



Strompreisentwicklung 2024



2024

Strompreisentwicklung

Der deutsche Strommarkt zeigte 2024 eine stark volatile Entwicklung. Zu Jahresbeginn überwogen preisdämpfende Faktoren. Sinkende Gas- und CO₂-Preise, hohe Gasspeicherstände, eine starke Windenergieeinspeisung und die verbesserte Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke sorgten für fallende Preise. Gleichzeitig blieb die industrielle Stromnachfrage aufgrund der schwachen deutschen Konjunktur niedrig.

Ab dem Frühjahr änderte sich die Marktrichtung mehrfach. Steigende Gas- und CO₂-Preise verteuerten die fossile Stromerzeugung. Gleichzeitig sorgten zeitweise eingeschränkte Stromimporte aus Frankreich für Aufwärtsdruck. Die CO₂-Preise erholten sich nach den deutlichen Rückgängen zu Jahresbeginn, wobei auch der Abbau spekulativer Short-Positionen den Anstieg verstärkte.

Parallel nahm der Einfluss der erneuerbaren Energien auf den Strommarkt weiter zu. Rekordwerte bei der Solarstromerzeugung führten mittags wiederholt zu sehr niedrigen oder negativen Spotpreisen. Bei geringer Wind- und Solarstromerzeugung stiegen die Preise dagegen. Dadurch verstärkten sich die Preisschwankungen innerhalb einzelner Tage. Im Sommer blieb der Strommarkt eng an die Gas- und CO₂-Preise gekoppelt. Hitzewellen in Südeuropa erhöhten den Strombedarf für Klimatisierung. Gleichzeitig schränkten hohe Flusswassertemperaturen und niedrige Pegelstände zeitweise die französische Kernkraftproduktion ein. Eine hohe Solarstromerzeugung und die ferienbedingt niedrigere Nachfrage begrenzten dagegen den Preisanstieg.

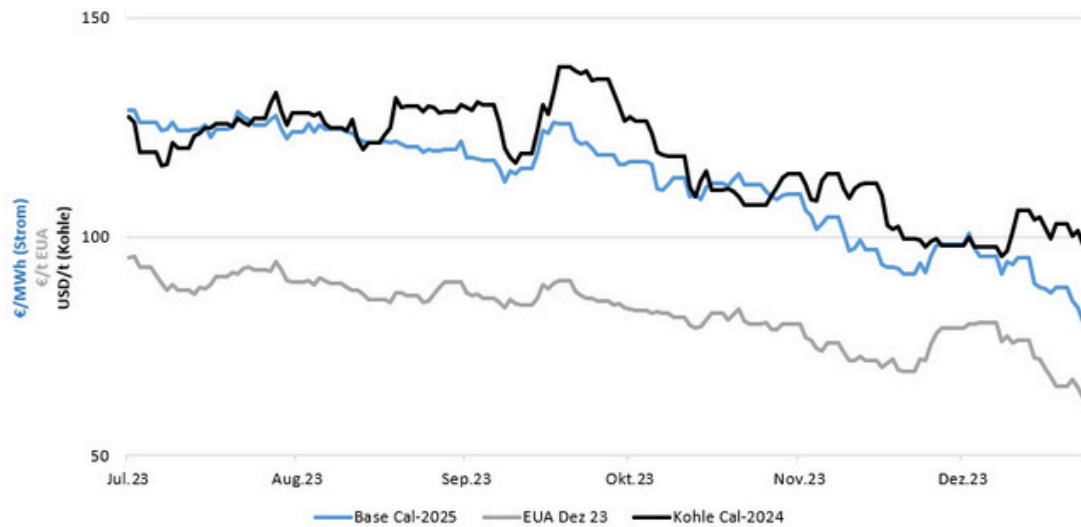
Im Spätsommer und Herbst gerieten die Terminpreise erneut unter Druck. Die schwache Industriekonjunktur belastete weiterhin die Nachfrage. Gleichzeitig verbesserte sich das Stromangebot durch eine hohe französische Kern- und Wasserkrafterzeugung. Mit der Aufhebung bestehender Exportbeschränkungen konnte zudem wieder mehr französischer Strom nach Deutschland gelangen.

Mit Beginn der Heizperiode änderte sich die Situation erneut. Steigende Gaspreise und eine schwache Erzeugung aus erneuerbaren Energien sorgten für steigende Strompreise. Besonders deutlich zeigte sich dies während Dunkelflauten. Standen gleichzeitig wenig Wind- und Solarstrom zur Verfügung, musste die Nachfrage verstärkt durch Gas- und Kohlekraftwerke sowie Stromimporte gedeckt werden. Dies führte insbesondere am Spotmarkt kurzfristig zu extremen Preisspitzen.

Zum Jahresende sorgten mildere Temperaturen, eine höhere Windenergieeinspeisung und die weiterhin schwache Industrienachfrage wieder für sinkende Terminpreise. Über das gesamte Jahr prägten vor allem die Entwicklung der Gas- und CO₂-Preise, die wetterabhängige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke und der grenzüberschreitende Stromhandel den Markt. Gleichzeitig blieb die schwache deutsche Industriekonjunktur ein zentraler preisdämpfender Faktor.

Januar

Strom, EUA und Kohle



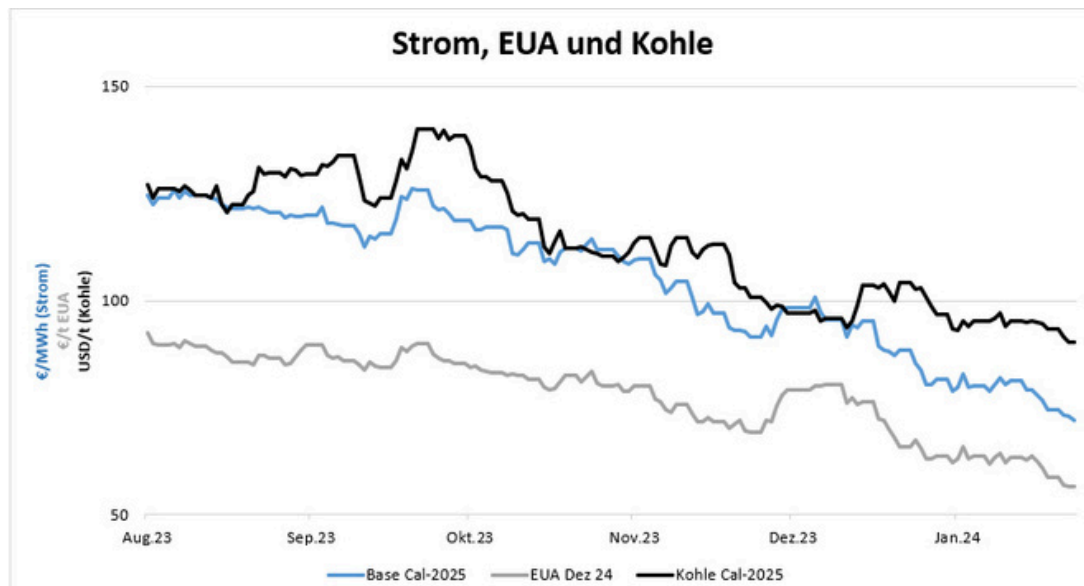
Der europäische Strommarkt startete nach einem kurzen Anstieg zum Jahreswechsel mit deutlich fallenden Preisen. Das Kalenderjahr 2025 überschritt zunächst kurzzeitig 100 €/MWh und schloss aufgrund hoher Windenergieeinspeisung bei rund 95,50 €/MWh. Zu Jahresbeginn fiel der Preis zunächst auf rund 92,70 €/MWh und anschließend bis auf etwa 80 €/MWh. Damit verlor der Kontrakt rund 15 Prozent.

Wesentliche Gründe für den Preisrückgang waren:

- CO₂-Preise: Nach einer Rally von rund 17 Prozent zum Jahresende und einem Stand von 77,50 €/t setzte eine deutliche Korrektur ein. Der Preis fiel zunächst auf 71,80 €/t und anschließend bis auf rund 63 €/t. Sinkende Gaspreise, geringere Emissionen in der Stromerzeugung und Verkäufe von Industrieunternehmen belasteten den Markt zusätzlich.
- Erneuerbare Energien: Hohe beziehungsweise steigende Windenergieeinspeisungen sorgten für zusätzlichen Druck auf die Strompreise.
- Kernenergie: Die französischen Kernkraftwerke erreichten wieder eine normalisierte Verfügbarkeit und verbesserten damit die Angebotssituation am europäischen Strommarkt.
- Gasmarkt: Fallende Gaspreise wirkten sich ebenfalls preisdämpfend auf Strom und CO₂-Zertifikate aus.
- Stromnachfrage: Die industrielle Nachfrage in Deutschland blieb aufgrund der schwachen und unsicheren Konjunkturlage auf niedrigem Niveau.

Auch die Wiederaufnahme der Auktionen für CO₂-Zertifikate sorgte nur kurzfristig für eine Erholung. Der Preis stieg zunächst auf 65,60 €/t, gab die Gewinne jedoch wieder ab. Spekulative Marktteilnehmer setzten weiterhin auf fallende Preise, sodass der CO₂-Kontrakt anschließend wieder bei rund 63,05 €/t lag.

Februar



Das deutsche Strom-Frontjahr setzte seinen Abwärtstrend fort. Zunächst fiel Cal25 auf 77,76 €/MWh und damit auf den niedrigsten Stand seit August 2021, bevor sich der Preis um rund 5 Prozent auf 81,89 €/MWh erholte. Geopolitische Risiken im Nahen Osten und die Aussicht auf kältere Temperaturen stützten zeitweise. Dem standen hohe Gasspeicherstände, eine schwache Industrienachfrage und eine überdurchschnittlich hohe Windenergieeinspeisung gegenüber.

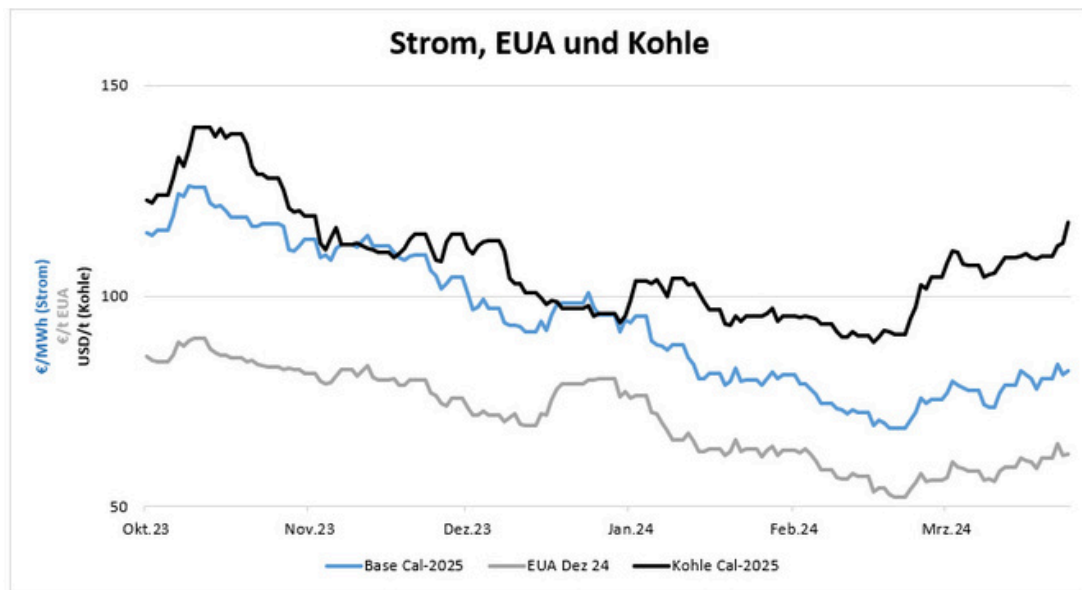
Im weiteren Verlauf verstärkte sich der Preisdruck. Cal25 sank innerhalb von zwei Wochen um 11 Prozent auf 72,07 €/MWh. Mehrere Faktoren belasteten den Markt:

Die zunehmende Solarstromerzeugung reduzierte mit dem näher rückenden Winterende den Bedarf an konventioneller Stromerzeugung.

- Der Ausbau erneuerbarer Energien erhöhte das Stromangebot.
- Die höhere Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke wirkte preisdämpfend.
- Die schwache deutsche und europäische Konjunktur begrenzte die Stromnachfrage der Industrie.

Auch die CO₂-Preise gaben deutlich nach. Der EUA-Kontrakt fiel zunächst auf 61,20 €/t und anschließend weiter auf 56,63 €/t. Damit erreichte er ein neues Monatstief. Mildes Wetter, niedrige Gaspreise, schwache Konjunkturaussichten und ein höheres Auktionsangebot belasteten die Preise. Gleichzeitig bauten Finanzinvestoren ihre Short-Positionen weiter aus und verstärkten damit den Abwärtsdruck am CO₂-Markt.

März



Das deutsche Strom-Frontjahr folgte der Entwicklung an den Gas-, Kohle- und CO₂-Märkten und zeigte deutliche Schwankungen. Zunächst stieg der Preis auf knapp 83 €/MWh. Gründe waren unter anderem Korrosionsfunde an Schweißnähten des französischen Kernkraftwerks Blayais und die dadurch verlängerten Wartungsarbeiten. Auch kühlere Wetterprognosen und eine geringere Windeinspeisung stützten die Preise. Mit mildereren Wetteraussichten gab der Strompreis anschließend wieder auf 73,66 €/MWh nach.

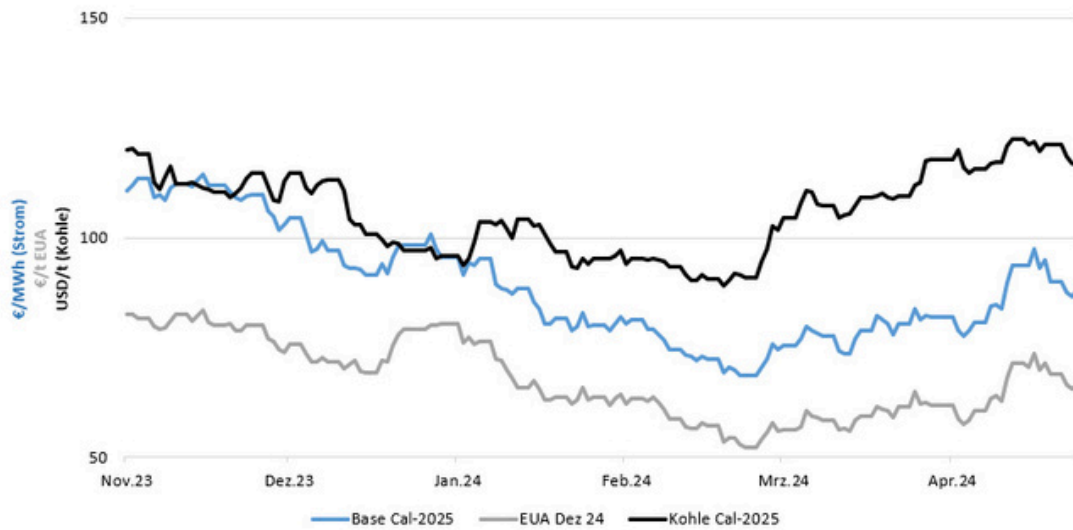
Parallel schwankten die CO₂-Preise stark. Der EUA-Kontrakt für Dezember stieg von seinem Tief bei 51,10 €/t auf 62,50 €/t. Steigende Gas- und Kohlepreise sowie die Auflösung von Short-Positionen sorgten kurzfristig für starken Aufwärtsdruck. Anschließend fiel der Preis wieder auf 56,04 €/t.

Im weiteren Verlauf zogen vor allem steigende Gaspreise den Strommarkt erneut nach oben. Das deutsche Frontjahr erreichte zeitweise knapp 84 €/MWh und notierte anschließend bei rund 81 €/MWh. Zusätzliche Unterstützung kam durch Angriffe auf die ukrainische Strominfrastruktur. Dadurch stiegen zeitweise die Stromimporte der Ukraine, während Exporte ausgesetzt wurden. Gleichzeitig blieb die französische Kernenergieproduktion aufgrund ungeplanter Wartungsarbeiten unter den Erwartungen.

Auch die CO₂-Preise zogen wieder an. Neben höheren Gaspreisen wirkten ein reduziertes Auktionsangebot und die geringere Handelsaktivität während der Feiertage preisstützend. Der EUA-Kontrakt für Dezember erreichte dadurch wieder rund 63 €/t.

April

Strom, EUA und Kohle



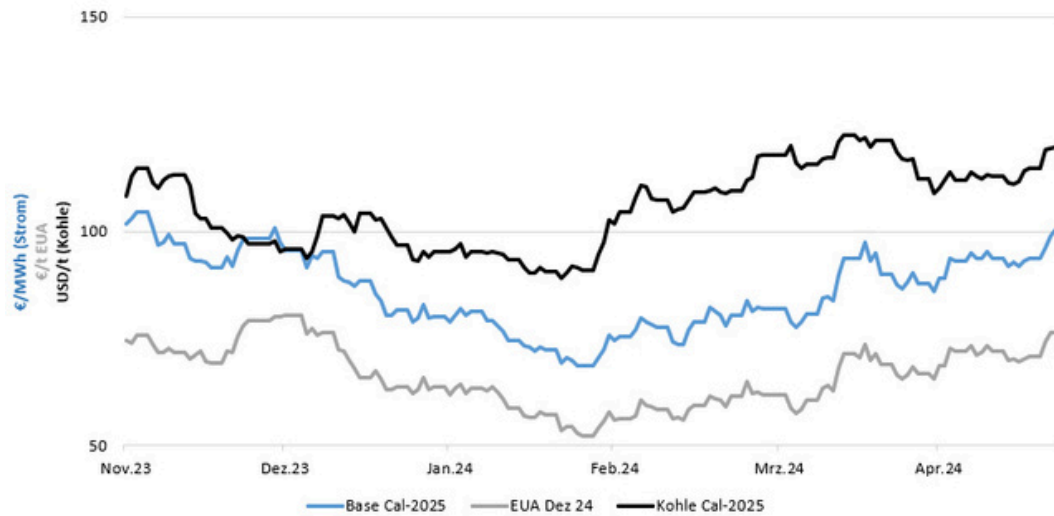
Der deutsche Strommarkt geriet über die Osterfeiertage zunächst unter Druck. Die geringe Nachfrage sowie sinkende Gas- und CO₂-Preise ließen den Frontmonat auf unter 50 €/MWh fallen. Anschließend erholte er sich auf 56,45 €/MWh. Ausschlaggebend waren erneut festgestellte Korrosionsrisse an einem französischen Kernreaktor, verlängerte Wartungsarbeiten sowie wieder steigende Gas- und CO₂-Preise. Das Strom-Frontjahr Cal25 stieg gleichzeitig von 82,35 auf 83,88 €/MWh.

Auch der CO₂-Markt schwankte deutlich. Die Emissionen im europäischen Emissionshandel waren 2023 um mehr als 16 Prozent gesunken. Gründe waren vor allem die höhere Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die Erholung der Wasser- und Kernkraft sowie der Wechsel von Kohle zu Gas. Der EUA-Kontrakt für Dezember fiel zunächst auf 57 €/t, erholte sich anschließend aber auf 62,87 €/t. Der Abbau spekulativer Short-Positionen unterstützte die Erholung.

Im weiteren Verlauf stieg Cal25 zeitweise auf fast 100 €/MWh. Mit mildereren Wetterprognosen und nachlassenden geopolitischen Risiken im Nahen Osten sank der Preis anschließend wieder auf 88,16 €/MWh. Höhere Wind- und Solarstromerzeugung wirkten ebenfalls preisdämpfend und reduzierten den Bedarf an fossiler Stromerzeugung. Gleichzeitig blieb die Stromnachfrage in Deutschland trotz einer leichten Erholung unter dem Niveau der Vorjahre. Belastend wirkten weiterhin die schwache Konjunktur und die vergleichsweise hohen Strompreise.

Mai

Strom, EUA und Kohle



Das deutsche Strom-Frontjahr setzte seinen Aufwärtstrend zunächst fort und stieg zeitweise auf rund 97 €/MWh. Anschließend gab Cal25 auf etwa 93 €/MWh nach. Wesentlicher Preistreiber waren die stark gestiegenen CO₂-Preise. Höhere Kosten für Emissionszertifikate verteuerten die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken. Gleichzeitig blieb der deutsche Stromverbrauch trotz einer leichten Belebung aufgrund der schwachen Konjunktur unter dem Niveau der Vorjahre.

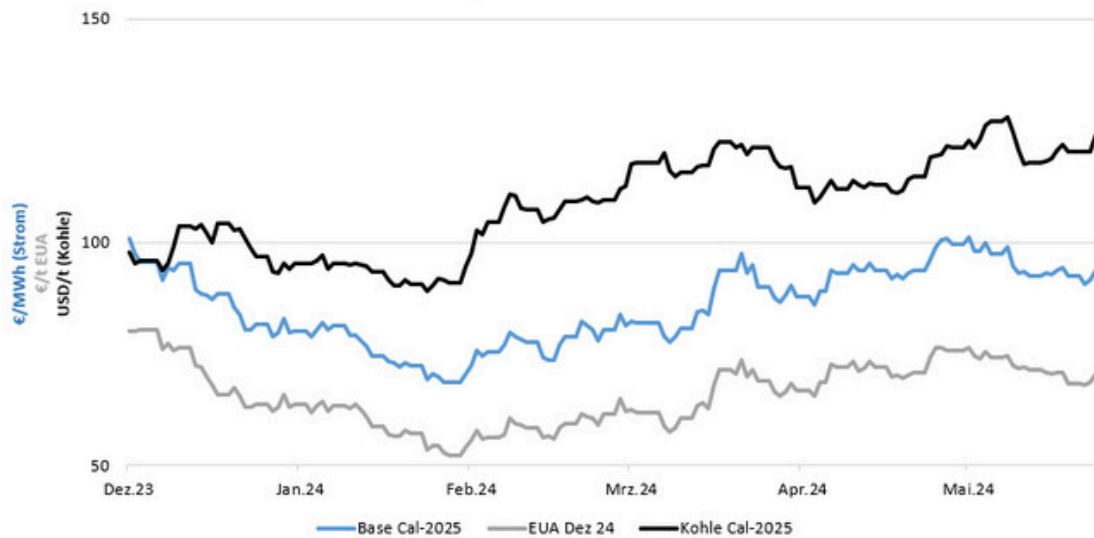
Am CO₂-Markt setzte nach dem mehrmonatigen Preisrückgang eine kräftige Gegenbewegung ein. Finanzinvestoren bauten ihre Short-Positionen ab und mussten zuvor verkaufte Zertifikate zurückkaufen. Diese Entwicklung verstärkte den Preisanstieg zusätzlich. Der EUA-Kontrakt für Dezember erreichte zeitweise 75 €/t und bewegte sich anschließend zunächst bei rund 71 €/t.

Gleichzeitig erreichte die Solarstromerzeugung neue Höchststände. In Deutschland lag die Spitzeneinspeisung zeitweise bei rund 47 GW. Das hohe Angebot führte insbesondere während der Mittagsstunden wiederholt zu negativen Preisen am Day-Ahead-Markt. Dadurch rückten der Netzausbau, Batteriespeicher und eine flexiblere Stromnachfrage stärker in den Fokus.

Steigende Gas- und CO₂-Preise trieben Cal25 anschließend weiter nach oben. Das Frontjahr erreichte 100,33 €/MWh und legte damit innerhalb von zwei Wochen rund 7 Prozent zu. Zusätzlich wirkten eingeschränkte Stromexporte aus Frankreich aufgrund von Netzengpässen preistreibend. Der CO₂-Preis stieg parallel auf 76,21 €/t. Finanzinvestoren bauten ihre Short-Positionen weiter ab und setzten zunehmend auf steigende Kurse, wodurch technische Faktoren die Preisentwicklung stärker bestimmten als die schwachen konjunkturellen Fundamentaldaten.

Juni

Strom, EUA und Kohle



Die deutschen Strompreise zeigten sich volatil und folgten insbesondere der Entwicklung am Gas- und CO₂-Markt. Trotz hoher Einspeisung erneuerbarer Energien, einer weiterhin schwachen Industrieanfrage und eines Stromverbrauchs unter dem Vorkrisenniveau sorgten steigende Gas- und CO₂-Preise zunächst für Aufwärtsdruck. Nach einer Entspannung am Gasmarkt fiel das Strom-Frontjahr auf 93,16 €/MWh und lag damit rund 7 €/MWh niedriger als zwei Wochen zuvor. Für zusätzlichen Preisdruck sorgten zeitweise geringere Stromimporte aus Frankreich. Die grenzüberschreitenden Kapazitäten erholten sich zwar von 40 auf 70 Prozent, Einschränkungen konnten jedoch bis in den Oktober bestehen bleiben.

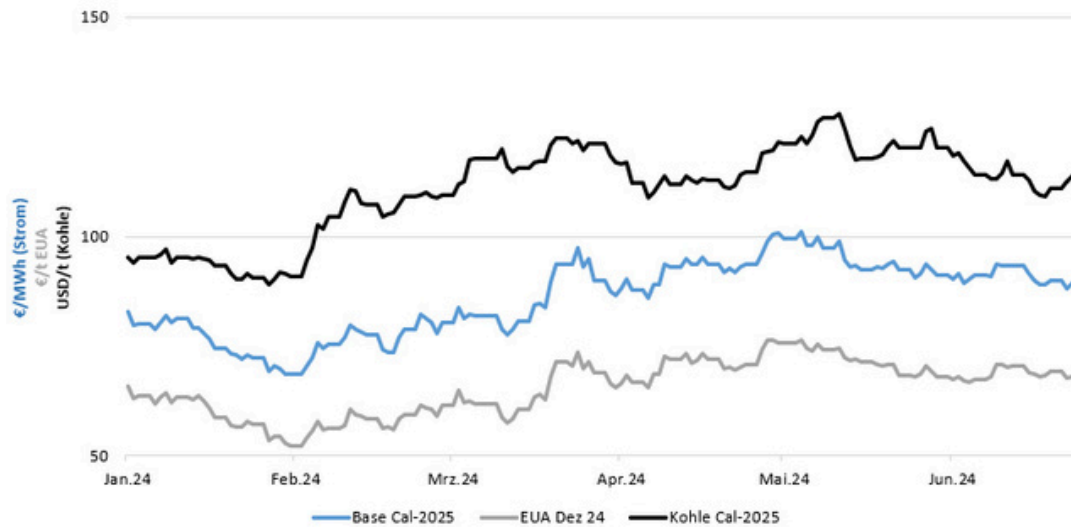
Im weiteren Verlauf wurde für Cal25 eine Stabilisierung um 90 €/MWh erwartet. Kurzfristig blieb der Gasmarkt aufgrund ungeplanter Wartungen ein wichtiger Einflussfaktor. Gleichzeitig dämpften fallende CO₂-Preise den Effekt steigender Gaspreise. Die Strompreise bewegten sich dadurch überwiegend in einer Spanne zwischen 85 und 95 €/MWh. Höhere Temperaturen konnten über einen steigenden Strombedarf für Klimatisierung zusätzlich die Spotpreise unterstützen.

Auch am CO₂-Markt kam es zu starken Schwankungen. Der EUA-Kontrakt für Dezember stieg zunächst auf 78,10 €/t und fiel anschließend auf 72,33 €/t. Die EU-Kommission plante gleichzeitig, die Auktionsmenge für CO₂-Zertifikate zwischen September 2024 und August 2025 um 267 Millionen EUA zu reduzieren.

Nach der Europawahl fiel der CO₂-Preis zunächst um rund 4 €/t und erholte sich anschließend auf 70,33 €/t. Finanzinvestoren bauten ihre Netto-Short-Positionen wieder aus, während die Positionen auf steigende Preise zurückgingen. Diese Entwicklung erhöhte den Druck auf den CO₂-Markt und verstärkte die Erwartung wieder sinkender Preise.

Juli

Strom, EUA und Kohle



Das deutsche Strom-Frontjahr geriet zunächst unter Druck und fiel mit sinkenden CO₂-Preisen zeitweise unter 90 €/MWh auf den niedrigsten Stand seit sieben Wochen. Damit wurde der vorherige Aufwärtstrend unterbrochen. Anschließend erholte sich Cal25 auf 93,40 €/MWh. Kühle Temperaturen und ein niedriger Stromverbrauch wirkten preisdämpfend, während eine geringere Windeinspeisung die kurzfristigen Preise stützte. Gleichzeitig deckten erneuerbare Energien im ersten Halbjahr 58 Prozent des deutschen Stromverbrauchs und damit 6 Prozentpunkte mehr als im Vorjahreszeitraum.

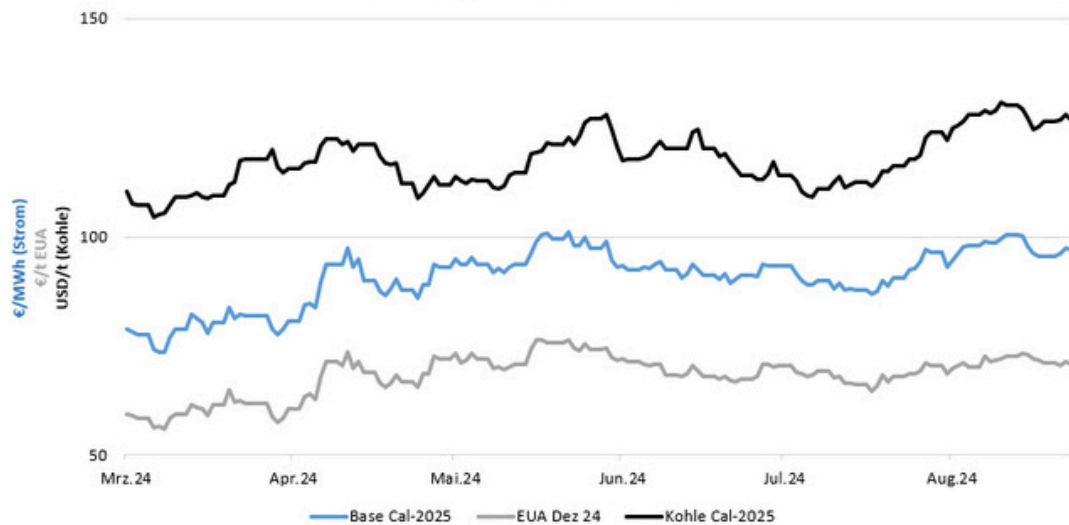
Auch die CO₂-Preise gingen zunächst zurück. Der Dezember-Kontrakt fiel im Juni bis auf 66,67 €/t, bevor er Anfang Juli wieder auf 70,76 €/t stieg. Als möglicher zusätzlicher Nachfragefaktor rückten die europäischen Wasserstoffziele in den Fokus, da die geplante Produktion von grünem Wasserstoff einen höheren Strombedarf mit sich bringen konnte.

Im weiteren Verlauf gaben sowohl die Strom- als auch die CO₂-Preise erneut nach. Cal25 fiel auf 87,84 €/MWh. Eine hohe Stromerzeugung aus Solar-, Wasser- und Windkraft verbesserte die Angebotssituation. Gleichzeitig blieb der Strombedarf aufgrund ausbleibender Hitzewellen vergleichsweise niedrig.

Der CO₂-Kontrakt verlor rund 6 Prozent und fiel auf 66,54 €/t. Ein reichliches Angebot an Zertifikaten traf auf eine schwache Nachfrage. Damit gewannen fundamentale Faktoren wieder stärker an Bedeutung. Auch am Strommarkt sorgten die Kombination aus niedrigeren Gas- und CO₂-Preisen, einer starken erneuerbaren Stromerzeugung und einer verhaltenen Nachfrage für weiteren Preisdruck.

August

Strom, EUA und Kohle



Das deutsche Strom-Frontjahr stieg zunächst deutlich und erreichte zeitweise 94,38 €/MWh. Neben festeren Gaspreisen wirkten hohe Temperaturen in Südeuropa preistreibend. Der steigende Kühlbedarf erhöhte die Stromnachfrage, während gleichzeitig eine geringere Windenergieeinspeisung erwartet wurde. Hinzu kamen Einschränkungen der französischen Stromexporte und Sorgen um die Verfügbarkeit der dortigen Kernkraftwerke aufgrund hoher Flusswassertemperaturen. Die hohe deutsche PV-Einspeisung von zeitweise 48,8 GW sowie die geringere Nachfrage während der Ferienzeit begrenzten den Anstieg.

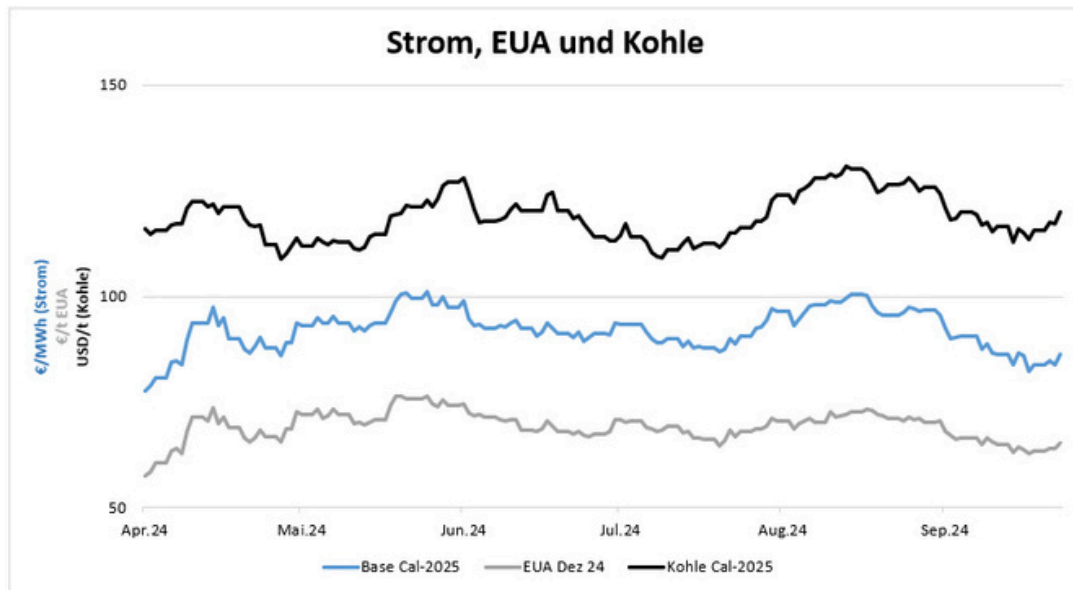
Im weiteren Verlauf verstärkte sich der Aufwärtstrend. Cal25 stieg auf 98,47 €/MWh. Die Hitzewelle in Südeuropa mit Temperaturen von über 40 Grad erhöhte den Strombedarf für Kühlung. In Frankreich drosselte EDF gleichzeitig die Leistung mehrerer Kernreaktoren aufgrund hoher Wassertemperaturen und niedriger Pegelstände. Auch niedrige Windenergieeinspeisungen stützten die kurzfristigen Strompreise. Mit der Abschwächung der Hitzewelle gab das Strom-Frontjahr anschließend wieder leicht nach und notierte bei 96,99 €/MWh.

Weitere Unsicherheit entstand durch mögliche Beschränkungen der französischen Stromexporte im September. Der französische Übertragungsnetzbetreiber RTE begründete diese mit hohem Stromtransit, niedriger Nachfrage und einer hohen Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Gleichzeitig sollte die französische Kernenergieproduktion im Herbst wieder zunehmen.

Auch die CO₂-Preise schwankten deutlich. Der Dezember-Kontrakt fiel zunächst auf 64,72 €/t, bevor höhere Gaspreise für Unterstützung sorgten und den Preis wieder über 69 €/t steigen ließen. Finanzinvestoren hatten ihre Positionen auf steigende Preise reduziert und gleichzeitig verstärkt auf fallende Kurse gesetzt.

Anschließend erholten sich die CO₂-Preise weiter und erreichten zeitweise 73 €/t. Neben den höheren Gaspreisen trugen geopolitische Risiken und der Abbau von Short-Positionen zur Erholung bei. Verbesserte Margen bei der Braunkohleverstromung erhöhten zusätzlich die Nachfrage nach Emissionszertifikaten. Zuletzt gab der EUA-Kontrakt wieder auf rund 70,77 €/t nach. Damit bewegten sich die CO₂-Preise überwiegend in einer Spanne zwischen 65 und 73 €/t.

September



Das deutsche Strom-Frontjahr geriet zunächst deutlich unter Druck. Cal25 fiel innerhalb von zwei Wochen um knapp 10 €/MWh auf rund 87 €/MWh. Auch der Frontmonat Oktober sank um fast 12 €/MWh auf etwa 78 €/MWh. Obwohl die Stromnachfrage mit Beginn des Herbstes wieder zunehmen konnte, wirkten die hohe Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke und die insgesamt schwache Konjunktur preisdämpfend. Einschränkungen der französischen Exportkapazitäten begrenzten zunächst jedoch die möglichen Stromimporte nach Deutschland.

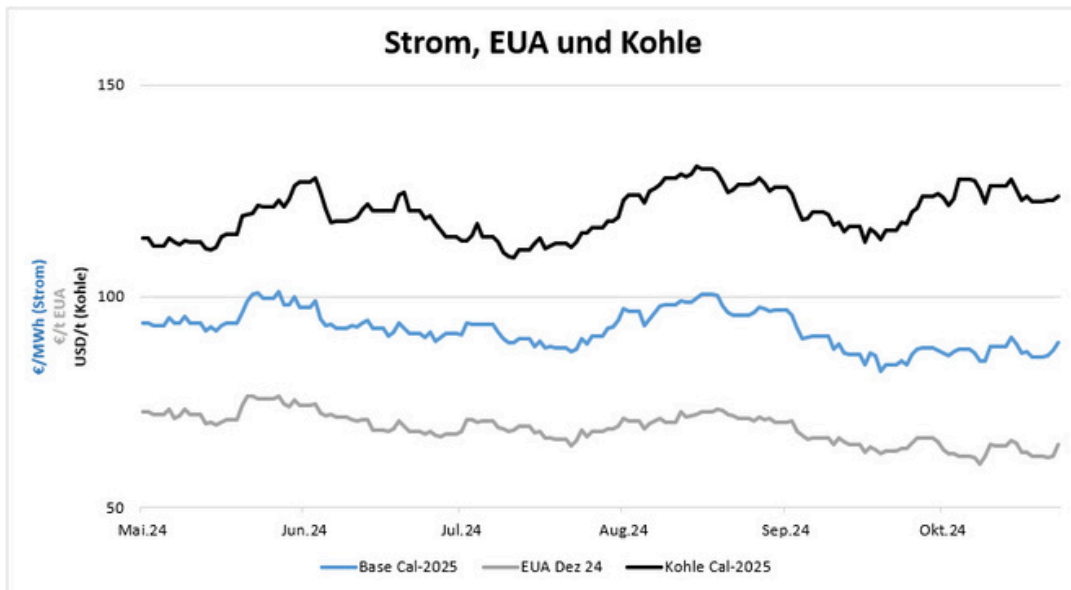
Im weiteren Verlauf stabilisierte sich Cal25 bei etwa 86,50 bis 87 €/MWh und bewegte sich stark seitwärts. Die Stromnachfrage blieb zwar unter dem Durchschnitt der Jahre 2019 bis 2023, näherte sich diesem Niveau im Verlauf mehrerer Monate jedoch wieder an. Gleichzeitig blieb die wirtschaftliche Lage in Deutschland schwach. Die Prognose für das Wirtschaftswachstum 2024 wurde auf minus 0,2 Prozent gesenkt. Auch die industrielle Nachfrage und die Auftragseingänge entwickelten sich schwach.

Auf der Angebotsseite verbesserte sich die Situation. Ende September wurden die französischen Beschränkungen für Stromexporte aufgehoben. Die hohe Verfügbarkeit der französischen Kern- und Wasserkraft konnte dadurch stärker auf den deutschen Markt wirken. Bei den erneuerbaren Energien bewegte sich die erwartete Windstromerzeugung etwa im normalen Bereich, während die Photovoltaik überdurchschnittlich einspeisen sollte. Im kurzfristigen Handel konnten Phasen mit geringer Windenergieeinspeisung dennoch für höhere Preise sorgen.

Auch die CO₂-Preise standen zunächst unter Druck. Der EUA-Kontrakt für Dezember fiel auf rund 65 €/t. Nach dem Ende der Compliance-Phase ging die zusätzliche Nachfrage nach Zertifikaten zurück, da sich viele Unternehmen bereits ausreichend eingedeckt hatten. Anschließend stabilisierte sich der Preis und stieg leicht auf 66,20 €/t.

Finanzinvestoren bauten gleichzeitig ihre Short-Positionen deutlich aus und setzten damit verstärkt auf fallende CO₂-Preise. Zwar nahmen auch die Positionen auf steigende Kurse zu, insgesamt wuchs jedoch die Netto-Short-Position. Damit blieben die Erwartungen am CO₂-Markt überwiegend auf niedrigere Preise ausgerichtet.

Oktober



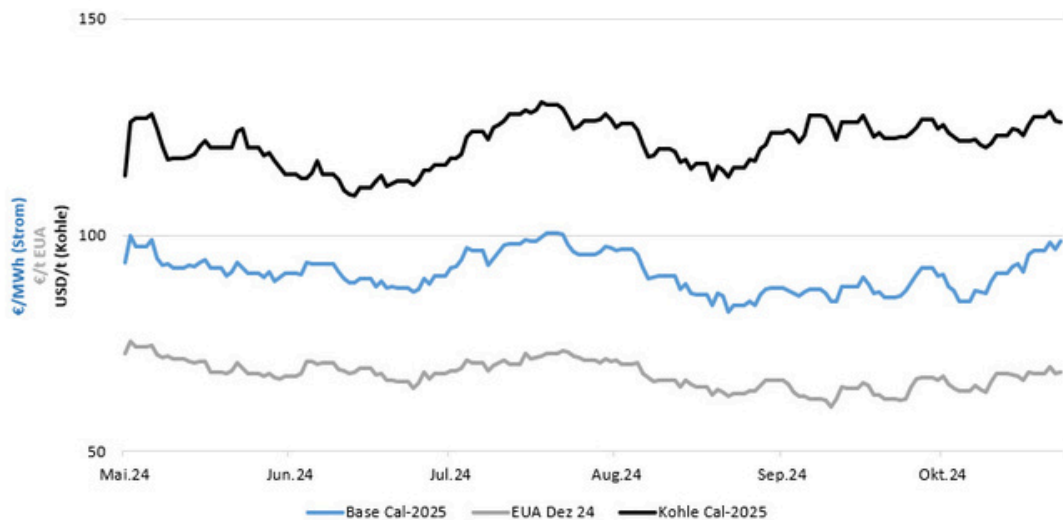
Beim Strompreis konnten wir in den letzten zwei Wochen eine ähnliche, wenn auch nicht ganz so ausgeprägte Preisentwicklung sehen wie beim Gas. So hat das Cal 25 (EEX) am 31.10 ebenfalls erst den Aufwärtstrend verlassen, um dann wieder langsam nach oben zu korrigieren. Das Cal 25 liegt derzeit bei 88,15 €/MWh.

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien blieb in den letzten Wochen weiterhin schwach, wobei die Wind-Prognosen über die nächsten Wochen einen Anstieg auf nahezu Norm abzeichnen. Durch die steigenden Gaspreise, welche im Coal Switching Channel über den mittleren Kohlepreis gestiegen sind, kam es in den letzten Wochen zu einer höheren Kohleverstromung. Hier lässt sich in den letzten Monaten eine Saisonalität erkennen, da diese Entwicklung immer zum Beginn der Ausspeicherphase zu beobachten ist, wenn die Gaspreise tendenziell eher steigen.



November

Strom, EUA und Kohle

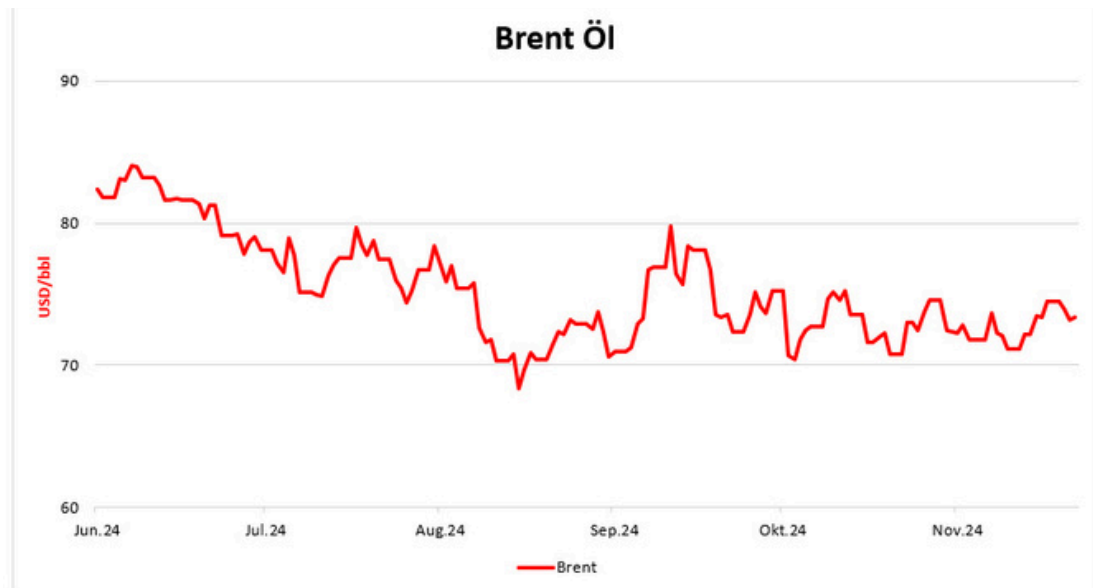


Der deutsche Strompreis stieg im November parallel zum Gasmarkt deutlich. Das Lieferjahr 2025 überschritt erneut die Marke von 100 €/MWh und erreichte rund 102 €/MWh. Einen wichtigen Einfluss hatten mehrere Dunkelflauten mit geringer Wind- und Solarstromerzeugung. In diesen Phasen musste verstärkt auf Gas- und Kohlekraftwerke sowie Stromimporte zurückgegriffen werden, wodurch insbesondere die kurzfristigen Strompreise deutlich anzogen.

Für die längerfristige Entwicklung rückte zudem die deutsche Energiepolitik im Vorfeld der Bundestagswahl in den Fokus. Diskutiert wurde unter anderem eine mögliche Prüfung der Wiederinbetriebnahme stillgelegter Kernkraftwerke. Auch die CO₂-Preise stiegen wieder. Der EUA-Markt hatte seit dem Spätsommer zunächst einen deutlichen Abwärtstrend verzeichnet, drehte jedoch im Oktober in einen Aufwärtstrend. Die zusätzliche Kohleverstromung erhöhte den Bedarf an Emissionszertifikaten und unterstützte die Preise. Der EUA-Preis lag zuletzt bei knapp 70 €/t.

Gleichzeitig blieben die konjunkturellen Aussichten ein wichtiger Unsicherheitsfaktor. Mögliche neue US-Importzölle und Handelsbeschränkungen konnten die europäische und insbesondere die exportorientierte deutsche Wirtschaft belasten. Eine schwächere Industrieproduktion hätte wiederum den Bedarf an CO₂-Zertifikaten reduziert und damit preisdämpfend auf den EUA-Markt gewirkt.

Dezember



Das deutsche Strom-Frontjahr zeigte zum Jahresende deutliche Schwankungen. Cal25 stieg zunächst auf 103,15 €/MWh, fiel anschließend auf rund 96 €/MWh und gab später innerhalb von zwei Wochen um weitere 9 Prozent auf 87,09 €/MWh nach. Mildere Wetterprognosen, eine hohe Windenergieeinspeisung sowie die nachlassende industrielle Stromnachfrage während der Feiertage belasteten die Preise. Kühleres Wetter und eine schwache Windeinspeisung sorgten zwischenzeitlich dagegen für Unterstützung.

Besonders ausgeprägt waren die Unterschiede zwischen Termin- und Spotmarkt. Während das Frontjahr deutlich nachgab, führte eine Dunkelflaute mit sehr geringer Wind- und Solarstromerzeugung kurzfristig zu extremen Preisspitzen. Die hohe Stromnachfrage musste zeitweise durch teure konventionelle Kraftwerke und Stromimporte aus Frankreich gedeckt werden. Dadurch stiegen die Spotpreise stundenweise auf bis zu 936,28 €/MWh.

Auch der CO₂-Markt blieb volatil. Der EUA-Kontrakt für Dezember 2024 stieg zunächst auf 71,54 €/t und erreichte damit den höchsten Stand seit August. Höhere Gaspreise und geopolitische Spannungen wirkten unterstützend. Anschließend fiel der Strompreis bei mildereren Wetterprognosen und einer höheren Einspeisung erneuerbarer Energien zunächst auf 67,86 €/t und am letzten Handelstag weiter auf 63,30 €/t.

Die schwache deutsche Konjunktur begrenzte die Nachfrage nach Strom und Emissionszertifikaten zusätzlich. Gleichzeitig wurde für 2024 ein neuer Tiefstand beim Primärenergieverbrauch erwartet. Insbesondere der rückläufige Kohleverbrauch sollte die energiebedingten CO₂-Emissionen reduzieren. Der neue EUA-Kontrakt für Dezember 2025 notierte zuletzt bei 64,86 €/t und zeigte sich damit stabiler als die Gas- und Strompreise. Spekulative Finanzinvestoren hielten ihre Netto-Long-Positionen bereits mehrere Wochen und setzten damit weiterhin auf steigende CO₂-Preise.



MONTANA

Ihr Energie Experte für die Immobilienwirtschaft

Serviceleistungen im Überblick

Mehr als 3.000 Kunden aus der Immobilienwirtschaft schenken uns seit vielen Jahren ihr Vertrauen. Weil sie nicht nur auf günstige Preise Wert legen, sondern unsere erstklassigen Serviceleistungen zu schätzen wissen.



Maßgeschneiderte Lösungen

Gemeinsam mit Ihnen entwickeln wir das zu Ihren Liegenschaften passende Tarifmodell: ob Sie ein Maximum an Planungssicherheit benötigen oder von der Flexibilität der Märkte profitieren möchten.



Persönliche Beratung

Von Anfang an steht Ihnen ein persönlicher Ansprechpartner beratend zur Seite. Unser Kundenservice ist jederzeit für Sie telefonisch erreichbar und gewährleistet reibungslose Abläufe.



Attraktive Preise

Sie profitieren dank unserer schlanken Organisationsstruktur von einem hervorragenden Preis-Leistungs-Verhältnis. Außerdem geben wir die Kostenvorteile, die unsere Einkaufsexperten an den Energiebörsen realisieren, an Sie weiter.



Bündelung Ihrer Lieferstellen

Wir bündeln Ihre Lieferstellen in individuellen Rahmenverträgen und harmonisieren Tarife und Laufzeiten – das erspart Ihnen Arbeit und erleichtert Ihnen den Überblick.



Digitales Kundenportal

Mit unserem Online-Kundenportal verwalten Sie Ihre Liegenschaften bequem. Ob Zählerstand-erfassung, individuelle Objektlisten, Verbrauchsanalysen oder Rechnungen. In wenigen Schritten erhalten Sie Zugriff auf alle relevanten Daten.



Leerstandsmanagement

Für Leerstände vereinbaren wir die einfache und günstige Versorgung mit Strom und/oder Gas. So beugen Sie einem Rückfall in die oft teurere Grundversorgung vor und haben keinen zusätzlichen Verwaltungsaufwand.



Transparente und flexible Abrechnung

Ihre Jahresverbrauchsabrechnung erhalten Sie Anfang Januar oder auf Wunsch gemäß Ihrem Wirtschaftsjahr – übersichtlich und transparent für jeden Zählpunkt.



E-Mobilität im Gebäudebestand

Der MONTANA Gebäudecheck unterstützt Sie dabei, ein ganzheitliches und zukunftsicheres E-Mobilitäts-Konzept für Ihre Liegenschaften zu entwickeln.

MONTANA – Erdgas und Strom vom ausgezeichneten Energieversorger*

Kontaktieren Sie uns:

MONTANA Energieversorgung GmbH & Co. KG
Dr.-Max-Straße 26
82031 Grünwald
Telefon: 089/641 65 214
E-Mail: geschaeftskunden@montana-energie.de



* Gemäß „Deutscher B2B-Award 2025“ der DtGV (Deutsche Gesellschaft für Verbraucherstudien mbH, www.dtgv.de), Mai 2025

Als langjähriges Fördermitglied der wichtigsten Fachverbände wie des BfW, des BVI, des VDIV Bayern e. V. sowie des vbw und kennen wir die besonderen Anforderungen und Wünsche der Wohnungswirtschaft aus erster Hand.



Vertrauen Sie uns – einem der größten mit elständischen Energielieferanten in Deutschland und Österreich mit 65 Jahren Markterfahrung. Bereits über 800.000 Kunden konnten wir mit unserer hervorragenden Servicequalität und einem sehr guten Preis-Leistungs-Verhältnis überzeugen. www.montana-energie.de

Wechseln Sie jetzt! > MONTANA Energieversorgung GmbH & Co. KG | 089/641 65 214 | geschaeftskunden@montana-energie.de