

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Konjunkturrell ist im neuen Jahr nicht mit „Rückenwind“ für die Energiemärkte zu rechnen. Fundamental ist der Gasmarkt weiterhin gut versorgt und die Konkurrenz mit Asien um das amerikanische LNG gestaltet sich ebenfalls derzeit entspannt. Ungewissheit bleibt bestehen bei den Faktoren Wetter und Ukrainekrieg. Die Januar-Tranchen der Strom Lieferjahre 2027, 2028 und 2029 haben wir zudem vorzeitig geschlossen, die Beschaffung für 2026 ist beendet. Charttechnisch sind die Aufwärtstrends beendet und wir wollen unsere Long-Positionen daher nicht weiter ausbauen. Daher aktivieren wir keine neuen Setups für die Februar-Tranchen.

Dies ist der letzte Portfolio-Report im Jahr 2025. Wir melden uns nach den Ferien in der KW 2 zurück und wünschen schöne Feiertage.

Beschaffungstelegramm Cal 26: Beschaffung beendet +++ letzte Tranchen-Fixierung am 11.11.2025 +++ letzter Fixierungspreis: 88,2 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 93,45 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 84,76 €/MWh (Schlusskurs 15.12.2025) +++ aktuelle Hedge-Quote 100 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

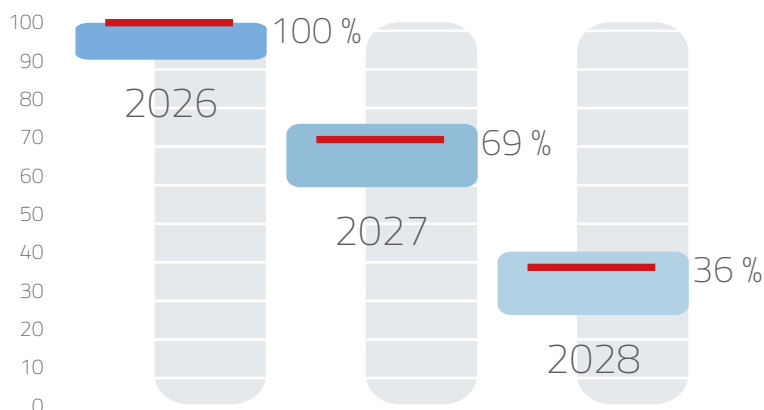
Inhalt

1. Markteinschätzung	02
2. Marktentwicklung	04
3. Aktuelles Beschaffungsportfolio	05
4. Taktische Allokation	06
5. Lieferjahr 2026 im Detail	07
6. Lieferjahr 2027 im Detail	09
7. Lieferjahr 2028 im Detail	11
8. Beschaffungshistorie	13
9. Anhang & Charts	14
10. Erläuterung	24
11. Impressum & Disclaimer	25

Hedge-Situation

In dieser Darstellung sind für die kommenden Lieferjahre die aktuelle Hedge-Situation, sowie die Minimum- und Maximumquoten aus dem Hedge-Kanal ersichtlich.

Aktuelle Hedge-Quoten



Markteinschätzung (1/2)

Konjunktur: „Das Einzige, was wächst, ist der Staat“, so lautet das ernüchternde Fazit des Chefs des ifo-Instituts Clemens Fuest nach der Vorstellung der Winterprognosen 2025 für die Jahre 2026 und 2027. Auch die anderen Forschungsinstitute haben ihre Vorhersagen gegenüber dem Herbst dieses Jahres aktualisiert. Für das Jahr 2026 überwiegen dabei leider, mit Ausnahme der Volkswirte in Halle, wie so oft in der Vergangenheit die Abwärtsrevisionen. Mit nun rund 1 Prozent BIP-Zuwachs im kommenden Jahr haben sich die Forscher damit unserer Erwartung vom Sommer exakt angenähert. Schon damals erschienen uns die Prognosen von durchschnittlich plus 1,5 Prozent spürbar zu hoch. Die konjunkturelle Belebung in 2026 soll dabei, wenig überraschend, in erster Linie von den üppigen Fiskalprogrammen getragen werden. Aber auch vom privaten Verbrauch erwartet man Impulse, da dieser von höheren Realeinkommen profitiert. Hinzu kommen nächstes Jahr 2,5 zusätzliche Arbeitstage und 2027 noch einmal 1,25 Arbeitstage mehr. Damit weicht der potenziell bevorstehende Aufschwung vom Muster früherer Belebungssphasen ab, fungierte doch seit den 90er Jahren der Export als Anfangsimpuls, der sich dann über die Ausrüstungsinvestitionen auf das Inland und anschließend auf den privaten Verbrauch übertrug. Diese Aufschwungskette war

allerdings nie wirklich nachhaltig, denn sobald die Konjunktoren im Ausland schwächelten, ging es in Deutschland überproportional stark bergab. Gleichwohl stirbt die Hoffnung zuletzt, die darin besteht, dass das deutsche BIP im kommenden Jahr aufgrund einer robusten Auslandsnachfrage nach Jahren der Stagnation relativ zu den reduzierten Vorhersagen zur Abwechslung auch einmal wieder positiv überraschen könnte.

Fundamental: Am Gasmarkt überwiegen derzeit weiterhin die bearishen Faktoren wie robuste norwegische Gasflüsse sowie ein hohes LNG-Angebot. Hinzu kommt, dass der US-Gaspreis am Henry Hub inzwischen deutlich von seinen Hochs zurückgekommen ist und sich der JKM-TTF-Spread, vor dem Hintergrund des schwächeren JKM-Asia-Gaspreises sowie einer leichten Stabilisierung am kurzen Ende des TTF-Gasmarktes, wieder etwas verengt hat. Allerdings dürfte das Wetter in Europa nur noch kurzzeitig mild ausfallen. Bis zur Wochenmitte liegen die Temperaturen noch deutlich über dem Klimamittel. Ab Freitag setzt jedoch eine markante Abkühlung ein, zunächst zurück zum langjährigen Mittel. Ab Montag fallen die Werte dann von etwa drei Grad Celsius bis auf rund minus ein Grad Celsius. Die gesamte Kalenderwoche 52 verläuft damit unterdurchschnittlich, mit deutlich erhöhter Frostgefahr. Gleichzeitig ist von der Windseite nur begrenzte

Entlastung zu erwarten. Entscheidend werden allerdings die weiteren Entwicklungen im Ukrainekrieg sein. Nun entstehen neue Hoffnungen auf eine Lösung im Ukrainekrieg, da die USA Sicherheitsgarantien anbieten. Ob das tatsächlich ausreicht, um eine nachhaltige Lösung zu finden, bleibt abzuwarten, denn in der Vergangenheit sah es schon des Öfteren nach Fortschritten aus. Bei den EUAs wirkt insbesondere die rekordhohe Netto-Long-Position der Spekulanten stützend, die auch aufgrund des knappen Angebots in 2026 bestehen dürfte. Ohne politische Eingriffe wird sich daran so schnell nichts ändern.

Charttechnik (siehe ab Seite 15): Seit dem Bruch des grünen Aufwärtstrends und der bestätigten Umkehrformation in Gestalt eines Doppeltops hat das **Strom Cal 26 Base** das Augusttief bei 83,20 Euro/MWh im Tages-Liniendiagramm vergangene Woche getestet. Dieses konnte aber nicht nachhaltig unterschritten werden, woraufhin der Jahres-Future bis Freitag wieder auf 84,85 Euro/MWh im Wochen- und Tagesschlusskurs angestiegen ist. Erst ein Bruch der Support-Zone bei rund 83 Euro/MWh würde einen Test der 80-Euro-Marke ermöglichen. Oberseitig würde ein Anstieg über das letzte Verlaufshoch einen kurzfristigen Aufwärtstrend bestätigen.

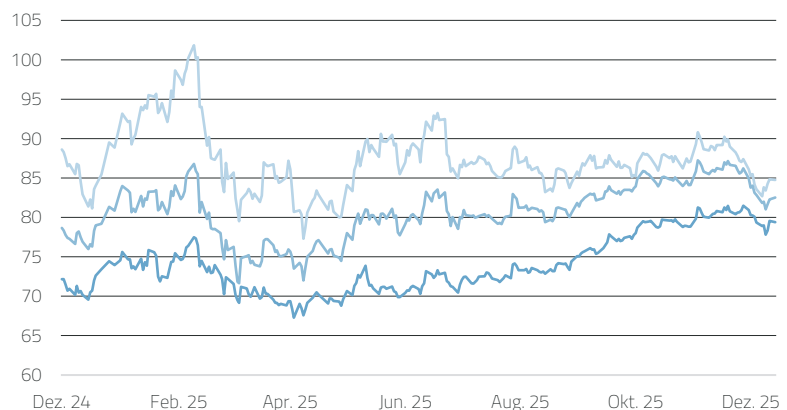
(Fortsetzung auf nächster Seite)

Strom- markt

In dieser Darstellung wird die Preisentwicklung der letzten 52 Wochen für die drei Frontjahre Base dargestellt.

2026
2027
2028

Preisentwicklung (Base)
€/MWh



Markt- einschätzung (2/2)

Fazit: Wir haben die Dezember-Tranche geschlossen und damit die Beschaffung für das Lieferjahr 2026 beendet.

Beim **Strom Cal 27 Base** Future wurde der langfristige Aufwärtstrend beendet. Mit dem Rutsch unter die Polaritätswechselzone bei 84 Euro/MWh wurde ein weiteres Schwächesignal geliefert, woraufhin der Jahres-Future bis auf die steigende 200-Tage-Linie bei rund 81 Euro/MWh gefallen ist. Auf dieser kommt es nun zu steigendem Kaufdruck. Sollten die Strombären den wichtigen gleitenden Durchschnitt im zweiten Anlauf unterschreiten können, wäre dies ein bearishes Signal. Erfolgt im Zuge des aktuellen Rebounds dagegen ein Wideranstieg über die 100-Tage-Linie bei aktuell 83,5 und den Widerstand bei rund 84 Euro/MWh, dürfte es auch wieder in Richtung der Jahreshochs gehen.

Fazit: Wir haben den aktuellen Preisrücksetzer für Beschaffungsaktivitäten genutzt und unsere Januar-Tranche vorzeitig bei 83,8 Euro/MWh geschlossen. Aufgrund der Beendigung des Aufwärtstrends wollen wir die Long-Position nicht weiter ausbauen und aktivieren kein weiteres Setup für die Februar-Tranche.

Der **Strom Cal 28 Base** Future konnte den langfristigen Aufwärtstrend mit dem Rückfall auf 77,8 Euro/MWh im Tages-Liniendiagramm nicht mehr fortsetzen und notiert derzeit zwischen

der steigenden 100-Tage-Linie (77,5 Euro/MWh) und abflachenden 50-Tage-Linie (79,9 Euro/MWh). Fällt der Jahres-Future unter den Kumulationssupport aus dem letzten Verlaufstief und 100-Tage-Linie, liegen die nächsten Unterstützungsmarken bei 77 Euro/MWh und 75,4 Euro/MWh. Erst ein Anstieg über den mehrfach getesteten Widerstand bei rund 81,5 Euro/MWh würde wiederum weiteres Anstiegspotenzial bis zur psychologischen 85-Euro-Marke eröffnen.

Fazit: Wir haben den aktuellen Preisrücksetzer für Beschaffungsaktivitäten genutzt und unsere Januar-Tranche vorzeitig bei 79,24 Euro/MWh geschlossen. Aufgrund der Beendigung des Aufwärtstrends wollen wir die Long-Position nicht weiter ausbauen und aktivieren kein weiteres Setup für die Februar-Tranche.

Das **Strom Cal 29 Base** ist nach Ausbildung eines neuen Verlaufshochs bei 77,8 Euro/MWh unter die 50-Tage-Linie bei aktuell 76,2 Euro/MWh gefallen und stabilisiert sich nun auf dem Support bei 75,2–75,1 Euro/MWh. Mit einem tieferen Tief wurde der langfristige Aufwärtstrend beendet, welcher erst mit einem Anstieg über das letzte Verlaufshoch fortgesetzt werden würde. Rutscht der Kontrakt dagegen unter die genannte Supportzone, färbt sich das Chartbild bearischer ein. Die nächsten Unterstützungen befinden sich sodann auf der

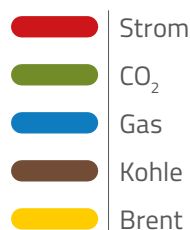
100-Tage-Linie (74,3 Euro/MWh), 73,2 Euro/MWh und 72,5 Euro/MWh.

Fazit: Wir haben den aktuellen Preisrücksetzer für Beschaffungsaktivitäten genutzt und unsere Januar-Tranche vorzeitig bei 76,85 Euro/MWh geschlossen. Aufgrund der Schwächesignale der vorderen Lieferjahre (Cal 26 Base und Cal 27 Base, siehe indexierter Preisverlauf auf Seite 14) wollen wir die Long-Position nicht weiter ausbauen und aktivieren kein weiteres Setup für die Februar-Tranche.

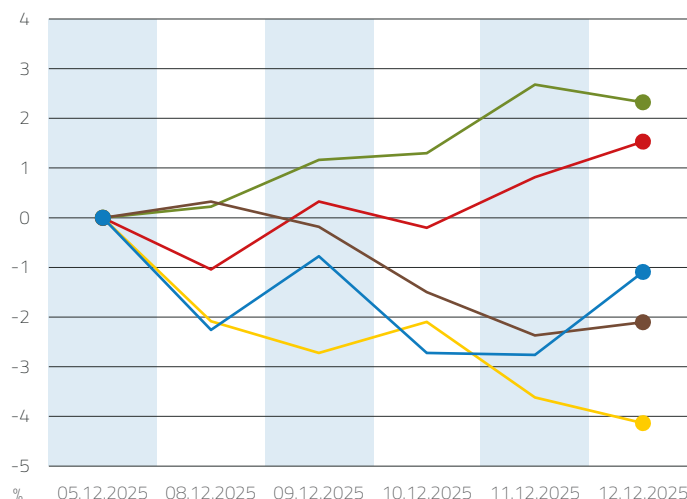
Portfolioausrichtung: Die Beschaffung für das Strom Cal 26 Base wurde beendet. Die Januar-Tranchen der Lieferjahre 2027, 2028 und 2029 haben wir zudem vorzeitig geschlossen. Aufgrund der möglichen Umkehr und der Schwächesignale der vorderen Lieferjahre (Cal 26 Base und Cal 27 Base) wollen wir die Long-Positionen nicht weiter ausbauen und aktivieren keine weiteren Setups für die Februar-Tranchen.

Markt- entwicklung

In dieser Darstellung wird die Veränderung in der Vorwoche der Energiemärkte in prozentualen Werten abgebildet.



Energiemarktentwicklung
KW 51



Markt- rückblick

Die zweite Dezemberwoche stand im Zeichen einer fortgesetzten Abwärtsbewegung am Gasmarkt, während sich die CO₂-Zertifikate weiterhin nach oben bewegten. Das TTF Gas Frontjahr verlor in der KW 50 gut 1,0 Prozent und markierte mit 26,69 Euro/MWh ein Mehrjahrestief. Am kurzen Ende der Terminkurve zeigte sich ein ähnliches Bild: Der TTF Gas Frontmonat gab zu Wochenbeginn zunächst 2 Prozent nach, bevor eine Gegenbewegung ab Dienstag den Auftakt in eine Seitwärtsbewegung einläutete. Das Strom Frontjahr Base zeigte sich dagegen vor allem gegen Ende der KW 50 etwas robuster und schloss die Woche bei 84,85 Euro/MWh (plus 1,5 Prozent zur Vorwoche). Bei den CO₂-Zertifikaten verlief die Woche deutlich freundlicher. Der EUA Dezember-25-Kontrakt legte im Wochenverlauf um 2,3 Prozent zu und kletterte am Freitag zum Schluss bis auf 83,64 Euro/t CO₂ empor, wobei sich insbe-

sondere am Donnerstag eine Aufwärtsdynamik entfaltete. Im Mittelpunkt stand dabei der Optionsverfall am Mittwoch um 14 Uhr, der erwartungsgemäß zu erhöhter Volatilität führte.

Die Ursachen für den anhaltenden Preisdruck am Gasmarkt blieben in der KW 50 unverändert: Ungewöhnlich milde Temperaturen, robuste norwegische Gasflüsse sowie ein hohes LNG-Angebot drückten die Notierungen. Die AGSI-Daten unterstrichen die entspannte Versorgungslage. Europaweit sanken die Ausspeicherungen von über 6.000 GWh/Tag in der KW 49 auf rund 3.000 GWh/Tag letzte Woche. Parallel dazu sorgte die anhaltende Schwäche am asiatischen LNG-Markt für zusätzliche Entlastung. Der JKM-Januar-Future unterschritt sein März-Tief und näherte sich dem Februar-2024-Tiefpunkt bei 10,46

US-Dollar/MMBtu. Laut Kpler sinkt Chinas LNG-Nachfrage für 2025 voraussichtlich um fünf Prozent, den stärksten Rückgang seit 2022, während höhere russische Pipelineimporte die Spotmarkt-Nachfrage dämpften.

Die am Mittwoch veröffentlichten CoT-Daten der ICE Endex per 5. Dezember bestätigten derweil die bearishe Stimmung am Gasmarkt. Die Investmentfonds weiteten ihre Netto-Short-Position binnen einer Woche um fast 70 Prozent aus, von minus 50,2 TWh auf minus 84,9 TWh. Die CoT-Daten der EUAs bestätigten dagegen die robuste Stimmung der CO₂-Spekulanten: Die Netto-Long-Position der Investmentfonds kletterte um 3,2 Prozent auf 113,3 Mio. EUA. Diese Positionierung unterstreicht die Überzeugung der Finanzakteure, dass die fundamentalen Rahmenbedingungen für höhere CO₂-Preise intakt bleiben.

Beschaffungsportfolio Strom

aktuell

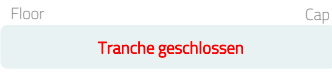
2026



Lieferjahr 2026

36 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 0 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.1. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 19.12. | Hedge-Quote: 100 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 93,45 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 93,09 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

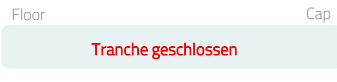
2027



Lieferjahr 2027

25 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.1. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.5. | Hedge-Quote: 69 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 79,39 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 79,09 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

2028



Lieferjahr 2028

13 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.1. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.5. | Hedge-Quote: 36 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 77,67 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 77,58 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2026	19.12.2025	88,20 €/MWh	84,76 €/MWh	-	-	geschlossen
2027	31.05.2026	83,40 €/MWh	82,54 €/MWh	-	-	geschlossen
2028	31.05.2026	79,24 €/MWh	79,30 €/MWh	-	-	geschlossen

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2026	36 von 36	100 GWh	100 %	93,45 €/MWh	93,09 €/MWh	0	0	- 35.750 €
2027	25 von 36	69 GWh	69 %	79,39 €/MWh	79,09 €/MWh	1	0	- 30.111 €
2028	13 von 36	36 GWh	36 %	77,67 €/MWh	77,58 €/MWh	1	0	- 9.111 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 10.

[Link zur Deal History](#)

Allokation

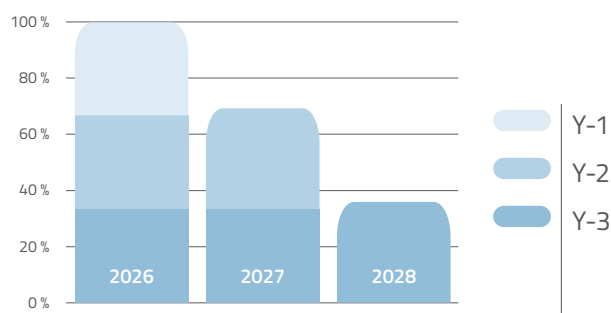
EnerChase vs. Benchmark

Die taktische Allokation im Hedge-Kanal ergibt sich aus der mittel- bis langfristigen Markterwartung. In der obersten Tabelle bzw. Grafik sind die tatsächlichen Hedge-Quoten für die drei Lieferjahre aufgeführt. In den Spalten Y-1, Y-2 und Y-3 wird die jährliche Veränderung der Hedge-Quote dargestellt (Y-1 steht beispielsweise für das letzte Jahr vor

Lieferbeginn). Die zweite Tabelle stellt die „neutralen“ Hedge-Quoten dar, die bei einem kontinuierlichen Beschaffungsvorgehen entstehen würden. Dies entspricht der Mittellinie des Hedge-Kanals. Die unterste Tabelle zeigt die Abweichungen der tatsächlichen Quoten von der Benchmark.

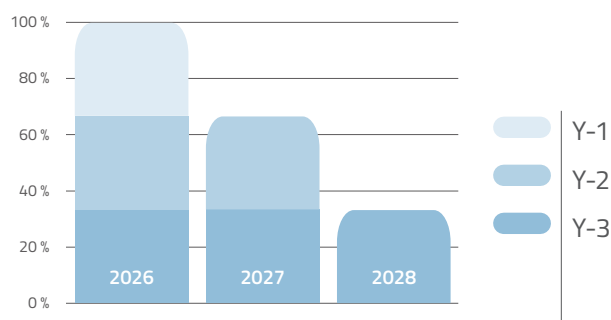
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	100 %	33 %	33 %	33 %
2027	69 %		36 %	33 %
2028	36 %			36 %



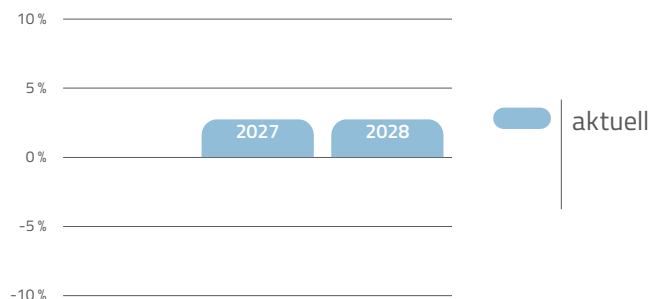
Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	100 %	33 %	33 %	33 %
2027	67 %		33 %	33 %
2028	33 %			33 %



Aktive Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	0 %	0 %	0 %	0 %
2027	3 %		3 %	0 %
2028	3 %			3 %

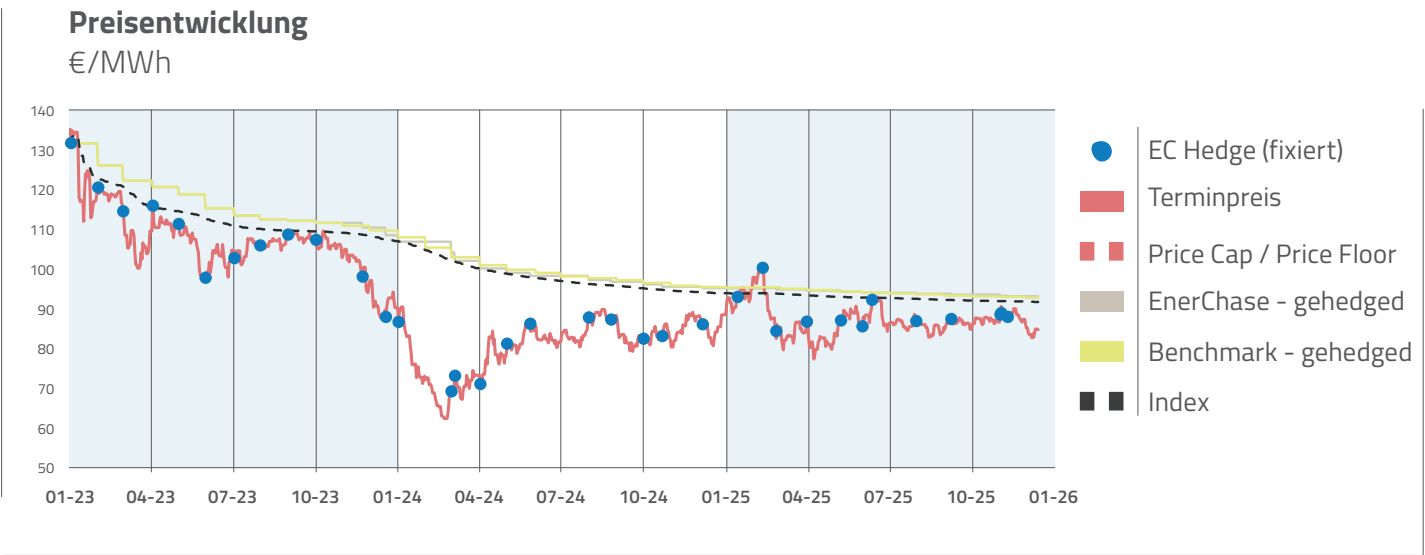
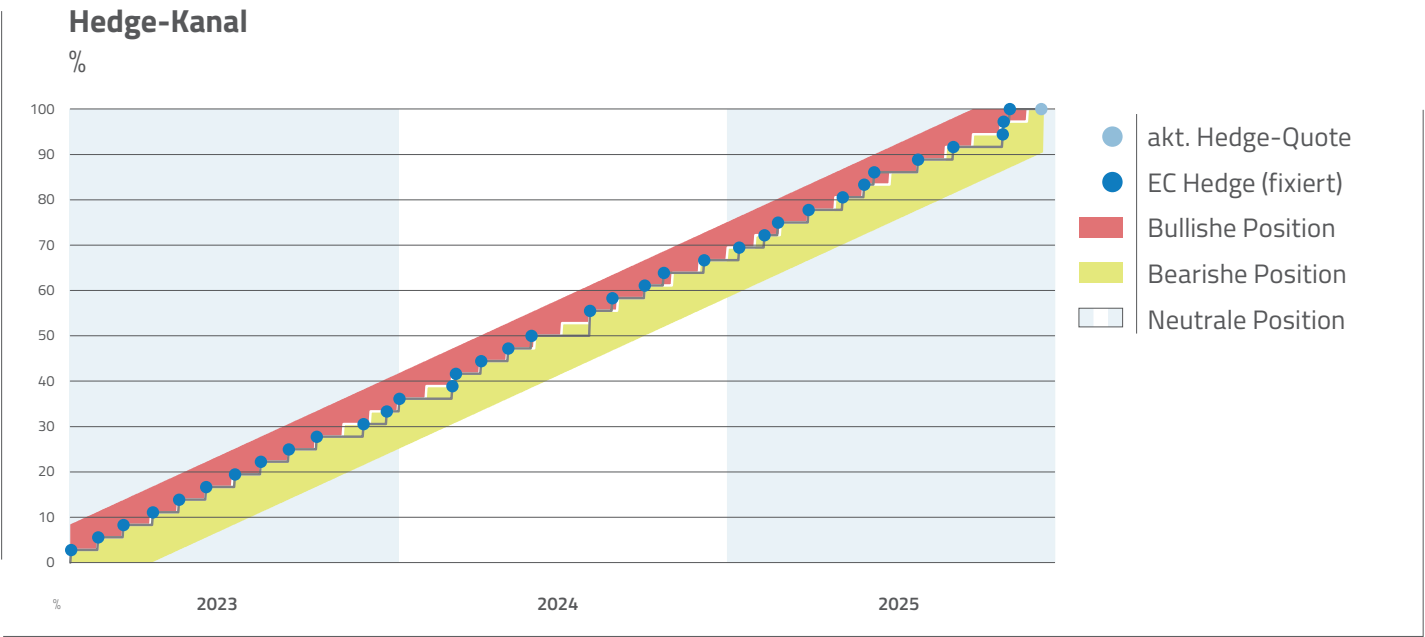


Strom

2026

Nachfolgend ist das Beschaffungsvorgehen über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die mengenmäßige Entwicklung im Hedge-Kanal. Die untere Abbildung

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2026	36 von 36	100 GWh	100 %	93,45 €/MWh	93,09 €/MWh	0	0	- 35.750 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 13.

[Link zur Deal History](#)

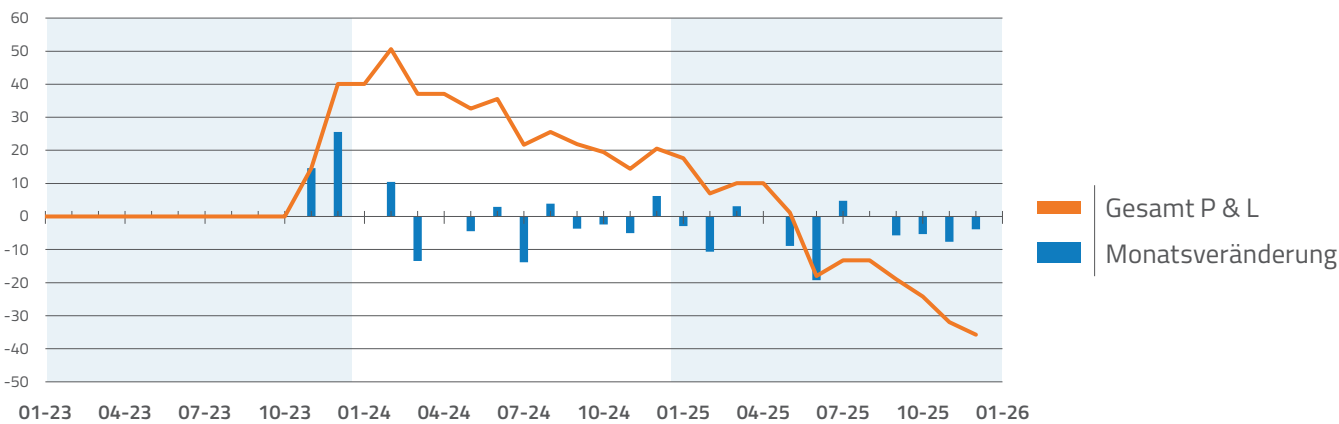
Profit and Loss | Value-at-Risk

2026

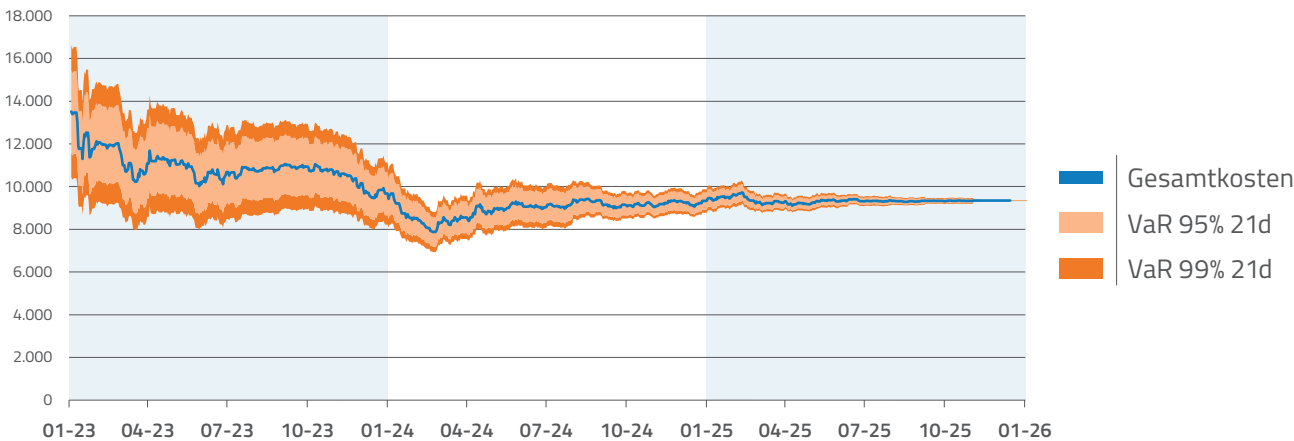
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

Die untere Abbildung zeigt die preisliche Entwicklung der Gesamtkosten und den Value-at-Risk. Zudem wird in der Tabelle der VaR der Gesamtkosten in T€ dargestellt, sowie der VaR der Kosten der offenen Position in €/MWh.

P&L-Entwicklung
T€



VaR der Gesamtkosten
T€



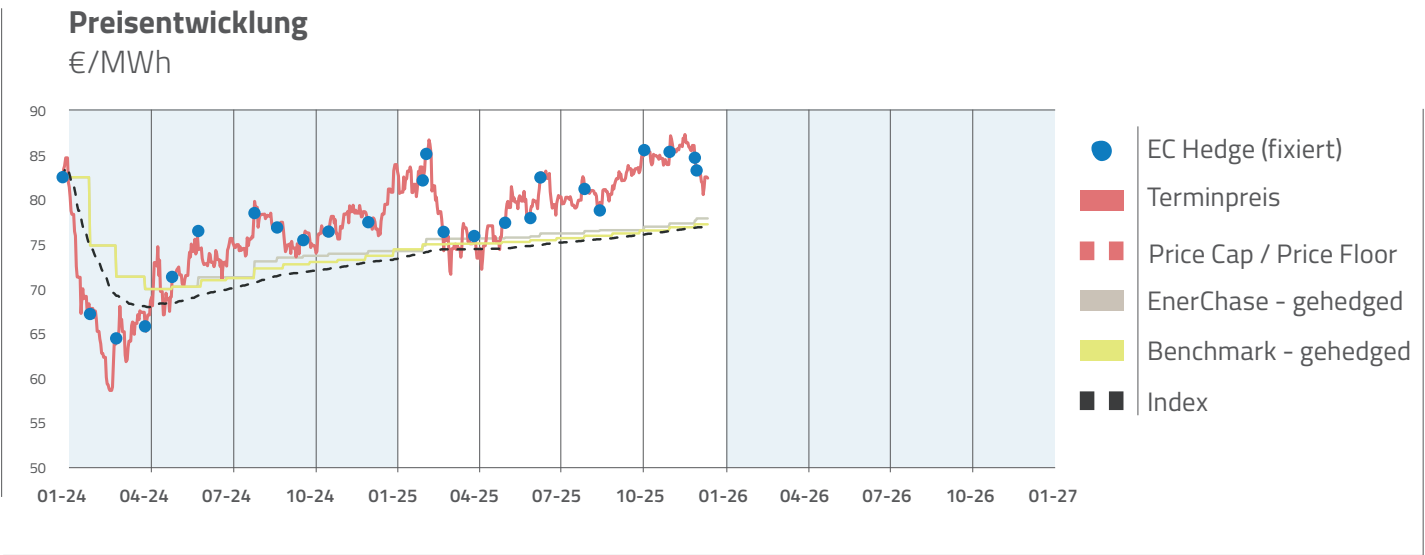
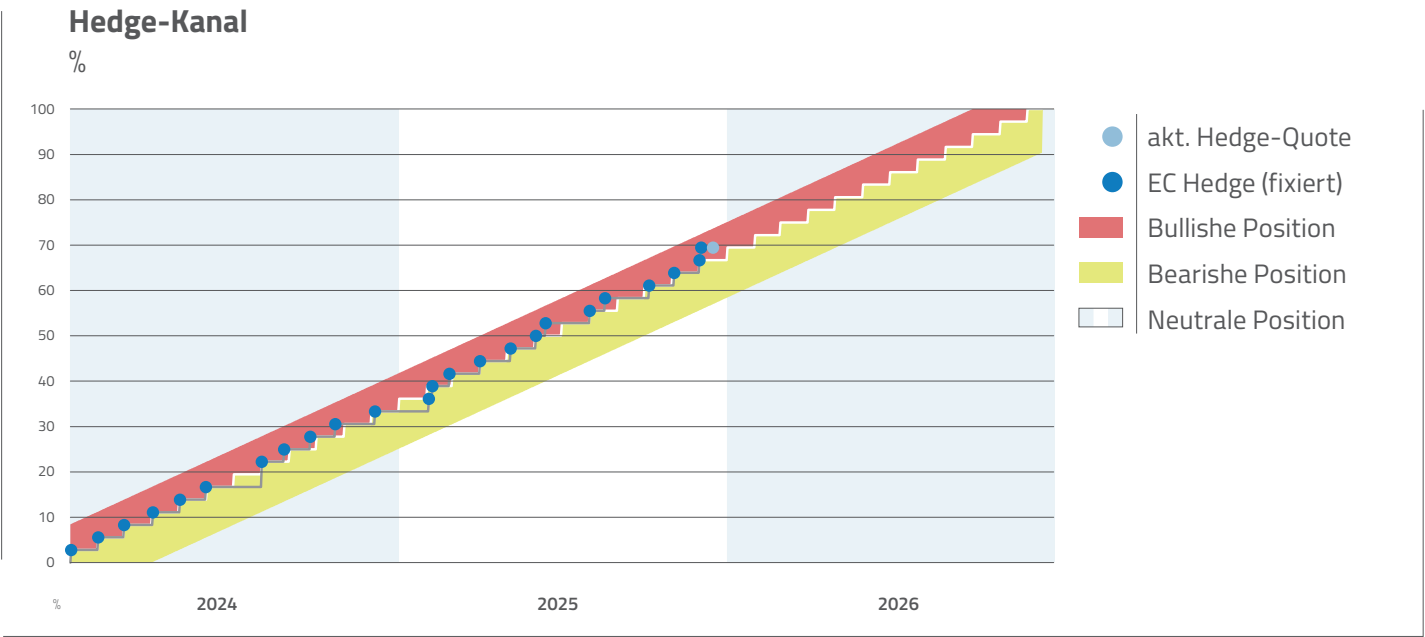
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2026	9.345 T€	- 35.750 €	9.345 - 9.345 T€ (95%) 9.345 - 9.345 T€ (99%)	9.345 - 9.345 T€ (95%) 9.345 - 9.345 T€ (99%)	9.345 - 9.345 T€ (95%) 9.345 - 9.345 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			73,85 - 95,67 €/MWh (95%) 69,36 - 100,16 €/MWh (99%)	67,93 - 101,59 €/MWh (95%) 60,99 - 108,53 €/MWh (99%)	60,96 - 108,56 €/MWh (95%) 51,15 - 118,37 €/MWh (99%)

Strom

2027

Nachfolgend ist das Beschaffungsvorgehen über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die mengenmäßige Entwicklung im Hedge-Kanal. Die untere Abbildung

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	25 von 36	69 GWh	69 %	79,39 €/MWh	79,09 €/MWh	1	0	- 30.111 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 13.

[Link zur Deal History](#)

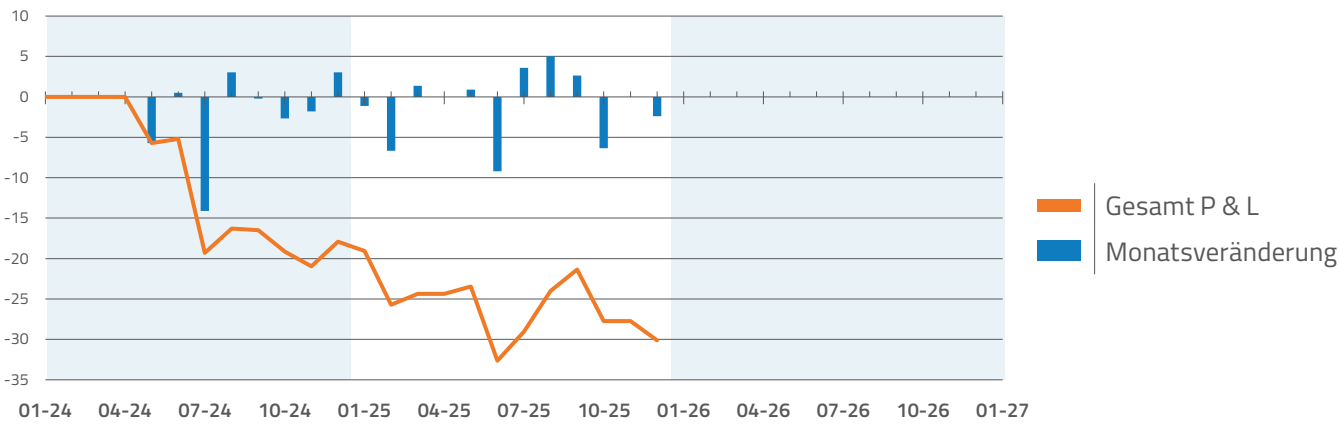
Profit and Loss | Value-at-Risk

2027

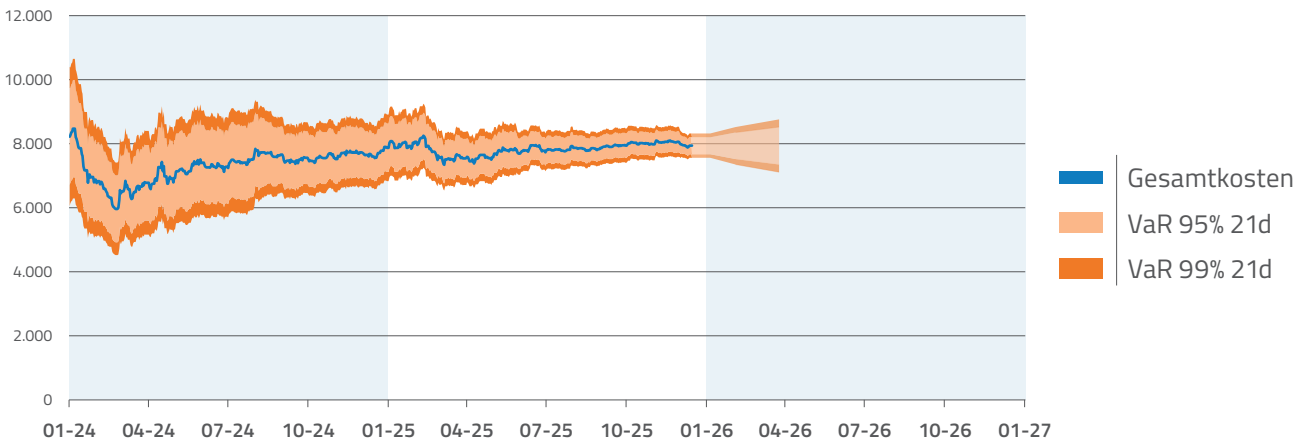
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

Die untere Abbildung zeigt die preisliche Entwicklung der Gesamtkosten und den Value-at-Risk. Zudem wird in der Tabelle der VaR der Gesamtkosten in T€ dargestellt, sowie der VaR der Kosten der offenen Position in €/MWh.

P&L-Entwicklung
T€



VaR der Gesamtkosten
T€



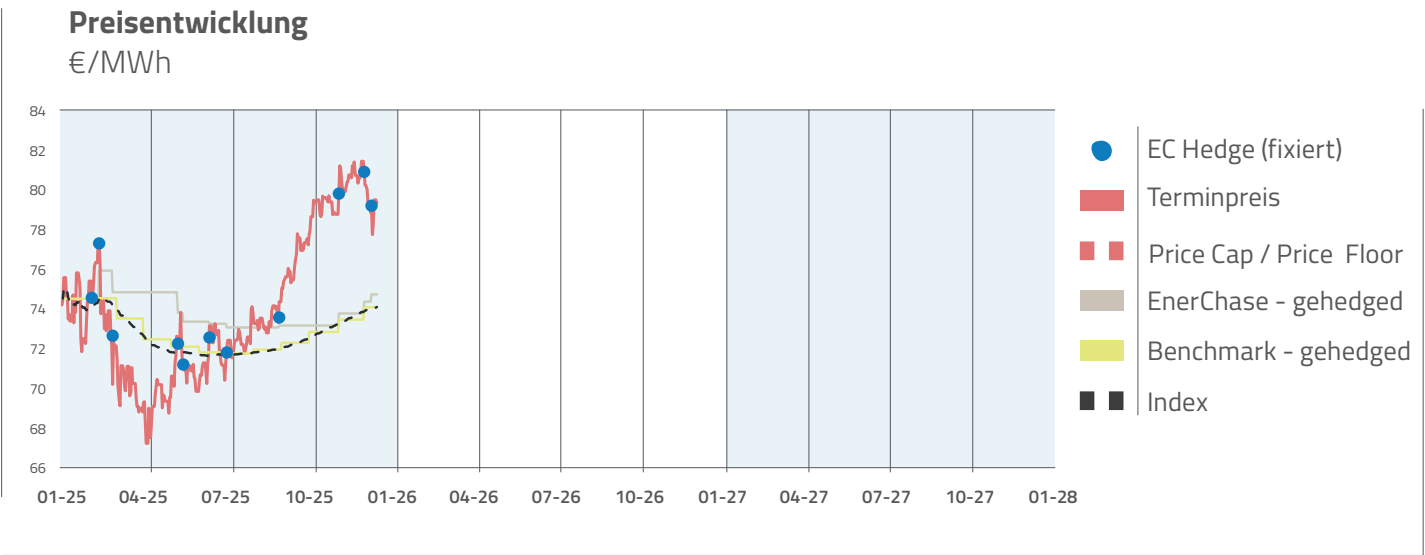
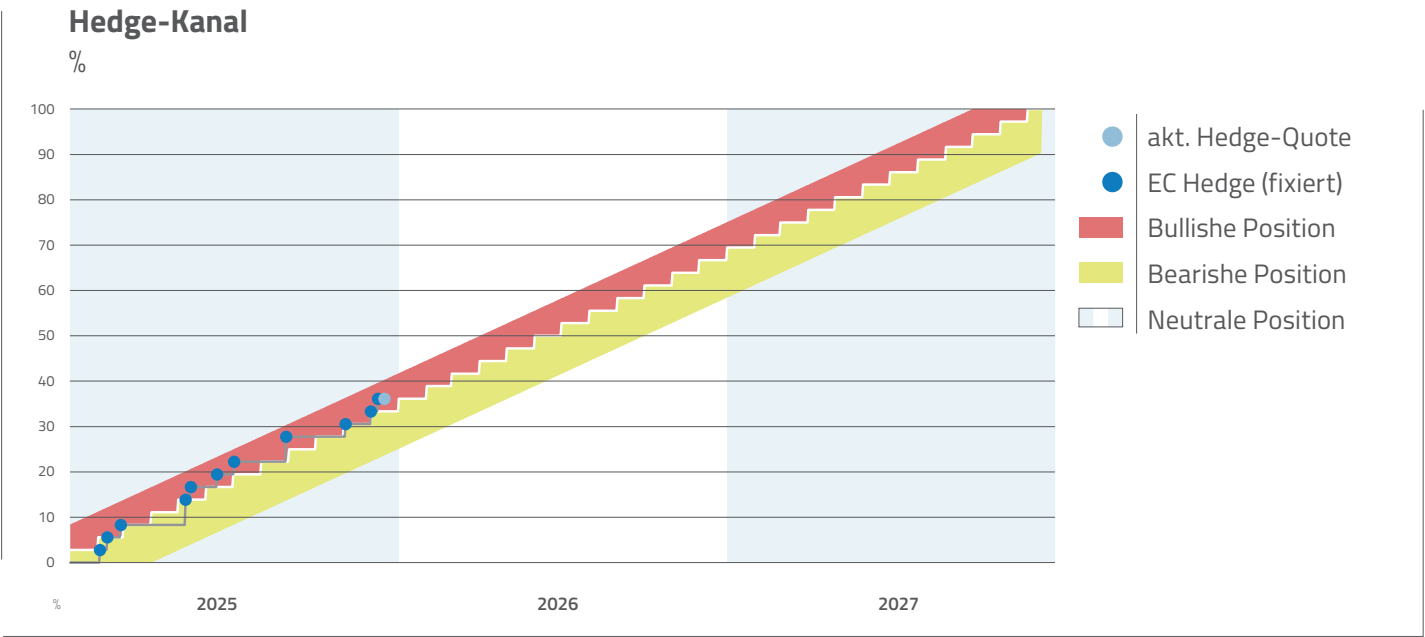
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	7.939 T€	- 30.111 €	7.672 - 8.206 T€ (95%) 7.559 - 8.319 T€ (99%)	7.526 - 8.352 T€ (95%) 7.353 - 8.525 T€ (99%)	7.355 - 8.523 T€ (95%) 7.111 - 8.767 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			73,79 - 91,29 €/MWh (95%) 70,12 - 94,96 €/MWh (99%)	69,04 - 96,04 €/MWh (95%) 63,37 - 101,71 €/MWh (99%)	63,44 - 101,64 €/MWh (95%) 55,43 - 109,65 €/MWh (99%)

Strom

2028

Nachfolgend ist das Beschaffungsvorgehen über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die mengenmäßige Entwicklung im Hedge-Kanal. Die untere Abbildung

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2028	13 von 36	36 GWh	36 %	77,67 €/MWh	77,58 €/MWh	1	0	- 9.111 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 13.

[Link zur Deal History](#)

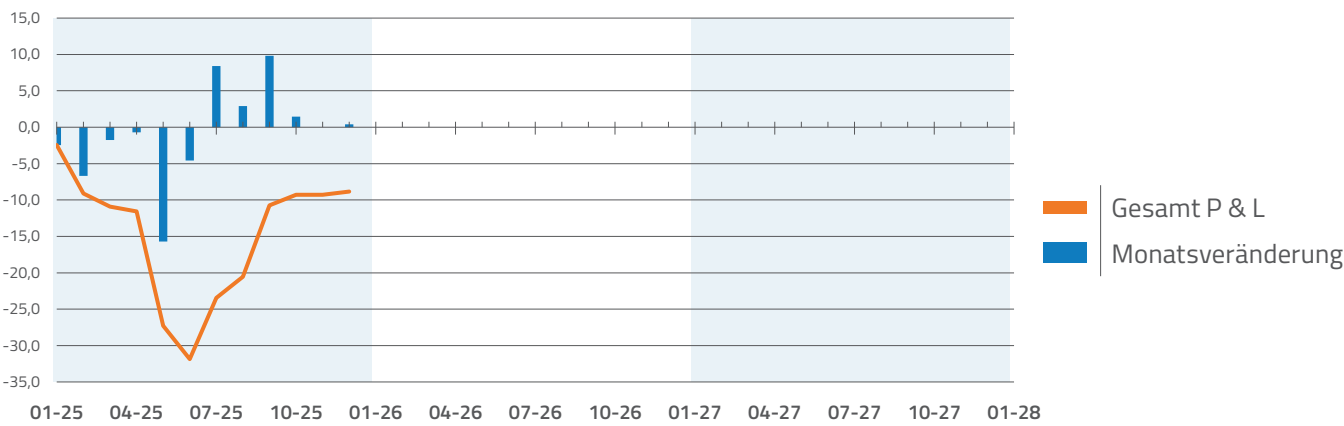
Profit and Loss | Value-at-Risk

2028

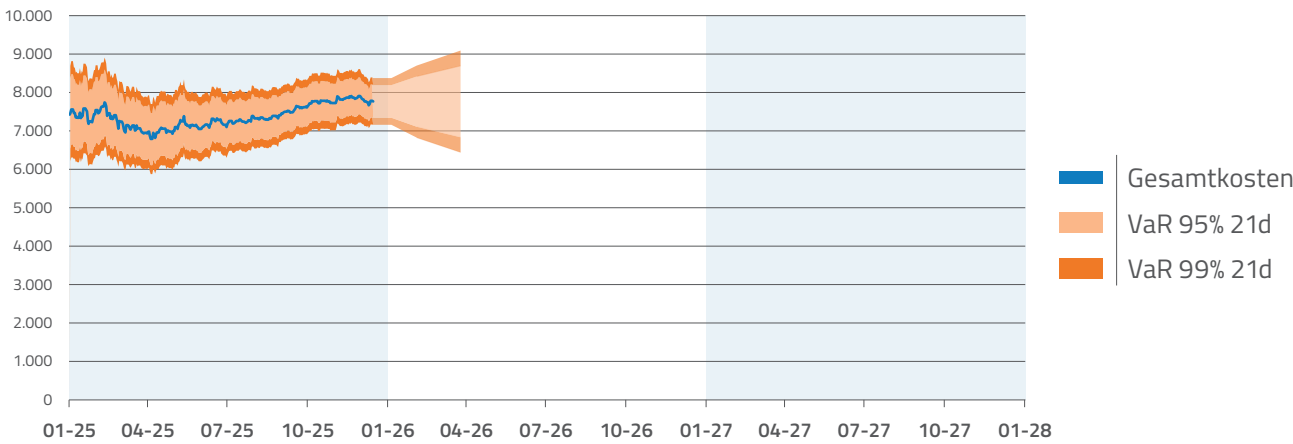
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

Die untere Abbildung zeigt die preisliche Entwicklung der Gesamtkosten und den Value-at-Risk. Zudem wird in der Tabelle der VaR der Gesamtkosten in T€ dargestellt, sowie der VaR der Kosten der offenen Position in €/MWh.

P&L-Entwicklung
T€



VaR der Gesamtkosten
T€



Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	7.773 T€	- 9.111 €	7.342 - 8.192 T€ (95%) 7.159 - 8.375 T€ (99%)	7.111 - 8.423 T€ (95%) 6.829 - 8.705 T€ (99%)	6.840 - 8.694 T€ (95%) 6.440 - 9.094 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			72,65 - 85,95 €/MWh (95%) 69,78 - 88,82 €/MWh (99%)	69,04 - 89,56 €/MWh (95%) 64,62 - 93,98 €/MWh (99%)	64,78 - 93,82 €/MWh (95%) 58,53 - 100,07 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2026 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis 93,45 €/MWh. Es sind 100 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Es gibt keine offene Position. Die Gesamtkosten belaufen sich auf 9.345 T€.

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 79,39 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 69 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 82,54 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.939 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 77,67 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 36 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 79,30 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.767 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	93,45	78,00	74,78
enerchase - offene Position	84,76	82,54	79,30
enerchase - gesamt	93,45	79,39	77,67
Benchmark - gesamt	93,09	79,09	77,58
enerchase vs. BM - gesamt*	0,36	0,30	0,09
enerchase - gehedged in Y-1	89,38		
enerchase - gehedged in Y-2	82,12	81,36	
enerchase - gehedged in Y-3	108,85	74,36	74,78

*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	100,00	69,44	36,11
enerchase - offene Position	0,00	30,56	63,89
enerchase - gesamt	100,00	100,00	100,00
Benchmark - offene Position	0,00	33,33	66,67
enerchase vs. BM - offene Position*	0,00	-2,78	-2,78
enerchase - gehedged in Y-1	33,33		
enerchase - gehedged in Y-2	33,33	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	33,33	0,00

*) Negativ = EC long im Vgl. zum BM | Positiv = EC short im Vgl. zum BM

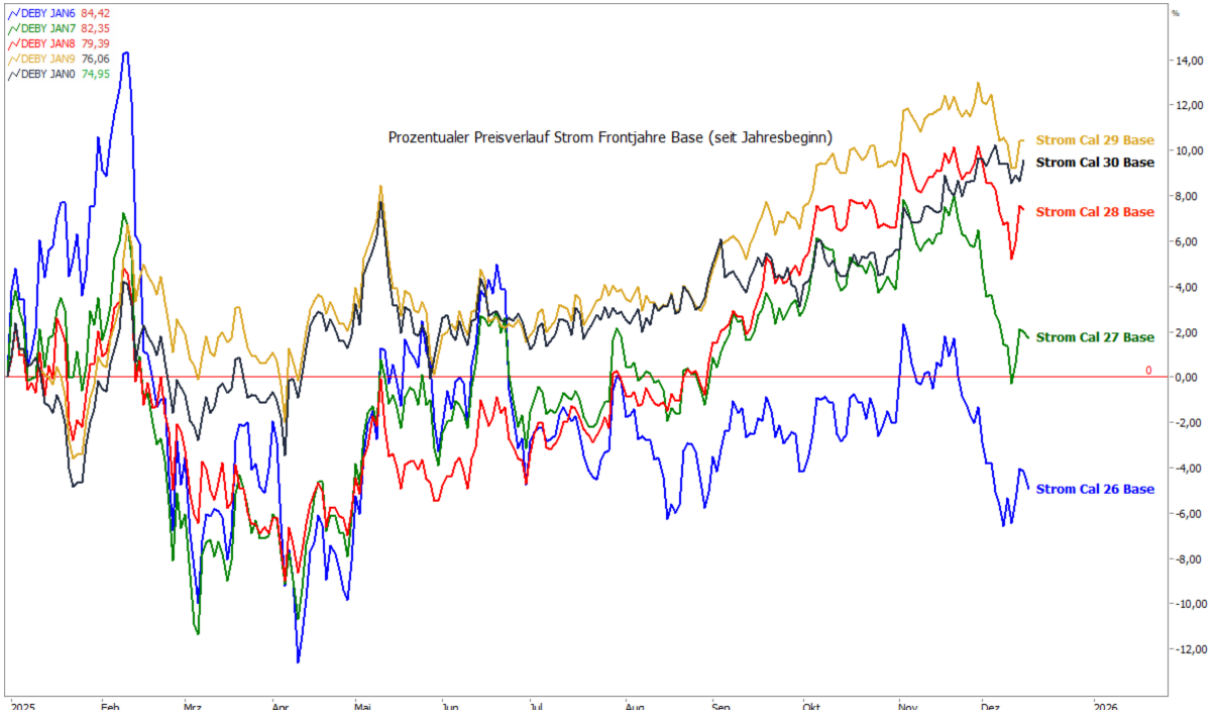
Beschaffungskosten

(in T€)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	9.345	5.417	2.701
enerchase - offene Position	0	2.522	5.066
enerchase - gesamt	9.345	7.939	7.767
Benchmark - gesamt	9.309	7.909	7.758
enerchase vs. BM - gesamt*	36	30	9
enerchase - gehedged in Y-1	2.979		
enerchase - gehedged in Y-2	2.737	0	
enerchase - gehedged in Y-3	3.628	2.479	0

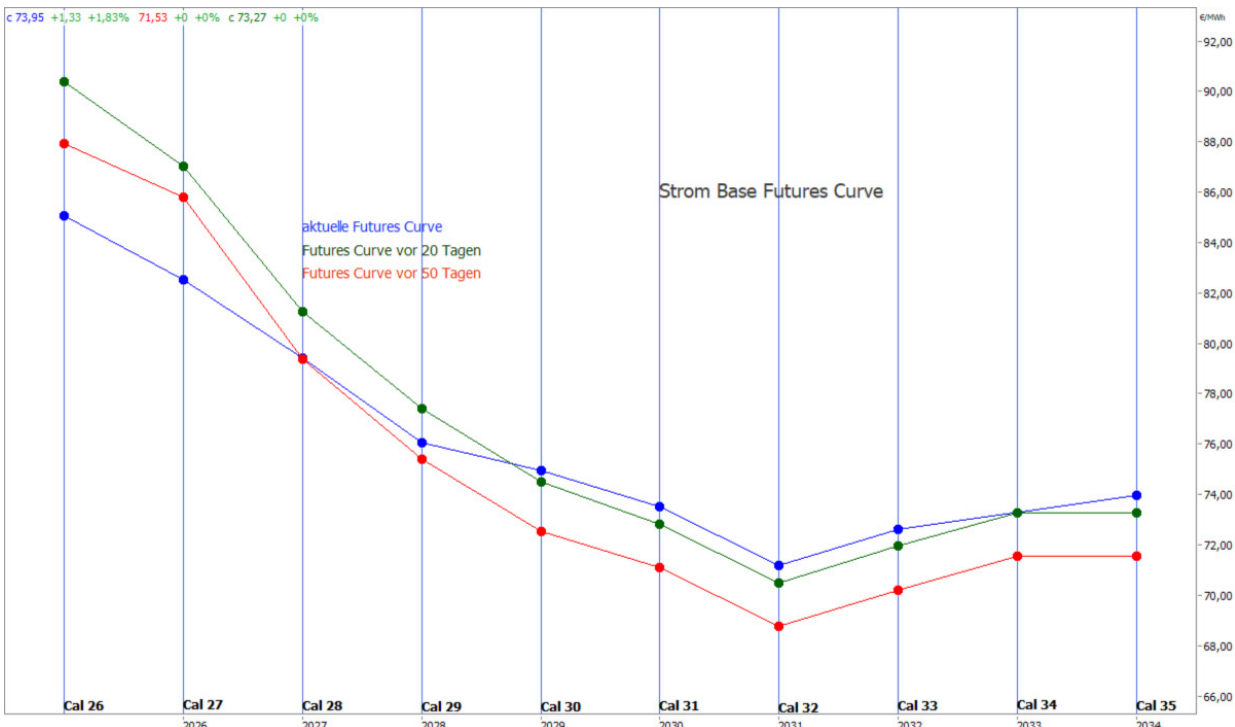
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

Indexierter Preisverlauf Strom Frontjahre Base
(Startpunkt: 01.01.2025) (EEX)

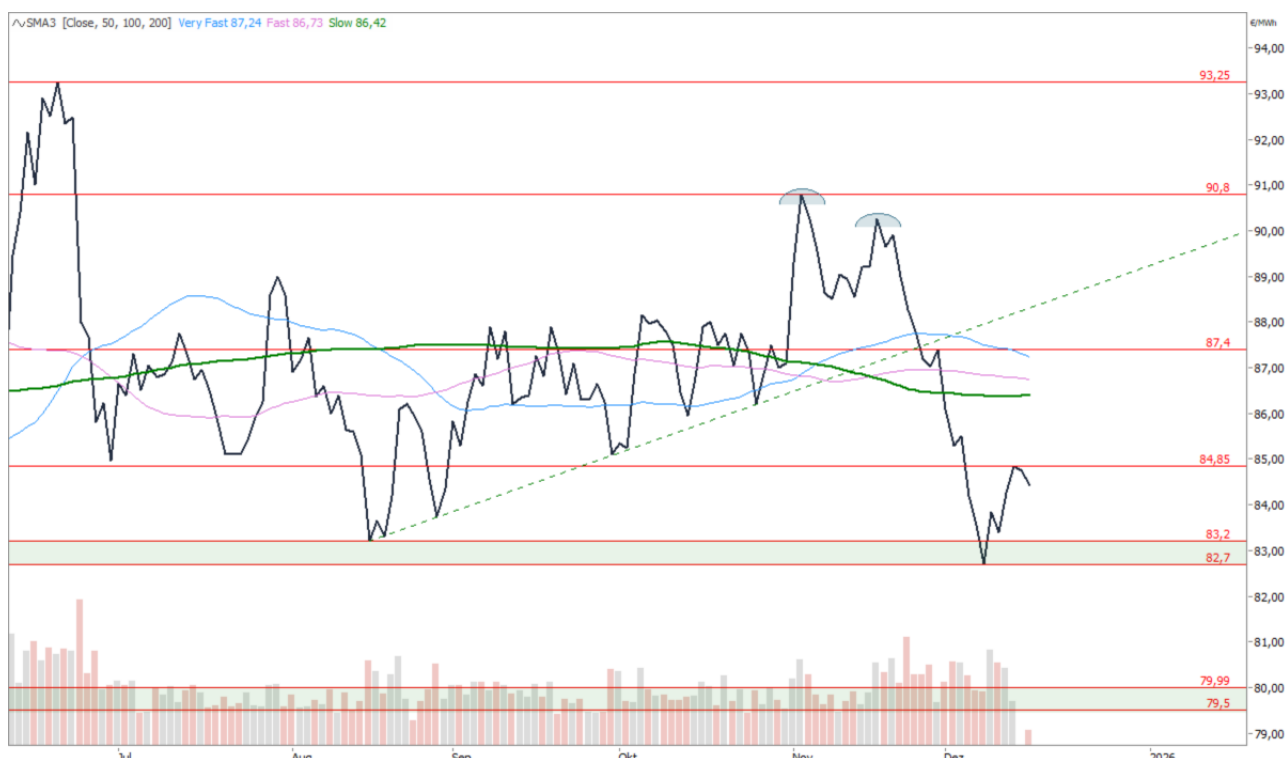


Strom Forward Curve



Anhänge

Strom Cal 26 Base (EEX)



Strom Cal 26 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 27 Base (Daily) (EEX)



Strom Cal 27 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily) (EEX)



Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 29 Base (Daily) (EEX)



Strom Cal 29 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Deal History Lieferjahr 2026

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
02.01.2023	132,00	02.01.2023	132,00	2.778	0
01.02.2023	120,83	01.02.2023	120,83	2.778	0
01.03.2023	114,87	01.03.2023	114,87	2.778	0
03.04.2023	116,25	03.04.2023	116,25	2.778	0
02.05.2023	111,64	02.05.2023	111,64	2.778	0
01.06.2023	98,11	01.06.2023	98,11	2.778	0
03.07.2023	103,03	03.07.2023	103,03	2.778	0
01.08.2023	106,21	01.08.2023	106,21	2.778	0
01.09.2023	109,00	01.09.2023	109,00	2.778	0
02.10.2023	107,65	02.10.2023	107,65	2.778	0
23.11.2023	98,40	01.11.2023	103,65	2.778	14.583
19.12.2023	88,25	01.12.2023	97,44	2.778	25.528
02.01.2024	86,98	02.01.2024	86,98	2.778	0
01.03.2024	69,52	01.02.2024	72,36	2.778	7.889
05.03.2024	73,44	01.03.2024	69,52	2.778	-10.889
02.04.2024	71,32	02.04.2024	71,32	2.778	0
02.05.2024	81,47	02.05.2024	81,47	2.778	0
28.05.2024	86,50	03.06.2024	85,93	2.778	-1.583
01.08.2024	86,74	01.07.2024	82,08	2.778	-12.944
01.08.2024	89,38	01.08.2024	89,38	2.778	0
26.08.2024	87,55	02.09.2024	87,29	2.778	-722
01.10.2024	82,74	01.10.2024	82,74	2.778	0
22.10.2024	83,40	01.11.2024	80,71	2.778	-7.472
06.12.2024	86,40	02.12.2024	88,62	2.778	6.167
14.01.2025	93,25	02.01.2025	92,21	2.778	-2.889
11.02.2025	100,60	03.02.2025	96,89	2.778	-10.306
26.02.2025	84,71	03.03.2025	85,67	2.778	2.667
01.04.2025	87,08	01.04.2025	87,08	2.778	0
09.05.2025	87,32	02.05.2025	84,13	2.778	-8.861
02.06.2025	85,84	02.06.2025	86,91	2.778	2.972
13.06.2025	92,57	01.07.2025	86,30	2.778	-17.417
01.08.2025	87,23	01.08.2025	87,23	2.778	0
09.09.2025	87,72	01.09.2025	85,68	2.778	-5.667
04.11.2025	89,19	01.10.2025	85,09	2.778	-11.389
03.11.2025	88,86	03.11.2025	88,86	2.778	0
11.11.2025	88,20	01.12.2025	86,25	2.778	-5.417

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2027

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
02.01.2024	82,63	02.01.2024	82,63	2.778	0
01.02.2024	67,32	01.02.2024	67,32	2.778	0
01.03.2024	64,56	01.03.2024	64,56	2.778	0
02.04.2024	65,91	02.04.2024	65,91	2.778	0
02.05.2024	71,45	02.05.2024	71,45	2.778	0
31.05.2024	76,60	03.06.2024	74,73	2.778	-5.194
01.08.2024	77,25	01.07.2024	72,68	2.778	-12.694
01.08.2024	79,94	01.08.2024	79,94	2.778	0
26.08.2024	77,01	02.09.2024	76,74	2.778	-750
24.09.2024	75,59	01.10.2024	75,56	2.778	-83
22.10.2024	76,52	01.11.2024	75,72	2.778	-2.222
05.12.2024	77,59	02.12.2024	78,68	2.778	3.028
07.02.2025	85,23	02.01.2025	83,36	2.778	-5.194
03.02.2025	82,26	03.02.2025	82,26	2.778	0
26.02.2025	76,50	03.03.2025	76,05	2.778	-1.250
01.04.2025	76,04	01.04.2025	76,04	2.778	0
05.05.2025	77,51	02.05.2025	77,84	2.778	917
02.06.2025	78,04	02.06.2025	78,93	2.778	2.472
13.06.2025	82,59	01.07.2025	79,69	2.778	-8.056
01.08.2025	81,31	01.08.2025	81,31	2.778	0
18.08.2025	78,90	01.09.2025	81,66	2.778	7.667
06.10.2025	85,65	01.10.2025	83,36	2.778	-6.361
03.11.2025	85,48	03.11.2025	85,48	2.778	0
01.12.2025	84,82	01.12.2025	84,82	2.778	0
03.12.2025	83,40	-	82,54	2.778	-2.389

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2028

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
11.02.2025	77,35	02.01.2025	74,57	2.778	-7.722
03.02.2025	74,61	03.02.2025	74,61	2.778	0
26.02.2025	72,69	03.03.2025	71,55	2.778	-3.167
09.05.2025	72,29	01.04.2025	69,35	2.778	-8.167
09.05.2025	72,29	02.05.2025	70,67	2.778	-4.500
15.05.2025	71,24	02.06.2025	70,40	2.778	-2.333
13.06.2025	72,60	01.07.2025	71,47	2.778	-3.139
02.07.2025	71,85	01.08.2025	73,32	2.778	4.083
29.08.2025	73,62	01.09.2025	75,09	2.778	4.083
29.08.2025	73,62	01.10.2025	77,79	2.778	11.583
03.11.2025	79,85	03.11.2025	79,85	2.778	0
01.12.2025	80,95	01.12.2025	80,95	2.778	0
09.12.2025	79,24	-	79,30	2.778	167

Anhänge

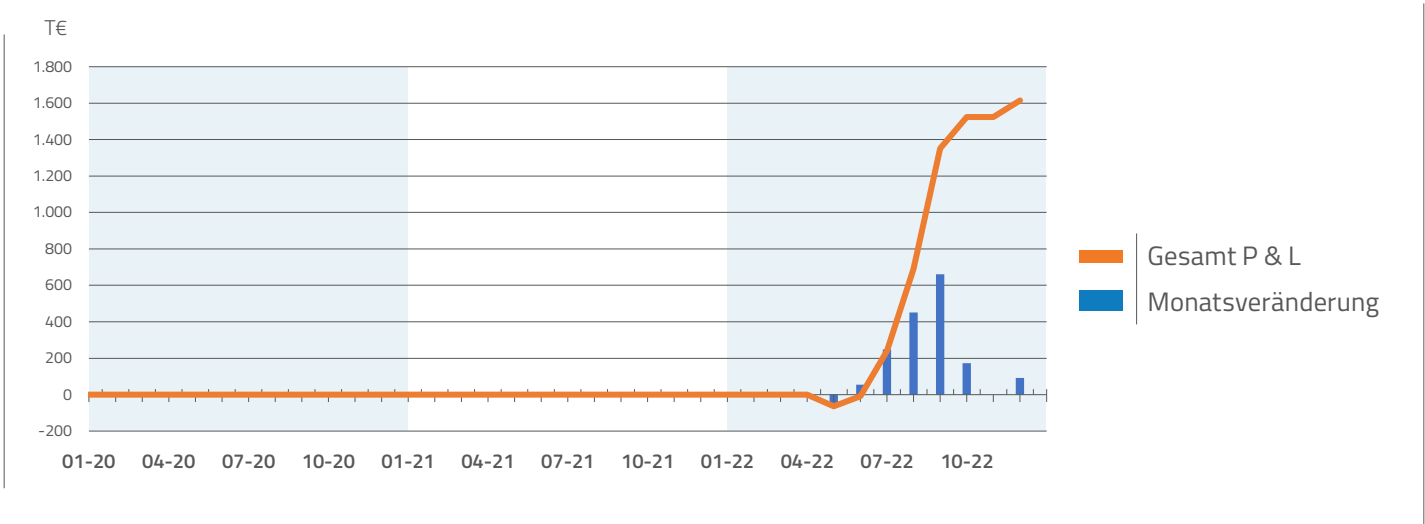
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2023

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2023 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2022 in Summe 1.614.722 Euro. Dies war der höchste Wert

der P&L. Der Minimalwert wurde im Mai 2022 mit einem Minus von 63.889 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im September 2022 mit einem Plus von 660.000 Euro.

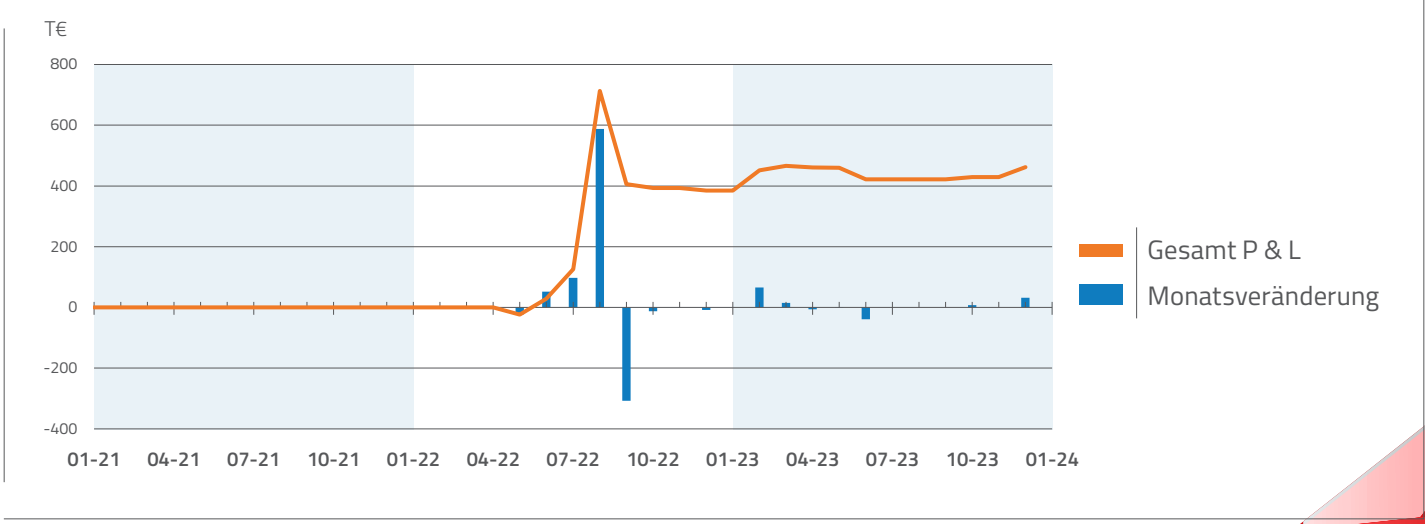


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2024 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2023 in Summe 461.556 Euro. Dies war der höchste Wert

der P&L. Der Minimalwert wurde im Mai 2022 mit einem Minus von 23.611 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im August 2022 mit einem Plus von 587.222 Euro.



Anhänge

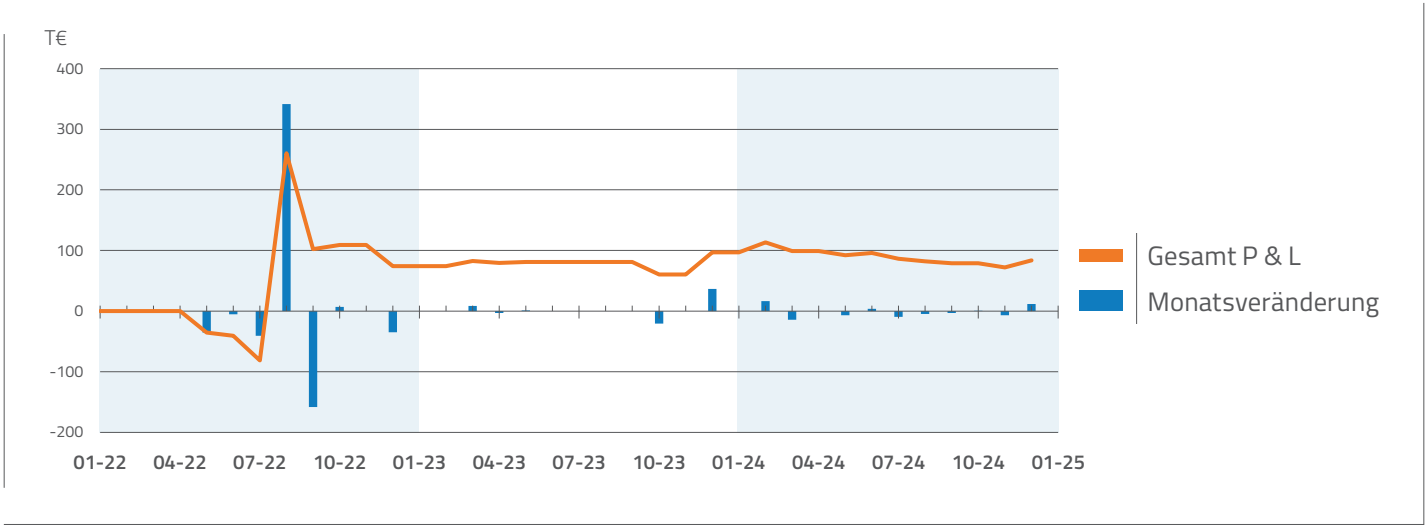
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2025

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2025 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2022 in Summe 83.944 Euro. Der höchste Wert der P&L wurde im August 2022 mit einem Plus von 260.417

Euro erreicht. Der Minimalwert wurde im Juli 2022 mit einem Minus von 81.250 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im August 2022 mit einem Plus von 341.667 Euro. Der größte Verlust war im September 2022 mit einem Minus von 158.333 Euro.



Anhänge

Erläuterung der Strategie

Die Portfoliostrategie verfolgt die Preisfixierung „im Markt“ und damit die zeitliche Diversifizierung von Einkaufszeitpunkten vor dem Hintergrund einer Risikoabsicherung. Gewählt wurde ein linearer Hedge-Kanal über drei Jahre vor Lieferbeginn mit einer Hedge-Kanalbreite von drei Tranchen nach oben und drei Tranchen nach unten. Die maximale Obergrenze sind 100 Prozent der Jahresbedarfsmenge, die Untergrenze sind 0 Prozent.

Die Mittellinie des Hedge-Kanals beschreibt den neutralen Fixierungspfad (theoretischer Hedge) und kann auch als Benchmark betrachtet werden.

Über die Fixierung der Tranchen wird in einem mehrstufigen Verfahren entschieden:

Schritt 1: Strategie - Tranchen-Freigabe

Zu Beginn des Beschaffungszeitraumes werden drei Tranchen auf einmal freigegeben. Danach wird in monatlichen Zeitabständen jeweils eine weitere Tranche freigegeben.

Es ist begrifflich zwischen der „Freigabe einer Tranche“ und der „Aktivierung einer Tranche“ zu unterscheiden:

a) Die Freigabe einer Tranche bedeutet, dass die Tranche zur Fixierung zur Verfügung steht. Nur freigegebene Tranchen können fixiert werden. Es ist nicht zulässig, Tranchen zu fixieren, die noch nicht freigegeben wurden, da sonst der Hedge-Kanal verlassen wird.

b) Die Aktivierung einer Tranche bedeutet, dass eine Tranchenfixierung vorgenommen werden soll. Entweder über die sofortige Schließung einer Tranche oder über die Definition eines Beschaffungs-Setups (siehe Schritt 3).

Schritt 2: Taktik - Positionierung im Hedge-Kanal

■ Fall 1: Steigende Preiserwartung

Im Falle einer steigenden Preiserwartung (Aufwärtstrend) wird eine Positionierung im oberen Bereich des Hedge-Kanals angestrebt, also oberhalb der Benchmark. Das bedeutet, dass im Rahmen der zuvor abgestimmten Flexibilität mehrere Tranchen in einem Beschaffungszeitfenster aktiviert und fixiert werden können (simultan oder auch gesplittet), ohne dabei die obere Grenze des Hedge-Kanals zu überschreiten. Eine Verletzung der Hedge-Kanal-Obergrenze ist nicht zulässig.

■ Fall 2: Neutrale Preiserwartung

Im Falle einer neutralen Preiserwartung, also wenn keine klare steigende oder fallende Tendenz (Trendanalyse) im Markt erkennbar ist, wird eine Positionierung in der Mitte des Hedge-Kanals angestrebt, soweit möglich also auf der Benchmark. Dazu werden Tranchen direkt nach der Freigabe aktiviert (siehe Schritt 3).

■ Fall 3: Fallende Preiserwartung

Im Falle einer fallenden Preiserwartung (Abwärtstrend) wird eine Positionierung im unteren Bereich des Hedge-Kanals angestrebt, also unter der Benchmark. Dazu werden bereits freigegebene Tranchen im Beschaffungszeitfenster später aktiviert (siehe Schritt 3). Wird die untere Grenze des Hedge-Kanals erreicht, muss eine Tranche unabhängig von der Markterwartung innerhalb von 2 Handelstagen fixiert werden, um

innerhalb des Kanals zu verbleiben. Eine Verletzung der Hedge-Kanal-Untergrenze ist nicht zulässig.

Da fixierte Tranchen in der Regel nicht wieder gelöst werden können, ist eine sofortige Positionierung im unteren Bereich des Kanals unter Umständen nicht möglich, sondern ergibt sich erst im Zeitablauf durch Auslassen von Fixierungen.

Schritt 3: Timing - Aktivierung der Tranche

Wenn eine oder mehrere Tranchen aktiviert werden, gibt es zwei mögliche Handlungsalternativen:

1. Alternative: Die Tranche(n) wird/werden innerhalb von 2 Handelstagen fixiert (Market Order).
2. Alternative: Für die aktivierte(n) Tranche(n) wird ein Beschaffungs-Setup definiert. Dieses Setup besteht aus den Preis-Trigger „Price-Cap“ und „Price-Floor“.

Der „Price-Cap“ gibt eine obere Preisgrenze an, bei deren Erreichen die Tranche fixiert werden soll. Im Vergleich zum Zeitpunkt der Tranchen-Aktivierung wird dann zu einem teureren Preis fixiert.

Der „Price-Floor“ gibt eine untere Preisgrenze an, bei deren Erreichen die Tranche fixiert wird. Im Vergleich zum Zeitpunkt der Tranchen-Aktivierung wird dann zu einem günstigeren Preis fixiert.

Maßgeblich für den Price-Cap sind die Tagesschlusskurse an der EEX. Für den Price-Floor sind die Tagesschlusskurse und Tagestiefs an der EEX entscheidend. Sollte kein Tagesschlusskurs vorliegen, wird ersatzweise auf den Settlementpreis abgestellt. Bei Erreichen eines Preis-Trigger soll am folgenden Handelstag die Tranche am Vormittag geschlossen werden (siehe Schritt 4).

Bei Erreichen der Preis-Trigger innerhalb eines Handelstages ist auch ein sofortiges Schließen der Tranche möglich.

Werden die Preis-Trigger im Laufe des Monats nicht erreicht und ist die untere Hedge-Kanal-Begrenzung noch nicht überschritten, bleibt die Tranche aktiviert und wird mit in den nächsten Monat übernommen.

Risiko-Hinweis: In bestimmten Marktsituationen kann es vorkommen, dass sich die Marktpreise nach Erreichen einer Trigger-Marke sehr schnell in Ausbruchsrichtung weiterbewegen und die Tranchen-Fixierung zu einem deutlich höheren Preis erfolgen muss (Slippage). Das Definieren von „Price-Cap“-Marken garantiert also nicht das Erreichen eines bestimmten Tranchen-Preises. Das Risiko steigt mit zunehmender Dauer zwischen dem Erreichen des Triggers und der Ausführung der Tranchen-Fixierung.

Schritt 4: Fixierung der Tranche

Die Tranchenfixierung erfolgt am Vormittag zu EEX-Ask-Handelspreisen. Sollte kein Kurs verfügbar sein, wird zum nächstmöglichen Zeitpunkt fixiert.

Haben Sie Fragen oder wünschen Sie individuelle Anpassungen für Ihre Beschaffungsstrategie? EnerChase berät Sie gerne und unterstützt Sie bei der Erstellung Ihres Risiko- und Beschaffungshandbuchs.

Anhänge

Disclaimer / Impressum

Herausgeber:

EnerChase GmbH & CO. KG, Taubnesselweg 5, 47877 Willich, Deutschland

Sitz: Willich, eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Krefeld unter HRA 7101, vertreten durch die persönlich haftende Gesellschafterin EnerChase Verwaltung GmbH, Sitz: Willich, eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Krefeld unter HRB 18393 diese vertreten durch die

Geschäftsführer Stefan Küster und Dennis Warschewitz.

Marktdaten bereitgestellt von ICE Data Services

Risikohinweise

Die genannten Stoppsymbole und Kursziele sind als Orientierungspunkte und Anlaufzonen zu verstehen und hängen maßgeblich vom eigenen Risiko- und Moneymanagement ab.

Bitte achten Sie auf die genannten Unterstützungen und Widerstände, sie können entscheidende Marken für die weitere Kursentwicklung darstellen. Setzen Sie zudem bei Ihren Handelsaktivitäten selbstständig Ihren Stopp in Abhängigkeit von Ihrer Positionsgröße und Ihres zur Verfügung stehenden Risikokapitals!

Keine Anlageberatung

Die Inhalte unserer Analysen dienen lediglich der Information und stellen keine individuelle Anlageberatung, Empfehlung oder Aufforderung zum Kauf oder Verkauf von Energie oder Derivaten dar.

Haftungsausschluss

Die EnerChase übernimmt in jedem Fall weder eine Haftung für Ungenauigkeiten, Fehler oder Verzögerungen noch für fehlende Informationen oder deren fehlerhafte Übermittlung. Handlungen oder unterlassene Handlungen basierend auf den von der EnerChase veröffentlichten Analysen geschehen auf eigene Verantwortung. Es wird jegliche Haftung seitens EnerChase ausgeschlossen, sowohl für direkte wie auch für indirekte Schäden und Folgeschäden, welche im Zusammenhang mit der Verwendung der Informationen entstehen können.

Nutzungsbedingungen / Disclaimer

Die Analysen der EnerChase GmbH & Co. KG (im Folgenden „EnerChase“) richten sich an institutionelle professionelle Marktteilnehmer. Die Analysen von EnerChase sind für die allgemeine Verbreitung bestimmt und dienen ausschließlich zu Informationszwecken und stellen insbesondere keine Anlageberatung, Empfehlung oder Aufforderung zum Kauf oder Verkauf von Energie oder Derivaten dar und beziehen sich nicht auf die spezifischen Anlageziele, die finanzielle Situation bzw. auf etwaige Anforderungen von Personen. Handlungen basierend auf den von EnerChase veröffentlichten Analysen geschehen auf eigene Verantwortung der Nutzer. Grundsätzlich gilt, dass die Wertentwicklung in der Vergangenheit keine Garantie für die Wertentwicklung in der Zukunft ist. Vergangenheitsbezogene Daten bieten keinen Indikator für die zukünftige Wertentwicklung. Die Analysen beinhalten die subjektive Auffassung des Autors zum Energiemarkt aufgrund der ihm tatsächlich zur Verfügung stehenden Daten und Informationen, geben mithin sowohl hinsichtlich der Herkunft der Daten und Informationen als auch der hierauf aufbauenden Prognose den subjektiven Blick des Autors auf das Marktgeschehen wider im Zeitpunkt der Erstellung der jeweiligen Analyse.

1. Haftungsbeschränkung EnerChase

Wir übernehmen keine Haftung für direkte wie auch für indirekte Schäden und Folgeschäden, welche im Zusammenhang mit der Verwendung der Informationen entstehen können mit Ausnahme für Schäden, die auf einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung unsererseits oder einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung einer unserer Erfüllungsgehilfen beruhen. Insbesondere besteht keine Haftung dafür, dass sich die in den Analysen enthaltenen Prognosen auch bewährten. Die Informationen und Prognosen auf der Website sowie in dieser Analyse wurden mit großer Sorgfalt zusammengestellt. Für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit kann gleichwohl keine Gewähr übernommen werden, auch auf eine Verlässlichkeit der Daten hat der Nutzer keinen Anspruch. Des Weiteren wird die Haftung für Ausfälle der Dienste oder Schäden jeglicher Art bspw. aufgrund von DoS-Attacken, Computerviren oder sonstigen Attacken ausgeschlossen. Die Nutzung der Inhalte dieser Analyse, der Webseite oder des MarketLetters erfolgt auf eigene Gefahr des Nutzers.

2. Schutzrechte

Eine vollständige oder teilweise Reproduktion, Übertragung (auf elektronischem oder anderem Wege), Änderung, Nutzung der Analysen oder ein Verweis darauf für allgemeine oder kommerzielle Zwecke ist ohne unsere vorherige schriftliche Zustimmung nicht gestattet. Die genannten und ggf. durch Dritte geschützten Marken- und Warenzeichen unterliegen uneingeschränkt den Bestimmungen des jeweils gültigen Kennzeichenrechts und den Besitzrechten der jeweiligen eingetragenen Berechtigten. Allein aufgrund der bloßen Nennung ist nicht der Schluss zu ziehen, dass Markenzeichen nicht durch Rechte Dritter geschützt sind. Die Autoren von EnerChase beachten in allen Publikationen die Urheberrechte der verwendeten Grafiken und Texte. Sie nutzen eigenhändig erstellte Grafiken und Texte oder greifen auf lizenzfreie Grafiken und Texte zurück. Bei Bekanntwerden von Urheberrechtsverletzungen werden derartige Inhalte umgehend entfernt. Jede vom deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht nicht zugelassene Verwertung bedarf der vorherigen schriftlichen Zustimmung des Anbieters oder jeweiligen Rechteinhabers. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Einspeicherung, Verarbeitung bzw. Wiedergabe von Inhalten in Datenbanken oder anderen elektronischen Medien und Systemen. Die unerlaubte Vervielfältigung oder Weitergabe einzelner Inhalte oder kompletter Seiten ist nicht gestattet und strafbar. Der Inhalt der Analysen darf nicht kopiert, verbreitet, verändert oder Dritten zugänglich gemacht werden.

3. Hinweis nach § 85 WpHG

Unsere Tätigkeit ist gemäß § 86 WpHG bei der BaFin angezeigt.

Es liegen zum Zeitpunkt der Analyseerstellung keine Interessenkonflikte seitens der EnerChase, der Gesellschafter, des Autors Stefan Küster oder verbundener Unternehmen vor (Offenlegung gemäß § 85 WpHG wegen möglicher Interessenkonflikte).

Eine Weitergabe der Inhalte an Unternehmen oder Unternehmensteile, die Finanzportfolioverwaltung oder unabhängige Honorar-Anlageberatung erbringen, ist nur gestattet, wenn mit EnerChase hierfür eine Vergütung vereinbart wurde. Die Informationen und Analysen sind nicht für Privatpersonen bestimmt.

EnerChase GmbH & CO. KG
Taubnesselweg 5
47877 Willich
Deutschland
+49 2154 880 938 0

research@enerchase.de