeit ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Sabbatical



Praktikum Supply Chain - Wertstrom-Management International

Deine AufgabenUnterstütze und begleite uns bei Projekten zur Optimierung der Kommunikation und Tr...
in Cologne

vor 2 h

● Freie Mitarbeit

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



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



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

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



Über E&M



E&M Anzeigen-Vertrieb



E&M Mediadaten



E&M Zeitung



E&M Termine



E&M Shop



E&M Firmendatenbank



E&M Glossar

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching

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

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

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

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

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

Folgen Sie E&M auf: