

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Der Nahost-Konflikt bleibt der dominierende Preistreiber, eine Entspannung ist weiterhin nicht in Sicht. Goldman Sachs hält daher an der TTF-Gaspreisprognose von 60 Euro/MWh für das dritte Quartal fest. Verschärft wird die fundamentale Lage durch schwächere KKW-Verfügbarkeit in Frankreich, sinkende Rheinpegel mit einem laut WSV/ELWIS drohenden Rückgang auf 4 bis 5 Zentimeter am Pegel Kaub bis Freitag sowie durrebedingte Leistungskürzungen bei italienischen Kraftwerken. Auch die LNG-Nachfrage in Asien zieht an und verschärft damit den Wettbewerb. Konjunkturrell zeigen sich außerdem die Finanzmärkte robuster als erwartet, Aktienindizes markieren Rekordhochs, und die USA behaupten ihre Rolle als globaler Nachfragemotor. Charttechnisch wird die kurzfristige Schwächephase in allen drei betrachteten Kontrakten voraussichtlich beendet, der übergeordnete Aufwärtstrend ist zudem in allen drei Kontrakten intakt. Damit sprechen die Argumente eine klare bullische Sprache, weshalb wir weiterhin Long-Positionen anstreben. Für die September-Tranche heben wir die Price-Floors an. Sollte es zu einem stärkeren Rücksetzer kommen, haben wir für die Oktober-Tranche eine weitere optionale Marke gesetzt.

Beschaffungstelegramm Cal 27: 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 2 Tranchen sind zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 03.08.2026 +++ letzter Fixierungspreis: 101,83 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 83,89 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 106,71 €/MWh (Schlusskurs 10.08.2026) +++ aktuelle Hedge-Quote 89 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

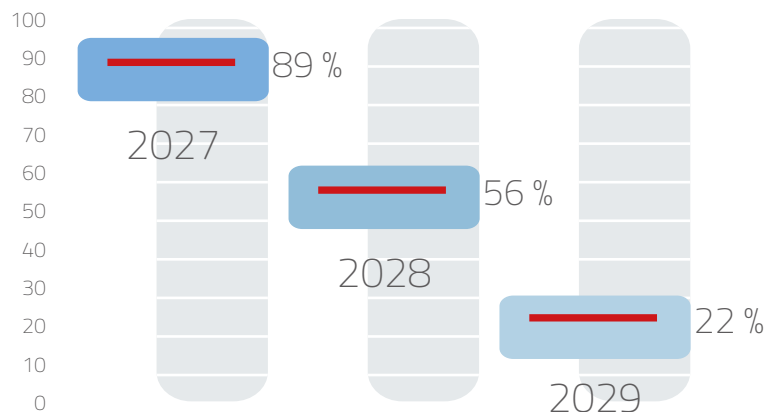
Inhalt

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: Obwohl die Aktienmärkte Anfang August in ihre saisonal schwache Phase eingetreten sind, halten sie sich bislang nicht ans Drehbuch: DAX, EuroStoxx 50 und S&P 500 erklommen letzte Woche ein Rekordhoch, EUR/USD wertete erneut ab, Gold verbuchte den größten Wochengewinn seit Januar, und der Londoner Metallindex legte, angetrieben vom „Konjunkturindikator“ Kupfer, um über 14 Prozent zur Vorwoche zu. Die Botschaft der Finanzmärkte ist eindeutig: Die Weltwirtschaft ist robuster als vermutet, die Befürchtung einer Schwäche in den vom Energieschock am stärksten betroffenen Regionen Westeuropas und im Nicht-Technologie-Sektor Asiens hat sich bislang nicht bestätigt. Zwar wuchs die US-Wirtschaft in der ersten Jahreshälfte 2026 „lediglich“ im Trendbereich von 1,8 Prozent (annualisiert), ihre Rolle als weltweiter Nachfragemotor ist jedoch weitaus bedeutender, als dieses Ergebnis vermuten lässt: Das US-Importvolumen legte in den vergangenen beiden Quartalen trotz Zöllen jeweils zweistellig zu, und auch die unterstützenden US-Finanzierungsbedingungen sowie die abwartende Haltung der Fed kamen anderen Regionen indirekt zugute. Die USA bleiben damit die Wachstumslokomotive schlechthin: Die

Weltwirtschaft wird vom Energiepreisschock zwar gebremst, aber nicht aus dem Tritt gebracht, während die inhärente Stärke vor allem des KI-Sektors beeindruckt. Wir gehen davon aus, dass die Weltwirtschaft im zweiten Halbjahr und darüber hinaus die Notierungen der fossilen Energieträger spürbar stützen wird, ein zusätzlicher preiserhöhender Faktor neben den fundamentalen und geopolitischen Treibern.

Fundamental: Der Konflikt im Nahen Osten, der vor allem die Rohstoffmärkte seit Monaten in Atem hält, ist unverändert das dominierende Thema schlechthin, eine Entspannung ist trotz allem höchst unsicher. Die stellvertretende Leiterin der weltweiten Rohstoffanalyse von Goldman Sachs, Samantha Dart, schrieb daher letzte Woche, dass ihr der weltweite Engpass bei der Dieselversorgung und die europäischen Erdgasspeicherstände, die im Vorfeld der winterlichen Heizperiode deutlich hinter dem saisonalen Durchschnitt zurückbleiben, „schlaflose Nächte“ bereiten. Dementsprechend hielt Dart an ihrer TTF-Preisprognose von 60 Euro/MWh für das dritte Quartal fest und wies darauf hin, dass die LNG-Importe in Nordwesteuropa im Juli auf Jahresbasis

um 2,1 Mio. Tonnen hinter den Erwartungen zurückgeblieben seien. Auch abseits davon wirken die fundamentalen Preistreiber derzeit preisstützend. Die KKW-Verfügbarkeit in Frankreich fällt in Folge der heißen Temperaturen auf den tiefsten Wert seit Mai 2025. Der Bundesverband der Deutschen Binnenschifffahrt (BDB) erwartet ab Donnerstag erstmals einen einstelligen Wasserstand am Pegel Kaub. Laut Prognosen von WSV/ELWIS könnte der Pegel nach aktuell rund 15 bis 17 Zentimetern bis Donnerstag auf 8 bis 10 und bis Freitag sogar auf 4 bis 5 Zentimeter fallen. Die anhaltende Dürre zwingt in Italien außerdem mehrere Gas- und Wasserkraftwerke zu Leistungskürzungen und betrifft derzeit rund 3 Prozent der konventionellen Erzeugung, während bis Ende August kaum nennenswerte Niederschläge im Po-Becken erwartet werden. Zwar zeichnet sich bei den LNG-Importen für die laufende Woche ein Anstieg ab: Die EU-weiten LNG-Einfuhren dürften laut Kpler-Daten von 1,42 auf 1,54 Mio. Tonnen zulegen. Asien wächst mit einem prognostizierten Sprung von 4,73 auf 5,55 Mio. Tonnen aber voraussichtlich deutlich stärker.

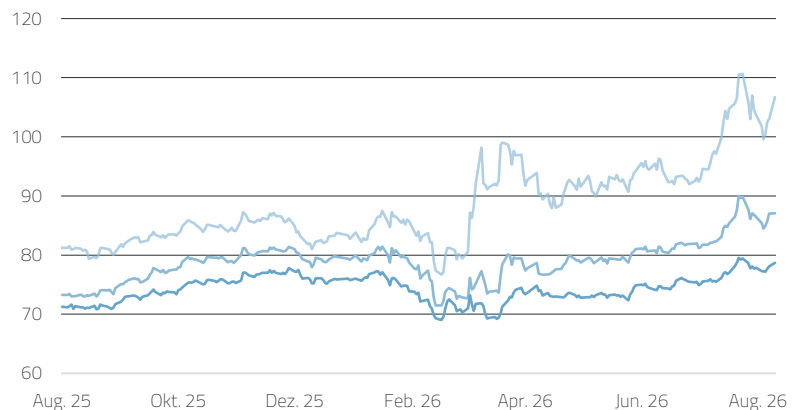
(Fortsetzung auf nächster Seite)

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): Nach der Preisrally ist vor der Preisrally könnte man die Lage derzeit passend zusammenfassen. Nach dem kräftigen Kursrücksetzer bis Anfang der vergangenen Woche hat sich die Strom-Terminmarktkurve einheitlich wieder deutlich nach oben geschoben (siehe Futures-Curve auf Seite 15).

Übergeordnet befindet sich das **Strom Cal 27 Base** seit Februar 2024 in einem intakten langfristigen Aufwärtstrend, gekennzeichnet durch markant höher liegende Hochs und Tiefs. Seit Juni 2025 befindet sich der Strom-Kontrakt zudem in einem Golden-Cross-Szenario. Dieses liegt vor, wenn die 50-Tage-Linie oberhalb der 200-Tage-Linie notiert und beide gleitenden Durchschnitte eine positive Steigung aufweisen. Kurzfristig dominierte die Strom-Verkaufsseite, woraufhin im intakten kurzfristigen Abwärtstrend ein neues Verlaufstief bei 99,57 Euro/MWh markiert wurde. Der aktuell laufende Rebound führt den Kontrakt jedoch an das Verlaufshoch bei 107 Euro/MWh. Ein Anstieg darüber auf Tagesschlusskursbasis würde den kurzfristigen Abwärtstrend beenden.

Auch das **Strom Cal 28 Base** befindet sich übergeordnet seit Mitte Februar in einem intakten mittelfristigen Aufwärtstrend,

gekennzeichnet durch eine Abfolge steigender Hochs und steigender Tiefs. Seit Mai untermauert zusätzlich ein Golden-Cross-Szenario den positiven Trend. Nach der 80-Euro-Marke wurde auch die 85-Euro-Marke in der Folge aus dem Spiel genommen, anschließend stieg der Kontrakt im Juli bis auf ein Verlaufshoch von rund 90 Euro/MWh an. Kurzfristig hat sich das Bild zuletzt zwar eingetrübt und ein kurzfristiger Abwärtstrend wurde ausgebildet. Aktuell steigt der Jahres-Future im Rahmen des Rebounds aber über das jüngste Verlaufshoch, was den Abwärtstrend beenden würde.

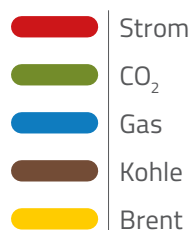
Nach der Ausbildung eines Doppelbodens und der volatilen Durststrecke in den Monaten April und Mai nahm das **Strom Cal 29 Base** Ende Mai wieder Schwung auf. Dabei wurde die 75-Euro-Marke überwunden, ehe der Kontrakt im Juli bis auf ein Verlaufshoch von rund 79,54 Euro/MWh anstieg. Der Aufwärtstrend seit der Ausprägung des Doppelbodens ist damit intakt, seit Juli untermauert ein Golden-Cross-Szenario ebenfalls den positiven Trend. Der kurzfristige Abwärtstrend im Tages-Liniendiagramm wurde mit dem gestrigen Tagesschlusskurs bei 78,55 Euro/MWh außerdem beendet.

Fazit (Charttechnik): Die kurzzeitige Schwächephase wurde beim Cal 29 bereits beendet, beim Cal 27 und Cal 28 stehen wir voraussichtlich kurz davor. Insofern bleibt festzuhalten, dass sich das übergeordnete Bild weiterhin einheitlich bullish darstellt. Rücksetzer bieten daher eine Gelegenheit zur Absicherung. Erfolgt ein stärkerer Preiserutsch, kann sich dies für weitere Tranchenkäufe anbieten.

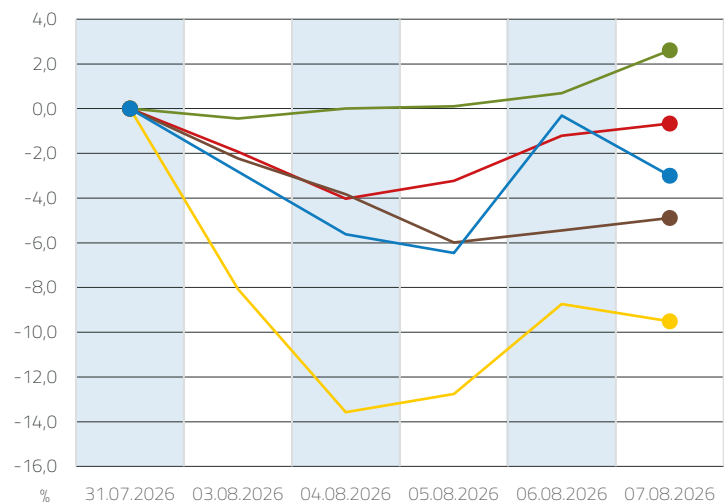
Portfolioausrichtung: Die Schließung der August-Tranche zum Monatswechsel war vom Timing her genau richtig, denn nun geht es wieder dynamisch aufwärts. In Summe sprechen inzwischen alle drei Bereiche eine bullische Sprache (Konjunktur, Fundamental, Charttechnik), insofern streben wir weiterhin Long-Positionen an. Nach oben besteht das Risiko einer weiteren bzw. anhaltenden Eskalation im Nahost-Konflikt, nach unten könnte eine diplomatische Entspannung die Preise rasch drehen lassen. Insofern bleibt auch die Bewertung dynamisch. Da es aber nach einer zeitnahen Einigung nicht aussieht, heben wir für die September-Tranche die Price-Floors nach der aktuellen Preisrally an. Sollte es zu einem stärkeren Preisrücksetzer kommen, könnte sich dieser für die Oktober-Tranchen anbieten. Dazu haben wir einen weiteren Price-Floor markiert (siehe Charts auf Seiten 16ff.).

Markt- entwicklung

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



Energiemarktentwicklung
KW 33



Markt- rückblick

Die KW 32 begann ganz ähnlich wie die Vorwoche. US-Präsident Donald Trump hatte über das Wochenende einen geplanten Militärschlag gegen den Iran abgesagt und dies mit für Montagnachmittag angekündigten Gesprächen begründet, die Teheran umgehend dementierte. Der Verkaufsdruck fiel entsprechend hoch aus, der Brent Crude Frontmonat gab bis Montagabend rund 8,2 Prozent nach. Am Dienstag verstärkte sich die Abwärtsbewegung nochmals, nachdem US-Finanzminister Scott Bessent eine baldige Hormus-Einigung für Dienstag oder Mittwoch in Aussicht gestellt hatte: Rohöl Brent verlor weitere 4,8 Prozent, der TTF Gas Frontmonat 5,3 Prozent. Einzig die EUAs bewegten sich mit einem Tagesplus von 0,4 Prozent gegen den Trend und verhinderten damit knapp die Einstellung eines Rekords von neun Verlusttagen in Folge.

Am Mittwochabend meldete der Iran schließlich eine Einigung mit dem Oman auf eine konkrete Schifffahrtsroute durch die Straße von Hormus, eines der bislang größten Zugeständnisse Teherans. Der Iran erhalte demnach die Kontrolle über einlaufende Schiffe und strebt zudem Gebühren von fünf bis sieben Prozent des Frachtwerts an. Irans Vize-Außenminister Gharibabadi räumte allerdings ein, dass der Deal nur für zwei bis vier Monate gelte und noch der Zustimmung des Obersten Führers Khamenei bedürfe, zu dem die Kommunikation derzeit als „sehr schwierig“ gelte. Wie wenig belastbar die Ankündigung war, zeigte sich bereits am Donnerstag: Statt der erhofften Normalisierung brach der Schiffsverkehr laut Kpler regelrecht ein, durch die Straße von Hormus passierten nur noch zwei statt zuvor acht Schiffe, durch Bab al-Mandab nur ein einziges statt zuvor zwanzig. Der Markt, der

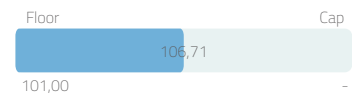
die Einigung bereits weitgehend eingepreist hatte, reagierte auf die ausbleibende physische Normalisierung mit einer kräftigen Gegenbewegung:

Zum Ende der Berichtswoche verschärfte sich die Lage weiter. Den Huthi-Angriffen auf einen saudischen Tanker im Golf von Aden und der Eskalation im Südlibanon folgte am Freitag eine Warnung Riads vor unmittelbar bevorstehenden koordinierten Angriffen der Huthis und iranisch unterstützter irakischer Milizen. Saudi-Arabien, die Türkei und Pakistan reagierten mit der Ankündigung eines gemeinsamen Verteidigungspakts.

Beschaffungsportfolio Strom

aktuell

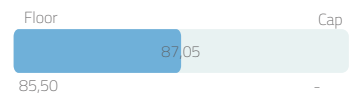
2027



Lieferjahr 2027

32 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.9. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 30.11. | Hedge-Quote: 89 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 83,89 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 83,54 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 101 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

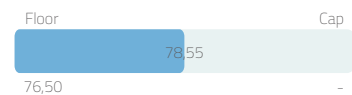
2028



Lieferjahr 2028

20 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.9. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 30.11. | Hedge-Quote: 56 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 81,27 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 81,07 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 85,5 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2029



Lieferjahr 2029

8 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.9. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.12. | Hedge-Quote: 22 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 77,76 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 77,60 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 76,5 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortrag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2027	30.11.2026	101,83 €/MWh	106,71 €/MWh	101,00 €/MWh	-	aktiviert
2028	30.11.2026	85,26 €/MWh	87,05 €/MWh	85,50 €/MWh	-	aktiviert
2029	31.12.2026	77,30 €/MWh	78,55 €/MWh	76,50 €/MWh	-	aktiviert

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	32 von 36	89 GWh	89 %	83,89 €/MWh	83,54 €/MWh	2	1	- 34.722 €
2028	20 von 36	56 GWh	56 %	81,27 €/MWh	81,07 €/MWh	2	1	- 20.472 €
2029	8 von 36	22 GWh	22 %	77,76 €/MWh	77,60 €/MWh	2	1	- 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

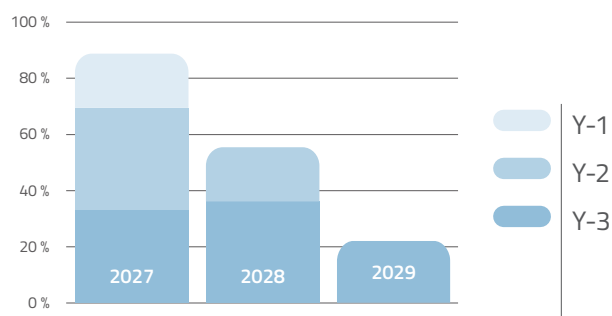
EnerChase vs. Benchmark

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.

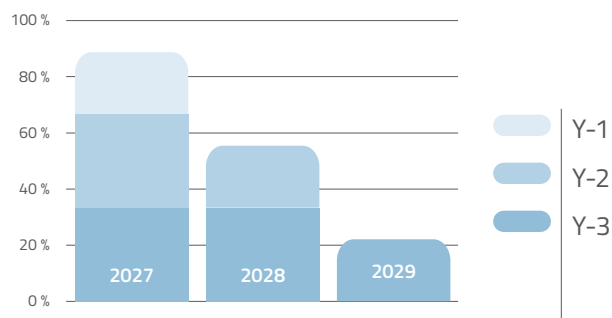
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	89 %	19 %	36 %	33 %
2028	56 %		19 %	36 %
2029	22 %			22 %



Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	89 %	22 %	33 %	33 %
2028	56 %		22 %	33 %
2029	22 %			22 %



Aktive Allokation

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

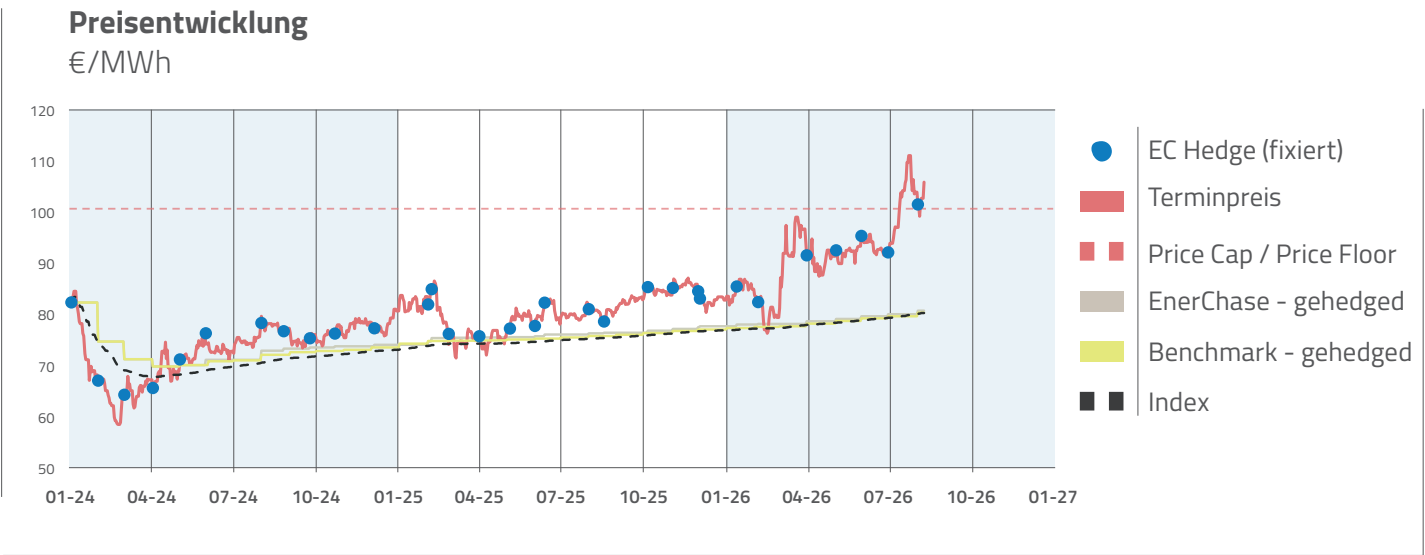
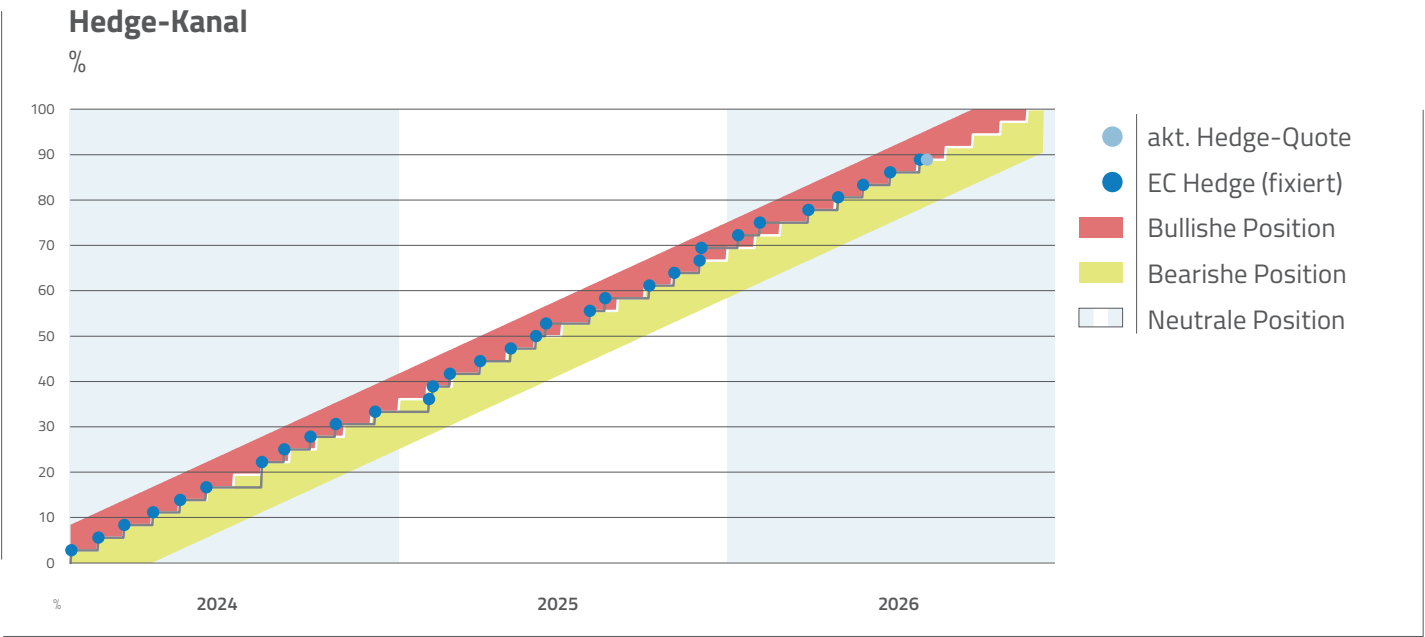


Strom

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	32 von 36	89 GWh	89 %	83,89 €/MWh	83,54 €/MWh	2	1	- 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](#)

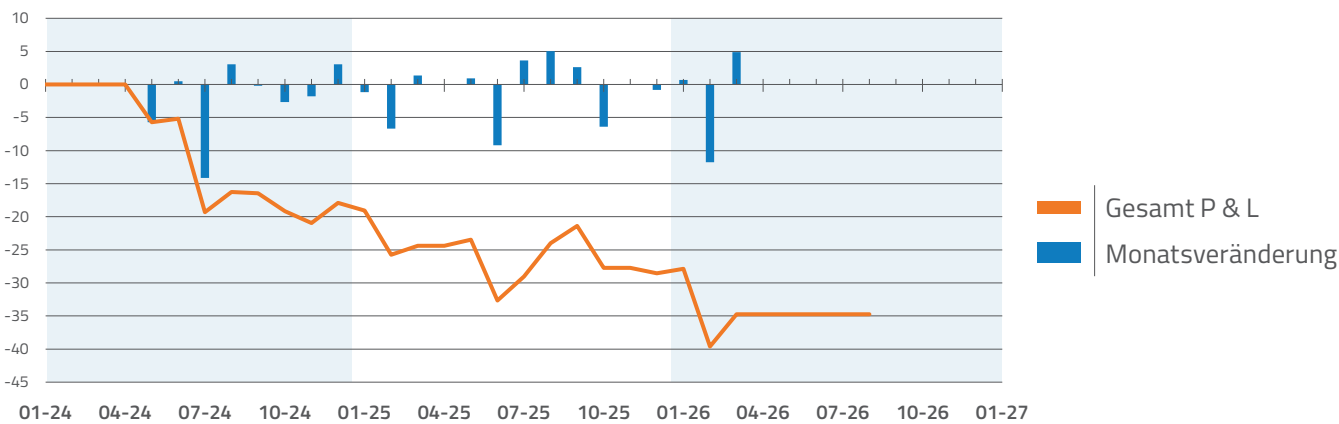
Profit and Loss | Value-at-Risk

2027

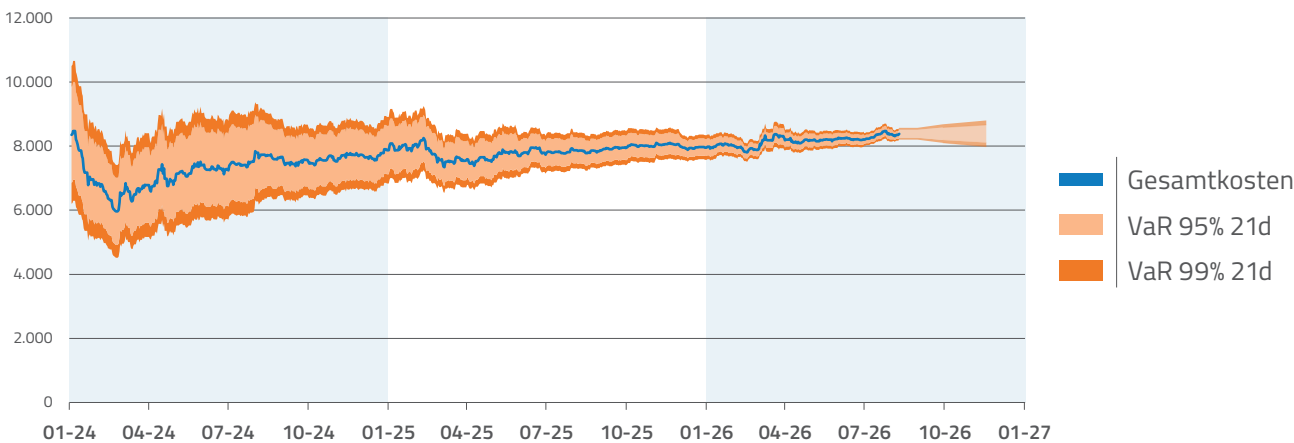
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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€



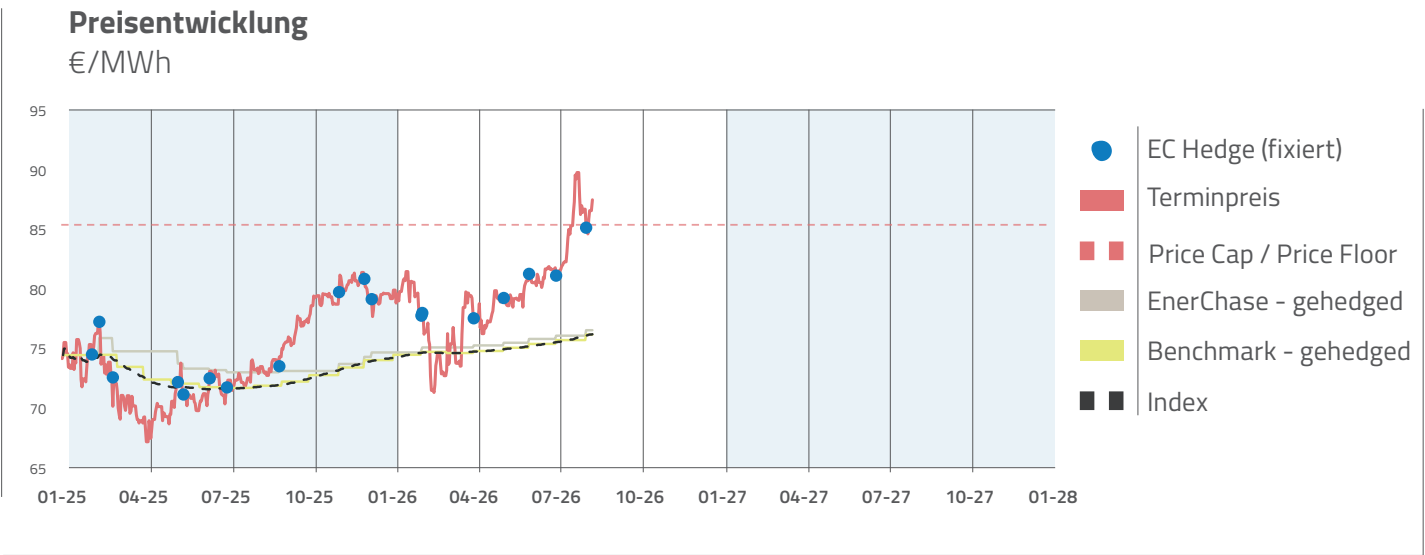
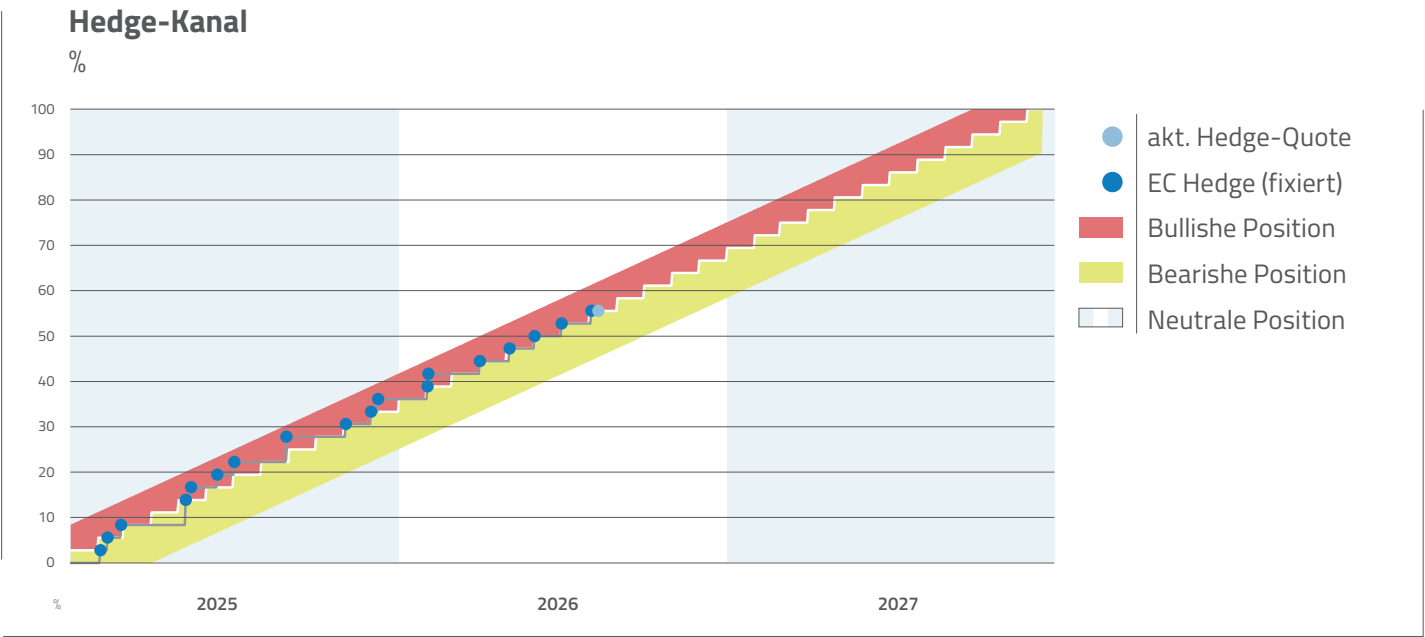
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	8.383 T€	- 34.722 €	8.263 - 8.514 T€ (95%) 8.202 - 8.576 T€ (99%)	8.195 - 8.582 T€ (95%) 8.100 - 8.677 T€ (99%)	8.115 - 8.663 T€ (95%) 7.981 - 8.797 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			95,42 - 118,0 €/MWh (95%) 89,88 - 123,54 €/MWh (99%)	89,29 - 124,13 €/MWh (95%) 80,74 - 132,68 €/MWh (99%)	82,07 - 131,35 €/MWh (95%) 69,99 - 143,43 €/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	20 von 36	56 GWh	56 %	81,27 €/MWh	81,07 €/MWh	2	1	- 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](#)

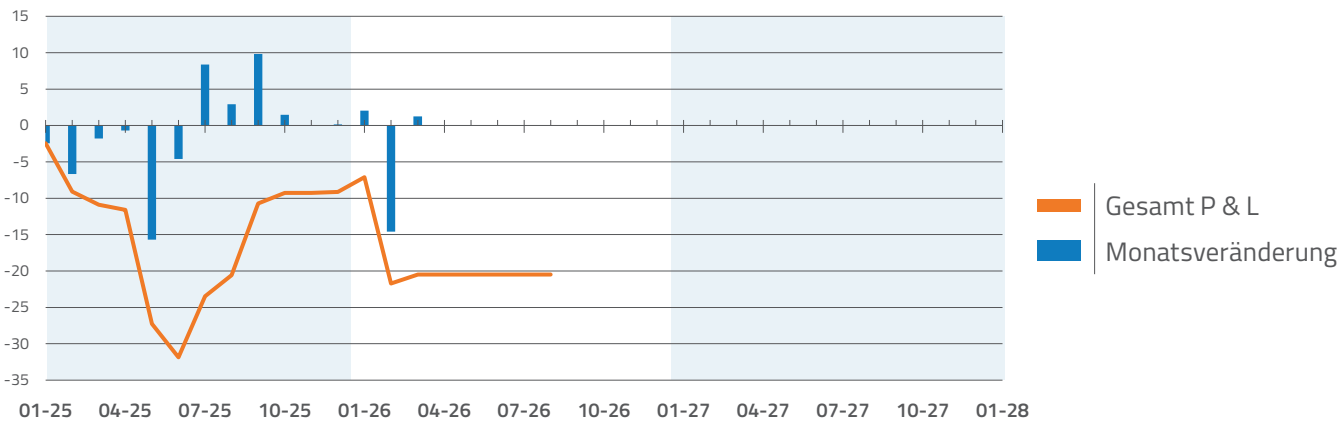
Profit and Loss | Value-at-Risk

2028

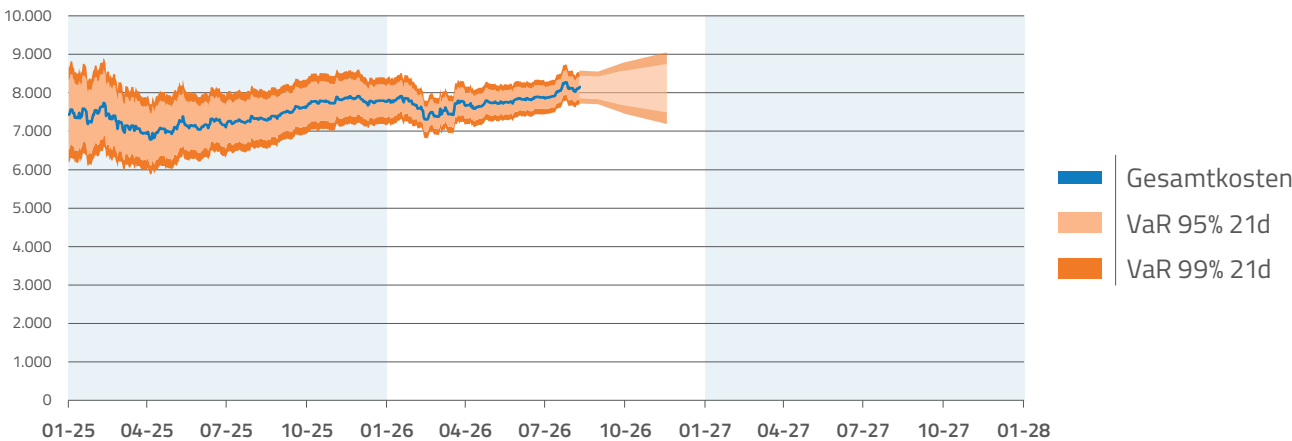
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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€



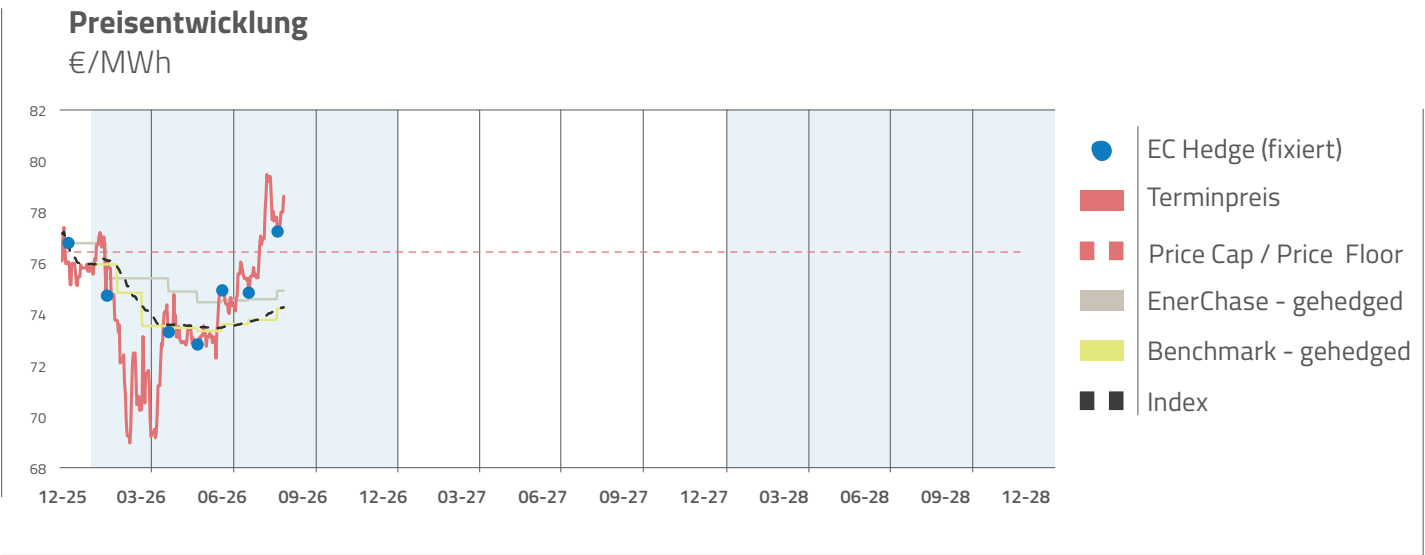
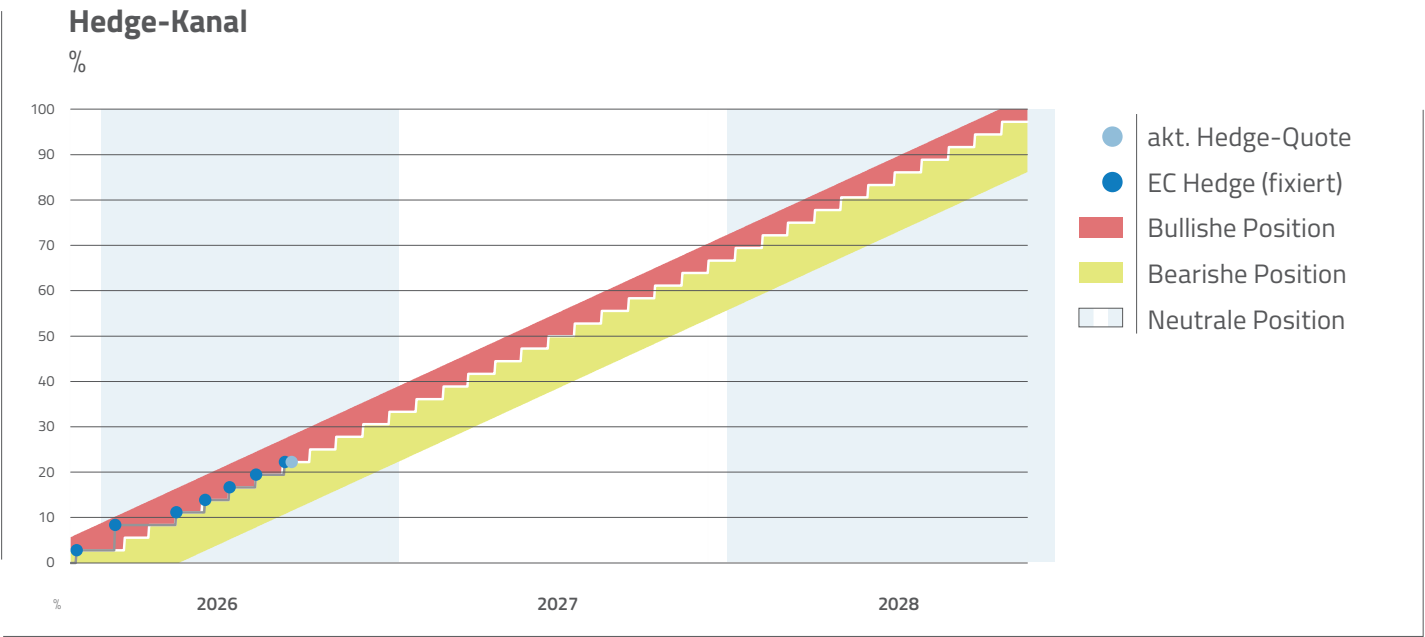
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	8.151 T€	- 20.472 €	7.838 - 8.417 T€ (95%) 7.701 - 8.553 T€ (99%)	7.680 - 8.574 T€ (95%) 7.470 - 8.784 T€ (99%)	7.495 - 8.759 T€ (95%) 7.198 - 9.057 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			80,53 - 93,57 €/MWh (95%) 77,47 - 96,63 €/MWh (99%)	77,0 - 97,10 €/MWh (95%) 72,26 - 101,84 €/MWh (99%)	72,83 - 101,27 €/MWh (95%) 66,14 - 107,96 €/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	8 von 36	22 GWh	22 %	77,76 €/MWh	77,60 €/MWh	2	1	- 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](#)

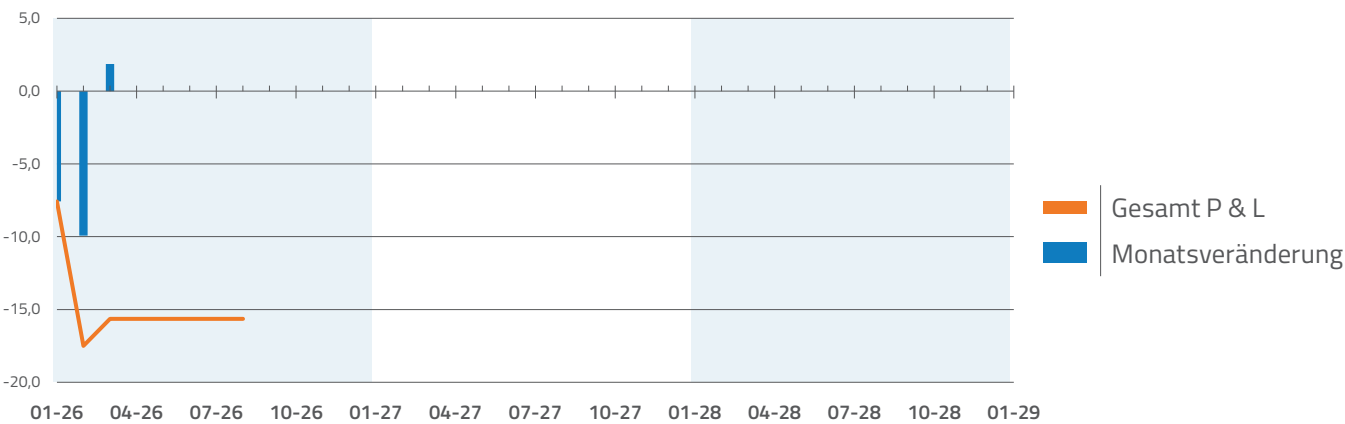
Profit and Loss | Value-at-Risk

2029

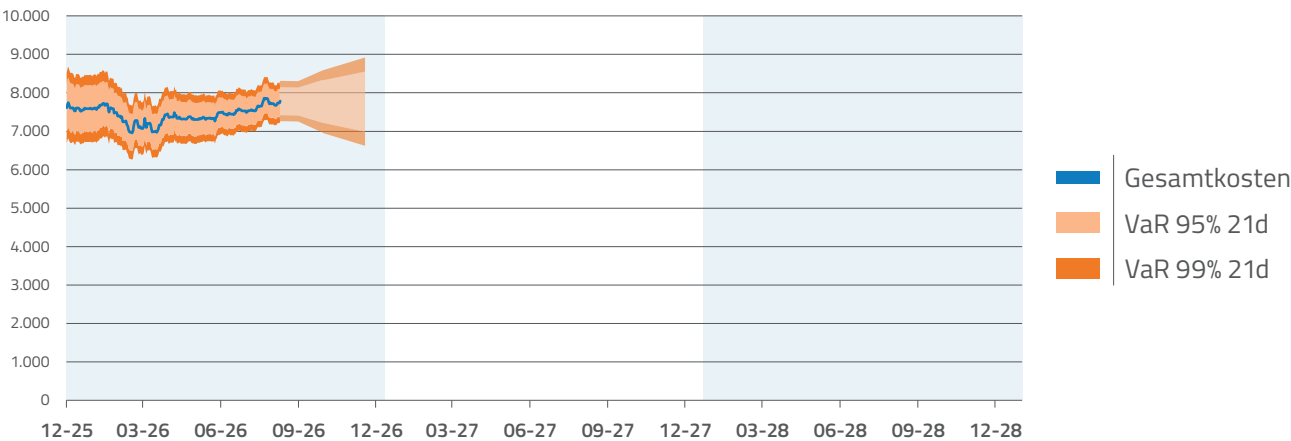
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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	7.787 T€	- 15.639 €	7.414 - 8.137 T€ (95%) 7.250 - 8.301 T€ (99%)	7.218 - 8.334 T€ (95%) 6.965 - 8.587 T€ (99%)	6.987 - 8.565 T€ (95%) 6.629 - 8.923 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			73,90 - 83,20 €/MWh (95%) 71,79 - 85,31 €/MWh (99%)	71,38 - 85,72 €/MWh (95%) 68,12 - 88,98 €/MWh (99%)	68,41 - 88,69 €/MWh (95%) 63,81 - 93,29 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 83,89 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 89 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 106,71 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.389 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 81,27 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 56 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 87,05 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.127 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2029 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 77,76 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 22 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 78,55 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.776 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	81,04	76,65	74,99
enerchase - offene Position	106,71	87,05	78,55
enerchase - gesamt	83,89	81,27	77,76
Benchmark - gesamt	83,54	81,07	77,60
enerchase vs. BM - gesamt*	0,35	0,20	0,16
enerchase - gehedged in Y-1	91,87		
enerchase - gehedged in Y-2	81,36	80,12	
enerchase - gehedged in Y-3	74,36	74,78	74,99

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

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	88,89	55,56	22,22
enerchase - offene Position	11,11	44,44	77,78
enerchase - gesamt	100,00	100,00	100,00
Benchmark - offene Position	11,11	44,44	77,78
enerchase vs. BM - offene Position*	0,00	0,00	0,00
enerchase - gehedged in Y-1	19,44		
enerchase - gehedged in Y-2	36,11	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	36,11	22,22

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

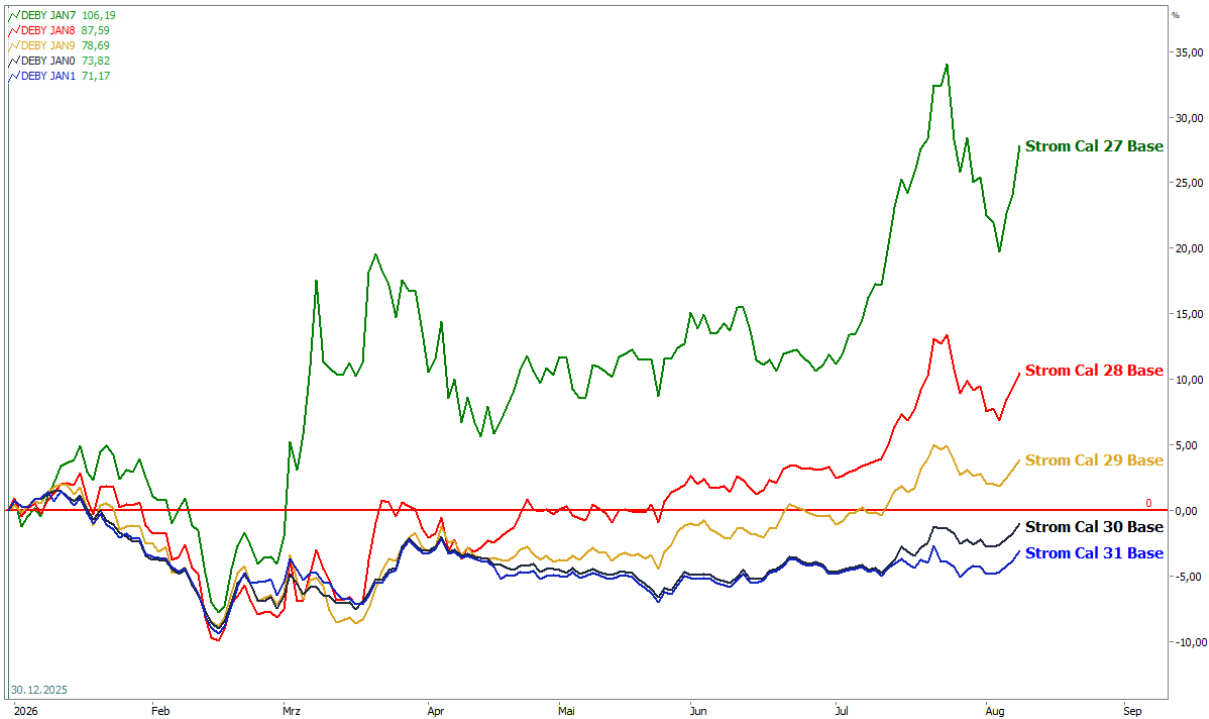
Beschaffungskosten

(in T€)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	7.203	4.258	1.666
enerchase - offene Position	1.186	3.869	6.109
enerchase - gesamt	8.389	8.127	7.776
Benchmark - gesamt	8.354	8.107	7.760
enerchase vs. BM - gesamt*	35	20	16
enerchase - gehedged in Y-1	1.786		
enerchase - gehedged in Y-2	2.938	0	
enerchase - gehedged in Y-3	2.479	2.701	1.666

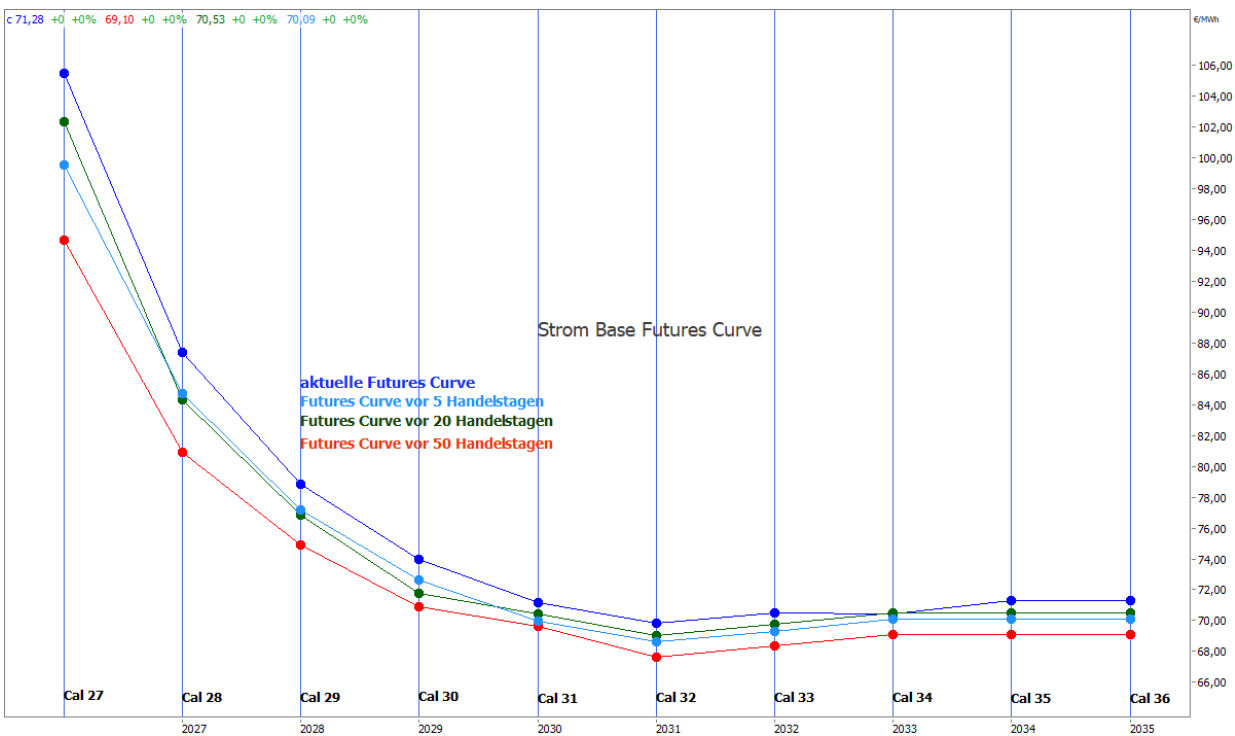
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

Indexierter Preisverlauf Strom Frontjahre Base
(seit Jahresbeginn) (EEX)



Strom Forward Curve



Anhänge

Strom Cal 27 Base (EEX)

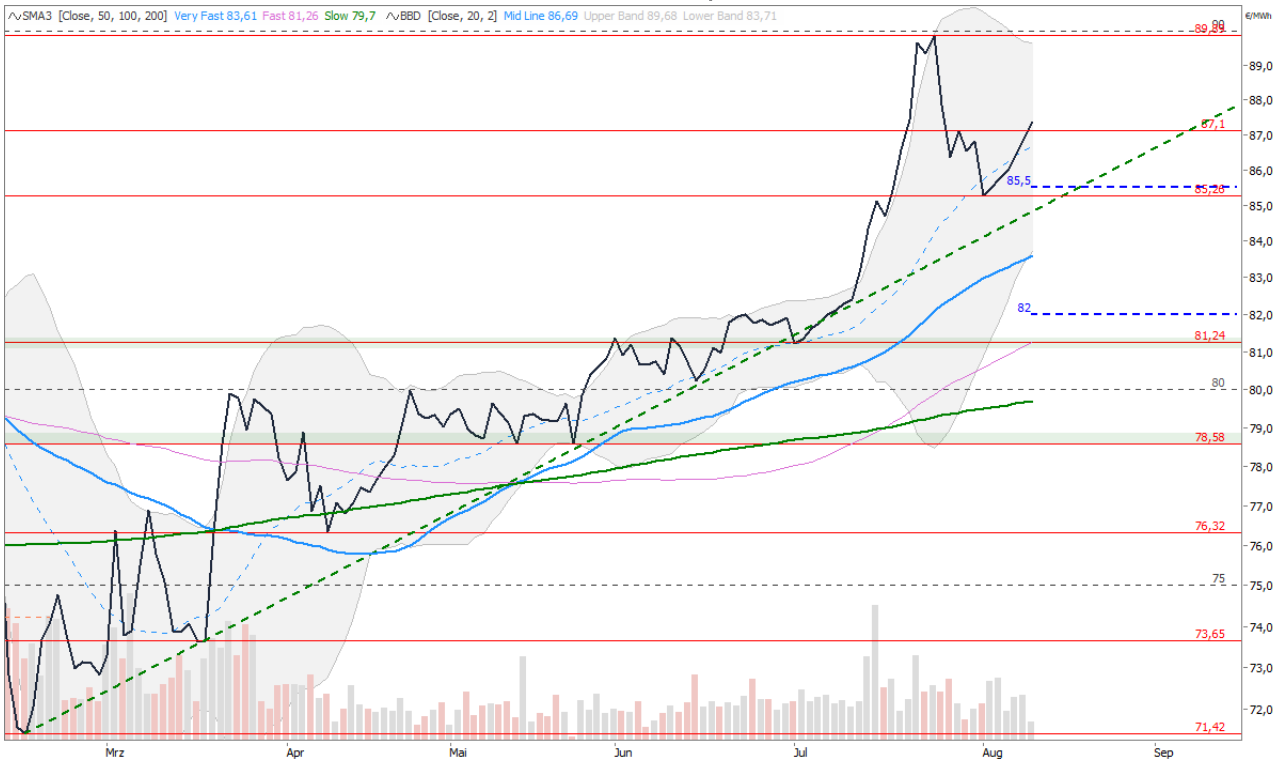


Strom Cal 27 Base (3-Jahreschart) (EEX)

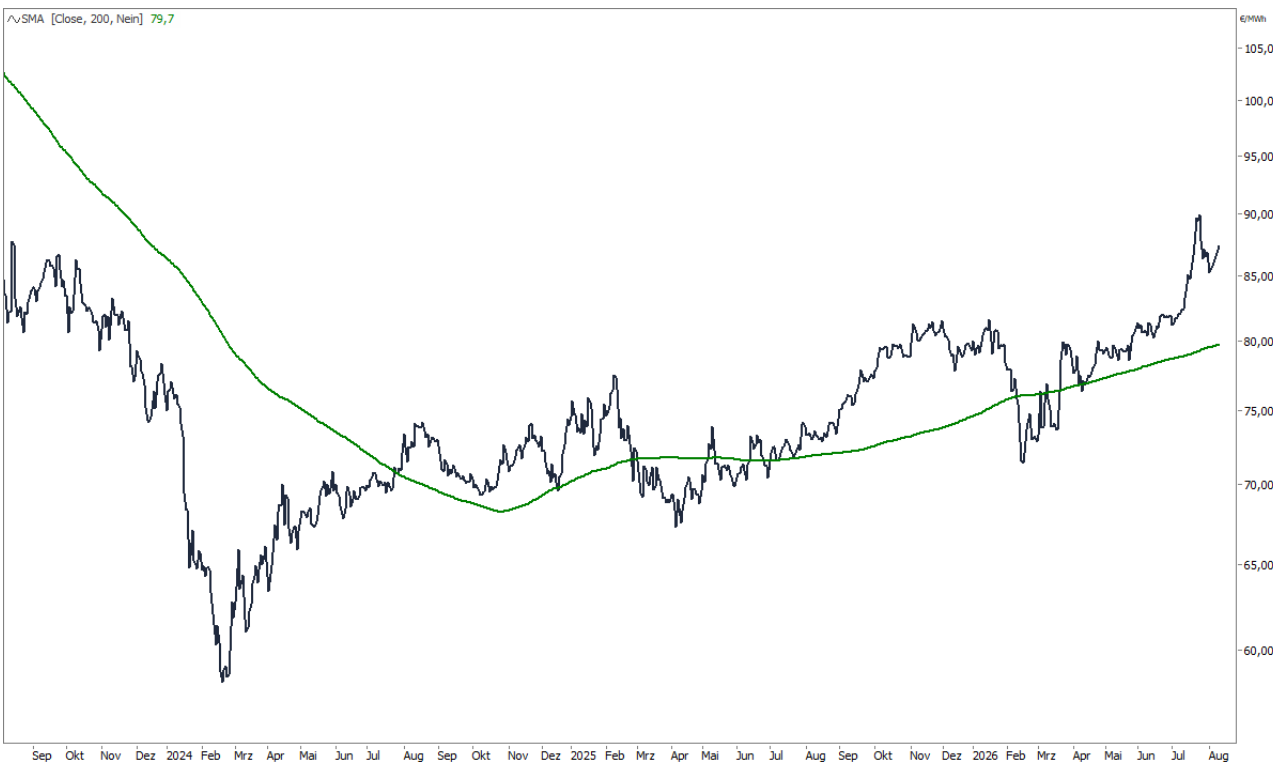


Anhänge

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
01.07.2026	92,41	01.07.2026	92,41	2.778	0
03.08.2026	101,83	03.08.2026	101,83	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
01.07.2026	81,22	01.07.2026	81,22	2.778	0
03.08.2026	85,26	03.08.2026	85,26	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
01.07.2026	74,91	01.07.2026	74,91	2.778	0
03.08.2026	77,30	03.08.2026	77,30	2.778	0

Anhänge

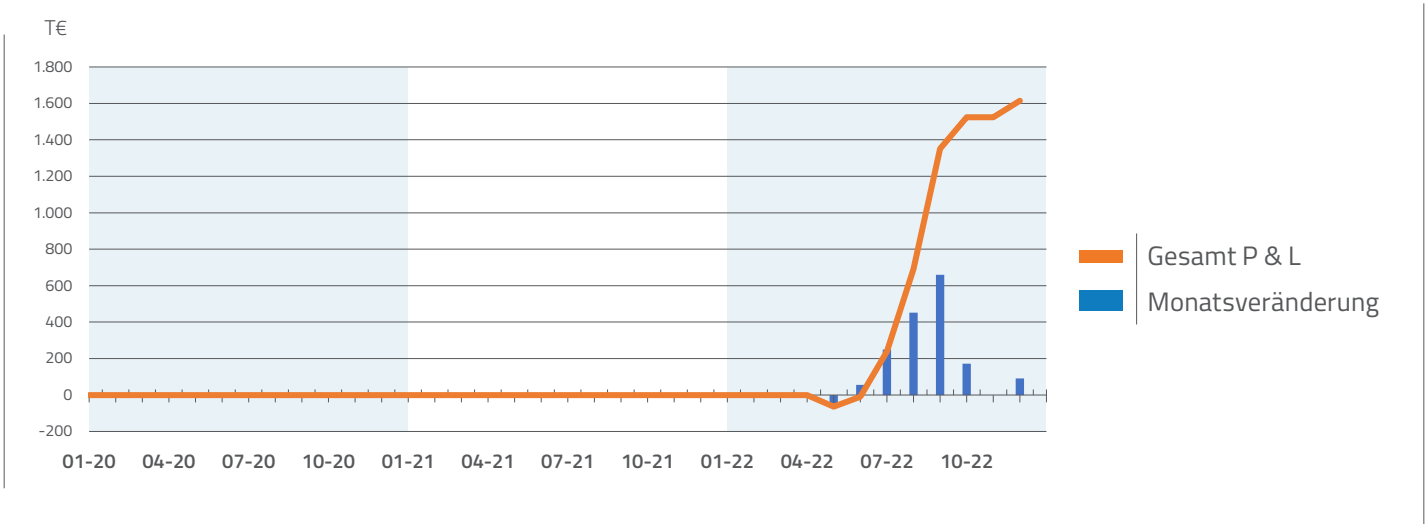
P&L History

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.

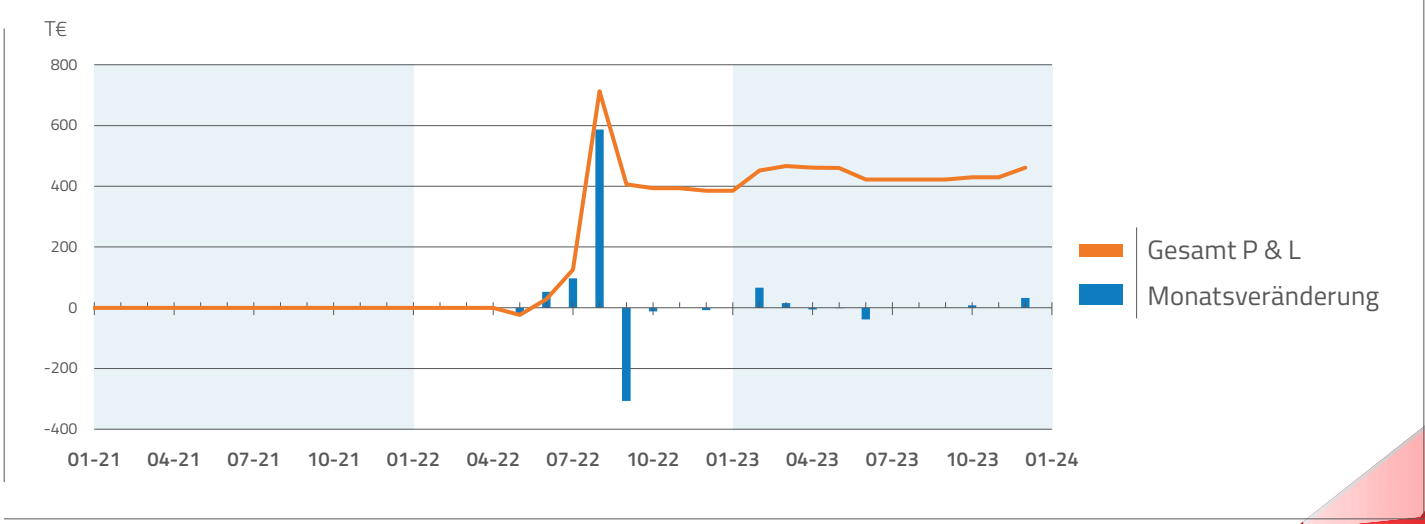


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

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

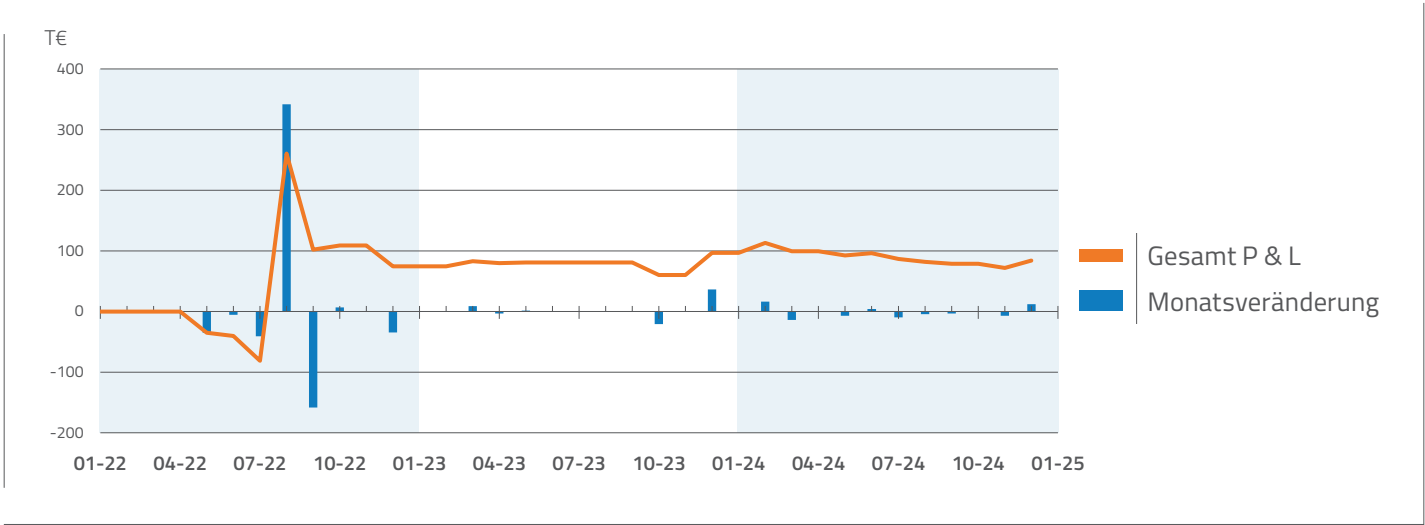
P&L History

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.

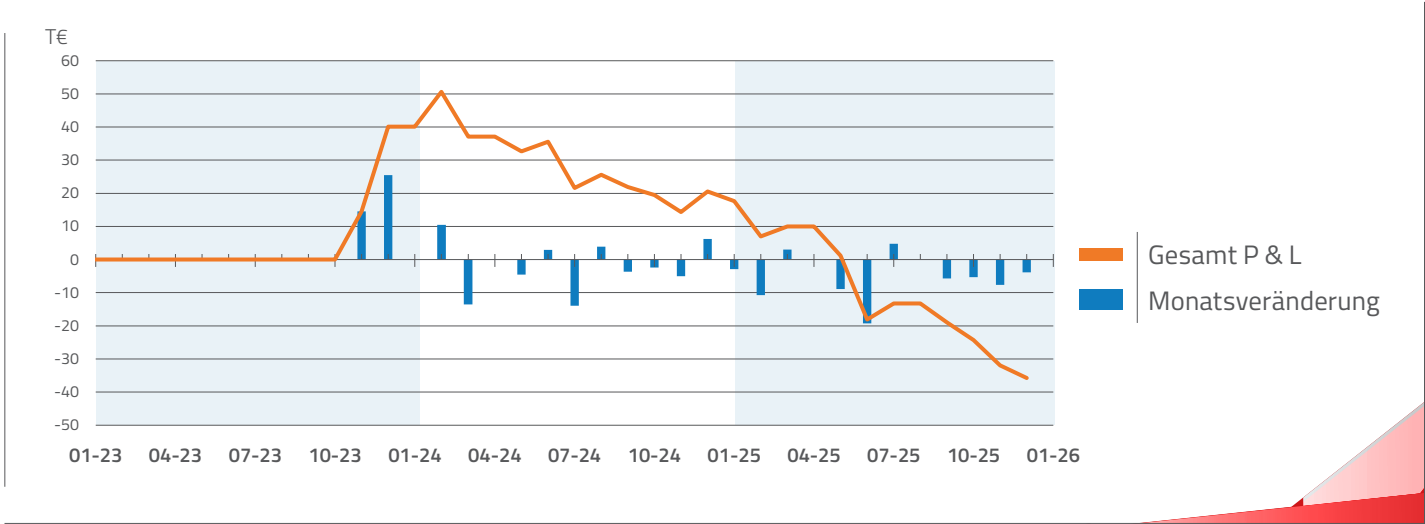


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2026

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 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 selbstständig Ihren Stopp in Abhängigkeit von Ihrer Positionsgröße und Ihres zur Verfügung stehenden Risikokapitals!

Keine Anlageberatung

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

Haftungsausschluss

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

Nutzungsbedingungen / Disclaimer

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

1. Haftungsbeschränkung EnerChase

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

2. Schutzrechte

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

3. Hinweis nach § 85 WpHG

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

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

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

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

research@enerchase.de