



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

STROM

X N/A €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

X N/A €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**45.200****GAS**Berlin und Algier
kooperieren für
Methanminderung
und H2**STROMNETZ**Kartellamt
genehmigt RWE-
Einstieg bei
Amprion**GEOTHERMIE**Geothermie-Pipeline
wächst in
DeutschlandMW thermische Leistung entfie-
len 2025 in Europa auf Geother-
mie-Anwendungen

Inhalt

TOP-THEMA→ **EUROPAEISCHE UNION:** EU-Kommission will Emissionshandel reformieren**POLITIK & RECHT**

- **GAS:** Berlin und Algier kooperieren für Methanminderung und H2
- **KLIMASCHUTZ:** Verbände fordern Änderungen am BEHG-Entwurf
- **EUROPAEISCHE UNION:** EU-Kommission will mehr Elektrifizierung durchsetzen
- **EMISSIONSHANDEL:** Kommentar: Die nEHS-Auktionen - eine Farce
- **STATISTIK DES TAGES:** Anteil ausgewählter Energieträger an der Stromerzeugung

HANDEL & MARKT

- **STROMNETZ:** Kartellamt genehmigt RWE-Einstieg bei Amprion
- **MOBILITÄT:** Halles Versorger wickelt beide Erdgas-Tankstellen ab

TECHNIK

- **GEOTHERMIE:** Geothermie-Pipeline wächst in Deutschland
- **REGULIERUNG:** Wissenschaftler empfehlen Änderungen bei Stromnetzentgelten
- **ALTERNATIVE KRAFTSTOFFE:** Q1 Energie sichert sich Bio-LNG von Uniper

UNTERNEHMEN

- **BILANZ:** Stadtwerke Konstanz investieren trotz Fehlbetrag weiter in Infrastruktur
- **STROMSPEICHER:** EnBW erweitert Geschäft in Italien
- **WÄRME:** SWB bietet Verbraucher-Webinare an

- **BILANZ:** Vattenfall steigert Gewinn im ersten Halbjahr deutlich
 - **WINDKRAFT:** DHL bekommt jetzt auch Onshore-Windkraft-Strom
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** ETS-Reform lässt CO₂-Preise steigen
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

EU-Kommission will Emissionshandel reformieren



Quelle: Shutterstock / jorisvo

EUROPAEISCHE UNION. Die EU-Kommission will den europäischen Emissionshandel anpassen, um Industrie und Wettbewerb zu entlasten. Wirtschaft und Umweltverbände bewerten die Vorschläge sehr unterschiedlich.

Die Europäische Kommission hat eine Reform des europäischen Emissionshandelssystems (EU Emission Trading System, ETS) vorgeschlagen. Ziel ist es nach Angaben der Behörde, das Instrument an die wirtschaftlichen und geopolitischen Rahmenbedingungen sowie das neue EU-Klimaziel für 2040 anzupassen. Die Vorschläge sehen unter anderem vor, die Zahl der verfügbaren Emissionszertifikate ab 2031 langsamer zu verringern und in einzelnen Bereichen zusätzliche kostenlose Zertifikate bereitzustellen.

Nach Angaben der Kommission soll der Emissionshandel weiterhin dazu beitragen, die Treibhausgasemissionen bis 2040 um 90 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Gleichzeitig soll die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Industrien gestärkt werden. Unternehmen hatten zuletzt auf hohe Energiekosten und zunehmenden internationalen Wettbewerbsdruck hingewiesen und vor Produktionsverlagerungen sowie Werksschließungen gewarnt.

Hintergrund Zertifikatehandel

Das ETS verpflichtet große Industrieunternehmen und Kraftwerksbetreiber seit 2005, für ihren CO₂-Ausstoß Emissionszertifikate vorzuhalten. Die Gesamtmenge der Zertifikate sinkt bislang jährlich, wodurch der CO₂-Preis steigt und Investitionen in klimafreundliche Technologien wirtschaftlich attraktiver werden. Nach Angaben des Umweltbundesamtes (UBA) haben sich die Emissionen der vom ETS erfassten Sektoren europaweit seit Einführung des Systems um rund 50 Prozent reduziert.

Konkret schlägt die Kommission vor, die jährliche Kürzung der Zertifikatenumenge nach 2030 zu verlangsamen. Statt wie bisher vorgesehen jährlich um 4,4 Prozent soll die Zahl der Zertifikate zwischen 2031 und 2035 um 3,7 Prozent und zwischen 2036 und 2040 um 1,7 Prozent sinken. Zudem sollen Müllverbrennungsanlagen künftig in das System einbezogen und weitere Vorgaben für den Flug- und Seeverkehr eingeführt werden.

Unternehmen nicht verunsichern

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) warnt jedoch davor, das Preissignal des Emissionshandels abzuschwächen. Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae erklärte: „Der ETS muss seine Kernfunktion als verlässliches Instrument zur CO₂-Bepreisung behalten.“ Unternehmen hätten auf dieser Grundlage erhebliche Investitionen in die Dekarbonisierung vorgenommen. Diese Investitionen dürften nicht an Wert verlieren.

Nach Auffassung des BDEW kann der Emissionshandel die industrielle Transformation nicht allein tragen. Erforderlich seien zusätzliche industrie- und handelspolitische Maßnahmen sowie gezielte Entlastungen, etwa über die Strompreiskompensation oder Carbon Contracts for Difference (CCfD). Außerdem fordert der Verband, Einnahmen aus dem Emissionshandel stärker für Investitionen in Stromnetze, Erneuerbare Energien, Wasserstoff und Technologien zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung einzusetzen.

Chemieunternehmen könnten abwandern

Auch aus der Industrie kommen unterschiedliche Signale. Der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) fordert eine Reform, die industrielle Produktion langfristig in Europa sichert. BASF-Vorstandschef Markus Kamieth, zugleich Präsident des europäischen Chemieverbandes Cefic, kritisiert laut Medienberichten, der Emissionshandel in seiner derzeitigen Form verleite Unternehmen dazu, Produktionskapazitäten außerhalb Europas aufzubauen.

Demgegenüber warnen Unternehmen, die bereits erhebliche Summen in klimafreundliche Produktionsverfahren investiert haben, vor einer Abschwächung des Systems. Nach ihrer Einschätzung würde ein niedrigerer CO₂-Preis Investitionen in emissionsarme Technologien entwerten und den Wettbewerb verzerren. Auch Umweltorganisationen sehen den Emissionshandel weiterhin als zentrales Instrument der europäischen Klimapolitik und sprechen sich für eine Verschärfung statt einer Lockerung aus.

Europapolitiker uneins

Im Europäischen Parlament stoßen die Vorschläge ebenfalls auf unterschiedliche Bewertungen. Der CDU-Europaabgeordnete Peter Liese hält zusätzliche kostenlose Zertifikate für gerechtfertigt, wenn diese an Investitionen in europäische Standorte geknüpft werden. Der Grünen-Abgeordnete Michael Bloss warnt dagegen vor einem Rückschritt beim Klimaschutz. Der SPD-Abgeordnete Tiemo Wölken fordert mehr Flexibilität für Unternehmen, sieht Hilfen jedoch ebenfalls an verbindliche Investitions- und Beschäftigungszusagen gebunden.

Die Reformvorschläge müssen nun vom Europäischen Parlament und den Mitgliedstaaten beraten werden. Erst nach einer Einigung der beiden Gesetzgeber können die Änderungen am europäischen Emissionshandel in Kraft treten. (sh)

Die **Vorschläge der EU-Kommission zur Reform des EU-ETS** stehen im Internet bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / sdf_qwe

Berlin und Algier kooperieren für Methanminderung und H2

GAS. Deutschland und Algerien haben in Berlin mehrere Vereinbarungen zur Energiezusammenarbeit geschlossen. Sie sollen den Wasserstoffhochlauf, die Gasversorgung und den Klimaschutz stärken.

Deutschland und Algerien wollen ihre Zusammenarbeit im Energiesektor ausbauen. Im Mittelpunkt stehen der Aufbau einer Wasserstoffverbindung zwischen Nordafrika und Europa, die Verringerung von Methanemissionen in der Öl- und Gasförderung sowie die langfristige Sicherung der Energieversorgung. Die Vereinbarungen wurden laut Bundesregierung am Rande des Staatsbesuchs des algerischen Präsidenten Abdelmadjid Tebboune am 16. Juli in Berlin unterzeichnet.

Bundeskanzler Friedrich Merz (CDU) kündigte bei einer gemeinsamen Pressekonferenz mit Tebboune an, Deutschland arbeite gemeinsam mit Algerien und Italien am sogenannten südlichen Wasserstoff-Korridor. Diese Infrastruktur soll künftig klimaverträglich erzeugten Wasserstoff aus Nordafrika nach Europa transportieren. Zugleich erklärte Merz laut Bundesregierung, dass auch weitere Erdgaslieferungen aus Algerien im Interesse beider Staaten lägen.

Methanleckagen reduzieren

Dafür ist die Verringerung von Methanemissionen in der Öl- und Gasindustrie notwendig. Dazu unterzeichneten Regierungsvertreter beider Länder eine gemeinsame Absichtserklärung. Ziel ist es, regulatorische Rahmenbedingungen weiterzuentwickeln, moderne Technologien zur Erfassung und Verringerung von Methanleckagen einzusetzen sowie den Austausch zwischen Behörden, Unternehmen und Fachleuten zu intensivieren.

Die Zusammenarbeit soll laut Bundesregierung dazu beitragen, internationale Standards schneller umzusetzen und die Anforderungen der EU-Methanverordnung zu erfüllen. Der Staatssekretär Jochen Flasbarth aus dem Bundesumweltministerium (BMWK) erklärte, solange fossile Energieträger genutzt würden, müsse ihre Klimawirkung so weit wie möglich reduziert werden.

„Mit Algerien als einem der größten Öl- und Gasförderländer für die Europäische Union setzt Deutschland deshalb auf moderne Technologien, um Methanemissionen leichter zu erfassen und zu senken“, sagte er.

Die Kooperation zwischen den Unternehmen VNG und Sonatrach zeige, wie dies in der Praxis umgesetzt werden könne.

Nach Angaben der Bundesregierung soll die Zusammenarbeit hohe Umwelt- und Produktionsstandards in der Öl- und Gasförderung fördern. Der Verringerung von Methanleckagen komme dabei besondere Bedeutung zu, da Methan ein besonders wirksames Treibhausgas sei. Beide Länder wollen deshalb regulatorische und technische Lösungen gemeinsam weiterentwickeln.

Gaslieferungen vereinbart

Parallel dazu schlossen der Leipziger Energieversorger VNG und der algerische Energieproduzent Sonatrach einen Gasliefervertrag. Laut Bundesregierung soll dieser die Diversifizierung der deutschen Gasversorgung unterstützen und die langfristige Energiepartnerschaft zwischen beiden Ländern stärken. Bereits im Juni hatten beide Unternehmen eine gemeinsame Absichtserklärung zur Zusammenarbeit bei der Verringerung von Methanemissionen entlang der Gaswertschöpfungskette unterzeichnet.

Langfristig sehen beide Staaten nach Angaben der Bundesregierung großes Potenzial für die Lieferung klimaverträglich erzeugten Wasserstoffs sowie für den grenzüberschreitenden Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien. Der geplante südliche Wasserstoff-Korridor gilt dabei als zentrale Voraussetzung für den Import von Wasserstoff aus Nordafrika nach Europa.

Über den Energiesektor hinaus vereinbarten Deutschland und Algerien eine engere Zusammenarbeit im Klima- und Umweltschutz. Das Abkommen umfasst unter anderem Maßnahmen zum Klimawandel, zum Schutz der biologischen Vielfalt, zur Bekämpfung von Umweltverschmutzung sowie zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und einer grünen Wirtschaft. Nach Angaben der Bundesregierung sollen die Vereinbarungen den klimapolitischen Rahmen der bilateralen Energiepartnerschaft weiter stärken. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Verbände fordern Änderungen am BEHG-Entwurf



Quelle: Pixabay / Malte Reimold

KLIMASCHUTZ. Mehrere Verbände haben Stellung zum Entwurf der BEHG-Novelle genommen. Sie begrüßen den Übergang bis 2027 teilweise, fordern aber Nachbesserungen bei Emissionshandel und CO2-Bepreisung.

Die geplante Novelle des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) stößt bei Wirtschafts- und Umweltverbänden auf ein gemischtes Echo. Anlass ist die Entscheidung der Bundesregierung, den nationalen CO2-Preiskorridor für die Bereiche Gebäude und Verkehr im Jahr 2027 auf 55 bis 65 Euro je Tonne CO2 fortzuführen. Damit reagiert sie auf die Verschiebung des europäischen Emissionshandelssystems ETS2.

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) begrüßt zwar die Fortführung des Preiskorridors. Nach Einschätzung des Verbandes enthält der Gesetzentwurf jedoch Regelungen, die Spekulationen mit CO2-Zertifikaten begünstigen könnten. Demnach ermögliche das vorgesehene Auktionsverfahren Marktteilnehmern ohne eigenen Zertifikatebedarf, Zertifikate günstig zu erwerben und später mit Gewinn weiterzuverkaufen.

Dadurch entstünden zusätzliche Kosten für Stadtwerke, Unternehmen und Verbraucher, ohne dass dies

einen Beitrag zum Klimaschutz leiste. Der stellvertretende VKU-Hauptgeschäftsführer Kai Lobo fordert deshalb Änderungen am Gesetzentwurf. Nach Ansicht des Verbandes sollten unter anderem die geplanten Preisaufschläge für Nachkauf- und Überschussmengen entfallen. „Der Zugang zu den Auktionen soll im Wesentlichen auf verpflichtete Unternehmen und deren Intermediäre beschränkt werden“, so Lobo. Darüber hinaus spricht sich der VKU für mehr Transparenz bei der Zuteilung der Zertifikate aus.

Künstliche Verknappung befürchtet

Nach Angaben des Verbandes übernehmen Intermediäre für viele kleinere und mittlere Stadtwerke die Teilnahme an den Auktionen, da diese keinen direkten Börsenzugang besitzen. Der VKU warnt, dass Spekulanten durch die Verknappung der Zertifikate sichere Gewinne erzielen könnten. Die dadurch gebundene Liquidität fehle den Stadtwerken anschließend für Investitionen in die Energieinfrastruktur. Auch die kommunale Abfallwirtschaft sei betroffen, da der CO₂-Preis inzwischen auf die Abfallverbrennung angewendet werde und sich dadurch Gebühren erhöhen könnten.

Auch der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) sieht Nachbesserungsbedarf. Nach Einschätzung des Verbandes könnte die vorgesehene Verringerung der verfügbaren Zertifikatsmenge im Jahr 2027 zu einer stärkeren Verknappung führen. Unternehmen müssten dann zusätzliche Zertifikate zu höheren Preisen erwerben. Laut VIK werde damit das politische Ziel verfehlt, die CO₂-Kosten auf dem Niveau des Jahres 2026 zu stabilisieren.

Der Verband fordert deshalb unter anderem, die Auktionen erst im November eines Berichtsjahres beginnen zu lassen. Unternehmen könnten ihren tatsächlichen Bedarf dann genauer bestimmen und kostspielige Nachkäufe vermeiden. Außerdem verlangt der VIK eine aus seiner Sicht wirksamere Kompensation zusätzlicher CO₂-Kosten für energieintensive Unternehmen.

Klimapolitische Anforderungen unterlaufen

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE), Dachverband der Erneuerbaren-Branche mit Sitz in Berlin, bewertet den Entwurf ebenfalls differenziert. Der Verband begrüßt, dass die Bundesregierung nach der Verschiebung des ETS₂ einen rechtssicheren Übergang schafft und Verwaltungsverfahren vereinfacht. Aus Sicht des BEE bleibt der Entwurf jedoch hinter den klimapolitischen Anforderungen zurück.

Nach Einschätzung des Verbandes schafft der fortgeführte Preiskorridor zwar Planungssicherheit, setzt aber keine zusätzlichen Anreize für erneuerbare Wärme, erneuerbare Mobilität und andere klimafreundliche Technologien. BEE-Präsidentin Ursula Heinen-Esser erklärt: „Die CO₂-Bepreisung muss auch während der Übergangsphase eine stärkere Lenkungswirkung zugunsten erneuerbarer Energien entfalten.“

Der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) kritisiert den Gesetzentwurf ebenfalls. Nach Auffassung des Verbandes gefährdet das Einfrieren des nationalen CO₂-Preises die Finanzierung des Klima- und Transformationsfonds. Die Bundesregierung solle klimaschädliche Subventionen abbauen und die Einnahmen aus dem Emissionshandel komplett für sozial- und klimapolitische Maßnahmen verwenden. Dazu gehöre beispielsweise ein Klima- oder Mobilitätsgeld. (sh)

Die **VKU-Stellungnahme zum Gesetzentwurf zur Änderung des BEHG** steht im Internet bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

EU-Kommission will mehr Elektrifizierung durchsetzen



Quelle: Shutterstock / Lightspring

EUROPAEISCHE UNION. Europa soll unabhängiger von fossilen Energieträgern werden. Damit könnte man auch klimaschädliche Emissionen einsparen. Dafür soll unter anderem Strom erschwinglicher werden.

Anlagen in Industrie, Gebäuden und Verkehr sollen nach dem Willen der Europäischen Kommission künftig häufiger mit Strom betrieben werden. Die Brüsseler Behörde prüft ein Elektrifizierungsziel von 46 Prozent bis 2040. Das kündigte sie jetzt für das laufende Jahr an. Hintergrund der Strategie ist es, weniger fossile Energie zu verbrauchen, der Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen soll steigen.

Derzeit liegt die Elektrifizierungsrate in der EU Kommissionsangaben zufolge stagnierend bei 23 Prozent, bis 2030 wird eine Quote von 32 Prozent angestrebt. China, Korea und Japan erreichten bereits jetzt über 30 Prozent, so die Behörde.

In Deutschland 20 Prozent erreicht

In Deutschland lag der Elektrifizierungsgrad zuletzt (2024) nach Angaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft bei 20 Prozent. Während im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen demnach 38 Prozent des Energiebedarfs durch Strom abgedeckt wird und in der Industrie 31 Prozent, sind es bei den privaten Haushalten 21 Prozent und im Verkehr nur 3 Prozent. Nach Gebäuden werde in Energiebilanzen nicht extra aufgeschlüsselt, schrieb der Verband.

Der seit Februar andauernde Iran-Krieg hat nach Kommissionsangaben zu 50 Milliarden Euro zusätzlichen Kosten für Öl- und Gasimporte geführt – ohne dass mehr Brennstoff bezogen wurde. Da die EU mehr als die Hälfte ihres Energieverbrauchs mit importierten fossilen Energieträgern decke, bestehe eine strukturelle Verwundbarkeit. Energieunabhängigkeit sieht die Kommission daher als Souveränitätsfrage.

Milliarden Euro sparen

Von einer Umstellung auf mehr Strom erhofft sich die Kommission, dass bis 2040 mehr als 70 Prozent der Gasimporte ersetzt werden und die Rohöleinfuhr der Staatengemeinschaft um 40 Prozent gesenkt werden kann.

Eingespart werden sollen Schätzungen zufolge bis zu 260 Milliarden Euro an fossilen Importkosten bis 2040. Zudem könne die Elektrifizierung dazu beitragen, die CO₂-Emissionen bis 2040 um mehr als 2 Milliarden Tonnen zu senken, rund 20 bis 30 Prozent der derzeitigen Emissionen.

Wärmepumpen und Strompreise

Die EU-Kommission will unter anderem den Einbau von Wärmepumpen vorantreiben und den Absatz von Elektroautos erhöhen. Außerdem soll Strom erschwinglicher werden. Bislang ist Strom für Haushalte und Industrie im Durchschnitt deutlich teurer als Gas. Die EU-Kommission will im Laufe des Jahres vorschlagen, Subventionen für fossile Brennstoffe schrittweise abzuschaffen. Nach einem formellen Vorschlag müssen die EU-Länder und das Parlament über diesen beraten, bevor mögliche Änderungen in Kraft treten.

Zu einigen Aspekten hat die EU-Kommission nun bereits einen solchen Vorschlag vorgelegt. Unter anderem soll Strom niedriger besteuert werden als Erdgas. Die Brüsseler Behörde schlägt auch vor, die Übertragungs- und Verteilungsnetzentgelte flexibler zu konzipieren. Mitgliedstaaten sollen Steuern und Entgelte für bestimmte Nutzer senken können, etwa energieintensive Industrien oder Energiegemeinschaften. // VON DPA

Kommentar: Die nEHS-Auktionen - eine Farce



Georg Eble. Quelle: Helmut Sendner

EMISSIONSHANDEL. Auch die dritte Versteigerung von Emissionsrechten für fossile Kraft- und Heizstoffe ist mit erwartbaren Ergebnissen ausgegangen. Ein Kommentar von E&M-Redakteur Georg Eble

Die Farce der Versteigerungen nationaler Emissionsrechte im Verkehrs- und Gebäudebereich (nEHS) hat sich am Nachmittag des 15. Juli gesteigert: Auf die wie jeden Mittwoch an der Börse EEX zu vergebenden gut 21 Millionen Nationalen Emissionszertifikate (nEZ), die gut 21 Millionen Tonnen CO₂-Ausstoß im laufenden Jahr abdecken, gab es 19 Mal so viele Gebote. Darunter waren erneut so viele mit dem gesetzlichen Höchstpreis von 65 Euro pro Tonne CO₂, dass auch diesmal die Zuschlagsmenge verdoppelt wurde, eben auf gut 21 Millionen, und dass erneut alle erfolgreichen Gebote 65 Euro kosten. Der gesetzliche Preiskorridor fängt bei 55 Euro an. An den ersten beiden Auktionsterminen am 1. und am 8. Juli war der Überzeichnungsfaktor schon von knapp 14 auf knapp 17 gestiegen.

Zwar wurden diesmal alle 106 Bieter bedient und es gingen auch in den beiden Auktionen zuvor nur einzelne ganz leer aus, aber laut dem offiziellen Auktionsergebnis bekamen die Bieter im Schnitt nur wenig mehr als 5 Prozent ihrer angefragten Tonnage. Dieser Prozentsatz ist seit den gut 7 Prozent zum Auftakt kontinuierlich gesunken.

Durch die ständige Verdoppelung der Zuschlagsmenge aufgrund der hohen Nachfrage dürften die insgesamt zu versteigernden 192 Millionen Tonnen CO₂ für dieses Jahr schon früher weg sein, als im bisherigen Auktionskalender bis Oktober vorgesehen. Geht man davon aus, dass die nächsten Wochen weiter jeweils die verdoppelten 21 Millionen nEZ versteigert werden müssen, dann wäre schon in der zweiten Septemberhälfte Schluss mit den 2026er-Auktionen.

Zwei After Sales mit Aufschlag, aber Festpreis

Wer dann noch nEZ für seinen Kraft- oder Brennstoffabsatz im laufenden Jahr benötigt, kann im November an der EEX an einem Nachverkauf teilnehmen. Dann gibt es aber erstens einen Einheitspreis von 68 Euro pro Tonne im Gegensatz zu dem jetzigen Preiskorridor von 55 bis 65 Euro. Und zweitens gibt es dann keine Knappheit: Es werden unbegrenzt nEZ ausgegeben. Nächstes Jahr lassen sich nEZ für dieses Jahr für 73 Euro pro Tonne nachkaufen.

Ebenfalls nächstes Jahr findet für den Ausstoß des Jahres 2027 an der EEX die gleiche Farce nochmal statt, bevor 2028 der nur noch marktbasierte europäische Emissionshandel für Brenn- und Kraftstoffe (EU-ETS₂) beginnt. Es sei denn, das EU-ETS₂ wird nochmal verschoben. Es hätte ursprünglich schon 2027 Auftakt haben sollen.

In der Brennstoffemissionshandelsverordnung (BEHV) steht drin, dass der CO₂-Ausstoß im Verkehr und in der Gebäudeheizung bundesweit jährlich sinken soll, von 301 Millionen Tonnen (2021) über 255 Millionen Tonnen (2026) auf 180 Millionen Tonnen (2030).

Worin die Farce besteht

Die Farce mit der Auktion besteht darin, dass die gesamte Auktionsmenge von 192 Millionen Tonnen in diesem Jahr vom Bund von vornherein zu gering für die Nachfrage angesetzt worden war, der Preis aber trotzdem auf 65 Euro gedeckelt ist. Der Sinn, daran teilzunehmen, besteht für Inverkehrbringer fossiler

Brenn- und Kraftstoffe also mehr oder weniger darin, die 3 Euro Differenz zu sparen, die bei dem After Sale im November zu Buche schlagen. Auf Zuschlagspreise von weniger als 65 Euro konnte sich kein vernünftiger Marktakteur Hoffnungen machen.

Für den kleinen Preisvorteil müssen Inverkehrbringer aber entweder selbst bei der Börse EEX einen aufwändigen Aufnahmeprozess durchlaufen oder zugelassene sogenannte Intermediäre bezahlen, von denen die meisten nicht aus der Mineralölbranche kommen, sondern aus der Strom- und Gastrading-Welt oder aus der Finanzbranche. Hinzu kommt die Stellung von Sicherheiten. Dies alles lohnt sich nur bei größeren Absatzmengen und war schon vom Branchenverband MEW als mittelstandsfeindlich gerügt worden. // VON GEORG EBLE

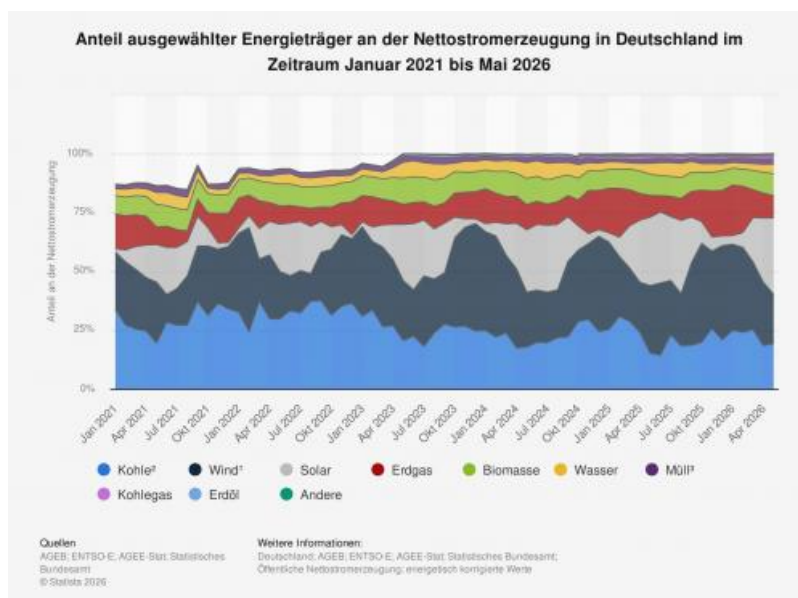
[^ Zum Inhalt](#)

Anteil ausgewählter Energieträger an der Stromerzeugung



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Die Statistik verdeutlicht, dass in den verdeutlicht Monaten neben den fossilen Energieträgern wie Erdgas und Kohle inzwischen insbesondere die erneuerbaren Energien zentraler Bestandteil der deutschen Stromerzeugung und -versorgung sind. Trotz Schwankungen hat unter anderem der Anteil der Nettostromerzeugung aus dem Energieträger Solar im dargestellten Zeitraum zugenommen und betrug im Mai 2026 rund 32,5 Prozent. Veröffentlicht wurden die Daten vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Sie basieren auf Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Ageb), der European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entsoe), der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) sowie dem Statistischen Bundesamt (Destatis). // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / Penofoto

Kartellamt genehmigt RWE-Einstieg bei Amprion

STROMNETZ. Das Bundeskartellamt hat den Ausbau der mittelbaren Beteiligung von RWE an Amprion genehmigt. RWE will damit Investitionen in den Ausbau des Übertragungsnetzes unterstützen.

Der Ausbau der mittelbaren Beteiligung der RWE AG an der Amprion GmbH kann umgesetzt werden. Das Bundeskartellamt hat den Erwerb von rund 47 Prozent der Anteile an der M31 Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. Energie KG durch den Essener Energiekonzern freigegeben. Das teilte die Behörde am 17. Juli mit.

Die M31 Beteiligungsgesellschaft hält 74,9 Prozent an Amprion.

Der Übertragungsnetzbetreiber mit Sitz in Dortmund ist einer von vier Betreibern des deutschen Höchstspannungsnetzes. Nach Angaben des Bundeskartellamts steigt der mittelbare Anteil von RWE an Amprion durch die Transaktion von bislang rund 20 Prozent auf künftig rund 55 Prozent. Eine alleinige Kontrolle über Amprion erlangt RWE dadurch jedoch nicht. Grund dafür ist ein zwischen RWE und M31 bestehender Konsortialvertrag.

Entflechtungsvorgaben eingehalten

Laut Andreas Mundt, Präsident des Bundeskartellamts, hat die Behörde insbesondere geprüft, ob sich durch die höhere Beteiligung Anreize für eine Bevorzugung von RWE beim Netzbetrieb ergeben könnten. Da RWE als Stromerzeuger und Amprion als Übertragungsnetzbetreiber auf unterschiedlichen Marktstufen tätig sind, seien solche Risiken grundsätzlich zu berücksichtigen.

Die Prüfung habe jedoch ergeben, dass sich durch den Anteilserwerb weder die Anreize noch die Möglichkeiten für eine Bevorzugung veränderten. Zudem unterlägen Unternehmen, die sowohl Strom erzeugen, als auch Stromnetze betreiben, den regulatorischen Entflechtungsvorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes.

Wie das Bundeskartellamt weiter mitteilt, hat es sich im Rahmen des Fusionskontrollverfahrens mit der Bundesnetzagentur ausgetauscht. Die Bundesnetzagentur mit Sitz in Bonn überwacht unter anderem die Einhaltung der regulatorischen Vorgaben für Strom- und Gasnetze.

Geld für Netzausbau beschaffen

Nach Angaben von RWE erfolgt die Beteiligung über den Erwerb von Anteilen an der M31 Beteiligungsgesellschaft. An der Eigentümerstruktur von Amprion ändert sich laut RWE nichts. Die M31 Beteiligungsgesellschaft bleibt mit 74,9 Prozent Mehrheitsgesellschafterin.

Die übrigen 25,1 Prozent hält weiterhin die RWE Alkaios Holding GmbH. Amprion werde zudem unverändert als unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (Independent Transmission Operator, ITO) geführt. Die gesetzlichen Vorgaben zur organisatorischen und rechtlichen Unabhängigkeit des Netzbetriebs blieben bestehen.

RWE begründet die Aufstockung der Beteiligung mit den bevorstehenden Investitionen in den Ausbau des Übertragungsnetzes. Nach Angaben von Amprion plant das Unternehmen, bis 2030 rund 42 Milliarden Euro in den Netzausbau zu investieren. Damit sollen die Voraussetzungen für die Energiewende und den Transport wachsender Mengen erneuerbar erzeugten Stroms geschaffen werden.

Amprion-Chef Christoph Müller bezeichnete die Transaktion als wichtigen Schritt zur Finanzierung der geplanten Investitionen und des weiteren Wachstums des Unternehmens. RWE-Vorstandsvorsitzender Markus Krebber erklärte, die höhere Beteiligung erweitere das Portfolio des Konzerns um Netzinfrastruktur und eröffne zusätzliche Wachstumsmöglichkeiten. (sh)

Die **Entscheidung des Bundeskartellamtes zur RWE-Beteiligung an Amprion** steht im Internet bereit.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Halles Versorger wickelt beide Erdgas-Tankstellen ab



Quelle: Pixabay / Kosta

MOBILITÄT. Ein weiteres Stadtwerk trennt sich von Erdgas-Tankstellen. Der Versorger aus Halle an der Saale hat nun den Ausstiegsplan für seine beiden CNG-Zapfanlagen im Stadtgebiet bekanntgegeben.

Zwei Erdgas-Tankstellen weniger: Die Energieversorgung Halle GmbH (EVH) hat den Ausstieg aus dem Geschäft mit CNG als Treibstoff angekündigt. Beide Zapfanlagen im Stadtgebiet will der Versorger aus dem Süden Sachsen-Anhalts vom Markt nehmen.

Ein Standort für komprimiertes Erdgas bietet die EVH noch bis zum 17. August an, die andere Tankstelle auf dem Betriebshof der Hallesche Verkehrs-AG bleibt bis zum 15. Januar 2027 weiter in Betrieb. Wie der Versorger, ein Tochterunternehmen der Stadtwerke Halle, mitteilt, seien gesunkene Nachfrage und die Knappheit von Biomethan die wesentlichen Gründe für die Aufgabe.

Zuletzt hatten die Stadtwerke Augsburg sukzessive den Rückzug aus dem CNG-Angebot gemeldet. Auch in Bayern lautete ein Argument, dass perspektivisch kein rentierliches Geschäft mehr in diesem Segment möglich sei (wir berichteten). Die EVH verweist ebenfalls auf die geringere Anzahl an Erdgasfahrzeugen und sinkende Absatzmengen im Markt. Durch ein begrenztes Angebot an Biomethan bei gleichzeitig höheren Gaspreisen schwinde die Attraktivität an der Basis.

Gleichwohl wird an der Saale auch Kritik an der Firmenentscheidung laut. Ein lokaler Unternehmer moniert in einem offenen Brief, dass die Probleme des geringeren Absatzes teils hausgemacht seien. Bestimmte

Gruppen wären von vornherein vom Tanken ausgeschlossen, weil sie nicht über die zwingend erforderliche Stadtwerke-Tankkarte verfügten. Außerdem habe der Versorger lange öffentlich für den Umstieg auf Gasantrieb und sein Angebot einer entsprechenden Tank-Infrastruktur geworben.

Auf Anfrage dieser Redaktion äußert die EVH Verständnis für „die Enttäuschung und Kritik der Nutzerinnen und Nutzer von Erdgasfahrzeugen“. Wer in entsprechende Fahrzeuge investiert hat, werde durch die Schließung der beiden Erdgastankstellen vor Veränderungen gestellt. Das sei bedauerlich.

Allerdings, so die Sprecherin weiter, handele es sich nicht um eine kurzfristige Entscheidung. Es habe sich vielmehr seit mehreren Jahren abgezeichnet, dass ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der Anlagen nicht dauerhaft möglich sein werde.

Die „Ersatzinvestitionen“ wollte das Unternehmen nicht mehr stemmen. Künftige Investitionen seien besser aufgehoben in der sicheren Erdgasversorgung im Wärmesektor, dem Ausstieg aus der Erdgasinfrastruktur oder dem Ausbau zukunftsfähiger Energielösungen.

Auch habe die EVH versucht, die Tankstellen durch einen Verkauf zu retten. Gespräche mit mehreren bundesweit tätigen Übernahmekandidaten hätten jedoch nicht zu einer tragfähigen Lösung geführt. Außerdem bestünden in Halle trotz der Schließungen weiterhin Alternativen für Menschen mit Erdgasfahrzeugen. Online-Dienste weisen in der Tat noch zwei Standorte auf, einen an einer Aral-Tankstelle.

Auch der Verweis auf die Mitbewerber kommt nicht überall gut an. In dem offenen Brief heißt es etwa, dass einer dieser Standorte ohnehin häufig überlastet sei. Die Verknappung des Angebots sei also nicht hilfreich. Die EVH dagegen sieht Vorteile in der „Konzentration auf die verbleibenden Standorte anderer Betreiber“. Es sei eine Chance, „deren Wirtschaftlichkeit zu stärken und den Betrieb dort möglichst langfristig zu sichern“.

// VON VOLKER STEPHAN

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(e10db9d69cb0b265e01951fb48872059_img.jpg\)](#) [!\[\]\(cdd97d15740254ace3c28b640982d102_img.jpg\)](#) [!\[\]\(46e83d8dcdf5101ad7be2e90016cc5b1_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Shutterstock / James Suawa

Geothermie-Pipeline wächst in Deutschland

GEOTHERMIE. Deutschland führt Europas Geothermie-Pipeline an. Bei Wärmenetzen und Kraftwerksprojekten gehört der deutsche Markt laut dem neuen EGE-Report zu den aktivsten in Europa.

Der europäische Geothermieverband EGE (European Geothermal Energy Council) hat seinen Geothermal Market Report 2025 veröffentlicht. Der in Brüssel ansässige Verband analysiert darin die Entwicklung des europäischen Marktes und weist bei einzelnen Kennzahlen zusätzlich Werte für die 27 Staaten der Europäischen Union aus.

Ende 2025 waren in Europa nach Angaben von EGE Geothermie-Anwendungen mit insgesamt 3.530 MW elektrischer Leistung und 45.200 MW thermischer Leistung installiert. Davon entfielen 39.200 MW thermische Leistung auf rund 2,55 Millionen erdgekoppelte Wärmepumpen, mehr als 6.000 MW auf geothermische Wärme- und Kältenetze sowie 3.530 MW auf Kraftwerke. 2025 kamen über alle Technologien hinweg rund 2.000 MW hinzu. Der Verband beziffert die damit verbundenen Investitionen auf 2,5 Milliarden Euro. Rund 30.000 Menschen arbeiteten direkt in der Branche, weitere 20.000 indirekt.



Der 20-seitige „Geothermal Market Report 2025 - Key Findings“
(zum Öffnen bitte auf das PDF klicken)

Quelle: EGE Geothermal

Geothermie ist laut EGE inzwischen die zweitgrößte erneuerbare Energiequelle für Wärmenetze. 2025 gingen europaweit zehn neue geothermische Wärme- und Kältenetze mit zusammen rund 70 MW thermischer Leistung in Betrieb. Drei entstanden in Frankreich, jeweils zwei in Deutschland und den Niederlanden sowie jeweils eines in Dänemark, Serbien und Spanien.

Ende 2025 zählte EGEC europaweit 434 geothermische Wärme- und Kältenetze, davon 317 in der Europäischen Union. Mehr als 500 weitere Vorhaben mit zusammen rund 6.000 MW befinden sich in unterschiedlichen Entwicklungsphasen. Angesichts dieser Projekte bezeichnet EGEC Deutschland als den aktivsten europäischen Markt für geothermische Wärmenetze. Von den rund 50 Erkundungskampagnen in Europa zielte die große Mehrheit auf Vorhaben für die Wärmeversorgung.

Großwärmepumpen erschließen neue Standorte

Ein wachsender Teil der Projekte kombiniert tiefe Geothermie mit großen Wärmepumpen. Sie heben die Temperatur aus weniger heißen Reservoirs auf das für Wärmenetze erforderliche Niveau. Dadurch können Entwickler auch Vorkommen nutzen, die für eine direkte Wärmeeinspeisung bislang als zu kühl galten. Damit erweitert sich nach Einschätzung des Verbandes das wirtschaftlich erschließbare Potenzial.

Der Markt für erdgekoppelte Wärmepumpen erholte sich nach dem Rückgang von 2024. In der Europäischen Union wurden 2025 rund 123.000 Anlagen verkauft, 10 Prozent mehr als im Vorjahr. Deutschland kam mit 19.125 Geräten auf Rang drei hinter Schweden mit 26.785 und den Niederlanden mit 22.148 Anlagen. EGEC sieht vor allem bei Systemen mit mehr als 500 kW für Mehrfamilienhäuser, Gewerbe, Industrie sowie Wärme- und Kältenetze weiteres Potenzial.

Europaweit stellten Geothermie-Wärmepumpen 2025 rund 88 Milliarden kWh Wärme bereit und versorgten rechnerisch mehr als 10,6 Millionen Menschen mit Wärme und Kälte.

Deutschland führt bei Kraftwerksprojekten

Bei geplanten Geothermiekraftwerken liegt Deutschland laut EGEC europaweit vorn. Rund 15 Anlagen befinden sich in Entwicklung, weitere 18 in Voruntersuchung. Insgesamt zählt der Verband etwa 45 Projekte in verschiedenen Entwicklungsstadien und 152 weitere Vorhaben, deren Umsetzung geprüft wird.

Auch 2025 kam in Deutschland ein neues Geothermiekraftwerk hinzu. Europaweit gingen fünf Anlagen in Betrieb: drei in der Türkei sowie jeweils eine in Deutschland und Island. Zusammen mit einem Kraftwerk in Kroatien, das die Stromproduktion wieder aufnahm, erhöhten sie die europäische Leistung um rund 125 MW. Ende 2025 waren in Europa 150 Geothermiekraftwerke in Betrieb. Sie erzeugten rund 20 Milliarden kWh Strom, davon 7 Milliarden kWh in der Europäischen Union.

Deutschland verfügte laut Bericht über 51 MW geothermische Kraftwerksleistung. Damit lag das Land deutlich hinter der Türkei (1.758 MW), Italien (916 MW) und Island (809 MW).

Hemmnisse bremsen den Ausbau

Europaweit bremsen nach Einschätzung von EGEC langwierige Genehmigungsverfahren, begrenzte Verwaltungskapazitäten und schwierige Finanzierungsbedingungen den Ausbau. Für tiefegeothermische Vorhaben veranschlagt EGEC Projektzyklen von vier bis sechs Jahren. Bei Geothermiekraftwerken dauerten Genehmigungsverfahren teilweise mehr als zehn Jahre. Trotz dieser Hemmnisse investierte der europäische Geothermiesektor in den vergangenen drei Jahren mehr als 500 Millionen Euro in die Erkundung möglicher Standorte.

EGEC fordert daher einen europäischen Aktionsplan, der Genehmigungen beschleunigt und die Investitionsbedingungen verbessert. Verbandspräsident Miklos Antics sieht darin die Voraussetzung, um Geothermieprojekte schneller umzusetzen. (ds) // VON DAVINA SPOHN

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(08ff9a984e4ab22be72c62ad9f39a4f3_img.jpg\)](#) [!\[\]\(6e3869c5609a70b20cac7a2916a4729e_img.jpg\)](#) [!\[\]\(c3cc857b1b217ca07af84c9643f97f38_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Wissenschaftler empfehlen Änderungen bei Stromnetzentgelten



Quelle: Shutterstock / nitpicker

REGULIERUNG. Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) hat Empfehlungen zur künftigen Regulierung der Stromnetzentgelte (AgNes-Prozess) durch die Bundesnetzagentur vorgelegt.

Die Bundesnetzagentur überarbeitet derzeit den Rechtsrahmen für den Zugang zu den Strom- und Gasversorgungsnetzen. Hintergrund ist das Urteil des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 2. September 2021, das die bisherigen rechtlichen Grundlagen der Netzentgeltregulierung entfallen ließ. Im Zuge dessen arbeitet die Bonner Regulierungsbehörde mit der „Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom“ (AgNes) an einer neuen Systematik zur Verteilung der Stromnetzkosten.

Dazu hat der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) am 16. Juli eine Stellungnahme mit Empfehlungen veröffentlicht. Das unabhängige Beratungsgremium der Bundesnetzagentur knüpft damit an seine frühere Stellungnahme zum Reformprozess „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“ (NEST) an. Während NEST Fragen der Netzqualität und der Modernisierung behandelt, konzentriert sich AgNes auf die künftige Finanzierung der Stromnetze.

AgNes-Reform notwendig

Laut dem WAR sollte die neue Netzentgeltsystematik die veränderten Anforderungen eines zunehmend dezentralen Energiesystems berücksichtigen und zugleich Anreize für ein netzdienliches Verhalten schaffen. Der Vorsitzende des Arbeitskreises, Jürgen Kühling von der Universität Regensburg, erklärt, das EuGH-Urteil habe einen überfälligen Modernisierungsprozess angestoßen. „Neue Entgeltgrundsätze sind erforderlich, um die Finanzierung der Stromnetze langfristig zu sichern und Anreize für eine effizientere Netznutzung zu setzen“, so Kühling.

Der stellvertretende Vorsitzende Justus Haucap von der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf verweist darauf, dass die bisherige Netzentgeltsystematik nicht mehr zu einem dezentralen Stromsystem passe. Nach seiner Einschätzung schafft AgNes ab 2029 die Grundlage für eine zeitgemäße Ausgestaltung der Netzentgelte.

Konkrete Empfehlungen der Berater

In seiner Stellungnahme spricht der WAR mehrere konkrete Empfehlungen aus. Für Großverbraucher sollen sich die Netzentgelte künftig an einer bestellten Netzkapazität und nicht mehr an der tatsächlich bezogenen Leistung orientieren. Nach Ansicht des Gremiums könnte dies Hemmnisse für einen flexibleren Stromverbrauch abbauen.

Für Haushaltskunden empfiehlt der Arbeitskreis, die bestehende Systematik grundsätzlich beizubehalten. Gleichzeitig schlägt er vor, den verbrauchsunabhängigen Grundpreis für Betreiber von Photovoltaikanlagen anzuheben und den verbrauchsabhängigen Anteil der Netzentgelte zu senken. Damit sollen sich diese Kunden nach Auffassung des WAR angemessen an den Netzkosten beteiligen.

Zudem spricht sich der Arbeitskreis dafür aus, auch Stromerzeuger über eine kapazitätsabhängige Einspeisegebühr stärker an der Finanzierung der Netze zu beteiligen. Darüber hinaus empfiehlt das Gremium den Einsatz dynamischer Netzentgelte für Speicher und Verbraucher. Diese sollen Flexibilitätspotenziale besser nutzbar machen und damit die Netzauslastung verbessern. Nach Auslaufen bestehender Privilegien sollten sich außerdem auch Stromspeicher an den Netzkosten beteiligen.

Vertrauensschutz erhalten

Der Aachener Energienetzexperte Albert Moser von der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen erklärt, der WAR habe sich bewusst auf besonders kontrovers diskutierte Fragestellungen konzentriert, bei denen eine neutrale wissenschaftliche Bewertung hilfreich sei.

Kühling verweist zudem darauf, dass die Bundesnetzagentur die Reform mit Blick auf den verfassungsrechtlich gebotenen Vertrauensschutz vorsichtig ausgestalte. Nach seiner Einschätzung müsse die neue Regulierung Investitionssicherheit mit der notwendigen Anpassungsfähigkeit verbinden.

Haucap erwartet, dass die Einführung von AgNes Effizienzpotenziale bei der Netznutzung erschließen und damit die Kosten der Energiewende senken kann. Moser ergänzt, dass insbesondere dynamische Netzentgelte bei Verbrauchern und Speichern dazu beitragen könnten, den Bedarf an Redispatch-Maßnahmen und die damit verbundenen Kosten zu verringern.

Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen besteht aus 13 Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern verschiedener Fachrichtungen. Das unabhängige Gremium berät die Bundesnetzagentur kontinuierlich in Fragen der Regulierung. (sh)

Die **vollständige Stellungnahme des WAR zu AgNes** steht im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Q1 Energie sichert sich Bio-LNG von Uniper



Bio-LNG-Tankstelle in Iffezheim. Quelle: Q1 Energie AG

ALTERNATIVE KRAFTSTOFFE. Uniper liefert erstmals Bio-LNG an die Q1 Energie AG. Der Kraftstoff wird in Rotterdam verflüssigt und über das Q1-Tankstellennetz für den Schwerlastverkehr angeboten.

Der Düsseldorfer Energiekonzern Uniper wird die Q1 Energie AG erstmals mit verflüssigtem Biomethan (Bio-LNG) beliefern. Wie beide Unternehmen am 16. Juli mitteilten, haben sie dazu eine Liefervereinbarung geschlossen. Q1 Energie will den Kraftstoff über sein Tankstellennetz in mehreren Bundesländern für den Straßengüterverkehr bereitstellen.

Die Q1 Energie AG mit Sitz in Osnabrück ist ein konzernunabhängiges mittelständisches Unternehmen, das bundesweit mehr als 230 Tankstellen und über 200 Ladepunkte betreibt. Ende 2025 gehörten sieben Bio-LNG-Tankstellen zum Netz. Q1 Energie bietet außerdem Schmierstoffe sowie Lösungen für Elektromobilität und Photovoltaik an.

Uniper mit Hauptsitz in Düsseldorf betreibt Kraftwerke und Gasspeicher. Der Energiekonzern beschafft und vermarktet Strom, Erdgas und Flüssigerdgas. Zudem baut er sein Geschäft mit erneuerbaren und kohlenstoffärmeren Gasen aus.

Uniper verantwortet die Lieferkette

Das für Q1 Energie bestimmte Bio-LNG entsteht am Gate-Terminal in Rotterdam. Als Ausgangsstoff dient nachhaltig erzeugtes Biogas. Aus welchem Land es stammt, teilen die Unternehmen nicht mit. Sie verorten die Erzeugung lediglich innerhalb der Europäischen Union. Bei der Aufbereitung werden Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff entfernt. Das so erzeugte Biomethan wird anschließend ins Gasnetz eingespeist.

Am Ausspeisepunkt übernimmt Uniper das Biomethan und verflüssigt es mithilfe der bestehenden Infrastruktur des Terminals. Danach lagert der Konzern das Bio-LNG zwischen und transportiert es in standardisierten Tankcontainern von Rotterdam zu einem zentralen Lager in Deutschland. Von dort verteilt Q1 Energie die Mengen nach Bedarf an seine Tankstellen.

Nach Angaben der Unternehmen verantwortet Uniper die Lieferkette vom Transport des Biomethans über die Verflüssigung bis zum Import nach Deutschland. Der Konzern tritt dabei als Eigentümer, Importeur und Inverkehrbringer des Bio-LNG auf. Damit ist Uniper berechtigt, die mit den Kraftstoffmengen verbundenen Anrechnungen auf die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) geltend zu machen.

Lieferkette nach EU-Vorgaben zertifiziert

Die gesamte Lieferkette ist laut der Mitteilung nach international anerkannten Systemen zertifiziert. Die Europäische Kommission hat diese im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) anerkannt. Die Zertifizierung soll unter anderem belegen, dass die eingesetzten Rohstoffe und der daraus erzeugte Kraftstoff die vorgeschriebenen Nachhaltigkeitskriterien erfüllen.

Nils Beenen, Geschäftsführer der Uniper Energy Sales GmbH, wertet die Vereinbarung als Beleg für die wachsende Bedeutung von Bio-LNG im Schwerlastverkehr. Uniper könne erneuerbare Gase entlang der gesamten Wertschöpfungskette bereitstellen – von der Beschaffung über die Verflüssigung bis zur Belieferung der Kunden.

Q1 erweitert mit der Vereinbarung nach eigenen Angaben seine Versorgungskapazitäten für zertifiziertes Bio-LNG. Sven Haberkorn, Leiter Einkauf und Tanklager bei Q1, bezeichnet Uniper als weiteren Lieferpartner für das Tankstellennetz. Angaben zu Liefermengen, Laufzeit und Vertragswert machten die Unternehmen nicht. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT

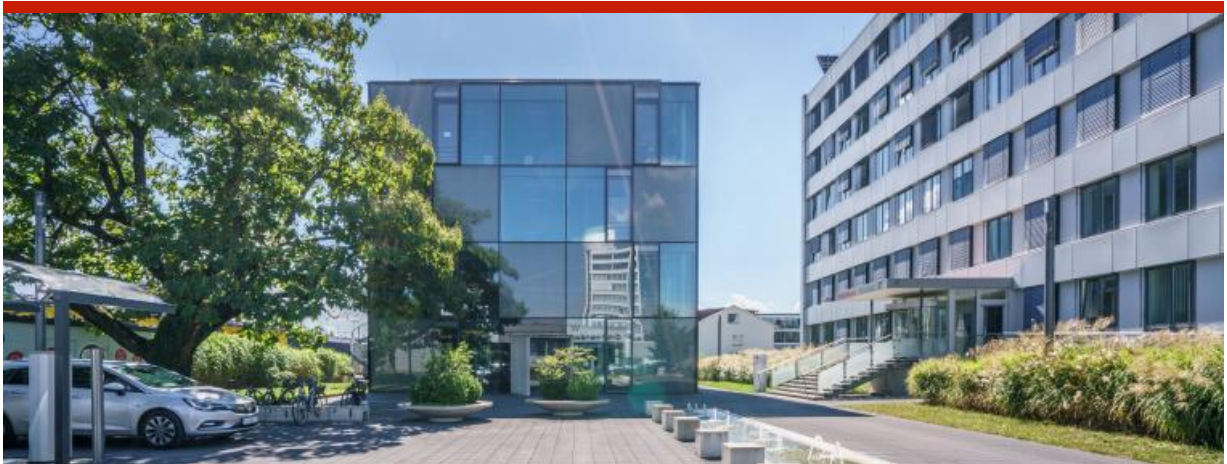


TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Energiewürfel: Kundenzentrum der Stadtwerke Konstanz. Quelle: Stadtwerke Konstanz

Stadtwerke Konstanz investieren trotz Fehlbetrag weiter in Infrastruktur

BILANZ. Die Stadtwerke Konstanz haben 2025 trotz eines Fehlbetrags 31,7 Millionen Euro in Netze, Mobilität und Glasfaser investiert. Nach Verlustausgleich ergibt sich ein Plus.

Die Stadtwerke Konstanz haben das Geschäftsjahr 2025 besser abgeschlossen als ursprünglich erwartet. Nach Steuern weist der Konzern zwar einen Fehlbetrag von 1,7 Millionen Euro aus. Zusammen mit der Ausgleichszahlung der Stadt Konstanz für den Bäderbetrieb ergibt sich jedoch ein positives Gesamtergebnis von rund 3,7 Millionen Euro. Laut einer Mitteilung des Unternehmens entwickelte sich insbesondere das Kerngeschäft stabil und schuf die Möglichkeit für Investitionen in Energieversorgung, Mobilität und digitale Infrastruktur.

Größter Ergebnisträger blieb erneut das Geschäftsfeld Energielösungen. Die Stadtwerke führen dies unter anderem auf eine stabile Kundenbasis, höhere Erdgasabsätze sowie ein erfolgreiches Beschaffungs- und Vertriebsmanagement zurück.

Im Bereich Energienetze investierte das Unternehmen vor allem in den Ausbau des Umspannwerks Weiherhof sowie in die Modernisierung des Stromnetzes. Auch die Trinkwasserversorgung wurde weiter ausgebaut. Die abgegebene Wassermenge stieg leicht auf 5,04 Millionen Kubikmeter. Gleichzeitig flossen Mittel in die Erneuerung von Leitungen und Anlagen.

Verbessert hat sich nach Unternehmensangaben auch das Ergebnis des Fährbetriebs. Obwohl die Zahl der Fahrgäste leicht zurückging, hätten tarifliche Anpassungen und Effizienzsteigerungen die Wirtschaftlichkeit erhöht.

Weiteres Wachstum verzeichnete das Telekommunikationsgeschäft. Die Zahl der Verträge stieg innerhalb eines Jahres von 11.357 auf 12.006, die Umsatzerlöse erhöhten sich auf 7,9 Millionen Euro. Die Glasfaserinfrastruktur wurde weiter ausgebaut. Nach Angaben der Stadtwerke liegt die Glasfaserausbauquote in Konstanz inzwischen bei 58 Prozent.

Geringere Energiekosten helfen der Bädergesellschaft

Auch im öffentlichen Nahverkehr setzte sich die Elektrifizierung fort. Die Stadtwerke Konstanz Mobil GmbH zählte 2025 rund 13,8 Millionen Fahrgäste im Busverkehr. Mit der Inbetriebnahme von 15 weiteren Elektro-Gelenkbussen besteht inzwischen mehr als die Hälfte der Busflotte aus elektrisch angetriebenen Fahrzeugen. Darüber hinaus nahmen die Stadtwerke das Parkhaus Europabrücke in Betrieb und erweiterten die öffentliche Ladeinfrastruktur. Die Zahl der Ladevorgänge sei auf mehr als 45.000 gestiegen, heißt es in der Mitteilung.

Die Bädergesellschaft verbesserte ihr Ergebnis gegenüber dem Vorjahr. Als Gründe nennt das Unternehmen geringere Energiekosten und ein gezieltes Instandhaltungsmanagement. Das Schwaketenbad verzeichnete mit 328.000 Gästen einen neuen Höchststand.

Weniger erfolgreich verlief das Jahr für die Bodensee-Schiffsbetriebe. Mit rund 1,75 Millionen Fahrgästen und einem Umsatz von 21,5 Millionen Euro blieb das Unternehmen unter den Erwartungen. Als Ursachen werden der hohe Anteil an Regentagen während der Saison sowie der zunehmende Wettbewerb durch den öffentlichen Nahverkehr und das Deutschlandticket genannt. Dagegen steigerte die Bodensee-Hafen-Gesellschaft ihren Umsatz auf 1,24 Millionen Euro.



Stadtwerke Konstanz in Zahlen von 2025.
(zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: Stadtwerke Konstanz

Insgesamt investierte die Stadtwerke-Gruppe 2025 rund 31,7 Millionen Euro. Die Mittel flossen vor allem in den Ausbau der Stromnetze, die Elektrifizierung des Busverkehrs, den Glasfaserausbau, die Modernisierung der Wasserversorgung sowie den Bau eines Parkhauses.

Die Zahl der Mitarbeitenden des Konzerns betrug zum Jahresende 1.007 Personen. Nach Unternehmensangaben erbrachten die Stadtwerke zudem kommunale Leistungen im Umfang von 11,7 Millionen Euro, unter anderem für den öffentlichen Nahverkehr, den Bäderbetrieb und über Konzessionsabgaben. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ 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**

EnBW erweitert Geschäft in Italien



Quelle: Fotolia / malp

STROMSPEICHER. EnBW und das spanische Unternehmen Zelestra gehen eine Partnerschaft bei einem Großbatteriespeicherprojekt in Italien ein.

Der Energiekonzern EnBW baut seine Aktivitäten in Italien aus. Dazu hat das Unternehmen mit dem spanischen Erneuerbare-Energien-Unternehmen Zelestra eine Partnerschaft für ein Großbatteriespeicherprojekt in Norditalien vereinbart. Wie EnBW mitteilte, wurde eine langfristige Tolling-Vereinbarung für einen Vier-Stunden-Batteriespeicher mit einer Leistung von 300 MW in der Region Emilia-Romagna abgeschlossen.

Im Rahmen des Vertrags errichtet Zelestra den Batteriespeicher, während sich EnBW die Nutzung von 300 MW der Speicherkapazität langfristig sichert. Grundlage ist eine Tolling-Vereinbarung. Dabei bleibt die Anlage im Eigentum des Projektentwicklers beziehungsweise Betreibers.

Der Vertragspartner erhält nach EnBW-Angaben gegen eine feste Vergütung das Recht, die Speicherkapazität über einen langen Zeitraum zu nutzen und die Erlöse aus deren Einsatz an den Strommärkten zu vereinnahmen. Das Modell ermöglicht dem Betreiber kalkulierbare Einnahmen, der EnBW hingegen den Zugang zu flexiblen Speicherkapazitäten.

„Batteriespeicher entwickeln sich zu einem Eckpfeiler unseres modernen Energiesystems“, erklärte Olivia Barnes, Head of Energy Transition bei EnBW. Für das Unternehmen sei die Vereinbarung ein wichtiger Meilenstein in einem strategisch relevanten Markt. Der Baubeginn des Projekts ist für 2027 vorgesehen, die Inbetriebnahme soll 2028 erfolgen.

Zelestra ist ein international tätiges Unternehmen mit Sitz in Spanien. Es entwickelt und betreibt

Großprojekte in den Bereichen Solarenergie, Windkraft, Batteriespeicher und grüner Wasserstoff. Eigentümer ist die Beteiligungsgesellschaft EQT, die weltweit zu den größten Infrastrukturinvestoren zählt und Vermögenswerte von mehr als 269 Milliarden Euro verwaltet.

Für EnBW stellt die Vereinbarung einen weiteren Schritt beim Ausbau des internationalen Geschäfts dar. Das Unternehmen verweist darauf, dass die Struktur die eigene Position auf dem italienischen Strommarkt stärkt und zugleich die Finanzierung großer Batteriespeicherprojekte erleichtert. Die Gründe für den Bau eines Batteriespeichers in der Emilia-Romagna ähneln den Entwicklungen in Deutschland.

Die norditalienische Region weist einen hohen industriellen Strombedarf auf. Gleichzeitig wächst dort der Anteil erneuerbarer Energien kontinuierlich, insbesondere aus Solar- und Windkraftanlagen. Damit steigt auch der Bedarf an flexiblen Kapazitäten, die Schwankungen in der Stromerzeugung ausgleichen können. Nach Angaben von EnBW zählt die Region daher zu den Märkten mit besonders attraktiven Rahmenbedingungen für Speicherprojekte.

Für EnBW ist Italien kein Neuland. Der Karlsruher Energiekonzern ist dort bereits in mehreren Geschäftsfeldern aktiv. So treibt die Tochtergesellschaft Smatrix EnBW Italia den Aufbau von Schnellladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge voran. Darüber hinaus engagiert sich EnBW auf dem italienischen Strommarkt im Energiehandel sowie bei Flexibilitätslösungen für das Energiesystem. (sag)

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

SWB bietet Verbraucher-Webinare an



Quelle: playgroundai

WÄRME. Das neue Gebäudemodernisierungsgesetz ist in Kraft. Der Bremer Versorger SWB will daher seine Kunden über die neuen Regelungen in kostenlosen Online-Seminaren aufklären.

Vor der parlamentarischen Sommerpause haben Bundestag und Bundesrat das Gebäudemodernisierungsgesetz (GmodG), auch Heizungsgesetz genannt, verabschiedet. Es soll ab dem 21. Juli gelten. „Viele Menschen im Land Bremen fragen sich jetzt, was das für sie bedeutet“, heißt es nun in einer Mitteilung der SWB. Mit kostenfreien Webinaren will das Unternehmen Aufklärungsarbeit leisten.

„Klar ist: Nicht jede Änderung ist ein Nachteil und Entscheidungen wollen gut überlegt sein“, so die SWB. Welche Auswirkungen das Gesetz habe, hänge vom jeweiligen Einzelfall ab. Für einige Haushalte könnten sich die Förderbedingungen sogar verbessern.

Drei Webinare bietet die SWB dazu an. Sie finden am 20. August 2026 zum Thema Solar, am 27. August 2026 zum Thema Wärme sowie am 17. September 2026 zum Thema E-Mobilität statt. Alle Veranstaltungen beginnen jeweils um 16 Uhr. Die Teilnahme ist kostenlos und ohne Vorkenntnisse möglich. Erforderlich ist lediglich eine vorherige Anmeldung.

„Die Wärmepumpe ist ein wichtiger Baustein der Energiewende. Gerade bei einer langfristigen Investition sind verlässliche Rahmenbedingungen wichtig, damit Kundinnen und Kunden Planungssicherheit haben“, sagt Martin Palkies, Leiter der SWB-Webinare. Umso wichtiger sei eine fundierte Beratung, um die passende Lösung und die aktuellen Fördermöglichkeiten im Blick zu behalten.

Darüber hinaus bietet SWB persönliche Energieberatungen an. Wer die Anschaffung einer Photovoltaikanlage, einer Wallbox oder einer Wärmepumpe plant, kann online einen individuellen

Beratungstermin vereinbaren. Dieses Angebot ist für SWB-Kundinnen und -Kunden kostenlos.

SWB begleitet den Umstieg auf eine Wärmepumpe von der Planung über die Installation bis zum Betrieb. Nach der Inbetriebnahme steht das Unternehmen mit einer Service-Hotline weiterhin als Ansprechpartner zur Verfügung. „Ziel ist ein einfacher, sicherer Wechsel zu moderner Wärme“, heißt es abschließend.

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Vattenfall steigert Gewinn im ersten Halbjahr deutlich



Quelle: Elisabeth Redlig

BILANZ. Trotz eines Umsatzrückgangs erzielte der schwedische Vattenfallkonzern eine Gewinnsteigerung im ersten Halbjahr.

Der schwedische Energiekonzern Vattenfall hat im ersten Halbjahr 2026 den Gewinn deutlich gesteigert. Wie auf der Bilanzpressekonferenz online zu hören war, sank zwar der Umsatz um 11 Prozent auf 105,3 Milliarden Schwedische Kronen (SEK) nach 118,5 Milliarden SEK im Vorjahreszeitraum. Gleichzeitig verdoppelte sich das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (Ebit) auf umgerechnet 2,7 Milliarden Euro nach 1,3 Milliarden Euro. Das bereinigte operative Ergebnis erhöhte sich von umgerechnet 1,4 Milliarden Euro auf 2,0 Milliarden Euro.

„Wir berichten über ein starkes Ergebnis für das erste Halbjahr, das uns weiterhin die Möglichkeit gibt, in die fossillfreie Stromerzeugung und die Verteilnetze zu investieren“, sagte Vorstandschefin Anna Borg. Für die kommenden fünf Jahre plant Vattenfall Investitionen von umgerechnet rund 15 Milliarden Euro, der größte Teil davon soll in Schweden erfolgen.

Positiv wirkten sich vor allem die im 1. Quartal deutlich höheren Strompreise in den nordischen Ländern aus. Hinzu kamen eine höhere Erzeugung aus Wasser- und Windkraft sowie eine bessere Entwicklung im Vertriebsgeschäft und im Netzbetrieb. Das operative Ergebnis profitierte insbesondere von höheren Erlösen in der Stromerzeugung, im Windgeschäft, im Vertrieb sowie im Netzsegment.

Weniger positiv verlief dagegen das zweite Quartal. Das Ebit verringerte sich um 20 Prozent auf 451 Millionen Euro. Belastend wirkten längere und vorgezogene Revisionen in den Vattenfall-Kernkraftwerken, geringere Erlöse aus Systemdienstleistungen sowie ein schwächeres Pumpspeichergeschäft in Deutschland. Auch die gesamte Stromerzeugung ging leicht von 50,6 Milliarden kWh auf 49,7 Milliarden kWh zurück, da die geringere Kernkraftproduktion den Zuwachs bei Wasser- und Windkraft übertraf.

Operativ trieb Vattenfall mehrere Projekte voran. Das Gemeinschaftsunternehmen Videberg Kraft entschied sich für Rolls-Royce SMR als Lieferanten für neue kleine Kernreaktoren (SMR) auf der schwedischen Halbinsel Värö. Zudem nahm der Konzern in Schweden den Hybridpark Bruzaholm mit 139 MW Windkraft und einem Batteriespeicher mit 38 MW Leistung beziehungsweise 38 MWh Speicherkapazität in Betrieb.

In Deutschland entwickelte sich das Bild uneinheitlich. Belastend wirkten sich im zweiten Quartal geringere Erträge aus dem Pumpspeichergeschäft aus. Gleichzeitig nahm Vattenfall die Solarparks Juliusburg/Krukow (80 MW) und Nauen (46 MW) in Betrieb. Zudem installierte der Konzern Anfang Juli den ersten Fundamentpfahl für den Offshore-Windpark Nordlicht I in der deutschen Nordsee.

Einen konkreten Ergebnisausblick für das Gesamtjahr 2026 gab Vattenfall nicht. Der Konzern bekräftigt jedoch seine langfristige Investitionsstrategie und sieht stabile politische Rahmenbedingungen sowie einen

verlässlichen europäischen Emissionshandel als Voraussetzung für weitere Investitionen in die Elektrifizierung und fossilfreie Energieversorgung. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

DHL bekommt jetzt auch Onshore-Windkraft-Strom



Quelle: Fotolia / psdesign1

WINDKRAFT. Statkraft und DHL haben einen langfristigen Stromabnahmevertrag (PPA) für Ökostrom aus einem im vergangenen Jahr neu errichteten Onshore-Windpark in Norddeutschland unterzeichnet.

Statkraft wird die DHL Group künftig im Rahmen eines langfristigen Stromlieferungsvertrags mit Windstrom aus einem Onshore-Windpark in Schleswig-Holstein versorgen. Der norwegische Energiekonzern liefert im Rahmen der Vereinbarung jährlich rund 35 Millionen kWh Grünstrom über eine Laufzeit von zehn Jahren.

Dies deckt etwa acht Prozent des aktuellen Strombedarfs des Logistikunternehmens in Deutschland. Erzeugt wird der Strom im Onshore-Windpark Sollwitt-Pobüll in Schleswig-Holstein, der über eine installierte Leistung von 13,2 MW verfügt.

Anna Spinelli, Chief Procurement Officer und Head of Mobility bei der DHL Group, erklärte dazu: „Mit der Integration unseres ersten Onshore-Wind-PPAs erhöhen wir die Stabilität unserer Energieversorgung und fördern direkt den Ausbau neuer erneuerbarer Erzeugungskapazitäten in Deutschland. Zusammen mit unseren Offshore-PPAs kommen wir unserem Ziel, unsere Betriebsabläufe zu dekarbonisieren, damit einen großen Schritt näher.“

Patrick Koch, Head of German Origination bei Statkraft: „Unser PPA-Modell vereint mehrere Vorteile: langfristige Preissicherheit, den Zugang zu erneuerbarem Strom aus neuen Windkraftanlagen und eine maßgeschneiderte Lösung, die genau auf die spezifischen Anforderungen der DHL Group abgestimmt ist.“

Der Onshore-Vertrag mit Statkraft ergänze die bestehenden Offshore-PPA der DHL Group in Deutschland, wie es in einer Mitteilung der Unternehmen heißt. Dies verbessere die lokale Beschaffung, stärke die Versorgungssicherheit und Sorge für langfristige Preisstabilität. (gd) // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM

Wegen technischer Probleme stehen die Daten unseres Dienstleisters derzeit nicht zur Verfügung. Wir bitten, dies zu entschuldigen.

GAS

Wegen technischer Probleme stehen die Daten unseres Dienstleisters derzeit nicht zur Verfügung. Wir bitten, dies zu entschuldigen.

ETS-Reform lässt CO2-Preise steigen



Quelle: E&M

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

Fester haben sich die Energiemärkte zum Wochenschluss präsentiert. Öl steht unter dem Einfluss des eskalierenden Irankriegs ebenso wie Gas, das zudem von weiteren bullischen Faktoren getrieben wird. CO2 reagierte mit kräftigen Zugewinnen auf die Reformvorschläge der EU-Kommission für das ETS, obwohl die Gesamtzahl der Rechte nun weniger schnell abnehmen soll als bislang vorgesehen.

Offenbar hatten sich viele Marktteilnehmer noch weitreichendere Änderungen im Emissionshandel erhofft und wurden nun auf dem falschen Fuß erwischt. Strom nahm die Tendenz bei Gas, Kohle und Öl auf und notierte gleichfalls fester. Der CO2-Markt, der häufig die Gegenrichtung zu Gas und Öl einschlägt, fiel diesmal als ausbalancierender Faktor am Strommarkt aus.

Strom: Überwiegend fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt zum Ende der Arbeitswoche gezeigt. Der Montag wurde mit 114 Euro je Megawattstunde gehandelt und lag damit allerdings deutlich unter dem Preis von 140,75 Euro, der am Donnerstag für den Freitag ermittelt worden war.

Maßgeblich für das Preisgefälle von Freitag auf Montag war die höhere Einspeiseleistung von Wind und Solar, die am ersten Arbeitstag der neuen Woche anfallen sollen. Mit prognostizierten 31,8 Gigawatt liegen diese deutlich über den 20,3 Gigawatt, die die Meteorologen von Eurowind für den Berichtstag ermittelt haben. Für die Folgetage ab Dienstag geht der Wetterdienst von einer etwas geringeren Einspeiseleistung aus als sie für den Montag erwartet wird.

Der Samstag wurde an der Börse mit 82,46 Euro je Megawattstunde im Base und niedrigen 25,92 Euro je Megawattstunde im Peak auktioniert. Die Stunden von 11 bis 17 Uhr waren leicht negativ. Der geringste Preis ergab sich mit minus 2,95 Euro für die Stunde zwischen 15 und 16 Uhr.

Am langen Ende des Strommarktes gewann das Cal 27 bis zum frühen Freitagnachmittag um 1,68 auf 105,22 Euro je Megawattstunde. „Es ist durchaus möglich, dass das Strom-Frontjahr vor dem Hintergrund eines länger andauernden Irankriegs Kurs auf 115 Euro aufnimmt“, so ein Händler mit Blick auf die höheren Preise für die Monate und Quartale.

CO2: Fester haben sich die CO2-Preise am Berichtstag gezeigt. Der Dec 26 gewann bis gegen 13.16 Uhr 1,75 auf 80,94 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt nur 25,3 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 80,98 Euro, das Tief bei 76,92 Euro. Nach der Veröffentlichung der Reformpläne für das EU-ETS sprang der Dec 26 nach oben, der sich zuvor deutlich im Minus befunden hatte.

Offenbar hatten viele Anleger mit einer stärkeren Aufweichung des Emissionshandelsregimes gerechnet. Die Gesamtzahl verfügbarer Rechte für den Ausstoß klimaschädlicher Gase wie CO2 soll laut den Plänen der Kommission langsamer abnehmen als bislang geplant. Konkret strebt die Kommission an, dass ab

2031 mehr Zertifikate zur Verfügung stehen. Derzeit ist vorgesehen, dass es bis 2027 pro Jahr 4,3 Prozent und ab 2028 4,4 Prozent weniger Zertifikate geben soll. Danach soll die Anzahl nun weniger stark abnehmen – nach dem Willen der Behörde von 2031 bis 2035 um 3,7 Prozent und von 2036 bis 2040 um 1,7 Prozent.

Erdgas: Fest haben sich die europäischen Gaspreise am Freitag präsentiert. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.30 Uhr um 2,015 auf 56,850 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE legte der Day-ahead um 0,755 auf 55,805 Euro je Megawattstunde zu.

Neben den bestehenden Herausforderungen der Blockade der Straße von Hormus, niedriger Gasspeicherstände und einer höheren LNG-Nachfrage in Asien dürften nun noch zwei weitere Probleme hinzukommen, die beim Gaspreis für Preisauftrieb sorgen dürften: Das US-LNG-Terminal Freeport fällt bis voraussichtlich Ende August zumindest teilweise aus, sodass die US-LNG-Exporte eingeschränkt sein könnten.

Durch Freeport werden monatlich etwa 2 Milliarden Kubikmeter exportiert, was knapp 12,5 Prozent der US-LNG-Exporte darstellt. Vor allem Europa wird laut den Analysten der Commerzbank die Einschränkungen am Terminal Freeport zu spüren bekommen. 60 bis 70 Prozent der LNG-Exporte gehen von dort aus nach Europa, zwischen 30 bis 40 Prozent nach Asien. Die zweite Herausforderung besteht darin, dass in den USA in den kommenden Wochen weitere Hitzewellen erwartet werden, die den Eigenbedarf der USA erhöhen dürften, wodurch weniger Gas zum Export zur Verfügung stünde. Europa bezieht rund 50 Prozent seiner LNG-Importe aus den USA. (cdg) // VON CLAUD-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt:

Wegen technischer Probleme stehen die Daten unseres Dienstleisters derzeit nicht zur Verfügung. Wir bitten, dies zu entschuldigen.

Strom Terminmarkt:

Wegen technischer Probleme stehen die Daten unseres Dienstleisters derzeit nicht zur Verfügung. Wir bitten, dies zu entschuldigen.

Gas Spot- und Terminmarkt:

Wegen technischer Probleme stehen die Daten unseres Dienstleisters derzeit nicht zur Verfügung. Wir bitten, dies zu entschuldigen.

E&M STELLENANZEIGEN



Mitarbeiter:in im Netzbetrieb Abwasser (w/m/d) - Standort Wilmersdorf

Mitarbeiter:in im Netzbetrieb Abwasser (w/m/d) - Standort Wilmersdorf Job-ID: 4210 Standort: Berlin, ...
in Berlin

vor 2 h

☒ Festanstellung / ☐ Ausbildung ☐ Homeoffice / ☐ Weiterbildung / ☐ Sabbatical



Teamleiter*in Service & Sicherheit (Fahrgastmanagement)

Komm ins #TeamHerzschlag Wer zu uns kommt, bewegt etwas. Eine Millionenstadt zum Beispiel. Un...
in Köln

vor 2 h

☐ Projektleitung ☒ Festanstellung ☐ Homeoffice / ☐ Weiterbildung / ☐ Flexible Arbeitszeit /
Betriebsarzt



Flexibler Nebenjob als Biologie - Nachhilfelehrer*in (w/m/d)

Du suchst einen bedeutungsvollen Nebenjob mit flexibler Zeiteinteilung? Dann bist du hier genau richti...
in Chemnitz

vor 2 h

☒ Minijob ☐ Flexible Arbeitszeit



Mitarbeiter:in im Netzbetrieb Abwasser (w/m/d) - Standort Wilmersdorf

Mitarbeiter:in im Netzbetrieb Abwasser (w/m/d) - Standort Wilmersdorf Job-ID: 4210 Standort: Berlin, ...
in Kleinmachnow

vor 2 h

☒ Festanstellung / ☐ Ausbildung ☐ Homeoffice / ☐ Weiterbildung / ☐ Sabbatical



Flexibler Nebenjob als Biologie - Nachhilfelehrer*in (w/m/d)

Du suchst einen bedeutungsvollen Nebenjob mit flexibler Zeiteinteilung? Dann bist du hier genau richti...
in Gelsenkirchen

vor 2 h

☒ Minijob ☐ Flexible Arbeitszeit

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



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



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

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



Über E&M



E&M Anzeigen-Vertrieb



E&M Mediadaten



E&M Zeitung



E&M Termine



E&M Shop



E&M Firmendatenbank



E&M Glossar

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Mühlfelder Str. 18 a - D-82211 Herrsching

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

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

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

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

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

Folgen Sie E&M auf:

