Musterportfolio 100
Strom

Management
Summary

Die diplomatische Entspannung der Vorwoche hielt nicht lange: Trump erklärte ein Abkommen mit dem Iran für verzichtbar und drohte mit der Zerstörung iranischer Energieanlagen, zugleich nahmen die Angriffe in der Golfregion zu. Laut vorläufigen Kpler-Daten brachen die LNG-Exporte aus dem Persischen Golf deutlich ein, während der Rückstand der europäischen Gasspeicher zum Vorjahr weiter wächst und die Prognosen ab dem 20. November und bis in den Dezember hinein kälteres Wetter als im Mittel erwarten. Mit einer iranischen Initiative im Oman und dem Dreiertreffen von Trump, Xi und Putin in Shenzhen bleiben diplomatische Kanäle dennoch offen. Konjunkturell mehren sich die Abwärtsrisiken, denn die Daten aus China und den USA fielen schwächer aus als erwartet, einen Gegenpol setzten lediglich die ZEW-Konjunkturerwartungen für Deutschland. Charttechnisch blieb die Erholung der Vorwoche ein Zwischenspiel: Cal 27 und Cal 28 Base testen wichtige Unterstützungen, Cal 29 Base hat seine bereits unterschritten, der langfristige Aufwärtstrend ist mit dem Golden Cross aber intakt. Da eine echte Entspannung nicht in Sicht ist, nutzen wir den Rücksetzer und schließen am Donnerstagvormittag die Dezember-Tranche in allen drei Lieferjahren, womit wir kurzfristig long zur Benchmark positioniert sind. Eine darüber hinausgehende Positionierung streben wir angesichts der dynamischen Gemengelage nicht an.

Beschaffungstelegramm Cal 27: 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 1 Tranche ist zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 02.11.2026 +++ letzter Fixierungspreis: 154,54 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 87,01 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 144,81 €/MWh (Schlusskurs 17.11.2026) +++ aktuelle Hedge-Quote 97 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

Inhalt

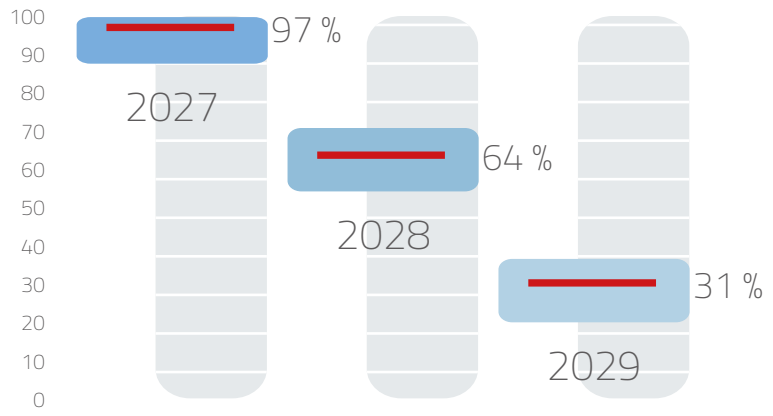
1.	Markteinschätzung	02
2.	Marktentwicklung	04
3.	Aktuelles Beschaffungsportfolio	05
4.	Taktische Allokation	06
5.	Lieferjahr 2027 im Detail	07
6.	Lieferjahr 2028 im Detail	09
7.	Lieferjahr 2029 im Detail	11
8.	Beschaffungshistorie	13
9.	Anhang & Charts	14
10.	Erläuterung	24
11.	Impressum & Disclaimer	25

enerchase

Hedge-Situation

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

Aktuelle Hedge-Quoten



Markt-einschätzung (1/2)

Konjunktur: Chinas Konjunkturdaten für Oktober verfehlten zum Wochenauftakt auf breiter Front die Erwartungen: Die Industrieproduktion wuchs nur um 4,8 Prozent gegenüber Vorjahr (Konsens: 5,3 Prozent), der Einzelhandelsumsatz um magere 0,4 Prozent, und die Anlageinvestitionen sanken in den ersten zehn Monaten um 8,1 Prozent. Die Binnennachfrage fällt als Wachstumstreiber weitgehend aus, die Konjunktur hängt fast nur noch am Export, der seinerseits stark von der weltweiten Nachfrage nach KI-Technologie getragen wird. In den USA enttäuschte die Industrieproduktion im Oktober mit einem Rückgang um 0,4 Prozent gegenüber Vormonat (Konsens: plus 0,1 Prozent), wenngleich das Verarbeitende Gewerbe um 0,3 Prozent zulegte und der Rückgang vor allem auf die Versorger entfiel. Deutlich angespannter ist die Lage im Wohnungsbau, wo der NAHB-Index der Bauunternehmen im November auf 25 Punkte fiel, den tiefsten Stand seit April 2012. Entlastung bei den Finanzierungskosten ist vorerst nicht in Sicht, denn seit den überraschend hohen Inflationsdaten preisen die Terminmärkte eine Zinserhöhung der Fed am 9. Dezember vollständig ein. Einen Gegenpol setzten die ZEW-Konjunkturerwartungen für Deutschland, die sich im November entgegen den Prognosen um 7,5 auf 35,6 Punkte verbesserten und klar über dem langjährigen Mittel liegen. Die Abwärtsrisiken, auf die wir zuletzt verwiesen haben, schlagen sich zunehmend in den harten Daten nieder, und hält die Korrektur bei den KI-Werten an, verlöre auch der US-Verbraucher, der seinen Konsum zuletzt zulasten der Sparquote ausgeweitet hat, mit den Aktiengewinnen eine wichtige Säule. Für die Energienachfrage zeichnen sich eher dämpfende als stützende Impulse ab, daran ändert auch die bessere Stimmung in Deutschland wenig.

Fundamental: Die diplomatische Entspannung der Vorwoche hielt nicht lange: Trump erklärte, die USA benötigten kein Abkommen mit dem Iran mehr, da die Kontrolle über iranische Finanzmittel und die Straße von Hormus ausreiche, und drohte mit der Zerstörung iranischer Energieanlagen, während Teheran an seinen sieben Bedingungen festhält, darunter ein Ende der Seeblockade und die Aufhebung der Ölsanktionen. Militärisch spitzte sich die Lage zu, der Iran griff wiederholt US-Stützpunkte in Bahrain und Kuwait mit Drohnen an, die USA antworteten mit Angriffen auf die Insel Qeschm in der Straße von Hormus. Auch auf dem Wasser häufen sich die Zwischenfälle: Die britische Marinebehörde UKMTO zählte im November bereits 17 Angriffe, und laut vorläufigen Kpler-Daten brachen die LNG-Exporte aus dem Persischen Golf in KW 46 auf rund 91.000 Kubikmeter pro Tag ein, nach 291.000 in der Vorwoche und rund 510.000 vor dem Krieg. Gesprächskanäle existieren dennoch: Irans Außenminister Araghchi stellte im Oman eine Initiative zur Beendigung des Krieges vor, deren Inhalt bislang unbekannt ist, und am Donnerstag kommen Trump, Xi und Putin am Rande des APEC-Gipfels in Shenzhen erstmals gemeinsam zusammen. Der Trialog zum Ukraine-Krieg in Abu Dhabi endete dagegen ohne Durchbruch, auch bei der Wiederaufnahme russischer Gaslieferungen durch die Ukraine gab es keine Fortschritte. Am Gasmarkt wächst der Rückstand der Speicherfüllstände zum Vorjahr weiter, und nach einer windreichen Wochenmitte erwarten die Prognosen ab dem 20. November und bis in den Dezember hinein wieder kältere Temperaturen als im Mittel. Bei den EUAs geht die ETS-Reform in die entscheidende Phase: Die EU-Botschafter beraten am Mittwoch erstmals über den Kompromiss der irischen Ratspräsidentschaft, der den linearen Reduktionsfaktor ab 2036 an die Nutzung internationaler CO2-Gutschriften koppelt, und im Parlament wollen EVP und Renew vor der Abstimmung im Industrieausschuss am Donnerstag den Reduktionsfaktor ab 2031 mit 3,6 Prozent noch unter den Kommissionsvorschlag von 3,7 Prozent senken. Bis zur Abstimmung im Umweltausschuss und im Plenum im Dezember sowie zur angestrebten Ratsposition dürften Wortmeldungen und Leaks für Unsicherheit sorgen, am Mittwochvormittag gerieten die EUAs spürbar unter Druck.

Charttechnik (siehe ab Seite 15): Die Strom-Futures erholten sich in der Vorwoche nur kurzzeitig und setzten ihre Korrektur in dieser Woche fort. Cal 27 und Cal 28 Base testen dabei wichtige Unterstützungen, Cal 29 Base hat die Zone um 88 Euro/MWh bereits unterschritten.

Strom-markt

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



Preisentwicklung (Base)
€/MWh



Markt-einschätzung (2/2)

Im Tages-Linienchart kam das **Strom Cal 27 Base** mit seiner Erholung am Donnerstag nur bis 153,47 Euro/MWh, also deutlich unter das Verlaufshoch von 164,06 Euro/MWh, und gab danach wieder nach. Aktuell testet der Kontrakt die Unterstützungszone von 141,40 bis 142,50 Euro/MWh in Kombination mit der 50-Tage-Linie bei 140,83 Euro/MWh. Auf diesem Preisniveau dürfte wieder verstärkt Kaufinteresse aufkommen. Ein Schlusskurs unter dieser Zone würde dagegen den Weg in Richtung 130 Euro/MWh öffnen. Ein möglicher Rebound könnte in Richtung des Zwischenhochs bei 153,47 Euro/MWh führen. Langfristig spricht das Golden Cross seit Juni 2025 zudem weiter für den übergeordneten Aufwärtstrend.

Beim **Strom Cal 28 Base** fiel die Gegenbewegung mit dem Zwischenhoch bei 107,17 Euro/MWh im Tages-Linienchart noch schwächer aus. Anschließend rutschte der Kontrakt wieder unter die 50-Tage-Linie bei aktuell 104,48 Euro/MWh und unter das Tief der Vorwoche. Am Mittwoch testete er mit einem Tagestief bei 99,75 Euro/MWh die psychologische 100-Euro-Marke, die frühere Oberkante der Seitwärtsphase von September, aus der Cal 28 Anfang Oktober ausgebrochen war. Bislang hält diese Unterstützung. Ein Schlusskurs unter der 100-Euro-Marke würde den Weg in Richtung 96,30 Euro/MWh öffnen, wo die Unterstützung bei 96,33 Euro/MWh mit der 100-Tage-Linie bei 96,30 Euro/MWh zusammenfällt, eine Rückeroberung der 50-Tage-Linie würde dagegen auf eine Stabilisierung hindeuten. Langfristig stützt das Golden Cross seit Mai den übergeordneten Aufwärtstrend.

Beim **Strom Cal 29 Base** endete die Erholung am Donnerstag bei 92,11 Euro/MWh im Tages-Linienchart, seither gab der Kontrakt an jedem Handelstag nach. Damit notiert er wieder deutlich unter der 50-Tage-Linie bei aktuell 90,90 Euro/MWh. Anders als Cal 27 und Cal 28 unterschritt er am Mittwoch mit aktuell 87,35 Euro/MWh bereits die Support-Zone um 88 Euro/MWh, die frühere Oberkante der Seitwärtsphase von September und Oktober. Den Anstieg seit Ende September hat er damit nahezu vollständig wieder abgegeben. Ein Schlusskurs unter dieser Zone würde den Weg in Richtung 84,30 bis 85 Euro/MWh mit der 100-Tage-Linie bei 85,04 Euro/MWh öffnen, eine Rückkehr über 88 Euro/MWh würde den Bruch dagegen infrage stellen. Das Golden Cross seit Juli hält den übergeordneten Aufwärtstrend vorerst intakt.

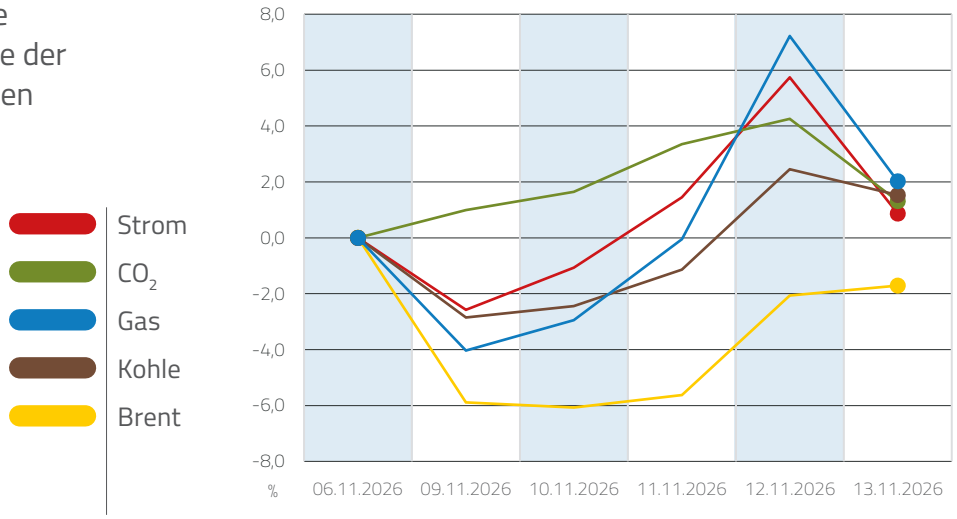
Fazit (Charttechnik): Die Gegenbewegung der Vorwoche blieb bei allen drei Kontrakten ein Zwischenspiel, mit den tieferen Hochs überwiegt kurzfristig weiter der Abwärtsdruck. Gemessen am vorangegangenen Anstieg fällt die Korrektur bei Cal 27 Base mit gut der Hälfte am geringsten aus, Cal 28 Base hat gut 80 Prozent abgegeben und Cal 29 Base den Anstieg seit Ende September nahezu vollständig. Das Golden Cross hält den langfristigen Aufwärtstrend zwar überall intakt, entscheidend ist nun aber, ob Cal 27 und Cal 28 Base ihre Unterstützungen um 141 und 100 Euro/MWh auf Schlusskursbasis halten und Cal 29 Base die 88-Euro-Marke zurückerobert.

Portfolioausrichtung: Die Hoffnung auf eine diplomatische Entspannung im Iran-Konflikt hat sich vorerst nicht erfüllt, stattdessen nehmen die Angriffe in der Golfregion zu, und die LNG-Exporte aus dem Persischen Golf sind deutlich eingebrochen. Gleichzeitig wächst der Rückstand der Gasspeicher zum Vorjahr, und mit den kälteren Temperaturen ab Ende November dürfte der Druck auf die Versorgung wieder steigen. Eine echte Entspannung ist damit nicht in Sicht, auch wenn die iranische Initiative im Oman, das Dreiertreffen in Shenzhen und die schwächeren Konjunkturdaten aus den USA und China weiteres Abwärtspotenzial bergen. Die Strom-Futures haben nun bereits deutlich nachgegeben und bewegen sich an oder knapp unter wichtigen Unterstützungen, sodass wir den Rücksetzer für Käufe nutzen. Wir schließen am Donnerstagvormittag die Dezember-Tranche in allen drei Lieferjahren und gehen damit kurzfristig eine Long-Position zur Benchmark ein. Eine darüber hinausgehende Positionierung streben wir angesichts der weiterhin sehr dynamischen Gemengelage aber nicht an. Neu bewerten wir die Lage, sobald sich abzeichnet, ob die diplomatischen Initiativen tragfähige Ergebnisse liefern oder Eskalation und Winterwetter die Oberhand gewinnen.

Markt-
entwicklung

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

Energiemarktentwicklung
KW 47



Markt-
rückblick

Mit zweistelligen Wochenverlusten bei Gas, Strom und Öl war die KW 45 zu Ende gegangen, und zunächst sah alles nach einer Fortsetzung aus. Nach einem Treffen mit Katars Premierminister am Montagabend erklärte US-Präsident Donald Trump den Krieg aus militärischer Sicht für praktisch beendet, am Dienstag fiel der Brent Crude Frontmonat erstmals seit August unter 90 USD/bbl. Schon am Nachmittag nutzten Marktteilnehmer das niedrige Niveau aber für Eindeckungen und aus Teheran kamen vor allem Dementis. Am Donnerstag kippte die Stimmung. Trump erklärte, die USA benötigten kein Abkommen mit dem Iran mehr, die Kontrolle über iranische Finanzmittel und die Straße von Hormus reiche aus. Vizepräsident JD Vance, der sich nach den Zwischenwahlen mit Kritik am Krieg abgesetzt hatte, solle sich künftig um Innenpolitik statt um Gespräche mit Teheran kümmern. Zugleich drohte Trump, iranische Energieanlagen binnen drei Tagen zu zerstören. Begleitet von Meldungen über getroffene Tanker und kühleren Wetterprognosen legten der TTF Gas Frontmonat und der Strom Frontmonat Base am Donnerstag um jeweils rund 8 Prozent zu. Am Freitag gaben sie einen Teil davon wieder ab, obwohl die Revolutionsgarden einen Angriff auf ein US-Frühwarnradar in Bahrain meldeten.

Auf Wochensicht verteuerten sich Gas und Strom dennoch. Der TTF Gas Frontmonat legte gut 3 Prozent zu, das Frontjahr rund 2 Prozent. Beim deutschen Strom Base waren es gut 7 Prozent (Frontmonat) und knapp 1 Prozent (Frontjahr). Das API#2 Kohle Frontjahr und der EUA Dez. 26 Future legten leicht zu, der Brent Crude Frontmonat gab knapp 2 Prozent nach. Am Strom-Spotmarkt sorgte die Windflaute derweil zunächst für neue Höchstwerte. Für den 10. November stieg der Day-Ahead-Baseloadpreis bei rund 3 GW Windeinspeisung auf 351,48 Euro/MWh, den höchsten Wert des Jahres. Mit dem Ende der Flaute brach er ab Donnerstag ein und lag für Freitag bei 35 GW Wind und viel Sonne bei 161,73 Euro/MWh.

Für den Optimismus vom Wochenbeginn lieferte der Iran wenig Grundlage. Mohsen Rezaei vom iranischen Sicherheitsrat bestritt, dass mit Washington verhandelt werde. Parlamentspräsident Mohammed Bagher Ghalibaf, der die iranische Delegation weiter anführt, erklärte dagegen am Mittwoch, Teheran habe seine Antwort übermittelt und warte auf eine offizielle Reaktion der USA. Erst wenn die sieben iranischen Bedingungen erfüllt seien, könnten die Straße von Hormus geöffnet und die Gespräche fortgesetzt werden. Dazu zählen ein Ende der US-Seeblockade, die Aufhebung der Ölsanktionen und Reparationen für Kriegsschäden. Das angereicherte Uran dürfe das Land nicht verlassen.

Beschaffungsportfolio Strom
aktuell

2027



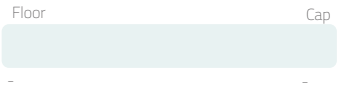


Lieferjahr 2027

35 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.12. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 19.12. | Hedge-Quote: 97 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 87,01 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 86,94 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2028



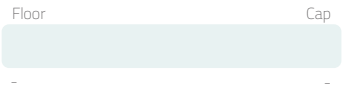


Lieferjahr 2028

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): 87,98 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 87,91 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2029





Lieferjahr 2029

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): 85,83 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 85,79 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | 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	19.12.2026	154,54 €/MWh	144,81 €/MWh	-	-	aktiviert
2028	31.03.2027	112,62 €/MWh	102,50 €/MWh	-	-	aktiviert
2029	31.03.2027	97,55 €/MWh	89,01 €/MWh	-	-	aktiviert

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	35 von 36	97 GWh	97 %	87,01 €/MWh	86,94 €/MWh	1	1	- 6.750 €
2028	23 von 36	64 GWh	64 %	87,98 €/MWh	87,91 €/MWh	2	1	- 6.222 €
2029	11 von 36	31 GWh	31 %	85,83 €/MWh	85,79 €/MWh	2	1	- 3.972 €

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

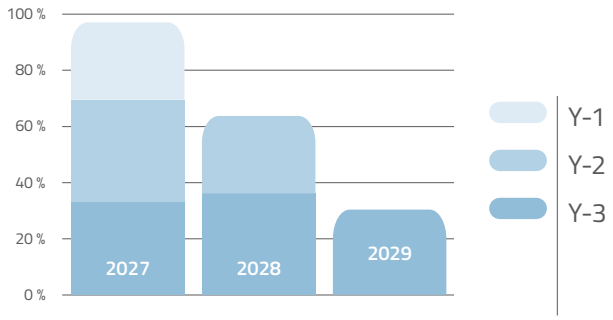
Allokation

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.

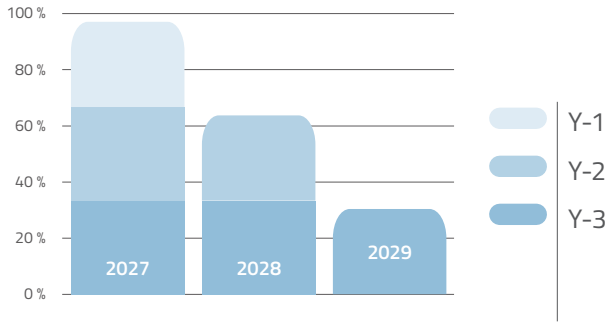
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	97 %	28 %	36 %	33 %
2028	64 %		28 %	36 %
2029	31 %			31 %



Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	97 %	31 %	33 %	33 %
2028	64 %		31 %	33 %
2029	31 %			31 %



Aktive Allokation

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

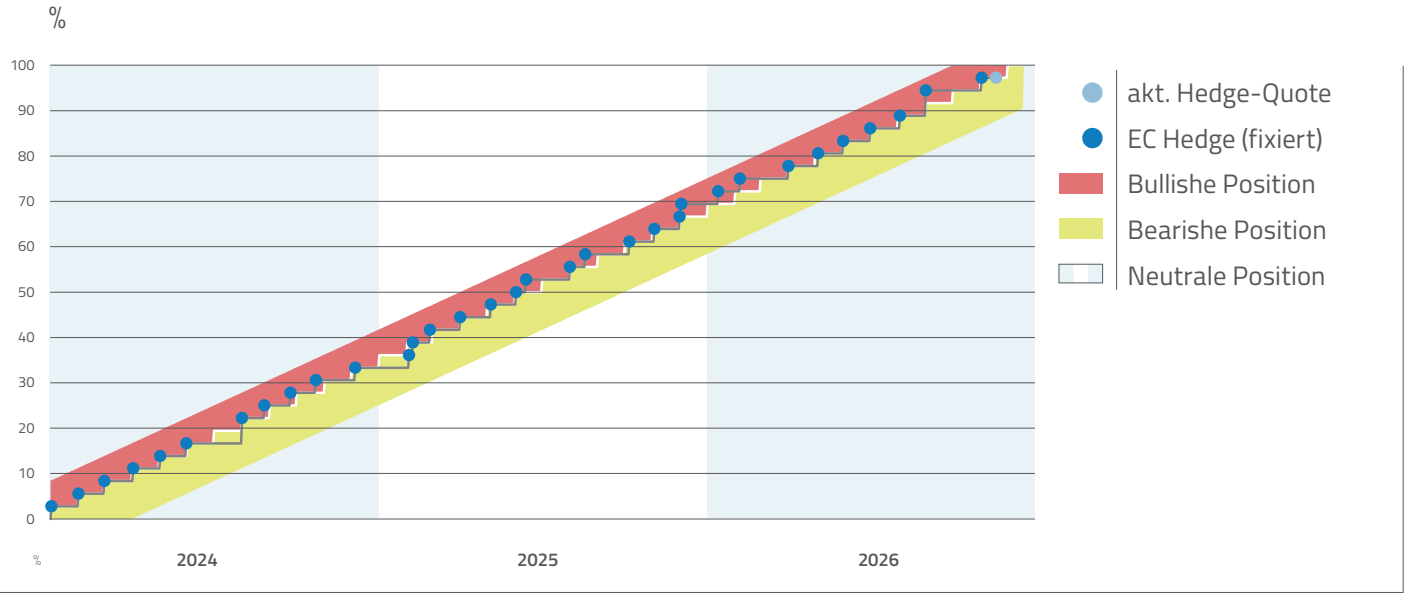


Strom

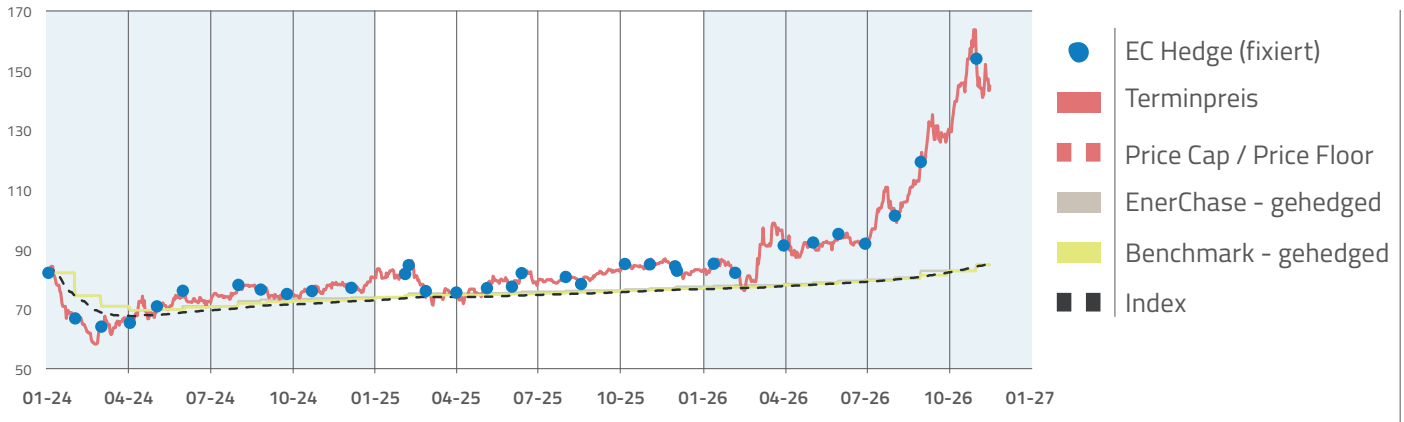
2027

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.

Hedge-Kanal



Preisentwicklung



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	35 von 36	97 GWh	97 %	87,01 €/MWh	86,94 €/MWh	1	1	- 6.750 €

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

Link zur Deal History

Profit and Loss | Value-at-Risk

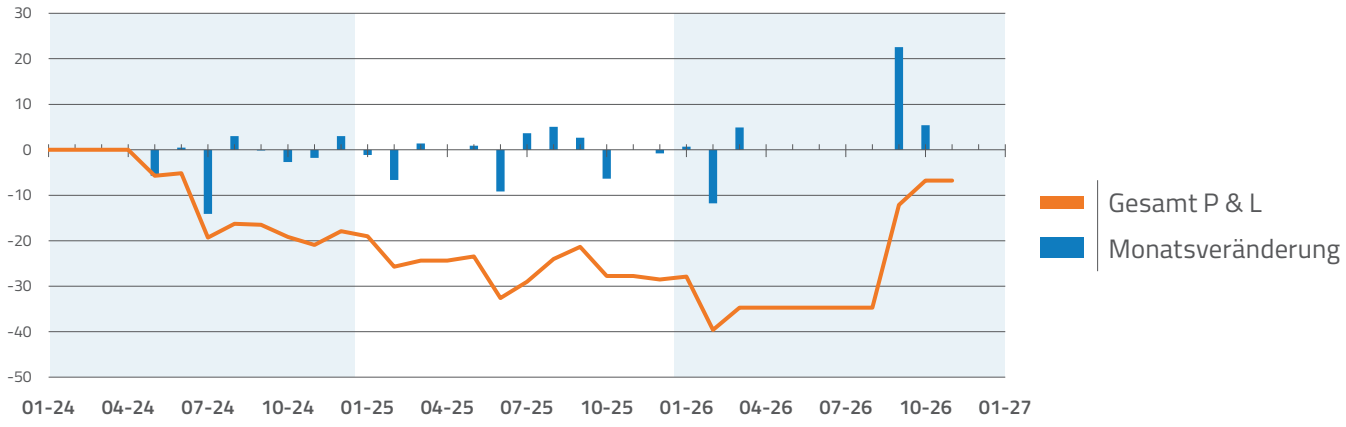
2027

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

Die untere Abbildung zeigt die 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.

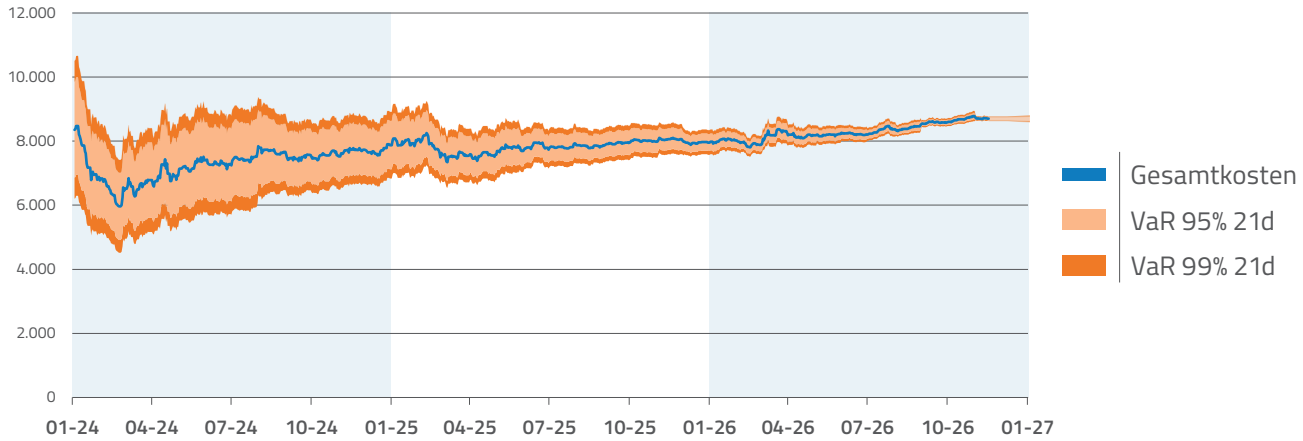
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



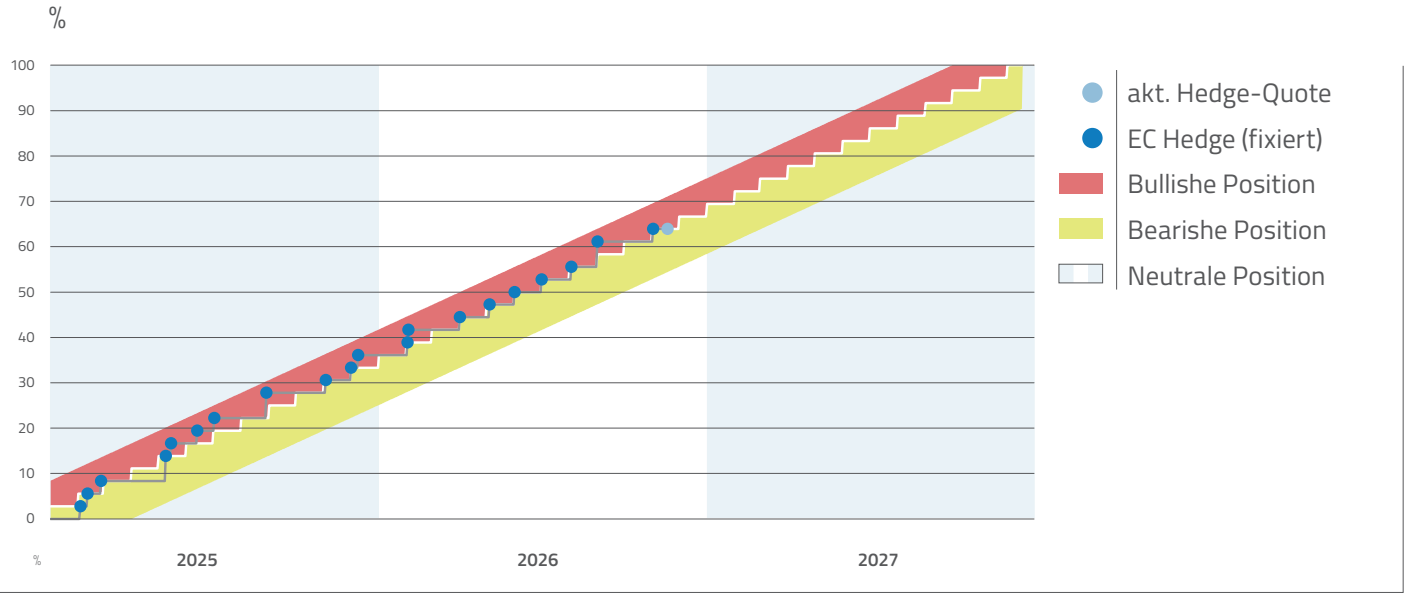
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	8.703 T€	- 6.750 €	8.654 - 8.748 T€ (95%) 8.629 - 8.774 T€ (99%)	8.629 - 8.774 T€ (95%) 8.590 - 8.813 T€ (99%)	8.599 - 8.804 T€ (95%) 8.544 - 8.859 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			127,94 - 161,68 €/MWh (95%) 118,82 - 170,80 €/MWh (99%)	118,79 - 170,83 €/MWh (95%) 104,70 - 184,92 €/MWh (99%)	108,01 - 181,61 €/MWh (95%) 88,09 - 201,53 €/MWh (99%)

Strom

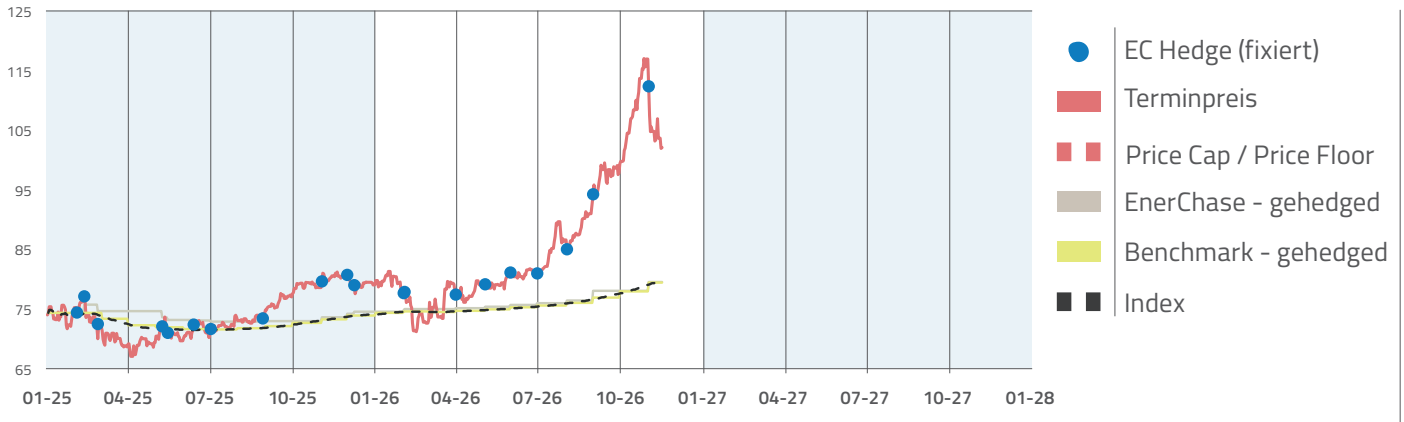
2028

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.

Hedge-Kanal



Preisentwicklung



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2028	23 von 36	64 GWh	64 %	87,98 €/MWh	87,91 €/MWh	2	1	- 6.222 €

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

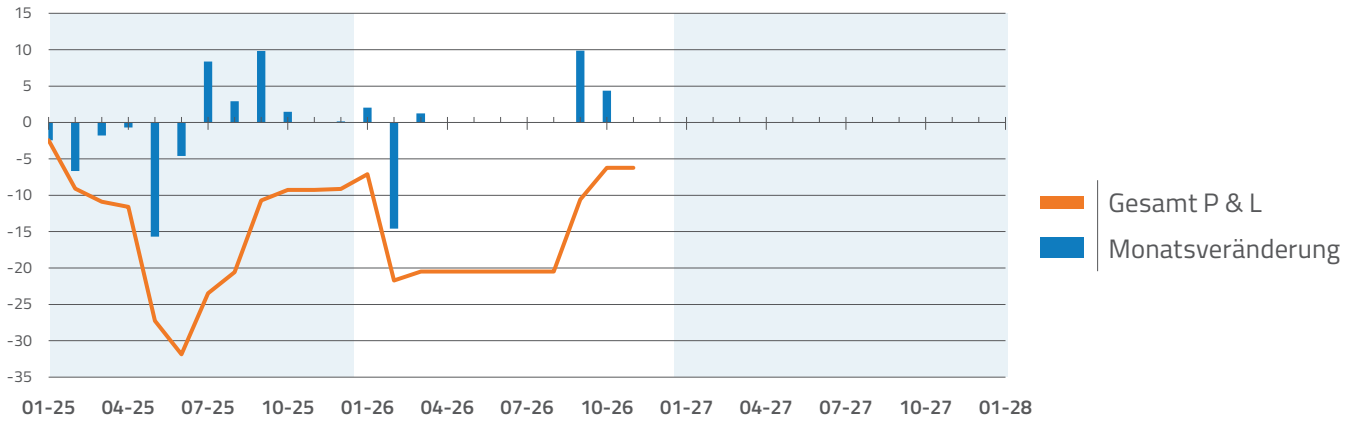
2028

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.

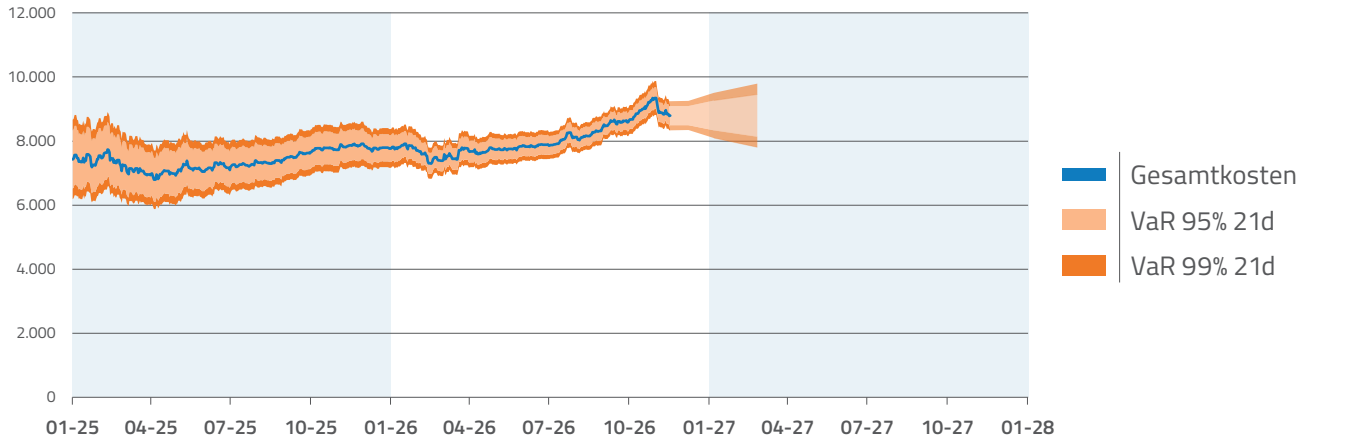
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



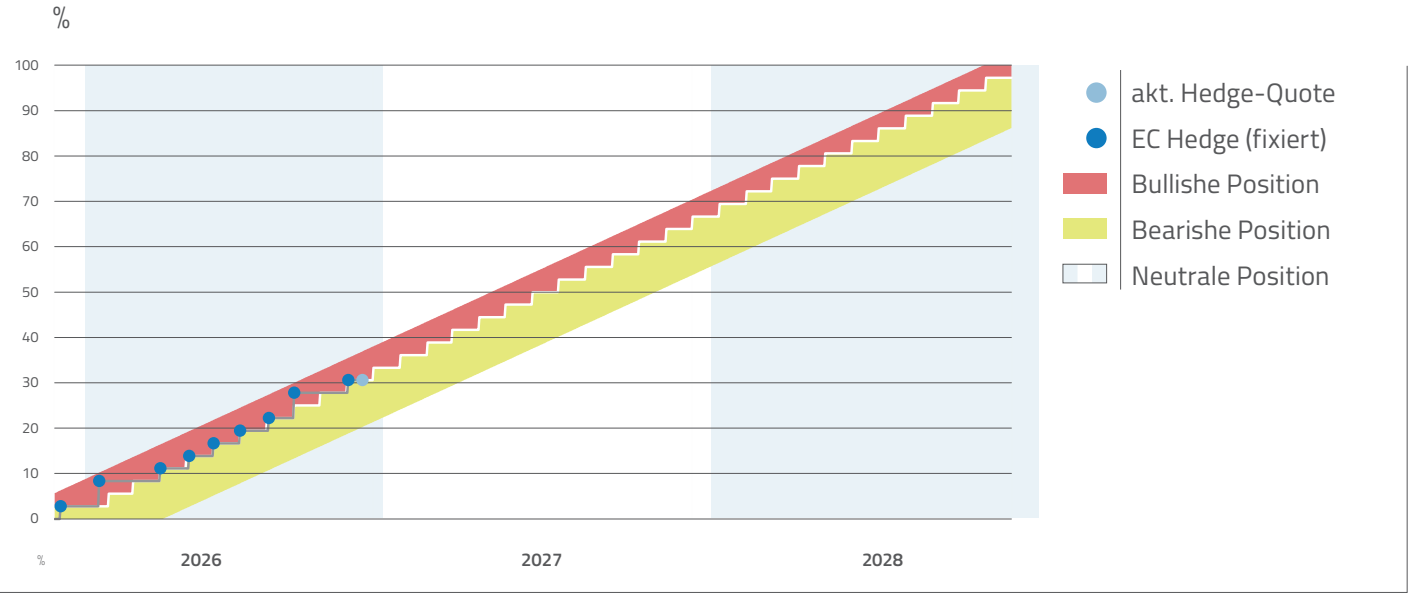
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	8.791 T€	- 6.222 €	8.496 - 9.099 T€ (95%) 8.341 - 9.254 T€ (99%)	8.332 - 9.263 T€ (95%) 8.093 - 9.502 T€ (99%)	8.139 - 9.456 T€ (95%) 7.801 - 9.794 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			94,15 - 110,85 €/MWh (95%) 89,85 - 115,15 €/MWh (99%)	89,61 - 115,39 €/MWh (95%) 82,98 - 122,02 €/MWh (99%)	84,27 - 120,73 €/MWh (95%) 74,90 - 130,10 €/MWh (99%)

Strom

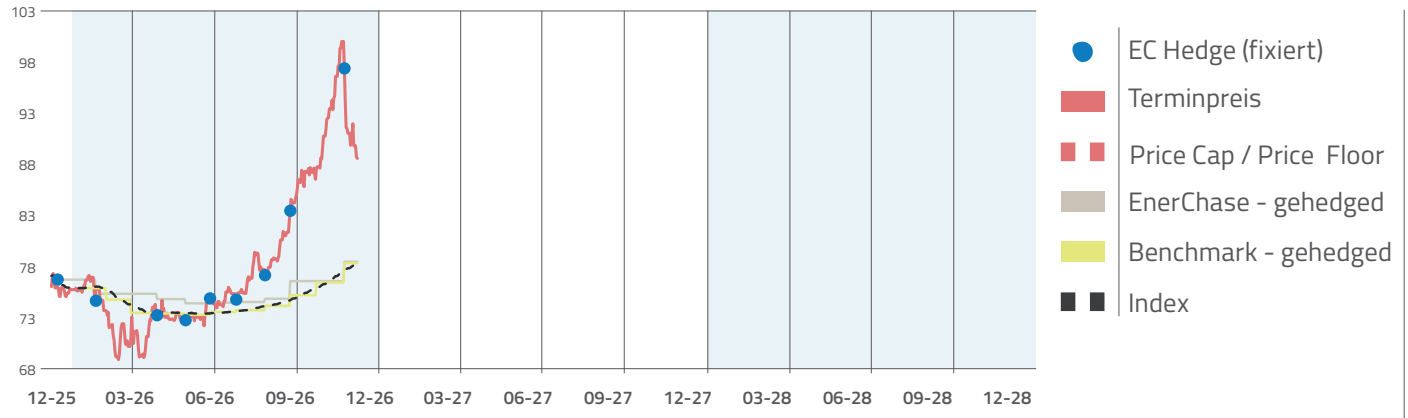
2029

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.

Hedge-Kanal



Preisentwicklung



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2029	11 von 36	31 GWh	31 %	85,83 €/MWh	85,79 €/MWh	2	1	- 3.972 €

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

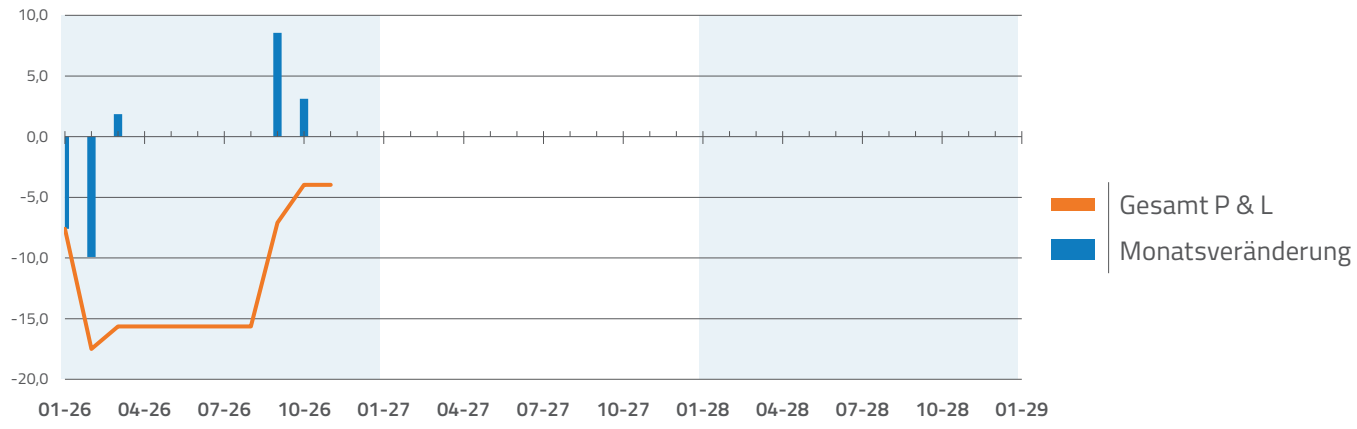
2029

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.

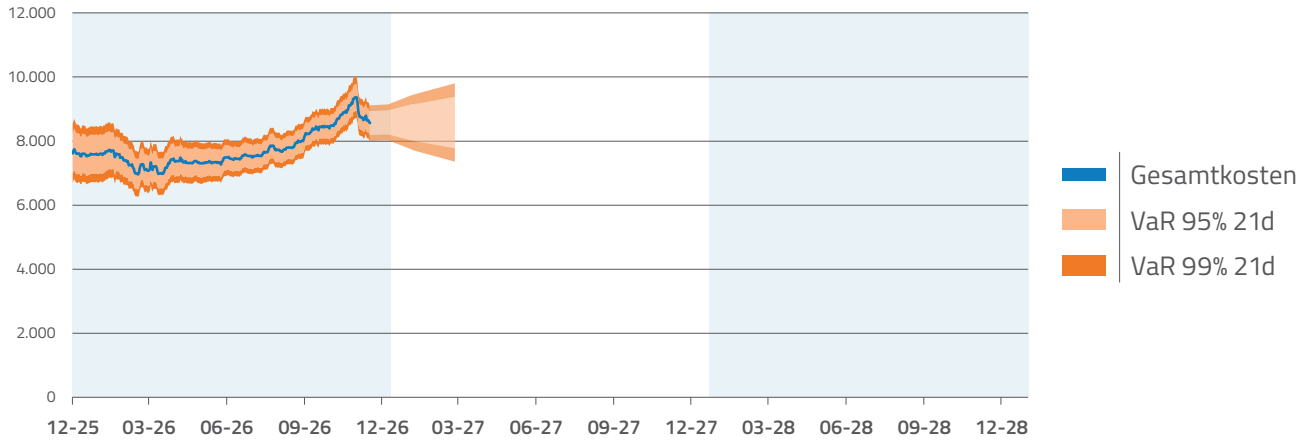
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2029	8.562 T€	- 3.972 €	8.212 - 8.954 T€ (95%) 8.025 - 9.141 T€ (99%)	8.011 - 9.155 T€ (95%) 7.721 - 9.445 T€ (99%)	7.774 - 9.392 T€ (95%) 7.364 - 9.802 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			83,67 - 94,35 €/MWh (95%) 80,97 - 97,05 €/MWh (99%)	80,77 - 97,25 €/MWh (95%) 76,60 - 101,42 €/MWh (99%)	77,36 - 100,66 €/MWh (95%) 71,46 - 106,56 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 87,01 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 97 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 144,81 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.701 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 87,98 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 64 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 102,50 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.798 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2029 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 85,83 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 31 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 89,01 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.583 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	85,36	79,77	78,60
enerchase - offene Position	144,81	102,50	89,01
enerchase - gesamt	87,01	87,98	85,83
Benchmark - gesamt	86,94	87,91	85,79
enerchase vs. BM - gesamt*	0,07	0,06	0,04
enerchase - gehedged in Y-1	103,74		
enerchase - gehedged in Y-2	81,36	86,24	
enerchase - gehedged in Y-3	74,36	74,78	78,60

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

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	97,22	63,89	30,56
enerchase - offene Position	2,78	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*	0,00	0,00	0,00
enerchase - gehedged in Y-1	27,78		
enerchase - gehedged in Y-2	36,11	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	36,11	30,56

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

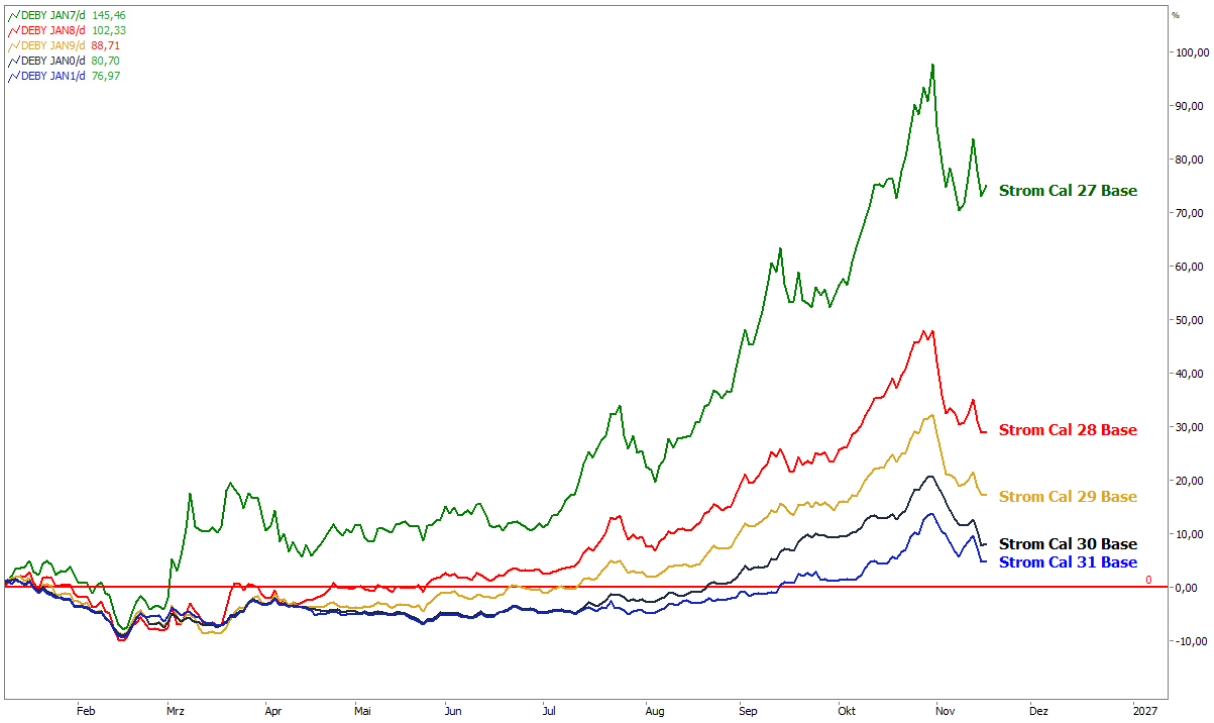
Beschaffungskosten

(in T€)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	8.299	5.096	2.402
enerchase - offene Position	402	3.701	6.181
enerchase - gesamt	8.701	8.798	8.583
Benchmark - gesamt	8.694	8.791	8.579
enerchase vs. BM - gesamt*	7	6	4
enerchase - gehedged in Y-1	2.882		
enerchase - gehedged in Y-2	2.938	0	
enerchase - gehedged in Y-3	2.479	2.701	2.402

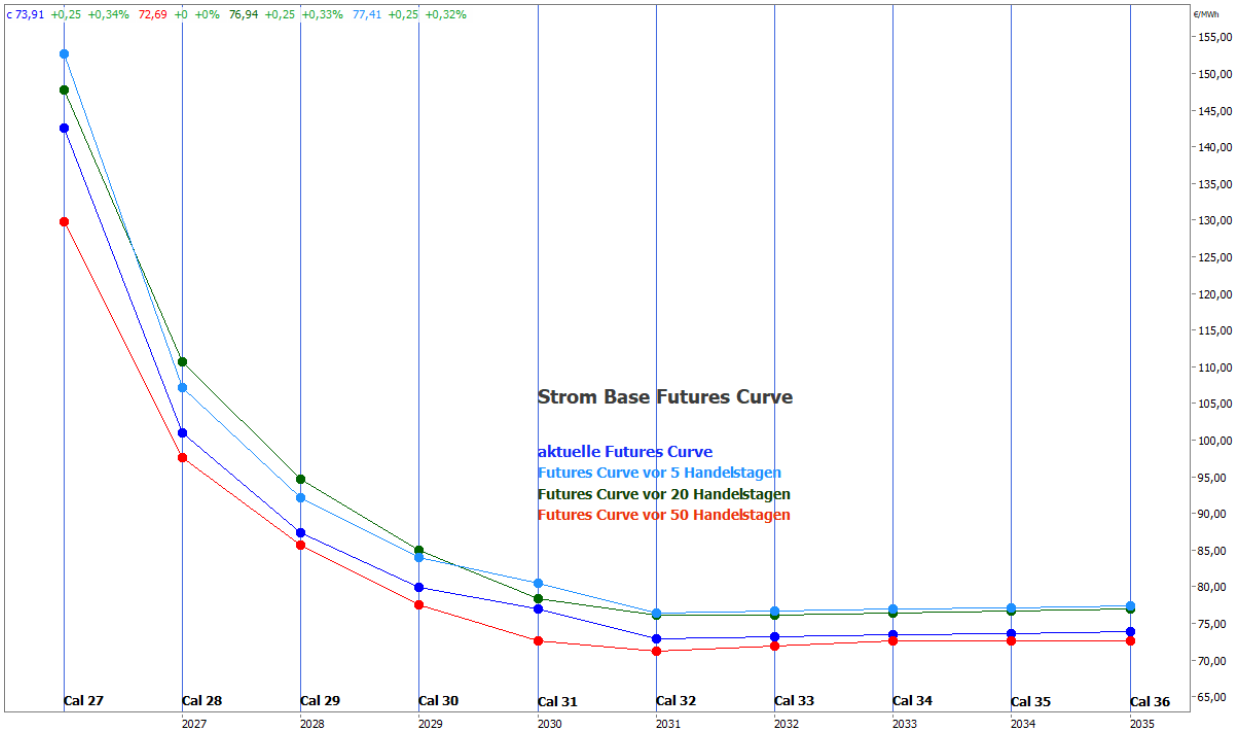
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

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

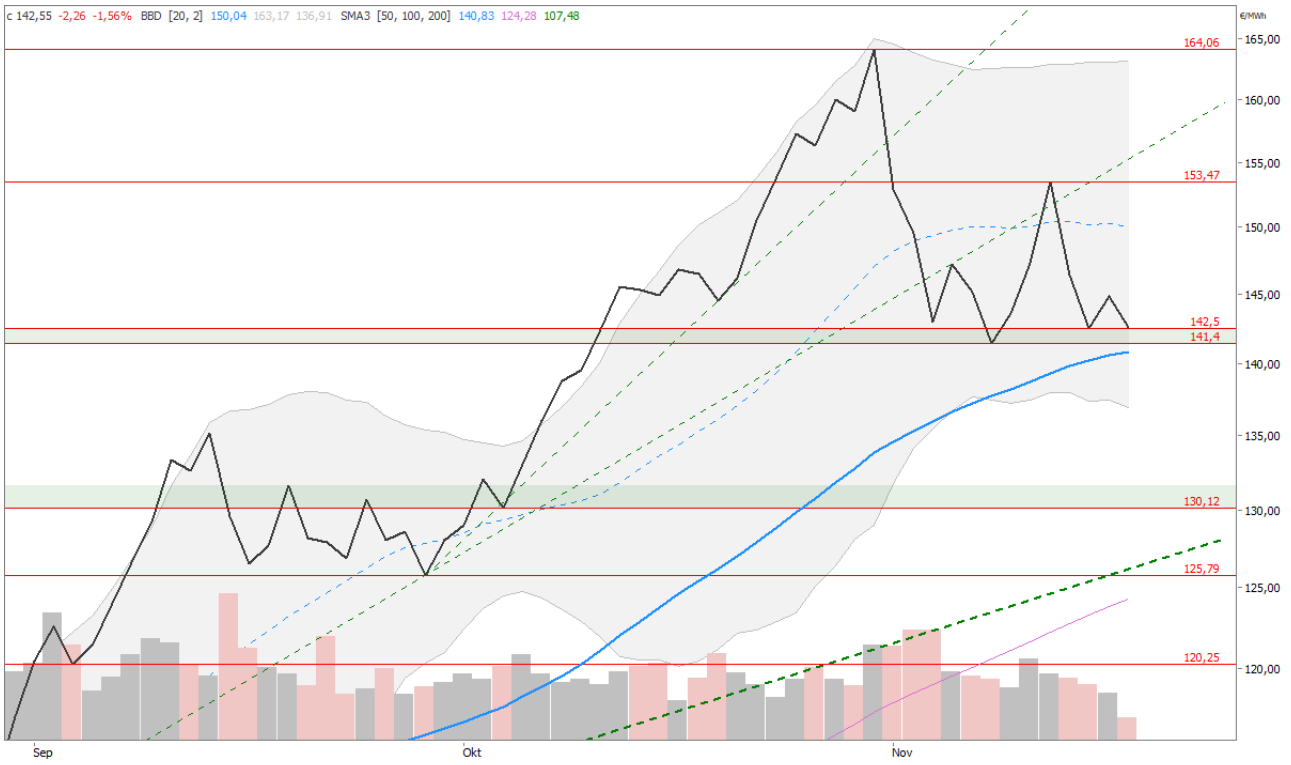


Strom Forward Curve



Anhänge

Strom Cal 27 Base (EEX)

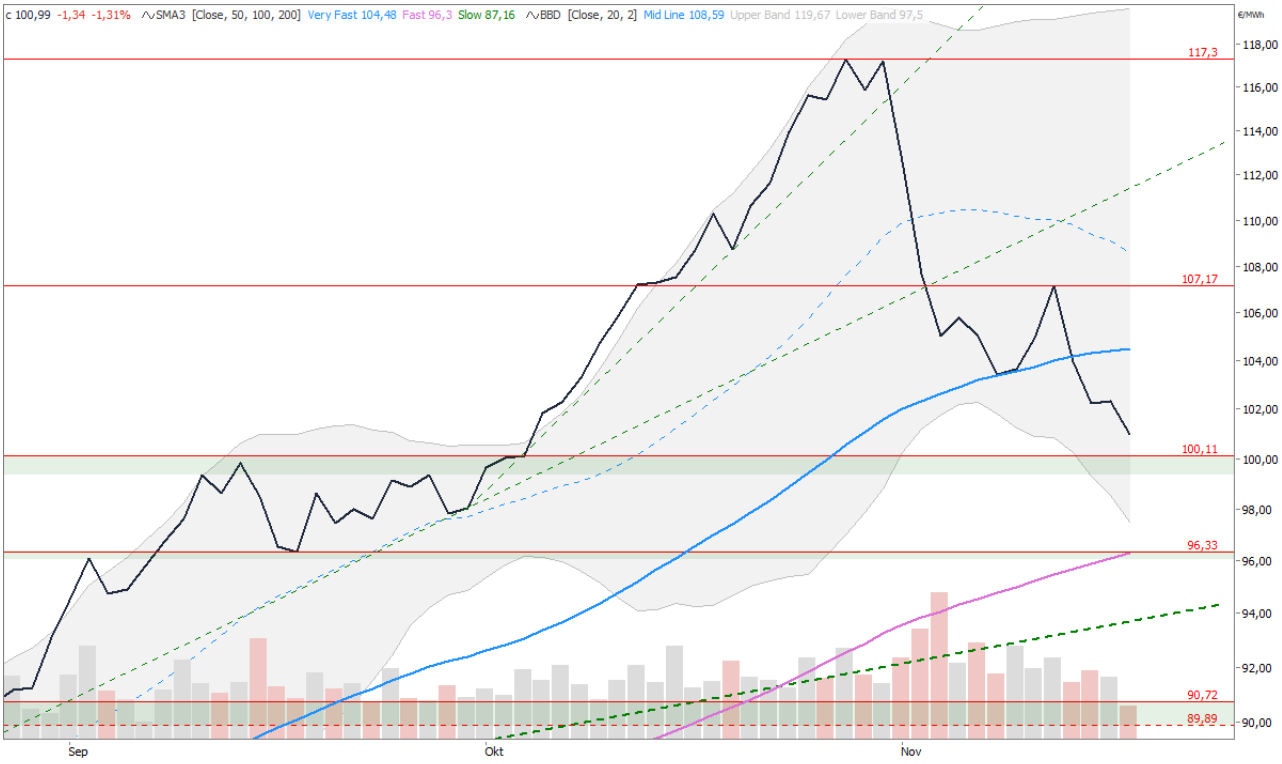


Strom Cal 27 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily) (EEX)

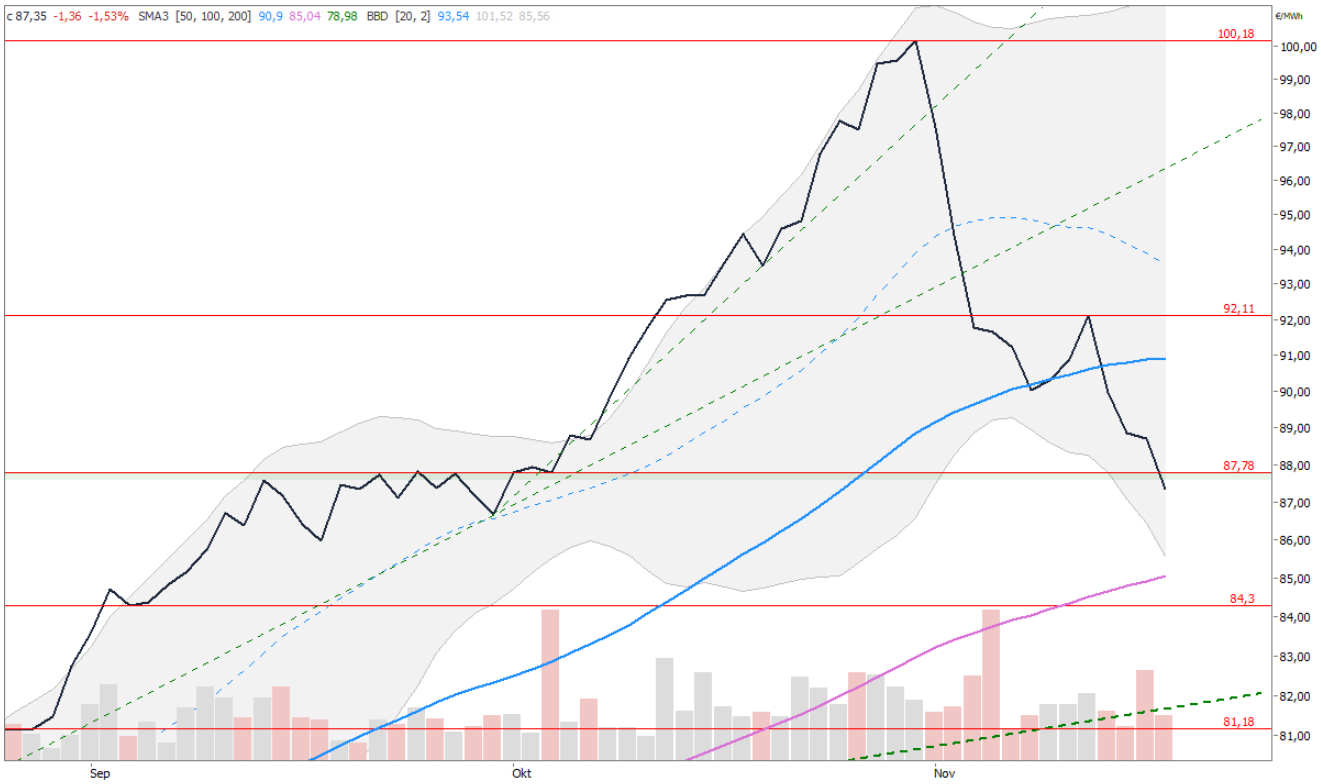


Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart) (EEX)

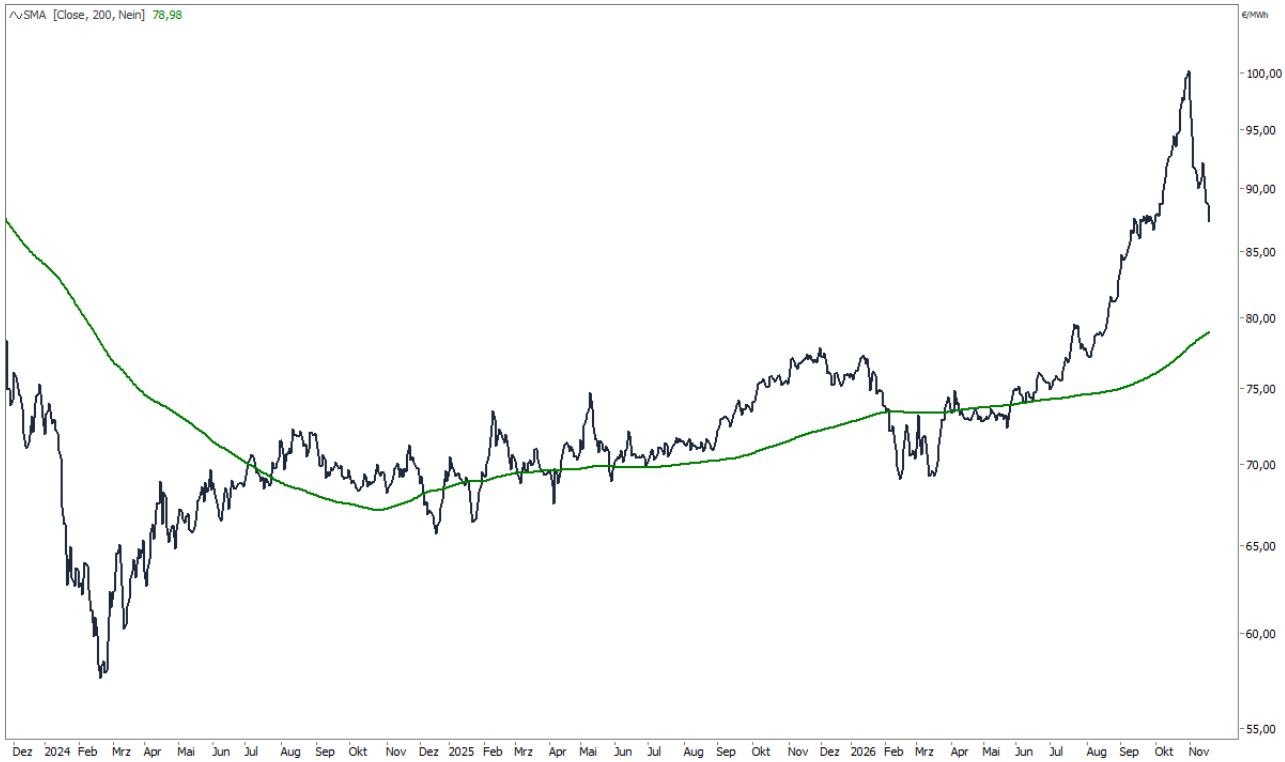


Anhänge

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
01.09.2026	119,90	01.09.2026	119,90	2.778	0
01.09.2026	119,90	01.10.2026	129,97	2.778	27.972
02.11.2026	154,54	02.11.2026	154,54	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
01.09.2026	94,49	01.09.2026	94,49	2.778	0
01.09.2026	94,49	01.10.2026	99,62	2.778	14.250
02.11.2026	112,62	02.11.2026	112,62	2.778	0

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2029

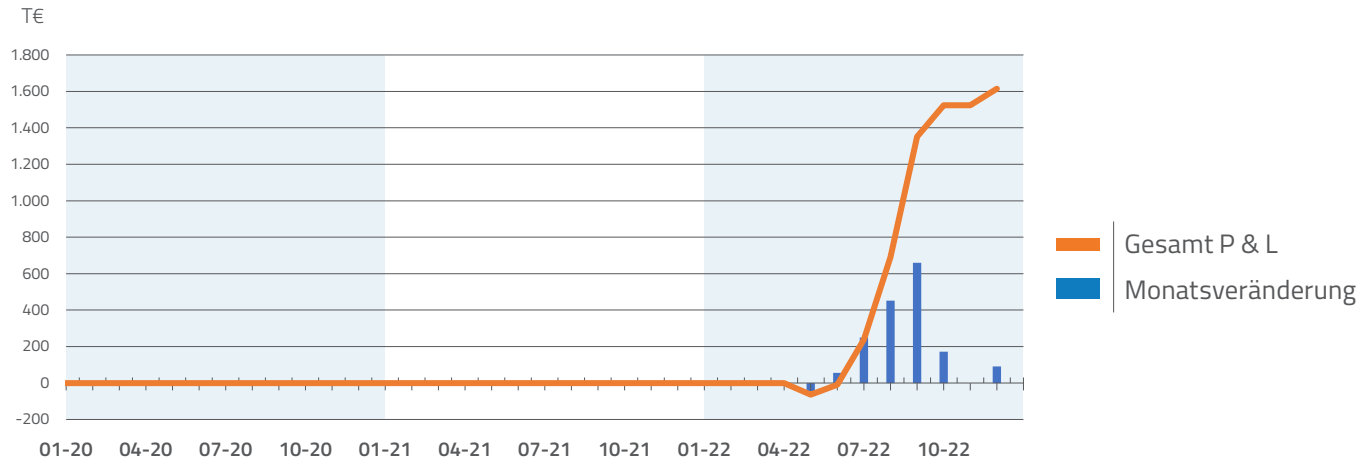
Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

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
01.09.2026	83,60	01.09.2026	83,60	2.778	0
01.09.2026	83,60	01.10.2026	87,80	2.778	11.667
02.11.2026	97,55	02.11.2026	97,55	2.778	0

Anhänge
P&L History

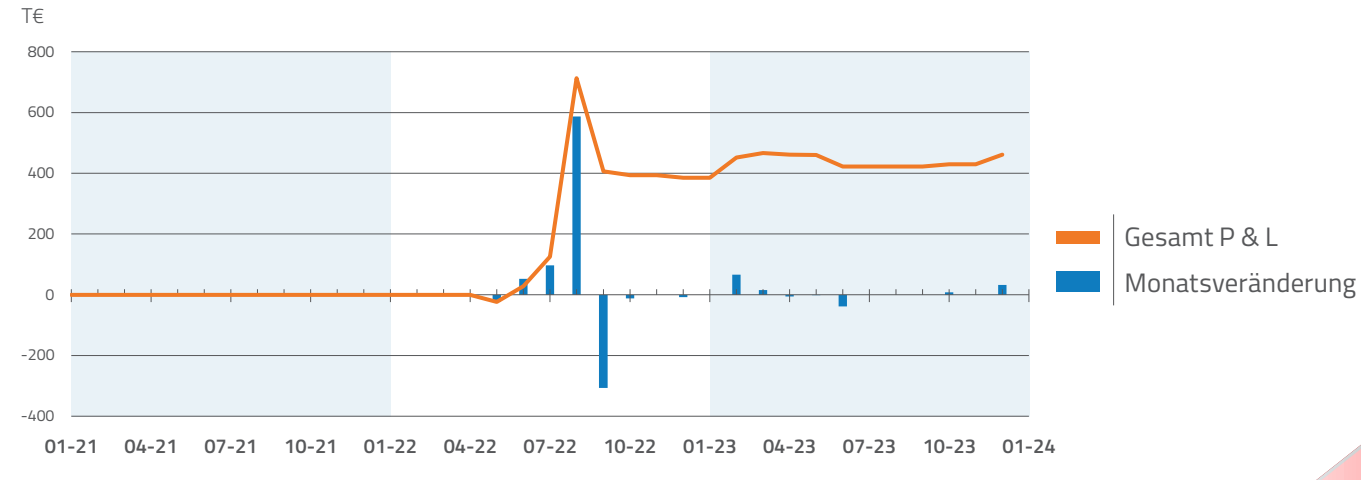
Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2023
T€

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€

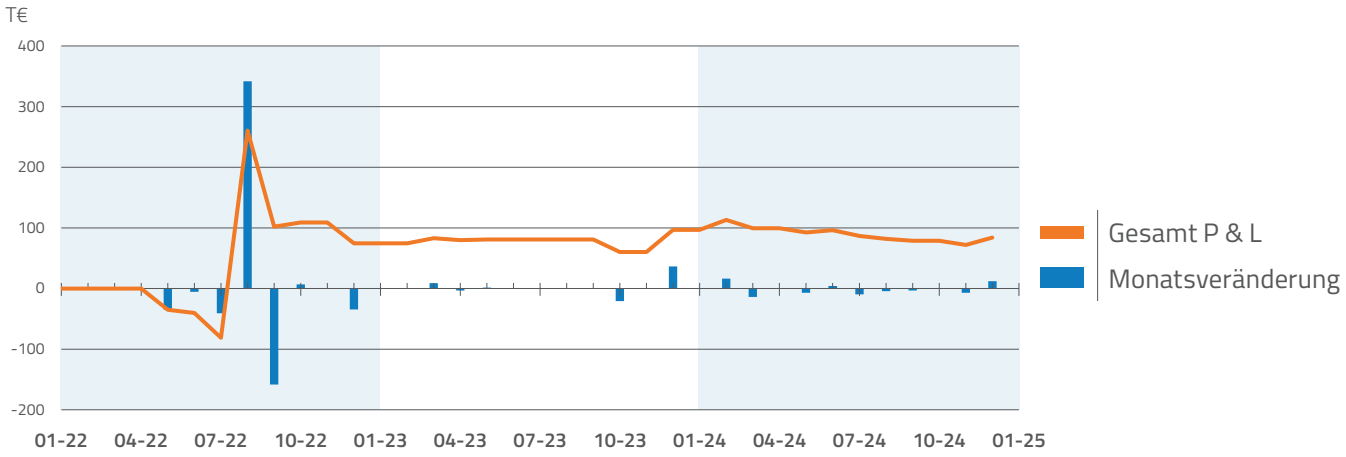
Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2024 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2023 in Summe 461.556 Euro. Dies war der höchste Wert der P&L. Der Minimalwert wurde im Mai 2022 mit einem Minus von 23.611 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im August 2022 mit einem Plus von 587.222 Euro.



Anhänge
P&L History

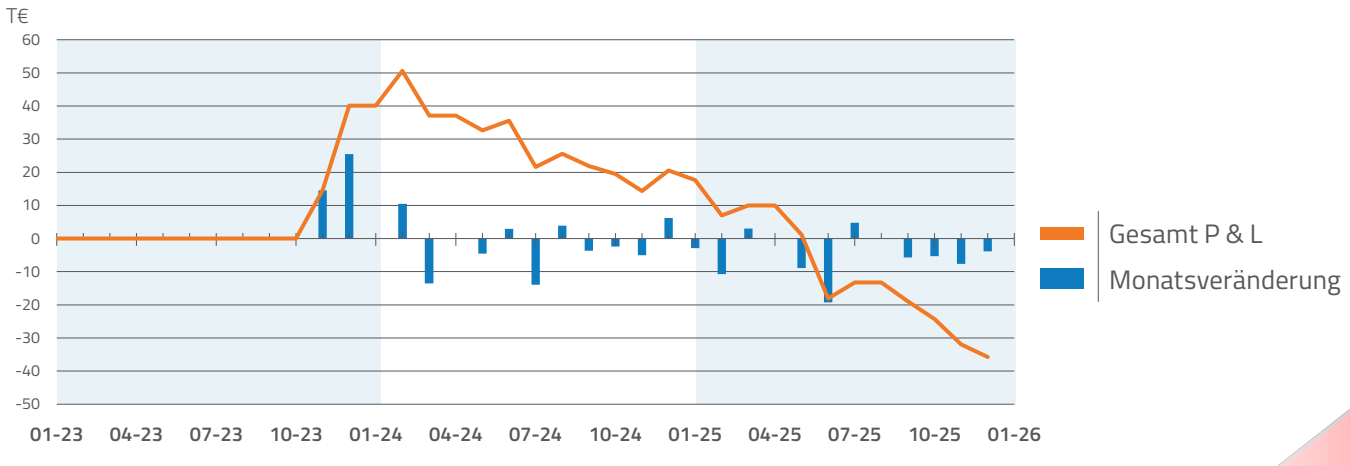
Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2025
T€

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 freigebenden 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-Triggers soll am folgenden Handelstag die Tranche am Vormittag geschlossen werden (siehe Schritt 4).

Bei Erreichen der Preis-Trigger innerhalb eines Handelstages ist auch ein sofortiges Schließen der Tranche möglich.

Werden die Preis-Trigger im Laufe des Monats nicht erreicht und ist die untere Hedge-Kanal-Begrenzung noch nicht überschritten, bleibt die Tranche aktiviert und wird mit in den nächsten Monat übernommen.

Risiko-Hinweis: In bestimmten Marktsituationen kann es vorkommen, dass sich die Marktpreise nach Erreichen einer Trigger-Marke sehr schnell in Ausbruchsrichtung weiterbewegen und die 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 Stoppmarken und Kursziele sind als Orientierungspunkte und Anlaufzonen zu verstehen und hängen maßgeblich vom eigenen Risiko- und Moneymanagement ab.

Bitte achten Sie auf die genannten Unterstützungen und Widerstände, sie können entscheidende Marken für die weitere Kursentwicklung darstellen. Setzen Sie zudem bei Ihren Handelsaktivitäten 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

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 chäden, 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