E&M daily
DIE TAGESZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

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

STROM

↗ 79,5 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

↗ 36,04 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

1.055

Euro mussten Mieter einer 70-Quadratmeter-Musterwohnung laut dem Abrechnungsdienstleister Ista im Schnitt im Jahr 2024 für Fernwärme zahlen

REGENERATIVE
Marktwerte abgerutscht

STROMNETZ
Entsoe untersucht iberischen Blackout

MIETERSTROM
EnBW und Solar Estate kooperieren bei Mieterstromprojekten

Inhalt

TOP-THEMA
→ **REGULIERUNG:** Verbände und Gewerkschafter stellen sich gegen Bundesnetzagentur

POLITIK & RECHT
→ **REGULIERUNG:** Stromnetzentgelte zur Diskussion gestellt
→ **WASSERSTOFF:** Kritik an EU-Vorgaben für kohlenstoffarmen Wasserstoff
→ **GAS:** Deutsche Gasversorgung ist mittelmäßig sicher
→ **ÖSTERREICH:** Übergewinnsteuer weiter unter Kritik

HANDEL & MARKT
→ **REGENERATIVE:** Marktwerte abgerutscht
→ **WÄRME:** Heizen wurde für Mieter 2024 teurer
→ **VERANSTALTUNG:** The Smarter E Europe unterstreicht Dynamik der Energiewende
→ **TANKSTELLEN:** Zahl der Schnelllader an österreichischen Tankstellen wächst

TECHNIK
→ **STROMNETZ:** Entsoe untersucht iberischen Blackout
→ **STROMNETZ:** Berlins Stromnetz wächst im Untergrund
→ **WASSERSTOFF:** Wasserstoff-Spezialisten kommen künftig auch aus Chemnitz
→ **STATISTIK DES TAGES:** Zusammensetzung der jährlichen Treibhausgasbilanz pro Person

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

UNTERNEHMEN

→ **MIETERSTROM:** EnBW und Solar Estate kooperieren bei Mieterstromprojekten
→ **IT:** Kisters und Profiforms unterstützen Standardisierungsbemühungen
→ **PERSONALIE:** Chefwechsel bei Enercity-Tochter

MARKTBERICHTE

→ **MARKTKOMMENTAR:** Erfolgreiche Handelsgespräche treiben die Energiemärkte

SERVICE

→ **ENERGIEDATEN**
→ **STELLENANZEIGEN**
→ **REDAKTION**
→ **IMPRESSUM**

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

★ TOP-THEMA

Verbände und Gewerkschafter stellen sich gegen Bundesnetzagentur

Gewerkschafter-Protest gegen die Pläne der Bundesnetzagentur, dass Lohnkosten dem Effizienzvergleich unterliegen sollen. Quelle: Verdi/Julia Feldhagen

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur will mit der Novelle der Anreizregulierung auch Personalkosten von Versorgern in den Effizienzvergleich aufnehmen. Die Pläne stoßen auf breiten Widerstand.

Arbeitnehmer- und Arbeitgeberseite sind sich in Fragen von Personalkosten eher selten einig. Doch die Überlegungen der Bundesnetzagentur zu Änderungen der Anreizregulierung führen zu einem Schulterschluss: Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) und die Vereinigte Dienstleistungsgewerkschaft (Verdi) stemmen sich dagegen, dass Personalkosten künftig in den „Effizienzvergleich" einfließen.

Der Effizienzvergleich ist Gegenstand des Festlegungsverfahrens „RAMEN" für Strom- und Gasnetzverteilbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetrieber. Streitpunkt ist Paragraf 11 der Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV), darin ist geregelt, was „beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenanteile" sind. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten unterliegen bislang nicht dem Effizienzvergleich und können jährlich angepasst werden. Die Bonner Behörde will die Liste der Ausnahmen kürzen.

Bundesnetzagentur: „Schneller und unbürokratischer"

Insgesamt sollen Personalkosten künftig viel schneller und unbürokratischer berücksichtigt werden, langfristig durch die Verkürzung der Regulierungsperiode, teilt die Bundesnetzagentur mit. In einer Übergangszeit erfolge eine Anpassung der Personalkosten über einen Opex-Aufschlag (Operational Expenditures). Hintergrund ist, dass die Behörde den Regulierungsrahmen für die Strom- und Gasnetzbetreiber nach einem EuGH-Urteil neu setzen muss. Gelten soll die Novelle ab 2029.

„Wir haben keinen Zweifel, dass die Netzbetreiber ihren Beschäftigten auch zukünftig sehr attraktive Arbeitsbedingungen bieten können", so ein Sprecher der Behörde gegenüber der Redaktion. „Für die Bundesnetzagentur sind Sozialpartnerschaft und Tarifautonomie wichtige Elemente des wirtschaftlichen wie auch des gesellschaftlichen Miteinanders." Selbstverständlich sei es den Sozialpartnern der Netz- und Energiewirtschaft auch mit den geplanten Neuregelungen unbenommen, Tarifverträge und Betriebsvereinbarungen frei zu verhandeln und zu beschließen.

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Die Gewerkschaft Verdi fürchtet, dass der Regulierer mit seinen Plänen die Tarifautonomie aushebelt. Und: „Mit der Einbeziehung der Personalkosten in den Effizienzvergleich will man den Konkurrenzdruck zwischen den Unternehmen anheizen. Das ist staatlich verordneter Sparzwang beim Personal“, sagt Verdi-Bundesvorstandsmitglieds Christoph Schmitz-Dethlefsen. Vergangene Wochen gingen nach Angaben der Gewerkschaft mehr als 10.000 Beschäftigte der Energiewirtschaft in Bonn auf die Straßen, um gegen die Pläne zu demonstrieren.

Verdi: „Staatlich verordneter Sparzwang beim Personal“

Der VKU warnt vor einer Beeinträchtigung der Energiewende: „Manche Ausgaben, wie etwa Lohnzusatzleistungen oder Betriebskindertagesstätten, erfüllen wichtige gesellschaftliche Funktionen und sollten deshalb nicht dem reinen Effizienzdruck unterliegen“, so ein Verbandssprecher zu *E&M*. „Wenn solche Leistungen gekürzt würden, um im Effizienzvergleich besser abzuschneiden, könnte das zentrale Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes gefährden“, betont er.

Die Bundesnetzagentur sollte daher prüfen, ob diese Kosten weiterhin im regulierten Kostenrahmen berücksichtigt werden können. „Ein Wettstreit um die niedrigsten Personalzusatzkosten würde diesen Kampf um Talente zusätzlich erschweren – und damit die Energiewende schlimmstenfalls insgesamt gefährden“, heißt es beim VKU.

Nach den Überlegungen der Bundesnetzagentur sollen aus Paragraf 11 wegfallen:

- Kosten der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen
- Kosten der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit
- Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen.

Auch der BDEW fordert, die geplante Abschaffung dieser weiteren Personalzusatzkosten als „dnbK“ (dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten) beziehungsweise „KAnEu“ (Kostenanteil, der nicht dem Effizienzvergleich unterliegt) zurückzunehmen. „Aus- und Weiterbildung sowie eine konkurrenzfähige Vergütung sind dabei grundlegende Wettbewerbsfaktoren. Eine Streichung der Personalzusatzkosten als dnbK, und die geplante Erhöhung des Effizienzdrucks auf diese Personalzusatzkosten käme daher zur absoluten Unzeit“, betont der BDEW. „Auch wäre es nicht vermittelbar, die Kosten für die gesetzlich bedingte Betriebsratstätigkeit dem Effizienzvergleich und Effizienzdruck auszusetzen.“

Darüber hinaus weist der Verband darauf hin, dass Kostendruck bei den „beschriebenen dnbK Positionen – aufgrund asymmetrischer Informationen am Arbeitsmarkt – negative Auswirkungen auf die Personalqualität und damit die Versorgungsaufgabe haben könnte“. // VON MANFRED FISCHER

^ Zum Inhalt

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

POLITIK & RECHT

Quelle: Bundesnetzagentur

Stromnetzentgelte zur Diskussion gestellt

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur hat ein Verfahren zur „Allgemeinen Rahmenfestlegung Strom“ eröffnet. Dazu hat sie ein Diskussionspapier veröffentlicht.

Die aktuellen Stromnetzentgelte sollen reformiert werden. Dazu hat die Bundesnetzagentur am 12. Mai ein Verfahren zur „Allgemeinen Rahmenfestlegung Strom“ (AgNes) eröffnet. Ihr Präsident, Klaus Müller, nannte drei Gründe für die Reform: „Erstens wird die Zahl der Nutzer immer kleiner, die in voller Höhe Entgelte zahlen – bei gleichzeitig steigenden Kosten. Wir haben zweitens keine ausreichend wirksamen Signale, wie und wo Anlagen kostengünstig betrieben werden können, um einen unnötig teuren Ausbau der Netze zu vermeiden. Drittens gibt es im System heute keine Anreize, die flexibles Verhalten belohnen, eher im Gegenteil.“

Ziel der Reform sei es, die Netzentgeltsystematik zukunftsfähig zu machen und an die Herausforderungen der Energiewende anzupassen. „Wir stehen am Anfang unseres Entscheidungsprozesses und beginnen diesen ergebnisoffen“, versicherte Müller an die Adresse der Betroffenen. Im Diskussionspapier werden daher mögliche Anpassungsoptionen bei der Bildung der Netzentgelte aufgezeigt und Fragen gestellt. Stellungnahmen zum Diskussionspapier können bis zum 30. Juni 2025 abgegeben werden.

Zu den Vorschlägen gehört die Verbreiterung der Finanzierungsbasis durch eine Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten, denn wesentlicher Treiber der Kosten im Netz ist der Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung. Allerdings sind in Deutschland für die Stromeinspeisung keine Netzentgelte zu entrichten. Anders als im Gasfernleitungsnetz und im Gegensatz zu Netzentgeltsystemen einiger anderer europäischer Länder werden in Deutschland Netzentgelte allein von den letztverbrauchenden Netzkunden gezahlt. Ein Beitrag könne demnach entweder über einspeiseabhängige Entgelte oder über ein Grundnetzentgelt erhoben werden, das auch Einspeiser zahlen müssen. So würden die Kosten auf mehr Schultern verteilt.

Speicher sollen systemdienlich eingebunden werden

Auch die Einführung neuer Entgeltkomponenten wie ein Grund- oder Kapazitätspreis sei denkbar. Oberhalb der Niederspannung sind derzeit alle Netzentgeltkomponenten rein entnahmeabhängig. Der Verbrauch werde mit Entgelten belastet, obwohl er nicht der wesentliche Kostentreiber sei. Ein zusätzlicher

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

pauschaler Grundpreis könne die Kosten sachgerechter reflektieren. Auch bei Prosumern in der Niederspannung könne eine Stärkung der schon vorhandenen Grundpreiskomponente eine adäquate Beteiligung an den Netzkosten gewährleisten.

Bei der Netzdimensionierung spielt die Netzanschlusskapazität eine wesentliche Rolle und gilt als ein weiterer Kostentreiber. Hier stelle sich die Frage, ob eine direkte Bepreisung der bestellten Netzanschlusskapazität sachgerecht wäre. Dynamische Netzentgelte würden die Auslastung der Netze in ein zeitlich differenziertes lokales Preissignal umsetzen.

Eine konkrete Umsetzungsmöglichkeit hat die Bundesnetzagentur in ihre Festlegung zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen geschaffen. Ein Netzentgelt, das sich nach dem aktuellen tatsächlichen Auslastungsgrad des Netzes bemisst, bedarf allerdings zahlreicher technischer Voraussetzungen wie etwa einer nahezu vollständigen Digitalisierung von Netz und Netznutzern.

Um eine netz- sowie systemdienliche Einbindung von Speichern sicherzustellen, werden die Entgelte für die Nutzergruppe der Speicher im Diskussionspapier gesondert adressiert. Die Anpassungsoptionen sollen ergebnisoffen und in einem stetigen und engen Austausch mit allen Stakeholdern diskutiert werden.

Mit dem Urteil vom 2. September 2021 hat der Europäische Gerichtshof entschieden, dass die Bundesnetzagentur in der Regulierung der Stromnetze unabhängig sein muss und insbesondere im Bereich der Netzentgeltregulierung eigenständige Regelungen treffen muss.

Mit der Rahmenfestlegung „Allgemeine Netzentgeltsystematik“ (kurz: AgNes) werden die bisher in §§ 12 bis 20 StromNEV dargelegten Grundsätze der Netzentgeltsystematik Strom neu geregelt. Zur Strukturierung der Diskussion veröffentlicht die Bundesnetzagentur zur Eröffnung des Verfahrens das Diskussionspapier.

Das Diskussionspapier zur „AgNes“ steht im Internet zum Download bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

WERBUNG

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Kritik an EU-Vorgaben für kohlenstoffarmen Wasserstoff

Quelle: Shutterstock / Shawn Hempel

WASSERSTOFF. Der BDEW bekräftigt seine Kritik an den zu strengen EU-Kriterien für Wasserstoffprojekte. Sie könnten Investitionen verhindern und den Markthochlauf massiv ausbremsen.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) kritisiert scharf die Pläne der EU-Kommission zur Regulierung von kohlenstoffarmen Brennstoffen. Anlass ist der informelle EU-Energieministerrat, der am 12. und 13. Mai in Belgien tagt. Die Bundesregierung müsse sich dort für Änderungen einsetzen, so der Verband.

Im Mittelpunkt der Kritik steht ein Entwurf für einen Delegierten Rechtsakt der EU-Kommission. Dieser regelt, wie stark Treibhausgasemissionen bei der Herstellung von Wasserstoff eingespart werden müssen, damit der Wasserstoff als „kohlenstoffarm" gilt. Die geplanten Kriterien seien laut BDEW jedoch so streng, dass sich Investitionen in viele Projekte nicht mehr rechnen – vor allem bei Wasserstoff aus Erdgas mit CO2-Abscheidung (blauer Wasserstoff).

Massive Beeinträchtigung der Wirtschaftlichkeit befürchtet

„Statt Investitionen zu erleichtern, schaffen die geplanten EU-Vorgaben unnötige Hürden", lässt sich Kerstin Andreae in einem Statement des Verbandes zitieren. Aus Sicht der Vorsitzenden der BDEW-Hauptgeschäftsführung sind die geplanten Regeln für den Strombedarf der Produktion praxisfern. Andreae warnt: „Selbst die erneuerbare Wasserstofferzeugung nach RFNBO-Kriterien könnte dadurch ausgebremst oder ganz gestoppt werden." RFNBO steht für „Renewable Fuels of Non-Biological Origin", also erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs, zu denen auch grüner Wasserstoff zählt.

Besonders problematisch sei die geplante Neubewertung der Methanemissionen, die bei der Förderung und dem Transport von Erdgas anfallen. Die EU will dafür neue, deutlich höhere Standardwerte ansetzen. Laut BDEW würde das die Wirtschaftlichkeit gasbasierter Wasserstoffprojekte massiv beeinträchtigen – etwa durch höhere Anrechnung von Emissionen bei der Klimabilanz.

Der Verband fordert daher „pragmatische, investitionsfreundliche und international anschlussfähige" Regelungen. Dazu zählen auch nachvollziehbare Nachweismöglichkeiten für einzelne Projekte sowie transparente Standards für Vorkettenemissionen. Zudem müssten Importeure künftig weiter Zugang zum EU-Markt haben. Zu enge Kriterien würden sonst wichtige Partnerländer ausschließen, so der Verband. Nur mit einem ausreichenden Wasserstoffangebot lasse sich die Industrie umstellen und die Energieversorgung auf Wasserstoff-Kraftwerke ausrichten.

Kohlenstoffarm oder klimaneutral?

Kohlenstoffarmer Wasserstoff wird etwa aus der Dampfreformierung von Erdgas hergestellt, bei der CO2 abgeschieden und gespeichert wird (Carbon Capture and Storage. CCS). Auch Wasserstoff aus Netzstrom mit begrenztem erneuerbarem Anteil kann darunterfallen – sofern die Emissionen im Vergleich zur fossilen Referenz stark genug sinken.

Klimaneutraler Wasserstoff (grüner Wasserstoff) entsteht durch Elektrolyse mit 100 Prozent erneuerbarem Strom und erfüllt strengere Anforderungen, etwa zu Herkunft, Zeitnähe und Standort des Strombezugs (RFNBO-Kriterien).

Die EU unterscheidet scharf zwischen beiden. Förderungen und Anrechnungen auf Klimaziele hängen davon ab, in welche Kategorie ein Projekt fällt.

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Um den Wasserstoffhochlauf strategisch abzusichern, hat der BDEW Ende März zusätzlich die Gründung einer europäischen Allianz für Wasserstoff gefordert (wir berichteten). Deutschland solle diese mit anderen EU-Mitgliedstaaten initiieren. Ziel ist eine stärkere Zusammenarbeit beim Infrastrukturausbau, bei Fördermechanismen und beim Import von Wasserstoff. // VON DAVINA SPOHN

Zum Inhalt

Deutsche Gasversorgung ist mittelmäßig sicher

Quelle: Shutterstock / sdf_qwe

GAS. Die Erdgasspeicher dürfen flexibler befüllt werden, sagen neue Vorschriften. Laut dem Speicherverband Ines funktioniert das, solange es zu keinem extrem kalten Winter kommt.

Der Gasspeicherverband „Initiative Energien Speichern“ (Ines) gibt seit dem Stopp der russischen Gaslieferungen regelmäßige Berichte über den Füllstand der deutschen Gasspeicher heraus und beschreibt Verbrauchsszenarien bei unterschiedlichen Temperaturen. Seit Ende April hat sich dabei ein Parameter entscheidend geändert. Das Bundeswirtschaftsministerium hat mit Blick auf neue EU-Regeln beschlossen, dass die strengen Mengenvorgaben für die Befüllung der deutschen Erdgasspeicher gelockert werden. Der Speicherverband Ines weist in seinem aktuellen Szenario darauf hin, dass dies zwar funktionieren kann – allerdings nur, wenn es nicht extrem kalt wird.

Vor der Änderung mussten bis zum 1. November jedes Jahres die Erdgasspeicher zu mindestens 90 Prozent gefüllt sein. Mit der am 30. April vom Ministerium erlassenen Gasspeicherfüllstandsverordnung (GasSpFüllstV) wurden die gesetzlichen Vorgaben bis März 2027 angepasst. Für den kommenden Winter bedeutet dies eine Reduzierung der Speicherzielvorgabe auf 70 Prozent zum 1. November.

Ines hat nun durchgerechnet, was dies für die Erdgassicherheit bedeutet. Sebastian Heinermann, Geschäftsführer von Ines, teilte mit: „Werden die Speicher in Deutschland in der Folge nur noch zu 70 Prozent befüllt, treten bei extremer Kälte Gasmangellagen auf.“ An einzelnen Tagen könnten über 17 Prozent des Bedarfs nicht versorgt werden. Nur wenn die Gasspeicher zum 1. November vollständig gefüllt seien, müsse Deutschland selbst bei extrem kalten Temperaturen keine Gasmangellage fürchten.

Händler können Mengen zurückhalten und die Preise treiben

Deutschland sei mit einem vergleichsweise niedrigen Speicherfüllstand von rund 29 Prozent in das neue Speicherjahr am 1. April gestartet, heißt es vonseiten Ines weiter. „Seither schreitet die Befüllung nur langsam voran.“ Technisch wäre eine vollständige Befüllung der Speicher bis Oktober 2025 – unabhängig vom Temperaturverlauf – über die bestehenden Gasinfrastrukturen des europäischen Binnenmarkts möglich.

Mit der neuen Anordnung wollen die Behörden die Befüllung der Erdgasspeicher ankurbeln. Branchenkennern zufolge führen die starren Vorgaben dazu, dass Händler Erdgasmengen zurückhalten, um die Preise zu treiben. Die Händler wetten darauf, dass die Gasspeicherbetreiber früher oder später das Gas zu höheren Preisen einkaufen müssen, um ihren gesetzlichen Verpflichtungen nachzukommen. Energieverbände wie der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) fordern daher mehr Flexibilität, um die Einspeiseziele zu erreichen.

„Mit der Gasspeicherfüllstandsverordnung überträgt das Bundeswirtschaftsministerium die Verantwortung für die Gasversorgungssicherheit also in Teilen wieder dem Markt“, so Ines. Nach den Vorgaben der EU soll

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

auch der Zielzeitpunkt für die Befüllung flexibler gehandhabt werden: Statt wie bisher einheitlich zum 1. November, soll das Speicherziel künftig an einem beliebigen Tag zwischen dem 1. Oktober und dem 1. Dezember erreicht sein. Auch bei schwierigen Marktbedingungen, etwa bei Unterbrechungen in der Versorgung oder starker Nachfrage, sollen nationale Behörden künftig mehr Handlungsspielraum erhalten.

Die EU-Vorgaben sind noch nicht final verabschiedet. EU-Parlament und Ministerrat müssen sich auf einen gemeinsamen Gesetzestext einigen, was aber als unproblematisch gilt und in den kommenden Wochen geschehen soll (wir berichteten).

Aktuelle Informationen zu den Gasspeicherfüllständen in Deutschland und in den einzelnen Bundesländern lassen sich über die Speicherkarte auf der Ines-Internetseite abrufen. Dort lassen sich die Speicherdaten nach unterschiedlichen Speichertypen (Kavernen- oder Porenspeicher) und nach Gasqualitäten (L-Gas, H-Gas, Wasserstoff) anzeigen. // VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

Übergewinnsteuer weiter unter Kritik

Quelle: Pixabay / slon_pics

ÖSTERREICH. Energieunternehmen in Österreich halten die Gesetzesnovellen zur Besteuerung sogenannter Übergewinne für nicht zweckdienlich und sogar für verfassungswidrig.

Am 9. Mai endete die Begutachtungsfrist für die Novellen der Gesetze zur Besteuerung sogenannter Übergewinne der österreichischen Energieunternehmen. In ihren Stellungnahmen bekräftigen und erweitern die Branchenvertreter die Kritik, die sie, wie berichtet, bei der Veröffentlichung der Entwürfe am 2. Mai geäußert hatten.

Der Elektritzitätswirtschaftsverband Oesterreichs Energie sieht die Vereinbarkeit der Bestimmungen mit der österreichischen Bundesverfassung weiter probelmatisch. Seine diesbezügliche Kritik richtet sich vor allem gegen die Abschöpfungsdauer von fünf Jahren. Diese sei wohl kaum als „angemessen begrenzter Zeitraum“ zu betrachten. Ferner bemängelt Oesterreichs Energie, dass Investitionen von Unternehmen, die mit den Steuerschuldnern verbunden sind, nicht von der Steuer abgesetzt werden dürfen. Dies gehöre geändert, verlangt der Verband.

Für sachlich nicht gerechtfertigt hält Oesterreichs Energie auch die Abschöpfung von Teilen der Erlöse statt „nur“ der Gewinne der Unternehmen. Da dies zum Überfluss auf Monatsbasis erfolge, begünstige die Steuer „weder den systemdienlichen Kraftwerkseinsatz noch unterstützt sie ausreichend inländische Stromproduktion in den Wintermonaten, die die Notwendigkeit für Stromimporte reduzieren könnte“.

Widerspruch zum Regierungsprogramm

Ähnlich argumentiert die Interessengemeinschaft Windkraft (IG Windkraft). Im Stromsektor dienten die Erlöse statt der Gewinne der Unternehmen als Basis zur Berechnung der Steuer. Im Öl- und Gassektor beziehe sich die Übergewinnsteuer statt dessen lediglich auf die Gewinne. Dies stelle eine ungerechtfertigte Bevorzugung der fossilen Primärenergieträger dar. Überdies seien Gaskraftwerke, die Regel- und Ausgleichsenergie bereitstellen, von der Übergewinnsteuer nicht betroffen. Damit stehe das Gesetz über den Energiekrisenbeitrag-Strom (EKB-S) „im Widerspruch zum im Regierungsprogramm betonten Ziel, dass Strom günstiger werden soll und erneuerbare Energien besser vermarktet werden sollen“.

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Kaum Chancen auf Umsetzung dürfte der Vorschlag der IG Windkraft haben, die Übergewinnbesteuerung als „zeitlich befristete, unternehmensbezogene Zusatzsteuer auszugestalten, die auf allen Stufen der Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft – von der Erzeugung, dem Transport, dem Handel und der Speicherung, der Verteilung bis zur Belieferung des Endkunden“ ansetzt.

Einfache Mehrheit genügt

Die regierende Koalition aus den Konservativen (Österreichische Volkspartei, ÖVP), den Sozialdemokraten (SPÖ) und den Liberalen (Neos) kann die Novellen mit einfacher Mehrheit beschließen. Nicht zu erwarten ist, dass dies bereits in der Plenarsitzung, die für den 13. und 14. Mai anberaumt ist und die sich vor allem mit dem Bundesbudget für die Jahre 2025 und 2026 befasst, erfolgt. Wie berichtet, dient die verschärfte Übergewinnbesteuerung ausdrücklich dazu, jährlich 200 Millionen Euro zur Budgetsanierung aufzubringen. Das Bundesbudget soll am 18. Juni beschlossen werden. // VON KLAUS FISCHER

^ Zum Inhalt

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

HANDEL & MARKT

Quelle: Fotolia / Simon Kraus

Marktwerte abgerutscht

REGENERATIVE. Die Marktwerte geförderten Ökostroms sind von März auf April stärker zurückgegangen als zur gleichen Zeit vor einem Jahr.

Die Übertragungsnetzbetreiber sahen sich bei der Pflichtvermarktung geförderten Ökostroms im April im Schnitt wieder geringeren Preisen gegenüber als im März. Gleichwohl liegen die Marktwerte diesen Frühling größtenteils deutlich höher als vergangenes Jahr. Das zeigen die neuen Zahlen, die die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) auf ihrer Transparenzplattform veröffentlicht haben.

Strom aus Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen erreichte nahezu den gleichen Marktwert. 7,314 Cent (Wind an Land) und 7,318 Cent (Wind auf See) bekamen die ÜNB pro Kilowattstunde. Der Marktwert von Offshore-Strom sank im Vergleich zum Vormonat um 0,755 Cent/kWh. Onshore-Storm brachte um 0,199 Cent/kWh weniger ein als im März dieses Jahres.

Im April vergangenen Jahres erzielte Strom aus Wind auf See 5,288 Cent/kWh, Strom aus Onshore-Anlage trug mit 4,800 Cent/kWh zum Erlös bei.

Solarstrom schnitt im April mit 3,041 Cent/kWh bei der Pflichtvermarktung ab. Im März betrug der Marktwert 5,027 Cent/kWh. Im April vor einem Jahr waren mit Solarstrom durchschnittlich 3,795 Cent/kWh zu erzielen, im März waren es 4,965 Cent/kWh.

Graustrom um 1,6 Cent teurer als im April 2024

Die ÜNB vermarkten den Strom an der Börse Epex Spot. Für den Handel wird dieser Grünstrom mit Graustrom kommerzieller Anbieter in Day-Ahaed-Auktionen gleichsam vermengt. Die Monatsmarktwerte Erneuerbarer sind fast immer geringer als die durchschnittlichen Gesamtergebnisse der Auktionen. Denn die Auktionen sind in 24 Lieferstunden unterteilt, in den Stunden, in denen vor allem die Solarkraftanlagen viel Strom liefern, stellen sich niedrige Preise im Handel ein.

Im April ergab sich im Schnitt ein Sportmarktpreis in Höhe von 7,794 Cent/kWh. Vor einem Jahr lag er zu gleichen Zeit um 1,558 Cent/kWh darunter.

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Wie bereits im März rutschten Preise in den roten Bereich. Für alle vier Stundensegmente von „1H“ bis „6H“ – mindestens eine bis mindestens sechs aufeinanderfolgende Stunden – zeigt die Erhebung für April negative Börsenstrompreise. Im Februar war es erstmals seit zwei Jahren nicht zu negativen Preisen gekommen.

Die Zeitreihen der Monatsmarktwerte von Januar 2011 bis März 2025 stehen auf der Transparenzseite der ÜNB zur Verfügung. // VON MANFRED FISCHER

Zum Inhalt

WERBUNG

Heizen wurde für Mieter 2024 teurer

Quelle: Fotolia / sasel77

WÄRME. Der Heizkostendienstleister Ista hat die Abrechnung für das abgelaufene Jahr untersucht. Fernwärme und Gas wurden teurer. Öl billiger.

Das Jahr 2024 brachte für zahlreiche Mieter höhere Heizkosten mit sich. Der Abrechnungsdienstleister Ista hat sich die Heizkostenabrechnungen von rund 900.000 Wohnungen angesehen. Daraus hat er Heizdaten für eine 70-Quadratmeter-Musterwohnung generiert.

Demnach stiegen die Kosten für Fernwärme und Gas im Vergleich zum Vorjahr an. Für Fernwärme mussten Mieter im Schnitt 1.055 Euro im Jahr 2024 zahlen, ein Plus von rund 225 Euro oder 27 Prozent zum Vorjahr. Im Vergleich zum Vorkrisenjahr 2021 ergibt sich ein Mehrbetrag von 311 Euro. Auch Gas wurde teurer: 864 Euro (plus 53 Euro) bedeuten einen Anstieg um 7 Prozent gegenüber dem Vorjahr und 278 Euro mehr als 2021. Heizöl war 2024 hingegen günstiger: Die durchschnittlichen Kosten lagen bei 892 Euro und damit zwölf Prozent unter dem Vorjahreswert. Gegenüber 2021 beträgt der Anstieg jedoch noch immer 305 Euro.

Als Hauptursache für die Preissteigerungen bei Fernwärme und Erdgas nennt Ista die gestiegenen Brennstoffkosten sowie zeitversetzte Effekte der staatlichen Eingriffe. So sind die Energiepreisbremsen für Gas und Fernwärme Ende 2023 ausgelaufen, ebenso die Mehrwertsteuerabsenkung, die bis Ende März

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

2024 galt. Seit April gelten wieder reguläre Energiepreise und ein Mehrwertsteuersatz von 19 Prozent.

Gerade bei Fernwärme sind die Auswirkungen deutlich spürbar. Während die Preisbremse im Jahr 2023 in einigen Fällen sogar für niedrigere Preise als vor der Energiekrise sorgte, führt das Ende dieser Regelung nun zu einem spürbaren Preisanstieg. Zudem basiere die Preisbildung bei Fernwärmenetzen häufig auf einem Mix unterschiedlicher Energieträger, heißt es weiter von Ista. Die Preisentwicklung wird durch langfristige Verträge verzögert weitergegeben.

Beim Heizöl, für das durchgehend der volle Mehrwertsteuersatz galt, sind die Preise stark abhängig vom Kaufzeitpunkt. Anders als bei leitungsgebundenen Energieträgern wird Heizöl in der Regel einmal jährlich bezogen. Die Preisentwicklung orientiert sich stärker an den internationalen Rohölmärkten als an saisonalen Nachfrageschwankungen.

„Viele Menschen haben fälschlicherweise den Eindruck, dass sich die Lage an den Energiemärkten entspannt hat. Dieser Eindruck trügt, wie die Analyse unserer Daten zeigt. Transparente, bessere und aktuellere Informationen zum Verbrauch und zu den Kosten sind wichtiger denn je“, so Ista-CEO Hagen Lessing.

Anlässlich der Veröffentlichung von Ista erklärte ein Sprecher des Verbands kommunaler Unternehmen, dass sich sowohl Preissteigerungen als auch Preissenkungen beim Gas rückwirkend und üblicherweise mit etwa 12 Monaten Zeitverzug auswirken.

Fernwärme-Preise setzen sich aus der Entwicklung der Kosten der Anbieter und verschiedenen Preis-Indizes zusammen, erläutert der Verband. Da diese Indizes zunächst erhoben werden müssten, bevor Preisanpassungen erfolgen können, kommen Marktpreisentwicklungen mit erheblichem Zeitversatz bei Kundinnen und Kunden an. Das bedeute: Wenn die Preise für Gas steigen, dann wird das bei der Fernwärme unter Umständen nicht sofort weitergegeben, sondern erst später – selbst, wenn dann die Preise für Gas wieder gesunken sind.

„Ein Blick auf die Gesamtrechnung zeigt, dass Fernwärme absolut wettbewerbsfähig ist. Wer mit Wärmepumpe oder Gastherme heizt, der muss die Geräte samt Einbau und Wartung bezahlen, bei der Wärmepumpe häufig zusätzlich das Haus dämmen“, so der Sprecher. Bei der Fernwärme komme die Wärme hingegen „einfach“ aus der bisherigen Leitung, und es brauche nicht zwingend eine vorherige Sanierung. Auch könne Platz im Gebäude gespart werden, der ebenfalls Geld koste.

Gegenüber der Gasheizung habe Fernwärme noch einen Vorteil: künftig steige die CO2-Bepreisung und damit werden fossile Energieträger teurer. Je mehr Kunden dann auf Wärmepumpe oder Fernwärme umsteigen, um Kosten zu sparen, desto teurer werden die Netzkosten für die verbleibenden Gaskunden.

Zur einfachen Berechnung der Heizkosten hat Ista das Online-Tool Heiz-O-Meter entwickelt. Es soll Mietern eine verständliche Einschätzung der Heizkostenentwicklung ermöglichen. // VON STEFAN SAGMEISTER

Diesen Artikel können Sie teilen: Zum Inhalt

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

The Smarter E Europe unterstreicht Dynamik der Energiewende

Quelle: Solar Promotion GmbH

VERANSTALTUNG. Die Veranstalter werten die diesjährige The Smarter E in München als starkes Zeichen für die globale Energiewende und die Bedeutung der Systemintegration.

The smarter E Europe habe auch in diesem Jahr ihre Rolle als zentrale Plattform für die globale Energiewirtschaft bestätigt. So fällt die Bilanz der Veranstalter für die Messe vom 17. bis 19. Juni 2025 aus. Rund 107.000 Fachbesucher aus 157 Ländern seien zum Münchener Messegelände gekommen und 2.737 Aussteller aus 57 Staaten haben technologische Lösungen und Geschäftsmodelle für ein vollständig erneuerbares Energiesystem präsentiert. Die Teilnehmerzahl an den begleitenden Konferenzen habe mehr als 2.600 Personen betragen.

Die Veranstalter werten das Messeergebnis als Beleg dafür, dass die Branche nicht nur die Energiewende vorantreibe, sondern sich aktiv auf die nächste Phase der Systemtransformation vorbereite. Die vier Fachmessen – Intersolar Europe, ees Europe, Power2Drive Europe und EMPower Europe – unter dem Dach der The Smarter E haben demnach zentrale Schnittstellen des zukünftigen Energiesystems adressiert: von der Erzeugung und Speicherung über die Netzintegration bis hin zur Sektorenkopplung. Die Messe habe gezeigt, dass dezentrale und digitale Lösungen längst Realität seien und zunehmend die Struktur der Energiemärkte prägten.

Die Veranstalter sehen laut eigener Mitteilung einen klaren Trend hin zu einem „dynamischen Gesamtsystem“, in dem die verschiedenen Sektoren eng verzahnt agieren. Erneuerbare Energien würden in vielen Märkten nicht mehr als Zusatz verstanden, sondern bestimmten bereits maßgeblich die Systemarchitektur. Die wachsende Integration stelle neue Anforderungen an Flexibilität, Digitalisierung und Marktdesign – Aspekte, die im Rahmen der Messe breit diskutiert wurden.

Markus Elsässer, Geschäftsführer der Solar Promotion GmbH, bezeichnete die Veranstaltung als „Blaupause für die klimaneutrale Energiewelt der Zukunft“ und verwies auf den großen Zuspruch zur Sonderschau „Bidirektionales Laden“. Man habe damit erneut bewiesen, „am Puls der Zeit“ zu agieren und relevante Themen frühzeitig aufzugreifen.

Auch Jens Mohrmann, Geschäftsführer des Mitveranstalters FWTM, hob die konstruktive Atmosphäre hervor. Trotz bestehender Herausforderungen sei der Messebetrieb von „Tatendrang und Zuversicht“ geprägt gewesen. Die Messe habe demonstriert, wie eng und engagiert die Branche zusammenarbeite, um die Energiewende voranzubringen.

The smarter E Europe kehrt im kommenden Jahr vom 23. bis 25. Juni 2026 zurück nach München – erstmals mit einem Termin von Dienstag bis Donnerstag. Die Veranstalter erwarten auch dann wieder ein internationales Fachpublikum und setzen auf die weitere Stärkung sektorübergreifender Kooperationen.

// VON FRITZ WILHELM

Zum Inhalt

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Zahl der Schnelllader an österreichischen Tankstellen wächst

Quelle: BP

TANKSTELLEN. Der Fachverband der Mineralölindustrie weist für 2024 einen leichten Rückgang bei den österreichischen Tankstellen aus. Immer mehr Stationen werden mit Schnellladern ausgestattet.

Die Zahl der öffentlich zugänglichen Tankstellen in Österreich hat sich im vergangenen Jahr leicht verringert. Laut der jährlichen Erhebung des Fachverbands der Mineralölindustrie (FVMI) standen Autofahrern und -fahrerinnen Ende 2024 in Österreich 2.724 Stationen zum Auftanken zur Verfügung. Der Fachverband unterscheidet bei seiner Zählung traditionell zwischen sogenannten Major-Branded-Servicestationen, zu denen die Marken der FVMI-Mitgliedsunternehmen gehören, sowie weiteren Tankstellenmarken.

230 Tankstellen mit E-Ladepunkten

Dabei zeigt sich, dass sich die Zahl der Major-Branded-Tankstellen wie Enilive, BP, OMV mit Avant, Shell und Jet im vergangenen Jahr lediglich um 5 auf 1.305 verringert hat. Bei den weiteren Marken wie Turmöl, Genol, Avia oder Socar kam es zu einem Rückgang von 22 auf 1.419 Tankstellen.

Das größte Markennetz in Österreich betreibt mit 323 Tankstellen (-2) nach wie vor Enilive, gefolgt von BP mit 262 (-3) Stationen sowie OMV mit 218 (+4) und Shell mit 205 Tankstellen. In der kommenden FVMI-Erhebung wird sich für 2025 aller Voraussicht nach eine Änderung in der Rangfolge ergeben. BP hat angekündigt, seine Stationen in Österreich samt E-Ladeinfrastruktur abgeben zu wollen. Dabei geht es um 119 unternehmenseigene Tankstellen von insgesamt 262. Gespräche mit potenziellen Kaufinteressenten sollen bereits laufen, bis zum Ende des dritten Quartals will BP den Verkaufsprozess abgeschlossen haben.

Der Transformationsprozess, dem sich die Tankstellenbetreiber in Österreich genauso wie in Deutschland stellen müssen, ist der Treiber für Branchenentwicklungen. „Die Kundenerwartungen an Tankstellen haben sich verändert“, konstatiert FVMi-Geschäftsführerin Hedwig Doloszeski. Tankstellen seien heute Stationen mit vielfältigen Funktionen sowohl für die Mobilität als auch im Shop- und Convenience-Bereich.

Auch abseits des Convenience-Bereichs, bei den Alternativen zum herkömmlichen Benzin- und Diesel-Kraftstoff, nimmt das Angebot weiter zu. Die Zahl der Tankstellen, an denen auch Elektrofahrzeuge geladen werden können, ist im vergangenen Jahr auf 230 gestiegen (2023: 168); 157 davon sind Major-Branded-Tankstellen. Landesweit gibt es in Österreich 795 Schnellladepunkte an Tankstellen, davon sind 669 Schnelllader ab 150 kW. Im vergangenen Jahr belief sich die Zahl der Schnelllader an Tankstellen auf 482.

Zahl der CNG-Tankstellen weiter rückläufig

Weiter rückläufig ist die Zahl der CNG-Erdgastankstellen, die sich um 6 auf 77 (59 an Major-Branded-Stationen) verringert hat. Tankmöglichkeiten für LNG gibt es an 11 Stationen (davon 10 Major-Branded), währen an 32 Tankstellen und damit einer mehr als im Vorjahr (10 Major-Branded) LPG (Liquefied Petroleum Ga) vorgehalten wird.

Deutlich zugenommen hat auch das HVO-100-Angebot. Waren es Ende 2023 noch 34 Tankstellen, bieten inzwischen 118 Tankstellen eine Versorgung mit den Kraftstoff an. Ihren Kunden ein alternatives Dieselangebot zu machen, daran es ist insbesondere den sonstigen Markentankstellen gelegen, die mit 68 Tankstellen auf ein größeres Angebot kommen als die Major-Branded mit 50 Stationen.

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Tankstellen Österreich 2024. (Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken.)

// VON IMKE HERZOG

Zum Inhalt

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

TECHNIK

Quelle: Fotolia / Gina Sanders

Entsoe untersucht iberischen Blackout

STROMNETZ. Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber hat eine Expertengruppe für die Untersuchung des Stromausfalls zusammengestellt. Der Grund ist immer noch unklar.

Die Ursache für den stundenlangen Stromausfall auf der iberischen Halbinsel am 28. April ist immer noch nicht bekannt. Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Entsoe) will nun mit Experten anderer Organisationen den Blackout in Spanien und Portugal untersuchen, teilte der Verband mit Sitz in Brüssel mit.

Mit dabei sind neben Entsoe-Teilnehmern auch Vertreter von Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), der europäischen Regulierungsagentur Acer, von den nationalen Regulierungsbehörden und den seit 2022 bestehenden Regionalen Zentren. Geleitet wird das fünfzehnköpfige Gremium von Klaus Kaschnitz (ÜNB APG, Österreich) und Richard Balog (ÜNB Mavir, Ungarn).

Die Untersuchung wird in zwei Teilen vorgenommen. Zunächst werden Daten über den Vorfall gesammelt und analysiert, um die Ereignisse vom 28. April zu rekonstruieren. Diese Erkenntnisse werden in einem ersten Bericht veröffentlicht. In der zweiten Phase wird das Gremium Empfehlungen zur Vermeidung ähnlicher Vorfälle in der Zukunft ausarbeiten, die in einem Abschlussbericht veröffentlicht werden.

Entsoe hat darüber hinaus einen (vorläufigen) Ablauf des Blackouts zusammengestellt. „Der Stromausfall ist das Ergebnis einer komplexen Abfolge von Ereignissen“, schreibt der Verband. Die Folge war ein „Totalausfall der Stromnetze in Spanien und Portugal um 12:33 Uhr MEZ.“

Zwar gab es eine halbe Stunde zuvor Frequenzschwankungen im europäischen Stromnetz, die aber von den spanischen und französischen ÜNB ausgeglichen wurden. „Zum Zeitpunkt des Vorfalls gab es keine Schwingungen und die Netzvariablen lagen im normalen Betriebsbereich.“ Spanien exportierte zu dieser Zeit Strom nach Frankreich (1.000 MW), Portugal (2.000 MW) und Marokko (800 MW).

Die Daten lassen dann folgenden Ablauf erkennen:

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

- Beginnend um 12:32:57 Uhr MEZ und innerhalb von 20 Sekunden wurden verschiedene Erzeugungsausfälle in Südspanien registriert, die sich auf geschätzte 2.200 MW beliefen. In Portugal und Frankreich wurden keine Erzeugungsausfälle beobachtet. Als Folge dieser Ereignisse sank die Frequenz, und in Spanien und Portugal wurde ein Spannungsanstieg beobachtet.
- Zwischen 12:33:18 und 12:33:21 MEZ sank die Frequenz des Stromnetzes der Iberischen Halbinsel weiter und erreichte 48,0 Hertz. Die automatischen Lastabwurfschutzpläne Spaniens und Portugals wurden aktiviert.
- Um 12:33:21 MEZ wurden die Wechselstrom-Freileitungen zwischen Frankreich und Spanien durch Schutzeinrichtungen abgeschaltet.
- Um 12:33:24 Uhr MEZ brach das iberische Stromsystem vollständig zusammen, und die HGÜ-Leitungen zwischen Frankreich und Spanien stellten die Stromübertragung ein.

Unmittelbar nach dem Zusammenbruch der Stromverteilung arbeiteten die betroffenen ÜNB koordiniert zusammen, um die Versorgung in Spanien und Portugal und einem kleinen Teil Südwestfrankreichs wiederherzustellen. Ab 12:44 Uhr wurde eine erste 400-kV-Leitung zwischen Frankreich und Spanien wieder in Betrieb genommen.

Das Hochfahren des Netzes dauerte rund 16 Stunden. Um 0:22 Uhr MEZ am 29. April war die Wiederherstellung des Übertragungsnetzes in Portugal abgeschlossen. Um etwa 4:00 Uhr MEZ war die Wiederherstellung des Übertragungsnetzes in Spanien abgeschlossen.

Wie Entsoe weiter mitteilte, werden die Ergebnisse der Untersuchung der EU-Kommission den Mitgliedstaaten über die Koordinierungsgruppe Elektrizität vorgelegt und veröffentlicht, sobald die Analyse abgeschlossen ist.

In den blauen Zonen fand der Blackout statt
Quelle: Entsoe

// VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

Berlins Stromnetz wächst im Untergrund

Blick in den Tunnel der Kabeldiagonale in Berlin. Quelle: 50 Hertz / Britta Petersen

STROMNETZ. Der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz plant Tunnel für drei Höchstspannungsleitungen unter Berlin. Sie bieten Platz für die Stromleitungen, die die Hauptstadt künftig versorgen.

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

In einer dicht bebauten Metropole wie Berlin können Stromleitungen nicht überirdisch errichtet werden. Daher geht der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz in den Untergrund. Zur Höhe der Baukosten wurde zunächst nichts bekannt.

Bislang liefen für die Berliner Stromversorgung große Kraftwerke mit Kohle, Erdgas oder Öl in der Stadt. Im Zuge der Energiewende gehen sie allmählich außer Betrieb. Zunehmend kommt der Strom von außerhalb der Stadtgrenzen, immer mehr durch erneuerbare Energieanlagen wie Windturbinen in Brandenburg. Daher muss die Transportkapazität des von 50 Hertz betriebenen Übertragungsnetzes erhöht werden. Das Unternehmen plant dafür drei neue Stromleitungen, die vorwiegend in Tunneln tief unter der Stadt verlaufen sollen.

Die Planungen stellte 50 Hertz am 12. Mai unter Tage am Umspannwerk Friedrichshain vor. CEO Stefan Kapferer erläuterte: „Mit den drei neuen, unterirdisch verlaufenden Leitungen stärken wir die Infrastruktur, ohne den urbanen Raum übermäßig zu beeinträchtigen." Das Bauen im hochverdichteten Innenstadtbereich ist eine technische Herausforderung und erfordert einen breit angelegten Dialog mit allen relevanten Interessengruppen. „Deshalb appellieren wir an die Politik, diese wichtigen Energiewendeprojekte aktiv zu unterstützen", sagte der 50-Hertz-Chef weiter. Nur durch gemeinsames Handeln könne Berlin auch in Zukunft zuverlässig und sicher mit Strom versorgt werden und die Stadt ihre gesetzlich verankerten Klimaschutzziele erreichen, mahnte Kapferer.

Prognosen zufolge werde sich der Stromverbrauch in Berlin in den kommenden zehn Jahren nahezu verdoppeln. Gründe sind beispielsweise die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung mit Wärmepumpen, die zunehmende Elektromobilität und die Digitalisierung durch Ansiedlung von Rechenzentren.

Baubeginn voraussichtlich ab 2030

Das aktuelle Bundesbedarfsplangesetz sieht daher mehr leistungsstarke Stromleitungen zur Versorgung der Hauptstadt vor. Es umfasst vier Aus- oder Neubauprojekte mit einer Gesamtlänge von etwa 75 Kilometern in Berlin und im angrenzenden Brandenburg. Drei der geplanten Leitungen stellte das Unternehmen detailliert vor. Zwei sollen die jetzige Strom-Hauptschlagader, die Kabeldiagonale Berlin zwischen den Umspannwerken Teufelsbruch im Westen und Marzahn im Osten der Stadt, ergänzen. Der Abschnitt zwischen Teufelsbruch und Reuter wird als Ersatzneubau leistungsfähiger gemacht.

Die Bauarbeiten für die drei neuen Vorhaben beginnen gestaffelt voraussichtlich ab 2030. Die sukzessive Inbetriebnahme der Leitungen ist ab 2036 bis Ende der 2030er Jahre vorgesehen.

Verlauf der drei geplanten neuen Stromleitungen -
Für Vollbild bitte auf die Grafik klicken
Quelle: 50 Hertz

Die im Bau befindliche neue Berliner Kabeldiagonale zwischen der Rudolf-Wissell-Brücke und dem Umspannwerk (UW) Mitte wird um ein rund sechs Kilometer langes Teilstück erweitert. In bis zu 40 Metern Tiefe gilt es, einen Kabeltunnel mit circa vier Metern Innendurchmesser zu planen und zu errichten. Dafür entstehen an drei oberirdischen Baustellen in Spandau Schachtstandorte, die restlichen Bauarbeiten

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

erfolgen unterirdisch. Dieses Teilstück ersetzt nach dem Bau des Tunnels eine bestehende Ölkabeltrasse und erhöht die Stromtragfähigkeit zwischen Teufelsbruch und Reuter um etwa 40 Prozent.

Die 380-kV-Kabelvertikale Berlin Süd ist als Tunnel mit einer Länge von circa 14 Kilometer geplant. Der Anfangsschacht wird sich in Brandenburg nahe der Stadtgrenze Berlins in Großbeeren befinden. An dieser Stelle wird die Freileitung der Netzverstärkung Teltow-Fläming im Anfangsschacht mit der Kabelvertikale Berlin Süd verbunden. Von dort führt die Leitung in Tunnelbauweise in Richtung Norden zu einem neu zu planenden Umspannwerk am Heizkraftwerk Lichterfelde. Über voraussichtlich zwei weitere Zwischenschächte wird die Leitung bis zum Umspannwerk Mitte südlich des Potsdamer Platzes geführt.

Für die Kabelvertikale Berlin Nord ist der Bau einer rund 20 Kilometer langen Höchstspannungsleitung geplant. Davon sollen rund 17 Kilometer in Tunnelbauweise und voraussichtlich drei Kilometer als Freileitung oder als erdverlegte Kabeltrasse umgesetzt werden.

Weitere Informationen zu den Berliner-Leitungsprojekten stehen im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

Wasserstoff-Spezialisten kommen künftig auch aus Chemnitz

Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

WASSERSTOFF. An der Technischen Universität Chemnitz startet zum Wintersemester 2025/26 ein neuer Masterstudiengang. Er soll helfen, den Fachkräftebedarf der Wasserstoffwirtschaft zu decken.

Wasserstofftechnologie – so heißt der neue Masterstudiengang, der ab dem kommenden Wintersemester an der TU Chemnitz angeboten wird. Er soll „tiefgründige Kenntnisse über Wasserstoff und dessen Herstellungs-, Transport- und Nutzungsmöglichkeiten“ vermitteln, wie es in einer Mitteilung der Hochschule heißt.
Die TU Chemnitz könne dabei auf eigens entwickelte Open-Source-Forschungsplattformen für Brennstoffzellen- und Elektrolyseursysteme zurückgreifen, heißt es weiter. Zudem sei es möglich, durch die Einbindung anderer Fakultäten auch Themen wie nachhaltige Elektroenergieerzeugung, Energiespeichertechnologien sowie Nachhaltigkeit und Innovation in den Studienplan zu integrieren.

„Die Berufsperspektiven können aktuell kaum besser sein“, sind sich die Verantwortlichen der Universität sicher. Denn über den Innovationscluster „HZwo“ bestehe ein direkter Kontakt zu mehr als 150 Unternehmen und Forschungseinrichtungen weltweit.

Die Bedeutung von Chemnitz für die Wasserstoffwirtschaft sei ganz zentral. Sie zeige sich unter anderem daran, dass die Stadt einer von nur vier Standorten des nationalen Wasserstoffzentrums sei – „ein Hotspot für Forschung, Innovation und berufliche Chancen in einem der wichtigsten Zukunftsfelder überhaupt“, schreibt die Hochschule.

Laut der Hochschule ist ein Bachelorabschluss an der TU Chemnitz im Studiengang Maschinenbau oder „ein berufsqualifizierender Hochschulabschluss in einem inhaltlich gleichwertigen Studiengang“ Zugangsvoraussetzung zum Masterstudiengang. // VON FRITZ WILHELM

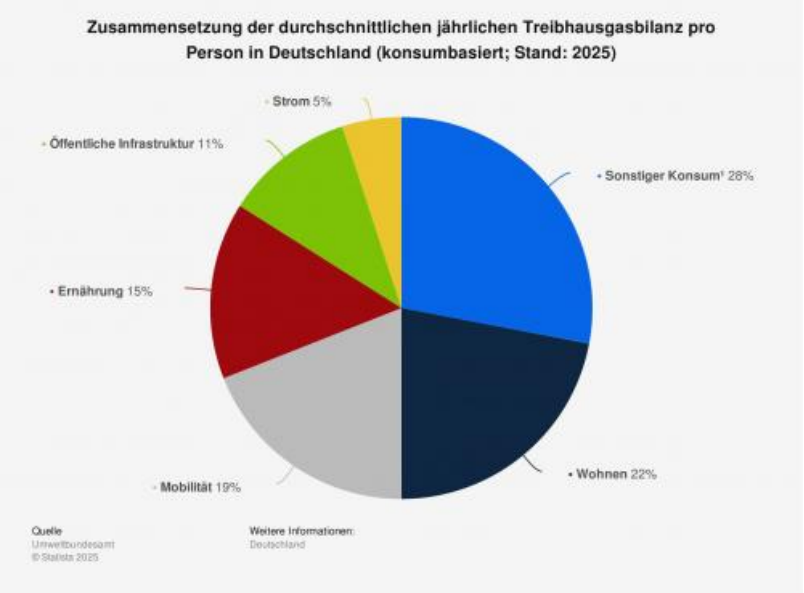
Zum Inhalt

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Zusammensetzung der jährlichen Treibhausgasbilanz pro Person

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 bitte auf die Grafik klicken
Quelle: Statista

Eine Person verursacht in Deutschland (Stand 2025) im Durchschnitt jährlich 10,4 Tonnen Treibhausgase in CO2-Äquivalenten. 22 Prozent (2,2 Tonnen CO2-Äquivalente) entfallen auf den Bereich Wohnen, 15 Prozent (1,6 Tonnen) auf die Ernährung, 28 Prozent (2,9 Tonnen) auf den sonstigen Konsum (etwa Bekleidung und Freizeitaktivitäten). Diese durchschnittliche Treibhausgasbilanz liegt höher als übliche Angaben zu den Pro-Kopf-Emissionen Deutschlands, da sie Emissionen berücksichtigt, die durch den Konsum von im Ausland hergestellten Produkten entstehen. Man spricht auch von einer konsumbasierten CO2-Bilanz (in Abgrenzung zu einer territorial basierten CO2-Bilanz). // VON REDAKTION

Zum Inhalt

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

UNTERNEHMEN

Quelle: Pixabay / cverkest

EnBW und Solar Estate kooperieren bei Mieterstromprojekten

MIETERSTROM. Der Full-Service-Anbieter Solar Estate will zusammen mit EnBW ungenutztes PV-Potenzial auf Dächern von Mehrfamilienhäusern und Gewerbeimmobilien heben.

Während der Zubau von PV-Anlagen im vergangenen Jahr in fast allen Segmenten Zuwächse verzeichnete, blieben Mehrfamilienhäuser hinter ihren Solarstrom-Erzeugungspotenzialen zurück. Nur 0,5 Prozent von insgesamt 38 GW, die im Heimsegment an PV-Kapazität in Deutschland installiert sind, entfallen auf Mehrfamilienhäuser. Darauf verweist der Full-Service-Anbieter für Mieterstromprojekte Solar Estate in einer Mitteilung vom 12. Mai 2025. Zusammen mit dem Energiekonzern EnBW will das 2023 gegründete Unternehmen diese Zielgruppe erschließen. Mietern und Vermietern soll es ermöglicht werden, Solarstrom vom eigenen Dach zu nutzen, so „unkompliziert und effizient wie möglich“, wie es weiter heißt.

Das Berliner Unternehmen übernimmt der Mitteilung zufolge innerhalb der Mieterstrom-Kooperation die komplette Planung und Abwicklung des Projektes. Nach der Installation wird Solar Estate auch für die Betreuung der PV-Anlagen zuständig sein. Auch die Kommunikation mit Mietern und Netzbetreibern liegt beim Full-Service-Anbieter. EnBW wiederum übernimmt die Restromversorgung, damit die Stromversorgung auch nachts oder bei zu geringer Sonnenstrahlung gewährleistet wird und tritt auch als Abrechnungsdienstleister auf.

Alexander Conreder, der bei EnBW die Leitung des Produktmanagements für die Wohnungswirtschaft innehat, verweist darauf, man bringe „Energiekompetenz in eine Partnerschaft ein, die den Mieterstrommarkt vereinfachen und skalierbar machen soll“. Nur wenn Projekte wirtschaftlich, rechtssicher und einfach umzusetzen seien, schaffe man es, solare Energieversorgung in der Breite zu realisieren.

Noah Nordini, Geschäftsführer von Solar Estate, beziffert das ungehobene PV-Potenzial für Dachanlagen im Mehrfamilienhaus- und Gewerbesektor auf rund zwei Millionen Gebäude. // VON IMKE HERZOG

Diesen Artikel können Sie teilen:

Zum Inhalt

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

WERBUNG

Kisters und Profiforms unterstützen Standardisierungsbemühungen

Quelle: Shutterstock / luchunyu

IT. Die Interessengemeinschaft Geschäftsobjekte Energiewirtschaft hat mit Kisters und Profiforms zwei neue Mitglieder, welche die Standardisierung des Datenaustauschs vorantreiben.

Die Interessengemeinschaft Geschäftsobjekte Energiewirtschaft e. V. (IG BO4E) mit Sitz in Hückelhoven hat Zuwachs erhalten. Mit der Kisters AG aus Aachen und der Profiforms GmbH aus dem baden-württembergischen Leonberg sind zwei weitere Softwareunternehmen dem Verein beigetreten, der sich für die Entwicklung und Verbreitung standardisierter Geschäftsobjekte in der Energiewirtschaft einsetzt.

Ziel der Interessengemeinschaft ist es, durch einheitliche und offene Schnittstellen – die sogenannten Business Objects for Energy (BO4E) – die Interoperabilität von IT-Systemen in der Energiewirtschaft zu verbessern. „Wir freuen uns sehr, dass Kisters und Profiforms bei der Entwicklung ihrer Produkte auf unseren Softwarestandard der Business Objects for Energy setzen und dabei mitwirken, die BO4E in der Energiewirtschaft weiter zu etablieren“, erklärt der Vereinsvorsitzende Peter Martin Schroer.

Markus Rahe, Solution Area Manager Sales und Entwicklungsleiter Marktrolle Lieferant bei Kisters, betont die Bedeutung einheitlicher Standards, um die Zusammenarbeit über Unternehmensgrenzen hinweg zu erleichtern. Eine optimale Unterstützung der Geschäftsprozesse der Kunden des IT-Dienstleisters sei nur möglich, wenn unterschiedliche Systeme mit wenig Risiko und effizient miteinander verbunden werden können. Deshalb verfolge Kisters auch seit Jahren schon den Ansatz offener Schnittstellen. „Als Standard für Ad-hoc-Kompatibilität von Software-Applikationen fließen die BO4E bereits seit Jahren in unsere Prozesse erfolgreich ein“, so Rahe.

Auch Tilla Schröder, Geschäftsführerin von Profiforms, hebt den Nutzen der BO4E für das eigene Unternehmen hervor. Ganzheitliche, zukunftsfähige Kommunikationsprozesse abbilden, die „keinen Kanal, kein Format und keine Kommunikationsrichtung außen vor lassen“, so skizziert sie das eigene Geschäftsmodell. Energieversorger zu befähigen, Potenziale der E-Rechnung voll auszuschöpfen, gehöre derzeit zu den Prioritäten des Leonberger Teams, heißt es in einer Mitteilung der Interessengemeinschaft.

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Vor diesem Hintergrund ziele die Anwendung der Business Objects auf „vorkonfigurierte Lösungen“ und den „effizienten Austausch strukturierter Daten“, erklärt Schröder.

Mit dem Beitritt der beiden neuen Mitglieder zählt die IG BO4E nun 17 Organisationen, darunter 15 Softwarehäuser, ein Dienstleistungsunternehmen sowie mit den Stadtwerken Schwäbisch Hall auch einen Energieversorger. Laut Schroer bietet der Verein seine Entwicklungen als Open-Source-Lösungen an – über den Mitgliederkreis hinaus. Zudem würden eigene Softwareprodukte auf Basis der BO4E geschaffen, etwa das Tool „Bestandskundenpricing“ zur Preisgestaltung bei Bestandskunden oder die „Bestellstrecke“ für Stromgemeinschaften.

Die IG BO4E verfolgt mit ihrem Engagement das Ziel, die Digitalisierung in der Energiewirtschaft strukturell zu unterstützen. Der Einsatz standardisierter Objekte soll Marktakteuren helfen, IT-Systeme effizienter miteinander zu verknüpfen und Prozesse wirtschaftlicher zu gestalten. Ein Geschäftsobjekt kann beispielsweise ein Liefervertrag sein, eine Lieferstelle, eine Messlokation oder eine Rechnung.

// VON FRITZ WILHELM

^ Zum Inhalt

Chefwechsel bei Enercity-Tochter

Björn Waide ist bald neuer Lynqtech-Chef. Quelle: Enercity

PERSONALIE. Björn Waide übernimmt am 1. Juli die Leitung des IT-Unternehmens Lynqtech. Die bisherige Geschäftsführung der Tochtergesellschaft von Enercity scheidet „auf eigenen Wunsch“ aus.

Personeller Umbruch in Hannover bei Lynqtech: Mandy Schwerendt und Matthias Mohr, die bisher die Geschäfte führten, haben das Unternehmen „auf eigenen Wunsch verlassen“, teilt der Mutterkonzern Enercity mit. Ab 1. Juli übernimmt Björn Waide (45) den Chefposten bei der IT-Tochter. Bis zu seinem Start rückt vorübergehend Florian Riedl, Enercity-Bereichsleiter „Digital Processes & Platform Markets“, an die Unternehmensspitze.

Waide bringt Erfahrung als Unternehmensgründer und Geschäftsführer mit. Von 2013 bis 2022 war Geschäftsführer der Smartsteuer GmbH. Im Sommer Jahr 2022 gründete er die „net positve ventures“ UG. Unternehmensgegenstand der Mini-GmbH ist laut Handelsregister „das Halten und Verwalten von Beteiligungen im eigenen Namen und auf eigene Rechnung, nicht als Dienstleistung für Dritte“. Von Juli 2024 bis Anfang dieses Jahres fungierte er als Geschäftsführer des hannoverschen Handelsunternehmens Connox.

Digitalisierung, E-Commerce, Produktentwicklung

Zu Waides fachlichen Schwerpunkten gehören nach Angaben von Enercity Digitalisierung, E-Commerce sowie Produktentwicklung. Mandy Schwerendt und Matthias Mohr stehen Lynqtech weiterhin in beratender Funktion zur Verfügung, heißt es.

Enercity hatte sich vor Kurzem dafür entschieden, für B2B-Abrechnungen IT des Softwareriesen SAP zu nutzen, Endkunden-Geschäfte will der Konzern über die Lösung von Lynqtech abwickeln. Ex-Lynqtech-Chefin Mandy Schwerendt hatte vor drei Jahren noch anders geklungen: „Unserer Erfahrung nach suchen mehr und mehr Stadtwerke nach einer Alternative zu SAP, weil sie gerade erkennen, was es bringt, den Lebenszyklus eines Kunden als einen integrierten Prozess zu betrachten.“ Natürlich wolle man Kunden, „die heute bei SAP sind, für uns gewinnen“, sagte Schwerendt im Gespräch mit dieser Redaktion.

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

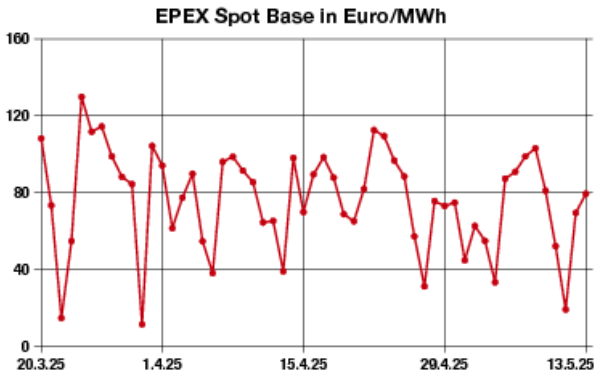
Lynqtech wurde im Jahr 2020 aus Enercity ausgegründet. Zwischenzeitlich hatte der Technologiekonzern Hanwha Q rund 66 Prozent der Anteile an dem IT-Dienstleister erworben. Seit Dezember 2024 gehört Lynqtech wieder vollständig Enercity. // VON MANFRED FISCHER

Zum Inhalt

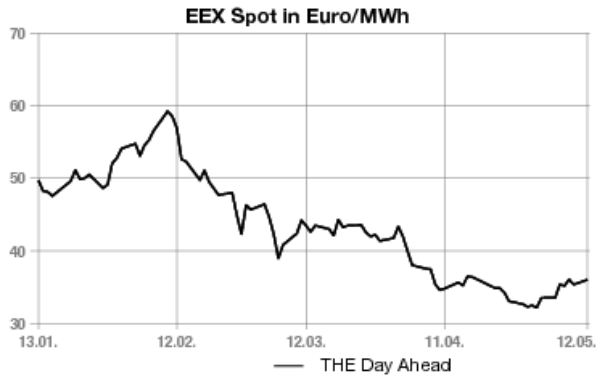
© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Erfolgreiche Handelsgespräche treiben die Energiemärkte

Quelle: E&M

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

Mit deutlichen Aufschlägen haben sich die Energiemärkte am Montag präsentiert, die damit den festen Ton von den internationalen Aktienmärkten aufnahmen. Ursächlich für die Zugewinne war die vorläufige Einigung zwischen den USA und China auf eine deutliche Reduktion der Zölle, die beide Kontrahenten gegeneinander verhängt hatten. Damit rücken die USA einmal mehr von ihrer ursprünglich eingenommenen aggressiven Haltung in dem Handelskonflikt ab. Unsicher ist allerdings, ob die vorläufige Übereinkunft auch zu einer dauerhaften Einigung führt.

Strom: Fest hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Montag gezeigt. Der Dienstag wurde mit 79,50 Euro je Megawattstunde im Base und 41,50 Euro je Megawattstunde im Peak gehandelt. Am Freitag war der Montag nur mit 55 Euro gesehen worden. Börslich wurde der Day-ahead mit 79,50 Euro im Base und 41,13 Euro im Peak notiert. Auf Stundenbasis waren negative Preise zwischen 11 und 16 Uhr angefallen. Der Preisanstieg vom Montag auf Dienstag entspricht den geringeren Beiträgen von Wind und Solar. Für den Dienstag erwarten die Meteorologen von Eurowind Beiträge der Erneuerbaren im Base in Höhe von 24 Gigawatt nach 32,2 Gigawatt am Berichtstag. Für den Mittwoch sagt Eurowind wieder etwas höhere Einspeisemengen der Erneuerbaren vorher. Danach dürfte die jeweils anfallende Einspeisung von Wind und Solar Schritt für Schritt zurückgehen. Am langen Ende gewann das Strom-Frontjahr 2,96 auf 89,42 Euro.

CO2: Fest haben sich die Preise für COS-Emissionszertifikate zu Wochenbeginn gezeigt. Der Dec 25 gewann bis 13.47 Uhr 2,25 auf 72,64 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 19,2 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 72,93 Euro, das Tief bei 70,52 Euro. Die Analysten von Vertis sind bezüglich der Entwicklung am CO2-Markt vorsichtig optimistisch. Sie verweisen auf die vorläufige Einigung im chinesisch-amerikanischen Handelsstreit und auf Signale eines möglichen Waffenstillstands im Ukraine-Konflikt.

Erdgas: Fester haben sich die europäischen Gaspreise am Montag präsentiert. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.48 Uhr 1,000 auf 35,750 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE zog der Day-ahead 1,050 auf 36,050 Euro an. Händler verwiesen auf den Umstand, dass die EU neue Sanktionen gegen Russland - einschließlich einer dauerhaften Blockierung der Nord-Stream-2-Gaspipeline plant, sollte Russland nicht einer von US-Präsident Trump vorgeschlagenen 30-tägigen Waffenruhe in der Ukraine zustimmen. Die EU hat bereits den Druck auf Russland erhöht, indem sie Pläne

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

zur Reduzierung der meisten Energieimporte aus Russland bis Ende 2027 detailliert darlegt. Gleichzeitig wird der Erdgaspreis auch durch die Zolleinigung zwischen Russland und China gestützt, da sie positive konjunkturelle Impulse auslösen dürfte. Etwas bullish dürfte sich auch das Wetter in Deutschland am Gasmarkt auswirken, da es bis Ende der laufenden Woche weiter kühl und windschwach bleiben soll. Erst danach ist mit einer durchgreifenden Erwärmung und dann auch mit mehr Wind zu rechnen.

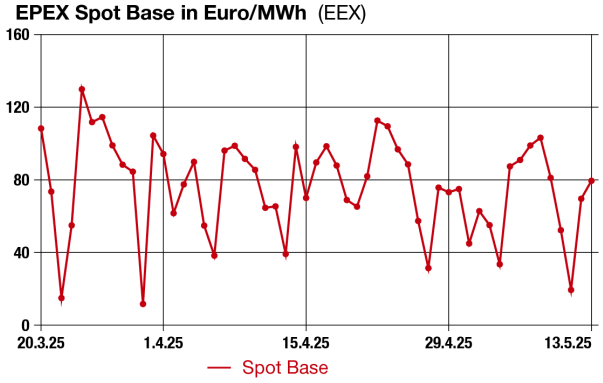
// VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

Zum Inhalt

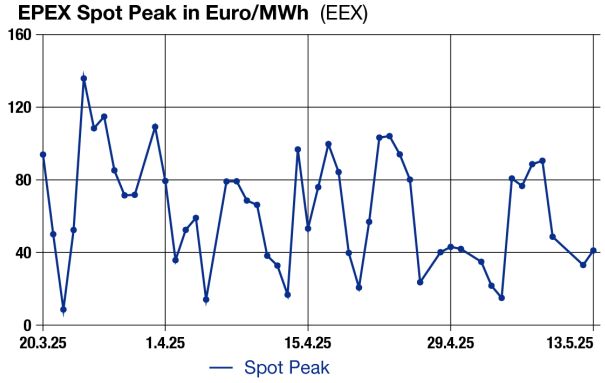
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

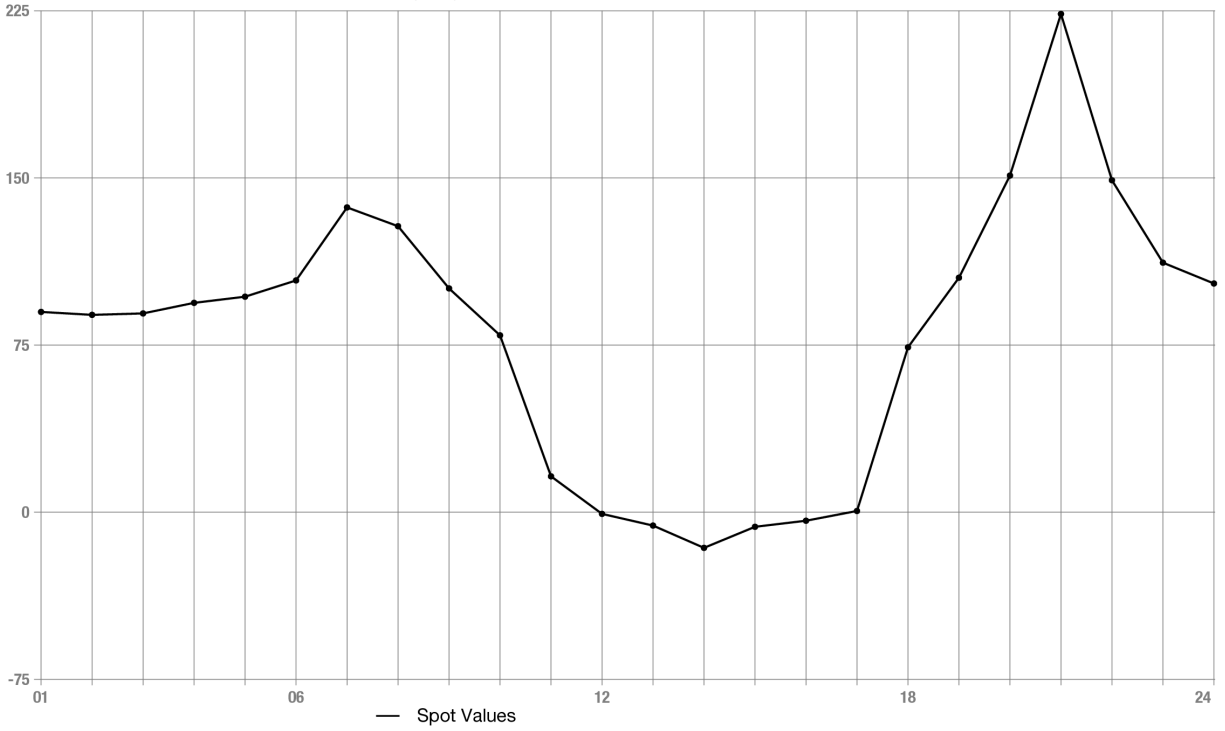
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Strom Terminmarkt

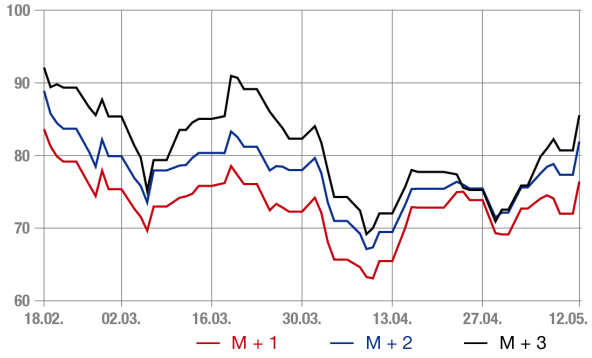
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	12.05.25	German Power Jun-2025	76,41
M2	12.05.25	German Power Jul-2025	81,91
M3	12.05.25	German Power Aug-2025	85,54
Q1	12.05.25	German Power Q3-2025	87,24
Q2	12.05.25	German Power Q4-2025	97,47
Q3	12.05.25	German Power Q1-2026	98,84
Y1	12.05.25	German Power Cal-2026	89,92
Y2	12.05.25	German Power Cal-2027	81,56
Y3	12.05.25	German Power Cal-2028	73,88

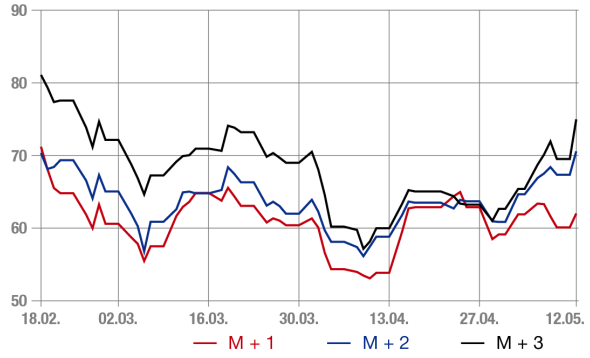
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	12.05.25	German Power Jun-2025	62,01
M2	12.05.25	German Power Jul-2025	70,57
M3	12.05.25	German Power Aug-2025	74,97
Q1	12.05.25	German Power Q3-2025	80,74
Q2	12.05.25	German Power Q4-2025	122,40
Q3	12.05.25	German Power Q1-2026	118,99
Y1	12.05.25	German Power Cal-2026	98,94
Y2	12.05.25	German Power Cal-2027	91,90
Y3	12.05.25	German Power Cal-2028	83,93

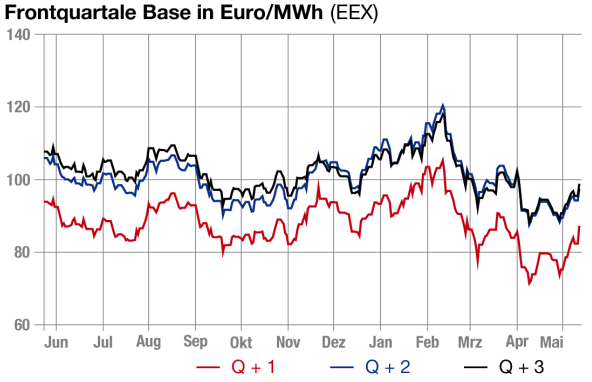
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



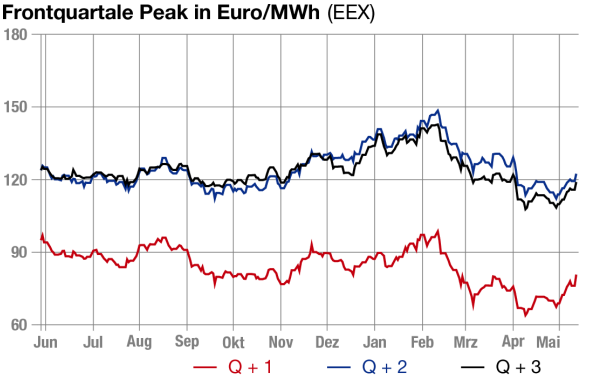
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



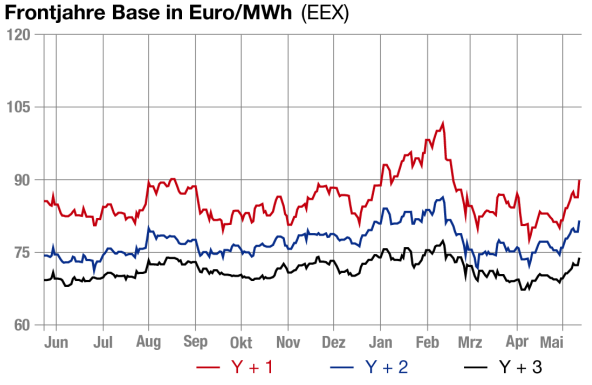
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



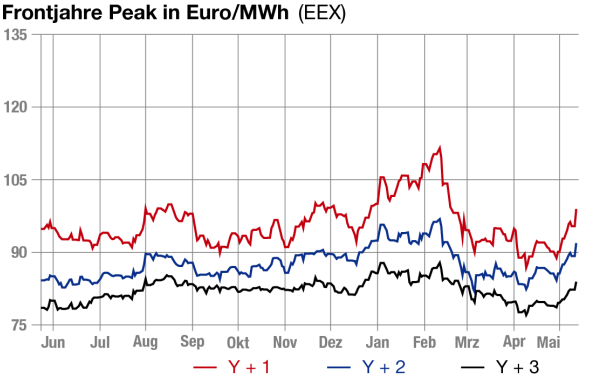
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



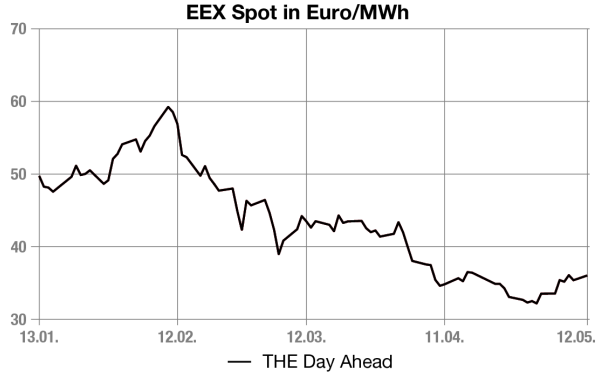
© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Gas Spot- und Terminmarkt

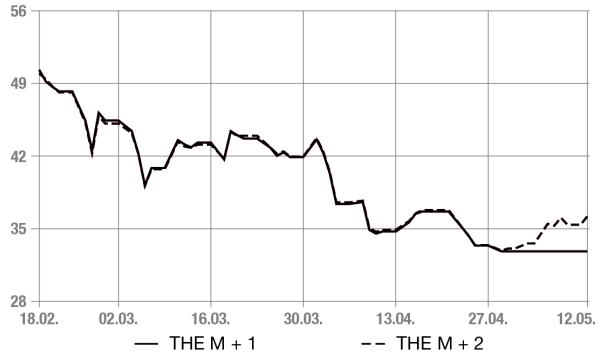
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	12.05.25	German THE Gas Mai-2025	32,82
M2	12.05.25	German THE Gas Jun-2025	36,19
Q1	12.05.25	German THE Gas Q3-2025	36,59
Q2	12.05.25	German THE Gas Q4-2025	38,26
S1	12.05.25	German THE Gas Win-2025	38,39
S2	12.05.25	German THE Gas Sum-2026	34,20
Y1	12.05.25	German THE Gas Cal-2026	35,67
Y2	12.05.25	German THE Gas Cal-2027	31,73

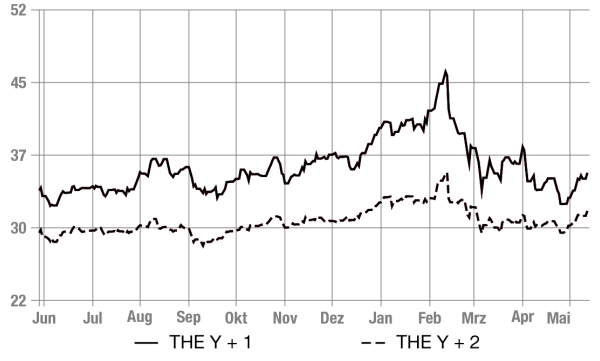
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



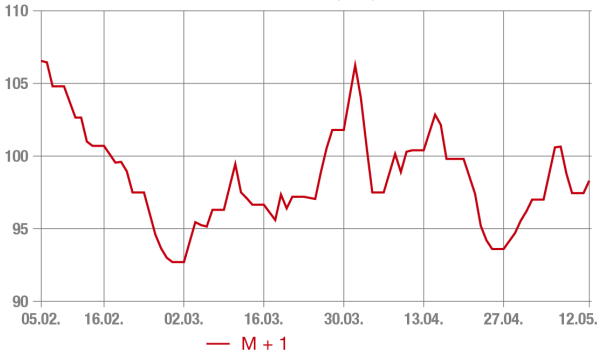
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	12.05.25	79,50	EUR/MWh
Germany Spot peak	12.05.25	41,13	EUR/MWh
EUA Jun 2025	12.05.25	72,57	EUR/tonne
Coal API2 Jun 2025	12.05.25	98,30	USD/tonne

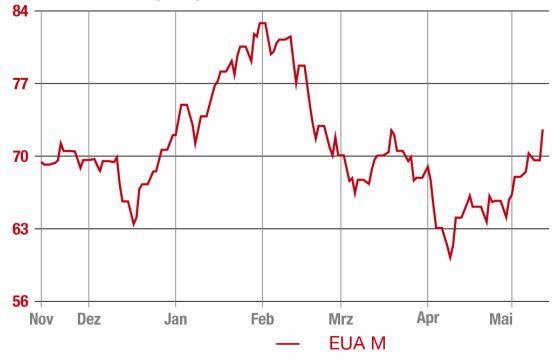
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	12.05.25	36,04	EUR/MWh
German THE Gas Jun-2025	12.05.25	36,19	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	12.05.25	35,67	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2025	12.05.25	64,96	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

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

Sachbearbeiter Netzvertrieb (m/w/d)

Mehr als 110 Jahre Erfahrung und ein großartiges Team machen uns zu dem, was wir heute sind: ein …

in Achim

vor 2 h

Ausbildung

Gruppenleitung Netzbetriebssteuerung Gas/Wasser/Wärme (m/w/d)

Die NEW kümmert sich - um die Wünsche ihrer Kunden, und auch um dich und deine Karriere. Als kom…

in Mönchengladbach

vor 2 h

Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit

Leiter Netzbetrieb Gas (m/w/d)

Wir suchen einen unbefristet zum nächstmöglichen Zeitpunkt einen Leiter Netzbetrieb Gas (m/w/d). G…

in Halle (Saale)

vor 2 h

Festanstellung

Praktikum Wertstrom-Management - Frischebereiche

Job DescriptionEinleitung\nEine gute Idee war der Ursprung, ein erfolgreiches Konzept ist das Ergebni…

in Neckarsulm

vor 2 h

Freie Mitarbeit

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

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

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 Weingärtner**
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**

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

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

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:

© 2025 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten