



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

STROM



168,27 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS



88,79 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

25.000

Energiesperren von Kunden hat der Härtefonds des Hannoveraner Versorgers Enercity in den vergangenen 15 Jahren in etwa verhindert

POLITIK

Grüngasquote:
Große Versprechen,
offene Baustellen

WINDKRAFT

Umspannplattformen
für Windpark
Gennaker installiert

WÄRMENETZ

Enercity erhält
Wärmekonzession
für Hamburger
Grasbrook

Inhalt

TOP-THEMA

→ **POLITIK:** CO2-Preise im nEHS bleiben stabil

POLITIK & RECHT

- **POLITIK:** Grüngasquote: Große Versprechen, offene Baustellen
- **REGULIERUNG:** Gutachten beziffert Bürokratiekosten für Energieunternehmen
- **KLIMASCHUTZ:** Verbände fordern stabiles CO2-Preissignal
- **EUROPA:** EU-Gipfel will neue Instrumente gegen hohe Energiepreise

HANDEL & MARKT

- **REGULIERUNG:** Wasserstoffleitungen sollen später in Betrieb gehen
- **SOZIALES:** Fonds für Härtefälle verhinderte Tausende Energiesperren
- **WASSERSTOFF:** Deutschland ist größter Wasserstoffmarkt Europas
- **GAS:** Afrikanisches Erdgas wird für Europa interessanter

TECHNIK

- **WINDKRAFT:** Umspannplattformen für Windpark Gennaker installiert
- **F&E:** TU Berlin forscht an direkter CO2-Umwandlung

UNTERNEHMEN

- **WÄRMENETZ:** Enercity erhält Wärmekonzession für Hamburger Grasbrook
 - **STROMNETZ:** Baustart für Groß-Batteriespeicher in Bayern
 - **FINANZIERUNG:** Rabot Energy plant virtuelles Kraftwerk
 - **STATISTIK DES TAGES :** Verbraucherpreis für leichtes Heizöl im Schnitt
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Gaspreise bleiben auf Höhenflug
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

CO₂-Preise im nEHS bleiben stabil



Quelle: Deutscher Bundestag / Tobias Koch

POLITIK. Der Bundestag hat die Reform des Brennstoffemissionshandelsgesetzes beschlossen. Der CO₂-Preis im nationalen Emissionshandel bleibt 2027 unverändert zwischen 55 und 65 Euro pro Tonne.

Der Bundestag hat am 15. Oktober mehrheitlich die Novelle des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) verabschiedet. Union, SPD und Grüne unterstützten nach Angaben des Bundestags die Reform. Die AfD stimmte dagegen, die Linke enthielt sich.

Das Gesetz ist Grundlage für das 2021 eingeführte nationale Emissionshandelssystem (nEHS). Unternehmen, die fossile Brenn- und Kraftstoffe wie Erdgas, Heizöl, Benzin und Diesel in Verkehr bringen, müssen für die damit verbundenen CO₂-Emissionen Zertifikate erwerben und abgeben. Die Kosten werden in der Regel an die Verbraucher weitergegeben.

Mit der Gesetzesänderung wird der bisherige Preiskorridor für CO₂-Zertifikate im nationalen Emissionshandel um ein weiteres Jahr verlängert. Auch 2027 soll der Preis wie in diesem Jahr zwischen 55 und 65 Euro je Tonne CO₂ liegen. Damit sollen Preissprünge durch das nEHS verhindert werden.

Mehrere Änderungen am ursprünglichen Entwurf

Hintergrund ist die Verschiebung des europäischen Emissionshandels für Gebäude und Verkehr (EU-ETS 2) auf 2028. Ohne die Gesetzesänderung hätte sich der nationale CO₂-Preis 2027 aus den Preisen im europäischen Emissionshandel gebildet.

Im parlamentarischen Verfahren haben die Koalitionsparteien SPD und CDU mehrere Änderungen am ursprünglichen Regierungsentwurf vorgenommen. So sollen 2027 insgesamt rund 234 Millionen Emissionszertifikate versteigert werden. Ursprünglich wollte die Bundesregierung den erwarteten Zusatzbedarf für 2026 von 40 Millionen Zertifikaten von der Versteigerungsmenge abziehen. Darauf verzichtete der Umweltausschuss in seiner Beschlussempfehlung vom 14. Oktober.

Auch die geplanten Preise für Überschussmengen wurden gegenüber dem Regierungsentwurf gesenkt. Als Überschussmengen werden zusätzliche CO₂-Zertifikate bezeichnet, die der Staat verkauft, wenn die regulär vorgesehene Versteigerungsmenge nicht ausreicht. Der Preis dafür steigt 2027 von bisher 68 auf 71 Euro je Tonne CO₂.

VKU kritisiert Preise für Nachkauf- und Überschussmengen

Davon zu unterscheiden sind sogenannte Nachkaufmengen. Diese können Unternehmen im Folgejahr erwerben, um ihre Abgabepflichten für das Vorjahr zu erfüllen. Hier steigt der Preis von 70 auf 73 Euro je Tonne CO₂.

Nach Angaben des Bundestages führen die Änderungen gegenüber dem Regierungsentwurf zu Mindereinnahmen von rund 400 Millionen Euro im Klima- und Transformationsfonds.

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) begrüßt die zusätzliche Versteigerungsmenge und die damit verbundene Planungssicherheit für Stadtwerke. Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing kritisiert jedoch die höheren Preise für Nachkauf- und Überschussmengen. „Eine faktische Preiserhöhung um 3 Euro pro Zertifikat bleibt eine Preiserhöhung, auch wenn man ursprünglich die Preise um fünf Euro erhöhen wollte.“

Der Verband rechnet erneut mit stark überzeichneten Auktionen und hohen Liquiditätsanforderungen. Insbesondere kleinere und mittlere Stadtwerke könnten dadurch belastet werden. Nach Ansicht des VKU reichen die beschlossenen Änderungen deshalb nicht aus, um steigende CO₂-Kosten zu verhindern.

Die Zertifikatsauktionen waren 2026 von einer erheblichen Überzeichnung geprägt. Ursache war unter anderem die gesetzlich begrenzte Versteigerungsmenge der Zertifikate. Unternehmen erhielten deshalb nur einen Teil der nachgefragten Zertifikate und mussten teilweise auf zusätzliche Mengen zum höheren Festpreis von 68 Euro ausweichen (wir berichteten). (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ABWARTEN UND
TEE TRINKEN, WÄHREND DIE
FAHRPLÄNE
VERSENDET WERDEN.

JETZT TERMIN
VEREINBAREN >

ENERGIE IST UNSERE KOMPETENZ.
SOFTWARE IST UNSERE LEIDENSCHAFT.
WIR SIND ZUVERLÄSSIGE PARTNER.

Soptim



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / nitpicker

Grüngasquote: Große Versprechen, offene Baustellen

POLITIK. Wirtschaftsverbände begrüßen die geplante Grüngasquote, sehen aber offene Fragen bei Anrechnung, Zertifikaten, Kosten und Investitionsanreizen.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), der Deutsche Wasserstoff-Verband (DWV) und der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) sehen in den Eckpunkten der Bundesregierung zur Grüngas- und Grünheizölquote Ansätze für die Dekarbonisierung des Wärmemarkts (wir berichteten). Doch für die Praxis sei die Vorlage aus Berlin noch zu dünn, so der Tenor.

Die Eckpunkte sehen vor, die Quote ab 2028 schrittweise einzuführen. Bis 2040 soll sie in einstelligen Prozentschritten auf 50 Prozent steigen. Anschließend ist ein jährlicher Anstieg um zehn Prozentpunkte bis auf 100 Prozent im Jahr 2045 vorgesehen. Anrechnungsfähig sollen erneuerbare und kohlenstoffarme Brennstoffe sein, die den europäischen Definitionen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) und der Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktrichtlinie entsprechen (wir berichteten).

BDEW: „Noch erheblicher Diskussionsbedarf“

„Das Eckpunktepapier greift wichtige Forderungen der Energiewirtschaft auf. Gleichzeitig besteht noch erheblicher Diskussionsbedarf, bevor aus den Eckpunkten ein Gesetz entsteht“, kommentiert BDEW-Chefin Kerstin Andreae die Überlegungen der Bundesregierung. Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) müsse noch zentrale Fragen klären.

Dazu zählen aus Verbandsicht eindeutige Kriterien für die Zuordnung quotenpflichtiger Kunden, digitale und einfache Nachweise sowie der Verzicht auf parallele Prüf- und Dokumentationspflichten. Lieferanten sollen die Quote für ihr gesamtes Lieferportfolio erfüllen und abrechnen können.

Der Quotenpfad müsse sich an den verfügbaren Mengen orientieren und zugleich Investitionen in zusätzliche grüne Erzeugung anreizen, heißt es. Welche Mengen nachhaltig aus Rest- und Abfallstoffen bereitgestellt werden können, „müsse eine nationale Biomasse- und Biomethanstrategie klären“. Ein weiterer Punkt betrifft die Kostenweitergabe: Unternehmen müssten zusätzliche Beschaffungskosten rechtssicher an ihre Kunden weitergeben können, auch bei bestehenden Verträgen, fordert Andreae.

BEE: Aus Erfahrungen mit der Treibhausgas-Minderungsquote lernen

Der BEE sieht die Eckpunkte aus dem BMW als „Grundgerüst mit Luft nach oben“. Die Eckpunkte setzten keine ausreichenden Anreize für den Markthochlauf aller erneuerbaren Gase, lautet ein Kritikpunkt. Zudem fordert der BEE Schutz vor gefälschten Zertifikaten und eine nachvollziehbare Dokumentation der Lieferbeziehungen. „Gerade bei den handelbaren Zertifikaten muss aus den Erfahrungen mit der Treibhausgas-Minderungsquote gelernt werden“, sagt BEE-Präsidentin Ursula Heinen-Esser.

Der Verband spricht sich außerdem dafür aus, die Möglichkeit zur Übertragung einer Übererfüllung („Banking“) auf das Folgejahr und zum Nachholen fehlender Mengen („Borrowing“) durch einen Korridor zu begrenzen. Damit soll die Lenkungswirkung der Quote erhalten bleiben.

Die benötigten Mengen könnten nach Einschätzung des BEE zu einem großen Teil im Inland erzeugt werden. Als offene Punkte hebt Heinen-Esser die Importkriterien für grüne Gase, die Höhe der Strafzahlungen bei Nichterfüllung, mögliche Obergrenzen für die Übertragung und das Nachholen von Quotenmengen sowie das Zusammenspiel mit anderen Instrumenten hervor.

DWV begrüßt vorgesehene Dreifachanrechnung für grünen Wasserstoff

Der DWV sieht in der Quote zusätzliche Absatzmöglichkeiten für Wasserstoff und Impulse für neue Geschäftsmodelle. Die direkte Versorgung einzelner Gebäude mit Wasserstoff werde voraussichtlich keine tragende Rolle beim Wasserstoffhochlauf spielen. Größere Absatzmärkte erwartet der Verband in Industrie, Verkehr und Energiewirtschaft sowie bei Prozesswärme, Fernwärme und Kraft-Wärme-Kopplung.

„Besonders interessant ist, dass Wasserstoff bei geeigneten industriellen Abnehmern eingesetzt werden und zugleich zur Quotenerfüllung beitragen kann. Diese zusätzliche Chance begrüßen wir ausdrücklich“, erklärt Vorstandsvorsitzender Andreas Kuhlmann.

Die Möglichkeit, industriell eingesetzten Wasserstoff auf die Quote anzurechnen, könne zusätzliche Investitionsanreize schaffen, heißt es beim DWV. Die vorgesehene Dreifachanrechnung für grünen Wasserstoff bewertet der Verband als geeigneten Ansatz. Ihre Wirkung lasse sich jedoch erst beurteilen, wenn auch der Anrechnungsfaktor für kohlenstoffarmen Wasserstoff und die angekündigten Abschmelzpfade feststehen.

Offen seien überdies die Höhe der Ersatzzahlung bei Nichterfüllung, die Kriterien für einen Ausschluss von der Förderung im Rahmen des Industrie-Opt-in und die Bedingungen für die Teilnahme dezentraler Projekte. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



**Schützen,
was uns verbindet.**

IT-Security-Lösungen für eine resiliente Energieversorgung.
Made in Germany. Für unsere digitale Souveränität.

Jetzt handeln >>

Gutachten beziffert Bürokratiekosten für Energieunternehmen



Quelle: Fotolia / ty

REGULIERUNG. Ein Gutachten schätzt die Bürokratiekosten von vier Regelungsbereichen auf 1,6 Milliarden Euro. Die Autoren empfehlen realistischere Fristen, Praxistests und Erfolgskontrollen.

24-Stunden-Lieferantenwechsel, Preisbremsen, dynamische Stromtarife, nationaler Emissionshandel und EU-ETS 2: Die Beratungsgesellschaft PWC hat im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) die bürokratische Belastung von Energieunternehmen durch diese vier Regelungsbereiche untersucht.

In Summe verursachen die regulatorischen Vorgaben Kosten von rund 1,6 Milliarden Euro, schreiben die Analysten. Ihre Hochrechnung wollen sie als „indikative Größenordnung“ verstanden wissen – nicht als Prognose.

Den größten Anteil an den geschätzten Bürokratiekosten hat demnach der 24-Stunden-Lieferantenwechsel mit 831 Millionen Euro. Auf die Energiepreisbremsen entfallen 468 Millionen Euro, auf dynamische Stromtarife 247 Millionen Euro. Die Aufwände im Zusammenhang mit dem nationalen Emissionshandel werden mit 45 Millionen Euro beziffert.

Was das im Einzelfall bedeutet, haben die Autoren modellhaft für einen mittelgroßen Regionalversorger errechnet. Dessen geschätzte Aufwände summieren sich auf 5,4 Millionen Euro. Davon entfallen rund 2,8 Millionen Euro auf den 24-Stunden-Lieferantenwechsel, 1,6 Millionen Euro auf die Energiepreisbremsen, 832.000 Euro auf dynamische Stromtarife und 150.000 Euro auf den Emissionshandel.

Als wesentliche Kostentreiber nennen die Analysten knappe Umsetzungsfristen, komplexe und veränderliche Anforderungen sowie eine aus Sicht der Unternehmen unzureichende Einbindung der Praxis. Hinzu kommen technische Abhängigkeiten und parallel laufende IT- und Prozessvorhaben. Als weiteren Knackpunkt heben sie hervor, dass regulatorisch bedingte Arbeiten mit anderen betrieblichen Aufgaben um Personal und finanzielle Mittel konkurrieren.

Ausgewiesene Erfüllungsaufwände viel zu gering

Eine „erhebliche Diskrepanz“ macht das Gutachten zwischen den in den jeweiligen Regelungsvorhaben ausgewiesenen Erfüllungsaufwänden und den ermittelten Aufwänden deutlich. Beispiel Energiepreisbremsen: Die Politik ging im Jahr 2022 von 217,9 Millionen Euro aus, davon etwa 160,4 Millionen Euro für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen; 2023 wurden zusätzlich einmalig 40,1 Millionen veranschlagt. Summa summarum noch nicht einmal die Hälfte der Kosten, die die Gutachter ermittelt haben.

„Die ex ante ausgewiesenen Aufwände erfassen die vollzugsrelevanten Umsetzungsrealitäten in Massenprozessen und IT-Systemen nur unvollständig und unterschätzen die tatsächliche Belastung der Unternehmen daher systematisch“, stellen die Analysten fest. „Besonders belastende Vorhaben werden zudem gerade dann nicht bewertet, wenn sie als europarechtlich determiniert eingeordnet oder über Festlegungen der Regulierungsbehörde umgesetzt werden“, heißt es weiter.

Um den Aufwand zu begrenzen, empfehlen sie, die Kosten neuer Vorgaben bereits vor ihrer Einführung systematisch zu erfassen. Dabei sollten neben Verwaltungs- und Berichtspflichten auch IT-Anpassungen, Prozessänderungen, Personalbedarf und Wechselwirkungen mit anderen regulatorischen Vorhaben berücksichtigt werden.

Zudem sollten Unternehmen und Branchenvertreter frühzeitig an der Entwicklung und Erprobung neuer Anforderungen beteiligt werden. Praxistests und ausreichende Vorlaufzeiten könnten dazu beitragen, technische Probleme vor der Einführung zu erkennen. Für künftige Regelungsvorhaben schlagen die Gutachter eine Checkliste mit fünf Prüffeldern vor: Notwendigkeit und Angemessenheit der Maßnahme, vollständige Kosten-Nutzen-Analyse, praktische Umsetzungsreife, technische Abhängigkeiten und Fristen sowie eine verbindliche nachträgliche Evaluation mit Korrekturmöglichkeiten.

BDEW: Unternehmen frühzeitig einbeziehen

Der BDEW will auf Basis des Gutachtens den Regelgebern ins Gewissen reden. „Wir wollen die Studienergebnisse mit Politik, Ministerien und Regulierungsbehörden erörtern, um Bürokratiekosten und Umsetzungsrisiken künftig frühzeitig zu erkennen und unnötige Belastungen zu vermeiden“, kommentiert die Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung, Kerstin Andreae, die Ergebnisse.

„Neue Regeln müssen deshalb von Anfang an so gestaltet sein, dass sie in den Unternehmen effizient und tragfähig umgesetzt werden können. Dazu gehört, die Erfahrungen der Unternehmen frühzeitig einzubeziehen. Vorgaben müssen eindeutig feststehen, bevor Umsetzungsfristen beginnen“, so Andreae. Auch nach Inkrafttreten einer Vorgabe gelte es zu überprüfen, „ob sie ihr Ziel erreicht und welche Kosten tatsächlich entstehen.“

Das Gutachten mit dem Titel „**Bürokratiekosten in Energiehandel/-vertrieb**“ steht auf der Website des BDEW als Download bereit. (mf) // **VON MANFRED FISCHER**

[^ Zum Inhalt](#)

Verbände fordern stabiles CO₂-Preissignal



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

KLIMASCHUTZ. Vor der Reform des europäischen Emissionshandels warnen 25 Wirtschafts- und Investorenorganisationen vor Eingriffen. Sie fordern zudem, CO₂-Erlöse gezielt zu investieren.

In einem offenen Brief vom 14. Oktober warnen 25 europäische Wirtschafts- und Investorenverbände vor einer Abschwächung des EU-Emissionshandels. Adressaten sind EU-Ratspräsident Antonio Costa und die Mitglieder des Europäischen Rates.

Anlass ist die Reform des Emissionshandels für Energiewirtschaft und Industrie (ETS 1), die im ersten Quartal 2027 laut gemeinsamer EU-Roadmap zwischen dem Europäischen Parlament und dem Rat abschließend vereinbart werden soll.

Die Unterzeichner fordern ein verlässliches CO₂-Preissignal. Zu ihnen zählen Eurelectric, Wind Europe, Solar Power Europe, Nuclear Europe, die Investoreninitiative IIGCC und der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW).

Die von den Verbänden vertretenen Branchen wollten bis 2050 Beträge in Billionen-Höhe in klimafreundliche Energie, Netze und industrielle Technologien investieren. Dafür seien verlässliche Regeln nötig, die emissionsarme Technik wirtschaftlich attraktiver machten.

Seit Einführung des EU-Emissionshandels 2005 seien die Emissionen der erfassten Sektoren um rund 50 Prozent gesunken, während die EU-Wirtschaft um rund 30 Prozent gewachsen sei, so die Unterzeichner. Dies zeige, dass CO₂-Bepreisung und Wachstum vereinbar seien.

Der Brief enthält vier Forderungen:

Erstens soll die Obergrenze für Emissionszertifikate einem vorhersehbaren Reduktionspfad folgen. Auch die Marktstabilitätsreserve müsse nach festen Regeln funktionieren. Kurzfristige Eingriffe oder zusätzliche Flexibilitäten dürften das CO₂-Preissignal nicht schwächen, da es die Grundlage für langfristige Investitionen sei.

Zweitens sollen mindestens 50 Prozent der ETS-1-Einnahmen in die Dekarbonisierung der erfassten Sektoren fließen. Hierfür nennen sie den geplanten Investment Booster, den Innovationsfonds und die Europäische Dekarbonisierungsbank (Industrial Decarbonisation Bank, IDB). Diese ist ein geplantes Förderinstrument der EU, das Investitionen in die klimaneutrale Umstellung der europäischen Industrie finanzieren soll.

Vorrang sollen ausgereifte, breit einsetzbare Verfahren haben, wie etwa die direkte Elektrifizierung. Die übrigen ETS-Einnahmen seien für Klima- und Energiezwecke wie Effizienzmaßnahmen zu verwenden. Der Modernisierungsfonds solle wirtschaftlich schwächere Mitgliedstaaten unterstützen.

Drittens sollen kostenlose Emissionszertifikate gezielt vergeben und mit der Einführung des europäischen CO₂-Grenzausgleichs (CBAM) abgestimmt werden. Auch Branchen außerhalb des CBAM müssten vor einer Verlagerung der Produktion in Länder mit geringeren Klimaschutzauflagen geschützt werden.

Kostenlose Zertifikate sollten an glaubwürdige Dekarbonisierungspläne und Investitionszusagen in Europa gebunden sein. Die Auflagen dürften weder übermäßige Bürokratie verursachen noch Unternehmen benachteiligen, die bereits investiert haben.

Viertens lehnen die Verbände internationale Klimaschutzzertifikate als Ersatz für Emissionsminderungen innerhalb des ETS 1 ab. Allenfalls ein begrenzter, indirekter Einsatz nach strengen Qualitätsstandards sei vertretbar. Mittel dürften nicht von Europas industrieller Transformation abgezogen werden.

Wie umstritten die kostenlose Zuteilung ist, zeigt ein weiterer Brief vom 14. Oktober. Verbände energieintensiver Industrien fordern darin, kostenlose Zertifikate nicht an Investitionspflichten zu binden.

Sie warnen vor Wettbewerbsnachteilen und Produktionsverlagerungen.

In Deutschland löst die ETS-1-Reform ein unterschiedliches Echo aus. Umweltminister Carsten Schneider (SPD) will einen starken Emissionshandel, hält für energieintensive Betriebe aber Flexibilität für nötig. Währenddessen wandten sich acht Umweltverbände am 9. Oktober an Kanzler Friedrich Merz (CDU), Umweltminister Schneider und Wirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) und forderten einen verbindlichen Reduktionspfad. (fw) // [VON FRITZ WILHELM](#)

[^ Zum Inhalt](#)

EU-Gipfel will neue Instrumente gegen hohe Energiepreise



Quelle: Shutterstock / Lightspring

EUROPA. 100 Milliarden Euro hat die EU seit dem Iran-Krieg zusätzlich für Energie-Importe bezahlt. Kanzler Merz und die EU-Kollegen wollen mehr gemeinsames Vorgehen gegen die hohen Preise.

Angesichts der Energiepreiskrise wollen die Staats- und Regierungschefs der Europäischen Union neue Instrumente zur Senkung der Kosten. In einer gemeinsamen Erklärung im Rahmen eines Treffens in Brüssel bitten sie die Europäische Kommission, entsprechende Maßnahmen zu erarbeiten und vorzulegen. Die derzeitige Lage erfordere dringend eine koordinierte europäische Reaktion mit gezielten und befristeten Maßnahmen.

Wie die Vorschläge im Einzelnen aussehen sollen, blieb zunächst offen. Begrüßt werden der bereits von der Kommission getätigte Vorstoß zur Lockerung von bestimmten Klimaschutzregeln für das Treibhausgas Methan sowie geplante Initiativen wie zur freiwilligen Bündelung der Energienachfrage, um die Preise zu senken.

Der Emissionshandel soll nach dem Willen der EU-Spitzen zudem verlässlicher und berechenbarer werden. Um starke Preisschwankungen zu vermeiden, fordern die Staats- und Regierungschefs außerdem, das laufende Gesetzgebungsverfahren zur sogenannten Marktstabilitätsreserve schneller voranzutreiben - ein Mechanismus, der den Handel mit Klimazertifikaten stabilisieren soll. Solche müssen bestimmte energieintensive Unternehmen erwerben, damit sollen Emissionen reduziert werden.

Ab 2028 gilt in der EU auch für Brennstoffe wie Benzin und Erdgas ein weiteres Emissionshandelssystem. Die Staats- und Regierungschefs fordern die Kommission nach Druck von Ländern wie Italien in ihrer Erklärung weiter auf, zu prüfen, welche Folgen das neue System hat. Es soll künftig beispielsweise Heizen und Autofahren mit einem CO2-Preis belegen. // [VON DPA](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / nitpicker

Wasserstoffleitungen sollen später in Betrieb gehen

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur will die Inbetriebnahme einzelner Wasserstoffleitungen zeitlich verschieben. Betroffen sind 22 Projekte. Eine erneute Konsultation läuft.

Aktuelle Erkenntnisse hinsichtlich des Wasserstoffhochlaufs haben die Bundesnetzagentur bewogen, Leitungsmaßnahmen von Netzbetreibern erneut zu hinterfragen. Die Bonner Behörde erwägt 22 Maßnahmen zeitlich zu verschieben.

Gegenüber den Inbetriebnahmetermenen, die der im Juni dieses Jahres vorgelegte zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Gas und Wasserstoff enthält, sollen die Projekte zwischen einem und sieben Jahren in die Zukunft rutschen. Als Hintergrund nennt der Regulierer die „Entwicklung einer kosteneffizienten und bedarfsgerechten Netzstruktur“.

Spätere Inbetriebnahmen können sich auf die geplante Kapazitätsbereitstellung für Projekte auswirken, die künftig an die betroffenen Leitungen angeschlossen werden sollen, heißt es. Die Bundesnetzagentur hat daher „ausnahmsweise“ eine erneute Konsultation gestartet. Sie will in Erfahrung bringen, ob eine Verschiebung der Inbetriebnahmetermine die Planungen der angeschlossenen Projekte beeinträchtigt. Stellungnahmen sind bis zum 25. Oktober möglich.

Zu den Projekten, bei denen die Inbetriebnahmen lange verschoben werden sollen, gehören die Leitungen Buchholz-Apollensdorf und Ketzin-Buchholz, Netzbetreiber ist in beiden Fällen Ontras. Statt im Juni 2028 sollen die Wasserstoffleitungen im Dezember 2035 in Betrieb gehen.

Ein Jahr später starten soll Leitung Rastede-Westerstede des Betreibers GTG-Nord. Der Bundesnetzagentur schwebt der Dezember 2030 als neuer Starttermin vor.

Stellungnahmen zu den Terminverschiebungen können bis zum 25. Oktober 2026 abgegeben werden. Eine Übersicht über die betroffenen Projekte findet sich hier: [Konsultation zur Betroffenheit von Projekten bei zeitlicher Verschiebung von Inbetriebnahmedaten einzelner Maßnahmen für das Wasserstoffnetz im NEP Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045](#) (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Warum kompliziert verdrehen?

reev macht aus komplex ziemlich einfach.

reev Energiemanagement und Ladeinfrastruktur einfach gemacht

Fonds für Härtefälle verhinderte Tausende Energiesperren



Hannovers Sozialdezernentin Sylvia Bruns und Christian Haferkamp, Vorsitzender des Härtefonds. Quelle: Enercity / P. Sonnack

SOZIALES. Der Enercity Härtefonds hat nach Unternehmensangaben in den vergangenen 15 Jahren rund 25.000 drohende Energiesperren verhindert.

Bankkonto leer, Energierechnung offen, weiterhin Strom und Wärme – seit 15 Jahren hilft in Hannover ein Fonds für Härtefälle Menschen in Not, eine Strom- oder Gassperre abzuwenden. Jetzt hat der „Enercity Härtefonds“, den der hannoversche Energieversorger gemeinsam mit der niedersächsischen Landeshauptstadt 2011 ins Leben gerufen hat, Zwischenbilanz gezogen.

Rund 25.000 Energiesperren seien seither verhindert worden, jährlich würden im Schnitt 1.650 Menschen in Stadt und Region unterstützt, resümiert Enercity. Die Zahl der Energiesperren sei seit der Einführung des Modells um rund 60 Prozent zurückgegangen. Die Unterstützungsleistungen beziffert der Versorger auf insgesamt mehr als 420.000 Euro.

„Der Fonds steht für schnelle und unbürokratische Hilfe in schwierigen Lebenssituationen“, schildert Enercity-Vertriebschef Christian Haferkamp, der Vorsitzender des Härtefonds-Vereins ist. Mehr als die Hälfte der Anträge stammten von Familien mit minderjährigen Kindern oder Alleinerziehenden. Weitere Gründe für eine Unterstützung seien insbesondere Krankheiten, gesundheitliche Einschränkungen und hohes Alter. „Hinter jedem Antrag steht ein Mensch, der durch unvorhersehbare Ereignisse in wirtschaftliche Not geraten ist“, betont Haferkamp.

Kooperation mit dem Jobcenter

Sylvia Bruns, Sozialdezernentin der Landeshauptstadt Hannover, verweist auf die Zusammenarbeit zwischen Stadt und Unternehmen. Seit 15 Jahren stehe der Härtefonds „für gelebte Solidarität in Hannover und für die Verantwortung, Menschen in schwierigen Lebenslagen nicht allein zu lassen“.

Der Härtefonds arbeitet mit dem Jobcenter der Region Hannover und den Sozialbehörden der Landeshauptstadt zusammen. Während diese Stellen mögliche Leistungsansprüche prüfen, setzt Encicity in Härtefällen den Mahn- und Sperrprozess vorübergehend aus.

Werden Sozialleistungen bewilligt, können damit Energieschulden beglichen und Sperren vermieden werden. Greift keine staatliche Unterstützung, leistet der Fonds einmalige Hilfen für Kunden.

In Deutschland gab es 2025 laut Bundesnetzagentur knapp 254.000 Stromsperrungen bei Haushaltskunden. Das entspricht einem Anstieg von rund 3,5 Prozent gegenüber 2024. Die Zahl der Gassperren lag im vergangenen Jahr 2025 bei 34.000 – etwa ein Prozent weniger als 2024. (mf)

// VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Deutschland ist größter Wasserstoffmarkt Europas



Quelle: Shutterstock / petrmalinak

WASSERSTOFF. Deutschland ist zugleich größter Nachfragemarkt, führender Baustandort und stark auf Importe angewiesen. Das und mehr steht im Clean Hydrogen Report 2026 von Hydrogen Europe.

Deutschland steht beim Hochlauf erneuerbaren Wasserstoffs in Europa an der Spitze – sowohl bei der erwarteten Nachfrage als auch bei den Projekten im Bau. Nach dem jährlichen Clean Hydrogen Report des Dachverbandes Hydrogen Europe besteht hierzulande jedoch weiter eine erhebliche Lücke zwischen dem politisch ausgelösten Bedarf und den bislang gesicherten Produktionskapazitäten.

Für 2030 rechnet der Dachverband in Deutschland mit einer durch EU- und nationale Vorgaben ausgelösten Nachfrage nach RFNBO-Wasserstoff (erneuerbaren, aber nicht biologischen Ursprungs) von 700.000 Tonnen pro Jahr. Damit ist Deutschland der größte einzelne Markt in der EU – fast doppelt so groß wie die Niederlande mit 400.000 Tonnen. Die Schätzung beruht auf den europäischen Vorgaben der EU-Erneuerbaren-Richtlinie (RED III) und der ReFuelEU-Verordnung sowie auf den nationalen Umsetzungs- und Entwurfsregelungen.

Für die Industrie sieht die RED III vor, dass 2030 mindestens 42 Prozent des eingesetzten Wasserstoffs aus der RFNBO-Kategorie stammen sollen. Die Verpflichtung richtet sich zunächst an die Mitgliedstaaten, nicht automatisch an einzelne Unternehmen.

Bautätigkeit: Deutschland vor Schweden

Mit 1.300 MW Elektrolyseleistung im Bau ist Deutschland europaweit führend, gefolgt von Schweden mit 800 MW. Zusammen entfallen damit mehr als die Hälfte der europäischen Bauprojekte auf beide Länder. Insgesamt befinden sich in Europa 3.700 MW im Bau; 677 MW sind in Betrieb.

Zu den deutschen Großprojekten zählen nach der Erhebung unter anderem das GET-H2-Nukleus-Projekt in Lingen mit 300 MW, der Hamburg Green Hydrogen Hub mit 100 MW sowie das Stahlprojekt Salzgitter Salcos mit 100 MW. Während in Europa Raffinerien und die Stahlindustrie die im Bau befindlichen

Elektrolysekapazitäten dominieren (54 Prozent und 31 Prozent), ist Deutschland vor allem wegen seiner großen chemischen und stahlbezogenen Industrie ein zentraler Abnehmermarkt.

Deutschland beim politischen Rahmen vergleichsweise weit

Hydrogen Europe bewertet die deutsche Umsetzung der RED III im Verkehrssektor positiv. Die nationalen Quoten reichen dem Verband zufolge bis 2040, sind ambitioniert genug, um auch den direkten Einsatz von RFNBO als Kraftstoff zu fördern und werden durch eine hohe Sanktion bei Nichterfüllung abgesichert. Negativ bewertet wird allerdings, dass die Schifffahrt aus der deutschen Regelung ausgenommen ist.

Beim Industriesektor fällt das Urteil zurückhaltender aus: Trotz der Größe des deutschen Marktes fehle bislang ein vollständig belastbarer Plan, um das 42-Prozent-Ziel für 2030 zu erreichen. Als positives Beispiel nennt der Bericht staatliche Beihilfen für die drei großen deutschen Primärstahlhersteller, die an einen schrittweise steigenden Einsatz von RFNBO gekoppelt sind.

Kapazitätslücke trotz Führungsposition

Für Deutschland errechnet Hydrogen Europe einen zusätzlichen Bedarf von 5.800 MW Elektrolyseleistung bis 2030. Dem stehen in der Projektpipeline 4.500 MW gegenüber. Deutschland liegt mit der Differenz hinter Polen und Belgien, aber deutlich vor Italien, das einen kleineren Abstand von 700 MW aufweist.

Spanien und Finnland haben nach der Analyse dagegen einen großen potenziellen Produktionsüberschuss. Das unterstreicht die Bedeutung grenzüberschreitender Wasserstofflieferungen: Deutschland wird nach Einschätzung des Verbandes auf Importe und europäische Pipelineverbindungen angewiesen sein, um seinen Bedarf wirtschaftlich zu decken.

Netzentgelte und Importabhängigkeit als Risiken

Ein weiterer Standortfaktor sind die Stromnetzentgelte. Deutschland gehört laut Bericht zu den Ländern mit hohen Netzentgelten; Elektrolyseure profitieren derzeit jedoch von einer besonderen Entgeltbefreiung. Die Bundesnetzagentur hatte im August 2026 vorgeschlagen, diese Befreiung von August 2029 an schrittweise zu beenden; für ausschließlich erneuerbaren oder niedrigkarbonigen Wasserstoff produzierende Anlagen wären dann Kapazitätsentgelte von 5 Cent pro Kilo Wasserstoff vorgesehen.

Zum Vergleich: In Frankreich liegen Netzentgelte und Abgaben für Elektrolyseure laut Bericht bei 15 Cent, in Polen können sie mehr als 5 Euro ausmachen. Netzentgelte machen bei einem typischen netzgebundenen Projekt in Europa laut Hydrogen Europe rund ein Viertel der Produktionskosten aus. Ob die nationalen Ziele erreichbar sind, hängt nach der Analyse weniger an der Zahl angekündigter Projekte als daran, ob ausreichend gesicherte Abnahmeverträge, Infrastruktur und planbare Rahmenbedingungen entstehen. (geo) // VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)

Afrikanisches Erdgas wird für Europa interessanter



Quelle: Shutterstock / Igor Grochev

GAS. Neue Fördergebiete und Investitionen könnten Afrikas Bedeutung für den internationalen LNG-Markt erhöhen. Auch für europäische Abnehmer entstehen zusätzliche Bezugsquellen.

Laut einer Prognose von BMI, einem Unternehmen der Fitch Solutions Group, könnten die LNG-Exporte Subsahara-Afrikas von 35,7 Milliarden Kubikmetern im Jahr 2024 auf rund 98 Milliarden Kubikmeter im Jahr 2034 steigen.

Neben den etablierten Exportländern Algerien, Ägypten, Nigeria und Angola dürften künftig insbesondere Mosambik sowie neue oder expandierende Anbieter in West- und Zentralafrika wie Mauretanien, Senegal und die Republik Kongo zusätzliche Mengen an Flüssigerdgas auf den Weltmarkt bringen.

Das Erdgas aus Subsahara-Afrika gewinnt für europäische Abnehmer als zusätzliche Bezugsquelle an Bedeutung. Nach dem weitgehenden Wegfall russischer Pipeline-Lieferungen hat Europa seine LNG-Importe deutlich ausgeweitet. Zusätzliche Lieferungen aus Afrika könnten zur Diversifizierung beitragen und die Abhängigkeit von einzelnen Exportländern verringern. Hinzu kommt, dass die Transportwege von Westafrika zu europäischen LNG-Terminals häufig kürzer sind als aus anderen Lieferregionen.

Auch die Präsenz westlicher Energiekonzerne erleichtert die Anbindung afrikanischer Projekte an den europäischen Markt. Unternehmen wie Shell, TotalEnergies, BP, Eni und Equinor sind an zahlreichen Förder- und LNG-Projekten beteiligt. Ob zusätzliche Mengen tatsächlich nach Europa gelangen, hängt allerdings von den Abnahmeverträgen und den Preisentwicklungen auf den internationalen Gasmärkten ab.

Angesichts der europäischen Klimaziele und eines langfristig voraussichtlich sinkenden Erdgasverbrauchs bleibt die Bereitschaft europäischer Abnehmer begrenzt, neue Projekte durch Lieferverträge mit Laufzeiten von mehreren Jahrzehnten abzusichern. Für die Finanzierung neuer LNG-Anlagen sind solche Verträge jedoch häufig entscheidend, da sie künftige Einnahmen absichern.

Asiatische Unternehmen übernehmen Projektrollen

Vor diesem Hintergrund gewinnen asiatische Unternehmen im afrikanischen Erdgassektor an Gewicht. Sie treten als Anteilseigner, LNG-Abnehmer, Anlagenbauer oder Finanzierer auf. Der chinesische Erdölkonzern CNPC und das koreanische Unternehmen Kogas sind beispielsweise am Projekt „Coral North“ in Mosambik beteiligt. Zum Konsortium von Mozambique LNG gehören außerdem Unternehmen aus Indien, Japan und Thailand.

Bei Coral North übernehmen JGC aus Japan und Samsung Heavy Industries aus Südkorea gemeinsam mit der französischen Technip Energies wesentliche Planungs- und Bauleistungen. Die schwimmende LNG-Anlage soll jährlich rund 3,6 Millionen Tonnen Flüssigerdgas produzieren. Der Produktionsbeginn ist für 2028 vorgesehen.

Neben LNG-Projekten könnten langfristig auch neue Pipelineverbindungen zusätzliche Gaslieferungen nach Europa ermöglichen. Die geplante Transsahara-Gaspipeline soll Nigeria über Niger mit Algerien verbinden. Dort besteht bereits eine Infrastruktur für den Gasexport nach Europa. Am 4. Juni 2026 begann offiziell der Bau des algerischen Teilstücks. Die mehr als 4.000 Kilometer lange Leitung soll jährlich rund 30 Milliarden Kubikmeter Erdgas transportieren können.

Ein weiteres Vorhaben ist die Nigeria-Morocco Atlantic Gas Pipeline. Sie soll Nigeria entlang der westafrikanischen Küste mit Marokko und perspektivisch mit dem europäischen Gasnetz verbinden. Das Projekt befindet sich weiterhin in der Planungs- und Finanzierungsvorbereitung.

// VON MAXIMILIAN KLING

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: 50 Hertz

Umspannplattformen für Windpark Gennaker installiert

WINDKRAFT. Der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz hat zwei Offshore-Umspannplattformen für den Windpark Gennaker in der Ostsee errichtet.

Beim Netzanschluss des Offshore-Windparks Gennaker in der Ostsee ist ein weiterer Bauabschnitt abgeschlossen. Der Berliner Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz hat die beiden Umspannplattformen „OSS Darß“ und „OSS Zingst“ vor der Halbinsel Fischland-Darß-Zingst in Mecklenburg-Vorpommern installiert.

Nach Angaben des Unternehmens vom 16. Oktober liegen die Arbeiten für das Netzanbindungssystem OST-6-1 sowohl auf See als auch an Land im Zeitplan. Die Netzanbindung mit 927 MW Übertragungsleistung soll 2028 in Betrieb gehen.

Die beiden Plattformen befinden sich innerhalb der deutschen Zwölf-Seemeilen-Zone, dem sogenannten Küstenmeer. Für die Installation kam das mehr als 380 Meter lange Errichterschiff „Pioneering Spirit“ des Schweizer Offshore-Dienstleisters Allseas zum Einsatz. Das Schiff kann komplette Plattformen mit einem Gewicht von bis zu 60.000 Tonnen anheben.

Zunächst wurden die stählernen Unterkonstruktionen, sogenannte Jackets, auf dem Meeresboden verankert. Anschließend hoben die Schwerlastkräne des Schiffs die jeweils mehrere Tausend Tonnen schweren Plattformaufbauten auf die Fundamente.

Auf den beiden Offshore-Plattformen soll künftig der Strom der insgesamt 63 Windenergieanlagen des Windparks Gennaker zusammengeführt werden. Transformatoren erhöhen dort die Spannung von 66 kV auf 220 kV.

Anders als bei Konverterplattformen wird der gerntete Wechselstrom nicht in Gleichstrom umgewandelt. Eine solche Umwandlung ist bei der vergleichsweise kurzen Entfernung zur Küste nicht erforderlich. Die Wechselstromanbindung ist technisch weniger aufwendig und kostengünstiger als eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ).

Über drei Kabelsysteme wird der Strom anschließend zum Festland und weiter zum neuen Umspannwerk Gnewitz in Mecklenburg-Vorpommern transportiert. Die Kabeltrasse des Netzanbindungssystems OST-6-1

erreicht eine Gesamtlänge von rund 90 Kilometern. Davon verlaufen bis zu 53 Kilometer durch die Ostsee und rund 35 Kilometer über Land.

Entwickelt und betrieben wird der Windpark Gennaker von der OWP Gennaker GmbH & Co. KG, einem Gemeinschaftsunternehmen von Skyborn Renewables und den Stadtwerken München. Die Inbetriebnahme des Windparks ist ebenfalls für 2028 vorgesehen. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Energie & Management | WEBINAR

Was Netzbetreiber von der Verteidigung lernen können: Schutz von Umspannwerken mit msg.MOEWE

26.11.2026 | 14:00 Uhr | Online

[Jetzt kostenfrei anmelden >](#)

msg

TU Berlin forscht an direkter CO₂-Umwandlung



Quelle: Shutterstock / Black Salmon

F&E. CO₂ soll sich mithilfe von Strom direkt in Grundstoffe für synthetische Kraftstoffe umwandeln lassen. Die TU Berlin entwickelt dafür in zwei Forschungsprojekten die Technik weiter.

Wie lässt sich Kohlendioxid als Rohstoff nutzen, ohne zuvor Wasserstoff herstellen zu müssen? Mit dieser Frage beschäftigen sich zwei Forschungsprojekte an der Technischen Universität Berlin (TU Berlin). Das Fachgebiet Technische Elektrochemie und Elektrokatalyse erhält dafür insgesamt rund 2,6 Millionen Euro. Dies teilte die TU Berlin am 15. Oktober mit.

Bei bislang üblichen Verfahren zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe entsteht zunächst Wasserstoff: Strom aus erneuerbaren Energien spaltet Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Anschließend wird der Wasserstoff zusammen mit CO₂ zu Ausgangsstoffen für die Kraftstoffproduktion verarbeitet. Die Berliner Forscher wollen diesen Zwischenschritt umgehen. Sie setzen CO₂ und Wasser unmittelbar in einer elektrochemischen Zelle um. Mit Strom entstehen dabei Stoffe, die sich anschließend chemisch weiterverarbeiten lassen.

Im Labor funktionieren die entscheidenden Reaktionen bereits. „Jetzt geht es darum, die Elektrolyseure effizienter, langlebiger und größer zu machen“, sagt Peter Strasser, Leiter des beteiligten Fachgebiets. Die beiden Projekte setzen dafür an unterschiedlichen Stellen an.

Ethylen als Baustein für Flugkraftstoff

Im Projekt „JETHylen“ steht Ethylen im Mittelpunkt. Der chemische Grundstoff lässt sich aus CO₂ gewinnen und anschließend zu längeren Kohlenwasserstoffen verbinden, aus denen synthetischer Flugkraftstoff hergestellt werden kann. Laut TU Berlin könnte die direkte Umwandlung die Prozesskette verkürzen und den Energiebedarf verringern, weil mehrere Schritte bei relativ niedrigen Temperaturen ablaufen.

Die Projektpartner wollen die Spannung in den Elektrolysezellen von derzeit rund 4,5 auf 2,5 Volt senken. Gemeinsam mit weiteren Verbesserungen soll das die Energieeffizienz von etwa 27 auf 50 Prozent steigern. Als weiteres Ziel nennt die Hochschule einen stabilen Betrieb über mindestens 1.000 Stunden. Auch die Größe der Zellen soll zunehmen: Während vergleichbare Laboranlagen meist Elektrodenflächen von etwa zehn Quadratzentimetern nutzen, sind zunächst mehrere Hundert Quadratzentimeter geplant. Für eine spätere industrielle Anwendung sollen Konzepte mit bis zu 0,5 Quadratmetern entstehen.

Koordiniert wird „JETHylen“ von Siemens Energy (München). Beteiligt sind außerdem das Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik IGB (Stuttgart), der Luftverkehrs-Thinktank Bauhaus Luftfahrt (Taufkirchen) und die TU Berlin. Das Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt (BMFTR) fördert das Vorhaben im Rahmen der Fördermaßnahme „Disruptive Ansätze zur industriellen Nutzung von CO₂ (DISCO₂)“. Es läuft von März 2026 bis Februar 2029. Die TU Berlin erhält rund eine Million Euro.

Neue Zellen sollen stabiler arbeiten

Das zweite Forschungsprojekt läuft unter dem Namen „INNOCELL“. Die Forscher untersuchen darin, wie sich die Umwandlung in größeren Zellen zuverlässig betreiben lässt. Grundlage ist eine von der TU Berlin entwickelte und patentierte Konstruktion. Sie führt gasförmiges CO₂ über sogenannte Gasdiffusionselektroden direkt zum Katalysator, an dem die Reaktion stattfindet.

Ein Problem ist, dass Flüssigkeit in die feinen Poren der Elektroden eindringen und den CO₂-Zustrom behindern kann. Gegen dieses sogenannte Flooding setzen die Forscher wasserabweisende Kunststoffmaterialien ein. Einen eigens entwickelten Stromabnehmer nutzen sie für die elektrische Kontaktierung.

Getestet werden die Zellen bei 60 bis 80 Grad Celsius und bis zu 30 bar Druck. Angestrebt werden eine Energieeffizienz von mindestens 45 Prozent und eine Betriebsdauer von mindestens 1.000 Stunden. Die Forscher prüfen dabei neben Ethylen auch die Herstellung von Kohlenmonoxid. Es wird unter anderem für Synthesegas benötigt, aus dem Methanol und synthetische Kraftstoffe entstehen können. Welche Anwendung für größere Anlagen geeignet ist, soll sich laut Strasser anhand der Versuchsergebnisse entscheiden.

„INNOCELL“ läuft von 2026 bis 2029. Die TU Berlin erhält dafür 1,6 Millionen Euro aus dem Förderprogramm „VIP+“ (Validierung des technologischen und gesellschaftlichen Innovationspotenzials wissenschaftlicher Forschung). Damit unterstützt der Bund die Prüfung, ob sich wissenschaftliche Ergebnisse praktisch nutzen lassen. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Der neuen Stadtteil Grasbrook. Quelle: Martin Elsen

Enercity erhält Wärmekonzession für Hamburger Grasbrook

WÄRMENETZ. Der Hannoveraner Versorger übernimmt die Wärme- und Kälteversorgung des neuen Hamburger Stadtteils Grasbrook.

Die Hafencity Hamburg GmbH hat die Dienstleistungskonzession für die Wärme- und Kälteversorgung des neuen Stadtteils Grasbrook an die Enercity Contracting Nord GmbH vergeben. Das Tochterunternehmen des hannoverschen Energieversorgers Enercity erhielt den Zuschlag nach einem europaweiten Vergabeverfahren. Die Entscheidung fiel bereits am 22. Juni 2026, der Vertrag wurde am 1. Oktober unterzeichnet. Enercity teilte die Entscheidung nun in einer Presseveröffentlichung mit.

Aus den Vergabeunterlagen geht hervor, dass genau ein Angebot eingereicht wurde. Enercity hatte demnach keinen Mitbewerber in der abschließenden Angebotsphase. Auftraggeber ist das Sondervermögen Stadt und Hafen, vertreten durch die Hafencity Hamburg GmbH.

Der geschätzte Konzessionswert war in der Ausschreibung mit 127 Millionen Euro angegeben. In der Zuschlagsbekanntmachung wird laut mehreren Vergabeportalen ein Wert von 200 Millionen Euro ausgewiesen. Dabei handelt es sich um den Wert der Dienstleistungskonzession, nicht um die Investitionskosten für den Bau der Energieinfrastruktur. Eine konkrete Investitionssumme nennt Enercity bislang nicht.

Die Hafencity Hamburg sieht in dem Angebot die Voraussetzungen für eine wirtschaftliche und klimafreundliche Versorgung erfüllt. „Die Enercity Contracting Nord GmbH hat hierzu ein überzeugendes Konzept vorgelegt, dessen Umsetzung wir gemeinsam gestalten“, sagte Hafencity-Geschäftsführer Andreas Kleinau.

Die Konzession umfasst die netzgebundene Versorgung des Moldauhafenquartiers und des Hafentorquartiers. Im ersten Quartier soll die Wärmelieferung 2031 beginnen. Ab 2035 ist im Hafentorquartier neben Wärme auch eine leitungsgebundene Kälteversorgung vorgesehen.

Enercity plant dafür rund 7,3 Kilometer zusätzliche Wärmeleitungen sowie 1,8 Kilometer Kälteleitungen. Die Infrastruktur soll gemeinsam mit dem Stadtteil wachsen. Auf dem 47 Hektar großen ehemaligen Industrie- und Logistikgelände sind mindestens 3.000 Wohnungen und rund 16.000 Arbeitsplätze vorgesehen. Erste

Bauvorhaben könnten ab Herbst 2028 beginnen.

Abwärme von Aurubis als Grundlage

Das Versorgungskonzept baut auf dem bestehenden Hamburger Wärmenetz von Enercity auf. Darüber beliefert das Unternehmen bereits die östliche Hafencity, Rothenburgsort und Teile der Peute. Ein wesentlicher Teil der Wärme stammt aus industrieller Abwärme des Kupferherstellers Aurubis.

Der Grasbrook soll zunächst an dieses Netz angeschlossen werden. Damit steht Wärme zur Verfügung, bevor eigene Erzeugungsanlagen im neuen Stadtteil vollständig errichtet sind. Nach Angaben von Enercity sollen bereits zum Versorgungsstart mehr als 90 Prozent der Wärme aus erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme stammen. Bis 2040 soll dieser Anteil auf 100 Prozent steigen.

Später sind unter anderem Großwärmepumpen vorgesehen, die Umweltwärme aus Luft und möglicherweise Abwasser nutzen. Zur Deckung von Bedarfsspitzen soll Biomethan eingesetzt werden. Die Kälteversorgung soll ebenfalls erneuerbare Energiequellen und überschüssige industrielle Abwärme nutzen.

„Wir bringen verschiedene Energiequellen in einem effizienten Verbundsystem für die Wärme- und Kälteversorgung zusammen“, erklärte Sascha Brandt, Leiter der Hamburger Niederlassung von Enercity Contracting Nord.

Mit dem Zuschlag erweitert Enercity sein Hamburger Versorgungsgebiet deutlich. Die versorgte Fläche soll perspektivisch um rund eine Million auf insgesamt 2,5 Millionen Quadratmeter wachsen. Bereits ab Anfang 2027 ist zudem der weitere Ausbau des bestehenden Wärmenetzes zur Versorgung der Veddel vorgesehen. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIEJOBS

**DAS KARRIEREPORTAL FÜR
DIE ENERGIEWIRTSCHAFT**

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

Icon: Energietechnik Icon: Erneuerbare Energien Icon: Energiemanagement

📞 08152 93 11 88 🌐 www.energiejobs.online

Baustart für Groß-Batteriespeicher in Bayern



Gruppenbild mit Schaufel: Maik Render (Vorstand N-Ergie AG), Kerstin Fröhlich (Geschäftsführerin N-Ergie Netz), Hubert Aiwanger (Wirtschaftsminister Bayern) und Christoph Strasser (Geschäftsführer Max Solar)

STROMNETZ. In Ansbach entsteht ein Batteriespeicher mit 20 MW Leistung und 100.000 kWh Kapazität. Die Anlage soll nicht marktorientiert, sondern netzdienlich eingesetzt werden.

Die Nürnberger N-Ergie Netz GmbH und der Erneuerbaren-Projektierer Max Solar GmbH haben am 15. Oktober in Mittelfranken mit dem Bau eines Batteriespeichers mit 20 MW Leistung und 100.000 kWh Speicherkapazität begonnen. Die Anlage entsteht im Ansbacher Ortsteil Winterschneidbach und ist nach Angaben der Unternehmen „der derzeit größte netzdienlich betriebenen Batteriespeicher Deutschlands nach Paragraph 11a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)“.

Die Anlage entsteht unmittelbar neben dem Umspannwerk Winterschneidbach im Netzgebiet des Verteilnetzbetreibers N-Ergie Netz. Sie soll überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder in das Verteilnetz einspeisen, wenn entsprechende Netzkapazitäten verfügbar sind. Bei voller Leistung könnte der Speicher seine nominelle Energiemenge über einen Zeitraum von fünf Stunden abgeben.

Anders als bei marktlich betriebenen Batteriespeichern soll sich der Einsatz der Anlage vorrangig an den Anforderungen des Verteilnetzes orientieren. Ziel ist es, bestehende Netzkapazitäten besser auszunutzen und zusätzliche erneuerbare Erzeugungsanlagen in das Stromnetz integrieren zu können.

„Netzdienliche Speicher können einen wichtigen Beitrag leisten, vorhandene Netzkapazitäten effizienter zu nutzen, und den Ausbaubedarf zielgerichtet zu ergänzen“, lässt sich N-Ergie-Netz-Geschäftsführerin Kerstin Fröhlich zitieren.

Max Solar setzt sich in Ausschreibung durch

Nach Unternehmensangaben setzte sich MaxSolar in der Ausschreibung des Netzbetreibers gegen mehr als 20 Wettbewerber durch. Das Vorhaben ist mit der Bundesnetzagentur abgestimmt und zählt laut den Projektpartnern zu den ersten Anwendungen dieser Art im deutschen Verteilnetz.

N-Ergie Netz betreibt ein rund 29.000 Kilometer langes Stromnetz, das Nürnberg, weite Teile Mittelfrankens und angrenzende Gebiete versorgt. Das Netzgebiet umfasst etwa 8.000 Quadratkilometer. Nach Angaben des Unternehmens sind dort bereits mehr als 170.000 Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien angeschlossen.

Um zusätzliche regenerative Erzeugungskapazitäten aufnehmen zu können, plant der Verteilnetzbetreiber in den kommenden Jahren den weiteren Ausbau seiner Netzinfrastruktur. Der Batteriespeicher in Winterschneidbach soll dazu beitragen, zeitliche Unterschiede zwischen Stromerzeugung und verfügbaren Netzkapazitäten auszugleichen.

Angaben zum Investitionsvolumen, zum geplanten Inbetriebnahmeterrn und zur vertraglichen Vergütung des netzdienlichen Speicherbetriebs machten die Unternehmen in ihrer Mitteilung nicht.

// VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

Rabot Energy plant virtuelles Kraftwerk



Quelle: Fotolia / nmann77

FINANZIERUNG. Mit 50 Millionen US-Dollar frischem Kapital will Rabot Energy mehr Kunden für seine dynamischen Stromtarife gewinnen und Heimspeicher zu einem virtuellen Kraftwerk vernetzen.

Der Hamburger Energieversorger Rabot Energy hat eine weitere Finanzierungsrunde abgeschlossen. Nach Angaben der beteiligten Investoren Endeit und DeepTech & Climate Fonds (DTCF) fließen dem Unternehmen dabei 50 Millionen US-Dollar (umgerechnet etwa 44,6 Millionen Euro) zu.

Die Finanzierungsrunde führt der niederländische Wachstumsinvestor Endeit an. Ebenfalls beteiligt ist der DTCF. Darüber hinaus stellen mehrere bisherige Investoren erneut Kapital bereit, darunter HV Capital und Bosch Ventures.

Rabot Energy ist eine Marke der Rabot Energy DE GmbH mit Sitz in Hamburg. Das Unternehmen bietet seit 2021 als digitaler Stromversorger dynamische Tarife an, bei denen sich der Strompreis nach den Preisen am Großhandelsmarkt richtet. Verbraucher können dadurch Strom verstärkt in Zeiten niedriger Börsenpreise beziehen.

Mit dem zusätzlichen Kapital will Rabot Energy laut einer Mitteilung seinen Kundenstamm von derzeit mehr als 200.000 auf eine Million vergrößern. Ein konkretes Datum für dieses Ziel nennt das Unternehmen nicht.

Batteriespeicher sollen Stromnetz entlasten

Im Mittelpunkt der weiteren Entwicklung steht die Vernetzung dezentraler Batteriespeicher in Privathaushalten. Diese sollen künftig über die Technologieplattform von Rabot Energy gemeinsam gesteuert werden und dadurch wie ein virtuelles Kraftwerk funktionieren.

„Die nächste Kraftwerksgeneration wird nicht gebaut, sie wird zusammenschaltet“, sagt Jan Rabe, Geschäftsführer von Rabot Energy. In Millionen Haushalten liege bislang ungenutztes Potenzial, um Stromverbrauch und Speicherung besser aufeinander abzustimmen.

Eine Grundlage dafür hat das Unternehmen nach eigenen Angaben bereits im Juni 2026 mit seinem Angebot „Rabot Flow“ geschaffen. Es kombiniert einen dynamischen Stromtarif mit einem intelligenten Messsystem und einem Batteriespeicher, der sich über eine gewöhnliche Steckdose anschließen lässt. Das Angebot richtet sich auch an Mieter und Haushalte ohne eigene Photovoltaikanlage.

Rabot Energy beziffert das mögliche Einsparpotenzial bei den Energiekosten eines durchschnittlichen Haushalts auf 15 Prozent. Dabei handelt es sich um eine Berechnung des Unternehmens. Wie hoch die tatsächliche Ersparnis ausfällt, hängt unter anderem vom individuellen Stromverbrauch und dessen zeitlicher Verteilung ab.

Neben Batteriespeichern will Rabot Energy künftig weitere steuerbare Verbraucher in seine Plattform einbinden. Dazu gehören Wallboxen für Elektroautos und Wärmepumpen. Die automatisierte Steuerung soll den Strombedarf dieser Geräte stärker an den jeweiligen Börsenpreisen ausrichten.

Mehr als 200.000 Kunden gewonnen

Die Finanzierung folgt auf eine Wachstumsphase, in der Rabot Energy nach eigenen Angaben innerhalb von dreieinhalb Jahren mehr als 200.000 Kunden gewonnen hat. Darunter befinden sich rund 15.000 Gewerbe-

und Industriekunden. Der Umsatz erreichte laut Unternehmen 200 Millionen Euro. Rabot Energy versorgt seine Kunden nach eigenen Angaben mit über 600 Millionen kWh Ökostrom. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Verbraucherpreis für leichtes Heizöl im Schnitt



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

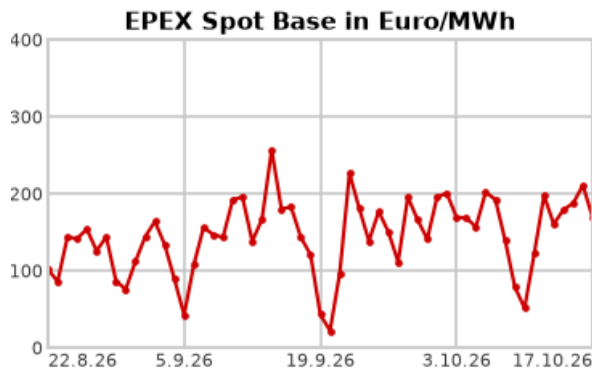
Quelle: Statista

Heizölpreise sind wie Kraftstoffpreise wichtige Kostenfaktoren für Verbraucher. Der durchschnittliche Heizpreis in Deutschland lag im Jahr 2026 (Stand: August) auf einem Niveau von etwa 122,9 Cent pro Liter. Ursächlich hierfür sind nicht zuletzt die Entwicklungen des Rohöl-Weltmarkts. Die Angaben stammen vom Statistischen Bundesamt und von „en2x“. // VON REDAKTION

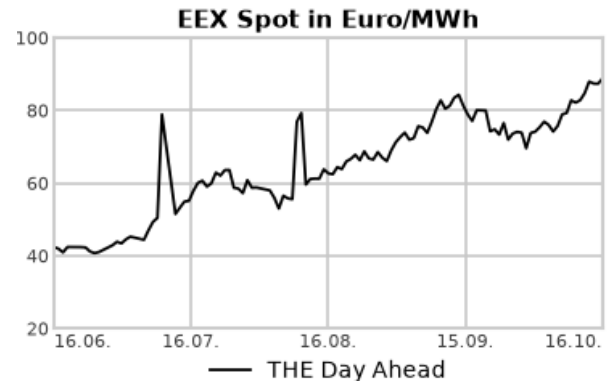
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gaspreise bleiben auf Höhenflug



Quelle: E&M

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

Ohne klare Richtung haben sich die Energiemärkte zum Ende der Arbeitswoche präsentiert. Der deutsche Strommarkt legte mehrheitlich zu. Die CO₂-Preise bewegten sich dagegen kaum. Der EU-Gipfel beschloss keinen unmittelbaren Eingriff in die Marktstabilitätsreserve, der politische Druck zur Begrenzung von Preisschwankungen bleibt aber bestehen.

Die Gaspreise stiegen erneut. Niedrige Speicherstände und stark eingeschränkte LNG-Lieferungen durch die Straße von Hormus verschärfen vor dem Winter den Wettbewerb mit Asien. Auch Kohle legte zu, während Brent sich wenig verändert zeigte. Zweifel an der Nachhaltigkeit höherer Öllieferungen aus der Golfregion halten die Risikoprämie hoch. Zusätzliche strategische Reservefreigaben, darunter Diesel, könnten den Markt dagegen entlasten.

Strom: Überwiegend fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Freitag präsentiert. Im Base wurde der Montag gegen 13.30 Uhr mit 205,00 Euro je Megawattstunde gehandelt. Am Donnerstag hatte der Freitag selbst im außerbörslichen Handel 211,00 Euro in der Grundlast und 213,50 Euro in der Spitzenlast gekostet. An der Börse wurde der Montag am Freitag 208,00 Euro je Megawattstunde in der Grundlast bewertet.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Montag laut Eurowind mit 29,3 Gigawatt im Base ein gutes Stück höher ausfallen als am Freitag, für den 21,4 Gigawatt erwartet wurden.

Am langen Ende sank der Day-Ahead um 2,16 auf 146,39 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Die CO₂-Preise haben sich am Freitag kaum verändert gezeigt. Der Dec 26 verlor bis gegen 13.30 Uhr 0,02 auf 85,82 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 8,2 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 86,10 Euro, das Tief bei 85,22 Euro.

Die Staats- und Regierungschefs der EU haben auf dem Gipfel in Brüssel schnellere Verhandlungen über die Marktstabilitätsreserve (MSR) gefordert, um übermäßige CO₂-Preisschwankungen zu begrenzen. Zugleich bekräftigten sie die Rolle des EU ETS als Investitionssignal. Die veröffentlichten Schlussfolgerungen enthalten jedoch keine beschlossene Aussetzung der MSR-Aufnahme und keine unmittelbar wirksame

Erhöhung des EUA-Angebots.

Damit fällt das Gipfelsignal laut Marktbeobachtern zunächst weniger bearish aus als der zuvor diskutierte Eingriff in die laufende Angebotsverknappung. Der politische Druck bleibe aber bestehen, denn die EU will die Auswirkungen der CO₂-Preise auf Stromkosten und industrielle Wettbewerbsfähigkeit begrenzen. Laut Carbon Pulse wollen Mitgliedstaaten und Europaparlament aber schon in der neuen Woche eine Einigung zur Änderung der MSR-Löschungsklausel erreichen.

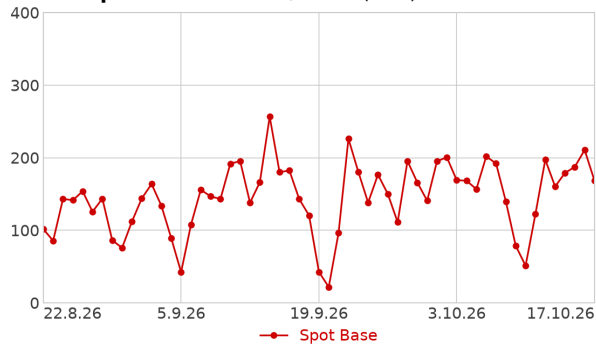
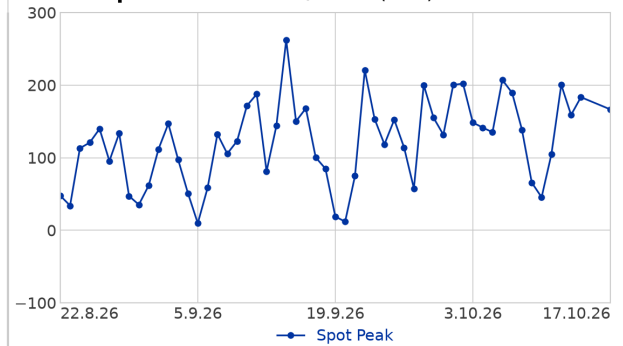
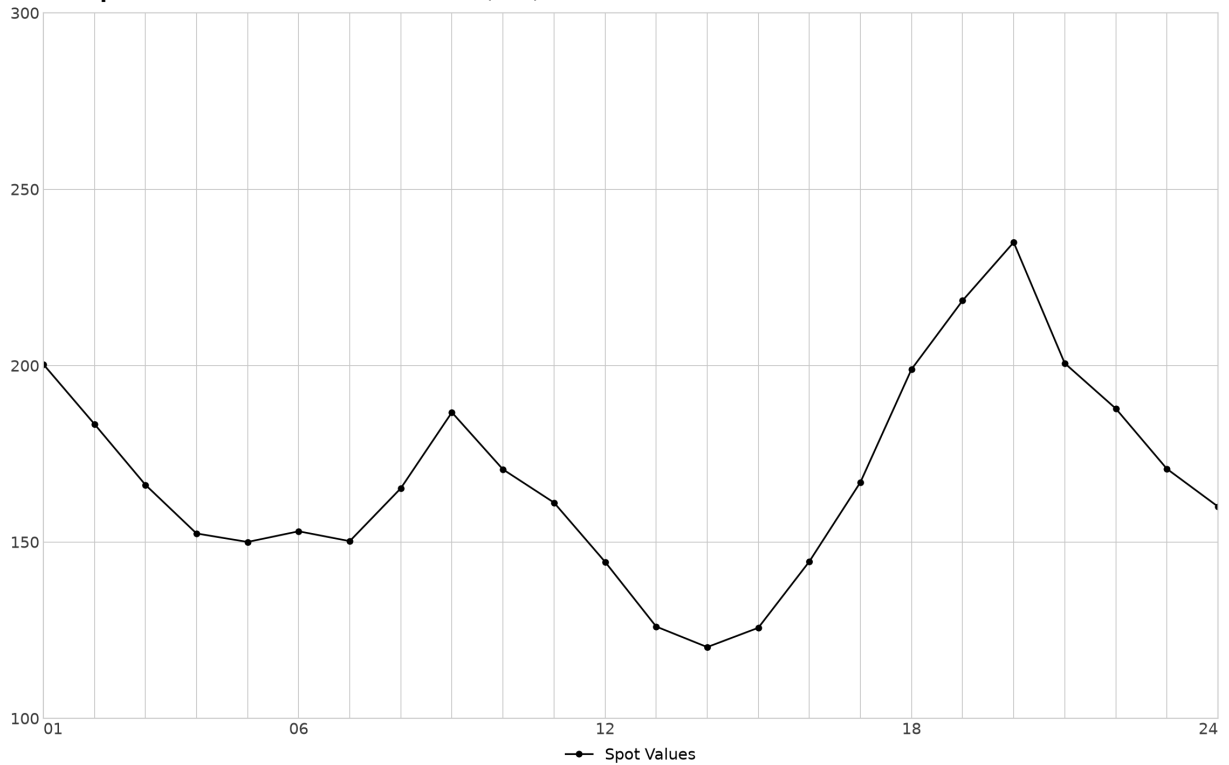
Erdgas: Die europäischen Erdgaspreise haben sich am Freitag wieder aufwärts bewegt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.30 Uhr 1,375 auf 88,025 Euro je Megawattstunde.

Die angespannte globale LNG-Versorgung und die niedrigen europäischen Gasspeicherstände schüren zunehmend Sorgen um die Versorgung im bevorstehenden Winter. Die EU-Speicher sind derzeit nur zu rund 74,1 Prozent gefüllt und liegen damit deutlich unter dem saisonüblichen Niveau, wie Trading Economics berichtet. Einige Mitgliedstaaten haben demnach Schwierigkeiten, die vorgeschriebenen Mindestfüllstände zu erreichen.

Erschwert wird die Befüllung der Gasspeicher durch die anhaltenden Störungen des Schiffsverkehrs in der Straße von Hormus. Die LNG-Lieferungen aus dem Nahen Osten liegen weiterhin rund 80 Prozent unter dem Vorjahresniveau.

Damit droht sich der Wettbewerb zwischen Europa und Asien um verfügbare LNG-Ladungen mit sinkenden Temperaturen weiter zu verschärfen. Ein kalter Winter und länger anhaltende Lieferausfälle könnten zusätzliche Preissprünge auslösen. Im Wochenvergleich haben die europäischen Gaspreise bereits um mehr als 7 Prozent zugelegt. Es wäre der dritte Wochengewinn in Folge. (map) // **VON MARIE PFEFFERKORN**

[^ Zum Inhalt](#)

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

Strom Terminmarkt

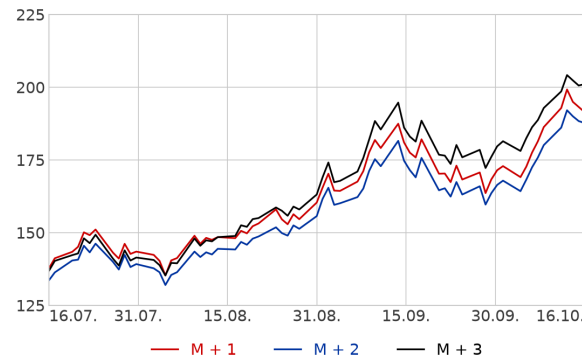
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	16.10.26	German Power Nov-2026	191,49
M2	16.10.26	German Power Dec-2026	187,71
M3	16.10.26	German Power Jan-2027	201,06
Q1	16.10.26	German Power Q1-2027	188,02
Q2	16.10.26	German Power Q2-2027	120,53
Q3	16.10.26	German Power Q3-2027	129,85
Y1	16.10.26	German Power Cal-2027	146,37
Y2	16.10.26	German Power Cal-2028	108,65
Y3	16.10.26	German Power Cal-2029	93,60

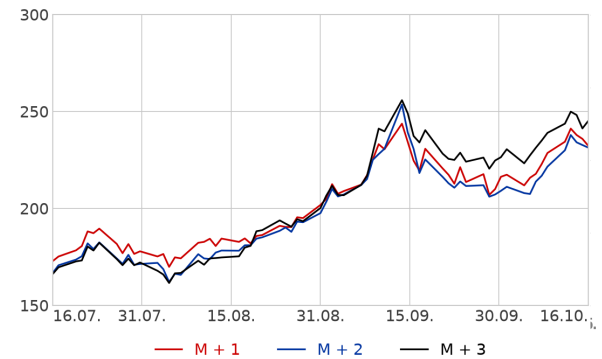
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	16.10.26	German Power Nov-2026	232,32
M2	16.10.26	German Power Dec-2026	231,35
M3	16.10.26	German Power Jan-2027	245,10
Q1	16.10.26	German Power Q1-2027	214,56
Q2	16.10.26	German Power Q2-2027	103,77
Q3	16.10.26	German Power Q3-2027	119,28
Y1	16.10.26	German Power Cal-2027	156,25
Y2	16.10.26	German Power Cal-2028	119,44
Y3	16.10.26	German Power Cal-2029	101,26

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



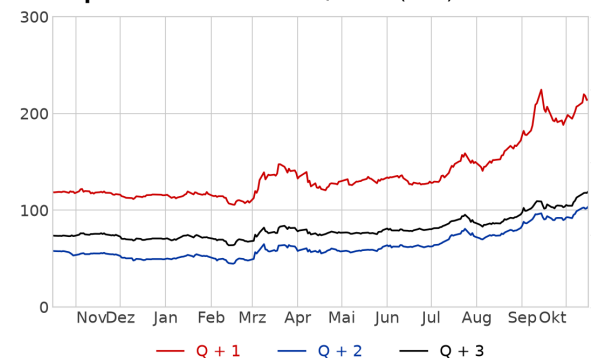
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



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

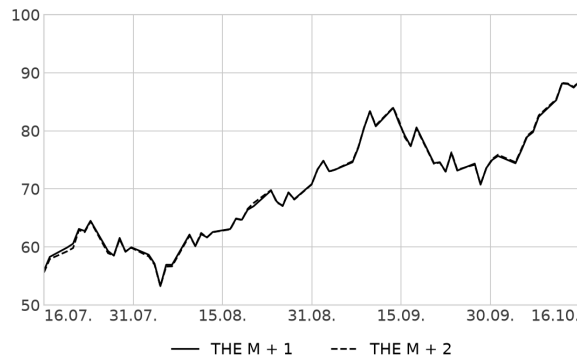
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	16.10.26	German THE Gas Nov-2026	88,52
M2	16.10.26	German THE Gas Dec-2026	88,59
Q1	16.10.26	German THE Gas Q1-2027	87,94
Q2	16.10.26	German THE Gas Q2-2027	70,93
S1	16.10.26	German THE Gas Sum-2027	68,37
S2	15.10.26	German THE Gas Win-2027	62,77
Y1	16.10.26	German THE Gas Cal-2027	72,33
Y2	16.10.26	German THE Gas Cal-2028	46,36

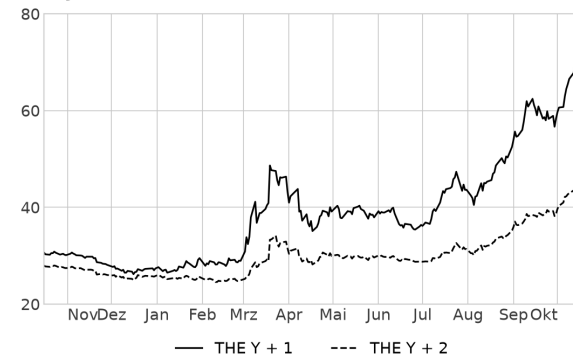
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



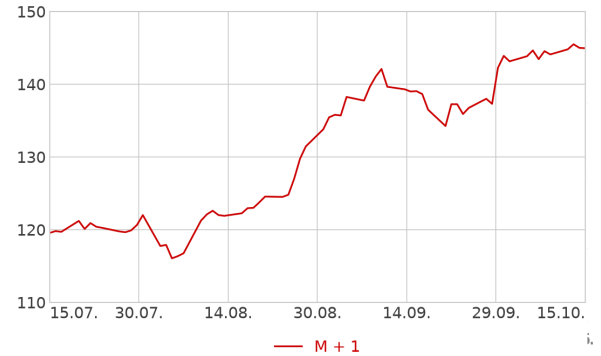
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	16.10.26	168,27	EUR/MWh
Germany Spot peak	16.10.26	166,53	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	16.10.26	85,42	EUR/tonne
Coal API2 November 2026	15.10.26	144,95	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	16.10.26	88,79	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2026	16.10.26	88,52	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	16.10.26	72,33	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dec-2026	16.10.26	109,86	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



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



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

Du suchst einen bedeutungsvollen Nebenjob mit flexibler Zeiteinteilung? Dann bist du hier genau richti...
in Halle (Saale)

vor 2 h

● Minijob ● Flexible Arbeitszeit



Pflegefachkraft (m/w/d) im gastroenterologischen Bereich - Sichern Sie sich heute Ihre Z...

Über uns Herzlich willkommen im Klinikum Magdeburg! Willkommen in einem Krankenhaus, das mehr...
in Magdeburg

vor 2 h

● Ausbildung ● Parkplatz



Trainer (m/w/d) für Nordex® Windenergieanlagen

Wir sind 2.700 fantastisch geschulte Menschen voller Tatendrang und mit hohem Wirkungsgrad. Unse...
in Osnabrück

vor 2 h



Field Trainer (m/w/d) für Nordex® Windenergieanlagen

Wir sind 2.700 fantastisch geschulte Menschen voller Tatendrang und mit hohem Wirkungsgrad. Unse...
in Wedemark (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

● Ausbildung

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:

