

Das **Energiemarkt-Update** gibt einen schnellen Überblick zu Preisen, Trends und Entwicklungen auf den heimischen und internationalen Energiemärkten.

Grafiken, Statistiken und Kommentare von Expertinnen und Experten beleuchten Hintergründe und mögliche Entwicklungen der Gas-, Strom- und CO<sub>2</sub>-Preise.

### Übersicht der Marktpreise: Vergleich zum Vormonat

	Index	Kurs 31. 1. 2025	Monatlicher Mittelwert		Trend (%)	
			Dez. 2024	Jan. 2024	Dez. → Jan.	
Gas (€/MWh)	CEGH Day-Ahead	54,25	47,33	49,66	4,92 %	↗
	CEGH Frontjahr 2025	42,61	45,23	41,20	8,05 %	↗
	TTF Day Ahead	53,66	45,43	48,39	6,52 %	↗
	TTF Frontmonat	53,24	45,18	48,31	6,93 %	↗
	TTF Frontjahr 2025	40,81	43,06	39,37	-8,57 %	↘
Strom (€/MWh)	EPEX Day-Ahead 58% Base • 42% Peak	145,35	139,05	140,68	1,17 %	↗
	EPEX Delta DE-AT	0,46	20,28	19,46	-4,04 %	↘
	EEX Futures 2025 58% Base • 42% Peak	104,95	101,38	99,80	-1,56 %	↘
	EEX Delta DE-AT	1,88	4,43	1,88	-57,56 %	↘
	EXXA-Spot	141,95	129,67	133,85	3,22 %	↗
CO <sub>2</sub> (€/t)	EEX EUA	81,79	66,96	76,10	13,65 %	↗

### Energiepreis-Indizes

Die Österreichische Energieagentur gab am 26. Jänner 2025 bekannt, dass der österreichische Gaspreis-index auf Monatsbasis (ÖGPI<sub>Monat</sub>) im Februar 2025 gegenüber dem Vormonat um 6,2 % steigt. Im Vergleich zum Februar 2024 liegt der Index damit um 57,6 % höher. Der Index liegt bei einem Wert von 48,64 €/MWh.

Der Strompreisindex auf Monatsbasis (ÖSPI<sub>Monat</sub>) sinkt im Februar 2025 gegenüber dem Vormonat um 3,0 %. Im Vergleich zum Februar 2024 liegt der Index um 38,3 % höher. Der Index liegt bei einem Wert von 126,25 €/MWh.

Der Spitzenlastpreis liegt dabei um 21 % über dem Niveau des Grundlastpreises.

Soweit die Zahlen. Auf der folgenden Seite finden sich dazu Grafiken und Erläuterungen, was dahinter steckt.

#### Ausschließlich zur internen Verwendung bestimmt.

Inhalt: DI Oliver Dworak, Mag. Mario Jandrokovic (EIW)

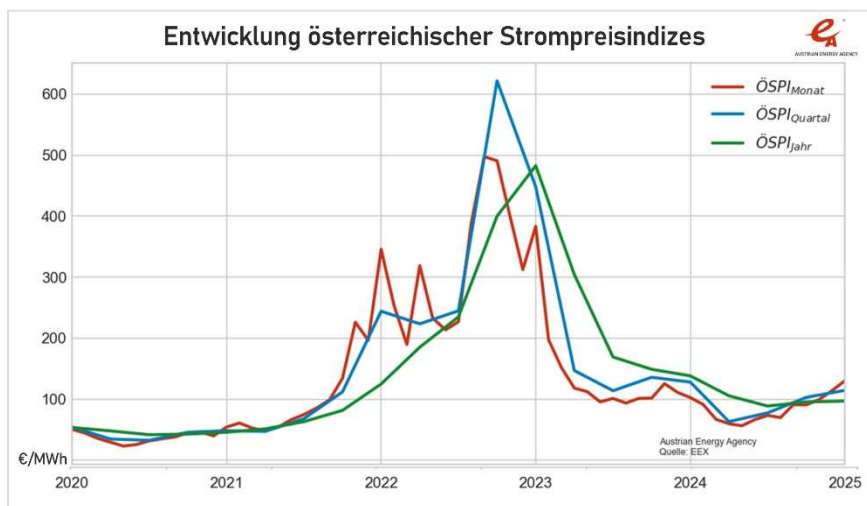
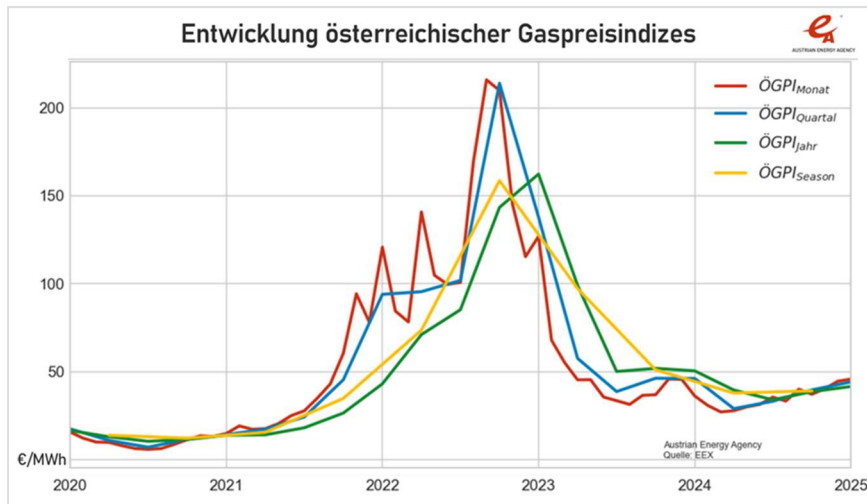
Ing. Otto Kalab MSc (Kalab Energie Consulting e.U.)

Redaktion: Energieinstitut der Wirtschaft GmbH • Mariannengasse 10 • 1090 Wien

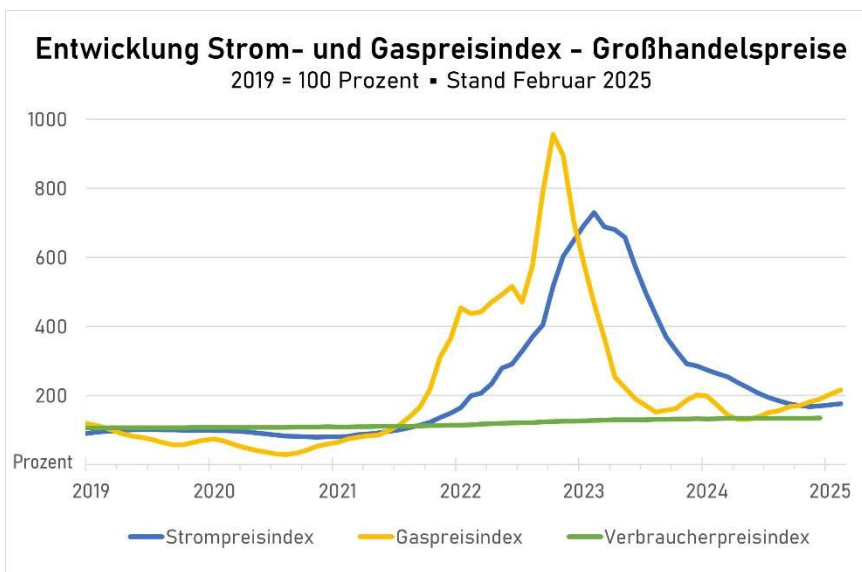
Tel.: +43-1-343 3430 • office@energieinstitut.net

Die Inhalte wurden sorgfältig recherchiert, jedoch wird keinerlei Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der bereitgestellten Informationen übernommen.

## AEA: Gas- und Strompreisindex



## Gas- und Strompreisindex im Vergleich zum Verbraucherpreisindex



## Marktüberblick

### Politische Unwägbarkeiten belasten Investitionssicherheit

Die Gas- und Stromgroßhandelspreise zogen in den letzten Wochen deutlich an und liegen aktuell um 57 Prozent (Gas) bzw. 38 Prozent (Strom) über dem Vorjahresniveau. Im Detail: der Gas-Spotmarkt verzeichnet seit Mitte Dezember eine kontinuierliche Aufwärtsbewegung; Anfang Februar stieg der Gaspreis am niederländischen TTF auf über 53 Euro pro Megawattstunde für März-Kontrakte und erreichte damit den höchsten Wert seit Oktober 2023. Der Preis am deutschen THE war bereits, ebenso wie der Preis am österreichischen Gashub CEGH, auf über 54 Euro geklettert. Der rasche Anstieg betrug dabei 11 Prozent in nur fünf Tagen. Bestimmende Treiber für die steigenden Preise waren – neben den anhaltend kalten Wintertemperaturen und dem damit verbundenen stärkeren Gasverbrauch für die Stromerzeugung bei verminderter Wind-Einspeisung – vor allem reduzierte Angebotsmengen durch den Wegfall der Lieferungen von russischem Gas über die Ukrainerroute mit Ende 2024 sowie anhaltende geopolitische Unsicherheiten. Der Füllstand der heimischen Gasspeicher sank mit Anfang Februar auf 63 Terawattstunden bzw. 62 Prozent, er lag damit 19 Prozentpunkte unter dem Vergleichswert Anfang 2024. Der vergrößerte negative Spread zwischen den TTF-Forward-Preisen für Sommer 2025 (52 €/MWh) und Winter 2025-2026 (46 €/MWh) erhöht die Unsicherheit für den nächsten Winter, da für die Gashändler wichtige Kaufanreize zur frühzeitigen Befüllung der Speicher in der warmen Jahreszeit fehlen.

### Wettbewerbsfähigkeit durch steigende Energiekosten und Abgaben belastet

Auch nach dem Superwahljahr 2024 sind die wirtschaftlichen Wogen nicht geglättet. Der politische Paukenschlag zu Jahresbeginn mit dem abrupten Abbruch der Verhandlungen für eine Dreier-Koalition und der Aufnahme von Gesprächen zwischen FPÖ und ÖVP – und damit die Aussicht auf eine langwierige Regierungsbildung und eine hohe innen- und außenpolitische Volatilität – reihte Österreich in die Unsicherheiten der politischen Stimmungslage Europas, insbesondere neben Deutschland und Frankreich. Die erneute Übernahme der US-Präsidentschaft durch Donald Trump führt aktuell in mehreren Bereichen zu merkbarer Verunsicherung der EU (Stichworte insbesondere Handelskonflikte, Zölle, Ukraine, NATO, Klimaschutz, Grönland u.a.m.), gleichzeitig bleiben bestehende Konjunkturrisiken aufrecht (insbesondere Russland / Ukraine und Naher Osten). Für ein stabiles und investitionsfreundliches Umfeld wäre es wichtig, in Europa und natürlich auch in Österreich wirtschaftspolitisch – aber auch punkto Energiekosten – möglichst rasch wieder in ruhigeres Fahrwasser zu gelangen.

### Veränderte Importströme erhöhen Marktvolatilität

Gasimporte in das österreichische Marktgebiet Ost erfolgen derzeit überwiegend aus Deutschland (über Oberkappel - hier wirkt sich der Wegfall der deutschen Gasspeicherumlage per Ende 2024 positiv aus), in geringem Ausmaß über die Slowakei (über die MAB, aber auch noch über Baumgarten), teils auch aus Italien (über Arnoldstein). Die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg werden direkt über das deutsche Gasnetz versorgt (über Kiefersfelden und über Lindau). Mitte Jänner hatten Meldungen über ukrainische Drohnenangriffe auf eine Verdichterstation der Turkstream-Pipeline in der südwestrussischen Region Krasnodar den neuerlichen Preisanstieg eingeleitet. Turkstream ist die einzige verbleibende aktive Pipelineverbindung für russisches Gas, das in die Türkei fließt, aber auch weiter nach Südeuropa – vor allem nach Bulgarien, Serbien und Ungarn. Neuerliche Diskussionen über die Ausweitung der Sanktionen gegen Russland auf Erdgas, vor allem aber auf LNG, haben die Entwicklung steigender Preise verstärkt. Hintergrund ist, dass zwar Europas Pipelinegas-Importe aus Russland stark zurückgegangen sind, aber auch 2024 Rekordmengen an russischem LNG nach Europa importiert wurden. Einzelne Analysten gehen davon aus, dass die weltweite LNG-Nachfrage kurzfristig das Angebot übersteigen könnte – und solche Meldungen halten auch die Preise hoch.

## Gas- und CO<sub>2</sub>-Preise halten Strompreis hoch

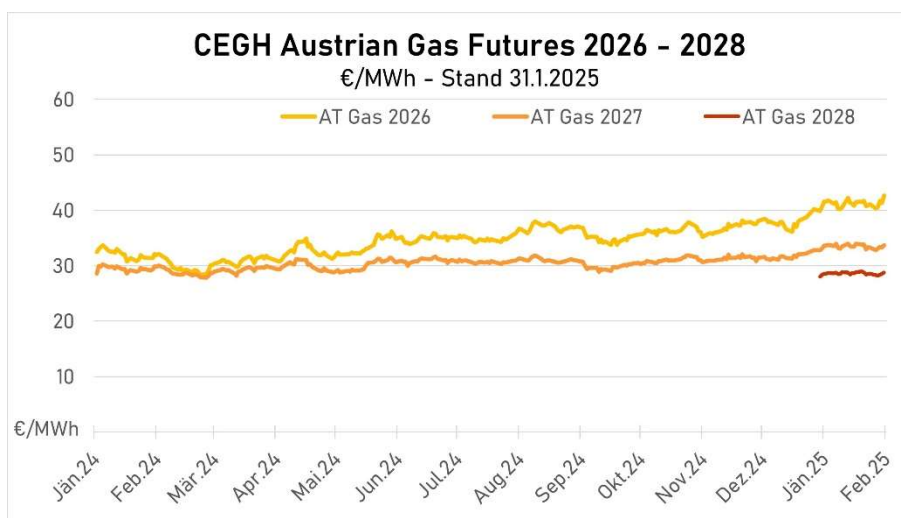
Das teure Gas und die mit 84 Euro pro Tonne ebenfalls auf ein 15-Monats-Hoch gestiegenen Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate im EU-ETS 1 hielten im Jänner auch den Strompreis weiterhin hoch; der Day-Ahead-Preis pendelte zwischen 80 und 150 Euro pro Megawattstunde und erreichte Anfang Februar Spitzenwerte von über 240 €/MWh. Grund dafür, wie oben erwähnt: Gaskraftwerke mussten die teilweise Windflaute kompensieren. Die hohen Strompreise wirken für Haushalte und Unternehmen zusätzlich belastend, da mit dem Jahreswechsel 2024/2025 mehrere staatliche Unterstützungsmaßnahmen ausgelaufen sind, insbesondere die Strompreisbremse, die Senkung der Erdgas- und Elektrizitätsabgabe sowie die vorübergehende Aussetzung der Förderzuschläge für erneuerbare Energie. Gleichzeitig sind die Netzkosten aufgrund vermehrter Investitionen in die Netzinfrastruktur signifikant gestiegen – auch das ein Problem, das einer raschen Lösung bedarf.

## Entwicklung des Gaspreises in Österreich: Day-Ahead Markt



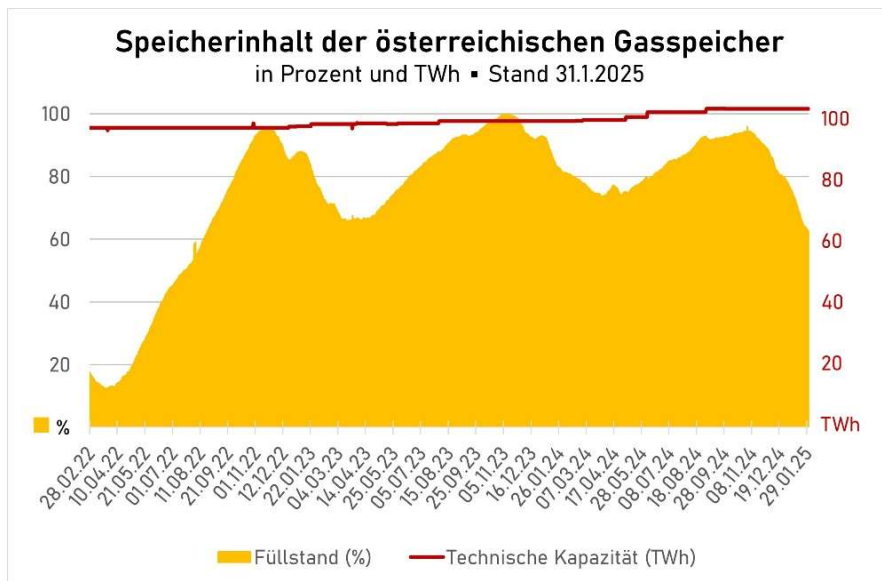
Quelle:  
CEGH, Kalab Energie  
Consulting

## Gas Futures für Österreich



Quelle:  
CEGH, Kalab Energie  
Consulting

## Inhalt der österreichischen Gasspeicher



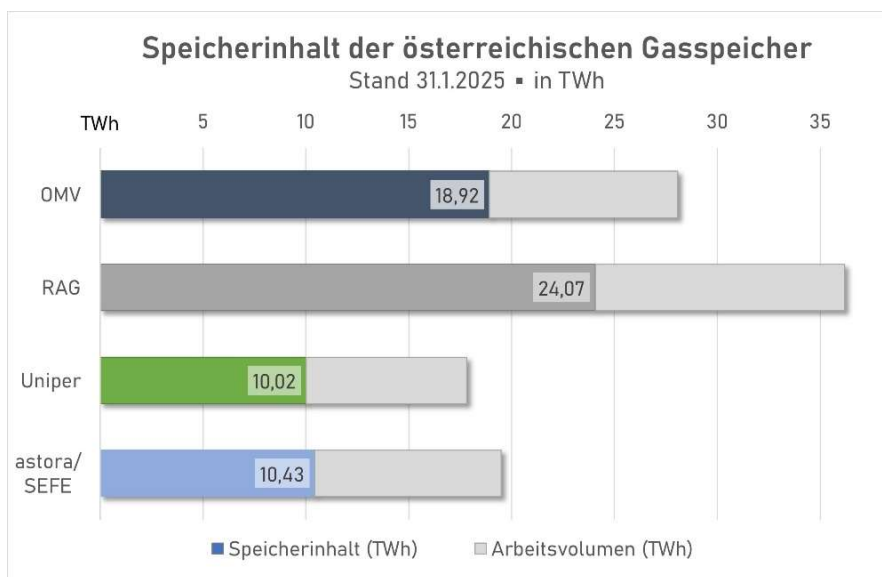
Seit Anfang April sind die österreichischen Gasspeicher wieder befüllt worden, ab November setzte die winterliche Phase erhöhten Gasverbrauchs ein.

Am 1.1.2025, dem Tag, als kein russisches Pipeline-Gas mehr nach Österreich fließt, lag der Speicherstand bei 79,8 TWh, am 31. 1 waren es 62,5 TWh – dies sind über 19 TWh beziehungsweise 23 Prozent unter dem Speicherstand von Ende Jänner 2024.

Quelle:

<https://agsi.gie.eu/data-overview/AT>

## Füllstand der österreichischen Gasspeicher



Die Speicher der OMV sind mit 18,92 TWh zu 67,4 % gefüllt, jene der RAG mit 24,07 TWh zu 66,5 %.

Die international tätigen Speicherunternehmen Uniper und astora/SEFE sind zu rund 56,2 bzw. 753,5 % ausgelastet.

Quelle: <https://agsi.gie.eu>

## Wem gehört das Gas in Österreichs Speichern?



**Die strategische Gasreserve** ist ein staatlich kontrollierter Erdgas-Vorrat zur Sicherung der Energieversorgung in Österreich. Die **immunisierten Mengen** speichern Unternehmen selbst ein, um im Falle einer Energielenkung Zugang zu Gas zu haben. Zu **geschützten Kund:innen** gehören etwa Haushalte und soziale Dienste wie Krankenhäuser

Quelle: E-Control,  
<https://energie.gv.at/gas/gas>

## Grüne Gase

### Preisindizes für Wasserstoff und Grüngas

Gegenwärtig findet noch kaum nennenswerter Handel mit Wasserstoff oder Grünen Gasen statt. Echte Marktdaten sind praktisch weder außerhalb noch innerhalb der Börse existent, doch gibt es Preisindikatoren auf Basis bilateraler Lieferverträge. Die Indices sind wichtige Schritte zur Etablierung eines funktionierenden Handelsplatzes, um die Produktion für Grüne Gase und einen Markt dafür hochzufahren. Am 5.2.2025 wurde erstmals auf der CEGH GreenGasPlatform ein Angebot für die Lieferung von grünem Wasserstoff mit Herkunftsnachweis eingestellt.

Derzeit werden in Österreich rund 0,1 TWh Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist. Bis 2030 sollen 7,5 TWh an Grünen Gasen aus heimischer Produktion zur Verfügung stehen.

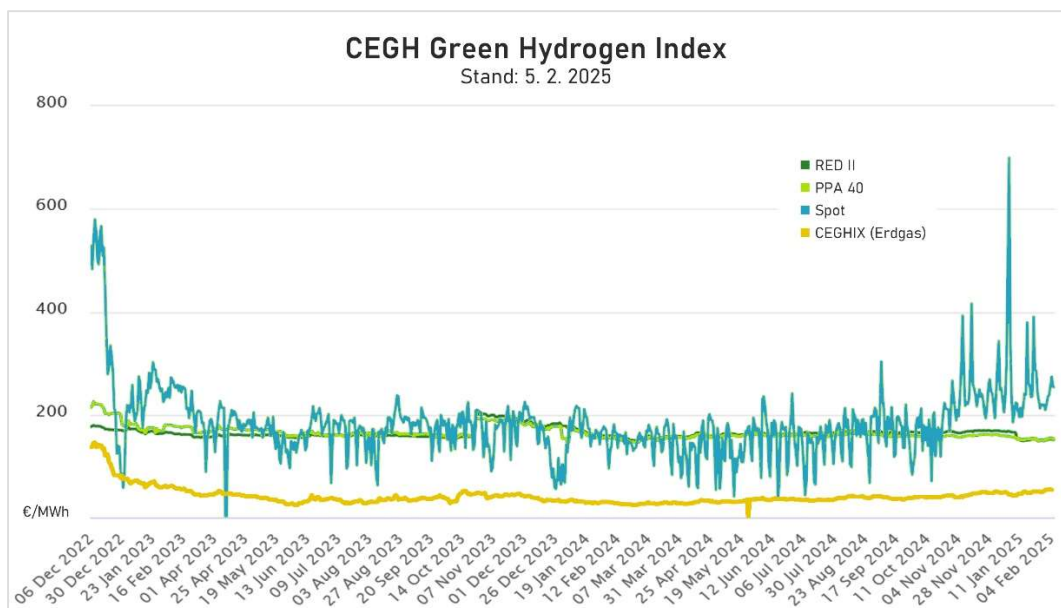
### EEX HYDRIX Index



Mit dem HYDRIX gibt es einen ersten Index für den wachsenden Wasserstoffmarkt, basierend auf Angebots- und Nachfragepreisen. Nach einem Hoch von über 290 €/MWh in der zweiten Jännerhälfte lag der Preis am 8. Februar 2025 bei 278,44 Euro.

Quelle: <https://www.eex-transparency.com/de/wasserstoff/deutschland>

### CEGH GreenHydrogen Index



Central European Gas Hub (CEGH) startet in Österreich eine Plattform für die Vermarktung von grünen Gasen wie Biogas und Wasserstoff, eine schrittweise Ausweitung auf Mittel- und Osteuropa ist geplant. Die die CEGH Green Gas Platform fokussiert sich zunächst auf den Handel mit Biogas, später mit Wasserstoff, sobald dieser in marktrelevanten Mengen verfügbar ist. Beim relativ konstanten Preis am Spotmarkt war seit November ein Trend nach oben zu verzeichnen – mit einem Ausreißer am 12. Dezember: Da lag der Preis bei 699,45 €/MWh. Am 12. Dezember des Vorjahres waren es 172,77 €/MWh, am 12. November 2024 betrug der Wert 159,29 €. Quelle: <https://www.cegh.at/de/gruenes-gas/cegh-hydrogen-index/>



### Europäische Energiapolitik im Spannungsfeld von Klimaschutz und Wettbewerbsfähigkeit

**Vor dem Hintergrund aktueller geopolitischer Unwägbarkeiten steht die Europäische Kommission vor der zentralen Aufgabe, die Energieversorgung Europas sicher, leistbar und nachhaltig zu machen. Eng damit verbunden ist eine Neugestaltung der europäischen Industriepolitik.**

Die Europäische Kommission hat längst erkannt, dass die ambitionierten Klimaziele nur mit einer Stärkung des Industriestandortes Europa erreicht werden können. Der Ende Jänner 2025 vorgelegte **Kompass für Wettbewerbsfähigkeit** ist die erste großangelegte Initiative zu Beginn der Amtszeit der neuen Kommission, mit der sie einen klaren strategischen Rahmen für ihre Arbeit definiert. Er gibt den Weg für Europa vor, damit es sowohl zu dem Ort wird, an dem künftige Technologien, Dienstleistungen und saubere Produkte erfunden, hergestellt und auf den Markt gebracht werden, als auch zum ersten klimaneutralen Kontinent. Alle neuen Rechtsvorschriften sollen darauf abzielen, die Wettbewerbsfähigkeit der EU zu stärken. Der Kompass soll einen Fahrplan aufzeigen, wie Europa seinen Rückstand im Wettbewerb mit den USA und China aufholen kann. Er nimmt Vorschläge aus dem im September 2024 vorgelegten Bericht von Mario Draghi auf und setzt Maßnahmen zum Bürokratieabbau und zur Stärkung neuer Investitionen um. Der Kompass nennt hohe und volatile Energiepreise als zentrale Herausforderung.

Neben der umfassenden Dekarbonisierung der Industrie, die zur Erreichung der ambitionierten Klimaziele alternativlos ist, rückt vor allem die Modernisierung und der Ausbau der Verteilernetze in den Fokus der Brüsseler Agenda. Polen, das im Jänner den EU-Ratsvorsitz für das erste Halbjahr 2025 übernommen hat, legt große Bedeutung auf den Bürokratieabbau, um die Effizienz und Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zu stärken. Mit dem **Clean Industrial Deal**, den die Kommission Ende Februar präsentieren wird, soll der Übergang zu einer langfristig CO<sub>2</sub>-neutralen Industrie unterstützt werden, während es im geplanten **Action plan on affordable energy prices** laut dem neuen EU-Energiekommissar, dem früheren dänischen Energieminister Dan Jorgensen, um leistbare Energiekosten – insbesondere im Kontext des internationalen Standortwettbewerbs – und um die Modernisierung der Netzinfrastruktur gehen wird. Die verstärkte Dekarbonisierung des Energiesystems soll dazu beitragen, das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen.

Es wird erwartet, dass die Kommission am 26. Februar, also noch innerhalb der ersten 100 Tage ihrer neuen Amtszeit, ihren mit Spannung erwarteten **Clean Industrial Deal** vorstellen wird, einen mehrjährigen Plan zur Förderung der traditionellen energieintensiven Industrien und der aufstrebenden Sektoren für saubere Technologien in der EU. Die Strategie zur Dekarbonisierung der Industrie wird sich voraussichtlich um sechs thematische Säulen drehen, die von Energiepreisen und Arbeitskräftefragen bis hin zu Recycling und Handel reichen. Zu den wichtigsten Themenbereichen zählen Energiesicherheit und Energiepreise, Recycling und kritische Rohstoffe; Arbeit, Leitmärkte und globales Handeln. Im bevorstehenden Clean Industrial Deal wird ein auf Wettbewerbsfähigkeit ausgerichteter Ansatz für die Dekarbonisierung dargelegt, der darauf abzielt, die EU als attraktiven Standort für das verarbeitende Gewerbe, auch für energieintensive Industriezweige, zu sichern und saubere Technologien und neue kreislauforientierte Geschäftsmodelle zu fördern.

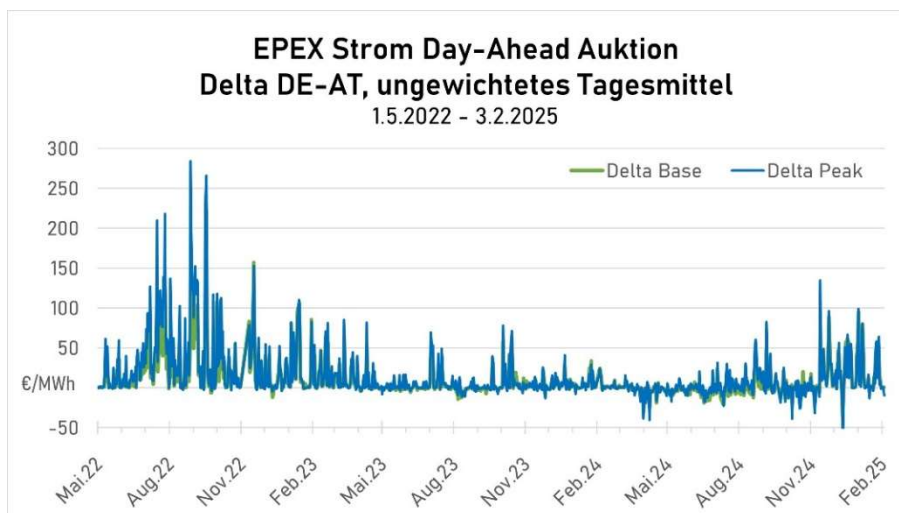
Die aktuellen Gasgroßhandelspreise in Europa sind vier- bis fünfmal so hoch wie in den USA, und Strom ist um das Zwei- bis Dreifache teurer. Die im Vergleich zu anderen Industrieländern hohen Energiepreise erschweren es den europäischen Unternehmen, mit ausländischen Mitbewerbern zu konkurrieren. Die Kommission beabsichtigt, neben dem Clean Industrial Deal einen **Aktionsplan für leistbare Energiepreise** zu veröffentlichen. Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen hatte in ihrer Rede auf dem Weltwirtschaftsforum in Davos signalisiert, dass die Infrastruktur im Mittelpunkt des Energieplans stehen wird: Die EU müsse nicht nur ihre Energieversorgung weiter diversifizieren und saubere Erzeugungsquellen ausbauen, sondern auch mehr privates Kapital mobilisieren. Der Aktionsplan für erschwingliche Energie soll dazu beitragen, die Energiepreise und -kosten zu senken. Der Ausbau der Kabelverbindungen zwischen den EU-Ländern – Stichwort EU-Supergrid – ist für Brüssel eine Priorität. Mit der Modernisierung der Netzinfrastruktur soll ein sicheres und widerstandsfähiges Energiesystem geschaffen werden.

Auf EU-Ebene wird 2025 – aber voraussichtlich erst nach der Wahl zum deutschen Bundestag – auch entschieden, ob **Deutschland in zwei Strompreiszonen aufgeteilt** werden soll. Hintergrund: die deutsche Energiewende hat zu einem starken Nord-Süd-Gefälle geführt, da der Ausbau der Netze mit dem Ausbau der erneuerbaren

Stromerzeugung – insbesondere Windkraft im Norden – nicht Schritt gehalten hat. Es ist physikalisch einfach nicht möglich, die billigen Strommengen von Norden nach Süden zu transportieren. Die Industrie im Süden kann oft nur durch Anfahren von Kohle- und Gaskraftwerken versorgt werden kann, die aufgrund der hohen Kosten für das Engpassmanagement teuren Strom erzeugen. Da ganz Deutschland aber eine Strompreiszone ist, steigt der Strompreis im gesamten Bundesgebiet. Die Trennung der Stromzonen würde also zu unterschiedlichen Strompreisen in Deutschland führen und insbesondere im Süden und Westen die Kosten für die Industrie um voraussichtlich 5 bis 10 Euro pro Megawattsunde erhöhen – eine Situation, die kaum auf Zustimmung stößt. Eine Alternative könnte in einer Reform der Netzentgelte liegen, die flexible Anreize für Unternehmen setzt, ihren Stromverbrauch zu bestimmten Zeiten zu reduzieren. Das würde im Idealfall zur Entlastung des Stromnetzes und zur Senkung der Strompreise beitragen.

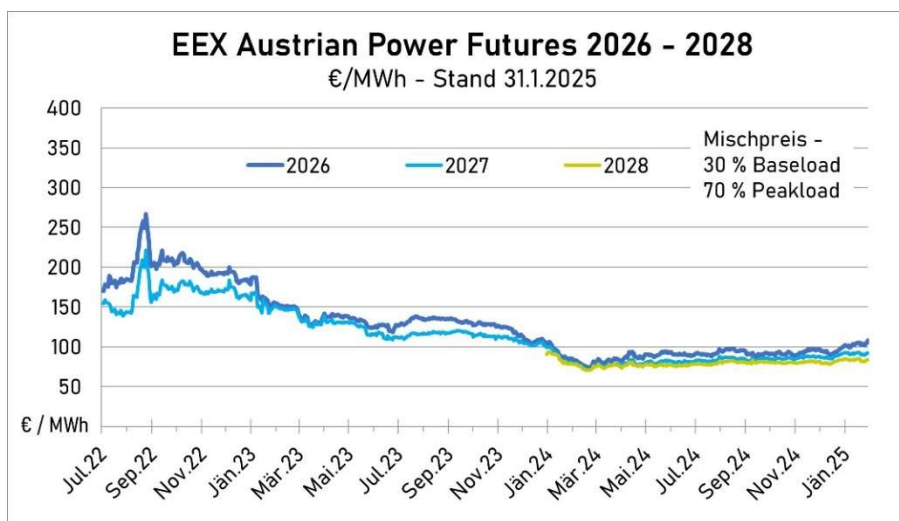
## Strom

### Day-Ahead Auktion



entso-e Dayahead Vergleich  
Deutschland – Österreich.  
Ungewichtetes Tagesmittel.  
Quelle:  
entso-e, Kalab Energie  
Consulting

### Strom: Futures 2025 bis 2027



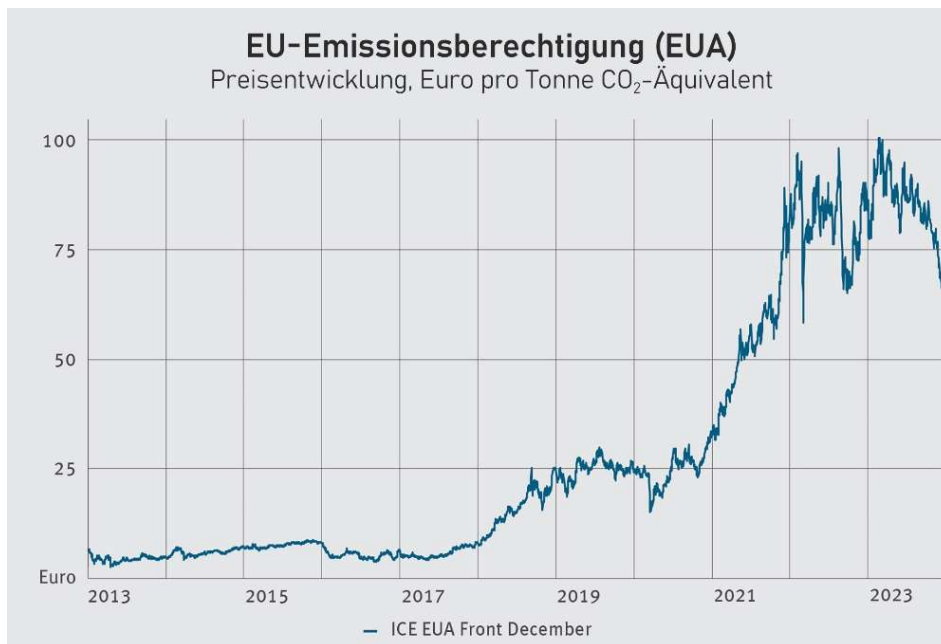
EEX Austrian Power Futures  
2025 - 2027, Mischpreis 30  
Prozent Base-, 70 Prozent  
Peakload  
Quelle:  
EEX, Kalab Energie  
Consulting



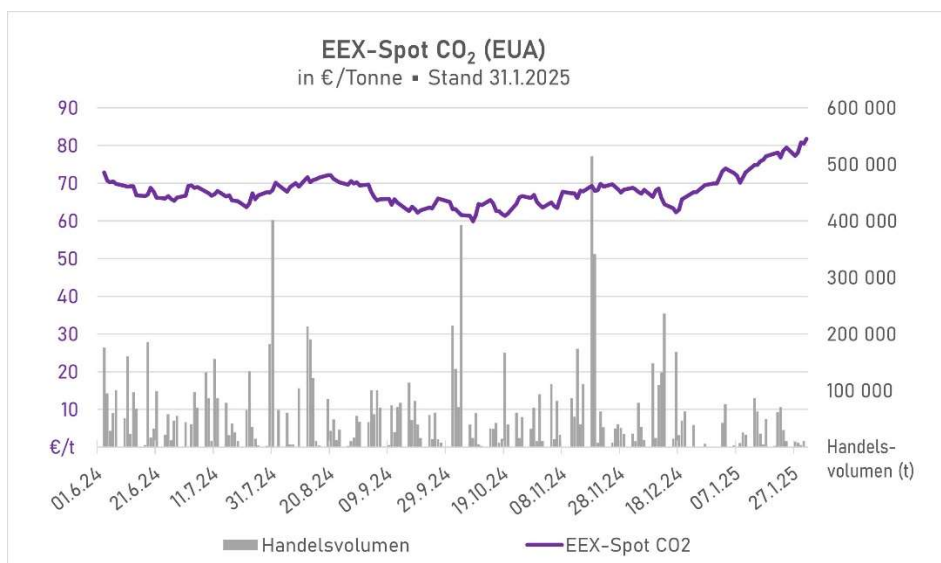
## CO<sub>2</sub>

### CO<sub>2</sub>-Preis bei 84 Euro

Nachdem der Preis pro Tonne CO<sub>2</sub> im Jahr 2023 noch bei rund 90 Euro notierte, pendelte er 2024 - nach einem deutlichen Rückgang im ersten Quartal 2024 auf nur noch knapp über 50 Euro – bei Werten von bis zu 70 Euro. Mit dem signifikanten Preisanstieg bei Gas ab Mitte Dezember 2024 wurde auch CO<sub>2</sub> wieder teurer und erreichte Ende Jänner 2025 ein 15-Monats-Hoch mit 84,44 Euro pro Tonne beim Dezember 2025-Future. Auch der kurz- und mittelfristige Ausblick fällt „bullish“ aus, wobei die anhaltend kalten Temperaturen, die sinkenden Füllstände in den Gasspeichern und somit der Gaspreis insgesamt die wichtigsten Einflussfaktoren bleiben, die - im Hinblick auf verstärkten Kohleeinsatz eben aufgrund der hohen Gaspreise - hohes Kaufinteresse an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten auslösen. Zusätzliche Volatilität bringt die Debatte um die Reform des EU-Emissionshandelssystems mit der Eingliederung der Bereiche Gebäudewärme und Verkehr, und der Festsetzung des damit verbundenen ETS2-CO<sub>2</sub>-Preises.



Preisentwicklung CO<sub>2</sub> –  
Ein Rückblick ab 2013.  
Quelle: Deutsche  
Emissionshandelsstelle



EEX-Spotmarkt für CO<sub>2</sub> –  
aktuelle Entwicklung  
Preis und Handels-  
volumen.  
Quelle: EEX,  
Kalab Energie Consulting