



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

STROM

**69,41 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**32,75 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

400

MW Leistung soll der Batterie-speicher haben, den RWE auf dem Gelände des ehemaligen Atomkraftwerks in Gundremmingen errichtet. Auch eine Photovoltaik-Anlage soll dort entstehen.

BIOGAS

Deutschlands Biomethanbranche verliert den Anschluss

BHKW-RANKING
2025

BHKW-Absatz fällt hierzulande deutlich

STADTWERKE

Kommune will Stadtwerke für Wärmeversorgung gründen

Inhalt

TOP-THEMA

→ **METERING DAYS:** Sorge um Rolle des wettbewerblichen Messstellenbetreibers

POLITIK & RECHT

- **BIOGAS:** Deutschlands Biomethanbranche verliert den Anschluss
- **WINDKRAFT OFFSHORE:** BDEW fordert Verschiebung von Offshore-Ausschreibungen
- **WASSERSTOFF:** EWI-Studie: EU-Vorgaben verteuern grünen Wasserstoff
- **WASSERSTOFF:** Rechnungshof warnt vor H2-Dauerförderung

HANDEL & MARKT

- **BHKW-RANKING 2025:** BHKW-Absatz fällt hierzulande deutlich
- **GASNETZ:** Deutliche Preisunterschiede im VEA-Gaspreisvergleich
- **PHOTOVOLTAIK:** PV senkt Börsenstrompreis im Schnitt um 15 Prozent
- **STATISTIK DES TAGES:** Anteil Erneuerbarer an der öffentlichen Nettostromerzeugung

TECHNIK

- **WÄRME:** Bauauftrag für 165-MW-Wärmepumpe in Mannheim
- **STROMSPEICHER:** Vom AKW zum Energiespeicher in Gundremmingen
- **STROMNETZ:** Eon modernisiert Netzkommunikation

UNTERNEHMEN

- **STADTWERKE:** Kommune will Stadtwerke für Wärmeversorgung gründen
 - **BILANZ:** Gewinn der OMV sinkt um 15 Prozent
 - **WIRTSCHAFT:** Neuer Investor steigt bei Empact ein
 - **SMART METER:** Tibber lockt seine Kunden mit Smart Metern
 - **VERTRIEB:** Eon schafft „Energiezonen“ bei Mediamarkt und Saturn
 - **PERSONALIE:** Doppelspitze für Finanzen und Personal in Norderstedt
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Märkte weiter im Abwarte-Modus
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Sorge um Rolle des wettbewerblichen Messstellenbetreibers



Anke Hüneburg (ZVEI, links) und Beatrix Brodkorb (BMWE, mitte) auf dem Podium der Metering Days. Quelle: ZVEI/Mark Bollhorst

METERING DAYS. Das Bundeswirtschaftsministerium will die Impulse der Metering Days aufnehmen und bei der jetzt anstehenden Regulierungsnovelle intern diskutieren.

Gleich zu Beginn ihres Vortrags bei den Metering Days in Fulda dämpfte Beatrix Brodkorb, Leiterin der Unterabteilung Netze und Digitalisierung der Energiewirtschaft im Bundeswirtschaftsministerium (BMWE), die Erwartungen. Während die Konferenz das „Komplettpaket“ des intelligenten Messwesens derzeit sei, könne sie dieses für die Regulatorik leider nicht liefern.

Stattdessen machte sie mehrfach Gesprächsangebote und versicherte, die Wünsche und Nöte der Branche zu hören und mitzunehmen in die internen Beratungen im Ministerium, insbesondere zu den anstehenden Gesetzesnovellen.

In den vergangenen Wochen hatte vor allem eine Aussage von Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) in ihrem 10-Punkte-Plan im Nachgang zum Energiewende-Monitoring-Bericht die Branche aufgerüttelt und sowohl bei Messstellen- als auch Verteilnetzbetreibern für Verunsicherung gesorgt.

Es steht seither sogar die Frage im Raum, ob die Rollen im intelligenten Messwesen noch einmal grundlegend neu verteilt werden und ob es wettbewerbliche Messstellenbetreiber weiterhin geben wird. Denn die Ministerin hatte erklärt, die Verantwortung für den verpflichtenden Rollout intelligenter Messsysteme solle „künftig bei den Verteilnetzbetreibern und damit im regulierten Anlagevermögen“ liegen.

Auf eine Anfrage der Grünen-Bundestagsfraktion, die um eine Erläuterung gebeten hatte, hatte das BMWE im vergangenen September lediglich geantwortet: „Um die Kosten für Netzausbau und -betrieb zu dämpfen, benötigen wir einen Regulierungsansatz, der noch stärker als bisher in der Lage ist, das Potenzial der Digitalisierung abzurufen.“ Das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende von 2023 habe die Verteilnetzbetreiber zwar stärker in die Finanzierungsverantwortung der Digitalisierung genommen, was den Rollout angestoßen habe. Er müsse aber noch weiter beschleunigt werden. „Deshalb prüft die Bundesregierung Ansätze, die durch ein stärkeres Eigeninteresse den Verteilnetzbetreibern zum Treiber einer zügigen und resilienten Digitalisierung der Energiewende machen.“ Was dies konkret heißt, ließ das Ministerium in seiner Antwort offen.

Liberalisierung des Messstellenbetriebs nicht zurückdrehen

Auch Beatrix Brodkorb konnte dazu keine näheren Erläuterungen geben. Außerdem liege es ihr fern, „die Ministerin zu interpretieren“. Aber sie versicherte dem Auditorium in Fulda: „Alle Handlungsoptionen werden wir gemeinsam mit Ihnen diskutieren und abwägen. Und jeder Impuls, den Sie hier geben, wird aufgenommen werden und diskutiert werden. Ich werde starke Impulse mitnehmen.“ Und fügte hinzu: „Wir wollten Fulda noch abwarten.“ Noch in dieser Woche werde das Thema im Ministerium intern diskutiert.

Ein Impuls, den die Beamtin aus dem BMW mit nach Berlin nahm, war der Applaus für Anke Hüneburg. Diesen ertete die Bereichsleiterin Energie beim ZVEI für ihre Anmerkungen zur Rollenverteilung der Marktakteure: „Die Diskussion um die Rolle der Verteilnetzbetreiber, der wettbewerblichen und der grundzuständigen Messstellenbetreiber macht uns Sorgen.“ Der wettbewerbliche Messstellenbetreiber werde definitiv gebraucht. Die jeweiligen Unternehmen hätten Innovationen und Geschwindigkeit ins intelligente Messwesen, den Smart Meter Rollout und die Geschäftsmodelle dahinter gebracht. „Insofern sollten wir dies auf keinen Fall infrage stellen und noch die Liberalisierung des Messstellenbetriebs wieder zurückdrehen. Das wäre aus unserer Sicht eine Katastrophe“, so Hüneburg.

Neue Spekulationen

Kurz zuvor hatte Jannik Schall, Mitgründer von Einskommafünfgrad, die Bedeutung der wettbewerblichen Messstellenbetreiber betont. Sein Unternehmen, das Energiemanagementsysteme ausrollt, Flexibilitäten erschließt und das Zusammenspiel von Assets optimiert, liefert seinen Kunden immer ein intelligentes Messsystem mit und arbeitet dafür sowohl mit wettbewerblichen und vereinzelt mit grundzuständigen Messstellenbetreibern zusammen. Laut Schall ist ein flächendeckendes Angebot neuer Geschäftsmodelle auf Basis des intelligenten Messsystems hierzulande nur mithilfe von wettbewerblichen Messstellenbetreibern möglich. Anderenfalls wäre es unvorstellbar, dass jeden Monat tausende von Kunden einen Smart Meter erhalten können.

In Fulda wurden zwischenzeitlich Stimmen laut, die die Ministerin durchaus interpretierten und mutmaßten, dass die größere Verantwortung des Verteilnetzbetreibers sich auf die Notwendigkeit beziehen könnte, in verschiedenen Netzbereichen die Sichtbarkeit von Erzeugung und Verbrauch herzustellen und die Abdeckung mit Mess- und Steuerungstechnik entsprechend zu priorisieren. Die Rollen des wettbewerblichen und des grundzuständigen Messstellenbetreibers stünden dadurch nicht infrage.

// VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / Natascha Kaukorat

Deutschlands Biomethanbranche verliert den Anschluss

BIOGAS. Stagnierende Produktion, steigende Importe: Die Biomethanbranche in Deutschland steht unter Druck. Das Dena-Branchenbarometer zeigt Ursachen und Trends.

Rund 10 Milliarden kWh Biomethan sind in Deutschland im Jahr 2024 in etwa 230 Anlagen erzeugt und eingespeist worden. Zusätzlich wurden 3,5 Milliarden kWh aus dem Ausland importiert. Diese Entwicklung zeigt: Die Inlandsproduktion stagniert, während der Importanteil wächst. Das geht aus dem aktuellen Branchenbarometer Biomethan 2025 der Deutschen Energie-Agentur (Dena) hervor.

Biomethan entsteht durch die Aufbereitung von Biogas, das aus Gülle, Bioabfällen oder Energiepflanzen gewonnen wird. Die Einspeisung in das Erdgasnetz begann in Deutschland im Jahr 2006. Einen Schub erhielt der Markt ab 2009 durch Förderungen im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Weitere Impulse kamen durch das Gebäudeenergiegesetz (GEG) und die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote). Zwischen 2008 und 2014 stieg die Zahl der Anlagen deutlich, stagnierte jedoch nach der Kürzung der EEG-Förderung ab 2014.



Verwendung von Biomethan
(zur Vergrößerung bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: Dena

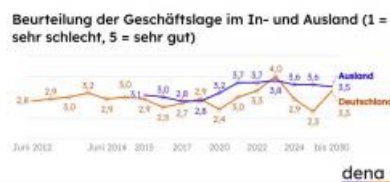
Ein zentraler Anwendungsbereich für Biomethan ist die gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Die installierte Leistung der Biomethan-Blockheizkraftwerke (BHKW) betrug 2023 rund 599,8 MW elektrisch. Sie produzierten etwa 2,14 Milliarden kWh Strom und 2,79 Milliarden kWh Wärme. Nach Angaben der Dena stockt der Zubau, da seit der EEG-Reform 2014 die Förderung deutlich reduziert wurde. Auch das EEG 2021 habe keine nennenswerten neuen Kapazitäten gebracht.

Zum wichtigsten Treiber des Marktes entwickelte sich bis 2023 der Kraftstoffsektor. Hohe Quotenpreise und die Förderung fortschrittlicher Biokraftstoffe führten zu Investitionen und einer stärkeren Nutzung von Gülle als Rohstoff. Ein drastischer Preisverfall unter anderem infolge von Betrugsfällen mit falsch deklariertem Biodiesel – vor allem aus China – brachte jedoch viele Projekte ins Wanken, was zu Insolvenzen, Projektabbrüchen und einem Vertrauensverlust im Markt führte.

Absatzpotenzial im Gebäudesektor

Im Gebäudesektor eröffnet das GEG ein theoretisches Absatzpotenzial von 13 bis 45 Milliarden kWh Biomethan im Jahr 2040. Voraussetzung dafür sind hohe Sanierungsraten, der Ausbau erneuerbarer Wärmelösungen und die Integration in kommunale Wärmeplanungen.

Die aktuelle Geschäftslage in der Branche allerdings ist der Dena-Befragung zufolge so schlecht wie nie. Die Ursache dafür seien Preisverfall, schwache Nachfrage, fehlende langfristige Lieferverträge und eine anhaltende Unsicherheit im EEG-Markt, heißt es in dem Bericht der Dena. Unternehmen berichteten von einem zunehmenden Rückgriff auf fossiles Erdgas oder der Abschaltung von Anlagen.



Beurteilung der Geschäftslage
(zur Vergrößerung bitte auf die Grafik klicken)
Quelle Dena

Zugleich steige der Druck durch wachsende Biomethanimporte. Während das EEG nur inländische Anlagen berücksichtigt, erlauben GEG, THG-Quote und Emissionshandel auch Importe. Weil in mehreren europäischen Ländern die Einspeisung staatlich gefördert werde, lägen dort die Preise niedriger als in Deutschland, was laut Dena das heimische Angebot unter Druck setzt und zu Marktverzerrungen führt. Auch Programme wie „REPowerEU“ und nationale Förderinstrumente trieben den Ausbau in anderen EU-Staaten voran. Deutschland als früher führender Produzent drohe nun, folgert die Dena, von anderen Märkten überholt zu werden.

Die Ergebnisse des **Branchenbarometers Biomethan 2025** sind auf der Internetseite der Dena abrufbar.

// VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Erzielen Sie einen nachhaltigen

IMPACT

mit unseren SF₆-freien Schaltanlagen.

Werden Sie Impact maker



Life Is On | Schneider Electric

BDEW fordert Verschiebung von Offshore-Ausschreibungen



Quelle: Shutterstock / Thampapon

WINDKRAFT OFFSHORE. Da 2025 die Offshore-Wind-Ausschreibungen ohne Bewerber blieben, sollten künftige erst nach einer Reform des Windenergie-auf-See-Gesetzes stattfinden, schlägt der BDEW vor.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hat die Bundesregierung aufgefordert, die Ausschreibungen für Windkraftanlagen auf See im kommenden Jahr zu verschieben. Damit solle Zeit gewonnen werden, um das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) grundlegend zu reformieren und den Flächenentwicklungsplan parallel fortzuschreiben.

BDEW-Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae erklärte, nach dem Ausbleiben jeglicher Gebote bei der Ausschreibungsrunde im August 2025 dürfe sich diese Situation nicht wiederholen. „Es wäre ein schlechtes Zeichen für den Investitionsstandort Deutschland“, sagte Andreae laut BDEW-Mitteilung. Der Verband appelliere an den Gesetzgeber, die Ausschreibungsvorgaben jetzt anzupassen und die nächste Runde von Sommer 2026 auf Ende 2026 zu verschieben. Nur so könne die Zeit genutzt werden, um die Reform des WindSeeG sorgfältig vorzubereiten.

Nach Einschätzung des BDEW haben sich die Rahmenbedingungen für Offshore-Windprojekte zuletzt deutlich verschlechtert. Die Risiken für Projektentwickler seien gestiegen, während das Interesse an neuen Ausschreibungen stark gesunken sei. Die fehlenden Gebote im August 2025 hätten gezeigt, dass unter den aktuellen Bedingungen der Wettbewerb und damit auch die Kostenwirksamkeit der Ausschreibungen verloren gingen.

Umsetzung der RED III nutzen

Der BDEW sieht die geplante Umsetzung der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED III als Chance, um den Offshore-Ausbau strukturell neu aufzustellen. Der Verband verweist auf den jüngsten Monitoring-Bericht, der zahlreiche Maßnahmen für einen effizienteren Ausbau benennt. Dazu gehören laut BDEW insbesondere eine geringere Bebauungsdichte in der Nordsee, die Einführung zweiseitiger Contracts-for-Difference (CfD) und eine engere Zusammenarbeit mit Nachbarländern bei der Flächenentwicklung.

Andreae betonte, nur durch eine zeitliche Verschiebung der Ausschreibungen lasse sich der Offshore-Wind-Ausbau verlässlich und wettbewerbsfähig fortsetzen. Eine stabile Planung sei notwendig, um Investitionssicherheit zu schaffen und die Akteursvielfalt zu erhalten.

Konkrete Reformvorschläge

Zur Stärkung der Kosteneffizienz schlägt der Verband mehrere konkrete Reformpunkte vor. So solle die Bebauungsdichte auf deutlich unter 10 MW pro Quadratkilometer reduziert werden. Ersatzflächen könnten in Kooperation mit Nachbarstaaten entwickelt werden, um wieder etwa 4.000 Volllaststunden pro Jahr zu erreichen.

Zudem fordert der BDEW, die derzeitige gleitende Marktprämie durch zweiseitige Contracts-for-Difference zu ersetzen. Parallel dazu müsse die Möglichkeit eines rein PPA-basierten Ausbaus (Power Purchase Agreement) erhalten bleiben. Auch eine „volkswirtschaftlich sinnvolle“ Überbauung und eine Erhöhung der Netzanbindungskapazität sollten unter Einbindung der Branche geprüft werden.

Als weitere Maßnahme spricht sich der Verband für eine koordinierte Verlängerung der Betriebszeiten bestehender Offshore-Windparks aus. Eine Studie des Fraunhofer-Instituts für Windenergiesysteme (IWES) habe ergeben, dass sich die Stromerträge durch eine Verlängerung um bis zu zehn Jahre um rund zehn Prozent steigern und die Systemkosten im gleichen Maße senken ließen.

Längere Laufzeit zur Stromkostensenkung

Der BDEW plädiert außerdem für Genehmigungen neuer Offshore-Windparks mit einer Laufzeit von 35 statt 25 Jahren. Das würde laut Verband die Kosteneffizienz erhöhen, Netzkosten über einen längeren Zeitraum verteilen und die Lieferketten entlasten. Auch Realisierungsfristen und Pönalisierungen müssten praxisgerechter ausgestaltet werden, insbesondere bei großen Projekten.

Schließlich fordert der Verband, die regulatorische Flexibilität im Flächenentwicklungsplan zu erhalten. So könne künftig die Kombination von Strom- und Wasserstoffanbindungen bei Offshore-Elektrolyse-Projekten ermöglicht werden.

Windenergie auf See gilt laut BDEW als zentrale Säule für eine sichere, bezahlbare und perspektivisch klimaneutrale Energieversorgung. Nur mit klaren und verlässlichen Rahmenbedingungen könne Deutschland seine Ausbauziele im Offshore-Bereich erreichen und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit des Energiestandorts sichern. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

EWI-Studie: EU-Vorgaben verteuern grünen Wasserstoff



Quelle: Fotolia

WASSERSTOFF. Laut EWI-Studie könnten die RFNBO-Kriterien der EU die Produktionskosten von grünem Wasserstoff um bis zu 20 Prozent steigen lassen – trotz sinkender Strom- und CO₂-Preise.

Die Kosten für die Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland werden nach einer Untersuchung des Energiewirtschaftlichen Instituts (EWI) an der Universität zu Köln durch die EU-Kriterien zu „renewable fuels of non-biological origin“ (RFNBOs) deutlich steigen, die Preise für Strom und CO₂ andererseits geringfügig sinken. Die Wasserstoffproduktion könnte um bis zu 20 Prozent teurer werden als ohne die Vorgaben, zeigt die EWI-Studie „Green Hydrogen Production under RFNBO criteria – Analyzing the system and business case perspective“.

In der Studie werden die volkswirtschaftlichen Effekte der EU-Kriterien den betriebswirtschaftlichen Herausforderungen der Elektrolyse-Betreiber gegenübergestellt. Damit werde klar, wie sich die sogenannten RFNBO-Kriterien auf die Kosten einzelner Projekte sowie das Energiesystem als Ganzes auswirken, stellte das Institut fest. Die Analyse erfolgte nach EWI-Angaben mit zwei eigenen Modellen. Unterstützt wurde die Studie von der Förderinitiative Wasserstoff und Moleküle der Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts.

„Zusätzlichkeit“, „Gleichzeitigkeit“ und „räumliche Korrelation“

Die EU-Kriterien für grünen Wasserstoff geben bestimmte Bedingungen bei der Herstellung vor. So bedeutet „Zusätzlichkeit“, dass der für die Elektrolyse genutzte Strom aus neu gebauten Erneuerbare-Energien-Anlagen stammen muss. Dann ist „Gleichzeitigkeit“ vorgeschrieben. Danach muss der grüne Strom dann erzeugt werden, wenn er auch für die Wasserstoffproduktion verwendet wird – im strengsten Fall in der gleichen Stunde.

Unter „räumlicher Korrelation“ versteht die EU schließlich, dass Stromerzeugung und Wasserstoffproduktion in der gleichen Stromgebotzone erfolgt. Diese Vorgaben sollen sicherstellen, dass der Wasserstoff tatsächlich klimafreundlich ist und das Stromnetz nicht zusätzlich belastet wird.

Den größten Einfluss auf die Kosten hat nach der EWI-Untersuchung die Verschärfung auf stündliche Korrelation. Darüber hinaus werden zusätzliche Kapazitäten an erneuerbaren Energien und Elektrolyse benötigt. Außerdem erschweren die Kriterien die Koordination zwischen Stakeholdern. Der Effekt ist dabei für einzelne Betreiber größer als aus Sicht des Gesamtsystems.

Effekt fällt EU-weit etwas geringer aus

Der systemische Teil der Studie zeigt, dass die EU-Kriterien, einschließlich stündlicher Korrelation, bei konstanter Wasserstoffnachfrage die durchschnittlichen Kosten für die Wasserstoffproduktion in Europa etwas weniger hochtreibt als in Deutschland, für sich genommen um etwa 8 Prozent. „Der Kostenanstieg ist darauf zurückzuführen, dass diese Erneuerbare-Energien-Anlagen ausschließlich für die Wasserstoffproduktion aufgebaut werden und somit Synergien mit dem Strommarkt ungenutzt bleiben“, sagt Ann-Kathrin Klaas, die die Studie gemeinsam mit sechs weiteren Mitarbeitern und Mitarbeiterinnen verfasst hat.

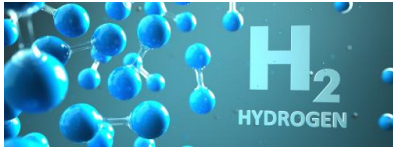
Gleichzeitig führten strengere RFNBO-Kriterien zu einer Senkung der Stromkosten, da überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien wieder in den Markt zurückgespeist wird. „Die Effekte auf das gesamte europäische Energiesystem sind aber insgesamt gering“, so Klaas.

Bei einzelnen Elektrolyse-Projekten könnten sich die RFNBO-Kriterien stärker auswirken. So könnten die Kosten der Wasserstoffproduktionskosten in Deutschland mit den Kriterien bis zu einem Fünftel höher ausfallen im Vergleich zur unbeschränkten Teilnahme am Strommarkt. „Die Analyse zeigt, dass die Ausgestaltung der Korrelation signifikanten Einfluss auf die Zusammensetzung des EE-Portfolios sowie den Aufwand für Stromeinkauf und -verkauf und damit auch auf die Kosten für die Wasserstoffproduktion

haben kann“, sagt Klaas. Weiterhin könnten durch die Kriterien die Marktrisiken für Wasserstoffproduzenten zunehmen. // VON HANS WILLY BEIN

[^ Zum Inhalt](#)

Rechnungshof warnt vor H2-Dauerförderung



Quelle: Shutterstock / Alexander Limbach

WASSERSTOFF. Der Bundesrechnungshof sieht erhebliche Risiken beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft. Trotz Milliardenförderung drohen Dauerhilfen und Belastungen für den Bundeshaushalt.

Der Bundesrechnungshof warnt vor milliardenschweren Risiken für den Bundeshaushalt beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland. In einem Sonderbericht zur Umsetzung der nationalen Wasserstoffstrategie bemängelt die Behörde erhebliche Verzögerungen und fehlende Zielerreichung. Die Bundesregierung verfehle trotz milliardenschwerer Förderprogramme ihre eigenen Vorgaben und riskiere eine dauerhafte Subventionierung des Energieträgers, heißt es in dem am 28. Oktober veröffentlichten Bericht.

„Trotz milliardenschwerer Förderungen verfehlt die Bundesregierung ihre ambitionierten Ziele beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft“, erklärte Rechnungshofpräsident Kay Scheller. Das gefährde sowohl das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 als auch die Zukunftsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland. Nach Berechnungen des Rechnungshofs hat der Bund allein in den Jahren 2024 und 2025 mehr als sieben Milliarden Euro, vor allem für Unternehmenssubventionen, bereitgestellt.

Weitere Verbindungen in Milliardenhöhe bestehen bis Ende des Jahrzehnts. Auch beim Aufbau des geplanten Wasserstoff-Kernetzes drohen demnach erhebliche Belastungen. Das Netz soll über ein staatlich abgesichertes Amortisationskonto finanziert werden, weil in den ersten Jahren nur wenige Abnehmer erwartet werden. Sollte der Markthochlauf scheitern, könne der Mechanismus den Bundeshaushalt um einen zweistelligen Milliardenbetrag zusätzlich belasten.

Realitätscheck empfohlen

Der Bericht stellt fest, dass sich Angebot und Nachfrage nach grünem Wasserstoff bislang deutlich langsamer entwickeln als geplant. Die Bundesregierung werde weder die inländischen Erzeugungsziele erreichen, noch den erwarteten Bedarf über Importe decken können. Auch die Nachfrage aus der Industrie, etwa aus der Stahlbranche, bleibe hinter den Erwartungen zurück. Zudem fehlten verbindliche Vorgaben zur Umrüstung neuer Gaskraftwerke auf Wasserstoff, die als wichtiger Nachfrageimpuls gelten.

Grüner Wasserstoff bleibe auf absehbare Zeit deutlich teurer als fossile Energieträger wie Erdgas, so die Prüfer. Damit sei eine staatliche Dauerförderung wahrscheinlich. Für den Ausgleich der Preisdifferenz zwischen Wasserstoff und Erdgas könnten allein 2030 Belastungen zwischen drei und 25 Milliarden Euro entstehen. Der Rechnungshof mahnt daher eine grundlegende Überprüfung der bisherigen Strategie an. Die Bundesregierung müsse ihre Annahmen realistisch bewerten und sicherstellen, dass Angebot, Nachfrage und Infrastruktur künftig besser aufeinander abgestimmt seien.

Neben finanziellen Risiken sieht der Bericht auch ökologische Unsicherheiten. Da die Bundesregierung mindestens die Hälfte des Wasserstoffbedarfs über Importe decken will, könnten bei der Erzeugung im Ausland erhebliche Vorkettenemissionen entstehen. Zudem habe die Bundesregierung bei internationalen Ausschreibungen Nachhaltigkeitsanforderungen abgeschwächt, um genügend Angebote zu erhalten.

Der Rechnungshof empfiehlt, die Wasserstoffstrategie einem „Realitätscheck“ zu unterziehen. Dabei müsse die Bundesregierung klären, ob und wann grüner Wasserstoff in ausreichenden Mengen, zu wettbewerbsfähigen Preisen und klimaneutral verfügbar sein könne. Gegebenenfalls solle ein Plan B entwickelt werden, um die Klimaneutralität bis 2045 auch ohne dauerhafte Subventionen zu erreichen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) habe laut Bericht selbst erkannt, dass es seine Maßnahmen anpassen müsse. Es halte die geplanten Schritte aber nicht für ausreichend, um den Wasserstoff wettbewerbsfähig zu machen.

Erneuerbaren Branche betont H2-Potenzial

Kritik an der Bewertung des Rechnungshofs kam vom Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE). Dessen Präsidentin Ursula Heinen-Esser bezeichnete grünen Wasserstoff als „Zukunftsinvestition in Klimaschutz, wirtschaftliche Stärke und Versorgungssicherheit“. Eine heimische Wasserstoffwirtschaft schaffe Arbeitsplätze, stärke die Unabhängigkeit von Energieimporten und erhöhe die Systemstabilität.

Der BEE widersprach der Einschätzung, dass grüner Wasserstoff dauerhaft teuer bleiben werde. Studien zeigten erhebliche Kostensenkungspotenziale, betonte Heinen-Esser. Die derzeitigen hohen Preise seien Folge einer geringen Produktionsmenge.

Nur durch politische Rahmenbedingungen wie Leitmärkte oder H2-ready-Ausschreibungen könne der Hochlauf gelingen. „Die jetzt investierten Mittel sind kein Risiko, sondern eine Rendite für die Zukunft“, so Heinen-Esser.

Der **Sonderbericht Wasserstoff des Bundesrechnungshofs** richtet sich an Bundestag, Bundesrat und Bundesregierung. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: E&M

BHKW-Absatz fällt hierzulande deutlich

BHKW-RANKING 2025. Das diesjährige BHKW-Ranking von E&M und dem Öko-Institut zeigt: Der Inlandsmarkt ist 2024 deutlich eingebrochen, Exporte stabilisieren die Branche, Wasserstoff bleibt Zukunftsthema.

Die jährliche BHKW-Umfrage von Energie & Management und dem Öko-Institut zeigt für 2024 einen deutlichen Rückgang im Inlandsgeschäft. Während der Export stabil bleibt, dominieren Unsicherheiten über politische Rahmenbedingungen und den tatsächlichen Einsatz von Wasserstoff.

Der deutsche Markt für motorische BHKW ist 2024 spürbar geschrumpft. Nach einem Zwischenhoch im Jahr 2023 mit 744 MW_{el} neu installierter Leistung sank der Inlandsabsatz um rund ein Drittel auf 503 MW_{el}. Damit bestätigte sich der Einbruch auch in den Daten des Marktstammdatenregisters. Erste Schätzungen für 2025 gehen zwar von 648 MW_{el} aus, gelten aber als unsicher.

Sowohl fossile als auch biogene Anlagen verloren Marktanteile. Die Hersteller berichten von einer schwachen Inlandsnachfrage, zugleich bleibt das Auslandsgeschäft weitgehend stabil. Für viele Anbieter ist das Ausland inzwischen der wichtigste Absatzmarkt, der durchschnittliche Exportanteil liegt bei rund zwei Dritteln.

Strukturverschiebung zu größeren Anlagen

Bei biogenen BHKW verschiebt sich die Nachfrage deutlich in Richtung großer Projekte. 77 Prozent des Zubaus entfielen 2024 auf Anlagen mit mehr als 500 kW elektrischer Leistung. Kleinere Klassen verloren weiter an Bedeutung. Bei fossilen Anlagen zeigt sich ein differenziertes Bild: Das Kleinanlagen-Segment bis 50 kW schrumpfte erneut, während die mittlere Leistungsklasse zwischen 50 kW und 2 MW zulegen konnte. Große Projekte über 2 MW_{el} gingen dagegen stark zurück.

Für 2025 erwarten die befragten Anbieter ein uneinheitliches Marktumfeld. Viele rechnen mit stabilen oder leicht steigenden Stückzahlen im Inland, während beim Export mit Zuwächsen gerechnet wird. Der internationale Markt bleibt damit zentral, auch wenn geopolitische und handelspolitische Risiken das Geschäft beeinflussen.

Wasserstoff bleibt Zukunftsthema

Ein Schwerpunkt der Umfrage lag auf dem künftigen Einsatz von Wasserstoff und Biomethan. Viele Hersteller bieten inzwischen H2-ready-Komponenten an, tatsächliche Wasserstoffanwendungen sind jedoch immer noch selten. Die meisten Anlagen werden weiterhin mit Erdgas oder Biomethan betrieben.

Die Ergebnisse zeigen, dass Wasserstoff in der Branche vor allem als Zukunftsperspektive wahrgenommen wird, nicht als kurzfristiger Absatztreiber. Entscheidend bleibt, wie sich der politische und regulatorische Rahmen für den Betrieb mit alternativen Brennstoffen entwickelt.

Viele Unternehmen sehen die künftige Entwicklung des BHKW-Markts stark von den gesetzlichen Vorgaben abhängig. Unternehmen fordern mehr Planungssicherheit und Anreize für flexible Betriebsweisen.

Zudem setzt sich die Konsolidierung der Branche fort: Einige Anbieter haben den BHKW-Bereich bereits verlassen oder ihr Geschäft auf andere Technologien verlagert. So berichtet die SES Energiesysteme GmbH, dass sie ihr Portfolio seit 2022 gezielt um Power-to-Heat- und Wärmepumpenlösungen erweitert habe, die inzwischen den größten Teil des Geschäfts ausmachen.

Rolle im Energiesystem unter Druck

Die Branche steht vor der Aufgabe, ihre Effizienzvorteile mit den Klimazielen zu verbinden. BHKW gelten als flexible Technologie zur Stabilisierung der Stromversorgung bei wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Gleichzeitig müssen sie ihren Beitrag zur Emissionsminderung leisten. Die Debatte um das künftige Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und das geplante Kraftwerkssicherheitsgesetz zeigt, dass BHKW-Kapazitäten im neuen Kraftwerkspark vorgesehen sind, zugleich aber strenge Klimavorgaben erfüllen müssen.

Die detaillierten Ergebnisse der diesjährigen BHKW-Umfrage vom Öko-Institut im Auftrag von E&M mit ausführlichen Tabellen und Grafiken lesen Sie in der Printausgabe von E&M vom 1. November.

// VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Deutliche Preisunterschiede im VEA-Gaspreisvergleich



Quelle: Shutterstock / Visionsi

GASNETZ. Der Bundesverband der Energie-Abnehmer hat den Erdgaspreisvergleich in den Versorgungsgebieten veröffentlicht. Die Preisunterschiede liegen bei bis zu 18 Prozent.

Sondervertragskunden mit Erdgasverträgen zahlen derzeit im Bundesdurchschnitt 6,02 Cent/kWh. Das zeigt der aktuelle Gaspreisvergleich des Bundesverbands der Energie-Abnehmer (VEA), teilte der Verband am 29. Oktober mit. Damit haben sich die Großhandelspreise in den Versorgungsgebieten verglichen mit dem ersten Quartal leicht reduziert, liegen aber weiterhin deutlich über dem Vorkriegsniveau.

Die Differenz zwischen dem nach diesem Vergleich preisgünstigsten Netz (Dortmund Netz mit 5,65 Cent/kWh) und dem teuersten Netzgebiet (Sachsen Netz im Netzgebiet Dresden mit 6,68 Cent/kWh) beträgt 1,03 Cent/kWh beziehungsweise 18,3 Prozent.

Das durchschnittliche Niveau der Gruppe der zehn Netzbetreiber mit den höchsten Preisen bewegt sich im Mittel um 0,29 Cent/kWh beziehungsweise 4,7 Prozent über und das der Gruppe der zehn preisgünstigsten

Versorgungsgebiete um 0,24 Cent/kWh beziehungsweise 4 Prozent unter dem Durchschnitt aller 50 Vergleichsnetze in Deutschland (6,02 Cent/kWh).

Die zehn günstigsten Gebiete

- Dortmunder Netz
- Netzgesellschaft Düsseldorf
- Gasnetz Hamburg
- Wesernetz Bremen
- Energienetze Bayern
- E-Netz Südhessen
- Stadtwerke Rostock
- bnNetze mit Sitz in Freiburg
- Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg
- NEW Netz in Geilenkirchen

Die zehn teuersten Gebiete

- Sachsen Netz mit dem Netzgebiet Dresden
- Netze BW
- Netz Leipzig
- Braunschweiger Netz
- MVV Netze
- Westfalen Weser Netz
- Netzgesellschaft Potsdam
- Enercity Netz
- SW Kiel Netz
- Harz Energie Netz

Der Preisvergleich basiert auf 50 großen Netzgebieten und umfasst damit einen erheblichen Teil des deutschen Gasnetzes. Grundlage sind Vollversorgungsverträge mit Beginn zum 1. Oktober 2025 und einer Laufzeit von zwölf Monaten. Alle Preisangaben berücksichtigen Netzentgelte inklusive Messung und Abrechnung, Gasbeschaffung, Strukturierung, Konzessionsabgaben, BEHG-Belastungen, die Gasspeicherumlage sowie marktübliche Margen. Nicht enthalten sind Erdgas- und Mehrwertsteuer.

Laut VEA liegen die durchschnittlichen Großhandelspreise im dritten Quartal 2025 bei rund 3,4 Cent/kWh und damit über dem Niveau des ersten Quartals. Der Verband sieht den starken Preisanstieg der Jahre 2022 und 2023 als überwunden, verweist aber auf ein weiterhin angespanntes Marktumfeld.

// VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

PV senkt Börsenstrompreis im Schnitt um 15 Prozent



Quelle: Pixabay / Alex Csiki

PHOTOVOLTAIK. Eine Studie im Auftrag der PV-Branche zeigt, dass Solarstrom die Strompreise in Deutschland um Milliarden Euro senkt. Daher müsse die Förderung für PV-Anlagen bleiben, so der BSW.

Befragung des Meinungsforschungsinstituts „YouGov“ unter Immobilienbesitzern bestätigt diese Einschätzung: Nur etwa 12 Prozent der Befragten würden sicher eine PV-Anlage installieren, wenn die Förderung entfele.

Auch die öffentliche Meinung spricht laut BSW-Solar gegen Einschnitte. In einer weiteren You Gov-Umfrage gaben acht von zehn der rund 2.300 Befragten an, den Solarausbau beibehalten oder beschleunigen zu wollen. Unter Wählerinnen und Wählern von SPD und Union lag die Zustimmung noch höher. Etwa drei Viertel der CDU/CSU-Anhängerschaft sprechen sich zudem für eine unveränderte oder erhöhte finanzielle Förderung von Photovoltaik aus.

Der Verband appelliert daher an die Bundesregierung, geplante Fördereinschnitte zu überdenken. Nur mit stabilen Rahmenbedingungen könne die Photovoltaik ihre preisdämpfende Wirkung voll entfalten und zum Klimaschutz wie auch zur Entlastung der Stromkundschaft beitragen. // VON SUSANNE HARMSSEN

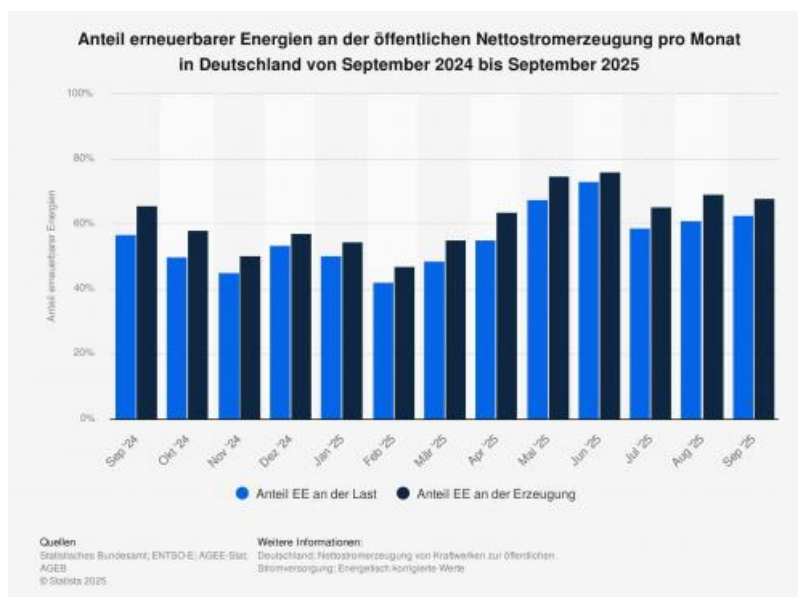
[^ Zum Inhalt](#)

Anteil Erneuerbarer an der öffentlichen Nettostromerzeugung



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.



Zum Öffnen bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Im September 2025 betrug der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland rund 68 Prozent. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Last lag derweil bei rund 63 Prozent. Onshore-Windkraft hat hierzulande den größten Anteil an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK



V.l.n.r.: Thomas Büchner, Gabriel Clemens, Christian Sadleder, Thomas Hörtinger und Hansjörg Roll. Quelle: MVV

Bauftrag für 165-MW-Wärmepumpe in Mannheim

WÄRME. Der Energiekonzern MVV hat den Auftrag zum Bau einer weiteren Flusswärmepumpe auf dem Kraftwerksgelände in Mannheim-Neckarau in Auftrag gegeben.

Energiewende am Steinkohlekraftwerk: MVV lässt auf dem Gelände der Grosskraftwerk Mannheim AG (GKM) eine zweite Flusswärmepumpe errichten. Den Bauauftrag hat die Umwelttechnik-Tochter des Strabag-Konzerns erhalten, was der Energieversorger mitteilt. Die neue Wärmepumpe soll eine thermische Leistung von bis zu 165 MW bereitstellen

Geplant ist eine Anlage aus zwei Einzelmodulen mit jeweils 82,5 MW Leistung. Als Kältemittel soll Isobutan dienen. Die Technik soll aus Rheinwasser Wärme von bis zu 130 Grad Celsius erzeugen. Der Baustart ist Mitte 2026 vorgesehen.

Bereits seit Herbst 2023 betreibt MVV auf dem Gelände des Steinkohlekraftwerks eine Flusswärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 20 MW. „Dank der Energie aus der thermischen Abfallbehandlung, dem Biomasseheizkraftwerk und der ersten Flusswärmepumpe können wir heute bereits fast 50 Prozent des Fernwärmebedarfs aus grünen Quellen bereitstellen“, sagt MVV-Technikvorstand Hansjörg Roll. Mit der neuen Flusswärmepumpe, die im Winter 2028 in Betrieb gehen soll, will das Unternehmen „bis zu 40.000“ weitere Haushalte mit grüner Wärme versorgen. „Für die vollständige Dekarbonisierung planen wir eine weitere Flusswärmepumpe sowie die Nutzung der regional vorhandenen Geothermiepoteziale“, sagt Roll.

200 Millionen Euro Gesamtinvestitionsvolumen

Das aktuelle Projekt – die zweite Flusswärmepumpe ist ein Teil davon – ist EU-weit ausgeschrieben worden und erhält Fördermittel aus der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Das Gesamtinvestitionsvolumen beziffert MVV auf bis zu 200 Millionen Euro. Die Vor- und Entwurfsplanung für die Anlage übernahmen nach Unternehmensangaben die INP Deutschland GmbH als Generalplaner. INP habe bei der Ausschreibung mitgewirkt.

„Das GKM ist Teil des Transformationsprozesses hin zu einer klimafreundlichen und zukunftsfähigen Energieversorgung für die Region. Die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur für neue Energien und unsere

technische Projektsteuerung sind ein Musterbeispiel nachhaltiger, gemeinsamer Planung“, sagt GKM-Technikvorstand Thomas Hörtinger. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Vom AKW zum Energiespeicher in Gundremmingen



Spatenstich in Gundremmingen mit Markus Krebber, (mittig) und Markus Söder (2. von links). Quelle RWE

STROMSPEICHER. Nach dem Abriss der Kühltürme in Gundremmingen startet der Bau des größten Batteriespeichers Deutschlands. RWE investiert dafür 230 Millionen Euro. Auch eine PV-Anlage ist geplant.

Mit der Sprengung der beiden 160 Meter hohen Kühltürme endete am 25. Oktober die Ära des Atomkraftwerks Gundremmingen nahe Günzburg (Bayern). Der Rückbau des Reaktors und der übrigen Anlagenteile wird noch bis in die 2030er-Jahre dauern. Und doch beginnt auf demselben Gelände bereits ein neues Kapitel der Energiegeschichte: Dort entsteht der derzeit größte Batteriespeicher Deutschlands, zu dem der symbolische Spatenstich 29. Oktober stattfand.

Der Energiekonzern RWE mit Sitz in Essen errichtet in Gundremmingen einen Energiespeicher mit einer geplanten Leistung von 400 MW und einer Speicherkapazität von rund 700 MWh. Der Konzern gibt dafür eine Investitionssumme von rund 230 Millionen Euro an, wie die *Deutsche Presse-Agentur (dpa)* berichtet. Das Projekt gilt nach Angaben des Unternehmens als zentraler Baustein für die Stabilisierung des Stromnetzes, da es erneuerbare Energien flexibel nutzbar macht.

Der Speicher wird, wie es weiter heißt, aus insgesamt 850.000 Batteriezellen bestehen und soll bis 2027 fertiggestellt sein. RWE entschied sich laut der Agentur für den Standort an der Grenze zwischen Bayern und Baden-Württemberg, da dort bereits die nötige Energieinfrastruktur vorhanden sei. Der Batteriespeicher kann überschüssigen Solar- und Windstrom zwischenspeichern und bei Bedarf wieder ins Netz einspeisen.

Bayerns Ministerpräsident Markus Söder (CSU) betonte beim Spatenstich die Bedeutung solcher Speichertechnologien für die Energiewende. Nur wenn Strom aus Sonne und Wind bedarfsgerecht abrufbar sei, könne das Energiesystem klimaneutral werden. Die Technik ermögliche es, Solarstrom aus den Mittagsstunden und Windenergie aus Starkwindphasen zeitversetzt zu nutzen.

Weitere Projekte auf dem Gelände

RWE will den Standort nach eigenen Angaben langfristig zu einem Knotenpunkt der Energiewende entwickeln. Parallel zum Speicher plant der Energieversorger auf einer Fläche von rund 55 Hektar – so groß wie 77 Fußballfelder – auch den Bau eines Solarparks. Die Anlage soll künftig jährlich bis zu 70 Millionen kWh Strom erzeugen. Damit lassen sich laut RWE rechnerisch etwa 20.000 Haushalte mit Strom versorgen. Der Baubeginn für die Photovoltaikanlage ist für das kommende Jahr vorgesehen.

Darüber hinaus ist in Gundremmingen auch der Bau eines neuen Gaskraftwerks geplant. Es soll in Phasen geringer Wind- oder Sonnenleistung als sogenannte Spitzenlastreserve einspringen und die Versorgungssicherheit gewährleisten.

Der Speicher soll künftig helfen, Schwankungen auszugleichen und die Integration erneuerbarer Energien zu erleichtern. So verwandelt sich ein Ort, an dem jahrzehntelang Atomstrom produziert wurde, Schritt für Schritt in ein Zentrum moderner Speichertechnik. // VON DAVINA SPOHN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Eon modernisiert Netzkommunikation



Quelle: Davina Spohn

STROMNETZ. Der finnische Ausrüster Nokia ertüchtigt das Telekommunikationsnetz der Verteilnetzbetreibergesellschaften von Eon.

Der Essener Energiekonzern Eon hat mit dem finnischen Technologiekonzern Nokia eine fünfjährige Zusammenarbeit zur Ertüchtigung seiner Telekommunikationsnetze vereinbart. Ziel ist die „Modernisierung der geschäftskritischen Kommunikationsinfrastruktur“ für die Verteilnetzbetreiber des Konzerns. Deutschland werde das erste Land sein, in dem das neue System eingeführt werde, teilte Eon SE mit.

Im Rahmen eines konzernweiten Rahmenvertrags liefert Nokia eine komplette Netzwerklösung in den Bereichen optische Übertragung, IP-Technologie und Breitbandkommunikation. Dazu gehören IP-Routing und -Switching, Glasfaserlösungen im Festnetz sowie Softwarelösungen zur Netzwerkautomatisierung. Angaben zu den Investitionskosten machten die Unternehmen nicht.

Damit soll die Leistungsfähigkeit und Sicherheit der Kommunikationsinfrastruktur des Konzerns deutlich erhöht werden. Eon ist nach eigenen Angaben mit rund 1,6 Millionen Kilometern einer der größten Verteilnetzbetreiber Europas und hat bereits über 1,4 Millionen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien angeschlossen. „Die Leistungsfähigkeit, Flexibilität und Nachhaltigkeit der Kommunikationsinfrastruktur sind deshalb von entscheidender Bedeutung“, heißt es weiter.

Nach Angaben von Eon wird das neue, auf Nokia-Technik basierende Netz den Energieverbrauch der Kommunikationsanlagen um bis zu 50 Prozent verglichen zur bestehenden Infrastruktur senken. Gleichzeitig sollen Skalierbarkeit, Reaktionsgeschwindigkeit und Servicekontinuität verbessert werden. Die Systeme erfüllen zudem die Anforderungen an kritische Infrastrukturen (Kritis) und sind auf künftige „quantensichere“ Kommunikation vorbereitet.

„Wir investieren in ein Telekommunikationsnetz der nächsten Generation, das in betrieblicher, technologischer und ökologischer Hinsicht für zukünftige Anforderungen gerüstet ist. Nokia ist aufgrund seiner langjährigen Erfahrung der richtige Partner, um unsere digitale Transformation weiter voranzutreiben“, sagte Lars Ramelow, verantwortlich für die Lieferketten in der Netzkommunikationsinfrastruktur der Eon-Gruppe. // **VON STEFAN SAGMEISTER**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: E&M / Jonas Rosenberger

Kommune will Stadtwerke für Wärmeversorgung gründen

STADTWERKE. Die Stadt Preetz in Schleswig-Holstein strebt eine Wärmeversorgung in kommunaler Hand an. Im kommenden Jahr will sie dazu zwei Gesellschaften gründen.

Die Überlegungen sind nicht neu, doch jetzt sind sie dabei, Gestalt anzunehmen. Um die Wärmewende voranzubringen, will die Stadt Preetz im nächsten Jahr eigene Stadtwerke ins Leben rufen. „Die grundsätzliche Überlegung treibt uns ja schon länger um“, sagt der städtische Fachbereichsleiter für Bauen und Umwelt, Jan Steingraber auf Anfrage der Redaktion. Mittlerweile zeichnet sich in der 16.000-Einwohner-Kommune in Schleswig-Holstein ein erstes konkretes Wärmeprojekt ab. Eine Genehmigung der Gründung durch die Kommunalaufsicht rückt damit näher.

„Die Konstruktion würde so aussehen, dass die Stadt nicht nur eine Gesellschaft gründet, sondern zwei“, erklärt Steingraber. Zum einen soll es sich um eine Netzgesellschaft in Form einer Anstalt des öffentlichen Rechts handeln, die Erzeugungsanlagen und das Netz errichtet. Zum anderen soll es eine GmbH geben, die die Infrastruktur pachtet und den Betrieb der Fernwärmeversorgung übernimmt.

Für die Betreibergesellschaft sieht die Stadt einen Partner vor. „Nach derzeitigem Stand würden sich die Stadtwerke Eutin mit einem Drittel einbringen“, berichtet Steingraber. Die übrigen Anteile sollen bei Preetz bleiben. Vergangenes Jahr hätten Preetz und Eutin einen „Letter of Intent“ unterzeichnet. Die Stadtwerke Kiel, die Preetz mit Strom und Gas beliefern, hatten abgewinkt. „Fair, auf Augenhöhe und klar“ habe der Konzessionspartner kommuniziert, dass er mit der eigenen Wärmewende in Kiel ausgelastet sei.

„Ankerkunden“ für Fernwärme-Ausbau

Für den Fernwärme-Ausbau hat die Kommune bereits mehrere Quartiere untersucht. Den Anfang machen soll das „Klosterquartier“. „An diesem Beispiel wollen wir jetzt an die Umsetzung gehen“, sagt Steingraber und verweist auf die Klostergebäude. „Das wäre ein großer Abnehmer“. Zudem gebe es weitere öffentliche Liegenschaften in dem Quartier. „Vom Wärmebedarf wären Ankerkunden vorhanden, die über 50 Prozent der Wärme abnehmen würden.“

Wärme, die zu einem Großteil eine Klarwasserwärmepumpe liefern soll. Die Wärmepumpe soll auf dem Gelände der Kläranlage im Viertel installiert werden. Die Investitionskosten für die Erschließung des

Klosterquartiers beziffert Steingraber auf 14,5 Millionen Euro. Hinzu kommen soll Wärme der „Preetzer Bürger Energie Genossenschaft“. Die Genossenschaft plant nach eigenen Angaben neben der Nutzung von Solarenergie für die Wärmeversorgung in der kalten Jahreszeit die Verbrennung von Hackschnitzeln in Holzhackschnitzelkesseln. Zusätzlich sind zwei Pyrolyseanlagen mit einer Wärmeleistung von je 450 kW vorgesehen. „Die Bürgerenergiegenossenschaft kommt leider nicht so richtig in Schwung“, sagt Steingraber.

Weitere Quartiere bereits untersucht

Offen ist, wie die Wärmeversorgung der Innenstadt in Zukunft aussehen soll. Ein Planungsbüro hat in einer Machbarkeitsstudie Tiefengeothermie vorgeschlagen. Die Investitionskosten lägen bei etwa 20 Millionen Euro. „Das würde uns aktuell überfordern“, sagt Steingraber.

Ein weiteres bereits untersuchtes Quartier ist der „Lohmühlenweg“. Dieses Projekt ruht jedoch derzeit. Mit all den drei Projekten hätte man schon weite Teile des Stadtgebiets abgedeckt, schildert Steingraber. Andere Quartiere würden sukzessive folgen.

Doch es sei „nicht in Stein gemeißelt, dass das alles so kommt“. Die Kalkulation von Fernwärmeprojekten sei schwierig, sagt der Fachmann. Zur Diskussion stehe, ob unter Umständen ein Anschlusszwang erforderlich wäre. Zudem weist er auf politische Unwägbarkeiten wie die angekündigte Reform des Heizungsgesetzes hin. Gleichwohl: Mit Perspektive auf die CO₂-Bepreisung hält man in Preetz die „solidarische Fernwärme-Versorgung für ein attraktives Modell“. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Gewinn der OMV sinkt um 15 Prozent



Quelle: Fotolia / Minerva Studio

BILANZ. Teils bessere Ergebnisse im dritten Quartal konnten den Gewinnrückgang des österreichischen Öl-, Gas- und Chemiekonzerns im ersten Halbjahr nicht ausgleichen.

Durch teilweise bessere Ergebnisse im dritten Quartal nicht ausgleichen konnte der österreichische Öl-, Gas- und Chemiekonzern OMV seinen Gewinnrückgang in der ersten Jahreshälfte. Das zeigt der Bericht über das erste bis dritte Quartal 2025, den das Unternehmen am 29. Oktober veröffentlichte. Diesem zufolge fiel der Umsatz der OMV von Januar bis einschließlich September 2025 mit 18,26 Milliarden Euro um 6,9 Prozent niedriger aus als im Vergleichszeitraum 2024. Das operative Ergebnis sank in allen drei Geschäftsbereichen.

Im Bereich Energy verringerte es sich um 13 Prozent auf 1,98 Milliarden Euro. Im Bereich Fuels, der das Raffineriegeschäft umfasst, sank es um 11 Prozent auf 568 Millionen Euro. Im Bereich Chemicals schließlich verminderte es sich um ebenfalls 11 Prozent auf 227 Millionen Euro. Daraus ergab sich ein Gewinn von 1,41 Milliarden Euro, um 15 Prozent weniger als in den ersten drei Quartalen des Jahres 2024. Im ersten Halbjahr 2025 hatte die OMV rund 680 Millionen Euro Gewinn gemacht, um 44,3 Prozent weniger als im Vergleichszeitraum 2024.

Die Gesamtproduktion der OMV an Kohlenwasserstoffen lag mit 306.000 Barrel/Tag um 10 Prozent unter dem Vorjahreswert. Bedingt war dies nicht zuletzt durch den Verkauf der malaysischen Sapura OMV an die französische Total Energies im Dezember 2024. Im dritten Quartal 2024 hatte die OMV in Malaysia rund 33.000 Barrel/Tag gefördert.

Seinen heuer bislang realisierten durchschnittlichen Rohölpreis beziffert der Konzern 68,30 US-Dollar/Barrel, um 14 Prozent weniger als im Vergleichszeitraum 2024. Nicht kompensieren ließ sich dieser Rückgang durch die um 4 Prozent auf 179.000 Barrel/Tag gestiegene Öl- und Kondensatverkaufsmenge. Der durchschnittlich realisierte Preis für Erdgas stieg um 35 Prozent auf 31,58 Euro/MWh. Dagegen sank die tägliche Verkaufsmenge um 23 Prozent auf 109.000 Barrel oder 16,3 Millionen Kubikmeter. Ihre Produktionskosten für Kohlenwasserstoffe beziffert die OMV mit 10,65 US-Dollar/Barrel, ein Anstieg um 5,5 Prozent.

Drittes Quartal teilweise besser

Ausdrücklich vermerkte der Konzern, dass sein operatives Ergebnis in den Bereichen Fuels und Chemicals im dritten Quartal 2025 erheblich besser ausfiel als im ersten Halbjahr. Im Bereich Fuels belief es sich auf 400 Millionen Euro. Im zweiten Quartal hatte es 101 Millionen Euro betragen, im ersten Quartal 67 Millionen Euro.

Im Bereich Chemicals lag es im dritten Quartal bei 88 Millionen Euro, im zweiten Quartal bei 61 Millionen und im ersten Quartal bei 78 Millionen Euro. Aus diesem Bereich hatte die OMV im März den Großteil ihrer 75-Prozent-Beteiligung am Kunststoffkonzern Borealis ausgegliedert. Diese will sie in die Borouge Group International einbringen, den mit der Abu Dhabi National Oil Company geplanten Polyolefinkonzern.

Im Bereich Energy erwirtschaftete die OMV im dritten Quartal ein operatives Ergebnis von 588 Millionen Euro, verglichen mit 563 Millionen im zweiten und 722 Millionen Euro im ersten Quartal. // VON KLAUS FISCHER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Neuer Investor steigt bei Impact ein



Quelle: Shutterstock / Anton Vierietin

WIRTSCHAFT. Der Energiedienstleister Impact hat sich weitere 100 Millionen Euro gesichert. Damit soll das Geschäft mit dezentralen Energielösungen für die Immobilienwirtschaft ausgebaut werden.

Der Kölner Energiedienstleister Impact hat eine Wachstumsfinanzierung von knapp 100 Millionen Euro abgeschlossen, teilte das Unternehmen mit. Der neue Kapitalgeber ist Sustainable Development Capital LLP (SDCL), ein britischer Fonds mit Schwerpunkt auf Energieeffizienz und dezentrale Versorgungssysteme. Neben SDCL beteiligen sich auch die bisherigen Investoren, darunter die Family Offices der Familien Hopp, Strüngmann und Bauwens Adenauer, an der Runde.

Das Kapital soll die weitere Expansion des im Jahr 2021 gegründeten Unternehmens unterstützen. Impact entwickelt und betreibt Energiesysteme für Immobilien und kombiniert verschiedene Energy-as-a-Service-Modelle zu integrierten Lösungen für Wärme, Kälte, Strom und Ladeinfrastruktur. Das Leistungsportfolio des jungen Energiedienstleisters reicht dabei von Beratung über Contracting-Lösungen in den Bereichen regenerative Wärme und Kälte, Photovoltaik, Batteriespeicher und Ladeinfrastruktur bis hin zur vollständigen Umsetzung der Bereiche als One-Stop-Shop.

Das Unternehmen beschäftigt derzeit mehr als 100 Mitarbeitende an den Standorten Köln, Berlin und München und arbeitet nach eigenen Angaben bundesweit für Projektentwickler, Asset Manager und Bestandshalter. Gründer und Geschäftsführer Sebastian Rühl betont, dass der Einstieg von SDCL die Umsetzung weiterer Projekte zur Dekarbonisierung beschleunigen soll.

SDCL stärkt eigene Marktposition im deutschen Gebäudesektor

Der britische Fonds SDCL sieht in Empact einen strategischen Partner für die Umsetzung dezentraler Energiekonzepte im europäischen Immobilienmarkt. Der Einstieg erfolgt über den Green Energy Transition Fund (GETF) des Unternehmens. Der Fonds investiert in skalierbare Lösungen für Energieeffizienz und Dekarbonisierung.

Empact konnte seinen Umsatz in den vergangenen zwei Jahren auf mehr als zehn Millionen Euro nahezu verdoppeln. Das Unternehmen will die Mittel nun für den Ausbau seiner Projektpipeline und den weiteren Marktzugang nutzen. Ziel ist es, CO2-arme Energielösungen stärker in Neubauten und Bestandsimmobilien zu integrieren. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Tibber lockt seine Kunden mit Smart Metern



Quelle: Shutterstock / AI generated

SMART METER. Tibber übernimmt für seine E-Auto-Kunden komplett die Kosten für den Einbau eines Smart Meters. Für andere Kundengruppen gibt es Zuschüsse.

Der Energieanbieter Tibber rüstet seine Kunden auf Wunsch mit intelligenten Zählern aus. Tibber kooperiert dabei mit dem wettbewerblichen Messstellenbetreiber Inexogy. Das Unternehmen mit Sitz in Berlin stattet Kunden mit einem E-Auto „nun kostenlos mit einem Smart Meter aus“, schreibt Tibber in einer Pressemeldung.

Inexogy übernimmt den Einbau der intelligenten Zähler. Sowohl Bestands- als auch Neukunden, die ein Elektroauto besitzen, werden kostenlos mit einem Smart Meter ausgestattet, heißt es. Üblicherweise können Messstellenbetreiber für den Einbau eines Smart Meters bis zu 100 Euro in Rechnung stellen.

Auch für andere Kundengruppen sieht Tibber finanzielle Anreize vor: Kunden mit einer Photovoltaikanlage oder einem Stromspeicher ohne E-Auto zahlen 30 Euro für den Einbau, alle übrigen Kunden 60 Euro. Das Angebot gilt, wenn die Installation bis spätestens 31. Januar 2026 beauftragt wird.

„Unser Ziel ist es, mindestens 70 Prozent unserer Kunden bis 2028 auf Smart Meter umzurüsten“, erklärt Merlin Lauenburg, Geschäftsführer von Tibber Deutschland. Das neue Angebot sei der nächste Schritt nach einer erfolgreichen Pilotphase, in der Inexogy innerhalb von drei Monaten über 2.500 intelligente Messsysteme bei Tibber-Kunden installiert habe.

Tibber wurde 2016 von Daniel Linden und Edgeir Vardal Aksnes gegründet. Das Unternehmen ist derzeit in Deutschland, Norwegen, Schweden und den Niederlanden aktiv. In Deutschland versteht sich Tibber als digitaler Energieversorger, der über eine App den Stromverbrauch seiner Kunden in Echtzeit anzeigt und dynamische Börsenstrompreise transparent weitergibt. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Eon schafft „Energiezonen“ bei Mediamarkt und Saturn



Quelle: Eon

VERTRIEB. Eon und die Elektronikmarktkette Mediamarkt/Saturn eröffnen in vier Märkten Beratungszonen für Energielösungen. Im Fokus stehen Photovoltaik-Komplettpakete und flexible Stromtarife.

Der Energiekonzern Eon und Mediamarkt/Saturn erweitern ihre Kooperation um ein neues stationäres Beratungsangebot, teilte Eon am 29. Oktober mit. In vier ausgewählten Elektronikmärkten entstehen sogenannte „Experience Zonen“, in denen sich Kundinnen und Kunden seit Oktober 2025 über Energielösungen wie Photovoltaik-Komplettpakete, Batteriespeicher oder flexible Stromtarife informieren können. Die neuen Flächen starten in den Standorten Braunschweig, Ludwigsburg, Ludwigshafen und Paderborn.

In den rund 400 Märkten und im Onlineshop der Elektronikmarkt-Kette können Kundinnen und Kunden bereits Ökostrom- und Gastarife von Eon abschließen. Mit dem neuen Beratungsangebot will der Energiekonzern den direkten Zugang zu privaten Haushalten weiter stärken und die Nachfrage nach dezentralen Energieangeboten ankurbeln.

Fokus auf Eigenverbrauch und flexible Stromtarife

Die Experience Zonen in den Märkten präsentieren neben PV-Lösungen auch Produkte wie den Tarif „E.ON ZukunftsStrom“, der regionale Umweltprojekte fördert. Außerdem soll laut Eon das Thema nachfrageseitige Flexibilität – damit ist das Verschieben von großen Stromverbräuchen, etwa E-Autoladevorgänge, in Zeiten mit viel Grünstrom oder wenig Nachfrage im Netz gemeint – bei der Beratung in den Läden einen Schwerpunkt bilden. Damit will das Unternehmen den Markt für steuerbare Lasten im Haushaltssektor weiterentwickeln.

Mit den Experience Zonen soll die Hemmschwelle insbesondere für Investitionen in eigene Energieanlagen sinken. Der persönliche Kontakt im Markt soll dabei helfen, technische und wirtschaftliche Fragen zur privaten Energiewende praxisnah zu klären.

Für Mediamarkt/Saturn ist das Projekt Teil der strategischen Initiative „Space-as-a-Service“. Der Elektronikhändler stellt ausgewählte Flächen Partnerunternehmen zur Verfügung, um in den Märkten thematische Erlebnisräume zu schaffen. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Doppelspitze für Finanzen und Personal in Norderstedt



Quelle: Shutterstock / Jirsak

PERSONALIE. Die Stadtwerke Norderstedt strukturieren ihre Führung neu. Daniela Krause und Franziska Hegemann ergänzen das Management. Beide sollen zentrale Zukunftsbereiche steuern.

Die Stadtwerke Norderstedt haben ihre Führungsebene um zwei neue Positionen erweitert. Mit Daniela Krause als Chief Financial Officer (CFO) und Franziska Hegemann als Chief People Officer (CPO) komplettieren die Stadtwerke Norderstedt ihre erweiterte Führungsstruktur.

Daniela Krause bringt, wie der Versorger in einer Mitteilung vom 28. Oktober bekannt gibt, langjährige

Erfahrung im Finanzmanagement und Branchenkenntnisse mit. Sie übernimmt die strategische Entwicklung sowie die Qualitätssicherung im Finanzbereich. Zu ihren Aufgaben gehören neben der Budget- und Liquiditätssteuerung auch die Einführung eines Systems zur datenbasierten Unternehmenssteuerung.

Franziska Hegemann soll als CPO die Weiterentwicklung des Personalbereichs verantworten. Sie verfügt über ein duales Studium im Wirtschaftsingenieurwesen sowie einen Master in Human Resource Management. Ihre berufliche Laufbahn führte sie von der Personalreferentin bis in leitende Positionen eines internationalen Konzerns. In Norderstedt liegt ihr Fokus auf der Digitalisierung der HR-Prozesse, der Führungskräfteentwicklung und der Förderung einer modernen Lernkultur. Zudem soll sie Themen wie Diversität und Nachhaltigkeit im Unternehmen weiter verankern.

Führungsteam komplett

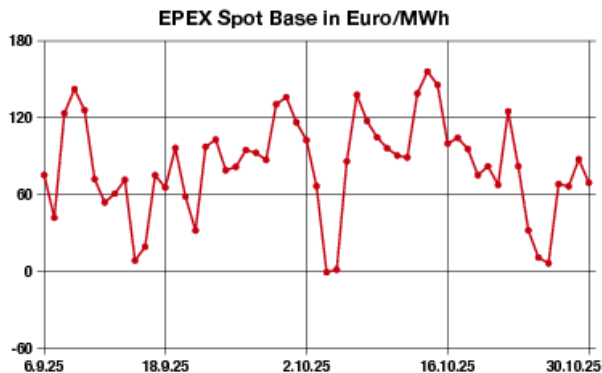
Durch die neuen Ernennungen ist die oberste Führungsebene der Stadtwerke Norderstedt nun komplett. Neben den Bereichen Energie und Kommunikation, IT und Informationssicherheit sollen auch Finanzen und Personal künftig noch stärker auf die strategischen Ziele bis 2040 ausgerichtet werden.

Die Stadtwerke Norderstedt Gruppe mit Sitz in Norderstedt (Schleswig-Holstein) versorgt die Region mit Energie, Wasser und Telekommunikation und betreibt zudem Freizeit- und Erholungseinrichtungen wie das Arriba Erlebnisbad und den Stadtpark. Zur Gruppe gehören auch die Tochtergesellschaften wilhelm.tel GmbH und Stadtpark Norderstedt GmbH. // VON DAVINA SPOHN

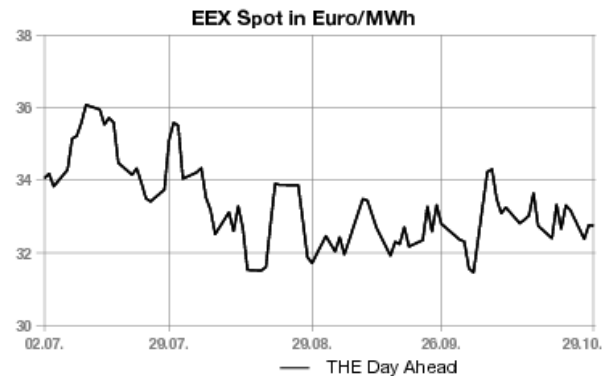
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Märkte weiter im Abwarte-Modus



Quelle: E&M

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

Ohne klare Tendenz haben sich die Energiemärkte am Mittwoch präsentiert. Die abwartende Tendenz für Gas & Co, die sich bereits an den Vortagen bemerkbar machte, hat sich am Berichtstag damit noch verstärkt. Auch Öl wurde von ihr erfasst. Am Donnerstagmorgen könnten Nachrichten vom Gipfeltreffen in Südkorea zwischen US-Präsident Donald Trump und dem chinesischen Staatspräsidenten Xi Jinping auch die Energiemärkte bewegen. Sollte es zu einem Ergebnis kommen, das von den Anlegern negativ interpretiert wird, könnte die Risikostimmung kippen, wovon neben Aktien auch andere Risikoaktiva belastet würden. Hiervon wären im Energiesektor in erster Linie Öl und sodann auch Gas betroffen. Allerdings dürften die Abgaben auch auf die Nachbarmärkte abstrahlen.

Strom: Ohne klare Tendenz hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Mittwoch gezeigt. Der Day-ahead verlor 18,25 auf 69,75 Euro je Megawattstunde im Base und 36,25 auf 62,00 Euro je Megawattstunde im Peak. An der Börse mussten für die Grundlast 69,41 Euro und in der Spitzenlast 61,81 Euro je Megawattstunde gezahlt werden. Ursache des Preisrückgangs beim Day-ahead ist die höhere Einspeiseleistung der Erneuerbaren von 35,6 Gigawatt, die für den Donnerstag erwartet wird. Für den Berichtstag hatten die Meteorologen von Eurowind nur 31,7 Gigawatt prognostiziert. Der Freitag fällt mit prognostizierten 21,6 Gigawatt etwas aus dem Rahmen zuletzt recht hoher Werte. Für die Folgetage ist laut Eurowind mit uneinheitlichen Einspeiseleistungen zu rechnen, die nicht mehr so hoch ausfallen dürften, wie noch am Dienstag erwartet. Am langen Ende verlor das Cal 26 bis zum Nachmittag 0,22 auf 86,90 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Der CO₂-Markt zeigte sich am Mittwochnachmittag behauptet. Bis gegen 14.17 Uhr gewann der Dec 25 um 0,11 auf 78,43 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 13,2 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 79,13 Euro, das Tief bei 78,18 Euro. Marktbeobachter gehen davon aus, dass der Dec-25 seine Seitwärtsbewegung zunächst fortsetzen dürfte. Voraussetzung für eine Aufwärtsbewegung, die mit einem Durchbrechen der Marke von 80 Euro einhergehen müsste, wären eine deutlich kühlere und windärmere Witterung sowie anziehende Preise für Strom und Gas.

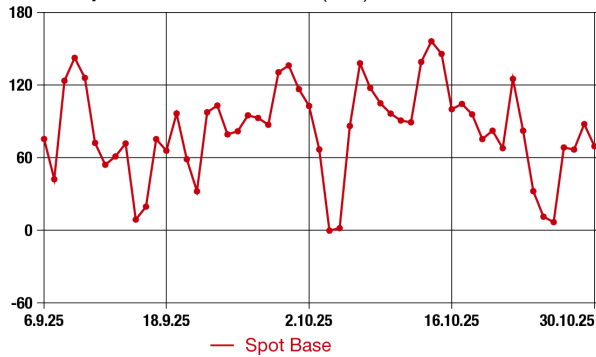
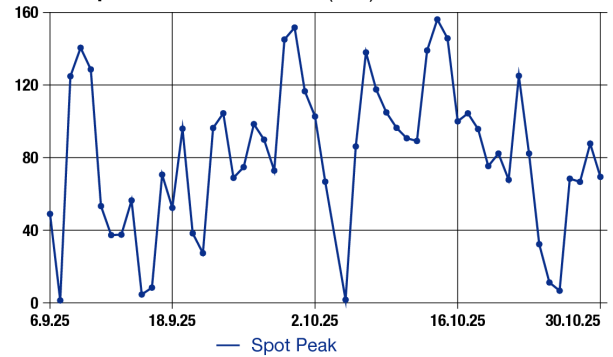
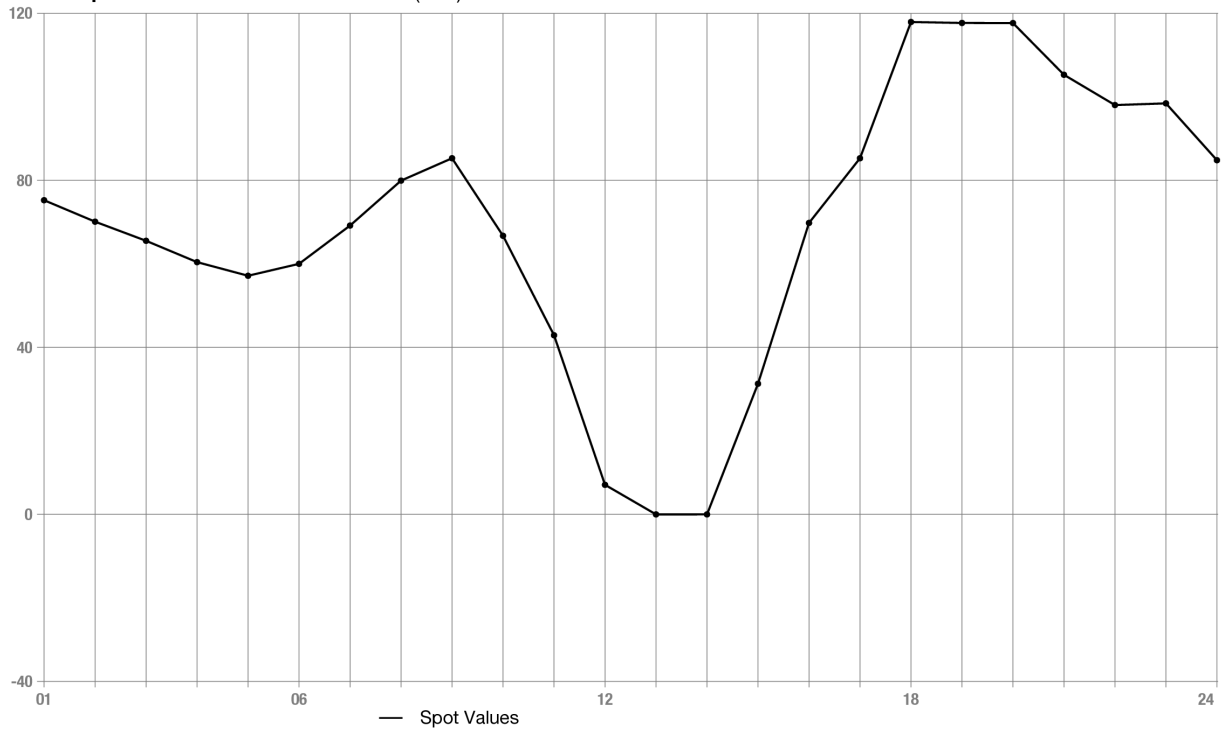
Erdgas: Wenig verändert haben sich die europäischen Gasmärkte gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.03 Uhr um 0,160 auf 31,555 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es um 0,11 auf 78,43 Euro nach oben. Aus etwas übergeordneter Perspektive ist damit

weiter kaum Bewegung am Markt. Damit passt sich Gas der impulsarmen Tendenz der Nachbarmärkte an. Wenig bullishes Potenzial kommt derzeit von den Wetteraussichten. Nach wie vor rechnet das US-Wettermodell für die erste Novemberdekade in Nordwesteuropa mit überdurchschnittlich milden Temperaturen. Die Heating Degree Days liegen laut MBI Research am Berichtstag nur bei 52,3, der saisonale Durchschnittswert beläuft sich auf 61. Die Heating Degree Days liegen laut MBI Research am Berichtstag nur bei 52,3, der saisonale Durchschnittswert beläuft sich auf 61.

Der norwegische Netzbetreiber Gassco gibt den Gasflow für den Berichtstag allerdings mit sehr schwachen 288,6 Millionen Kubikmetern an. Ursache der niedrigen Exporte sind geplante Wartungsarbeiten, die zu Kapazitätsminderungen führen. Auch am Donnerstag werden die Ausfuhren laut dem Netzbetreiber schwach ausfallen. Danach ist wieder mit einer deutlichen Erhöhung des Gas-Flow zu rechnen.

// VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

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

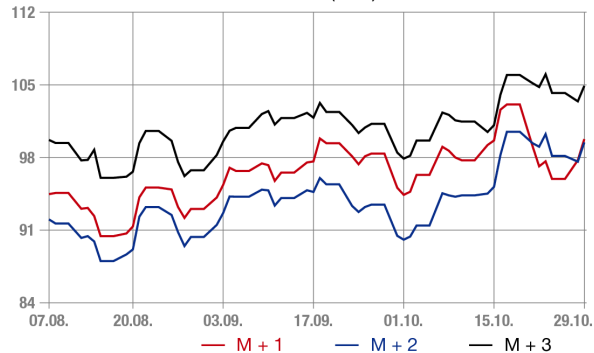
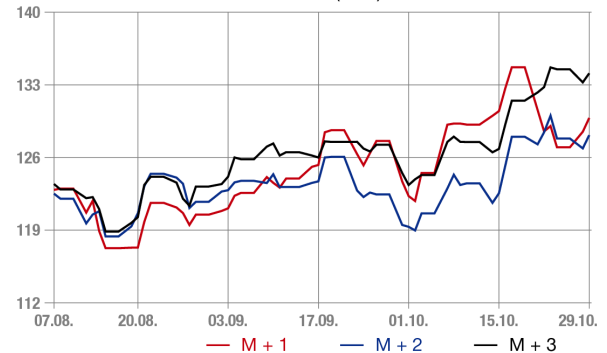
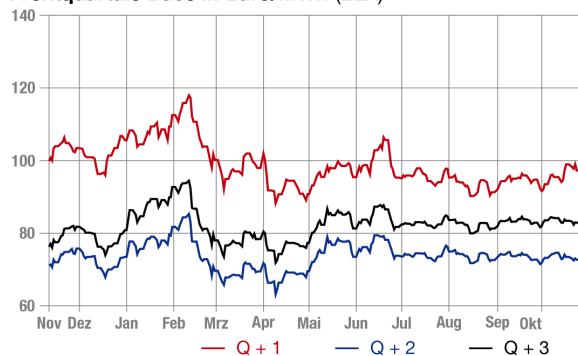
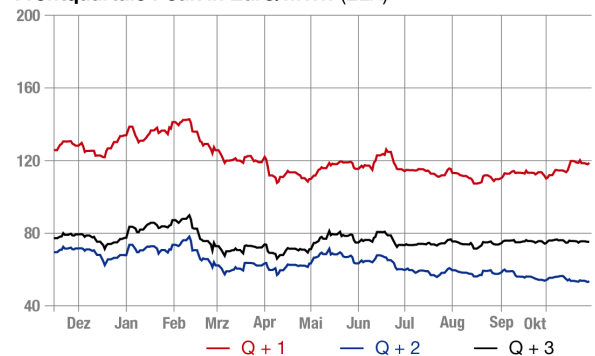
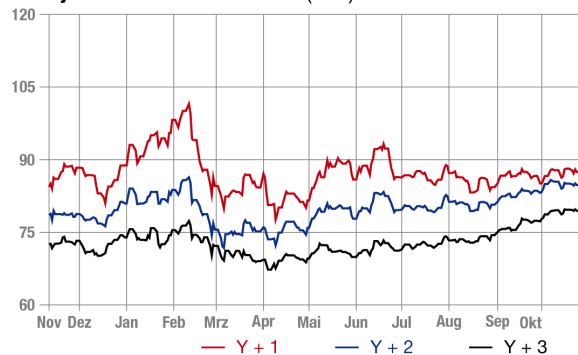
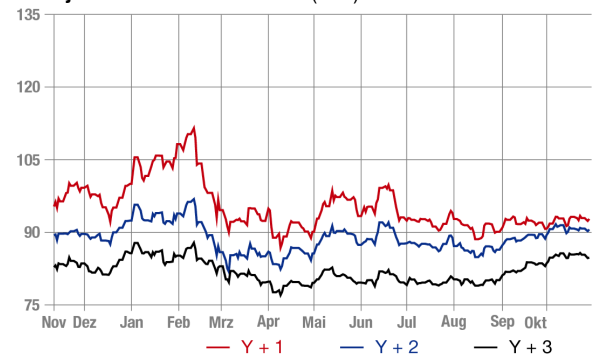
Strom Terminmarkt

Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	29.10.25	German Power Nov-2025	99,77
M2	29.10.25	German Power Dez-2025	99,45
M3	29.10.25	German Power Jan-2026	104,90
Q1	29.10.25	German Power Q1-2026	97,65
Q2	29.10.25	German Power Q2-2026	72,55
Q3	29.10.25	German Power Q3-2026	82,84
Y1	29.10.25	German Power Cal-2026	87,48
Y2	29.10.25	German Power Cal-2027	84,60
Y3	29.10.25	German Power Cal-2028	78,89

Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

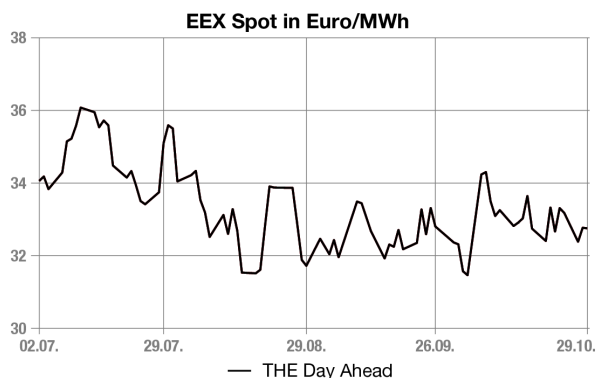
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	29.10.25	German Power Nov-2025	129,81
M2	29.10.25	German Power Dez-2025	128,15
M3	29.10.25	German Power Jan-2026	134,11
Q1	29.10.25	German Power Q1-2026	118,71
Q2	29.10.25	German Power Q2-2026	53,53
Q3	29.10.25	German Power Q3-2026	75,29
Y1	29.10.25	German Power Cal-2026	92,75
Y2	29.10.25	German Power Cal-2027	90,57
Y3	29.10.25	German Power Cal-2028	84,77

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)


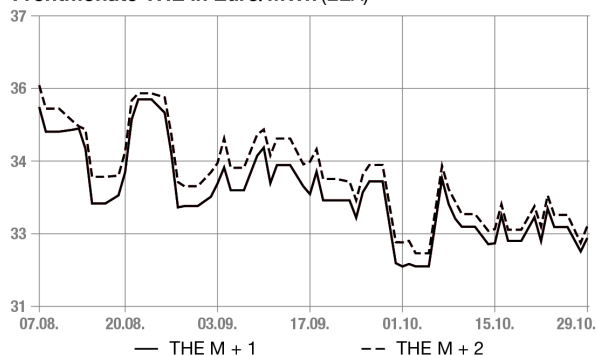
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

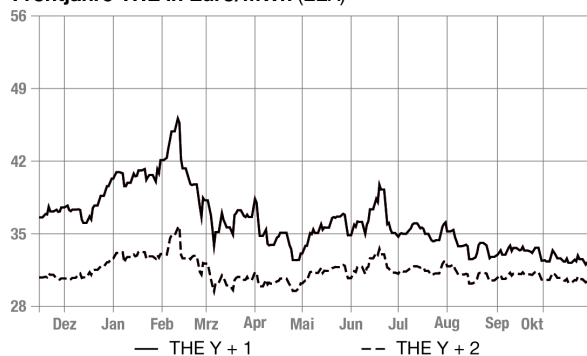
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	29.10.25	German THE Gas Nov-2025	32,91
M2	29.10.25	German THE Gas Dez-2025	33,16
Q1	29.10.25	German THE Gas Q1-2026	33,26
Q2	29.10.25	German THE Gas Q2-2026	31,50
S1	29.10.25	German THE Gas Win-2026	33,14
S2	29.10.25	German THE Gas Sum-2027	28,98
Y1	29.10.25	German THE Gas Cal-2026	32,26
Y2	29.10.25	German THE Gas Cal-2027	30,40



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



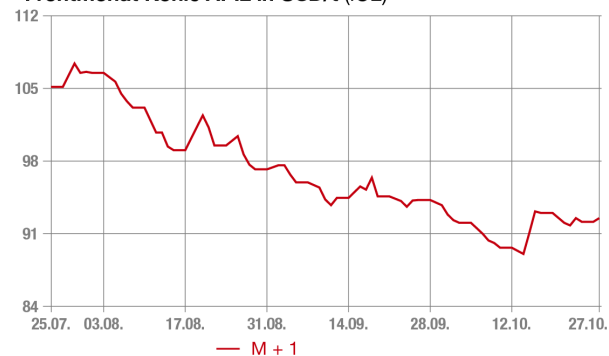
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	29.10.25	69,41	EUR/MWh
Germany Spot peak	29.10.25	69,41	EUR/MWh
EUA Nov 2025	29.10.25	78,69	EUR/tonne
Coal API2 Nov 2025	29.10.25	98,75	USD/tonne

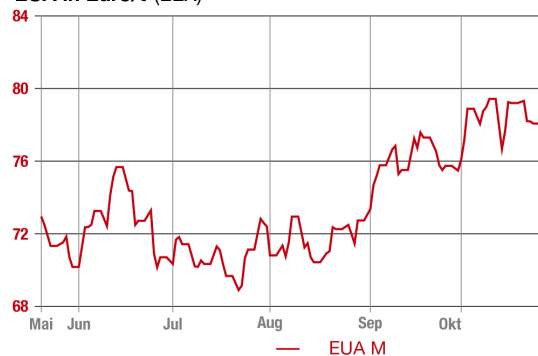
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	29.10.25	32,75	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2025	29.10.25	32,91	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	29.10.25	32,26	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dez-2025	29.10.25	64,92	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur (W 2) Solarenergie und Gebäudeautomation

An der OTH Amberg-Weiden ist an der Fakultät Maschinenbau/Umwelttechnik die Professur Solarener...
in Amberg

07.10.2025

☒ Festanstellung



Gruppenleitung Betrieb Kran - und Kraftwerksanlagen (m/w/d)

Dein Job mit klarem Ziel: #klimapositiv Technologie für die Energiewende Eine nachhaltige, klimaposit...
in Leuna

vor 2 h

☐ Weiterbildung



Verkäufer:in Landtechnik / Agrartechnik (m/w/d)

AGRAVIS ist mehr als Trecker & Ernte Die AGRAVIS Techniken sind Teil der AGRAVIS Raiffeisen AG un...
in Linthe

vor 2 h

☒ Ausbildung / Freie Mitarbeit



Manager:in für Beratung / Vertrieb Energiewirtschaft

Aufgaben Als Manager:in für die Dienstleister:innensteuerung kümmerst du dich um die wirtschaftlich...
in Hannover

vor 2 h

☒ Freie Mitarbeit ☐ Weiterbildung / Parkplatz



Projektingenieur Energietechnik - Erneuerbare Energien (m/w/d)

Als Ingenieur:in für netznahe Dienstleistungen gehören die Unterstützung sowie die eigenverantwortli...
in Hannover

vor 2 h

☒ Freie Mitarbeit ☐ Parkplatz

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



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



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

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

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



Über E&M



E&M Anzeigen-Vertrieb



E&M Mediadaten



E&M Zeitung



E&M Termine



E&M Shop



E&M Firmendatenbank



E&M Glossar

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching

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

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

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

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

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

Folgen Sie E&M auf:

