



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

STROM

**180,68 €/MWh**

Expe Spot DE-LU Day Base

GAS

**74,75 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

800

Tonnen Lithium könnten mit der derzeitigen Förderrate von 28 Litern pro Sekunde am Geothermiekraftwerk Bruchsal jährlich gefördert werden

KWK

KWKG-Novelle soll Förderung stärker am Strommarkt ausrichten

FINANZIERUNG

Hybrid-PPA soll Solarpark und Speicher finanzieren

AQUATHERMIE

IfEU sieht großes Wärmepotenzial in Flüssen und Seen

Inhalt

TOP-THEMA

→ **KWK:** Branche fordert KWKG-Verlängerung bis 2038

POLITIK & RECHT

- **KWK:** KWKG-Novelle soll Förderung stärker am Strommarkt ausrichten
- **BIOGAS:** Biomethan braucht günstige Regulierung

HANDEL & MARKT

- **FINANZIERUNG:** Hybrid-PPA soll Solarpark und Speicher finanzieren
- **VERTRIEB:** Wemag startet Portal für Geschäftskunden
- **IT:** Items gibt Fernwärme-Software an ITS ab
- **STATISTIK DES TAGES:** Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan in Deutschland

TECHNIK

- **AQUATHERMIE:** IfEU sieht großes Wärmepotenzial in Flüssen und Seen
- **GEOTHERMIE:** Lithium soll weiteres Standbein in Bruchsal werden
- **WÄRME:** Abwärme aus Rechenzentrum versorgt Stuttgarter Synergiepark

UNTERNEHMEN

- **STROMSPEICHER:** Trianel startet Bau eines 900-MW-Batterieparks

- **STROMSPEICHER:** 1.000-MW-Batteriespeicher entsteht in der Lausitz
 - **CONTRACTING:** Zwei Stadtwerke beteiligen sich an KWA Contracting
 - **BILANZ:** Einkommaufünfgrad wächst im Kerngeschäft
 - **PERSONALIE:** MVV Energie bekommt eigene Finanz-Vorständin
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Hoffnung auf Diplomatie lässt Preise fallen
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Branche fordert KWKG-Verlängerung bis 2038



Quelle: Shutterstock / Black Magic

KWK. Das Bundeswirtschaftsministerium will das KWKG bis 2035 verlängern und die Förderung neu ordnen. Branchenverbände fordern allerdings eine Laufzeit bis 2038 und höhere Fördersätze.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) hat Eckpunkte für die Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vorgelegt. Mehrere Branchenverbände unterstützen die Stoßrichtung des Papiers, fordern aber Änderungen bei Laufzeit und Investitionsbedingungen.

Der BDEW und der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) verlangen eine längere Perspektive für die Förderung. Die geplante Verlängerung bis 2035 knüpft das Ministerium nach Angaben des BDEW an eine Teilnahme an einer KWK-Ausschreibung bis Ende 2031. Der BDEW fordert stattdessen eine Laufzeit bis 2038 und letzte Ausschreibungen bis Ende 2035. Auch der VKU spricht sich für eine Verlängerung bis mindestens 2038 aus. Damit würde das Auslaufen der Förderung mit dem geplanten Kohleausstieg zusammenfallen.

Der BDEW warnt zugleich davor, Kostensenkungen zum maßgeblichen Kriterium der Reform zu machen. Nach Auffassung des Verbandes muss die Novelle die Wirtschaftlichkeit neuer KWK-Anlagen berücksichtigen. Dabei verweist er auf die seit 2016 unveränderten Fördersätze. Der Verband fordert deshalb eine Anpassung an die Kostenentwicklung. Zudem müsse der Gesetzgeber den Wegfall der vermiedenen Netzentgelte berücksichtigen.

Investitionskosten rücken in den Fokus

Richtig ist laut VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing, die Förderung stärker auf die ersten Betriebsjahre zu konzentrieren: „Das vorgesehene Stauchungsmodell bewerten wir im Grundsatz positiv: Kürzere Förderzeiträume bei höheren Fördersätzen passen zur künftigen Rolle von KWK-Anlagen. Sie werden ein erneuerbares Energiesystem flexibel absichern und deshalb seltener laufen. Umso wichtiger ist es, Investitionen schneller refinanzieren zu können.“

Auch der BDEW spricht sich dafür aus: „Das würde zusätzliche Anreize für einen flexibleren Einsatz von KWK-Anlagen als Partner der erneuerbaren Energien setzen und sie fit für die kommende Phase der Energiewende machen“, sagte Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung.

Bei der Ausarbeitung des Gesetzesentwurfs kommt es für Liebing nun auf die Details an: „Die Förderung muss den gestiegenen Investitionskosten und den zusätzlichen Anforderungen eines flexiblen Anlagenbetriebs Rechnung tragen.“ Die bisherigen Vorschläge bildeten die Kostensteigerungen beim Anlagenbau aus Sicht des VKU noch nicht ausreichend ab. Auch eine stärkere Ausrichtung der Förderung an Marktpreissignalen dürfe Investitionen nicht verhindern.

Über die Förderung von Neuanlagen hinaus richtet der VKU den Blick auf bestehende KWK-Kapazitäten. Der Verband sieht diese durch den Wegfall vermiedener Netznutzungsentgelte und mögliche zusätzliche Belastungen aus der AgNES-Reform unter wirtschaftlichem Druck. Die Bedingungen für die Modernisierung bestehender Anlagen müssten deshalb so ausgestaltet werden, dass Investitionen weiterhin möglich bleiben. Die vorgesehene neue Systematik sollte kritisch auf ihre Praxistauglichkeit und Anreizwirkung überprüft werden.

Schnelle Umsetzung der KWKG-Novelle gefordert

Positiv bewertet der VKU hingegen die geplanten Regelungen zur Wasserstofffähigkeit von nach dem KWKG geförderten Anlagen. Damit wird ein langjähriges Hemmnis abgebaut und das KWKG an bestehende Regelungen des StromVKG (Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz) angeglichen. Begrüßenswert ist laut VKU außerdem, dass Wärmespeicher und Wärmenetze weiterhin förderfähig bleiben. Für eine erfolgreiche KWKG-Novelle sieht der VKU aber hier weiteren Handlungsbedarf. Entsprechende Vorschläge enthalten die Empfehlungen im Evaluierungsbericht der Verbände VKU und AGFW.

„Auch Wärmenetze und Speicher werden durch die Novelle deutlich gestärkt“, kommentierte AGFW-Geschäftsführer Frank Mattat. So soll laut dem AGFW die maximale Förderung je Wärmenetzprojekt von 50 auf 100 Millionen Euro steigen, das jährliche Budget für Wärme- und Kältenetze sowie Speicher von 150 auf 400 Millionen Euro. Zugleich wird das Förderverfahren durch die Rückkehr zur Inbetriebnahme als maßgeblichem Anknüpfungspunkt praxistauglicher und die Fördervoraussetzungen werden an die EED-Kriterien für effiziente Fernwärme angepasst.

Gleichzeitig bewertet auch der AGFW einige Punkte kritisch, insbesondere die weitere Begrenzung der förderfähigen Vollbenutzungsstunden, zusätzliche Anforderungen an Modernisierungen und die stärkere Einschränkung der Förderung bei niedrigen Strompreisen.

„Zusammen mit den schon beschlossenen oder zum Teil im Gesetzgebungsverfahren befindlichen Reformpaketen im Strom- und Wärmesektor kann ein überarbeitetes KWKG in den kommenden Jahren Investitionen der Energiewirtschaft in Milliardenhöhe auslösen“, zeigt sich Andreae abschließend optimistisch. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

 POLITIK & RECHT

Kreditwesengesetz
Kapitalanlagegesetz
Energieeffizienzrichtlinie
Energiewirtschaftsgesetz
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
Erneuerbare Energien Gesetz
Erneuerbare Energien Wärme Gesetz
Emissionshandelsgesetz
Umweltgesetzgebung

Quelle: E&M

KWKG-Novelle soll Förderung stärker am Strommarkt ausrichten

KWK. Das Bundeswirtschaftsministerium hat sein Eckpunktepapier zur Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) veröffentlicht. Das Gesetz soll im ersten Quartal 2027 in Kraft treten.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) hat die Eckpunkte für eine Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) vorgelegt. „Die Kraft-Wärme-Kopplung bleibt ein unverzichtbarer Baustein für eine sichere Strom- und Wärmeversorgung. Gerade dann, wenn Wind und Sonne nicht ausreichend Energie liefern, brauchen wir Anlagen, die flexibel einspringen und zuverlässig Strom und Wärme bereitstellen“, sagte die Bundesministerin für Wirtschaft und Energie Katherina Reiche (CDU).

Das Ministerium will den zeitlichen Rahmen der Förderung unter anderem bis Ende 2035 ausdehnen und zugleich die Förderbedingungen ändern. Im Mittelpunkt stehen Investitionen in KWK-Anlagen, Wärmenetze und Wärmespeicher sowie eine stärkere Ausrichtung des Anlagenbetriebs an Strompreisen und Netzanforderungen.

Grundlage der Vorschläge ist die inzwischen abgeschlossene Evaluierung des KWKG im Auftrag des Ministeriums (wir berichteten). Es soll demnach wieder auf die Inbetriebnahme der KWK-Anlage oder des Wärmenetzes abgestellt werden, wie es auch schon vor dem KWKG 2025 der Fall war. Das bedeutet, dass eine Förderung für KWK-Anlagen außerhalb des Ausschreibungssegments sowie für Wärmenetze und -speicher in Anspruch genommen werden kann, sofern diese bis Ende 2035 den Dauerbetrieb aufnehmen.

Gleichzeitig will das BMWE die Förderzeiträume verkürzen. Betreiber könnten die ihnen zustehende Förderung damit über einen kürzeren Zeitraum abrufen. Das Ministerium verspricht sich davon bessere Bedingungen für die Finanzierung neuer Anlagen. „Um die Wärmewende zu unterstützen, soll zudem die Förderung einzelner Wärmenetze angehoben werden“, teilte das BMWE weiter. Damit soll eine Harmonisierung mit der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) erreicht werden.

Höhere Förderung für Wärmenetze vorgesehen

In den Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme (iKWK) müssen Projekte bis Ende 2031 einen Zuschlag erhalten, was mit einer Aufnahme des Dauerbetriebs bis Ende 2035 in etwa

korrespondiert. Die Ausschreibungen für KWK und iKWK sollen laut dem Eckpunktepapier im halbjährlichen Turnus fortgeführt werden. Ausschreibungsmengen, die nach 2025 entfallen sind, da es keine weiteren Ausschreibungen gab, sollen mit den wieder einsetzenden Ausschreibungen nachgeholt werden.

Ein weiterer Schwerpunkt betrifft die Betriebsweise der KWK-Anlagen. Mit dem Ausbau von Wind- und Solarstrom soll sich ihre Rolle stärker auf Zeiten mit entsprechender Residuallast verlagern. Das Ministerium will deshalb Anreize setzen, damit Betreiber ihre Stromproduktion bei negativen sowie schwach positiven Börsenstrompreisen reduzieren. Damit sollen unter anderem Abregelungen und Redispatch-Maßnahmen zurückgehen. Auch die Direktvermarktung soll nach dem Vorbild des EEG gestärkt werden. Wie die Vorgaben im Einzelnen ausgestaltet werden, soll der angekündigte Gesetzentwurf zeigen.

Als wichtigen Anreiz für eine systemdienliche, flexible Fahrweise sieht das BMWF weiterhin die Senkung der förderfähigen Vollbenutzungsstunden. Nach derzeit geltendem KWKG werden die förderfähigen Stunden pro Jahr sukzessive von derzeit 3.300 Stunden auf 2.500 Stunden ab 2030 abgesenkt. „Dies bewirkt, dass KWK-Anlagen ihre Stromeinspeisung auf die jeweiligen Stunden mit den höchsten Strompreisen im Jahr konzentrieren“, schreiben die Autoren im Eckpunktepapier.

Diese Absenkung soll mit der anstehenden Novelle über 2030 hinaus fortgeführt werden. Demnach werden die förderfähigen Stunden alle zwei Jahre in Schritten von jeweils 200 Stunden bis zum Jahr 2040 auf 1.500 Stunden reduziert. Aus Gründen der Konsistenz wird diese Regelung auf das Ausschreibungssegment ausgedehnt.

Die Förderung soll nach den Plänen des Ministeriums zudem stringenter auf die systemdienliche Einspeisung in öffentliche Netze ausgerichtet werden, ohne die industrielle KWK zu benachteiligen. Bei kleineren Anlagen soll die Förderung an das Niveau großer Anlagen angeglichen werden.

Für die beihilferechtliche Behandlung der Novelle beruft sich das BMWF auf ein Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 9. Juli 2026. Der EuGH folgte demnach der deutschen Auffassung, dass die Förderung nach dem KWKG 2020 keine staatliche Beihilfe im Sinne des EU-Rechts darstellt. Das Ministerium geht davon aus, dass sich diese Entscheidung auf das bestehende KWKG übertragen lässt.

Als nächsten Schritt will das Ministerium einen Gesetzentwurf vorlegen. Einen Kabinettsbeschluss strebt das BMWF noch für den Herbst 2026 an. Anschließend müssen Bundestag und Bundesrat das Gesetzgebungsverfahren durchlaufen. Nach dem Zeitplan des Ministeriums soll die KWKG-Novelle spätestens im ersten Quartal 2027 in Kraft treten. (hr)



Das KWKG-Eckpunktepapier als PDF.
Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken
Quelle: BMWF

// VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Energie & Management
Die Plattform für Entscheider der Energiewirtschaft

E&M präsentiert

Energiemanager-Konferenz 2026

Die Konferenz für Energie-Entscheider

Wärmewende Grüne Gase Finanzierung Networking

Mit führenden Stimmen aus Energiewirtschaft, Politik, Finanzierung und Industrie
Top-Speaker. Starke Partner. Praxisnahe Lösungen.

08. Oktober 2026
Spreespeicher Berlin

Jetzt Ticket sichern →

energiemanager-online.de

499 €
zzgl. MwSt.
inkl. Mittagessen, Erfrischungen und Award-Abend

ENERGIE MENSCHEN MÄRKTE PERSPEKTIVEN

STARKE IDEEN FÜR EINE SICHERE ENERGIEZUKUNFT.

Biomethan braucht günstige Regulierung



Koordinatorin Mersija Böhnig und Sprecher Bengt Bergt von der Biomethan Taskforce.
Quelle: Susanne Harmsen

BIOGAS. In einem Webinar diskutierten Vertreter von Biomethanbranche und Anlagenbetreiber Methanemissionen und die Regulierung des Marktes, um die Chancen des heimischen Gases zu erschließen.

Biomethan soll nach den Vorstellungen der Branche künftig stärker als erneuerbarer Energieträger in Wärmeversorgung, Industrie und Verkehr eingesetzt werden. Beim Webinar „Mission Biomethan: Klimafreundlicher Hoffnungsträger oder Öko-Mogelpackung?“ diskutierten Vertreter von Balance Erneuerbare Energien, der Biomethan Taskforce und Envitec Biogas über Methanemissionen, technische Minderungsmaßnahmen und die regulatorischen Rahmenbedingungen.

Ein Schwerpunkt lag auf dem sogenannten Methanschleupf. Damit ist Methan gemeint, das entlang der Prozesskette einer Biogas- oder Biomethananlage nicht erfasst wird und in die Atmosphäre gelangt. Die Teilnehmer des Webinars verwiesen darauf, dass solche Emissionen durch technische und betriebliche Maßnahmen reduziert werden.

Christian Weiser, Leiter Politik bei Balance, unterstrich: „Biomethan, das unkontrolliert entweicht, kann nicht vermarktet werden.“ Die Branche habe ihre Methanemissionen in den vergangenen 20 Jahren bereits deutlich reduziert. Gleichzeitig hält Weiser weitere Regulierung für erforderlich, kritisiert aber die zunehmende Zahl einzelner Vorgaben auf EU- und Bundesebene. Diese Regelungen sollten laut Weiser stärker gebündelt werden.

Zertifizierung der Klimabilanz

Maximilian Ruhe, Geschäftsführer von Envitec Biogas, stellte die Bedeutung der bilanzierten Treibhausgasemissionen für die Vermarktung von Biomethan heraus. Zertifizierungssysteme erfassen die Treibhausgasemissionen entlang der Wertschöpfungskette und bilden damit die Grundlage für die Klimabilanz.

Eine Rolle spielt dabei auch die Herkunft der eingesetzten Substrate. Bei der Vergärung von Gülle etwa kann die Biogaserzeugung Emissionen vermeiden, die bei einer konventionellen Lagerung und Ausbringung entstehen könnten.

Nach Angaben von Ruhe bleiben bei der Vergärung zudem wesentliche Nährstoffe im Gärrest erhalten. Stickstoff, Phosphor und Kalium können damit anschließend wieder landwirtschaftlich genutzt werden. Auch das bei der Aufbereitung von Biogas abgetrennte biogene CO₂ kann in der Lebensmittelindustrie oder bei Kühl- und Industrieprozessen genutzt werden.

2026 im Zeichen der Regulierung

Neben der Emissionsbilanz ging es im Webinar um die regulatorischen Rahmenbedingungen für Biomethan. „2026 entscheidet gleichzeitig über Nachfrage, Netzanschluss und Investitionssicherheit für Biomethan“, fasste Bengt Bergt, Sprecher der Biomethan Taskforce, zusammen. Dabei gehe es insbesondere um Nachfrage, Netzanschlüsse und Investitionssicherheit.



Deutscher Gasbedarf nach Kundengruppen -

Für Vollbild auf die Grafik klicken

Quelle: Biomethan Taskforce

Bei der geplanten Grüngasquote ist der Gesetzgebungsprozess noch nicht abgeschlossen. Die Bundesregierung hatte Anfang 2026 erklärt, dass über eine solche Quote noch keine abschließende Entscheidung gefallen sei. Der inzwischen vorliegende Entwurf des Gebäudemodernisierungsgesetzes (GModG) sieht neben einer sogenannten Biotreppe auch eine Grüngasquote für den Brennstoffhandel vor. Diese soll ab 2028 zunächst niedrig beginnen und anschließend steigen.

Bergt forderte für den Biomethanmarkt einen schrittweise steigenden Quotenpfad und handelbare Erfüllungsoptionen. Damit könnten nach seiner Darstellung Investitionen in Erzeugung und Abnahme besser planbar werden. Auch der Netzanschluss bleibt ein Thema. Die Übergangsregelungen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) laufen Ende 2026 aus. Für Biomethananlagen stellt sich damit die Frage, wie Anschlussbedingungen und Kostenteilung künftig geregelt werden.

Gasnetze für Biomethan

Bergt sprach sich zudem dafür aus, bestehende Gasnetze nicht pauschal stillzulegen. Stattdessen solle regional geprüft werden, ob sich Netze künftig für Biomethan nutzen lassen. Insbesondere im ländlichen Raum könne Biomethan nach seiner Einschätzung eine Option für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung sein.

Gleichzeitig konkurriert Biomethan um verfügbare Mengen mit anderen Anwendungen. Stellungnahmen

zum GModG verweisen unter anderem auf mögliche Nutzungskonkurrenzen zwischen Wärme, Industrie, Verkehr und Stromerzeugung. Auch die Frage, welche Kosten der Ausbau von Einspeiseinfrastruktur verursacht und wie diese verteilt werden, ist Teil der aktuellen Debatte.

Nach Bergts Darstellung wurden in Deutschland zuletzt rund 80 Milliarden kWh Biogas erzeugt. Aus Abfällen und nachwachsenden Rohstoffen könnten perspektivisch bis zu 100 Milliarden kWh verfügbar sein.

Die Branche erwartet zugleich eine Verschiebung der Vermarktung: Während die direkte Stromerzeugung aus Biogas langfristig weniger stark über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) unterstützt werden soll, könnte die Aufbereitung zu Biomethan und dessen Vermarktung als Ersatz für fossiles Erdgas an Bedeutung gewinnen. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Fotolia / jogyx

Hybrid-PPA soll Solarpark und Speicher finanzieren

FINANZIERUNG. Statkraft vermarktet künftig einen Solarpark und Batteriespeicher in Schleswig-Holstein gemeinsam. Das siebenjährige Hybrid-PPA soll Erlöse und Finanzierung des Projekts absichern.

Statkraft und der Projektentwickler Wattmanufactur haben einen siebenjährigen Stromabnahmevertrag für einen Solarpark mit Batteriespeicher in Rümpel, Schleswig-Holstein, geschlossen. Der Solarpark befindet sich im Bau und soll eine Leistung von 20 MW haben. In Betrieb gehen soll er bis November, teilt der Energiekonzern mit. Der Batteriespeicher, der eine Leistung von 10 MW und eine Kapazität von 20 MWh haben soll, soll ebenfalls noch in diesem Jahr ans Netz gehen. Das PPA (Power Purchase Agreement) gilt Statkraft zufolge von 2027 bis 2033 und umfasst ein Verkaufsvolumen von rund 150 Millionen kWh. Der Energiekonzern übernimmt die Vermarktung des Solarstroms und steuert den marktlichen Einsatz des Speichers, wie es heißt. Beide Anlagen sollen als Gesamtsystem optimiert werden. Statkraft nimmt den Strom aus Solarpark und Speicher zu einem Festpreis ab.

Von der gemeinsamen Vermarktung von Erzeugung und Speicher verspricht sich das Unternehmen zusätzliche Erlöse gegenüber einer getrennten Vermarktung. Statkraft wolle diese Mehrerlöse über einen höheren Festpreis an Wattmanufactur weitergeben, heißt es weiter. Das Modell soll zudem die Auswirkungen negativer Strompreise auf den Solarpark begrenzen – auch während Stunden mit negativen Marktpreisen wird der erzeugte Solarstrom zum vereinbarten Festpreis vergütet.

„Mit Hybrid-PPAs verbinden wir Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen mit der Flexibilität moderner Speicherlösungen. So schaffen wir Vermarktungsmodelle, die den Anforderungen eines zunehmend volatilen Energiesystems gerecht werden und Betreibern Finanzierungs- und langfristige Planungssicherheit bieten“, erklärt Klaas Bauermann, Head of New Business bei Statkraft, das Modell.

Die Wattmanufactur GmbH gehört zur Osterhof-Gruppe, die als Projektentwickler, EPC-Dienstleister (Engineering, Procurement, Construction) und technischer Betriebsführer tätig ist. Innerhalb der Organisation plant, errichtet und betreibt nach Unternehmensangaben ein rund 90-köpfiges Team Energieprojekte aus den Bereichen Sonne, Wind und Speicher. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Wemag startet Portal für Geschäftskunden



Quelle: Wemag

VERTRIEB. Die Wemag bündelt die Betreuung ihrer Geschäftskunden auf einer neuen digitalen Plattform. Unternehmen sollen Verwaltungsaufgaben damit zentral erledigen können.

Der Energieversorger Wemag hat ein neues Online-Portal für seine Geschäftskunden installiert. Unternehmen können darüber ihre Energieverträge, Lieferstellen und Lieferdetails zentral verwalten. Das Angebot richtet sich insbesondere an Kunden mit mehreren Standorten oder einer größeren Zahl von Verträgen und Lieferstellen, teilte das Unternehmen mit Sitz in Schwerin mit.

Zu den Funktionen gehören die Übermittlung von Zählerständen, die Anpassung von Abschlägen und die Verwaltung von Zahlungsoptionen. Darüber hinaus können Geschäftskunden neue Lieferstellen anmelden, Folgeverträge anfordern und Stammdaten wie Rechnungsadressen ändern. Änderungen für mehrere Lieferstellen lassen sich dabei gebündelt vornehmen.

„Mit dem Geschäftskundenportal schaffen wir einen digitalen Alltagshelfer, der unseren Kundinnen und Kunden viele Prozesse erleichtert. Sie können zahlreiche Anliegen unabhängig von unseren Servicezeiten direkt online erledigen und behalten gleichzeitig alle relevanten Informationen an einem Ort im Blick“, sagt Marie Wolf, zuständig für die Projektleitung bei der Wemag.

Entwickelt wurde das Portal in einem mehrmonatigen Projekt gemeinsam mit dem Kölner Softwareanbieter Epilot. Technische Grundlage ist dessen Plattform „energy XRM“. Nach Angaben von Epilot sollen Anpassungen und Weiterentwicklungen über eine „no-code Konfiguration“ auch durch die zuständigen Fachbereiche des Energieversorgers vorgenommen werden können.

Epilot-Geschäftsführer Michel Nicolai sieht vor allem bei Geschäftskunden Nachholbedarf bei digitalen Selfservices. Während solche Angebote im Privatkundengeschäft verbreitet seien, liefen im Geschäftskundenbereich viele Vorgänge weiterhin über E-Mail und Telefon. Gleichzeitig sei dort der Verwaltungsaufwand aufgrund zahlreicher Beteiligter, Verträge und Lieferstellen häufig höher.

Die Einführung des Portals begleitet die Wemag mit Schulungen. Vorgesehen sind Angebote sowohl für die Kundenbetreuer des Energieversorgers als auch für die Nutzer auf Kundenseite. Parallel will das Unternehmen Rückmeldungen aus der praktischen Nutzung auswerten.

Weitere Funktionen sind bereits geplant. „Darüber hinaus werden wir die Nutzung des Portals aufmerksam verfolgen, eingehendes Feedback auswerten und gezielt Potenziale für weitere Optimierungen identifizieren. Gleichzeitig arbeiten wir bereits an weiteren Funktionen und den nächsten Ausbaustufen unserer digitalen Kundenplattform“, sagt Mirko Semmler aus der Projektleitung. // **VON STEFAN SAGMEISTER**

[^ Zum Inhalt](#)

Items gibt Fernwärme-Software an ITS ab



Quelle: Shutterstock / Syda Productions

IT. Der IT-Dienstleister Items ordnet sein Geschäft mit „Grid Insight: Heat“ neu. Die Fernwärme-Software wechselt zur ITS Group, da die Nachfrage über den eigenen Kundenfokus hinausgeht.

Zum 1. November wird die Dortmunder Software- und Dienstleistungsgruppe ITS auch das gesamte Team hinter „Grid Insight: Heat“ übernehmen. Items überträgt zugleich den Geschäftsbetrieb der Fernwärme-Software an die ITS Group, wie das Unternehmen am 21. September mitteilt.

Ausschlaggebend für die Abgabe ist nach Angaben von Items die hohe Nachfrage nach der Fernwärme-Software. „Wir haben erkannt, dass wir mit Grid Insight auf sehr großen Bedarf gestoßen sind“, so Items-Geschäftsführer Ludger Hemker. „Dieser Bedarf geht deutlich über unseren Kundenfokus hinaus und kann von uns nicht bedient werden. Es wäre jedoch fahrlässig, die weitreichenden Potenziale des Produkts nicht zu heben“, erklärt Hemker weiter.

Die ITS Group mit Sitz in Dortmund ist ein Software- und IT-Dienstleister für Unternehmen der Versorgungswirtschaft und weitere Infrastrukturbetreiber. Mit der ITS Group habe Items nun einen Partner gefunden, der bereits eigene Softwareprodukte und eine große Kundenbasis im Fernwärmebereich habe, sagt Hemker weiter.

Die Items GmbH & Co. KG ist ein auf kommunale Unternehmen spezialisierter Dienstleister mit Fokus auf IT-Betrieb, Digitalisierung und Prozessoptimierung. Das Unternehmen hat seinen Hauptsitz in Münster und war ursprünglich eine Ausgründung aus den dortigen Stadtwerken. Zu den Anteilseignern gehören mittlerweile unter anderem die Stadtwerke Osnabrück, die Stadtwerke Lübeck und die Enervie.

ITS-Geschäftsführer Ludger Schulte begründet die Übernahme mit dem wachsenden Bedarf an datenbasierter Betriebsführung. Viele Versorger wollten ihre Wärmenetze und Erzeugungsanlagen stärker auf Basis vorhandener Daten weiterentwickeln. Grid Insight soll ihnen dafür zusätzliche Analyse- und Prognosefunktionen bieten.

Das von Items übernommene Team soll Grid Insight bei ITS weiterentwickeln und den Ausbau der digitalen Betriebsführung bei den Kunden unterstützen. Für die bisherigen Grid-Insight-Kunden soll der Wechsel möglichst nahtlos verlaufen, heißt es in einer Mitteilung.

Grid Insight unterstützt Fernwärmeversorger dabei, Wärmenetze und Wärmeerzeugung datenbasiert zu analysieren und zu optimieren. Dafür verknüpft die Software Live-Daten aus dem Netzbetrieb mit Prognosemodellen und hydraulischen Simulationen. Nach Angaben von Items ist die Lösung bereits bei mehreren Fernwärmeversorgern im Einsatz.

Bei der ITS Group ergänzt Grid Insight das bestehende Softwareangebot für die Versorgungswirtschaft. Dazu gehören unter anderem ein Geoinformationssystem für Netzdaten, sowie ein System zur Verwaltung technischer Betriebsmittel und Arbeitsprozesse. (ds) // VON DAVINA SPOHN

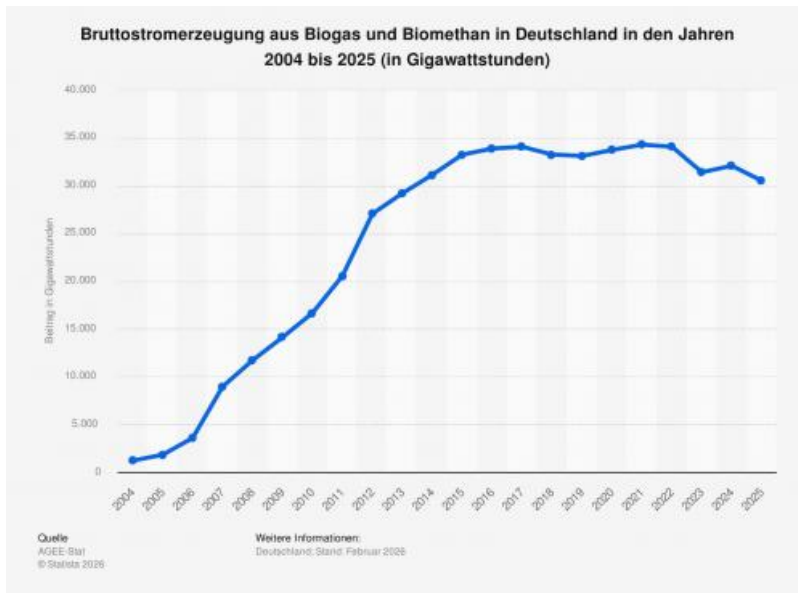
[^ Zum Inhalt](#)

Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan 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 auf die Grafik klicken Quelle: Statista

Die Statistik zeigt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Biogas (inkl. Biomethan) in Deutschland in den Jahren 2004 bis 2025. Im Jahr 2025 wurden rund 30,5 Terawattstunden Strom in Biogasanlagen in Deutschland erzeugt. // **VON REDAKTION**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Pixabay / wal_172619

IfEU sieht großes Wärmepotenzial in Flüssen und Seen

AQUATHERMIE. Flüsse und Seen könnten deutlich mehr Wärme liefern als bislang vorgesehen. Ein IfEU-Gutachten sieht Aquathermie in der kommunalen Wärmeplanung noch klar unterrepräsentiert.

Flüsse und Seen in Baden-Württemberg bergen nach Einschätzung des Instituts für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IfEU) ein erhebliches, bislang nur teilweise erschlossenes Potenzial für die Wärmeversorgung. Besonders in Verbindung mit Wärmenetzen könnten Großwärmepumpen große Wärmemengen bereitstellen. In der kommunalen Wärmeplanung spiele Aquathermie bislang jedoch nur eine untergeordnete Rolle.

Für das Kurzgutachten im Auftrag des baden-württembergischen Umweltministeriums hat das IfEU unter anderem Potenzialstudien und kommunale Wärmepläne ausgewertet. Das theoretische thermische Potenzial von Flüssen und Seen übersteigt demnach die heutige Fernwärmeerzeugung im Land um ein Vielfaches. Allein eine Abkühlung des mittleren winterlichen Durchflusses von Rhein, Donau und Main an jeweils einer Entnahmestelle um 1 bis 2 Kelvin entspreche während der Heizperiode rund 25 bis 50 TWh Wärme im Jahr. Hinzu kämen weitere Potenziale durch eine wiederholte Wärmeentnahme entlang der Gewässer.

Aquathermie nutzt die in Gewässern gespeicherte Wärme über Großwärmepumpen. Die Technik gilt laut IfEU als ausgereift. Besonders interessant ist sie dort, wo bereits Wärmenetze oder Infrastrukturen zur Wasserentnahme bestehen, etwa an Kraftwerken oder Wasserkraftstandorten. Die Wärmequelle steht nahezu ganzjährig zur Verfügung und benötigt vergleichsweise wenig Fläche.

In den bisherigen Wärmeplänen spiegelt sich dieses Potenzial nur begrenzt wider. In 108 der 195 vom IfEU gesichteten Wärmeplänen wurde Aquathermie in Betracht gezogen. Quantitative Potenzialangaben fanden sich allerdings nur in 66 Plänen. Insgesamt ergeben den Forschenden zufolge die in den Wärmeplänen genannten Potenziale für Aquathermie insgesamt einen Betrag von rund 9 TWh pro Jahr.

Knapp 24 MW thermische Leistung in Betrieb

In Wärmenetzen sollen Gewässerwärmepumpen hochgerechnet auf Baden-Württemberg im Jahr 2040

rund 8 Prozent des Energiebedarfs decken. Wasserstoff kommt in den Planungen auf gut 10 Prozent, Biomasse und Müllverbrennung zusammen auf rund 24 Prozent. Das IfEU verweist darauf, dass gerade Wasserstoff und Biomasse wegen Nutzungskonkurrenzen und unsicherer Verfügbarkeit weniger verlässlich seien.

Aus den Wärmeplänen ergibt sich für Aquathermie ein hochgerechneter Beitrag von 2,5 TWh im Jahr 2030 und 3,4 TWh im Jahr 2040. Das IfEU hält jedoch deutlich mehr für möglich und schlägt als Ziel mindestens 2,5 TWh bis 2030 und 5 TWh bis 2040 vor. Dafür wären nach Einschätzung des Instituts mindestens 50 Standorte bis 2030 und 100 Standorte bis 2040 erforderlich.

Der Ausbau steht allerdings noch am Anfang. In Baden-Württemberg sind bislang knapp 24 MW thermische Leistung in Betrieb oder im Bau. Gleichzeitig befinden sich mindestens elf weitere Projekte mit zusammen rund 524 MW in Planung. Selbst wenn sie alle bis 2030 realisiert würden, ergäbe sich laut Gutachten bei 2.000 bis 4.000 Volllaststunden eine Wärmeerzeugung von etwa 1,1 bis 2,2 TWh im Jahr. Allein in Mannheim ist seit 2023 eine Flusswärmepumpe mit rund 20 MW thermischer Leistung in Betrieb. Eine zweite Anlage mit 165 MW ist geplant.

Als zentrale Hemmnisse für die Nutzung der Aquathermie nennt das Gutachten weniger die Technik als vielmehr Genehmigungsverfahren, fehlende Erfahrung in Behörden und hohe Investitionskosten.

Das Land will die Potenziale künftig im Energieatlas der Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg ausweisen. Das ifeu schlägt darüber hinaus eine behördenübergreifende Taskforce, einheitlichere Genehmigungsregeln, Schulungen sowie eine Förderung von Machbarkeitsstudien und Pilotprojekten vor.

Die Kurzstudie mit dem Titel „**Aquathermie in Baden-Württemberg – Strategische Bedeutung für eine klimaneutrale Wärmeversorgung**“ steht auf der Website des IfEU zum Download zur Verfügung. (fw)

// VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Lithium soll weiteres Standbein in Bruchsal werden



Thomas Kölbel und Laura Herrmann, EnBW, an der Pilotanlage zur Lithiumgewinnung.
Quelle: EnBW

GEOTHERMIE. An der Geothermieranlage Bruchsal will die EnBW in den nächsten Monaten einen Demonstrator zur Lithium-Gewinnung errichten. Geschätzte Fördermenge: 800 Tonnen Lithiumkarbonat-Äquivalent.

Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) will in den nächsten Monaten am Geothermiekraftwerk Bruchsal einen Demonstrator zur Lithium-Gewinnung errichten. Dieser soll die Forschungsanlage ablösen. „Die kombinierte Wärme- und Lithium-Gewinnung wird für uns zu einer strategischen Chance“, erklärte Thomas Kölbel, Geschäftsführer der Geothermiegesellschaft Bruchsal GmbH, einer gemeinsamen Gesellschaft von EnBW und den Stadtwerken Bruchsal. In einem Webinar am 22. September mit dem Titel „Tiefe Geothermie verstehen – Strom, Wärme und bald auch Lithium?“ stellte Kölbel die Anlage Bruchsal sowie die weiteren Pläne der EnBW vor.

Das Ziel der EnBW ist es nach Angaben von Thomas Kölbel, an der Geothermieranlage Bruchsal in rund zweieinhalb Jahren etwa 200 Tonnen Lithiumkarbonat-Äquivalent (LCE) im Jahr zu produzieren. Dafür wird die EnBW in den nächsten Monaten einen Demonstrator zur Lithium-Gewinnung aus dem geförderten Thermalwasser an dem Standort errichten. Langfristig will der Versorger drei Produkte wirtschaftlich erzeugen und verkaufen: Strom, Wärme und Lithium. Für Kölbel ist das auch ein naheliegender nächster

Schritt. Der Bedarf an Lithium steigt aufgrund der wachsenden Zahl von E-Fahrzeugen und Batterien weltweit. Zugleich „stehen wir beim Lithium in einer globalen Abhängigkeit“, sagte Kölbel in dem Webinar. Zudem steige die Lithium-Nachfrage schneller als das konventionelle Angebot.

Dabei soll die erzeugte geothermische Wärme in der Anlage den Wachstumspfad ebnen; Lithium sei die strategische Ergänzung. Die 200 Tonnen LCE im Demonstrator seien dabei nicht die maximal förderbare Menge in Bruchsal. Mit der derzeitigen Förderrate von 28 Litern pro Sekunde könnten schätzungsweise etwa 800 Tonnen LCE im Jahr gefördert werden. „Das entspricht etwa 20.000 E-Auto-Batterien“, ordnete Kölbel die Fördermenge ein. Dabei soll es aber nicht bleiben, denn der Versorger will nicht nur Lithium fördern, sondern langfristig auch die Fördermenge an Thermalwasser auf bis zu 55 Liter pro Sekunde erhöhen. Damit würde die förderbare Menge an Lithiumkarbonat-Äquivalent auf bis zu 1.600 Tonnen steigen.

In Bruchsal soll wichtiger Mobilitäts-Rohstoff gefördert werden

Der Geschäftsführer der Geothermiegesellschaft Bruchsal sagte bei dem Webinar, die EnBW gehe davon aus, allein mit den fünf Geothermieranlagen am Oberrheingraben – Bruchsal, Soultz, Rittershoffen, Insheim und Landau – bis zu 6.500 Tonnen LCE erschließen zu können. Wie viel Lithium tatsächlich gefördert werden kann, hänge aber von vielen Faktoren ab. Die genannten Zahlen, so Kölbel, seien das theoretisch-technische Potenzial der Anlagen. Die Kosten des geplanten Demonstrators in Bruchsal schätzte Kölbel auf bis zu 200 Millionen Euro. Parallel liefen bereits Planungen für den Übergang zur industriellen Produktion.

Am Geothermiestandort in Bruchsal ging im vergangenen Jahr noch ein weiteres Projekt der EnBW in Betrieb: Eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage auf Basis von Brennstoffzellen wurde dort installiert, teilte der Energiekonzern damals mit (wir berichteten). Es handelt sich laut EnBW um das erste Brennstoffzellensystem von Bloom Energy, das in Deutschland installiert wurde. Diese Anlage kann für kommunale und industrielle Anwendungen eingesetzt werden. Das Besondere an der Anlage ist der hohe elektrische Wirkungsgrad von über 60 Prozent, teilte die EnBW dazu weiter mit. Sie hat eine elektrische Leistung von 300 kW und eine thermische Leistung von bis zu 160 kW. „Der Standort entwickelt sich mehr und mehr zu einem Energie- und Innovationspark“, so Thomas Kölbel. „Neben dem bestehenden Geothermiekraftwerk und den Forschungsprojekten zur Lithium-Gewinnung ergänzt die Brennstoffzelle die Möglichkeiten für eine nachhaltigere regionale Strom- und Wärmeversorgung.“

Die Geothermie-Anlage in Bruchsal ging im Jahr 2009 als erstes Kraftwerk dieser Art in Baden-Württemberg in Betrieb. Ursprünglich als Forschungsprojekt konzipiert, wurde sie bald für die wirtschaftliche Stromerzeugung genutzt. Im Jahr 2012 gründeten die EnBW und die Stadtwerke Bruchsal die Geothermiegesellschaft Bruchsal GmbH. Seit 2019 liefert das Kraftwerk zusätzlich Wärme an angrenzende Kunden. Die Geothermieranlage wird ab Oktober dieses Jahres zudem das Fernwärmenetz in Bruchsal mit Wärme versorgen. Darüber hinaus prüft EnBW derzeit, ob sich zwei weitere Bohrungen am Standort realisieren lassen.

Mit bestehenden Geothermiebohrungen im Oberrheingraben könnte über mehrere Jahrzehnte zuverlässig Lithium gefördert werden. Das zeigten bereits Datenanalysen von Forschenden des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Theoretisch könnten bestehende Geothermiekraftwerke im Oberrheingraben und im Norddeutschen Becken bis zu zwölf Prozent des jährlichen Lithiumbedarfs in Deutschland decken. (hr)

// VON HEIDI ROIDER

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(a5ce6bf60513915c4be97f191363167f_img.jpg\)](#) [!\[\]\(ed75d6e5eff810e5f907063cb1d8d967_img.jpg\)](#) [!\[\]\(d3cef9a766333be67076d2261b0413df_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Abwärme aus Rechenzentrum versorgt Stuttgarter Synergiepark



Künftig wird die Abwärme des Rechenzentrums in Stuttgart-Möhringen genutzt, um unter anderem die städtische it.schule zu versorgen. Quelle: Stadtwerke Stuttgart

WÄRME. Die Abwärme eines Rechenzentrums speist künftig das Wärmenetz im Stuttgarter Synergiepark. Das System mit Wärmepumpen erreicht bis zu 1,8 MW Wärmeleistung.

Die Wärmelösungen Synergiepark Stuttgart (WLSS) und der Rechenzentrumsbetreiber „nLighten“ haben im Stuttgarter Stadtteil Möhringen eine Wärmeversorgung auf Basis von Rechenzentrumsabwärme in Betrieb genommen. Das Gebäudenetz versorgt unter anderem die städtische „it.schule“ Stuttgart sowie mehrere Gebäude der Prüfgesellschaft Dekra. Nach Angaben der Projektpartner handelt es sich um die erste Nutzung von Rechenzentrumsabwärme für die lokale Wärmeversorgung in Stuttgart.

„Mit diesem Projekt zeigen wir, wie die Energiewende vor Ort konkret umgesetzt werden kann“, lassen sich Dennis Bauer und Ulf Hummel, Co-Geschäftsführer der Wärmelösungen Synergiepark Stuttgart, in einer Mitteilung zitieren. „Die Abwärme eines Rechenzentrums wird nicht länger ungenutzt abgeführt, sondern als wertvolle Ressource für die Wärme- und Kälteversorgung eingesetzt. Damit verbinden wir Digitalisierung und Klimaschutz und schaffen die Grundlage für den weiteren Ausbau eines innovativen Wärmenetzes im Synergiepark Stuttgart.“

Die WLSS, ein Joint Venture der Stadtwerke Stuttgart GmbH und der „e-con AG“, haben mit innovativer Gebäudetechnik des regionalen Partners Alois Müller GmbH aus Stuttgart im Synergiepark ein Wärmenetz realisiert, das seine Energie aus erneuerbaren Quellen bezieht. Technische Grundlage bildet ein geschlossenes Wassersystem. Es nimmt die beim Serverbetrieb anfallende Wärme im Rechenzentrum von nLighten auf und transportiert sie in das Versorgungssystem. Wärmepumpen heben die Abwärme anschließend auf das für die angeschlossenen Gebäude erforderliche Temperaturniveau.

Netz lässt sich um weitere Quellen erweitern

Das System ist für eine Wärmeleistung bis zu 1,8 MW ausgelegt. Die Betreiber rechnen mit einer jährlichen Wärmelieferung von rund 5 GWh. Gegenüber der bisherigen Versorgung auf Erdgasbasis soll das Projekt rechnerisch rund 1.200 Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr einsparen. Für beide Abnehmer bietet die Versorgung über das lokale Gebäudenetz im Vergleich zu fossilen Lösungen sowohl ökologische als auch wirtschaftliche Vorteile.

Für die Landeshauptstadt Stuttgart ist das Projekt ein wichtiger Schritt im Hinblick auf das Ziel der Klimaneutralität. Peter Pätzold, Bürgermeister für Städtebau, Wohnen und Umwelt der Landeshauptstadt Stuttgart, betont: „Mit der Nutzung der Abwärme aus dem Rechenzentrum machen wir aus einer bislang ungenutzten Ressource einen Baustein unserer klimafreundlichen Wärmeversorgung. Das ist gute kommunale Infrastruktur: vorhandene Energie effizient nutzen, CO₂ vermeiden und zugleich ein Wärmenetz schaffen, das mit dem Quartier wachsen kann. Genau solche Lösungen brauchen wir, wenn wir Stuttgart Schritt für Schritt klimaneutral machen wollen.“

Die Projektgesellschaft hat die Infrastruktur modular konzipiert. Dadurch sollen sich künftig weitere Wärmequellen sowie zusätzliche Abnehmer in das Netz einbinden lassen. Das Projekt wird durch Fördermittel des Bundes unterstützt und gilt laut den Stadtwerken Stuttgart als Beispiel dafür, wie kommunale, private und industrielle Partner gemeinsam Lösungen für die Wärmewende entwickeln können. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Beim Spatenstich in Waltrop fiel der Startschuss für den 900-MW-Batteriepark. Quelle: Trianel

Trianel startet Bau eines 900-MW-Batterieparks

STROMSPEICHER. Zusammen mit Luxcara und BKW hat Trianel in Waltrop (Nordrhein-Westfalen) mit dem Bau eines Batteriespeichers mit 900 MW Leistung und mindestens 1.800 MWh Kapazität begonnen.

Am 21. September setzten Vertreter von Luxcara, BKW und Trianel gemeinsam mit Nordrhein-Westfalens Wirtschafts- und Energieministerin Mona Neubaur (Grüne) den symbolischen ersten Spatenstich. Mit einer Kapazität von mindestens 1.800 MWh kann der Speicher seine Nennleistung von 900 MW rechnerisch über mindestens zwei Stunden bereitstellen. Damit sei die Anlage auf Anwendungen ausgelegt, bei denen größere Strommengen für mehrere Stunden zwischengespeichert werden, heißt es von Seiten der Trianel.

Das Projekt verteilt sich nach Angaben von Trianel auf mehrere Partner: Der Hamburger Asset Manager Luxcara übernimmt 520 MW, auf das Schweizer Energie- und Infrastrukturunternehmen BKW entfallen 300 MW. Weitere 80 MW entfallen auf die T-BESS 1 GmbH & Co. KG, über die sich Stadtwerke unter Federführung von Trianel an dem Projekt beteiligen.

Inbetriebnahme für 2028 geplant

Die Stadtwerke-Kooperation Trianel mit Sitz in Aachen bündelt nach eigenen Angaben die Interessen von mehr als 100 kommunalen Gesellschaftern und Partnern. Zu ihren Geschäftsfeldern zählen die Projektentwicklung erneuerbarer Energien, Energiehandel und -beschaffung sowie Flexibilitätslösungen.

Mit dem Spatenstich beginnt nun die bauliche Umsetzung des Speichers. Zunächst wollen die Projektpartner das Gelände erschließen und für den Bau vorbereiten. Ab Juli kommenden Jahres sollen unter anderem das Umspannwerk, Transformatoren und die Batteriespeichersysteme angeliefert werden. Die Inbetriebnahme ist für die zweite Jahreshälfte 2028 vorgesehen.

Großbatteriespeicher sollen vor allem kurzfristige Schwankungen zwischen Stromerzeugung und -verbrauch ausgleichen. Dadurch schaffen sie zusätzliche Flexibilität im Stromsystem. Diese Funktion rückt für Trianel-Geschäftsführer Sven Becker mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien stärker in den Mittelpunkt. „Es geht nicht mehr allein um den Ausbau erneuerbarer Erzeugung, sondern zunehmend um

Flexibilität, Speicherung und die intelligente Integration von Stromangebot und Stromnachfrage“, erklärte Becker anlässlich des Baustarts. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIEJOBS

DAS KARRIEREPORTAL FÜR DIE ENERGIEWIRTSCHAFT

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

Energietechnik Erneuerbare Energien Energiemanagement

08152 93 11 88 www.energiejobs.online

1.000-MW-Batteriespeicher entsteht in der Lausitz



Dreifacher Startschuss in der Lausitz: Leag nimmt einen Wind- und einen Solarpark in Betrieb und startet zugleich den Bau des 1.000-MW-Batteriespeichers in Jänschwalde. Quelle: Leag

STROMSPEICHER. Die Leag hat in Jänschwalde mit dem Bau eines Batteriespeichers mit 1.000 MW Leistung und 4.000 MWh Kapazität begonnen. Die Inbetriebnahme ist für 2028 anvisiert.

Der Energieversorger Leag mit Sitz in Cottbus treibt den Umbau seines Lausitzer Kraftwerks- und Tagebaureviers voran. Am Kraftwerksstandort Jänschwalde in Brandenburg hat das Unternehmen den Bau eines Batteriespeichers gestartet. Die sogenannte „GigaBattery Jänschwalde 1000“ soll eine Leistung von 1.000 MW und eine Speicherkapazität von 4.000 MWh erreichen. Nach Angaben der Leag ist die Anlage damit derzeit das größte Batteriespeicherprojekt Deutschlands. 2028 soll sie den Betrieb aufnehmen.

Der Speicher kann seine volle Leistung rechnerisch vier Stunden lang bereitstellen. Nach Angaben der Leag soll die Anlage überschüssigen Strom aus Wind- und Solaranlagen aufnehmen und ihn zu einem späteren Zeitpunkt wieder in das Stromsystem einspeisen. Damit will das Unternehmen die wetterabhängige Erzeugung zeitlich verschieben und zur Stabilisierung des Energiesystems beitragen.

Parallel zum Baustart des Speichers hat Leag zwei Erneuerbaren-Projekte auf Flächen des ehemaligen Tagebaus Jänschwalde in Betrieb genommen. Der Windpark Forst-Briesnig 2 besteht laut Unternehmen

aus 17 Windenergieanlagen mit zusammen 105 MW Leistung. Rund zwei Kilometer entfernt liegt der erste Bauabschnitt des Energieparks Bohrau. Dort stehen auf etwa 130 Hektar rund 230.000 Photovoltaikmodule. Leag erwartet eine jährliche Stromerzeugung von rund 130 Millionen kWh.

Zusammenspiel von Erzeugung und Speicherung

Die drei Vorhaben sieht Leag als Teil ihrer als „GigawattFactory“ bezeichneten Strategie. Das Unternehmen will, wie es in einer Mitteilung betont, erneuerbare Stromerzeugung, Batteriespeicher und steuerbare Kraftwerksleistung miteinander verknüpfen. Vorstandschef Adi Roesch erklärte, große Mengen wetterabhängiger Erzeugung müssten künftig mit Speichern, Netzen, flexiblen Verbrauchern und steuerbaren Kraftwerken zusammenspielen. In den kommenden zehn Jahren wolle Leag weitere Batteriespeicher sowie neue Kraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen errichten.

Nach Unternehmensangaben hat Leag bislang mehr als eine Milliarde Euro in die verschiedenen Projekte der Gigawatt Factory investiert. Allein die nun in Betrieb genommenen Wind- und Solarparks sollen den beteiligten Standortkommunen jährlich rund 1,2 Millionen Euro aus der Kommunalbeteiligung bringen.

Der Ausbau soll weitergehen. Für einen zweiten Bauabschnitt des Energieparks Bohrau hat die Leag-Tochter Leag Renewables, die das Geschäft mit Wind- und Solarenergie verantwortet, bereits einen Bauantrag für bis zu 120 MW eingereicht. Weitere Windenergieprojekte plant das Unternehmen unter anderem im Umfeld des Cottbuser Ostsees sowie auf Flächen der Bergbaufolgelandschaft Jänschwalde.

Speicherausbau in Deutschland gewinnt an Tempo

Auch andernorts entstehen Batteriespeicher in dieser Größenordnung. Der Betreiber BW ESS baut in Klostermansfeld (Sachsen-Anhalt) derzeit einen Speicher ebenfalls mit einer Leistung von 1.000 MW. Dessen Kapazität soll bei bis zu 5.700 MWh liegen. Trianel hat zusammen mit Luxcara und BKW am 21. September in Waltrop (Nordrhein-Westfalen) mit dem Bau eines 900-MW-Batteriespeichers mit mindestens 1.800 MWh Kapazität begonnen (wir berichteten jeweils).

Der Ausbau von Batteriespeichern hat deutschlandweit deutlich an Tempo gewonnen. Nach Angaben des Bundesverbands Solarwirtschaft wurden allein in den ersten fünf Monaten 2026 rund 225.000 Speicher mit zusammen 3.400 MWh Kapazität installiert.

Brandenburgs Ministerpräsident Dietmar Woidke (SPD) bezeichnete Speichertechnologien bei der Veranstaltung in Jänschwalde als Voraussetzung dafür, erneuerbare Energien verlässlich in das Energiesystem zu integrieren. Mit entsprechender Speichertechnik könne erneuerbare Energie zu einer zuverlässigen Energieversorgung beitragen. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Zwei Stadtwerke beteiligen sich an KWA Contracting



Quelle: Pixabay / delphinmedia

CONTRACTING. Das Stadtwerk am See und die Stadtwerke Tübingen beteiligen sich an dem Energiedienstleister KWA Contracting AG. Der Verbund will künftig Energieprojekte mit Kommunen entwickeln.

Das Stadtwerk am See und die Stadtwerke Tübingen sind neue Aktionäre der KWA Contracting AG, teilten die Versorger am 22. September mit. Damit erweitern die beiden kommunalen Energieversorger ihr strategisches Engagement in Stadtwerkeverbünden. Gemeinsames Ziel mit der KWA ist es demnach, in Kooperation mit Städten und Gemeinden regionale Projekte in den Sektoren Windenergie, Photovoltaik, Wärmeversorgung und Energiesysteme umzusetzen.

KWA Contracting mit Sitz in Stuttgart entwickelt, finanziert, realisiert und betreibt Energieanlagen. Das Unternehmen arbeitet dabei unter anderem mit Kommunen sowie Gewerbe- und Industriekunden zusammen. Zum Portfolio gehören Wärmeerzeugungsanlagen, Strom- und Wärmenetze sowie Photovoltaik- und Windenergieprojekte. An der Gesellschaft sind bereits die Stadtwerke Schwäbisch Hall beteiligt.

Die Beteiligten wollen über den Verbund Projekte umsetzen, für die einzelne Stadtwerke nach eigener Einschätzung nicht über ausreichende Ressourcen verfügen. „In einem größeren Verbund können wir Projekte realisieren, die wir allein nicht stemmen könnten“, erklärten Alexander-Florian Bürkle, Geschäftsführer des Stadtwerks am See, und Ortwin Wiebecke, Geschäftsführer der Stadtwerke Tübingen.

Ein Schwerpunkt der Zusammenarbeit liegt laut der Mitteilung auf Vorhaben mit Städten und Gemeinden in Baden-Württemberg. KWA soll dabei Kompetenzen bei Projektentwicklung, Finanzierung und Betrieb einbringen. Die beiden neuen Aktionäre wollen ihre Kenntnisse aus dem kommunalen Energiegeschäft beisteuern.

Hintergrund der Kooperation sind unter anderem der Investitionsbedarf bei der Transformation der kommunalen Energieversorgung und die Finanzlage vieler Kommunen. Hinzu kommen Anforderungen aus der kommunalen Wärmeplanung. Stadtwerke stehen dabei vor der Aufgabe, Projekte für Wärmeversorgung, Stromerzeugung und Netzinfrastruktur zu entwickeln und zu finanzieren.

KWA Contracting besteht seit 25 Jahren und verweist auf mehr als 80 abgeschlossene Projekte. Mit dem Einstieg der beiden Stadtwerke verbreitert die Gesellschaft ihre kommunale Eigentümerbasis. Für Stadtwerk am See und SWT ergänzt die Beteiligung zugleich bestehende Kooperationen mit anderen Stadtwerken. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Einkommafünfgrad wächst im Kerngeschäft



Quelle: Einkommafünfgrad/Christoph Neumann

BILANZ. Einkommafünfgrad meldet für die ersten neun Monate 2026 ein organisches Umsatzwachstum von 30 Prozent. An seinem Umsatzziel von rund 700 Millionen Euro hält das Unternehmen fest.

Der Hamburger Anbieter von Solaranlagen, Wärmepumpen, Speichern, Klimaanlage und Wallboxen hat in den ersten drei Quartalen 2026 seinen Umsatz gegenüber dem Vorjahreszeitraum organisch um 30 Prozent gesteigert. Für das Gesamtjahr erwartet Einkommafünfgrad ein Wachstum von 35 bis 40 Prozent und einen Umsatz von rund 750 Millionen US-Dollar beziehungsweise etwa 700 Millionen Euro.

Im Hardwaregeschäft rechnet das Unternehmen für 2026 mit einem Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (Ebitda) von rund 40 Millionen Euro. Für August nennt Einkommafünfgrad einen Auftragseingang von 100 Millionen Euro. Die KI-Sparte „Heartbeat AI“ habe zugleich eine annualisierte Umsatzgröße von rund 30 Millionen Euro erreicht.

Für Forschung und Entwicklung der eigenen Software will das Unternehmen jährlich rund 35 Millionen Euro ausgeben. Finanziert würden die Investitionen aus dem operativen Cashflow. Die Software steuert vernetzte Energiesysteme in Haushalten und vermarktet Strom an der Börse. Einkommafünfgrad beziffert die aggregierte Flexibilitätskapazität auf mehr als ein Gigawatt.

Neben Geschäften mit europäischen Staatsunternehmen und institutionellen Immobilieneigentümern verweist das Unternehmen erstmals auch auf größere Aufträge der öffentlichen Hand in Deutschland, darunter vom Land Niedersachsen.

„Wir wachsen stark und aus eigener Kraft, ganz ohne weitere Zukäufe. Viel wichtiger ist aber, dass wir die Profitabilität im Kerngeschäft deutlich verbessern konnten. Gleichzeitig haben wir unser strategisches Ziel erreicht, unsere Energie-KI-Sparte auszubauen und zu öffnen. Diesen Kurs werden wir konsequent fortsetzen“, betont CEO und Mitgründer Philipp Schröder.

Zur Finanzierung des Wachstums habe Einkommafünfgrad Rahmen von insgesamt bis zu 1,5 Milliarden Euro vereinbart. Davon entfallen nach Angaben von Finanzchef Micha Grüber bis zu 500 Millionen Euro auf öffentliche Auftraggeber und bis zu eine Milliarde Euro auf das Privatkundensegment. Die eigene Bilanz werde dadurch nicht belastet; Einkommafünfgrad sei weiterhin schuldenfrei.

Seit der Gründung 2021 hat das Unternehmen nach eigenen Angaben knapp 400 Millionen Euro Eigenkapital aufgenommen. Eine 2023 bereitgestellte Kreditlinie von bis zu 100 Millionen Euro sei bislang nicht genutzt worden. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

MVV Energie bekommt eigene Finanz-Vorständin



Annette Geiß. Quelle: MVV Energie AG

PERSONALIE. Die Mannheimer MVV erweitert den Vorstand zum Jahreswechsel von drei auf vier Mitglieder und schafft ein eigenständiges Finanzressort.

Die MVV Energie AG stellt ihren Vorstand breiter auf. Annette Geiß wird zum 1. Januar 2027 neue Finanzvorständin. Das teilte der Mannheimer Energieversorger mit. Mit ihrem Eintritt wächst das Vorstandsgremium von drei auf vier Mitglieder. Geiß übernimmt ein neu geschaffenes Finanzressort. Zu ihrem Verantwortungsbereich gehören künftig Rechnungswesen und Steuern, Controlling, IT, Facility Management sowie die Materialwirtschaft. Bislang gibt es bei MVV kein eigenständiges Finanzressort im Vorstand. Die kaufmännischen Angelegenheiten liegen derzeit beim Vorstandsvorsitzenden Gabriel Clemens.

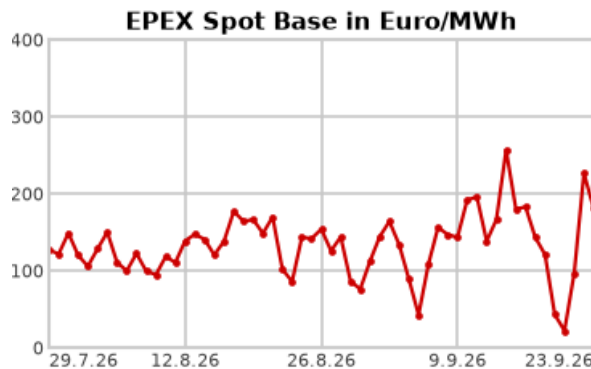
Die Diplom-Kauffrau kommt von der Hamburger Hafen und Logistik AG (HHLA). Dort ist sie noch bis Ende 2026 als Chief Financial Officer (CFO) tätig. Erfahrung in der Energiewirtschaft bringt Geiß unter anderem aus ihrer Zeit beim Essener Energieunternehmen Steag mit, wo sie ebenfalls CFO war. Zuvor hatte sie verschiedene Führungspositionen im Eon-Konzern sowie bei HSBC Trinkhaus & Burkhardt und der Deutschen Bank inne.

Ab Januar 2027 besteht der MVV-Vorstand damit aus vier Personen. Gabriel Clemens, Vorstandsvorsitzender und Arbeitsdirektor; Annette Geiß, Finanzen; Hansjörg Roll, Technik und Johannes Werhahn, Vertrieb. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

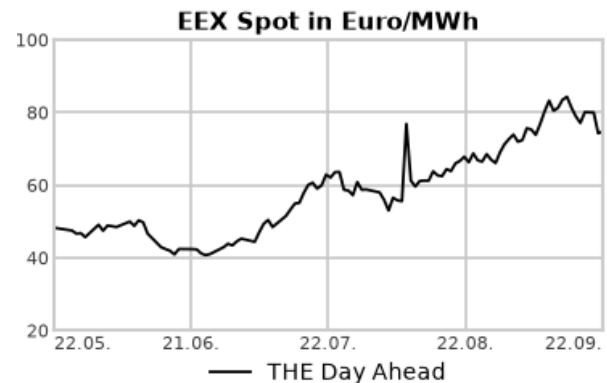
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Hoffnung auf Diplomatie lässt Preise fallen



Quelle: E&M

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

Mit Abgaben zeigen sich die Energiemärkte am Dienstag. Die Notierungen reagieren damit auf eine mögliche Annäherung der Standpunkte im Irankrieg, die zu einer Öffnung der Straße von Hormus führen könnte. Während bislang die US-Regierung von Gesprächen sprach, die von Iran häufig dementiert wurden, betont nun auch die Islamische Republik die Möglichkeit einer Einigung.

Der Iran hat kurz vor Beginn der UN-Generaldebatte eine Wiedereröffnung der für den Welthandel wichtigen Straße von Hormus in Aussicht gestellt, falls die USA ihre Blockade aufheben. Ein ranghoher iranischer Vertreter sagte der Nachrichtenagentur Reuters am Dienstag, das Treffen bei den Vereinten Nationen sei eine „goldene Gelegenheit“, die Diplomatie mit Washington wiederzubeleben. Sowohl US-Präsident Donald Trump als auch dessen iranischer Amtskollege Masud Peseschkian werden in New York erwartet.

Strom: Schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag gezeigt, der sich damit der Tendenz der Nachbarmärkte anschloss. Der Day-Ahead verlor bis gegen 14.00 Uhr 45,50 auf 181,00 Euro je Megawattstunde im Base. Für den Peak wurde ein Minus von 67,50 auf 153,50 Euro gesehen. An der Börse wurde die Grundlast mit 180,68 Euro und die Spitzenlast mit 153,34 Euro ermittelt.

Ursächlich für den Preiserückgang im Base war neben der generellen Abwärtstendenz an den Energiemärkten die etwas stärkere Erneuerbaren-Einspeisung, die für den Mittwoch prognostiziert wird. Am Mittwoch soll die Einspeiseleistung der Erneuerbaren laut den Meteorologen von Eurowind mit 20,1 Gigawatt im Base etwas höher ausfallen als am Dienstag (17,2 Gigawatt).

Für die Folgetage gehen die Analysten von Eurowind von moderaten Beiträgen von Wind und Solar zur Stromgewinnung und von milder Witterung aus. Eine Ausnahme bildet allerdings der Donnerstag, für den recht kräftige Erneuerbarenbeiträge vorhergesagt werden.

Am langen Ende verlor das Strom-Frontjahr um 4,82 auf 123,69 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Berichtstag nachgegeben. Der Dec 26 verlor bis gegen 13.56 Uhr 1,02 auf 85,57 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 15,4 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 87,40 Euro, das Tief bei 85,38 Euro.

Händlern zufolge gibt CO₂ im Kontext mit den Nachbarmärkten ab. Bereits nach den Verlusten vom Vortag hat sich die technische Situation am CO₂-Markt verschlechtert. Die Analysten von Redshaw Advisors sehen Unterstützung für den Dec 26 bei 85,23 Euro, Widerstand bei 87,10 Euro und danach bei 87,81 Euro.

Bearish auf die Preise dürfte sich das für die aktuelle Woche um 52,5 Prozent höhere Primärangebot im Wochenvergleich auswirken. Aus dem neuen, MSR-angepassten Emissionskalender ergeben sich gemeinsame EU-Auktionen von nunmehr 2,792 Millionen Emissionen statt bislang 2,246 Millionen, Polen kehrt am Mittwoch mit 1,945 Millionen an den Primärmarkt zurück und die deutsche Freitagsauktion steigt auf 1,548 Millionen. Das höhere Angebotsvolumen wird bis Mitte Dezember anhalten.

Erdgas: Mit einem massiven Minus haben sich die europäischen Gaspreise am Dienstag gezeigt. Der richtungsweisende Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 13.19 Uhr 2,599 auf 71,006 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE sank der Day-Ahead um 4,750 auf 70,200 Euro.

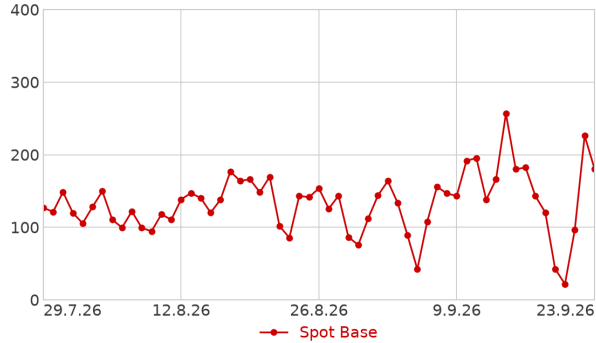
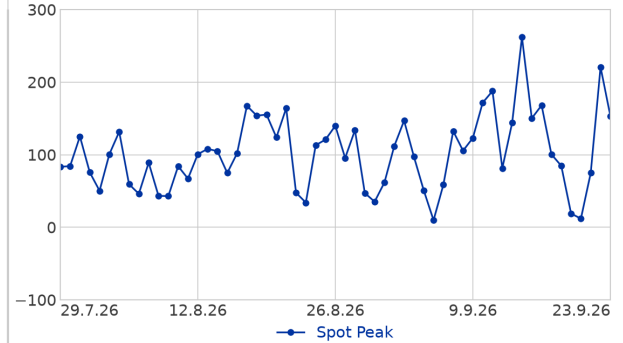
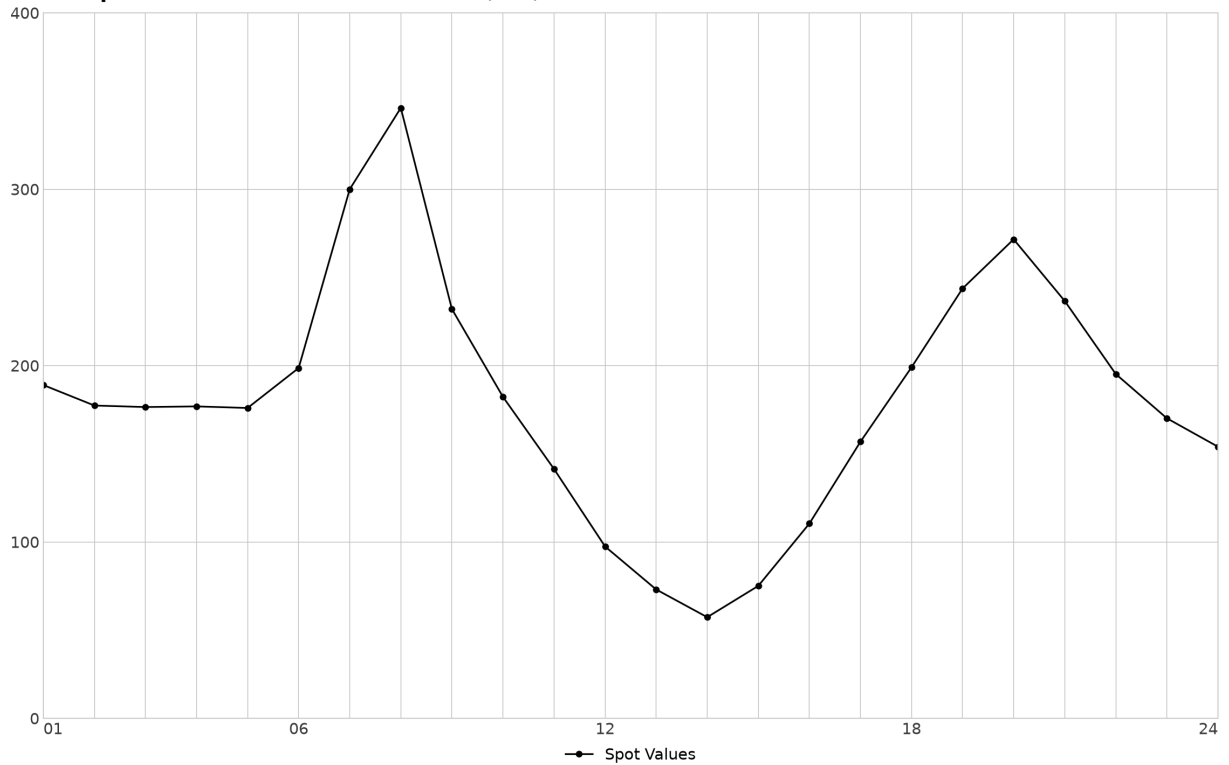
Infolge der Hoffnungen auf eine Verhandlungslösung im Irankrieg ist Erdgas stark zurückgefallen. Allerdings dürfte der Abwärtsdruck begrenzt bleiben, so die Analysten der Commerzbank. Denn am Gasmarkt gibt es, anders als am Ölmarkt, keine Umleitungen, über die das derzeit fehlende LNG aus Katar transportiert werden könnte. Solange die Straße von Hormus offiziell geschlossen bleibt, gelangt nur ein geringer Teil an katarischem LNG an den Weltmarkt. Laut Bloomberg-Daten sind es derzeit 20 Prozent des Vorkriegsniveaus.

Das LNG fehlt vor allem in asiatischen Ländern, weshalb der asiatische Gaspreis derzeit bei umgerechnet 80 Euro je Megawattstunde liegt, was einer Preisdifferenz von rund 5,50 Euro entspricht. Ab einer Differenz von 6 Euro je Megawattstunde wird es für US-Lieferanten aufgrund der Mehrtransportkosten attraktiver, ihr LNG nach Asien statt nach Europa zu verschiffen. Da Europa aufgrund der niedrigen Gasspeicher verstärkt auf LNG-Lieferungen im Winter setzt und die Heizperiode näher rückt, dürfte sich der Preisabstand kaum noch stärker ausweiten, so die Analysten der Commerzbank.

Hinzu kommen die relativ gering gefüllten Gasspeicher in Europa. Im Durchschnitt liegt die Kapazitätsauslastung bei 70 Prozent und damit etwa 15 Prozentpunkte unter dem Fünfjahresdurchschnitt. Am Donnerstag wird die Gas Coordination Group der Europäischen Kommission erneut über die aktuelle Lage diskutieren und gegebenenfalls Handlungsvorschläge formulieren. (cdg)

// VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

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

Strom Terminmarkt

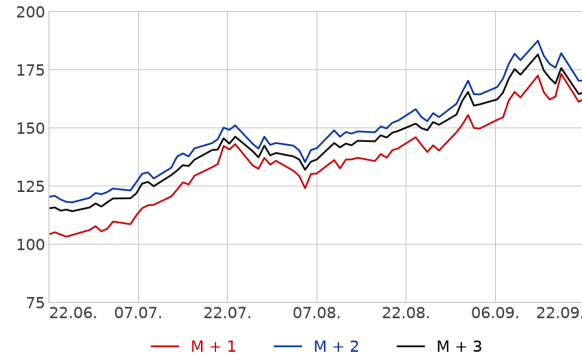
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	22.09.26	German Power Oct-2026	162,40
M2	22.09.26	German Power Nov-2026	170,33
M3	22.09.26	German Power Dec-2026	165,26
Q1	22.09.26	German Power Q4-2026	165,95
Q2	22.09.26	German Power Q1-2027	161,52
Q3	22.09.26	German Power Q2-2027	107,63
Y1	22.09.26	German Power Cal-2027	127,22
Y2	22.09.26	German Power Cal-2028	98,00
Y3	22.09.26	German Power Cal-2029	87,74

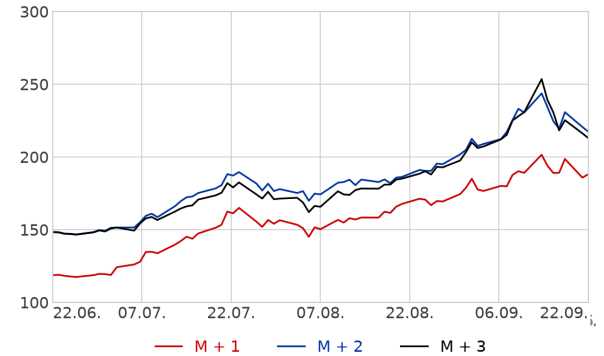
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	22.09.26	German Power Oct-2026	188,11
M2	22.09.26	German Power Nov-2026	217,36
M3	22.09.26	German Power Dec-2026	212,97
Q1	22.09.26	German Power Q4-2026	206,08
Q2	22.09.26	German Power Q1-2027	192,70
Q3	22.09.26	German Power Q2-2027	89,77
Y1	22.09.26	German Power Cal-2027	137,23
Y2	22.09.26	German Power Cal-2028	108,35
Y3	22.09.26	German Power Cal-2029	96,32

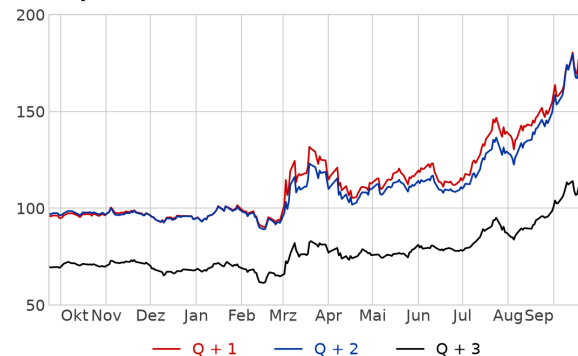
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



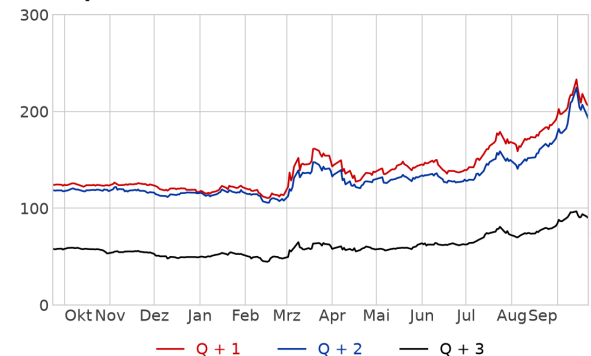
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



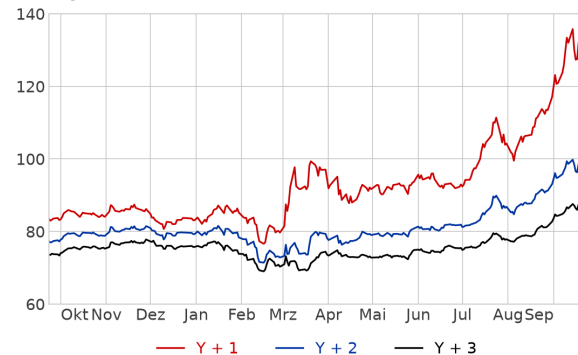
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



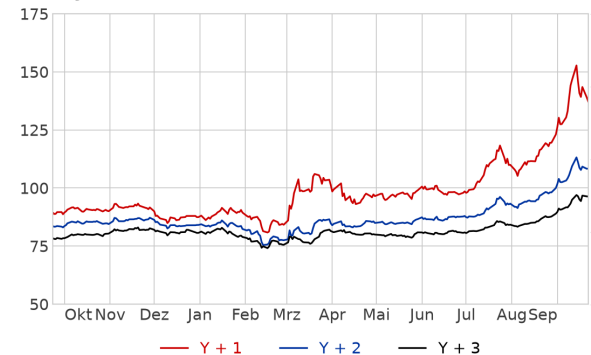
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

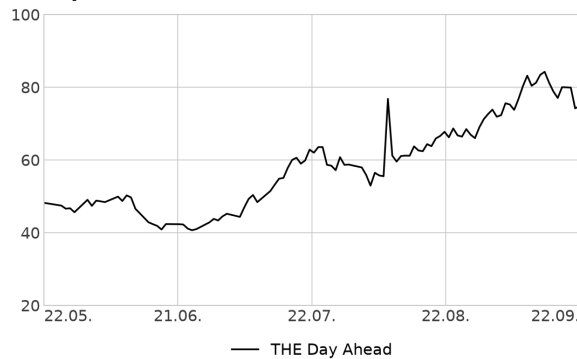


Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	22.09.26	German THE Gas Oct-2026	74,35
M2	22.09.26	German THE Gas Nov-2026	74,59
Q1	22.09.26	German THE Gas Q4-2026	74,49
Q2	22.09.26	German THE Gas Q1-2027	73,50
S1	22.09.26	German THE Gas Win-2026	74,00
S2	22.09.26	German THE Gas Sum-2027	54,30
Y1	22.09.26	German THE Gas Cal-2027	58,65
Y2	22.09.26	German THE Gas Cal-2028	37,67

EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



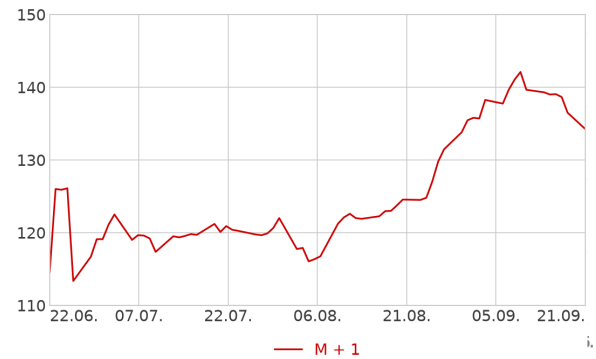
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	22.09.26	180,68	EUR/MWh
Germany Spot peak	22.09.26	153,34	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	22.09.26	87,54	EUR/tonne
Coal API2 Oktober 2026	21.09.26	134,25	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	22.09.26	74,75	EUR/MWh
German THE Gas Oct-2026	22.09.26	74,35	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	22.09.26	58,65	EUR/MWh
Crude Oil Brent Nov-2026	22.09.26	99,25	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Geschäftsführer (m/w/d) Erneuerbare Energien

Geschäftsführer (m/w/d) für NaturEnergy & NaturStromProjekte. Führe die Energiewende strategisch ...
in Bamberg (+1 weiterer Standort)

27.08.2026

● Vorstand/Geschäftsführung



Sachbearbeiter im Bereich Gewerbe- und Gaststättenwesen (m/w/d)

Die Stadt Villingen-Schwenningen mit rund 90.000 Einwohnern ist einer der vielfältigsten und größten ...
in Villingen-Schwenningen

vor 2 h

● Spezialist ● Festanstellung ● Kinderbetreuung



Ingenieur (m/w/d) Energiewirtschaft (Ingenieur/in - Energietechnik)

Du bist ehrgeizig, teamorientiert und hast große Ziele? Wir auch! MITNETZ STROM ist der größte regio...
in Taucha

vor 2 h

● Parkplatz / Betriebsarzt / Mitarbeiterrabatte



Ingenieur - Steuerung & Überwachung Strom- & Gasnetze (m/w/d)

Du bist ehrgeizig, teamorientiert und hast große Ziele? Wir auch! MITNETZ STROM ist der größte regio...
in Taucha

vor 2 h

● Parkplatz / Betriebsarzt / Mitarbeiterrabatte



Facharbeiter*in Kraftwerk (m/w/d)

Facharbeiter*in Kraftwerk (m/w/d) Jetzt bewerben Tätigkeitsbereich Produktion | Ressort Technik Unte...
in münchen

vor 2 h

● Festanstellung / Ausbildung / Befristete Anstellung ● Weiterbildung / Mitarbeiterwohnung /
Mitarbeiterrabatte

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:

