



Erdgaspreisentwicklung 2024



2024

Erdgaspreisentwicklung

Im Jahr 2024 zeigte sich der europäische Erdgasmarkt zweigeteilt. Das Jahr begann mit einer komfortablen Versorgungssituation, hohen Speicherständen und ungewöhnlich milden Temperaturen. Dadurch sanken die Gaspreise in den ersten Monaten kontinuierlich und erreichten Ende Februar ihr Jahrestief. Unterstützt wurde diese Entwicklung durch eine schwache industrielle Nachfrage, hohe LNG-Importe, stabile Lieferungen aus Norwegen und deutlich überdurchschnittlich gefüllte Speicher.

Ab dem Frühjahr setzte jedoch eine Trendwende ein. Zwar blieb die physische Versorgungslage weiterhin gut, doch geopolitische Risiken gewannen zunehmend an Bedeutung. Die Unsicherheit über zukünftige russische Gaslieferungen durch die Ukraine, eine wachsende Konkurrenz mit Asien um LNG-Mengen, Störungen und Wartungen in Norwegen sowie Eskalationen im Nahen Osten führten zu verstärkten Risikoprämien. In der Folge stiegen die Terminmarktpreise von März bis in den Sommer hinein deutlich an.

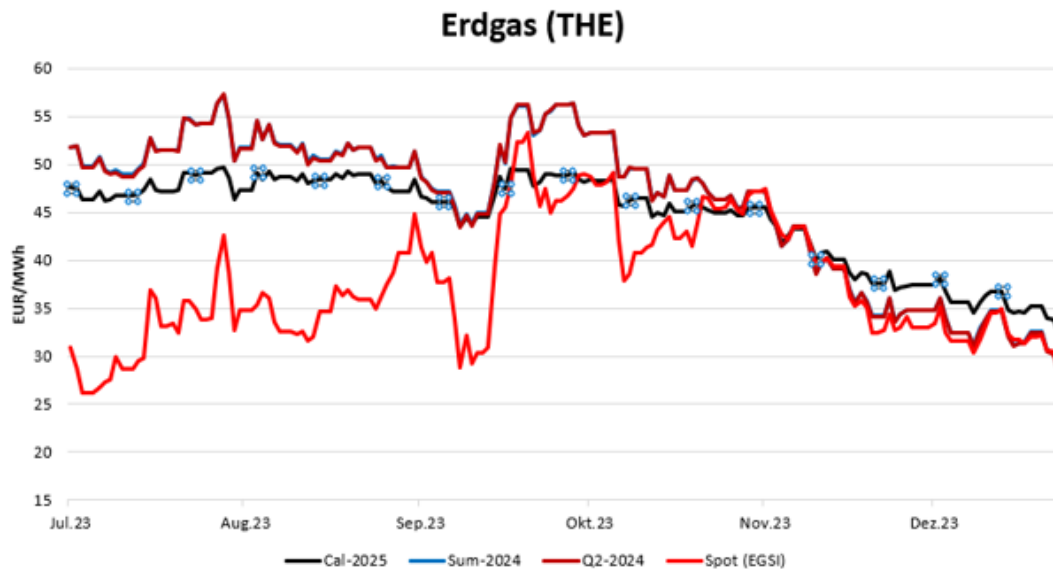
Während des Sommers verhinderten die hohen Speicherstände und die schwache europäische Nachfrage noch stärkere Preissteigerungen. Gleichzeitig sorgten jedoch eine hohe LNG-Nachfrage in Asien, Wartungsarbeiten an wichtiger Infrastruktur und die Unsicherheit über den auslaufenden Transitvertrag zwischen Russland und der Ukraine für eine erhöhte Volatilität. Bis August erreichten die Preise den höchsten Stand seit Ende 2023, obwohl die europäischen Speicher bereits deutlich früher als vorgeschrieben nahezu vollständig gefüllt waren.

Im Herbst stabilisierte sich die fundamentale Lage weiter. Die norwegischen Wartungsarbeiten verliefen weitgehend planmäßig, die Speicherstände erreichten Rekordniveaus von über 90 Prozent und die Nachfrage der Industrie blieb schwach. Dennoch hielten die Unsicherheiten rund um den Ukraine-Transit sowie geopolitische Spannungen im Nahen Osten die Preise auf einem erhöhten Niveau.

Zum Jahresende erreichten die Gaspreise Anfang Dezember ihren Höchststand des Jahres. Auslöser waren kältere Temperaturen, eine höhere Gasverstromung aufgrund geringer Windstromproduktion sowie die anhaltende Unsicherheit über das Auslaufen des Transitvertrags zwischen Russland und der Ukraine. In der zweiten Dezemberhälfte gaben die Preise jedoch wieder nach, da sich die Wetterprognosen aufhellten und die Versorgung durch norwegische Lieferungen und LNG-Importe weiterhin als stabil eingeschätzt wurde.

Insgesamt war 2024 geprägt von einem Gegensatz zwischen einer guten physischen Versorgungslage und steigenden geopolitischen Risiken. Während hohe Speicherstände, schwache Nachfrage und eine erfolgreiche Diversifizierung der Bezugsquellen dauerhaft preisdämpfend wirkten, sorgten die Unsicherheit über russische Lieferungen, die starke asiatische LNG-Nachfrage, geopolitische Konflikte und spekulative Marktbewegungen für einen fast durchgehenden Aufwärtstrend der Preise ab dem Frühjahr bis zum Jahresende.

Januar 2024



Das Kalenderjahr 2024 (THE) schloss zum Ende 2023 bei einem neuen Tief von ca. 33 €. Das Kalenderjahr 2025 (THE) stieg zum Jahresanfang zwischenzeitlich auf 38 €, korrigierte jedoch auf ca. 33 € und verlor somit 13%. Die Temperaturen sollen für die kommenden zwei Wochen auf dem bzw. über dem Normniveau steigen.

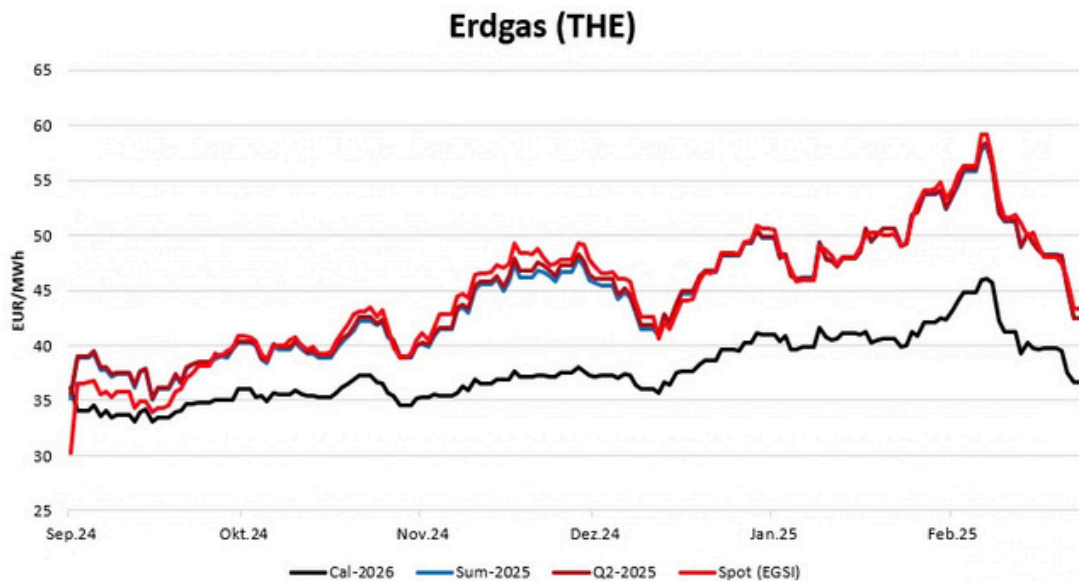
Die Wärmephase der letzten Wochen wird sich den Langfristprognosen nach zum Ende der laufenden Woche drehen. Die Temperaturen bleiben für die kommenden zwei Wochen voraussichtlich unter Norm. Neben diesem Faktor wirkten sich die neuesten Nachrichten des Nahost-Konfliktes preisunterstützend aus. Neben den Attacken der Huthi-Rebellen im roten Meer droht der Konflikt an der israelisch/libanesischen Grenze durch den jüngsten Anschlag auf ein Hamas-Büro zu eskalieren. Da die Risikoprämie auf derartige Nachrichten in den vergangenen Wochen meistens schnell wieder abgebaut wurde und die Kältewelle kein langfristiges Phänomen zu sein scheint, ist fraglich, inwieweit es sich hier um nachhaltige Preisunterstützungen handelt.

Die allgemeine Versorgungslage in Europa sieht weiterhin gut aus. Die europäischen Gasspeicher lagen zum Jahresbeginn mit 86,5 % Füllstand auf einem hohen Niveau (DE: 91 %). Ende Januar sanken die Gasspeicherstände angesichts der sehr kalten Temperaturen stärker, aber das Ende der Kältewelle ist absehbar. Die europäischen Speicher liegen mit 78 % auf einem guten Niveau (DE: 83,17 %).

Die LNG-Versorgung steigt bei einem gleichzeitig sinkenden Bedarf aufgrund der noch schwachen industriellen Produktionsnachfrage in Europa. Die stabil hohen Gasflüsse aus Norwegen ohne ungeplanten Ausfälle tragen ebenfalls zur guten Gasversorgungslage in Europa bei. Die niederländische Regierung hatte angesichts der Temperaturen beschlossen, die Gasförderung des Gasfelds Groningen vorübergehend wiederaufzunehmen. Die Fördermengen waren nicht sehr hoch, dennoch entlastete die Entscheidung zusätzlich den Markt.

Die LNG-Lieferungen aus den USA nach Europa bleiben ebenfalls auf hohem Niveau und sorgen dafür, dass in Europa sinkende Gaspreise zu beobachten sind. Dadurch werden die Bedenken, dass es in diesem Winter noch zu Versorgungsengpässen kommen könnte, vom Markt ausgepreist, was die Preise weiter fallen lassen könnte. Zudem sorgte die Nachricht, dass das vor Rügen geplante schwimmende LNG-Terminal (Brunsbüttel) trotz jüngster Berichte über Komplikationen im Februar 2024 den regulären Betrieb aufnehmen soll, für Entspannung.

Februar 2024



Im Februar 2024 zeigte sich am europäischen Erdgasmarkt insgesamt ein klar bearishes, also preisdrückendes Marktumfeld, das vor allem durch die sehr gute Versorgungslage, außergewöhnlich milde Temperaturen und hohe Speicherstände geprägt wurde. Gleichzeitig nahmen im Monatsverlauf die geopolitischen und infrastrukturellen Unsicherheiten zu, wodurch der Preisverfall gegen Monatsende gestoppt wurde.

Entwicklung der Preise

Zu Beginn des Monats notierte das Kalenderjahr 2025 im deutschen Marktgebiet THE bei rund 34,32 € und fiel in der zweiten Monatshälfte auf knapp über 30 €. Dies war bedingt durch die fundamentalen Rahmenbedingungen: Das Wetter war ungewöhnlich mild, die Nachfrage gering und die Versorgung gut. Hinzu kamen hohe Speicherstände von über 75 % in Deutschland.

Versorgungslage und Speicher

Die Versorgungssituation blieb im gesamten Februar ausgesprochen komfortabel. Vor allem die hohen Speicherstände wirkten stark preisdämpfend. Die europäischen Speicherstände sanken saisonal von 70,6 % auf 63,13 % Ende Februar. In Deutschland verlief die Entwicklung ähnlich: Die dortigen Speicher leerten sich von rund 75 % Anfang Februar auf 69,43 % zum Monatsende. Trotz der Entnahmen lagen die Füllstände deutlich über historischen Durchschnittswerten. Dadurch reduzierte sich bereits die Sorge um die Wiederbefüllung im Sommer 2024.

Wetter als wichtigster Einflussfaktor

Der wichtigste Preisfaktor im Februar war das Wetter. In weiten Teilen Europas lagen die Temperaturen deutlich über dem Durchschnitt, weshalb die Heiznachfrage niedrig blieb. Gleichzeitig sorgte eine hohe Windstromerzeugung dafür, dass weniger Gaskraftwerke eingesetzt werden mussten. Beide Faktoren senkten den Gasverbrauch erheblich und sorgten für anhaltenden Preisdruck. Erst gegen Ende des Monats wurden kühlere Wetterprognosen veröffentlicht, was den Markt leicht unterstützte.

LNG-Markt und internationale Entwicklungen

Im Februar rückte zunehmend der globale LNG-Markt in den Fokus. Zu Monatsbeginn gab es erste Hinweise auf Störungen im internationalen LNG-Handel:

- Aufgrund der Angriffe im Roten Meer mussten erste LNG-Tanker ihre Routen ändern.
- Die Stilllegung des italienischen LNG-Terminals OLT bis Oktober reduzierte die europäische Importkapazität.
- In den USA führte ein Teilausfall der Freeport-Anlage zu einem Produktionsverlust von rund 400.000 Tonnen LNG.



Trotz dieser Entwicklungen reagierte der Markt zunächst kaum, weil die Versorgungslage insgesamt gut blieb. Mitte Februar spielte zusätzlich die reduzierte Nachfrage aus China während der Feierlichkeiten zum Neujahr eine Rolle. Dadurch standen mehr LNG-Mengen für Europa zur Verfügung. Gegen Monatsende änderte sich der Fokus erneut. Die Preise in Asien lagen über dem europäischen TTF-Markt. Dadurch wurde Asien für LNG-Lieferanten attraktiver. Marktteilnehmer begannen daher, höhere Preise einzupreisen, um ausreichende LNG-Lieferungen für die europäische Speicherbefüllung zu sichern.

Norwegen und Infrastruktur

Mehrere Meldungen über technische Probleme sorgten im Monatsverlauf für kurzfristige Preisimpulse nach oben. Dazu gehörten ungeplante Ausfälle am norwegischen Gasfeld Troll, Störungen an der Verarbeitungsanlage Nyhamna sowie der Start der norwegischen Wartungssaison. Da Norwegen mittlerweile der wichtigste Pipeline-Gaslieferant Europas ist, reagierte der Markt empfindlich auf solche Nachrichten. Die Auswirkungen blieben jedoch zeitlich begrenzt.

Besondere Marktsituation bei den Terminpreisen

Ein ungewöhnliches Phänomen war Anfang Februar die Struktur der Terminpreise. Normalerweise liegen Winterkontrakte über Sommerkontrakten, da im Winter die Nachfrage höher ist. Im Februar 2024 war dies zeitweise umgekehrt: Die Kontrakte für Februar und März lagen unter den Sommerpreisen. Ursache war unter anderem die gezielte Ausspeicherung des großen deutschen Speichers Rehden.

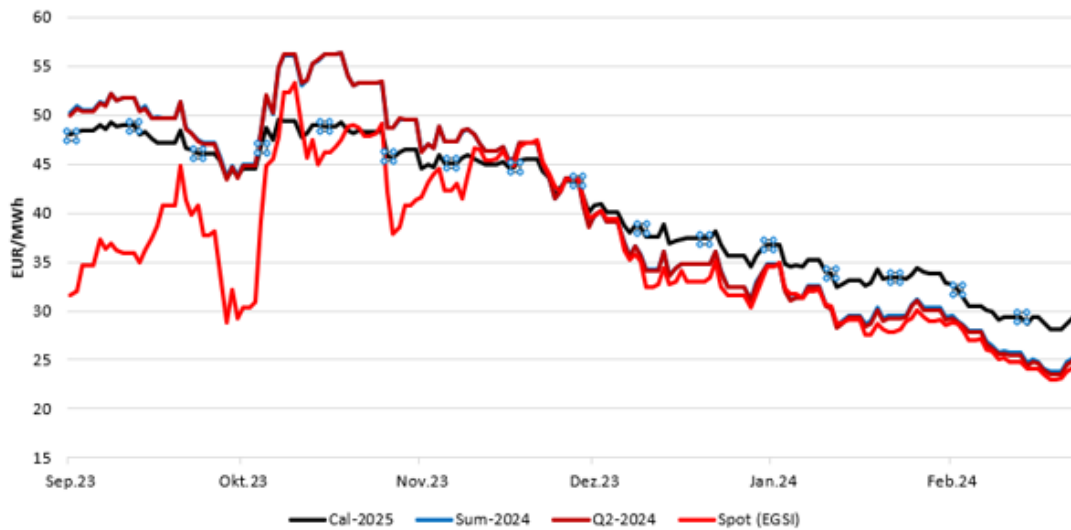
Die Marktteilnehmer gingen davon aus, dass die Speicher zum Ende des Winters relativ gut gefüllt bleiben würden und die spätere Wiederbefüllung deshalb weniger problematisch sein könnte.
Politische Entwicklungen

Mehrere politische Themen beeinflussten die Marktstimmung:

USA	Deutschland	Russland/Ukraine
Joe Biden stoppte vorübergehend weitere Genehmigungen für neue LNG-Exportprojekte. Umweltverbände forderten ähnliche Maßnahmen in Kanada. Langfristig entstand dadurch Unsicherheit über zukünftige LNG-Verfügbarkeiten.	Die Bundesregierung stellte ihre Kraftwerksstrategie vor. Geplant waren neue Gaskraftwerke mit rund 10 GW Leistung. Langfristig könnten diese Anlagen die Gasnachfrage stabilisieren.	Anfang Februar wurde noch mit einem Ende des Gas-transits durch die Ukraine gerechnet. Im Monatsverlauf entstand jedoch wieder die Möglichkeit, dass russisches Gas auch nach Auslaufen des Transitvertrags weiterhin nach Europa fließen könnte. Diese Aussicht wirkte zusätzlich preisdämpfend.

März 2024

Erdgas (THE)



Der März 2024 war von einer erhöhten Volatilität geprägt. Während die Märkte zu Monatsbeginn noch dem Abwärtstrend folgten, führten verschiedene kurzfristige Angebotsrisiken und geopolitische Ereignisse zeitweise zu steigenden Preisen. Insgesamt blieb die fundamentale Versorgungslage jedoch komfortabel, weshalb sich die Preisanstiege nicht nachhaltig durchsetzen konnten.

Zwischenzeitliche Erholung innerhalb des Abwärtstrends

Zu Beginn des Monats war die übergeordnete Marktrichtung weiterhin abwärtsgerichtet. Das Kalenderjahr 2025 am niederländischen Handelsplatz TTF stieg zunächst auf 31,90 €, bevor die Preise wieder auf 29,56 € zurückfielen.

Gegen Ende März setzte erneut eine Aufwärtsbewegung ein. Das Kalenderjahr 2025 überschritt zwischenzeitlich die Marke von 32 € und notierte Ende März bei rund 31 €. Damit lagen die Preise zwar über den Tiefständen des Februars, jedoch deutlich unter den Niveaus, die noch im Jahr zuvor beobachtet wurden. Charakteristisch für den März war, dass die Märkte sehr sensibel auf neue Nachrichten reagierten und dadurch kurzfristig stärkere Preisschwankungen zeigten.

Einfluss des Strommarktes und der Energieträger

Ein wichtiger Preistreiber war die Entwicklung am Strommarkt. Die Kohlepreise stiegen im März deutlich an. Dadurch verbesserte sich die Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken. Infolgedessen erhöhte sich die Nachfrage nach Erdgas zur Stromerzeugung. Zusätzlich fiel die Einspeisung aus Wind- und Solarenergie zeitweise geringer aus als zuvor. Um die Stromversorgung sicherzustellen, mussten mehr Gaskraftwerke eingesetzt werden. Diese zusätzliche Nachfrage stützte die Gaspreise insbesondere im kurzfristigen Handel.

Im weiteren Monatsverlauf verbesserten sich die Windbedingungen jedoch deutlich wieder. Zusammen mit den weiterhin milden Temperaturen führte dies zu einer erneuten Abschwächung der Gasnachfrage und damit zu sinkenden Preisen.

Angebotsseite: Zahlreiche kleinere Belastungsfaktoren

Auf der Angebotsseite kam es im März zu mehreren Ereignissen, die zeitweise für Nervosität sorgten, ohne die Versorgungslage grundlegend zu verändern. In den USA kündigte der größte Gasproduzent EQT an, seine Produktion im gesamten März zu drosseln. Hintergrund waren die niedrigen Gaspreise auf dem amerikanischen Markt.

Gleichzeitig standen weniger LNG-Mengen für Europa zur Verfügung, unter anderem, da die Wartungsarbeiten am LNG-Terminal Freeport in den USA um zwei Wochen verlängert wurden. Auch aus Katar trafen zeitweise weniger LNG-Lieferungen in Europa ein. Obwohl diese Entwicklungen das Angebot reduzierten, blieb ihr Preiseffekt begrenzt. Der Grund dafür war die weiterhin sehr gute Versorgungslage in Europa.

Störungen in Norwegen und geopolitische Risiken

Ende März nahmen die Unsicherheiten auf der Angebotsseite zu. Besonders relevant war der ungeplante einwöchige Ausfall des norwegischen Gasfeldes Aasta Hansteen. Da Norwegen inzwischen Europas wichtigster Pipeline-Gaslieferant ist, werden Produktionsstörungen dort aufmerksam verfolgt.

Hinzu kamen geopolitische Risiken: Russische Angriffe auf einen ukrainischen Gasspeicher sorgten für Besorgnis. Der betroffene Speicher wird unter anderem von ausländischen Unternehmen zur saisonalen Gasspeicherung genutzt. Gleichzeitig wurde von höheren als erwarteten Gasentnahmen aus den US-Speichern berichtet. Diese Ereignisse erhöhten die Unsicherheit am Markt und trugen zur stärkeren Volatilität gegen Monatsende bei.



Speicherstände bleiben zentraler Stabilisierungsfaktor

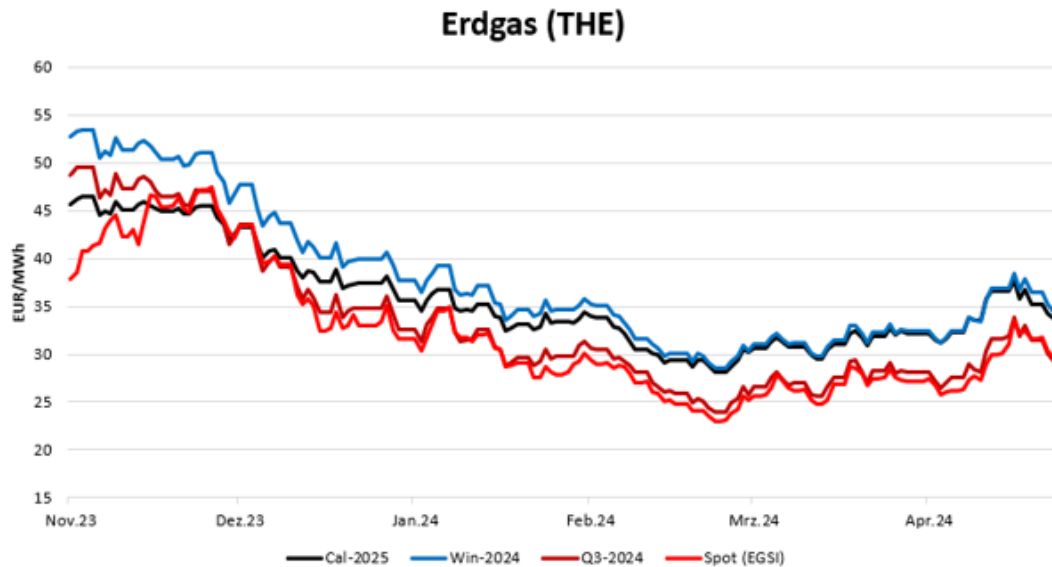
Trotz aller Risiken blieb die Marktlage durch die außergewöhnlich hohen Speicherstände geprägt. Anfang März lagen die europäischen Speicher noch bei 60,09 % Füllstand. Die deutschen Speicher waren zu 66,5 % gefüllt. Ende März befanden sich die europäischen Speicher noch immer bei etwa 59 %, während die deutschen Speicher rund 65 % erreichten.

Damit lagen die Speicherstände deutlich über dem Durchschnitt der vergangenen fünf Jahre. Dies verringerte den Druck zur Wiederbefüllung im Sommer erheblich und wirkte dauerhaft preisbegrenzend. Besonders bemerkenswert war die Einschätzung der Initiative Energien Speichern (INES), wonach Deutschland bereits ab Mitte März wieder regelmäßig Gas einspeichern könnte, sofern die Temperaturen mild bleiben. Tatsächlich wurden über die Osterfeiertage aufgrund warmer Temperaturen und einer niedrigen Industrienachfrage sogar mögliche Einspeicherungen diskutiert.

Bedeutung der asiatischen Nachfrage

Im Verlauf des Monats rückte zunehmend die Entwicklung der asiatischen LNG-Nachfrage in den Fokus. Marktteilnehmer beobachteten insbesondere die Möglichkeit, dass hohe Sommertemperaturen in Asien zu einem stärkeren Einsatz von Gaskraftwerken führen könnten. In diesem Fall würden asiatische Käufer höhere Preise für LNG zahlen und zusätzliche Lieferungen vom Weltmarkt nach Asien umleiten. Sollte dieses Szenario eintreten, müsste Europa beim Einkauf von LNG stärker konkurrieren, was die Preise im Sommer stützen oder erhöhen könnte.

April 2024



Der April 2024 war geprägt von einer allmählichen Trendwende gegenüber den stark fallenden Preisen der Vormonate. Während zu Monatsbeginn weiterhin hohe Speicherstände, ein geringer Heizbedarf und eine komfortable Versorgungslage den Markt bestimmten, führten im weiteren Monatsverlauf geopolitische Risiken, Angebotsstörungen und eine schwächere LNG-Versorgung zu steigenden Preisen. Die Gaspreise bewegten sich dadurch erstmals seit längerer Zeit wieder spürbar nach oben.

Preisentwicklung: Ende des Abwärtstrends und deutliche Erholung

Zu Beginn des Monats standen die Preise noch unter dem Einfluss der saisonal schwachen Nachfrage. Milde Temperaturen, die Osterferien sowie rückläufige CO₂-Preise sorgten zunächst für Preiserückgänge. Gleichzeitig führte die hohe Windeinspeisung dazu, dass trotz der durch Saharastaub beeinträchtigten Solarstromproduktion ausreichend erneuerbare Energie zur Verfügung stand. Dadurch wurde weniger Erdgas für die Stromerzeugung benötigt.

Im weiteren Monatsverlauf änderte sich das Bild jedoch deutlich: Das Kalenderjahr 2025 im deutschen Marktgebiet THE stieg von 32,49 € auf rund 34,10 € Ende April. Damit setzte sich erstmals seit Monaten eine spürbare Aufwärtsbewegung durch, auch wenn die Preise im historischen Vergleich weiterhin moderat blieben.

Speicherentwicklung: Früher Beginn der Einspeichersaison

Ein zentrales Merkmal des Aprils war der frühe Übergang von der Heizsaison zur Einspeichersaison. Bereits in den letzten Märztagen begann die Wiederbefüllung der europäischen Speicher. Die milden Temperaturen reduzierten die Entnahmen deutlich und ermöglichten erste regelmäßige Einspeicherungen.

Zu Monatsbeginn lagen die Speicherstände in Europa bei 60,87 % und Deutschland bei 67,89 %. Auch Ende April blieben die Speicher außergewöhnlich gut gefüllt, in Europa mit rund 62 % und Deutschland etwa 67 %. Trotz zwischenzeitlich kühler Temperaturen und kurzfristiger Ausspeicherungen bewegten sich die Füllstände auf Rekordniveau für diese Jahreszeit. Die hohen Vorräte wirkten daher weiterhin als wichtiger preisbegrenzender Faktor.

LNG-Markt: Rückläufige Importe sorgen für Unterstützung

Anders als in den Wintermonaten wurde die LNG-Versorgung im April zunehmend zum Preistreiber. Die LNG-Importe nach Europa gingen zurück, weil die asiatische Nachfrage zunahm, insbesondere Käufer aus Japan und Südkorea die niedrigen Preise nutzten, um ihre Speicher aufzufüllen und mehr US-LNG-Tanker nach Asien statt nach Europa führen.

Zusätzlich kam es auf Angebotsseite zu mehreren Einschränkungen: Die Wartungen am US-LNG-Terminal Freeport wurden verlängert. Zeitweise waren alle drei Produktionslinien der Anlage außer Betrieb. Auch andere Exportterminals in den USA nahmen weniger Gas ab. Dadurch wurde das LNG-Angebot auf dem Weltmarkt etwas knapper, was sich positiv auf die europäischen Gaspreise auswirkte. Ein weiterer potenzieller Preistreiber entstand durch die Ankündigung Ägyptens, LNG-Lieferungen nach Jordanien umzuleiten. Dadurch könnten künftig geringere Gasmengen für Europa verfügbar sein, insbesondere während der sommerlichen Speicherbefüllung.

Versorgung aus Norwegen bleibt stabil

Trotz wiederholter Störungen blieb Norwegen der wichtigste Stabilitätsanker der europäischen Gasversorgung. Die Pipeline-Lieferungen bewegten sich über weite Teile des Monats auf hohem Niveau. Dennoch kam es immer wieder zu ungeplanten Wartungen und Ausfällen an Verarbeitungsanlagen und Förderfeldern.

Diese Unterbrechungen lösten kurzfristige Preisanstiege aus, da der Markt sehr sensibel auf Veränderungen der norwegischen Lieferungen reagierte. Zum Monatsende waren die Gasflüsse wieder weitgehend normalisiert. Geplante Wartungsmaßnahmen sollten die Transporte zwar vorübergehend reduzieren, wurden vom Markt jedoch lediglich als kurzfristiges Risiko eingestuft.

Geopolitische Risiken gewinnen an Bedeutung

Im April rückten geopolitische Themen deutlich stärker in den Vordergrund. Besonders relevant waren die zunehmenden russischen Angriffe auf die ukrainische Energieinfrastruktur. Mehrere Angriffe trafen ukrainische Gasspeicheranlagen. Obwohl nach damaligem Kenntnisstand hauptsächlich oberirdische Anlagen beschädigt wurden und der eigentliche Speicherbetrieb weiterlief, erhöhten die Vorfälle die Nervosität am Markt. Gleichzeitig bot die Ukraine internationalen Marktteilnehmern zusätzliche Speicherkapazitäten von rund 10 bis 15 TWh an. Dies wurde als Signal gewertet, dass das Land trotz der Angriffe weiterhin eine Rolle im europäischen Gasmarkt spielen möchte.

Ein weiterer Unsicherheitsfaktor entstand durch die Eskalation zwischen Iran und Israel. Zwischenzeitlich befürchteten Marktteilnehmer eine mögliche Störung der Schifffahrt durch die Straße von Hormus, eine der wichtigsten Energietransportrouten der Welt. Nachdem sich diese Sorgen im Monatsverlauf abschwächten, wurde ein Teil der zuvor eingepreisten Risikoprämie wieder abgebaut.

Deutsche LNG-Infrastruktur wächst weiter

Parallel dazu wurden Fortschritte beim Ausbau der deutschen LNG-Infrastruktur erzielt. Nach dem Probebetrieb im Februar erhielten die LNG-Terminals Mukran auf Rügen und Stade die erforderlichen Betriebsgenehmigungen und konnten in den kommerziellen Betrieb übergehen. Diese zusätzlichen Importkapazitäten erhöhten die Versorgungssicherheit Deutschlands und Europas nachhaltig.

Nachfrageentwicklung bleibt schwach

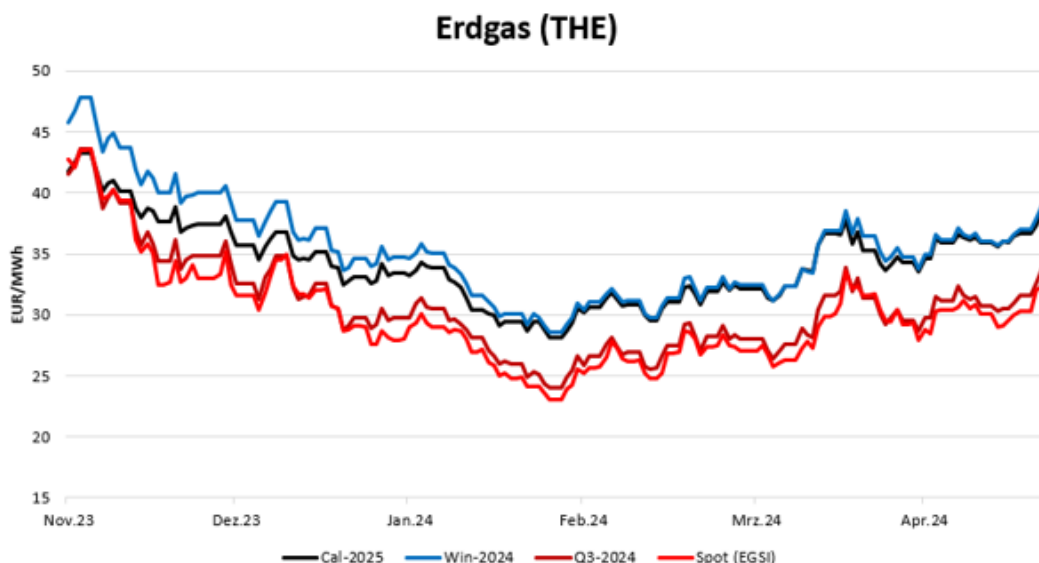
Trotz steigender Preise blieb die tatsächliche Gasnachfrage verhalten. In Deutschland sank der Gasverbrauch weiter: In Kalenderwoche 15 lag der durchschnittliche Verbrauch bei lediglich 1,76 TWh pro Tag. Das entsprach 26 % weniger als im Vorjahr. Gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2018 bis 2021 lag der Verbrauch sogar 34 % niedriger.

Ursachen waren die milde Witterung, Effizienzsteigerungen, schwache Industrieproduktion und anhaltende konjunkturelle Unsicherheiten. Die schwache wirtschaftliche Entwicklung wurde zusätzlich durch die Konjunkturumfrage des Instituts der deutschen Wirtschaft bestätigt, die für 2024 keine nennenswerte wirtschaftliche Erholung erwartete.

Langfristige Marktperspektive

Zum Monatsende rückte zunehmend die langfristige Versorgungslage in den Fokus. Der europäische Energieregulator ACER veröffentlichte die Einschätzung, dass die EU ab 2027 möglicherweise über einen Überschuss von 30 bis 40 Milliarden Kubikmetern langfristig kontrahierter LNG-Mengen verfügen könnte, sofern die geplanten Maßnahmen zur Senkung der Gasnachfrage erfolgreich umgesetzt werden. Dies deutete darauf hin, dass der europäische Markt langfristig möglicherweise eher von Überangebot als von Knappheit geprägt sein könnte.

Mai 2024



Der Mai 2024 war von einer deutlichen Zunahme der Preisvolatilität und einem insgesamt aufwärtsgerichteten Markttrend geprägt. Während die Fundamentaldaten auf den ersten Blick weiterhin für eine entspannte Versorgungslage sprachen, führten geopolitische Risiken, Einschränkungen im LNG-Angebot und Unsicherheiten über die zukünftige russische Gasversorgung zu einer spürbaren Verteuerung der Gasbeschaffung.

Preisentwicklung: Anstieg auf den höchsten Stand seit Jahresbeginn

Zu Monatsbeginn setzte sich die Aufwärtsbewegung fort, die bereits im April begonnen hatte. Das Kalenderjahr 2025 am deutschen Marktgebiet THE stieg zwischenzeitlich auf rund 37 €/MWh und notierte Anfang Mai bei etwa 36 €.

Im Monatsverlauf legten die Preise nochmals deutlich zu. Bis zum 23. Mai kletterte das Kalenderjahr 2025 am TTF auf 39,64 €. Gegenüber dem vorherigen Bericht entsprach dies einem Anstieg von 3,31 €. Damit erreichten die Terminmarktpreise den höchsten Stand seit mehreren Monaten. Ursache war weniger die aktuelle Versorgungslage als vielmehr die zunehmende Einpreisung zukünftiger Risiken.

Norwegen: Wartungen sorgen für Nervosität

Im Mai standen besonders die norwegischen Gaslieferungen im Fokus. Anfang des Monats führten geplante Wartungsarbeiten zu reduzierten Gasflüssen nach Europa. Dadurch entstand vorübergehend die Sorge, dass weniger Pipelinegas zur Verfügung stehen könnte. Gerade in Phasen geringer Marktliquidität lösten solche Meldungen spürbare Preisreaktionen aus.

Im Verlauf des Monats normalisierte sich die Situation zwar wieder, dennoch reagierte der Markt weiterhin empfindlich auf jede Meldung über Einschränkungen in der norwegischen Gasinfrastruktur. Positiv wirkte die Ankündigung Norwegens, die Gasproduktion im Laufe des Jahres weiter steigern zu wollen, um die europäische Versorgung abzusichern.

LNG-Markt wird zum wichtigsten Preistreiber

Ein wesentlicher Treiber der Preissteigerungen war die Entwicklung am weltweiten LNG-Markt. Zu Beginn des Monats beeinträchtigten die anhaltenden Wartungen am US-Terminal Freeport weiterhin die Exportmöglichkeiten der Vereinigten Staaten. Da Freeport zu den wichtigsten LNG-Exportanlagen weltweit gehört, wurden mögliche Angebotsengpässe aufmerksam beobachtet. Gegen Ende Mai verbesserte sich die Lage dort wieder deutlich. Die Wiederinbetriebnahme aller drei Produktionslinien wurde angekündigt und sollte die LNG-Exporte aus den USA künftig wieder erhöhen.

Gleichzeitig standen jedoch neue Belastungsfaktoren im Raum: Der zweite Produktionsstrang der australischen LNG-Anlage Gorgon blieb länger außer Betrieb. Die LNG-Nachfrage in Asien stieg deutlich. Höhere Temperaturen und Dürreperioden erhöhten den Bedarf an gasbasierter Stromerzeugung. Vor allem China entwickelte sich zunehmend zum zentralen Wettbewerber Europas um LNG-Mengen.

Asien beeinflusst den Weltmarkt zunehmend

Ein zentrales Thema war die wachsende asiatische Energienachfrage. Bereits Anfang Mai hatten Käufer aus Japan und Südkorea die vergleichsweise niedrigen Preise genutzt, um ihre Speicher aufzufüllen. Im weiteren Monatsverlauf sorgten Hitzewellen in Südostasien und Trockenperioden in China für einen zusätzlichen Nachfrageanstieg.

Gleichzeitig erwarteten Marktteilnehmer, dass staatliche Konjunkturprogramme in China zu einer wirtschaftlichen Erholung energieintensiver Industrien führen könnten. Besonders die Chemie-, Stahl-, Papier- und Zementindustrie wurden als mögliche Wachstumstreiber genannt. Dadurch entstand die Erwartung, dass die chinesischen LNG-Importe 2024 ein neues Rekordniveau erreichen könnten. Diese Perspektive erhöhte den Konkurrenzdruck zwischen Europa und Asien auf dem globalen LNG-Markt und wirkte preisstützend.

Geopolitische Risiken rücken stärker in den Vordergrund

Im Mai nahm die politische Unsicherheit erneut zu. Besonders aufmerksam beobachteten die Märkte die militärische Lage im Nahen Osten. Die angekündigte israelische Offensive auf Rafah im Gazastreifen verstärkte die Sorge vor einer regionalen Eskalation. Obwohl keine direkten Auswirkungen auf die europäische Gasversorgung absehbar waren, führte die Unsicherheit zu einer höheren Risikoprämie im Markt. Gerade in einer Phase geringer Handelsliquidität konnten geopolitische Nachrichten überdurchschnittlich starke Preisbewegungen auslösen.

Parallel dazu blieben russische Gaslieferungen über die Ukraine ein wesentliches Thema. Da das Transitabkommen Ende 2024 ausläuft und weder Russland noch die Ukraine eine Verlängerung signalisierten, wurde zunehmend ein vollständiger Wegfall dieser Lieferroute ab Anfang 2025 eingepreist. Zusätzliche Aufmerksamkeit erhielt die Meldung, dass Österreichs Energieunternehmen OMV möglicherweise keine direkten Zahlungen mehr an Gazprom leisten dürfte. Ein möglicher Lieferstopp russischen Gases nach Österreich rückte dadurch stärker in den Fokus der Marktteilnehmer.

Speicherstände bleiben außergewöhnlich hoch

Trotz der steigenden Preise blieb die Versorgungslage in Europa insgesamt komfortabel. Die Speicher wurden kontinuierlich weiter befüllt: In Europa stiegen die Füllstände von 64 % am Anfang des Monats auf über 67 % Ende Mai. In Deutschland wurden die Speicher von 68 % auf über 71 % gefüllt. Damit lagen die Speicherstände deutlich über den langfristigen Durchschnittswerten. Begünstigt wurde die Einspeicherung durch milde Temperaturen, niedrigen Heizbedarf, schwache Industrienachfrage und stabile Pipelineimporte. Die hohen Füllstände verhinderten, dass die geopolitischen Risiken noch stärkere Preissteigerungen auslösten.

Nachfrage in Europa bleibt schwach

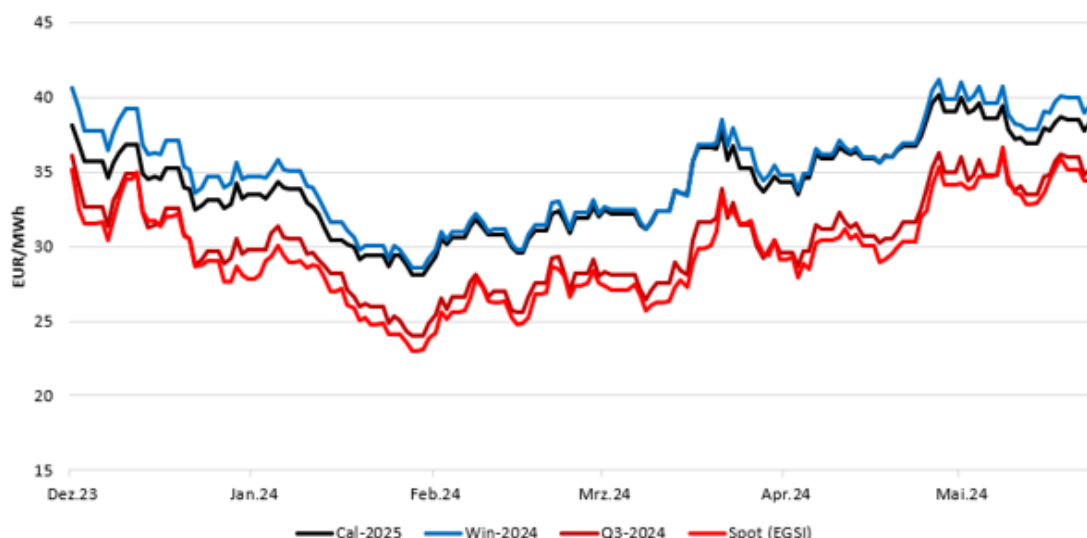
Während die Nachfrage in Asien stieg, blieb der europäische Verbrauch verhalten. Insbesondere in Deutschland zeigte sich weiterhin eine schwache industrielle Gasnachfrage. Warme Temperaturen reduzierten zusätzlich den Verbrauch im Gebäudesektor. Die schwache Nachfrage war einer der wichtigsten Gründe dafür, dass Europa trotz sinkender LNG-Importe weiterhin problemlos Gas einspeichern konnte.

Europas langfristige Diversifizierung schreitet voran

Der Mai zeigte deutlich, wie Europa seine Gasversorgung weiter diversifiziert. Mit Blick auf den möglichen Wegfall russischer Transitmengen suchte insbesondere die Slowakei nach alternativen Bezugsquellen und intensivierte Gespräche mit Aserbaidschan. Gleichzeitig diskutierte die EU weitere Sanktionen gegen Russland. Im Fokus standen LNG-Umschlagsgeschäfte über europäische Häfen. Die Maßnahmen sollten zwar den internationalen Handel mit russischem LNG erschweren, die direkte Versorgung Europas jedoch nicht beeinträchtigen. Beim Ausbau der LNG-Infrastruktur kam es allerdings zu Verzögerungen. Die Inbetriebnahme weiterer LNG-Terminals verschob sich auf die zweite Jahreshälfte.

Juni 2024

Erdgas (THE)



Der Juni 2024 war von einem Spannungsfeld zwischen einer weiterhin komfortablen Versorgungslage und zunehmenden Risiken auf der Angebotsseite geprägt. Während die Speicherfüllstände in Europa weiter zunahmen und die Nachfrage vergleichsweise schwach blieb, sorgten ungeplante Ausfälle in Norwegen, eine starke LNG-Nachfrage in Asien sowie geopolitische Unsicherheiten für einen anhaltenden Aufwärtstrend bei den Gaspreisen.

Preisentwicklung: Hohe Volatilität und Fortsetzung des Aufwärtstrends

Zu Monatsbeginn erreichten die Gaspreise zunächst neue Höchststände. Das Frontjahr am deutschen Marktgebiet THE stieg zwischenzeitlich auf über 40 €. Auslöser waren mehrere kurzfristige Angebotsrisiken, die auf einen Markt mit geringer Liquidität trafen.

Besonders deutlich zeigte sich dies am 3. Juni. Ein ungeplanter Ausfall der norwegischen Gasverarbeitungsanlage Nyhamna führte dazu, dass täglich rund 80 Millionen Kubikmeter Gas weniger zur Verfügung standen. In der Folge stieg der Monatskontrakt am THE auf ein Sechsmonatshoch von 38,60 €. Nachdem das Ende der Reparaturarbeiten bekanntgegeben wurde, fiel der Preis jedoch rasch wieder auf etwa 33,32 € zurück. Im weiteren Monatsverlauf setzte sich dennoch der übergeordnete Aufwärtstrend fort. Am 20. Juni notierte das Frontjahr bereits wieder bei 39,16 €. Damit bewegte sich der Markt auf dem höchsten Niveau seit Beginn des Jahres.

Norwegen bleibt der wichtigste Preisfaktor

Wie bereits in den Vormonaten stand die norwegische Gasversorgung im Mittelpunkt des Marktgeschehens. Der Ausfall in Nyhamna zeigte erneut, wie stark Europa inzwischen von den norwegischen Pipelineexporten abhängig ist. Obwohl die Unterbrechung nur vorübergehend war, reagierten die Märkte äußerst sensibel.

Nach Abschluss der Reparaturen normalisierten sich die Lieferungen wieder. Die norwegischen Pipelines transportierten anschließend rund 330 Millionen Kubikmeter Gas pro Tag, was für die aktuelle Nachfrage- und Speicherlage ausreichend war. Die Ereignisse verdeutlichten jedoch, dass bereits kleinere Störungen in der norwegischen Infrastruktur erhebliche Marktreaktionen auslösen können.

Positiv wirkten langfristige Nachrichten aus Norwegen. Equinor und seine Partner beschlossen die Erweiterung des Gasfeldes Troll. Durch zusätzliche Investitionen und acht neue Bohrungen soll die Produktion länger auf hohem Niveau gehalten werden. Erste zusätzliche Fördermengen werden ab 2026 erwartet. Damit wird die langfristige Versorgung Europas gestärkt.

LNG-Markt: Zunehmende Konkurrenz zwischen Europa und Asien

Ein zentrales Thema im Juni war die weltweite LNG-Versorgung. Positiv für das Angebot war zunächst die vollständige Wiederinbetriebnahme des US-Terminals Freeport. Nach monatelangen Einschränkungen liefen alle drei Produktionslinien wieder regulär. Auch die Wartungsarbeiten an der australischen LNG-Anlage Gorgon wurden beendet. Trotzdem blieb die LNG-Situation angespannt.

Mehrere Faktoren begrenzten das verfügbare Angebot: Wartungsarbeiten an LNG-Terminals in Frankreich und Belgien reduzierten die Importe nach Europa. Die australische LNG-Anlage Wheatstone fiel unerwartet aus und blieb mehrere Wochen außer Betrieb. Die Nachfrage in Asien stieg deutlich an.

Besonders Nordostasien entwickelte sich zum entscheidenden Wettbewerber Europas. Hitzewellen in Indien, China, Japan und Südostasien erhöhten den Strombedarf, wodurch mehr Gas zur Stromerzeugung eingesetzt wurde. Dies führte zu steigenden LNG-Preisen in Asien. Der Preisunterschied zwischen dem asiatischen Japan-Korea-Marker (JKM) und vergleichbaren europäischen TTF-Kontrakten weitete sich auf rund 1,60 € aus. Dadurch wurde Asien für LNG-Lieferanten zunehmend attraktiver.

Speicherstände bleiben trotz geringerer Einspeicherung hoch

Die europäische Speicherbewirtschaftung verlief erfolgreich, auch wenn sich die Einspeicherung zeitweise verlangsamte. Anfang Juni lagen die Füllstände in Europa bei 70,73 % und in Deutschland bei 73,35 %. Bis Ende Juni stiegen sie weiter auf 74,09 % in Europa und 77 % in Deutschland.

Damit befanden sich die Speicher weiterhin deutlich über dem Durchschnitt, wenn auch erstmals leicht unter den außergewöhnlich hohen Vorjahreswerten. Die reduzierte Einspeicherung war vor allem die Folge der geringeren norwegischen Liefermengen während der Störungen im Monatsverlauf. Dennoch blieb die Versorgungslage komfortabel und stellte einen wichtigen Gegenpol zu den steigenden Preisen dar.

Nachfrageentwicklung in Europa

Die europäische Nachfrage blieb insgesamt verhalten. In Deutschland sorgten warme Temperaturen und die weiterhin schwache Industriekonjunktur dafür, dass der Gasverbrauch auf vergleichsweise niedrigem Niveau blieb. Dies erleichterte die Speicherbefüllung zusätzlich.

Gleichzeitig zeigten sich jedoch erste Anzeichen einer industriellen Belebung. Der industrielle Gasverbrauch in Deutschland stieg Ende Juni bereits die vierte Woche in Folge. Dies deutete darauf hin, dass die Nachfrage aus der Industrie nach längerer Schwächephase langsam wieder zunehmen könnte. Auch die Zinssenkung der Europäischen Zentralbank wurde als potenziell unterstützender Faktor für die Wirtschaft betrachtet, da günstigere Kredite Investitionen und Produktion fördern könnten.

Geopolitische Unsicherheiten bleiben bestehen

Ein weiteres wichtiges Thema war die zukünftige Rolle russischer Gaslieferungen für Europa. Offiziell verfolgt die EU weiterhin das Ziel, die Abhängigkeit von russischem Pipelinegas zu reduzieren. Gleichzeitig wurde jedoch deutlich, dass hinter den Kulissen nach Lösungen gesucht wird, um wichtige Transit-routen nach 2024 weiter nutzen zu können.

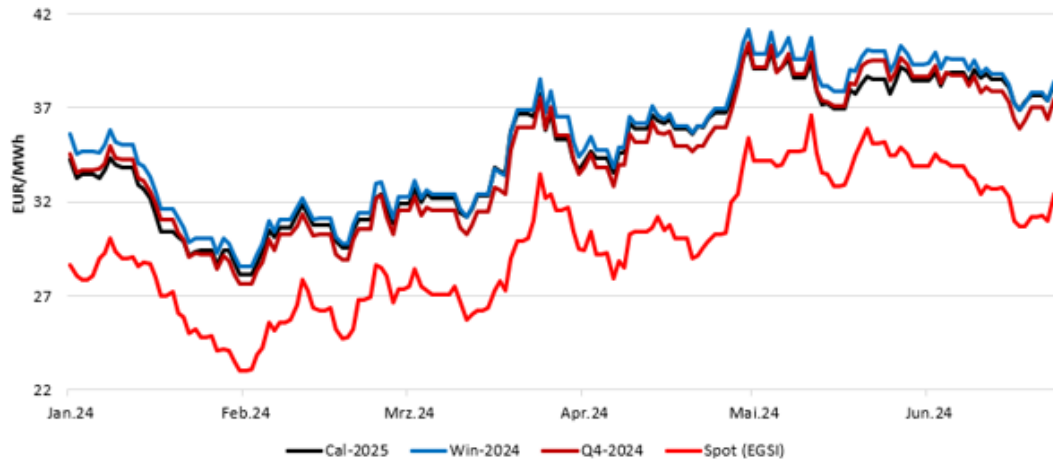
Diskutiert wurden unter anderem Modelle, bei denen europäische Unternehmen Gas aus Aserbaidschan erwerben und über bestehende russische Leitungen nach Europa transportieren. Auch sogenannte Swap-Geschäfte zwischen Russland und Aserbaidschan wurden als mögliche Lösung genannt. Parallel dazu plante die Europäische Union erstmals Sanktionen gegen russische LNG-Umschlaggeschäfte in europäischen Häfen. Die direkte LNG-Versorgung Europas sollte davon allerdings nicht betroffen sein.

Einfluss von Finanzinvestoren

Im Juni rückte zudem der Einfluss der Finanzmärkte in den Fokus. Hedgefonds bauten am TTF eine rekordhohe Netto-Long-Position auf. Diese spekulativen Käufe verstärkten die Aufwärtsbewegung. Gleichzeitig entstand dadurch ein erhöhtes Korrekturrisiko. Sollten Investoren ihre Gewinne realisieren und Positionen abbauen, könnten die Preise schnell wieder unter Druck geraten.

Juli 2024

Erdgas (THE)



Der Juli 2024 war geprägt von einer schrittweisen Stabilisierung der europäischen Gasmärkte, nachdem die Preise in den Vormonaten deutlich gestiegen waren. Zwar blieben zahlreiche geopolitische und angebotsseitige Risiken bestehen, gleichzeitig verbesserten sich jedoch mehrere Faktoren auf der Versorgungsseite. Hohe Speicherfüllstände, eine schwache europäische Nachfrage und die Entspannung auf den internationalen LNG-Märkten verhinderten weitere starke Preisanstiege.

Preisentwicklung: Seitwärtsbewegung nach dem Anstieg der Vormonate

Zu Beginn des Monats bewegte sich das Kalenderjahr 2025 am niederländischen Handelsplatz TTF bei 38,56 €/MWh. Nachdem die Preise im Mai und Juni deutlich gestiegen waren, zeigte sich im Juli zunächst eine Seitwärtsbewegung.

Die wichtigsten Gründe dafür waren:

- eine insgesamt gute Versorgungslage in Europa,
- hohe Speicherfüllstände,
- schwache industrielle Nachfrage,
- eine Entspannung im asiatischen LNG-Markt.

Mitte Juli kam es sogar zu einem Rückgang der kurzfristigen Kontrakte. Der Frontmonat am TTF fiel zeitweise auf rund 30 €/MWh und notierte am 18. Juli bei 31,92 €. Das Kalenderjahr 2025 blieb dagegen weitgehend stabil und handelte bei 37,52 €. Der Markt bewegte sich damit weiterhin auf einem deutlich höheren Niveau als zu Jahresbeginn, ohne jedoch neue Aufwärtssimpulse zu entwickeln.

Entspannung auf den LNG-Märkten

Ein wesentlicher Faktor für die Preisberuhigung war die Entwicklung der weltweiten LNG-Versorgung. Anfang Juli kehrte die australische LNG-Anlage Wheatstone deutlich schneller als erwartet in den Vollbetrieb zurück. Die zuvor befürchteten Ausfälle reduzierten sich dadurch erheblich.

Dies hatte mehrere Folgen:

- Die LNG-Versorgung Asiens verbesserte sich.
- Die Preisaufschläge in Nordostasien gingen zurück.
- Der Wettbewerbsdruck zwischen asiatischen und europäischen Käufern nahm ab.

Gleichzeitig schwächte sich die Hitzewelle in Indien ab. Obwohl die Nachfrage weiterhin robust blieb, verlangsamte sich das Wachstum deutlich. Auch in Japan und Südkorea blieb die LNG-Nachfrage hoch, weil dort weiter Speicher für den kommenden Winter aufgebaut wurden. Zusätzlich sorgte die vollständige Rückkehr mehrerer LNG-Exportanlagen dafür, dass die globale Versorgungslage insgesamt entspannter erschien. Gleichzeitig kam es weiterhin zu russischen Angriffen auf ukrainische Energieanlagen. Diese hatten im Juli jedoch keine wesentlichen Auswirkungen auf die europäische Gasversorgung.

Entwicklungen in den USA

In den USA beeinflussten sowohl Wetter als auch Politik das Marktgeschehen.

Zu Monatsbeginn führte eine Hitzewelle dazu, dass mehr Gas für die Stromerzeugung benötigt wurde, etwa für Klimaanlagen. Dadurch standen zeitweise geringere Mengen für den Export zur Verfügung, was die Gaspreise am amerikanischen Henry-Hub-Markt ansteigen ließ.

Im weiteren Verlauf entspannte sich die Situation jedoch wieder:

- Die US-Gasproduktion stieg.
- Die Speicher füllten sich weiter.
- Die Exportanlagen arbeiteten weitgehend normal.

Diese Entwicklung wurde von den Marktteilnehmern als grundsätzlich preisdrückendes Signal für Europa interpretiert. Auch politisch gab es wichtige Nachrichten. Anfang Juli stoppte ein US-Bundesgericht den von der Regierung Biden angestrebten Genehmigungsstopp für neue LNG-Exportprojekte. Dadurch verbesserten sich die langfristigen Perspektiven für zusätzliche LNG-Kapazitäten aus den USA, was das zukünftige Angebot erhöhen könnte.

Norwegen bleibt der wichtigste Lieferant

Trotz der Entspannung auf den LNG-Märkten blieb Norwegen der zentrale Faktor für die europäische Gasversorgung. Anfang Juli sorgte die stabile Versorgung über die norwegischen Pipelines für Beruhigung am Markt. Hohe Liefermengen ermöglichten weiterhin eine zügige Befüllung der europäischen Speicher.

Mitte Juli kam es erneut zu kleineren ungeplanten Wartungsarbeiten. Deren Auswirkungen blieben jedoch begrenzt und führten nicht zu größeren Marktreaktionen. Die Ereignisse bestätigten dennoch erneut, wie stark Europa inzwischen von den norwegischen Exporten abhängig geworden ist.

Rekordtempo bei der Speicherbefüllung

Das herausragende Thema des Monats war die außergewöhnlich schnelle Speicherbefüllung. Anfang Juli lagen die Speicherstände bei 78 % in knapp 82 % in Deutschland. Bis Mitte Juli wurden sogar historische Marken erreicht: Europas Speicher waren zu 81 % gefüllt, die deutschen zu 86 %.

Damit wurde das europäische Speicherziel von 80 % deutlich früher als vorgeschrieben erreicht. Besonders bemerkenswert war die Situation in Deutschland. Das gesetzliche Speicherziel für den 1. Oktober wurde bereits rund elf Wochen vor dem Stichtag erfüllt. Die hohen Füllstände reduzierten die Sorgen vor möglichen Versorgungsengpässen im Winter erheblich und wirkten entsprechend preisdämpfend.

Schwache Nachfrage stützt die Versorgungslage

Neben der guten Versorgung sorgte auch die geringe Nachfrage für Entspannung. Mehrere Faktoren wirkten zusammen:

- Sommerferien in vielen europäischen Ländern,
- geringerer industrieller Gasverbrauch,
- geringere Nachfrage nach Gaskraftwerken,
- nachlassende Hitzewellen in wichtigen Verbrauchsregionen.

Dadurch konnte ein großer Teil der verfügbaren Importmengen direkt in die Speicher fließen. Die schwache Nachfrage war einer der Hauptgründe dafür, dass selbst ungeplante Wartungen und geopolitische Risiken nur begrenzte Auswirkungen auf die Preise hatten.



Russland bleibt Unsicherheitsfaktor

Die zukünftige Rolle russischer Gaslieferungen blieb auch im Juli ein wichtiges Marktthema. Ende Juni hatte die EU neue Sanktionen beschlossen. Künftig darf russisches LNG in europäischen Häfen nicht mehr umgeladen werden, um anschließend in Drittländer verschifft zu werden.

Preisdämpfende wirkten die höheren russischen LNG-Mengen, die direkt in Europa verbleiben könnten, wodurch das Angebot auf dem europäischen Markt steigen würde. Preisstützende wirkte die Möglichkeit, dass Russland alternative Routen nach Asien nutzen könnte. Die vorhandenen Exportkapazitäten sind jedoch begrenzt.

Ausbau der europäischen LNG-Infrastruktur

Auch beim Ausbau der Importinfrastruktur gab es Fortschritte. In Deutschland begann der Bau des festen LNG-Terminals in Stade, traf die zweite FSRU-Einheit in Mukran auf Rügen ein und standen damit beide schwimmenden Regasifizierungseinheiten zur Verfügung. Die neuen Anlagen erhöhen die langfristige Versorgungssicherheit und reduzieren die Abhängigkeit von einzelnen Lieferwegen.

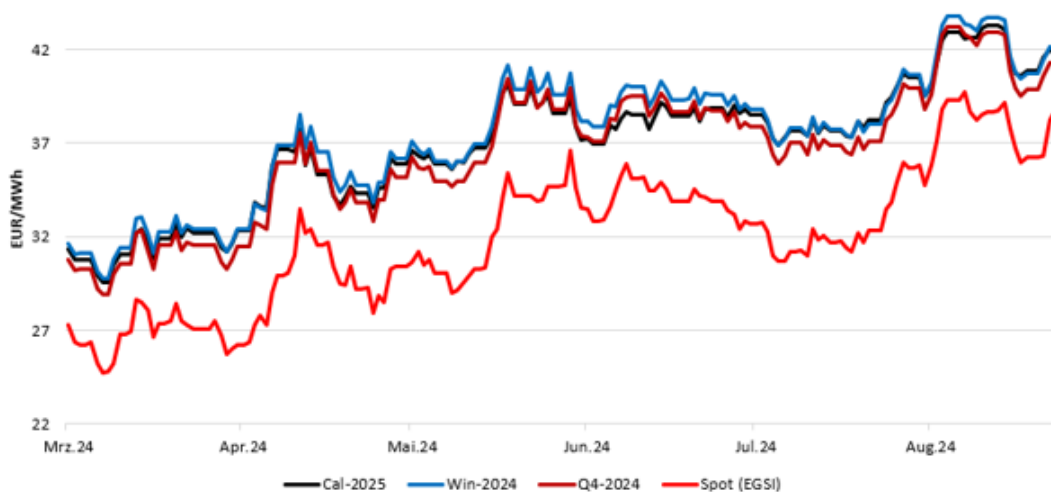
Politische Entwicklungen in Europa

Im Juli spielten mehrere energiepolitische Themen eine Rolle. In Österreich wurde eine Untersuchung des langfristigen Gasvertrags zwischen OMV und Gazprom angekündigt. Hintergrund war die politische Absicht, die Abhängigkeit von russischem Gas weiter zu reduzieren.

In Großbritannien führte der Wahlsieg der Labour-Partei zu neuen energiepolitischen Perspektiven. Die neue Regierung kündigte an den Ausbau der Windkraft zu beschleunigen, die Produktion von Wasserstoff zu fördern und die Unterstützung für neue Öl- und Gasprojekte in der Nordsee zurückzufahren. Kurzfristig hatten diese Maßnahmen keine Auswirkungen auf den Gasmarkt, langfristig könnten sie jedoch die Gasnachfrage in Europa verändern.

August 2024

Erdgas (THE)



Der August 2024 war von einer deutlich nervöseren Marktstimmung und steigenden Risikoprämien geprägt. Während die fundamentale Versorgungslage in Europa weiterhin komfortabel blieb, rückten geopolitische Risiken, Unsicherheiten bei LNG-Lieferungen und die bevorstehende Wartungssaison in Norwegen zunehmend in den Fokus. Die Folge waren hohe Preisschwankungen und ein Anstieg der Terminmarktpreise auf den höchsten Stand seit Ende 2023.

Preisentwicklung: Aufwärtsbewegung trotz guter Versorgung

Zu Beginn des Monats bewegte sich das Kalenderjahr 2025 am deutschen Marktgebiet THE bereits über der Marke von 40 € und lag bei 40,40 €. Gegenüber dem vorherigen Bericht entsprach dies einem Anstieg von rund 3,50 €. Mitte August beschleunigte sich die Aufwärtsbewegung weiter. Das Frontjahr erreichte 42,61 € und damit ein Achtmonatshoch. Die Marktteilnehmer rechneten zunehmend mögliche Versorgungsrisiken für den Winter 2024/2025 ein.

Gegen Ende August beruhigte sich die Situation leicht. Da die russischen Gasflüsse durch die Ukraine weiterhin ununterbrochen liefen und ein Teil der Risikoprämie wieder aus dem Markt genommen wurde, gab das Frontjahr etwas nach und notierte zum Monatsende bei 41,77 €. Trotz dieses Rückgangs lagen die Preise weiterhin deutlich über dem Niveau des Frühsommers. Die Entwicklung zeigte deutlich, dass die Preise im August weniger von der aktuellen physischen Versorgung als vielmehr von zukünftigen Risiken bestimmt wurden.

Ukraine-Transit wird zum zentralen Marktrisiko

Das dominierende Thema des Monats war die Zukunft des russischen Gastransits durch die Ukraine. Bereits Anfang August nahmen die Sorgen zu, dass die Transitvereinbarung zum Jahresende 2024 auslaufen könnte, ohne dass eine Nachfolgelösung gefunden wird. Diese Unsicherheit wurde Mitte August nochmals verstärkt, als sich die Kämpfe rund um den Grenzübergangspunkt Sudzha intensivierten.

Sudzha war zu diesem Zeitpunkt der wichtigste verbliebene Übergabepunkt für russisches Erdgas durch die Ukraine nach Europa. Obwohl die Gaslieferungen weiterhin flossen, befürchteten Händler mögliche Unterbrechungen oder sogar einen plötzlichen Lieferstopp. Diese Sorgen waren einer der wichtigsten Gründe für die bullische Marktstimmung im August.

Zusätzlich belasteten russische Angriffe auf ukrainische Energieinfrastruktur. Die Gefahr unbeabsichtigter Schäden an Gasleitungen oder Speicheranlagen. Rückläufige Lieferungen über die Turkstream-Pipeline nach Südosteuropa. Der Markt reagierte auf jede neue Meldung aus der Region äußerst sensibel.

Nahost-Konflikt erhöht die Risikoprämie

Neben dem Ukraine-Konflikt spielte die Lage im Nahen Osten eine immer größere Rolle. Besonders kritisch wurde die Möglichkeit bewertet, dass die israelischen Gaslieferungen nach Ägypten und Jordanien durch eine Eskalation mit der Hisbollah beeinträchtigt werden könnten.

Sollten diese Lieferungen ausfallen, müssten beide Länder zusätzliches LNG am Weltmarkt kaufen, verstärkt auf Spotmärkte zurückgreifen und direkt mit Europa um verfügbare LNG-Mengen konkurrieren. Dieses Szenario erhöhte die Risikoprämie auf den internationalen Gasmärkten zusätzlich.

Asiatische Nachfrage bleibt hoch

Ein weiterer Preistreiber war die anhaltend starke LNG-Nachfrage in Asien. Zu Monatsbeginn führten Hitzewellen in weiten Teilen Asiens zu einer hohen Nachfrage nach Gas für die Stromerzeugung und Klimatisierung. Während im Juli Indien der wichtigste Nachfragefaktor gewesen war, verlagerte sich der Fokus im August stärker auf Japan.

Der asiatische LNG-Referenzpreis (JKM) stieg im Monatsverlauf um rund vier Prozent. Dadurch wurden viele LNG-Lieferungen weiterhin nach Asien umgeleitet, wo höhere Preise erzielt werden konnten. Erst als die europäischen Preise Mitte August ebenfalls deutlich anzogen, wurde Europa wieder attraktiver für LNG-Lieferungen. Die Konkurrenz zwischen europäischen und asiatischen Käufern blieb damit ein wichtiger Einflussfaktor auf die Preisentwicklung.

LNG-Markt: Gemischte Signale

Auf der LNG-Seite zeigte sich ein gemischtes Bild. Positiv wirkten die Wiederaufnahme des Betriebs in der US-Anlage Freeport sowie die schrittweise Behebung technischer Probleme an mehreren LNG-Anlagen und der geplante Ausbau der LNG-Produktion im Oman. Der Oman kündigte an, seine LNG-Kapazitäten deutlich auszubauen. Eine zusätzliche Produktionslinie mit rund 3,8 Millionen Tonnen Jahreskapazität soll die langfristige Versorgung verbessern.

Gleichzeitig gab es jedoch neue Belastungen:

- Ein Feuer in der LNG-Anlage Freeport führte Ende August erneut zu Einschränkungen.
- Das australische LNG-Terminal Ichthys arbeitete nur eingeschränkt.
- Das französische LNG-Terminal Montoir war über mehrere Wochen nicht verfügbar.

Diese Ereignisse begrenzten das weltweit verfügbare LNG-Angebot und stützten die Preise.

Norwegische Wartungssaison rückt in den Mittelpunkt

Mit zunehmender Aufmerksamkeit verfolgte der Markt auch die bevorstehenden Wartungsarbeiten in Norwegen. Während die Lieferungen Anfang August sogar über dem Niveau der Vorwochen lagen, erwarteten Händler bereits umfangreiche Wartungsmaßnahmen von Ende August bis Ende September. Die geplanten Einschränkungen sollten die Exportkapazität zeitweise um bis zu 160 Millionen Kubikmeter pro Tag reduzieren.

Da Norwegen inzwischen Europas wichtigster Gaslieferant ist, stieg die Sorge, dass ungeplante Verlängerungen oder zusätzliche Ausfälle die Versorgung stärker beeinträchtigen könnten. Gegen Monatsende wurde dieser Faktor zu einem der wichtigsten Preistreiber.

Speicherstände auf Rekordniveau

Trotz der zahlreichen Risiken blieb die tatsächliche Versorgungslage äußerst komfortabel. Anfang August lagen die Speicherstände in Europa bei 84,92 % und in Deutschland bei 89,27 %. Bereits am 19. August erreichte die Europäische Union ihr offizielles Speicherziel von 90 % und damit rund zwei Monate früher als vorgesehen. Zum Monatsende waren die Speicherstände auf etwa 92 % gestiegen. Deutschland lag nochmals darüber. Die hohen Füllstände wirkten als wichtigster Gegenpol zu den geopolitischen Risiken und verhinderten deutlich stärkere Preisanstiege.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Auch die wirtschaftliche Entwicklung wirkte weiterhin preisdämpfend. In Deutschland zeigte sich schwaches Wirtschaftswachstum, anhaltend schlechte Aussichten in der Industrie, geringe industrielle Gasnachfrage und nur moderat steigende Inflation.

Diese Faktoren begrenzten die tatsächliche Nachfrage nach Erdgas und sorgten dafür, dass trotz steigender Preise weiterhin ausreichend Gas für die Einspeicherung verfügbar war. Zudem unterstützten günstige Bedingungen für Wind- und Solarenergie die Versorgung und reduzierten den Bedarf an gasbefeuertem Stromerzeugung.

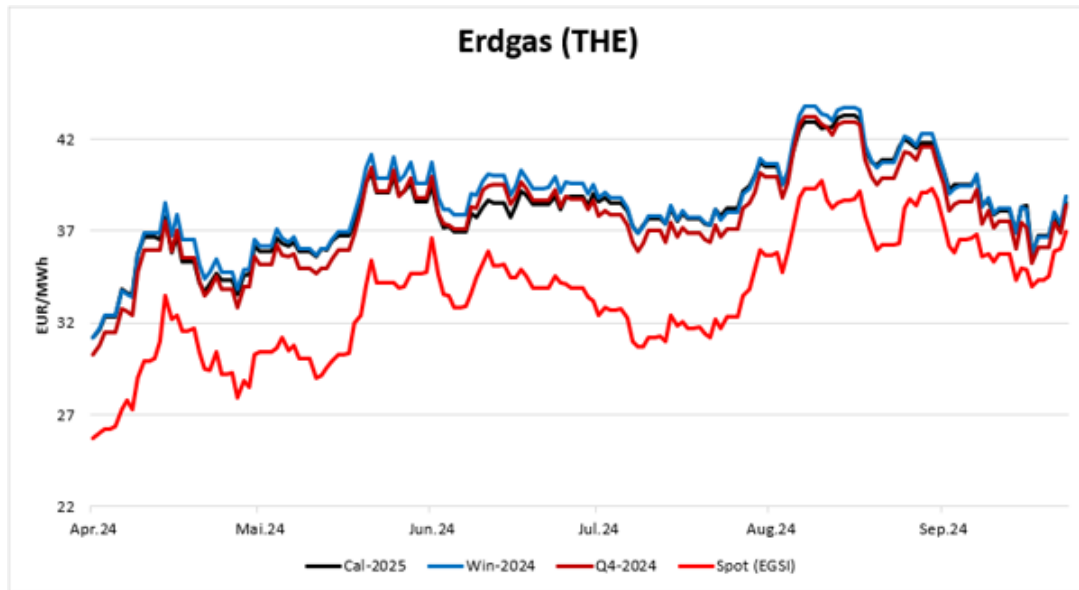


Infrastruktur und langfristige Perspektiven

Im August gab es darüber hinaus wichtige Entwicklungen im LNG-Sektor. Positiv für Europa waren die vollständige Einsatzbereitschaft der beiden FSRUs in Mukran, der Baufortschritt des festen LNG-Terminals in Stade und die geplante Inbetriebnahme des LNG-Terminals Alexandroupoli in Griechenland zum Oktober 2024.

Demgegenüber stand eine potenziell negative Nachricht aus den USA: Ein Gericht hob die Genehmigung für das LNG-Exportprojekt Rio Grande LNG in Texas auf. Dadurch könnten sich bedeutende zusätzliche LNG-Kapazitäten verzögern, die ursprünglich zwischen 2027 und 2029 in Betrieb gehen sollten.

September 2024



Der September 2024 war von einer spürbaren Beruhigung der fundamentalen Marktlage, gleichzeitig aber auch von außergewöhnlich hoher Volatilität und Nervosität der Marktteilnehmer geprägt. Während hohe Speicherstände, eine schwache Industrienachfrage und die Rückkehr norwegischer Gaslieferungen grundsätzlich für sinkende Preise sorgten, blieben geopolitische Risiken und die Unsicherheit über den russischen Gastransit nach 2024 die dominierenden Themen am Markt.

Preisrückgang zum Monatsbeginn, starke Schwankungen im Verlauf

Zu Beginn des Monats standen die Gaspreise unter Druck. Die europäischen Erdgaspreise gaben innerhalb von zwei Wochen deutlich nach. Selbst der Hurrikan im Golf von Mexiko, der Auswirkungen auf Teile der amerikanischen LNG-Infrastruktur hatte, konnte den Preisrückgang nicht verhindern, da größere Schäden an den Exportanlagen ausblieben.

Die Marktteilnehmer bewerteten insbesondere die entspannte Versorgungslage als entscheidenden Faktor. Die LNG-Importe lagen unter dem Vorjahresniveau, allerdings war dies vor allem auf die nahezu vollen Speicher und die geringe Nachfrage zurückzuführen. Der Day-Ahead-Preis am deutschen Marktgebiet THE lag zeitweise nur bei rund 35 €, während das Frontjahr am THE auf etwa 38 € zurückfiel.

Im Monatsverlauf zeigte sich jedoch, wie empfindlich der Markt auf neue Informationen reagierte. Obwohl das Frontjahr Ende September wieder bei rund 38 € notierte und damit auf demselben Niveau wie zwei Wochen zuvor lag, kam es zwischenzeitlich zu außergewöhnlich starken Kursschwankungen.

Eine der stärksten Marktreaktionen des Jahres

Das prägendste Ereignis des Monats ereignete sich am 19. September. An diesem Tag verbreitete sich die Meldung, dass die Ukraine nach Auslaufen des russischen Transitabkommens bereit sei, künftig aserbaidschanisches Gas nach Europa weiterzuleiten. Die Nachricht wurde von den Märkten als mögliche Lösung für den drohenden Wegfall russischer Transitmengen interpretiert.

Die Reaktion fiel außergewöhnlich stark aus:

- Innerhalb einer Stunde fiel der Gaspreis von rund 38 €/MWh auf 33,50 €/MWh.
- Dies entsprach einem Kursverlust von rund 12 %.
- Anschließend erholte sich der Markt wieder und schloss bei etwa 36 €/MWh.

Eine derart heftige Reaktion wurde zuletzt während der Corona-Pandemie oder unmittelbar nach Beginn des Ukrainekriegs beobachtet. Bereits am Folgetag stellte sich jedoch heraus, dass die Meldung auf einem Missverständnis beziehungsweise Übersetzungsfehler beruhte. In der Folge wurde der Preisrückgang schrittweise wieder korrigiert und die Notierungen stiegen über die darauffolgenden Tage erneut an. Dieses Ereignis zeigte deutlich, wie stark die Preisbildung im Herbst 2024 von Erwartungen, Unsicherheiten und Marktstimmung beeinflusst wurde.

Russische Transitmengen bleiben das zentrale Zukunftsthema

Wie schon in den Vormonaten blieb die Zukunft des russischen Gastransits durch die Ukraine das wichtigste strukturelle Thema im Markt. Obwohl Aserbaidschan weiterhin Zuversicht hinsichtlich möglicher Alternativlösungen signalisierte, gab es Ende September noch keine konkrete Einigung. Die Marktteilnehmer mussten daher weiterhin mit dem Szenario rechnen, dass die Transitroute zum Jahreswechsel wegfallen könnte.

Gleichzeitig betonte die Europäische Union mehrfach, dass Europa auch ohne diese Lieferungen in der Lage sei, den Winter zu bewältigen. Hintergrund waren die stark ausgebauten LNG-Importkapazitäten sowie neue Beschaffungswege über andere Lieferländer. Dennoch blieb die Unsicherheit hoch und sorgte für eine anhaltende Risikoprämie im Markt.



Norwegen: Ende der Wartungssaison sorgt für Entspannung

Ein wichtiger preisdämpfender Faktor war die Entwicklung in Norwegen. Die umfangreichen Wartungsarbeiten an der norwegischen Gasinfrastruktur standen weiterhin im Fokus der kurzfristigen Handelsmärkte. Im Gegensatz zu früheren Monaten verliefen die Arbeiten jedoch weitgehend planmäßig. Der Höhepunkt der Wartungssaison wurde bereits Anfang September als überwunden angesehen. Dadurch kehrten zusätzliche Gasmengen auf den europäischen Markt zurück.

Auch Ende September wurde bestätigt, dass die Wartungsmaßnahmen weiterhin nach Plan verlaufen und voraussichtlich erst am 25. Oktober vollständig abgeschlossen sein würden. Die zunehmende Verfügbarkeit norwegischer Lieferungen trug wesentlich zur Stabilisierung des europäischen Gasmarktes bei.

Speicherstände auf Rekordniveau

Die Versorgungssituation blieb im gesamten September außergewöhnlich komfortabel. Bereits Anfang des Monats lagen die Speicherstände für Europa bei 93 % und für Deutschland bei 96 %. Damit waren die europäischen Speicher nicht nur deutlich voller als gesetzlich vorgeschrieben, sondern auch komfortabler gefüllt als in vielen Vorjahren.

Ende September hatte sich an dieser Situation kaum etwas geändert. Die Speicher in Europa waren weiterhin nahezu voll. Durch diese hohen Reserven verringerte sich das Risiko möglicher Versorgungsengpässe im Winter erheblich. Entsprechend konnten geopolitische Risiken zwar kurzfristige Preissprünge auslösen, einen nachhaltigen Aufwärtssimpuls jedoch nicht mehr erzeugen.

Wetterentwicklung verändert die Markteinschätzung

Ein weiterer Faktor war die Anpassung der Wetterprognosen. Während zuvor überdurchschnittlich warme Temperaturen erwartet worden waren, wurden die langfristigen Prognosen Ende September auf normale saisonale Werte zurückgenommen. Dadurch stieg die Erwartung eines etwas höheren Heizbedarfs in den kommenden Wochen, was den Preisverfall begrenzte.

Gleichzeitig spielte die Hurrikansaison in den USA weiterhin eine Rolle. Zwar verursachte Hurrikan Helene keine größeren Schäden an den LNG-Terminals, die außergewöhnlich hohen Wassertemperaturen im Atlantik ließen Experten jedoch mit einer besonders aktiven Hurrikansaison rechnen. Dies blieb ein potenzieller Risikofaktor für die globale LNG-Versorgung.

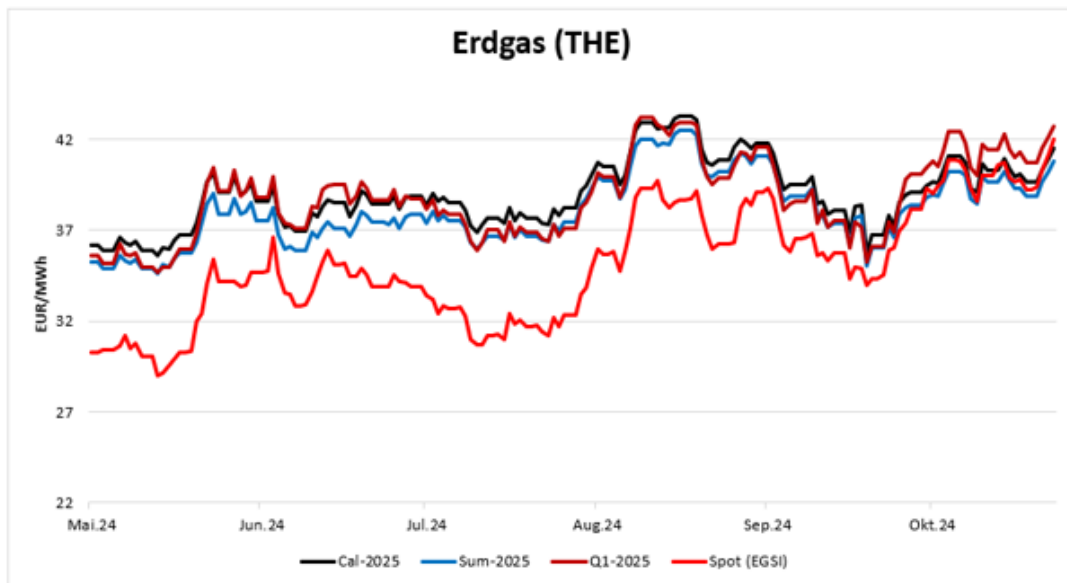
Asien und China rücken wieder stärker in den Fokus

Zum Monatsende verbesserte sich zudem die Einschätzung für die chinesische Wirtschaft. Auslöser waren Zinssenkungen durch die chinesische Zentralbank, angekündigte staatliche Konjunkturmaßnahmen und Erwartungen einer stärkeren industriellen Nachfrage. Da China der weltweit größte Energieverbraucher ist, wurde dies grundsätzlich als Preisunterstützung für die internationalen Gasmärkte gewertet. Die tatsächliche Nachfrageentwicklung blieb zwar abzuwarten, die Marktstimmung verbesserte sich dadurch jedoch spürbar.

Schwache deutsche Wirtschaft bleibt preisdämpfend

Demgegenüber stand weiterhin die schwache wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland. Die Industrienachfrage nach Gas blieb auf niedrigem Niveau. Schlechte Konjunkturaussichten sowie die verhaltene Produktionsentwicklung sorgten dafür, dass die Nachfrage weit hinter früheren Jahren zurückblieb. Diese schwache Verbrauchsentwicklung wirkte dem Einfluss geopolitischer Risiken entgegen und blieb ein wichtiger Grund für die insgesamt stabile Versorgungslage.

Oktober 2024



Der Gaspreis für das Frontjahr Cal25 am deutschen Gashub THE hat in den letzten zwei Wochen mit 4 % von 38,50 € auf derzeit 40 € zugelegt. Damit wurde die Aufwärtsbewegung, welche Anfangs lediglich eine Korrektur des Preisverfalls vom 19.09.2024 war (Fake Nachricht über Gasabkommen mit Aserbaidschan für den Transit über die Ukraine ab 2025), in den letzten zwei Wochen weitergeführt.

Der größte Treiber dieser Entwicklung ist die geopolitisch angespannte Lage im Nahen Osten, sowie die spärlichen Informationen über das kürzlich in China angekündigte Fiskalpaket. Da China als größter Energieverbraucher eine treibende Rolle auf den Energiemärkten hat, führten die neuen Details zum Fiskalpaket zu einem vergleichsweise starken Anstieg auf den chinesischen Aktienmärkten, was für mehr Volatilität auf den Energiemärkten sorgte. Im Laufe der nächsten Woche werden weitere Details verkündet. Die Lage im Nahen Osten hat sich weiter verschärft. Die Reaktion Israels auf den erneuten Raketenangriff des Irans steht noch aus.

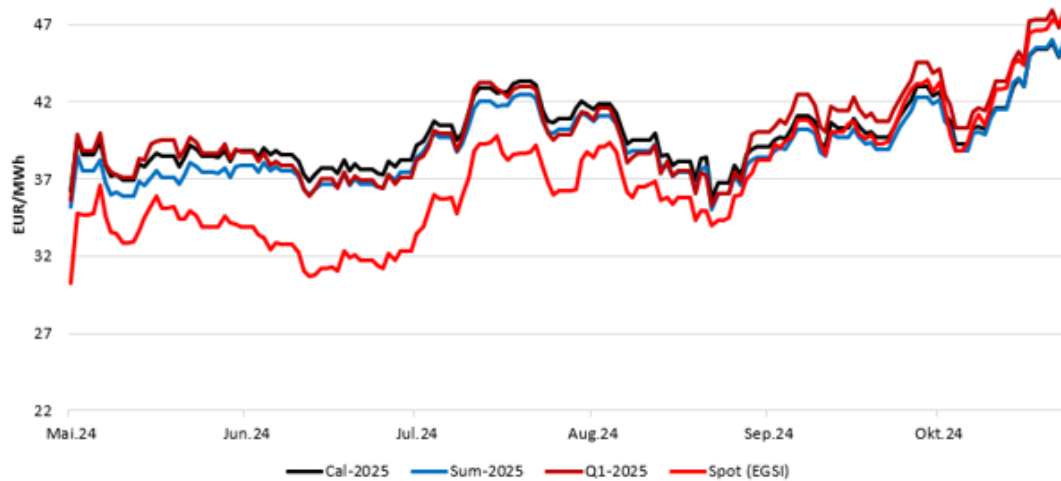
Auf der fundamentalen Seite stehen nach wie vor die Zeichen auf einen fallenden Markt. Die Wartungsarbeiten an den norwegischen Pipelines sind so gut wie abgeschlossen ohne unerwartete Ausfälle und die Gasflüsse aus Norwegen nähern sich dem Normniveau. Durch diese wieder erhöhte Verfügbarkeit dürfte die Volatilität auf dem Gasmarkt wieder etwas abnehmen, da sich einzelne Nachrichten nicht mehr ganz so stark auf den Gaspreis auswirken müssten.

Die LNG-Versorgung ist weiter auf einem hohen Niveau, auch wenn durch Hurrikan Helene ein kurzer Einbruch zu verzeichnen war. Hurrikan Milton hat trotz seiner Einstufung als Jahrhundertsturm bisher noch kaum Auswirkungen auf die LNG-Anlagen.

Da die Hurrikan-Session noch bis Ende November anhält, bleibt ein gewisses Risiko bestehen. Die Gasspeicher in Deutschland sowie der EU sind nach wie vor auf einem sehr hohen Stand. Ob sich die Preissaisonalität der letzten 10 Jahre mit eher sinkenden Preisen im Winter auch dieses Jahr zeigt, ist von der geopolitischen Lage abhängig. Zumindest die Fundamentallage spricht dafür.

November 2024

Erdgas (THE)



Der Oktober und die erste Novemberhälfte 2024 waren von einer überwiegend stabilen, aber weiterhin angespannten Marktstimmung geprägt. Die fundamentale Versorgungslage blieb komfortabel, gleichzeitig sorgten geopolitische Unsicherheiten und einzelne Störungen im Angebot dafür, dass die Preise auf erhöhtem Niveau verharrten. Besonders die Zukunft des russischen Gastransits durch die Ukraine sowie die Lage im Nahen Osten bestimmten die Marktpsychologie.

Preisentwicklung: Aufwärtstrend verliert an Dynamik

Zu Beginn des Berichtszeitraums setzte sich der seit September bestehende Aufwärtstrend zunächst fort. Das Frontjahr Cal 2025 am niederländischen Handelsplatz TTF stieg von rund 40 €/MWh auf 41,15 € an. Damit näherte sich der Markt erneut der wichtigen Widerstandsmarke von 42 €, welche gleichzeitig das bisherige Jahreshoch darstellte.

Die Preissteigerung erfolgte trotz weitgehend unveränderter Fundamentaldaten. Entscheidender waren kurzfristige Angebotsrisiken und geopolitische Unsicherheiten. Insbesondere die unerwartete Verlängerung norwegischer Wartungsarbeiten führte zu zusätzlichen Preisaufschlägen.

Im weiteren Verlauf entwickelte sich der Markt jedoch uneinheitlich. Nachdem die Widerstandsmarke von 42 € Ende Oktober kurz getestet wurde, gaben die Preise wieder nach und fielen zeitweise auf knapp 40 € zurück. Bis Mitte November notierte Cal 2025 bei rund 39,75 €. Insgesamt zeigte sich, dass der Markt auf dem erhöhten Preisniveau zwar stabil blieb, jedoch Schwierigkeiten hatte, dauerhaft über die Marke von 42 € auszubrechen.

Norwegen: Ende der Wartungssaison bringt Entspannung

Ein wichtiges Thema war die Entwicklung der norwegischen Gasversorgung. Anfang Oktober sollten die umfangreichen Wartungsarbeiten an der norwegischen Infrastruktur eigentlich beendet werden. Wegen unerwarteter technischer Probleme mussten einzelne Maßnahmen jedoch kurzfristig verlängert werden. Diese Verzögerungen wurden als einer der Hauptgründe für den kurzfristigen Preisanstieg auf über 41 €/MWh angesehen.

Da Norwegen inzwischen der wichtigste Pipeline-Lieferant Europas ist, reagierten die Märkte weiterhin sehr sensibel auf jede Änderung der Liefermengen. Mit dem Ende der Wartungs-saison entspannte sich die Situation jedoch spürbar. Im November wurde davon ausgegangen, dass die kommenden Monate nahezu wartungsfrei verlaufen würden. Dadurch verringerte sich ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor für die europäische Versorgung.

Speicherstände bleiben außergewöhnlich hoch

Die Speicherentwicklung blieb der wichtigste stabilisierende Faktor am europäischen Gasmarkt. Zu Beginn des Zeitraums waren die deutschen Speicher mit rund 97,7 % nahezu vollständig gefüllt. Auch die europäischen Speicher bewegten sich auf außergewöhnlich hohen Niveaus.



Ende Oktober lagen die europäischen Speicher weiterhin bei rund 95 % Füllstand. Obwohl eine vollständige Befüllung auf 100 % nicht mehr erreicht wurde, entsprach dies einer sehr komfortablen Ausgangslage für den Winter. Mit Beginn der Heizperiode ging der Markt langsam davon aus, dass die Ausspeicherung einsetzen würde. Die hohen Lagerbestände reduzierten jedoch die Sorgen vor Versorgungsengpässen erheblich und wirkten dauerhaft preisdämpfend.

LNG-Markt: Hohe Kapazitäten, geringe Auslastung

Auf dem LNG-Markt blieb die Versorgungslage entspannt. Die LNG-Importe nach Europa stiegen gegenüber den Sommermonaten zwar wieder leicht an, lagen aber weiterhin deutlich unter den Vorjahreswerten. Der Hauptgrund war nicht ein Mangel an verfügbarem LNG, sondern die geringe europäische Nachfrage.

Besonders auffällig war die niedrige Auslastung der europäischen LNG-Infrastruktur: Die Auslastung der europäischen LNG-Terminals lag insgesamt bei weniger als 50 %. Vor allem deutsche und britische Terminals wurden vergleichsweise wenig genutzt. Ursache waren die relativ hohen Betriebskosten gegenüber etablierten Anlagen in Westeuropa. Gleichzeitig begann saisonal üblich die Wartungssaison in Katar. Da diese Arbeiten bereits lange angekündigt waren, wurden größere Auswirkungen auf die Preise nicht erwartet.

Russische Transitmengen bleiben zentrales Marktthema

Wie bereits seit Monaten blieb die Zukunft des russischen Gastransits durch die Ukraine das wichtigste geopolitische Thema. Konkrete Fortschritte bei einer Nachfolgelösung für das Ende des Transitabkommens zum Jahreswechsel waren zunächst nicht erkennbar. Entsprechend blieb eine Risikoprämie im Markt eingepreist.

Besonders eindrucksvoll zeigte sich die Bedeutung dieses Themas Ende Oktober. Wieder machte eine Meldung über ein angebliches Transitabkommen mit der Ukraine die Runde. Ähnlich wie bereits im September führte diese Nachricht zu einem kurzfristigen Preisrückgang von rund 2,5 €.

Später stellte sich auch diese Meldung als vermutlich fehlerhaft oder zumindest verfrüht heraus. Der Markt korrigierte die Verluste anschließend schrittweise wieder nach oben. Interessant war dabei, dass die Reaktion weniger stark ausfiel als bei der ersten Falschmeldung im September. Dies deutete darauf hin, dass Marktteilnehmer entsprechende Gerüchte inzwischen vorsichtiger bewerteten.

Nahost-Konflikt bleibt Risikofaktor

Neben dem Ukraine-Thema blieb die Entwicklung im Nahen Osten ein wichtiger Einflussfaktor. Besonders die Frage einer möglichen Reaktion Israels auf den iranischen Raketenangriff beschäftigte die Marktteilnehmer. Es bestand die Sorge, dass eine breitere regionale Eskalation Auswirkungen auf Energieexporte oder wichtige Transportrouten haben könnte. Obwohl keine unmittelbaren Störungen eintraten, blieb dieser Risikofaktor im Markt präsent und verhinderte größere Preisrückgänge.

Langfristige LNG-Perspektiven verändern sich

Ein weiteres relevantes Thema waren die Aussichten für den globalen LNG-Ausbau. Mehrere Marktanalysten reduzierten ihre Prognosen für die weltweiten LNG-Kapazitäten ab 2026. Gründe waren der Fachkräftemangel, Lieferengpässe bei technischen Komponenten und Verzögerungen bei Bauprojekten. Sollte die globale LNG-Nachfrage gleichzeitig weiter steigen, könnten sich mittelfristig Angebotsengpässe entwickeln. Diese Erwartung stützte die Terminmarktpreise über die nächsten Jahre.

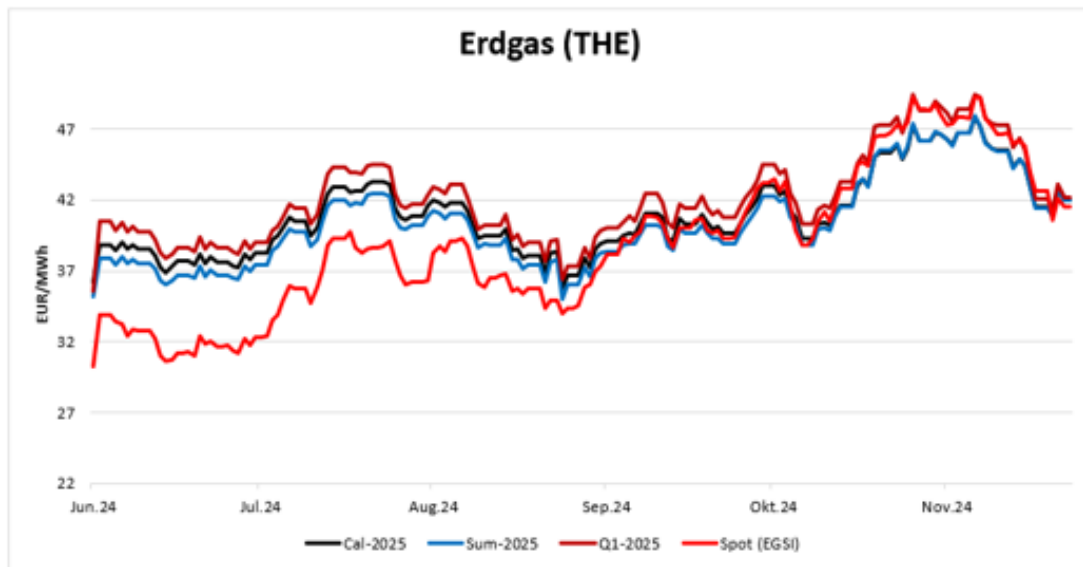
Nachfrage und Konjunktur bleiben schwach

Trotz aller geopolitischen Risiken blieb die Nachfrageseite schwach. Die deutsche Wirtschaft entwickelte sich weiterhin verhalten. Die Industrienachfrage nach Gas blieb niedrig und belastete den Markt zusätzlich. Auch die milden bis normalen Temperaturprognosen begrenzten die Erwartungen an einen stärkeren Heizbedarf im Herbst. Diese Faktoren verhinderten, dass die vorhandenen geopolitischen Risiken zu noch stärkeren Preisanstiegen führten.

Entwicklung am Spotmarkt

Während die Terminmärkte stark von geopolitischen Themen beeinflusst wurden, zeigte sich der Spotmarkt robuster. Der kurzfristige Gaspreis blieb über weite Strecken in seinem seit Februar bestehenden Aufwärtstrend. Gleichzeitig bewegte er sich deutlich stabiler als die längerfristigen Kontrakte. Die regelmäßige Ausbildung höherer Hoch- und Tiefpunkte deutete auf einen allmählich festeren Markt hin, auch wenn die hohen Speicherstände größere Ausschläge verhinderten.

Dezember 2024



Fortsetzung des bereits seit dem Frühjahr laufenden Aufwärtstrends am europäischen Gasmarkt. Dieser Trend führte Anfang Dezember zu den höchsten Preisniveaus des gesamten Jahres. Im weiteren Monatsverlauf setzte jedoch eine deutliche Gegenbewegung ein, sodass ein Teil der vorherigen Preisaufschläge wieder abgebaut wurde. Insgesamt war der Monat geprägt von einer Mischung aus geopolitischen Risiken, einer hohen Winternachfrage sowie einer späteren Entspannung auf der Angebotsseite.

Preisentwicklung: Neues Jahreshoch und anschließende Korrektur

Zu Monatsbeginn erreichte der Markt zunächst einen neuen Höchststand. Das Kalenderjahr 2025 für das deutsche Marktgebiet THE schloss am 2. Dezember bei 47,45 € und markierte damit ein neues Jahreshoch. Gegenüber dem Jahrestief Ende Februar bei rund 28 € hatte sich der Preis damit innerhalb weniger Monate deutlich verteuert.

Die kräftige Aufwärtsbewegung wurde durch mehrere Faktoren unterstützt. Kühlere Temperaturen erhöhten die Heiznachfrage, während gleichzeitig die Stromnachfrage zunahm. Besonders die schwache Windstromerzeugung führte dazu, dass mehr Gaskraftwerke zur Stromversorgung benötigt wurden. Dadurch stieg der Gasverbrauch zusätzlich an.

In der zweiten Dezemberhälfte setzte dann eine spürbare Korrektur ein. Das Kalenderjahr 2025 fiel wieder auf knapp 42 € und verlor damit innerhalb weniger Wochen mehr als 4 €. Am Spotmarkt war die Abwärtsbewegung sogar noch ausgeprägter. Dort sanken die Preise im Berichtszeitraum um rund 5 €.

Witterung und erneuerbare Energien als wichtige Preistreiber

Die Wetterentwicklung spielte im Dezember eine zentrale Rolle. Zu Monatsbeginn sorgten niedrigere Temperaturen und eine ausgeprägte Windflaute für eine erhöhte Nachfrage nach Gas. Da weniger Strom aus Windenergie zur Verfügung stand, mussten Gaskraftwerke die Versorgung stärker absichern. Diese Kombination aus höherem Heizbedarf und zusätzlicher Gasverstromung war einer der wichtigsten Gründe für die Preissteigerungen Anfang Dezember.

Später änderte sich das Bild. Die Temperaturprognosen für die zweite Dezemberhälfte wurden deutlich milder. Dadurch reduzierten sich die Erwartungen an den Gasverbrauch, was wesentlich zur fallenden Preisentwicklung beitrug.

Geopolitische Risiken bleiben zentrales Marktthema

Wie bereits während des gesamten Jahres blieb die politische Lage einer der entscheidenden Einflussfaktoren. Besonders im Mittelpunkt stand weiterhin die Zukunft des russischen Gastransits durch die Ukraine. Das Auslaufen des Transitvertrags zum Jahresende sorgte für erhebliche Unsicherheit. Zwar liefen die Gaslieferungen bis Dezember weiterhin, eine langfristige Lösung war jedoch nicht in Sicht.

Zusätzliche Unsicherheit entstand durch die Sanktionen der USA gegen die Gazprombank und verbundene Tochtergesellschaften. Dadurch wurde der politische und wirtschaftliche Druck auf den Handel mit russischem Gas weiter erhöht.

Für Aufmerksamkeit sorgte außerdem der Rechtsstreit zwischen OMV und Gazprom. Nach einem erfolgreichen Schiedsgerichtsverfahren auf Seiten der OMV stellte Gazprom die Lieferungen an den österreichischen Konzern ein. Dennoch blieben die tatsächlichen Gaslieferungen über die Route Slowakei-Österreich weitgehend stabil, sodass sich die Auswirkungen auf die physische Versorgung zunächst in Grenzen hielten.

Versorgungslage bleibt grundsätzlich stabil

Trotz der geopolitischen Unsicherheiten zeigte sich die europäische Versorgungslage insgesamt robust. Wesentlich dazu trugen die hohen Pipeline-Lieferungen aus Norwegen bei. Norwegen bestätigte erneut seine Rolle als wichtigster Gaslieferant Europas und sorgte für eine stabile Grundversorgung.

Auch die LNG-Versorgung blieb weitgehend verlässlich. Die Anlieferungen von Flüssigerdgas verliefen stabil und halfen dabei, mögliche Risiken aus russischen Lieferungen auszugleichen. Auf der Angebotsseite überwogen deshalb gegen Monatsende die positiven Signale, was ebenfalls zur Preisberuhigung beitrug.

Speicherstände: Schneller Rückgang als im Vorjahr

Anders als in den Herbstmonaten wirkten die Speicherstände im Dezember nicht mehr preisdämpfend. Anfang Dezember lag der europäische Speicherfüllstand noch bei rund 84 %. Aufgrund der kälteren Witterung, der höheren Stromnachfrage und der verstärkten Entnahmen sank dieser Wert jedoch deutlich schneller als im Vorjahr.

Bis Mitte Dezember waren die europäischen Speicher nur noch zu 77 % gefüllt. Damit lagen die Füllstände weiterhin komfortabel, jedoch spürbar unter dem Vorjahresniveau. Gleichzeitig sendete die Speicherbewirtschaftung keine positiven Signale für die Einspeichersaison 2025. Der Preisunterschied zwischen Winter- und Sommerprodukten blieb negativ. Da Sommerkontrakte teurer waren als wirtschaftlich sinnvoll für eine spätere Wintereinlagerung, bestand kein zusätzlicher Anreiz zur Vorratsbildung für das folgende Speicherjahr.

Nachfrage und Konjunktur

Die industrielle Nachfrage blieb weiterhin vergleichsweise schwach.

Während die Witterung den Verbrauch kurzfristig erhöhte, belasteten die anhaltend schwierigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen weiterhin die industrielle Gasnachfrage. Die europäische Industrie zeigte noch keine nachhaltige Erholung, was einer stärkeren Preissteigerung entgegenwirkte.



Rückblick auf das Gesamtjahr 2024

Der Dezember-Bericht zog gleichzeitig Bilanz über die Gasmarktentwicklung des gesamten Jahres. Das Jahr begann mit einem komfortabel versorgten Markt, hohen Speicherständen und einem ungewöhnlich milden Winter. Diese Faktoren drückten die Preise bis Ende Februar auf ihr Jahrestief von etwa 28 €.

Ab März setzte jedoch ein nahezu durchgehender Aufwärtstrend ein. Unterstützt wurde dieser durch:

- die Unsicherheit über russische Gaslieferungen und den Ukraine-Transit,
- eine starke LNG-Nachfrage aus Asien,
- geopolitische Spannungen im Nahen Osten,
- den anhaltenden Ukraine-Krieg,
- umfangreiche Long-Positionen von Finanzinvestoren.

Diese Faktoren führten dazu, dass das Kalenderjahr 2025 Anfang Dezember mit rund 47,85 € seinen Höchststand erreichte. Auffällig blieb jedoch die Preisstruktur am Terminmarkt. Das Kalenderjahr 2026 handelte rund 5,50 € unter dem Kalenderjahr 2025. Auch weiter entfernte Lieferjahre waren günstiger als die nahe Zukunft. Diese sogenannte Backwardation zeigte, dass der Markt mittelfristig wieder fallende Preise erwartet. Hintergrund sind vor allem die geplanten LNG-Kapazitätserweiterungen in den USA und Kanada, die das globale Angebot in den kommenden Jahren erhöhen sollen.





MONTANA

Ihr Energie Experte für die Immobilienwirtschaft

Serviceleistungen im Überblick

Mehr als 3.000 Kunden aus der Immobilienwirtschaft schenken uns seit vielen Jahren ihr Vertrauen. Weil sie nicht nur auf günstige Preise Wert legen, sondern unsere erstklassigen Serviceleistungen zu schätzen wissen.



Maßgeschneiderte Lösungen

Gemeinsam mit Ihnen entwickeln wir das zu Ihren Liegenschaften passende Tarifmodell: ob Sie ein Maximum an Planungssicherheit benötigen oder von der Flexibilität der Märkte profitieren möchten.



Persönliche Beratung

Von Anfang an steht Ihnen ein persönlicher Ansprechpartner beratend zur Seite. Unser Kundenservice ist jederzeit für Sie telefonisch erreichbar und gewährleistet reibungslose Abläufe.



Attraktive Preise

Sie profitieren dank unserer schlanken Organisationsstruktur von einem hervorragenden Preis-Leistungs-Verhältnis. Außerdem geben wir die Kostenvorteile, die unsere Einkaufsexperten an den Energiebörsen realisieren, an Sie weiter.



Bündelung Ihrer Lieferstellen

Wir bündeln Ihre Lieferstellen in individuellen Rahmenverträgen und harmonisieren Tarife und Laufzeiten – das erspart Ihnen Arbeit und erleichtert Ihnen den Überblick.



Digitales Kundenportal

Mit unserem Online-Kundenportal verwalten Sie Ihre Liegenschaften bequem. Ob Zählerstand-erfassung, individuelle Objektlisten, Verbrauchsanalysen oder Rechnungen. In wenigen Schritten erhalten Sie Zugriff auf alle relevanten Daten.



Leerstandsmanagement

Für Leerstände vereinbaren wir die einfache und günstige Versorgung mit Strom und/oder Gas. So beugen Sie einem Rückfall in die oft teurere Grundversorgung vor und haben keinen zusätzlichen Verwaltungsaufwand.



Transparente und flexible Abrechnung

Ihre Jahresverbrauchsabrechnung erhalten Sie Anfang Januar oder auf Wunsch gemäß Ihrem Wirtschaftsjahr – übersichtlich und transparent für jeden Zählpunkt.



E-Mobilität im Gebäudebestand

Der MONTANA Gebäudecheck unterstützt Sie dabei, ein ganzheitliches und zukunftsicheres E-Mobilitäts-Konzept für Ihre Liegenschaften zu entwickeln.

MONTANA – Erdgas und Strom vom ausgezeichneten Energieversorger*

Kontaktieren Sie uns:

MONTANA Energieversorgung GmbH & Co. KG
Dr.-Max-Straße 26
82031 Grünwald
Telefon: 089/641 65 214
E-Mail: geschaeftskunden@montana-energie.de



* Gemäß „Deutscher B2B-Award 2025“ der DtGV (Deutsche Gesellschaft für Verbraucherstudien mbH, www.dtgv.de), Mai 2025

Als langjähriges Fördermitglied der wichtigsten Fachverbände wie des BfW, des BVI, des VDIV Bayern e. V. sowie des vbw und kennen wir die besonderen Anforderungen und Wünsche der Wohnungswirtschaft aus erster Hand.



Vertrauen Sie uns – einem der größten mit elständischen Energielieferanten in Deutschland und Österreich mit 65 Jahren Markterfahrung. Bereits über 800.000 Kunden konnten wir mit unserer hervorragenden Servicequalität und einem sehr guten Preis-Leistungs-Verhältnis überzeugen. www.montana-energie.de

Wechseln Sie jetzt! > MONTANA Energieversorgung GmbH & Co. KG | 089/641 65 214 | geschaeftskunden@montana-energie.de