



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM



65,41 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS



34,82 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

2.400

Kilometer soll das österreichische Wasserstoffnetz im Jahr 2040 beinahe umfassen. Der Regulierer E-Control hat jetzt ein Marktdesign dieses Netzes zur Konsultation vorgestellt

REGULIERUNG

„Kundenanlagen“ auf der juristischen Zielgeraden

F&E

Zehn weitere Genehmigungen für die Lithium-Suche

STROMNETZ

Baustart für Stromleitung A-Nord in NRW

Inhalt

TOP-THEMA

→ **GASTURBINEN:** EnBW nimmt Fuel-Switch-Kraftwerk in Betrieb

POLITIK & RECHT

- **REGULIERUNG:** „Kundenanlagen“ auf der juristischen Zielgeraden
- **GAS:** Mitgliedsstaaten dürfen 90-Prozent-Füllstandsziel verschieben
- **RECHT:** Bewährung für Millionenschaden mit German Pellets
- **GAS:** Drohnenverbot über LNG-Terminals
- **WASSERSTOFF:** Österreichs Regulierer konsultiert Wasserstoff-Marktmodell

HANDEL & MARKT

- **F&E:** Zehn weitere Genehmigungen für die Lithium-Suche
- **WÄRME:** Pilot für Wärmewende und neuen sozialen Wohnungsbau

TECHNIK

- **STROMNETZ:** Baustart für Stromleitung A-Nord in NRW
- **STROMSPEICHER:** Neue Großspeicher für Netz und Markt gleichermaßen
- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Förderung für Fabrik zum Recycling von Lithium-Ionen-Batterien

UNTERNEHMEN

- **FUSION:** Batteriewerk für E-Nutzfahrzeuge legt los

- **PERSONALIE:** Mounier bleibt Chef in Düsseldorf
 - **PERSONALIE:** Verlängerung für Gasag-Chef
 - **PERSONALIE:** Drei statt vier: Leag verkleinert Vorstand und strukturiert um
 - **STATISTIK DES TAGES:** Stromerzeugung aus Erdgas in Deutschland
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Trumps Zoll-Zickzack erschwert die Preisprognosen
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

EnBW nimmt Fuel-Switch-Kraftwerk in Betrieb



Quelle: Quelle: EnBW/Uli Deck

GASTURBINEN. Am Standort Stuttgart-Münster liefert ein neues Gaskraftwerk Strom und Wärme. Es lässt sich mit Erdgas und Wasserstoff befeuern.

Die EnBW hat am Standort Stuttgart-Münster eines der „ersten wasserstofffähigen Gasturbinen-Kraftwerke in Deutschland“ in Betrieb genommen. Die neue Anlage, die am 11. April offiziell an den Start ging, ersetzt künftig drei bestehende Kohlekessel und soll zur Grund- und Spitzenlastversorgung eingesetzt werden. Die zwei Gasturbinen für das Projekt kommen von Siemens Energy.

Wie es vonseiten der EnBW heißt, wurde die Anlage innerhalb von drei Jahren geplant und genehmigt sowie anschließend in zwei Jahren Bauzeit umfassend modernisiert. Herzstück sind zwei Gasturbinen zu je 62 MW Leistung, inklusive Abhitze- und Heißwasserkesseln. Damit erreicht die Fuel Switch-Anlage eine elektrische Leistung von 124 MW und eine thermische Leistung von 370 MW. Zusammen mit der bestehenden Müllverbrennungsanlage (MVA) ergibt sich eine Wärmeleistung von 450 MW.

Der Standort Stuttgart-Münster ist Teil des Fernwärmeverbands Mittlerer Neckar. Da die vorhandene MVA im Winter nicht ausreicht, um den Bedarf an Fernwärme komplett zu decken, wurden zusätzlich Kohlekessel zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Diese werden nun durch die neue Gasanlage ersetzt.

Das Kraftwerk mit Fernwärme-Auskopplung hat den Probetrieb abgeschlossen und wird in Kürze in den regulären kommerziellen Betrieb übergehen. Der vollständige Rückbau des Kohleblocks sowie der heizölbetriebenen Gasturbinen des bisherigen Heizkraftwerks ist für Frühjahr 2026 vorgesehen, heißt es von der EnBW weiter.

Ab Mitte 2030 soll es mit Wasserstoff betrieben werden

„Voraussichtlich ab Mitte der 2030er-Jahre wollen wir den nächsten Schritt gehen und die Anlage nach einem zweiten Fuel Switch mit bis zu 100 Prozent CO₂-armem Wasserstoff betreiben“, so Peter Heydecker, Vorstand Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur bei der EnBW. Voraussetzung dafür seien jedoch ausreichend verfügbare Wasserstoffmengen.

Das Heizkraftwerk Stuttgart-Münster bildet gemeinsam mit den Standorten Stuttgart-Gaisburg und Altbach / Deizisau den Fernwärmeverbund „Mittlerer Neckar“. Dieser versorgt nach Unternehmensangaben

knapp 30.000 Wohnungen, 1.400 Unternehmen und 380 öffentliche Einrichtungen in der Region mit Energie.

Die Umstellung auf wasserstofffähige Gaskraftwerke erfolgt im Rahmen der gesetzlichen Förderkulisse des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) und betrifft neben Stuttgart-Münster auch die Kraftwerks-Standorte Altbach/Deizisau und Heilbronn. Alle drei Fuel-Switch-Projekte zusammen haben laut EnBW eine geplante Kapazität von rund 1.500 MW und ein Investitionsvolumen von etwa 1,6 Milliarden Euro.

EnBW vermisst Anreize für Versorgungssicherheit

EnBW-Vorstandsvorsitzender Georg Stamatelopoulos forderte bei der Eröffnung mehr politische Unterstützung für diese Art von Anlagen: „Allein durch die Stromerlöse aus den wenigen erwarteten Betriebsstunden sind die benötigten Kraftwerke für Versorgungssicherheit und Netzstabilität nicht finanzierbar. Daher ist es notwendig, dass die Bundesregierung mit Priorität einen entsprechenden marktlichen Anreizrahmen für weitere Investitionen schafft.“



Von links nach rechts: EnBW-Vorstandsmitglied Peter Heydecker, Christian Bruch (Vorstand der Siemens Energy AG), Frank Nopper (CDU, Oberbürgermeister von Stuttgart), Andre Baumann (Grüne, Staatssekretär im Umweltministerium Baden-Württemberg) und Georg Stamatelopoulos (Vorstandsvorsitzender der EnBW)

Quelle: EnBW / Uli Deck

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

„Kundenanlagen“ auf der juristischen Zielgeraden

REGULIERUNG. Wann genießt eine Inselversorgung als „Kundenanlage“ eine Regulierungsausnahme? Seit 2019 streiten Engie und die Zwickauer Energieversorgung darüber. Der BGH verhandelt wieder darüber.

Alles neu macht der Mai? Die Aussichten darauf scheinen für Engie Deutschland in diesem Fall eher gering: Im November vergangenen Jahres gelangte der Europäische Gerichtshof (EuGH) zu der Auffassung, dass die deutsche Netzregelungs-Ausnahme für eine „Kundenanlage“ von Engie in Zwickau nicht konform geht mit der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie (wir berichteten). Die nationalstaatliche Ausnahme gemäß Paragraf 3 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) widerspricht in dem konkreten Fall in Sachsen dem EU-Recht, hatte der EuGH vorab geurteilt.

Verhandelt worden war ein Streit zwischen Engie Deutschland auf der einen Seite und der Zwickauer Energieversorgung (ZEV) sowie dem sächsischen Landesregulierer auf der anderen. Engie hatte sich durch die Instanzen bis zum Bundesgerichtshof (BGH) geklagt. Der wiederum hatte den Fall im Dezember dem EuGH vorgelegt und aus Luxemburg Antwort bekommen (wir berichteten mehrfach).

Jetzt hat der BGH angekündigt, wann er erstmals seit dem EuGH-Urteil wieder mündlich über den Fall verhandelt: Am 13. Mai läuft der Prozess demnach in die Zielgerade ein. Der Kartellsenat des BGH muss die Leitsätze und Erwägungen der Luxemburger Richter in seine rechtliche Beurteilung übernehmen. Ob er am selben Tag das abschließende Urteil fällt, dazu äußerte sich das Gericht nicht.

Schließen sich die deutschen Richter der Auffassung ihrer europäischen Kollegen an, drohen Betreibern geschlossener Stromversorgungen in Wohnblocks, auf Flughäfen, an Bahnhöfen, in Shopping Malls oder Industrieparks die regulatorischen Pflichten eines Verteilnetzbetreibers. Beim Verband kommunaler Unternehmen (VKU) schrillten nach der Entscheidung des EuGH im November 2024 die Alarmglocken. Der Gesetzgeber dürfte „die in den §§ 3 Nr. 24a und 3 Nr. 24b EnWG enthaltenen Ausnahmeregelungen aufgrund des Urteils entsprechend anpassen müssen“, hieß es damals. Und: „In jedem Fall sind Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Quartierskonzepten zu erwarten.“

Vorsorglich mit Risikoaufschlag

Engie will in dem Rechtsstreit erreichen, dass zwei Blockheizkraftwerke samt Leitungsnetz vom vorgelagerten Verteilnetzbetreiber, der ZEV, als „Kundenanlagen“ anerkannt werden. Die Anlagen haben eine elektrische Leistung von 20 kW und 40 kW. Der Strom fließt über getrennte Leitungssysteme in Wohnblöcken mit 96 und 160 Wohnheiten. Ihn verkauft Engie, ohne Netzentgelte auszuweisen oder sich gar regulatorisch genehmigen zu lassen.

Das Unternehmen beantragte bei der ZEV Netzanschlüsse für zwei getrennte Kundenanlagen mit Elektrohauptanschlüssen, den Anschluss an deren Netz sowie die Bereitstellung der erforderlichen Zählpunkte. Der Zwickauer Netzbetreiber lehnte das ab, weil es sich aus seiner Sicht nicht um Kundenanlagen handelt. Der Landesregulierer und die Vorinstanzen des Bundesgerichtshofs schlossen sich dieser Sicht an.

Fraglich ist, welche Folgen ein Urteil im Sinne des EuGH für die Contracting-Branche hätte. Der Geschäftsführer der Energiedienstleistungsgesellschaft Rheinhessen-Nahe (EDG) sieht zwar unter Druck. „Aber die Geschäftsmodelle mit Kundenanlagen lassen sich fortsetzen wie bisher“, erklärte er in einem Interview mit dieser Redaktion. Und ließ durchblicken: „Wir werden bis zu einer bundesrechtlichen Neuregelung der Kundenanlage einen Risikoaufschlag erheben müssen.“ // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

**EIN TSO
OHNE SOPTIM
IST WIE ...
... FOTOGRAFIE OHNE LICHT**

**MIT UNSEREN LÖSUNGEN FÜR DIE
KRITISCHE INFRASTRUKTUR, SORGEN WIR DAFÜR
DASS DAS LICHT WEITER LEUCHTET.**

soptim

Mitgliedsstaaten dürfen 90-Prozent-Füllstandsziel verschieben



Quelle: Fotolia / Dmitry Naumov

GAS. Die EU-Staaten haben am 11. April auf Botschafterebene mehr Flexibilität bei der verpflichtenden Gasspeicherung beschlossen.

Der EU-Rat einigte sich in Brüssel darauf, die Vorschriften für die Gasspeicherung zwar um zwei Jahre zu verlängern, aber gleichzeitig den Mitgliedstaaten zusätzlich Spielraum zu geben, sich an die Marktentwicklungen anzupassen.

Der EU-Rat muss jetzt noch mit Vertretern des Europäischen Parlaments den endgültigen Gesetzestext aushandeln. Die EU-Länder sind weiterhin verpflichtet, ihre Speicher vor der Wintersaison zu 90 Prozent zu befüllen, um Preisschwankungen im Laufe der Heizsaison vorzubeugen und die Versorgungssicherheit zu verbessern.

Die EU-Länder haben sich am Freitag für eine Reihe von Änderungen der bestehenden Gasspeicherregeln ausgesprochen. Damit erhalten sie mehr Flexibilität, um sich zum einen auf die sich ändernden Bedingungen anzupassen und zum anderen die besten Einkaufsbedingungen zu nutzen. So sollen die verbindlichen Zielvorgaben für einen Füllgrad der Speicher von 90 Prozent jederzeit zwischen dem 1. Oktober und dem 1. Dezember erreicht werden können anstatt wie bisher bis zum 1. November.

Die Ziele für die Zwischenspeicherungen in den Monaten Februar, Mai, Juli und September werden in Zukunft aber nicht mehr bindend sein. Die Änderung sieht vor, dass die Speicher während des gesamten Jahres befüllt werden können.

Außerdem können die EU-Staaten bei ungünstigen Marktbedingungen wie etwa bei möglichen Marktmanipulationen um bis zu 10 Prozent von den Speicherzielen abweichen. Die EU-Kommission kann diese Abweichung bei Bedarf unkompliziert mit einem delegierten Rechtsakt weiter erhöhen.

Weiter sieht die Gasspeicherverordnung vor, dass die EU-Länder um bis zu 5 Prozent von den Speicherzielen abweichen können, wenn die nationale Gasproduktion den durchschnittlichen Jahresverbrauch der vorangegangenen zwei Jahre übersteigt oder die Einspeisung in die Speicheranlagen mit einer Kapazität von mehr als 40 Milliarden kWh zu langsam ist. Die Verhandlungen über die neue Verordnung dürften voraussichtlich im Mai beginnen, sobald das EU-Parlament seine Position zu dem Gesetz abgestimmt hat.

Die obligatorische Befüllung der Gasspeicher wurde 2022 nach dem russischen Einmarsch in der Ukraine und der darauffolgenden Energiekrise eingeführt. Die Vorschriften sollten Ende dieses Jahres auslaufen. Doch die weiterhin angespannte Situation auf den internationalen Gasmärkten veranlasste die EU-Kommission, eine zweijährige Verlängerung vorzuschlagen. // [VON ALI ULUCAY](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Bewährung für Millionenschaden mit German Pellets



Quelle: Fotolia / Stefan Welz

RECHT. Gut neun Jahre nach der Pleite von German Pellets: Mit einem Strafurteil gegen den Ex-Chef ist die strafrechtliche Aufarbeitung beendet. Anfechtungen sind nicht zu erwarten.

Die Zinsversprechen von 7 bis 8 Prozent, die der Holzverarbeiter German Pellets aus Wismar gab, waren verlockend. Und nicht wenige Anleger aus ganz Deutschland - davon zeigte sich der Vorsitzende Richter am Landgericht Schwerin überzeugt - investierten, weil sie in Zeiten des Klimawandels und steigender Öl- und Gaspreise moderne Holzfeuerungsanlagen als zukunftssträchtig ansahen. Zeugen sagten vor Gericht aus, dass sie den Erwerb sogenannter Genussrechte als Teil ihrer Altersvorsorge eingeplant hatten.

Mit der Insolvenz des auf massives Wachstum getrimmten Unternehmens German Pellets am 10. Februar 2016 war der Großteil des angelegten Geldes verloren. Die Einlagen summierten sich nach früheren Angaben auf insgesamt etwa 260 Millionen Euro bei schätzungsweise 17.000 Betroffenen. Die strafrechtliche Aufarbeitung der Firmenpleite fand mit der Verurteilung des früheren Geschäftsführers nun ihren Abschluss.

Bewährungsstrafe von zwei Jahren

Das Landgericht sprach den heute 68 Jahre alte Firmengründer nach mehr als zweijähriger Prozessdauer der vorsätzlichen Insolvenzverschleppung sowie des mehrfachen Betrugs schuldig.

Mit dem Strafmaß folgten die Richter der Forderung der Staatsanwaltschaft, die im Verlaufe des Verfahrens einen Großteil ihrer Anklagepunkte zurücknahm. Im Gegenzug hatte der Angeklagte die verbliebenen Taten eingeräumt. Im Rahmen eines sogenannten Verständigungsgesprächs, eines Deals, war ihm eine Haftstrafe von maximal zwei Jahren in Aussicht gestellt worden, ausgesetzt zur Bewährung. Das Urteil ist zwar formal noch nicht rechtskräftig, aber der Verzicht auf Rechtsmittel dürfte fester Bestandteil des Deals sein.

Vorwürfe wie bandenmäßiges Handeln, Steuerhinterziehung oder Vorenthalten von Sozialleistungen fielen nicht mehr ins Gewicht. Als Zeitpunkt der Zahlungsunfähigkeit wurde nach Angaben des Richters der 1. Dezember 2015 festgelegt, nicht mehr schon März 2015, wie zu Prozessbeginn noch angenommen. Damit verringerte sich der Zeitraum der Insolvenzverschleppung erheblich und somit auch die Zahl der Fälle von Anlagenbetrug.

Laut Verteidigung fielen 97 Prozent der ursprünglichen Vorwürfe weg. Die verfahrensrelevante Schadenssumme habe sich durch den kürzeren Tatzeitraum von 77,3 Millionen auf 2,5 Millionen Euro verringert. Ins Gewicht fielen dem Urteil zufolge letztlich die Insolvenzverschleppung, der Betrug an 20 Anlegern bei German Pellets, der Betrug an elf Investoren, die Geld für den Kauf eines belgischen Kohlekraftwerkes bereitgestellt hatten, und der Betrug an dem österreichischen Geschäftspartner MFC.

Ehrgeizige Expansionspläne

Laut Gericht hatten die Erträge der German Pellets GmbH - nach eigenen Angaben einst Weltmarktführer bei Herstellung und Vertrieb von Holzpellets für Heizungen - aus den laufenden Geschäften und Bankkredite nicht mehr ausgereicht, um die ehrgeizigen Expansionspläne in Europa und den USA zu finanzieren. Deshalb habe das weit verzweigte Unternehmen über die Ausgabe von Genussrechten neue Geldquellen erschlossen, Zinsen und Rückzahlungen dann aber nicht mehr bedienen können. Der Versuch einer Insolvenz in Eigenverantwortung scheiterte.

Nach den Worten des Vorsitzenden Richters ließen Zeugenaussagen darauf schließen, dass die Finanzlage des Unternehmens schon im Verlaufe des Jahres 2015 sehr angespannt war. Darüber seien Anleger nicht informiert worden.

Doch hätten bei diesen angesichts des damals allgemein niedrigen Zinsniveaus bei den hohen Renditeversprechen alle Alarmglocken schrillen müssen. „Sie gingen bewusst ins Risiko“, sagte der Richter.

In mehr als 100 Fällen hatten nach Gerichtsangaben Anleger versucht, in Zivilverfahren Geld zurückzubekommen, meist aber ohne oder mit nur geringem Erfolg.

Richter: German Pellets war ein Leuchtturm

Bei dem Urteil sei dem früheren Geschäftsführer zugutegehalten worden, dass er nicht vorbestraft sei und sich nicht persönlich bereichert habe. Der Mann, der zunächst im Verlagswesen in Hessen und Thüringen tätig war, habe die Chancen des Brennstoffes Holz frühzeitig erkannt und mit viel Engagement einen Konzern aufgebaut. „German Pellets war in Deutschland und Europa ein Leuchtturm“, sagte der Richter. Dem Verurteilten sei es darum gegangen, sein Lebenswerk zu retten, was ihm aber nicht gelang.

Das Mutter-Pelletwerk im Wismarer Holzhafen wird seit 2016 von einem neuen Eigner betrieben. Es beschäftigt etwa 60 Mitarbeiter. Auch die anderen früheren Betriebsteile laufen nach Angaben des Gerichts bis heute weiter.

Dem Vernehmen nach brachten die Firmenverkäufe 45 Millionen Euro, 36 Millionen davon gingen an die Banken. Die Gesamtforderungen sollen sich auf 427 Millionen Euro summieren, hieß es. Laut Medienberichten waren zunächst Insolvenzforderungen von 2 Milliarden Euro angemeldet worden.

Das seit neun Jahren laufende Insolvenzverfahren ist noch nicht abgeschlossen. Das Amtsgericht in Schwerin erwartet für Ende August einen nächsten Bericht des Insolvenzverwalters. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Drohnenverbot über LNG-Terminals



Quelle:
Drohne_Inspektion_Stromleitungen_Flynex

GAS. Die Hafeninfrastruktur-Gesellschaft Niedersachsen Ports sieht beim LNG-Terminal in Wilhelmshaven eine „veränderte Sicherheitslage“.

Über dem LNG-Terminal in Wilhelmshaven und dem Anleger für verflüssigte Gase in Stade dürfen von sofort an keine Drohnen mehr fliegen. Darauf hat die Hafenbetreibergesellschaft Niedersachsens Ports (Nports) jetzt die Presse hingewiesen. Zur Begründung verweist das Unternehmen auf die „zunehmende sicherheitspolitische Sensibilität kritischer Infrastrukturen“. Die Einschränkungen dienen dem Schutz der Anlagen und der öffentlichen Sicherheit, heißt es.

Auch Drehgenehmigungen würden vorerst nicht mehr erteilt. Neben sicherheitsrechtlichen Rahmenbedingungen seien dafür auch differenzierte Zuständigkeiten innerhalb der Häfen ausschlaggebend. Zudem gibt es von Nports zumindest keine kurzfristigen Dreh- und Fotografierechtigungen mehr für die Sicherheitsbereiche der Landeshäfen, die den Vorgaben des International Ship and Port Facility Security Code, ISPS, unterliegen. Diese Vorschriften regeln den Zugang zu sicherheitsrelevanten Hafenbereichen.

Die Genehmigungen müssen nun nicht nur Nports durchlaufen, sondern auch die von ihnen getrennte Hafenbehörde, konkret die Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr. Dafür setzt Nports nun fünf bis zehn Werktage an.

Niedersachsen Ports ist Eigentümer und Betreiber von fünf Seehäfen, sieben Inselversorgungshäfen und drei Regionalhäfen an der deutschen Nordseeküste. Das LNG-Terminal in Wilhelmshaven hat immer wieder auch die neugierigen Blicke von Umweltschützern auf sich gezogen. Die Deutsche Umwelthilfe (DUH)

kritisiert etwa den Einsatz von Chlor bei der Terminalreinigung. Mit einer entsprechenden Klage war die Organisation vergangenes Jahr vor dem Bundesverwaltungsgericht gescheitert. // **VON MANFRED FISCHER**

[^ Zum Inhalt](#)

Österreichs Regulator konsultiert Wasserstoff-Marktmodell



Quelle: Shutterstock / petrmalinak

WASSERSTOFF. Geplant ist ein Entry-Exit-System wie im Erdgasmarkt, hieß es bei einer Podiumsdiskussion. Offen sind freilich etliche Fragen, etwa zur Finanzierung internationaler Pipelines.

In den kommenden Tagen startet Österreichs Regulator Energie-Control die öffentliche Konsultation bezüglich des Marktmodells für Wasserstoff. Das berichtete der Vorstand der Behörde, Alfons Haber, der Redaktion am Rande einer Podiumsdiskussion mit dem Titel „Entwicklung eines Wasserstoffmarktes – was sind die nächsten Schritte?“ am 11. April in Wien.

Bei der Veranstaltung kündigte Haber für den 6. Mai einen Workshop mit potenziellen Marktteilnehmern sowie den Gasnetzbetreibern an. Grundsätzlich geplant sei ein Entry-Exit-Modell ähnlich jenem, das im Gasmarkt besteht, auch in Deutschland. Heißt: Transportkunden können jede beliebige Kombination zwischen Ein- und Ausspeisepunkten (Entries und Exits) wählen und bekommen implizit die dazu nötige Transportkapazität dazu. Analog zu diesem Modell erwägt die E-Control für Wasserstofftransporte in und durch Österreich die Einführung eines „Briefmarkentarifs“.

Zurzeit liegt der Bedarf an Wasserstoff in Österreich bei rund 132.000 Tonnen pro Jahr. Gedeckt wird dieser fast ausschließlich durch „grauen“ Wasserstoff auf Basis von Erdgas. Auf politischer Ebene ist vorgesehen, diesen so weit wie möglich durch „grünen“ Wasserstoff zu ersetzen, der elektrolytisch mittels Ökostrom aus Wasser erzeugt wird.

Die Anzahl der Großkunden in Österreich, die Wasserstoff benötigen, hält sich laut Haber in Grenzen: „Bei Erdgas haben wir rund 70 Großverbraucher. Bei ‚grünem‘ Wasserstoff rechnen wir mit höchstens halb so vielen.“

Wie berichtet, bestehen Pläne zur Etablierung eines Netzes für den innerösterreichischen sowie transnationalen Transport von (grünem) Wasserstoff. Dieses soll im Jahr 2040 eine Gesamtlänge von knapp 2.400 Kilometern aufweisen. Davon entfallen 1.420 Kilometer auf umgerüstete Erdgasleitungen und 970 Kilometer auf neue Pipelines. Die Kosten werden auf etwa 4 Milliarden Euro geschätzt. Hinsichtlich der Finanzierung gibt es Überlegungen, ein Amortisationskonto nach deutschem Muster einzuführen. Beschlossen ist aber noch nichts.

Importe aus Nordafrika

Wie Deutschland muss auch Österreich den Großteil seines Bedarfs an Wasserstoff künftig durch Importe decken. Erfolgen sollen diese nicht zuletzt über den geplanten „Südkorridor“ durch Italien und Österreich nach Deutschland. Wie Haber der Redaktion bei der Podiumsdiskussion mitteilte, ist diese Pipeline auf den Transport von rund 4 Millionen Tonnen respektive 140 Milliarden kWh Wasserstoff pro Jahr ausgerichtet. Die EU, Tunesien und Algerien beabsichtigten weitere Gespräche über den Import grünen Wasserstoffs aus den beiden nordafrikanischen Ländern.

Grundsätzlich wäre es möglich, einen Strang der rund 380 Kilometer langen Trans-Austria-Gasleitung (TAG) zwischen den Knoten Baumgarten 40 Kilometer nordöstlich von Wien und Arnoldstein an der

österreichisch-italienischen Grenze für Wasserstoffimporte aus Nordafrika zu nutzen. Die diesbezüglichen Umrüstungen sind Teil der Pläne für das österreichische Wasserstoffnetz.

Hinter vorgehaltener Hand zu grenzüberschreitenden Projekten

Die Gaswirtschaft hegt jedoch heftige Bedenken bezüglich der „Cross-Border Cost Allocation“, erfuhr die Redaktion am Rande der Podiumsdiskussion. Gemeint ist damit die Aufteilung der Kosten, um die Transportkapazitäten zwischen den Mitgliedsstaaten der EU zu schaffen. Diese Frage ist laut hochrangigen Branchenvertretern, die nicht namentlich genannt werden wollten, offen. Ihre Klärung sei aber die Voraussetzung für den Bau internationaler Pipelines wie des Südkorridors. Letzten Endes müsse die Finanzierung zumindest vorerst durch jene Mitgliedsstaaten der EU erfolgen, durch die die jeweiligen Leitungen verliefen.

Haber konstatiert dazu, es liege an der Politik, die Angelegenheit zu entscheiden. Eine staatliche Finanzierung sei nicht zwangsläufig erforderlich: „Was nötig ist, ist ein klares Bekenntnis auf staatlicher Ebene zu den Wasserstoffimporten.“

Politische Pläne

Anhaltspunkte hinsichtlich der Pläne der Koalition aus den Konservativen (Österreichische Volkspartei, ÖVP), den Sozialdemokraten (SPÖ) und den Liberalen (Neos) bezüglich des österreichischen Wasserstoffmarktes finden sich in deren Regierungsprogramm. Darin ist die Rede von der „Schaffung rechtlicher Rahmenbedingungen für ein adäquat dimensioniertes Wasserstoffstart- und Kernnetz, welches die Nutzung von Wasserstoff für First Mover wirtschaftlich ermöglicht“.

Ferner avisiert die Regierung die „Entwicklung einer Wasserstoffimportstrategie im Rahmen der Wasserstoffstrategie und die Schaffung von Instrumenten zur Senkung des Importrisikos von Wasserstoff“. Auch bekennt sie sich zur „raschen nationalen Umsetzung des EU-Gaspaktes“.

// VON KLAUS FISCHER

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

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock

Zehn weitere Genehmigungen für die Lithium-Suche

F&E. In Niedersachsen haben die Behörden weitere „Aufsuchungserlaubnisse“ für den Batterierohstoff Lithium vergeben. Sie decken 20 Prozent der Landesfläche ab, nicht aber der spätere Abbau.

Das niedersächsische Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) mit Sitz in Hannover hat der Esso Deutschland GmbH zum 1. April zehn weitere Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Lithium zugeteilt. Damit steigt die Zahl der insgesamt in Niedersachsen vergebenen Erlaubnisfelder auf 20. Anfang 2024 waren es erst zwei gewesen.

Wie die Bergbehörde mitteilte, decken die neuen Aufsuchungserlaubnisse zusammen 4.000 Quadratkilometer ab. Sie sind zunächst befristet bis zum 31. März 2030. Bereits zum 1. Januar hatte Esso, Tochter des US-Konzerns Exxon, vier Felder erhalten. Weitere sechs Erlaubnisfelder wurden an andere Unternehmen oder Institutionen vergeben. Über zusätzliche Anträge mehrerer Firmen wird derzeit noch entschieden.

Die Genehmigungen geben dem Unternehmen zunächst das „grundsätzliche Recht“, die Aufsuchungen vorzunehmen. „Konkrete Aufsuchungshandlungen darf die Esso Deutschland GmbH damit noch nicht vornehmen“, heißt es vonseiten der Behörde weiter. Diese seien erst nach Zulassung bergrechtlicher Betriebspläne möglich, für die unter anderem ein gesondertes Beteiligungsverfahren nötig sei.

Für die mögliche spätere Förderung ist der Einsatz des sogenannten Bohrloch-Bergbaus vorgesehen. Dazu soll analog zur Erdgasförderung in 3.000 bis 5.000 Metern Tiefe zirkulierendes Thermalwasser genutzt werden. Das Verfahren sieht vor, dass das lithiumhaltige Wasser an die Oberfläche befördert, das Lithium abgeschieden und das Wasser anschließend in die ursprüngliche Gesteinsschicht zurückgeführt wird.

LBEG-Präsident Carsten Mühlenmeier wies darauf hin, dass die Erlaubnisflächen nicht mit späteren Fördergebieten gleichzusetzen seien. Der Fokus werde sich in der praktischen Umsetzung auf deutlich kleinere Areale konzentrieren. Die geologischen Voraussetzungen im Norddeutschen Becken ermöglichten einen vergleichsweise ressourcenschonenden Abbau.

Der Abbau in klassischen Bergwerken, wie er beispielsweise im Erzgebirge geplant sei, oder gar unter fragwürdigen Umweltbedingungen, wie man ihn von anderen Kontinenten kenne, sei in Norddeutschland nicht vorgesehen, sagte Mühlenmeier.

Mit nun 20 Erlaubnisfeldern auf einer Gesamtfläche von 7.500 Quadratkilometern – knapp einem Sechstel der Fläche Niedersachsens – positioniert sich das Bundesland als möglicher Vorreiter bei der Lithiumgewinnung. Bereits heute ist Niedersachsen führend in der deutschen Erdgas- und Erdölförderung.

Lithium ist ein wichtiger Rohstoff für die Herstellung von Stromspeichern. Lithium-Ionen-Batterien kommen weltweit in stationären Stromspeichern und in E-Fahrzeugen zum Einsatz. Lithium ist derzeit der meistverwendete Rohstoff dafür. Es wird aktuell vor allem in Südamerika, Australien und China gewonnen.

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Pilot für Wärmewende und neuen sozialen Wohnungsbau



Quelle: Pixabay / ri

WÄRME. In Hamburg hat die Energiegenossenschaft Green Planet Energy ein Pilotprojekt für nachhaltigen sozialen Wohnungsbau gestartet – mit Mieterstrom und Wärmepumpen.

Insgesamt 107 Wohneinheiten für 370 Menschen sollen in Hamburg von günstigem Mieterstrom und regenerativ erzeugter Wärme profitieren. Dafür haben die Energiegenossenschaft Green Planet Energy und das städtische Unternehmen Fördern & Wohnen (F&W) ein Quartier im Stadtteil Bahrenfeld mit einer 160-kW-Photovoltaikanlage und vier Luft-Wasser-Wärmepumpen ausgestattet. Falls der Strom vom eigenen Dach nicht ausreicht, wird der Bedarf durch Ökostrom gedeckt, den die Genossenschaft hinzukaft. Dieser entspreche „Greenpeace-Kriterien“, heißt es in einer Mitteilung.

„Als Genossenschaft setzen wir uns seit mehr als 25 Jahren für eine sozial gerechte Energiewende ein. Unser Projekt in Hamburg-Bahrenfeld zeigt, wie es geht“, erklärt Nils Müller, Co-Vorstand von Green Planet Energy. Zunächst werde das neue Quartier als Wohnunterkunft für schutzsuchende Familien mit Fluchthintergrund und Wohnungslose dienen, heißt es in einer Mitteilung der Genossenschaft. Diese wurde 1999 von Greenpeace gegründet und zählt mittlerweile nach eigenen Angaben 45.000 Mitglieder. Sie betreibt Wind- und Solarparks sowie Elektrolyseure zur Produktion von grünem Wasserstoff als „Windgas“, die insgesamt 200.000 Haushalte und Geschäftskunden versorgen.

In Hamburg wurde nun ein Modell etabliert, das nach den Vorstellungen der Verantwortlichen Vorbildcharakter haben soll. „Wir haben hier erstmals serielles Bauen mit einem innovativen Energiekonzept kombiniert“, erklärt Andreas Tjaden, kaufmännischer Direktor von F&W.

Green Planet Energy und Fördern & Wohnen haben vereinbart, gemeinsam weitere solcher Projekte in Mehrfamilienhäusern umzusetzen. „Mit unserer Kooperation schlagen wir ein neues Kapitel der Energiewende in Hamburg auf“, erklärt Nils Müller. Er hebt die Eigenerzeugung in Quartieren als besonderes Gestaltungselement der Energiewende vor Ort explizit hervor. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

🔧 TECHNIK



Quelle: Quelle: Amprion

Baustart für Stromleitung A-Nord in NRW

STROMNETZ. In Rhede ist die Errichtung der Gleichstromleitung A-Nord in Nordrhein-Westfalen offiziell auf den Weg gebracht worden. Damit wird in zwei Bundesländern gebaut.

Mit einem symbolischen Spatenstich hat Ministerpräsident Hendrik Wüst (CDU) am 11. April in Rhede den offiziellen Bau für die Gleichstromleitung A-Nord in Nordrhein-Westfalen eingeleitet. Die Leitung soll mithilfe, Windenergie von der Nordsee bis nach Baden-Württemberg transportieren.

Wüst unterstrich die Bedeutung von A-Nord für die Energiewende und sein Bundesland: „Nordrhein-Westfalen ist Heimat einer energieintensiven Industrie. Eine klimafreundliche Energieversorgung, die sicher und bezahlbar ist, ist Voraussetzung für die wirtschaftliche Stärke unseres Industriestandortes.“

Die Gleichstromleitung teilt sich in zwei Abschnitte: A-Nord und Ultranet. A-Nord reicht vom Konverter im niedersächsischen Emden bis zum Konverter des Projektes Ultranet in Osterath im Rheinland. Ultranet verläuft dann weiter nach Philippsburg in Baden-Württemberg.

Hunderte Millionen Euro Einsparpotenzial

Sie bilden zusammen einen rund 600 Kilometer langen Windstrom-Korridor. Von 2027 an soll dieser hauptsächlich bis zu 2.000 MW Windstrom aus Ostfriesland in den Süden der Republik leiten. Während in Niedersachsen bereits seit Herbst 2023 an der Leitung A-Nord gebaut wird, beginnt in Nordrhein-Westfalen nun ebenfalls die Bauphase.

Wie der zuständige Übertragungsnetzbetreiber Amprion mitteilte, soll A-Nord von 2027 an jährlich bis zu 700 Millionen Euro an Redispatchkosten einsparen. „Die Investitionskosten von drei Milliarden Euro amortisieren sich somit schnell“, wird Amprion-CEO Christoph Müller zitiert.

Darüber hinaus betonte Müller die wirtschaftliche Bedeutung des Projekts: „Der Netzausbau ist ein starker Wirtschaftsmotor: Amprion wird in den kommenden fünf Jahren allein in Nordrhein-Westfalen acht Milliarden Euro investieren. Das verteilt sich auf 30 Leitungsbauprojekte, durch die mehr als 2.500 Firmen Aufträge erhalten.“

Die ersten 75 Kilometer der A-Nord-Leitung sollen bereits im März 2026 fertiggestellt werden. An der südlichen Schnittstelle der Leitung, in Meerbusch bei Düsseldorf, entsteht eine Konverterstation, die den Übergang zur Ultranet-Verbindung ermöglicht.

Während A-Nord als Erdkabel gebaut wird, verläuft Ultranet größtenteils über bestehende Hochspannungsmasten als Freileitung. In Baden-Württemberg ist der Übertragungsnetzbetreiber Transnet BW dafür zuständig. // [VON STEFAN SAGMEISTER](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Neue Großspeicher für Netz und Markt gleichermaßen



Der Batteriespeicher von Tauber Energy in Waltershausen (Thüringen). Quelle: Tauber Energy

STROMSPEICHER. Welche zentrale Rolle können Speicherlösungen künftig im Strommarkt und bei der Energiewende spielen? Das sollen Großbatteriespeicher-Projekte von Tauber Energy und EEW zeigen.

Mit dem Batteriespeicherprojekt BESS Waltershausen betritt Tauber Energy ein neues Geschäftsfeld und unterstreicht seinen strategischen Fokus, Energiespeicher als eigenständige Marktakteure zu etablieren. Der in Thüringen errichtete Speicher verfügt über eine Leistung von 10 MW und eine Kapazität von 22 MWh. Die Anlage, die im Februar ans Netz gegangen ist, ist seit Anfang April 2025 im kommerziellen Betrieb. Der Bau hatte planmäßig im September 2024 begonnen.

Ziel des Unternehmens ist es, mit einem technologieoffenen Portfolio von Batteriespeichern Systemdienstleistungen wie Frequenzhaltung (FCR), Sekundär- und Minutenreserve (aFRR, mFRR) zu erbringen sowie die Teilnahme am kurzfristigen Day-Ahead- und Intraday-Handel zu ermöglichen. Damit sollen Speicher nicht mehr allein als Netzpuffer fungieren, sondern aktiv zur Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Strommärkte beitragen.

Das Projekt ist nicht nur das erste Großspeicher-Vorhaben von Tauber Energy in Thüringen, sondern auch ein Baustein für ein Portfolio mit mehr als 100 MW geplanter Gesamtleistung und flexiblen Entladezeiten zwischen zwei und vier Stunden. Diese Skalierung erlaubt künftig eine standortübergreifende Einsatzplanung, mit der sich Marktchancen besser nutzen lassen und Systemdienlichkeit gezielt einsetzen lässt.

Die technische Umsetzung erfolgte in Kooperation mit dem Projektentwickler Renewex und dem Verteilnetzbetreiber TEN Thüringer Energienetze. Laut David Fleck, Geschäftsführer von Tauber Energy, war die Zusammenarbeit geprägt von „hoher Lösungsorientierung“, insbesondere beim Netzanschluss und der Integration der Speichertechnik.

Ein weiterer zentraler Aspekt des Projekts ist die Finanzierung: Die Deutsche Kreditbank AG (DKB) hat die Projektfinanzierung übernommen. „Die Finanzierung durch die DKB zeigt, dass unsere Speicherprojekte nicht nur technologisch, sondern auch wirtschaftlich überzeugen“, so Fleck.

Ausgleich von Erzeugungsschwankungen und Lastspitzen

Ein weiteres Großspeicherprojekt entsteht im brandenburgischen Premnitz. Dort realisiert die Energy from Waste GmbH (EEW) gemeinsam mit dem Speicherhersteller Tricera Energy erstmals ein großtechnisches Speichersystem am Standort eines bestehenden EEW-Kraftwerks. Das System wird über eine Leistung von

7 MW und eine Kapazität von 15 MWh verfügen und wird laut einer Mitteilung von Tricera „in den kommenden Monaten“ umgesetzt.

Für EEW ist das Projekt ein Schritt auf neues Terrain, hin zu mehr Flexibilität im Strommarkt. Der Speicher soll nicht nur das Netz stabilisieren, sondern zur Optimierung von Lastspitzen und Erzeugungsschwankungen beitragen. Die EEW versteht ihre Anlagen laut CEO Timo Poppe künftig als flexible Speicherkraftwerke, die in Zeiten von Windflaute und Dunkelheit netzdienlich einspringen.

Lars Fallant, COO von Tricera Energy, ergänzt: „Wichtige Hebel für kurzfristige Erfolge bei der Energiewende sind die Nutzung freier Netzkapazitäten und die Flexibilisierung bestehender Kraftwerksstandorte.“ Das Projekt sei ein Beispiel dafür, wie Batteriespeicher zu einem nachhaltigen und wirtschaftlichen Energiemanagement beitragen können.

Beide Projekte zeigen exemplarisch, wie Batteriespeicher in die Rolle aktiver Systemdienstleister hineinwachsen. In einem Strommarkt, der durch Einspeisung aus volatilen erneuerbaren Energien geprägt ist, gewinnen solche flexiblen Speicherlösungen an strategischer Relevanz – sowohl für die Netzstabilität als auch für eine wirtschaftliche Integration regenerativer Stromerzeugung.

Tauber Energy und Tricera Energy

Tauber Energy hat sich auf die Entwicklung, Akquise, Planung, Umsetzung, den Betrieb von und die Investition in Photovoltaikanlagen sowie Großspeichern spezialisiert. Das Unternehmen hat seinen Hauptsitz im baden-württembergischen Tauberbischofsheim.

Tricera Energy mit Sitz in Freiberg und Dresden hat sich auf die Entwicklung, den Bau und den Betrieb von mittleren und großen Batteriespeichersystemen spezialisiert. Nach eigenen Angaben hat das Unternehmen bislang 211 MWh an Kapazität und 126 MW an Leistung verbaut.

// VON FRITZ WILHELM

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

[^ Zum Inhalt](#)

Förderung für Fabrik zum Recycling von Lithium-Ionen-Batterien



Quelle: Fotolia / JiSIGN

ELEKTROFAHRZEUGE. Die H.C. Starck Tungsten will im niedersächsischen Goslar aus der Schwarzmasse von Batterien mehr Metall herausholen. Dafür gibt es mehr als 60 Millionen Euro Fördermittel.

Die Bundesregierung und die Landesregierung in Niedersachsen fördern mit über 60 Millionen Euro das Recycling von Batterie-Schwarzmasse bei der H.C. Starck Tungsten in Goslar. Das Unternehmen hat nach eigenen Angaben einen besonders effizienten Prozess zur Rückgewinnung von Metallen aus so genannter „Schwarzmasse“ – also den zermahlenden Bestandteilen gebrauchter Lithium-Ionen-Batterien nach dem Entfernen des Gehäuses – entwickelt.

Das Verfahren, für das sechs Patentanmeldungen anhängig sind, erzielt laut H.C. Starck gegenüber etablierten Methoden eine erheblich bessere Rohstoffausbeute bei einem deutlich geringeren Verbrauch an Hilfsstoffen und Energie. Außerdem falle lediglich ein Zehntel der CO₂-Emissionen an, die beim Abbau von primärem Lithium, Nickel, Kobalt und Mangan entstehen würden, heißt es.

Für die Anwendung im industriellen Maßstab hat H.C. Starck Tungsten nun den Bau einer Anlage im Metallurgiepark Oker mit einem Investitionsvolumen von rund 340 Millionen Euro ins Auge gefasst. Der damit verbundene Förderantrag sei auch vom Mutterkonzern Mitsubishi Materials Corporation unterstützt worden, so das Unternehmen.

Die auf zwei Jahre angelegten Bauarbeiten für die neue Anlage in Goslar sollen in der ersten Jahreshälfte 2027 beginnen. Die angestrebte Recyclingkapazität liegt bei rund 20.000 Tonnen Schwarzmasse pro Jahr, vergleichbar dem Batterieinhalt von ungefähr 100.000 Elektro-Kleinwagen.

Zur H.C. Starck Gruppe gehören der Wolframhersteller H.C. Starck Tungsten GmbH mit Produktionsstandorten in Deutschland, Kanada und China, der Analytikspezialist Chemilytics GmbH & CO KG sowie die Chemitas GmbH.

Die H.C. Starck Holding (Germany) GmbH war Ende vergangenen Jahres durch die japanische Mitsubishi Materials Europe B.V., eine Tochter der Mitsubishi Materials Corporation Group übernommen worden. Mitsubishi Materials setzt als einer der weltweit führenden Hersteller metallbasierter Hochleistungsmaterialien und -produkte zunehmend auf das Recycling sekundärer Rohstoffe. Die Unternehmensgruppe betreibt in Japan einen eigenen Standort zur Wiedergewinnung und Verarbeitung von Wolfram und stellt auch wolframbasierte Werkzeuge her, für die seit vielen Jahren Produkte von H.C. Starck Tungsten bezogen werden.

// VON CHRISTINE BÜTTNER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Fotolia / MR

Batteriewerk für E-Nutzfahrzeuge legt los

FUSION. MAN hat in Nürnberg ein neues Batteriewerk für E-Nutzfahrzeuge in Betrieb genommen. Derweil übernimmt der schwedische Lkw-Hersteller Scania das Industriebatterie-Geschäft von Northvolt.

MAN Truck & Bus SE produziert seit 13. April in einem neuen Nürnberger Werk Batteriepacks für Nutzfahrzeuge. Ministerpräsident Markus Söder (CSU) und sein Vize und Wirtschaftsminister Hubert Aiwanger (Freie Wähler) nahmen das Werk mit Konzernvertretern offiziell in Betrieb.

Die neue Fertigung soll laut Landes-Wirtschaftsministerium bis 2030 eine Produktionskapazität von bis zu 100.000 Batteriepacks erreichen. Damit lassen sich je nach Fahrzeugtyp zwischen 22.000 und 30.000 E-Nutzfahrzeuge ausstatten.

Der Freistaat Bayern unterstützt das Vorhaben mit 5,6 Millionen Euro. Grundlage der Standortentscheidung war eine bereits 2022 zugesagte Förderung von bis zu 30 Millionen Euro für Forschung und Entwicklung durch das bayerische Wirtschaftsministerium.

Minister Aiwanger ordnete das Ereignis so ein: „Mit dem heutigen Start setzt MAN ein Zeichen für die gesamte Nutzfahrzeugindustrie. Batteriewerke wie dieses machen Bayern technologisch unabhängig bei der Elektromobilität und zeigen: Das Know-how ist hier.“

Schwedische Batterien für Bergbau, Bau und Materialtransport

Unterdessen hat der schwedische Lkw-Hersteller Scania das Industriegeschäft des Batterieherstellers Northvolt übernommen, nachdem eine Einigung mit dem Konkursverwalter des Unternehmens erzielt wurde. Der Kauf war bereits Anfang des Jahres vereinbart worden, als der Batteriehersteller ein finanzielles Restrukturierungsverfahren nach Chapter 11 des US-Insolvenzrechtes durchlief.

Später musste Northvolt in Schweden Insolvenz anmelden, nachdem es nicht gelungen war, die für den Fortbestand des Unternehmens nötige finanzielle Unterstützung zu erhalten (wir berichteten).

Ein vom schwedischen Gericht bestellter Treuhänder überwacht das Konkursverfahren, einschließlich des Verkaufs des Unternehmens und seiner Vermögenswerte sowie der Begleichung ausstehender Verbindlichkeiten. Der Treuhänder erklärte kürzlich, dass Northvolt den Betrieb fortsetzen kann, allerdings auf einer reduzierten Basis, wenn eine grundsätzliche Einigung mit den wichtigsten Interessengruppen erzielt worden ist.

Die Industriesparte von Northvolt stellt Batterien für Kunden in Branchen wie Materialtransport, Baumaschinen und Bergbau her. Das Unternehmen verfügt über Produktionsanlagen, ein Forschungs- und Entwicklungszentrum und ein Team von rund 260 Mitarbeitern an Standorten in Danzig und Stockholm.

„Scania und der Treuhänder haben sich auf eine Vereinbarung geeinigt, die die Fortführung des Geschäftsbetriebs sicherstellt“, teilte der zum Münchner Traton-Konzern gehörende Lkw-Hersteller am Freitag mit. „Nach der Übernahme werden die Geschäfte von Northvolt Systems Industrial weitergeführt.“ Die finanziellen Bedingungen wurden nicht genannt.

// VON GEORG EBLE / DJG

[^ Zum Inhalt](#)

Mounier bleibt Chef in Düsseldorf



Von links: Aufsichtsratsvorsitzende Colette Rückert-Hennen, Vorstandsvorsitzender Julien Mounier, OB Dr. Stephan Keller. Quelle: Stadtwerke Düsseldorf

PERSONALIE. Die Stadtwerke Düsseldorf halten an ihrem Vorstandsvorsitzenden Julien Mounier fest. Der gebürtige Franzose soll das Unternehmen bis Ende 2030 führen.

Zweite Dienstperiode für Julien Mounier: Der 47-jährige Chemiker und Physiker ist vom Aufsichtsrat der Stadtwerke Düsseldorf bis Ende Dezember 2030 zum Vorstandsvorsitzenden bestellt worden. Mounier hatte den Posten im Januar 2021 von Udo Brockmeier übernommen, der nicht mehr angetreten war. Sein neuer Dienstvertrag gilt vom 1. Januar 2026 an.

Bevor er ins Rheinland kam, war der gebürtige Franzose bei der Braunschweiger BS-Energy-Gruppe, wo er im Jahr 2012 in den Vorstand aufrückte. Fünf Jahre später übernahm er bei der BS Energy AG, deren Anteilseigner die französische Veolia, die Stadt Braunschweig und die Thüga sind, den Vorstandsvorsitz.

„Die Verlängerung um weitere fünf Jahre ist auch eine Bekräftigung der Unternehmensstrategie für Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit in der Energieversorgung Düsseldorfs und der Region“, kommentiert Aufsichtsratsvorsitzende Colette Rückert-Hennen in einer Pressemitteilung die Entscheidung ihres Gremiums.

Mounier weiter zur Seite stehen im Vorstand Dr. Charlotte Beissel und Jan Huth. Der Vorstandsvorsitzende versprach, das Entwicklungstempo des Stadtwerks hochzuhalten.

Die Stadtwerke Düsseldorf gehören zu 54,95 Prozent dem Energiekonzern EnBW. 25,05 Prozent der Anteile hält die Stadt Düsseldorf, 20 Prozent gehören der Kölner kommunalen Zwischenholding GEW Köln, einer Tochter der Stadtwerke Köln. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Verlängerung für Gasag-Chef



Georg Friedrichs. Quelle: Gasag

PERSONALIE. Georg Friedrichs soll die Gasag ins nächste Jahrzehnt führen. Der Vertrag des Vorstandsvorsitzenden des Berliner Regionalversorgers ist jetzt vorzeitig verlängert worden.

Weitere fünf Jahre für Georg Friedrichs an der Spitze der Gasag: Der Aufsichtsrat und der 55-Jährige haben eine Verlängerung seines Dienstvertrags vereinbart. Friedrichs, seit April 2021 Vorstandsvorsitzender, soll den Unternehmensverbund in der Bundeshauptstadt ins nächste Jahrzehnt führen. Der neue Vertrag datiert bis 2031.

Friedrichs stehe „in besonderem Maße für die konsequente strategische Weiterentwicklung der Gasag-Gruppe“, zitiert der Versorger den Aufsichtsratsvorsitzenden, Eric Stab, in der Pressemitteilung. Friedrichs' Engagement für eine klimaneutrale Energieversorgung sei klar erkennbar. „Eine verlässliche und effiziente Energieversorgung mit einer zügigen Dekarbonisierung zu verbinden, bleibt die große Aufgabe für unser Unternehmen – auch in unruhigen Zeiten“, mit diesen Worten blickt Friedrichs auf die kommenden Jahre.

Georg Friedrichs ist gelernter Bankkaufmann und Jurist. Bevor er zur Gasag kam – er folgte damals auf den ehemaligen Thüga-Vorstand Dr. Gerhard Holtmeier –, war er in leitenden Funktionen bei Vattenfall tätig.

Verlängert worden ist unterdessen auch das Mandat von Eric Stab. Der CEO des Gasag-Mitaktionärs Engie Deutschland AG bleibt für weitere zwei Jahre Vorsitzender des Aufsichtsrates der Gasag-Gruppe.

// VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Drei statt vier: Leag verkleinert Vorstand und strukturiert um



Quelle: Shutterstock / Andrii Yalansky

PERSONALIE. Die Leag verschlankt an der Spitze: Im Zuge einer Neuorganisation übernimmt CEO Adolf Roesch zusätzlich das Produktionsressort.

Am 1. Mai soll bei der Leag Lausitzer Energie AG eine strategische Neuausrichtung vollzogen werden, mit der personelle Entscheidungen einhergehen. Der Bergbau- und Kraftwerksbereich soll vom Geschäft mit erneuerbaren Energien und nachhaltigen Energielösungen abgegrenzt werden. Der ostdeutsche Energiekonzern wird künftig, wie schon berichtet, unter dem Dach der Holding Leag GmbH mit Sitz in Cottbus in zwei Sparten operieren:

- der Gigawatt GmbH für grüne Geschäftsfelder
- sowie der Lausitz Energie Verwaltungs GmbH für das traditionelle Kerngeschäft (wir berichteten).

Auf ein Produktionsressort im Vorstand will das Unternehmen künftig verzichten. Zum 12. Mai wird Leag-CEO Adolf Roesch in Doppelfunktion als COO die Bereiche Bergbau und Kraftwerke mitverantworten. Der bisherigen Vorstand Produktion, Dr. Philipp Nellesen, verlässt laut einer Mitteilung vom 9. April das Unternehmen. Der promovierte Bauingenieur, der 2021 von Thyssenkrupp zur Leag gewechselt war, gehe auf eigenen Wunsch, um sich neuen beruflichen Herausforderungen zu stellen, heißt es. Per 12. Mai werde er die Verantwortung an Leag-CEO Roesch übertragen.

Neu in das Führungsgremium des Unternehmens zieht per 12. Mai als CFO Thomas Merker ein. Er folgt als Finanzverantwortlicher auf Dr. Markus Binder. Dieser wurde zum 1. Mai in die Geschäftsführung des Übertragungsnetzbetreibers Tennet Germany mit Sitz in Bayreuth berufen. Binder war seit dem 1. März 2017 als Finanzvorstand bei der Leag tätig.

Sein Nachfolger Merker bringt langjährige Erfahrung aus der Energiebranche mit, laut seines Profils in der Business-Plattform *Linked in* wechselt er von der tschechischen Gasnet s.r.o, wo er Group Chief Financial Officer ist, zur Leag.



Thomas Merker
Quelle: Leag

Das Ressort Personal bleibt unverändert mit Arbeitsdirektor Jörg Waniek besetzt.

Erst Ende März hatte die tschechische EP-Gruppe unter dem Unternehmer Daniel Kretinsky ihren Konzernanteil an der Leag nach eigenen Angaben von 70 auf 100 Prozent aufgestockt (wir berichteten).

// VON IMKE HERZOG

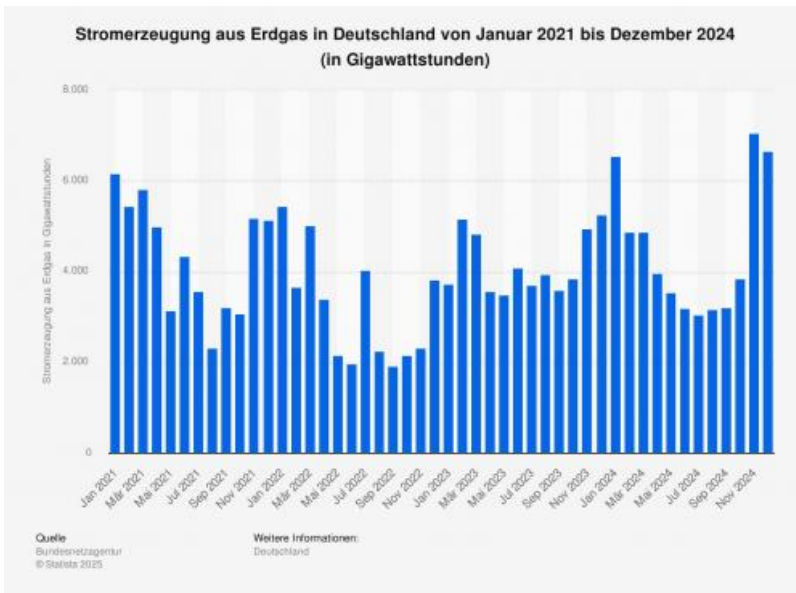
[^ Zum Inhalt](#)

Stromerzeugung aus Erdgas in Deutschland



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

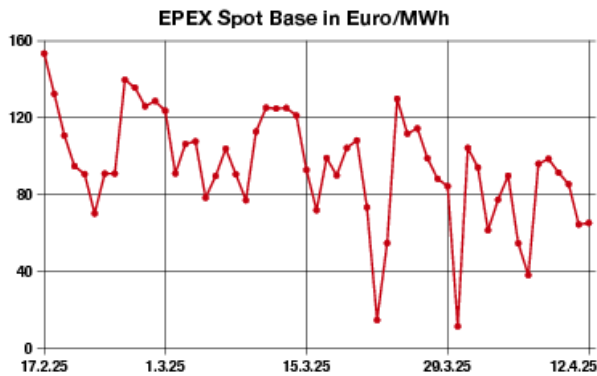
Quelle: Statista

Im Dezember 2024 wurden in Deutschland etwa 6,7 TWh Strom aus Erdgas erzeugt. Im Vergleich zum Vormonat nahm die Verwendung von Erdgas für die Stromerzeugung ab. Dies zeigen Zahlen der Bundesnetzagentur. // **VON REDAKTION**

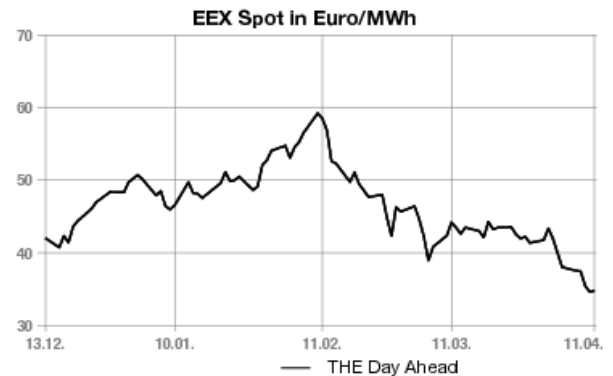
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Trumps Zoll-Zickzack erschwert die Preisprognosen



Quelle: E&M

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

Der Energiekomplex hat sich am Freitag überwiegend etwas fester gezeigt. Die Turbulenzen an den Märkten sind indessen noch lange nicht vorüber, denn der Druck auf die US-Staatsanleihen und auf den US-Dollar ist weiterhin beträchtlich. Viele Teilnehmer an den Märkten für Strom, Gas und CO₂ dürften sich angesichts der erratischen Entscheidungen von US-Präsident Donald Trump auf das Abwarten verlegen und ihre offenen Positionen reduzieren.

Die US-Regierung will in Windeseile Zollverträge mit mehr als 70 Ländern aushandeln, die auf diese Weise höheren Abgaben auf Exporte in die USA entgehen wollen. Unklar ist bislang jedoch, wie hoch die Kompromissbereitschaft der US-Regierung tatsächlich ist.

Strom: Tendenziell etwas fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Freitag gezeigt. Der Montag wurde im Base mit 102,00 Euro/MWh gesehen. Börslich mussten 102,00 Euro entrichtet werden. Am Donnerstag wurden für den Freitag selbst im außerbörslichen Handel noch 64,75 Euro im Base und 38,50 Euro im Peak gezahlt. Ausschlaggebend für den Preisanstieg von Freitag auf Montag ist die niedrigere Erneuerbaren-Einspeisung von 12,8 Gigawatt im Base, die für den ersten Arbeitstag der neuen Woche prognostiziert wird. Für den Berichtstag hatten die Meteorologen von Eurowind noch 35,1 Gigawatt vorhergesagt.

Vor dem Hintergrund der Zollwut von US-Präsident Donald Trump sei es besonders schwer, Strompreise zu prognostizieren, so ein Händler. Viele Marktteilnehmer dürften sich daher vor Ostern mit Engagements zurückhalten, zumal etliche Handelstische wegen der Osterurlauber nicht besetzt sein dürften. Die Liquidität werde in der Karwoche gering ausfallen, eine Garantie für geringe Kursschwankungen sei dies jedoch nicht.

Am langen Ende zeigte sich das Cal 26 unverändert mit 79,49 Euro/MWh.

CO₂: Die CO₂-Preise haben sich am Berichtstag nach oben bewegt. Der Dec 25 gewann bis 13.21 Uhr 1,48 auf 63,60 Euro/Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 18,3 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 63,77 Euro, das Tief bei 61,78 Euro.

Das Analysehaus Vertis beziffert die Auswirkungen der US-Zollpolitik für 2025 auf eine Mindernachfrage von 6 Millionen bis 10 Millionen CO₂-Zertifikaten. In der Schätzung seien aber nur die direkten Auswirkungen auf den Handel enthalten. Bei einer regelrechten Rezession in Europa könne der Nachfragerückgang noch höher ausfallen.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben am Freitag etwas nachgegeben, Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis 13.22 Uhr 0,150 auf 33,250 Euro/MWh. Am deutschen THE gab der Day-ahead um 0,650 auf 34,075 Euro nach. Die Wetterprognosen für die kommenden Tage dürften vom Gasmarkt neutral aufgenommen werden. Zwar sollen die Temperaturen in Deutschland zunächst auf überdurchschnittliche Werte steigen, doch mit dem Beginn der dritten Aprildekade dürfte die Wärmeperiode laut dem US-Wettermodell einer deutlich kühleren Witterung Platz machen. Das Windaufkommen werde sich volatil aber zugleich nur moderat entwickeln.

Die europäischen Gasfutures für Juli 2025 sind unterdessen um etwa 1 Euro/MWh unter die für Januar 2026 gefallen, was einen Anreiz schafft, in diesem Sommer zu kaufen und in die Speicher einzuspeisen. Das milde Ende des Winters und die reichliche Verfügbarkeit von LNG haben die Sorgen vor einer schwierigen Auffüllsaison verringert.

Die europäischen Gasnetzbetreiber gehen davon aus, dass die EU die vorgesehene Speichermenge von 90 Prozent erreichen kann, vorausgesetzt, die importierten LNG-Mengen reichen aus und die verbleibenden russischen Pipelineströme werden nicht unterbrochen (siehe auch separate Meldung zu flexibleren Füllstandsvorgaben). // [VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

E&M STELLENANZEIGEN



Professur (W2) für Smart Energy (m/w/d)

Suchen Sie eine Professur (W2) für Smart Energy? Gestalten Sie innovative Lehre und Forschung an d...
in Feuchtwangen

11.02.2025



Technischer Experte / Sachverständiger (m/w/d) Photovoltaik

Arbeite mit uns an einer zukunftsfähigen Energieversorgung! Wir machen Erneuerbare aus Überzeugun...
in Ingelheim am Rhein

vor 2 h

● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Mitarbeitererevents



Manager/in Stromnetze - technisch und regulatorisch (w/m/d)

Wir sind der Verband der Elektro- und Digitalindustrie, der ZVEI. Wir haben ein Ziel: Wir wollen die Zuku...
in Teltow

vor 2 h



Sachbearbeiter (m/w/d) Stromnetzplanung

Sachbearbeiter (m/w/d) Stromnetzplanung Bewerbungen von Berufsanfängern und Quereinsteigern in...
in Metzingen

vor 2 h

● Freie Mitarbeit ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Kantine / Betriebsarzt



Projektentwickler (m/w/d) Photovoltaik Freifläche und Batteriespeichersysteme






Arbeite mit uns an einer zukunftsfähigen Energieversorgung! Wir machen Erneuerbare aus Überzeugun...
in Mainz




vor 2 h



● Freie Mitarbeit ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Mitarbeitererevents



[WEITERE STELLEN GESUCHT? HIER GEHT ES ZUM E&M STELLENMARKT](#)



IHRE E&M REDAKTION:



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




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




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



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

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

Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie
 

Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung
  

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

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

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

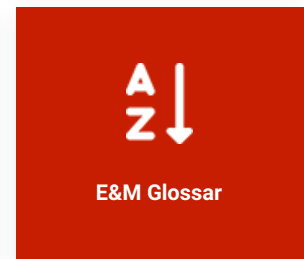
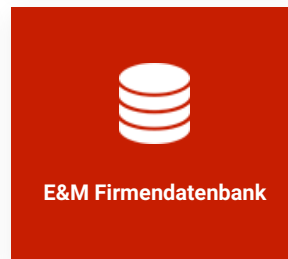
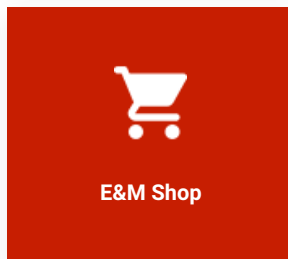
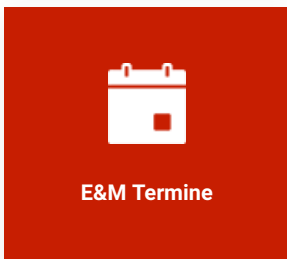
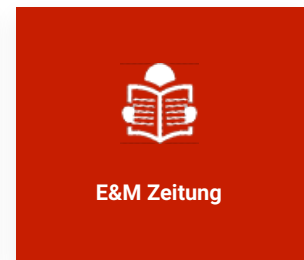
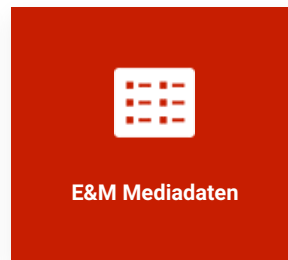
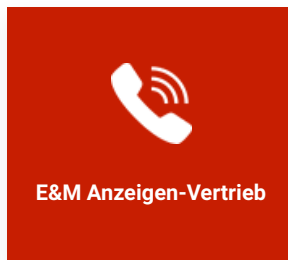
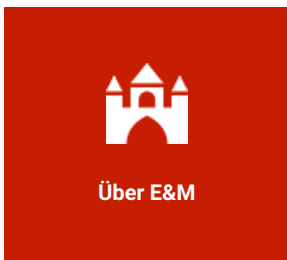
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching

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

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

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

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

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

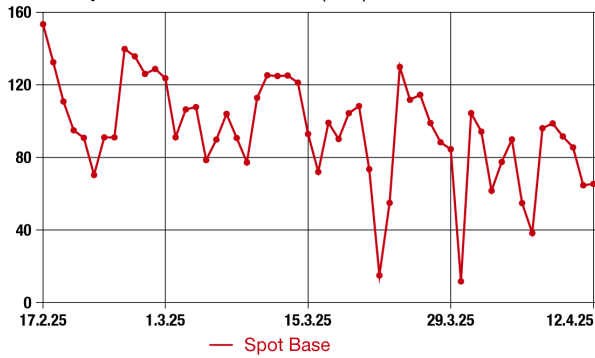
Folgen Sie E&M auf:



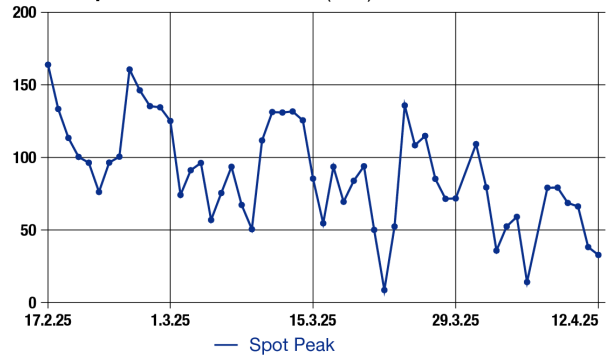
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

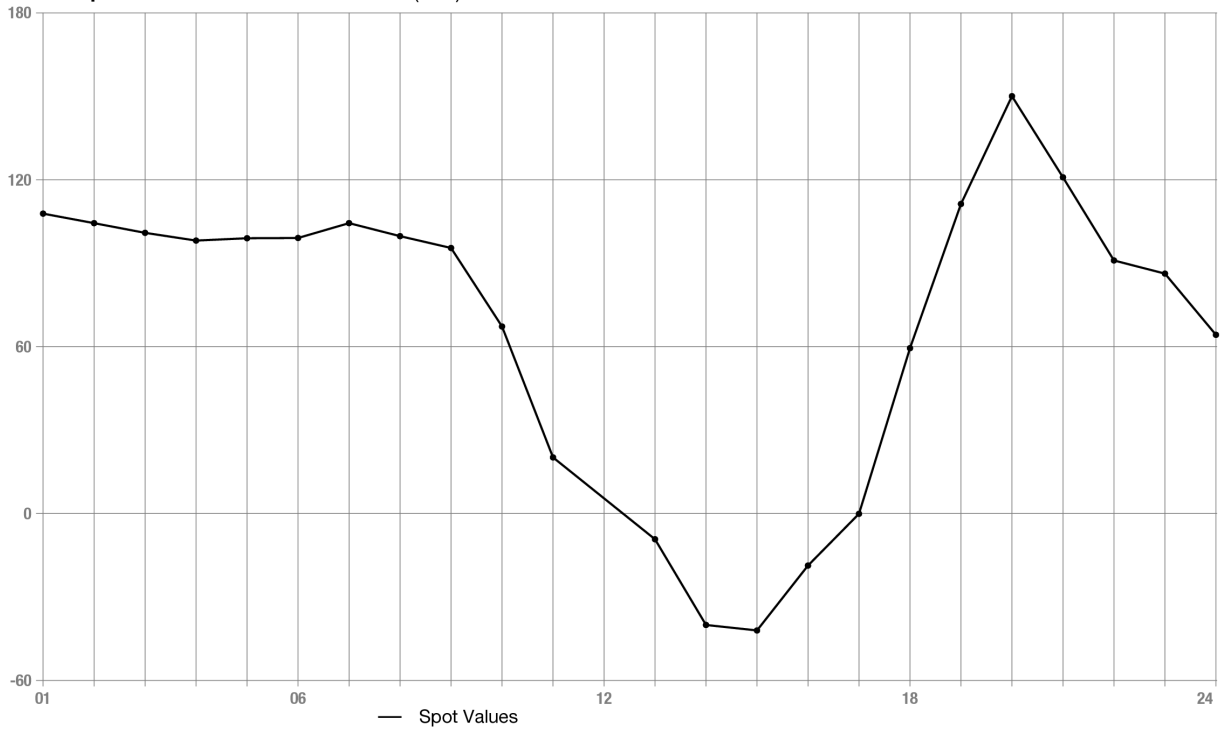
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

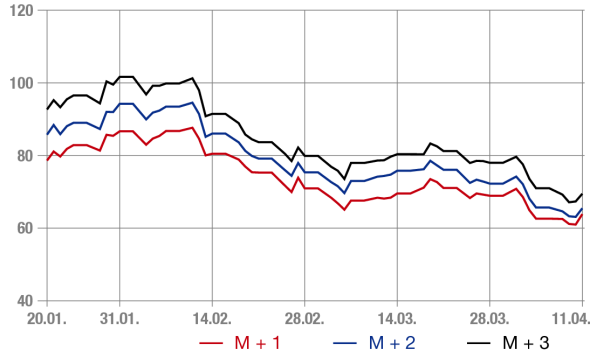
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	11.04.25	German Power Mai-2025	63,85
M2	11.04.25	German Power Jun-2025	65,46
M3	11.04.25	German Power Jul-2025	69,46
Q1	11.04.25	German Power Q3-2025	73,92
Q2	11.04.25	German Power Q4-2025	90,07
Q3	11.04.25	German Power Q1-2026	90,72
Y1	11.04.25	German Power Cal-2026	80,10
Y2	11.04.25	German Power Cal-2027	74,95
Y3	11.04.25	German Power Cal-2028	69,14

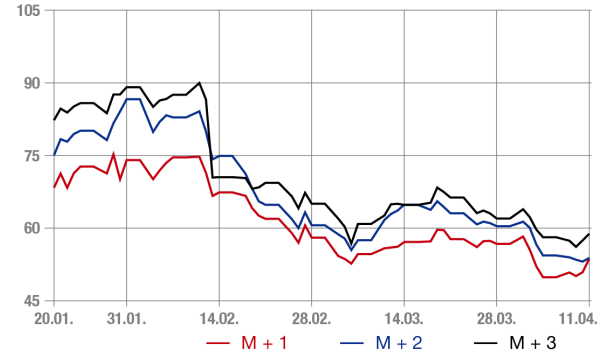
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	11.04.25	German Power Mai-2025	53,68
M2	11.04.25	German Power Jun-2025	53,85
M3	11.04.25	German Power Jul-2025	58,82
Q1	11.04.25	German Power Q3-2025	66,53
Q2	11.04.25	German Power Q4-2025	116,35
Q3	11.04.25	German Power Q1-2026	110,97
Y1	11.04.25	German Power Cal-2026	89,13
Y2	11.04.25	German Power Cal-2027	84,62
Y3	11.04.25	German Power Cal-2028	78,95

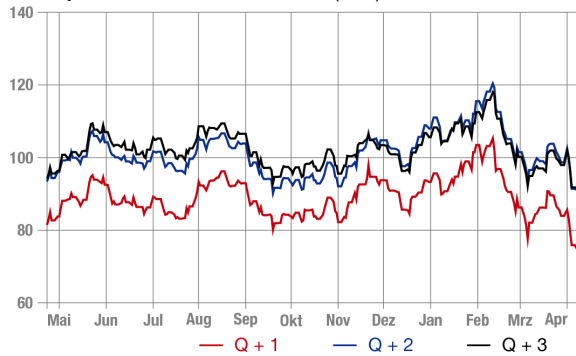
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



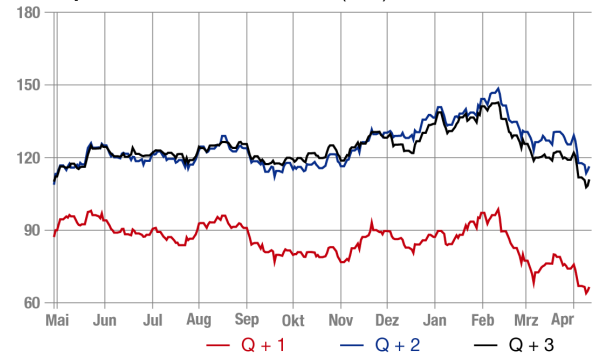
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



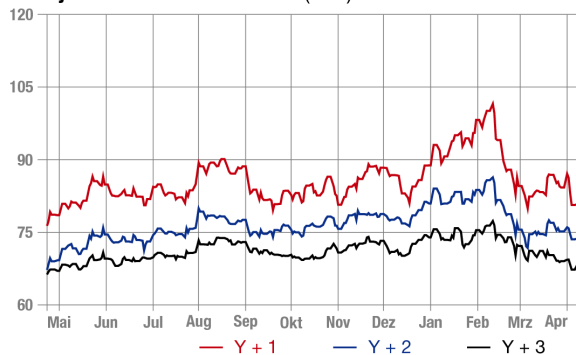
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



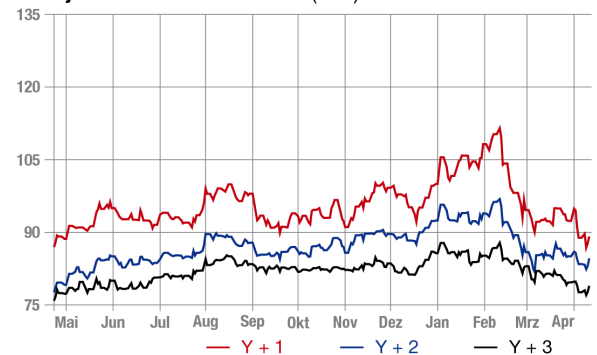
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



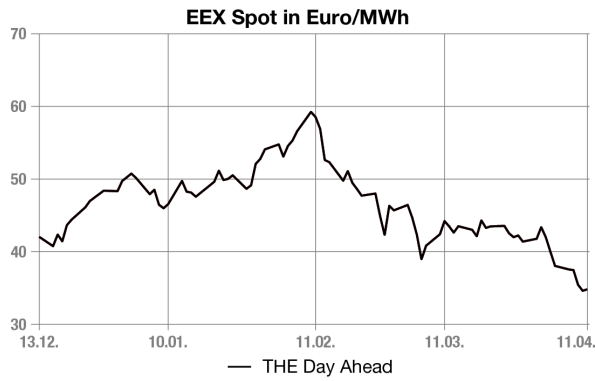
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



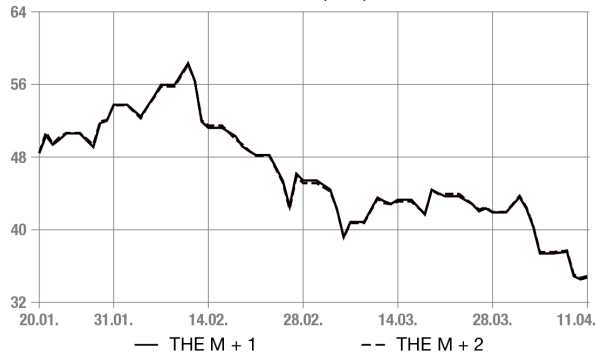
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	11.04.25	German THE Gas Mai-2025	34,73
M2	11.04.25	German THE Gas Jun-2025	34,90
Q1	11.04.25	German THE Gas Q3-2025	35,43
Q2	11.04.25	German THE Gas Q4-2025	36,25
S1	11.04.25	German THE Gas Win-2025	36,30
S2	11.04.25	German THE Gas Sum-2026	32,71
Y1	11.04.25	German THE Gas Cal-2026	33,94
Y2	11.04.25	German THE Gas Cal-2027	30,19



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



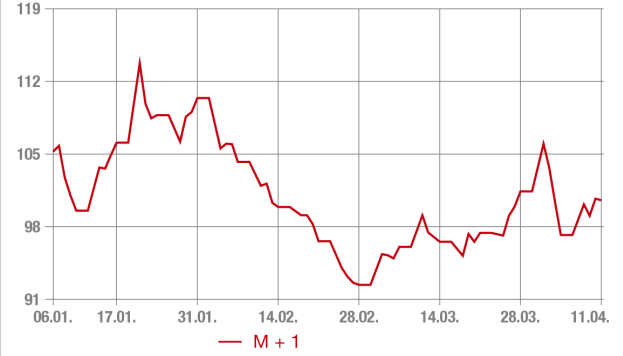
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	11.04.25	65,41	EUR/MWh
Germany Spot peak	11.04.25	32,81	EUR/MWh
EUA Mai 2025	11.04.25	63,89	EUR/tonne
Coal API2 Mai 2025	11.04.25	100,55	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	11.04.25	34,82	EUR/MWh
German THE Gas Mai-2025	11.04.25	34,73	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	11.04.25	33,94	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jun-2025	11.04.25	64,76	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)

