



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**163,93 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**62,39 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZITAT DES TAGES

„Wer nur einzelne Kostenpositionen betrachtet, läuft Gefahr, das Gesamtsystem teurer zu machen.“

Hans-Josef Vogel, Vorstandsvorsitzender des LEE NRW, zu einem EWI-Gutachten. Dieses sieht bis 2045 ein Einsparpotenzial von 70 Milliarden Euro, wenn Erneuerbare, Netze und Flexibilität besser miteinander verzahnt werden.

STROM

Wind und PV treiben die Stromerzeugung im Juli

STROMNETZ

Südlink-Tunnel unter der Elbe fertig

MOBILITÄT

Stadtwerke Schweinfurt stellen Diesel-Fuhrpark um

Inhalt

TOP-THEMA

→ **WIRTSCHAFT:** Neues Kreislaufwirtschaftsgesetz könnte Wärmeplanung gefährden

POLITIK & RECHT

- **WINDKRAFT OFFSHORE:** Verbände fordern Änderungen der Gesetznovelle
- **STUDIEN:** LEE NRW warnt vor falschem Kurs beim Stromsystem
- **WÄRMENETZ:** KEA-BW stellt Musterverträge für Wärmenetze bereit

HANDEL & MARKT

- **STROM:** Wind und PV treiben die Stromerzeugung im Juli
- **WÄRME:** Pelletpreis steigt um rund zehn Prozent
- **STATISTIK DES TAGES:** Anteil der Braunkohle am deutschen Energieverbrauch

TECHNIK

- **STROMNETZ:** Südlink-Tunnel unter der Elbe fertig
- **KERNKRAFT:** Nuklearia relativiert Hitzeprobleme
- **IT:** Thüga Smartservice startet Steuerungsrollout
- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Allererster Strom-Ferrari für 40 Millionen US-Dollar ersteigert

UNTERNEHMEN

- **MOBILITÄT:** Stadtwerke Schweinfurt stellen Diesel-Fuhrpark um
- **BILANZ:** Stadtwerke Bonn mit robustem Energiegeschäft

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Analysten warnen vor schwierigem Gas-Winter

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Neues Kreislaufwirtschaftsgesetz könnte Wärmeplanung gefährden



Quelle: Shutterstock / Anton Vierietin

WIRTSCHAFT. Die Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland fordert Änderungen am Entwurf für die Novelle des Kreislaufwirtschaftsgesetzes.

In ihrer Stellungnahme an das Bundesumweltministerium verlangt die Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland (ITAD) unter anderem klare Definitionen für chemisches Recycling, eine Folgenabschätzung für die Abfall- und Energiewirtschaft sowie eine regulatorische Gleichbehandlung verschiedener Verfahren zur Nutzung von Kohlenstoff im neuen Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG).

Der Referentenentwurf müsse die Abfallwirtschaft als zusammenhängendes Infrastruktursystem behandeln, sagte der stellvertretende ITAD-Geschäftsführer Martin Treder. Treder: „Der Einfluss der Energie- und Klimaschutzgesetzgebung auf die Kreislaufwirtschaft steigt und wird zunehmend komplexer. Daher müssen Folgeabschätzungen erstellt werden – beispielsweise hat eine Reduktion der Abfallmenge auch Auswirkungen auf die kommunale Wärmeplanung und die Klimaschutzziele.“

Chemisches Recycling und CCU als Kohlenstoffquellen

Einen Schwerpunkt setzt die Stellungnahme der ITAD auf das chemische Recycling. Verfahren wie Pyrolyse und Solvolyse bewertet der Verband zwar grundsätzlich als mögliche Bestandteile der Kreislaufwirtschaft. Für eine abschließende Bewertung fehle jedoch eine ausreichende Datengrundlage. Bislang arbeiteten nur wenige Anlagen im industriellen Maßstab. Zudem lägen nach Angaben des Verbands kaum belastbare Daten zu Ausbeuten, Produktreinheiten sowie Energie- und Massebilanzen vor.

Während chemisches Recycling den Kohlenstoff aus kohlenstoffhaltigen Abfällen nutze, könne CCU (Carbon Capture and Utilisation) Kohlenstoff aus den Abgasströmen der energetischen Abfallbehandlung wieder in chemische Wertschöpfungsketten zurückführen. Beide Wege könnten damit fossile Kohlenstoffquellen ersetzen. Nach Auffassung der ITAD sollten sie deshalb als komplementäre alternative Kohlenstoffquellen behandelt werden. Somit dürfen laut Verbandsansicht keine regulatorischen Vorteile des chemischen Recyclings gegenüber thermischer Behandlung und mechanischem Recycling geschaffen werden.

ITAD verweist dabei auch auf die europäische Diskussion zum Kohlenstoffkreislauf. Die EU-Kommission hatte in ihrer Mitteilung zu nachhaltigen Kohlenstoffkreisläufen von 2021 die Wiederverwendung von Kohlenstoff aus Abfallströmen als Bestandteil einer Kreislaufstrategie für Kohlenstoff eingeordnet.

CO2-Pipelines sollen auch CCU dienen

Änderungsbedarf sieht die ITAD zudem bei den rechtlichen Voraussetzungen für Carbon Capture an thermischen Abfallbehandlungsanlagen. Der Verband fordert, dass CO2-Pipelines nicht ausschließlich für Kohlendioxid genutzt werden dürfen, das anschließend gespeichert wird. Auch abgeschiedenes CO2, das einer stofflichen Nutzung zugeführt werden soll, müsse in die Infrastruktur eingespeist werden können.

Die ITAD verlangt darüber hinaus eine Folgenabschätzung, die das KrWG mit den laufenden Gesetzgebungsverfahren in der Energie- und Klimapolitik verknüpft. Ein Grund dafür ist die Rolle thermischer Abfallbehandlungsanlagen in der Wärmeversorgung. Deren Abwärme ist laut Verband bereits Bestandteil kommunaler Wärmepläne, Transformationspläne von Wärmenetzen, Netzstrategien und langfristiger Lieferbeziehungen.

Verändert sich die verfügbare Abfallmenge, verändert sich auch die Wärmemenge, die Anlagen langfristig bereitstellen können. Zugleich können Carbon-Capture-Anlagen den Eigenenergiebedarf und damit die Energiebilanz der Standorte beeinflussen. Der Verband fordert deshalb, Auswirkungen neuer Vorgaben zur Abfallvermeidung und zum Recycling auch auf die kommunale Wärmeplanung genau zu untersuchen.

EU-Emissionshandel erhöht Regulierungsdruck

Hinzu kommen nach Einschätzung der ITAD die klimapolitischen Vorgaben für thermische Abfallbehandlungsanlagen. Der Verband verweist auf die vorgesehene Einbeziehung von Siedlungsabfallverbrennungsanlagen in den EU-Emissionshandel. Nach derzeitiger Planung soll die Einbeziehung ab dem Jahr 2031 erfolgen. Parallel entstehen für Anlagen in Deutschland bereits Kosten aus dem nationalen Emissionshandel.

Die Kombination aus CO2-Bepreisung, Vorgaben zur Kreislaufwirtschaft und dem Aufbau einer Carbon-Management-Infrastruktur könne Investitionsentscheidungen und Abfallströme beeinflussen. Die ITAD fordert daher, Wechselwirkungen zwischen den Regelungsbereichen bereits im Gesetzgebungsverfahren zu analysieren. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / Thampapon

Verbände fordern Änderungen der Gesetznovelle

WINDKRAFT OFFSHORE. Das Bundeswirtschaftsministerium will das Gesetz für Windkraft auf See reformieren. Die Branche begrüßt zentrale Punkte, fordert aber Änderungen bei Anschlüssen und Ausschreibungen.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) hat bis zum 17. August die Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) zur Konsultation gestellt. Der Referentenentwurf sieht unter anderem zweiseitige Differenzverträge (CfD), einen verlässlichen Ausschreibungspfad und eine Verlängerung der regulären Betriebsdauer neuer Offshore-Windparks von 25 auf 35 Jahre vor. Am Ausbauziel von mindestens 70.000 MW Offshore-Windenergie bis 2045 hält das Ministerium fest.

Der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) begrüßt in seiner Stellungnahme zentrale Elemente des Entwurfs. Gleichzeitig sieht der Verband Änderungsbedarf beim Ausschreibungsdesign. Auch der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) fordert, die Offshore-Ausschreibungen stärker auf Wettbewerb und Akteursvielfalt auszurichten sowie eine kosteneffiziente Integration der Windparks in den Blick zu nehmen.

Laut VKU sollten Ausschreibungsflächen kleiner zugeschnitten und auf höchstens 1.000 MW Netzanschlusskapazität begrenzt werden. Zudem sollte ein Bieter pro Jahr nur eine Fläche erhalten, um die Umsetzungswahrscheinlichkeit zu erhöhen.

CfD sollen Investitionen absichern

Der BWO bewertet die geplante Einführung zweiseitiger Differenzverträge als Schritt zu mehr Planungssicherheit für Investoren. Nach dem Entwurf sollen CfD allerdings erst greifen, wenn sich kein Unternehmen bereit erklärt, ein Offshore-Windprojekt ohne Absicherung durchzuführen. Der Verband kritisiert dieses zweistufige Ausschreibungsmodell.

BWO-Geschäftsführer Thimm fordert, die Absicherung müsse von Beginn an verlässlich zur Verfügung stehen und dürfe nicht zur Rückfalloption werden. Offshore-Windparks seien Investitionsprojekte mit langen Realisierungszeiten und hohen Kapitalanforderungen. Das Ausschreibungsdesign müsse deshalb die Risiken für Investoren begrenzen.

Positiv bewertet der Verband den vorgesehenen Ausschreibungspfad. Der Entwurf sieht jährliche Ausschreibungen zwischen 2.000 und 4.800 MW vor. Zudem soll die Möglichkeit für grenzüberschreitende Kooperationsprojekte geschaffen werden. Nach Einschätzung des BWO schafft der langfristige Ausbaupfad Planungssicherheit für Hersteller, Häfen, Schiffe und Zulieferer.

Aquaventus fordert offene Anschlüsse

Aquaventus, ein Verein, der den Aufbau einer Offshore-Wasserstoffwirtschaft vorantreibt, konzentriert sich vor allem auf die geplanten Regelungen für kombinierte Anschlusskonzepte. Der Entwurf sieht nach Angaben des Vereins erstmals die Möglichkeit vor, Offshore-Flächen flexibel für die Erzeugung von Strom und Wasserstoff zu nutzen. Zudem soll das bisherige Anschlussverbot für sonstige Energiegewinnungsbereiche entfallen und die Nutzung von Elektrolyseuren ausdrücklich im Gesetz berücksichtigt werden.

Robert Seehawer, Geschäftsführer von Aquaventus, begrüßt diese Änderungen. Angesichts steigender Kosten für den Netzausbau könnten kombinierte Anschlüsse aus Sicht des Vereins wirtschaftliche Vorteile bieten. Aquaventus verweist dabei auf Berechnungen zum Netzentwicklungsplan 2037/2045. Danach könnten nach Einschätzung des Vereins 56 bis 59 Milliarden Euro an Investitionen in Offshore-Netzanbindungssysteme vermieden werden, wenn Energie teilweise in Form von Wasserstoff über Pipelines statt über zusätzliche Stromtrassen an Land transportiert werde.

Allerdings kritisiert Aquaventus, dass der Referentenentwurf kombinierte Anschlusskonzepte zunächst nur auf einzelnen Flächen zulassen soll. Der Verein fordert, die Möglichkeit grundsätzlich für sonstige Energiegewinnungsbereiche zu öffnen. Eine gesetzliche Öffnung bedeute dabei keine Verpflichtung zur Nutzung.

Anrechnung auf Ausbauziel gefordert

Für das parlamentarische Verfahren schlägt Aquaventus vor, Windenergiekapazitäten innerhalb sonstiger Energiegewinnungsbereiche auf das Ausbauziel von 70.000 MW anzurechnen. Als Beispiel nennt der Verein die Fläche SEN-1. Dort könne die Kapazität nach seinen Angaben über eine 66-kV-Anbindung die bestehende Konverterplattform NOR-10-1 mitnutzen.

Ein zusätzliches eigenes Netzanbindungssystem wäre damit nach Darstellung von Aquaventus nicht erforderlich. Die Gesetzesbegründung beziffere die Kosten für ein solches System auf rund fünf bis zehn Milliarden Euro. Sektorenübergreifende Flächen könnten damit Teil des regulären Ausbaupfads werden, statt einen zusätzlichen Ausbaupfad neben dem Ziel zu bilden. Aquaventus fordert außerdem eine parallele Abstimmung von Gesetzgebung und Flächenplanung. (sh) // **VON SUSANNE HARMSSEN**

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(d5d7044e5caf6907399af2dced8d6ff8_img.jpg\)](#) [!\[\]\(0718ece108875f096be32ef1aea65831_img.jpg\)](#) [!\[\]\(5413432958edc783e108af585cf114e8_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)

LEE NRW warnt vor falschem Kurs beim Stromsystem



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

STUDIEN. Ein vom LEE NRW beauftragtes EWI-Gutachten sieht bis 2045 ein Einsparpotenzial von 70 Milliarden Euro, wenn Erneuerbare, Netze und Flexibilitäten besser miteinander verzahnt werden.

Eine kostenoptimierte Ausgestaltung des deutschen Stromsystems mit mehr erneuerbaren Energien könnte bis 2045 rund 70 Milliarden Euro im Vergleich zu den aktuellen Systemumbauplänen einsparen. Zu diesem Ergebnis kommt ein Gutachten des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) im Auftrag des Landesverbandes Erneuerbare Energien NRW (LEE NRW), teilte der Verband mit.

„Die Bundesregierung setzt zum einen wieder verstärkt auf fossile Energieträger und Kraftwerke, ohne die dadurch anfallenden Kosten zu beziffern, während zum anderen insbesondere Kosten des Redispatch betrachtet werden, also Vergütung von aufgrund von Netzengpässen abgeregelten Strom. Die EWI-Ergebnisse zeigen aber: Wer nur einzelne Kostenpositionen betrachtet, läuft Gefahr, das Gesamtsystem teurer zu machen“, sagt Hans-Josef Vogel, Vorstandsvorsitzender des LEE NRW.

Das EWI vergleicht drei Entwicklungspfade für ein klimaneutrales Stromsystem bis ins Jahr 2045. Im kostenoptimalen Szenario bauen die Marktakteure demnach vor allem Windenergie an Land und Freiflächen-Photovoltaik stärker aus. Zugleich stimmen sie Erzeugungsanlagen und Netzinfrastruktur stärker aufeinander ab und nutzen dezentrale Flexibilitäten intensiver. Ein Pfad mit einem geringeren Ausbau der Erneuerbaren führt nach den Modellrechnungen dagegen zu höheren Systemkosten und einem höheren Bedarf an Strom- und Wasserstoffimporten.



Das EWI-Gutachten „Kosteneffizienz im Stromsystem“ als PDF.

(zum Öffnen bitte auf das PDF klicken)

Quelle: LEE NRW

12 Milliarden Euro Kostendifferenz

Nach Angaben des LEE NRW beträgt die Differenz zwischen dem kostenoptimalen Szenario und einem Entwicklungspfad mit weniger Erneuerbaren bis 2045 rund 70 Milliarden Euro. Ab 2045 würde sich der Abstand den Berechnungen zufolge sogar um etwa zwölf Milliarden Euro pro Jahr vergrößern.

Der LEE NRW stellt die Ergebnisse in Zusammenhang mit dem vom Bundeskabinett beschlossenen Netzpaket. Der Verband kritisiert, dass die Bundesregierung einzelne Kostenpositionen wie den Redispatch zu stark gewichte. Ein geringerer Ausbau von Wind- und Solaranlagen kann laut EWI zwar die Abregelung von Erzeugungsanlagen und damit verbundene Kosten reduzieren. Mittel- und langfristig steigen in diesem Szenario nach den Modellrechnungen jedoch die Kosten des gesamten Stromsystems.

Damit rückt die Studie einen Zielkonflikt in den Mittelpunkt der Debatte um Netzausbau und Erneuerbare: Maßnahmen, die einzelne Kostenbestandteile reduzieren, müssen nicht zwangsläufig die volkswirtschaftlichen Kosten des Gesamtsystems senken. Für die Kostenentwicklung kommt es nach der Modellierung auf das Zusammenspiel von Erzeugung, Netzen, Speichern und Flexibilitäten an.

„Mehr Erdgas und perspektivisch importierter Wasserstoff sind keine Strategie zur dauerhaften Kostensenkung“, so Vogel weiter. „Ein solches System verlagert Kosten von Investitionen hin zu Brennstoffen und Importen. Damit steigen zugleich die Abhängigkeit Deutschlands von internationalen Märkten und die langfristigen Kosten für Wirtschaft und Verbraucher.“

LEE NRW fordert stärkere Verantwortung der Netzbetreiber

Kritik übt der Verband auch an der Verteilung der Risiken zwischen Anlagen- und Netzbetreibern. Nach Auffassung des LEE NRW legt das Netzpaket zusätzliche Pflichten und wirtschaftliche Risiken vor allem den Betreibern von Wind- und Solaranlagen auf. Als Beispiel nennt der Verband den vorgesehenen Redispatchvorbehalt. Die Wirtschaftlichkeit neuer Projekte hänge dadurch stärker von der Entwicklung des Netzes ab, obwohl Projektierer den Zeitpunkt des Netzausbaus nicht steuern könnten.

Zugleich fordert er zusätzliche Anreize für einen schnelleren Netzausbau, eine höhere Auslastung bestehender Netze und mehr Transparenz über den Fortschritt der Netzentwicklung. Netzbetreiber und Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen müssten die Verantwortung für ein kosteneffizientes Stromsystem gemeinsam tragen.

Einen Hebel zur Senkung der Systemkosten sieht das EWI-Gutachten in einer systemdienlicheren Ausgestaltung von Wind- und Photovoltaikanlagen. Die im Netzpaket vorgesehene Wirkleistungsbegrenzung greife diesen Ansatz auf. Der LEE NRW fordert jedoch, die Regelungen mit der weiteren Ausgestaltung des EEG abzustimmen und eine Kumulation finanzieller Belastungen für Anlagenbetreiber zu vermeiden.

Der LEE NRW fordert deshalb Änderungen am Netzpaket im parlamentarischen Verfahren. Der Verband verlangt unter anderem eine stärkere systemdienliche Auslegung neuer Wind- und Photovoltaikanlagen. Grundlage der Entscheidungen sollten nicht einzelne Kostenpositionen oder Abregelmengungen sein, sondern die Kosten des Stromsystems über den gesamten Transformationspfad bis 2045. (hr)

// VON HEIDI ROIDER

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

[^ Zum Inhalt](#)

KEA-BW stellt Musterverträge für Wärmenetze bereit



Quelle: Shutterstock / Richard Bradford

WÄRMENETZ. Neue Musterverträge sollen Kommunen den Aufbau und Betrieb von Wärmenetzen erleichtern. Sie regeln Flächennutzung sowie Verträge mit Gewerbe- und Privatkunden.

Für den Aufbau und die Erweiterung von Wärmenetzen brauchen Kommunen klare vertragliche Regeln, erklärt die Landesenergieagentur KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA-BW). Sie stellt dafür drei kostenlose Musterverträge bereit. Das Angebot umfasst einen Gestattungsvertrag sowie zwei Wärmeversorgungsverträge für Gewerbe- und Privatkunden. Mit ergänzenden Erläuterungen will sie die Anwendung erleichtern.

Die KEA-BW mit Sitz in Karlsruhe (Baden-Württemberg) berät unter anderem Kommunen und Unternehmen zu Energieeffizienz, erneuerbaren Energien und Klimaschutz. Mit den neuen Vorlagen will sie vor allem wiederkehrende rechtliche Fragen bei Wärmenetzprojekten abdecken und den Abstimmungsaufwand zwischen Kommunen, Energieversorgern und Kunden verringern.

Kommunale Flächen vertraglich regeln

Der Muster-Gestattungsvertrag richtet sich an Kommunen, die einem Wärmenetzbetreiber die Nutzung öffentlicher Flächen erlauben. Darin können die Vertragspartner unter anderem festlegen, welche Flächen der Betreiber für Leitungen nutzen darf, wie er einen Zugang zu den Leitungen erhält und welche Gestattungsentgelte anfallen. Kommunen können das Muster laut KEA-BW an die Bedingungen des

jeweiligen Projekts anpassen. Ein ergänzender Erläuterungskatalog behandelt rechtliche und technische Fragen.

Für die spätere Belieferung stellt die Landesenergieagentur zwei weitere Vertragsmuster bereit. Eines richtet sich an Gewerbekunden, das andere an Privat- beziehungsweise Tarifikunden. Die Verträge behandeln unter anderem Anschlussbedingungen, Wärmelieferung, Preise, Laufzeiten, Anschlussleistung, Abrechnung und Kündigung.

Damit decken die Vorlagen zwei unterschiedliche Vertragsbeziehungen eines Wärmenetzprojekts ab: die Nutzung kommunaler Flächen durch den Betreiber und die Wärmeversorgung der angeschlossenen Kunden.

Auf der Internetseite der KEA-BW können Interessierte die [Vertragsmuster und die zugehörigen Erläuterungen](#) anfordern. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock

Wind und PV treiben die Stromerzeugung im Juli

STROM. Die erneuerbare Stromerzeugung hat im Juli 2026 mit 29 Milliarden kWh einen Monatsrekord erreicht. Besonders viel Strom lieferten Wind und Photovoltaik.

Die erneuerbaren Energien haben im Juli 2026 so viel Strom erzeugt wie in keinem anderen Monat zuvor. Nach Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energie-Statistik (AGEE-Stat) am Umweltbundesamt (UBA) lag die Erzeugung bei 29 Milliarden kWh. Dazu trugen eine Rekordstromerzeugung aus Photovoltaikanlagen sowie eine für die Jahreszeit überdurchschnittliche Windstromerzeugung bei.

Der bisherige Höchstwert stammte laut AGEE-Stat aus dem Februar 2022. Damals hatte eine ungewöhnliche Häufung von Sturmereignissen die Windstromerzeugung deutlich erhöht. Im Juli 2026 begünstigte dagegen vor allem das Wetter die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen. Der Monat war mit mehr als 270 Sonnenstunden deutlich sonnenreicher als das langjährige Mittel von 211 Stunden.

Wind und Photovoltaik legen zu

In den ersten sieben Monaten des Jahres erzeugten erneuerbare Energien nach den vorläufigen Angaben rund 182 Milliarden kWh Strom. Damit lag die Erzeugung etwa acht Prozent über dem Vorjahreszeitraum. Besonders stark legte die Windenergie zu.

Die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land stieg gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 12 Prozent. Bei Windenergieanlagen auf See betrug der Zuwachs 28 Prozent. Auch die Photovoltaik trug mit einem Plus von 10 Prozent zur höheren erneuerbaren Stromerzeugung bei.

Nicht alle erneuerbaren Energieträger entwickelten sich positiv. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft sank um 14 Prozent. Als Grund nennt die AGEE-Stat das trockenere Wetter. Auch die Stromerzeugung aus Biomasse lag mit einem Minus von 3 Prozent unter dem Wert des Vorjahres.

Umweltminister für mehr Windkraft

Bundesumweltminister Carsten Schneider (SPD) wertete die Entwicklung als Beleg für die zunehmende Bedeutung erneuerbarer Energien. „Erneuerbarer Strom ist zugleich für Klimaschutz, wirtschaftliche

Wettbewerbsfähigkeit und die Sicherheit der Energieversorgung relevant“, sagte er am 17. August. Eine höhere Stromerzeugung aus Wind und Sonne könne die Abhängigkeit von Öl und Gas aus dem Ausland verringern und zusätzlichen Strom für Industrie, Elektromobilität und Wärmepumpen bereitstellen.

Schneider sieht insbesondere bei der Windenergie weiteren Handlungsbedarf. Bei der Photovoltaik sei Deutschland mit Blick auf das Ausbauziel für 2030 bereits auf einem guten Weg. Die Ausbauzahlen bei der Windenergie zeigten dagegen, dass weitere Anstrengungen erforderlich seien. Das gelte sowohl für Windenergie an Land als auch für Offshore-Anlagen.

Offshore-Ausbau nimmt zu

Die Daten der Bundesnetzagentur zeigen beim Ausbau der installierten Leistung in den ersten sieben Monaten unterschiedliche Entwicklungen. Bei der Windenergie an Land lag der Netto-Zubau der Bruttoleistung bei knapp 2.300 MW und damit leicht über dem Niveau des Vorjahres.

Bei der Windenergie auf See erreichte der Netto-Zubau knapp 1.200 MW. Damit kam laut AGEE-Stat bereits in den ersten sieben Monaten mehr Offshore-Leistung hinzu als in jedem Gesamtjahr seit 2020. Bei der Photovoltaik schwächte sich die Dynamik dagegen etwas ab. Von Januar bis Juli lag der Netto-Zubau der Bruttoleistung bei rund 9.600 MW und damit unter dem Niveau des Vorjahres.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Monaten (2025 und 2026)



Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Monaten

(zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: UBA

Schneider verwies auf die zusätzlichen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Rahmen des Klimaschutzprogramms der Bundesregierung. Diese umfassen 12.000 MW. Bei Offshore-Windenergie komme es aus seiner Sicht darauf an, die kommenden Ausschreibungen so zu gestalten, dass wieder mehr Investitionsdynamik entstehe.

Mit dem vom Bundeskabinett beschlossenen Entwurf zur Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) will die Bundesregierung den Ausbau erneuerbarer Energien stärker mit dem Netzausbau und den Anforderungen des Strommarktes verzahnen.

Juli war warm und trocken

Die Witterung beeinflusste die Erzeugungsbedingungen im Juli deutlich. Nach Angaben der AGEE-Stat lag die Durchschnittstemperatur bei 19,5 Grad Celsius. Damit lag sie 2,5 Grad Celsius über dem Mittel der internationalen Referenzperiode 1961 bis 1990 von 17,0 Grad Celsius. Zugleich fielen in Deutschland lediglich rund 40 Liter Niederschlag je Quadratmeter. Der Wert lag damit deutlich unter dem Mittel der Referenzperiode von 78 Litern je Quadratmeter.

Die Kombination aus vielen Sonnenstunden und einer für den Monat vergleichsweise hohen Windstromerzeugung führte letztlich zum neuen Monatsrekord bei der erneuerbaren Stromproduktion.

Schneider betonte: „Das Ziel muss weiterhin ein höherer Anteil erneuerbarer Stromerzeugung sein – verlässlich, bezahlbar und am Ort des Bedarfs.“ (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Pelletpreis steigt um rund zehn Prozent

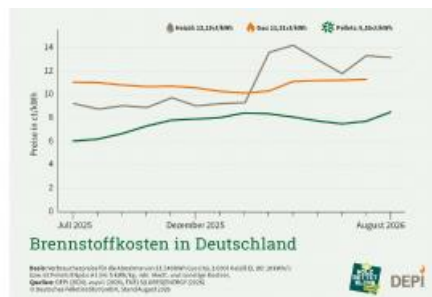


Quelle: Shutterstock / tchara

WÄRME. Holzpellets haben sich im August deutlich verteuert. Der Abstand zu Heizöl und Erdgas bleibt dennoch groß, während weniger Sägespäne für die Produktion verfügbar sind.

Heizen mit Pellets ist teurer geworden: Für eine Abnahmemenge von 6 Tonnen nennt das Deutsche Pelletinstitut (Depi) im August bundesweit einen Durchschnittspreis von 427,72 Euro je Tonne. Das Berliner Institut erhebt monatlich den Pelletpreis. Gegenüber Juli stieg der Preis um rund 10 Prozent. Eine kWh Wärme aus Pellets kostet damit 8,55 Cent.

Trotz dieses Anstiegs bleiben Pellets günstiger als die beiden fossilen Vergleichsbrennstoffe. Nach Berechnungen des Depi kosten sie rund 35 Prozent weniger als Heizöl und rund 24 Prozent weniger als Erdgas. Das Preisniveau für Pellets liegt allerdings über dem der vergangenen beiden Jahre.



Pellets kosten im August 8,55 Cent je kWh. Damit liegen die Brennstoffkosten weiterhin unter denen von Heizöl und Erdgas. (zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: Depi

Als Ursache für den vergleichsweise starken Anstieg im Sommer nennt das Depi vor allem die geringere Verfügbarkeit von Sägespänen. Sie bilden den wichtigsten Rohstoff für die Pelletproduktion. Wegen der schwachen Baukonjunktur schneiden Sägewerke derzeit weniger Holz ein. Dadurch fallen auch weniger Sägespäne an. Zugleich verweist das Institut auf gestiegene Personal- und Transportkosten.

Depi-Geschäftsführer Martin Bentele stellt dem aktuellen Anstieg die längerfristige Preisentwicklung gegenüber. Seit 2015 lagen Pellets nach Angaben des Instituts im Durchschnitt rund 25 Prozent unter dem Preis von Heizöl und fast 31 Prozent unter dem von Erdgas. „Auch wenn die Preise aktuell höher liegen: Wer langfristig mit Pellets heizt, hat in den vergangenen zehn Jahren deutlich weniger für seine Wärme bezahlt als bei Öl oder Gas“, sagt Bentele.

Regional zeigt sich im August ein Preisgefälle. Bei einer Abnahmemenge von 6 Tonnen weist die Preistabelle des Depi für Süddeutschland 429,45 Euro je Tonne aus. In Mitteldeutschland liegt der Wert bei 422,97 Euro, in Nord- und Ostdeutschland bei 419,19 Euro. Damit ist Süddeutschland in dieser Abnahmeklasse die teuerste der drei ausgewiesenen Regionen.

Bei größeren Liefermengen sinkt der Tonnenpreis. Für eine Abnahme von 26 Tonnen nennt das Depi bundesweit einen Durchschnitt von 410,24 Euro je Tonne. Regional nennt das Institut 415,42 Euro im Süden, 406,34 Euro in Nord- und Ostdeutschland sowie 402,32 Euro in Mitteldeutschland. Bei 3 Tonnen liegen die Werte zwischen 435,84 Euro in Nord- und Ostdeutschland und 443,12 Euro im Süden.

Der Depi-Pelletpreis bildet den Durchschnittspreis für Pellets der Qualitätsklasse „ENplus A1“ ab. Das Institut berücksichtigt Lieferungen im Umkreis von 50 Kilometern sowie alle Nebenkosten und die Mehrwertsteuer. Neben dem bundesweiten Durchschnitt veröffentlicht es Werte für Süd-, Mittel- sowie Nord- und Ostdeutschland. (ds) // VON DAVINA SPOHN

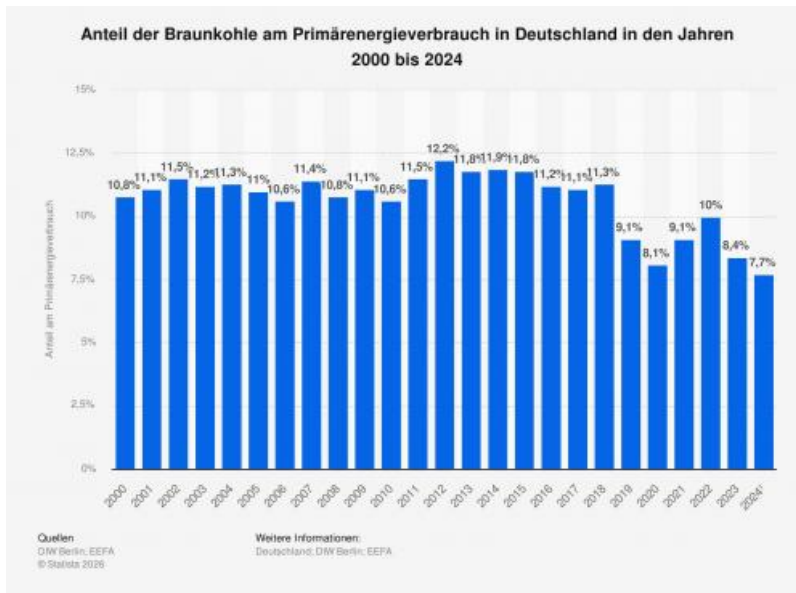
[^ Zum Inhalt](#)

Anteil der Braunkohle am deutschen Energieverbrauch



Quelle: E&M / Pixabay

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



[Zur Vollansicht auf die Grafik klicken](#)

Quelle: Statista

Die Statistik zeigt den Anteil der Braunkohle am Primärenergieverbrauch in Deutschland in den Jahren von 2000 bis 2024. Im Jahr 2024 belief sich der Braunkohleanteil am deutschen Primärenergieverbrauch auf etwa 7,7 Prozent. // **VON REDAKTION**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK



Baustelle des Übersee-Tunnels ElbX in Wewelsfleth. Quelle: Tennet Germany

Südlink-Tunnel unter der Elbe fertig

STROMNETZ. Tennet hat den 5,2 Kilometer langen Tunnel für die Südlink-Elbquerung zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen fertiggestellt. Ende 2028 soll die Leitung in Betrieb gehen.

Am 17. August besuchten Landesminister den neuen Stromleitungstunnel unter der Elbe. Der Übersee-Tunnel ElbX verbindet die Südlink-Bauabschnitte in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Die rund 200 Meter lange Tunnelbohrmaschine hatte den Zielschacht in Wischhafen bereits im Juni erreicht. Schleswig-Holsteins Ministerpräsident Daniel Günther (CDU), Niedersachsens Energieminister Christian Meyer (Grüne) und Ina Kamps, COO von Tennet Germany würdigten den Abschluss des Tunnelvortriebs.

Tennet Germany verantwortet den Südlink-Bau in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Für den südlichen Teil der Leitung ist der Übertragungsnetzbetreiber Transnet BW zuständig. „Mit ElbX haben wir einen entscheidenden Baustein für die Realisierung von Südlink geschaffen“, sagte Kamps beim Besuch. Die rund 700 Kilometer lange Hochspannungs-Gleichstromleitung soll künftig vor allem Windstrom aus dem Norden in die Verbrauchszentren im Süden transportieren. Rechnerisch könne die Verbindung Strom für rund zehn Millionen Haushalte bereitstellen.

18 Monate Tunnelbohrung

Die eigens für Südlink gefertigte Tunnelbohrmaschine startete am 1. Februar 2025 in Wewelsfleth in Schleswig-Holstein. Auf ihrem Weg zum Zielschacht in Wischhafen durchquerte sie unterschiedliche sandige und tonige Boden- und Sedimentschichten. Eine technische Herausforderung war laut Tennet der Lauenburger Ton. Unter der Schifffahrtsrinne der Elbe mussten die Arbeiten zudem unter erhöhtem Druck erfolgen.

Nach dem Durchbruch wurde die Tunnelbohrmaschine im Zielschacht geborgen und zerlegt. In den kommenden Monaten bereitet Tennet das Bauwerk für den Kabeleinzug vor. Insgesamt sollen sechs Kabel durch den Tunnel verlaufen: jeweils zwei für die beiden Südlink-Systeme sowie jeweils ein Ersatzkabel. Die Ersatzkabel sollen spätere Wartungsarbeiten erleichtern.

Die Kabel sollen laut den vorliegenden Angaben ab Ende 2027 eingezogen werden. Tennet hält nach eigener Aussage an einer Inbetriebnahme der gesamten Verbindung bis Ende 2028 fest.

Windstrom südwärts leiten

Südlink besteht aus zwei weitgehend parallel verlaufenden Hochspannungs-Gleichstromverbindungen. Die Trasse führt von Schleswig-Holstein über Niedersachsen, Hessen und Thüringen bis nach Bayern und Baden-Württemberg. In Niedersachsen verlaufen rund 320 Kilometer der Trasse.

Nach Angaben von Tennet soll Südlink die Netze entlasten und den Transport von erneuerbarem Strom aus Norddeutschland in die südlichen Verbrauchszentren ermöglichen. Die Leitung soll dabei helfen, Netzengpässe zu reduzieren und die Abregelung von Windenergieanlagen zu verringern. Transnet BW gibt die mögliche Übertragungskapazität mit bis zu 4.000 MW an.



Verlauf der Elbquerung
(zur Vergrößerung bitte auf die Karte klicken)
Quelle: Tennet Germany

Niedersachsens Energieminister Meyer verwies laut Tennet auf die Bedeutung des Projekts für die Stromversorgung des Bundeslandes und Deutschlands. „Der Transport von Windstrom aus dem Norden in die Verbrauchszentren im Süden kann zur Dekarbonisierung der Stromversorgung beitragen und den steigenden Strombedarf abdecken“, sagte er.

Schleswig-Holsteins Ministerpräsident Günther betonte, dass Südlink die Übertragungsnetze entlasten und die Versorgungssicherheit stärken solle. „Zugleich verringert die bessere Nutzung von in Deutschland erzeugtem erneuerbarem Strom die Abhängigkeit von Energieimporten“, erläuterte Günther.

Protest im Vorfeld

Südlink gehört zu den großen Netzausbauvorhaben der Energiewende und war seit Beginn der Planungen umstritten. Bürgerinitiativen kritisierten insbesondere die Kosten und die Auswirkungen des Leitungsbaus. Die Entscheidung für eine durchgehend unterirdische Verlegung sollte unter anderem die Akzeptanz entlang der Trasse erhöhen.

Das Projektvolumen wird in den vorliegenden Angaben mit rund 10 Milliarden Euro beziffert. Beim Bau sollen nach Abschluss der Arbeiten insgesamt etwa 8,5 Millionen Kubikmeter Erdbreich bewegt werden. Für die Umsetzung arbeiten laut Tennet bis zu 9.000 Menschen insgesamt bei allen beteiligten Partnerunternehmen.

Mit dem Abschluss der Elbquerung ist ein technisch aufwendiger Abschnitt abgeschlossen. Weitere Bauabschnitte der unterirdischen Trasse werden parallel vorangetrieben. Erst nach Fertigstellung der einzelnen Abschnitte und dem anschließenden Kabeleinzug kann die gesamte Verbindung in Betrieb gehen. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

Nuklearia relativiert Hitzeprobleme



Quelle: Fotolia / Thorsten Schier

KERNKRAFT. Der Pro-Kernkraft-Verein Nuklearia sieht bei Kernkraftwerken kein grundsätzliches Erzeugungsproblem bei hohen Temperaturen.

Ob das nun viel oder wenig ist, muss jeder selbst entscheiden: „90 Prozent der europäischen Kernreaktoren produzierten auch während der Höhepunkte der Hitzewellen 2026 wie vorgesehen“. Dies teilte der private Verein Nuklearia mit, der sich nach eigenen Angaben für die zivile Nutzung der Kernenergie einsetzt.

Die Medien in diesem Sommer waren voll von Kernkraftwerken in Ost- und Westeuropa, die zeitweise gedrosselt oder abgeschaltet werden mussten. Nuklearia verweist darauf, dass solche Einschränkungen stark von Standort und Kühlsystem abhängen. Das gilt grundsätzlich für alle thermischen Wärmekraftwerke, also neben Kernkraftwerken auch für Kohle- und Gaskraftwerke.

Dabei wird Wasser aus einem Fluss oder einem anderen Gewässer entnommen, damit die Anlage gekühlt wird. Das Wasser wird erwärmt zurückgeleitet. Steigt die Wassertemperatur oder sinkt der Pegel, können fehlende Wassermengen oder Umweltauflagen die Kraftwerksleistung begrenzen.

Aber, so der Verein: „Auch das Kühlsystem lässt sich an die örtlichen Bedingungen anpassen.“ Sogenannte Nasskühltürme würden einen großen Teil der Abwärme durch Verdunstung an die Luft abgeben und so den Wärmeeintrag in die Flüsse verringern.

Trocken- und Hybridkühltürme benötigen ebenfalls weniger Wasser. Dabei wird die Abwärme über Wärmetauscher an die Umgebungsluft abgegeben. Spezielle Zellenkühler können einzelne Kühlwasserströme rückkühlen.

Bei sehr niedrigem Wasserstand nennt Nuklearia zudem tiefere Einläufe, angepasste Pumpenvorläufe und Dämme als mögliche Maßnahmen. „Solche Dämme werden derzeit an den Donau-Kraftwerken Paks und Cernavoda eingesetzt.“

Laut Nuklearia blieb Frankreich trotz der Einschränkungen Stromexporteur. Im Juli stammten 70 Prozent des französischen Stroms aus Kernenergie. Gleichzeitig exportierte das Land 1,16 Milliarden kWh Strom nach Deutschland.

Seit 2000 hätten hohe Wassertemperaturen und niedrige Flusspegel in der französischen Kernkraftflotte im Jahresmittel einen Produktionsverlust von 0,3 Prozent verursacht. EDF bereitet seine Anlagen schon länger auf höhere Temperaturen und veränderte Flusspegel vor.

Nuklearia e. V. mit Sitz in Dortmund setzt sich für die friedliche Nutzung der Kernenergie ein und bezeichnet sich als partei- und industrieunabhängig. Politisch verfolgt der Verein eine klare Linie: Er wirbt für einen Wiedereinstieg Deutschlands in die Kernenergie und für den Bau neuer Reaktoren. Kernkraft beschreibt Nuklearia auf seiner Internetseite als die „beste Energie“ für Wirtschaft, Natur, Klima und Menschen. (sag)

// VON STEFAN SAGMEISTER

Thüga Smartservice startet Steuerungsrollout



Quelle: Shutterstock

IT. Der CLS-Steuerungsrollout erreicht den Livebetrieb. Thüga Smartservice hat fünf Messstellenbetreiber angebunden, weitere sollen bis Jahresende folgen.

Die Thüga Smartservice GmbH (TSG) hat ihr CLS-Management bei den ersten fünf Messstellenbetreibern in den Livebetrieb gebracht. CLS steht für „Controllable Local System“. Mit dem System können Messstellenbetreiber Steuerbefehle aus dem Netzbetrieb bis zu steuerbaren Verbrauchern und Anlagen beim Kunden übertragen. Die TSG entwickelt als Tochter der Thüga Aktiengesellschaft IT- und Softwarelösungen für Stadtwerke, Energieversorger und Verteilnetzbetreiber.

Zu den ersten fünf Messstellenbetreibern, die das CLS-Management einsetzen, gehören die Stadtwerke Jena Netze in Jena (Thüringen), die Energieversorgung Selb-Markredwitz (Bayern), die Stadtwerke Bad Säckingen und die Stadtwerke Waldshut-Tiengen (beide in Baden-Württemberg) sowie BS Energy aus Braunschweig (Niedersachsen). Die fünf Unternehmen hatten zuvor als Pilotkunden gemeinsam mit TSG an der technischen Umsetzung der Steuerung gearbeitet. Nun nutzen sie das System im laufenden Betrieb.

Bis Ende August will TSG fünf weitere Kunden auf das System bringen. Damit sollen zehn Messstellenbetreiber das CLS-Management produktiv nutzen. Bis Ende 2026 will das Unternehmen insgesamt 40 Messstellenbetreiber in den Livebetrieb bringen. Weitere 30 sollen dafür auf der Systemlandschaft von Robotron starten.

Technische Grundlage bereits im Frühjahr 2026

Die technische Grundlage für den Rollout hatte TSG nach eigenen Angaben bereits im Frühjahr 2026 bei einem Pilotkunden geschaffen. Dabei empfing das CLS-Management einen Steuerbefehl aus einem Niederspannungscockpit und leitete ihn anschließend erfolgreich an eine Steuerbox im Feld weiter.

Eine Herausforderung lag laut Produktmanager Peter Wurzer im Zusammenspiel verschiedener Systeme und Hardwarekomponenten. Damit die Steuerung funktioniert, müssen die beteiligten Anwendungen und Geräte zuverlässig miteinander kommunizieren. Gerade diese Abstimmung habe sich laut Wurzer als schwierig erwiesen.

Mit dem Livebetrieb rückt nun die Anbindung an die Verbrauchsabrechnungssysteme in den Vordergrund. Michael Hölzl, Director Energy Solutions bei TSG, sieht vor allem die Verbindung zu den Verbrauchsabrechnungssystemen als Herausforderung. „Hier hinkt der Markt hinter den Entwicklungen im CLS-Management deutlich hinterher“, sagt Hölzl. Eine Anbindung sei deshalb derzeit häufig noch schwierig.

GWA und CLS laufen auf einer Plattform

Für die weiteren Umstellungen nutzt TSG die Systemlandschaft des Softwareanbieters Robotron. Dort betreibt das Unternehmen auch die Gateway-Administration (GWA). GWA und CLS-Management laufen damit auf einer gemeinsamen technologischen Plattform. Martin Krambo, Leiter Messsysteme bei Jena Netze, sieht darin einen Vorteil. Da beide Anwendungen auf einer Plattform laufen, seien weniger Schnittstellen zwischen verschiedenen Systemen nötig. Das verringere nach seinen Angaben auch technische Risiken.

TSG stimmt sich nach eigenen Angaben bereits mit weiteren CLS-Kunden über den weiteren Rollout ab. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Allererster Strom-Ferrari für 40 Millionen US-Dollar ersteigert



Lenkrad des Ferrari Luce. Quelle: Ferrari

ELEKTROFAHRZEUGE. Über kaum ein Auto wurde in diesem Jahr so heftig gestritten wie über Ferraris erstes E-Modell Luce. Nun wurde das allererste Fahrzeug der Reihe versteigert.

Der allererste Elektro-Ferrari, der in diesem Jahr zum kontroversesten Modell des italienischen Sportwagenbauers wurde, hat bei einer Auktion 40 Millionen US-Dollar (umgerechnet etwa 34,5 Millionen Euro) eingebracht. Der Erlös der Versteigerung am Rande der Autoshow im kalifornischen Pebble Beach geht komplett an die wohltätige Ferrari-Stiftung. Das Fahrzeug des Modells Ferrari Luce trägt die Chassis-Nummer 0 und ist damit das erste Produktionsfahrzeug der Baureihe. Abgesehen davon, dass es ein Unikat ist, gelten die 40 Millionen US-Dollar als Rekord für einen Neuwagen.

Der Luce zum Preis ab 550.000 Euro wurde im Mai vorgestellt und sorgte schnell für heftige Debatten. Vor allem wurde das Design kritisiert, das stark vom typischen Aussehen der Ferrari-Sportwagen abweicht. Die Verrisse im Internet ließen zunächst den Aktienpreis der Traditionsfirma absacken, inzwischen liegt der Kurs aber deutlich höher als vor Vorstellung des Luce.

Trotz der Kritik sieht Ferrari eine „gesunde Nachfrage“ bei der zahlungskräftigen Kundschaft für das Elektromodell. Der Financial Times zufolge wurden das diesjährige Luce-Verkaufsziel von rund 500 Fahrzeugen bereits Anfang Juli erreicht.

Ferrari hatte sich für den Luce Unterstützung vom einstigen Apple-Designchef Jony Ive geholt, der unter anderem das Aussehen der iPhones und Mac-Computer über Jahre prägte. Ive entwarf für den Elektro-Ferrari im Innenraum eine Mischung aus digitalen und analogen Bedienelementen. Der iPhone-Konzern hatte über Jahre selbst an einem Elektroauto gearbeitet, gab das Projekt aber schließlich nach Milliardenausgaben auf. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Jonas Rosenberger

Stadtwerke Schweinfurt stellen Diesel-Fuhrpark um

MOBILITÄT. Die Stadtwerke Schweinfurt stellen ihre verbliebenen Dieselfahrzeuge und Servicefahrzeuge auf den biogenen Kraftstoff HVO100 um.

Die Stadtwerke Schweinfurt werden den fossilen Diesel in ihrer Bus- und Servicefahrzeugflotte durch den biogenen Kraftstoff HVO100 ersetzen, teilte der Versorger mit. Für die Belieferung haben die Stadtwerke eine Kooperation mit der Mineralölhandelsgesellschaft Erik Walther aus Schweinfurt vereinbart. Das Unternehmen soll den Kraftstoff zunächst im laufenden Jahr liefern.

Die Umstellung betrifft nach Angaben der Stadtwerke sämtliche Busse und Servicefahrzeuge, die weiterhin einen Dieselmotor nutzen. HVO100 steht für Hydrotreated Vegetable Oil und wird aus biogenen Abfall- und Reststoffen hergestellt. Nach Angaben der Stadtwerke lassen sich damit verglichen mit fossilem Diesel über den Lebenszyklus bis zu 90 Prozent der CO₂-Emissionen vermeiden. Die konkrete Einsparung hängt unter anderem von den eingesetzten Rohstoffen und deren Herkunft ab.

„Dort, wo Elektroantriebe heute noch nicht überall möglich sind, ist dieser Kraftstoff eine sinnvolle und nachhaltige Ergänzung“, sagte Ralf Hofmann, Oberbürgermeister der Stadt Schweinfurt.

HVO100 ergänzt Elektrifizierung

HVO100 soll jene Fahrzeuge abdecken, die bislang noch mit Diesel fahren. Damit dient der Kraftstoff laut den Stadtwerken als Übergangslösung für Bestandsfahrzeuge, während die Elektrifizierung der Flotte weiterläuft. Im Stadtbusverkehr haben die Stadtwerke den Anteil elektrischer Fahrzeuge in den vergangenen Jahren erhöht.

Seit Ende 2025 setzen die Stadtwerke nach eigenen Angaben 23 Elektrobusse ein. Damit fährt mehr als die Hälfte der Stadtbusflotte batterieelektrisch. Die Stadtwerke geben an, die Busse ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien zu versorgen.

Den HVO100-Kraftstoff beziehen die Stadtwerke von der Mineralölhandelsgesellschaft Erik Walther. Das Familienunternehmen hat seinen Sitz ebenfalls in Schweinfurt und bietet HVO100 dort bereits für Geschäfts- und Privatkunden an. Die zunächst auf 2026 ausgerichtete Liefervereinbarung ergänzt damit die bestehende Beschaffungsstruktur der Stadtwerke.

Mit dem Wechsel können die Stadtwerke den Einsatz von fossilem Diesel in ihrem Fuhrpark zurückfahren, ohne die betroffenen Fahrzeuge kurzfristig ersetzen zu müssen. Anders als bei der Anschaffung neuer Elektrobusse erfordert der Kraftstoffwechsel keine vollständige Erneuerung der Fahrzeugflotte. Die langfristige Ausrichtung der Stadtwerke bleibt nach deren Angaben die Elektrifizierung. (hr)

// VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Stadtwerke Bonn mit robustem Energiegeschäft



Quelle: Fotolia / Eisenhans

BILANZ. Die Stadtwerke Bonn weisen für 2025 in der Energiesparte ein Ergebnis von 49,5 Millionen Euro aus. Als Konzernüberschuss stehen 15,4 Millionen Euro zu Buche.

Die Stadtwerke Bonn (SWB) blicken nach eigenen Worten auf ein Geschäftsjahr zurück, das sich „trotz vielfältiger Herausforderungen wirtschaftlich besser entwickelt hat als ursprünglich geplant“. Im Energiegeschäft steht unter dem Strich ein Jahresergebnis in Höhe von 49,5 Millionen Euro.

Zu dem Plus trugen laut Unternehmen höhere Absatzmengen bei Strom, Gas und Wasser sowie geringere Abschreibungen und Zinsen bei. Eine niedrigere Stromproduktion und ein leicht rückläufiger Fernwärmeabsatz hätten sich dagegen ergebnisbelastend ausgewirkt, heißt es. Das Konzernergebnis nach Steuern erreichte aus Sicht der Eigentümerin – der Bundesstadt Bonn – 2,1 Millionen Euro. Das konsolidierte Ergebnis der SWB-Gruppe, das die Finanzkraft aller zum Konzern gehörigen Unternehmen ausweist, liegt 2025 bei einem Überschuss von 15,4 Millionen Euro.

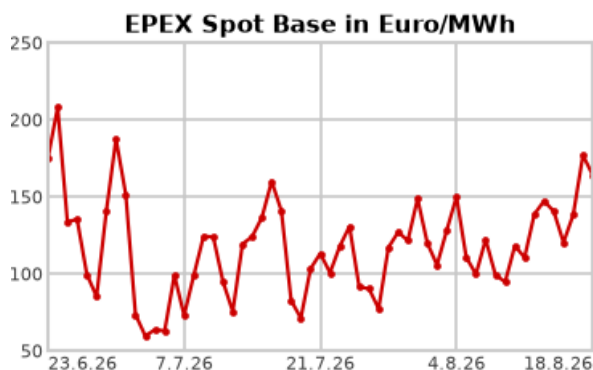
Die Mobilitätstochter Stadtwerke Bonn Verkehrs-GmbH (SWBV) wies ein negatives Jahresergebnis von 78,7 Millionen Euro aus. Das Deutschlandticket beeinflusste die Einnahmestruktur, zugleich lagen die Erlöse ohne staatliche Ausgleichszahlungen deutlich unter dem Vor-Corona-Niveau. Steigende Personalaufwendungen und ein höherer Kapitaldienst belasteten das Ergebnis zusätzlich. In der Entsorgungssparte erzielten die Bonner ein Ergebnis von 1,5 Millionen Euro. Auf Ebene der SWB GmbH ohne die Sparten Versorgung, Verkehr und Entsorgung wirkten sich höhere Steuern und Personalkosten negativ aus. Erträge aus sonstigen Beteiligungen, darunter an der Trianel GmbH, wirkten gegenläufig. Die Holding erzielte ein Ergebnis von 4,9 Millionen Euro.

„Zukünftig setzt SWB Energie und Wasser verstärkt auf die Wärmewende. Hierbei stehen die Nachverdichtung des Fernwärmenetzes sowie innovative Projekte wie Flusswasserwärmepumpen, Wärme- und Batteriespeicher im Fokus der technischen Prüfung. Ziel ist es, die Position als verlässlicher Grundversorger durch den Ausbau von Energiedienstleistungen weiter zu stärken“, so Konzerngeschäftsführer Marco Westphal. (mf) // VON MANFRED FISCHER

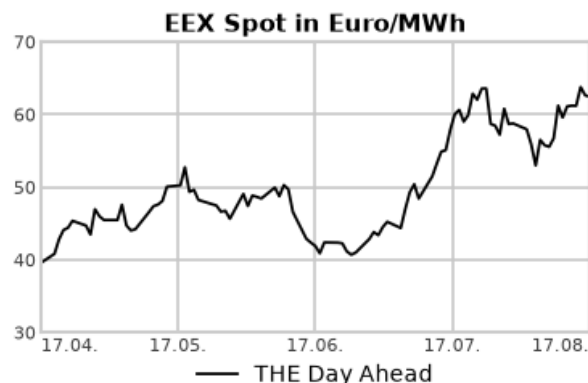
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Analysten warnen vor schwierigem Gas-Winter



Quelle: E&M

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

Uneinheitlich sind die Energiemärkte in die neue Woche gestartet. Während der deutsche OTC-Strommarkt und die CO₂-Preise nachgaben, zogen Erdgas, Kohle und Öl an. Am Strommarkt bleibt die Windstromerzeugung trotz eines erwarteten Anstiegs der Erneuerbaren-Einspeiseleistung zunächst unterdurchschnittlich. Die CO₂-Notierungen wurden unter anderem von niedrigeren Temperaturen belastet. Fester zeigte sich hingegen Erdgas. Niedrige Speicherstände und die Aussicht auf einen schwierigen Winter halten den Markt unter Spannung. Auch bei Rohöl bleibt trotz Fortschritten bei den Gesprächen über die Straße von Hormus eine erhebliche geopolitische Risikoprämie eingepreist. Insgesamt zeigte sich der Energiekomplex zum Wochenaufstart ohne klare Richtung.

Strom: Überwiegend schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Montag gezeigt. Der Day-ahead wurde im Base mit 164,25 Euro je Megawattstunde bewertet und im Peak mit 154,00 Euro je Megawattstunde.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Dienstag mit 16,3 Gigawatt etwas höher ausfallen als noch am Montag. Für den Mittwoch wird ein weiterer Anstieg auf 24,6 Gigawatt erwartet, bevor die Einspeiseleistung ab Donnerstag wieder leicht zurückgehen dürfte.

Am langen Ende verlor das Strom-Cal-27 bis zum Nachmittag um 0,40 Euro auf 105,98 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Weiter nachgegeben haben die CO₂-Preise am Montag. Der Dec 26 verlor bis gegen 14.00 Uhr 0,31 Euro auf 81,48 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 8,8 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 82,24 Euro, das Tief bei 81,35 Euro.

Auch wenn der CO₂-Preis zum Ende der vergangenen Woche nachgegeben hat, erwies sich die Unterstützung im Bereich von 81,50 Euro je Tonne laut den Analysten von Redshaw Advisors im Wochenverlauf als zu robust für einen nachhaltigen Durchbruch. Erst ein dauerhafter Rückgang unter diese Marke dürfte den Bären kurzfristig neues Momentum verleihen.

Für die Bullen stellt dagegen die Marke von 83,34 Euro je Tonne in der kommenden Woche den

entscheidenden Widerstand dar. Da die Temperaturen in den kommenden Tagen wieder auf einem niedrigeren Niveau liegen dürften, gehen die Analysten davon aus, dass auch der Bedarf an thermischer Stromerzeugung zurückgehen wird. Damit nehme auch das Risiko weiterer Preissteigerungen am CO2-Markt ab.

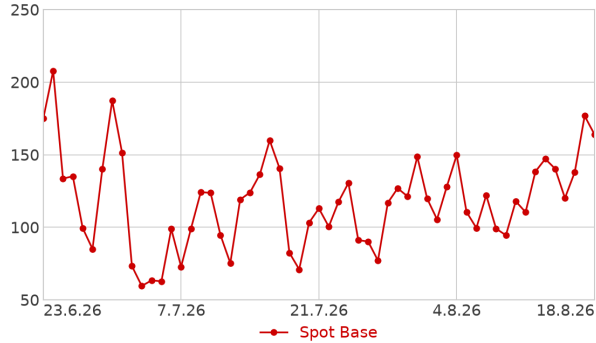
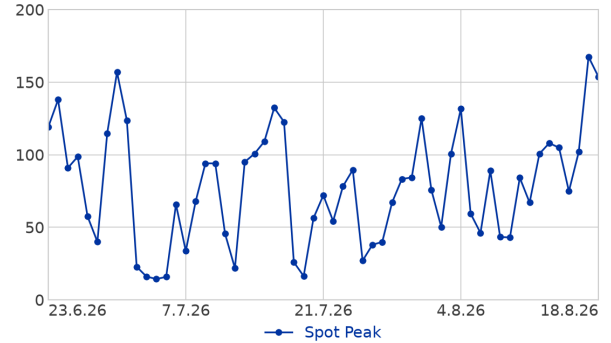
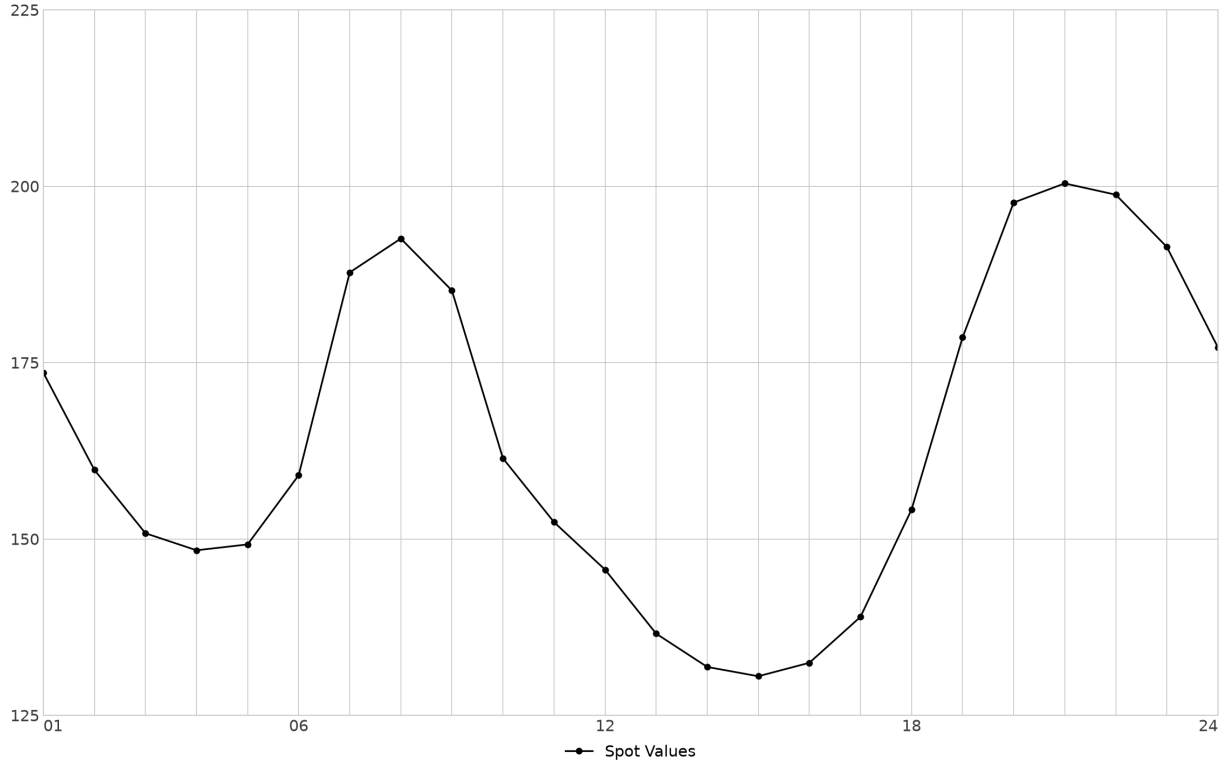
Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben am Montag weiter zugelegt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.00 Uhr 1,245 Euro auf 62,000 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es für den Day-ahead um 0,625 Euro auf 61,875 Euro je Megawattstunde nach oben.

Die EU steuert laut einer Analyse von Oxford Economics auf den schwierigsten Winter für die Energieversorgung seit der Energiekrise 2022 zu. Die Gasspeicher seien für diese Jahreszeit ungewöhnlich niedrig gefüllt, betonen die Analysten. Für den bevorstehenden Winter rechnen sie daher nun mit einem Durchschnittspreis von knapp 60 Euro je Megawattstunde. In ihrer bisherigen Basisprognose waren sie noch von 45 Euro je Megawattstunde ausgegangen.

„Der kommende Winter dürfte hinsichtlich der Energieversorgung der schwierigste für die EU seit 2021/22 werden“, schreibt Chefökonom Daniel Kral. Dies bedeute allerdings nicht, dass sich die Situation aus dem Jahr 2022 zwangsläufig wiederholen werde, als die Gaspreise zeitweise auf mehr als 300 Euro je Megawattstunde stiegen. Denn die EU habe ihren Gasverbrauch in den vergangenen Jahren um 15 bis 20 Prozent reduziert und ihre Beschaffungsstrategie angepasst, um erneute extreme Preisspitzen möglichst zu verhindern.

Dennoch bleibe die Versorgungslage in den Wintermonaten stark wetterabhängig, so Oxford Economics. Ein kalter Winter könne daher die Lage verschärfen und zusätzlichen Aufwärtsdruck auf die europäischen Gaspreise ausüben. (map) // VON MARIE PFEFFERKORN

[^ Zum Inhalt](#)

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

Strom Terminmarkt

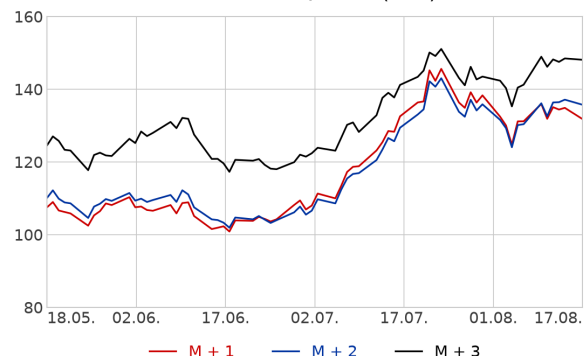
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	17.08.26	German Power Sep-2026	131,79
M2	17.08.26	German Power Oct-2026	135,73
M3	17.08.26	German Power Nov-2026	148,10
Q1	17.08.26	German Power Q4-2026	142,62
Q2	17.08.26	German Power Q1-2027	135,31
Q3	17.08.26	German Power Q2-2027	89,38
Y1	17.08.26	German Power Cal-2027	106,66
Y2	17.08.26	German Power Cal-2028	87,76
Y3	17.08.26	German Power Cal-2029	78,68

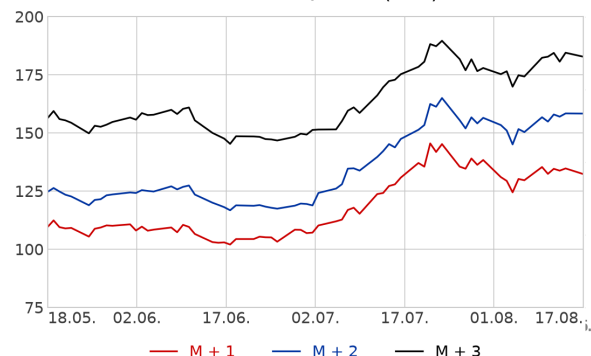
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	17.08.26	German Power Sep-2026	132,29
M2	17.08.26	German Power Oct-2026	158,29
M3	17.08.26	German Power Nov-2026	182,74
Q1	17.08.26	German Power Q4-2026	173,00
Q2	17.08.26	German Power Q1-2027	152,56
Q3	17.08.26	German Power Q2-2027	73,93
Y1	17.08.26	German Power Cal-2027	111,47
Y2	17.08.26	German Power Cal-2028	94,26
Y3	17.08.26	German Power Cal-2029	85,12

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



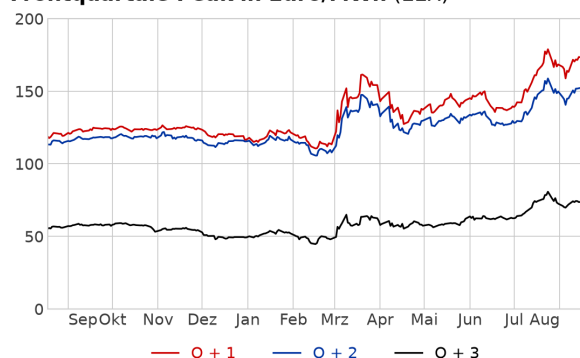
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



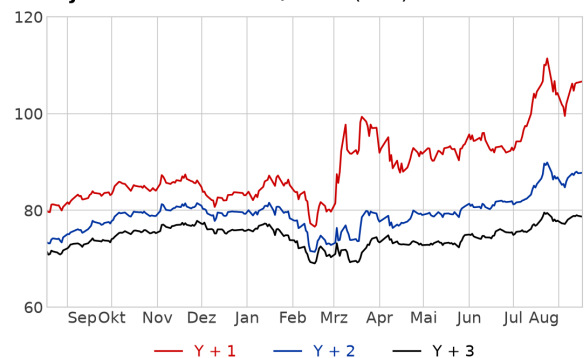
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



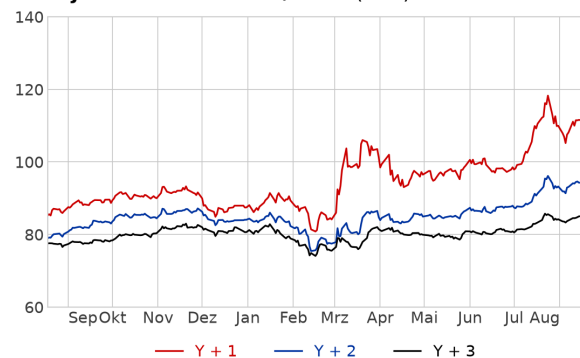
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

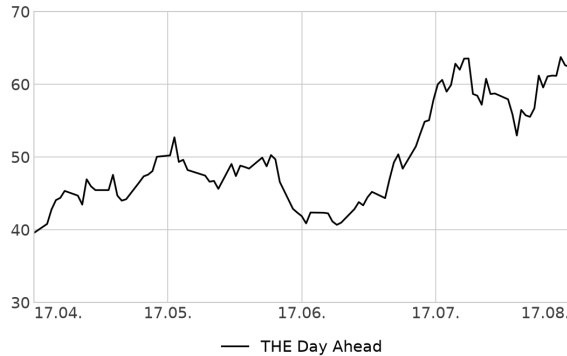


Gas Spot- und Terminmarkt

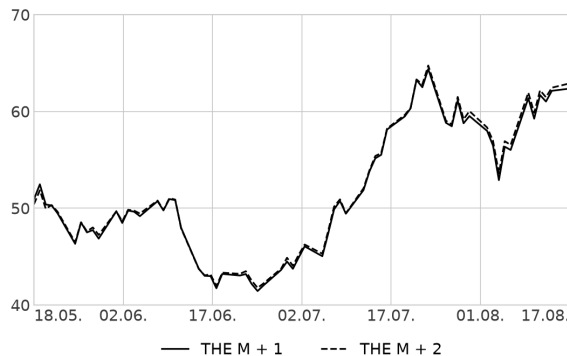
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	17.08.26	German THE Gas Sep-2026	62,3€
M2	17.08.26	German THE Gas Oct-2026	62,89
Q1	17.08.26	German THE Gas Q4-2026	63,0€
Q2	17.08.26	German THE Gas Q1-2027	60,71
S1	17.08.26	German THE Gas Win-2026	61,87
S2	17.08.26	German THE Gas Sum-2027	40,94
Y1	17.08.26	German THE Gas Cal-2027	45,62
Y2	17.08.26	German THE Gas Cal-2028	32,3€

EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



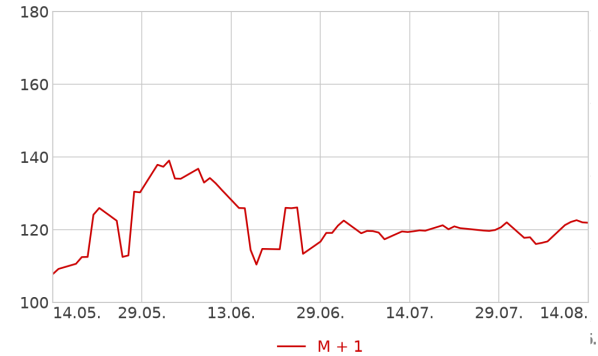
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	17.08.26	163,93	EUR/MWh
Germany Spot peak	17.08.26	153,78	EUR/MWh
EUA September	17.08.26	80,85	EUR/tonne
Coal API2 September 20	14.08.26	121,90	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day AI	17.08.26	62,39	EUR/MWh
German THE Gas Sep-20	17.08.26	62,36	EUR/MWh
German THE Gas Cal-20	17.08.26	45,62	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2026	17.08.26	90,87	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Geschäftsführer (m/w/d) Erneuerbare Energien

Geschäftsführer (m/w/d) für NaturEnergy & NaturStromProjekte. Führe die Energiewende strategisch ...
in Bamberg (+1 weiterer Standort)

06.08.2026

● Vorstand/Geschäftsführung



Biologisch-/Medizinisch-Technische Assistenz (m/w/d) in der Arzneimittelherstellung

Wir suchen Biologisch-/Medizinisch-Technische Assistenz (m/w/d) in der Arzneimittelherstellung Voll...
in Teltow

vor 2 h

● Festanstellung



Stellvertretende Stationsleitung gastroenterologische Station I2 (m/w/d)

Klinikum Stuttgart - Entscheiden Sie sich für etwas Großes. Wir sind mit unseren drei Häusern Kathari...
in Stuttgart

vor 2 h

● Weiterbildung



Business Development Manager (w/m/d) Energiewirtschaft

emsys paving the way for renewables Oldenburg bei Bremen Flexible Arbeitszeiten Business Develop...
in Bremen

vor 2 h

● Festanstellung / Freie Mitarbeit ● Homeoffice / Flexible Arbeitszeit / Kantine



Mitarbeiter Line Support Ingolstadt (m/w/d)

Unser Anspruch: Premium. Unsere Produkte: Komplexe Bordnetzsysteme, zentrale Elektrik- und Elektr...
in Lenting

vor 2 h

● Festanstellung

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



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



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

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



Über E&M



E&M Anzeigen-Vertrieb



E&M Mediadaten



E&M Zeitung



E&M Termine



E&M Shop



E&M Firmendatenbank



E&M Glossar

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Mühlfelder Str. 18 a - D-82211 Herrsching

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

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

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

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

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

Folgen Sie E&M auf:

