



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

STROM**187,33 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**42,82 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**70.000**

intelligente Messsysteme mit integrierter Steuerfunktion will Metrify bis Ende 2026 gemeinsam mit Heinz Lackmann, Advalju und Theben Smart Energy installiert haben

STROM

Bündnis fordert mehr Branchen im Industriestrompreis

STUDIEN

EWI rät zu zeitvariablen Umlagen am Kapazitätsmarkt

BILANZ

Rheinenergie wieder mit starkem Ergebnis

Inhalt

TOP-THEMA

→ **IT** : Mehr als nur Anlagenüberwachung

POLITIK & RECHT

- **STROM**: Bündnis fordert mehr Branchen im Industriestrompreis
- **POLITIK**: Bundestag beschließt Infrastruktur-Zukunftsgesetz
- **REGULIERUNG**: Neues Meldeportal der Bundesnetzagentur ab Juli

HANDEL & MARKT

- **STUDIEN**: EWI rät zu zeitvariablen Umlagen am Kapazitätsmarkt
- **WINDKRAFT OFFSHORE**: Uniper sichert sich Offshore-Windstrom aus Gennaker
- **WÄRME**: Heizen mit Grüngas wird zur Kostenfalle
- **H2-PREISINDEX**: Gestehungskosten wieder gestiegen
- **GASTBEITRAG**: Erfolgsfaktor Kundenschnittstelle

TECHNIK

- **IT**: Studie sieht wachsende Unsicherheit im Stromnetz
- **STATISTIK DES TAGES**: Produktion von Wasserstoff in Deutschland von 2008 bis 2025

UNTERNEHMEN

- **BILANZ:** Rheinenergie wieder mit starkem Ergebnis
 - **BILANZ:** Stadtwerke Wuppertal steigern Investitionen deutlich
 - **BILANZ:** EVM plant Investitionen von 580 Millionen Euro
 - **SMART METER:** Metrify erreicht Meilenstein beim Steuer-Rollout
 - **WÄRMENETZ:** Mehr Fernwärme aus Abfall für Hannover
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Fester Wochenauftakt an Energiemärkten
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Mehr als nur Anlagenüberwachung



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

IT . Der chinesische Anbieter Sungrow will seine europäische Plattform „iSolarCloud“ von einem Monitoringtool zu einem Steuerungstool ausbauen.

„Viele Kunden gucken am ersten Tag 35 Mal drauf und nach einer Woche gar nicht mehr, weil sie dann einfach wissen, wie es funktioniert.“ Das ist die oftmals gemachte Beobachtung von Sebastian Fassbender, Technical Sales Manager beim Solarhersteller Sungrow Europe. Denn viele Cloud-Plattformen visualisieren oftmals nur Erzeugung und Speicherbetrieb und den Verbraucher, steuern ihn aber nicht.

Auf der Messe Smarter E in München erläuterte Fassbender, wie Sungrow die eigene Plattform „SolarCloud“ in Richtung automatische Steuerung entwickeln will. Eine Rolle spielen dabei künstliche Intelligenz, dynamische Stromtarife und die Vernetzung verschiedener Energieverbraucher.

Bislang dient die „iSolarCloud“ vor allem der Inbetriebnahme der Anlagen durch Installateure sowie dem Monitoring der Betreiber. Angezeigt werden letzteren unter anderem PV-Ertrag, Stromverbrauch, Netzeinspeisung und Batteriestatus. Nun sei die Plattform deutlich erweitert worden.

Nutzer könnten heute zahlreiche Parameter selbst konfigurieren, beispielsweise Reservekapazitäten des Batteriespeichers für Notstromanwendungen oder die Ansteuerung einzelner Verbraucher. „Der Endkunde hat da tatsächlich mittlerweile recht viele Einstellungen“, sagte Fassbender.

Der nächste Entwicklungsschritt besteht nach Angaben Fassbenders darin, aus einer reinen Informationsplattform ein Energiemanagementsystem zu machen. Ziel sei eine weitgehend automatisierte Optimierung des Eigenverbrauchs und der Energiekosten. Ein Schwerpunkt liegt deshalb auf der Einbindung steuerbarer Verbraucher. Bereits heute lassen sich Wärmepumpen, Heizstäbe, Wallboxen und weitere elektrische Verbraucher integrieren.

Perspektivisch soll die Zahl der unterstützten Geräte weiter steigen. Grundlage dafür sind unter anderem der Kommunikationsstandard „EEBus“ und die Anforderungen aus Paragraph 14a Energiewirtschaftsgesetz, der die netzdienliche Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen regelt.

Besondere Bedeutung misst Sungrow dynamischen Stromtarifen bei. Nach Angaben Fassbenders kann „SolarCloud“ Börsenstrompreise berücksichtigen und diese mit Wetterprognosen kombinieren. Auf dieser Basis entscheidet ein KI-gestützter Betriebsmodus beispielsweise, ob Batteriespeicher in Zeiten niedriger oder sogar negativer Strompreise aus dem Netz geladen werden.

„KI-Modus aktuell in der Beta-Phase“

„Der KI-Modus befindet sich aktuell in der Beta-Phase“, erläuterte Fassbender. Die Software berücksichtigt dabei sowohl die erwartete PV-Erzeugung als auch den Strompreis der kommenden Stunden.

Ein weiteres Thema ist die Datensicherheit. Fassbender betont, dass europäische Kundendaten ausschließlich auf Servern in Frankfurt (Main) gespeichert werden. Die europäische und die chinesische Cloud-Infrastruktur seien vollständig voneinander getrennt. „Wenn ich mich in China aufhalte, dann kann ich noch nicht mal auf den europäischen Server draufgucken – und andersherum genauso.“

Bereits bei der Inbetriebnahme einer Anlage werde festgelegt, auf welchem Server die Daten gespeichert werden. Als Infrastruktur nutzt Sungrow nach eigenen Angaben den Cloud-Dienst Amazon Web Services (AWS).

Doch hat die „iSolarCloud“ auch ihre Grenzen. Die Plattform deckt zwar grundsätzlich Anwendungen vom Einfamilienhaus bis zu größeren Gewerbeanlagen ab. Deshalb sei die wichtigste Zielgruppe auch derzeit Installationsbetriebe und private Anlagenbetreiber. Mit zunehmender Anlagengröße übernehmen jedoch häufig Direktvermarkter oder spezialisierte Energiemanagementsysteme die zentrale Steuerung. Die „iSolarCloud“ werde dann vor allem für Wartung, Diagnose und Software-Updates genutzt.

Eine direkte Zusammenarbeit mit Netzbetreibern oder Stadtwerken gibt es nach Angaben Fassbenders bislang nicht. Allerdings beobachtet Sungrow deren Anforderungen genau. Gerade mit Blick auf netzdienliche Steuerung und die Integration dezentraler Flexibilitäten könnten sich künftig neue Anwendungsfelder ergeben.

Der Hersteller arbeitet nach eigenen Angaben deshalb intensiv an der weiteren Umsetzung des EEBus-Standards und an zusätzlichen Schnittstellen zu anderen Geräten. Die Nutzung könnte durchaus auch für diese Gruppe interessant sein. Für die „iSolarCloud“ fallen derzeit keine laufenden Gebühren an. Die Plattform gehört zum Lieferumfang der Sungrow-Komponenten. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: E&M / Jonas Rosenberger

Bündnis fordert mehr Branchen im Industriestrompreis

STROM. Vier Industrieverbände fordern vor dem Koalitionsausschuss die Ausweitung des Industriestrompreises auf weitere Branchen und drängen auf eine zügige Vorlage bei der EU-Kommission.

In einem gemeinsamen Brief an Bundesregierung und Bundestag erinnern der Bundesverband der Deutschen Entsorgungs-, Wasser- und Kreislaufwirtschaft (BDE), der Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie (BDG), der Bundesverband Keramische Rohstoffe und Industrieminerale (BKRI) sowie der Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie (BVK), die Bundesregierung an ihre Zusage, den Industriestrompreis besonders gefährdeten Industriesektoren zugänglich zu machen.

Nach Angaben der Verbände haben sich die Stromgestehungskosten und Netzentgelte in den vergangenen zehn Jahren verdoppelt. Dadurch gerate die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie zunehmend unter Druck. Investitionen blieben aus, die Planungssicherheit nehme ab. Gleichzeitig verschärften steigender Importdruck, schwächere Exporte und eine nachlassende Binnennachfrage die wirtschaftliche Lage vieler Unternehmen.

Die Verbände verweisen darauf, dass die Bundesregierung gegenüber der Europäischen Kommission bereits angekündigt habe, weitere besonders betroffene Teilsektoren für den Industriestrompreis prüfen zu lassen. Grundlage dafür sei der europäische Beihilferahmen für den Clean Industrial Deal (CISAF), der eine Erweiterung ausdrücklich ermögliche. Diese Möglichkeit müsse nun ohne weitere Verzögerung genutzt werden.

Nach Angaben der Unterzeichner haben alle beteiligten Verbände unabhängige Sektorgutachten beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) eingereicht. Diese belegten die besondere Betroffenheit der jeweiligen Branchen und erfüllten damit die Voraussetzungen des europäischen Beihilferahmens.

Die Bundesregierung habe in ihrem Beihilfeantrag an die EU-Kommission selbst die Aufnahme weiterer Teilsektoren angekündigt. Eine Verzögerung oder ein Ausschluss einzelner Branchen aus haushaltspolitischen Gründen sei daher aus Sicht der Verbände nicht sachlich begründet und würde Wettbewerbsfähigkeit sowie Transformation zusätzlich schwächen.

Drohender Vertrauensverlust

Die Industrie müsse sich auf politische Ankündigungen verlassen können, so Martin Ogilvie, Hauptgeschäftsführer des BVK. Seine Branche habe ihre besondere Betroffenheit nachgewiesen. Strom sei weiterhin deutlich zu teuer. Unter diesen Bedingungen seien Investitionen in Carbon-Management-Technologien nicht wettbewerbsfähig.

Auch der BKRI sieht wettbewerbsfähige Strompreise als entscheidende Voraussetzung für den Industriestandort Deutschland. Geschäftsführer Matthias Schlotmann erklärte, „keramische Rohstoffe und Industriemineralien sind unverzichtbare Grundstoffe für Innovation und Transformation“. Die Aufnahme der Teilspektoren Ton und Kaolin in den Industriestrompreis würde die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Grundstoffindustrien stärken und ein Signal für die heimische Rohstoffgewinnung setzen.

Der Hauptgeschäftsführer des BDG, Martin Theuringer, verweist darauf, dass viele Gießereien bereits in Elektrifizierung und Kreislaufwirtschaft investierten. „Wenn die Bundesregierung weitere Branchen ausdrücklich zur Prüfung auffordert und diese ihre Voraussetzungen nachweisen, muss daraus auch eine Aufnahme in den Industriestrompreis folgen“, forderte er. Andernfalls drohe ein Vertrauensverlust in die Verlässlichkeit politischer Zusagen.

BDE-Hauptgeschäftsführer Andreas Bruckschen betonte, der Industriestrompreis sei notwendig, damit Unternehmen der Kreislaufwirtschaft in Deutschland wirtschaftlich arbeiten und weitere Investitionen anstoßen könnten.

Die Verbände fordern die Bundesregierung auf, die eingereichten Sektorgutachten unverzüglich an die Europäische Kommission weiterzuleiten. Nach ihrer Darstellung ist dies erforderlich, damit der Industriestrompreis wie geplant Anfang 2027 für das Abrechnungsjahr 2026 starten kann.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Bundestag beschließt Infrastruktur-Zukunftsgesetz



Deutscher Bundestag. Quelle: photothek / Thomas Imo

POLITIK. Der Bundestag hat das Infrastruktur-Zukunftsgesetz verabschiedet. Die Koalition will damit Planungs- und Genehmigungsverfahren für Verkehrs- und Energieprojekte beschleunigen.

Mit den Stimmen von CDU/CSU und SPD hat der Deutsche Bundestag am 26. Juni das Infrastruktur-Zukunftsgesetz beschlossen. Das Gesetz soll Planungs- und Genehmigungsverfahren für Infrastrukturvorhaben insbesondere in den Bereichen Verkehr und Energie beschleunigen. Parallel haben sich die Koalitionsfraktionen auf ein Naturinfrastruktur-Gesetz als Ergänzung zur Beschleunigung der technischen Infrastruktur verständigt. Es soll Anfang Juli vom Bundeskabinett beschlossen werden.

Das Infrastruktur-Zukunftsgesetz stellt wesentliche Verkehrs- und Energieinfrastrukturvorhaben in das „überragende öffentliche Interesse“. Damit erhalten diese Projekte bei behördlichen und gerichtlichen Abwägungsentscheidungen ein höheres Gewicht.

Außerdem sollen Planungs- und Genehmigungsverfahren vereinheitlicht, Doppelprüfungen reduziert und einzelne Umweltprüfungen vereinfacht werden. Die Neuregelungen gelten auch für Infrastrukturprojekte, die

aus dem Sondervermögen Infrastruktur und Klimaneutralität finanziert werden.

Naturinfrastruktur-Gesetz als Ergänzung

Nach Angaben von Bundesumweltminister Carsten Schneider (SPD) soll das geplante Naturinfrastruktur-Gesetz Eingriffe in die Natur schneller und gezielter ausgleichen sowie Naturschutzmaßnahmen beschleunigen. Dazu sollen besonders wertvolle Flächen der natürlichen Infrastruktur definiert werden.

Schneider erklärte, eine intakte Natur sei eine entscheidende Infrastruktur für Wirtschaft und Gesellschaft. Aktiver Naturschutz trage beispielsweise dazu bei, die Wasserversorgung von Haushalten und Unternehmen langfristig zu sichern.

Bundesverkehrsminister Patrick Schnieder (CDU) wies den Vorwurf zurück, das Gesetz schwäche Umweltstandards. Nach seinen Angaben werden keine Standards abgesenkt. Vielmehr solle der Schutz von Arten stärker auf den Erhalt von Populationen statt Einzelexemplaren ausgerichtet und so eine bessere Balance zwischen Infrastrukturprojekten und Naturschutz geschaffen werden.

AfD, Bündnis 90/Die Grünen und Die Linke lehnten das Gesetz ab. Die Grünen kritisierten, die Koalition schwäche unter dem Vorwand der Beschleunigung Umwelt- und Beteiligungsrechte. Die Linke bezweifelte, dass die Neuregelungen tatsächlich zu schnelleren Verfahren führen, und warnte vor einer Einschränkung des Naturschutzes.

Diese Kritik teilen viele Umweltverbände. In einer gemeinsamen Stellungnahme werfen sie der Bundesregierung vor, Natur-, Klima- und Umweltschutz zugunsten einer schnelleren Umsetzung von Infrastrukturprojekten abzuwerten. Unterzeichner sind der Deutsche Naturschutzring (DNR), der Naturschutzbund Deutschland (NABU), der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND), die Deutsche Umwelthilfe (DUH), Greenpeace und der World Wide Fund For Nature (WWF).

Die Ausweitung des „überragenden öffentlichen Interesses“, die stärkere Nutzung von Ersatzzahlungen anstelle von Realkompensation, Erleichterungen bei Umweltverträglichkeitsprüfungen und der Wegfall einzelner Verfahrensschritte senkten demnach Umweltstandards.

Gleichstellung von Ersatzzahlungen und Realkompensation

Aus der Energiewirtschaft kommt dagegen überwiegend Zustimmung. Für den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) erklärte Kerstin Andreae, die Ausweitung des Gesetzes auf Energievorhaben sei ein wichtiger Schritt, um den Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze zu beschleunigen. Die Hauptgeschäftsführerin bewertete die Gleichstellung von Ersatzzahlungen und Realkompensation im Naturschutzrecht für Energieinfrastruktur als positiv.

Auch die Einführung einer Stichtagsregelung in Planfeststellungsverfahren könne beschleunigend wirken. „Nach Einschätzung des BDEW fehlen jedoch weiterhin Erleichterungen bei Umweltprüfungen für den Ersatzneubau bestehender Stromnetze“, schränkte Andreae ein.

Auch der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) begrüßte das Ziel beschleunigter Planungs- und Genehmigungsverfahren. Nach Auffassung des Verbandes braucht der Ausbau der Infrastruktur jedoch langfristig verlässliche politische Rahmenbedingungen, Investitionssicherheit und strategische Planung über mehrere Legislaturperioden hinweg. Das auf zehn Jahre angelegte Sondervermögen Infrastruktur sei dafür ein wichtiger Baustein. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Neues Meldeportal der Bundesnetzagentur ab Juli



Quelle: Shutterstock / nitpicker

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur führt mit dem Data Hub ein zentrales Portal für Datenmeldungen im Energiesektor ein. Ab Juli 2026 startet der schrittweise Betrieb und beendet die Excel-Tabellen.

Die Bundesnetzagentur führt mit dem BNetzA Data Hub einen zentralen Eingangskanal für Datenmeldungen ein. Nach Angaben der Behörde soll das Portal zunächst für Datenerhebungen und Regulierungsaufgaben im Energiebereich genutzt werden. Langfristig ist vorgesehen, den Data Hub auch auf weitere Regulierungsbereiche auszuweiten.

Der Start ist für den 31. Juli 2026 vorgesehen. In der ersten Phase stehe das Portal zunächst mit eingeschränktem Funktionsumfang zur Verfügung. So sollen beispielsweise Web-Formulare noch nicht vollständig nutzbar sein, so die Behörde. Den vollständigen Funktionsumfang plant die Agentur zum 30. November 2026 bereitzustellen.

Mit dem Data Hub will die Behörde die bislang unterschiedlichen Meldewege bündeln. Daten wurden bisher unter anderem über Excel-Dateien, einzelne Web-Formulare oder verschiedene Erhebungsplattformen übermittelt. Künftig soll Unternehmen ein einheitlicher Zugang für sämtliche Datenerhebungen zur Verfügung stehen.

Anbindung ans Unternehmenskonto bei ELSTER

Für die Anmeldung sei kein separates Nutzerkonto erforderlich. Unternehmen greifen über das ELSTER-Unternehmenskonto „Mein Unternehmenskonto“ (MuK) auf den Data Hub zu. Bei der ersten Anmeldung wird automatisch eine Zugriffsanfrage an die Bundesnetzagentur übermittelt. Nach der Freigabe durch die Behörde bleibe der Zugang dauerhaft bestehen. Die Kommunikation zwischen Unternehmen und Bundesnetzagentur soll überwiegend über das mit dem Konto verknüpfte ELSTER-Postfach 2.0 erfolgen.

Je nach Datenerhebung sollen Unternehmen zwischen zwei Übermittlungswegen wählen können. Daten lassen sich entweder manuell über ein Web-Formular erfassen oder automatisiert über eine REST-API im JSON-Format übermitteln.

Laut Bundesnetzagentur sollen die jeweils verfügbaren Meldekanäle transparent im Portal dargestellt werden. Welche Variante genutzt wird, können Unternehmen grundsätzlich selbst entscheiden. Bei umfangreichen oder regelmäßig wiederkehrenden Meldungen dürfte die automatisierte Übermittlung über die Programmierschnittstelle jedoch Vorteile bieten.

Neue Aufgaben für Energieunternehmen

Für Energieunternehmen ergeben sich daraus auch organisatorische Anforderungen. Nach Angaben der Bundesnetzagentur nutzt der Data Hub das Marktstammdatenregister (MaStR) als Stammdatenquelle. Unternehmen sollten deshalb sicherstellen, dass ihre Betriebsnummer korrekt mit der MaStR-Nummer verknüpft ist. Andernfalls könnten künftige Datenmeldungen nicht eindeutig zugeordnet werden.

Mehrere Mitarbeitende eines Unternehmens können gleichzeitig an derselben Datenerhebung arbeiten. Die Bundesnetzagentur sieht jedoch vor, dass jeweils nur eine Person eine einzelne Formularseite gleichzeitig bearbeiten kann. Bereits übermittelte Daten lassen sich anschließend exportieren.

Der Data Hub soll Unternehmen außerdem einen Überblick über laufende und abgeschlossene Erhebungen bieten. Nach Angaben der Behörde werden offene Aufgaben, Fristen und bereits abgeschlossene

Meldungen zentral angezeigt. Abgeschlossene Erhebungen bleiben dauerhaft einsehbar und können für Dokumentationszwecke genutzt werden.

Data Hub wird in einer BSI-zertifizierten Cloud betrieben

Die Bundesnetzagentur betont, dass der Schutz der übermittelten Daten zu den zentralen Anforderungen des Systems gehört. Der Data Hub werde in einer nach BSI C5:2020 zertifizierten Cloud-Infrastruktur innerhalb des Europäischen Wirtschaftsraums betrieben. Sämtliche Daten würden sowohl bei der Übertragung als auch bei der Speicherung verschlüsselt. Ergänzend setzt die Behörde nach eigenen Angaben auf organisatorische Sicherheitsmaßnahmen sowie Vertraulichkeitsvereinbarungen mit externen Dienstleistern.

Für Energieunternehmen gewinnt die Einführung des Data Hub bereits im Jahr 2026 an Bedeutung. Nach Angaben der Bundesnetzagentur sollen künftige Datenerhebungen, darunter auch der Monitoringbericht, über das neue Portal abgewickelt werden.

Unternehmen, die bislang noch kein ELSTER-Unternehmenskonto oder Organisationszertifikat eingerichtet haben oder ihre Stammdaten im Marktstammdatenregister überprüfen müssen, sollten diese Vorbereitungen deshalb rechtzeitig abschließen, rät die Behörde.

„Wer 2027 reibungslos melden will, muss die Prozesse jetzt ausrichten – fachlich, organisatorisch und technisch“, rät Marcel Linnemann, Leiter des Bereichs Innovationsmanagement und energiewirtschaftliche Grundsatzfragen bei der Items GmbH - einem IT-Dienstleister, zu dessen Gesellschaftern unter anderem die Stadtwerke Münster und die Stadtwerke Osnabrück gehören.

Alle Informationen zum [Data-Hub auf der Webseite der Bundesnetzagentur](#). // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: alphaspirt / Fotolia

EWI rät zu zeitvariablen Umlagen am Kapazitätsmarkt

STUDIEN. Die Kosten für den Kapazitätsmarkt sollten nach einer EWI-Studie durch dynamische Umlagen gedeckt werden. Die Konsumentenrente stiege so um rund 400 Millionen Euro pro Jahr, heißt es.

Wer für den Kapazitätsmarkt zahlt, steht außer Frage, doch fraglich ist noch, wie die neue Umlage auf die Verbraucher ausgestaltet wird. Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) hat ein Arbeitspapier veröffentlicht, in dem die Autoren unterschiedliche Umlagedesigns anhand einer Simulation des deutschen Strommarkts vergleichen. Die Forschenden quantifizieren die Auswirkungen pauschaler Umlagen, die unabhängig von Zeitpunkt und Knappheit für jede verbrauchte Kilowattstunde anfallen, und zeitvariabler Umlagen, die nur in wenigen Stunden erhoben werden.

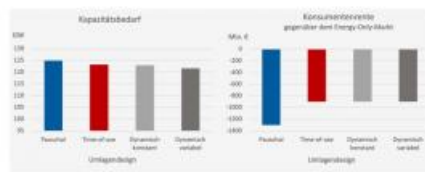
Die Studie greift drei grundlegende Umlageformen auf. Bei einer pauschalen („Flat“) Umlage werden die Kosten gleichmäßig über alle Stunden des Jahres verteilt. Zeitvariable („Time-of-Use“) Umlagen konzentrieren sich auf vorab definierte Hochlastzeiten, während dynamische Umlagen ausschließlich in erwarteten oder tatsächlichen Knappheitssituationen erhoben werden. Je stärker sich die Umlage an realen Knappheitsbedingungen orientiert, desto präziser spiegelt sie die tatsächlichen Kosten der Versorgungssicherheit wider und desto wirksamer werden Flexibilitätsanreize gesetzt. Zur Quantifizierung der Effekte konzipieren die Autoren ein partielles Gleichgewichtsmodell des Stromsystems für das Jahr 2040, das Energie- und Kapazitätsmarkt miteinander koppelt und erstmals auch die Rückverteilung der Kapazitätskosten an „preiselastische“ Verbraucher explizit modelliert.

3 GW weniger Bedarf an gesicherter Leistung

„Zeitvariable Umlagen senken im Vergleich zu einer pauschalen Umlage den Bedarf an gesicherter Kapazität um bis zu 3 GW“, resümieren sie. Zudem erhöhten zeitvariable Umlagen die sogenannte Konsumentenrente – die Differenz aus Nutzen und Kosten des Stromverbrauchs für Verbraucher – um etwa 400 Millionen Euro pro Jahr, heißt es.

„Mit fortschreitender Elektrifizierung und Digitalisierung könnten ihre Vorteile künftig noch stärker zum Tragen kommen, da Verbraucher zunehmend flexibel auf Preissignale reagieren können“, kommentiert Studienautor Oliver Ruhnau. Dynamische Umlagen könnten die Elektrifizierung sogar günstiger machen,

wenn beispielsweise Elektroautos in Knappheitssituationen nicht laden und deshalb auch keine Umlage bezahlen müssten, so der Juniorprofessor am EWI.



Kapazitätsbedarf und Konsumentenrente in Abhängigkeit des Kapazitätsmarktumlagedesigns
(Zum Vergrößern auf die Grafik klicken)

Quelle: EWI-Institut

Die Experten des An-Instituts, das von Unternehmen und Verbänden der Energiewirtschaft gefördert wird, weisen darüber hinaus auf Auswirkungen auf den Kraftwerkspark hin. Während pauschale Umlagen Investitionen in thermische Erzeugungskapazitäten begünstigen und gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien verschlechtern, verschieben kostenreflektierende Umlagen die Investitionsanreize zugunsten von Windenergie und anderer erneuerbarer Technologien, schlussfolgern sie. Die stärkere Nachfrageflexibilität reduziere den Bedarf an gesicherter fossiler Leistung und trage indirekt zu einer erneuerbaren Erzeugungsstruktur bei.

Weichenstellung durch EU-Beihilferahmen

Die Autoren richten in der Studie ihren Blick auch ins europäische Ausland. Während Deutschland und Belgien bislang überwiegend pauschale Umlagen verwenden, setzen mehrere andere europäische Länder bereits auf zeitvariable Ansätze. Time-of-Use-Ansätze gibt es demnach in Großbritannien, Irland, Polen, Schweden und Italien. Frankreich verfügt bereits über ein dynamisches System, bei dem Kapazitätskosten an tatsächlich erwartete Knappheitssituationen gekoppelt sind.

Die Bundesregierung plant die Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes, der ab Anfang der 2030er Jahre die Finanzierung gesicherter Leistung übernehmen soll. Nach den bislang veröffentlichten Eckpunkten sollen die Kosten grundsätzlich von den Stromverbrauchern getragen werden. Entscheidend ist jedoch die europäische Regulierung: Nach dem neuen EU-Beihilferahmen (CISAF) sollen mindestens 90 Prozent der Kosten auf die ein bis fünf Prozent der Stunden mit den höchsten Strompreisen verteilt werden. Damit wäre eine reine Arbeitspreislage über alle Kilowattstunden kaum noch mit den europäischen Vorgaben vereinbar. Die regulatorische Entwicklung spreche klar für eine stärkere Konzentration der Umlagen auf Knappheitszeiten und gegen pauschale Kostenverteilungen, so die Forschenden.

Das Arbeitspapier mit dem Titel „**The design and implications of demand charges in electricity capacity markets**“ steht auf der Website des EWI als Download bereit. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Uniper sichert sich Offshore-Windstrom aus Gennaker



Quelle: Fotolia / ptoscano

WINDKRAFT OFFSHORE. Skyborn hat mit Uniper ein zehnjähriges Stromabnahmeabkommen aus dem Offshore-Windpark Gennaker geschlossen und außerdem den Offshore-Windpark Nordergründe vollständig übernommen.

Uniper hat mit dem Projektentwickler Skyborn einen langfristigen Stromabnahmevertrag (Power Purchase Agreement, PPA) für den Offshore-Windpark Gennaker in der deutschen Ostsee geschlossen. Nach Unternehmensangaben handelt es sich um das erste Offshore-Wind-PPA des Düsseldorfer Energiekonzerns. Der Vertrag umfasst eine Leistung von 100 MW. Die Stromlieferung soll mit der kommerziellen Inbetriebnahme des Windparks beginnen. Vereinbart ist zunächst eine Laufzeit von zehn Jahren. Zudem besteht eine Verlängerungsoption. Finanzielle Einzelheiten nannten die Unternehmen nicht.

Für Skyborn erweitert die Vereinbarung das Vermarktungskonzept des Projekts. Neben anderen Vermarktungswegen wird damit ein Teil der künftigen Stromerzeugung langfristig über ein PPA abgesichert. CEO Patrick Lammers bezeichnete Gennaker als „Referenz- und Vorzeigeprojekt“. Der Offshore-Windpark Gennaker soll nach Angaben von Skyborn eine installierte Leistung von bis zu 976,5 MW erreichen und damit der größte Offshore-Windpark in der deutschen Ostsee werden.

Vollständige Übernahme passt zur Strategie

Uniper baut sein Geschäft mit langfristigen Stromabnahmeverträgen seit mehreren Jahren aus. Mit dem jetzt vereinbarten Vertrag ergänzt das Unternehmen sein Portfolio erstmals um Strom aus einem Offshore-Windpark in Deutschland. Skyborn entwickelt, finanziert und realisiert Offshore-Windprojekte. Gennaker befindet sich vor dem Übergang in die Bauphase. Das Projekt zählt zu den größten geplanten Offshore-Windvorhaben in deutschen Gewässern und soll einen Beitrag zum Ausbau der Offshore-Windenergie in der Ostsee leisten.

In einer aktuellen Mitteilung hat Skyborn außerdem bekannt gegeben, den Offshore-Windpark Nordergründe vollständig übernommen zu haben. Bislang waren noch die John Laing Group sowie die Gothaer Lebensversicherung Anteilseigner des 111-MW-Windparks mit 18 Windenergieanlagen im deutschen Wattenmeer. Zuvor war Skyborn mit 30 Prozent beteiligt. Hauptanteilseigner war die Gothaer mit 40 Prozent gewesen. Angaben zum Kaufpreis machten die Beteiligten nicht.

Nordergründe ist seit 2017 in Betrieb. Skyborn war bereits während der Entwicklung des Projekts beteiligt und hatte nach eigenen Angaben das Baumanagement. Mit der vollständigen Übernahme will das Unternehmen die Betriebsführung und die langfristige Weiterentwicklung des Windparks künftig eigenständig steuern.

Nach Angaben von Skyborn ist die Transaktion Teil der Unternehmensstrategie, Offshore-Windparks nicht nur zu entwickeln und zu errichten, sondern sie auch dauerhaft im eigenen Bestand zu halten und zu betreiben. Durch die vollständige Kontrolle über den Windpark sollen Entscheidungen über Betrieb, Instandhaltung und Investitionen schneller umgesetzt werden können.

Erst vor wenigen Wochen hatte Skyborn einen langfristigen Servicevertrag mit dem Unternehmen Wind Multiplikator für Betrieb und Wartung des Windparks abgeschlossen. Nach Unternehmensangaben sollen dadurch die Betriebsprozesse gebündelt und die technische Betreuung langfristig gesichert werden.

// VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Heizen mit Grüngas wird zur Kostenfalle



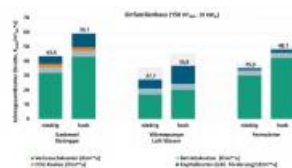
Quelle: Shutterstock / Sharomka

WÄRME. Eine Kurzstudie des Fraunhofer ISE kommt zu dem Ergebnis, dass Wärmepumpen und Fernwärme über den Lebenszyklus meist günstiger sind als Gasheizungen mit Grüngasanteilen.

Wärmepumpen und Fernwärme verursachen über den Lebenszyklus geringere Gesamtkosten als Gasbrennwertheizungen, die die im Gesetzentwurf zum Gebäudeenergiegesetz (GModG-E) vorgesehene Biotreppa erfüllen müssen. Zu diesem Ergebnis kommt eine Kurzstudie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE), die im Auftrag der MVV Energie erstellt wurde.

Untersucht wurden ein teilsaniertes Einfamilienhaus sowie ein Mehrfamilienhaus mit zwölf Wohneinheiten. Im günstigsten Szenario weist die Luft-Wasser-Wärmepumpe in beiden Gebäudetypen die niedrigsten Lebenszykluskosten auf, gefolgt von der Fernwärme. Die höchsten Kosten entstehen bei einem Gasbrennwertkessel mit Erdgas und den nach der Biotreppa vorgeschriebenen Anteilen grüner Gase.

Für das Einfamilienhaus liegen die Gesamtkosten des Gaskessels im günstigsten Fall rund 60 Prozent über denen der Wärmepumpe und 23 Prozent über denen der Fernwärme. Über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ergibt sich daraus ein Kostenunterschied von bis zu 49.000 Euro gegenüber der Wärmepumpe beziehungsweise 25.000 Euro gegenüber der Fernwärme.



Spezifische Jahresgesamtkosten (brutto) der Wärmeversorgung für ein beispielhaftes Einfamilienhaus.

Zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken.

Quelle Fraunhofer ISE

Im Mehrfamilienhaus betragen die Mehrkosten des Gaskessels 33 Prozent gegenüber der Wärmepumpe und 15 Prozent gegenüber der Fernwärme. Pro Wohneinheit summiert sich die Differenz innerhalb von 20 Jahren auf rund 10.500 Euro beziehungsweise 5.400 Euro.



Abbildung: Spezifische Jahresgesamtkosten (brutto) der Wärmeversorgung für ein beispielhaftes Einfamilienhaus (links) und Mehrfamilienhaus (rechts) im Jahr 2026.

Spezifische Jahresgesamtkosten (brutto) der Wärmeversorgung für ein beispielhaftes Mehrfamilienhaus.

Zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken.

Quelle: Fraunhofer ISE

Die Autoren weisen darauf hin, dass die Bandbreiten der Investitions- und Betriebskosten bei allen Technologien groß sind. Während bei Wärmepumpen insbesondere die Investitionskosten stark vom Gebäude abhängen, unterscheiden sich die Fernwärmepreise regional deutlich. Die größte Unsicherheit bei Gasheizungen sehen die Autoren in der künftigen Entwicklung der Preise für Biomethan sowie der Gasnetzentgelte. Beide Faktoren könnten sich je nach Entwicklung der Gasnachfrage erheblich verändern.

Nach Einschätzung des Fraunhofer ISE verstärken sich diese Effekte bei späteren Investitionsentscheidungen, weil höhere Grüngasanteile erst nach 2035 wirksam werden und damit einen größeren Teil der Anlagenlebensdauer betreffen. Die Studie empfiehlt deshalb weiterhin eine technologieoffene Beratung von Hauseigentümern vor einer Investition in neue Heiztechnik.

Die vollständige Kurzstudie „Vergleich der Wärmeversorgung: Die „Bio-Treppe“, im Gebäudemodernisierungsgesetz“ ist auf den Internetseiten des Fraunhofer ISE abrufbar.

// VON KATIA MEYER-TIEN

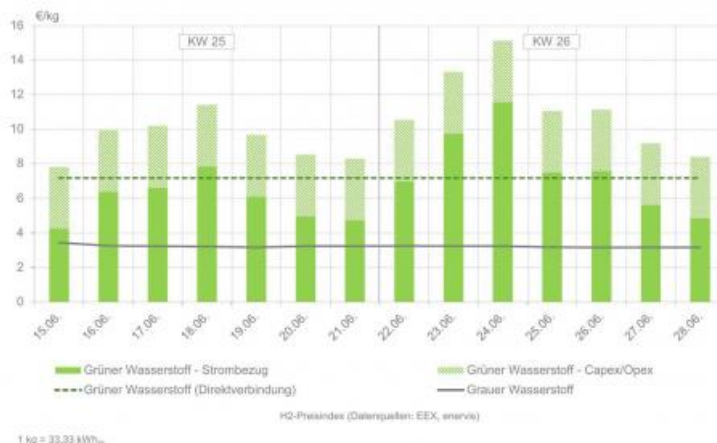
[^ Zum Inhalt](#)

Gestehungskosten wieder gestiegen



Quelle: E&M / Shutterstock, wanpatsorn

H2-PREISINDEX. Grüner Wasserstoff ist noch nicht marktreif. Wie sich der Preisvergleich zum grauen Wasserstoff darstellt, zeigt der H2-Preisindex von Enervis und E&M alle zwei Wochen.



Wasserstoffpreisindex in den Kalenderwochen 25 und 26

(Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: enervis energy advisors GmbH EEX

Die Gestehungskosten für strommarktbasierten grünen Wasserstoff sind in den vergangenen zwei Wochen wieder stark angestiegen. Das Zweiwochenhoch lag bei 15,13 Euro/Kilogramm, das Zweiwochentief bei 7,81 Euro/Kilogramm. Im Wochenmittel ist der Preis von 9,40 auf 11,25 Euro/Kilogramm gestiegen.

Die Gestehungskosten für grauen Wasserstoff bewegten sich im Wochenverlauf zwischen 3,14 und 3,42 Euro/Kilogramm. Das Preisniveau lag damit weiterhin konstant unterhalb des strommarktbasierten

Wasserstoffs sowie der Insellösung aus Erneuerbare-Energie-Anlage und Elektrolyseur.

Legende zum H2-Preisindex

- **Grüner Wasserstoff:** Gestehungskosten auf Basis von Strompreisen am Spotmarkt, Herkunftsnachweisen* für die jeweiligen Strommengen sowie den Investitions- und Betriebskosten einer Elektrolyseanlage
- **Grüner Wasserstoff (Direktverbindung):** Gestehungskosten als Benchmark auf Basis von grünem Bezugsstrom einer netzentkoppelten Erneuerbaren-Anlage sowie den Investitions- und Betriebskosten einer Elektrolyseanlage
- **Grauer Wasserstoff:** Gestehungskosten auf Basis von Erdgaspreisen am Spotmarkt, Preisen für CO2-Zertifikate sowie den Investitions- und Betriebskosten einer Erdgas-Dampfreformierungsanlage

*Die Anforderungen der Bundesregierung an grünen Wasserstoff werden über die 37. BImSchV an die Anforderungen der Europäischen Union angepasst. Zukünftig müssen die Kriterien der Zusätzlichkeit sowie der zeitlichen / geografischen Korrelation für die Produktion erfüllt sein.

// VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)

Erfolgsfaktor Kundenschnittstelle



Quelle: E&M

GASTBEITRAG. Die Wärmewende kann nur mit strukturierten, datenbasierten und skalierbaren Vertriebsprozessen gelingen, sagt *Gilles Schneider von Consileon.

Im Transformationsprozess der Wärmeversorgung geraten Versorgungsbetriebe zunehmend unter Handlungsdruck. Da die Kommunen je nach Einwohnerzahl bis Mitte 2026 beziehungsweise bis Mitte 2028 einen Wärmeplan vorlegen müssen, stehen Stadtwerke vor der Aufgabe, ihre Angebote, Beratungsprozesse und Organisationsstrukturen entsprechend anzupassen.

Gefragt sind datenbasierte Vertriebsansätze, mit denen sich Kundenkontakte strukturieren und priorisieren lassen, sowie skalierbare Beratungsmodelle, um neue Angebote schnell und professionell in die Fläche zu bringen. Traditionelle Vertriebsmodelle sind diesen Anforderungen jedoch häufig nicht gewachsen.



Customer Journey, Teil 1

[Zur Vollansicht auf die Grafik klicken](#)



Customer Journey, Teil 2

[Zur Vollansicht auf die Grafik klicken](#)

Handlungsempfehlungen für tragfähige Vertriebssysteme

Stadtwerke sollten die Kundenschnittstelle nicht länger als reine Servicefunktion betrachten. Sie muss zum zentralen Steuerungselement und Wachstumstreiber der Wärmewende werden, um Kunden proaktiv entlang der gesamten Customer Journey zu begleiten. Dafür sind die folgenden Handlungsfelder relevant:

- **Datenbasierte Kundenansprache entwickeln:** Wer vorhandene Daten wie Gebäudetypen, Verbrauchsstrukturen, Alter der Heizsysteme und wirtschaftlichen Potenziale gezielt zusammenführt und analysiert, kann Zielgruppen optimal ansprechen, Beratungsressourcen effizient einsetzen und Umsatzchancen besser nutzen.
- **Customer Journey strukturieren und umsetzen:** Mit einer klar definierten Customer Journey entlang aller relevanten Kontaktpunkte führen Vertriebsmitarbeitende Kunden sicher durch den Entscheidungsprozess. Voraussetzung dafür ist ein CRM-System, das die einzelnen Prozessschritte

digital abbildet und die spezifischen Anforderungen von Stadtwerken unterstützt.

- **Skalierbare Beratungsmodelle aufbauen:** Eigens entwickelte Beratungsleitfäden, Wirtschaftlichkeits- und Förderrechner sowie spezielle Wärmelotsen-Tools versetzen Stadtwerke in die Lage, Kunden auch in großer Zahl professionell zu betreuen. Standardisierte Modelle sichern die Beratungsqualität, verkürzen Bearbeitungszeiten und stellen erforderliche Informationen systematisch bereit.
- **Produkt- und Angebotsdesign anpassen:** Um marktfähige Lösungen anzubieten, benötigen Stadtwerke klare Leistungsbeschreibungen, Service Level Agreements und transparente Preismodelle. Entscheidend ist, dass diese für Kunden verständlich sind und zugleich die internen Prozesse nicht überfordern.

Externe Unterstützung beschleunigt Umsetzung

Dafür lässt der vorgegebene Zeitplan Stadtwerken allerdings nicht viel Spielraum. Gerade der Aufbau zukunftsfähiger Vertriebsstrukturen benötigt Vorlauf, denn Kundensegmentierungen, digitale Tools, CRM-Prozesse und neue Beratungsmodelle lassen sich nicht innerhalb weniger Wochen etablieren. Zudem verfügen viele Stadtwerke bereits jetzt über knappe personellen Ressourcen und sind kaum in der Lage, die Transformation parallel zum laufenden Betrieb voranzutreiben.

Damit die Kundenschnittstelle nicht zum Engpass der Wärmewende wird, kann zielgerichtete externe Unterstützung Sinn machen. Dafür hat die Consileon Business Consultancy GmbH ein spezielles Beratungsangebot entwickelt, das Stadtwerke mit tiefgreifender Expertise und bewährten Methoden bei der Transformation begleitet.

So lässt sich beispielsweise bei der Entwicklung datenbasierter Modelle, der Einführung geeigneter CRM- und Steuerungstools und dem Aufbau digitaler Beratungs- und Angebotsprozesse internes Personal entlasten und die Umsetzung entscheidend beschleunigen.

Fazit: Transformationsprojekt als Chance

Die Wärmewende wird zu einem zentralen Wettbewerbsfaktor für kommunale Versorger. Stadtwerke, die frühzeitig die geeigneten vertrieblichen Voraussetzungen schaffen, können Kunden gezielt begleiten, Entscheidungen beschleunigen und neue Geschäftsfelder erschließen. Dies versetzt sie in die Lage, zusätzliche Erlöse im Bereich Wärmenetze und Energiedienstleistungen zu generieren, sinkende Margen im klassischen Strom- und Gasvertrieb auszugleichen und die Grundlage für langfristiges Wachstum zu schaffen.

**Gilles Schneider ist Geschäftsbereichsleiter Public Sector bei der Consileon Business Consultancy GmbH.*



Gilles Schneider

Quelle: Consileon Business Consultancy GmbH

// VON STEFAN SAGMEISTER

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

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Capgemini

Studie sieht wachsende Unsicherheit im Stromnetz

IT. Eine Studie von Capgemini zeigt: Künstliche Intelligenz verändert die Stromnachfrage von Rechenzentren und erschwert Energieversorgern weltweit die Netz- und Investitionsplanung.

Mit dem wachsenden Einsatz Künstlicher Intelligenz (KI) steigt nicht nur der Strombedarf von Rechenzentren. Gleichzeitig wird es für Energieversorger schwieriger, den künftigen Bedarf zuverlässig vorherzusagen. Zu diesem Ergebnis kommt eine aktuelle Studie des Capgemini Research Institute.

Für die Untersuchung befragte das Institut Anfang 2026 insgesamt 612 Führungskräfte aus der Energiewirtschaft sowie 175 Verantwortliche von Rechenzentribetreibern in 21 Ländern. Die Studie zeigt, dass sich Energiesysteme auf deutlich volatilere Lastverläufe einstellen müssen.

Fast 80 Prozent der befragten Energieversorger erwarten laut Studie künftig stärkere und weniger berechenbare Schwankungen bei der Stromnachfrage. Mehr als drei Viertel geben an, den künftigen Bedarf aufgrund KI-bedingter Veränderungen der Verbrauchsmuster nur noch schwer prognostizieren zu können. Gleichzeitig rechnen 68 Prozent damit, dass die Nachfrage durch Rechenzentren schneller wächst als neue Strom- und Netzkapazitäten aufgebaut werden können.

Energieversorger berichten von Phantom-Lastanfragen

Hinzu kommt nach Angaben von Capgemini ein weiteres Problem: Viele Netzanschlussanfragen von Rechenzentren würden letztlich nicht umgesetzt. Weltweit berichten 67 Prozent der befragten Energieversorger von sogenannten Phantom-Lastanfragen. Rund 19 Prozent der angemeldeten Strombedarfe würden demnach nie realisiert. Dadurch werde die Investitionsplanung erschwert, weil Netzbetreiber Kapazitäten für Projekte einplanen müssten, die später nicht umgesetzt werden.

Besonders herausfordernd sei die Entscheidung, wann und wo neue Netzinfrastruktur entstehen soll. Einerseits müssten Energieversorger genügend Kapazitäten für den erwarteten Ausbau von Rechenzentren schaffen. Andererseits gelte es, Fehlinvestitionen zu vermeiden. Zusätzlich belaste die räumliche Konzentration großer Rechenzentren lokale Stromnetze. Mehr als die Hälfte der Befragten sieht darin laut Studie ein wesentliches Hindernis für eine stabile Stromversorgung.

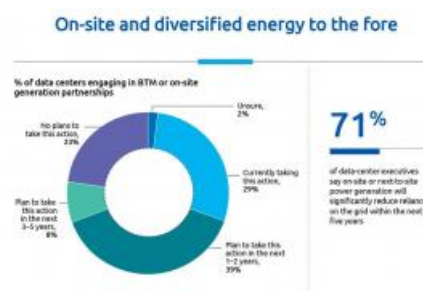
Sebastian Menge, Vice President und Leiter Energy Platforms bei Capgemini Invent Deutschland, erklärt, KI verändere Energiesysteme weit über das dynamische Wachstum der Stromnachfrage hinaus. Denn sie mache auch Engpässe bei Netzkapazitäten und Stromverfügbarkeit sichtbar. Energieversorger könnten KI jedoch auch einsetzen, um Netze effizienter zu steuern und verfügbare Kapazitäten besser zu nutzen.

Die Studie sieht KI deshalb in einer Doppelrolle. Einerseits treibt sie den Stromverbrauch durch den Betrieb und das Training großer KI-Modelle. Laut den Befragten könnte der Anteil dieser Anwendungen am gesamten Stromverbrauch von Rechenzentren innerhalb von drei bis fünf Jahren von derzeit 25 Prozent auf 60 Prozent steigen. Andererseits erwarten rund 60 Prozent der Energieversorger, dass KI die Netzplanung und den Netzbetrieb verbessert.

Bislang nutzen allerdings vergleichsweise wenige Unternehmen diese Möglichkeiten umfassend. Nach Angaben von Capgemini setzen derzeit weltweit 45 Prozent der Energieversorger KI zur Netzoptimierung ein. Nur 16 Prozent verfügen über fortgeschrittene KI-Anwendungen, etwa zur Optimierung von Stromflüssen oder zur Echtzeitsteuerung der Netze. In Deutschland liegen die Anteile mit 37 beziehungsweise 12 Prozent darunter.

Eigenstromversorgung für Rechenzentren

Als Reaktion auf lange Anschlusszeiten und Netzengpässe investieren Rechenzentrumsbetreiber laut Studie zunehmend in eigene Energieversorgungssysteme. Fast 30 Prozent setzen bereits auf Vor-Ort-Erzeugung, weitere 39 Prozent planen entsprechende Anlagen innerhalb der kommenden ein bis zwei Jahre. Mehr als 70 Prozent erwarten, dadurch ihre Abhängigkeit vom öffentlichen Stromnetz innerhalb von fünf Jahren deutlich zu verringern.



Entscheidungen für die Energieversorgung für Rechenzentren -

Für Vollbild auf die Grafik klicken

Quelle: Capgemini

Für die langfristige Stromversorgung halten die Befragten einen diversifizierten Energiemix für notwendig. Erneuerbare Energien allein könnten nach Einschätzung von 78 Prozent der Energieverantwortlichen derzeit noch keine kontinuierliche Versorgung großer KI-Rechenzentren gewährleisten. Deshalb investieren viele Unternehmen zusätzlich in Batteriespeicher. Rund zwei Drittel der Befragten sehen Erdgas nach Angaben der Studie als Übergangslösung, bis erneuerbare Energien und Speichertechnologien ausreichend ausgebaut sind.

Die **Capgemini-Studie „AI meets the grid“** steht in englischer Sprache als PDF zum Download bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Verbund

Energie speichern. Die Region bereichern.

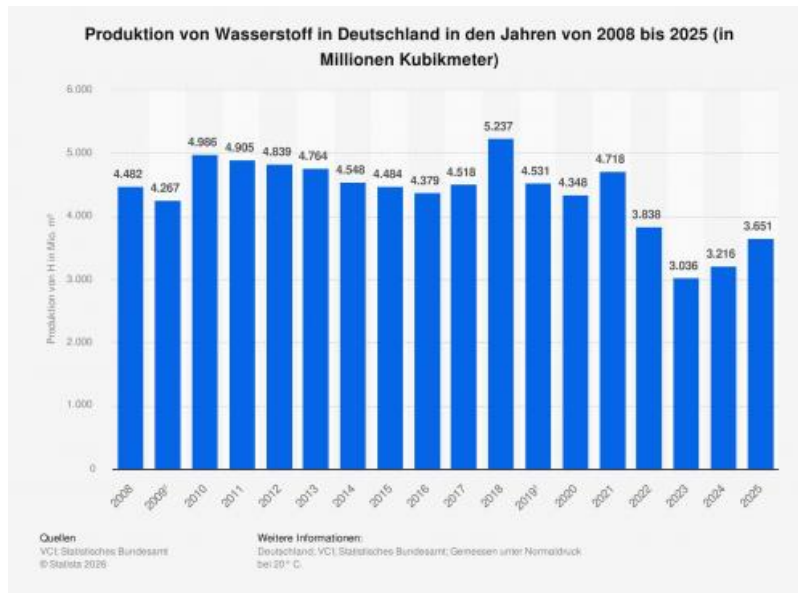
[Mehr erfahren!](#)

Produktion von Wasserstoff in Deutschland von 2008 bis 2025



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

Das produzierte Volumen von Wasserstoff in Deutschland ist im vergangenen Jahrzehnt tendenziell gesunken. Im Jahr 2025 wurden etwa 3,65 Milliarden Kubikmeter Wasserstoff in Deutschland hergestellt. Wasserstoff gilt als zukünftiger Energieträger, um fossile Rohstoffe als Energiegrundlage in Industrien zu substituieren. // **VON REDAKTION**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Kurhan, Fotolia

Rheinenergie wieder mit starkem Ergebnis

BILANZ. Die Rheinenergie hat 2025 ein Ergebnis von 275,6 Millionen Euro vor Steuern erzielt. Das Unternehmen will damit Investitionen in Netze, Wärme und erneuerbare Energien finanzieren.

Die Rheinenergie mit Sitz in Köln hat das Geschäftsjahr 2025 mit einem Ergebnis vor Ertragsteuern von 275,6 Millionen Euro abgeschlossen. Nach Angaben des Unternehmens liegt das Ergebnis damit erneut deutlich über dem Durchschnitt der Jahre 2016 bis 2022. Bereits zum dritten Mal in Folge sei damit ein außergewöhnlich hohes Jahresergebnis erzielt worden.

Andreas Feicht führt das Ergebnis auf mehrere Faktoren zurück. Zum einen profitiere das Unternehmen von seiner breiten Aufstellung entlang der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette, so der Vorstandsvorsitzende. Zum anderen habe man in Zeiten starker Preisschwankungen an den Energiemärkten die Vorteile einer langfristigen Vermarktung der Eigenerzeugung sowie des Energiehandels nutzen können.

Überschüsse reinvestiert

Vor Beginn der Energiekrise und des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine lagen die Jahresergebnisse laut Unternehmen zwischen 155 Millionen und 183 Millionen Euro. Finanzvorständin Birgit Lichtenstein betonte, die aktuellen Überschüsse dienten nicht dem Selbstzweck. Vielmehr stärkten sie die wirtschaftliche Stabilität des Unternehmens und ermöglichten Investitionen in eine sichere und zukunftsfähige Energie- und Wasserversorgung.

Für die kommenden Jahre rechnet der Versorger aus Köln mit einer Normalisierung des Energiemarktes. Entsprechend erwartet das Unternehmen für 2026 ein Ergebnis zwischen 185 Millionen und 190 Millionen Euro. Gleichzeitig wolle die Rheinenergie ihre Kosten weiter senken und neue Geschäftsfelder erschließen.

Konkrete Energiewendeprojekte

Einen Schwerpunkt bildet dabei der Ausbau der Infrastruktur. Zu den größten Projekten zählt eine Flusswasser-Wärmepumpe in Köln. Die laut Rheinenergie größte Anlage ihrer Art in Europa hat ein

Investitionsvolumen von 280 Millionen Euro und wird von Bund und der Europäischen Union gefördert. Künftig soll die Anlage bis zu 50.000 Wohneinheiten mit Fernwärme versorgen.

Darüber hinaus hat das Unternehmen den Bau eines Holzheizwerks für den Köln/Bonn Airport gestartet. Außerdem entsteht gemeinsam mit einem Industrieunternehmen im Kölner Norden eine Freiflächen-Photovoltaikanlage.

Weitere Projekte umfassen das Repowering des Windparks Coppanz, den Bau der größten Freiflächen-Solaranlage Kölns auf öffentlichem Grund in Rondorf sowie den ersten Agri-Photovoltaik-Park der Rheinenergie in Rheinland-Pfalz.

Wärmewende in der Umsetzung

Weitere Investitionen fließen in den Ausbau der Fernwärme- und Stromnetze. Hintergrund ist unter anderem die zunehmende Zahl von Wärmepumpen, Wallboxen und Photovoltaikanlagen.

Im Neubaugebiet Rondorf-Nordwest entsteht nach Unternehmensangaben das größte kalte Nahwärmenetz in Nordrhein-Westfalen. Dort sollen Wärmepumpen mithilfe von Grundwasser Gebäude emissionsfrei beheizen. Parallel baut die Rheinenergie im Kölner Stadtbezirk Rodenkirchen eine rund acht Kilometer lange Wassertransportleitung, um die Trinkwasserversorgung langfristig zu sichern. Zudem will das Unternehmen die Infrastruktur besser gegen Ausfälle absichern und die Wiederherstellung der Versorgung nach Störungen beschleunigen.

Netzgesellschaften zusammengeführt

Nach Angaben der Rheinenergie haben die umfangreichen Investitionsprogramme auch organisatorische Veränderungen erforderlich gemacht. Zum 1. Januar 2025 wurden die bisherige Rheinische Netzgesellschaft und der Bereich Technischer Netzservice zur Rheinnetz GmbH zusammengeführt. Rund 1.100 Beschäftigte wechselten in die neue Netzgesellschaft, die als Verteilnetzbetreiberin in Köln und dem Rheinland tätig ist.

Nach Angaben von Vorstandschef Feicht will die Rheinenergie neben dem Netzausbau auch Energiedienstleistungen für Industrie und Wohnungswirtschaft ausbauen sowie neue Geschäftsfelder wie Batteriespeicher erschließen. Gemeinsam mit Partnern arbeite das Unternehmen außerdem an einer stärkeren Verknüpfung der Sektoren Energie und Verkehr, etwa im Bereich Elektromobilität.

Insgesamt investierte die Rheinenergie gemeinsam mit ihren Beteiligungen im Jahr 2025 nach eigenen Angaben rund 270 Millionen Euro. Diese Investitionen sollen die Energie- und Wärmewende in der Region unterstützen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit stärken. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



ENERGIEJOBS

**DAS KARRIEREPORTAL FÜR
DIE ENERGIEWIRTSCHAFT**

Rekrutieren Sie zielgenau in der
Strom-, Gas- und Wasserwirtschaft.

 Energietechnik
  Erneuerbare Energien
  Energiemanagement

 **08152 93 11 88**
 **www.energiejobs.online**

Stadtwerke Wuppertal steigern Investitionen deutlich



Quelle: Fotolia / Eisenhans

BILANZ. Die Wuppertaler Stadtwerke haben 2025 einen Gewinn von 11,7 Millionen Euro erzielt. Gleichzeitig erhöhten sie ihre Investitionen in Fernwärme, PV, Ladeinfrastruktur und den ÖPNV.

Die Wuppertaler Stadtwerke (WSW) haben das Geschäftsjahr 2025 mit einem Gewinn von 11,7 Millionen Euro abgeschlossen und damit weniger als im Vorjahr verdient, als ein Gewinn von 25 Millionen Euro in der Bilanz stand. Jedoch sei das eigene Planziel leicht übertroffen worden, teilte der Versorger am 29. Juni mit.

Die Umsatzerlöse der Unternehmensgruppe lagen bei rund 1,3 Milliarden Euro und damit etwas unter dem Vorjahreswert von 1,4 Milliarden Euro. Gleichzeitig erhöhte die WSW ihre Investitionen im Vergleich zu 2024 um rund 10 Millionen Euro auf 107,5 Millionen Euro.

Den größten Ergebnisbeitrag lieferte die WSW Energie & Wasser AG mit einem Gewinn von rund 87 Millionen Euro. Das Unternehmen entwickelte sich besser als geplant. Dagegen weitete sich das strukturelle Defizit der WSW mobil GmbH auf minus 79,8 Millionen Euro aus. Gegenüber dem Vorjahr erhöhte sich das Minus um mehr als 5 Millionen Euro.

Im vergangenen Jahr bauten die WSW nach eigenen Angaben ihre Erzeugungskapazität aus Photovoltaik um rund 7 MW aus. Dazu trugen mehrere Dachanlagen für Gewerbekunden sowie der erste Solarpark im Wuppertaler Stadtgebiet bei. Die Projekte entstanden gemeinsam mit kommunalen Partnern wie dem Gebäudemanagement der Stadt, der Gemeinnützigen Wohnungsbaugesellschaft und der Stadtparkasse Wuppertal. Parallel erweiterten die Stadtwerke ihre Quartierslösungen für Photovoltaik, Wärmeversorgung und Elektromobilität, insbesondere für bestehende Wohnquartiere.

Auch den Ausbau der Ladeinfrastruktur setzten die Wuppertaler Stadtwerke fort. Nach Angaben des

Unternehmens wuchs das öffentliche Ladenetz innerhalb eines Jahres um rund 35 Prozent. Für Mehrfamilienhäuser installieren die WSW im Rahmen ihrer Quartierskonzepte Wallboxen mit intelligentem Lastmanagement und flexiblen Stromtarifen.

Fernwärme soll weiter ausgebaut werden

Beim Ausbau der Fernwärme treiben die WSW die Umstellung des Netzes in Elberfeld von Dampf auf Heizwasser voran. Derzeit laufen Arbeiten in drei Bauabschnitten. Die erste Dampfumformstation ist bereits errichtet, der Bau einer zweiten Station hat begonnen. Mit der Modernisierung wollen die Stadtwerke zusätzliche Gebäude an das Fernwärmenetz anschließen und die leitungsgebundene Wärmeversorgung schrittweise umstellen. Für das gesamte Talnetz sowie die Nahwärmenetze erarbeiteten die WSW im vergangenen Jahr Transformationspläne, die in den kommenden Jahren umgesetzt werden sollen.

Im öffentlichen Nahverkehr erweiterten die WSW ihre Wasserstoffflotte auf 52 Brennstoffzellenbusse. Rund um den Jahreswechsel 2024/2025 gingen 32 neue Fahrzeuge in Betrieb. Zusätzlich errichtete das Unternehmen auf dem Betriebshof Nächstebreck eine Wasserstofftankstelle für die Busflotte. Auch die Modernisierung der Schwebebahn setzte sich fort. Das Erneuerungsprogramm für die Stationen läuft bis 2031.

Im Energievertrieb haben die WSW für 2025 nur geringe Veränderungen bei Strom-, Gas- und Fernwärmeabsatz zu verzeichnen, nannten jedoch keine konkreten Zahlen. Das Unternehmen will sich verstärkt auf digitale Dienstleistungen konzentrieren. Dazu zählen unter anderem flexible Stromtarife, digitale Mobilitätsangebote sowie Anwendungen für intelligentes Laden.

Darüber hinaus prüfen die WSW den Einsatz von künstlicher Intelligenz in verschiedenen Unternehmensbereichen. Nach Angaben des Unternehmens soll ein mehrjähriger Umsetzungsplan die Digitalisierung interner Prozesse und kundenbezogener Dienstleistungen unterstützen. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

EVM plant Investitionen von 580 Millionen Euro



Quelle: Pixabay / David Schwarzenberg

BILANZ. Die Die Energieversorgung Mittelrhein (evm) zeigt sich mit dem abgelaufenen Geschäftsjahr 2025 zufrieden. Sowohl Kundenzuwachs als auch die Marktposition konnte ausgebaut werden.

Die Energieversorgung Mittelrhein (EVM) mit Sitz in Koblenz hat das Geschäftsjahr 2025 mit einem Jahresüberschuss nach Steuern von 56,1 Millionen Euro abgeschlossen. Damit lag das Ergebnis zwar 4,8 Millionen Euro unter dem bislang höchsten Wert, der im Vorjahr erreicht wurde, blieb aber auf hohem Niveau. Der Umsatz belief sich auf rund eine Milliarde Euro. Gleichzeitig gewann der Regionalversorger nach eigenen Angaben rund 9.400 neue Strom- und Gaskunden hinzu. Damit versorgt das Unternehmen inzwischen rund 340.000 Kunden im nördlichen Rheinland-Pfalz.

Die EVM schüttet 48,5 Millionen Euro an die beteiligten Städte und Gemeinden aus. Weitere 7,5 Millionen Euro fließen laut dem Versorger in die Rücklagen und stärken die Eigenkapitalbasis des Unternehmens. „Diese Stärkung unserer Finanzkraft stellt eine wichtige Basis für unsere geplanten Investitionen dar. Wir wollen auch in den kommenden Jahren gezielt in die Weiterentwicklung unserer Stromnetze sowie in weitere Wind- und Solarparks investieren“, erklärte Vorstand Mithun Basu.

Investitionsprogramm bis 2030

Bereits 2025 erhöhte die EVM ihr Investitionsbudget auf 43,1 Millionen Euro. Etwa die Hälfte dieser Summe investierte das Unternehmen in den Ausbau der Stromnetze. Für den laufenden Fünfjahreszeitraum plant das Unternehmen Investitionen von insgesamt rund 580 Millionen Euro. Schwerpunkte bilden der Netzausbau sowie neue Projekte zur Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie.

Nach Angaben des Unternehmens entsteht derzeit mit dem Windpark Schneifelhöhe das bislang größte Einzelprojekt. Der Windpark soll 2027 in Betrieb gehen und eine installierte Leistung von 77 MW erreichen. Nach Unternehmensangaben lässt sich damit der Strombedarf von rund 160.000 Einwohnern decken. Für die zweite Jahreshälfte 2026 plant die EVM außerdem den Baustart eines Solarparks in einer ehemaligen Tongrube bei Weltersburg-Guckheim. Parallel arbeitet das Unternehmen an weiteren Projekten zur regionalen Stromerzeugung. Ziel ist es, die Kundinnen und Kunden bis 2030 vollständig mit regional erzeugtem Ökostrom zu versorgen.

Wärmenetze und Energiedienstleistungen

Neben dem Ausbau der Stromerzeugung investiert der Versorger zudem in die Wärmeversorgung. In Koblenz plant das Unternehmen unter anderem die Erweiterung des bestehenden Wärmenetzes im Stadtteil Rauental.

Wachstum meldet die EVM auch im eigenen Handwerksgeschäft. Die „evm Service GmbH“ beschäftigt inzwischen rund 80 Mitarbeitende. Im vergangenen Jahr installierte das Unternehmen nach eigenen Angaben mehr als 150 Heizungsanlagen sowie mehr als 150 Photovoltaikanlagen. Ergänzt wurde das Angebot um den „evm+ Energiepilot“, der den Stromverbrauch und die Eigenerzeugung im Haushalt optimieren und mit dynamischen Stromtarifen kombinieren soll. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Metrify erreicht Meilenstein beim Steuer-Rollout



Quelle: Shutterstock / Shcherbakov Ilya

SMART METER. Metrify hat nach eigenen Angaben bundesweit 10.000 intelligente Messsysteme mit integrierter Steuerfunktion installiert. Der weitere Ausbau ist geplant.

Metrify, Tochtergesellschaft von Enpal und wettbewerblicher Messstellenbetreiber, hat gemeinsam mit Heinz Lackmann, Advalju und Theben Smart Energy nach eigenen Angaben bundesweit 10.000 intelligente Messsysteme mit integrierter CLS-Steuerlösung installiert. Die Unternehmen sehen darin einen wichtigen Schritt beim Rollout steuerbarer Verbrauchseinrichtungen.

Zum Einsatz kommt das Smart Meter Gateway von Theben Smart Energy, das über ein integriertes Modul die Steuerung von Anlagen über den EEBUS-Standard ermöglicht. Die Lösung sei vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifiziert und erfülle die aktuellen regulatorischen Anforderungen für Mess- und Steueranwendungen, heißt es in einer Mitteilung.

Metrify übernimmt als wettbewerblicher Messstellenbetreiber den Rollout und Betrieb der intelligenten Messsysteme. Digitalisierungs- und Metering-Dienstleister Heinz Lackmann ist für Backendbetrieb, Logistik und die Umsetzung der Smart-Meter-Projekte verantwortlich. Advalju stellt Backend-, Integrations- und Steuerungslösungen bereit. Theben Smart Energy liefert die Smart Meter Gateways mit integriertem Mehrwertmodul.

70.000 Smart Meter bis Ende des Jahres

„Die Marke von 10.000 installierten Systemen zeigt, dass die Technologie den Schritt von der Pilotierung in den breiten Rollout erfolgreich gemeistert hat“, sagt Ruwen Konzelmann, Managing Director von Theben Smart Energy. Durch weitgehend automatisierte Prozesse von der Bestellung bis zur Inbetriebnahme habe sich der Rollout beschleunigen lassen.

Georg Gaiser, Vice President von Metrify, sieht in der erreichten Zahl verbauter intelligenter Messsysteme einen Beleg dafür, dass der Übergang vom Mess- zum Steuerrollout gelingt. Ihm zufolge erfüllen die installierten Systeme bereits die vorgesehene Zielarchitektur für die Steuerung in der Niederspannung.

Für das laufende Jahr haben die beteiligten Unternehmen den weiteren Ausbau angekündigt. Demnach wollen die Partner insgesamt 70.000 Smart Meter Gateways mit integrierter Steuerfunktion bis Ende 2026 installiert haben. In den kommenden Jahren sollen weitere intelligente Messsysteme folgen und zusätzliche Steuerungsanwendungen angebunden werden. Ziel sei es, Erzeugungsanlagen, Batteriespeicher, Ladeeinrichtungen und steuerbare Verbraucher digital miteinander zu vernetzen.

Nach Angaben von Theben Smart Energy können bestehende Systeme per Software aktualisiert und bei Bedarf um weitere Steuerungsfunktionen ergänzt werden. Dadurch sollen neue Anwendungsfälle ohne Austausch der installierten Hardware umgesetzt werden können. // VON FRITZ WILHELM

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

[^ Zum Inhalt](#)

Mehr Fernwärme aus Abfall für Hannover



Quelle: Shutterstock / Ayrat A

WÄRMENETZ. Enercity und EEW bauen ihre Zusammenarbeit für die Fernwärme in Hannover aus. Durch eine technische Optimierung soll mehr Wärme aus derselben Abfallmenge gewonnen werden.

Nach der Abschaltung des ersten Steinkohleblocks im Heizkraftwerk Stöcken im Nordwesten Hannovers baut Enercity den Ersatz der kohlebasierten Fernwärmeerzeugung weiter aus. Gemeinsam mit der EEW Energy from Waste GmbH (EEW) soll künftig mehr Wärme aus der thermischen Abfallverwertungsanlage in Hannover-Lahe in das Fernwärmenetz fließen. EEW ist ein Entsorgungs- und Energieunternehmen mit Sitz in Helmstedt.

Kern des Projekts ist eine energetische Optimierung der bestehenden Müllverwertungsanlage. EEW investiert in den Umbau der Anlage und erhöht nach eigenen Angaben die nutzbare Wärmeleistung von bisher 50 MW auf bis zu 85 MW. Die zusätzliche Wärme entsteht nicht durch höhere Abfallmengen, sondern durch eine effizientere Nutzung der vorhandenen Energie, wie die Partner betonen.

Die Rollen der Partner sind klar verteilt: EEW betreibt die Anlage zur thermischen Abfallverwertung und liefert die Wärme. Enercity übernimmt die Integration der zusätzlichen Wärmemengen in das Fernwärmesystem. Parallel dazu erweitert es die Fernwärmeleitungen, damit die zusätzliche Wärme aus Hannover-Lahe in das bestehende Fernwärmenetz eingespeist werden kann. So soll die höhere Wärmemenge künftig im gesamten Stadtgebiet genutzt werden können.

Technik erhöht Wärmepotenzial

Technisch basiert das Vorhaben auf einer neuen Dampfturbinenumfahrung. Dadurch lässt sich der bei der

Abfallverbrennung entstehende Dampf je nach Bedarf unterschiedlich nutzen. An kalten Tagen kann mehr Dampf direkt für die Fernwärme ausgekoppelt werden. Sinkt der Wärmebedarf, kann die Anlage weiterhin im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb Strom erzeugen. Nach Angaben von EEW steigt dadurch die Effizienz der Anlage, da weniger Wärme ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird.

Die ersten Umbauarbeiten haben bereits in der derzeit laufenden Revision der Anlage begonnen. Mit dem Abschluss der Umbaumaßnahmen rechnen die Partner im zweiten Quartal 2027. Die zusätzliche Wärmeleistung soll erstmals in der Heizperiode 2027/2028 vollständig zur Verfügung stehen.

Partner setzen auf flexible Wärmeerzeugung

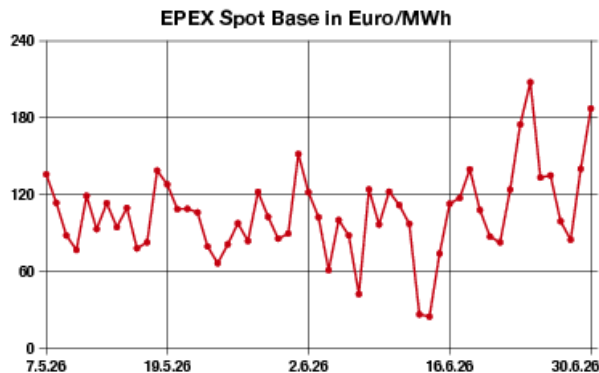
Nach Angaben der Unternehmen reicht die Zusammenarbeit über den reinen Ausbau der Fernwärme hinaus. Enercity will die optimierte Anlage als flexiblen Baustein seines Erzeugungsportfolios einsetzen und die Fahrweise an Wärmebedarf und Marktbedingungen anpassen. Je nach Situation soll entschieden werden können, ob mehr Fernwärme oder mehr Strom erzeugt wird. Laut Enercity soll dies sowohl die Versorgungssicherheit erhöhen als auch zusätzliche Möglichkeiten für die Sektorkopplung eröffnen.

Bereits Anfang 2025 hatten beide Unternehmen vereinbart, die Potenziale der bestehenden Anlage langfristig gemeinsam weiterzuentwickeln. Mit dem nun begonnenen Umbau soll die thermische Abfallverwertung eine größere Rolle bei der Wärmeversorgung Hannovers übernehmen. // VON DAVINA SPOHN

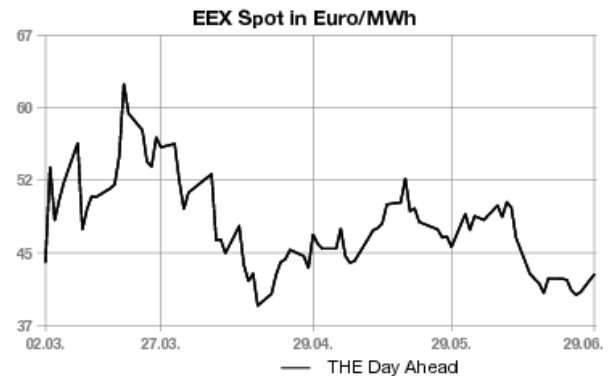
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Fester Wochenaufakt an Energiemärkten



Quelle: E&M

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

Überwiegend fester haben sich die Energiemärkte zum Wochenaufakt präsentiert. Am Strommarkt sorgte eine rückläufige Einspeisung der Erneuerbaren für steigende Preise im kurzfristigen Handel, während das lange Ende leicht zulegte. Auch Gas, Kohle und Öl tendierten fester. Gestützt wurden die Notierungen durch neue geopolitische Spannungen in der Straße von Hormus und die Sorge vor weiteren Beeinträchtigungen der globalen LNG- und Öltransporte. Zusätzlich stützten hohe Temperaturen in weiten Teilen Europas die Nachfrage nach Gas zur Stromerzeugung. Gegen den Trend gab der CO₂-Markt leicht nach.

Strom: Überwiegend etwas fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt zum Start in die neue Woche gezeigt. Der Dienstag wurde mit 187,50 Euro je Megawattstunde im Base und 157,25 Euro je Megawattstunde im Peak bewertet.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Dienstag ein gutes Stück geringer ausfallen als noch am Vortag. Für den Mittwoch wird ein weiterer leichter Rückgang erwartet, bevor die Meteorologen von Eurowind für den Donnerstag wieder einen deutlichen Anstieg der Einspeiseleistung auf über 30 Gigawatt in Aussicht stellen. Dabei soll es vor allem sonnig werden. Die Wind-Einspeiseleistung dürfte den US-Meteorologen zufolge in den kommenden zwei Wochen zumeist im unterdurchschnittlichen Bereich liegen. Die Temperaturen sind in Nordwesteuropa zwar etwas zurückgegangen, bleiben aber im überdurchschnittlichen Bereich.

Am langen Ende des deutschen Strommarktes gewann das Cal 27 um 0,23 auf 92,06 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Montag nachgegeben. Der Dec 26 verlor bis gegen 14.00 Uhr 0,82 auf 79,46 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 13,3 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 80,69 Euro, das Tief bei 79,25 Euro.

Da die Hitzewelle sich zumindest etwas abgeschwächt zu haben scheint, gehen die Analysten von Redshaw Advisors davon aus, dass ein Teil der fundamentalen Unterstützung für die CO₂-Preise in der neuen Woche wegfällt. Zudem dürfte die Diskussion über die Reform des europäischen Emissionshandels an Fahrt aufnehmen, da die Europäische Kommission die letzten Details ihres für den 15. Juli angekündigten Reformvorschlags ausarbeitet.

Der Wochenschluss im unteren Bereich der jüngsten Handelsspanne verleiht dem Markt den Analysten zufolge einen leicht bearishen Grundton für die kommende Tage.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben am Montag weiter zugelegt. Hintergrund sind die wieder gestiegenen geopolitischen Risiken im Nahen Osten sowie Sorgen über mögliche Störungen der globalen Transportwege für LNG.

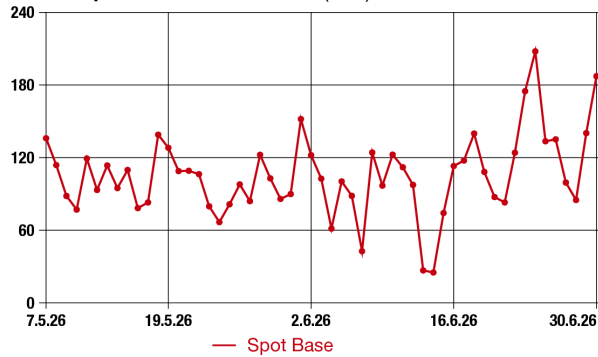
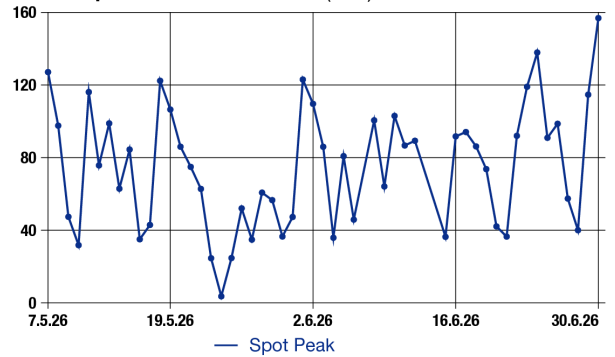
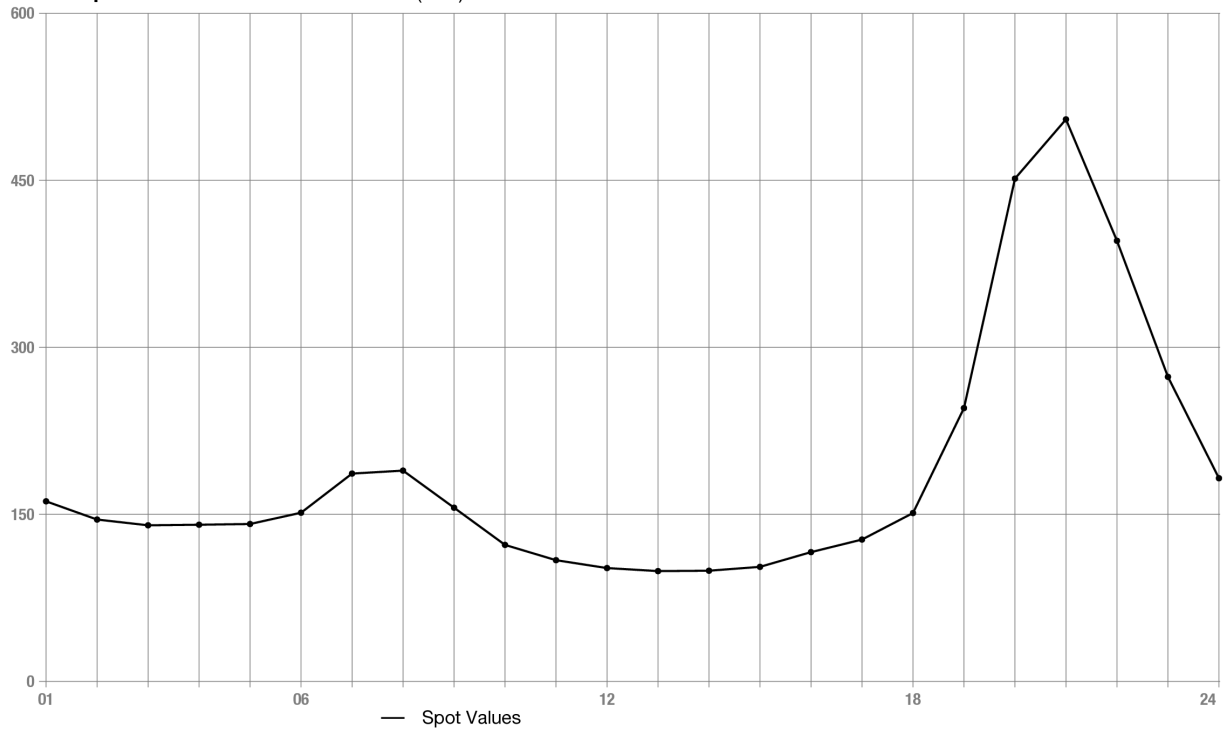
Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.00 Uhr um 1,70 auf 42,15 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE kletterte der Day-ahead um 2,015 auf 42,615 Euro je Megawattstunde.

Auslöser des Preisanstiegs waren die neuen militärischen Spannungen in der strategisch wichtigen Straße von Hormus. Die Energierohstoffmärkte reagierten rasch auf die Gefahr weiterer Verzögerungen im Schiffsverkehr.

Gleichzeitig fiel die geopolitische Risikoprämie mit aktualisierten Wetterprognosen zusammen, die für Südeuropa überdurchschnittlich hohe Sommertemperaturen erwarten. Die höhere Kühlnachfrage dürfte die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken ankurbeln und damit die Verfügbarkeit am Spotmarkt verringern. In Nordwesteuropa sind die Temperaturen wieder etwas zurückgegangen, dürften sich in den kommenden Tagen aber dennoch weiter um die Marke von 30 Grad herum bewegen.

// 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)**

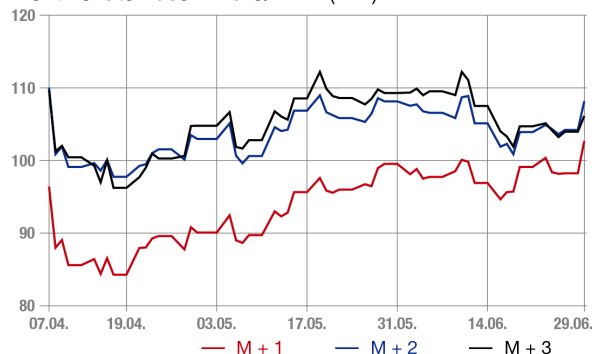
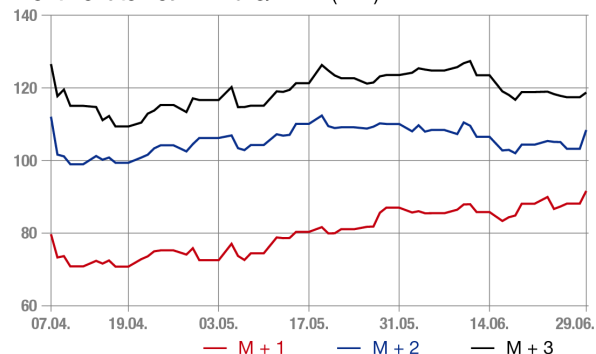
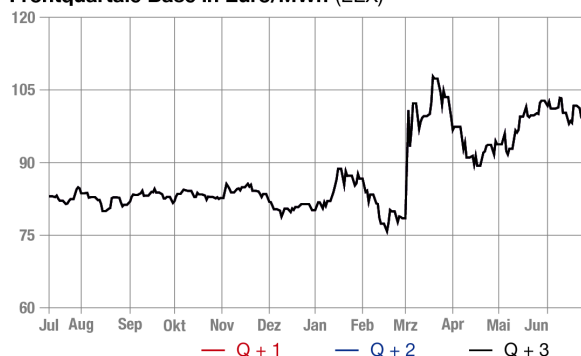
Strom Terminmarkt

Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	29.06.26	German Power Aug-2026	102,67
M2	29.06.26	German Power Sep-2026	108,16
M3	29.06.26	German Power Oct-2026	106,13
Q1	26.06.26	German Power Q3-2026	100,00
Q2	26.06.26	German Power Q3-2026	100,00
Q3	26.06.26	German Power Q3-2026	100,00
Y1	29.06.26	German Power Cal-2027	92,30
Y2	29.06.26	German Power Cal-2028	81,80
Y3	29.06.26	German Power Cal-2029	75,39

Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	29.06.26	German Power Aug-2026	91,60
M2	29.06.26	German Power Sep-2026	108,38
M3	29.06.26	German Power Oct-2026	118,70
Q1	26.06.26	German Power Q3-2026	91,62
Q2	26.06.26	German Power Q3-2026	91,62
Q3	26.06.26	German Power Q3-2026	91,62
Y1	29.06.26	German Power Cal-2027	97,90
Y2	29.06.26	German Power Cal-2028	87,72
Y3	29.06.26	German Power Cal-2029	80,68

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)

Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)

Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)

Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)

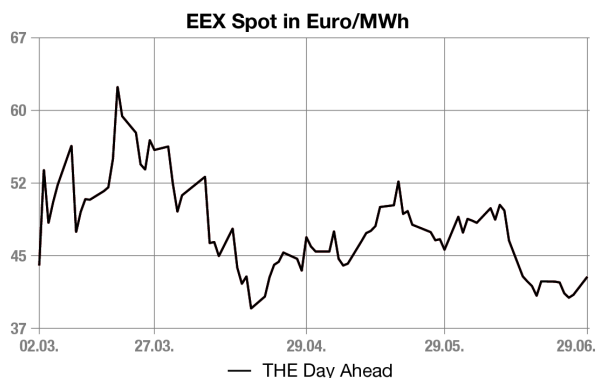
Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)

Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

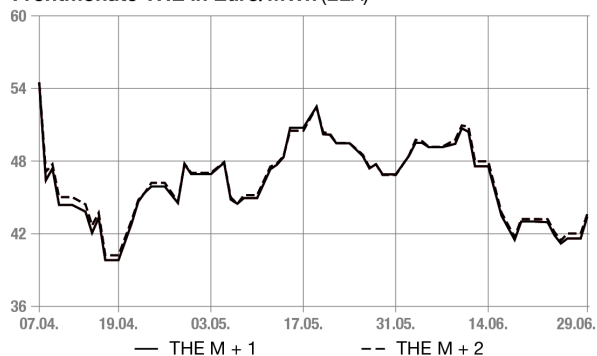

Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	29.06.26	German THE Gas Aug-2026	43,41
M2	29.06.26	German THE Gas Sep-2026	43,62
Q1	26.06.26	German THE Gas Q3-2026	41,63
Q2	26.06.26	German THE Gas Q3-2026	41,63
S1	29.06.26	German THE Gas Win-2026	43,39
S2	29.06.26	German THE Gas Sum-2027	33,79
Y1	29.06.26	German THE Gas Cal 2027	36,04
Y2	29.06.26	German THE Gas Cal 2028	28,77



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



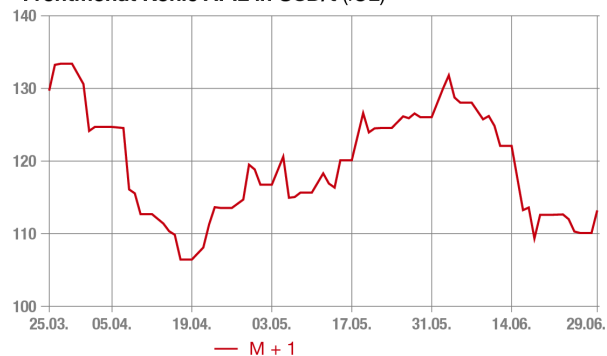
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	29.06.26	187,33	EUR/MWh
Germany Spot peak	29.06.26	156,87	EUR/MWh
EUA Juni	29.06.26	77,77	EUR/tonne
Coal API2 Juni 2026	25.06.26	126,10	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	29.06.26	42,82	EUR/MWh
German THE Gas Aug-2026	29.06.26	43,41	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	29.06.26	36,04	EUR/MWh
Crude Oil Brent Sep-2026	29.06.26	73,91	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Projektleiter (m/w/d) Kompensationsmaßnahmen Windenergie (Sofort einstellen)

Bring frischen Wind in dein Berufsleben! Warten Sie nicht mit Ihrer Bewerbung, nachdem Sie diese Bes...
in Bremen

vor 2 h

● Projektleitung ● Ausbildung / Freie Mitarbeit



Facharbeiter (m/w/d) für unser Erdgas- und Wassernetz

Das erwartet dich Selbständig die beauftragten Inspektions-, Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten i...
in Freiburg im Breisgau

vor 2 h

● Ausbildung ● Weiterbildung



Ingenieur Energietechnik - Netzbetrieb Gasverteilnetz (m w d)

Für dich stehen Sicherheit und Innovation an erster Stelle? Für uns auch! Gemeinsam mit deinen Kolle...
in Kabelsketal

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Projektingenieur in der Windenergie

Für die Energiewende in Deutschland und weltweit. Projektingenieur Schwerlasttransporte (m/w/d) Pl...
in Potsdam

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Ingenieur Elektrotechnik - Assetmanagement Grüne Gase / Wasserstoff (m w d)

Für dich stehen Sicherheit und Innovation an erster Stelle? Für uns auch! Gemeinsam mit deinen Kolle...
in Kabelsketal

vor 2 h

● Freie Mitarbeit

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie

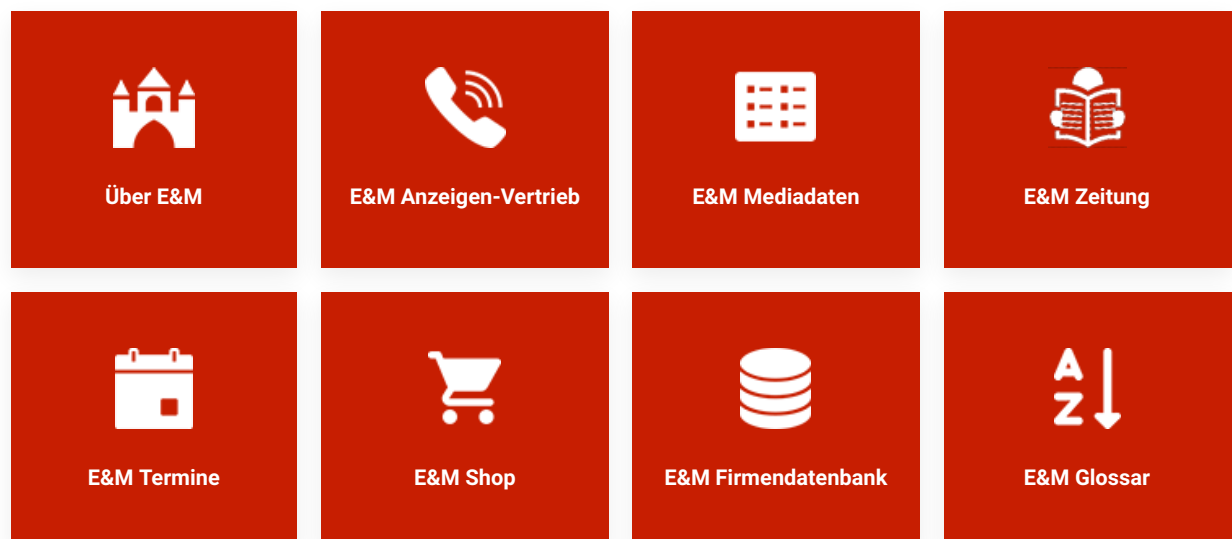


Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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

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



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:

