

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Mit den nahenden Wintermonaten gewinnt der Einfluss der Wetterprognosen auf die Energiemärkte weiter an Bedeutung und hat zuletzt die Volatilität erhöht. Der Gasmarkt bleibt fundamental schwach, stärkere Preisabgaben treten dennoch nicht auf. Die EUAs bleiben zudem spekulativ gestützt, was auch stärkere Abgaben beim Strompreis verhindert. Die Beschaffung für das Strom Cal 26 Base wurde daher beendet. Die Lieferjahre 2027 und 2028 bleiben in intakten Aufwärtstrends, weshalb wir die Dezember-Tranche vorzeitig schließen wollen. Mit Blick auf die Januar-Tranche wird auch das Lieferjahr 2029 nun relevant. Auch dieser Jahres-Future befindet sich im intakten Aufwärtstrend (siehe Seite 19). Sollten wir die Januar-Tranche der Lieferjahre 2027 und 2028 aktivieren, werden wir (Stand heute) auch die Januar-Tranche für das Lieferjahr 2029 vorzeitig aktivieren.

Beschaffungstelegramm Cal 26: 0 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 0 Tranchen sind zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 11.11.2025 +++ letzter Fixierungspreis: 88,2 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 93,45 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 88,75 €/MWh (Schlusskurs 11.11.2025) +++ aktuelle Hedge-Quote 100 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

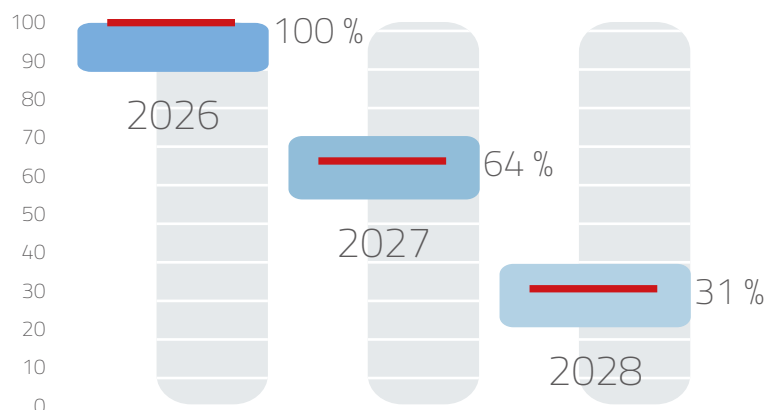
Inhalt

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

Hedge-Situation

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

Aktuelle Hedge-Quoten



Markteinschätzung (1/2)

Konjunktur: Die jüngsten Konjunkturdaten bestätigen das Bild einer Weltwirtschaft, die eher auf Sparflamme läuft und insbesondere politisch getrieben ist. So konnte in den USA ein Kompromiss im US-Senat den längsten Shutdown der Geschichte beenden. Mit 60 zu 40 Stimmen wurde für die Beendigung des Regierungsstillstands gestimmt, der Millionen von Haushalten betraf und zu erheblichen Störungen im öffentlichen Dienst führte. Die Vereinbarung sieht eine Übergangsfinanzierung bis zum 30. Januar vor. China hat derweil das seit Dezember 2024 bestehende Exportverbot für die Metalle Gallium, Germanium und Antimon gegenüber den USA vorzeitig bis zum 27. November 2026 ausgesetzt. Die Entscheidung wird als vorsichtige Deeskalation im Handelskonflikt zwischen den beiden größten Volkswirtschaften gewertet. Ansonsten kommen aus China gemischte Signale: Die Verbraucherpreise sind nach zwei schwachen Monaten wieder leicht gestiegen, gleichzeitig ist der wichtige Einkaufsmanagerindex der Industrie unter die 50er-Marke gefallen, was auf nachlassende Produktion schließen lässt. Wenig Lichtblicke gibt es auch in Deutschland: Der ZEW-Index der Konjunkturerwartungen

für Deutschland ist im November leicht auf 38,5 Punkte gesunken und blieb damit hinter den Erwartungen zurück. Ausschlaggebend für den Pessimismus ist vor allem das mangelnde Vertrauen in die wirtschaftspolitische Handlungsfähigkeit der Bundesregierung. Die Einschätzung der aktuellen konjunkturellen Lage verbesserte sich jedoch leicht. Das Barometer legte um 1,3 auf minus 78,7 Punkte zu, blieb aber hinter den Erwartungen der Ökonomen zurück.

Fundamental: Mit den nahenden Wintermonaten gewinnt der Einfluss der Wetterprognosen auf die Energiemärkte weiter an Bedeutung. Aufgrund nun milderer Temperaturprognosen und höher erwarteter Windeinspeisungen, die beide im Vergleich zum vergangenen Montag deutlich nach oben korrigiert wurden, geraten die Gaskurse unter Abgabedruck. In Kombination mit einem weiterhin auskömmlichen Gasangebot setzt dies die Gasnotierungen zusätzlich unter Druck. Vor diesem Hintergrund sind aus fundamentaler Sicht weitere Preisrückgänge am Gasmarkt möglich. Allerdings notieren die Gas-Futures an einer starken Unterstützungszone, die in der Vergangenheit häufig als Kaufgelegenheit genutzt wurde. Zudem

hat sich der asiatische JKM-LNG-Preis zuletzt stabilisiert. Der Spread zwischen JKM LNG und TTF Gas (Dezember-Kontrakt) liegt mit Settlementpreis 10. November jedoch aktuell bei 0,55 US-Dollar/MMBtu und bleibt damit deutlich unterhalb der Schwelle von 2 US-Dollar/MMBtu, ab der Lieferungen nach Asien verschoben werden. In der Gesamtbetrachtung überwiegen aber die bearishen Faktoren bei Gas. Die EUAs bleiben jedoch spekulativ gestützt, was auch stärkere Abgaben beim Strompreis verhindert.

Charttechnik (siehe ab Seite 16): Mit dem Sprung über die Marke von rund 88 Euro/MWh und einem Trendhoch bei 90,8 Euro/MWh im Tages-Liniendiagramm hat sich beim **Strom Cal 26 Base** seit Mitte August ein mittelfristiger Aufwärtstrend etabliert. Anschließend kam es zu einer ausgeprägten Gegenbewegung innerhalb dieses Trends, mit einem Tagestief am Montag bei rund 87,8 Euro/MWh. Auf dem nun als Unterstützung fungierenden Bereich kommt es wieder zu Kaufdruck. Ein Anstieg über das Verlaufshoch bei 90,8 Euro/MWh würde den Aufwärtstrend fortsetzen.

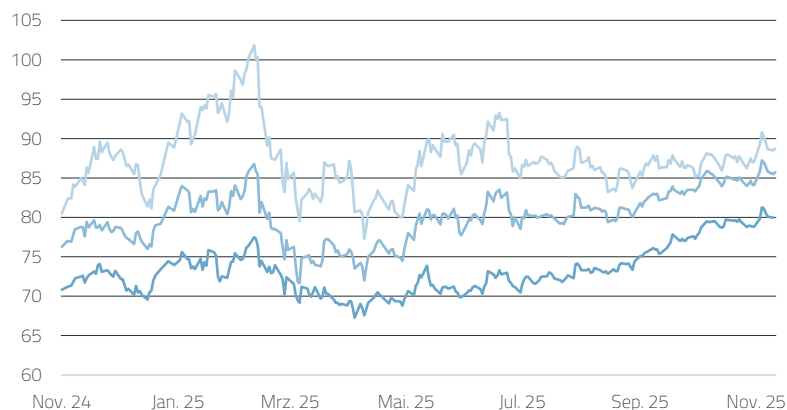
(Fortsetzung auf nächster Seite)

Strom- markt

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

2026
2027
2028

Preisentwicklung (Base)
€/MWh



Markt- einschätzung (2/2)

Auf der Unterseite befindet sich ein starker Auffangbereich bei rund 87 Euro/MWh, aus 200-Tage-Linie und bestätigter Aufwärtstrendlinie.

Fazit: Wir haben die Dezember-Tranche heute Vormittag geschlossen und damit die Beschaffung für das Lieferjahr 2026 beendet. Aufgrund des intakten mittelfristigen Aufwärtstrends sind weitere Kursanstiege zu erwarten.

Der **Strom Cal 27 Base** Future befindet sich weiterhin in einem intakten mittelfristigen Aufwärtstrend. Der Jahres-Future hat bei 87,3 Euro/MWh ein neues Verlaufs- und Jahreshoch markiert und den Aufwärtstrend weiter bestätigt. Bei einem Anstieg über das letzte Hoch dürfte auch ein Test der psychologischen 90-Euro-Marke bevorstehen. Wir wollen Preisrücksetzer entsprechend weiterhin für Beschaffungsaktivitäten nutzen (Buy the Dip).

Fazit: Unser Price-Trigger bei 86 Euro/MWh wurde in der vergangenen Woche gerissen, so dass wir den Price-Floor auf 84 Euro/MWh hochgezogen haben. Die zuletzt nachlassende Aufwärtsdynamik hat wieder zugenommen,

oberhalb von 87,3 Euro/MWh wären weitere Preisanstiege zu befürchten. Wir setzen daher für die Dezember-Tranche einen zusätzlichen Price-Cap bei 88 Euro/MWh.

Das **Strom Cal 28 Base** behauptet sich weiterhin in einem intakten mittelfristigen Aufwärtstrend. Mit einem Anstieg auf 81,3 Euro/MWh wurde ein neues Verlaufshoch markiert und der Aufwärtstrend bestätigt. Ein Anstieg darüber würde einen Test der runden 85-Euro-Marke ermöglichen. Wir wollen daher etwaige Kursrücksetzer weiterhin als Kaufgelegenheit nutzen (Buy the Dip).

Fazit: Unser Price-Trigger bei 80 Euro/MWh wurde in der vergangenen Woche gerissen, so dass wir den Price-Floor auf 79 Euro/MWh hochgezogen haben. Oberhalb von 81,3 Euro/MWh wären weitere Preisanstiege zu befürchten. Wir setzen daher für die Dezember-Tranche einen zusätzlichen Price-Cap bei 82 Euro/MWh.

Portfolioausrichtung: Die Beschaffung für das Strom Cal 26 Base wurde beendet. Die Lieferjahre 2027 und 2028 bleiben in intakten Aufwärtstrends, weshalb wir die Dezember-Tranche vorzeitig schließen wollen.

Beim Strom Cal 27 Base liegt der Price-Floor bei 84 Euro/MWh. Wir setzen zusätzlich einen Price-Cap bei 88 Euro/MWh.

Beim Strom Cal 28 Base liegt der Price-Floor bei 79 Euro/MWh. Wir setzen zusätzlich einen Price-Cap bei 82 Euro/MWh.

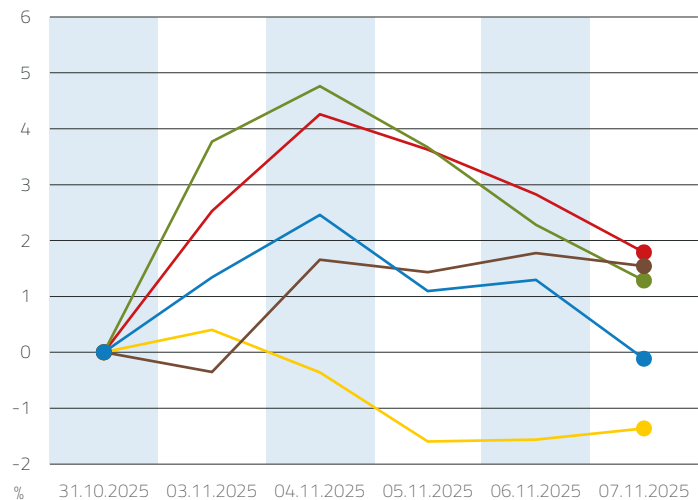
Mit Blick auf die Januar-Tranche wird auch das Lieferjahr 2029 nun relevant. Auch dieser Jahres-Future befindet sich im intakten Aufwärtstrend. Sollten wir die Januar-Tranche der Lieferjahre 2027 und 2028 aktivieren, werden wir (Stand heute) auch die Januar-Tranche für das Lieferjahr 2029 vorzeitig aktivieren.

Markt- entwicklung

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

● Strom
● CO₂
● Gas
● Kohle
● Brent

Energiemarktentwicklung KW 46



Markt- rückblick

Die erste Novemberwoche startete mit einer spürbaren Aufwärtsbewegung an den Energiemärkten. Auslöser war die überraschende Ankündigung von Bundeswirtschaftsministerin Reiche, ab dem 1. Januar 2026 einen staatlich subventionierten Industriestrompreis einzuführen. Die Aussicht auf Entlastungen für energieintensiven Branchen löste eine Kaufwelle aus, die sich rasch über CO₂-Zertifikate, Strom- und Gas-Futures erstreckte. Der EUA-Dezember-2025-Future übersprang mit Schwung die 80-Euro-Marke und beendete den Handelstag am Montag rund vier Prozent im Plus. Der Strom Cal 26 Base Future kletterte gleichzeitig über die psychologisch wichtige Schwelle von 90 Euro/MWh.

Die Marktreaktion war weniger fundamental und eher emotional einzuordnen. Die Energiehändler interpretierten die geplante Entlastung als Signal für eine moderate Wiederbelebung der industriellen Stromnachfrage. Bei genauerem Hinsehen zeigt sich jedoch, dass das Konzept nach EU-Beihilferecht (CISAF) stark begrenzt ist. Nur 50 Prozent des Jahresverbrauchs dürfen subventioniert werden, die Förderung ist auf drei Jahre befristet, und mindestens die Hälfte der Beihilfe muss in Dekarbonisierung investiert werden. Der ursprünglich diskutierte pauschale Industriestrompreis von 5 Cent/kWh (50 Euro/MWh) wird damit zu einer gezielten, temporären Entlastung einzelner Branchen. Für den Markt ergibt

sich daraus kein Game-Changer, sondern vielmehr ein Unterstützungsmechanismus mit politischem Symbolwert, aber begrenzter realwirtschaftlicher Reichweite.

Beschaffungsportfolio Strom

aktuell

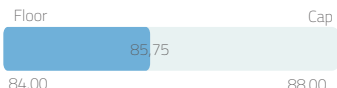
2026



Lieferjahr 2026

36 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 0 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.12. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 15.12. | Hedge-Quote: 100 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 93,45 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 93,16 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

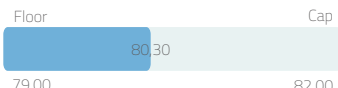
2027



Lieferjahr 2027

23 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.12. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.3. | Hedge-Quote: 64 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 80,46 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 80,18 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert): Price-Cap bei 88 €/MWh; Price-Floor bei 84 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2028



Lieferjahr 2028

11 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.12. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.3. | Hedge-Quote: 31 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 78,32 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 78,23 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert): Price-Cap bei 82 €/MWh; Price-Floor bei 79 €/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
2026	15.12.2025	88,20 €/MWh	88,75 €/MWh	-	-	geschlossen
2027	31.03.2026	85,48 €/MWh	85,75 €/MWh	84,00 €/MWh	88,00 €/MWh	aktiviert
2028	31.03.2026	79,85 €/MWh	80,30 €/MWh	79,00 €/MWh	82,00 €/MWh	aktiviert

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2026	36 von 36	100 GWh	100 %	93,45 €/MWh	93,16 €/MWh	0	0	- 28.806 €
2027	23 von 36	64 GWh	64 %	80,46 €/MWh	80,18 €/MWh	2	1	- 27.722 €
2028	11 von 36	31 GWh	31 %	78,32 €/MWh	78,23 €/MWh	2	1	- 9.278 €

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

[Link zur Deal History](#)

Allokation

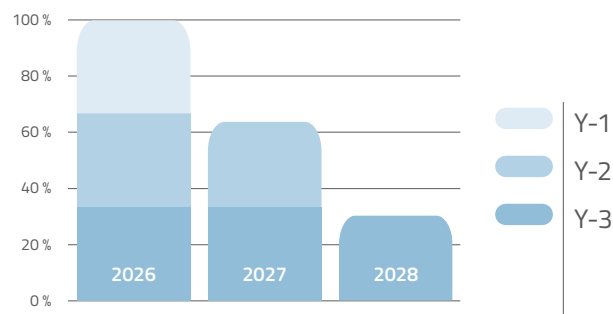
EnerChase vs. Benchmark

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

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

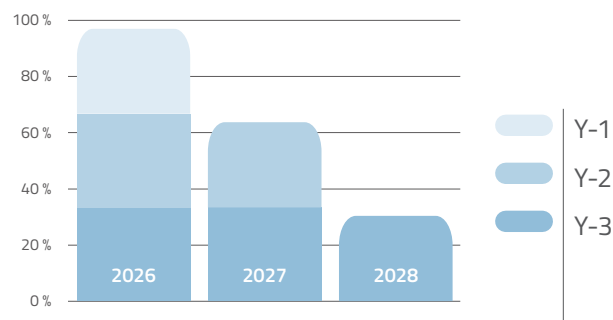
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	100 %	33 %	33 %	33 %
2027	64 %		31 %	33 %
2028	31 %			31 %



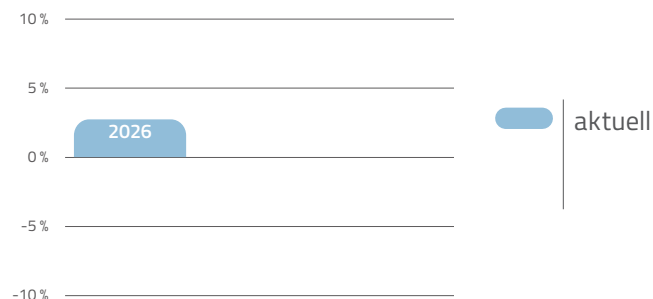
Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	97 %	31 %	33 %	33 %
2027	64 %		31 %	33 %
2028	31 %			31 %



Aktive Allokation

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

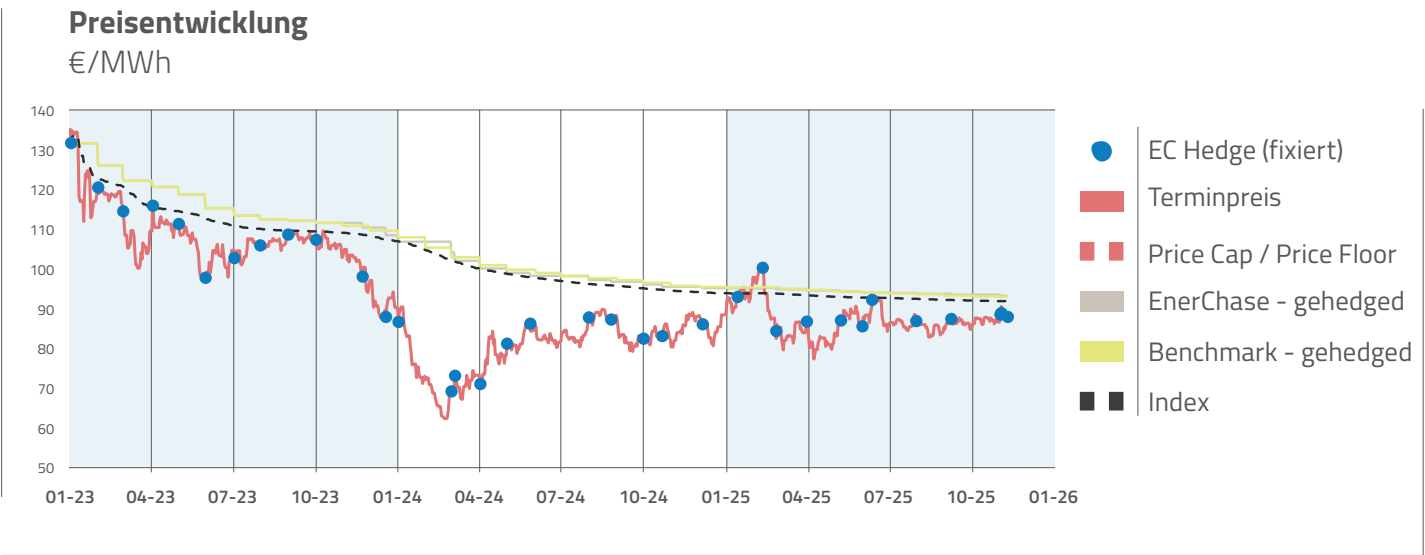
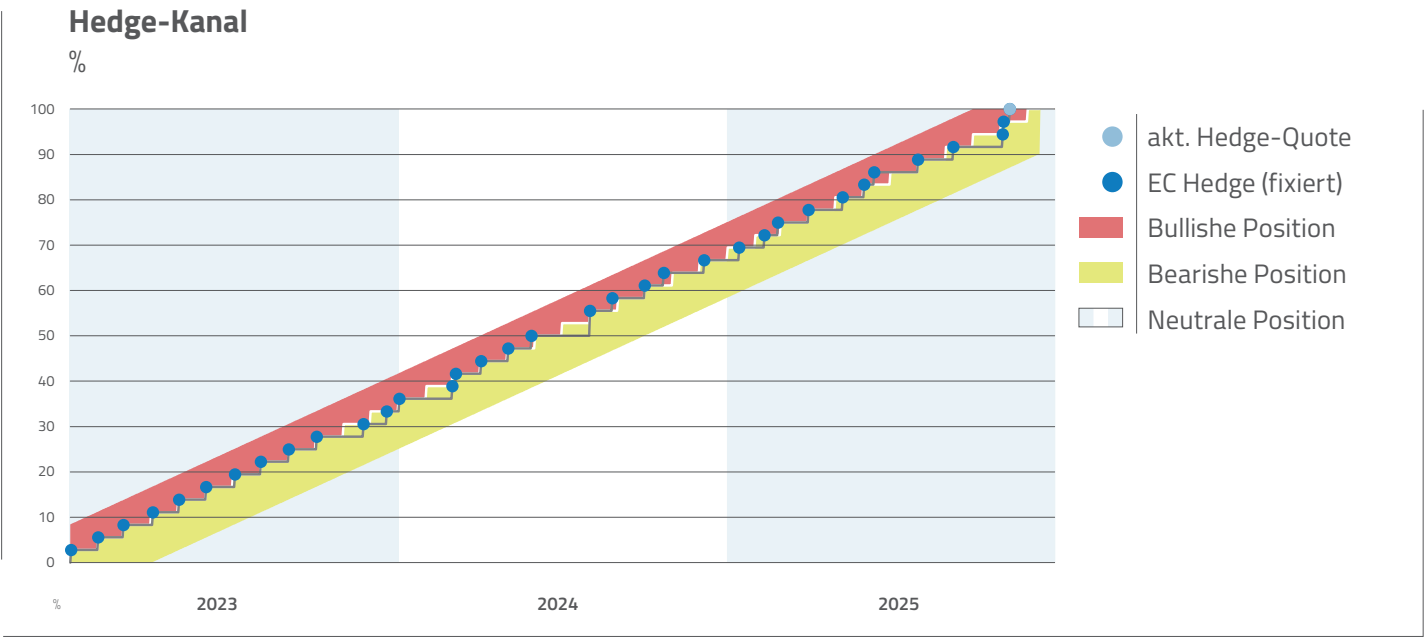


Strom

2026

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

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2026	36 von 36	100 GWh	100 %	93,45 €/MWh	93,16 €/MWh	0	0	- 28.806 €

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

[Link zur Deal History](#)

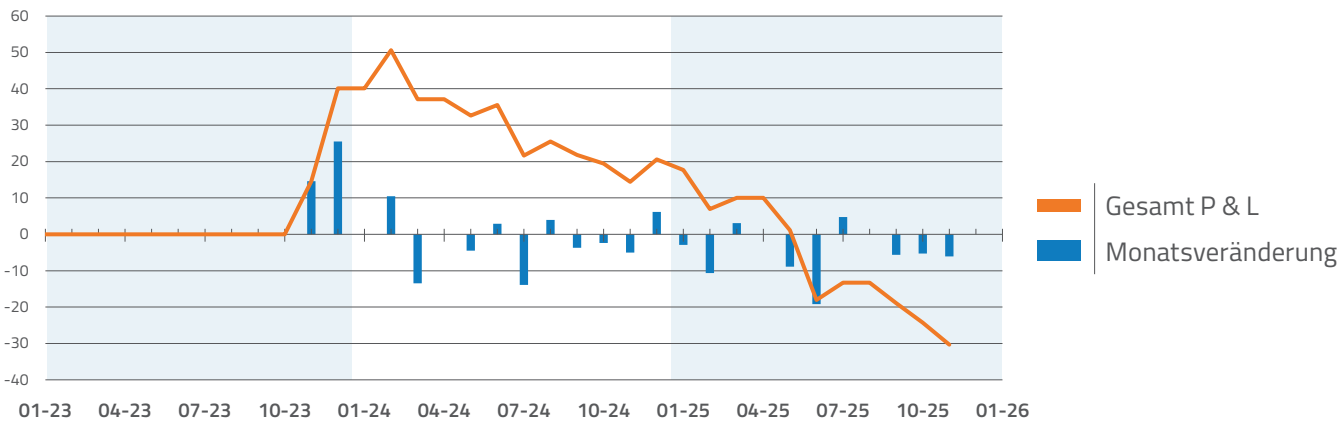
Profit and Loss | Value-at-Risk

2026

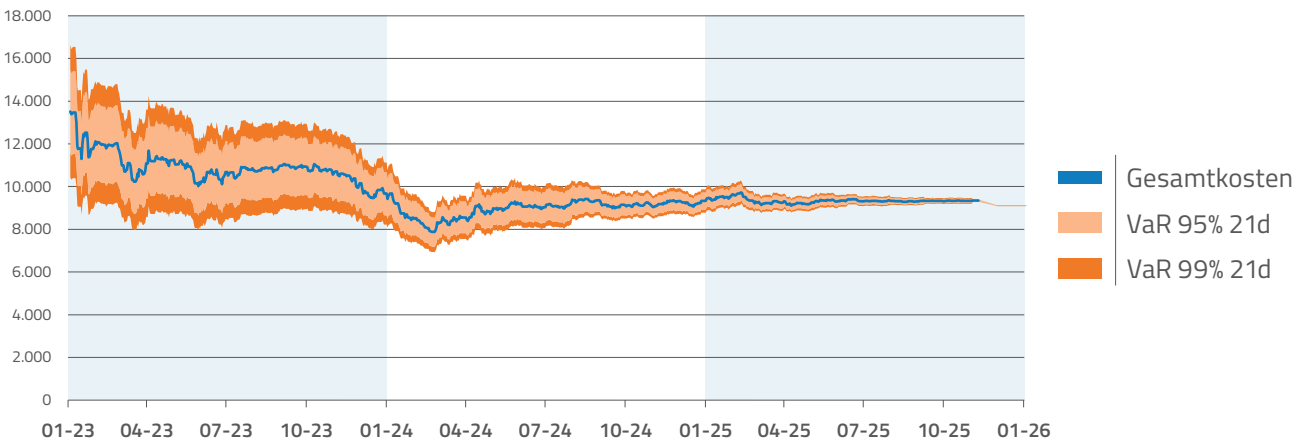
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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

P&L-Entwicklung
T€



VaR der Gesamtkosten
T€



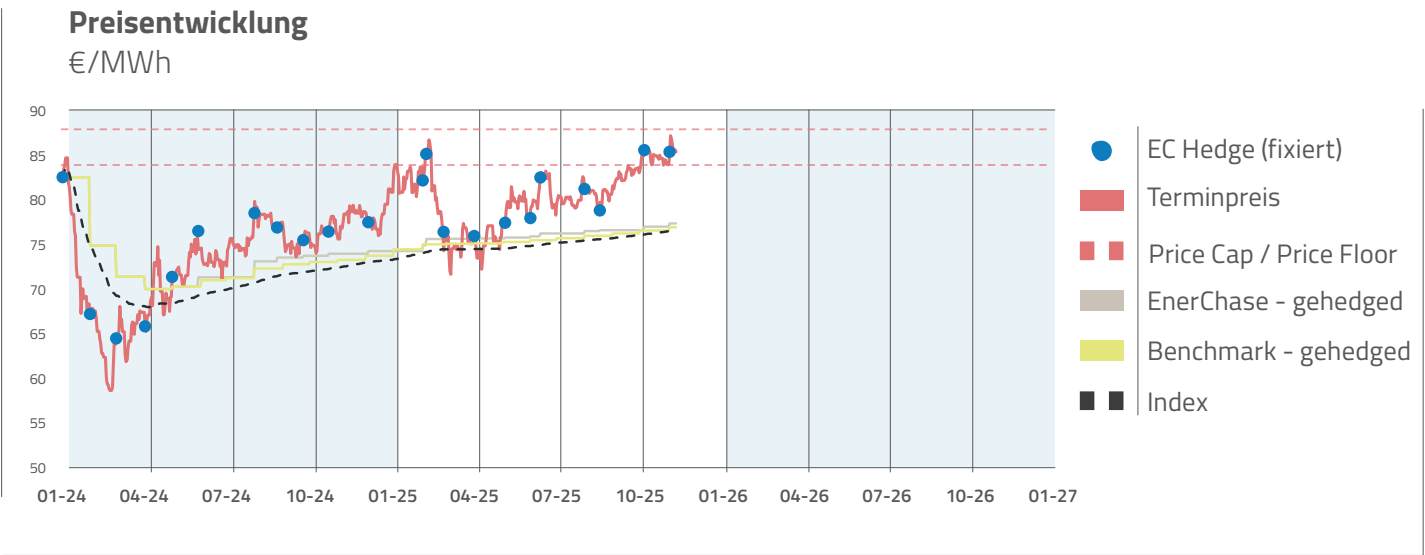
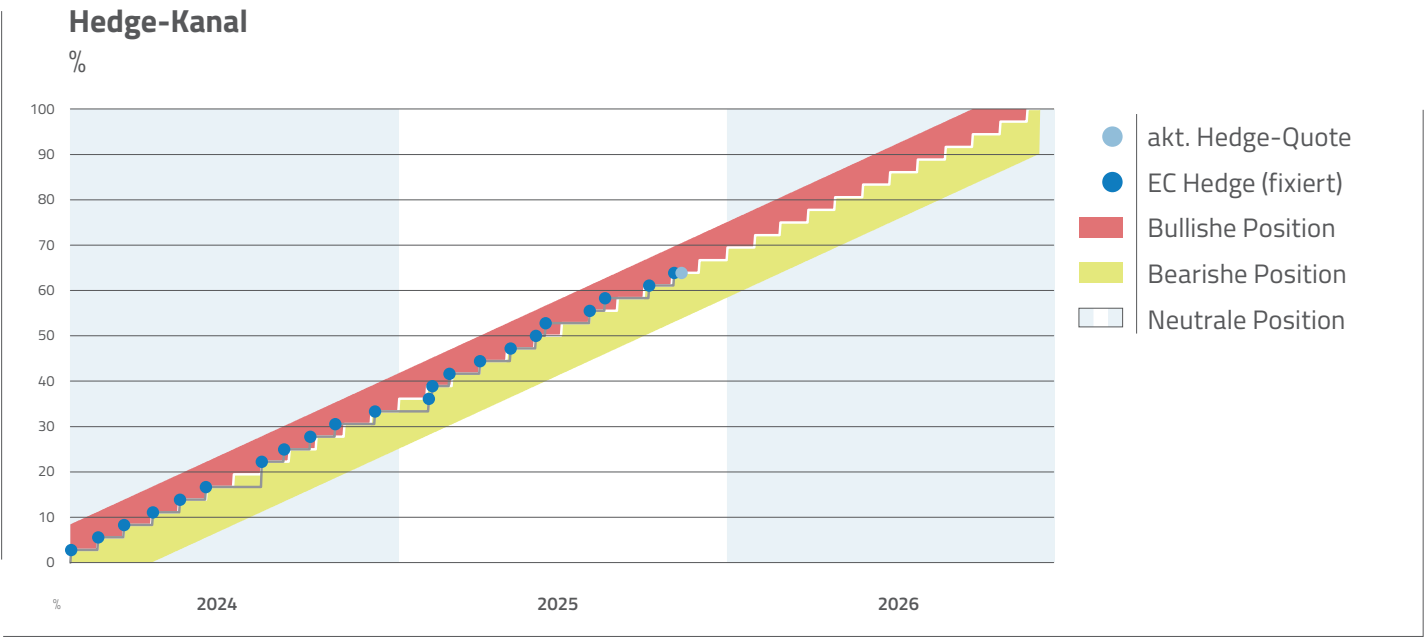
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2026	9.346 T€	- 28.806 €	9.100 - 9.100 T€ (95%) 9.100 - 9.100 T€ (99%)	9.100 - 9.100 T€ (95%) 9.100 - 9.100 T€ (99%)	9.100 - 9.100 T€ (95%) 9.100 - 9.100 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			76,74 - 100,26 €/MWh (95%) 71,95 - 105,05 €/MWh (99%)	70,35 - 106,65 €/MWh (95%) 62,96 - 114,04 €/MWh (99%)	62,84 - 114,16 €/MWh (95%) 52,39 - 124,61 €/MWh (99%)

Strom

2027

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

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	23 von 36	64 GWh	64 %	80,46 €/MWh	80,18 €/MWh	2	1	- 27.722 €

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](#)

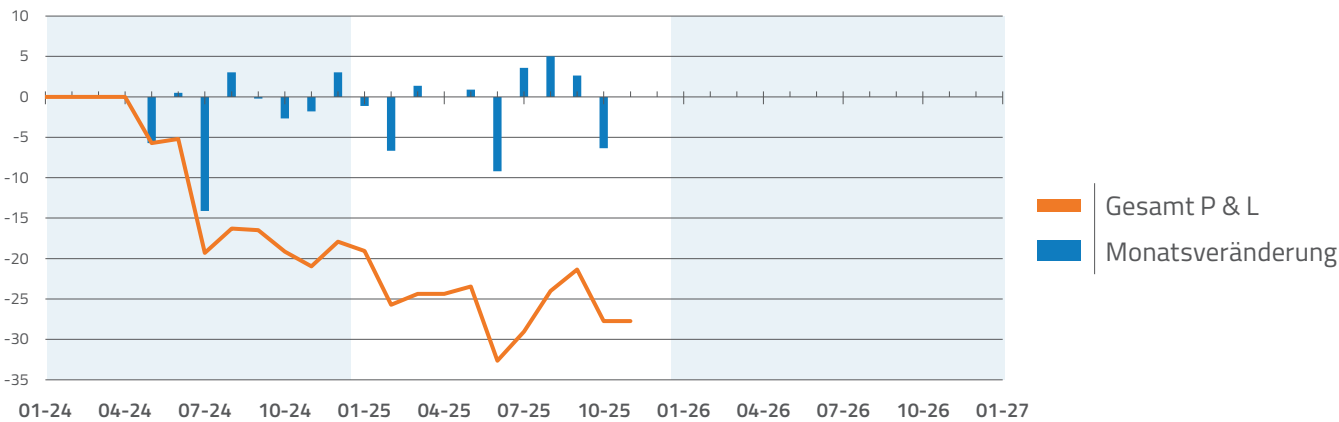
Profit and Loss | Value-at-Risk

2027

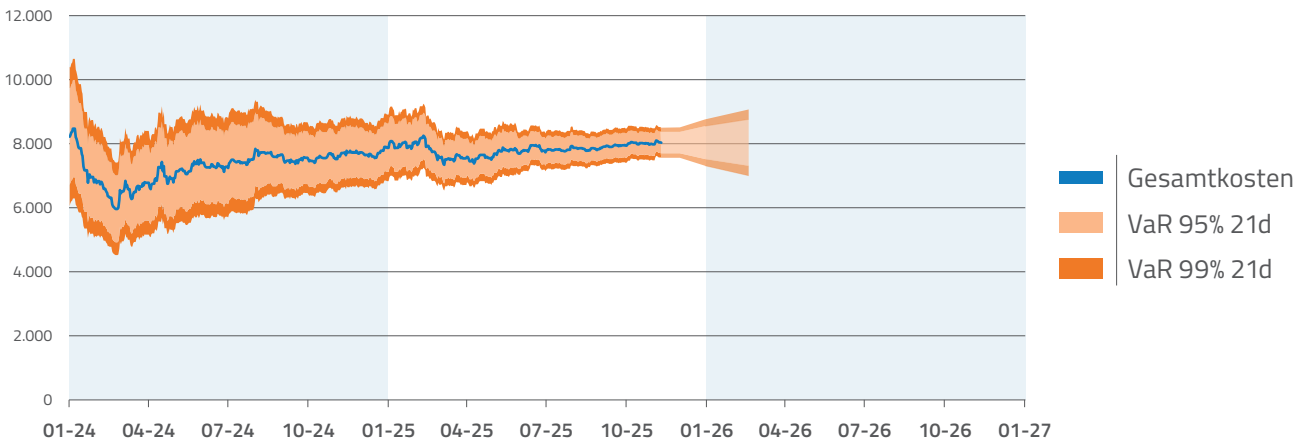
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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€



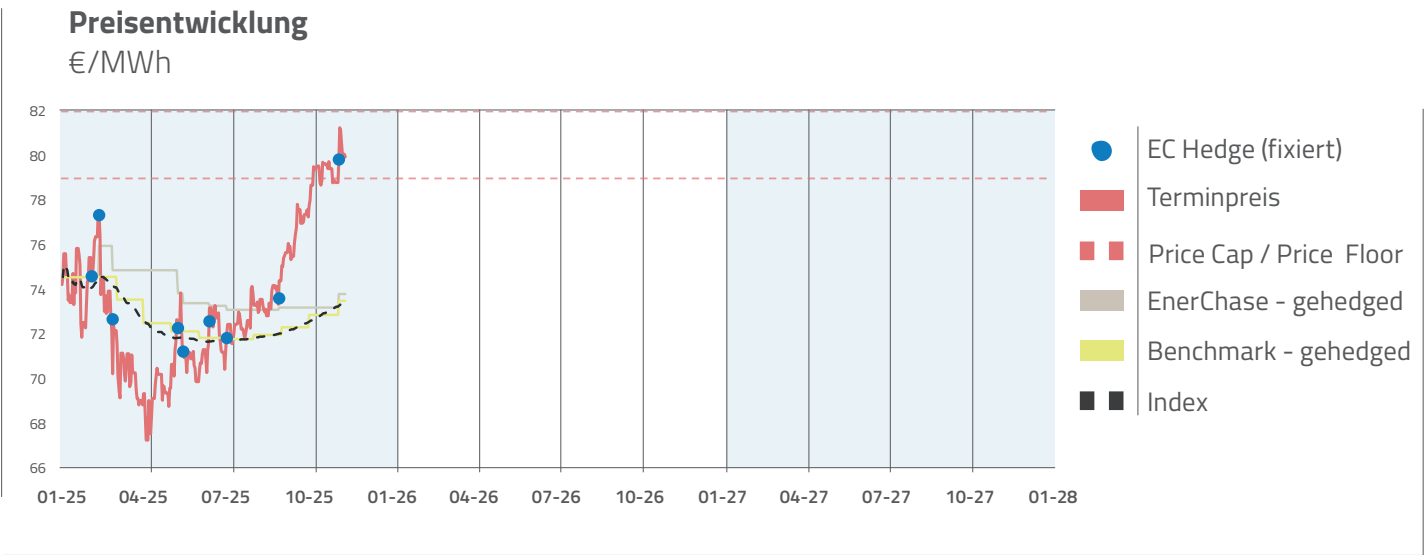
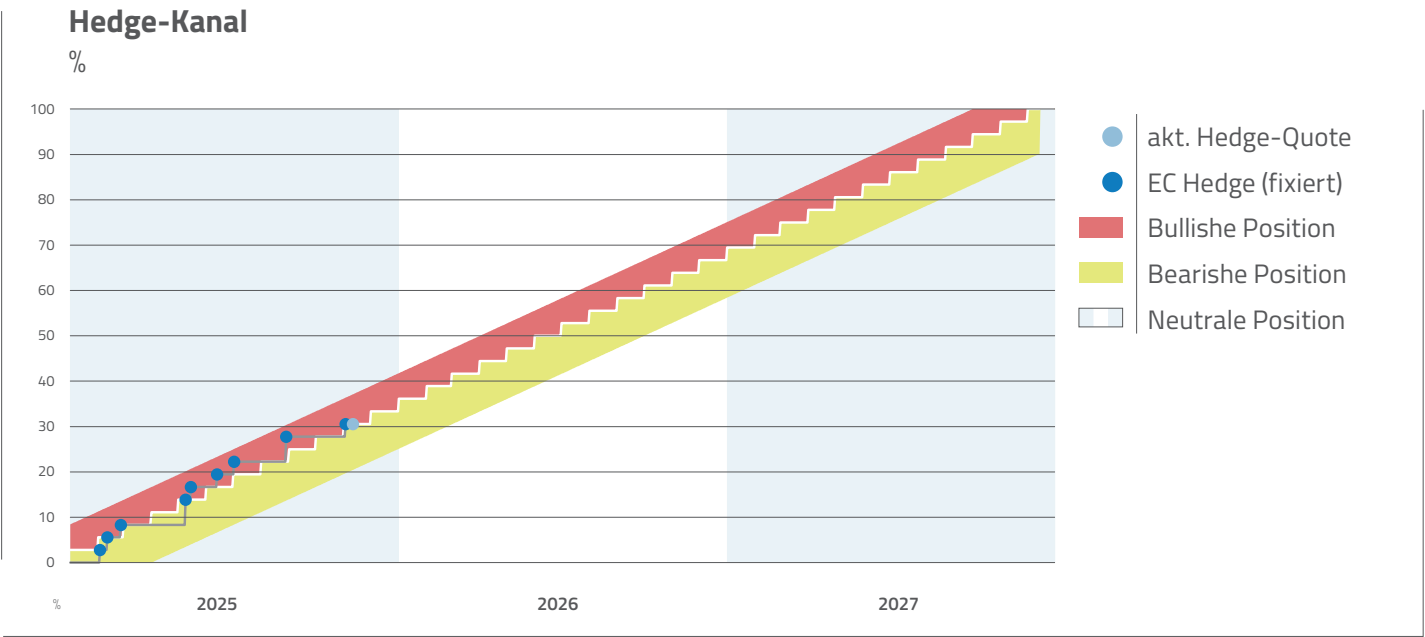
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	8.035 T€	- 27.722 €	7.704 - 8.371 T€ (95%) 7.565 - 8.510 T€ (99%)	7.523 - 8.552 T€ (95%) 7.308 - 8.766 T€ (99%)	7.309 - 8.765 T€ (95%) 7.006 - 9.068 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			76,26 - 94,74 €/MWh (95%) 72,42 - 98,58 €/MWh (99%)	71,25 - 99,75 €/MWh (95%) 65,31 - 105,69 €/MWh (99%)	65,34 - 105,66 €/MWh (95%) 56,95 - 114,05 €/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	11 von 36	31 GWh	31 %	78,32 €/MWh	78,23 €/MWh	2	1	- 9.278 €

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](#)

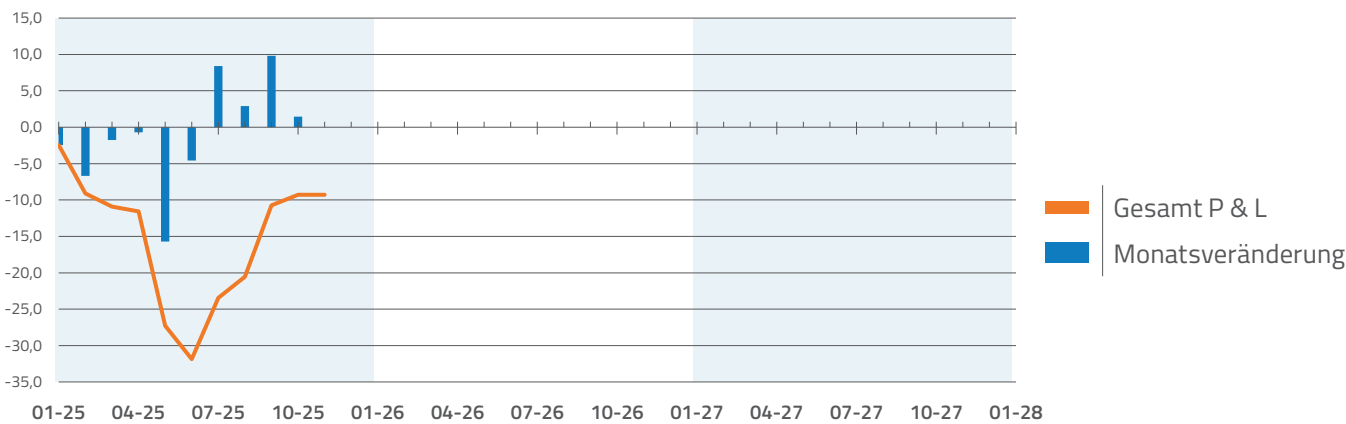
Profit and Loss | Value-at-Risk

2028

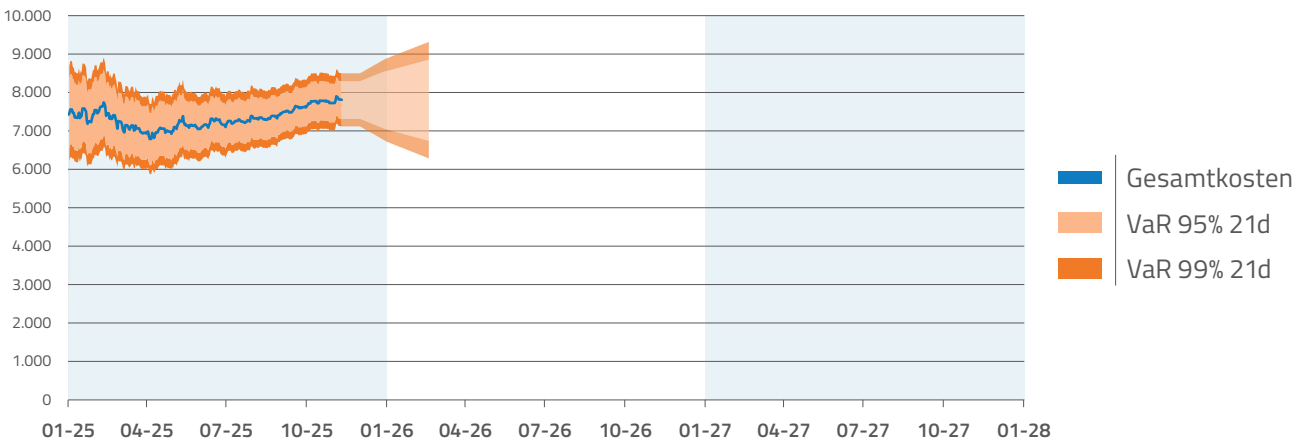
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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€	- 9.278 €	7.320 - 8.295 T€ (95%) 7.116 - 8.499 T€ (99%)	7.055 - 8.560 T€ (95%) 6.740 - 8.875 T€ (99%)	6.744 - 8.872 T€ (95%) 6.298 - 9.317 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			72,93 - 86,97 €/MWh (95%) 69,99 - 89,91 €/MWh (99%)	69,12 - 90,78 €/MWh (95%) 64,58 - 95,32 €/MWh (99%)	64,63 - 95,27 €/MWh (95%) 58,21 - 101,69 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

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

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 80,46 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 64 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 85,75 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.046 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 78,32 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 31 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 80,30 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.832 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	93,45	77,47	73,82
enerchase - offene Position	88,75	85,75	80,30
enerchase - gesamt	93,45	80,46	78,32
Benchmark - gesamt	93,16	80,18	78,23
enerchase vs. BM - gesamt*	0,29	0,28	0,09
enerchase - gehedged in Y-1	89,38		
enerchase - gehedged in Y-2	82,12	80,86	
enerchase - gehedged in Y-3	108,85	74,36	73,82

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

Beschaffungsmenge

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

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

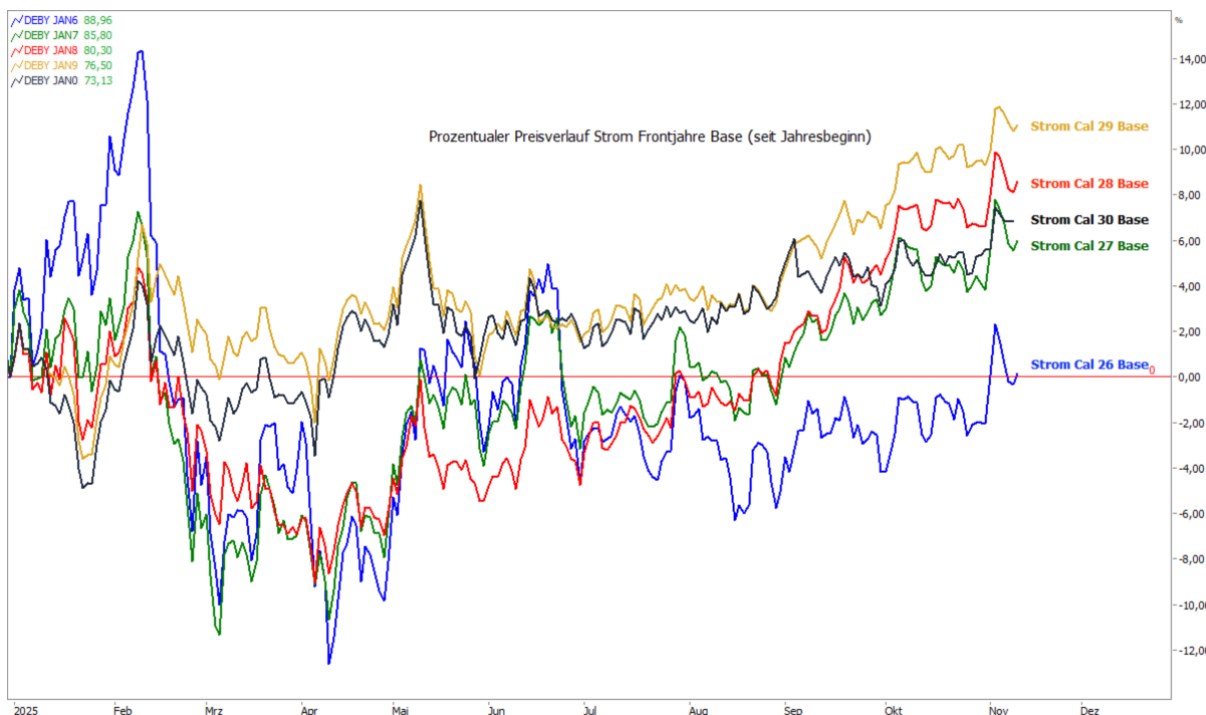
Beschaffungskosten

(in T€)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	9.345	4.950	2.256
enerchase - offene Position	0	3.097	5.576
enerchase - gesamt	9.345	8.046	7.832
Benchmark - gesamt	9.316	8.018	7.823
enerchase vs. BM - gesamt*	29	28	9
enerchase - gehedged in Y-1	2.979		
enerchase - gehedged in Y-2	2.737	0	
enerchase - gehedged in Y-3	3.628	2.479	0

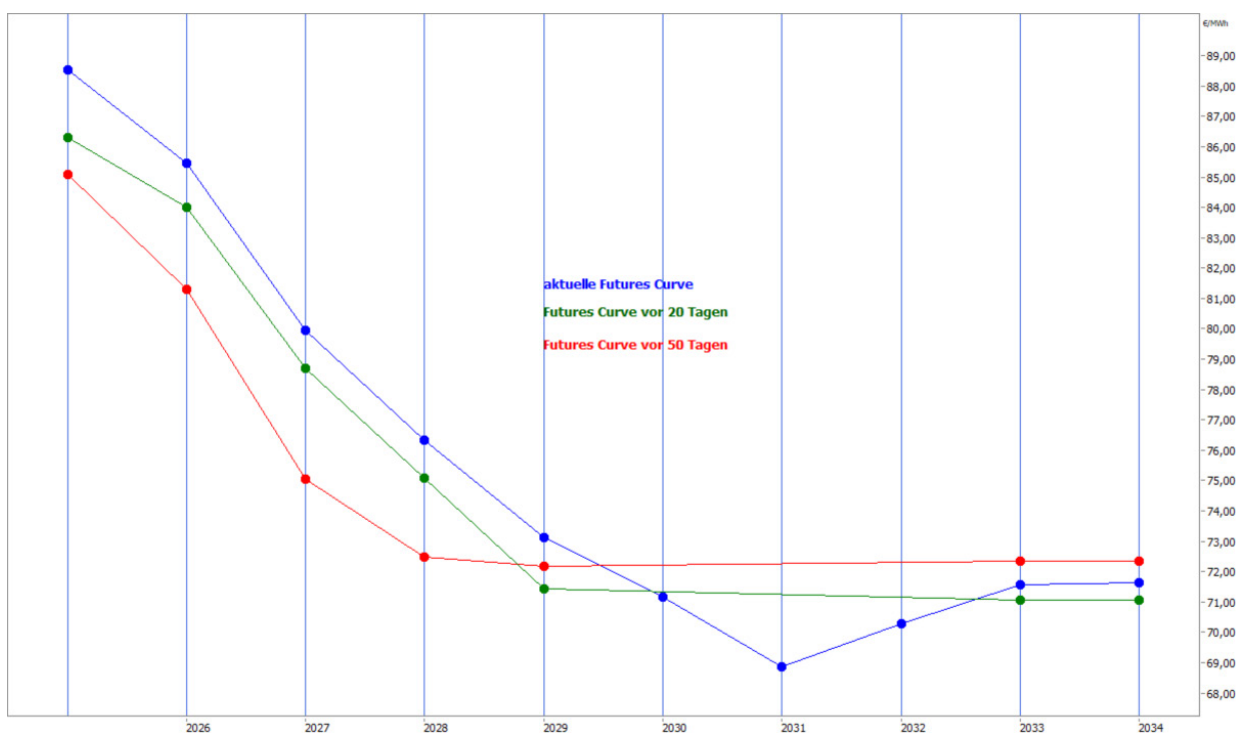
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

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

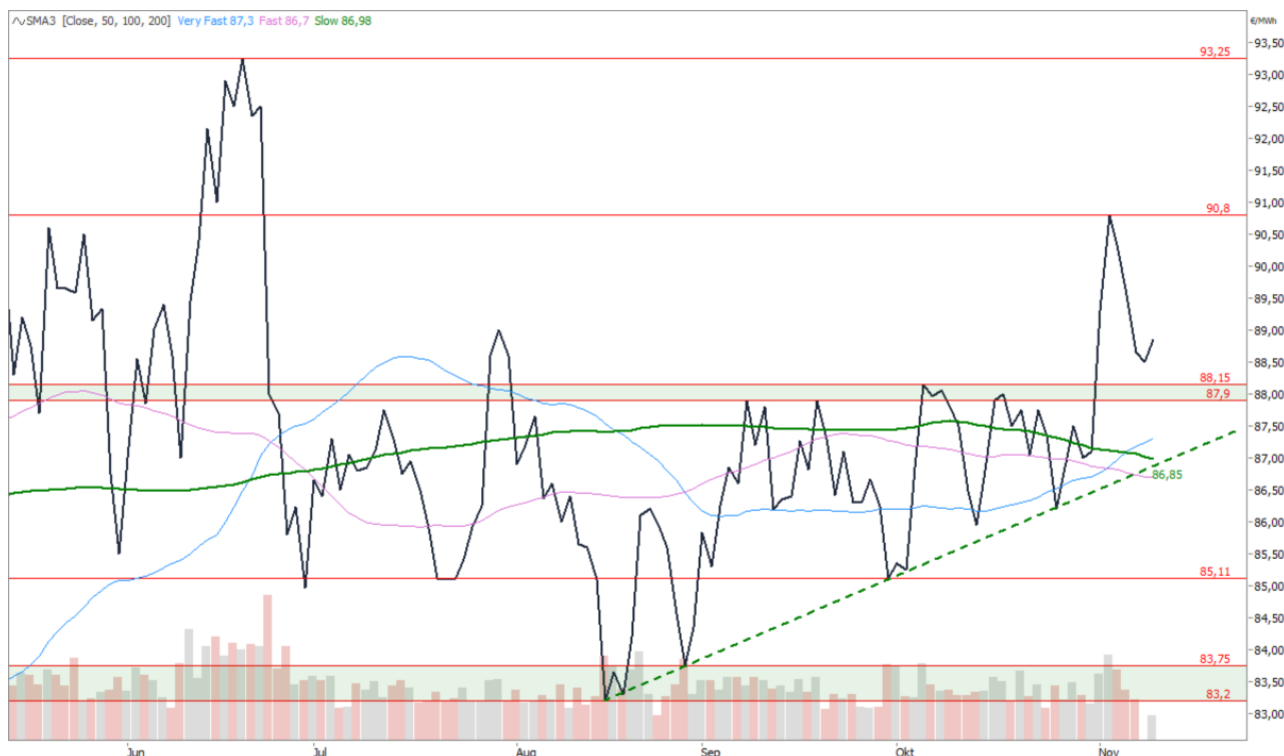


Strom Forward Curve



Anhänge

Strom Cal 26 Base (EEX)

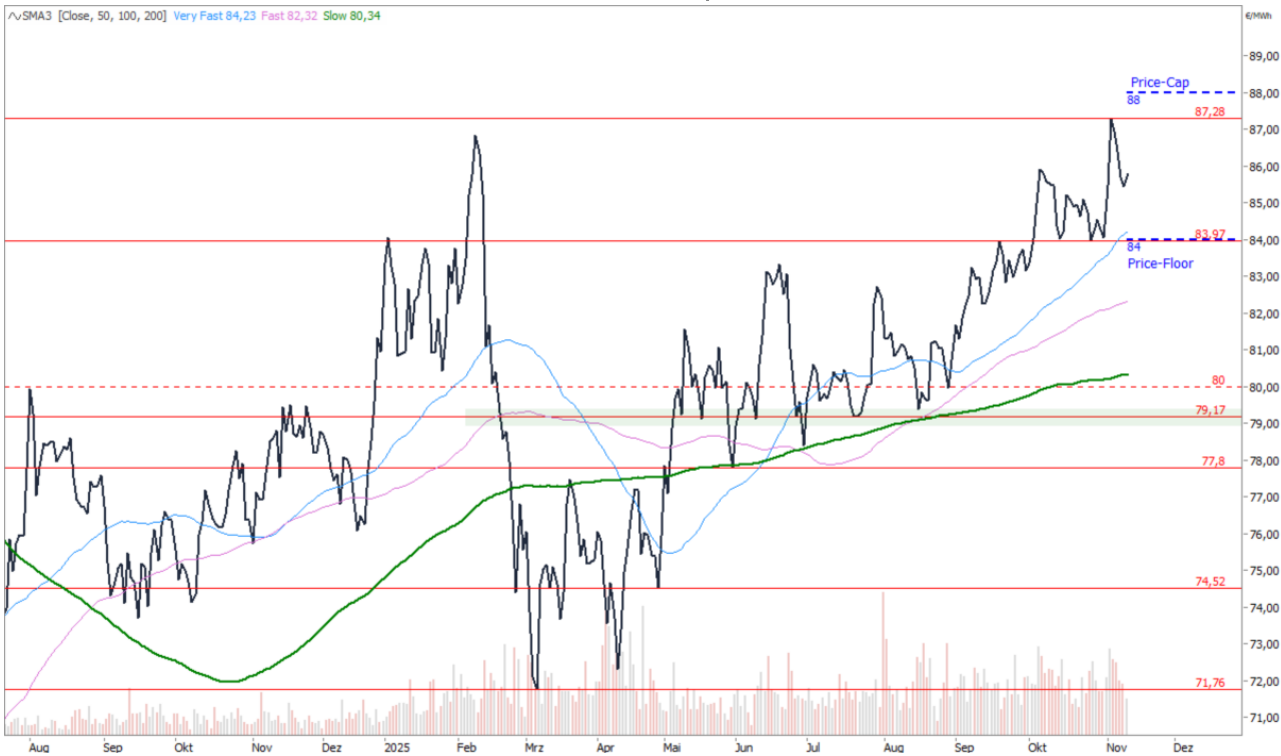


Strom Cal 26 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 27 Base (Daily) (EEX)



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



Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily) (EEX)



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



Anhänge

Strom Cal 29 Base (Daily) (EEX)



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



Anhänge

Deal History Lieferjahr 2026

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
02.01.2023	132,00	02.01.2023	132,00	2.778	0
01.02.2023	120,83	01.02.2023	120,83	2.778	0
01.03.2023	114,87	01.03.2023	114,87	2.778	0
03.04.2023	116,25	03.04.2023	116,25	2.778	0
02.05.2023	111,64	02.05.2023	111,64	2.778	0
01.06.2023	98,11	01.06.2023	98,11	2.778	0
03.07.2023	103,03	03.07.2023	103,03	2.778	0
01.08.2023	106,21	01.08.2023	106,21	2.778	0
01.09.2023	109,00	01.09.2023	109,00	2.778	0
02.10.2023	107,65	02.10.2023	107,65	2.778	0
23.11.2023	98,40	01.11.2023	103,65	2.778	14.583
19.12.2023	88,25	01.12.2023	97,44	2.778	25.528
02.01.2024	86,98	02.01.2024	86,98	2.778	0
01.03.2024	69,52	01.02.2024	72,36	2.778	7.889
05.03.2024	73,44	01.03.2024	69,52	2.778	-10.889
02.04.2024	71,32	02.04.2024	71,32	2.778	0
02.05.2024	81,47	02.05.2024	81,47	2.778	0
28.05.2024	86,50	03.06.2024	85,93	2.778	-1.583
01.08.2024	86,74	01.07.2024	82,08	2.778	-12.944
01.08.2024	89,38	01.08.2024	89,38	2.778	0
26.08.2024	87,55	02.09.2024	87,29	2.778	-722
01.10.2024	82,74	01.10.2024	82,74	2.778	0
22.10.2024	83,40	01.11.2024	80,71	2.778	-7.472
06.12.2024	86,40	02.12.2024	88,62	2.778	6.167
14.01.2025	93,25	02.01.2025	92,21	2.778	-2.889
11.02.2025	100,60	03.02.2025	96,89	2.778	-10.306
26.02.2025	84,71	03.03.2025	85,67	2.778	2.667
01.04.2025	87,08	01.04.2025	87,08	2.778	0
09.05.2025	87,32	02.05.2025	84,13	2.778	-8.861
02.06.2025	85,84	02.06.2025	86,91	2.778	2.972
13.06.2025	92,57	01.07.2025	86,30	2.778	-17.417
01.08.2025	87,23	01.08.2025	87,23	2.778	0
09.09.2025	87,72	01.09.2025	85,68	2.778	-5.667
04.11.2025	89,19	01.10.2025	85,09	2.778	-11.389
03.11.2025	88,86	03.11.2025	88,86	2.778	0
11.11.2025	88,20	-	88,75	2.778	1.528

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

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

Anhänge

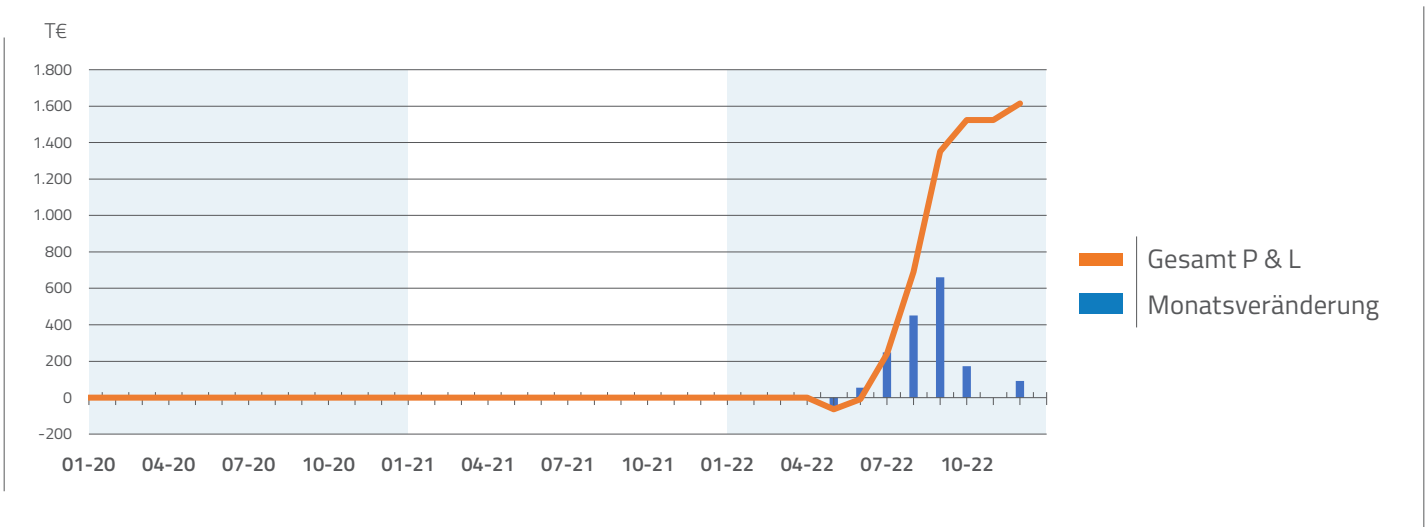
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2023

T€

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

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

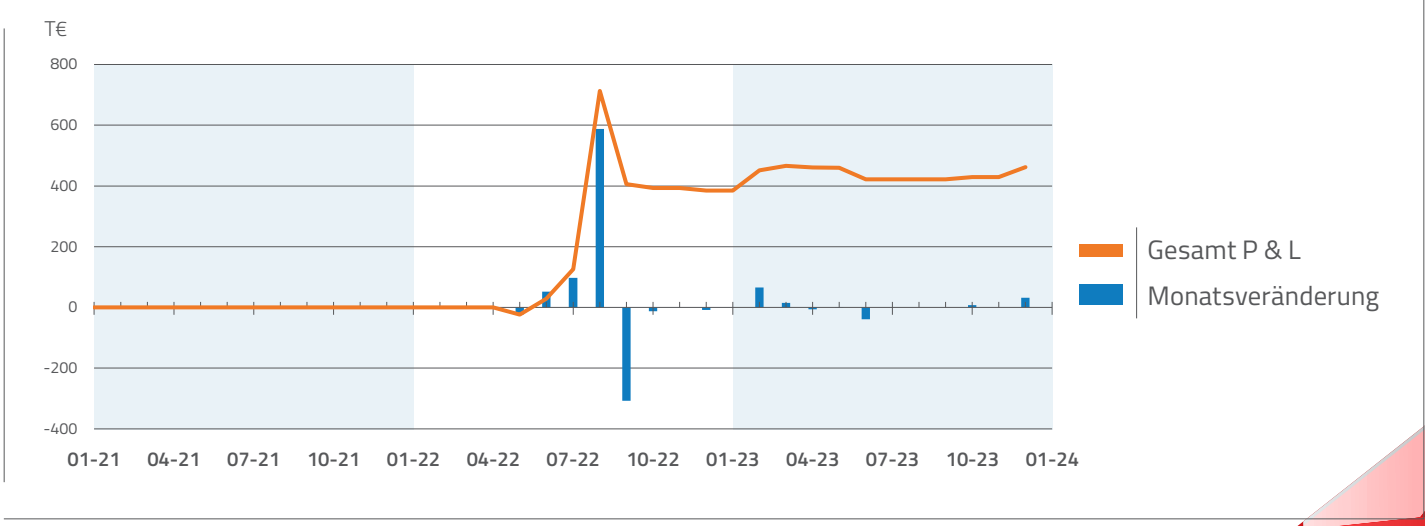


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

T€

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

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



Anhänge

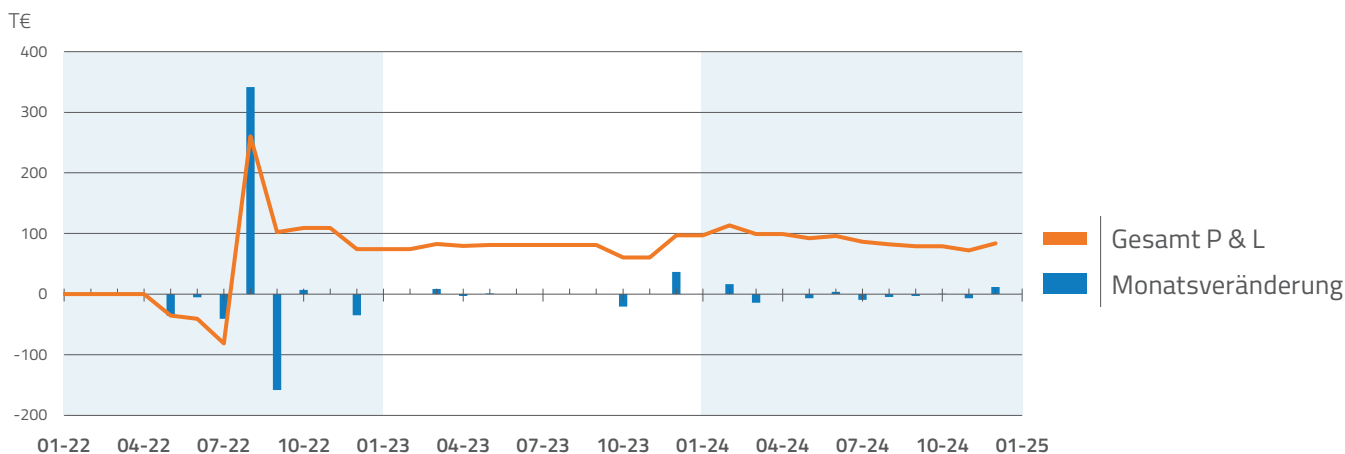
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2025

T€

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

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



Anhänge

Erläuterung der Strategie

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

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

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

Schritt 1: Strategie - Tranchen-Freigabe

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

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

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

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

Schritt 2: Taktik - Positionierung im Hedge-Kanal

■ Fall 1: Steigende Preiserwartung

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

■ Fall 2: Neutrale Preiserwartung

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

■ Fall 3: Fallende Preiserwartung

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

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

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

Schritt 3: Timing - Aktivierung der Tranche

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

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

Der „Stop-Loss“ 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 „Take-Profit“ 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 die oben genannten Preis-Trigger sind die Tagesschlusskurse an der EEX. Sollte kein Tagesschlusskurs vorliegen, wird ersatzweise auf den Settlement-Preis abgestellt. Bei Erreichen eines Preis-Trigger auf Tagesschlusskurs-Basis soll am folgenden Handelstag die Tranche bis 10 Uhr 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 „Stop-Loss“-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 um 10 Uhr zu EEX-Handelspreisen. Sollte um 10 Uhr 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 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.

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

research@enerchase.de