



Rückblick (Kalenderwoche 40)

EUAs verzeichnen Verlaufshoch

„Erstens kommt es anders und zweitens als man denkt“ – diese Formulierung stammt bekanntlich von Wilhelm Busch, dem berühmten Schöpfer der bösen Buben „Max und Moritz“, dem derzeit eine sehenswerte Ausstellung im „Deutschen Museum für Karikatur und Zeichenkunst“ in Hannover gewidmet ist. Die Akteure, die sich hauptberuflich mit den EUAs beschäftigen, werden sich an diesen Ausspruch in den letzten Wochen mehrfach erinnert haben. So auch in der KW 40, als die CO₂-Zertifikate nicht etwa den Rückwärtsgang einlegten – dies taten sie lediglich im Rahmen einer Korrekturphase bis Mittwoch, mit der die Unterstützung bei 75,0 Euro/t CO₂ mehrfach getestet und für stabil genug befunden wurde, sondern am Donnerstag und Freitag sehr kräftig anstiegen. Dabei überwand diese den Widerstand bei 77,70 Euro/t CO₂ – ausgerechnet am 35. Jahrestag der Deutschen Einheit – problemlos und schlossen zudem mit 79,45 Euro/t CO₂ fast auf Tageshoch. In der KW 40 stand damit ein Plus in Höhe von 4,7 Prozent zu Buche. Seit Jahresbeginn sind die EUAs damit die Einzigen, die einen Mehrwachs vorweisen können. Dagegen sind die fossilen Brennstoffe allesamt zweistellig im Minus. Dies gilt auch für US-Erdgas Henry Hub und für die LNG-Benchmark Japan/Korea Marker. Die Stärke der EUAs in der KW 40 verhalf letztendlich auch dem Strom Base Cal 26 auf Wochensicht ins Plus, wenngleich dies mit 0,2 Prozent mehr als mager ausfiel. Das lag – quasi per definitionem – am Kalenderkontrakt von Erdgas TTF, der um weitere 3,5 Prozent auf 31,19 Euro/MWh absackte. Aber auch die Steinkohle API#2 Cal 26 und vor allem das Rohöl Brent warteten mit deutlichen Minuszeichen in der vorangegangenen Handelswoche auf.

Erdgas von reichlichem Angebot „geplagt“

Dass Erdgas TTF Cal 26 erneut nicht auf die Beine kam, lag an verschiedenen Faktoren. Zum einen ist hier sicherlich die unerwartete und spürbare Schwäche von Rohöl Brent (minus 6,5 Prozent) zu nennen, die in der KW 40 durchgängig zu beobachten war, und somit Erdgas TTF mit nach unten zog. Zum anderen war die Versorgungslage nach wie vor üppig. Trotz einiger Wartungsausfälle in Norwegen zu Beginn der letzten Woche, die aber kaum ins Gewicht

fielen, teilte der Netzbetreiber Gassco zum Start der Wintersaison mit, dass Norwegens Erdgasausfuhr 2025 auf hohem Niveau bleibt, auch wenn das Rekordjahr 2024 nicht erreicht wird. Für den Winter rechnet Gassco mit hoher Verfügbarkeit, selbst wenn die Kapazität am Kollsnes-Verarbeitungswerk noch bis zum 18. Oktober eingeschränkt bleibt. Zudem warnte Shell-Chef Wael Sawan vor einem LNG-Überangebot, denn bis 2030 soll die weltweite Kapazität um rund 50 Prozent ausgeweitet werden. Allein in den USA wurden dieses Jahr endgültige Investitionsentscheidungen (FID) für 55 Mio. Tonnen jährliche LNG-Kapazität getroffen, etwa die Hälfte der aktuellen Exportkapazität des Landes. Derweil präsentierten sich die Flüssigerdgasimporte nach Europa aufgrund rekordhoher weltweiter LNG-Exporte weiterhin sehr auskömmlich. Das lag nicht zuletzt an China, das seine LNG-Einfuhr laut der Nachrichtenagentur Bloomberg bzw. Kpler im September um gut 20 Prozent ggü. Vorjahr auf 5,4 Mio. Tonnen reduzierte. Das war der elfte Rückgang auf Jahressicht in Folge. Eine schwächere Erdgasnachfrage, eine höhere Inlandsförderung (plus 6,1 Prozent ggü. Vorjahr im August) sowie anhaltend hohe und Meldungen zufolge wohl auch sehr günstige russische Erdgaslieferungen per Pipeline zeichnen für den geringen Appetit Chinas auf LNG verantwortlich. Zudem liegen Chinas inländische Erdgaspreise deutlich unter den JKM-Preisen, was den Anreiz zur Beschaffung von Spot-LNG naturgemäß dämpft. Die „Goldene Woche“ in China und der „Government Shutdown“ in den USA sorgten ebenfalls dafür, dass sich die Stimmung an den von uns betrachteten Rohstoffmärkten nicht sonderlich aufhellte. Sichtbar preiserhöhend wirkte auch nicht, dass die EU derweil weiter daran arbeitete, das Gasembargo gegen Russland bis Ende des Jahres zu beschließen. Bis Ende 2027 sollen die EU-Staaten dann aus russischen Gasimporten komplett ausgestiegen sein. LNG-Importe sollen schon ab Anfang 2027 nicht mehr zulässig sein. Pipeline-Importe betreffen aktuell vor allem noch die Slowakei und Ungarn. Beim LNG sind es vor allem Frankreich, Spanien und Belgien, die russisches Erdgas importieren. Diskutiert werden derzeit noch technische Fragen und mögliche Schlupflöcher.

Strom: Umstellung auf 15-MTU Day-Ahead-Auktion

Vergangenen Dienstag fand die erste 15-MTU Day-Ahead-Auktion mit 15-Minuten-Produkten für den Liefertermin 1. Oktober statt und ersetzte damit die bisherige Stundenstruktur. Die Preisbildung wird präziser, da kurzfristige Schwankungen bei Wind- und Solarstrom nun direkt im Day-Ahead sichtbar werden. Im kontinuierlichen Intraday-Handel dürfte sich das Volumen spürbar von Stunden- auf Viertelstundenkontrakte verlagern, wodurch klassische Stundenprodukte an Relevanz verlieren. Flexible Assets wie Batterien profitieren besonders von den entstehenden Preisdifferenzen innerhalb der Stunde, die sich in einem typischen Muster abzeichnen können. Für Versorger und konventionelle Grundlastkraftwerke steigt hingegen die Herausforderung im Portfolio- und Risikomanagement, da die erhöhte Granularität die Absicherung über standardisierte Futures erschwert. Die Umstellung auf 15-Minuten-Produkte (15MTU) hat dann tatsächlich die Preisdynamik zwischen der Day-Ahead- und Intraday-Auktion verändert. Während das typische „Zickzack-Muster“ nun im DA auftrat, glättete sich die Preisstruktur in der Intraday Auction 1 (15:00 Uhr Auktion), begleitet von einem Rückgang des Handelsvolumens um rund 40 Prozent. Insgesamt wurden in der ersten 15MTU Auktion 801 GWh gehandelt, rund 5 Prozent mehr als zuvor. Die Preisunterschiede zwischen den Viertelstundenintervallen erreichten dabei Spitzen von bis zu 96 Euro/MWh.

Ausblick (Kalenderwoche 41)

Umgekehrte Vorzeichen im Vergleich zur Vorwoche

Ende vorletzter Woche sah es noch ganz danach aus, als ob Rohöl Brent die Hürde bei 70,0 US-Dollar/bbl je Fass nachhaltig überwinden würde, anschließend weiter ansteigen und damit Erdgas und Strom mit sich nach oben ziehen könnte. Dafür sprachen unter anderem die Angriffe der Ukraine auf russische Energieinfrastruktur, Drohnenflüge über Dänemark sowie die Aufforderung von US-Präsident Donald Trump, Energielieferungen aus Russland sofort einzustellen. All dies hätte dazu beitragen sollen, dass die Spekulanten, die relativ große Short-Positionen auf Rohöl halten, zu Eindeckungen zu „zwingen“. Das Gegenteil war jedoch letzte Woche der Fall. Schon am Montag ging es mit den Notierungen des schwarzen Goldes steil bergab, als Anfang der Woche ein Bloomberg-Bericht durchsickerte, der besagte, dass die OPEC+ am kommenden Sonntag (also gestern) eine Ausweitung der Erdölförderung um 500 Tsd. Fass pro Tag nicht nur im November, sondern auch in den folgenden zwei Monaten erwäge. Das erwies sich, wie man seit gestern weiß, jedoch als nicht richtig. Hinzu gesellten sich die Meldungen, dass der Irak seine Erdölausfuhr in die Türkei über Kurdistan wieder aufgenommen hat, die russischen Rohölexporte den höchsten Stand seit dem Frühjahr 2024 verzeichneten und Saudi-Arabien im September seine Förderung und Ausfuhr entsprechend der höheren Quote steigerte. Das beantwortet zwar nicht die lange gehegte Frage, weshalb Rohöl Brent nicht schon früher und zudem deutlich gefallen ist, denn bereits seit einigen Wochen gab und gibt es mehr als genug bearische Faktoren. Das Sprichwort „Der Krug geht so lange zum Brunnen, bis er bricht“, das aus dem Volksmund stammt und bereits seit dem Mittelalter bekannt ist, findet hier aber wohl eine weitere Bestätigung. Da nun im Gegensatz zur Vorwoche nicht nur aus fundamentalen, sondern auch aus charttechnischer Sicht mit dem Durchbruch durch die Unterstützung bei 65,0 US-Dollar/bbl ein Verkaufssignal erfolgte, sind die Vorzeichen für diese Woche unseres Erachtens negativ.

Erdgas im Schlepptau von Erdöl

Die ausgeprägte Schwäche am Rohölmarkt schwappte letzte Woche auf Erdgas über. Dies dürfte diese Woche nicht viel anders sein, denn der fundamentale Datenkranz ist wie beim schwarzen Gold bearisch geprägt. So stieg unter anderem die europäische Flüssigerdgaseinfuhr von April bis August dieses Jahres um 30 Prozent gegenüber Vorjahr. Dies war nicht zuletzt auf die insgesamt schwächere LNG-Nachfrage aus Asien zurückzuführen, die im Vergleich zum Vorjahr um 4 Prozent zurückging. Insbesondere die chinesische LNG-Nachfrage (siehe auch Rückblick)

war aufgrund robuster Pipeline-Importe, einer höheren inländischen Erdgasförderung, einer schwachen Industriegasnachfrage und der Auswirkungen der US-Zölle besonders gedämpft. Dadurch konnte wiederum Europa seine Gasvorräte erfolgreich auf über 82 Prozent auffüllen. Dies liegt zwar etwas unter den 94,3 Prozent zum gleichen Zeitpunkt des Vorjahres und dem Fünfjahresdurchschnitt von 88 Prozent. Aber per 1. November dürften die europäischen Vorräte bei „normalen“ Wetterbedingungen einen im Frühjahr nur von den Wenigsten erwarteten und damit mehr als zufriedenstellenden Füllstand von 85 Prozent erreichen. Wagt man jetzt schon einmal den Blick auf das Ende der Heizsaison 2025/26, ist es nicht unwahrscheinlich, dass die europäischen Erdgasspeicher per 31. März 2026 bei einem „normalen“ Winter noch zu 35 Prozent gefüllt sein werden. Was könnte jedoch unter extremeren oder mildereren Wetterszenarien passieren? Dazu soll hilfsweise die Entwicklung der letzten fünf Winter herangezogen werden. Würden beispielsweise die Vorräte für den anstehenden Winter die Entnahmen der Erdgasspeicher im Winter 2021/22 replizieren, wären die Speicher am Ende des Winters zu 36 Prozent gefüllt, was in etwa der oben genannten Zahl entspricht. Die Winter 2020/21 und 2024/25 waren dagegen deutlich kälter als normal, was damals zwangsläufig zu einer schnelleren Erschöpfung der Erdgasvorräte führte. Bei Anwendung dieser Entnahmen vom aktuellen Niveau von 82 Prozent würden die Lagerbestände bis Ende März 2026 auf 18 bzw. 22 Prozent sinken. Dies wären die niedrigsten Lagerbestände seit 2018. Sollte sich zudem in diesem Winter die „Dunkelflaute“ des letzten Winters wiederholen, würde Europa wohl in eine schwierige Lage geraten, da die äußerst geringen Lagerbestände den Nachschubbedarf im nächsten Sommer verschärfen und den Druck auf die Erdgas TTF erhöhen würde. Am anderen Ende der Skala waren die Winter 2022/23 und 2023/24 jedoch deutlich milder als der Durchschnitt und daher günstiger für die europäischen Erdgasbilanzen. Sollten diese relativ geringen Rückgänge auch in diesem Jahr eintreten (was wohl alle hoffen), könnten die Lagerbestände die Wintersaison auf einem deutlich angenehmeren Niveau von 51 bzw. 46 Prozent beenden. Jenseits dieser nicht mehr allzu fernen Thematik bleibt mit Blick auf diese Woche festzuhalten, dass Erdgas TTF zwar von Erdöl Brent den Weg gewiesen bekommt, dieser aber - im Gegensatz zum Frontmonat - noch nicht durch die massive Unterstützung von 31,00 Euro/MWh gebrochen ist. Und selbst wenn dies passieren sollte, wartet bereits bei 30,0 Euro/MWh die nächste Auffanglinie von Ende April dieses Jahres.

Eine relative Stärke von Erdgas TTF gegenüber Rohöl Brent würde uns also nicht überraschen.

EUAs weiter aufwärts – das stützt den Strompreis

Strom Base Cal 26 wird dem Erdgas erneut nicht nach unten folgen können. Dazu sind die EUAs zu stark. Man hätte es fast ahnen können, denn es war einfach zu eindeutig und die Meinungen zu einhellig, dass die EUAs nach Ende der Compliance-Frist und der sehr hohen Netto-Long-Position fallen würden. Mit dem Ende des an den Finanzmärkten nicht gerade beliebten Septembers und damit des dritten Quartals ist nun aber die saisonal schwache Zeit zu Ende gegangen. DAX & Co. schwangen sich daher seit Anfang Oktober allen Unkenrufen zum Trotz spürbar nach oben und zogen die EUAs gleich mit. Die Korrelation ist also wieder da. Ob der Widerstand bei 80,0 Euro/t CO2 robust genug ist, den Höhenflug der EUAs, die ihren Aufwärtstrend Ende letzter Woche gerade erst erneut bestätigt haben, schon wieder abzubremesen, bleibt abzuwarten. Wir würden nicht darauf wetten.

Herausgeber: EnerChase GmbH & Co. KG (im Folgenden "enerchase"), 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.

Stand der verwendeten Marktdaten: 03.10.2025 Spotkurse (Day-Ahead-Auktion) vom: 05.10.2025

Hinweis zur Methodik: Die durch Pfeile angegebenen Wochentendenzen basieren auf einem optimierten Indikatoren-Modell der Technischen Analyse, das auf historischen Wertentwicklungen beruht (u.a. Average Directional Index, MACD, RSI, Commodity Channel Index, Moving Averages). Der Zeitrahmen, auf die sich die Tendenzaussagen beziehen, ist jeweils eine Woche. Die Tendenzen werden im wöchentlichen Rhythmus veröffentlicht. Bei Strom Spot basiert die Wochentendenz auf einer Auswertung von Kassa- und Terminmarktpreisen (Wochenprodukte).

Mögliche Interessenkonflikte: Gesellschafter oder Mitarbeiter der EnerChase GmbH & Co. KG, verbundene Unternehmen oder Beratungskunden der EnerChase könnten zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Analyse in den besprochenen Derivaten oder Basiswerten investiert sein.

Disclaimer / Haftungsbeschränkung

Der WeeklyReport inklusive der Wochentendenzen (im Folgenden „Analysen“) richtet sich an institutionelle Marktteilnehmer. Die Analysen 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.

enerchase übernimmt 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 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 der Analysen erfolgt auf eigene Gefahr des Nutzers.

Unsere Tätigkeit ist gemäß § 66 WpHG bei der BaFin angezeigt.

Weitere Informationen zur Methodik und die historischen Wochentendenzen können unter research@enerchase.de jederzeit angefragt werden.

Diese Publikation ist urheberrechtlich geschützt. Das Kopieren sowie die Verarbeitung, Veränderung und/oder Weitergabe dieser Informationen ist nur mit ausdrücklicher schriftlicher Genehmigung der EnerChase GmbH & Co. KG zulässig.