



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**83,11 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**36,42 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**5.500**

Ölheizungen wurden im 1. Quartal in Deutschland verkauft. Das ist ein Minus von 81 Prozent, so der Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie

SMART HOME

Haushalte könnten ein Drittel der Gasverstromung ersetzen

IT

SIV AG löst SAP bei MVV-Netzgesellschaften ab

WÄRME

Thüga bietet Komplettlösung für Wärmepumpen

Inhalt

TOP-THEMA

→ **STROMNETZ:** EU-Kommission legt Leitfaden für Netzinvestitionen vor

POLITIK & RECHT

- **SMART HOME:** Haushalte könnten ein Drittel der Gasverstromung ersetzen
- **STUDIEN:** Thinktank fordert staatliche Beteiligung am Netzausbau
- **STADTWERKE:** Studie kritisiert wachsenden Regulierungsdruck
- **PHOTOVOLTAIK:** Österreich: Photovoltaik-Verband warnt vor Ausbau-Hindernissen
- **KOHLE:** Firma muss stillgelegtes Steinkohlebergwerk sanieren

HANDEL & MARKT

- **GASNETZ:** Briefmarkenentgelt für THE-Marktgebiet steigt geringfügig
- **WÄRME:** Wärmepumpen zwischen Allzeit-Hoch und leichter Erholung
- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Deutschlands Ladeinfrastruktur auf einem guten Weg
- **REGENERATIVE:** Regionalstrom jetzt auch im Chiemgau

TECHNIK

- **IT:** SIV AG löst SAP bei MVV-Netzgesellschaften ab
- **F&E:** Flexible Steuerung soll Ammoniakkosten senken
- **STATISTIK DES TAGES:** Strompreis für die Industrie

UNTERNEHMEN

- **WÄRME:** Thüga bietet Komplettlösung für Wärmepumpen
 - **REGENERATIVE:** Kooperation im Norden für nachhaltiges Heizen
 - **PERSONALIE:** Neuer Geschäftsführer bei der Syna
 - **PERSONALIE:** Lava Energy erweitert Geschäftsführung
 - **PERSONALIE:** Weltec Biopower baut Führungsspitze aus
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Durchweg leichte Gewinne
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

EU-Kommission legt Leitfaden für Netzinvestitionen vor



Quelle: E&M / Jonas Rosenberger

STROMNETZ. Mit einem neuen Leitfaden will die EU-Kommission vorausschauende Investitionen für zukunftsfähige Stromnetze unterstützen.

Der EU-Kommission zufolge beträgt der Investitionsbedarf für die Übertragungs- und Verteilnetze in der Union bis 2040 rund 1,2 Billionen Euro – davon entfallen 730 Milliarden Euro auf Verteilnetze und 477 Milliarden Euro auf Übertragungsnetze. Der nun veröffentlichte Leitfaden richtet sich an Mitgliedstaaten, nationale Regulierungsbehörden sowie Netzbetreiber und zielt darauf ab, geeignete Rahmenbedingungen für Investitionen zu schaffen, die über bestehende Netzanschlussanfragen hinausgehen.

Laut Kommission sollen vorausschauende Investitionen auf mittel- bis langfristige Bedarfe ausgerichtet sein, wie sie in nationalen und europäischen Netzentwicklungsplänen identifiziert wurden. Solche Investitionen könnten unter anderem Netzverstärkungen, vorbereitende Arbeiten zur Erweiterung von Umspannwerken oder das Verlegen zusätzlicher Leerrohre umfassen, um spätere Kapazitätserweiterungen zu ermöglichen. Sie sollen insbesondere die Umsetzung von Projekten in beschleunigten Ausbaubereichen für Erneuerbare oder Offshore-Entwicklungszonen erleichtern.

Der Leitfaden gliedert sich in drei zentrale Bereiche: Netzplanung, regulatorische Bewertung sowie Kosten und Anreize. Die Netzplanung soll laut Kommission auf fundierten Szenarien über die künftige Stromerzeugung und die künftige Nachfrage basieren und auch nationale Energie- und Klimapläne einbeziehen. Darüber hinaus sollen die relevanten Akteure bereits in einem frühen Planungsstadium hinzugezogen werden, um den Ausbaubedarf realistisch abschätzen zu können.

Nationale Regulierungsbehörden müssten über ausreichend Fachpersonal und Kompetenzen verfügen, um Netzentwicklungspläne auch auf Verteilnetzebene bewerten zu können. Zudem müssten sie über Instrumente verfügen, um gezielte Anreize für vorausschauende Investitionen zu setzen. Ein stabiler und ausgewogener regulatorischer Rahmen sei unerlässlich, um Investitionen für Projektträger planbar zu machen und gleichzeitig Verbraucherinteressen zu wahren.

Frühzeitige und klare Zuordnung von Risiken

Im Rahmen der Investitionen empfiehlt die Kommission eine frühzeitige und klare Zuordnung der Risiken zur späteren Netznutzung. Denkbar sei zudem ein zweistufiges Genehmigungsverfahren, bestehend aus

Entwurfs- und Genehmigungsphase sowie dem anschließenden Bau. Einmal genehmigte Investitionen dürften nicht nachträglich in Frage gestellt werden – etwa, wenn die anfängliche Auslastung der Infrastruktur unter den Erwartungen liege.

Hinsichtlich der Netz- und Anschlussentgelte wird vorgeschlagen, dass diese künftig nicht nur bestehende Netzkapazitäten, sondern auch geplante Investitionen abbilden. Dies könne neue Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten gezielt an Standorte lenken, an denen das Netz vorbereitet oder demnächst ausgebaut wird.

Darüber hinaus wird angeregt, bei Bedarf staatliche Garantien oder Haushaltsmittel einzusetzen, um Mehrkosten im Zuge der Dekarbonisierung und Marktintegration aufzufangen. Dies müsse jedoch im Einklang mit dem geltenden Beihilfe- und Regulierungsrahmen erfolgen.

Mit dem Leitfaden setzt die Kommission eine Maßnahme aus dem EU-Aktionsplan für Netze von 2023 um. Ziel sei es, strukturelle Engpässe im Netzausbau zu überwinden, die aktuell zu langen Netzanschlussverfahren führen, was wiederum die Bemühungen der EU zur Dekarbonisierung der Wirtschaft untergrabe. Bereits die Reform des europäischen Strommarktdesigns von 2024 habe vorausschauende Investitionen ausdrücklich im EU-Regelwerk verankert.

Der Leitfaden basiert auf mehreren Konsultationen, darunter zwei Ausgaben des Copenhagen Infrastructure Forums, zwei gezielte Stakeholder-Befragungen sowie Workshops in Brüssel. Auch Stellungnahmen der europäischen Regulierungsorganisationen Acer und CEER sind in das Dokument eingeflossen.

Als nächsten Schritt kündigt die Kommission an, bis Ende 2025 ein umfassendes „European Grids Package“ vorzulegen. Die öffentliche Konsultation hierzu läuft bereits und endet am 5. August. Mitgliedstaaten und Regulierungsbehörden werden aufgefordert, die Empfehlungen des Leitfadens bei der Weiterentwicklung nationaler Planungs- und Genehmigungsrahmen bereits jetzt zu berücksichtigen.

Der Leitfaden „[Guidance on anticipatory investments for developing forward-looking electricity networks](#)“ steht auf der Internetseite der Kommission in englischer Sprache zur Verfügung. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Filip Thon (Eon Energie) mit Serafin von Roon (FFE). Quelle: E&M / Georg Eble

Haushalte könnten ein Drittel der Gasverstromung ersetzen

SMART HOME. Würden die Privathaushalte schon 2025 ihren Stromverbrauch maximal in günstige Zeiten verlagern, kämen fast 16 Milliarden kWh zusammen, so eine Studie. Und 2030 wäre es doppelt so viel.

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE) und Eon Energie Deutschland stellten am 3. Juni in München die Ergebnisse einer gemeinsamen Studie zum Flexibilitätspotenzial von Haushalten im deutschen Stromsystem vor. „Diese Flexibilität nicht zu nutzen, wäre fatal“, sagte Filip Thon, CEO der Eon-Gesellschaft. „Unser Flexibilitäts-Check belegt: Die Haushalte sind ein wichtiger Player auf dem Weg in eine grüne, flexible Energiezukunft.“

Thon zufolge würde die Hebung aller Lastverlagerungs-Potenziale in den Wohnhäusern die Lücke zwischen den 20.000 MW Gasblöcken, die die neue Regierung ausschreiben will, und dem weiteren Bedarf an gesicherter Leistung von 10.000 MW decken.

Schon in diesem Jahr hätten die 23 Millionen Haushalte 15,6 Milliarden kWh Stromverbrauch verlagern können, indem sie sowohl Geräte gezielt zu Niedrigpreiszeiten einschalten, wenn viel Solarstrom erzeugt wird, als auch ihren eigenen PV-Strom erst zu Stunden hoher Stromnachfrage ins Netz einspeisen oder aber selbst verbrauchen. Die Elektrizitätsmenge entspricht einem Drittel des Stroms, der in Gasblöcken für die allgemeine Stromversorgung erzeugt wird (2024).

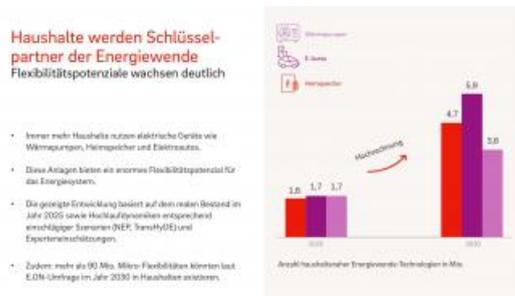
Dies gilt unter bestimmten Annahmen und unter Verwendung vorhandener Daten sowie von Ergebnissen einer repräsentativen Umfrage zur Bereitschaft der Haushalte, die Waschmaschine zu gezielten Zeitpunkten anzuschalten. Technische, regulatorische und soziale Einschränkungen wurden bereits abgezogen.

Und es wurde ein abgeschlossener Smart Meter Rollout simuliert. Denn nur mit intelligenten Messsystemen lässt sich Demand-Side Management auch tariflich belohnen. Deutschland war Ende 2024 bei unter 14 Prozent der damaligen Pflicht-Einbaufälle angelangt (wir berichteten).

Weiße Ware vor Wärmepumpe & Co.

Apropos Waschmaschine: Zusammen mit Trocknern und Spülmaschinen vereinen diese sogenannten „Mikro-Flexibilitäten“ mehr als die Hälfte des Lastverlagerungs-Potenzials in diesem Jahr: 8,1 Milliarden kWh. Dieses zu heben, scheitert derzeit zusätzlich daran, dass die Weiße Ware nicht fernsteuerbar ist. „Miele @ Home“ & Co. ist noch in der Nische.

Weit abgeschlagen im diesjährigen Potenzial folgen erst Heimspeicher (3,3 Milliarden kWh), E-Autos (2,8 Milliarden kWh) und Wärmepumpen (1,3 Milliarden kWh).



So sollen sich die Wärmepumpen, E-Autos und Heimspeicher bis 2030 bundesweit verbreiten
Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Eon

Aber: Während bei Speichern, Autos und Wärmepumpen „die Dynamik in den nächsten fünf Jahren anzieht“, wie FFE-Geschäftsführer Serafin von Roon sagte, bleibt das Potenzial der Mikro-Flexibilitäten 2030 genau gleich. Die Zahl der Heim-Wärmepumpen bis dahin werde von 1,6 auf 4,7 Millionen steigen, die der E-Autos und Heimspeicher von jeweils 1,7 auf 5,9 respektive 3,6 Millionen.

So viele Eon-Kunden sind in dynamischen Tarifen

Und wie steht Eon selbst - der Konzern hat bundesweit knapp 14 Millionen Stromkunden und ist damit der größte Stromvertrieb - mit Flexibilitäten und Smart Metern da? Eon-Chef Leonhard Birnbaum hatte erst im Februar die Abschaffung des wettbewerblichen Messstellenbetriebs gefordert, um den Rollout zu verbilligen - und sich damit den Vorwurf von Octopus-Deutschlandchef Bastian Gierull eingehandelt, dass Eon „genauso hinterherhinkt wie alle anderen“ grundzuständigen Messstellenbetreiber. Ein Befund, den die gemeldeten Einbauquoten eher widerlegten (wir berichteten).

Eon-Energie-Chef Thon beantwortete eine entsprechende Frage so: „Dafür, dass wir erst im Januar die flexiblen Tarife Flexcharge und Home & drive eingeführt haben, sind wir zufrieden. Läuft.“ Die Zahl dieser Eon-Kunden bewege sich im fünfstelligen Bereich, „mit stark steigender Tendenz“. Eon bietet seit längerem Wallboxen, die sich mit der „Eon Home App“ steuern lassen, sowie Kombinationen mit PV-Anlage und Batteriespeicher, für die Eon eine eigene Heimenergiemanagement-Box entwickelt hat.

„Dies muss der Energieversorger schaffen“, sagte Filip Thon über die Prosumer-Kombination. Und gab Einblicke in die Produktentwicklungs-Strategie von Eon: „Die Customer Experience (Kundenerfahrung, die Redaktion) muss simpel sein.“ Derzeit müsse noch ein Techniker zum Haushalt fahren, in Zukunft müssten die Komponenten aber „automatisch“ als „Plug and play“ funktionieren: „Das erwarte ich von Energieversorgern, das erwarte ich von uns.“

Bundesweit verläuft der Roll out für Filip Thon „schleppend“, im Eon-Konzern dagegen „nicht schleppend“. Im Konzern seien derzeit 600.000 intelligente Messsysteme verbaut. // VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)

Thinktank fordert staatliche Beteiligung am Netzausbau



Quelle: Fotolia / Minerva Studio

STUDIEN. Die Berliner Denkfabrik „Dezernat Zukunft“ schlägt ein Finanzierungsmodell vor, das staatliches und privates Kapital kombiniert, um trotz Stromnetzausbau die Netzentgelte zu senken.

Der Berliner Thinktank Dezernat Zukunft hat ein Finanzierungskonzept vorgestellt, um den stockenden Ausbau der Stromnetze in Deutschland zu beschleunigen. Die Autoren der 19-seitigen Studie „Stromnetzausbau: Kapital mobilisieren, Netzentgelte reduzieren“ schlagen vor, staatliche Beteiligungen mit privatem Kapital zu kombinieren. Damit sollen die notwendigen Investitionen erleichtert und die Belastung der Stromkunden durch steigende Netzentgelte begrenzt werden.

Nach Berechnungen des Thinktanks fehlen für den flächendeckenden Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetzen rund 400 bis 600 Milliarden Euro. Dieser sei für die Energiewende notwendig, aber die Netzbetreiber könnten diesen Betrag aus eigener Kraft nicht aufbringen, heißt es in dem Papier. Auch privates Kapital lasse sich unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen kaum mobilisieren. Die vorgeschlagene Lösung beschreibt eine Kombination aus leicht erhöhter Eigenkapitalverzinsung und einer staatlich koordinierten Fondsstruktur.

Staatliche Netzinvestitionen

Laut den Autoren Axel Kölschbach Ortego, Nicolas Gassen und Janek Steitz sollte der Staat sich direkt an Netzbetreibern beteiligen und dabei eigene Mittel in Form von Eigenkapital einbringen. Über Dividenden könne der Staat seine Finanzierungskosten teilweise decken und darüber hinaus gezielt Zuschüsse zu den Netzentgelten leisten. Das würde vor allem die Kosten im Übertragungsnetzbereich dämpfen, wo laut Modellrechnungen die Entgelte strukturell um bis zu zehn Prozent sinken könnten. Einsparungen in ähnlicher Größenordnung seien auch im Verteilnetz möglich.

Die derzeit von der Bundesnetzagentur festgelegte Eigenkapitalverzinsung reiche nicht aus, um private Investoren anzuziehen. Eine moderate Erhöhung um rund zwei Prozentpunkte im Übertragungsnetz und 1,8 Prozentpunkte im Verteilnetz könne laut Dezernat Zukunft das Kapitalangebot deutlich verbessern. Dies hätte zwar steigende Netzentgelte zur Folge, doch diese könnten durch staatliche Beteiligungen und Dividendenrecycling abgedeckt werden.

Hürden für private Kapitalgeber senken

Ein zentrales Problem sei das unklare Risikoprofil vieler Verteilnetzbetreiber. Häufig sind diese Teil von integrierten Energieversorgern, was Investoren abschrecke. Durch ein staatlich flankiertes Beteiligungs- und Fondssystem könnten regulatorische Unsicherheiten reduziert und mehr privates Eigenkapital mobilisiert werden.

Für die Übertragungsnetzbetreiber sei schnelles Handeln erforderlich. Bis Ende des Jahres müsse etwa für Tennet eine tragfähige Lösung gefunden werden, so das Papier. Die staatliche Förderbank KfW, die bereits Anteile an zwei Übertragungsnetzbetreibern hält, solle mit zusätzlichem Kapital ausgestattet werden, um ihre Beteiligung ausbauen zu können. Eine mögliche Option sei ein „Bond-to-Equity-Switch“, der fiskalisch neutral wirken könne.

Landesbeteiligung an den Verteilnetzen

Im Bereich der Verteilnetze dränge die Zeit ebenfalls. Spätestens bis 2027 müssten geeignete Instrumente vorliegen, um die Finanzierungsfähigkeit der Betreiber dauerhaft sicherzustellen. Neben regulatorischen

Anpassungen schlägt das Dezernat Zukunft ein Beteiligungsprogramm von Bund und Ländern vor. Dieses könne als stille Beteiligung ausgestaltet werden, wobei die Prüfpflicht beim privaten Investor verbleibt.

Die Politik habe die Problemlage erkannt, eine konsistente Strategie sei aber bislang nicht erkennbar, heißt es weiter. Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung seien bereits passende Ansätze formuliert. Diese müssten nun zügig kombiniert und mit konkreten Maßnahmen unterlegt werden. Nur so lasse sich der notwendige Netzausbau realisieren, der als Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende gilt.

Die [Studie zur Finanzierung des Netzausbaus](#) steht als PDF zum Download bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Studie kritisiert wachsenden Regulierungsdruck



Quelle: BDEW

STADTWERKE. Laut der diesjährigen BDEW-Stadtwerkstudie erschweren steigende Bürokratie und unklare gesetzliche Regeln die Transformation der Unternehmen zur klimaneutralen Energieversorgung.

Die gesetzliche Komplexität und der administrative Aufwand bremsen die Transformation der deutschen Stadtwerke, so das Fazit der „Stadtwerkstudie 2025“, die der Energieverband BDEW mit der Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Ernst und Young (EY) veröffentlicht hat. Grundlage der Analyse ist eine Befragung von rund 100 Stadtwerken und regionalen Energieversorgern im gesamten Bundesgebiet.

Laut der Umfrage wirken sich die steigenden regulatorischen Anforderungen in Kombination mit bürokratischen Lasten deutlich negativ auf die wirtschaftliche Lage der Unternehmen aus. 86 Prozent der befragten Stadtwerke bewerten die aktuellen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen als eher bis sehr hinderlich für ihre Geschäftstätigkeit. Im Geschäftsjahr 2024 erreichte das Stimmungsbild einen Tiefstand – so schlecht wurde laut Studie kein Jahr seit Beginn der Erhebung im Jahr 2005 beurteilt.

Bürokratiekosten entkoppeln sich vom Rest der Wirtschaft

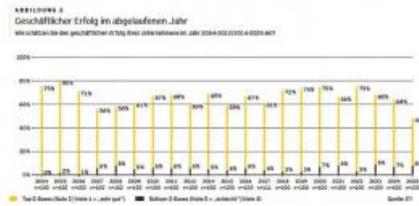
Besonders kritisch betrachten die Befragten die hohe Änderungsfrequenz gesetzlicher Vorgaben sowie zusätzliche Berichtspflichten. Der sogenannte Bürokratiekostenindex ist für die Energiewirtschaft seit 2021 deutlich gestiegen – bis 2023 um 30 Prozent. Im Vergleich zur weitgehend konstanten Entwicklung in der Gesamtwirtschaft zeigt sich eine Entkopplung der Energiewirtschaft vom allgemeinen Trend.

„Der regulatorische Druck droht zur Wachstumsbremse für die Energiewende zu werden“, sagte BDEW-Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae. Einzelne Schritte zum Bürokratieabbau würden laut Andreae durch neue Berichtspflichten konterkariert – etwa durch die quartalsweisen Abfragen der Bundesnetzagentur im Rahmen der erweiterten Qualitätsregulierung.

Planungssicherheit als Voraussetzung für Infrastrukturprojekte

Ein zentrales Ergebnis der Studie betrifft den Zusammenhang zwischen Regulierung und Investitionstätigkeit. Nur stabile gesetzliche Rahmenbedingungen schaffen laut EY die notwendige Sicherheit für langfristige Infrastrukturinvestitionen. „Investitionen mit jahrzehntelangen Amortisationszeiträumen erfordern klare politische Leitplanken“, sagte Andreas Siebel, Energy & Resources Sector Leader bei EY Deutschland. Fehle diese Verlässlichkeit, könnten weder Netzausbau noch Digitalisierung planvoll vorangetrieben werden.

Neben finanziellen und rechtlichen Aspekten beleuchtet die Studie auch technische Herausforderungen. Die Stadtwerke fordern von der Politik ein stärker vernetztes Denken bei Infrastrukturfragen. Der Ausbau von Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzen müsse synchron mit dem Zubau Erneuerbarer Energien und digitalen Steuerungssystemen erfolgen. Einzelregelungen ohne systemischen Blick seien laut Studie hinderlich.



Einschätzung der vergangenen Geschäftsjahre der befragten Stadtwerkechefs -

Für Vollbild bitte auf die Grafik klicken

Quelle: EY

Fachkräftemangel verschärft Umsetzungslücke

Auch der Mangel an qualifizierten Fachkräften bleibt ein wesentliches Problem für die Branche. Besonders betroffen seien technische und kaufmännische Bereiche, in denen Fachpersonal für Planung und Umsetzung fehlt. Zusätzliche Dokumentationspflichten verschärfen diese Lage, indem sie vorhandene Ressourcen zusätzlich binden.

Die Stadtwerkestudie 2025 basiert auf computergestützten Telefoninterviews mit den Geschäftsführungen von rund 100 Stadtwerken. Die Gespräche fanden zwischen Januar und Mitte März 2025 statt. Zusätzlich wurden fünf qualitative Tiefeninterviews mit Branchenvertreterinnen und -vertretern geführt, im Einzelnen mit Kerstin Andrae (BDEW), Aurelie Alemany (Enercity), Elke Temme (Stadtwerke Bochum), Roland Warner (Eins Energie in Sachsen) und Gerhard Ammon (Stadtwerke Fellbach).

Die Autorinnen und Autoren der Studie fordern einen engeren Austausch zwischen Gesetzgeber, Regulierungsbehörden und Praxis. Nur wenn politische Regelungen stärker an der Realität der Versorgungsunternehmen ausgerichtet werden, könnten Transformation und Versorgungssicherheit gleichzeitig gelingen. „Die wirtschaftlich-technische Realität der Stadtwerke muss stärker berücksichtigt werden, um Regelungen wirksam, realistisch und effizient zu gestalten“, fordert die Studie.

Die [BDEW-Stadtwerkestudie 2025](#) steht im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Österreich: Photovoltaik-Verband warnt vor Ausbau-Hindernissen



Quelle: Jonas Rosenberger

PHOTOVOLTAIK. Die Photovoltaikbranche sieht sich erheblichen Herausforderungen gegenüber. Für manche Sorgen der Netzbetreiber hat die Geschäftsführerin des PV-Verbands im E&M-Gespräch Verständnis.

Nicht sonderlich prächtig lief der Ausbau der Photovoltaik in Österreich im ersten Quartal 2025, berichtete die Geschäftsführerin des Verbands Photovoltaic Austria (PV Austria), Vera Immitzer. Insgesamt wurden Anlagen mit rund 399 MW installiert, um 19,7 Prozent weniger als im ersten Quartal 2024. Besonders dramatisch war der Rückgang im Februar um 57,8 Prozent auf 84 MW. Im März dagegen war ein Anstieg um 65,3 Prozent auf 167 MW zu verzeichnen.

Immitzer erklärt das so: Kurz nach ihrem Amtsantritt bekundete die Bundesregierung aus den Konservativen (Österreichische Volkspartei, ÖVP), den Sozialdemokraten (SPÖ) und den Liberalen (Neos), die Befreiung von Anlagen mit 35 kW Höchstleistung von der Mehrwertsteuer vorzeitig zurücknehmen zu wollen – was mit 1. April geschah. Die Folge war laut Immitzer ein kurzfristiger Ausbauboom: „Aber der Großteil der Anlagen im Privatbereich ist damit nach unserer Einschätzung errichtet oder folgt in den nächsten Wochen. Und was in den nächsten Monaten passiert, ist ziemlich ungewiss.“

Der Grund: Zwar veröffentlichte die Regierung am 23. April endlich die seit Jahresbeginn fällige Investitionszuschüsseverordnung. Doch mit dem ersten Call, der bemerkenswerterweise am selben Tag startete, wurden bereits rund 40 Millionen Euro und damit zwei Drittel der heuer für die PV zur Verfügung stehenden Mittel vergeben.

Immerhin erhalten die begünstigten Anlagen unter bestimmten Voraussetzungen bei den nächsten Fördercalls einen sogenannten „Made in Europe“-Bonus von 20 Prozent der Investitionssumme. Aber die „Basisförderung“ bei den beiden weiteren Calls Ende Juni und Anfang Oktober beläuft sich in Summe auf nur mehr 20 Millionen Euro. „Wir haben also weniger Budget, aber einen Bonus. Das könnte zu einem beträchtlichen Katzenjammer führen“, warnt Immitzer.

„Immenser Rückschritt“

Schon im Jahr 2024 war die Leistung der neu errichteten PV-Anlagen um 10 Prozent niedriger als 2023. Für heuer sei ein weiterer Rückgang um 20 Prozent zu befürchten. Laut Immitzer „sieht es derzeit so aus, dass wir den jährlichen Zubau von 2.000 MW, der nötig ist, um das im Integrierten österreichischen Netzinfrastukturplan (ÖNIP) verankerte Ziel von 21.000 MW für 2030 zu erreichen, heuer nicht schaffen“.

Wegen der Probleme mit den Förderungen, der sinkenden Großhandelspreise für Strom und der Inflation „sind die Menschen mit Investitionen in PV-Anlagen einfach zurückhaltender“. Die nun abgeschaffte Mehrwertsteuerbefreiung sei „extrem unbürokratisch“ gewesen, weil die Kosten für die jeweilige Anlage schlicht um 20 Prozent niedriger ausfielen.

Nun sei es wieder notwendig, auch für vergleichsweise kleine Anlagen Förderanträge zu stellen und auf die Termine für die Ausschreibungen zu warten, bedauert Immitzer: „Das ist ein immenser Rückschritt.“ Freilich lasse sich darüber diskutieren, ob Standard-PV-Anlagen im Privatbereich überhaupt noch Förderungen benötigten. Jedenfalls aber müssten technisch anspruchsvollere Systeme weiter unterstützt werden, nicht zuletzt im Gewerbebereich: „Firmen kalkulieren nun einmal sehr streng.“

Steuerbarkeit heikel

Dem Wunsch der Stromnetzbetreiber, PV-Anlagen nach den Erfordernissen des Netzbetriebs steuern zu dürfen, steht Immitzer prinzipiell aufgeschlossen gegenüber: „Man muss aber genau darauf achten, was mit Steuerbarkeit gemeint ist.“ Eine grundsätzliche Begrenzung der Einspeiseleistung auf etwa 70 Prozent der Nennleistung sei in Ordnung. Damit habe sich die Branche mittlerweile abgefunden.

Heikel werde die Angelegenheit jedoch, wenn der Netzbetreiber die Anlagen „zwischen 100 und 0 Prozent“ steuern könne, ohne den Anlagenbesitzer zu informieren und zu entschädigen, konstatiert Immitzer: „Vom

Privatbereich abgesehen, stehen hinter den Anlagen ja Geschäftsmodelle. Und die müssen berücksichtigt werden.“

Für berechtigt hält Immitzer die Klagen der Netzbetreiber, ihnen würden etliche neue Kleinanlagen nicht gemeldet, und wenn doch, werde oft mit höherer Leistung eingespeist als vertraglich vereinbar: „Da verstehe ich die Netzbetreiber vollkommen. Es kann nicht sein, dass jemand eine Anlage installiert und das der Netzgesellschaft nicht mitteilt, selbst wenn es nur um ein Balkonkraftwerk geht. Der Netzbetreiber muss wissen, wo wie viel Strom eingespeist wird. Andernfalls kommt es zu problematischen Zuständen.“

// VON KLAUS FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Firma muss stillgelegtes Steinkohlebergwerk sanieren



Quelle: Fotolia / kw-on

KOHLE. Ein Gericht hatte die Klage gegen Sanierung eines alten Bergwerkes abgewiesen. Zuvor kam es zu Bodensenkungen in der Gegend.

Die Eigentümerin eines stillgelegten Steinkohlebergwerks in Altenkirchen (Rheinland-Pfalz) ist mit einer Klage gegen behördlich angeordnete Sanierungsmaßnahmen gescheitert. Das Verwaltungsgericht Neustadt an der Weinstraße wies die Klage der Gewerkschaft des konsolidierten Steinkohlebergbaus Breitenbach GmbH - einer Tochter des BASF-Konzerns - ab, wie das Gericht mitteilte.

Hintergrund sind demnach wiederholte Bodensenkungen und Tagesbrüche oberhalb des ehemaligen Bergwerkfeldes seit 2019. Nachdem Gespräche zu keiner Einigung geführt hatten, hatte die Struktur- und Genehmigungsdirektion (SGD) Süd dem Gericht zufolge Maßnahmen zur Sicherung und Sanierung angeordnet – und diese für sofort vollziehbar erklärt.

Die Klägerin bat zunächst vergeblich um vorläufigen Rechtsschutz. Auch in der Hauptsache sei die Klage unbegründet, urteilte nun das Verwaltungsgericht. Die schädlichen Bodenveränderungen seien zweifelsfrei auf das ehemalige Steinkohlebergwerk zurückzuführen. Gegen das Urteil kann Antrag auf Zulassung der Berufung beim Oberverwaltungsgericht gestellt werden. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT

Quelle: Shutterstock / Visionsi

Briefmarkenentgelt für THE-Marktgebiet steigt geringfügig**GASNETZ. Die Gas-Fernleitungsnetzbetreiber haben das Briefmarkenentgelt für das Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) neu ermittelt.**

Ab dem 1. Januar 2026 wird das sogenannte Briefmarkenentgelt für das Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) 7,06 Euro/(kWh/h)/a betragen. Dies haben die Fernleitungsnetzbetreiber in einer Mitteilung bekannt gegeben. Die Ermittlung des Betrages sei auf Basis der Festlegung „REGENT 2026“ der Bundesnetzagentur erfolgt. Das Entgelt bezieht sich als Jahresbetrag auf eine feste frei zuordenbare Ein- und Ausspeisekapazität im THE-Marktgebiet.

Der neue Betrag bedeute eine „geringfügige Erhöhung“, heißt es in der Mitteilung. Sie sei vor allem auf eine reduzierte Kapazitätsprognose zurückzuführen, teilten die Netzbetreiber mit.

Vor einem Jahr war das Briefmarkenentgelt für 2025 mit 6,71 Euro/(kWh/h)/a auf der Basis der Festlegung „REGENT 2021“ ermittelt worden. Gegenüber dem 2023 ermittelten Betrag für 2024 (5,10 Euro/(kWh/h)/a) hatte sich damals ein deutlich höheres Entgelt ergeben. Begründet wurde der Anstieg damals mit Verwerfungen am europäischen Erdgasmarkt und zeitversetzten Folgen der Krise.

Die Basis der Entgeltermittlung bildet die jeweils wiederkehrende Festlegung zur Referenzpreismethode für die Bildung von Referenzpreisen durch die im deutschen Marktgebiet tätigen Fernleitungsnetzbetreiber. In der am 15. Mai 2025 beschlossenen aktuellen Festlegung hat die Bundesnetzagentur unter anderem auch beschlossen, dass ein Rabatt auf kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte an Ein- und Ausspeisepunkten von Speicheranlagen gewährt wird.

Die Beschlusskammer 9 sieht „für verbindliche und unterbrechbare Kapazitätsprodukte sowie für Kapazitätsprodukte, die mit einer Bedingung verbunden sind“, einen Nachlass auf das Netzentgelt in Höhe von 75 Prozent vor. Dies „sofern und soweit eine Speicheranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden ist, nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird“, wie es in der Festlegung heißt.

Die Festlegung **REGENT 2026** steht im Internet auf der Seite der Bundesnetzagentur zum Download zur Verfügung. // **VON FRITZ WILHELM**

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

WERBUNG

Wärmepumpen zwischen Allzeit-Hoch und leichter Erholung



Quelle: Shutterstock / jamesteohart

WÄRME. Wärmepumpen haben gegenüber anderen Heizungsarten im ersten Quartal Boden gutgemacht. Ein Hersteller bejubelt die beginnende Wärmewende, die Heizungsindustrie gibt sich zurückhaltend.

Der Wärmepumpen-Hersteller Stiebel Eltron feiert ein „Allzeit-Hoch“ für sein Produkt. Der relative Anteil von Wärmepumpen an allen abgesetzten Heizungssystemen erreichte im ersten Quartal 2025 den Wert von 42 Prozent. Bezogen auf den Gesamtmarkt hatten die strombasierten Wärmeerzeuger in den vergangenen drei Jahren zwar einen Anstieg verzeichnet, aber bei maximal 27 Prozent gelegen.

Für Heinz-Werner Schmidt zeigt der Aufschwung, „dass die Wärmewende jetzt stattfindet“. Der Geschäftsführer von Stiebel Eltron garniert dies mit einer selbst in Auftrag gegebenen Umfrage unter 1.000 Teilnehmenden, von denen Ende vergangenen Jahres 70 Prozent eine Ölheizung und 60 Prozent eine Gasheizung für sich ausschlossen.

Und tatsächlich verlieren die fossil befeuerten Anlagen im ersten Quartal 2025 an Boden. Nach Zahlen des Bundesverbandes der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) gingen noch 73.000 Gasheizungen über die Theke, was fast einer Halbierung gegenüber den ersten drei Monaten 2024 gleichkommt. 6.500 Biomasseheizungen (plus 71 Prozent) bedeuten Platz drei, jetzt vor Ölheizungen, die nur noch 5.500 Mal gefragt waren (minus 81 Prozent).

Heizungsindustrie beklagt stockende Modernisierung

Für den BDH stehen die Verschiebungen bei den Marktanteilen allerdings nicht im Vordergrund der Betrachtung. Der Verband sieht vielmehr die Modernisierung des Wärmebereichs in deutschen Haushalten insgesamt ins Stocken geraten.

Dies schließt der BDH aus insgesamt nur 147.000 verkauften Heizungen im ersten Quartal, das ist knapp ein Drittel weniger als im Vorjahreszeitraum (217.500). Bleibe es bei der Zurückhaltung, könne der Absatz neuer Heizungen insgesamt um 3 bis 13 Prozent gegenüber 2024 einbrechen und zum schlechtesten Ergebnis der vergangenen zehn Jahre führen.

Bei den Wärmepumpen kann der BDH im ersten Quartal auch nur eine „leichte Erholung“ erkennen. Das Plus (35 Prozent) habe sich nur einstellen können, weil das Vorjahr in diesem Segment schwach ausgefallen war. So haben Hersteller und Händler absolut nur 62.000 Wärmepumpen ausgeliefert. Hochgerechnet auf das Jahr würde es bei gleichbleibenden Verkäufen zu knapp der Hälfte von 500.000 Wärmepumpen kommen, die die vormalige Regierung als jährliches Ziel ausgegeben hatte.

Entsprechend fordert der BDH „mehr Dynamik bei der Heizungsmodernisierung“. Fast jede fünfte Heizung sei inzwischen 30 Jahre oder älter und damit ein Sanierungsfall. Außerdem verlangten die klimapolitischen Ziele in Deutschland den Umstieg auf moderne Systeme. „Die Branche hat ihre Hausaufgaben gemacht: Produktionskapazitäten wurden massiv ausgebaut, und Fachkräfte qualifiziert. Jetzt muss die neue Bundesregierung liefern, die Heizungsmodernisierung muss wieder anziehen“, so BDH-Hauptgeschäftsführer Markus Staudt.

Stiebel Eltron sieht aber eine positive Entwicklung für die Wärmepumpen, nachdem das Gerät unter der vorigen Bundesregierung in die politische Auseinandersetzung geraten war. Denn im ersten Quartal habe es zudem 63.500 genehmigte Förderanträge für Wärmepumpen gegeben.

Daher glaubt Heinz-Werner Schmidt auch an eine deutliche Zunahme der absoluten Verkaufszahlen im Jahresverlauf. Es sei absehbar, dass Strom günstiger und Gas durch die steigende CO₂-Bepreisung teurer werde. Ein niedriger Strompreis sei laut der eigenen Befragung für 76 Prozent die Voraussetzung für den Kauf einer Wärmepumpe. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Deutschlands Ladeinfrastruktur auf einem guten Weg



Quelle: Chargeplanner

ELEKTROFAHRZEUGE. Eine Gesamtkapazität von rund 6.700 MW hat Deutschlands Ladeinfrastruktur bereits erreicht. Einige Bundesländer haben allerdings noch viel vor sich.

Im Mittelfeld europäischer Staaten sieht der aktuelle „Market Report EV charging Germany“ Deutschland im Hinblick auf den Anteil elektrisch betriebener Fahrzeuge (inklusive Hybridfahrzeuge) an der Gesamtzahl der zugelassenen Fahrzeuge.

Mit rund 4 Prozent liegt Deutschland demnach zwar deutlich hinter Luxemburg, das mit 7,5 Prozent im Vergleich vorne liegt, und den Niederlanden mit 5,9 Prozent, aber eben auch weit vor Ländern wie Italien (0,65 Prozent) und Spanien (0,72 Prozent). Allerdings sind die Zahlen nur bedingt aussagekräftig: Der Vergleich berücksichtigt nur eine Auswahl, skandinavische Länder beispielsweise sind nicht aufgeführt.

Den Bericht veröffentlicht hat der Lösungsanbieter für Ladeinfrastrukturplanung Chargeplanner, der zur belgischen Retail Sonar gehört. Das Unternehmen hat den deutschen Markt im Blick und dafür unlängst das deutsche Startup Ladeplan übernommen (wir berichteten). Dementsprechend liegt der Fokus der Übersicht, die zehn europäische Länder vergleicht, auch auf der vorhandenen Infrastruktur.

Hier sieht Chargeplanner Deutschland mit rund 163.500 installierten Ladepunkten bereits recht gut aufgestellt: Die Zahl der DC-Ladepunkte für schnelles und ultraschnelles Laden liege bereits über dem aktuellen Bedarf, heißt es. Allerdings: Die Zahl der AC-Ladepunkte lasse noch deutlich zu wünschen übrig. Ebenso wie die Preisgestaltung: Mit durchschnittlich 47 bis 65 Cent sei der Strom an deutschen Ladesäulen teurer als an denen der europäischen Vergleichsländer.

Insgesamt verfügen Deutschlands Ladesäulen dem Bericht zufolge über eine Gesamtkapazität von 5.688 MW. Den größten Anteil daran haben die Ladepunkte von EnBW (955 MW), gefolgt von Tesla (472 MW) und Aral Pulse (447 MW).



Vergleich der Ladeinfrastrukturanbieter in Deutschland.

– Zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken –

Quelle: Chargeplanner

Verteilt ist die Ladeinfrastruktur allerdings bislang noch recht ungleich: Während Länder wie Thüringen, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz und Bayern bereits einen großen Teil ihrer für 2030 gesteckten Ziele erreicht haben, sind dem Bericht zufolge vor allem die Stadtstaaten und das Saarland noch weit entfernt vom Erreichen des für 2030 ermittelten Bedarfs.



Der Fortschritt der Bundesländer auf dem Weg zum Erreichen der für 2030 gesetzten Ladeinfrastrukturziele.

– Zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken –

Quelle: Chargeplanner

Der Bericht „Market Report EV charging Germany“ ist im Internet abrufbar. // [VON KATIA MEYER-TIEN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Regionalstrom jetzt auch im Chiemgau



Am Wasserkraftwerk Grablmühle in Prien (von links): Albert Zettl, Andreas Friedrich und

REGENERATIVE. Ein neues Regionalstrom-Angebot soll in Prien am Chiemsee lokal erzeugte Energie direkt für Verbraucher vor Ort nutzbar machen – es ist der 18. lokale Strommarkt in Bayern.

Thomas Oppelt. Quelle: Bayernwerk / Michael Bartels

Mit dem neuen Strommarkt im Süden Bayerns geht das Bayernwerk einen weiteren Schritt in Richtung einer dezentralen Energieversorgung. In Kooperation mit der Kommune hat die Bayernwerk Regio Energie, eine Tochter des Netzbetreibers mit Sitz in Regensburg, einen Vertrag über die Einführung eines lokalen Stromangebots unterzeichnet. Das Modell beruht auf dem Prinzip: Energie aus der Region für die Region.

Es handelt sich bereits um das 18. regionale Strommarktprojekt, das das Bayernwerk im Freistaat umsetzt. Erst im April hatte das Unternehmen im Landkreis Regensburg einen regionalen Strommarkt gestartet (wir berichteten). Die technische Umsetzung basiert auf digitalen Systemen, etwa intelligenter Mess- und Steuerungstechnik. Über diese lässt sich nachvollziehen, wie viel Strom gerade in der Region erzeugt und gleichzeitig verbraucht wird.

Laut dem Unternehmen wächst die Nachfrage nach solchen Lösungen vor allem im ländlichen Raum. Neben ökologischen Motiven spiele dabei auch der Wunsch nach mehr regionaler Wertschöpfung eine wichtige Rolle. Weitere Projekte seien bereits in Planung.

Physischer Strommarkt anvisiert

„Die Menschen wollen Energie aus der Heimat. Dort erzeugt, dort verbraucht“, sagte Thomas Oppelt, Geschäftsführer der Bayernwerk Regio Energie. Das Bayernwerk wolle künftig weitere digitale Lösungen integrieren und den Strommarkt perspektivisch in Richtung eines physischen Strommarkts entwickeln.

Das neue Angebot für Prien und die umliegenden Orte ist zum 1. Juni gestartet. Über den Tarif „RegioEnergie Prien“ können ortsansässige Haushalte künftig Strom aus zertifizierten regionalen Erzeugungsanlagen zum Arbeitspreis von 29,97 Cent/kWh beziehen.

Priens Bürgermeister Andreas Friedrich (parteilos) erhofft sich von dem Modell eine stärkere Verbindung zwischen lokalen Erzeugern und Endverbrauchern. „Das kann auch dazu beitragen, das eigene Verbrauchsverhalten bei Strom zu prüfen und somit aktiv die Energiebilanz der Region zu fördern“, so die Hoffnung Friedrichs.

Die Strommengen sollen überwiegend aus Erneuerbare-Energie-Anlagen in der Umgebung stammen, etwa aus dem Wasserkraftwerk Grablmühle in Prien. Gespräche mit potenziellen Einspeisern laufen bereits, wie das Bayernwerk mitteilt. Betreiber von Photovoltaik- und Wasserkraftwerken aus der Region können sich ebenfalls beteiligen und ihren Strom direkt vor Ort vermarkten. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

🔧 TECHNIK



Quelle: Sivag

SIV AG löst SAP bei MVV-Netzgesellschaften ab

IT. Die Netzgesellschaften der Mannheimer MVV-Gruppe nutzen nun die SaaS-Plattform der SIV AG. Der Wechsel von SAP wurde planmäßig abgeschlossen, wie beide Unternehmen verkünden.

Die Netzgesellschaften der MVV-Gruppe aus Mannheim, Kiel und Offenbach haben erfolgreich das Abrechnungssystem gewechselt. Seit April 2025 nutzen sie die SaaS-Plattform „kVAsy“ der SIV AG aus Roggentin (Mecklenburg-Vorpommern). Umgesetzt wurde das Projekt durch den Shared-Service-Dienstleister Soluvia, der innerhalb der MVV-Gruppe für IT- und Energiedienstleistungen zuständig ist. SaaS bedeutet Software-as-a-Service.

Laut Soluvia hatte die Suche nach einer neuen IT-Lösung im Jahr 2021 begonnen. Ziel war es, für die Markttrollen Netz- und Messstellenbetrieb eine zukunftsfähige Plattform zu etablieren. Nach einer Marktsondierung entschied sich Soluvia für die SIV AG. Ausschlaggebend waren laut Julia Schiller von der Soluvia Energy Services (SES) der Funktionsumfang der Standardlösung Kvasy sowie die Referenzen der SIV AG. Die Plattform unterstütze zudem den Ansatz zur Kostenoptimierung.

Seit 2022 am Umzug gearbeitet

Das Projekt startete im April 2022 unter dem Namen „Streamline“. Nach Angaben von Soluvia war das Ziel, in allen drei Netzgesellschaften einheitliche Standards zu etablieren und die Geschäftsprozesse zu harmonisieren – insbesondere im Abrechnungs- und Einspeisemanagement. Die Kvasy-Plattform wurde im Laufe des Projekts in über 30 bestehende IT-Systeme integriert.

Der erste Echtbetrieb erfolgte im September 2024 in Kiel, gefolgt von Mannheim und Offenbach im März 2025. Die Stabilisierungsphase wurde im April 2025 abgeschlossen. Christian Hoebel und Henning Verhoeven, Projektleiter bei der Sivag, bewerten das Projekt als „komplex, herausfordernd, aber machbar“. Die Migration sei erfolgreich verlaufen. Speziell die Datenübertragung von SAP IS/U zu Kvasy mit Quoten von bis zu 100 Prozent zeige die Qualität der Umsetzung.

Zufriedene Kunden

Auch von Kundenseite werde die Zusammenarbeit positiv beurteilt. Dominik Deschner (MVV) und Patrik Rosar (Soluvia IT-Services) bestätigten, dass die Netzgesellschaften der MVV-Gruppe bei der SIV AG gut aufgehoben seien. Die MVV-Gruppe mit Sitz in Mannheim zählt zu den großen Energieversorgern in Deutschland. Die Soluvia IT-Services (SIT) ist innerhalb der MVV-Gruppe für die digitale Infrastruktur verantwortlich. Die SIV AG ist auf IT-Lösungen für die Energie- und Wasserwirtschaft spezialisiert.



Projektmitglieder der SIV AG und Soluvia pflanzen zum erfolgreichen Projektabschluss einen Ginkgo-Baum (v.l.n.r.): Dan Selmert (SIV), Alexandra Feuerherm (SES), Dominik Deschner (SIT), Tobias Zuckschwerdt (SWK), Julia Schiller (SES), Clemens Eiermann (SIT), Christian Meyer (SES), Christian Hoebel (SIV), Christoph Kloldt (SES), Henning Verhoeven (SIV) Quelle: Sivag

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

TeamViewer

**Von spannendem Rennen
bis Hochspannung.**

teamviewer.com/workbetter

Für jeden
digitalen Arbeitsplatz.
Make work **work better.**

Flexible Steuerung soll Ammoniakkosten senken



Quelle: Fotolia / alphaspirt

F&E. Ein Forscherteam aus Jülich und München hat mit Linde Engineering ein Reaktorkonzept simuliert, das die grüne Ammoniakproduktion trotz Ökostrom-Schwankungen effizienter machen soll.

Ein interdisziplinäres Forschungsteam aus Nordrhein-Westfalen und Bayern hat zusammen mit einem Industriepartner ein neues Konzept zur Herstellung von grünem Ammoniak entwickelt. Die zugrunde liegende Studie erschien am 2. Juni 2025 im Fachmagazin *International Journal of Hydrogen Energy* unter dem Titel „Dynamic simulation of pressure regulation in green ammonia synthesis loops“.

Verfasst wurde sie von Forschenden des Forschungszentrums Jülich (Nordrhein-Westfalen), der Technischen Universität München (Bayern) sowie Fachleuten der Münchener Linde Engineering.

In einer Simulation zeigten die Partner, wie ein Ammoniakreaktor konstruiert und gesteuert werden müsste, um auch bei stark schwankendem Stromangebot aus erneuerbaren Energiequellen zuverlässig zu arbeiten. Sie verweisen auf Zahlen der britischen Royal Society, der nationalen Akademie der Wissenschaften des Vereinigten Königreichs. Laut dieser verursache die Herstellung von Ammoniak jährlich rund 500 Millionen Tonnen CO₂, was in etwa dem gesamten CO₂-Ausstoß Deutschlands pro Jahr gleichkomme.

Herkömmlicher Ammoniak versus grüner Ammoniak

Ein Hauptgrund für diese Emissionen ist die klassische Wasserstoffproduktion aus fossilem Erdgas, die dem Haber-Bosch-Verfahren vorgeschaltet ist. Dabei reagieren Wasserstoff und Stickstoff unter hohem Druck von etwa 150 bis 300 bar und bei Temperaturen zwischen 400 und 500 Grad Celsius mithilfe eines Eisenkatalysators zu Ammoniak (NH₃). Der benötigte Stickstoff (N₂) wird in der Regel durch Luftzerlegung gewonnen. Der Wasserstoff (H₂) stammt bislang überwiegend aus der Dampfreformierung von Erdgas (CH₄). Dieser fossile Ursprung führt zu hohen CO₂-Emissionen, die das Verfahren zu einem der klimaschädlichsten in der chemischen Industrie machen.

Grüner Ammoniak hingegen basiert auf Wasserstoff, der über die Elektrolyse von Wasser und unter Einsatz von Ökostrom gewonnen wird. Die schwankende Verfügbarkeit von Wind- und Solarstrom erschwert jedoch eine gleichmäßige Wasserstoffversorgung. Herkömmliche Reaktoren sind auf einen Dauerbetrieb ausgelegt. Schnelle Lastwechsel würden, so heißt es weiter, zu Druckschwankungen führen, die die Anlagenbauteile stark beanspruchen.

Laut den Forschungspartnern lassen sich diese Schwankungen mit einer intelligenten Druckregelung in einem sogenannten „Ammoniak-Loop“ abfedern. In diesem Teil der Anlage werden nicht umgesetzte Reaktionsgase wie Wasserstoff und Stickstoff zurück in den Kreislauf geführt. Durch eine gezielte Steuerung dieses Rückführsystems lassen sich laut den Simulationen schnelle Lastwechsel mit stabilen Druckverhältnissen kombinieren.

Die Simulation zeige, so die Forscher, dass sich die Produktionsmenge innerhalb einer Minute um drei Prozent erhöhen oder verringern lässt. Solch schnelle Lastwechsel seien mit heutigen erdgasbasierten Anlagen technisch kaum möglich, da diese für den gleichmäßigen Dauerbetrieb ausgelegt sind.

Mithilfe des Ammoniak-Loop wären geringere Puffer und niedrigere Wandstärken bei Reaktorbauteilen möglich. Beides könnte die Investitionskosten in der Ammoniakproduktion senken – ein wesentlicher Faktor für die wirtschaftliche Machbarkeit der grünen Ammoniaksynthese.

„Damit grüner Ammoniak einen Beitrag im Kampf gegen den Klimawandel leisten kann, müssen die Kosten

konkurrenzfähig sein“, betont Andreas Peschel, Direktor am Institut für nachhaltige Wasserstoffwirtschaft des Forschungszentrums Jülich und Mitautor der Studie.

Bereits in einer früheren Arbeit hatte das Forschungsteam ein Reaktordesign vorgestellt, das prinzipiell für flexible Fahrweise geeignet ist. Die jetzt veröffentlichte Steuerungsidee soll diesen Ansatz ergänzen. In einem nächsten Schritt wollen die Forschungspartner mit Versuchsanlagen am Forschungszentrum Jülich zeigen, wie sich die simulierten Eigenschaften unter realitätsnahen Bedingungen umsetzen lassen.

Der zwölfseitige Artikel „[Dynamic simulation of a highly load-flexible Haber–Bosch plant](#)“ der Studienautoren ist über die Internetseite des *International Journal of Hydrogen Energy* abrufbar.

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Strompreis für die Industrie



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.

Strompreis für die Industrie

Durchschnittlicher Strompreis für Neuabschlüsse in der Industrie inkl. reduzierter Stromsteuer, Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh, mittelspannungsseltige Versorgung, Belieferung im Frontjahr



Stand: 05/2025

Quelle VEA, BDEW

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken

Quelle: BDEW, VEA

Der durchschnittliche Strompreis bei Neuabschlüssen nach Zahlen des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft für kleine bis mittlere Industriebetriebe (inklusive Stromsteuer) liegt derzeit für 2025 bei 18,31 Ct/kWh. Das entspricht einem Anstieg um 1,22 Ct/kWh gegenüber dem Vorjahreswert. Weitere Fakten und Daten finden Interessierte auf der Seite des [BDEW](#). // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Tillmann von Schroeter (links, Vaillant) und Matthias Cord (Thüga). Quelle: Thüga/Heller

Thüga bietet Komplettlösung für Wärmepumpen

WÄRME. Die Unternehmen der Thüga-Gruppe können ab sofort bei drei Wärmepumpenherstellern auf ein Komplettangebot zurückgreifen.

Die Münchener Thüga AG hat für ihre im Netzwerk eingebundenen Energieversorger einen Rahmenvertrag in Sachen Vertrieb von Wärmepumpen abgeschlossen. Die rund 100 Stadtwerke und Regionalversorger können dabei aus Wärmepumpen-Komplettlösungen der Anbieter Buderus, Vaillant und Viessmann wählen.

Tillmann von Schroeter, Geschäftsführer von Vaillant Deutschland, als Vertreter der Hersteller und Matthias Cord, stellvertretender Vorstandsvorsitzender der Thüga AG, unterzeichneten nun die entsprechenden Verträge, teilt die Thüga mit.

Das Angebot mit den drei Herstellern umfasst auf der technischen Seite neben den Geräten auch das Zubehör wie Steuerungseinheiten und Wärmespeicher. An Dienstleistungen könnten die Versorger weiterhin Beratungen in Anspruch nehmen sowie die Möglichkeit zur Installation der Geräte durch die Handwerker-Netzwerke der Hersteller, heißt es weiter.

„Unsere Partnerunternehmen können ihren Kunden alles aus einer Hand liefern – von der Wärmepumpe über den Service bis zum Stromvertrag“, so Thüga-Vorstand Matthias Cord. Die modular aufgebaute Baukastenlösung sorgt für maximale Flexibilität und attraktive Konditionen.

Auch Vaillant-Geschäftsführer von Schroeter sieht in der Vereinbarung nur Vorzüge. Bietet sie doch den Herstellern über die Mitglieder der Thüga-Gruppe direkten Zugang zu den Wärmekunden.

Die Mitglieder der Thüga-Gruppe gehören zusammen zu den größten Wärmeversorgern in Deutschland. Die Unternehmen geben zusammen im Jahr rund 9 Milliarden kWh Wärme an ihre Kunden ab. Sie bilden nach Angaben der Thüga zudem „die größte Einkaufsgemeinschaft in der deutschen Energiewirtschaft“.

// VON STEFAN SAGMEISTER

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

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



E&M

E&M Leserbefragung 2025
...weil Ihre Meinung wichtig für uns ist !

Jetzt teilnehmen

Kooperation im Norden für nachhaltiges Heizen



Quelle: Shutterstock / PopTika

REGENERATIVE. Regionale Impulse im Erneuerbaren-Bereich wollen zwei Unternehmen mit einer neuen Partnerschaft setzen: Adler Solar und die Stadtwerke Rotenburg arbeiten nun verstärkt zusammen.

Im Norden Deutschlands haben ein Versorger und ein Fachunternehmen eine engere Zusammenarbeit vereinbart. Die Stadtwerke Rotenburg und das Bremer Handwerksunternehmen Adler Solar wollen gemeinsam nachhaltige Energielösungen entwickeln.

Adler Solar ist seit 2008 am Markt und vertreibt mittlerweile neben Solaranlagen auch Wärmepumpen. Mit den Stadtwerken aus dem niedersächsischen Rotenburg, das zwischen der Lüneburger Heide im Osten und Bremen im Westen liegt, soll die Region erneuerbare Angebote aus einer Hand erhalten.

Wie es in einer Mitteilung heißt, wollen die neuen Partner gezielt Privathaushalten die klimaneutrale Wärmeversorgung ermöglichen. Dafür setzen sie auf Lösungen, die Wärmepumpen mit Solarenergie und Batteriespeichern kombinieren und bei Bedarf auch Lademöglichkeiten für Elektroautos integrieren.

Adler Solar und Stadtwerke wollen von der Analyse über die Beratung bis zur Installation und Inbetriebnahme den vollen Service liefern. Dazu zählt auch die Beratung zu Förderprogrammen inklusive Antragstellung oder zu Finanzierungsfragen. Der Rotenburger Versorger bietet ferner spezielle Strom-Tarife für den Betrieb der Wärmepumpen.

Laut Fabian Gerardu, Leitung Markt der Stadtwerke Rotenburg, soll Privatleuten der Einstieg in alternative, klimafreundliche Heizsysteme so einfach wie möglich sein. Die Partner verstehen ihre Kooperation ferner als „wichtigen Schritt zur aktiven Mitgestaltung der Energiewende in der Region“.

Die kommunalen Stadtwerke versorgen die Kreisstadt an der Wümme mit Strom, Gas, Wasser und Wärme. In ihrem Portfolio befinden sich weiterhin Glasfaseranschlüsse und Mobilitätsangebote wie Ladeinfrastruktur und Carsharing.



Adler Solar und die Stadtwerke Rotenburg haben ihre Kooperation besiegelt.

Quelle: Adler Solar

// VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Neuer Geschäftsführer bei der Syna



Edwin Schick. Quelle: Syna GmbH

PERSONALIE. Der Frankfurter Energieversorger Süwag hat für seine Netztochter einen neuen technischen Geschäftsführer benannt.

Edwin Schick ist seit Anfang Juni technischer Geschäftsführer der Syna GmbH, einer 100-prozentigen Netztochter der Süwag Energie AG mit Sitz in Frankfurt am Main. Er folgt auf Dr. Andreas Berg, der in den Vorstand der Eon-Tochter Westenergie nach Essen gewechselt ist.

Schick verfügt über langjährige Erfahrung in der Energiewirtschaft. Zuletzt war der Diplom-Ingenieur bei der Westnetz GmbH in Dortmund, einer Eon-Netztochter, als Prokurist für die Bereiche Regionaltechnik und Materialwirtschaft verantwortlich.

Bei der Syna GmbH wird Schick künftig die technische Weiterentwicklung des Strom- und Gasnetzbetriebs verantworten. In seiner neuen Position ist er zuständig für Planung, Bau und Betrieb der Strom- und Gasnetze, den Vertrieb der Netzdienstleistungen sowie für die Unternehmenssicherheit. Kaufmännischer Geschäftsführer der Syna ist weiterhin Marcel Rohrbach.

Die Gesellschaft betreibt Netze in Teilen von Hessen, Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Bayern.

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Lava Energy erweitert Geschäftsführung



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

PERSONALIE. Alexander Ubach-Utermöhl wird zum dritten Geschäftsführer des Energielösungsanbieters.

Aus zwei mach drei: Alexander Ubach-Utermöhl tritt neben Gründer Marcus Lehmann und dem technischen Geschäftsführer Dr.-Ing. Roland Kopetzky in die Geschäftsführung der Lava Energy ein. Der 44-Jährige war bereits bislang als Senior Advisor für den Energielösungsanbieter tätig und soll in seiner neuen Funktion insbesondere den Vertrieb und die strategische Weiterentwicklung des Unternehmens vorantreiben sowie die Skalierung der Geschäftsaktivitäten verantworten. Das geht aus einer Mitteilung der Lava Energy hervor.

Ubach-Utermöhl war von Dezember 2020 bis Dezember 2023 als Head of Strategic Business Development beim Energiedienstleister Techem beschäftigt und seither als selbstständiger Berater für Geschäftsentwicklung, Transformation & Innovation für verschiedene Unternehmen der Bau- und Immobilienwirtschaft tätig.

Mit der Erweiterung der Geschäftsführung will Lava Energy „seine Position als Partner der Immobilienwirtschaft für werterhaltende und wirtschaftliche Energielösungen auszubauen“, wie es aus dem Unternehmen heißt. „Mit Alexander Ubach-Utermöhl gewinnen wir einen strategisch denkenden Unternehmer mit tiefem Branchenverständnis und einem klaren Fokus auf Wirtschaftlichkeit“, kommentiert Gründer Marcus Lehmann die Personalentscheidung.



Alexander Ubach-Utermöhl
Quelle: Privat

Lava Energy wurde 2013 gegründet und ist heute als deutschlandweiter Energielösungsanbieter im Gebäudebereich und Versorger großer Quartiere neben den Standorten Stuttgart und Berlin vertriebsseitig auch in München, Leipzig, Köln, Bremen und Kiel vertreten. Das Unternehmen bietet sektorübergreifende Lösungen für Wärme, Kälte, Strom und E-Mobilität. // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

Weltec Biopower baut Führungsspitze aus



Quelle: Fotolia / s_l

PERSONALIE. Die Weltec Biopower GmbH mit Sitz in Vechta hat zum 1. Juni ihre Geschäftsführung erweitert.

Mit Wirkung zum 1. Juni dieses Jahres hat die Weltec Biopower GmbH zwei weitere Geschäftsführer berufen. Neben dem bisherigen Alleingeschäftsführer Jens Albartus übernehmen künftig auch Tobias Gerweler und Dirk Krumdieck Verantwortung in der Leitung des Unternehmens. Dies gibt der Hersteller von Biogasanlagen aus Niedersachsen in einer Mitteilung vom 2. Juni bekannt.

Das Unternehmen reagiert mit dem Schritt eigenen Angaben nach auf „die nachhaltig positive Geschäftsentwicklung und das kontinuierliche Wachstum des Unternehmens.“ Ziel der Umstrukturierung sei es, Zuständigkeiten klarer zu fassen und die strategische Entwicklung einzelner Unternehmensbereiche gezielter zu steuern.

Tobias Gerweler, Maschinenbauingenieur und seit Längerem bei Weltec tätig, verantwortet derzeit die Technik- und Projektteilung. In früheren Positionen war er in leitender Funktion im Industrial Engineering aktiv und betreute die Industrialisierung technischer Produkte auf globaler Ebene. Mit seinem technischen

Hintergrund soll er vor allem den Ausbau der operativen und technischen Prozesse bei Weltec vorantreiben.



Tobias Gerweler
Quelle: Weltec Biopower

Dirk Krumdieck ist Wirtschaftsingenieur und verfügt nach Angaben von Weltec Biopower über umfangreiche Branchenerfahrung im Vertrieb und Projektmanagement. In Vechta ist er bislang unter anderem für den Vertrieb sowie für strategische Projekte zuständig. Künftig soll er auch auf Geschäftsführungsebene die internationale Marktposition des Unternehmens stärken und die vertriebs- und marketingseitige Weiterentwicklung verantworten.



Dirk Krumdieck
Quelle: Weltec Biopower

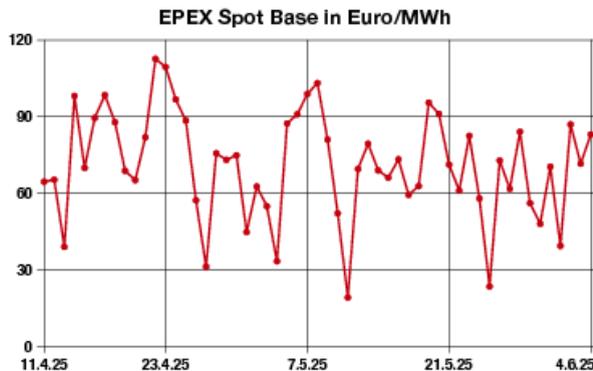
Die Gesamtverantwortung innerhalb der Geschäftsführung bleibt, wie es weiter heißt, weiterhin bei Jens Albartus, der Gesellschafter und Geschäftsführer ist.

Das Unternehmen entwickelt seit rund 20 Jahren Lösungen für die Erzeugung von Biogas aus organischen und landwirtschaftlichen Reststoffen und industriellen Abwässern. Die Anlagen werden in zahlreichen Ländern betrieben. Weltec übernimmt deren Planung, Bau und Inbetriebnahme. // VON DAVINA SPOHN

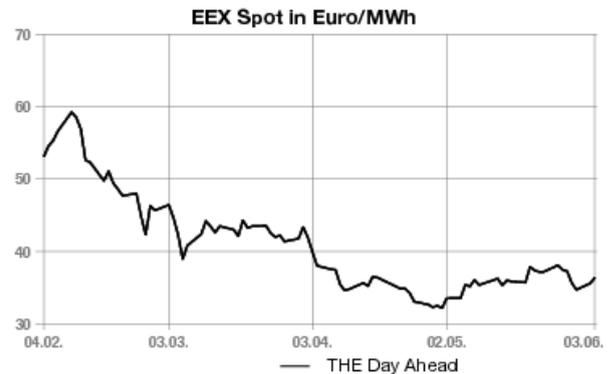
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Durchweg leichte Gewinne



Quelle: E&M

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

Fast durch die Bank etwas fester haben sich die Energiemärkte am Dienstag gezeigt. Strom, Erdgas, CO₂ und Rohöl bewegten sich nach oben, verharrten dabei jedoch in ihrer etablierten Handelsspanne. Der Schlüsselmarkt Erdgas, aber auch Erdöl dürfte etwas von den schwindenden Hoffnungen auf Fortschritte bei den russisch-ukrainischen Friedensgesprächen profitiert haben, während CO₂ durch konjunkturelle Lichtblicke in der Eurozone unterstützt wird. Es ist allerdings fraglich, ob die vergleichsweise feste Performance der EUA den Sommer über anhält, zumal der Ausbau der Erneuerbaren und zwar insbesondere der Solarenergie weiter rasch zunimmt. Laut Daten des ISE-Fraunhofer-Instituts betrug der Netto-Zubau an Solarpaneelen 2024 in der EU knapp 40 GW.

Strom: Tendenziell fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag präsentiert. Auch der Day-ahead zeigte sich mit der Aussicht auf eine etwas geringere Erneuerbaren-Einspeisung befestigt. Im Base ging es für den Day-ahead um 11,25 Euro auf 83,25 Euro je Megawattstunde aufwärts, der Peak legte um 35,00 Euro auf 68,75 Euro je Megawattstunde zu. Börslich kam der Day-ahead in der Grundlast mit 83,11 Euro und in der Spitzenlast mit 68,53 Euro je Megawattstunde heraus.

Die Erneuerbaren-Einspeisung dürfte am Mittwoch im Base auf 23,8 Gigawatt von 24,6 Gigawatt am Berichtstag zurückgehen. Heftiger fiel der prognostizierte Rückgang der Erneuerbaren-Einspeisung im Peak aus. Für den Mittwoch erwarten die Meteorologen von Eurowind 34,1 Gigawatt nach 41,3 Gigawatt am Dienstag. An den Folgetagen soll der Beitrag von Wind und Solar wieder ansteigen. Am langen Ende gewann das Strom-Frontjahr bis zum frühen Nachmittag 0,30 Euro auf 87,17 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Dienstag im Verbund mit Gas und Strom zugelegt. Der Dec 25 gewann bis gegen 13.48 Uhr 1,36 Euro auf 72,26 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 17,7 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 72,80 Euro, das Tief bei 70,68 Euro je Tonne CO₂. Während die Preise für Öl, Kohle und europäisches Gas seit Jahresanfang um mehr als zehn Prozent gefallen sind, haben sich die Preise im EU-Emissionshandel kaum verändert. Maßgeblich hierfür war die bislang überraschend emissionsintensive Stromerzeugung.

Diese Tendenzen hat sich jedoch im Mai gedreht: Die erneuerbaren Energien holten massiv auf und leisteten insgesamt einen Beitrag von fast 54 Prozent an der öffentlichen Netto-Stromerzeugung, während

die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern mehr als 25 Prozent unter das Vorjahr fiel. Diese Tendenzen dürften sich im Sommer fortsetzen, da der Ausbau vor allem bei der Solarenergie anhält. Hinzu kommt die nach wie vor schwache Konjunktur und die Unsicherheit bezüglich der US-Zollkapriolen. Laut den Analysten der Commerzbank droht daher eine Sommerflaute am CO2-Markt.

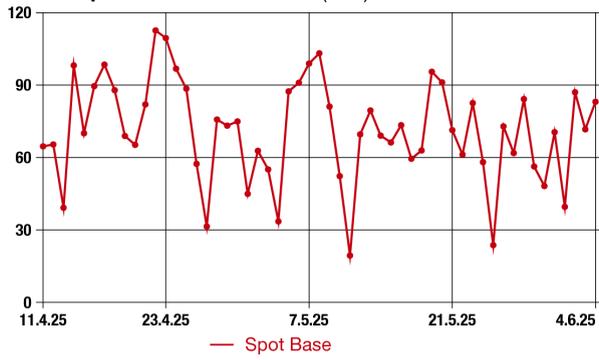
Erdgas: Etwas fester haben sich auch die europäischen Gaspreise am Berichtstag gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.48 Uhr 0,30 Euro auf 35,30 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es um 0,13 auf 35,98 Euro nach oben. Erdgas dürfte durch den Drohnenangriff der Ukraine auf die russische strategische Bomberflotte und durch das dürftige Resultat der jüngsten ukrainisch-russischen Friedensgespräche etwas Auftrieb erhalten, hieß es. Der Gasflow aus Norwegen beläuft sich laut Angaben des Fernleitungsnetzbetreibers Gassco auf 296,9 Millionen Kubikmeter und liegt damit auf dem gleichen Niveau wie an den Vortagen. // [VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

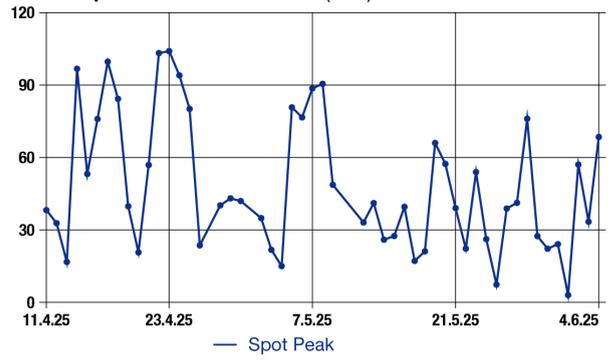
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

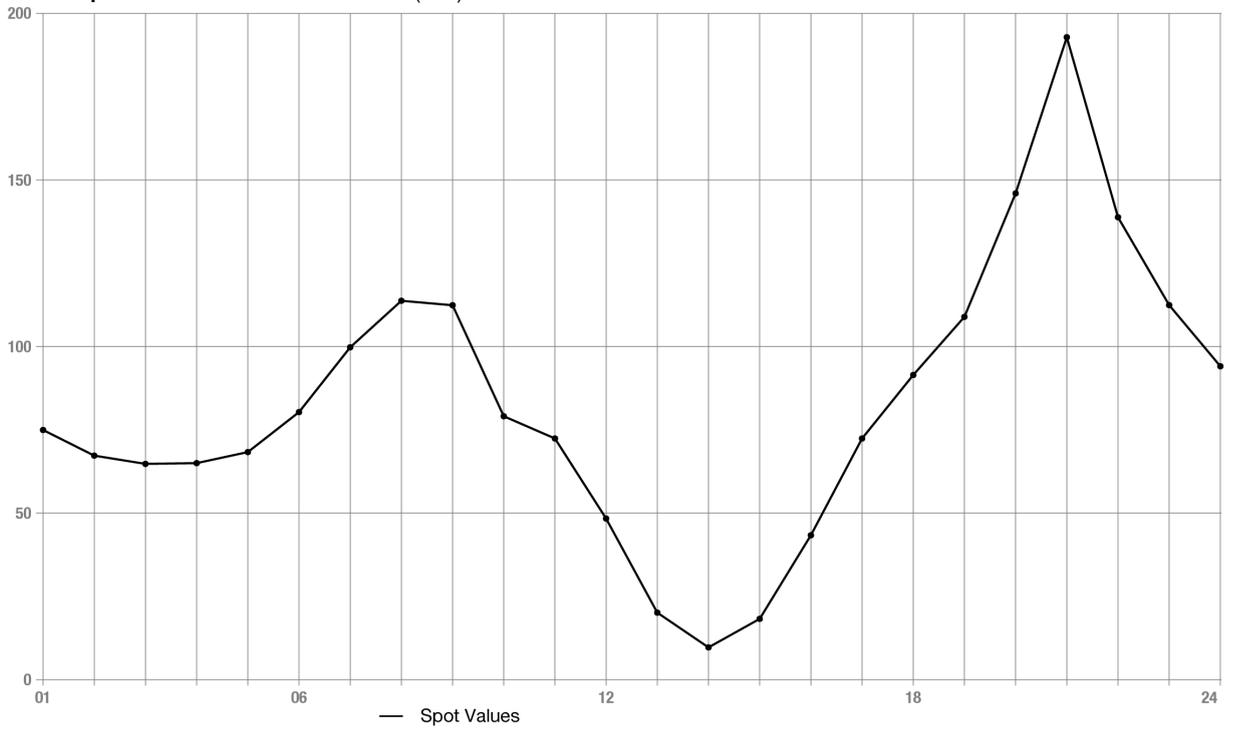
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

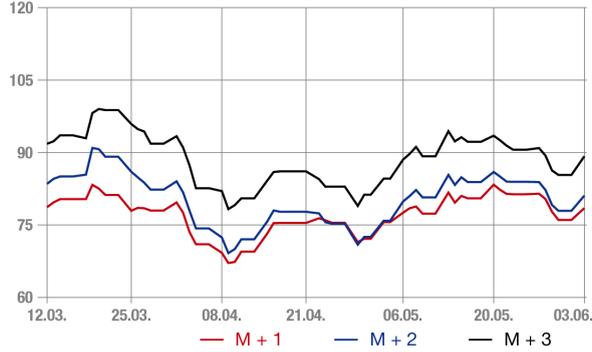
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	03.06.25	German Power Jul-2025	78,49
M2	03.06.25	German Power Aug-2025	81,07
M3	03.06.25	German Power Sep-2025	89,22
Q1	03.06.25	German Power Q3-2025	82,86
Q2	03.06.25	German Power Q4-2025	95,39
Q3	03.06.25	German Power Q1-2026	98,25
Y1	03.06.25	German Power Cal-2026	88,25
Y2	03.06.25	German Power Cal-2027	79,37
Y3	03.06.25	German Power Cal-2028	70,74

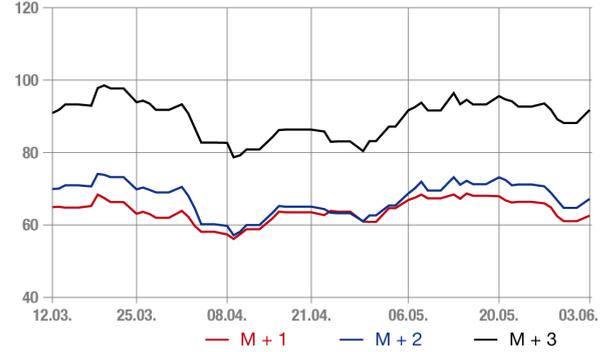
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	03.06.25	German Power Jul-2025	62,56
M2	03.06.25	German Power Aug-2025	67,20
M3	03.06.25	German Power Sep-2025	91,76
Q1	03.06.25	German Power Q3-2025	73,77
Q2	03.06.25	German Power Q4-2025	120,56
Q3	03.06.25	German Power Q1-2026	117,13
Y1	03.06.25	German Power Cal-2026	95,16
Y2	03.06.25	German Power Cal-2027	87,98
Y3	03.06.25	German Power Cal-2028	79,52

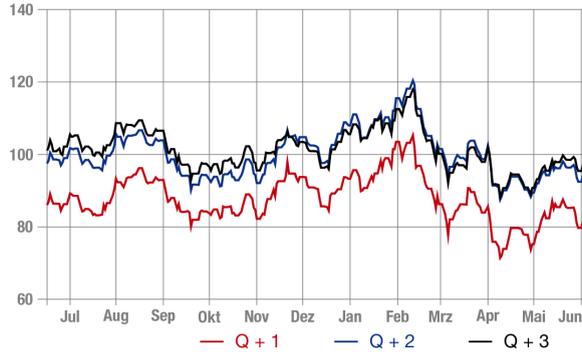
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



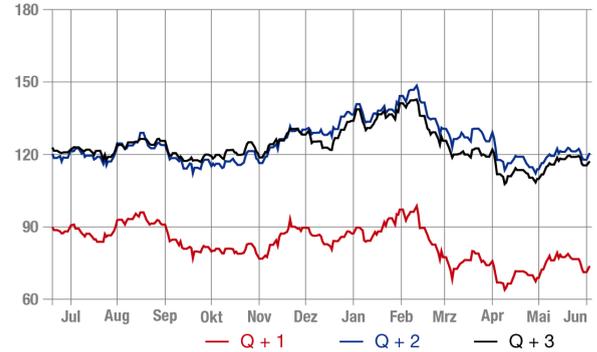
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



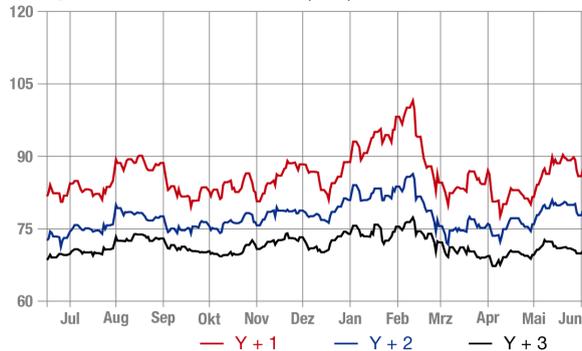
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



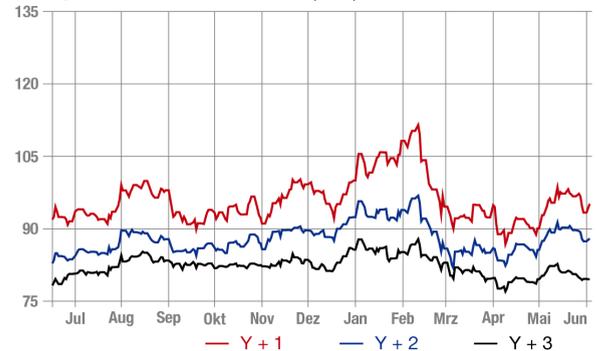
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



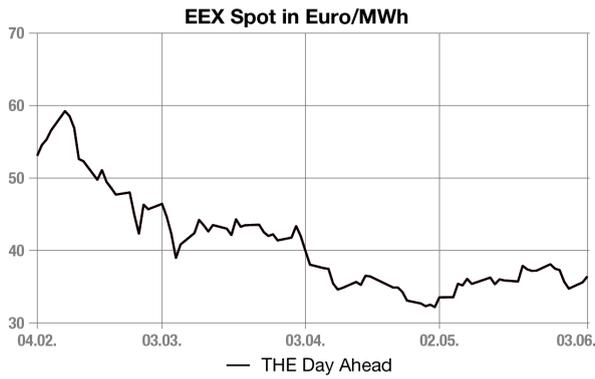
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



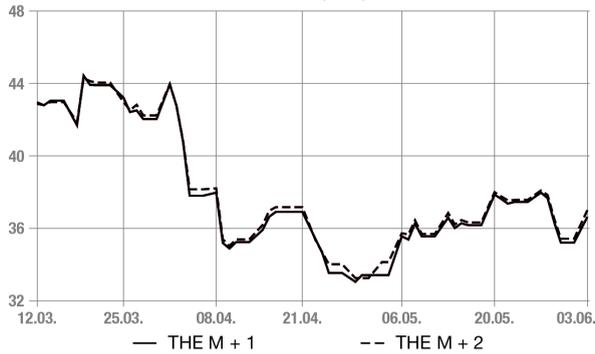
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

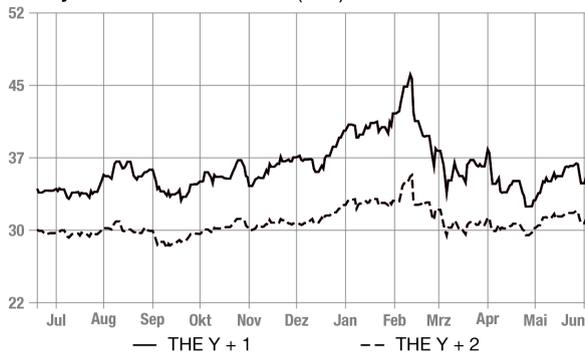
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	03.06.25	German THE Gas Jul-2025	36,63
M2	03.06.25	German THE Gas Aug-2025	37,00
Q1	03.06.25	German THE Gas Q3-2025	37,01
Q2	03.06.25	German THE Gas Q4-2025	38,54
S1	03.06.25	German THE Gas Win-2025	38,62
S2	03.06.25	German THE Gas Sum-2026	34,65
Y1	03.06.25	German THE Gas Cal-2026	35,88
Y2	03.06.25	German THE Gas Cal-2027	31,40



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



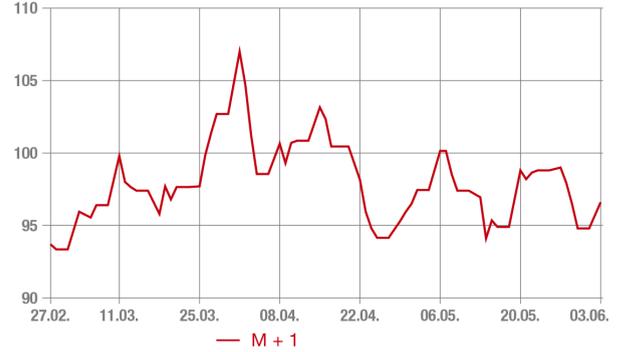
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	03.06.25	83,11	EUR/MWh
Germany Spot peak	03.06.25	68,53	EUR/MWh
EUA Jul 2025	03.06.25	71,93	EUR/tonne
Coal API2 Jul 2025	03.06.25	96,60	USD/tonne

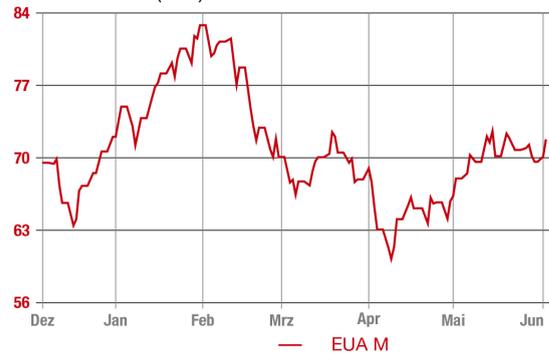
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	03.06.25	36,42	EUR/MWh
German THE Gas Jul-2025	03.06.25	36,63	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	03.06.25	35,88	EUR/MWh
Crude Oil Brent Aug-2025	03.06.25	65,63	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur (W 2) Solar Energy and Building Automation

Gesucht wird eine Persönlichkeit, die das Fachgebiet in Lehre sowie angewandter Forschung und Ent...
in Amberg

30.04.2025



Projektleiter (m/w/d) Strategischer Einkauf Windkraftanlagen

Arbeite mit uns an einer zukunftsfähigen Energieversorgung! Wir machen Erneuerbare aus Überzeugu...
in Walluf

vor 1 h

Projektleitung Freie Mitarbeit Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Mitarbeitererevents



Ingenieur:in Energietechnik für Arbeitssteuerung Gas- / Wasser-Anlagen

Aufgaben Als Ingenieur:in Arbeitssteuerung für Gas-/Wasser-Anlagen entwickelst, planst, steuerst und...
in Hannover

vor 2 h

Ausbildung Parkplatz



Ingenieur (m/w/d) Gas/Wasser

Aufgaben Als Ingenieur:in Arbeitssteuerung für Gas-/Wasser-Anlagen entwickelst, planst, steuerst und...
in Hannover

vor 2 h

Ausbildung Parkplatz



Medizinische Fachangestellte (m/w/d) für unsere Gastroenterologische Praxis Angestellte...

Kreiskrankenhaus Osterholz – Medizinische Fachangestellte (m/w/d) für unsere Gastroenterologische...
in Osterholz-Scharmbeck

vor 2 h

Festanstellung / Ausbildung

[WEITERE STELLEN GESUCHT? HIER GEHT ES ZUM E&M STELLENMARKT](#)

IHRE E&M REDAKTION:

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

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

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

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

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

Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie
 

Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung
  

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

Korrespondent Brüssel: **Tom Weingärnter**
 Korrespondent Wien: **Klaus Fischer**
 Korrespondent Zürich: **Marc Gusewski**
 Korrespondenten-Kontakt: **Atousa Sendner**
 

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

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

Ständige freie Mitarbeiter:
Volker Stephan
Manfred Fischer
 Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**
 

 <p>Über E&M</p>	 <p>E&M Anzeigen-Vertrieb</p>	 <p>E&M Mediadaten</p>	 <p>E&M Zeitung</p>
 <p>E&M Termine</p>	 <p>E&M Shop</p>	 <p>E&M Firmendatenbank</p>	 <p>E&M Glossar</p>

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:** Timo Sendner**Registergericht:** Amtsgericht München**Registernummer:** HRB 105 345**Steuer-Nr.:** 117 125 51226**Umsatzsteuer-ID-Nr.:** DE 162 448 530

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

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

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

Folgen Sie E&M auf:



