



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**44,97 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**32,51 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**21**

Prozent Auslastung erreichten die deutschen LNG-Terminals durchschnittlich während des ersten Quartals dieses Jahres. Im europaweiten Vergleich bildet Deutschland damit das Schlusslicht.

REGULIERUNG

Netzagentur verzahnt Planung bis 2045 für Strom und Wasserstoff

GEBÄUDEREPORT

PV-Zubau stabil, Heizungsabsatz auf Siebenjahrestief

PHOTOVOLTAIK

Agri-PV geht auch ohne Subventionen

Inhalt

TOP-THEMA

→ **STROMNETZ:** Badenova verklagt Naturenergie im Konzessionsstreit

POLITIK & RECHT

- **REGULIERUNG:** Netzagentur verzahnt Planung bis 2045 für Strom und Wasserstoff
- **INSIDE EU ENERGIE:** Einheitlicher Strompreis gefährdet den Industriestandort Deutschland
- **ÖSTERREICH:** Chef der Energie AG Oberösterreich will energiepolitisch „aufrüsten“
- **STROMNETZ:** Südlink-Abschnitt in Bayern genehmigt
- **WASSERSTOFF:** Grünes Licht für Wasserstoffspeicher „Hector“ in Dormagen

HANDEL & MARKT

- **GEBÄUDEREPORT:** PV-Zubau stabil, Heizungsabsatz auf Siebenjahrestief
- **GASMARKT:** Deutschlands LNG-Terminals laufen auf Sparflamme
- **E&M-PODCAST:** Wärmewende in der Hauptstadt auf Kurs
- **STROMNETZ:** Fehler im Stromnetz trennt Spanien vom EU-Verbund
- **STATISTIK DES TAGES:** Anzahl der Ladepunkte für Elektroautos in der EU nach Leistung

TECHNIK

- **VERKEHRSWENDE:** Agora Verkehrswende drängt auf mehr PtX-Kraftstoff
- **SMART METER:** SMA und PPC machen Bestandsanlagen steuerbar

UNTERNEHMEN

- **PHOTOVOLTAIK:** Agri-PV geht auch ohne Subventionen
 - **BILANZ:** N-Ergie mit weniger Gewinn
 - **BILANZ:** OMV: Quartalsgewinn um 57 Prozent eingebrochen
 - **WINDKRAFT:** SWN und EVM steigen gemeinsam in Windkraft ein
 - **WÄRME:** Drei NRW-Kommunen und ein Versorger planen die Wärme der Zukunft
 - **POLITIK:** Stadtwerke-Rückkauf nimmt weitere Hürde
 - **ÖSTERREICH:** Verbund überträgt Kleinkundengeschäft formell an Tochter
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Hellbrise drückt Notierungen am Strommarkt
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Badenova verklagt Naturenergie im Konzessionsstreit



Quelle: Fotolia / Miredi

STROMNETZ. Die Badenova Netze hat gegen Naturenergie Netze eine Stufenklage eingereicht, ist aber weiterhin zu einer gütlichen Einigung bereit.

Der jahrelange Streit um Stromkonzessionen im südwestbadischen Kandertal geht weiter. Wie aus einer Mitteilung der Badenova hervorgeht, hat die Netz-Tochter des kommunalen Energieversorgers am 30. April 2025 vor dem zuständigen Gericht eine sogenannte Stufenklage gegen Naturenergie Netze eingereicht. Das Unternehmen aus dem EnBW-Konzern blockiert laut Badenova die gesetzlich vorgesehene Netzübertragung, obwohl eine ordnungsgemäße Vergabe der Konzessionen von zehn südbadischen Gemeinden beziehungsweise Ortsteilen an die Badenova Netze stattgefunden habe. Auch intensive Gespräche in den vergangenen Monaten seien ergebnislos geblieben.

Die Klage erstreckt sich zunächst auf die Forderung nach dezidiertem Auskunft über den technischen Zustand und die Struktur des betroffenen Stromnetzes, bevor es in einer zweiten Stufe um die Herausgabe und die Kaufpreiszahlung geht.

Die Gemeinden hatten sich nach der Ausschreibung ihrer Stromkonzessionen Ende 2017 für die Netzgesellschaft der Badenova und gegen den bisherigen Netzbetreiber, die Naturenergie Netze, entschieden. Bei einer gemeinsamen Presskonferenz im Dezember 2024 hatten sie auf ihre Situation aufmerksam gemacht und ihr Unverständnis über das Verhalten der Naturenergie zum Ausdruck gebracht.

Andreas Schneucker, Bürgermeister von Binzen, hatte bei diesem Anlass erläutert, seine Gemeinde habe die Angebote beider Netzbetreiber mit juristischer Unterstützung ausgewertet und sich dann nach einem einstimmigen Ratsbeschluss für die Badenova entschieden. „Weil sie das bessere Angebot abgegeben hat“, so der Rathauschef der 3.000-Einwohner-Gemeinde im Kreis Lörrach. Gleichzeitig hatten auch Efringen-Kirchen, Eimeldingen, Fischingen, Inzlingen, Kandern, Neuenburg am Rhein, Rümmlingen, Schallbach und Wittlingen jeweils ein Konzessionsvergabeverfahren durchgeführt und die Badenova bezuschlagt.

Gemeinderatsentscheidungen schon 2017 gefallen

Dann sei über fünf Jahre hinweg der Gemeinderatsbeschluss „torpediert“ worden, erklärte Schneucker, obwohl nach dem Landgericht Mannheim auch das Oberlandesgericht (OLG) Karlsruhe die Rügen der

Naturenergie abwies. Gregor Czernek, Anwalt der Kanzlei Gersemann in Freiburg, pflichtete dem Binzener Bürgermeister bei. Beide Gerichte hätten die Rügen im Detail geprüft und festgestellt, dass die Kommune keine Rechtsverstöße begangen habe.

Trotz der gerichtlichen Bestätigung der Konzessionsvergabe konnte zwischen der Badenova und der Naturenergie bislang keine Einigung über die technische Übergabe erzielt werden. Laut Badenova besteht ein zentraler Streitpunkt in der Definition des sogenannten „technischen Herausgabegegenstands“. Dabei geht es um die präzise Abgrenzung der Netzstruktur, etwa wo genau das bestehende Netz getrennt wird und welche Betriebsmittel wie Umspannwerke, Trafostationen, Schalthäuser oder Leitungen für die Versorgung der betroffenen Gemeinden relevant sind. Diese Informationen seien Voraussetzung für einen rechtssicheren und sicheren Netzbetrieb. Darüber hinaus gebe es auch unterschiedliche Auffassungen über die „kommerziellen Rahmenbedingungen“, heißt es von Seiten der Badenova.

Im Oktober 2024 haben die betroffenen Gemeinden die Konzessionsverträge mit der Badenova Netze geschlossen. Damit sei das Unternehmen vertraglich verpflichtet, den Netzbetrieb aufzunehmen. Die Aufnahme könne aber nur erfolgen, wenn die entsprechenden Informationen verfügbar seien.

„Der Schwebezustand gefährdet nicht nur unsere vertragliche Verpflichtung gegenüber den Kommunen, sondern auch die Versorgungssicherheit vor Ort. Denn: Je länger sich die Übertragung verzögert, desto länger wird auch nicht in die notwendige Modernisierung und Erneuerung der Netze investiert. Jede Verzögerung geht zu Lasten der Kommunen und deren Versorgungssicherheit“, so die Badenova. Diese betont, eine „gütliche Einigung am Verhandlungstisch bleibe weiterhin ihr „ausdrückliches Ziel“, um dann auch die eingereichte Klage „umgehend“ zu beenden.

Beide Seiten betonen Ziel einer Verhandlungslösung

Eine aktuelle schriftliche Stellungnahme der Naturenergie lässt jedoch erahnen, dass eine Einigung in weiter Ferne liegt, auch wenn die EnBW-Tochtergesellschaft selbst betont, gesprächsbereit zu bleiben und auch „eine tragfähige Lösung am Verhandlungstisch“ als Ziel habe.

Ohne konkrete Inhalte zu nennen, betont das Unternehmen, einen „konkreten und kooperativen Lösungsvorschlag“ gemacht zu haben. Die jüngsten Äußerungen der Badenova seien allerdings „bewusst falsche Vorwürfe“. Denn wenn bereits ein letztinstanzliches Urteil gefallen sei – offensichtlich sind damit die Entscheidungen des LG Mannheim und des OLG Karlsruhe gemeint – wie könne die Badenova dann jetzt noch klagen. Genauso falsch sei die Aussage, durch den Rechtsstreit werde die notwendige Modernisierung und Erneuerung der Netze verzögert. Als Argument heißt es von Seiten der Naturenergie, man habe „Millionen-Investitionen“ in das Netzgebiet getätigt, zudem ja auch die Konzessionskommunen gehören würden. Die Versorgungssicherheit sei in den betroffenen Kommunen jedenfalls „vollumfänglich gewährleistet“.

Die bisherige Argumentation der Naturenergie ist bei den Bürgermeisterinnen und Bürgermeistern der betroffenen Kommunen bislang auf Unverständnis gestoßen. Carolin Holzmüller, die Bürgermeisterin der Gemeinde Efringen-Kirchen, sah sich im vergangenen Dezember sogar genötigt, die Frage in den Raum zu stellen, ob das Ignorieren einer letztinstanzlichen OLG-Entscheidung durch ein Unternehmen nicht ein schlechtes politisches und moralisches Signal sei – nicht zuletzt in Zeiten, in denen die Politikverdrossenheit zunehme und Menschen an den extremen Rändern der Gesellschaft die Rechtsstaatlichkeit infrage stellen. // **VON FRITZ WILHELM**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Klaus Müller, Präsident der Bundesnetzagentur Quelle: E&M / Susanne Harmsen

Netzagentur verzahnt Planung bis 2045 für Strom und Wasserstoff

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur hat die Szenariorahmen für Strom sowie Gas und Wasserstoff für die „Netzentwicklungspläne 2025–2037/2045“ genehmigt. **Erstmals werden die Netze abgestimmt geplant.**

Die Bundesnetzagentur hat am 30. April die Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom sowie Gas und Wasserstoff für den Zeitraum 2025 bis 2037 beziehungsweise 2045 genehmigt. Die Genehmigung schafft laut der Behörde die Grundlage für eine integrierte und aufeinander abgestimmte Planung zentraler Energieinfrastrukturen in Deutschland.

„Die Szenariorahmen ermöglichen einen gesamtheitlichen Ausblick auf die bedeutsamen Energieinfrastrukturen Deutschlands“, erklärte Präsident Klaus Müller vor Journalisten. Die Bandbreite der Szenarien solle es ermöglichen, die Auswirkungen unterschiedlicher energiepolitischer Entscheidungen auf dem Weg zur Klimaneutralität in der Netzplanung zu berücksichtigen.

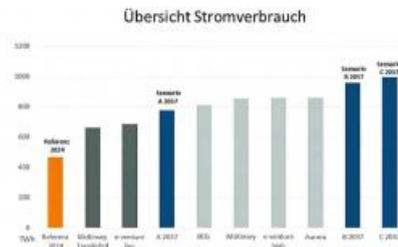
Drei Szenarien für den Netzausbau verglichen

Für die Jahre 2037 und 2045 sehen beide Szenariorahmen jeweils drei Entwicklungspfade vor. Im Bereich Gas/Wasserstoff enthält der Rahmen zusätzlich ein Szenario für das Jahr 2030 als Zwischenetappe auf dem Weg zum Erdgas-Ausstieg. Die Szenarien unterscheiden sich in zentralen Annahmen zu Stromverbrauch, Einsatz von Wasserstoff, Ausbau erneuerbarer Energien und Elektrifizierung verschiedener Sektoren.

Im sogenannten A-Szenario wird ein vergleichsweise geringer Stromverbrauch angenommen, wobei verstärkt Wasserstoff eingesetzt wird. Dieser werde voraussichtlich vor allem importiert. CCS-Technologien (Carbon Capture and Storage) bei der Verwendung von Erdgas in Kraftwerken werden dabei als mögliche Dekarbonisierungsoption berücksichtigt.

Das B-Szenario orientiert sich weitgehend an den von der Bundesregierung vorgegebenen Ausbaupfaden für erneuerbare Energien und geht von einer breiten Elektrifizierung aus. Stromverbrauch und Systemflexibilität steigen in diesem Fall über alle Sektoren hinweg.

Das C-Szenario beschreibt den ambitioniertesten Transformationspfad. Es geht von einem hohen heimischen Ausbau der Elektrolyse aus, was den Importbedarf für Wasserstoff reduziert. Gleichzeitig wird ein maximaler Ausbau erneuerbarer Energien unterstellt, bei gleichzeitig hoher Netz- und Verbrauchsflexibilität.



Unterschiedliche Annahmen über den künftigen Strombedarf

(Für Vollbild bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: Bundesnetzagentur

Erstmals gemeinsame Planungsgrundlagen

Erstmals enthalten die beiden Szenariorahmen abgestimmte, übergreifende Annahmen zu Infrastrukturelementen – etwa zu Standorten von Kraftwerken und Elektrolyseuren. Diese sollen eine konsistente Planung zwischen Stromübertragungsnetz und Wasserstoff- sowie Gasfernleitungsnetzen ermöglichen. Laut Bundesnetzagentur wurde bei der Genehmigung die große Bandbreite denkbarer Entwicklungen bis 2045 berücksichtigt.

Die Szenarien bilden unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeiten und Technologien ab, ohne einzelne Optionen vorzeitig auszuschließen. „Es wird auf jeden Fall wirtschaftlich sinnvoll sein, wo möglich, für den Wasserstofftransport bereits bestehende Erdgasnetze zu nutzen“, sagte Müller.

Konsultation und Beteiligung

Die Entwürfe der Szenariorahmen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern im Strombereich sowie der Koordinierungsstelle für die Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff (Konep) im Sommer 2024 vorgelegt. Vom 2. bis 30. September 2024 lief das Konsultationsverfahren, in dessen Verlauf laut Bundesnetzagentur insgesamt 65 Stellungnahmen zum Gas- und Wasserstoffrahmen eingingen. Die Behörde hat die Szenariorahmen unter Berücksichtigung energiewirtschaftlicher Zielsetzungen sowie auf Basis gemeinsamer Grundannahmen angepasst und nun final genehmigt.

Die genehmigten Szenariorahmen dienen als Ausgangspunkt für die nächsten Entwürfe der Netzentwicklungspläne. Diese werden durch die Übertragungsnetzbetreiber im Strombereich sowie durch die Fernleitungsnetzbetreiber und regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen erarbeitet.

Die Pläne müssen laut Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze enthalten. Ziel ist ein sicherer Netzbetrieb unter Berücksichtigung von Versorgungssicherheit und der Klimaschutzziele der Bundesregierung. Die Betrachtungszeiträume erstrecken sich dabei auf zehn bis 15 Jahre, mit dem Fokusjahr 2045 als Zielmarke für die Klimaneutralität. Die Bundesnetzagentur wird die kommenden Netzentwicklungspläne erneut prüfen und zur öffentlichen Konsultation stellen.

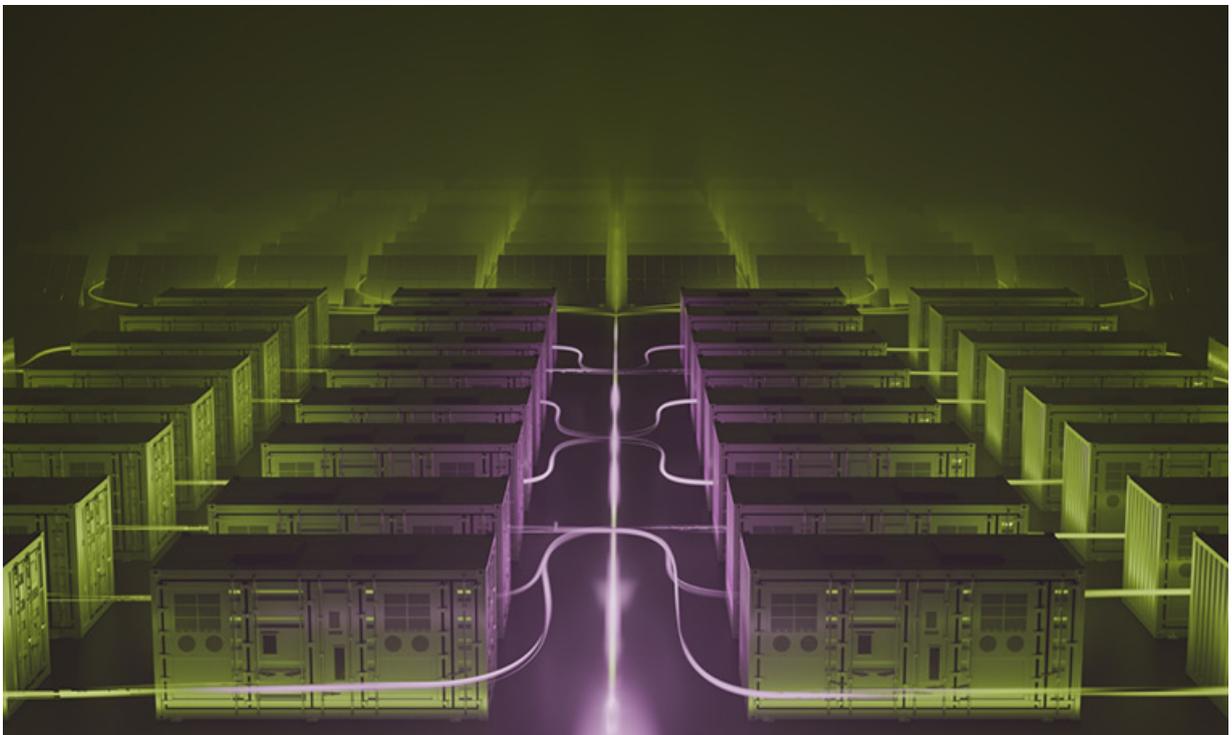


Die unterschiedlichen Szenarien für das Gas- und Wasserstoffnetz
(Für Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: Bundesnetzagentur

Die genehmigten **Szenariorahmen** sind im Internet veröffentlicht. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Neue Einnahmequelle für Stadtwerke und Gewerbe

Für Stadtwerke, Gewerbe und Industrie sind Batteriespeicheranlagen eine lukrative Einnahmequelle – v.a. wenn sie am Energiehandel teilnehmen. Besonders hohe Erlöse erzielen sie, wenn sie mit mehreren Tradern gleichzeitig zusammenarbeiten. Das macht bisher nur Tesvolt Energy möglich.

Auf der ees Europe in München, Europas größter Fachmesse für Energiespeichersysteme, stellt sich der Batteriespeicheranbieter Tesvolt zusammen mit Tesvolt Energy vom 7. – 9.5. am Stand B2.110 vor.

[Jetzt Messetermin buchen!](#)

Einheitlicher Strompreis gefährdet den Industriestandort Deutschland



Quelle: Pixabay / NakNakNak / E&M

INSIDE EU ENERGIE. Unser Brüsseler Korrespondent Tom Weingärtner kommentiert in seiner E&M-Kolumne „Inside EU Energie“ energiepolitische Themen aus dem EU-Parlament, der EU-Kommission und den Verbänden.

Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Entsoe, hat mit seiner Empfehlung, Deutschland einschließlich Luxemburg in fünf Preiszonen aufzuteilen, hierzulande einen Aufschrei der Empörung ausgelöst. „Die Aufteilung des deutschen Strommarktes ist weder sinnvoll noch verhältnismäßig“, ereifert sich der Bundesverband der Elektrizitäts- und Wasserwirtschaft. Und der Cheflobbyist der kommunalen Versorger, Ingbert Liebing, wirft den Experten von Entsoe vor, eine Analyse aufgrund „rückwärtsgewandter und unvollständiger Kriterien“ abgeliefert zu haben.

Die schrillen Töne verdecken, dass die deutsche Debatte vor allem von regionalen Interessen getrieben wird. Hier geht es nicht nur um das beste Ergebnis für alle, sondern darum, ob sich die im Süden Deutschlands ansässigen industriellen Verbraucher gegen den Ökostrom produzierenden Norden durchsetzen.



Tom Weingärtner
Quelle: E&M

Richtig ist, dass es an der von Entsoe vorgelegten Analyse und Empfehlung viel berechtigte Kritik gibt. Das liegt auch daran, dass sich die Organisation als Teil des europäischen Regulierungssystems bei seinen Vorschlägen an den europarechtlichen Vorgaben orientieren muss. Das setzt der Erkenntnis gewisse Grenzen. Richtig ist, dass die Frage, ob es besser wäre, die große deutsche Preiszone aufzuteilen, nicht mit letzter Sicherheit beantwortet werden kann. Der eher skurrile Vorschlag von Entsoe, fünf Preiszonen daraus zu machen, hat zur Wahrheitsfindung nur bedingt beigetragen.

Daten erst an Sankt Nimmerlein

In der Wissenschaft wird über die optimale Aufteilung des deutschen Strommarktes schon länger nachgedacht. Auch die jüngste Untersuchung des Kölner EWI hat keine letzte Klarheit darüber gebracht. Eine abschließende quantitative Bewertung der Wohlfahrtseffekte eines Gebotszonenplits sei „derzeit nicht möglich“, heißt es da.

Gleichzeitig wird deutlich, dass die Daten und Informationen dafür voraussichtlich erst am Sanktnimmerleinstag verfügbar sind. Eine Neuordnung der Preiszonen wäre damit unmöglich, wenn sie nur aufgrund letzter Klarheit erlaubt wäre. Die Verteidiger des Status quo verweisen deswegen gerne darauf, dass alles eben doch furchtbar unsicher sei – und am besten so bleibe, wie es ist.

Eine Teilung der einheitlichen deutschen Preiszone hätte Vor- und Nachteile. Von Vorteil wären eine effizientere Erzeugung, niedrigere Kosten für den Redispatch und wirksamere Investitionsanreize. Nachteilig fallen vor allem die geringere Liquidität, eine höhere Konzentration und die Umstellungskosten ins Gewicht.

Einheitlicher Strompreis nicht mehr zeitgemäß

Dabei driftet der deutsche Strommarkt in den jüngsten Jahren immer weiter auseinander. Die steigende Zahl von Redispatches ist ein deutliches Indiz für zunehmende Engpässe im Netz und wachsende, regionale Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage. Im Nordosten Deutschlands (36 Prozent der Bevölkerung, 32 Prozent der Industrie) wird inzwischen fast die Hälfte des Stroms erzeugt, im Westen und Süden (64 Prozent der Bevölkerung, 68 Prozent der Industrie) nur 52 Prozent, Tendenz: steigend. Ein Verweis auf den Status quo geht deswegen am Kern des Problems vorbei.

Eine Preisbildung in zwei Zonen würde nicht unbedingt zu höheren Strompreisen, aber auf jeden Fall dazu führen, dass man an den traditionellen Industriestandorten (NRW, Bayern, Baden-Württemberg) mehr für Strom bezahlen müsste als in Schleswig-Holstein, Brandenburg oder Niedersachsen. Das wollen die südlichen Bundesländer, allen voran Bayern verhindern. Die Industrielobby, wo die starken Unternehmen aus dem Süden den Ton angeben, macht sich für den Status quo stark. Die Energiewirtschaft schreckt vor den Kosten, die ein Systemwechsel mit sich bringt, zurück.

Ganz anders sieht man die Sache im Norden und Osten. „Sich krampfhaft an eine einzige Gebotszone im Strommarkt zu klammern“, sagt der Energieminister von Schleswig-Holstein, Tobias Goldschmidt, „passt nicht mehr in die heutige Zeit und schon gar nicht zu einem klimaneutralen Deutschland.“

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und die wachsende Bedeutung der Windkraft schaffen Fakten, die man im Stromhandel nicht länger ignorieren kann. Wer es mit der Energiewende ernst meint, muss energieintensive Industrien sich im Norden ansiedeln lassen, wo billiger Strom in großen Mengen verfügbar ist. Niedrigere Energiepreise sind dafür der stärkste Anreiz. Wer am einheitlichen Strompreis festhält, verspielt die Chance, dass Deutschland auch im Zeitalter des Ökostroms ein Industriestandort bleibt.

// VON TOM WEINGÄRTNER

[^ Zum Inhalt](#)

Chef der Energie AG Oberösterreich will energiepolitisch „aufrüsten“



Quelle: Pixabay / Jürgen Sieber

ÖSTERREICH. Gemeint ist primär ein rasches Umsetzen der Energiewende in der EU. Damit soll die Abhängigkeit von Importen aus Drittstaaten gesenkt und die wirtschaftliche Resilienz erhöht werden.

Die EU müsse nicht nur militärisch, sondern auch energiepolitisch „aufrüsten“, forderte der Vorstandsvorsitzende der Energie AG Oberösterreich, Leonhard Schitter, am 29. April bei einem Gespräch im Klub der Wirtschaftspublizisten in Wien. Dem Chef des oberösterreichischen Regionalversorgers zufolge heißt dies, dass Europas Energieversorgung der Zukunft „auf erneuerbarer Energie, Speicherkapazitäten und intelligenten Netzen basieren“ sollte.

Das Ziel sei ein Energiesystem, „das unabhängig, nachhaltig und sicher ist“, also dem klassischen energiepolitischen „Zieldreieck“ der EU genügt. Schitter betonte, selbstverständlich gehe es darum, dem Klimawandel entgegenzuwirken. Wenigstens ebenso wichtig seien aber „wirtschaftliche Resilienz,

strategische Unabhängigkeit“ und „die Wehrhaftigkeit unserer Volkswirtschaften, die nun einmal stark vom Energiemarkt abhängen“. Die Energiewende, von Schitter als „Energie-Transformation“ bezeichnet, müsse daher rasch umgesetzt werden. Primär ist es dies, was der Energie-AG-Vorstandschef unter „energiepolitischer Aufrüstung“ versteht.

Schitter erläuterte, zwar habe sich die EU zumindest größtenteils von den Gasimporten aus Russland unabhängig gemacht, die ein „strategischer Fehler“ gewesen seien. Doch drohten neue Abhängigkeiten, „sei es von China bei der Photovoltaik oder von den USA beim LNG-Gas“. Die Lösung bestehe darin, „eigene nachhaltige und wehrhafte Produktionskapazitäten“ aufzubauen und die Lieferketten zu diversifizieren – etwa bei PV-Modulen, Speichern und Rohstoffen. Überdies gelte es, den Energiebinnenmarkt der EU weiterzuentwickeln. Jedenfalls aber sei die EU „stark genug, um souveräne Energiepolitik zu machen“.

Verfahren straffen

Für Österreich bedeutet die „energiepolitische Aufrüstung“ laut Schitter, die Genehmigungsverfahren für Infrastrukturprojekte im Energiesektor zu straffen, „Planungssicherheit durch Bürokratieabbau“ zu schaffen und das geplante Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EiWG) baldigst zu beschließen.

Ferner empfahl Schitter, einen staatlich gemanagten, wenigstens teilweise mit dem Geld privater Investoren gespeisten Infrastrukturfonds für den Kraftwerks- sowie Leitungsbau zu etablieren. Auf die Frage der Redaktion nach der Dotierung dieses Fonds konstatierte Schitter, er könne „noch“ keinen Betrag nennen. In Kreisen der E-Wirtschaft werde über die Details des Fonds und seiner Ausgestaltung diskutiert. Nach Abschluss der internen Meinungsbildung werde mit der Politik zu reden sein. Einen derartigen Fonds hatte bereits 2024 die Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) gefordert. Im Zuge der damaligen Debatten war von einer Größenordnung von etwa 50 Milliarden Euro die Rede gewesen.

Darüber hinaus ist es laut Schitter notwendig, die Akzeptanz der Bevölkerung für die „Energie-Transformation“ zu steigern, etwa durch Teilhabe-Modelle, eine möglichst hohe lokale Wertschöpfung sowie eine „transparente Kommunikation“ bezüglich der jeweiligen Vorhaben.

Knapp 21 Millionen Euro „Übergewinnsteuer“

Wie berichtet, war eine der ersten energiepolitischen Maßnahmen der seit 3. März amtierenden Bundesregierung aus den Konservativen (Österreichische Volkspartei, ÖVP), den Sozialdemokraten (SPÖ) und den Liberalen (Neos) die Verlängerung und Verschärfung der „Übergewinnsteuer“ für die Elektrizitätsunternehmen gewesen. Sie gilt nun bis 1. April 2030 und soll jährlich rund 200 Millionen Euro zur Sanierung des Bundesbudgets beitragen.

Beläuft sich der Großhandelspreis für Strom auf mehr als 90 Euro/MWh, sind 95 Prozent der über diesem Wert liegenden Erträge der Unternehmen der E-Wirtschaft an den Bund abzuführen. Bei seit dem 1. April 2025 neu in Betrieb gehenden Kraftwerken erfolgt die Abschöpfung der „Übergewinne“ ab einem Großhandelspreis von 100 Euro/MWh. Grundsätzlich können Investitionen in den Ausbau der „erneuerbaren“ Energien sowie in Energieeffizienzmaßnahmen weiterhin zu 75 Prozent steuermindernd geltend gemacht werden.

Auf die Frage der Redaktion, was die Energie AG Oberösterreich diesbezüglich für heuer zu erwarten hat, beschied Schitter, Detailvorgaben seitens der Regierung stünden noch aus. Daher könne er keine Angaben machen. Und was die Übergewinnsteuer sein Unternehmen im abgelaufenen Geschäftsjahr 2023/24 gekostet habe, wisse er nicht. Auskunft gibt der Finanzbericht: Diesem zufolge hatte die Energie AG rund 20,6 Millionen Euro Übergewinnsteuer zu bezahlen.

Im Landesbesitz

Die Energie AG Oberösterreich befindet sich - größtenteils über die Oberösterreichische Landesholding - zu 52,81 Prozent im Eigentum des Landes Oberösterreich. Laut ihrem Geschäftsbericht betreut sie rund 531.000 Strom- und 65.800 Gaskunden. Ihr Umsatz belief sich im Geschäftsjahr 2023/24 auf rund 3,16 Milliarden Euro, ihr Gewinn auf 316,5 Millionen Euro. // [VON KLAUS FISCHER](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Südlink-Abschnitt in Bayern genehmigt



Quelle: E&M / Katia Meyer-Tien

STROMNETZ. Die Bundesnetzagentur hat das Planfeststellungsverfahren für den Abschnitt des Südlink von Bad Kissingen in Bayern bis zur Landesgrenze nach Baden-Württemberg abgeschlossen.

Am 30. April hat die Bundesnetzagentur das Planfeststellungsverfahren für den Abschnitt des Südlink von der Landkreisgrenze Bad Kissingen und Schweinfurt in Bayern bis zur Landesgrenze Bayern/Baden-Württemberg abgeschlossen. Für diesen rund 70 Kilometer langen Abschnitt steht damit der genaue Verlauf der neuen Erdkabel-Stromleitung fest.

Die Bundesnetzagentur hatte für diesen Abschnitt bereits mehrere Anträge auf vorzeitigen Baubeginn der Transnet BW genehmigt. Diese Maßnahmen wurden mit dem Planfeststellungsbeschluss nun bestätigt.

Verlauf des Abschnitts

Der Abschnitt beginnt in Oerlenbach an der Grenze zwischen den Landkreisen Schweinfurt und Bad Kissingen. Von dort verläuft er zunächst nach Westen und weiter in südwestliche Richtung, um dann das Gemeindegebiet von Arnstein und Thüngen im Landkreis Main-Spessart zu durchqueren. Bei Wasserlosen wird die Autobahn A 7 gekreuzt. Östlich von Thüngen passiert der Abschnitt Retzstadt im Osten und Südosten. Im weiteren Verlauf quert er im Norden von Thüngersheim den Main.

Er führt im Anschluss nördlich und westlich um die Gemeinde Leinach im Landkreis Würzburg. Die Gemeinden Uettingen und Helmstadt werden passiert und die Autobahn A 3 unterquert. Der Verlauf führt anschließend nach Südosten, um Altertheim bis zum Abschnittsende an der Landesgrenze zwischen Bayern und Baden-Württemberg zu umgehen.

Hintergrund Südlink

Das Vorhaben 3 soll die beiden Netzverknüpfungspunkte Brunsbüttel in Schleswig-Holstein und Großgartach in Baden-Württemberg verbinden. Auf einem Großteil der Strecke haben die beiden Vorhabenträger Tennet und Transnet BW eine gemeinsame Verlegung mit der Leitung Wilster – Bergrheinfeld West vorgesehen. Die zuständigen Netzbetreiber fassen die beiden Erdkabel-Vorhaben unter dem Projektnamen Südlink zusammen und betrachten sie bei den Planungen gemeinsam.

Das Vorhaben 4 zweigt im Landkreis Schweinfurt Richtung Bergrheinfeld ab. Dieser Planfeststellungsbeschluss bezieht sich ausschließlich auf eine Teilstrecke des Vorhabens 3.



Trassenverlauf Südlink

(Zum Vergrößern bitte auf das Bild klicken)

Quelle: Tennet

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht den [Planfeststellungsbeschluss für den Südlink 3-1](#) am 30. Mai 2025 im Internet. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Grünes Licht für Wasserstoffspeicher „Hector“ in Dormagen



Chemiepark Dormagen. Quelle:
www.sportfotografie.de

WASSERSTOFF. Hydrogenious LOHC Technologies plant in Dormagen eine Anlage, die Wasserstoff in flüssiger Form speichert und damit für den Transport nutzbar machen soll. Diese wurde nun genehmigt.

Das in Erlangen bei Nürnberg (Bayern) ansässige Unternehmen Hydrogenious LOHC Technologies hält nun die offizielle Genehmigung zum Bau und Betrieb einer Wasserstoffspeicheranlage im nordrhein-westfälischen Dormagen in Händen. Die Bezirksregierung Köln erteilte dem Projekt „Hector“ die Zulassung nach § 4 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG).

Damit kann der Spezialist für Wasserstofflogistik nun die nach eigenen Angaben „weltweit größte Anlage zur Speicherung von Wasserstoff in einem flüssigen organischen Trägermaterial (Liquid Organic Hydrogen Carrier – LOHC)“ realisieren. Die Inbetriebnahme plant Hydrogenious für Ende 2027, mit einer Kapazität von rund 1.800 Tonnen Wasserstoff jährlich.

Die Anlage entsteht auf dem Gelände des Chemieparks Dormagen am Standort der Covestro Deutschland AG, die seit 2019 Anteilseigner von Hydrogenious LOHC ist. Das eingesetzte Trägermedium ist Benzyltoluol (LOHC-BT), ein bereits industriell erprobtes Medium zur chemischen Bindung von Wasserstoff. Die gespeicherte Energie soll nach Inbetriebnahme über eine Freisetzungsanlage in der Region Ingolstadt (Bayern) an Abnehmer im süddeutschen Raum geliefert werden, heißt es aus Erlangen.

Genehmigung als technologischer Meilenstein

Die Genehmigung sieht Hydrogenious als wichtigen Validierungsschritt für die LOHC-Technologie. „Die Genehmigung ist ein großer Schritt für uns und ein Beleg dafür, dass unsere Technologie bereit ist für den industriellen Einsatz“, betont Andreas Lehmann, Geschäftsführer von Hydrogenious. Das zuständige Genehmigungsverfahren umfasste auch eine öffentliche Auslegung sowie Anhörungen und dauerte rund elf Monate. Laut Hydrogenious belege die Zulassung die industrielle Reife des Verfahrens. Projektverantwortlich ist die Tochtergesellschaft LOHC Industrial Solutions NRW GmbH mit Sitz in Neuss. Diese übernimmt Planung, Bau und Betrieb der Anlage.

Covestro will Wasserstoff für die Anlage liefern, produziert aus der eigenen Chlor-Elektrolyse und als RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) klassifiziert. Das Infrastrukturunternehmen Currenta, Betreiber des Chemieparcs, unterstützt das Projekt ebenfalls.

Forschungseinbindung und Förderung

Neben dem technischen Aufbau verfolgt das Projekt auch wissenschaftliche Ziele. Das Helmholtz-Institut Erlangen-Nürnberg für Erneuerbare Energien (HI ERN), Teil des Forschungszentrums Jülich, begleitet die Entwicklung der LOHC-Anlage. Es untersucht insbesondere Katalysatorprozesse, Materialqualität und Prozesse zur Qualitätssicherung. Das Land Nordrhein-Westfalen fördert das Projekt über das Programm „progress.nrw“ mit insgesamt 9 Millionen Euro, wovon rund 2 Millionen Euro auf die Forschungseinrichtung entfallen.

Projekt „Hector“ ist eingebettet in das von der EU als IPCEI (Important Project of Common European Interest) klassifizierte Vorhaben „Green Hydrogen @ Blue Danube“. Über das Teilprojekt „LOHC Link“ soll eine durchgängige Wasserstoffversorgung zwischen Nordrhein-Westfalen und Süddeutschland entstehen – unabhängig von Pipelines oder Hafenanbindung.

Details zu LOHC

LOHC steht für „Liquid Organic Hydrogen Carrier“ – also flüssige organische Trägermaterialien, in denen Wasserstoff chemisch gebunden und damit sicher gespeichert und transportiert werden kann. In der Praxis wird dazu ein Trägerstoff wie Benzyltoluol verwendet, der bei Umgebungstemperatur flüssig, nicht explosiv und vergleichsweise einfach zu handhaben ist.

Der gebundene Wasserstoff lässt sich bei Bedarf wieder freisetzen. Die Technologie gilt als vielversprechender Ansatz, um große Mengen Wasserstoff unabhängig von Pipelines oder Drucktanks zu lagern und über bestehende Logistikinfrastrukturen zu verteilen.

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock

PV-Zubau stabil, Heizungsabsatz auf Siebenjahrestief

GEBÄUDEREPORT. Während Photovoltaik weiter zulegt, bricht der Absatz neuer Heizungen ein. Der neue Dena-Zwischenbericht zeigt außerdem regionale Unterschiede im Gebäudesektor.

Die Deutsche Energie-Agentur (Dena) zeigt in ihrem neuen Zwischenbericht zum Gebäudereport 2025 ein deutlich divergierendes Bild der Energiewende im Gebäudesektor. Während 2024 rund 26,9 Millionen neue Solarmodule installiert wurden, fiel der Absatz neuer Heizungen auf ein Siebenjahrestief, teilte die Dena dazu am 30. April mit. Mit 712.500 verkauften Anlagen sank der Wert um 46 Prozent verglichen zum Vorjahr. Besonders betroffen: Gasheizungen und Wärmepumpen, die jeweils knapp die Hälfte ihrer Vorjahresabsätze verloren.

Dem gegenüber steht ein anhaltend starker Ausbau der Photovoltaik im Gebäudesektor. Mit mehr als 10.000 MW (10,1 GW) installierter Leistung liegt der Zubau nur knapp unter dem bisherigen Rekordwert von 2023. Die Entwicklung unterstreicht nach den Zahlen der Dena einen Trend: Der Markt für Plug-in-Anlagen, insbesondere Balkonkraftwerke, wächst rasant. Ihre Leistung hat sich innerhalb eines Jahres nahezu verdreifacht und erreichte 2024 eine installierte Gesamtleistung von 689 Megawatt – rund 0,7 Prozent gesamten Ende 2024 in Deutschland installierten PV-Leistung.

Regionale Differenzen bei PV-Anlagen

Deutliche Unterschiede zeigen sich auf Länderebene. Bayern führt mit 1,28 Kilowatt PV-Leistung pro Einwohner das Ranking an. Auch Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern erreichen überdurchschnittliche Werte. Am unteren Ende liegen die Stadtstaaten: Berlin kommt lediglich auf 0,10 kW pro Kopf. Der Zwischenbericht hebt hervor, dass Süd- und Westdeutschland sowohl bei klassischen PV-Anlagen als auch bei Balkonkraftwerken führend sind.

„Der anhaltend starke Ausbau von PV an Gebäuden und der Boom von Balkonkraftwerken verdeutlichen, dass die Bevölkerung auf die Energiewende setzt. Jetzt ist es wichtig, dass die neue Bundesregierung auch für zentrale Maßnahmen im Gebäudesektor klare Impulse setzt“, sagt Corinna Enders, Vorsitzende der Geschäftsführung der Dena.



Die Entwicklung der Absatzzahlen von Wärmeerzeugern.

(Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: Dena

Trotz des rückläufigen Absatzes bei Wärmeerzeugern verzeichnete die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) im Jahr 2024 eine Belebung. Die Zahl der Anträge auf Einzelmaßnahmen stieg um 26 Prozent. Wärmepumpen dominierten das Fördergeschehen mit einem Anteil von 76,2 Prozent. Parallel dazu nahm die Nachfrage nach individueller Sanierungsberatung zu. Die Zahl der Anträge auf individuelle Sanierungsfahrpläne wuchs um 31 Prozent.

Nach Einschätzung der Dena ist dies ein Signal für eine wachsende Bereitschaft der Eigentümerinnen und Eigentümer, sich auf künftige Sanierungsmaßnahmen vorzubereiten. Die Zahlen deuten auf einen Übergang hin: weg von kurzfristigen Heizungserneuerungen, hin zu langfristig angelegten, umfassenden Modernisierungen.

Datenbasis soll künftig halbjährlich aktualisiert werden

Erstmals erscheint der Bericht als Zwischenveröffentlichung zwischen den jährlichen Ausgaben des Gebäudereports. Künftig sollen halbjährliche Updates aktuelle Entwicklungen zeitnah abbilden. Grundlage sind laufend aktualisierte Daten des Statistischen Bundesamts, der Bundesnetzagentur, von Branchenverbänden sowie Forschungsinstituten. Die Erweiterung um regionale Analysen soll künftig vertiefte Einblicke ermöglichen.

Der [Dena-Gebäudereport 2025](#) ist online abrufbar. // [VON HEIDI ROIDER](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Deutschlands LNG-Terminals laufen auf Sparflamme



Quelle: Shutterstock / Wojciech Wrzesien

GASMARKT. Europas LNG-Importe legen zu, doch Deutschland bleibt mit nur 21 Prozent Auslastung Schlusslicht. Das zeigt eine aktuelle Analyse des Berliner Beratungshauses Team Consult.

Während viele westeuropäische Länder im ersten Quartal 2025 mehr verflüssigtes Erdgas (Liquified Natural Gas, LNG) importierten als im Vorquartal, verzeichnete Deutschland rückläufige Zahlen. Das geht aus dem aktuellen LNG-Marktradar der Team Consult G.P.E. GmbH hervor. Das in Berlin ansässige Beratungshaus ist auf Marktanalysen und strategische Beratung im Energie- und Infrastruktursektor spezialisiert.

Laut der Auswertung lag die durchschnittliche Auslastung der deutschen LNG-Terminals bei lediglich 21 Prozent – der niedrigste Wert in ganz Europa. Besonders schwach schnitt laut Team Consult das schwimmende Terminal in Mukran (Mecklenburg-Vorpommern) ab, das nur auf eine Auslastung von 5 Prozent kam. Besser ausgelastet waren die Anlagen an der Nordseeküste mit durchschnittlich 54 Prozent.

LNG-Nachfrage steigt in Westeuropa

Im Gegensatz zur Entwicklung in Deutschland stiegen die LNG-Importe in den meisten westeuropäischen Ländern im Vergleich zum vierten Quartal 2024 an. Auch im Vergleich zum ersten Quartal 2024 blieb das Importvolumen in vielen Ländern stabil oder legte zu – besonders deutlich im Vereinigten Königreich. Insgesamt lag die durchschnittliche Auslastung der Terminals in Nordeuropa bei 56 Prozent, in Südeuropa bei 46 Prozent.

Die Importkapazitäten wuchsen im Jahresvergleich in Nordeuropa um 7 Prozent, während sie in Südeuropa konstant blieben. Auffällig war der Ausbau im polnischen Terminal Swinoujscie, das seine Kapazität von 220 auf 264 Millionen kWh pro Tag steigerte. Auch Zeebrugge, Gate (Rotterdam) und Eemshaven verzeichneten kleinere Zuwächse.

Neue LNG-Angebote aus Nordamerika

Auch global zeigt sich Bewegung im LNG-Markt: Laut der Berliner Marktbeobachter steht ein erheblicher Ausbau der Verflüssigungskapazitäten bevor. So sind in den USA neun Projekte in verschiedenen Vorbereitungsphasen, hauptsächlich an der Golfküste, mit einer erwarteten Gesamtkapazität von bis zu 76 Milliarden Kubikmetern pro Jahr. In Katar sollen bis 2028 ebenfalls neue Terminals in Betrieb gehen, die die Kapazität um 58 Milliarden Kubikmeter erhöhen.

In Kanada arbeiten Entwickler an LNG-Projekten mit einer Gesamtkapazität von rund 65 Milliarden Kubikmetern pro Jahr. Diese Anlagen entstehen an der Pazifikküste in der Provinz British Columbia und sind daher primär auf den asiatischen Markt ausgerichtet. Exporte nach Europa seien aus logistischen Gründen kaum zu erwarten, so Team Consult.

Entspannung am Markt erwartet

Die Analyse prognostiziert, dass sich der weltweite LNG-Markt in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre entspannen dürfte. Die Exportkapazitäten in den USA, Katar und Australien sollen laut Team Consult von insgesamt 341 auf 481 Milliarden Kubikmeter pro Jahr steigen. Gleichzeitig könnte der globale LNG-Verbrauch laut dem World Energy Outlook 2024 der Internationalen Energieagentur (IEA) bis 2030 je nach Szenario leicht sinken oder nur moderat zunehmen. Daraus ergibt sich ein potenzielles Überangebot, das zu einer Entlastung auf den globalen Märkten führen könnte.

Als Unsicherheitsfaktor nennen die Marktbeobachter weiterhin geopolitische Spannungen und wirtschaftspolitische Eingriffe. Bereits im ersten Quartal 2025 seien mehrere für China vorgesehene LNG-Lieferungen aus den USA nach Europa umgeleitet worden – eine Reaktion auf neue US-Zölle und drohende Vergeltungsmaßnahmen anderer Staaten. // VON DAVINA SPOHN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Wärmewende in der Hauptstadt auf Kurs



E&M-PODCAST. Mit einem Überschuss von 15,8 Millionen Euro hat die Berliner Energie und Wärme ihr erstes Geschäftsjahr als Landesunternehmen abgeschlossen und plant Wärmewende-Investitionen.

Knapp ein Jahr nach der Übernahme des Berliner Fernwärmenetzes durch das Land Berlin vom Voreigentümer Vattenfall zieht die Berliner Energie und Wärme GmbH (BEW) eine positive Bilanz. Das Unternehmen erwirtschaftete 2023 einen Jahresüberschuss von 15,8 Millionen Euro und erreichte eine Eigenkapitalquote von 53 Prozent. Damit sieht sich die BEW wirtschaftlich gut aufgestellt, um die geplanten Investitionen von 3,3 Milliarden Euro bis 2030 in die klimaneutrale Wärmeproduktion voranzutreiben.

Im *E&M Energiefunk* bewertet die Vorsitzende des BEW-Aufsichtsrats, Berlins Wirtschaftssenatorin Franziska Giffey (SPD), den Start als gelungen: „Mit der BEW haben wir nun ein starkes Landesunternehmen, das die Transformation zur Klimaneutralität entschlossen vorantreibt und gleichzeitig die Versorgungssicherheit für alle Berlinerinnen und Berliner gewährleistet.“ Die Rekommunalisierung sichere auch die Grundlage für die Wärmeversorgung zu bezahlbaren Preisen für die Nutzer, sagte sie.

Gesprächspartner:

- Christian Feuerherd, CEO der Berliner Energie und Wärme (BEW)
- Franziska Giffey, Aufsichtsratsvorsitzende der BEW
- Axel Pinkert, CFO der BEW



(Um zum Podcast zu gelangen, klicken Sie bitte auf das Bild)

Quelle: E&M

Warum Energiefunk?

Vierzehntäglich mittwochs bringt eine neue Folge des *Energiefunks* Fakten, Meinungen und Skurriles aus der Energiewelt. Neben dem Bericht steht die persönliche Meinung, der Aufruf, Ausbruch oder die plötzliche Einsicht der Energieakteure im Mittelpunkt. Dazu gehören Kurzinterviews aus Politik, Verbänden, Unternehmen oder Wissenschaft, Schlagzeilen der Woche, Trends, Entwicklungen, Prognosen zu aktuellen Prozessen in der Energiewelt und natürlich Meldungen aus der digitalen Welt. Auch das Kurzporträt eines Unternehmens oder innovativen Projekts wird aus aktuellem Anlass gezeichnet.

Wir nehmen die Macher der Energiewelt beim Wort. Ganz gleich, ob Erfolgsmeldung oder Rückzugsgefecht, bei uns stehen Politiker, Unternehmer oder Forscher Rede und Antwort. Zündende Idee oder Schlag in Wasser? Entscheiden Sie selbst beim Zuhören. Oder schicken Sie uns Ihre Meinung zum Thema, reden Sie mit.

Hören ist manchmal leichter als Lesen. Es geht auch unterwegs oder beim Autofahren oder sogar im Dunkeln. Und Sie bekommen den Originalton. Keine gefilterten Berichte, sondern die Aussage pur. Als wären Sie dabei, sozusagen „Ohrenzeuge“. Das kann Sie erheitern, aufregen, den Kopf schütteln oder die Ohren spitzen lassen. Die Wahl liegt bei Ihnen – also reinhören! Der *E&M Energiefunk* kann bei [iTunes](#), über [Spotify](#), auf SoundCloud sowie bei [Deezer](#) und [Google Play Music](#) und [Amazon Alexa](#) oder per [RSS-Feed](#) abonniert und angehört werden. Bei [Google Play](#) gibt es ihn auch als App // VON SUSANNE HARMSEN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Fehler im Stromnetz trennt Spanien vom EU-Verbund



Quelle: Shutterstock / Christian Schwier

STROMNETZ. Zum Stromausfall am 28. April auf der Iberischen Halbinsel veröffentlichte Eurelectric eine erste Erklärung. Demnach verursachte ihn ein Fehler in einer 400-kV-Leitung nach Frankreich.

Ein schwerwiegender Stromausfall hat am 28. April weite Teile Südwesteuropas betroffen. Nach Angaben des spanischen Übertragungsnetzbetreibers Red Electrica wurde das spanische Hochspannungsnetz zwischen 12.38 und 13.30 Uhr mitteleuropäischer Zeit vom europäischen Verbundnetz getrennt. Ursache war ein Fehler in einer 400-kV-Leitung, die das französische Festland mit dem spanischen Katalonien verbindet.

Die Folge war ein Dominoeffekt, der die Stromversorgung in Spanien, Portugal, Andorra und Teilen Frankreichs unterbrach. Laut Red Electrica war die Stromversorgung bis zum frühen Morgen des 29. Aprils zu 99 Prozent wiederhergestellt. Die genaue Ursache wird noch untersucht. Bereits vor dem Ausfall meldeten Netzbetreiber ungewöhnliche Schwingungen in den Hochspannungsleitungen.

Diese führten zu Synchronisationsfehlern zwischen verschiedenen elektrischen Systemen. Das habe letztlich den massiven Ausfall im europäischen Stromverbund ausgelöst, sagte Kristian Ruby, Generalsekretär des europäischen Energieverbands Eurelectric.

Internationale Unterstützung bei Wiederaufbau

Die Auswirkungen waren in mehreren Bereichen spürbar. Der Stromausfall legte in Spanien und Portugal Teile des öffentlichen Nahverkehrs, Kommunikation, Ampelanlagen, digitale Zahlungssysteme, Produktionsbetriebe und Krankenhäuser lahm. Auch Bankensysteme und Verkehrsleitsysteme waren betroffen. In Krankenhäusern mussten Notstromaggregate einspringen, um die Grundversorgung aufrechtzuerhalten.

Beim Wiederaufbau des Stromnetzes spielte das europäische Verbundsystem eine zentrale Rolle. Der französische Übertragungsnetzbetreiber Réseau de Transport d'Electricité (RTE) stellte kurzfristig Strom zur Verfügung, um die Versorgung auf der Iberischen Halbinsel zu stabilisieren. Auch der deutsche Übertragungsnetzbetreiber Amprion lieferte nach eigenen Angaben grenzüberschreitend Energie nach Frankreich.

Laut Amprion sieht das europäische Verbundsystem vor, dass sich benachbarte Übertragungsnetzbetreiber bei Netzstörungen gegenseitig mit außerplanmäßigen Energielieferungen unterstützen. Diese Mechanismen würden im Notfall auch in Deutschland greifen.

Netzstabilität braucht Kooperation

Die Größe des europäischen Verbundnetzes wirkt laut Amprion grundsätzlich stabilisierend. Aufgrund der geographischen Randlage gilt diese Schutzwirkung jedoch für die Iberische Halbinsel nur eingeschränkt. Amprion kündigte an, sich an der Analyse des Vorfalls zu beteiligen. Ziel sei es, Maßnahmen zu entwickeln, um ähnliche Ereignisse künftig zu vermeiden. Das Unternehmen wolle dabei seine Expertise, etwa in der Frequenzüberwachung, einbringen.

Energieexperten sehen in dem Vorfall einen dringenden Handlungsauftrag. „Da die Gesellschaft immer stärker auf Strom angewiesen ist, ist es entscheidend, dass die Stromversorgung zuverlässig ist“, betonte Eurelectric-Generalsekretär Ruby.

Ein zukunftsfähiges Netz ist laut dem Verband Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende in Europa. Dafür seien bis 2050 Investitionen von jährlich 67 Milliarden Euro nötig. Durch optimierte Netznutzung könnten sich diese Ausgaben auf 55 Milliarden Euro senken lassen – ohne Einbußen bei Stabilität oder Leistung, sagte Ruby.

Die [Erklärung der Eurelectric](#) steht in englischer Sprache im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

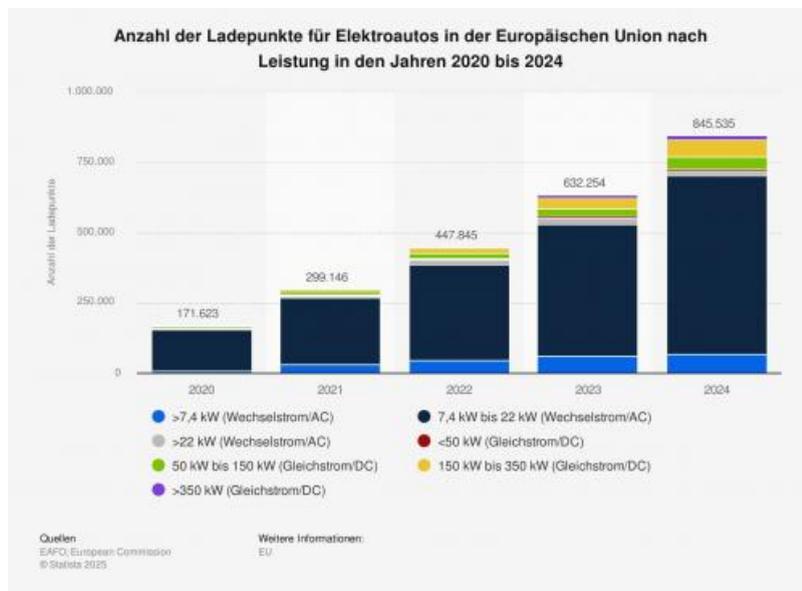
[^ Zum Inhalt](#)

Anzahl der Ladepunkte für Elektroautos in der EU nach Leistung



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht, bitte auf die Grafik klicken.

Quelle: Statista

Die meisten Ladepunkte in der EU stellen eine Ladeleistung zwischen 7,4 und 22 kW Wechselstrom (AC) bereit. Die meisten der mit Gleichstrom (DC) betriebenen Ladepunkte in der EU verfügten 2024 über eine Leistung von 150 bis 350 Kilowatt. Bei der Ladeinfrastruktur spielt neben der Anzahl der Ladepunkte auch die Ladeleistung eine wichtige Rolle, da mit höherer Leistung auch die Ladedauer verkürzt wird.

Bei den Ladepunkten in Deutschland nach Ladeleistung überwogen bislang die Ladepunkte mit bis zu 22kW. Die Bundesnetzagentur kategorisiert, anders als die EU, ausschließlich nach Schnell- und Normalladepunkten und nicht nach Gleich- und Wechselstrom. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Goldhofer AG

Agora Verkehrswende drängt auf mehr PtX-Kraftstoff

VERKEHRSWENDE. Agora Verkehrswende empfiehlt neue politische Instrumente, um die Produktion strombasierter Kraftstoffe für den internationalen Luft- und Seeverkehr schneller auszubauen.

Eine aktivere Rolle der Regierungen beim Ausbau von Wasserstoff- und E-Fuel-Produktionen für den internationalen Luft- und Seeverkehr fordert die Denkfabrik Agora Verkehrswende aus Berlin. In ihrer am 29. April veröffentlichten Studie „Scaling Power-to-X Fuels in Transport“ warnt die Organisation, dass das bisherige langsame Marktwachstum strombasierter Kraftstoffe die Erreichung der Klimaziele in diesen Bereichen gefährde.

Nach Angaben der Denkfabrik gibt es in der Luft- und Schifffahrt kaum Alternativen zu flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen. Deshalb müsse der Markthochlauf nachhaltiger PtX-Kraftstoffe (Power-to-X) dringend beschleunigt werden, um die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu beenden. Wiebke Zimmer, stellvertretende Direktorin von Agora Verkehrswende, betonte bei der Veröffentlichung der Studie: „Im Luft- und Seeverkehr gibt es kaum Möglichkeiten, von fossilen Kraftstoffen auf direktelektrische Antriebe umzusteigen. Mit mehr politischem Ehrgeiz kann die Nutzung von Wasserstoff und E-Fuels schnell gesteigert werden.“

Ein Hauptproblem ist laut der Analyse die große Preisdifferenz zwischen fossilen Kraftstoffen und teuren PtX-Produkten. Viele potenzielle Käufer seien zögerlich, langfristige Verträge abzuschließen, was wiederum Investitionen in die Produktion verhindere. Dadurch entstehe ein Kreislauf fehlender Nachfrage und ausbleibender Produktionskapazitäten.

Vorschläge zur Abhilfe

Um diesen Teufelskreis zu durchbrechen, schlägt Agora Verkehrswende eine Kombination politischer Instrumente vor: Einerseits Quotenregelungen, die eine feste Beimischung von PtX-Kraftstoffen vorschreiben, und andererseits staatlich geförderte Auktionssysteme. Bei letzterem schließen staatliche Akteure mit Produzenten langfristige Verträge und bieten die Kraftstoffe anschließend subventioniert am Markt an. Finanziert werden könnten diese Programme etwa durch Einnahmen aus CO₂-Preismechanismen oder zweckgebundene Abgaben auf fossile Kraftstoffe.

Für die Studie hat Agora Verkehrswende politische Maßnahmen in acht Staaten verglichen – in Brasilien, Europäische Union, Deutschland, Indien, Japan, Südafrika, Vereinigte Staaten und Vereinigtes Königreich. Die Ambitionen variieren laut Agora erheblich: Während die EU, Deutschland und das Vereinigte Königreich bereits verbindliche Regelungen wie Beimischungsquoten und CO₂-Preisgestaltungen eingeführt hätten, seien die Ansätze in Schwellenländern wie Brasilien, Indien und Südafrika bisher überwiegend freiwillig.

Dabei verfügen diese Schwellenländer laut der Berliner Denkfabrik über erhebliches Potenzial, sowohl als Produzenten als auch als große zukünftige Nachfragemärkte für PtX-Kraftstoffe. Ihr steigender Energiebedarf könnte zu einem zentralen Faktor für den globalen Erfolg strombasierter Kraftstoffe werden.

Internationale Zusammenarbeit nötig

Für eine weltweite Skalierung von Wasserstoff- und E-Fuel-Produktionen ist nach Einschätzung von Agora Verkehrswende eine internationale Koordination unerlässlich. Einheitliche Nachhaltigkeitsstandards, abgestimmte Quotenregelungen und eine flächendeckende CO₂-Bepreisung seien zentrale Voraussetzungen, um die globale Markteinführung erfolgreich zu gestalten. Schwellenländer benötigen zudem gezielte internationale Unterstützung, um lokale Wertschöpfungsketten aufzubauen und nicht allein auf den Export ausgerichtet zu bleiben.

Weitere Details zur Studie „Scaling Power-to-X Fuels in Transport“ finden sich auf der Internetseite der Agora Verkehrswende. // [VON DAVINA SPOHN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

SMA und PPC machen Bestandsanlagen steuerbar



Quelle: PPC

SMART METER. Der Wechselrichter-Hersteller SMA und PPC, Hersteller von Smart Meter Gateways, berichten über eine gemeinsam entwickelte Lösung zur netzdienlichen Steuerung von Anlagen.

Ein Firmware Update soll es richten. Es handelt sich dabei um eine „wegweisende Lösung“, wie es in einer Mitteilung heißt, die nicht nur neue Photovoltaikanlagen, sondern auch Bestandsanlagen netzdienlich steuerbar macht. Entwickelt wurde sie gemeinsam von SMA und PPC.

SMA Solar hat bereits seit 2012 ein Heim-Energiemanagementsystem am Markt, welches nun über ein Firmware Update in die Lage versetzt wird, die Vorgaben des §14a EnWG zur netzdienlichen Steuerung von Anlagen umzusetzen – „gänzlich ohne Hardwaretausch“, wie die Partner betonen. Damit sei die Steuerbarkeit nicht nur bei neuen Photovoltaikanlagen gewährleistet, sondern auch bei Bestandsanlagen.

Zentrales Steuerelement bleiben allerdings das intelligente Messsystem und der sogenannte CLS-Adapter – CLS steht für Controllable Local Systems – von PPC.

Dieser entspricht der Technischen Richtlinie TR-03109-5 des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). Während der CLS-Adapter für den Empfang sowie die cybersichere und standardisierte Weitergabe der Steuersignale verantwortlich ist, kann das Heim-Energiemanagementsystem (HEMS) das Zusammenspiel von Erzeugern und flexiblen Verbrauchern im Haushalt optimieren. Grundlage der Kommunikation zwischen CLS-System und Energiemanagementsystem ist das EEBUS-Protokoll, wie es in der Mitteilung weiter heißt.

Festlegung ermöglicht Optimierung über HEMS

Zur netzdienlichen Steuerung von steuerbaren Verbrauchsanlagen und Photovoltaikanlagen hat die Bundesnetzagentur am 27. November 2023 eine Festlegung getroffen. Die Behörde hat dabei klargestellt, dass es keine kompletten Abregelungen von Verbrauchern geben werde. Es gehe lediglich um ein „Dimmen“. Eine Mindestbezugsleistung – die Festlegung spricht vom „netzwirksamen Leistungsbezug“ – von 4,2 kW bleibe immer gewährleistet.

Neben der Direktsteuerung von Verbrauchern ist demnach auch möglich, dass ein Energiemanagementsystem die gedeckelte Gesamtbezugsleistung sicherstellt. Den Verbrauchern bleibt dann überlassen, wie sie sich in diesem Rahmen hinter dem Netzanschlusspunkt unter Einbeziehung des mit der eigenen PV-Anlage erzeugten Stroms optimieren und ob sie für eine höhere Ladeleistung beispielsweise eine gedrosselte Wärmepumpe in Kauf nehmen.

Dass durch die neue Lösung etwa 400.000 Haushalte künftig intelligent in das Netz integriert werden können, wertet Julian Zilg als „tolles Ergebnis“. Und der stellvertretende Teamleiter CLS-Produkte bei PPC fügt hinzu: „Dass der Bestand einfach per Softwareupdate angebunden werden kann, zeigt auch die Potenziale der digitalen Steuerung und, dass sich interoperables Denken auszahlt.“

„Diese Erweiterung scheint erst einmal unscheinbar zu sein, ist aber ein entscheidender Schritt für die Stromnetze von morgen – egal ob sie bei freiwilliger Teilnahme reduzierte Netzentgelte erhalten möchten, von dynamischen Tarifen profitieren, oder normative Anforderungen realisieren müssen“, betont Falko Schmidt, Produktmanager bei SMA.

Als nächstes – noch im laufenden Jahr – wird den Partnern zufolge die Umsetzung des §9 EEG erfolgen. Damit sei es möglich, Erzeugungsanlagen im Bestand im Überlastungsfall gezielt und dynamisch zu regeln, anstatt sie pauschal auf 60 Prozent ihrer Nennleistung zu begrenzen. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Im Vordergrund die Stahlrahmen für die Agri-PV, im Hintergrund das Nestle-Werk Biessenhofen. Quelle: Nestle

Agri-PV geht auch ohne Subventionen

PHOTOVOLTAIK. Babymilch und Soßenpulver von Nestle aus dem Allgäu werden noch in diesem Jahr auch mit Strom aus einer Agri-PV-Anlage hergestellt. Der Bauer nebenan lässt darunter seine Kühe grasen.

Der weltgrößte Lebensmittel-Produzent Nestle hat in Biessenhofen im Allgäu mit dem Bau einer Agri-Photovoltaik-Anlage begonnen, die Solarstromerzeugung und landwirtschaftliche Nutzung verbindet. Die Anlage entsteht auf einer 4,7 Hektar großen Fläche neben dem Nestle-Werk. Sie soll in der zweiten Jahreshälfte 2025 in Betrieb gehen. Projektierer ist die Baywa Re aus München, Investor und Eigentümer des 3-Millionen-Euro-Projekts sowie Pächter des Grundes Nestle.

Die Anlage mit 7.800 Solarmodulen und einer Spitzenleistung von 4,5 MW wird voraussichtlich ein Viertel des Strombedarfs des Werks von 24 Millionen kWh decken, erläuterte Clemens Teyen, Leiter Umwelt- und Energiemanagement im Biessenhofener Nestle-Werk, am 29. April bei einer Pressebesichtigung. Die Solarstrom-Menge entspricht dem Jahresverbrauch von 2.000 Einfamilienhaushalten. Parallel dazu dient die Fläche als Weide für bis zu 65 Kühe und Kälber sowie zur Heuproduktion.

Wie diese Redaktion auf Nachfrage erfuhr, wurde die Anlage von vornherein subventionsfrei geplant. Der Hintergrund, so Umweltingenieur Teyen auf Anfrage, sei dass der Solarstrom „in der Regel“ komplett im Werk verbraucht wird. Gut 20-jährige EEG-Subventionen gibt es nur für ins allgemeine Netz eingespeisten Ökostrom.

Längere Weidezeit dank „Cow PV“

Die Module sind in unterschiedlichen Höhen - 2 Meter im Süden für ausgewachsene Tiere, 1,80 Meter im Norden für Jungtiere - installiert, um Schatten und Wetterschutz zu bieten. Durch den Schatten lässt sich nicht nur die Weidezeit saisonal ausdehnen, erläuterte der verpachtende Landwirt Gerhard Metz, sondern auch der Anteil der Stalltiere senken. Er baut einen neuen Stall mit automatisierter Melktechnik und direktem Zugang zur neuen „Cow PV“ und nutzt die Fläche unter den Modulen weiterhin landwirtschaftlich. Der Reihenabstand von 3,30 Metern ermöglicht die Bewirtschaftung mit Traktoren.

Die Anlage entspricht der DIN SPEC 91434 für Agri-Photovoltaik und unterstützt Nestles Ziel, bis 2025 weltweit selbst 100 Prozent Ökostrom zu nutzen. Am Standort Biessenhofen wird bereits heute vollständig erneuerbarer Strom eingesetzt, unter anderem durch eine im Jahr 2024 installierte Wärmepumpe, die die CO₂-Emissionen um 10 Prozent senkt.

Nestle und Baywa Re

Im 120 Jahre alten Werk von **Nestle** Nutrition in Biessenhofen stellen 720 Mitarbeiter Babynahrung der Marke Beba, Soßenpulver der Marke Thomy sowie, vornehmlich für die Gesundheitsbranche, Trink- und Aufbaunahrung von Nestle Health Science her. Das jährliche Produktionsvolumen umfasst 63.000 Tonnen. Die Produkte werden in mehr als 80 Länder exportiert.

Baywa Re, eine Tochter des Landhandels-Konzerns Baywa und des Investors Energy Infrastructure Partners (EIP), ist ein ebenso global aufgestellter Entwickler, unabhängiger Stromerzeuger (IPP), Dienstleister und PV-Großhändler mit einem expandierenden Energiehandelsgeschäft. Das Unternehmen hat mehr als 6.000 MW Energie ans Netz gebracht und ist Betriebsführer von mehr als 10.000 MW grüner Anlagenleistung. In Agri-PV verfügt Baywa Re über weitläufige Erfahrung als einer der Pioniere und mit vielen landwirtschaftlichen Kulturen in mehreren Ländern.

Wegen der Unsicherheiten über die Zukunft von Baywa Re, die sich bis in den November 2024 hingezogen hatten, als eine Refinanzierungs-Lösung gefunden worden war, ging die Direktvermarktungs-Leistung des Unternehmens über den Jahreswechsel von 6.860 MW auf 4.690 MW zurück, so die jüngste Direktvermarktungs-Erhebung von E&M. In diesem Jahr steigt sie dem Vernehmen nach wieder. Die Leistungen zum Halbjahr veröffentlicht E&M im August / September 2025.

// VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)

N-Ergie mit weniger Gewinn



Quelle: N-Ergie Kunden-Center Bild N-Ergie

BILANZ. Der Nürnberger Versorger N-Ergie präsentierte einige Geschäftszahlen und musste beim Ergebnis erheblich Einbußen hinnehmen.

Maik Render als Sprecher des Vorstands und Vorständin Magdalena Weigel blicken trotz allem „auf ein erfolgreiches Geschäftsjahr 2024“ zurück. Wie der Regionalversorger N-Ergie mitteilt, ging das Ergebnis der Geschäftstätigkeit im abgelaufenen Jahr auf 180,2 Millionen Euro zurück nach 304,5 Millionen Euro im Vorjahr.

Insgesamt führt N-Ergie 111,4 Millionen Euro an ihre Anteilseigner ab. Davon gehen 86,4 Millionen Euro an die Städtische Werke Nürnberg GmbH, 2023 waren es noch 122 Millionen Euro. Die Thüga erhält eine Zahlung in Höhe von 25 Millionen Euro nach 27,3 Millionen Euro im Vorjahr.

Wesentliche Belastungen resultieren aus dem stark wachsenden Investitionsbedarf für Energienetze und Wärmeerzeugung. Bis 2030 will das Unternehmen rund 1,3 Milliarden Euro in die Modernisierung und den Ausbau des regionalen Stromverteilnetzes investieren. Dazu zählen neue Umspannwerke, die Verstärkung bestehender Leitungen sowie weitere Maßnahmen im Rahmen des Netzausbauplans.

Hohe Investitionen in grüne Fernwärme

Für die Dekarbonisierung der Fernwärme stellt N-Ergie bis 2040 zusätzlich 1,6 Milliarden Euro bereit. Die Mittel fließen in die Erweiterung des Fernwärmenetzes sowie in CO₂-neutrale Erzeugungskapazitäten.

„Wir bekennen uns eindeutig zur Energiewende und haben unsere komplette Strategie und unsere Investitionslinie konsequent auf die Infrastruktur der Zukunft ausgerichtet“, erklärte Vorstandin Magdalena Weigel.

Positiv fällt die Bilanz im Vertrieb und Kundenservice aus. Im Geschäft mit Industriekunden setzte das Unternehmen auf maßgeschneiderte Beschaffungs- und Vertriebskonzepte. Laut Unternehmensangaben verlängerten 97 Prozent der Großkunden ihre Verträge für das Jahr 2025. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

OMV: Quartalsgewinn um 57 Prozent eingebrochen



Quelle: Pixabay / Bruno Germany

BILANZ. In den Bereichen „Fuels & Feedstock“ sowie „Energy“ liefen die Geschäfte des Öl-, Gas- und Chemiekonzerns OMV im ersten Quartal mäßig. Das Management ist dennoch zufrieden.

Mit rund 6,21 Milliarden Euro lagen die Umsatzerlöse des österreichischen Öl-, Gas- und Chemiekonzerns OMV im ersten Quartal 2025 um rund 1 Prozent unter dem Vorjahreswert (6,26 Milliarden Euro). Kräftig eingebrochen ist dagegen der Gewinn („Periodenüberschuss“): Er belief sich auf etwa 288 Millionen Euro, um 57 Prozent weniger als im ersten Quartal 2024 (670 Millionen Euro). Begründet wurde dies seitens der OMV vor allem mit den rückläufigen Ergebnissen in den Geschäftsbereichen „Fuels & Feedstock“, der unter anderem die Raffinerien umfasst, sowie „Energy“.

Im Bereich Fuels & Feedstock verringerte sich das operative Ergebnis um 73 Prozent auf 67 Millionen Euro. Zurückzuführen ist dies laut dem Quartalsbericht primär auf die „niedrigeren Raffinerie-Referenzmargen“, höhere Fixkosten und gesunkene Ergebnisse der Adnoc Refining und der Adnoc Global Trading aus Abu Dhabi, an denen die OMV mit jeweils 15 Prozent beteiligt ist.

Schwächeres Gasgeschäft

Im Geschäftsbereich Energy wiederum sank das operative Ergebnis um 6 Prozent auf 829 Millionen Euro. Der Beitrag des Gasgeschäfts (Gas Marketing & Power) lag mit 102 Millionen Euro um 65,5 Prozent unter dem Vorjahreswert. Als Gründe nennt OMV erstens Gesetzesänderungen in Rumänien, die sich negativ auf die Gas- und Strommargen auswirkten. Zweitens schlug in Westeuropa das „schwächere Speicherergebnis“ zu Buche, „das durch geringere Sommer-Winter-Spreads bedingt war“. Ihren im ersten Quartal 2025 erzielten durchschnittlichen Rohölpreis beziffert die OMV auf 72,77 US-Dollar/Barrel, 8 Prozent weniger als im ersten Quartal 2024. Demgegenüber erhöhte sich der durchschnittlich erzielte Gaspreis um 74 Prozent auf 38,15 Euro/MWh.

Infolge des Verkaufs der malaysischen Tochtergesellschaft Sapura OMV an die französische Total Energies am 10. Dezember 2024 sank die Kohlenwasserstoffproduktion der OMV im Jahresvergleich um 11,9 Prozent auf 310.000 Barrel/Tag. Ein weiterer Effekt dieser Veräußerung war der Rückgang der Verkaufsmengen an Öl und Gas um 12,4 Prozent auf 282.000 Barrel/Tag.

Der Geschäftsbereich Chemie der OMV dagegen verzeichnete einen Anstieg des operativen Ergebnisses um 28 Prozent auf 78 Millionen Euro. Nicht berücksichtigt ist dabei der Beitrag des Kunststoffkonzerns Borealis, an dem die OMV 75 Prozent hält. Bekanntlich möchte sie diesen in den Petrochemiekonzern „Borouge Group International“ einbringen, den sie mit der Abu Dhabi National Oil Company (Adnoc) gründen will. Die Borealis wird in der OMV-Bilanz daher als „aufgegebenen Geschäftsbereich“ geführt. Das operative Ergebnis der OMV in den aufgegebenen Teilen des Chemiegeschäfts wird im Quartalsbereich mit 39 Millionen Euro angegeben, um 15 Prozent weniger als im ersten Quartal 2024.

„Profitabel gestartet“

Für das Gesamtjahr 2025 rechnet die OMV mit einem durchschnittlichen Preis für Rohöl der Marke Brent von 70 US-Dollar/Barrel, verglichen mit 75 US-Dollar/Barrel im vergangenen Jahr. Eine Prognose für den von ihr erzielten Rohölpreis veröffentlicht sie im Quartalsbericht nicht. Den heuer erzielten durchschnittlichen Gaspreis beziffert sie mit 35 Euro/MWh, 2024 hatte sie 25 Euro/MWh lukriert. Die Produktion der OMV an Kohlenwasserstoffen dürfte sich voraussichtlich auf 300.000 Barrel/Tag belaufen, um 11,8 Prozent weniger als 2024. Dagegen rechnet der Konzern mit einem Anstieg seiner Produktionskosten um 10 Prozent auf 11 US-Dollar/Barrel.

Mit dem Ergebnis des ersten Quartals zeigte sich OMV-Generaldirektor Alfred Stern zufrieden. Der Konzern sei „trotz des herausfordernden Marktumfelds und der aktuellen geopolitischen Lage profitabel ins Jahr 2025 gestartet“. Mit der Borouge Group International entstehe das „viertgrößte Polyolefin-Unternehmen der Welt. Dies ist ein bedeutender Meilenstein für OMV und die chemische Industrie weltweit“. Fortschritte gebe es auch mit der Erschließung des Gasfelds Neptun Deep im rumänischen Teil des Schwarzen Meeres: Dort habe die OMV „mit der ersten Gasförderbohrung begonnen“.

Elektrolyseur in Schwechat

Ergänzend zur Veröffentlichung ihrer Bilanz berichtete die OMV, sie habe in ihrer Raffinerie Schwechat wenige Kilometer östlich von Wien die bislang größte Anlage zur Erzeugung „grünen“ Wasserstoffs in Österreich in Betrieb genommen. Der dort installierte PEM-Elektrolyseur mit 10 MW Leistung könne jährlich bis zu 1.500 Tonnen „grünen“ Wasserstoffs „zur Produktion von nachhaltigeren Kraftstoffen und Chemikalien“ erzeugen. Gekostet habe die Anlage rund 25 Millionen Euro. // [VON KLAUS FISCHER](#)

[^ Zum Inhalt](#)

SWN und EVM steigen gemeinsam in Windkraft ein



Quelle: EVM-Geschäftsführer Christopher Hesse (l.) und Stefan Herschbach EVN-Geschäftsführer. Quelle: EEN

WINDKRAFT. Die beiden kommunalen Unternehmen Stadtwerke Neuwied und die Energieversorgung Mittelrhein planen gemeinsamen einen Onshore-Windpark mit über 100 MW Leistung.

Die Stadtwerke Neuwied (SWN) und die Energieversorgung Mittelrhein (EVM) aus Koblenz steigen gemeinsam in die Projektentwicklung von Windkraftanlagen ein. Dafür gründeten sie die Gesellschaft „Erneuerbare Energien Neuwied“ (EEN).

Das erste Vorhaben der neuen Gesellschaft ist ein Onshore-Windpark im Raum Neuwied in Rheinland-Pfalz mit einer Gesamtleistung von 108 MW, wie es in einer Mitteilung heißt. Geplant sind 15 Windkraftanlagen mit jeweils 7,2 MW. Nach Angaben der Unternehmen könnten die Anlagen zusammen rund 300 Millionen

kWh Strom pro Jahr erzeugen. Aktuell laufen verschiedene Prüfungen und Gutachten für das Projekt, darunter Windmessungen, artenschutzrechtliche Kartierungen sowie Untersuchungen zu Schallemissionen und Schattenwurf. Der Bau des Windparks soll innerhalb der nächsten fünf Jahre abgeschlossen werden.

Beide Partner bringen laut eigenen Angaben spezifische Kompetenzen in die neue Gesellschaft ein: Die EVM übernimmt die Aufgaben in der Projektentwicklung, der technischen Planung sowie beim Betrieb der Windkraftanlagen. Die SWN sind vorwiegend für die Netzanbindung und die kaufmännische Betriebsführung verantwortlich. Die Anteile an der EEN teilen sich die beiden Unternehmen jeweils zu gleichen Teilen.

„Wir sind beide kommunale Versorger, wollen die benötigte Energie möglichst selbst erzeugen und bringen beide die notwendige Expertise mit, um die Energiewende zu stemmen“, erklärten die Unternehmen.

Die Hälfte des erzeugten Stroms landet im Portfolio der Stadtwerke in Neuwied. Nach ersten Berechnungen könnten die SWN mit dem geplanten Windpark rund 20 Prozent ihres künftig benötigten Stroms selbst erzeugen. // [VON STEFAN SAGMEISTER](#)

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

[^ Zum Inhalt](#)

Drei NRW-Kommunen und ein Versorger planen die Wärme der Zukunft



Die Partner der Wärmewende im Bergischen Land. Quelle: BEW

WÄRME. Drei Städte, eine Kommunale Wärmeplanung: Vor den Toren Kölns entwickeln Nachbarn gemeinsam Ideen für das Heizen der Zukunft. Die Kooperation liegt wegen eines weiteren Partners nahe.

Wipperfürth, Hückeswagen und Wermelskirchen haben einige Dinge gemeinsam. Ihre Lage nordöstlich von Köln im Bergischen Land zum Beispiel. Und dann auch die Verbundenheit über einen einzigen Versorger, den die drei NRW-Kommunen sich teilen. Aus dieser Gemengelage heraus entwickelt das Trio nun eine abgestimmte Kommunale Wärmeplanung.

Die Chefinnen und Chefs der drei Rathäuser gehen ab sofort die ersten Schritte für das Heizen der Zukunft. Als erste offizielle Handlung haben sie den Auftrag dafür an die gemeinsam getragene BEW Bergische Energie- und Wasser-GmbH (BEW) vergeben, teilt die BEW auf Anfrage dieser Redaktion mit. Bis längstens Mitte 2028 haben sie qua Gesetz Zeit, ihre Ideen für die klimaneutrale Wärmeversorgung zu Papier zu bringen.

Weil keine der Kommunen mehr als 35.000 Menschen zählt, Hückeswagen sogar weniger als 15.000, und alle eine ländliche Struktur aufweisen, scheiden groß angelegte Fernwärmenetze eher aus. Entsprechend wollen die Kommunen Klarheit darüber bekommen, ob ihnen Techniken wie Solarenergie, Biomasse oder Geothermie perspektivisch weiterhelfen.

Die beste Option bis in einzelne Quartiere hinein finden

Los geht es in den Städten des Oberbergischen und des Rheinisch-Bergischen Kreises nach dem Startschuss für die Kommunale Wärmeplanung mit einer Bestandsaufnahme, wofür sie sich das Dienstleistungsbüro BMU Energy Consulting ins Boot geholt haben.

Auf die Analyse der energetischen Ausgangslage im Wärmesektor und die Berechnung des zukünftigen Wärmebedarfs folgt die Suche nach erneuerbaren Energiepotenzialen unter Einbeziehung existierender Abwärmequellen. Daraus wollen die Kommunen für ihr Gebiet schließlich individuell Honig saugen.

Einig sind die Städte sich in der Auffassung, dass die Kommunale Wärmeplanung zwar eine Pflichtaufgabe, in den Vorschlägen für einzelne Quartiere aber durchaus ergebnisoffen ist. Erst wenn die Städte die Ergebnisse der Kommunalen Wärmeplanung nutzen und später Areale für den (Aus-)Bau von Wärmenetzen oder das Anlegen von Wasserstoffnetzen bestimmen, erwachsen aus diesen Festlegungen nach dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) Verpflichtungen.

Die BEW sieht ihre Aufgabe auch darin, mit BMU Energy Consulting vor Ort regelmäßig über die Fortschritte der Wärmeplanung zu informieren. Dem Informationsbedarf der Bevölkerung wollen die Partner mit diversen öffentlichen Veranstaltungen gerecht werden.

An der BEW sind die drei Städte wie folgt beteiligt: Wipperfürth mit 29,96 Prozent, Hückeswagen mit 25,47 Prozent und Wermelskirchen mit 25,10 Prozent. Die verbleibenden 19,47 Prozent sind in Händen der Rheinischen Energie AG (Rhenag). // **VON VOLKER STEPHAN**

[^ Zum Inhalt](#)

Stadtwerke-Rückkauf nimmt weiter Hürde



Quelle: Pixabay / aymane jdidi

POLITIK. Einstimmig hat der Gütersloher Stadtrat die Gründung einer Holding zum Rückkauf der Stadtwerke-Anteile vom Bielefelder Anteilseigner beschlossen.

Die Stadtverwaltung Gütersloh bestätigte auf Anfrage der Redaktion das Votum des Stadtrates vom 29. April. Die Stadtwerke Bielefeld halten 49,9 Prozent der Anteile an den Stadtwerken Gütersloh, der Mehrheitsanteil ist in Händen der Stadt Gütersloh. Der Stadtrat hat nun die Gründung einer Beteiligungsgesellschaft beschlossen, die den Rückkauf stemmen soll.

Über den eigentlichen Rückkauf des 49,9-Prozent-Anteils der Stadtwerke Bielefeld soll der Stadtrat am 16. Mai beschließen. Im Raum steht die Zahlung des Kaufpreises in Höhe eines mittleren zweistelligen Millionenbetrags. Das Geschäft soll dann abschließend im Juni von beiden Seiten bestätigt werden.

Die Stadtwerke Bielefeld sind seit 2002 am Gütersloher Versorger beteiligt. Der Wunsch der Stadt Gütersloh, die Anteile zurückzuerwerben, besteht seit Längerem. Bürgermeister Matthias Trepper (SPD) erklärt bereits vor geraumer Zeit: „Als hundertprozentige Gesellschafterin würde die Stadt Gütersloh wieder die volle Verantwortung für unsere Stadtwerke tragen. Die wichtigen Entscheidungen über die strategische Ausrichtung würden bei uns getroffen.“

Verwaltung weist auf mögliche Risiken hin

Nach Angaben aus dem Rathaus soll mit dem Rückkauf auch die alleinige Entscheidungsgewalt über Investitionen und strategische Fragen wieder bei der Stadt liegen. Zudem würden sich aus der neuen Eigentümerstruktur steuerliche Vorteile ergeben. Auch neue Kooperationsmöglichkeiten mit Dritten sollen künftig geprüft werden können. Bereiche wie die Telekommunikation könnten dabei ausgegliedert werden.

Die Finanzierung des Kaufpreises soll durch langfristige Darlehen über einen Zeitraum von bis zu 30 Jahren erfolgen. Die Verwaltung weist jedoch auch auf mögliche Risiken hin. Dazu zählen etwa ungünstigere

Konditionen für zukünftige Kredite bei anderen Projekten, der Wegfall des strategischen Partners aus Bielefeld sowie die Tatsache, dass die Stadt Gütersloh die anstehenden Herausforderungen der Energiewende künftig ohne Unterstützung bewältigen müsste. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Verbund überträgt Kleinkundengeschäft formell an Tochter



Quelle: Pixabay

ÖSTERREICH. Schon bisher betreute die „Verbund Energy for Customers“ die Haushalts- und Gewerbekunden des Energiekonzerns. Nun tut sie dies auch formell, beschloss die Hauptversammlung.

Rückwirkend seit 1. Januar des Jahres betreut statt der Verbund AG die „Verbund Energy for Customers“ auch formell die Haushalts- und Gewerbekunden des größten Energiekonzerns Österreichs. Das beschloss die Hauptversammlung des Konzerns am 29. April. Laut dem Beschlussantrag dient dies „der strategischen Neuausrichtung und Fokussierung der Verbund Energy for Customers auf diese Kernbereiche“. Sie könne so „gezielter auf die Bedürfnisse der Haushalts- und Kleingewerbekundinnen und -kunden eingehen, was langfristig zu einer stärkeren Marktpräsenz und erhöhten Effizienz führen wird“. Schon bislang habe das Unternehmen diese Kunden serviciert, allerdings „im Namen und auf Rechnung der Verbund AG“.

An den Lieferbedingungen ändert sich durch die Übertragung folgerichtig nichts, betonte Verbund-Generaldirektor Michael Strugl. Die Kunden würden „individuell informiert, das Servicecenter wird umfangreich gebrieft“. Ein Kleinaktionärsvertreter kommentierte dies mit den Worten: „Das wird spaßig, wenn jeder Kunde dazu einen Brief bekommt.“ Nach eigenen Angaben hat der Verbund im Stromsektor etwa 420.000 Kleinkunden, im Gassegment sind es rund 60.000.

Beschlossen wurde bei der Hauptversammlung ferner die Ausschüttung einer Dividende von 2,80 Euro je Aktie, was insgesamt rund 972,8 Millionen Euro entspricht. Angesichts der Eigentümerstruktur des Verbunds erhält die Republik Österreich davon 51 Prozent, also rund 496 Millionen Euro. An die Wiener Stadtwerke und den niederösterreichischen Energiekonzern EVN, die über einen Syndikatsvertrag etwa 25 Prozent der Verbund-Anteile halten, gehen insgesamt 243,2 Millionen Euro, an den landeseigenen Tiroler Energiekonzern Tiwag, der rund 5 Prozent der Aktien besitzt, etwa 48,6 Millionen Euro.

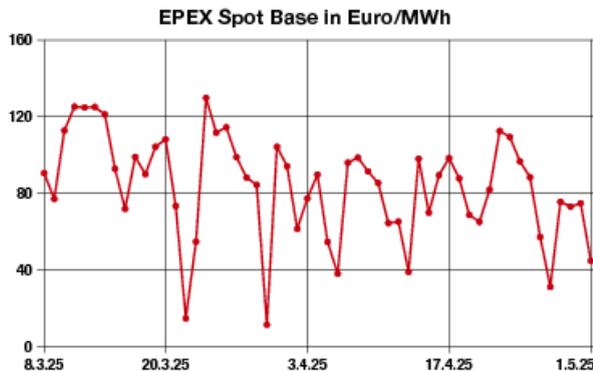
Zu den Debatten um geplante energiepolitische Gesetze, deren Beschluss die Bundesregierung noch vor dem Sommer anstrebt, erläuterte Strugl sinngemäß, diese könnten für die Realisierung von Infrastrukturprojekten von Vorteil sein. Ihr rascher Beschluss sei wünschenswert. Gelingen es nicht, das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) sowie das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungs-Gesetz (EABG) zügig zu beschließen, werde der Verbund mit der Umsetzung mancher Vorhaben auf Basis der derzeitigen Rechtslage beginnen. Das mache die Realisierung nicht einfacher: „Wir würden aber trotzdem bauen.“ Wie berichtet, planen der Verbund sowie der zu 100 Prozent in seinem Eigentum stehende Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG), bis einschließlich 2027 etwa 5,9 Milliarden Euro in das Übertragungsnetz, neue Erzeugungsanlagen, Stromspeicher sowie Innovationsprojekte zu investieren.

// VON KLAUS FISCHER

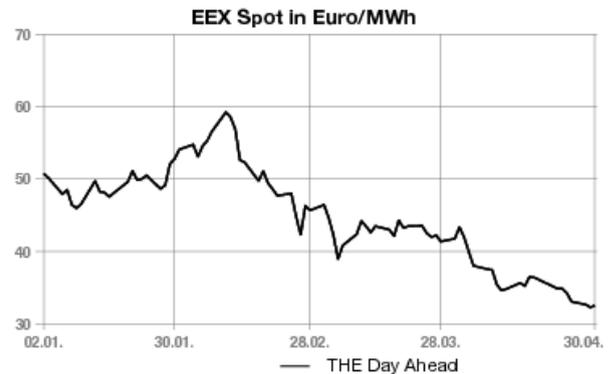
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Hellbrise drückt Notierungen am Strommarkt



Quelle: E&M

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

Tendenziell etwas fester haben sich die Energiepreise am Mittwoch gezeigt, nachdem am Dienstag überwiegend noch leichte Abgaben verzeichnet worden waren. Marktbeobachter sprachen daher von einem technisch geprägten Hin und Her. Leicht bullish dürften sich allerdings die Wachstumsdaten aus der Eurozone auf die europäischen Märkte ausgewirkt haben, die etwas besser als erwartet ausgefallen waren. Störfeuer für die Stilleben an den Energiemärkten kam nur von der für den Maifeiertag erwarteten Hellbrise, die die Peak-Notierungen am deutschen Strommarkt in den Keller trieb, wobei Preise von -130 Euro anfielen. Speicherbetreiber sollte man sein!

Strom: Fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Mittwoch gezeigt. Der Day-ahead allerdings verlor 30,00 auf 45,25 Euro je Megawattstunde im Base und 50,50 Euro auf -8,25 Euro je Megawattstunde im Peak. Börslich zeigte sich der Day-ahead mit 44,97 Euro in der Grundlast und -8,54 Euro in der Spitzenlast. Maßgeblich für die negativen Preise waren die feiertagsbedingt geringe Last und die relative hohe Erneuerbaren-Einspeisung von gut 27 Gigawatt. Auf Stundenbasis zeigten sich negative Preise durchgehend zwischen 10 und 17 Uhr. Am niedrigsten wurde die Stunde zwischen 13 und 14 Uhr gehandelt, für die -129,99 Euro anfielen. Am Freitag dürften die Beiträge von Wind und Solar nur wenig geringer ausfallen. Dieser Tag wird an der Börse mit 58,26 Euro im Base gehandelt. Erhöhte Einspeisemengen der Erneuerbaren prognostizieren die Meteorologen von Eurowind noch bis einschließlich Montag.

Am langen Ende gewann das Cal 26 im Konvoi mit CO₂ und Erdgas 1,54 auf 81,17 Euro je Megawattstunde hinzu.

CO₂: Fest haben sich die CO₂-Preise am Mittwoch präsentiert. Der Dec 25 notierte gegen 13.37 Uhr mit einem Aufschlag von 1,34 auf 66,19 Euro je Tonne. Am Vortag waren noch leichte Abgaben verzeichnet worden. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 12,9 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 66,43 Euro, das Tief bei 64,52 Euro. Unterdessen haben in der Vorwoche spekulative Anleger die Nettolongpositionen um 0,6 auf 2,7 Millionen Zertifikate vermindert. Die Erwartungen dieser Anlegergruppe erscheinen somit relativ ausgeglichen.

Positiv könnten sich überraschend gute Wachstumszahlen aus Europa auf die Preise ausgewirkt haben. Die europäische Wirtschaft ist im ersten Quartal mit plus 0,4 Prozent überraschend stark gewachsen. In Deutschland stieg die Wirtschaftsleistung um 0,2 Prozent.

Bernadett Papp, Head of Market Analysis von Pact Capital, sieht Unterstützung für den Dec 25 bei 63,41 Euro, dann bei 61,68 Euro und 60,07 Euro. Widerstand hat die Analystin bei 67,15 Euro ausgemacht.

Erdgas: Gut behauptet haben sich die europäischen Gasmärkte am Berichtstag gezeigt. Der neue Frontmonat Juni am niederländischen TTF gewann bis gegen 15.37 Uhr 0,425 auf 32,275 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es um 0,075 auf 32,475 Euro je Megawattstunde nach oben. Am Vortag hatten sich die Preise geringfügig abwärts bewegt. Händler sprachen von einer technischen Reaktion auf die Vortagesverluste. Aus übergeordneter Sicht könne von einer stabilen Situation gesprochen werden, hieß es. Noch immer seien die Märkte gefangen in einem ruhigen Urlaubsmodus. Der norwegische Gasflow betrug für den Berichtstag moderate 322 Millionen Kubikmeter nach 313 Kubikmeter am Vortag.

// VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

E&M STELLENANZEIGEN



Professur (W 2) Solar Energy and Building Automation

Gesucht wird eine Persönlichkeit, die das Fachgebiet in Lehre sowie angewandter Forschung und Ent...
in Amberg
vor 21 h



Gebietsleiter (m/w/d) Außendienst Gastro - Stuttgart

Nachhaltiges Verkaufen ist Dein Ding? Dann bist Du bei uns genau richtig! In unserer Traditions-Moste...
in Stuttgart
vor 2 h

Firmenwagen



Kundenbetreuer Hausanschluss Strom Gas E-Mobilität (m|w|d)

Wir nennen es #Positivpower: Die absolute Zuversicht, etwas bewegen zu können. Die Energiewende i...
in pleidelsheim
vor 2 h

Ausbildung



Leiter:in ISMS Gasspeicher (w/m/d)

Unser ISMS Operations Team in Düsseldorf sucht Dich! Wir sind Uniper! Wir bei Uniper treiben aktiv die ...
in Düsseldorf
vor 2 h

Ausbildung Weiterbildung / Homeoffice / Sabbatical / Coaching



Distriktleiter : in / Geschäftsführer : in (w / m / d) Photovoltaik

Stellenbeschreibung: Distriktleiter Als Distriktleiter trägst du die Verantwortung für die erfolgreiche Um...
in Berlin
vor 2 h

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

IHRE E&M REDAKTION:

Stefan Sagmeister (Chefredakteur, CVD print, Büro Herrsching)

Schwerpunkte: Energiehandel, Finanzierung, Consulting



Fritz Wilhelm (stellvertretender Chefredakteur, Büro Frankfurt)

Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung



Davina Spohn (Büro Herrsching)

Schwerpunkte: IT, Solar, Elektromobilität



Georg Eble (Büro Herrsching)

Schwerpunkte: Windkraft, Vermarktung von EE



Günter Drewnitzky (Büro Herrsching)

Schwerpunkte: Erdgas, Biogas, Stadtwerke



Heidi Roider (Büro Herrsching)

Schwerpunkte: KWK, Geothermie



Susanne Harmsen (Büro Berlin)

Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)

Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



Korrespondent Brüssel: **Tom Weingärnter**

Korrespondent Wien: **Klaus Fischer**

Korrespondent Zürich: **Marc Gusewski**

Korrespondenten-Kontakt: **Atousa Sendner**



Darüber hinaus unterstützt eine Reihe von freien Journalisten die E&M Redaktion.

Vielen Dank dafür!

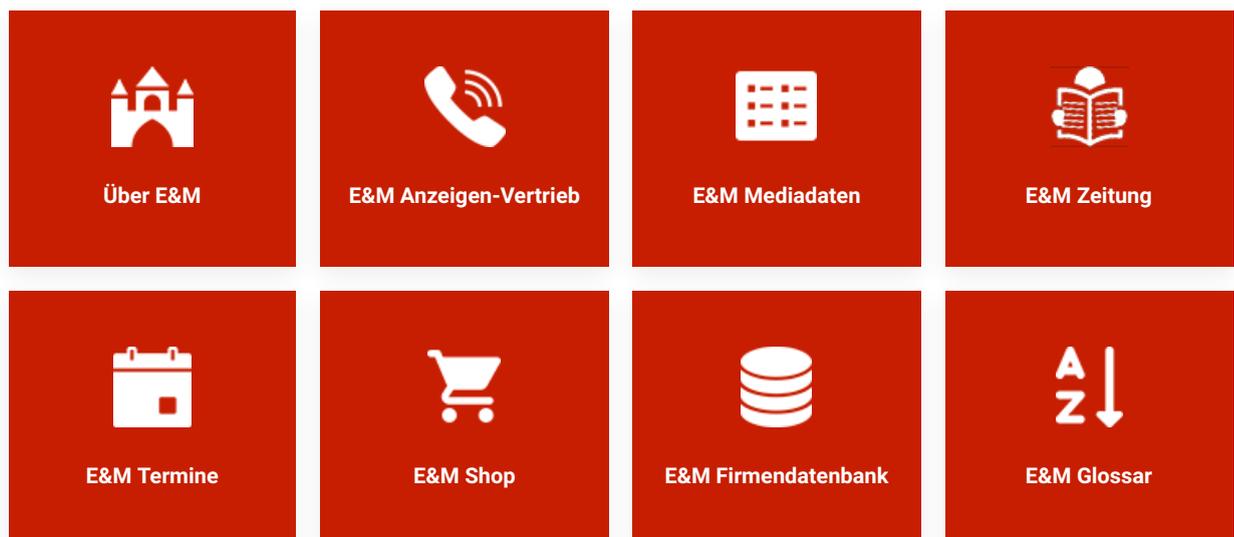
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



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!

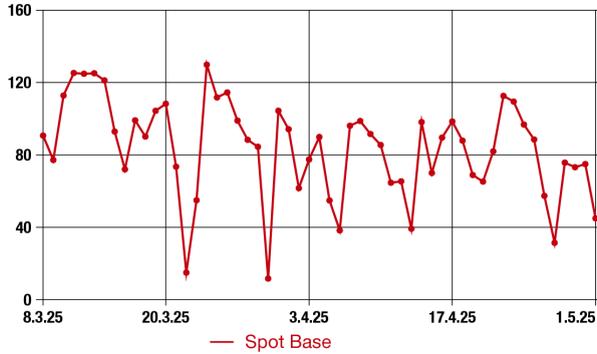
Folgen Sie E&M auf:



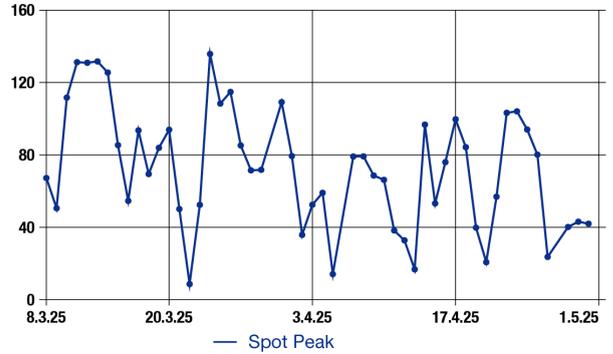
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

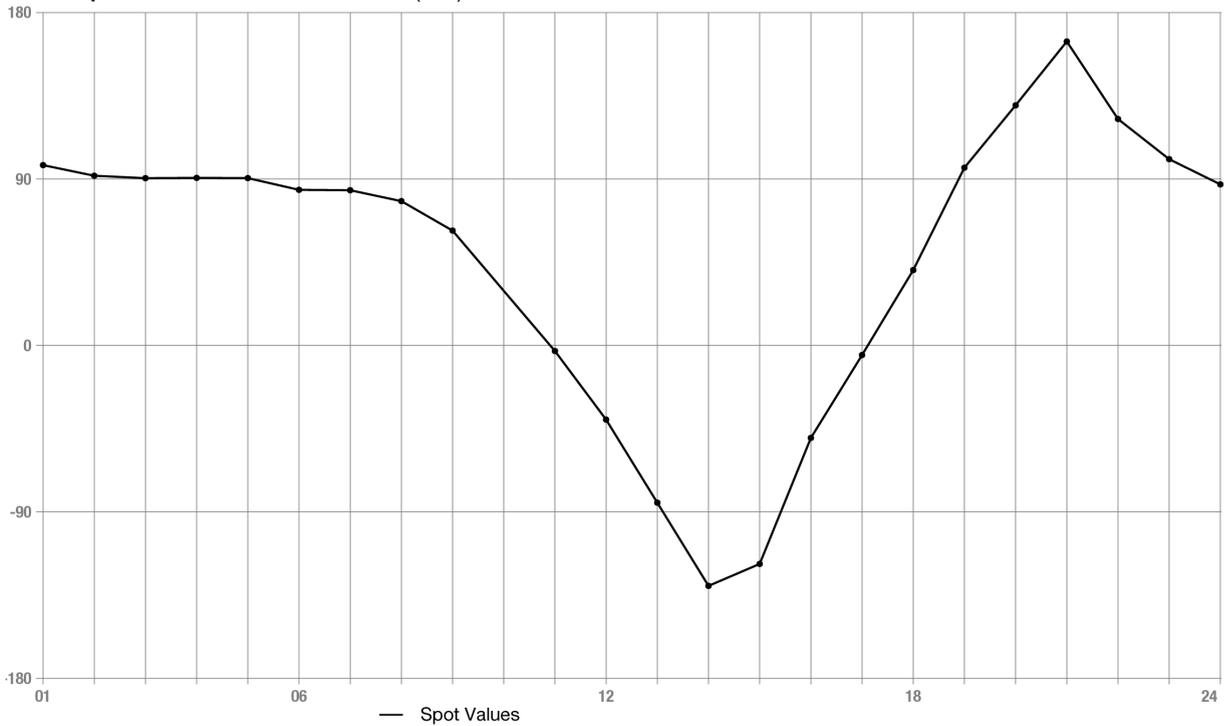
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

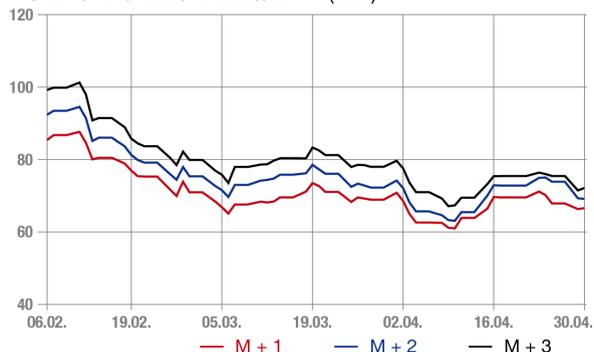
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	30.04.25	German Power Mai-2025	66,57
M2	30.04.25	German Power Jun-2025	69,13
M3	30.04.25	German Power Jul-2025	72,14
Q1	30.04.25	German Power Q3-2025	75,25
Q2	30.04.25	German Power Q4-2025	89,44
Q3	30.04.25	German Power Q1-2026	90,76
Y1	30.04.25	German Power Cal-2026	81,59
Y2	30.04.25	German Power Cal-2027	75,93
Y3	30.04.25	German Power Cal-2028	69,60

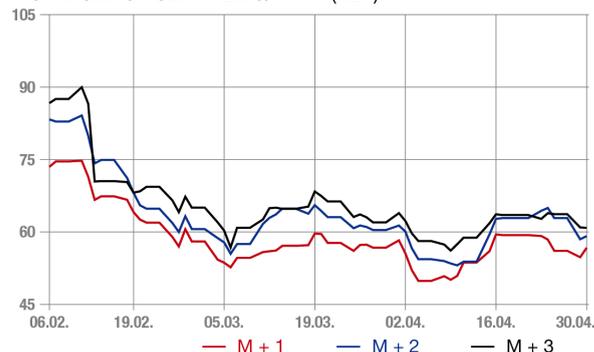
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	30.04.25	German Power Mai-2025	56,72
M2	30.04.25	German Power Jun-2025	59,14
M3	30.04.25	German Power Jul-2025	60,85
Q1	30.04.25	German Power Q3-2025	68,86
Q2	30.04.25	German Power Q4-2025	113,84
Q3	30.04.25	German Power Q1-2026	109,86
Y1	30.04.25	German Power Cal-2026	90,11
Y2	30.04.25	German Power Cal-2027	85,63
Y3	30.04.25	German Power Cal-2028	79,56

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



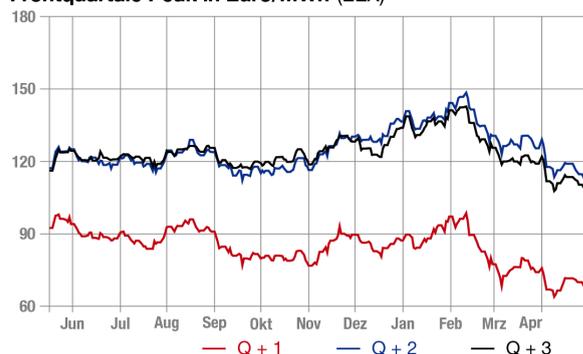
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



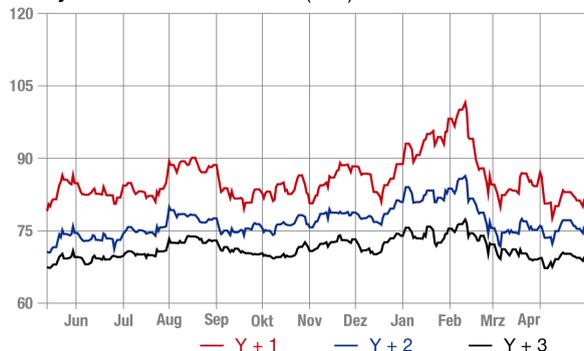
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



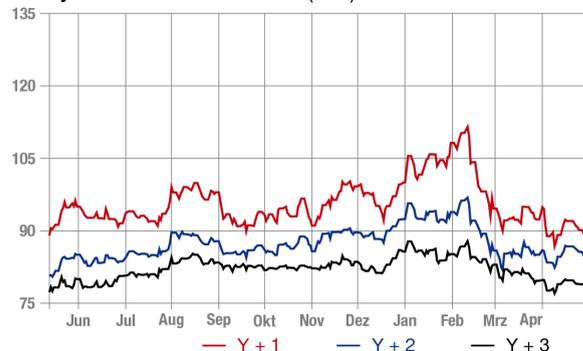
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



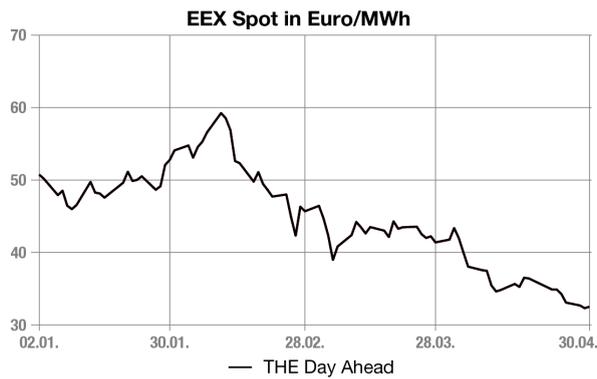
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



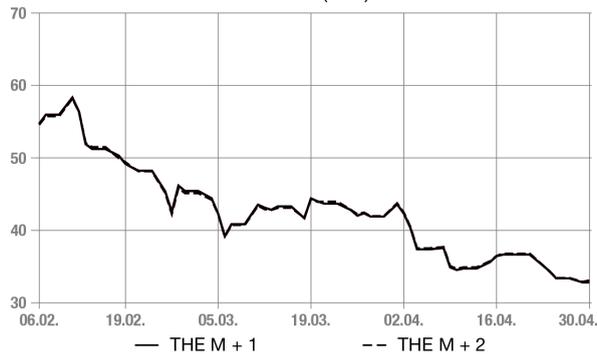
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	30.04.25	German THE Gas Mai-2025	32,82
M2	30.04.25	German THE Gas Jun-2025	33,09
Q1	30.04.25	German THE Gas Q3-2025	33,47
Q2	30.04.25	German THE Gas Q4-2025	35,18
S1	30.04.25	German THE Gas Win-2025	35,28
S2	30.04.25	German THE Gas Sum-2026	31,75
Y1	30.04.25	German THE Gas Cal-2026	33,10
Y2	30.04.25	German THE Gas Cal-2027	30,22



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



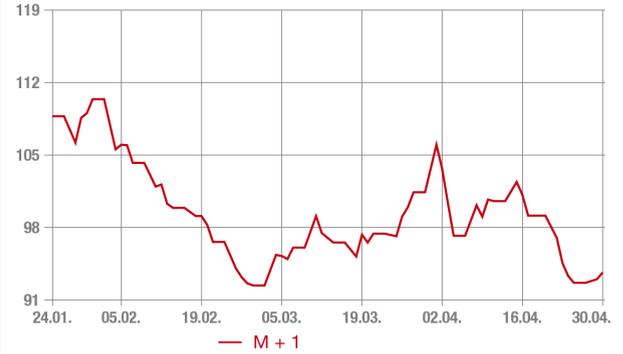
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	30.04.25	44,97	EUR/MWh
Germany Spot peak	30.04.25	-8,54	EUR/MWh
EUA Mai 2025	30.04.25	65,62	EUR/tonne
Coal API2 Mai 2025	30.04.25	93,65	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	30.04.25	32,51	EUR/MWh
German THE Gas Mai-2025	30.04.25	32,82	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	30.04.25	33,10	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jun-2025	30.04.25	63,12	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)

