

# Musterportfolio 100

## Strom



### Management Summary

Die aktuellen Konjunkturindikatoren liefern für die Weltwirtschaft weiterhin ein unverändertes Bild und geben keine neuen Impulse für die Energiemarkte. Auch fundamental hat sich die Ausgangssituation (noch) nicht wesentlich geändert. Im Einklang mit der spekulativen Ausrichtung sind die EUAs weiterhin robust zu werten, der Gasmarkt dagegen schwach, sodass der Strompreis dazwischen bleibt. Gleichwohl sind einige mögliche Stabilisierungssignale zu beachten, denn das TTF Gas Cal 26 hat inzwischen das Tief aus Februar 2024 erreicht, der US-Gaspreis ist zuletzt steil nach oben angestiegen und der JKM-TTF Spread weitet sich. Hinzu kommen ausbleibende Durchbrüche bei den Friedensverhandlungen im Ukrainekrieg. Die Januar-Tranche der Lieferjahre 2027, 2028 und 2029 haben wir nun vorzeitig geschlossen, wollen die Long-Positionen aber nicht weiter ausbauen und aktivieren somit keine weiteren Setups für die Februar-Tranchen.

Beschaffungstelegramm Cal 26: 0 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 0 Tranchen sind zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 11.11.2025 +++ letzter Fixierungspreis: 88,2 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 93,45 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 82,7 €/MWh (Schlusskurs 09.12.2025) +++ aktuelle Hedge-Quote 100 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

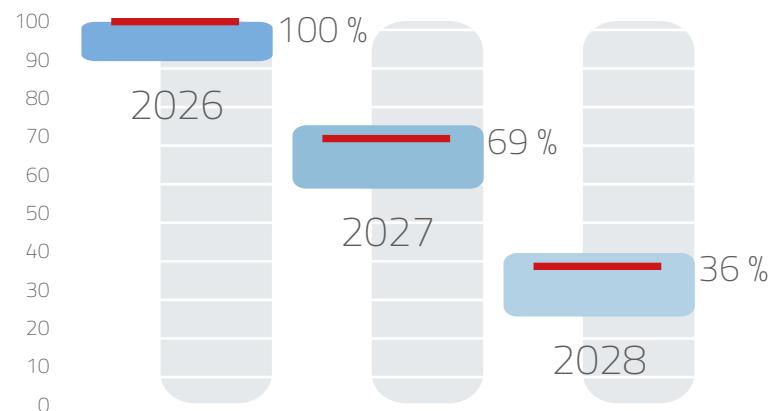
### Inhalt

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



## Markt-einschätzung (1/2)

**Konjunktur:** Die aktuellen Konjunkturindikatoren liefern für die Weltwirtschaft weiterhin ein unverändertes Bild: Während die USA den globalen Konjunkturzyklus leicht stützen, wirken die europäische Industrieschwäche und Chinas strukturelle Probleme bremsend auf die Weltwirtschaftsdynamik. In der Eurozone schwankt die Kerninflation leicht oberhalb des EZB-Zielwertes von 2 Prozent, was den Handlungsspielraum für weitere Zinssenkungen einengt. Zwar ist auf Basis der jüngsten Wirtschaftsdaten aus Deutschland die deutsche Industrie überraschend robust ins laufende Vierteljahr gestartet. Mit Blick nach vorne muss jedoch bezweifelt werden, dass nach Jahren der Stagnation nun ein robuster Aufschwung im produzierenden Gewerbe einsetzen wird. Dafür sind sowohl die finanziellen als auch die politischen Bedingungen nicht gegeben. Zudem weisen die Stimmungsbarometer für November ebenfalls in diese Richtung. Das energieintensive Gewerbe ist dabei besonders betroffen, hier ist keinerlei Belebung zu erkennen. China stabilisiert sich unterdessen nur graduell: Die BIP-Wachstumsprognose für 2025 wurde zwar leicht auf etwa 5 Prozent angehoben, getragen von einer erwarteten moderaten Erholung der Exporte um rund 3 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Gleichzeitig schwächt die Binnennachfrage aber spürbar, belastet durch die Immobilienkrise,

schwache Investitionen und einen nur moderat wachsenden Einzelhandel. Die USA bleiben insofern der Stützpfeiler der globalen Konjunktur. Die jüngsten Veröffentlichungen, darunter Arbeitslosenerstanträge, Auftragseingänge der Industrie sowie Stimmungsindikatoren, deuten auf eine weiterhin solide Arbeitsmarkt- und Konsumaktivität hin, allerdings hat die Gesamtwirtschaftsdynamik seit dem ersten Halbjahr 2025 merklich nachgelassen, was eine weitere moderate Zinssenkung der Fed wahrscheinlich macht.

**Fundamental:** Die Spekulanten üben (nicht nur) an den Rohstoffmärkten naturgemäß einen erheblichen Einfluss auf die Preisbildung aus. Wenn auf die Netto-Positionierung abgestellt wird, hat sich der Dreiklang zuletzt fortgesetzt: So haben die Anleger ihre Netto-Position auf Brent Crude Öl per 2. Dezember zwar um gut 19 Tsd. Kontrakte gegenüber der Vorwoche auf nun 140 Tsd. Kontrakte ausgebaut, am grundsätzlichen Seitwärtstrend hat sich damit aber nichts geändert. Bei TTF Gas weiteten die Investmentfonds dagegen ihre Netto-Position deutlich aus, während bei den EUAs die „bullische“ Ausrichtung beibehalten wurde. Dies verdeutlicht, wie unterschiedlich die Spekulanten die Lage und die Perspektiven der beiden fossilen Energieträger und der CO2-Zertifikate einschätzen. In dieser Woche dürfte sich der Dreiklang am

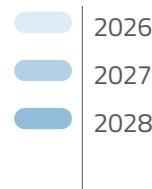
Rohstoffmarkt allerdings wohl noch fortsetzen, weil sich kaum Vorboten abzeichnen, die den Gesamteindruck widerlegen könnten. Allen voran ist hier die nun milde Witterung zu nennen, die die Erdgaspreise genauso drückt wie die auskömmlichen Erdgaslieferungen aus Norwegen oder die üppige Flüssigerdgaseinfuhr. Gleichwohl ist zu beachten, dass beispielsweise das TTF Gas Cal 26 inzwischen das Tief aus Februar 2024 erreicht hat. Der steil nach oben schießende US-Erdgaspreis Henry Hub wird vom europäischen Gaspreis auch nicht allzu lange ignoriert werden können, ebenso der sich weitende JKM-TTF Spread sowie bislang ausbleibenden Durchbrüche bei den Friedensverhandlungen im Ukrainekrieg.

**Charttechnik (siehe ab Seite 15):** Das Strom Cal 26 Base hat seit dem Hochpunkt Anfang November bis zum gestrigen Schlusskurs bei 82,7 Euro/MWh rund 9 Prozent verloren. Dabei wurde sowohl der grün gestrichelte Aufwärtstrend beendet als auch zentrale Unterstützungs niveaus bei rund 88 und 86 Euro/MWh unterschritten. Aktuell notiert der Jahres-Future im Bereich des August-Tiefs bei 83,2 Euro/MWh.

(Fortsetzung auf nächster Seite)

# Strom- markt

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



**Preisentwicklung (Base)**

€/MWh



## Markt- einschätzung (2/2)

Ein unterseitiger Bruch dieses Niveaus kann jederzeit einleitend für die nächste Abwärtswelle sein, wodurch die 80-Euro-Marke in greifbare Nähe rückt. Hält dagegen der Support bei 83,2–83,75 Euro/MWh, könnte dies vom Markt bullish interpretiert werden und eine technische Gegenbewegung einleiten.

**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 rund 82 Euro/MWh gefallen ist. Nun könnte auch ein Test der steigenden 200-Tage-Linie bei aktuell 80,7 Euro/MWh bevorstehen, darunter befinden sich die nächsten Support-Marken bei 80 Euro/MWh (psychologisch) und rund 79 Euro/MWh (mehrere Verlaufstiefs). Ein Anstieg über 84 Euro/MWh würde dagegen die Strombullen wieder ins Spiel bringen.

**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 befindet sich weiterhin in einem intakten langfristigen Aufwärtstrend, konnte diesen aber zuletzt nicht weiter fortsetzen. Aktuell notiert der Kontrakt auf der Supportzone bei rund 79 Euro/MWh.

Ein nachhaltiger Schlusskurs darunter würde den Aufwärtstrend beenden, woraufhin mit einem Test der 100-Tage-Linie (77,3 Euro/MWh) und Unterstützungszone bei 77 Euro/MWh zu rechnen ist. Erst ein Anstieg über den mehrfach getesteten Widerstand bei rund 81,5 Euro/MWh würde 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 möglichen Umkehr und der Schwächesignale der vorderen Lieferjahre (Cal 26 Base und Cal 27 Base) wollen wir die Long-Position nicht weiter ausbauen und aktivieren kein weiteres Setup für die Februar-Tranche.

Der **Strom Cal 29 Base** Future befindet sich weiterhin in einem intakten langfristigen Aufwärtstrend. Nach Ausbildung eines neuen Verlaufshochs bei 77,8 Euro/MWh im Tages-Liniendiagramm verläuft die derzeitige Korrektur bis zur steigenden 50-Tage-Linie bei aktuell 76,2 Euro/MWh. Sollte der Kaufdruck auf dem gleitenden Durchschnitt wieder ansteigen, ist bei einem

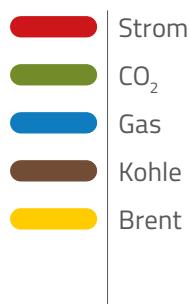
Anstieg über das jüngste Hoch mit einem Test der 80-Euro-Marke zu rechnen. Bearisher würde es erst bei einem Rückfall unter die steigende 50-Tage-Linie und den Support bei 75 Euro/MWh.

**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-Tranche der Lieferjahre 2027, 2028 und 2029 haben wir 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.

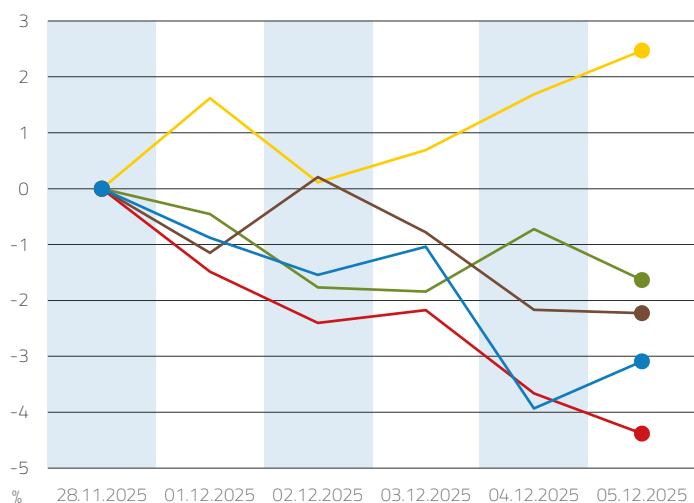
# Markt- entwicklung

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



## Energiemarktentwicklung

KW 50



# Markt- rückblick

Die Handelswoche KW 49 stand im Zeichen eines ausgeprägten Abverkaufs an den Gas- und Strommärkten, während die CO<sub>2</sub>-Zertifikate im Vergleich nur moderat abgaben. Bereits zum Wochenstart setzten milder Temperaturprognosen und eine komfortable Versorgungslage die Notierungen unter Druck. Der TTF Gas Cal 26 verlor zum Wochenaufakt 0,9 Prozent, während das Strom Cal 26 Base um 1,5 Prozent nachgab. Im Wochenverlauf verstärkte sich der Verkaufsdruck zusehends, bis Freitag summierten sich die Abschläge auf knapp 3 Prozent beim TTF Gas Frontjahr und 4,4 Prozent beim Strom Frontjahr Base. Die CO<sub>2</sub>-Zertifikate (EUA-Dec-25) verloren „nur“ 1,6 Prozent. Auch das API2 Kohle Frontjahr geriet unter Verkaufsdruck (minus 2,2 Prozent), während der Brent Crude Frontmonat sich 2,5 Prozent fester

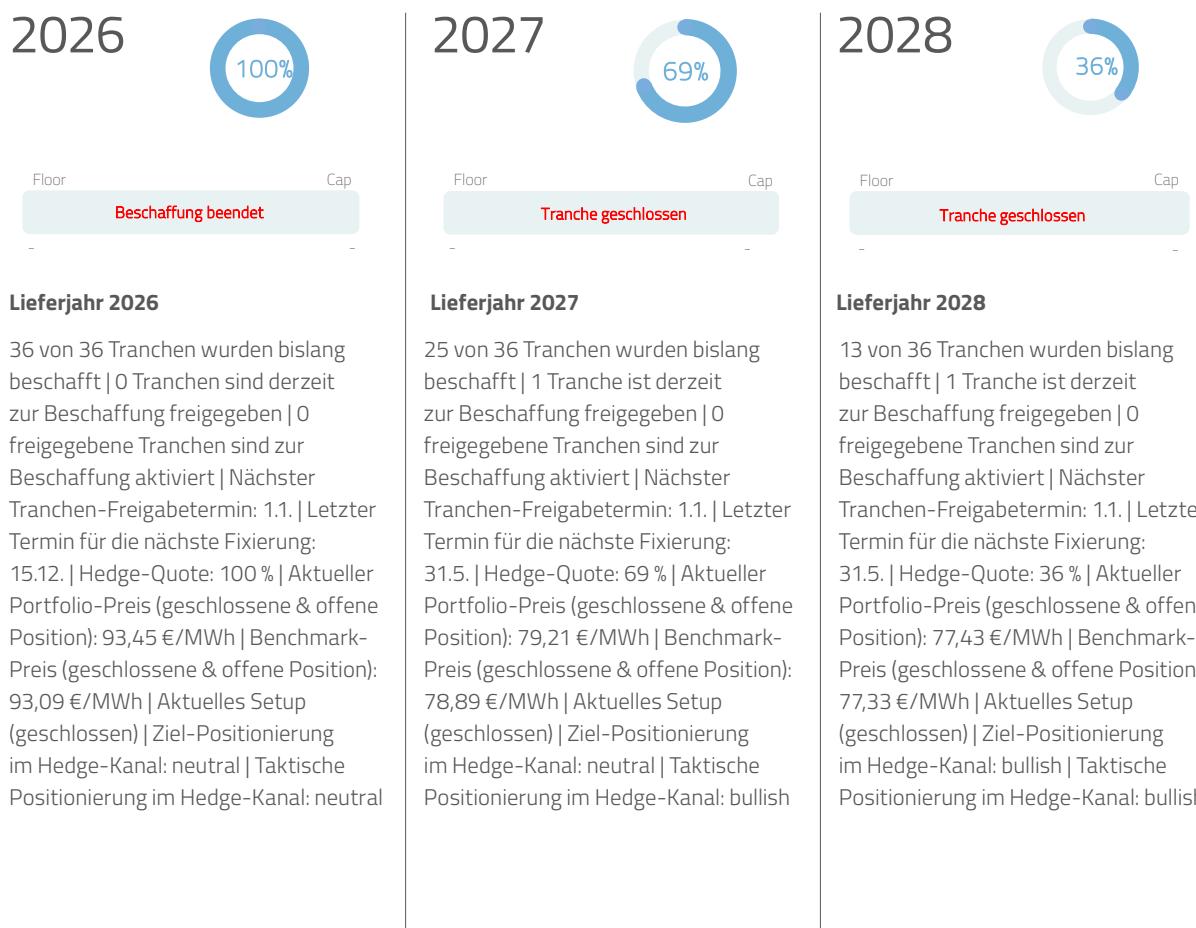
behauptete.

Die am Mittwoch veröffentlichten CoT-Daten der ICE Endex per 28. November bestätigten die gegensätzliche Marktstimmung. Bei TTF Gas weiteten die Investmentfonds ihre Netto-Short-Position deutlich von minus 11,4 TWh auf minus 50,2 TWh aus. Bei den EUAs dagegen bauten die Investmentfonds ihre bullische Ausrichtung weiter aus. Die Netto-Long-Position stieg um 8,6 Prozent auf 109,8 Millionen EUA, trotz des bereits hohen Niveaus.

Stärker als politische Impulse bestimmten fundamentale Faktoren den Preisverlauf. Die Wetterprognosen zeigten durchgehend ein mildes Bild für den gesamten Dezember. Besonders ab dem Wochenende kündigten die Modelle mit steigenden Windeinspeisungen und Temperaturen erheblichen Druck auf

die Spotmärkte an. Parallel blieb die Versorgungslage am Gasmarkt ausgesprochen komfortabel. Die norwegischen Exportmengen verharrten mit 320 bis 340 Mio. Kubikmetern pro Tag auf hohem Niveau, wobei nur punktuelle Wartungen die Liefermengen beeinflussten. Ein kurzzeitiger ungeplanter Ausfall am Troll-Gasfeld wurde am Donnerstag bereits wieder behoben. Noch bedeutsamer waren die anhaltend hohen LNG-Zuflüsse nach Europa.

# Beschaffungspotfolio Strom aktuell



## Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2026	15.12.2025	88,20 €/MWh	82,70 €/MWh	-	-	geschlossen
2027	31.05.2026	83,40 €/MWh	81,95 €/MWh	-	-	geschlossen
2028	31.05.2026	79,24 €/MWh	78,92 €/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 %	79,21 €/MWh	78,89 €/MWh	1	0	- 31.750 €
2028	13 von 36	36 GWh	36 %	77,43 €/MWh	77,33 €/MWh	1	0	- 10.167 €

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

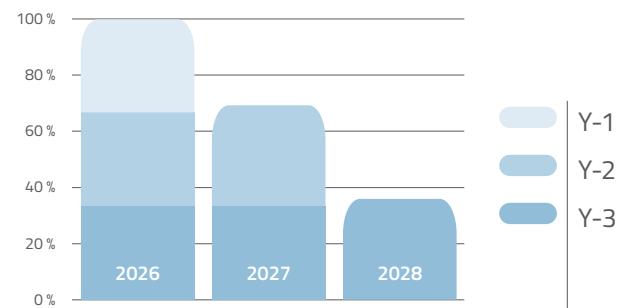
## EnerChase vs. Benchmark

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.

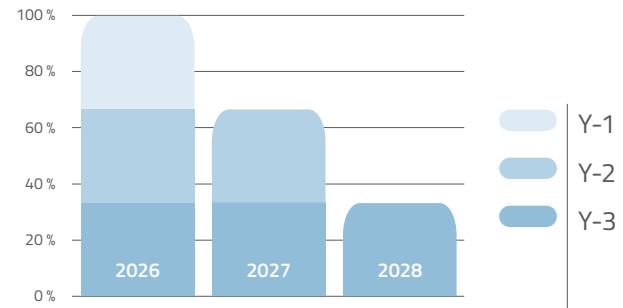
### Taktische Allokation

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



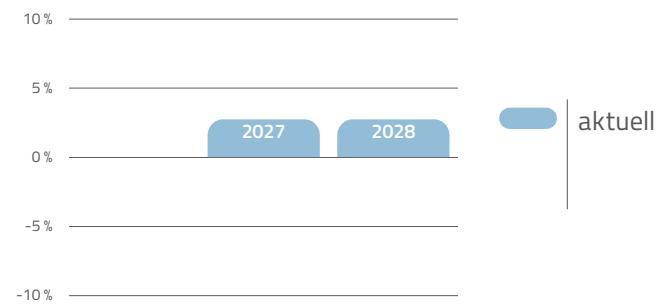
### Benchmark Allokation

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



### Aktive Allokation

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

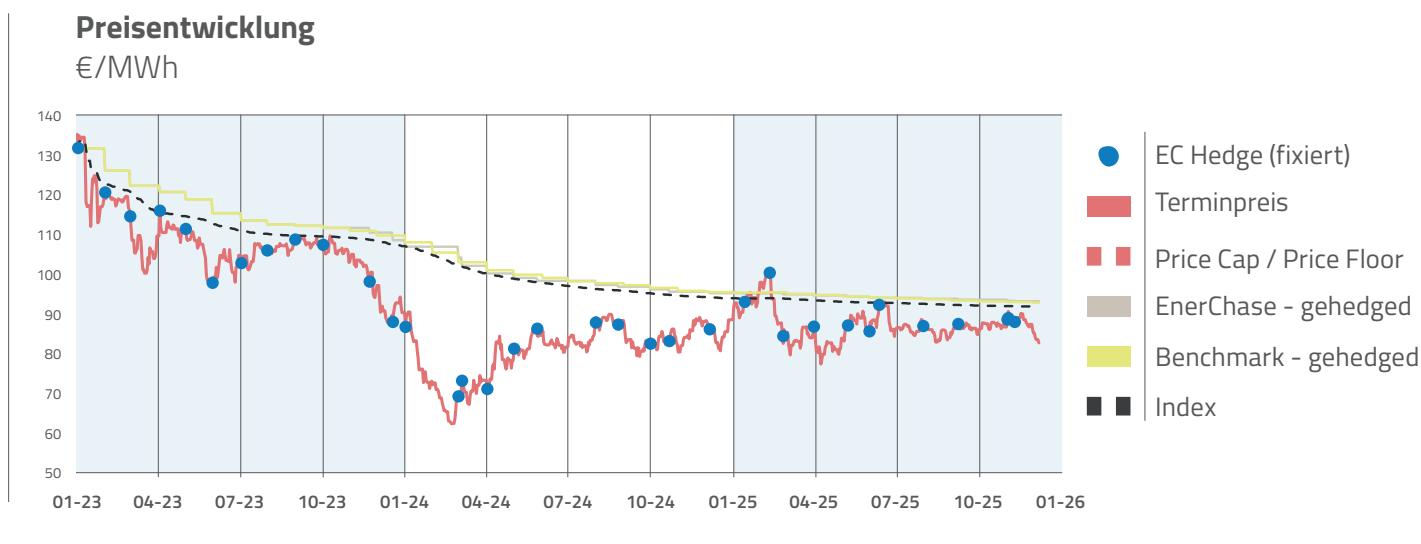


# Strom

## 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

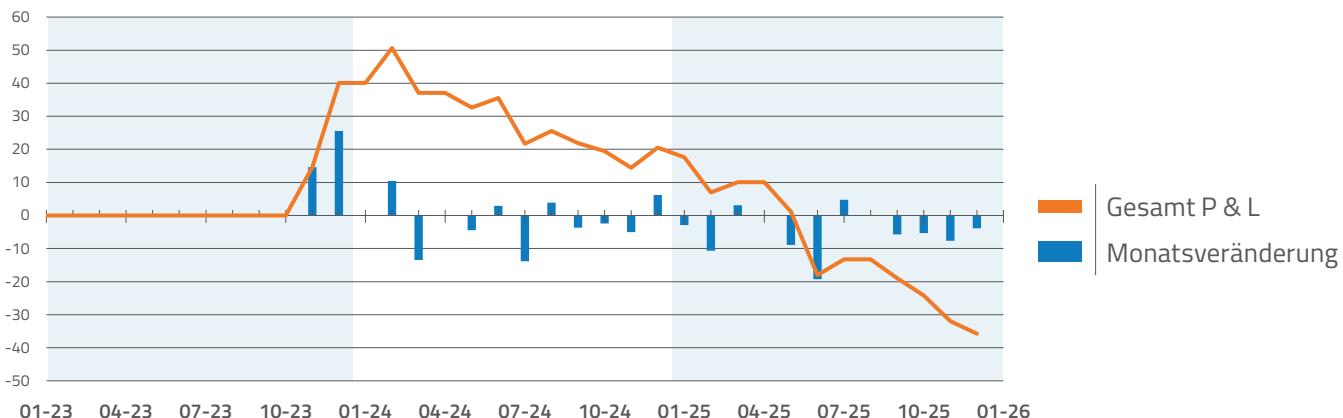
## 2026

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 preislche 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.

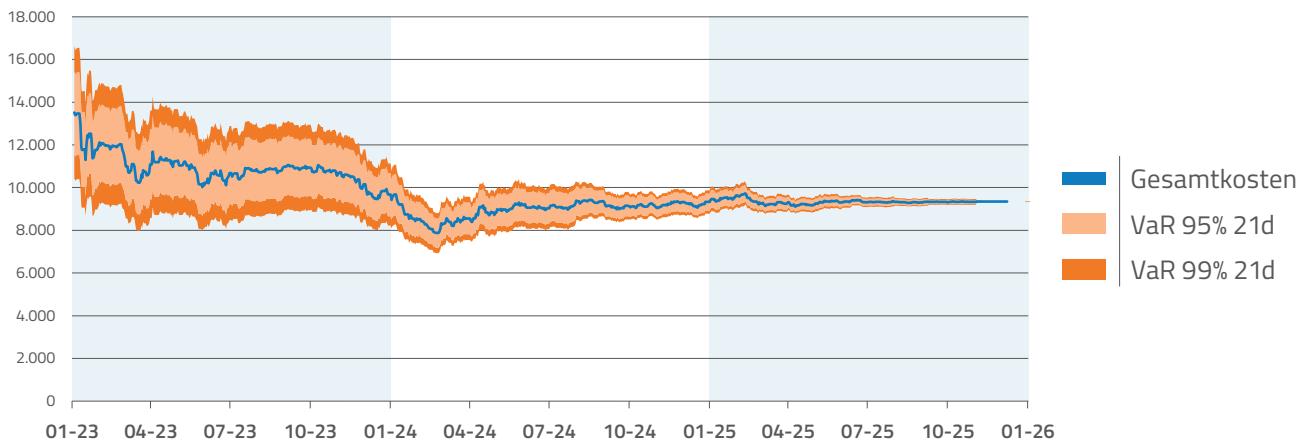
### P&L-Entwicklung

T€



### VaR der Gesamtkosten

T€



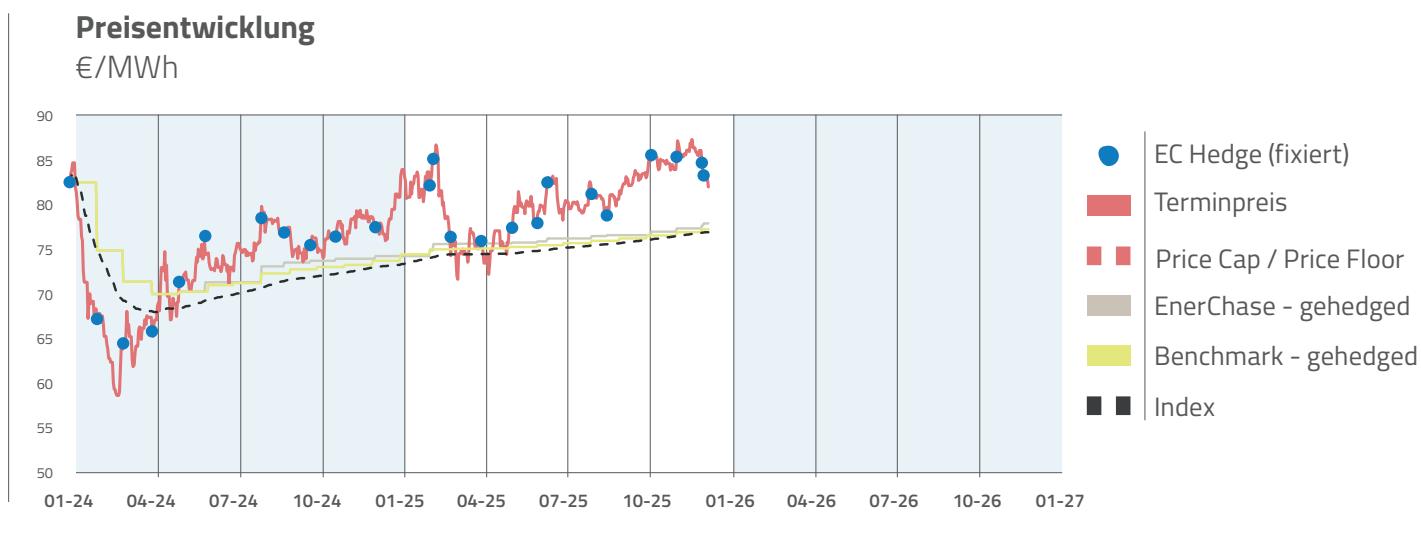
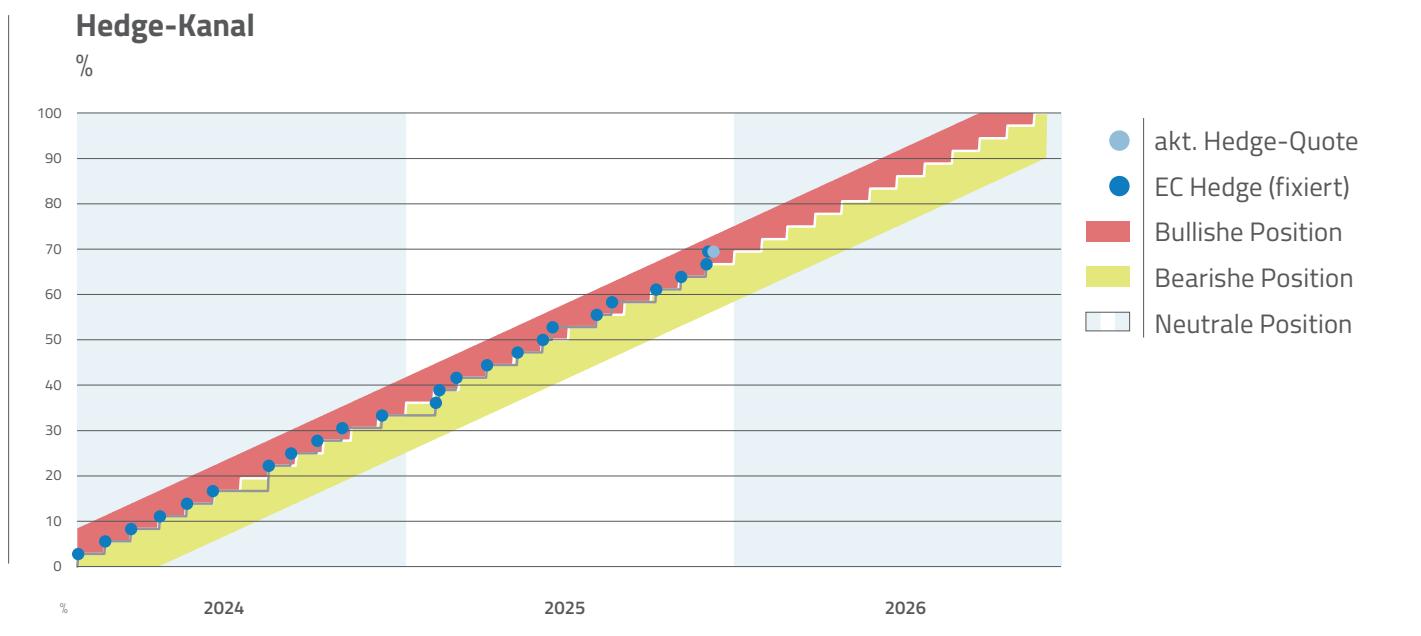
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2026	9.345 T€	- 35.750 €	9.345 - 9.345 T€ (95%) 9.345 - 9.345 T€ (99%)	9.345 - 9.345 T€ (95%) 9.345 - 9.345 T€ (99%)	9.345 - 9.345 T€ (95%) 9.345 - 9.345 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			72,01 - 93,39 €/MWh (95%) 67,58 - 97,82 €/MWh (99%)	66,21 - 99,19 €/MWh (95%) 59,37 - 106,03 €/MWh (99%)	59,38 - 106,02 €/MWh (95%) 49,70 - 115,70 €/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 %	79,21 €/MWh	78,89 €/MWh	1	0	- 31.750 €

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

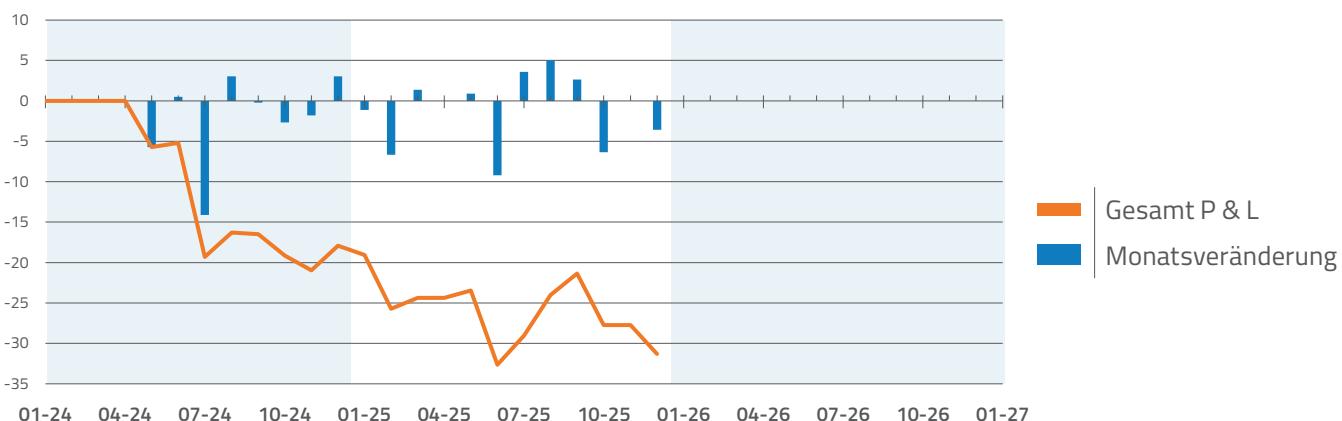
2027

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 preislche 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.

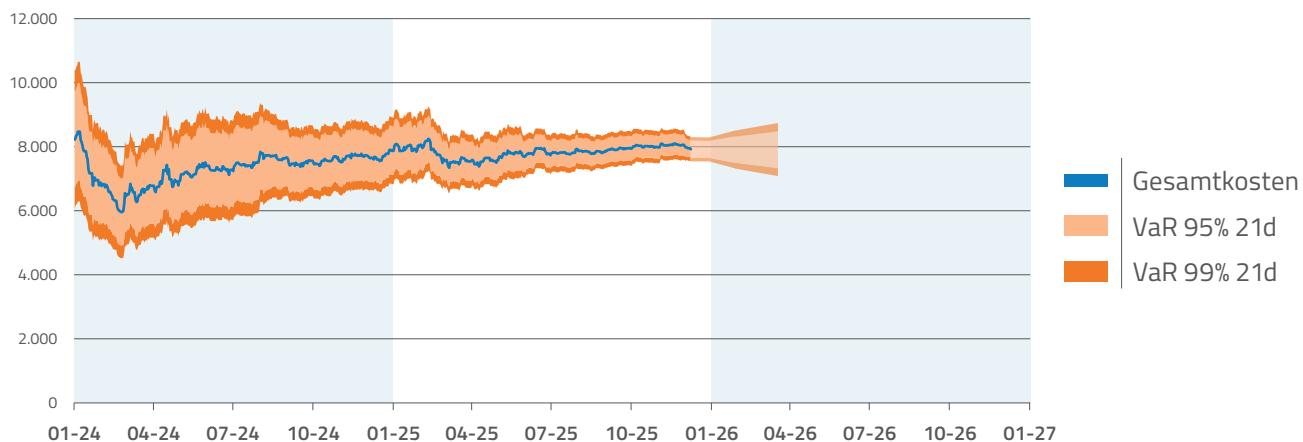
## P&L-Entwicklung

T€



## VaR der Gesamtkosten

T€



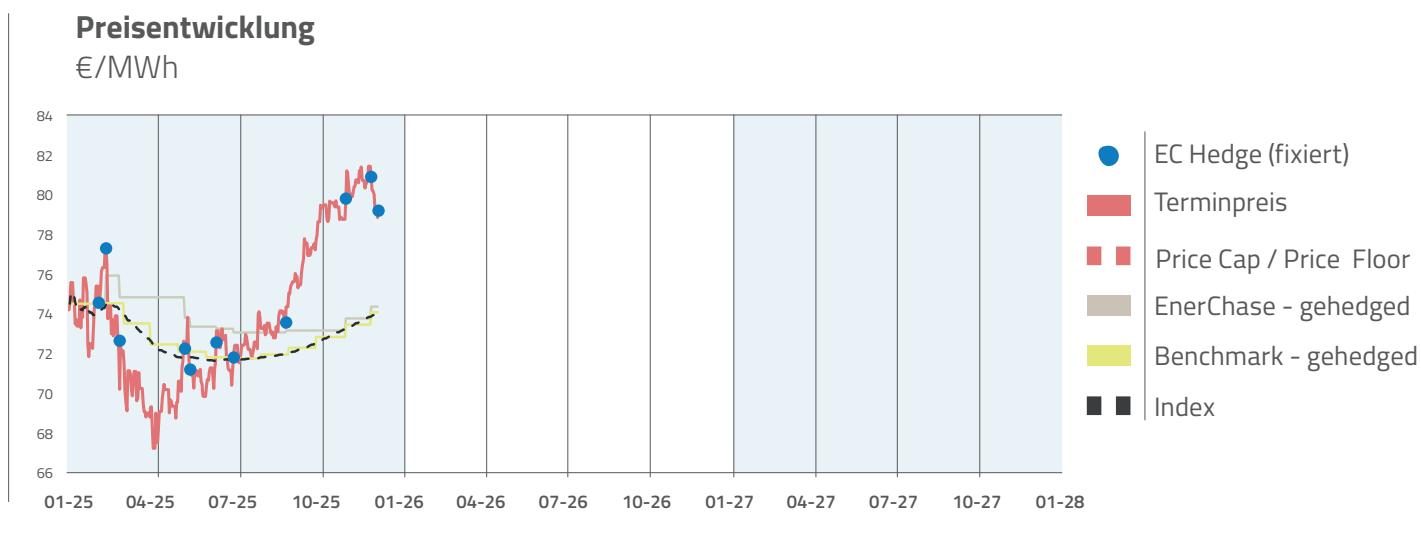
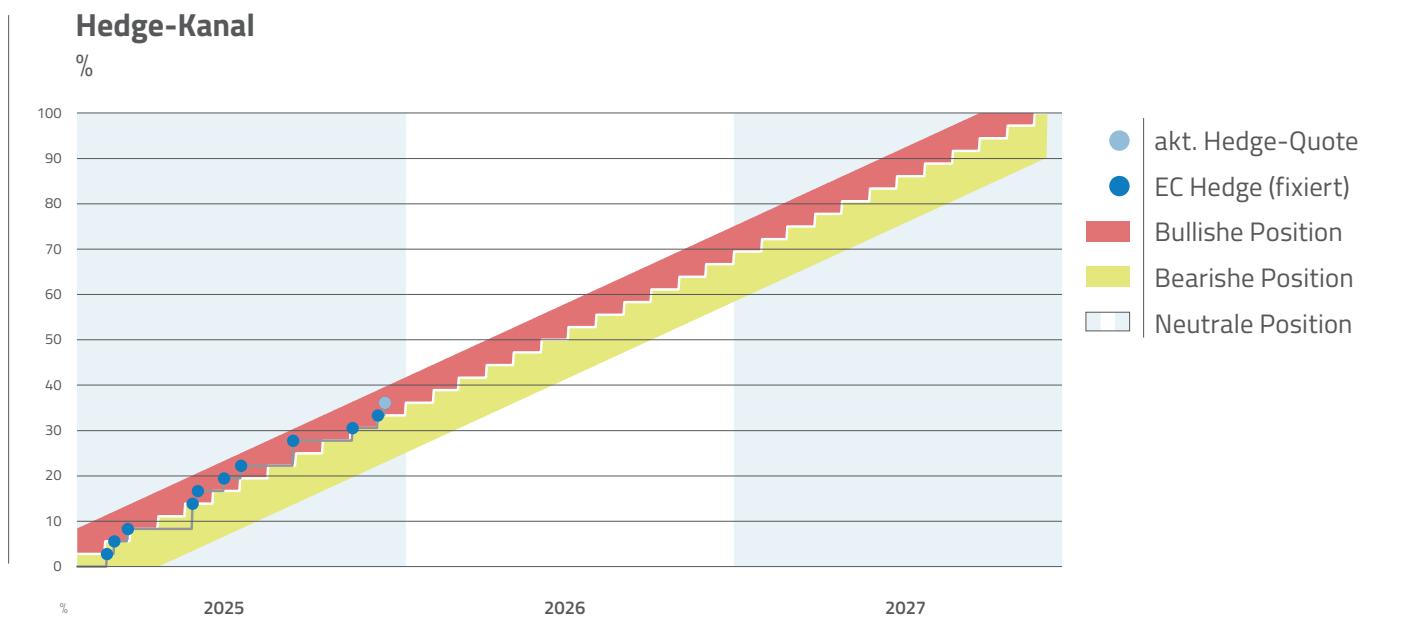
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	7.926 T€	- 31.750 €	7.652 - 8.183 T€ (95%) 7.539 - 8.296 T€ (99%)	7.507 - 8.327 T€ (95%) 7.334 - 8.501 T€ (99%)	7.338 - 8.497 T€ (95%) 7.092 - 8.743 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			73,14 - 90,52 €/MWh (95%) 69,45 - 94,21 €/MWh (99%)	68,42 - 95,24 €/MWh (95%) 62,72 - 100,94 €/MWh (99%)	62,86 - 100,80 €/MWh (95%) 54,81 - 108,85 €/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 %	77,43 €/MWh	77,33 €/MWh	1	0	- 10.167 €

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

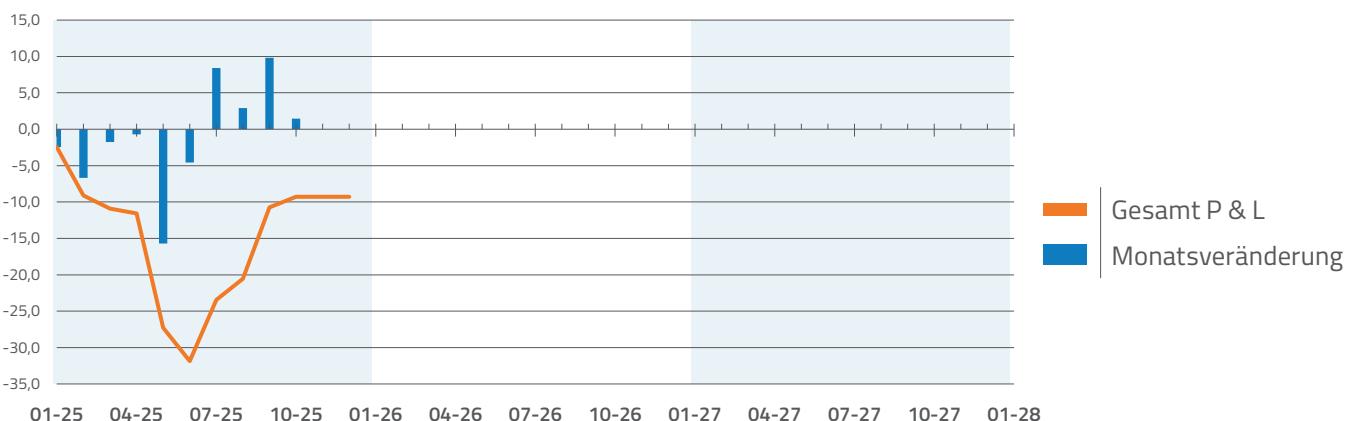
## 2028

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 preislche 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.

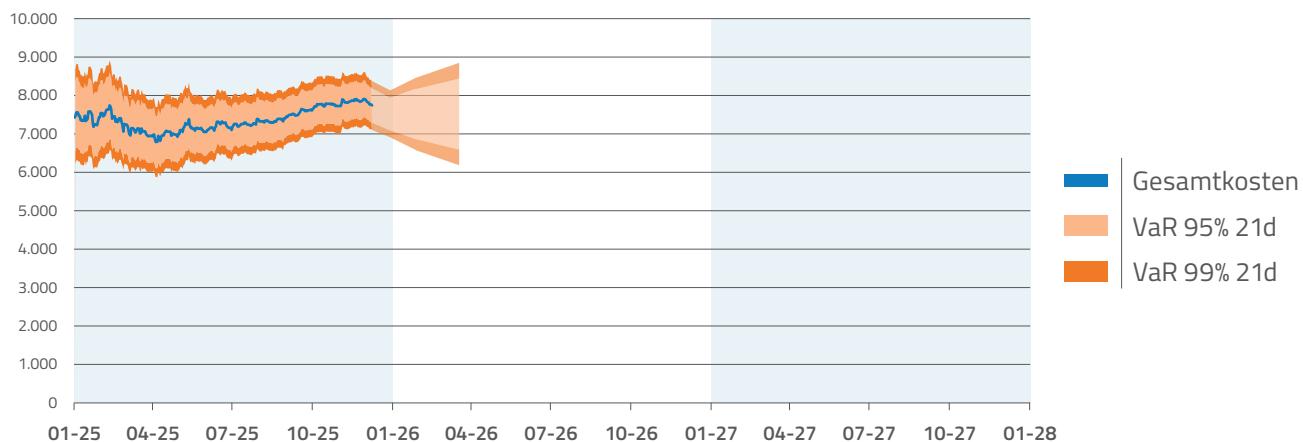
### P&L-Entwicklung

T€



### VaR der Gesamtkosten

T€



Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	7.740 T€	- 10.167 €	7.098 - 7.947 T€ (95%) 6.913 - 8.132 T€ (99%)	6.868 - 8.178 T€ (95%) 6.582 - 8.463 T€ (99%)	6.596 - 8.449 T€ (95%) 6.193 - 8.852 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			72,28 - 85,56 €/MWh (95%) 69,38 - 88,46 €/MWh (99%)	68,67 - 89,17 €/MWh (95%) 64,20 - 93,64 €/MWh (99%)	64,42 - 93,42 €/MWh (95%) 58,10 - 99,74 €/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 79,21 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 69 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 81,95 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.921 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 77,43 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 36 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 78,92 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.743 T€ belaufen.

### Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	93,45	78,00	74,78
enerchase - offene Position	82,70	81,95	78,92
enerchase - gesamt	93,45	79,21	77,43
Benchmark - gesamt	93,09	78,89	77,33
enerchase vs. BM - gesamt*	0,36	0,32	0,10
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

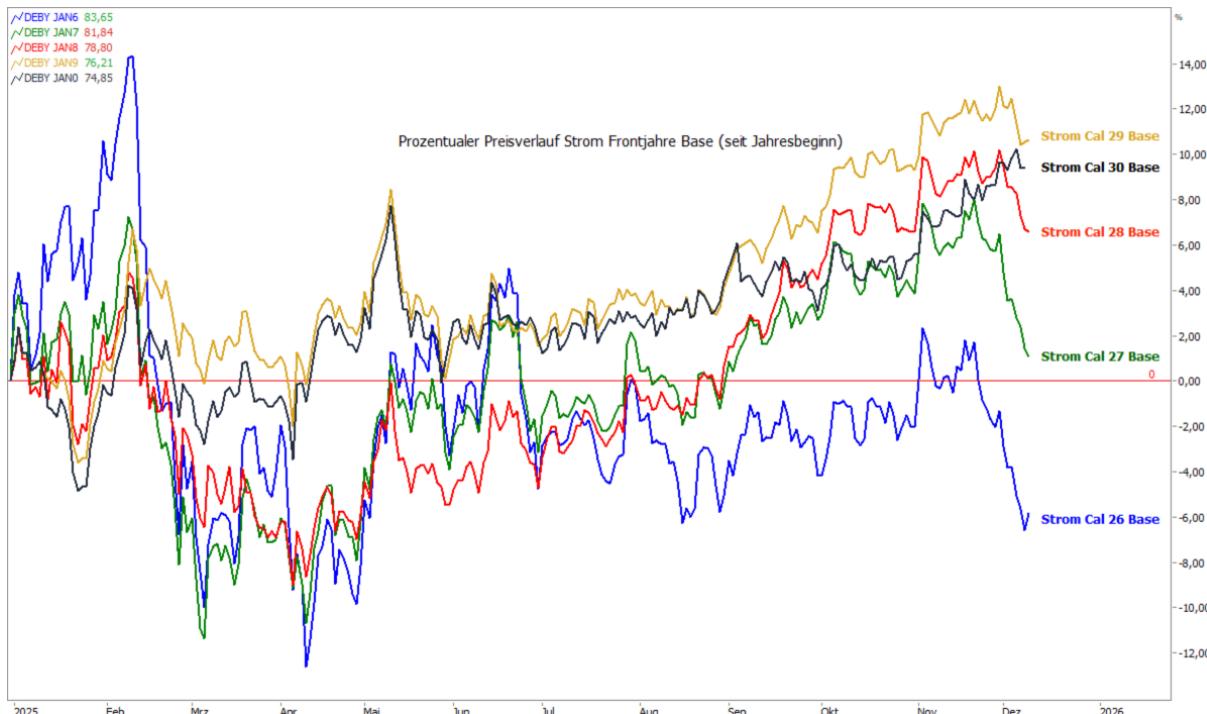
### Beschaffungskosten

(in T€)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	9.345	5.417	2.701
enerchase - offene Position	0	2.504	5.042
enerchase - gesamt	9.345	7.921	7.743
Benchmark - gesamt	9.309	7.889	7.733
enerchase vs. BM - gesamt*	36	32	10
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

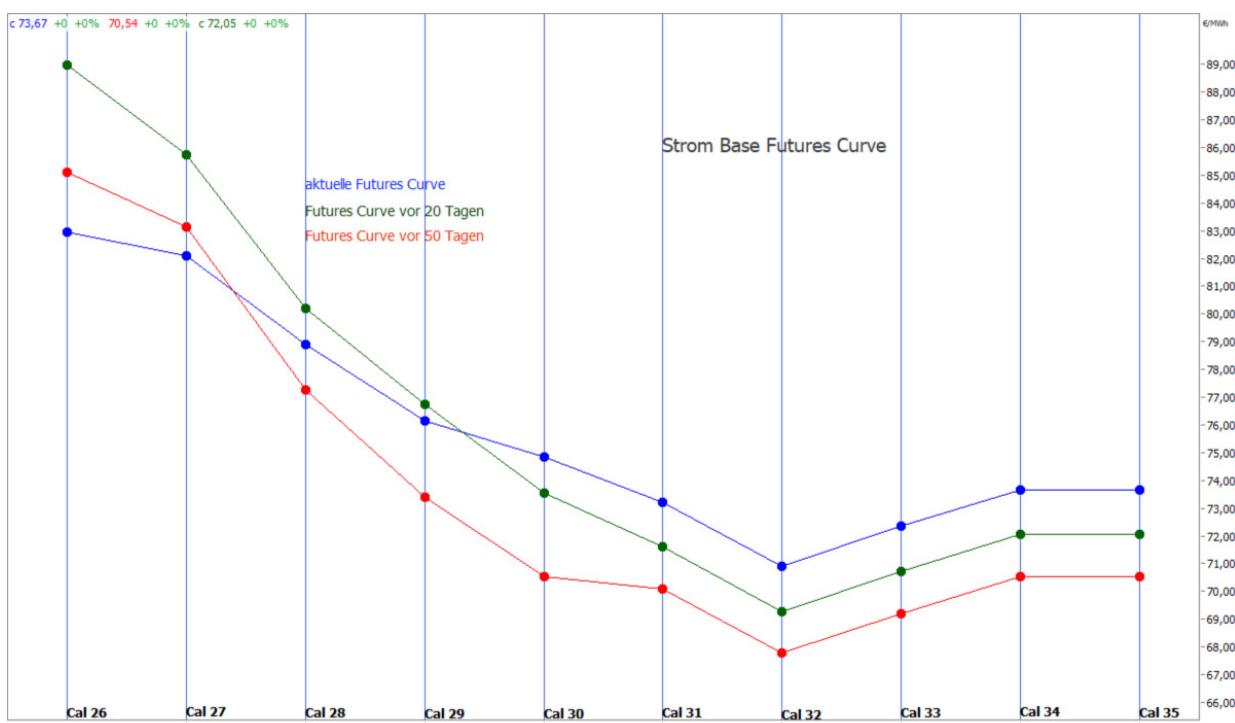
\*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

# Anhänge

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



## Strom Forward Curve



# Anhänge

## Strom Cal 26 Base (EEX)

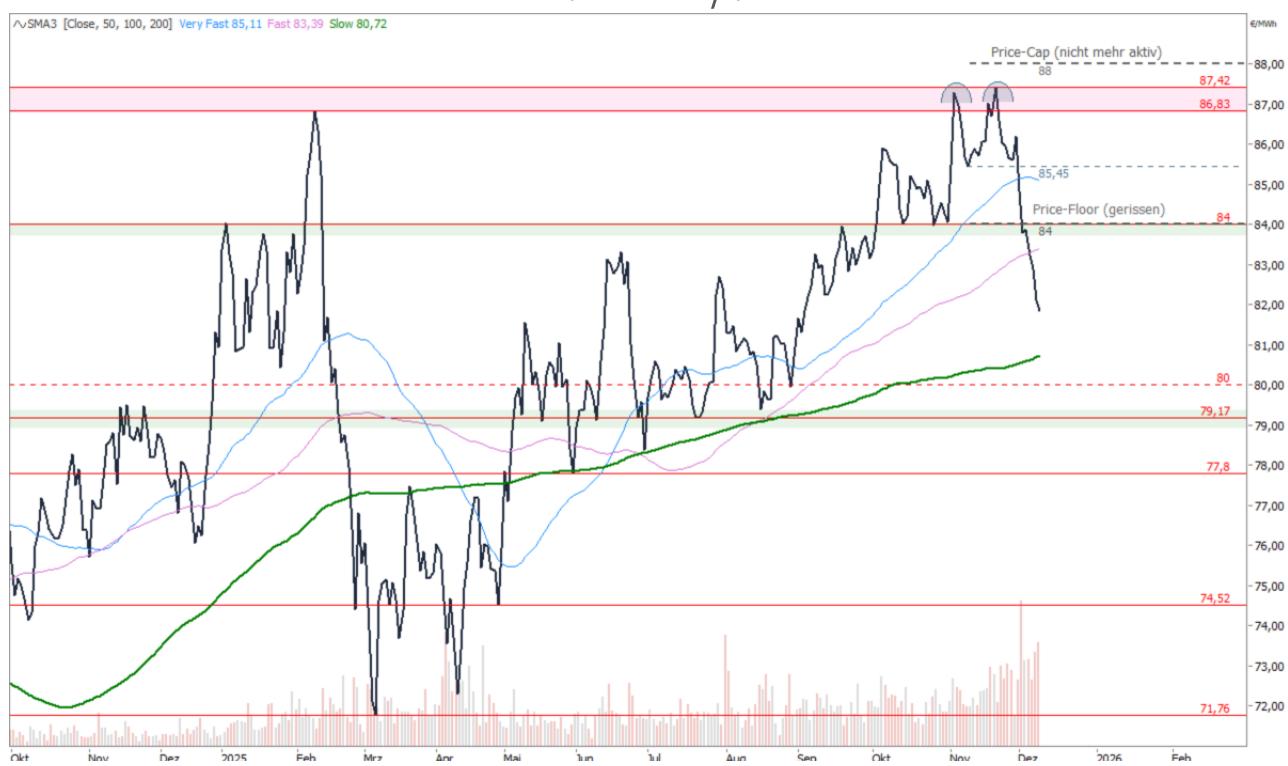


## Strom Cal 26 Base (3-Jahreschart) (EEX)



# Anhänge

## Strom Cal 27 Base (Daily) (EEX)



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



# Anhänge

## Strom Cal 28 Base (Daily) (EEX)

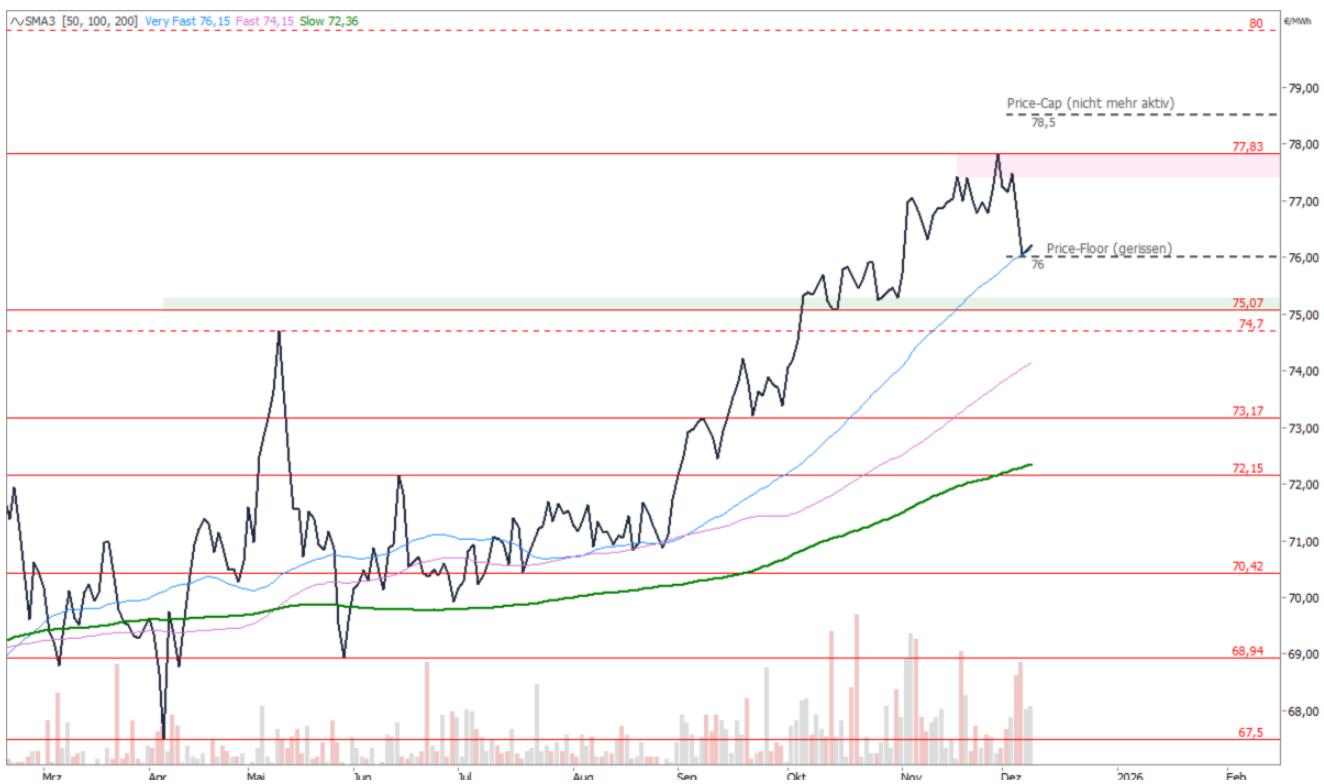


## Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart) (EEX)

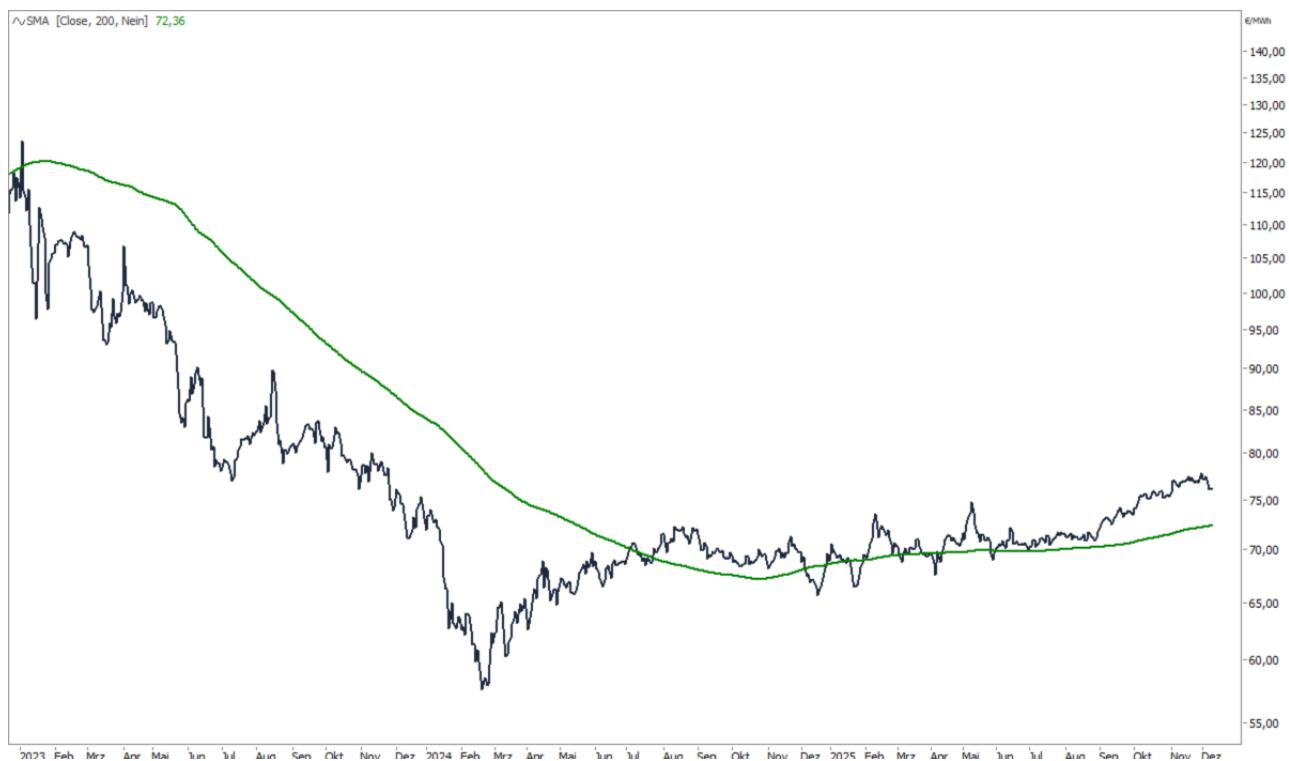


# Anhänge

# Strom Cal 29 Base (Daily) (EEX)



# Strom Cal 29 Base (3-Jahreschart) (EEG)



# 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	-	81,95	2.778	-4.028

# 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	-	78,92	2.778	-889

# Anhänge

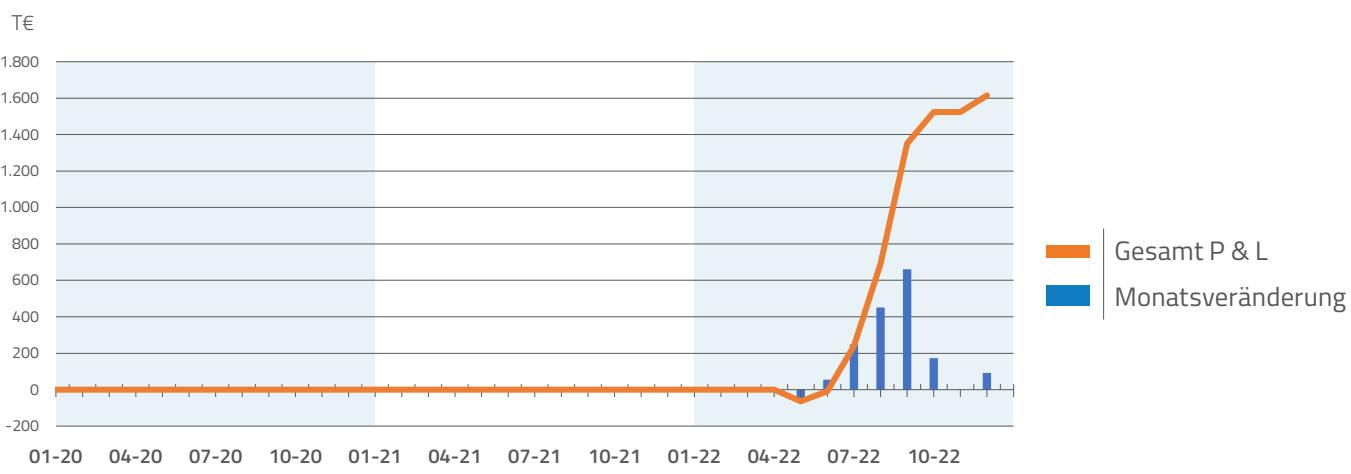
## P&L History

### 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.

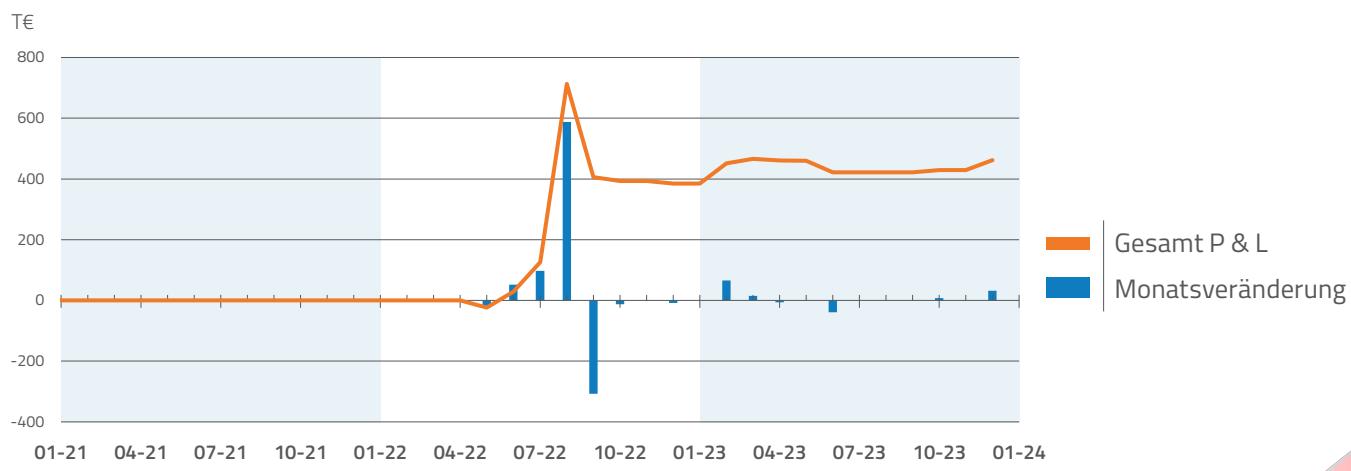


### Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

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

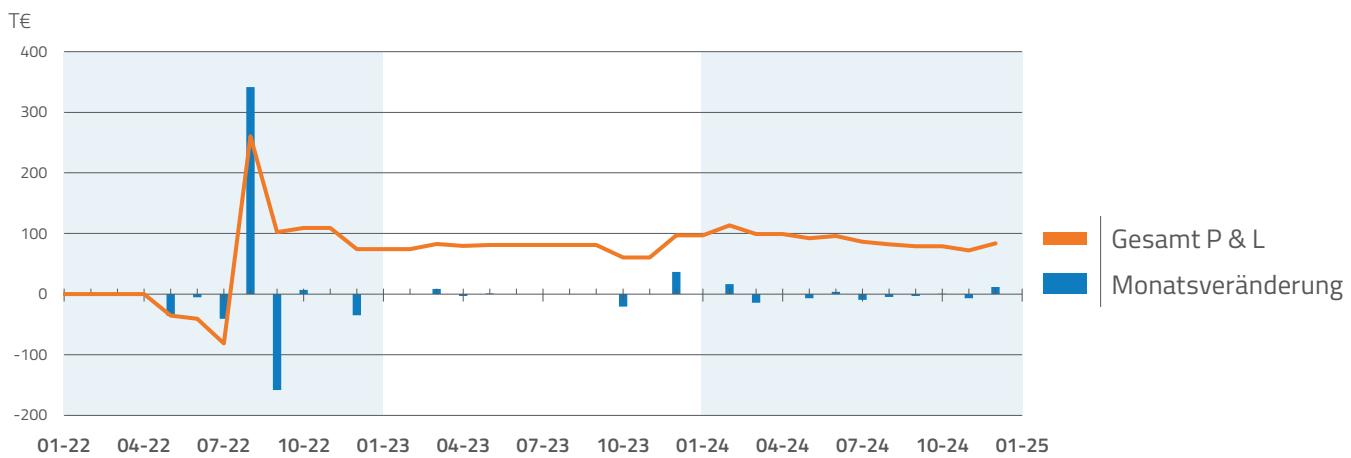
## P&L History

### 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 - Trachen-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 Trachenfixierung 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-Triggern „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 Trachen-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 Trachen-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-Triggers 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 Trachen-Fixierung zu einem deutlich höheren Preis erfolgen muss (Slippage). Das Definieren von „Price-Cap“-Marken garantiert also nicht das Erreichen eines bestimmten Trachen-Preises. Das Risiko steigt mit zunehmender Dauer zwischen dem Erreichen des Triggers und der Ausführung der Trachen-Fixierung.

### Schritt 4: Fixierung der Tranche

Die Trachenfixierung 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.

### Marktdata bereitgestellt von ICE Data Services

#### Risikohinweise

Die genannten Stoppmarken 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 Energemarkt 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 Erfüllungshelfer beruhen. Insbesondere besteht keine Haftung dafür, dass sich die in den Analysen enthaltenen Prognosen auch bewahrheiten. Die Informationen und Prognosen auf der Webseite 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 lizenzierte 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