

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Die Energiemärkte sind weiterhin stark von der Eskalation im Nahen Osten geprägt, insbesondere durch die eingeschränkte Passage der Straße von Hormus. Konjunkturell dürften sich bald erste Bremsspuren bemerkbar machen. Aus charttechnischer Sicht bleiben Preisrücksetzer beim Strom Cal 27 Base weiterhin eine Kaufgelegenheit. Bei den Lieferjahren 2028 und 2029 hat jeweils die 200-Tage-Linie als Widerstand gehalten, sodass sich diese Futures übergeordnet im Bärenmarkt befinden. Das Chartbild am langen Ende bleibt damit negativ. Die Backwardation könnte steiler werden. Bei der Portfolioausrichtung bleibt das Fazit nahezu unverändert, da die Volatilität hoch bleibt und damit auch die Herausforderungen für Kaufentscheidungen. Angesichts der hohen geopolitischen Unsicherheit halten wir daher vorerst an einer neutralen Ausrichtung zur Benchmark fest. Eine Neubewertung bleibt jederzeit möglich und würde bei veränderter Lage umgehend per Adhoc-Mailing kommuniziert.

Beschaffungstelegramm Cal 27: 0 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 2 Tranchen sind zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 06.02.2026 +++ letzter Fixierungspreis: 82,7 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 81,86 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 92,05 €/MWh (Schlusskurs 16.03.2026) +++ aktuelle Hedge-Quote 75 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

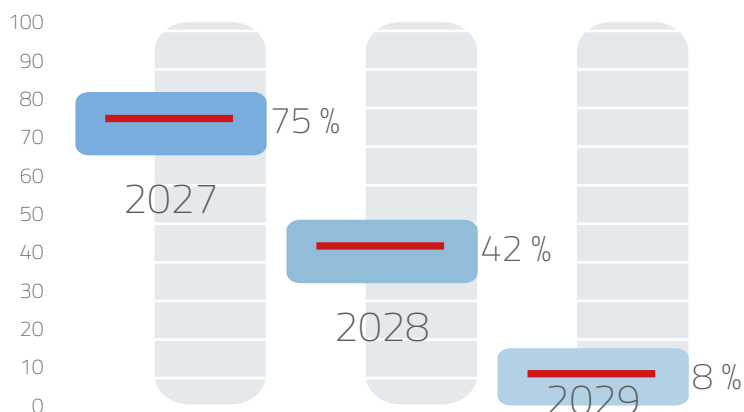
Inhalt

1. Markteinschätzung	02
2. Marktentwicklung	04
3. Aktuelles Beschaffungsportfolio	05
4. Taktische Allokation	06
5. Lieferjahr 2027 im Detail	07
6. Lieferjahr 2028 im Detail	09
7. Lieferjahr 2029 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: Die Bank of America weist nicht zu Unrecht darauf hin, dass die hohen Rohölpreise in der Regel fiskalische und geldpolitische Maßnahmen zur Abkühlung der Wirtschaft auslösen. So hatten die Geldmärkte zuvor eine nahezu sichere Leitzinssenkung im Juni in den USA eingepreist, doch zuletzt sank die Wahrscheinlichkeit hierfür auf etwa 25 Prozent. Somit kommt den zahlreichen Notenbanksitzungen in dieser Woche unerwartet eine erhebliche Bedeutung zu. Es ist zudem davon auszugehen, dass sich die hohen Energiepreise sukzessive immer stärker auf die übrigen Finanzmärkte, die sich bislang noch halbwegs wacker geschlagen haben, negativ auswirken und damit die Finanzierungsbedingungen spürbar verschärfen werden. Dies wiederum hätte spürbare Folgen für die weltweiten Wirtschaftsperspektiven. So senkte Goldman Sachs (GS) bereits seine BIP-Prognose für 2026 (viertes Quartal im Vergleich zum vierten Quartal) um 0,3 Prozentpunkte auf 2,2 Prozent. Gleichzeitig erhöhte GS das geschätzte Rezessionsrisiko für die nächsten zwölf Monate um 5 Prozentpunkte auf 25 Prozent und liegt damit um 10 Prozentpunkte über dem langfristigen durchschnittlichen Rezessionsrisiko. Auch in Deutschland haben die führenden deutschen Forschungsinstitute Mitte März Korrekturen vorgenommen – allerdings moderat. In ihren

Frühjahrgutachten gehen sie nun von einem preisbereinigten BIP-Zuwachs in Höhe von 0,8 Prozent in diesem Jahr und von 1,3 Prozent im nächsten Jahr aus, nach zuvor plus 1,1 bzw. 1,3 Prozent.

Fundamental: Die Energiemärkte sind weiterhin stark von der Eskalation im Nahen Osten geprägt, insbesondere durch die eingeschränkte Passage der Straße von Hormus. Eine schnelle internationale Absicherung der Handelsroute ist nicht in Sicht, wodurch Risiken für globale Energieflüsse bestehen bleiben. Trotz einzelner Schiffsbewegungen bleibt der LNG-Markt angespannt, während gleichzeitig mehrere fundamentale Faktoren die Preise für Gas und Öl stützen.

Auf europäischer Ebene deutet sich eine Reform des Emissionshandels mit potenziell steigenden Zertifikatsmengen an, was die CO₂-Preise belastet. Die EUA-Notierungen gaben am gestrigen Montagnachmittag deutlich nach und machten frühere Zugewinne zunichte, nachdem ein Schreiben der Europäischen Kommission bekannt wurde. Darin wird bestätigt, dass der Marktmechanismus überprüft werden soll, um kurzfristig die Preisvolatilität zu begrenzen. Die Marktteilnehmer reagierten sensibel auf diese Signale, obwohl es keine wirklichen Neuigkeiten waren und die politische Debatte

bereits seit Wochen läuft. Zusätzlich bleibt ein Vorschlag Italiens im Fokus, die Kosten des Emissionshandels für gasbasierte Stromerzeugung vorübergehend auszusetzen, auch wenn kurzfristig keine Entscheidung erwartet wird. Frankreich setzt sich dafür ein, den EU-Emissionshandel über das bisher erwartete Ende hinaus bis 2050 zu verlängern und die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten für bestimmte Industrien über 2034 hinaus fortzuführen. Der EU-Gipfel am 19. und 20. März könnte weitere Impulse für den Markt aussenden.

Insgesamt ergibt sich ein bullish Ausblick für fossile Energieträger bei gleichzeitig bearish Einschätzung für EUAs und einem neutralen Strommarkt.

(Fortsetzung auf nächster Seite)

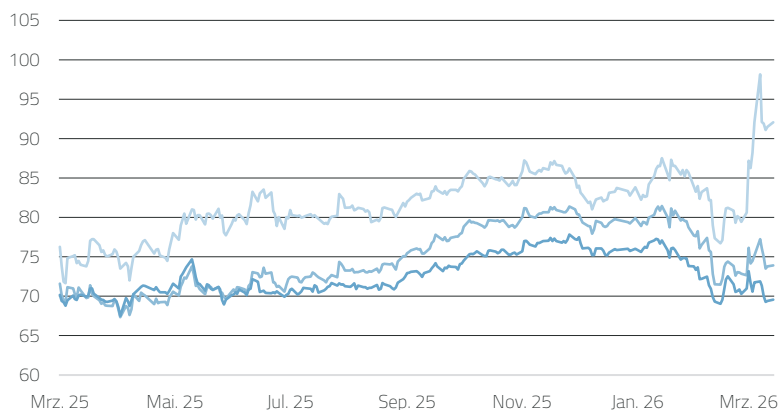
Strom- markt

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

2027
2028
2029

Preisentwicklung (Base)

€/MWh



Markt- einschätzung (2/2)

Charttechnik (siehe ab Seite 15): Weiterhin sorgt die geopolitische Eskalation im Nahen Osten für eine hohe Volatilität an den Energiemärkten. Der Strom Cal 27 Base Future befindet sich im Spannungsfeld zwischen stabilen Gas- und fallenden EUA-Preisen. Die hinteren Lieferjahre für Strom Cal 28 und Cal 29 haben vergleichsweise moderat reagiert, weshalb sich das Bild hier anders darstellt.

Strom Cal 27 Base: Während die Gaspreise am Dienstag im Einklang mit stabilen Ölpreisen zunächst weiter gestiegen sind, fallen die Kurse für die CO₂-Zertifikate deutlich unter die Marke bei 68 Euro/t CO₂. Strom Cal 27 Base zeigt sich erneut im Spannungsfeld zwischen beiden Commodities. Blickt man auf den Chart, setzt sich die Erkenntnis durch, dass nach dem Kurshoch bei 98,15 Euro/MWh intensive Käufe zuletzt ausblieben. Aufgrund der hohen Risiken aufgrund des Nahost-Konfliktes betrachten wir Preisrücksetzer als sinnvolle Gelegenheit für Absicherungen. Anhand des Liniencharts wird deutlich, dass der Bereich 87,5 Euro/MWh eine wichtige Unterstützung darstellt. Darunter bleibt die 200-Tage-Linie bei 83,21 Euro/MWh ein interessantes Level. Nach wie vor besteht bei offenen Positionen ein erhöhtes Upside- und Slippage-Risiko.

Auch das **Strom Cal 28 Base** zog in Folge der

Nahosteskalation ebenfalls an, die Preisausschläge fielen allerdings deutlich geringer aus als bei den vorderen Futures. Bemerkenswert ist, dass weiterhin die 200-Tage-Linie bei aktuell 76,32 Euro/MWh als Widerstand fungiert hat. Ein erneuter Anstieg über diesen wichtigen gleitenden Durchschnitt ist nicht erfolgt. Sollten die Preise weiter abgeben können, ist auf dem Tief von Mitte Februar bei 71,42 Euro/MWh eine Kursstabilisierung zu erwarten. Darunter wartet die psychologische 70-Euro-Marke, die für Kaufinteresse sorgen könnte.

Auch beim **Strom Cal 29 Base** Future konnte die 200-Tage-Linie bei derzeit 73,33 Euro/MWh als Widerstand fungieren und diese nicht überwinden. Damit bleibt das längere Ende der Strom-Terminkurve im übergeordneten Bärenmarkt. Zuletzt fiel der Kontrakt im Linienchart sogar auf ein neues Tief unterhalb von 69 Euro/MWh. Der nächste Support findet sich bei 67,5 Euro/MWh. Eine Rückeroberung der 200-Tage-Linie bei 73,33 Euro/MWh wäre bullish zu interpretieren.

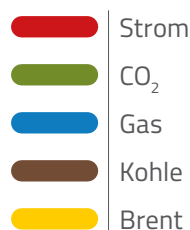
Fazit (Charttechnik): Die Preisentwicklung am Strommarkt wird gerade beim Strom Cal 27 Base weiterhin von der Geopolitik bestimmt. Preisrücksetzer bleiben in diesem Lieferjahr weiterhin eine Kaufgelegenheit. Bei den Lieferjahren 2028 und 2029 hat jeweils die 200-Tage-Linie als Widerstand gehalten,

sodass sich diese Futures übergeordnet im Bärenmarkt befinden. Das Chartbild am langen Ende bleibt damit negativ. Die Backwardation könnte steiler werden.

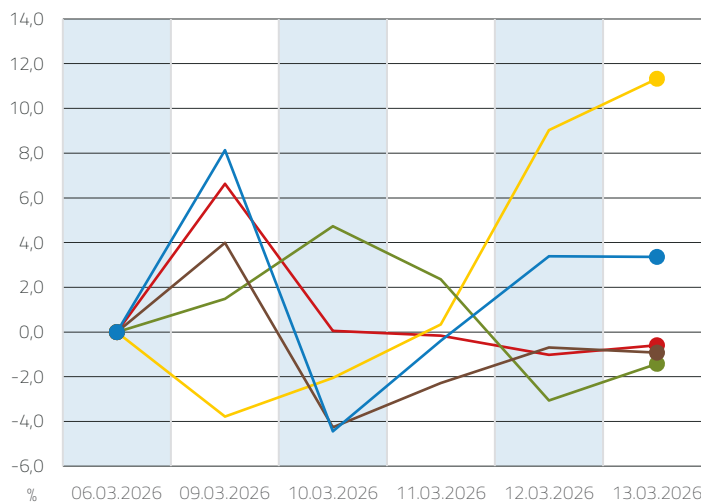
Portfolioausrichtung: Auch bei der Portfolioausrichtung bleibt das Fazit nahezu unverändert, da die Volatilität hoch bleibt und damit auch die Herausforderungen für Kaufentscheidungen. Sollte die Blockade der Straße von Hormus länger anhalten, ist weiteres Aufwärtspotenzial wahrscheinlich. Umgekehrt würden Deeskalationsanzeichen die eingepreiste Risikoprämie wieder abschmelzen lassen. Wie in der Vorwoche dargestellt, ist in unserem Musterportfolio die Benchmark unser Gradmesser. Vor diesem Hintergrund würde eine Long-Position eine bewusste Positionierung auf ein anhaltendes Eskalationsszenario bedeuten und damit ein erhebliches Rückschlagsrisiko tragen, sollte der Krieg im Iran kurzfristig enden und die Blockade der Straße von Hormus damit aufgelöst werden. Angesichts der hohen geopolitischen Unsicherheit halten wir daher vorerst an einer neutralen Ausrichtung zur Benchmark fest. Eine Neubewertung bleibt jederzeit möglich und würde bei veränderter Lage umgehend per Adhoc-Mailing kommuniziert.

Markt- entwicklung

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



Energiemarktentwicklung KW 12



Markt- rückblick

Nachdem die vorangegangene Kalenderwoche 10 durch den Beginn der Operation „Epic Fury“ und die daraus resultierende De-facto-Blockade der Straße von Hormus einen historischen Angebotsschock markierte, setzte sich in der KW 11 die politisch getriebene Volatilität weiter fort. Am Montag preisten die Energiemärkte zunächst die Eskalation vom Wochenende mit massiven Risikoaufrühen ein, daraufhin entwickelte sich die Woche jedoch zu einem Tauziehen zwischen diplomatischen Hoffnungszeichen und der harten Realität anhaltender Produktionsausfälle. Die Sorge vor einer strukturellen Knappheit von Öl und Gas wurde kurzzeitig durch verbale Meldungen aus Washington unterbrochen, nur um im Wochenverlauf durch erneute Angriffe sowie politische Rückzieher wieder an Fahrt zu gewinnen.

Während US-Präsident Trump ein Ende der

Kämpfe suggerierte, intensivierten sich die Angriffe auf die Energieinfrastruktur. Am Donnerstag kletterte Brent wieder über die 100-US-Dollar-Marke, nachdem Berichte über Angriffe auf Öltanker in irakischen Gewässern und die Evakuierung des omanischen Exporthafens Mina Al Fahal, der außerhalb der Straße von Hormus liegt, die Runde machten. Auch die von der IEA koordinierte Freigabe von historisch hohen 400 Millionen Barrel aus strategischen Reserven konnte den Aufwärtstrend nicht nachhaltig brechen, da logistische Begrenzungen und ein täglicher Produktionsausfall von geschätzten 16 Millionen Barrel in der Golfregion die physische Bilanz weiterhin belasten.

Ein völlig konträres Bild bot der CO₂-Markt. Während die fossilen Energieträger durch das Nahost-Risiko gestützt wurden, gerieten die EUAs am Donnerstagnachmittag unter massiven Verkaufsdruck. Innerhalb von nur 15

Minuten fiel der EUA-Dez-26-Future um 4,8 Prozent, nachdem ein Bloomberg-Bericht über Maßnahmen der Europäischen Kommission zur Senkung der CO₂-Kosten veröffentlicht wurde. Diskutiert werden Anpassungen der Marktstabilitätsreserve (MSR) und Erleichterungen bei der kostenlosen Zuteilung für die Industrie, um die durch die Krise explodierenden Strompreise zu dämpfen. Italien fordert auf dem kommenden EU-Gipfel sogar eine vorübergehende Aussetzung des Systems.

Beschaffungsportfolio Strom

aktuell

2027



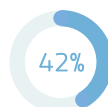
Floor Cap

Tranche geschlossen

Lieferjahr 2027

27 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.4. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.7. | Hedge-Quote: 75 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 81,86 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 81,51 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2028



Floor Cap

Tranche geschlossen

Lieferjahr 2028

15 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.4. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.7. | Hedge-Quote: 42 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 74,45 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 74,24 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2029



Floor Cap

Tranche geschlossen

Lieferjahr 2029

3 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.4. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.7. | Hedge-Quote: 8 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 70,00 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 69,84 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2027	31.07.2026	82,70 €/MWh	92,05 €/MWh	-	-	geschlossen
2028	31.07.2026	78,09 €/MWh	73,90 €/MWh	-	-	geschlossen
2029	31.07.2026	74,79 €/MWh	69,50 €/MWh	-	-	geschlossen

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	27 von 36	75 GWh	75 %	81,86 €/MWh	81,51 €/MWh	2	0	- 34.722 €
2028	15 von 36	42 GWh	42 %	74,45 €/MWh	74,24 €/MWh	2	0	- 20.472 €
2029	3 von 36	8 GWh	8 %	70,00 €/MWh	69,84 €/MWh	2	0	- 15.639 €

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

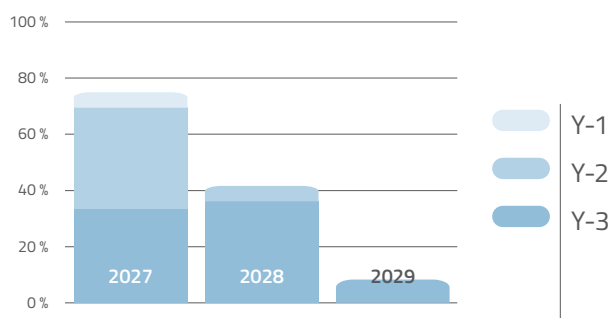
EnerChase vs. Benchmark

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.

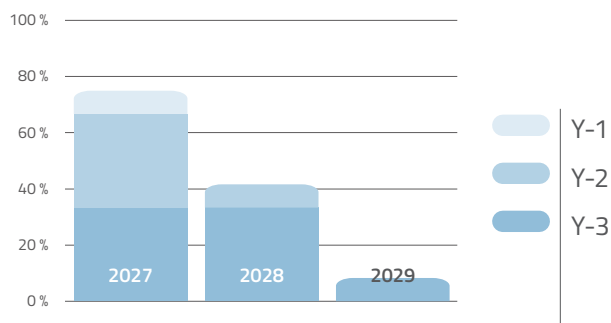
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	75 %	6 %	36 %	33 %
2028	42 %		6 %	36 %
2029	8 %			8 %



Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	75 %	8 %	33 %	33 %
2028	42 %		8 %	33 %
2029	8 %			8 %



Aktive Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	0 %	-3 %	3 %	0 %
2028	0 %		-3 %	3 %
2029	0 %			0 %

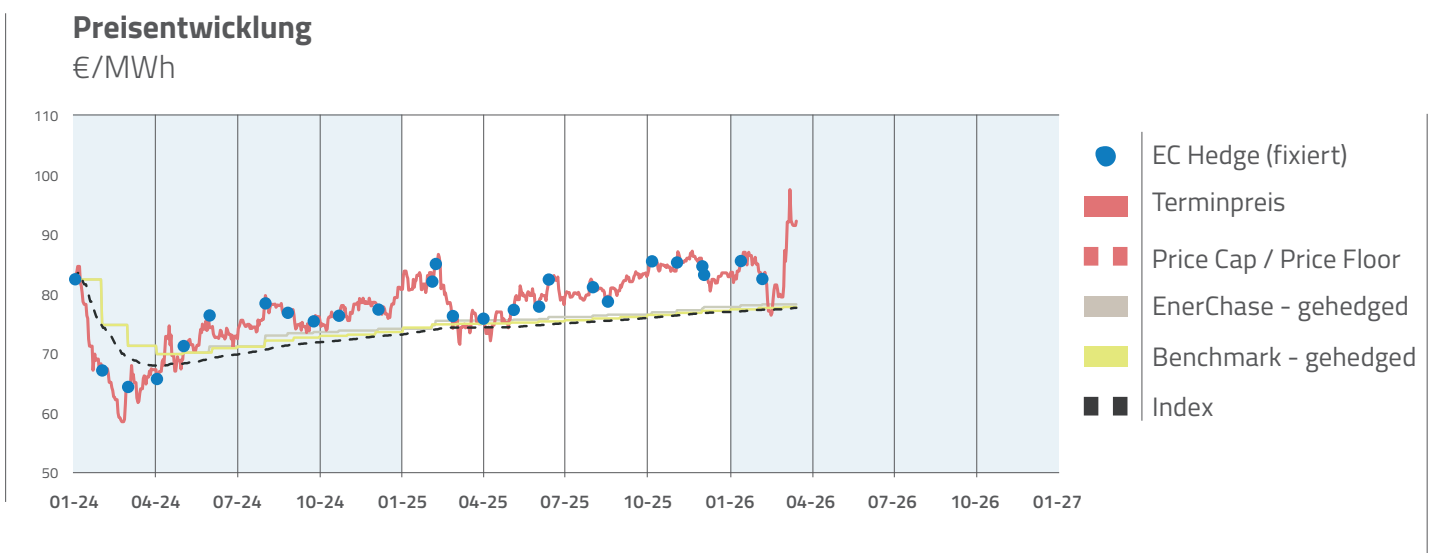
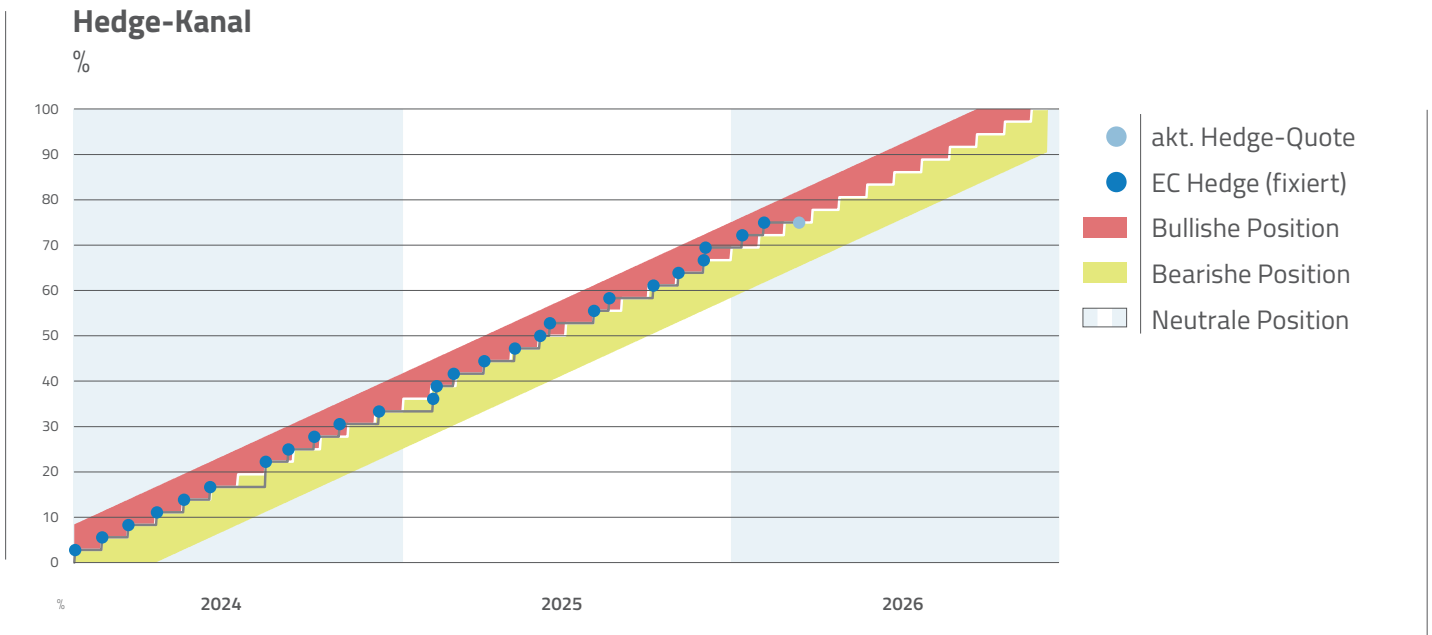


Strom

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	27 von 36	75 GWh	75 %	81,86 €/MWh	81,51 €/MWh	2	0	- 34.722 €

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

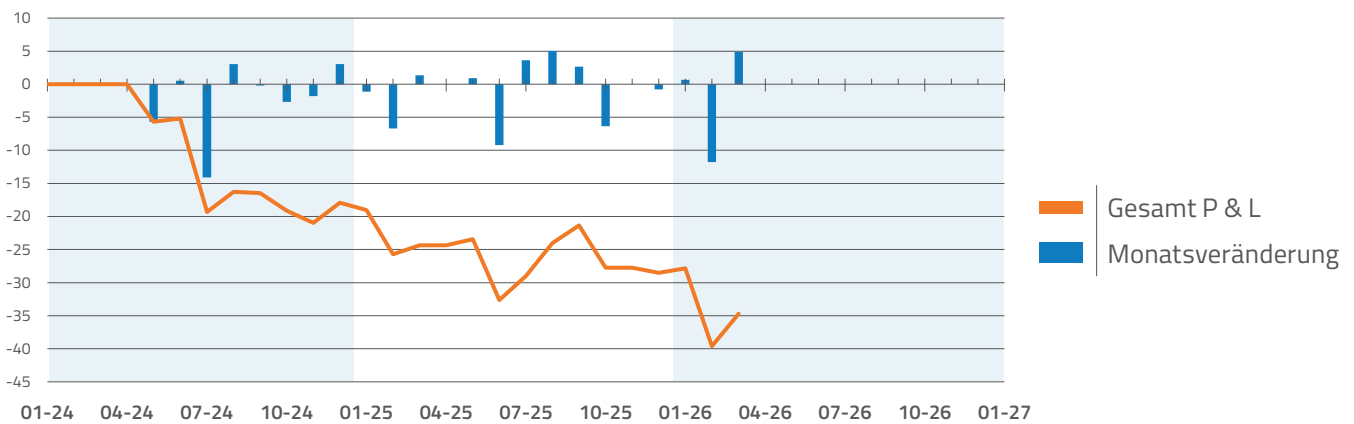
2027

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.

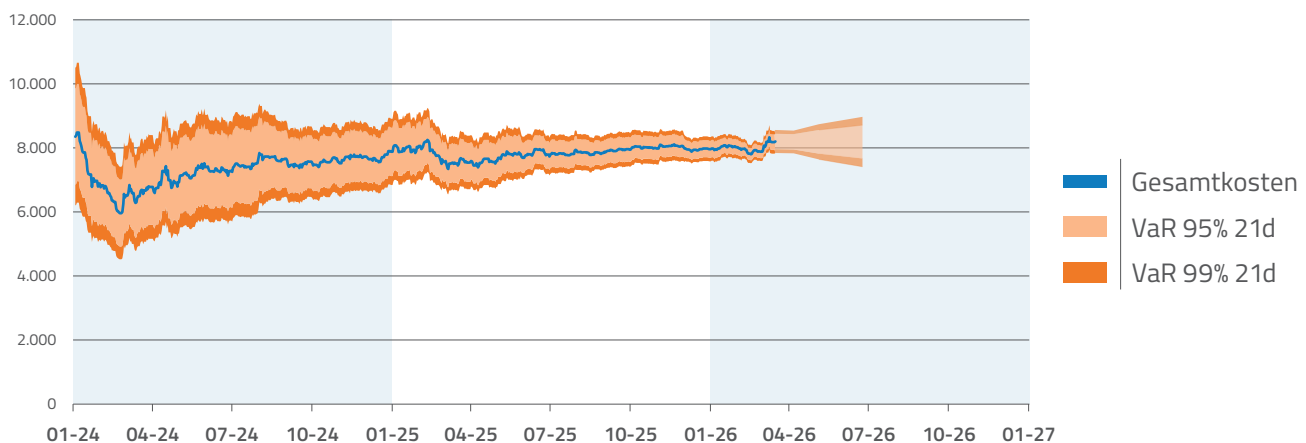
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



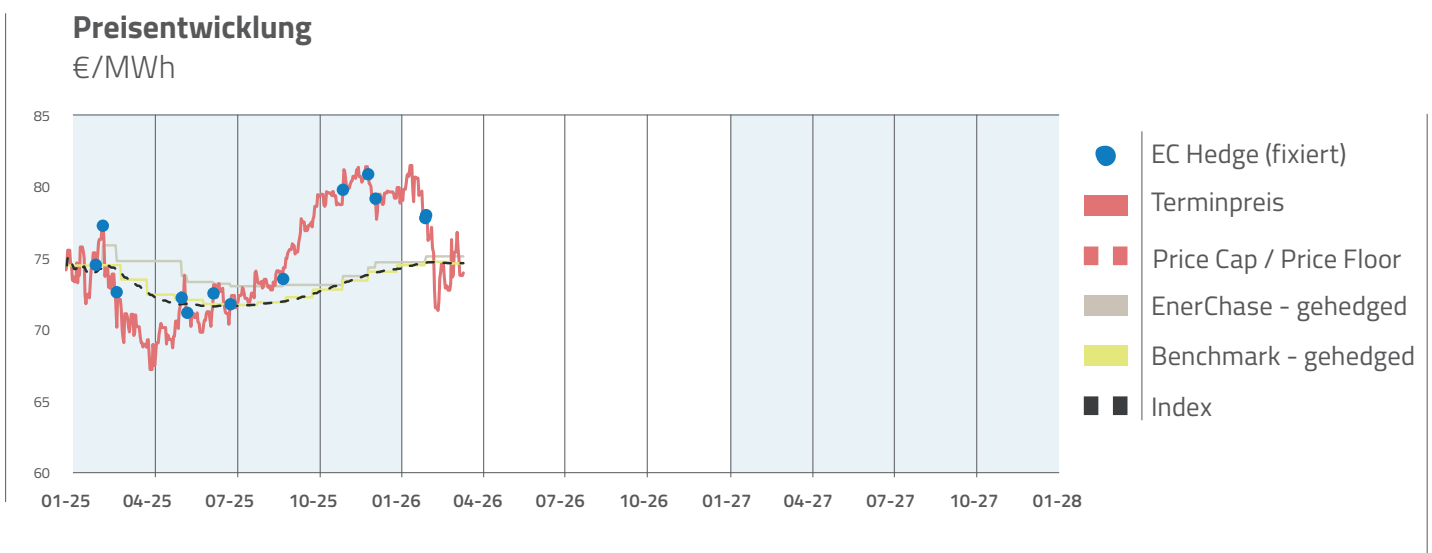
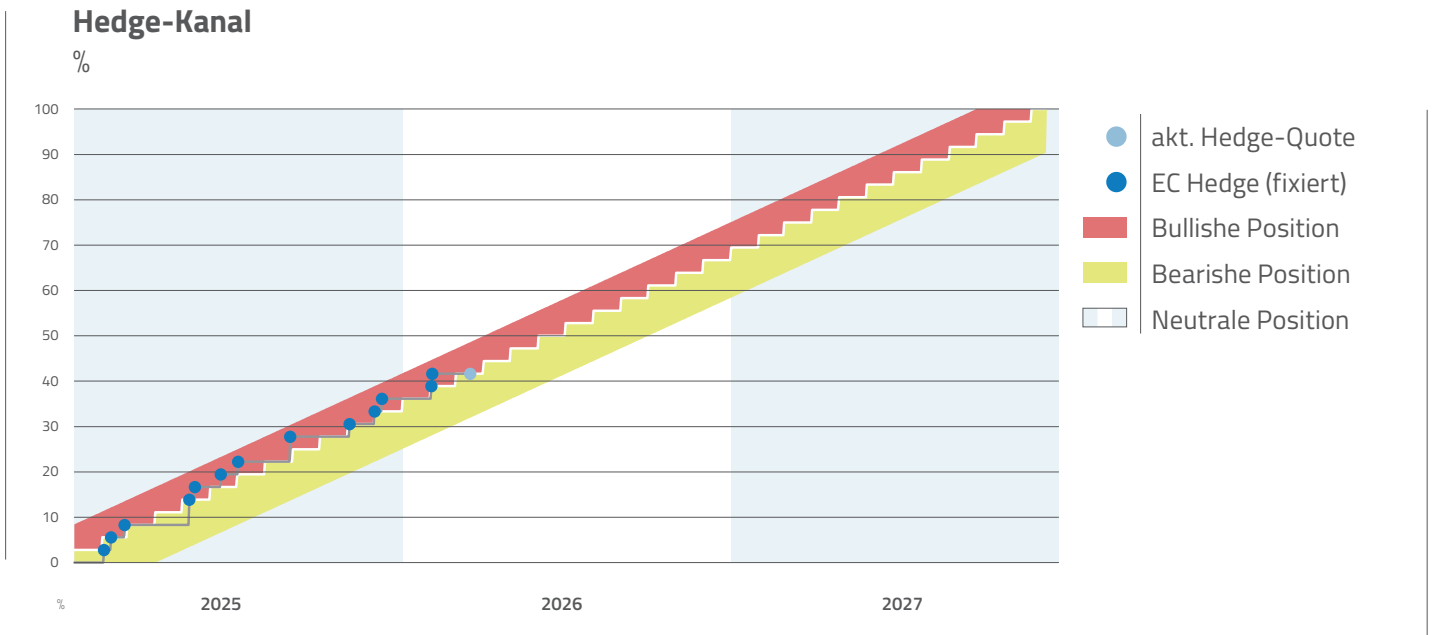
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	8.196 T€	- 34.722 €	7.947 - 8.425 T€ (95%) 7.829 - 8.543 T€ (99%)	7.818 - 8.554 T€ (95%) 7.635 - 8.737 T€ (99%)	7.665 - 8.707 T€ (95%) 7.407 - 8.965 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			82,50 - 101,60 €/MWh (95%) 77,76 - 106,34 €/MWh (99%)	77,31 - 106,79 €/MWh (95%) 70,01 - 114,09 €/MWh (99%)	71,21 - 112,89 €/MWh (95%) 60,87 - 123,23 €/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	15 von 36	42 GWh	42 %	74,45 €/MWh	74,24 €/MWh	2	0	- 20.472 €

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

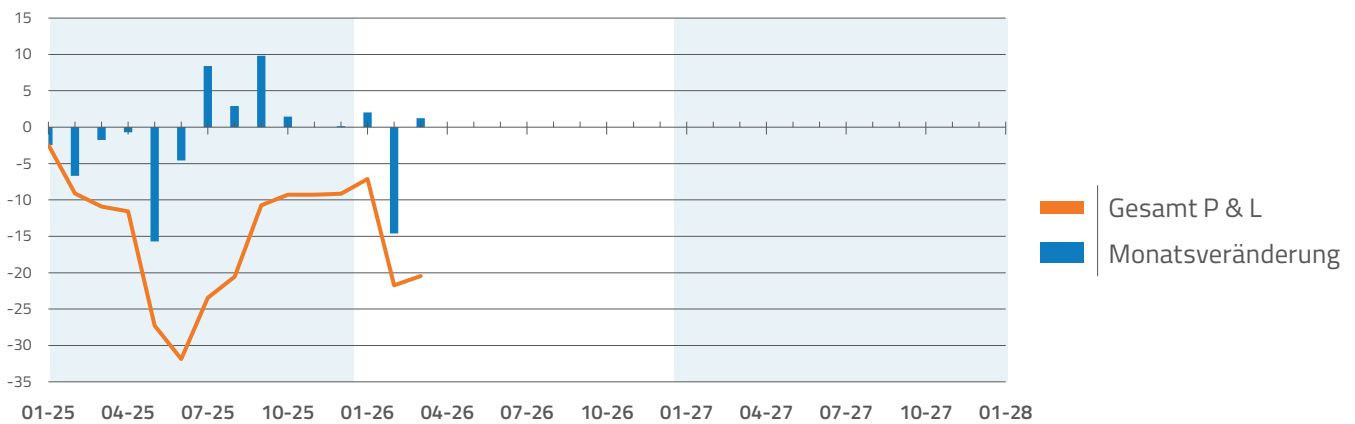
2028

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.

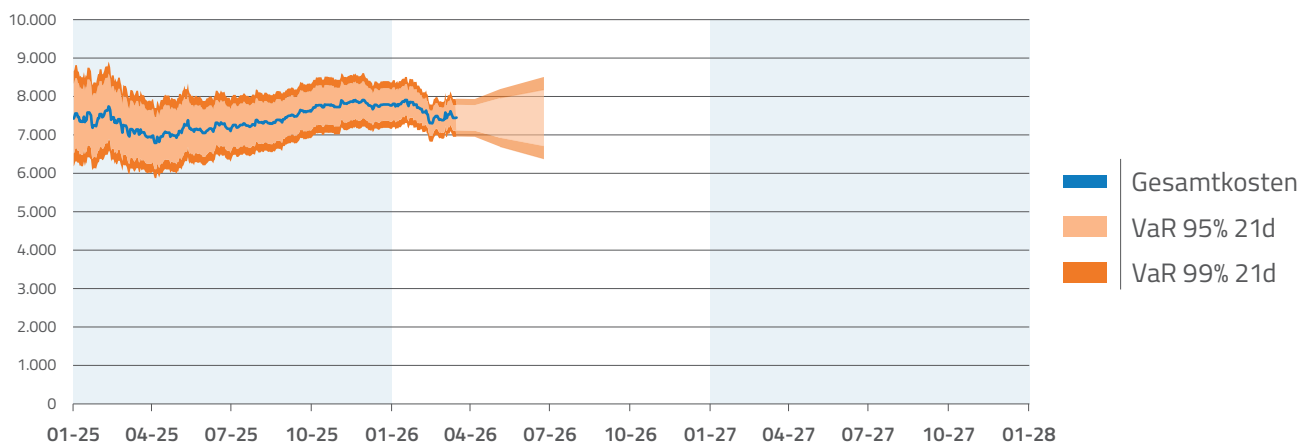
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



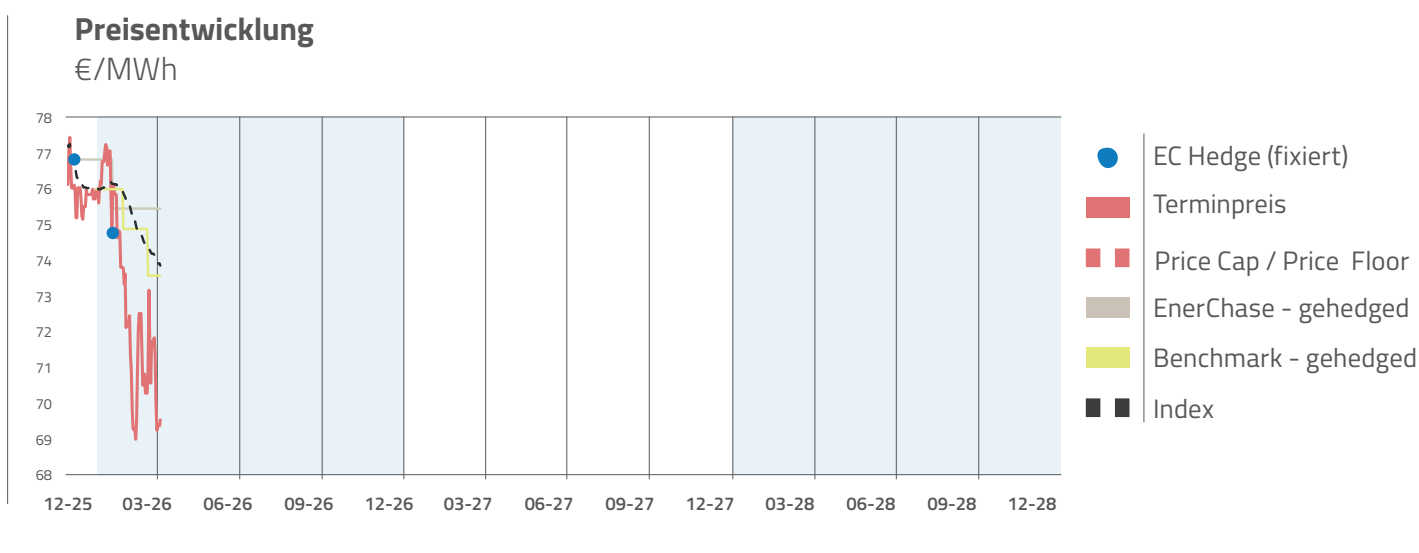
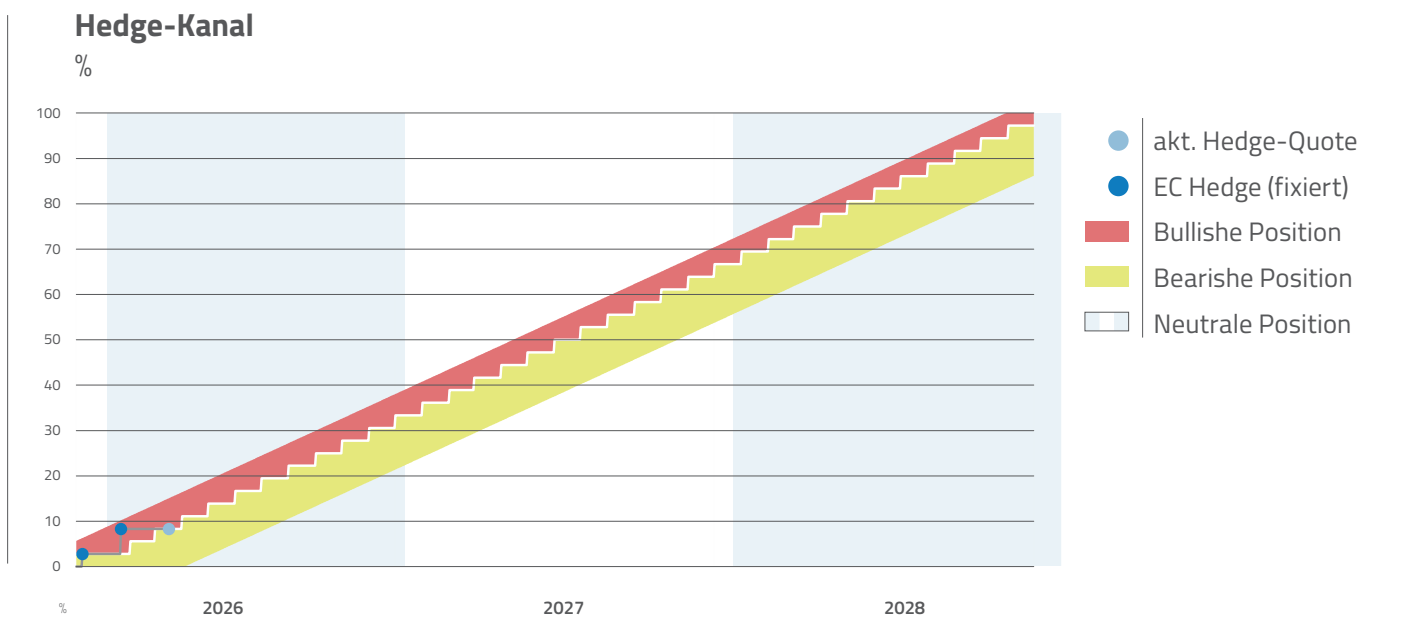
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	7.454 T€	- 20.472 €	7.110 - 7.779 T€ (95%) 6.957 - 7.933 T€ (99%)	6.929 - 7.961 T€ (95%) 6.692 - 8.198 T€ (99%)	6.715 - 8.174 T€ (95%) 6.380 - 8.510 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			68,17 - 79,63 €/MWh (95%) 65,53 - 82,27 €/MWh (99%)	65,05 - 82,75 €/MWh (95%) 60,99 - 86,81 €/MWh (99%)	61,39 - 86,41 €/MWh (95%) 55,64 - 92,16 €/MWh (99%)

Strom

2029

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
2029	3 von 36	8 GWh	8 %	70,00 €/MWh	69,84 €/MWh	2	0	- 15.639 €

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

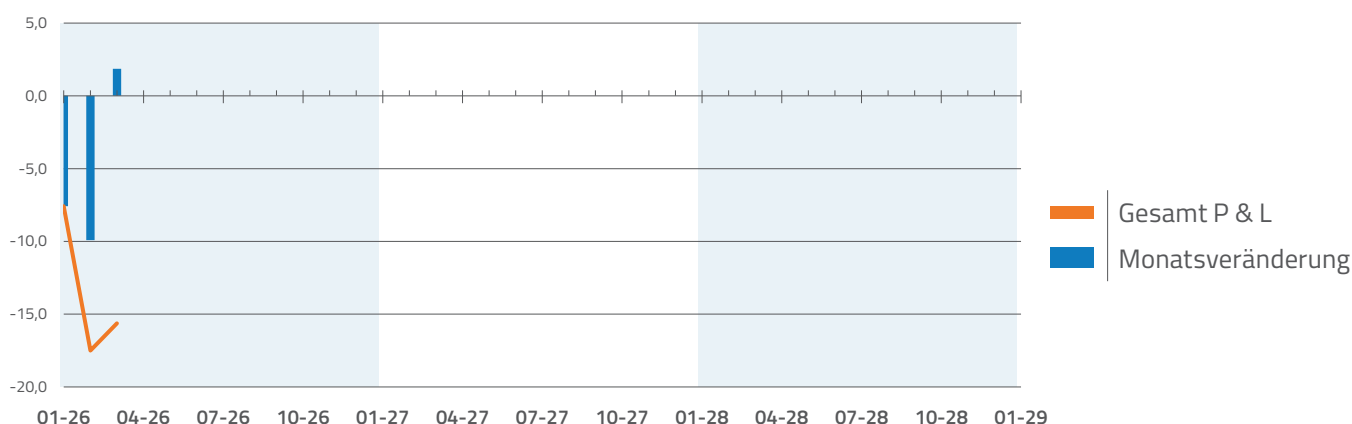
2029

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.

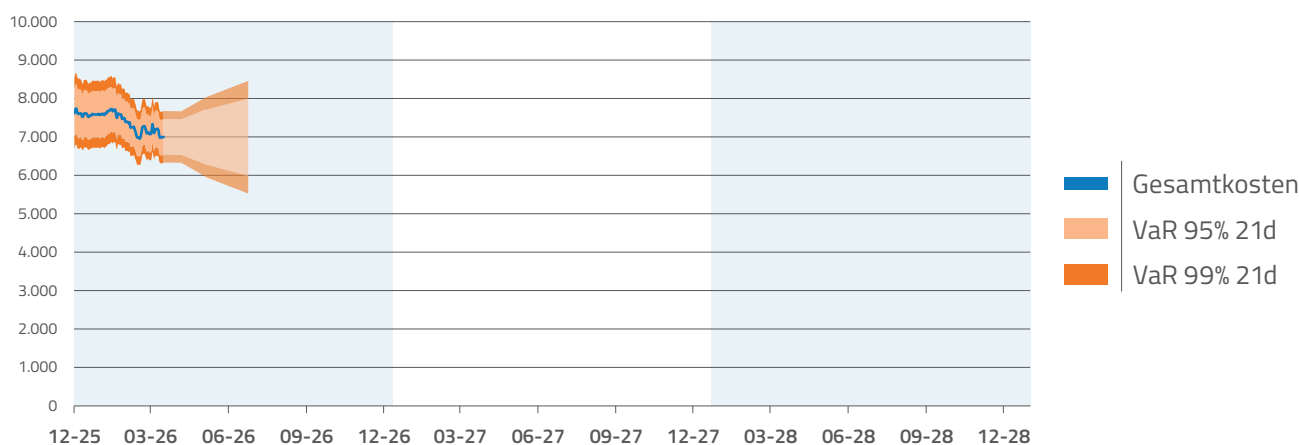
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2029	7.005 T€	- 15.639 €	6.536 - 7.463 T€ (95%) 6.329 - 7.671 T€ (99%)	6.284 - 7.715 T€ (95%) 5.965 - 8.035 T€ (99%)	5.988 - 8.011 T€ (95%) 5.536 - 8.464 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			64,44 - 74,56 €/MWh (95%) 62,18 - 76,82 €/MWh (99%)	61,70 - 77,30 €/MWh (95%) 58,21 - 80,79 €/MWh (99%)	58,46 - 80,54 €/MWh (95%) 53,53 - 85,47 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 81,86 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 75 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 92,05 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.186 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 74,45 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 42 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 73,90 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.445 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2029 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 70,00 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 8 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 69,50 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.000 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	78,46	75,21	75,48
enerchase - offene Position	92,05	73,90	69,50
enerchase - gesamt	81,86	74,45	70,00
Benchmark - gesamt	81,51	74,24	69,84
enerchase vs. BM - gesamt*	0,35	0,20	0,16
enerchase - gehedged in Y-1	84,22		
enerchase - gehedged in Y-2	81,36	77,99	
enerchase - gehedged in Y-3	74,36	74,78	75,48

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

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	75,00	41,67	8,33
enerchase - offene Position	25,00	58,33	91,67
enerchase - gesamt	100,00	100,00	100,00
Benchmark - offene Position	25,00	58,33	91,67
enerchase vs. BM - offene Position*	0,00	0,00	0,00
enerchase - gehedged in Y-1	5,56		
enerchase - gehedged in Y-2	36,11	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	36,11	8,33

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

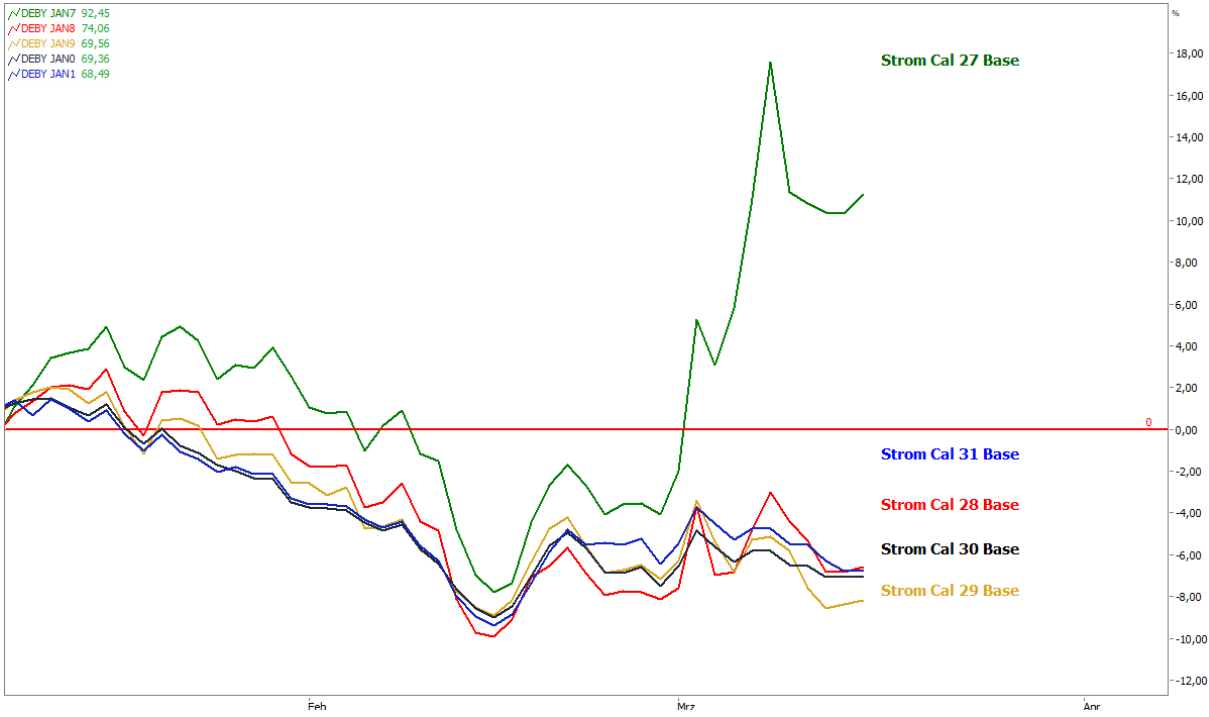
Beschaffungskosten

(in T€)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	5.885	3.134	629
enerchase - offene Position	2.301	4.311	6.371
enerchase - gesamt	8.186	7.445	7.000
Benchmark - gesamt	8.151	7.424	6.984
enerchase vs. BM - gesamt*	35	20	16
enerchase - gehedged in Y-1	468		
enerchase - gehedged in Y-2	2.938	0	
enerchase - gehedged in Y-3	2.479	2.701	629

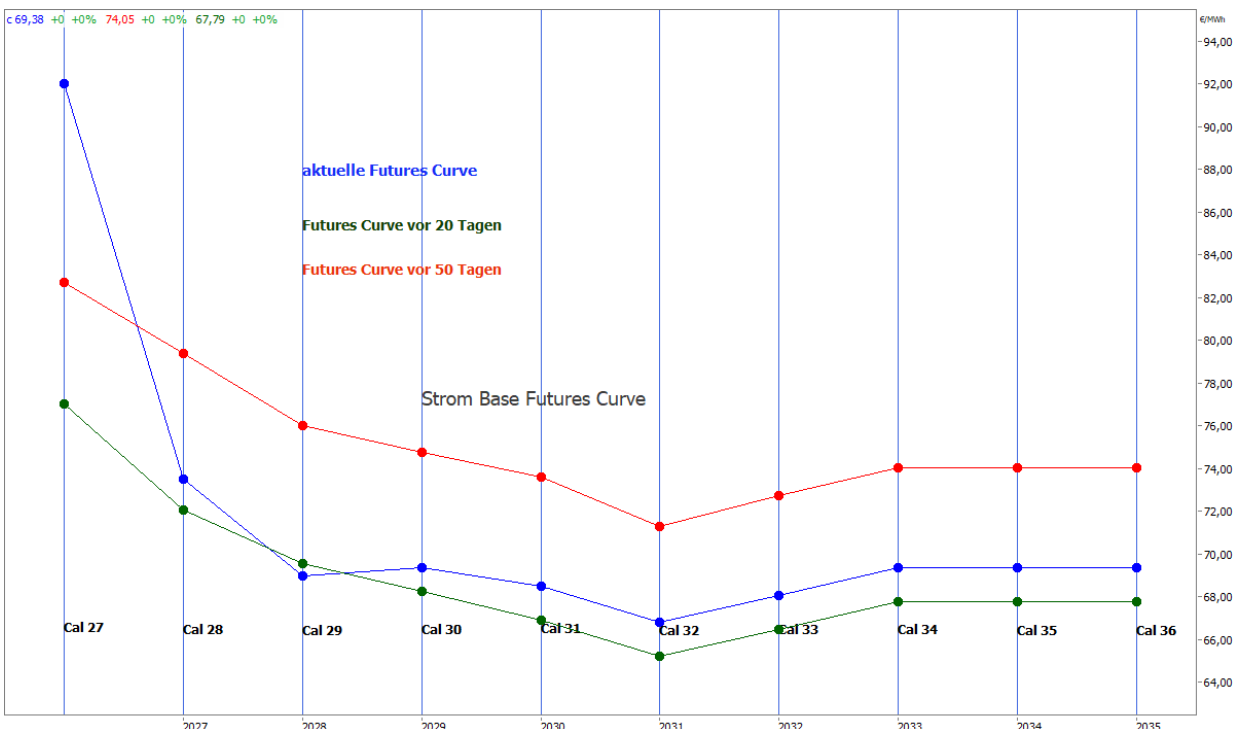
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

Indexierter Preisverlauf Strom Frontjahre Base (Startpunkt: 01.01.2026) (EEX)



Strom Forward Curve



Anhänge

Strom Cal 27 Base (EEX)

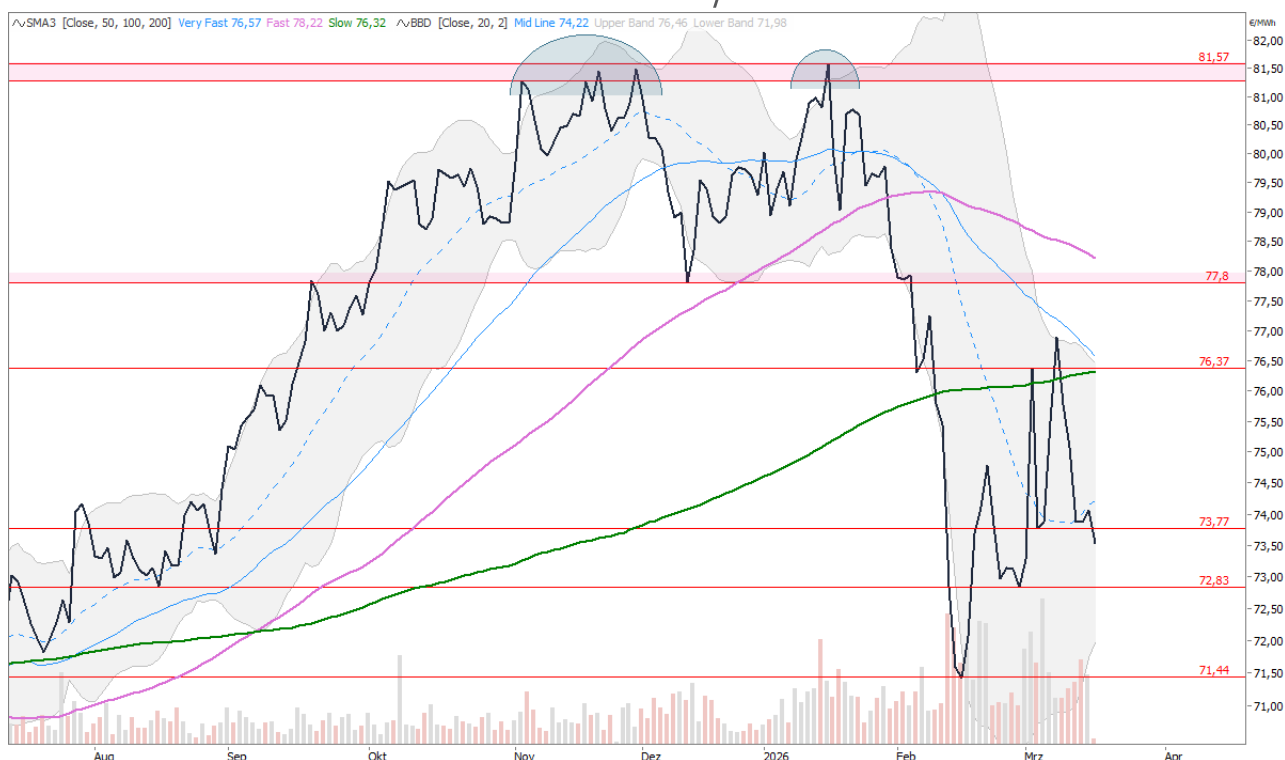


Strom Cal 27 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily) (EEX)

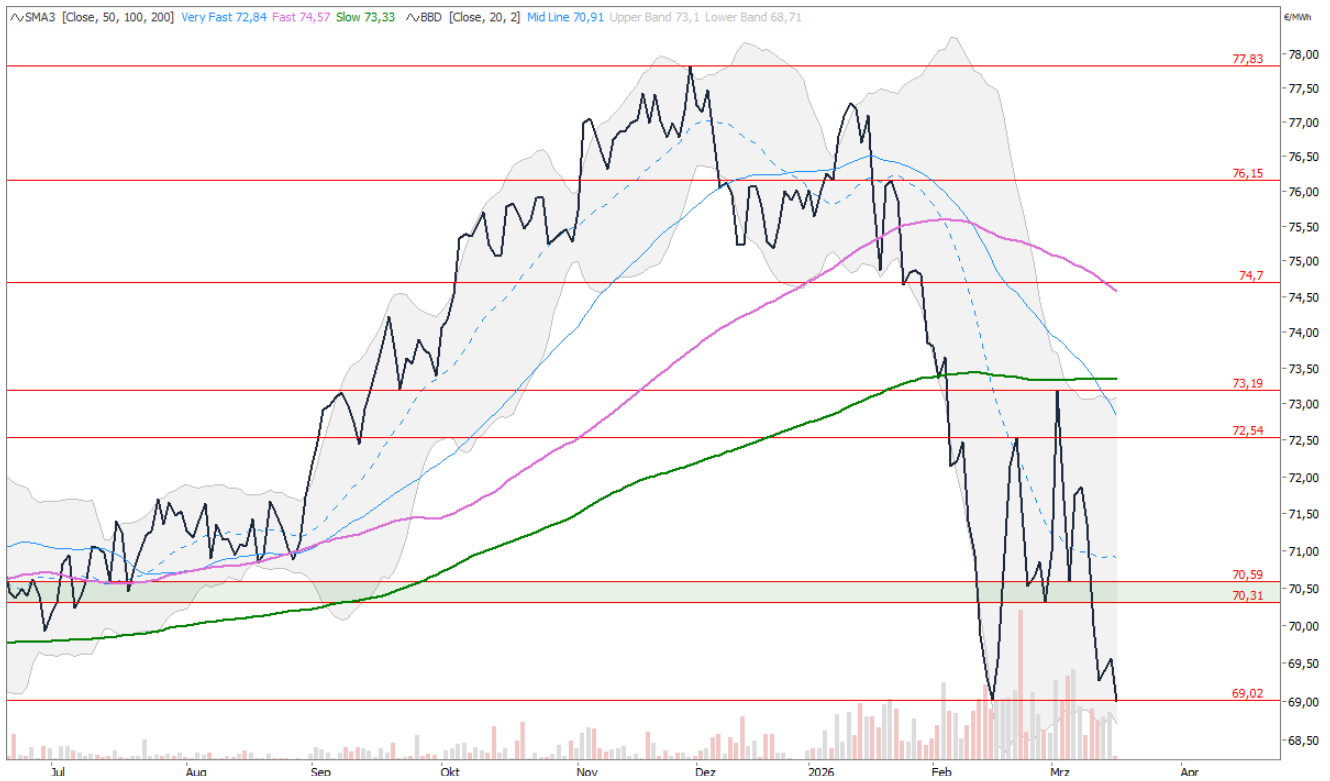


Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 29 Base (Daily) (EEX)



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



Anhänge

Deal History Lieferjahr 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	02.01.2026	83,85	2.778	1.250
13.01.2026	85,74	02.02.2026	84,00	2.778	-4.833
06.02.2026	82,70	02.03.2026	81,47	2.778	-3.417

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	02.01.2026	80,02	2.778	2.167
02.02.2026	77,88	02.02.2026	77,88	2.778	0
03.02.2026	78,09	02.03.2026	73,28	2.778	-13.361

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2029

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
08.12.2025	76,85	02.01.2026	76,02	2.778	-2.306
21.01.2026	74,79	02.02.2026	73,80	2.778	-2.750
21.01.2026	74,79	02.03.2026	70,98	2.778	-10.583

Anhänge

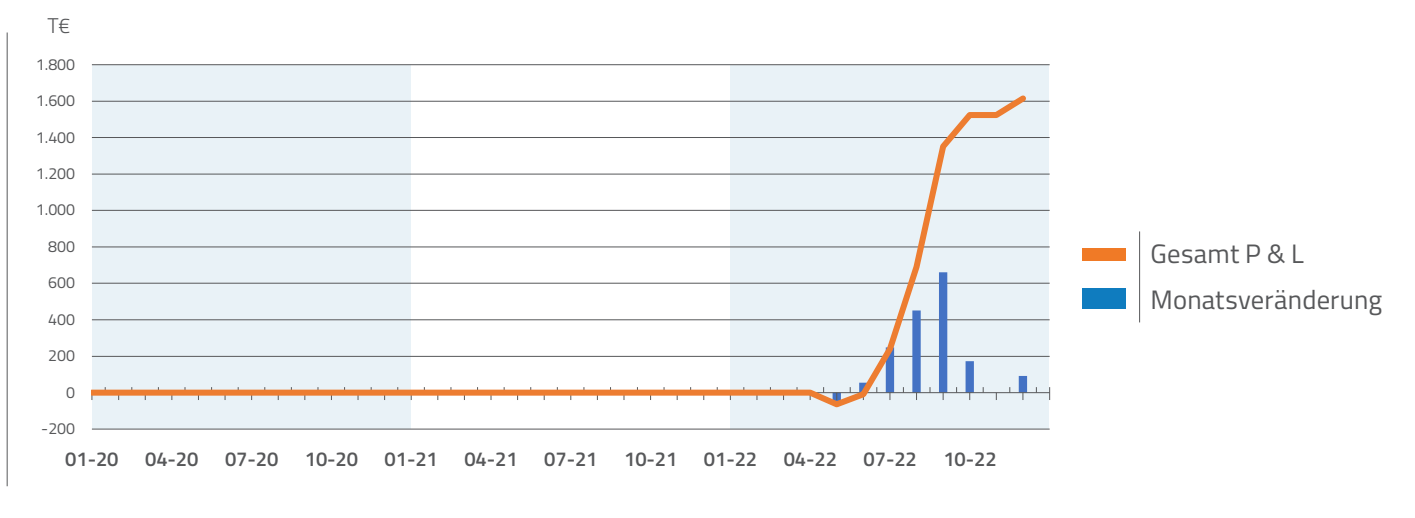
P&L History

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.

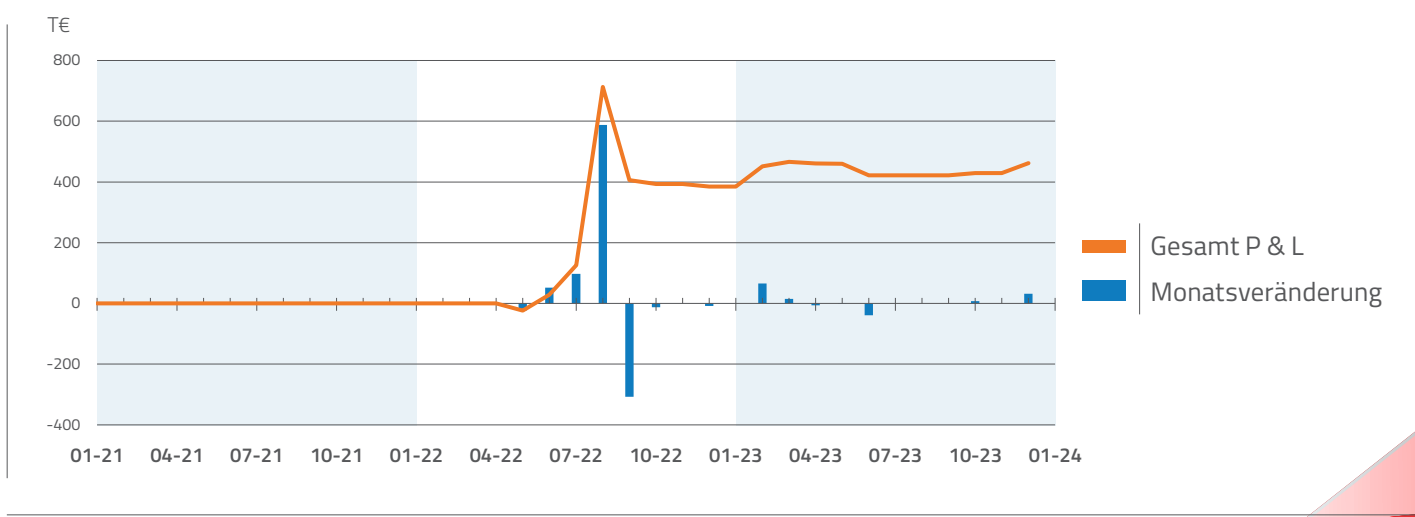


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

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

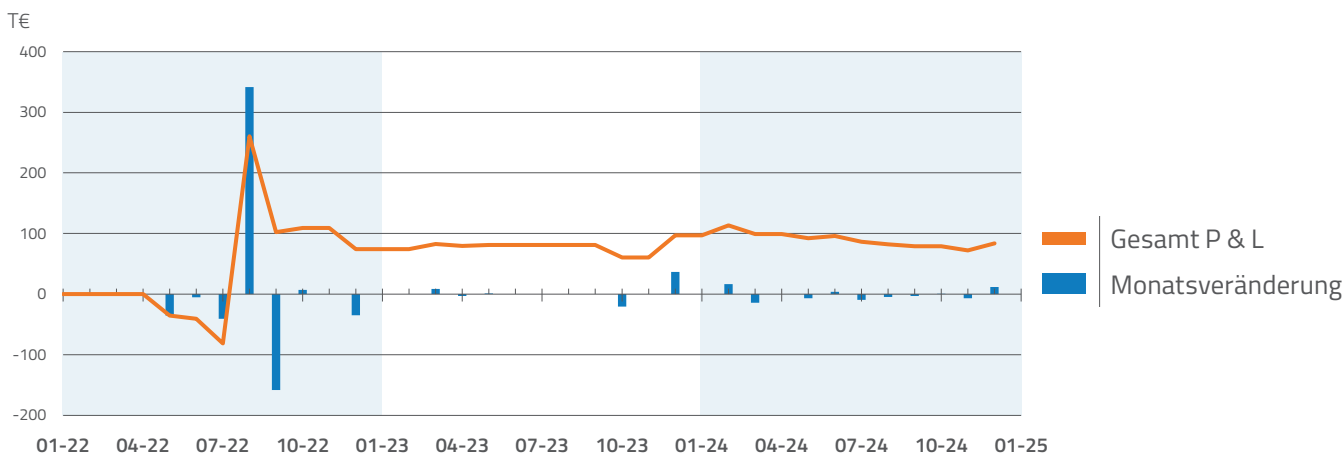
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2025

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2025 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2024 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.

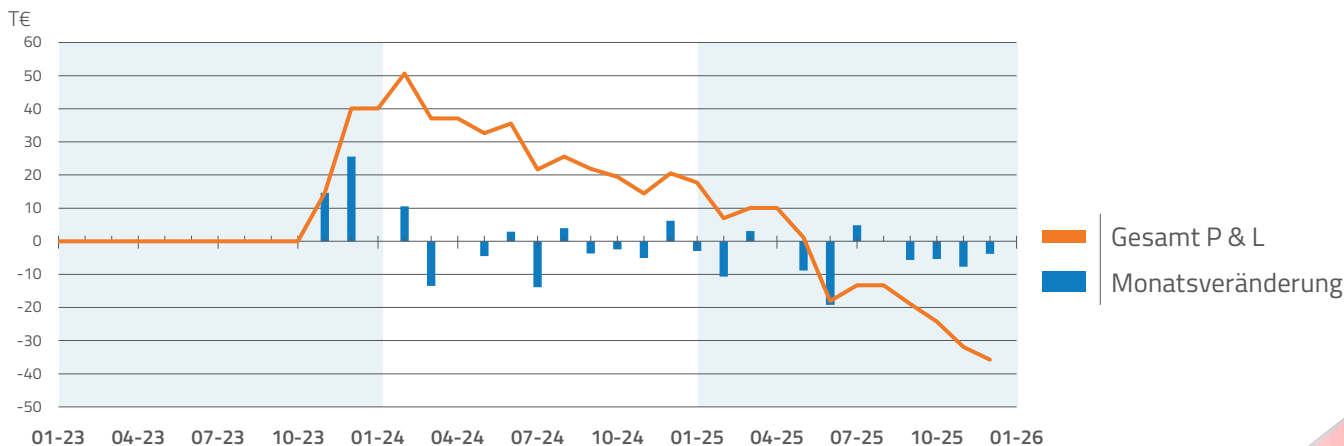


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2026

T€

Unser Verlust bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2026 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2025 in Summe 35.750 Euro. Der höchste Wert der P&L wurde im Februar 2024 mit einem Plus von 50.611

Euro erreicht. Der Minimalwert wurde im Dezember 2025 mit einem Minus von 35.750 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im Dezember 2023 mit einem Plus von 25.528 Euro. Der größte Verlust war im Juni 2025 mit einem Minus von 19.222 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-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 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 selbständig 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

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

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 bewahrheiten. 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.