

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Das Rahmenabkommen zwischen den USA und dem Iran dominiert das Marktgeschehen der Woche und hat den erwarteten Preisrückgang bei Öl und Gas ausgelöst, während der Strommarkt aufgrund robuster EUAs bislang nur moderat nachgibt. Offene Flanken bleiben: Der Libanon-Konflikt ist ungelöst, Minenräumung und die Rückkehr umgeleiteter Tanker brauchen Zeit, und ein finaler Friedensvertrag muss erst noch ausgehandelt werden. Hinzu kommen die sommerlichen Versorgungsrisiken durch Hitze in Europa, drohende KKW-Einschränkungen in Frankreich und eine zu schwache Gaseinspeicherung. Das konjunkturelle Bild aus China bleibt zweigeteilt: Die Industrieproduktion überzeugt, die Inlandsnachfrage schwächelt, und die Notenbanken weltweit signalisieren eher steigende als fallende Leitzinsen. Charttechnisch verbleiben Strom Cal 27 Base und Cal 28 Base im intakten Golden-Cross-Szenario deutlich oberhalb der 200-Tage-Linie, während Cal 29 Base den gleitenden Durchschnitt gerade testet. Wir halten an der neutralen Positionierung zur Benchmark fest und warten vorerst auf einen stärkeren Rücksetzer als Einstiegsgellegenheit für ein bis zwei Long-Tranchen, die sich allerdings als sehr kurzfristige Chance erweisen könnten.

Beschaffungstelegramm Cal 27: 0 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 2 Tranchen sind zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 01.06.2026 +++ letzter Fixierungspreis: 95,69 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 82,02 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 92,32 €/MWh (Schlusskurs 15.06.2026) +++ aktuelle Hedge-Quote 83 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

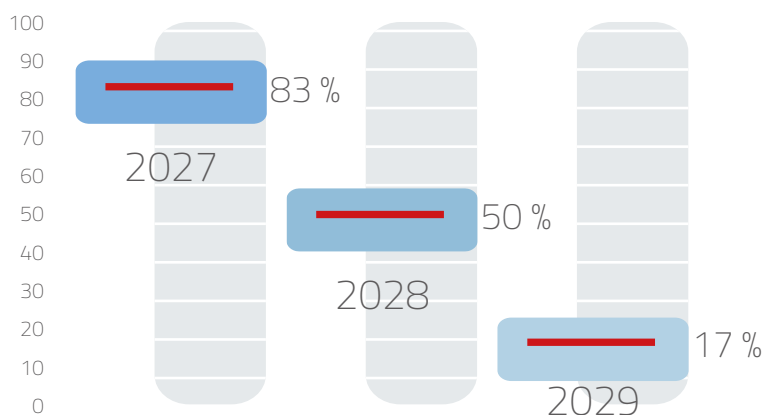
Inhalt

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: Aus China wurden zur Monatsmitte die Mai-Daten zur Industrieproduktion, zu den Einzelhandelsumsätzen sowie zu den Sachanlageinvestitionen veröffentlicht, und das Bild bleibt zweigeteilt. Die Industrieproduktion stieg um 4,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr und übertraf damit die Konsenserwartung von 4,3 Prozent, nachdem sie im April mit 4,1 Prozent ein Dreijahrestief markiert hatte. Dagegen gingen die Einzelhandelsumsätze erstmals seit Dezember 2022 zurück, und zwar um 0,6 Prozent gegenüber Vorjahr, während Analysten mit Stagnation gerechnet hatten. Die Sachanlageinvestitionen schrumpften um 4,1 Prozent gegenüber Vorjahr, stärker als erwartet, wobei allein der Immobiliensektor von Januar bis Mai ein Minus von 16,2 Prozent verbuchte. Das Muster bleibt unverändert: ein starker, exportgetriebener Verarbeitungssektor auf der einen Seite, eine stockende Inlandsnachfrage auf der anderen, was Peking zunehmend unter Druck setzt, fiskalische Maßnahmen zu ergreifen. Im Fokus stehen aktuell zudem die Notenbanken: Die EZB erhöhte letzte Woche den Leitzins um 25 Basispunkte, die Bank of Japan zog heute auf 1,0 Prozent nach, und die Reserve Bank of Australia (RBA) beließ ihren Satz erwartungsgemäß bei 4,35 Prozent. Die RBA will erst mehr Klarheit

über die derzeit unsicheren Perspektiven für die Konjunktur und die Teuerung, bevor sie tätig wird. Für die US-Notenbanksitzung am morgigen Mittwoch bedeutet dies, dass wohl keine Leitzinserhöhung erfolgen wird. Allerdings dürfte sowohl in den Fed-Projektionen als auch im Sitzungsprotokoll die Perspektive fallender Leitzinsen in den USA vom Tisch genommen werden. Alles andere wäre eine Überraschung. Die Frage, die sich derzeit stellt, ist doch vielmehr, wann und wie weit werden die Leitzinsen (weltweit) angehoben?

Fundamental: Das dominierende Marktereignis der Woche ist das Rahmenabkommen zwischen den USA und dem Iran. Die digital unterzeichnete Absichtserklärung ist nach eigener Aussage von US-Vizepräsident Vance „sehr allgemein“ und umfasst lediglich eineinhalb Seiten. Die formelle Unterzeichnung ist für Freitag in der Schweiz geplant. Erste iranische Schiffe haben die US-Blockadezone bereits passiert, die Straße von Hormus bleibt jedoch bis zur Unterzeichnung geschlossen, da zunächst Minenräumarbeiten erforderlich sind. Eine rasche Normalisierung des Ölangebots erscheint unwahrscheinlich: Goldman Sachs erwartet eine Rückkehr der Golfexporte auf Vorkriegsniveau bis Ende Juli, Morgan Stanley rechnet bis September erst mit

50 Prozent der ausgefallenen Produktion und bis Dezember mit 80 Prozent. Offene Flanken bleiben mit dem Libanon-Konflikt bestehen, wo Israel einen Rückzug aus den besetzten Gebieten ausgeschlossen hat. Die erwartete Hitzewelle in Frankreich erhöht zudem das Risiko von Produktionseinschränkungen am KKW St. Alban aufgrund von Kühlwasserauflagen an der Rhone. Darüber hinaus verlängert die Offshore Alliance den Streik am australischen Ichthys-LNG-Terminal bis zum 6. Juli, nachdem die Fair Work Commission einen Antrag des Betreibers Inpex auf Beendigung des Arbeitskampfs abgewiesen hatte. Die EUAs wiederum dürften von der allgemeinen Finanzmarkt euphorie infolge der Nahost-Einigung profitieren und stiegen jüngst über 80 Euro/t CO₂ an.

Charttechnik (siehe ab Seite 15): Der durch das Rahmenabkommen ausgelöste Abverkauf an den Öl- und Gasmärkten wirkte sich naturgemäß auch auf die Stromnotierungen aus, wobei die robusten EUAs den Verkaufsdruck spürbar bremsen. Besonders ausgeprägt war dieser Druck am kurzen Ende der Strom-Terminmarktkurve, während die hinteren Jahreskontrakte vergleichsweise moderat abgaben.

(Fortsetzung auf nächster Seite)

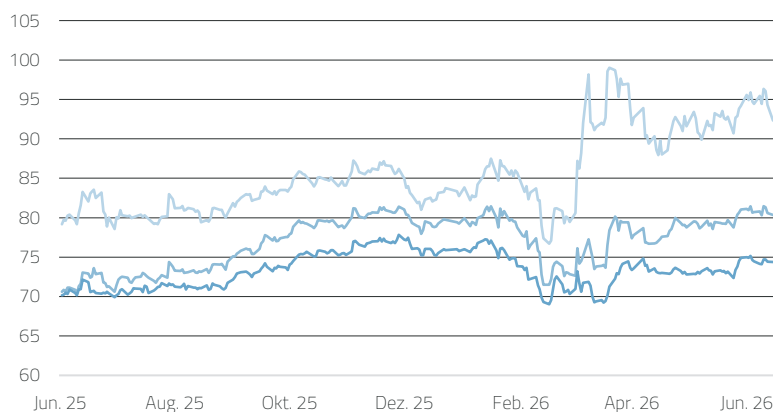
Strom- markt

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)

Das **Strom Cal 27 Base** hatte jüngst noch ein neues Zwischenhoch bei 96,35 Euro/MWh markiert und ist nun dynamisch auf die 50-Tage-Linie bei aktuell 92,27 Euro/MWh zurückgefallen, wo der Kurs aktuell notiert. Sollte der geopolitisch ausgelöste Verkaufsdruck anhalten, warten auf der Unterseite die nächsten Supportmarken bei 90,69–90,00 Euro/MWh sowie die Polaritätswechselzone bei 87,93–87,50 Euro/MWh im Zusammenspiel mit der steigenden 200-Tage-Linie bei aktuell 87,02 Euro/MWh. Ein Wiederanstieg über das mittlere Bollinger Band bei 93,96 Euro/MWh und das zuvor markierte Verlaufshoch wäre dagegen bullish zu werten. Übergeordnet verbleibt der Jahres-Future oberhalb der 200-Tage-Linie, das Golden-Cross-Szenario ist seit Mitte 2025 aktiv.

Das **Strom Cal 28 Base** ist nach dem erfolglosen Test des Mai-Hochs bei 81,37 Euro/MWh im Rahmen des marktbreiten Verkaufsdrucks bereits auf die 80-Euro-Marke zurückgefallen, auf der mit Kaufinteresse zu rechnen ist. Bei einem Rückfall darunter wartet der nächste Unterstützungsbereich bei 78,58–78,34 Euro/MWh, gebildet aus Horizontalmarken und der 200-Tage-Linie. Ein Unterschreiten dieses Bereichs würde das Chartbild eintrüben. Bis dahin bleibt der Kontrakt übergeordnet bullish

einzuordnen, gestützt von der steigenden 200-Tage-Linie und dem seit Mitte Mai gültigen Golden-Cross-Szenario.

Das **Strom Cal 29 Base** hat nach dem Anstieg über das ehemalige Verlaufshoch bei 74,84 Euro/MWh ein neues Verlaufshoch bei 75,15 Euro/MWh im Tages-Liniendiagramm markiert. Von da aus tendiert der Jahres-Future wieder nach unten und testet die 200-Tage-Linie bei aktuell 74,10 Euro/MWh erneut. Bei einem Rückfall unter den wichtigen gleitenden Durchschnitt trübt sich das Chartbild ein. Die nächsten Supportmarken warten sodann bei 73,62–72,80 Euro/MWh.

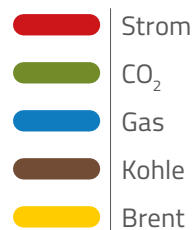
Fazit (Charttechnik): Der Abverkauf an den globalen Gas- und Ölmärkten erfasst auch den Strommarkt, doch halten sich die Notierungen dank robuster EUAs vergleichsweise stabil. Cal 27 und Cal 28 verbleiben deutlich oberhalb der 200-Tage-Linie im intakten Golden-Cross-Szenario. Das Cal 29 testet die 200-Tage-Linie und weist das schwächste Chartbild der Kurve auf, eine nachhaltige Eintrübung ist bislang jedoch noch nicht eingetreten.

Portfolioausrichtung: Die Einigung auf ein Rahmenabkommen zwischen den USA und dem Iran hat den erwarteten Verkaufsdruck ausgelöst, doch der Strommarkt reagiert

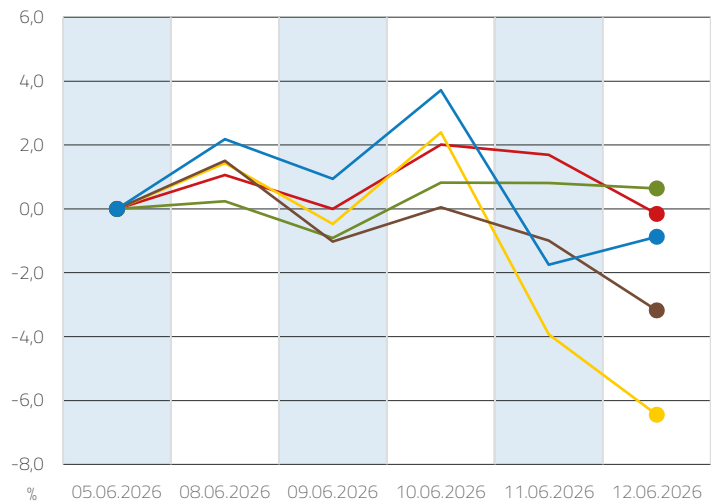
angesichts der steigenden CO₂-Preise bislang nur moderat. Zudem bleiben zwei Punkte zu beachten. Einerseits bestehen noch einige offene Flanken in Nahost: Eine tatsächliche Einstellung der Kämpfe zwischen Israel und dem Libanon/Hisbollah ist noch ungewiss. Die Minenräumung, wiederhergestelltes Vertrauen bei Reedern und Versicherern sowie die Rückkehr umgeleiteter Tanker brauchen Zeit. Morgan Stanley rechnet erst bis September mit 50 Prozent der ausgefallenen Produktion, Goldman mit einer Normalisierung der Golfexporte bis Ende Juli. Auch muss ein möglicher Friedensvertrag erst noch final ausgehandelt und unterschrieben werden. Andererseits kommen die sommerlichen Risiken hinzu: Hitze in Europa, drohende KKW-Einschränkungen in Frankreich und eine weiterhin zu schwache Gaseinspeicherung. An unserer Ausrichtung ändert sich damit im Kern nichts: Wir halten an der neutralen Positionierung zur Benchmark fest, solange keine belastbare Gewissheit über den weiteren Verlauf besteht. Ein stärkerer Rücksetzer bleibt die gesuchte Einstiegsgelegenheit für den Aufbau von ein bis zwei Long-Tranchen. Dabei könnte es sich allerdings um eine sehr kurzfristige Einstiegschance handeln, weshalb wir den Markt eng beobachten.

Markt- entwicklung

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



Energiemarktentwicklung KW 25



Markt- rückblick

Zu Wochenbeginn der KW 23 erklärte der Iran die Angriffe auf Israel für beendet, auch die israelische Luftwaffe setzte Gegenschläge vorläufig aus. Bereits am Dienstag aber zeigte Trump sich in New York optimistisch: „Wir befinden uns in den letzten Zügen eines sehr, sehr guten Deals“, erklärte er und kündigte einen Abschluss binnen zwei Tagen sowie einen „totalen Sieg“ binnen zwei Wochen an. Vizepräsident Vance dämpfte die Erwartungen wenig später: Das Abkommen könne „nächste Woche kommen, aber auch erst in einigen Monaten“. Am Mittwochabend lieferte der Iran die passende Replik: Ein abgeschossener US-Militärhubschrauber löste US-Vergeltungsschüsse aus, die Revolutionsgarden meldeten Gegenschläge auf Stützpunkte in Jordanien und

Kuwait. Centcom bezeichnete die Angriffe als „verhältnismäßig“ und abgeschlossen, was den Kaufdruck wieder begrenzte.

Donnerstagnacht eskalierte es erneut. US-Streitkräfte griffen Luftabwehr- und Radaranlagen entlang der Straße von Hormus sowie Kommunikationssysteme im ganzen Iran an. Verteidigungsminister Hegseth nannte das prägende Wort der Woche: Zwangsdiplomatie. Teheran erklärte die Meerenge zwischenzeitlich für vollständig gesperrt, Centcom dementierte. Im Golf von Oman beschoss das US-Militär den Tanker „Settebello“, der iranisches Öl transportiert haben soll. Indien bestellte den stellvertretenden US-Botschafter ein. Netanyahu ließ durchblicken, notfalls ohne US-Rückendeckung weiterzumachen.

Den vorläufigen Wochenschlusspunkt setzte Trump am Donnerstagabend mit einer Ankündigung schwerer neuer Angriffe, die er am Freitagmorgen wieder absagte: Gespräche seien auf höchste iranische Führungsebene gehoben worden. Einigungsankündigung Nummer 39. Teheran widersprach prompt. Am Wochenende folgte dann doch noch die Wende: In der Nacht auf Sonntag einigten sich die USA und der Iran auf ein Rahmenabkommen. Die formelle Unterzeichnung ist für Freitag in der Schweiz geplant, die Straße von Hormus soll anschließend geöffnet werden. Ob das Abkommen hält, bleibt die entscheidende Frage der aktuellen Woche.

Beschaffungsportfolio Strom

aktuell

2027



Floor Cap

Tranche geschlossen

Lieferjahr 2027

30 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.7. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 30.9. | Hedge-Quote: 83 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 82,02 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 81,68 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2028



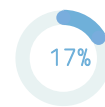
Floor Cap

Tranche geschlossen

Lieferjahr 2028

18 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.7. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 30.9. | Hedge-Quote: 50 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 78,13 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 77,93 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2029



Floor Cap

Tranche geschlossen

Lieferjahr 2029

6 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.7. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.10. | Hedge-Quote: 17 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 74,44 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 74,28 €/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	30.09.2026	95,69 €/MWh	92,32 €/MWh	-	-	geschlossen
2028	30.09.2026	81,37 €/MWh	80,35 €/MWh	-	-	geschlossen
2029	31.10.2026	75,00 €/MWh	74,40 €/MWh	-	-	geschlossen

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	30 von 36	83 GWh	83 %	82,02 €/MWh	81,68 €/MWh	2	0	- 34.722 €
2028	18 von 36	50 GWh	50 %	78,13 €/MWh	77,93 €/MWh	2	0	- 20.472 €
2029	6 von 36	17 GWh	17 %	74,44 €/MWh	74,28 €/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

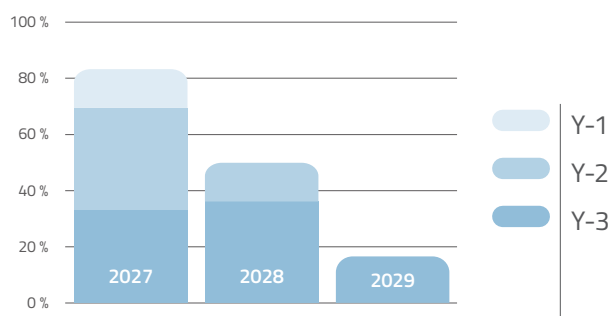
EnerChase vs. Benchmark

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.

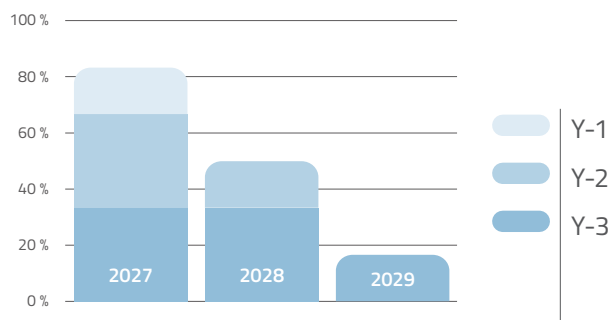
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	83 %	14 %	36 %	33 %
2028	50 %		14 %	36 %
2029	17 %			17 %



Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	83 %	17 %	33 %	33 %
2028	50 %		17 %	33 %
2029	17 %			17 %



Aktive Allokation

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

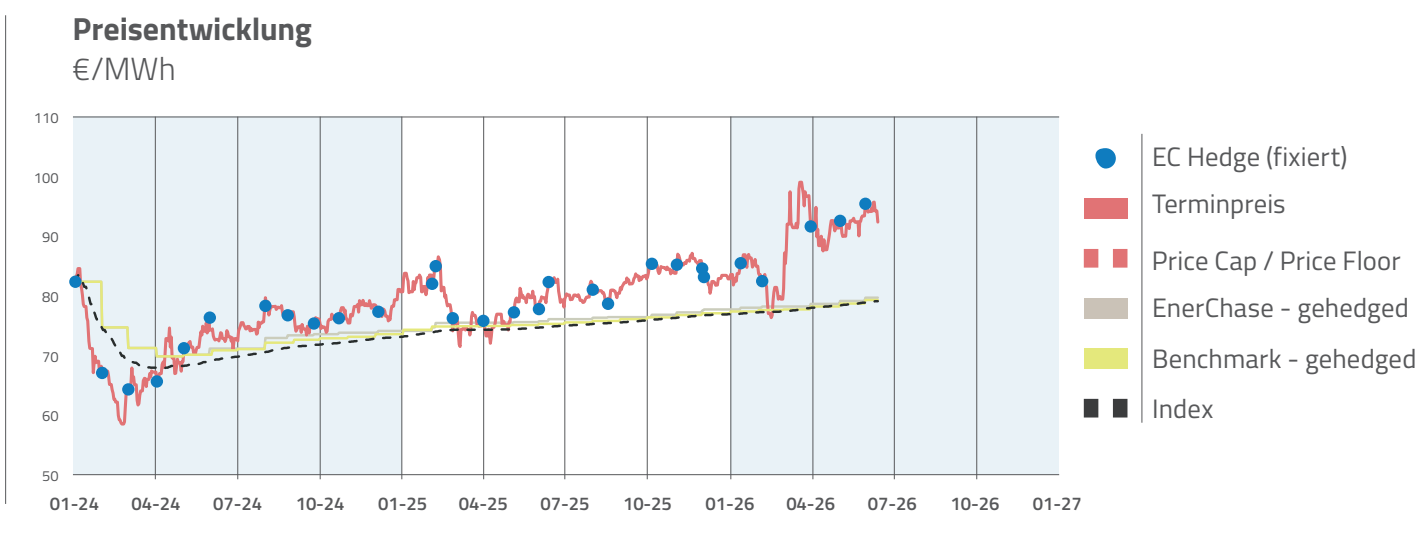
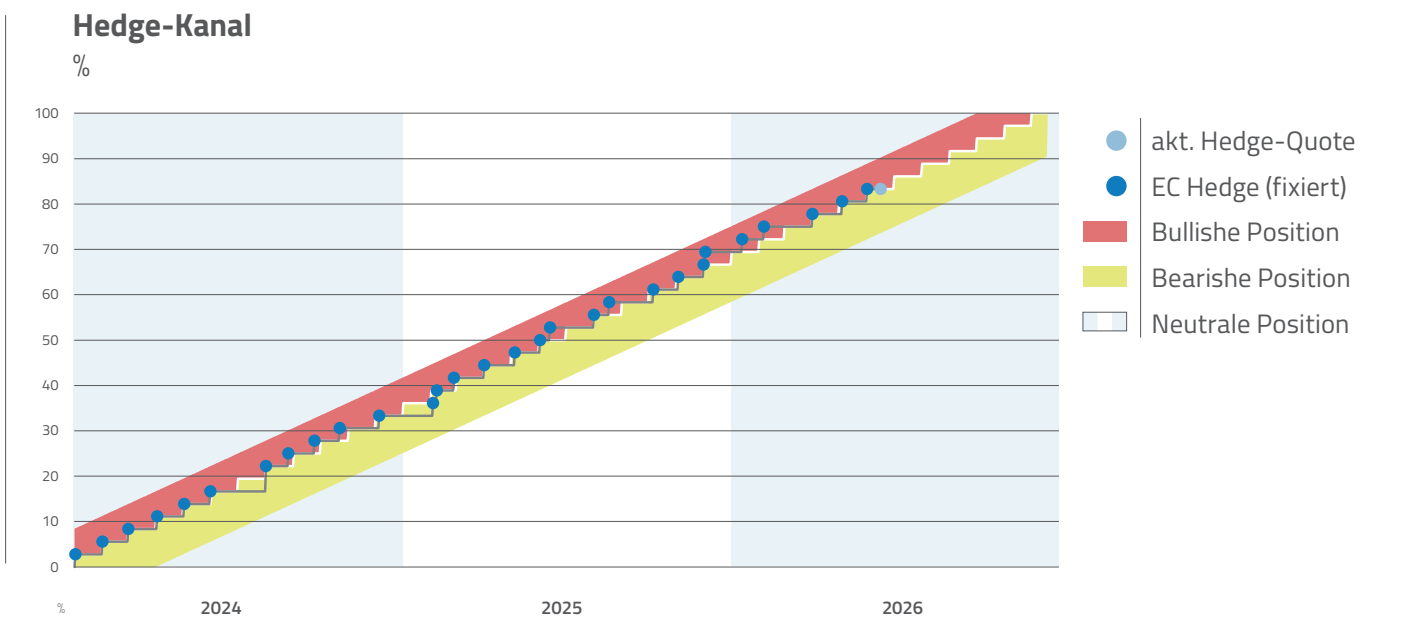


Strom

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	30 von 36	83 GWh	83 %	82,02 €/MWh	81,68 €/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

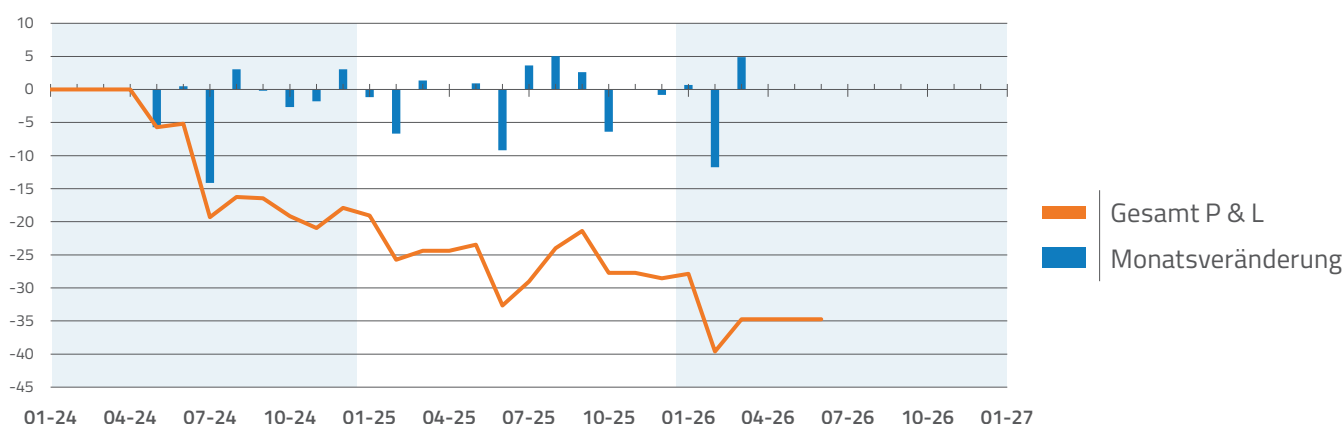
2027

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.

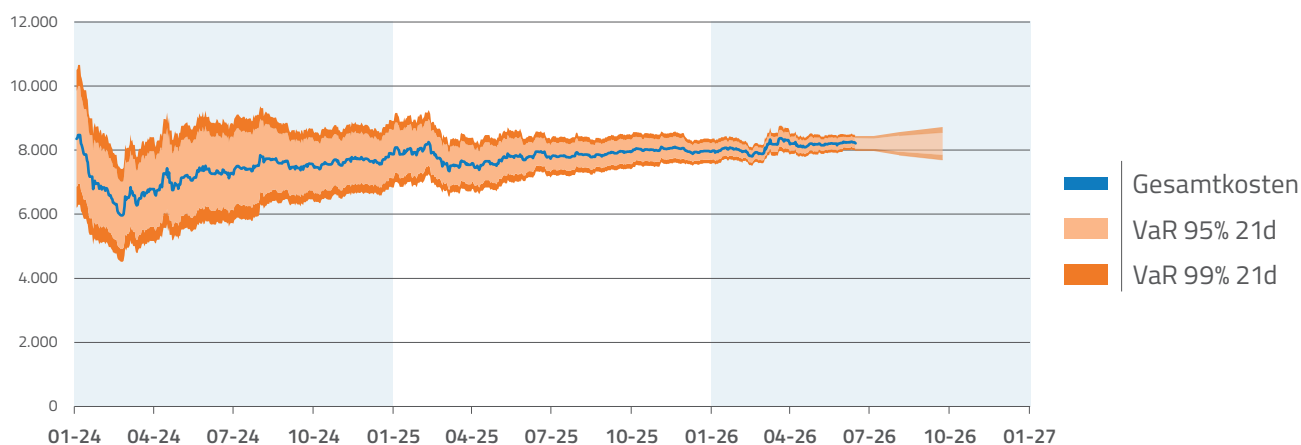
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



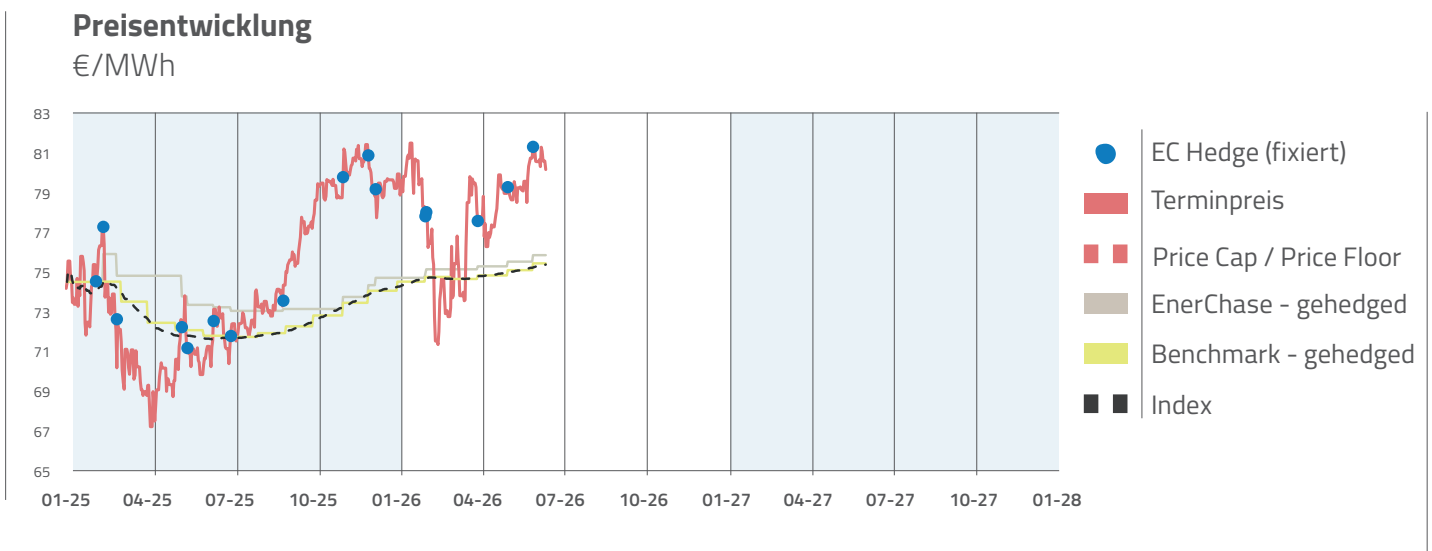
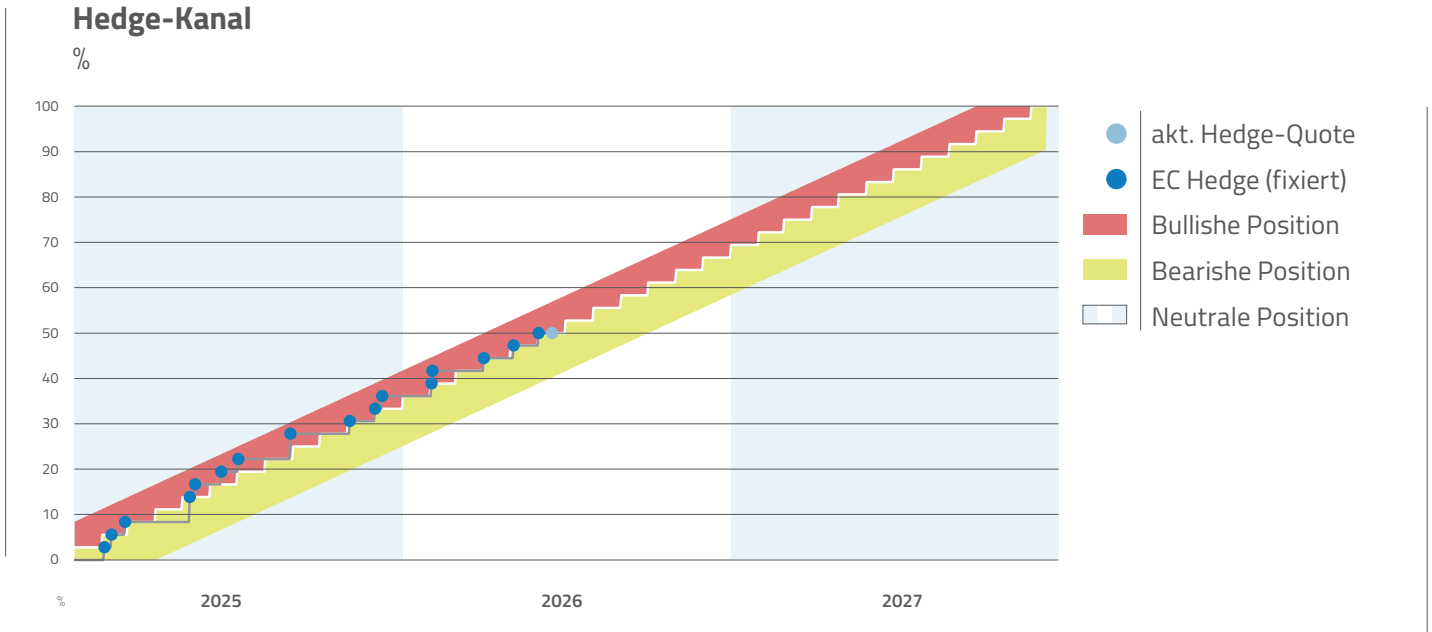
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	8.208 T€	- 34.722 €	8.043 - 8.363 T€ (95%) 7.967 - 8.438 T€ (99%)	7.956 - 8.449 T€ (95%) 7.840 - 8.566 T€ (99%)	7.854 - 8.552 T€ (95%) 7.689 - 8.716 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			82,73 - 101,91 €/MWh (95%) 78,20 - 106,44 €/MWh (99%)	77,52 - 107,12 €/MWh (95%) 70,53 - 114,11 €/MWh (99%)	71,39 - 113,25 €/MWh (95%) 61,51 - 123,13 €/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	18 von 36	50 GWh	50 %	78,13 €/MWh	77,93 €/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

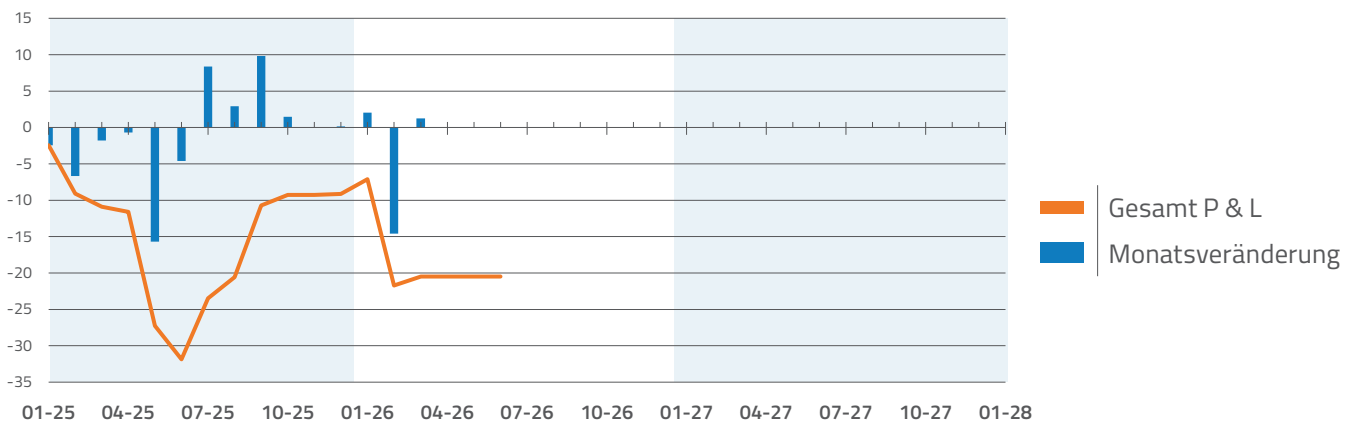
2028

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.

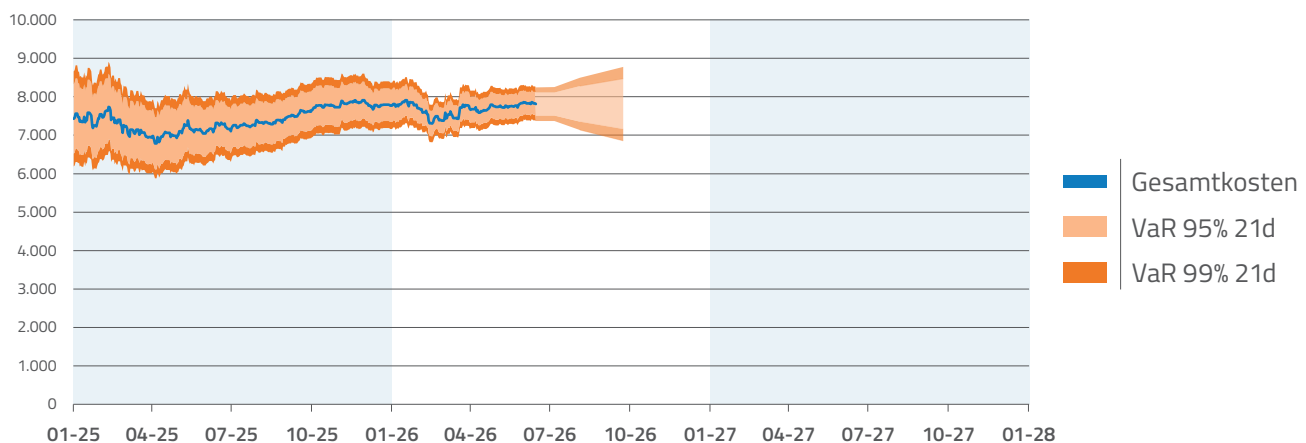
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



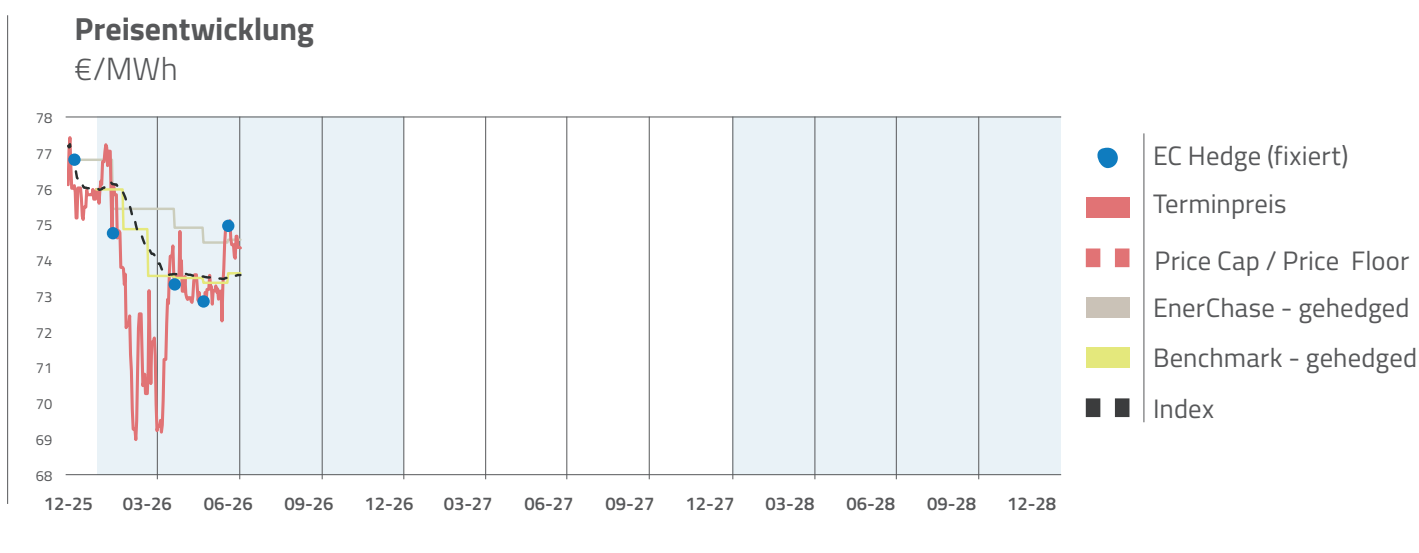
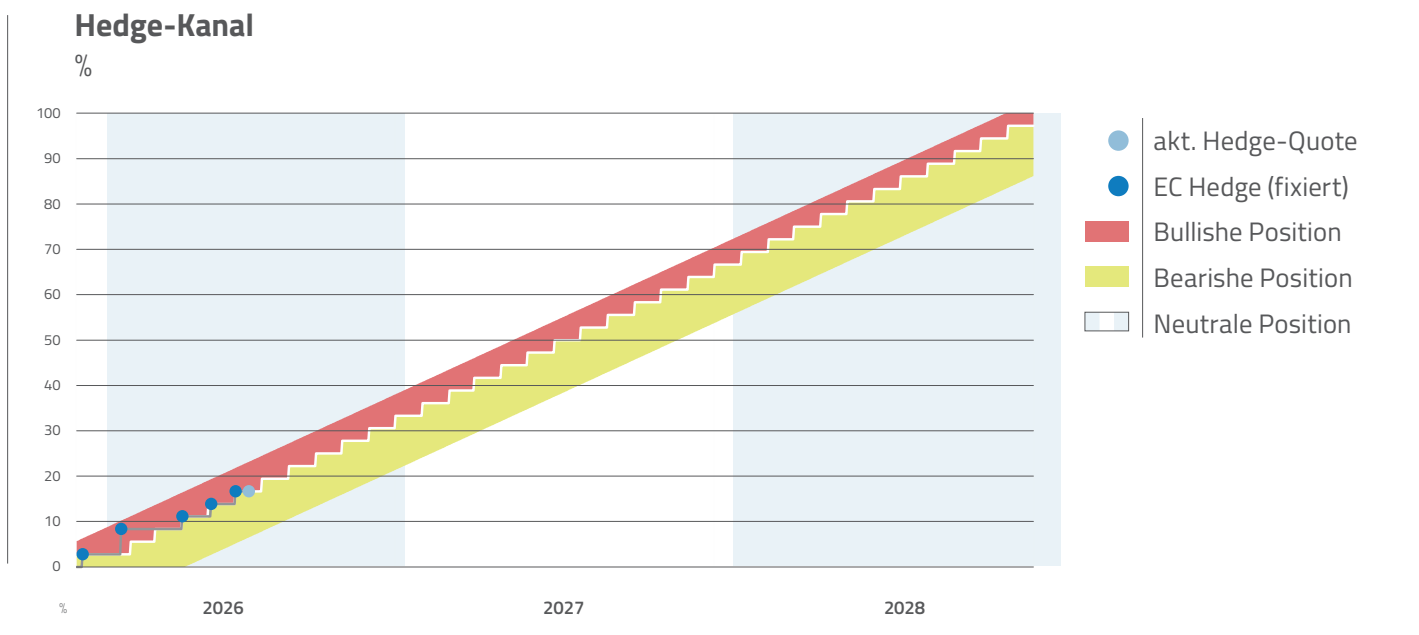
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	7.808 T€	- 20.472 €	7.513 - 8.114 T€ (95%) 7.373 - 8.254 T€ (99%)	7.350 - 8.277 T€ (95%) 7.134 - 8.493 T€ (99%)	7.158 - 8.468 T€ (95%) 6.852 - 8.775 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			74,35 - 86,35 €/MWh (95%) 71,54 - 89,16 €/MWh (99%)	71,09 - 89,61 €/MWh (95%) 66,75 - 93,95 €/MWh (99%)	67,25 - 93,45 €/MWh (95%) 61,12 - 99,58 €/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	6 von 36	17 GWh	17 %	74,44 €/MWh	74,28 €/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

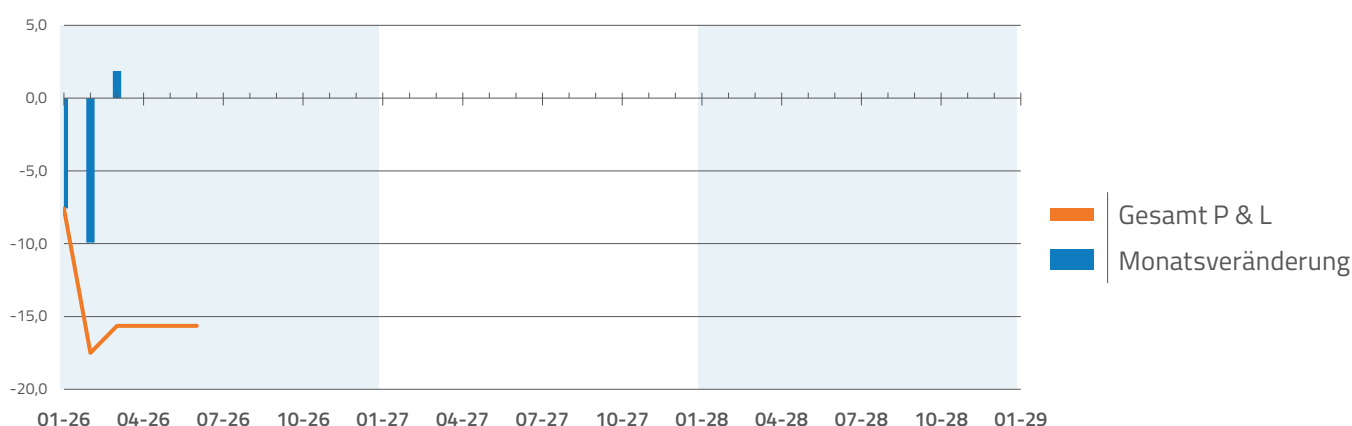
2029

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.

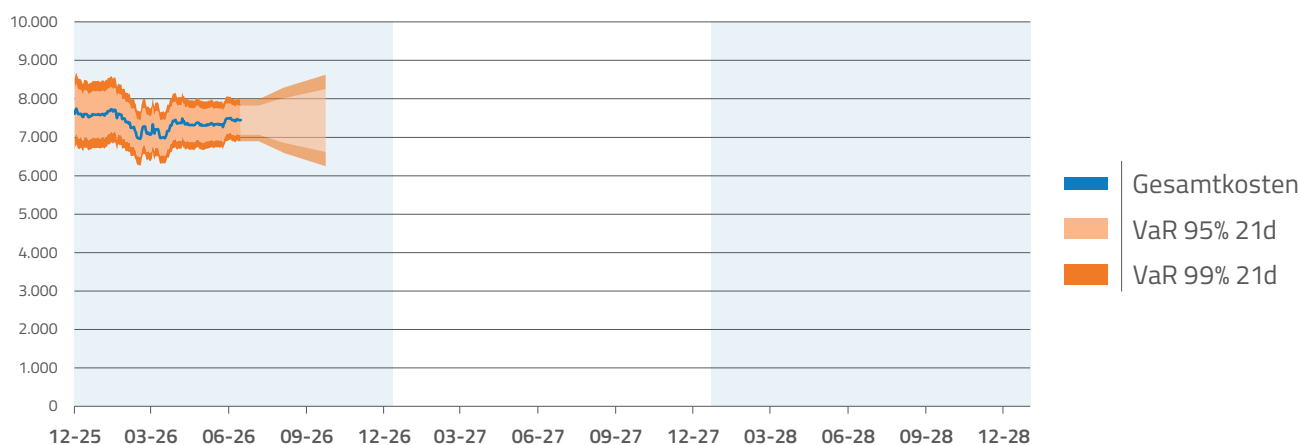
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2029	7.442 T€	- 15.639 €	7.069 - 7.819 T€ (95%) 6.899 - 7.988 T€ (99%)	6.865 - 8.022 T€ (95%) 6.604 - 8.283 T€ (99%)	6.625 - 8.262 T€ (95%) 6.256 - 8.631 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			69,90 - 78,90 €/MWh (95%) 67,87 - 80,93 €/MWh (99%)	67,46 - 81,34 €/MWh (95%) 64,33 - 84,47 €/MWh (99%)	64,58 - 84,22 €/MWh (95%) 60,15 - 88,65 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 82,02 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 83 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 92,32 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.202 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 78,13 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 50 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 80,35 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.813 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2029 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 74,44 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 17 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 74,40 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.444 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	79,97	75,92	74,61
enerchase - offene Position	92,32	80,35	74,40
enerchase - gesamt	82,02	78,13	74,44
Benchmark - gesamt	81,68	77,93	74,28
enerchase vs. BM - gesamt*	0,35	0,20	0,16
enerchase - gehedged in Y-1	89,77		
enerchase - gehedged in Y-2	81,36	78,87	
enerchase - gehedged in Y-3	74,36	74,78	74,61

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

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	83,33	50,00	16,67
enerchase - offene Position	16,67	50,00	83,33
enerchase - gesamt	100,00	100,00	100,00
Benchmark - offene Position	16,67	50,00	83,33
enerchase vs. BM - offene Position*	0,00	0,00	0,00
enerchase - gehedged in Y-1	13,89		
enerchase - gehedged in Y-2	36,11	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	36,11	16,67

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

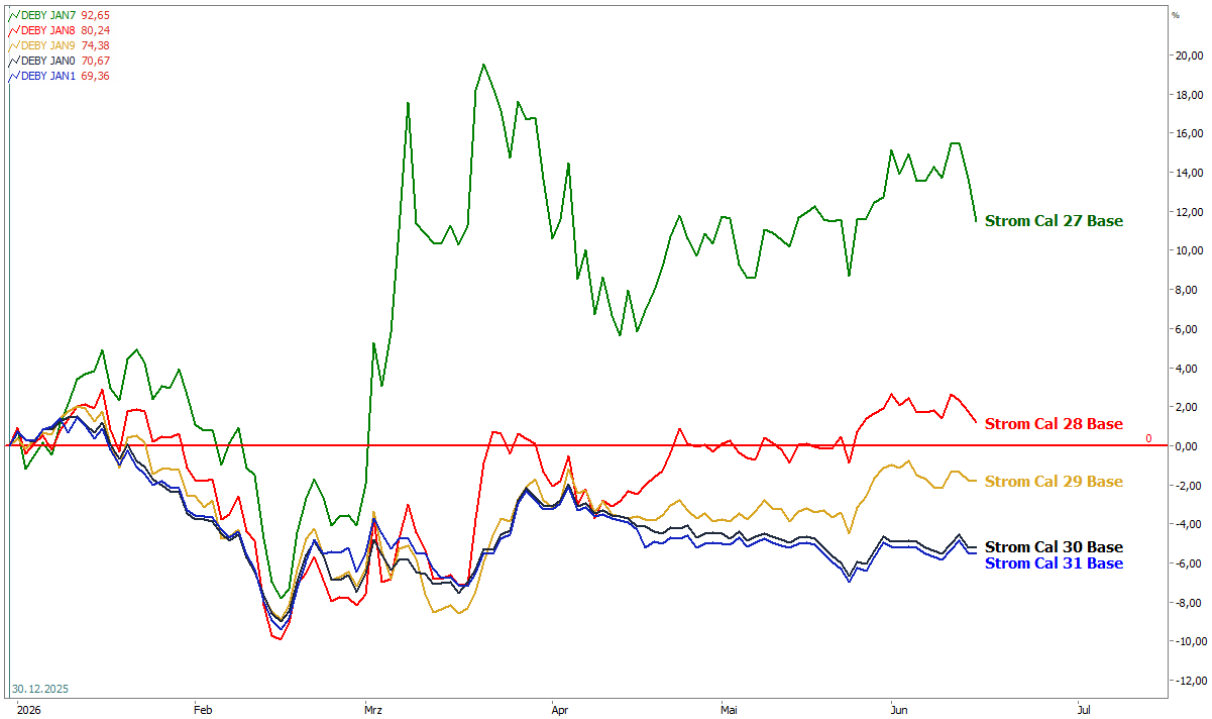
Beschaffungskosten

(in T€)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	6.664	3.796	1.244
enerchase - offene Position	1.539	4.018	6.200
enerchase - gesamt	8.202	7.813	7.444
Benchmark - gesamt	8.168	7.793	7.428
enerchase vs. BM - gesamt*	35	20	16
enerchase - gehedged in Y-1	1.247		
enerchase - gehedged in Y-2	2.938	0	
enerchase - gehedged in Y-3	2.479	2.701	1.244

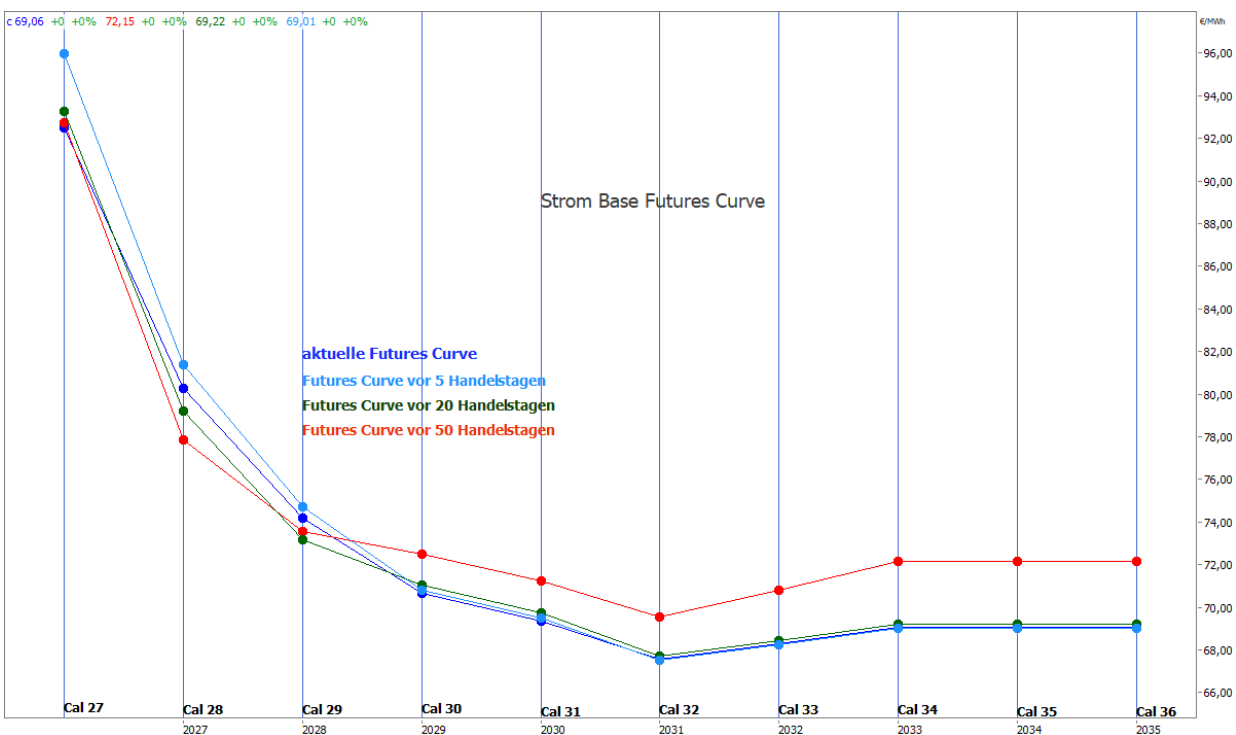
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

Indexierter Preisverlauf Strom Frontjahre Base (Startpunkt: 30.12.2025) (EEX)

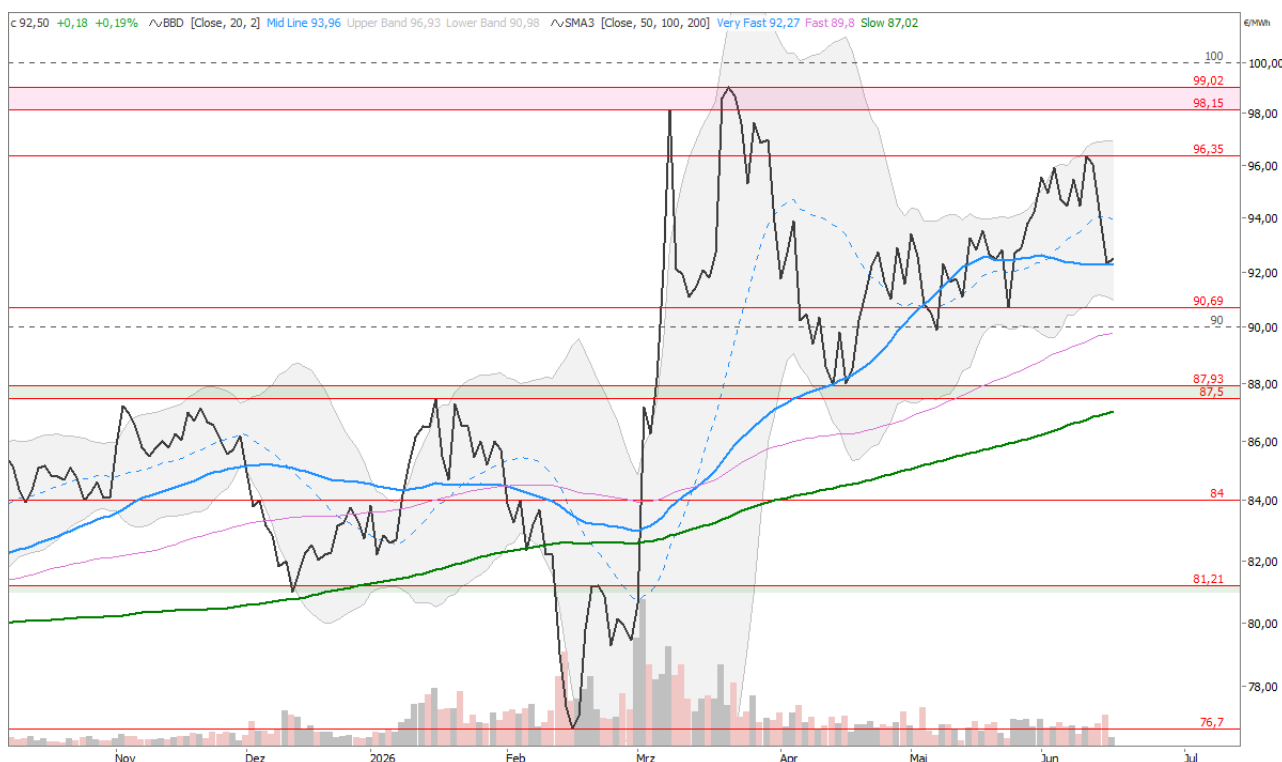


Strom Forward Curve



Anhänge

Strom Cal 27 Base (EEX)

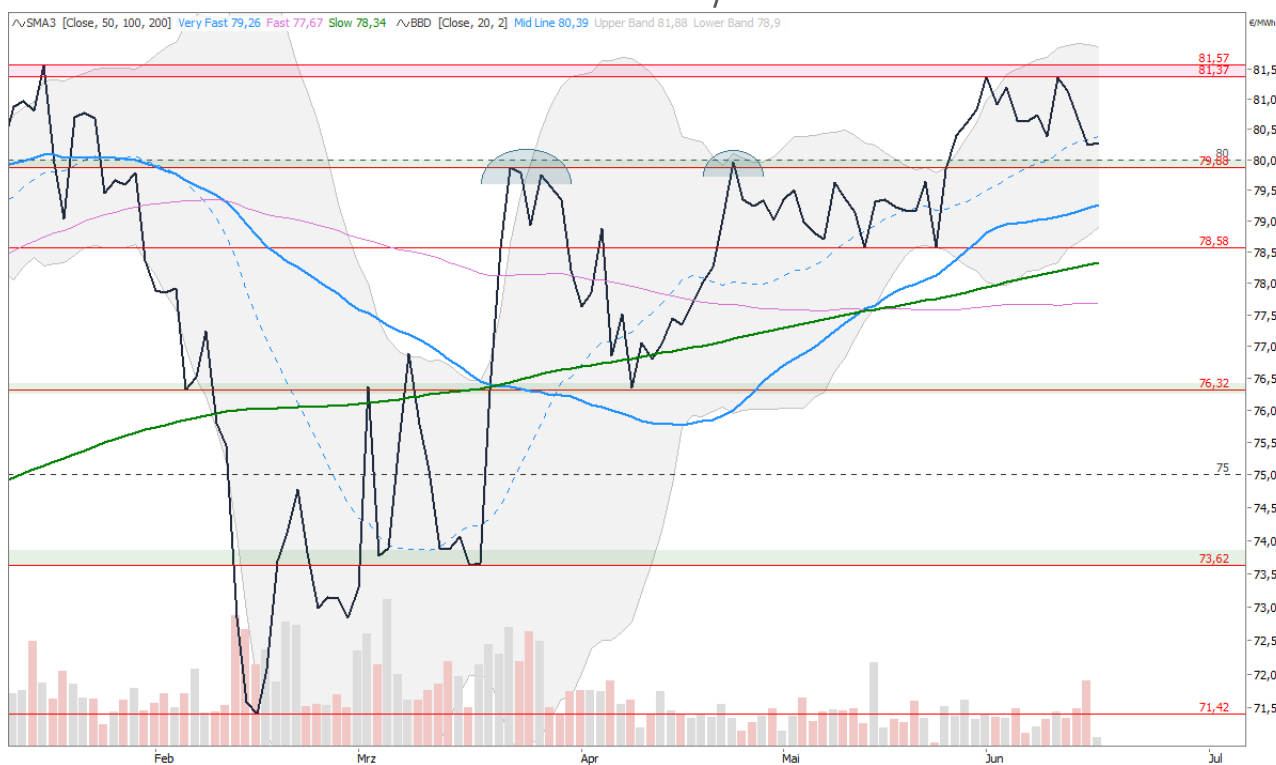


Strom Cal 27 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily) (EEX)

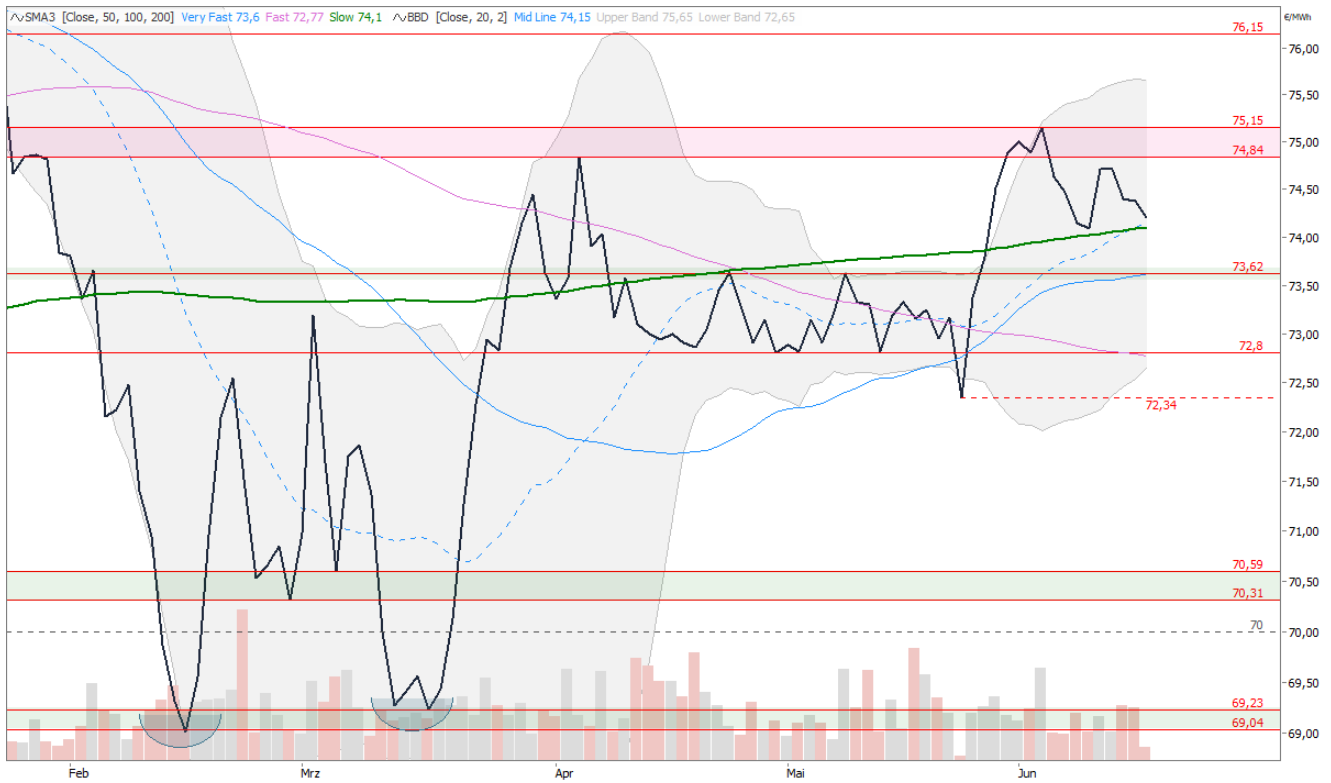


Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart) (EEX)



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
01.04.2026	91,89	01.04.2026	91,89	2.778	0
04.05.2026	92,84	04.05.2026	92,84	2.778	0
01.06.2026	95,69	01.06.2026	95,69	2.778	0

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
01.04.2026	77,64	01.04.2026	77,64	2.778	0
04.05.2026	79,35	04.05.2026	79,35	2.778	0
01.06.2026	81,37	01.06.2026	81,37	2.778	0

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
01.04.2026	73,36	01.04.2026	73,36	2.778	0
04.05.2026	72,88	04.05.2026	72,88	2.778	0
01.06.2026	75,00	01.06.2026	75,00	2.778	0

Anhänge

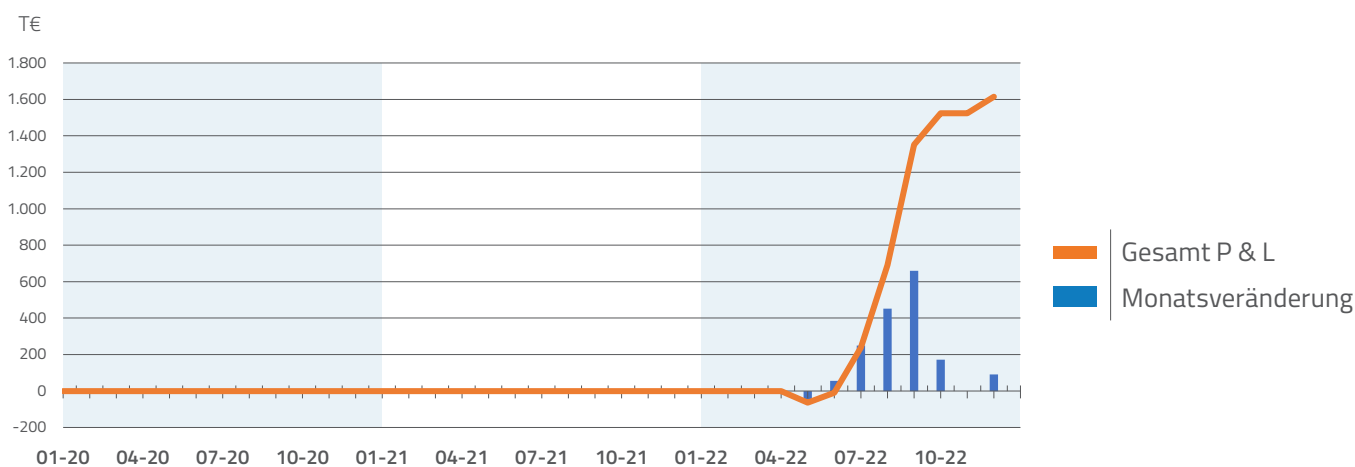
P&L History

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.

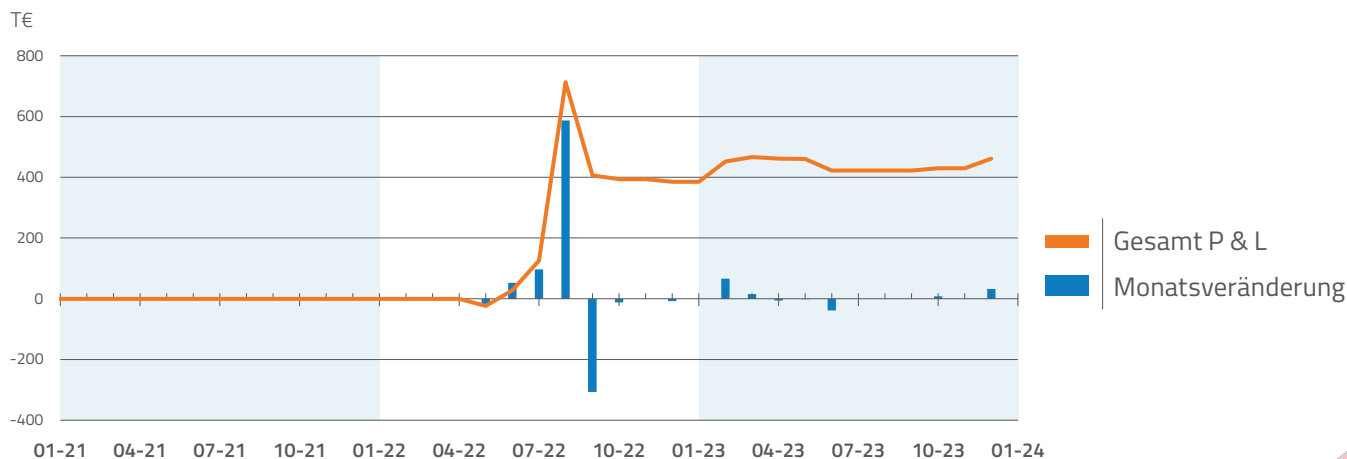


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

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

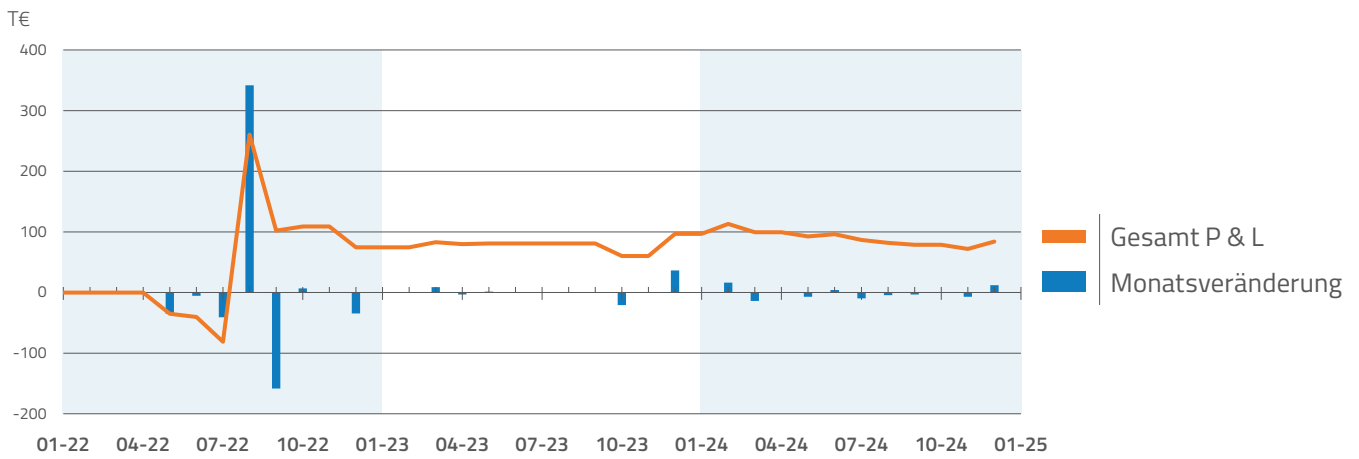
P&L History

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.

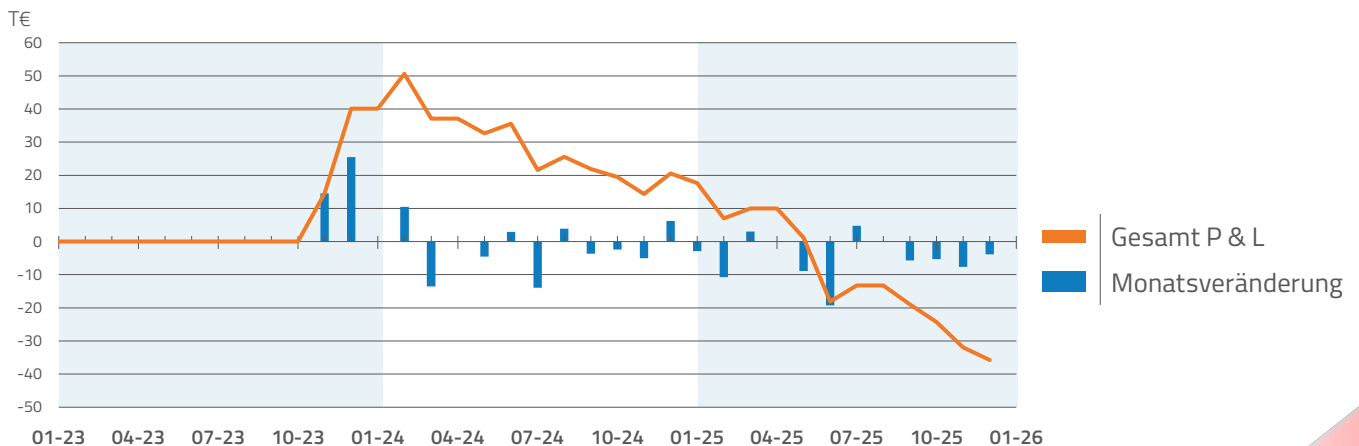


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2026

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 freigegebenen 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.