MONTANA
Voller Energie



Erdgaspreisentwicklung

2026



2026

Erdgaspreisentwicklung

Der europäische Gasmarkt war 2026 von außergewöhnlich starken Preisschwankungen geprägt. Zu Jahresbeginn bestimmten vor allem Kälte und sinkende Speicherstände die Entwicklung. Die deutschen Speicher fielen von 52 % im Januar auf nur noch 22 % im Februar. Gleichzeitig stieg das Cal27 am THE von 27,11 € auf 28,89 €, während kurzfristige Produkte noch stärker zulegten.

Ab März wurde die geopolitische Lage im Nahen Osten zum wichtigsten Preistreiber. Die Einschränkungen der Straße von Hormus und Ausfälle der LNG-Produktion in der Golfregion erhöhten die Sorge vor Lieferengpässen. Der THE-Frontmonat sprang zeitweise von rund 32 € auf 65 €, das Frontjahr erreichte 48 €. Waffenstillstands- und Verhandlungsperspektiven sorgten im April für Entspannung und ließen das Frontjahr bis auf rund 36 € fallen. Gleichzeitig blieb die Wiederbefüllung der europäischen Speicher aufgrund ungünstiger Marktbedingungen schwierig.

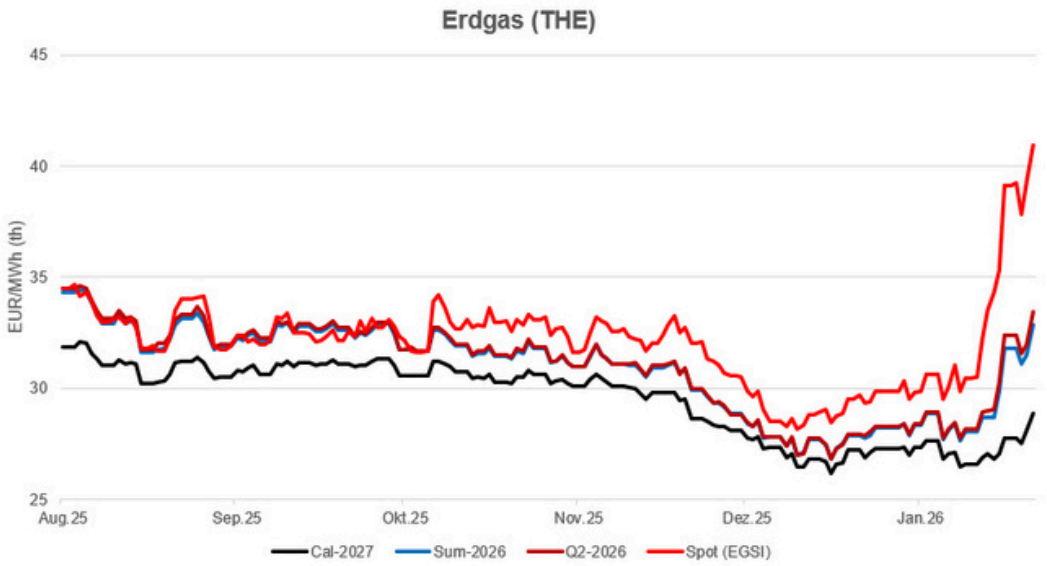
Im Mai hielten die Blockade der Straße von Hormus, niedrige Speicherstände und der Wettbewerb mit Asien die Gaspreise auf hohem Niveau. Im Juni führte eine vorübergehende Entspannung zwischen den USA und dem Iran zu sinkenden Preisen. Das Frontjahr fiel von knapp 40 € auf rund 36 €. Niedrige Speicherstände sowie eine wetterbedingt höhere Gasnachfrage verhinderten jedoch eine stärkere Entlastung.

Im Juli eskalierte der Konflikt erneut. Der Frontmonat stieg auf über 63 €, das Frontjahr auf rund 46 €. Im August folgten starke Gegenbewegungen, ohne dass sich ein nachhaltiger Abwärtstrend etablierte. Neben der Geopolitik stützten niedrige Speicherstände, Wartungsarbeiten in Norwegen und der zunehmende internationale Wettbewerb um LNG die Preise.

Im Herbst verstärkte sich der Aufwärtstrend nochmals. Das Kalenderjahr 2027 stieg im September von 47 € auf über 60 €. Im Oktober beschleunigte sich die Entwicklung: Das Cal27 verteuerte sich innerhalb von 14 Tagen um rund 21 % auf etwa 71 €. Neben neuen Angriffen im Persischen Golf wirkten eingeschränkte LNG-Lieferungen und eine steigende chinesische Nachfrage preistreibend. Zwar erreichten die deutschen Speicher im Oktober rund 60 % und die EU-Speicher etwa 75 %, sie lagen damit jedoch weiterhin deutlich unter den Vorjahresständen.

Damit verschoben sich die wichtigsten Einflussfaktoren im Jahresverlauf deutlich: Während zu Jahresbeginn vor allem Wetter und Speicherstände dominierten, bestimmten ab März zunehmend geopolitische Risiken und die LNG-Versorgung die Preisentwicklung. Entlastend wirkten phasenweise milde Temperaturen, eine hohe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, stabile norwegische Lieferungen und geopolitische Entspannungsphasen.

Januar



Der europäische Gasmarkt entwickelte sich im Januar 2026 von einer zunächst relativ ausgeglichenen Marktlage zu einem deutlich festeren und volatileren Preisumfeld. Vor allem die kalten Temperaturen, sinkende Speicherstände und der daraus resultierende Wiederbefüllungsbedarf erhöhten den Preisdruck. Das Frontjahr Cal27 am THE stieg zunächst auf 27,11 € und anschließend auf 28,89 €. Zwischen den beiden Berichtsständen entsprach dies einem Anstieg von rund 6,6 %. Noch stärker fiel die Entwicklung am kurzfristigen Markt aus: Seit Jahresbeginn stiegen die Spotpreise um 39 % auf 40,94 €, der Frontmonat um 37 % auf 41,18 €.

Niedrige Speicherstände stützten die Preise
Die sinkenden Gasspeicherstände entwickelten sich zu einem wesentlichen Preistreiber. Anfang Januar waren die deutschen Speicher noch zu 52 % gefüllt, im weiteren Monatsverlauf sank der Füllstand auf 41 % und lag damit 23 Prozentpunkte unter dem Vorjahresniveau. EU-weit erreichte der Speicherstand zuletzt 48 %.

Der überdurchschnittlich kalte Januar erhöhte sowohl den Gasbedarf zum Heizen als auch zur Stromerzeugung. Entsprechend wurden große Mengen aus den Speichern entnommen. Damit gewann auch die kommende Einspeichersaison an Bedeutung. Je niedriger die Speicherstände am Ende des Winters ausfielen, desto größer wurde der Wiederbefüllungsbedarf im Frühjahr und Sommer. Dies stützte insbesondere die Sommerprodukte und längerfristigen Gaspreise.

LNG gewann für Europa an Bedeutung
Die physische Versorgung blieb grundsätzlich robust. Insbesondere die Pipelineimporte aus Norwegen bewegten sich auf einem hohen Niveau. Geplante Wartungsarbeiten reduzierten die norwegischen Liefermengen jedoch vorübergehend und verstärkten den kurzfristigen Preisdruck. Gleichzeitig gewann LNG an Bedeutung. Höhere LNG-Aussendungen deckten rund ein Viertel der zusätzlichen Nachfrage. Aufgrund der niedrigen Speicherstände benötigte Europa zusätzliche Mengen für die Wiederbefüllung.

Auch der internationale Wettbewerb nahm zu. Während die zunächst schwache asiatische Nachfrage den europäischen Markt entlastete, stieg der Bedarf in Asien aufgrund niedriger Temperaturprognosen. Zusätzlich führte eine schwere Kältewelle in Nordamerika zu einem Anstieg der amerikanischen Gaspreise um 50 %. Dies konnte die Wettbewerbsfähigkeit von US-LNG beeinträchtigen.

Mittelfristig zeichnete sich jedoch Entlastung ab. Im Laufe des Jahres sollten zusätzliche LNG-Exportkapazitäten schrittweise verfügbar werden. Der preisdämpfende Effekt dürfte daher insbesondere im zweiten Halbjahr stärker ausfallen.

Wetter verstärkte kurzfristige Schwankungen
Eine hohe Windeinspeisung reduzierte zunächst den Einsatz von Gas zur Stromerzeugung und dämpfte den durch die hohe Heiznachfrage verursachten Preisanstieg. Später sorgten niedrigere Windprognosen in Verbindung mit sinkenden Temperaturen für zusätzlichen Gasbedarf. Vor allem Spot- und Frontmonatspreise reagierten entsprechend stark auf veränderte Wetterprognosen.

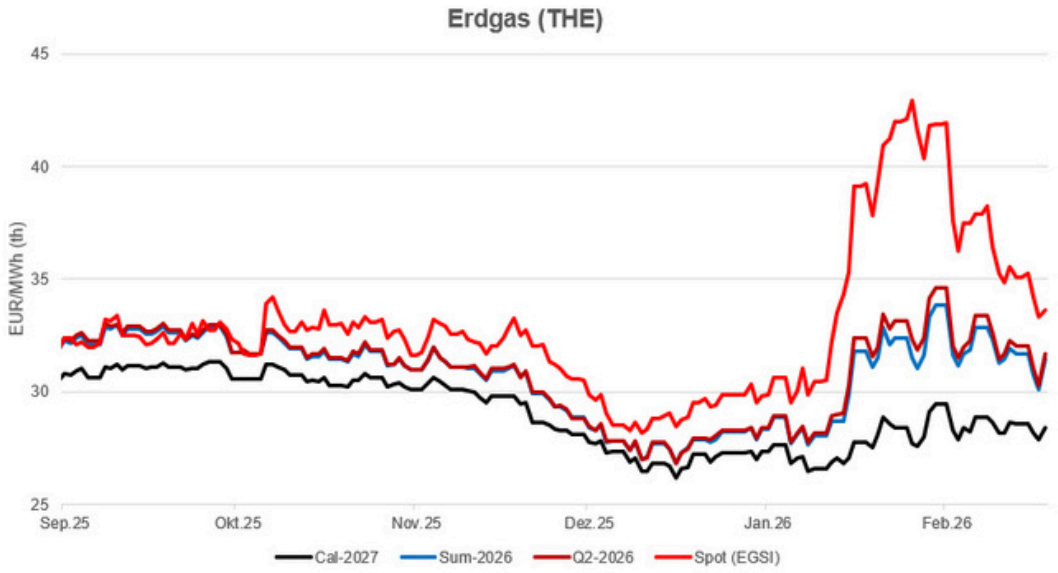
Geopolitische Risiken sorgten für Unsicherheit

Neben Angebot und Nachfrage beeinflussten geopolitische Entwicklungen den Markt. Eine mögliche Eskalation im Iran stellte insbesondere mit Blick auf LNG-Transporte durch die Straße von Hormus ein Risiko dar. Die Entwicklungen in Venezuela hatten dagegen keine direkten Auswirkungen auf den europäischen Gasmarkt. Auch die Spannungen um Grönland und mögliche US-Zölle erhöhten zeitweise die Unsicherheit.

Zusätzlich verstärkten Finanzinvestoren die Preisbewegung. Sie bauten ihre Short-Positionen ab und setzten damit weniger stark auf fallende Gaspreise, wodurch der Aufwärtstrend zusätzliche Unterstützung erhielt.



Februar



Die THE-Gaspreise stiegen im Januar zunächst stark an. Kältere Temperaturen, eine schwächere Kernkraftproduktion und niedrige erneuerbare Energieerzeugung erhöhten die europäische Gasnachfrage um mehr als 8 %. Gleichzeitig sanken die Speicherstände unter den Fünf-Jahres-Durchschnitt. Die EU-Speicher waren zunächst noch zu 39 % gefüllt, die deutschen Speicher nur zu 30 %. Das Frontjahr am THE lag bei 28,42 €.

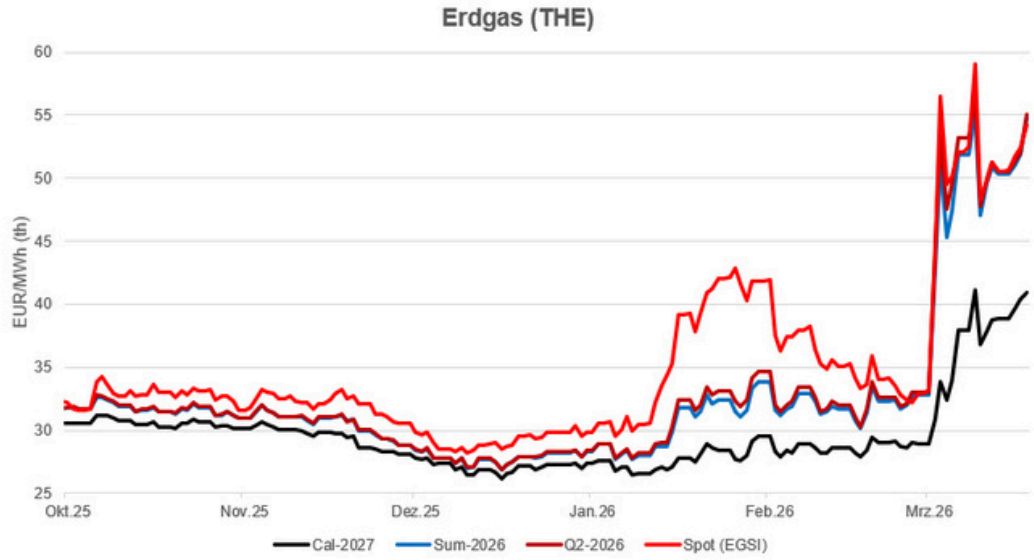
Anschließend beruhigte sich der Markt deutlich. Mildere Temperaturprognosen und eine Entspannung im Konflikt zwischen den USA und dem Iran reduzierten den Preisdruck. Der Frontmonat März verlor rund 15 % und sank auf 35,575 €. Stabile Gasflüsse aus Norwegen und robuste US-LNG-Lieferungen wirkten ebenfalls preisdämpfend. Gleichzeitig reduzierten Investmentfonds sowohl ihre Long- als auch ihre Short-Positionen, nachdem sie den vorherigen Preisanstieg zusätzlich verstärkt hatten.

Ungewöhnlich kalte Temperaturen leeren Gasspeicher
Trotz dieser Entspannung verschärfte sich die Speichersituation weiter. Die europäischen Füllstände sanken auf 33 %, die deutschen Speicher auf 22 % und damit auf den niedrigsten Stand für diese Jahreszeit seit Beginn der Aufzeichnungen. Bei einem Verbrauch entsprechend der Fünf-Jahresnorm konnten die deutschen Speicher bis Ende März auf rund 15 % fallen, bei einem sehr kalten März sogar auf 5 %. Gleichzeitig bot der Sommer-Winter-Spread keinen ausreichenden wirtschaftlichen Anreiz für die Wiederbefüllung der Speicher.

Die kurzfristigen Gaspreise gingen dennoch weiter zurück. Der THE-Frontmonat sank zwischenzeitlich auf 31,89 € und damit um 11 % gegenüber dem vorherigen Update. Ausschlaggebend waren mildere Temperaturprognosen, sinkende US-Gaspreise und eine Erholung der US-LNG-Produktion. Das Frontjahr bewegte sich dagegen zunächst weitgehend seitwärts bei 28,40 €. Sorgen vor einer militärischen Eskalation im Nahen Osten sorgten anschließend wieder für steigende Preise und ließen das Cal27 auf 30,35 € steigen.

Auf der Angebotsseite blieb die Lage vergleichsweise stabil. Die norwegischen Pipelineflüsse hielten sich trotz des Ausfalls eines Gasfeldes auf einem robusten Niveau. Auch die US-LNG-Lieferungen blieben hoch, da der europäische Markt gegenüber Asien attraktiv war. Zusätzlich stützte die Erwartung eines weiteren Ausbaus der LNG-Exportkapazitäten in den USA und Kanada die Versorgungsperspektive. Preisunterstützend wirkte dagegen die Verzögerung der geplanten North-Field-East-LNG-Erweiterung in Katar bis Ende 2026.

März



Die Energiemärkte starteten nach der Eskalation im Nahen Osten mit deutlichen Preisaufschlägen. Im Mittelpunkt stand die faktische Schließung der Straße von Hormus, über die rund 20 % der weltweiten LNG-Mengen transportiert wurden. Zusätzlich wurde mit Ras Laffan die größte LNG-Anlage der Region aus Sicherheitsgründen heruntergefahren. Die Aussicht auf eine militärische Absicherung der Energielieferungen durch die USA, einen staatlichen Versicherungsschutz sowie mögliche Verhandlungen zwischen Iran und den USA sorgten zwischenzeitlich für Entspannung.

Der Frontmonat am THE stieg zeitweise von rund 32 €/MWh auf bis zu 65 €/MWh und verdoppelte sich damit innerhalb weniger Tage nahezu. Anschließend gab er wieder auf 50,40 €/MWh nach. Das Kalenderjahr 2027 reagierte zunächst deutlich moderater und stieg gegenüber dem vorherigen Berichtsstand um 5,50 €/MWh auf rund 34 €/MWh.

Neben der Geopolitik wirkten fundamentale Faktoren zunächst preisdämpfend. Überdurchschnittlich milde Temperaturen reduzierten die Speicherentnahmen deutlich, in Deutschland wurde teilweise bereits wieder Gas eingespeichert. Die deutschen Speicher waren zu 21 %, die europäischen zu rund 30 % gefüllt. Gleichzeitig erreichten die europäischen LNG-Importe im Februar ein Rekordniveau. Mit dem bevorstehenden Produktionsstart von Golden Pass bauten die USA ihre LNG-Exportkapazitäten weiter aus.

Auch die schwache chinesische LNG-Nachfrage sorgte zunächst für Entlastung. Gründe waren eine geringere Industrieaktivität während der Neujahrsfeiertage sowie die stärkere Nutzung von Pipelinegas aus Russland und Zentralasien und der heimischen Gasförderung. Preisstützend wirkten dagegen rückläufige norwegische Exportnominierungen infolge bestehender und geplanter Wartungsarbeiten. Mit der Abschaltung von Ras Laffan verschärfte sich die Angebotssituation erheblich. Die Anlage benötigte mindestens zwei Wochen für einen Neustart und weitere zwei Wochen, um wieder die maximale Kapazität zu erreichen. Die fehlenden LNG-Mengen aus dem Nahen Osten erhöhten gleichzeitig die Herausforderungen für die Wiederbefüllung der europäischen Speicher.

Zudem weitete sich der Preisabstand zwischen dem asiatischen und europäischen Markt deutlich aus. Die höheren asiatischen Preise erhöhten den Anreiz, flexible LNG-Ladungen nach Asien umzuleiten. Europa war jedoch auf kontinuierlich hohe LNG-Importe angewiesen, um die Speicher während des Sommers ausreichend zu befüllen. Zusätzlich erhöhte die russische Drohung mit einem Gaslieferstopp nach Europa die Unsicherheit.

Geopolitische Einflussfaktoren

Im weiteren Verlauf verschärfte sich die geopolitische Lage erneut. Der Schiffsverkehr durch die Straße von Hormus blieb stark eingeschränkt, während Angriffe auf Tanker und mögliche Verminungen die Risiken für Energietransporte erhöhten. Hinzu kamen Angriffe auf ein bedeutendes, von Iran und Katar betriebenes Gasfördergebiet sowie iranische Vergeltungsschläge gegen Gasanlagen in der Golfregion.

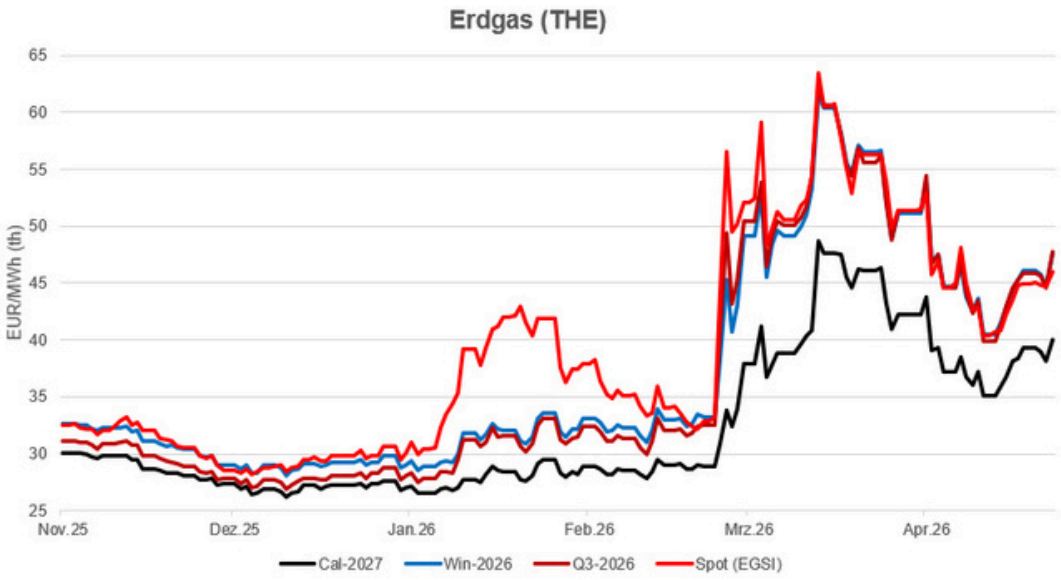
Diese Entwicklung wirkte sich zunehmend auf die längerfristigen Gaspreise aus. Das Frontjahr am THE stieg innerhalb von zwei Wochen um 15,50 € auf 48 €.



Die fundamentale Versorgung Europas blieb zunächst vergleichsweise stabil. Die Pipelineflüsse aus Norwegen verliefen weiterhin ohne größere Störungen, gingen aufgrund geplanter Wartungsarbeiten jedoch zurück. Für April war mit einer deutlichen Zunahme dieser Wartungsarbeiten zu rechnen. Gleichzeitig schwächte sich die LNG-Versorgung Europas ab, da mehrere US-Ladungen nach Asien umgeleitet wurden. Aufgrund der höheren asiatischen Preise wurde auch für den Sommer mit geringeren LNG-Mengen für Europa gerechnet.

Die milden Temperaturen reduzierten dagegen sowohl die LNG-Ausspeisungen als auch die Entnahmen aus den europäischen Gasspeichern. Die deutschen Speicher stabilisierten sich bei rund 22 %, die europäischen bei 29 %. Gleichzeitig ging die industrielle Gasnachfrage als Reaktion auf den Angebotsschock weltweit zurück.

April



Auch fünf Wochen nach Beginn des Irankrieges blieb die Lage am Persischen Golf angespannt. Der Schiffsverkehr auf der Straße von Hormus war wegen der Gefahr iranischer Raketenangriffe und möglicher Wasserminen stark eingeschränkt. Gleichzeitig blieb das Ausmaß der Schäden an der Energieinfrastruktur unklar. Dadurch bestand das Risiko, dass die Gaspreise auch nach einem Kriegsende erhöht blieben, bis beschädigte Terminals wieder vollständig arbeiteten und sich der Tankerverkehr normalisierte.

Trotz der geopolitischen Risiken beruhigte sich der Terminmarkt zunächst. Das Frontjahr am THE sank innerhalb von zwei Wochen um mehr als 10 % auf rund 41 €. Die Aussicht auf eine mögliche Einigung zwischen den USA und dem Iran sowie wärmere Temperaturen in Europa reduzierten die Risikoprämien und die erwartete Heizgasnachfrage.

Problematisch blieb die Wiederbefüllung der europäischen Gasspeicher. Die Sommerpreise für Gas lagen über den erwarteten Preisen für den Winter 2026/27, wodurch eine wirtschaftliche Einspeicherung erschwert wurde. Damit nahm auch der politische Handlungsdruck zu, um ausreichend gefüllte Speicher für die nächste Heizperiode sicherzustellen.

Waffenstillstand entpannt Gasmarkt
Die Ankündigung eines zweiwöchigen Waffenstillstands Ende April 2026 sorgte für Entspannung. Der Frontjahreskontrakt am THE fiel zunächst auf rund 36 €. Die USA und der Iran prüften eine Verlängerung der Waffenruhe, um die Verhandlungen über die Öffnung der Straße von Hormus und das iranische Atomprogramm fortzusetzen.

Auf der Angebotsseite standen weiterhin umfangreiche LNG-Mengen aus den USA zur Verfügung. Gleichzeitig gingen die norwegischen Gaslieferungen aufgrund von Wartungsarbeiten deutlich zurück. Weitere Arbeiten an Gasfeldern begrenzten die Exporte zusätzlich. Die deutschen Speicher wurden unterdessen wieder befüllt und erreichten zunächst einen Füllstand von 24 %.

Milde Temperaturen und eine zunehmende Sonnenscheindauer reduzierten sowohl den Gasbedarf zum Heizen als auch zur Stromerzeugung. Zusätzlich war die Verstromung von Kohle wirtschaftlich attraktiver, was die Gasnachfrage weiter verringerte. Kühlere Temperaturen sowie eine schwächere Wind- und Solarstromerzeugung konnten diesen Effekt zwischenzeitlich wieder abschwächen und die Gaspreise stützen.



Auch die Energiepolitik reagierte auf die veränderte Versorgungssituation. CDU, CSU und SPD beschlossen, das heimische Energieangebot auszubauen und Abhängigkeiten zu reduzieren. Neben einem stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien sollte auch die inländische Gasförderung vorangetrieben werden. Die EU-Kommission plante außerdem, staatliche Zuschüsse für die Brennstoffkosten von Gaskraftwerken zu prüfen, um die wirtschaftlichen Folgen des Iran-Konflikts abzufedern.

Im weiteren Verlauf veränderte sich die geopolitische Ausgangslage kaum. Teheran machte die Aufhebung der US-Seeblockade zur Voraussetzung für Friedensgespräche, während die Straße von Hormus blockiert blieb. Eine Einigung konnte sich dadurch über Wochen oder Monate hinziehen. Selbst im Fall einer Verständigung blieb mit erhöhten Preisen zu rechnen, da beschädigte Gasinfrastruktur zunächst repariert werden musste und Ersatzlieferungen nicht in ausreichendem Umfang verfügbar waren.

Entsprechend zog das Kalenderjahr 2027 am THE wieder an und erreichte rund 40 €, knapp 4 € mehr als zwei Wochen zuvor. Gleichzeitig verbesserte sich die fundamentale Versorgungslage etwas. Ein Großteil der umfangreichen norwegischen Wartungsarbeiten endete und die Exportnominierungen stiegen wieder. Weitere Wartungen im Mai begrenzten die Pipelineflüsse jedoch weiterhin.

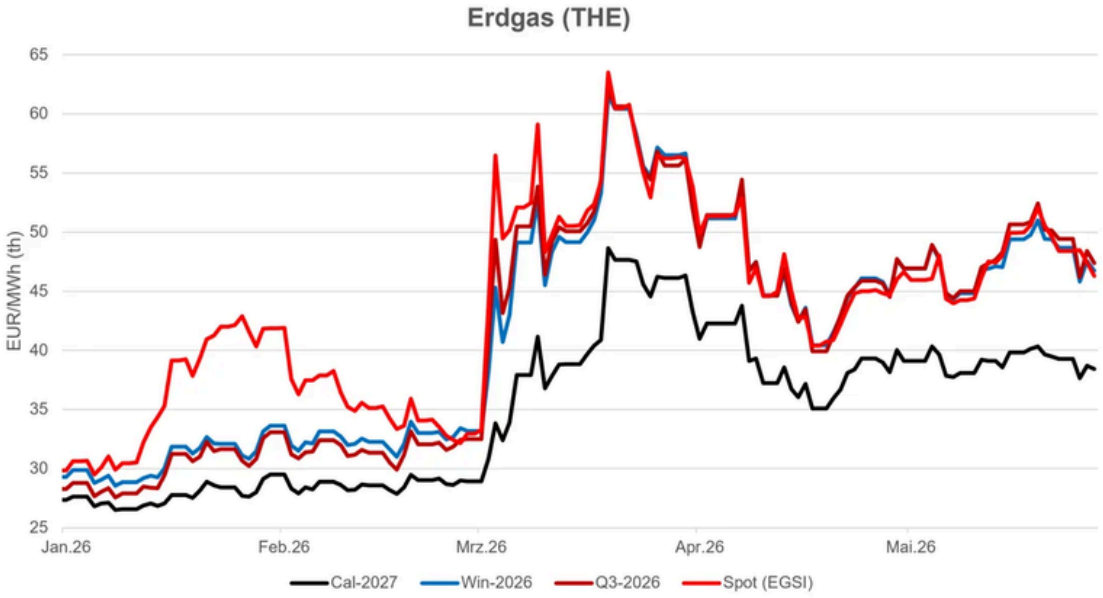
LNG-Terminal kann Knappheit nicht ausgleichen

Zusätzlich nahm das US-LNG-Terminal Golden Pass mit der Verladung seines ersten Tankers den Betrieb auf. Die zusätzlichen Mengen konnten die strukturelle Knappheit jedoch nur begrenzt ausgleichen. Für eine Befüllung der europäischen Speicher auf 90 % vor dem Winter waren dauerhaft hohe LNG-Importe erforderlich, während die tatsächlichen Importmengen darunter lagen. Die deutschen Speicher erreichten lediglich 25 %. Die milde Witterung reduzierte allerdings den Heizbedarf und unterstützte weitere Einspeicherungen.

Im März 2026 importierte die EU mit rund 25 TWh eine Rekordmenge russischen LNGs. Mit dem Embargo für kurzfristige LNG-Verträge ab dem 25. April und dem vollständigen Embargo ab Januar 2027 fiel diese zusätzliche Bezugsquelle schrittweise weg. Gleichzeitig standen im Mai Wartungsarbeiten an mehreren französischen LNG-Terminals an.

In Asien blieb die Nachfrage zunächst verhalten. China importierte weniger LNG, setzte verstärkt auf Kohle und nutzte das hohe Preisniveau für Weiterverkäufe. Gleichzeitig kehrten andere asiatische Marktteilnehmer auf den Spotmarkt zurück. Der steigende Kühlbedarf in Asien und die notwendige Speicherbefüllung in Europa erhöhten damit für den Sommer den Wettbewerb um verfügbare LNG-Lieferungen.

Mai



Die Erdgaspreise an den europäischen Terminmärkten blieben auf einem hohen Niveau. Der Frontmonat am PEGAS THE notierte bei rund 47 €, während das Frontjahr 2027 bei etwa 39 € lag. Zwischenzeitlich stieg der TTF-Frontmonat nach erneuten Angriffen der USA auf den Iran auf rund 48 €. Auch der PEGAS-Frontmonat Juni 2026 bewegte sich mit etwa 48 € auf erhöhtem Niveau, während das Frontjahr seit Monatsbeginn weitgehend seitwärts verlief.

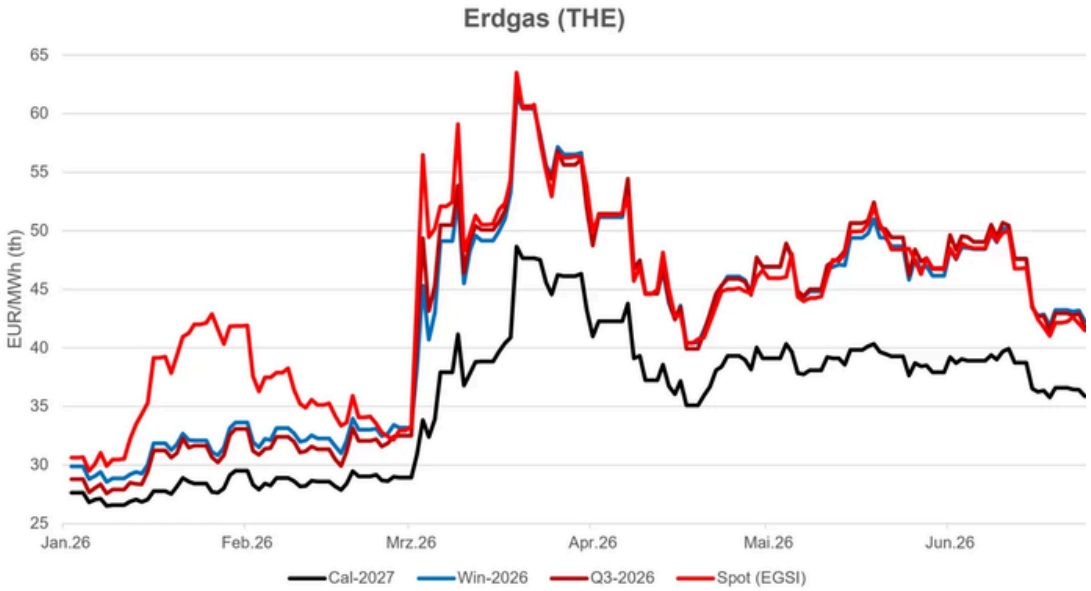
Der wichtigste Einflussfaktor blieb der Konflikt im Nahen Osten und die anhaltende Blockade der Straße von Hormus. Dadurch konnten keine LNG-Mengen aus Katar und den Vereinigten Arabischen Emiraten über die Route exportiert werden. Ein wesentlicher Teil des globalen LNG-Angebots fehlte damit am Markt. Erneute Angriffe der USA und Israels auf den Iran sowie iranische Gegenangriffe auf US-Stützpunkte verschärften die geopolitischen Risiken zusätzlich.

Neben der geopolitischen Lage stützte auch die kühlere Witterung in Europa die Gaspreise. Unterdurchschnittliche Temperaturen erhöhten kurzfristig die Nachfrage und verlangsamten gleichzeitig die Einspeicherung in die Gasspeicher. Der deutsche Speicherfüllstand lag zunächst bei 27,2 % und später bei rund 30 %, weiterhin auf einem niedrigen Niveau.

Die Wiederbefüllung der Speicher blieb wirtschaftlich schwierig. Der negative Winter-Sommer-Spread bot Gasspeicherbetreibern und Händlern nur geringe marktwirtschaftliche Anreize für zusätzliche physische Einspeicherungen. Gleichzeitig verschärfte der Wettbewerb zwischen Europa und Asien die Situation am LNG-Markt. Höhere Deckungsbeiträge für US-LNG-Lieferungen nach Asien erhöhten das Risiko, dass flexible Ladungen Europa nicht erreichten und stattdessen nach Asien umgeleitet wurden. Weitere Unsicherheit entstand durch anstehende Wartungsarbeiten an norwegischen Produktions- und Exportanlagen. Einschränkungen der norwegischen Gasflüsse konnten das physische Angebot in Deutschland und Europa zeitweise reduzieren. Bislang blieben die norwegischen Lieferungen trotz der laufenden Wartungen jedoch stabil.

Preisdämpfend wirkten neben den stabilen norwegischen Gasflüssen vor allem die schwache Industrienachfrage in Europa und die hohe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dadurch ging die Nachfrage nach Erdgas zur Stromerzeugung zeitweise zurück. Insgesamt reagierten die Gaspreise weiterhin empfindlich auf die Entwicklung des Nahostkonflikts und Veränderungen der US-Außenpolitik.

Juni



Die Erdgaspreise an den europäischen Terminmärkten stabilisierten sich zunächst auf hohem Niveau. Der PEGAS-Frontmonat Juli 2026 stieg innerhalb von zwei Wochen leicht auf rund 50 €. Auch das Frontjahr legte zu und notierte bei etwa 40 €. Der Markt entwickelte sich damit zunächst neutral bis leicht bullish. Bestimmender Faktor blieb die Eskalation im Nahen Osten. Erneute militärische Auseinandersetzungen zwischen den USA und dem Iran sowie iranische Gegenschläge auf US-Stützpunkte in Jordanien, Kuwait und Bahrain erhöhten die Unsicherheit an den Energiemärkten. Zusätzliche Risiken entstanden durch die zwischenzeitliche Sperrung der Straße von Hormus, die Befürchtungen über Einschränkungen der globalen Energieversorgung verstärkte.

Auch die fundamentalen Faktoren stützten die Preise. Die norwegischen Gasexporte gingen aufgrund ungeplanter Ausfälle und laufender Wartungsarbeiten zurück. Gleichzeitig lagen die europäischen Gasspeicherstände weiterhin deutlich unter dem Vorjahresniveau. Eine schwache Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhöhte zeitweise den Bedarf an konventioneller Stromerzeugung und damit auch die Nachfrage nach Erdgas. Vor diesem Hintergrund plante die Bundesregierung den Aufbau einer strategischen Gasreserve.

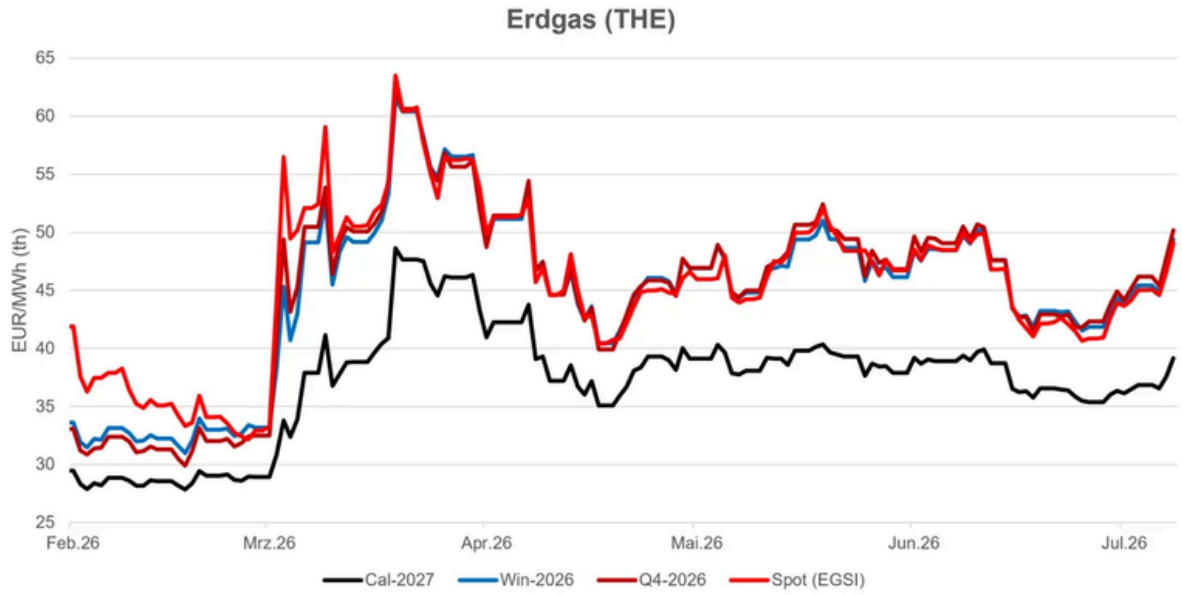
Im weiteren Verlauf änderte sich die Marktrichtung deutlich. Das Frontjahr 2027 fiel von knapp 40 € auf rund 36 €. Der PEGAS-Day-Ahead-Preis notierte zuletzt bei etwa 41 €. Ausschlaggebend war vor allem die geopolitische Entspannung im Konflikt zwischen den USA und dem Iran.

Mit einer Absichtserklärung zur Beendigung der Kampfhandlungen begann eine 60-tägige Verhandlungsphase. Das erzielte Rahmenabkommen ermöglichte die Wiederöffnung der Straße von Hormus. Dadurch konnten LNG-Mengen aus Katar und den Vereinigten Arabischen Emiraten wieder regulär auf die internationalen Märkte gelangen. Das verbesserte die globale Angebotssituation und setzte die europäischen Gaspreise unter Druck.

Die fundamentale Versorgungssituation in Europa blieb dennoch angespannt. Die Gasspeicher wiesen weiterhin niedrige Füllstände auf. Gleichzeitig erhöhte eine Hitzewelle den Strombedarf deutlich und damit auch den Einsatz von Gaskraftwerken. Zusätzliche Gasnachfrage entstand durch die Drosselung mehrerer französischer Kernkraftwerke, da hohe Flusstemperaturen deren Kühlung beeinträchtigten und dadurch mehr Strom aus anderen Erzeugungsquellen benötigt wurde.

Die geopolitische Entspannung und die wieder zunehmenden LNG-Flüsse wirkten jedoch stärker preisdämpfend als die niedrigen Speicherstände und die wetterbedingt höhere Gasnachfrage. Dadurch gingen insbesondere die längerfristigen Gaspreise wieder deutlich zurück.

Juli



Der europäische Erdgasmarkt setzte seinen Aufwärtstrend mit hoher Dynamik fort. Innerhalb weniger Wochen stiegen kurzfristige wie auch längerfristige Gaspreise deutlich. Der THE-Day-Ahead-Preis sprang zunächst von rund 44 € auf 49,80 €. Das Kalenderjahr 2027 stieg zeitweise auf knapp 40 €. Im weiteren Verlauf beschleunigte sich der Preisanstieg: Der Frontmonat August verteuerte sich seit dem vorherigen Marktupdate um mehr als 13 € auf über 63 €, während das Frontjahr auf rund 46 € zulegte.

Haupttreiber blieb die erneute Eskalation des Konflikts zwischen den USA und dem Iran. Nach weiteren iranischen Angriffen auf Handelsschiffe nahmen die USA zuvor angekündigte Lockerungen der Sanktionen gegen iranische Ölexporte zurück. Weitere militärische Auseinandersetzungen sowie die Aufkündigung des Friedensabkommens erhöhten die Unsicherheit zusätzlich.

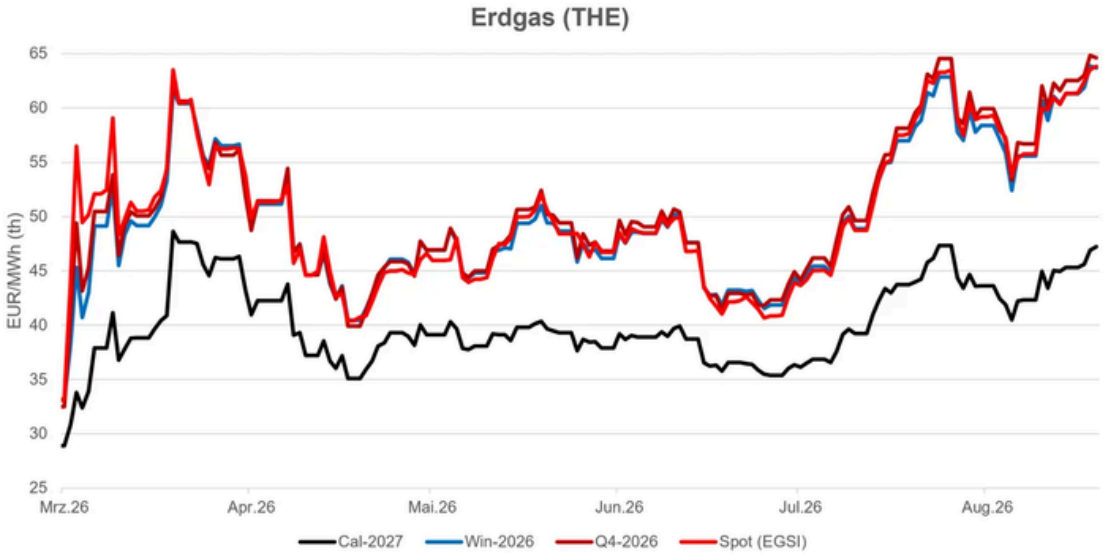
Kritisch entwickelte sich die Lage an der Straße von Hormus. Der Schiffsverkehr kam infolge der erneuten Kampfhandlungen nahezu zum Erliegen. Da die Meerenge eine zentrale Route für den weltweiten Öl- und LNG-Handel darstellte, wuchsen die Sorgen vor Lieferunterbrechungen und höheren Transportkosten. Mögliche Durchfahrtszölle und steigende Versicherungsprämien bildeten zusätzliche Preisrisiken. Gleichzeitig erhöhten Angriffe der Huthi-Milizen auf saudische Öltanker im Roten Meer die Unsicherheit über die globalen Energieflüsse.

Auch die fundamentale Marktlage unterstützte überwiegend höhere Preise. Zeitweise lagen die Temperaturen über dem saisonalen Durchschnitt, während eine unterdurchschnittliche Windstromerzeugung erwartet wurde. Dadurch stieg der Bedarf an gasbefeuerten Kraftwerken zur Stromerzeugung. Im weiteren Verlauf normalisierten sich die Temperaturen, sodass von der Witterung kein außergewöhnlich hoher zusätzlicher Gasbedarf mehr ausging.

Auf der Angebotsseite blieben die europäischen LNG-Importe zwar stabil, lagen jedoch unter dem Vorjahresniveau. Bevorstehende Wartungsarbeiten an US-amerikanischen LNG-Exportanlagen erhöhten die Unsicherheit über die verfügbaren Liefermengen zusätzlich. Auch der internationale Wettbewerb um LNG verschärfte sich. Steigende Gaspreise in Asien erhöhten die Gefahr, dass verfügbare LNG-Ladungen verstärkt in Richtung Asien umgeleitet wurden.

Angespannt blieb auch die europäische Speicherlage. Die deutschen Gasspeicher erreichten einen Füllstand von rund 46 % und lagen damit weiterhin deutlich unter dem Vorjahresniveau. Die niedrigen Speicherstände erhöhten die Abhängigkeit Europas von LNG-Importen und verstärkten die Unsicherheit hinsichtlich einer ausreichenden Befüllung vor dem Winter.

August



Die Erdgaspreise an den europäischen Energiemärkten blieben auf erhöhtem Niveau, zeigten zwischenzeitlich jedoch deutliche Richtungswechsel. Zunächst setzte eine Korrektur ein: Der Frontmonat an der PEGAS fiel innerhalb von zwei Wochen von rund 62 € auf etwa 53 €.

Der wichtigste Einflussfaktor blieb der Konflikt im Iran und die eingeschränkte Nutzung der Straße von Hormus. Die daraus resultierenden Risiken für die internationalen LNG-Lieferketten sorgten für hohe Unsicherheit und Volatilität. Zwar bestand die Aussicht, dass Frachtschiffe die Straße von Hormus wieder passieren konnten, die Unsicherheit über die tatsächliche Versorgungslage blieb jedoch bestehen.

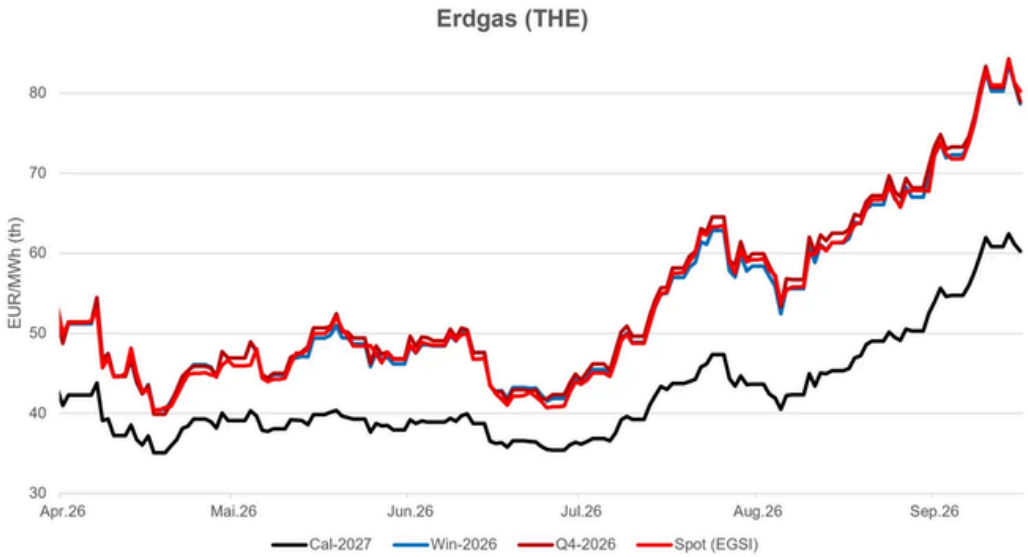
Auch die fundamentale Lage stützte die Gaspreise. Wartungsarbeiten an norwegischen Gasfeldern und Verarbeitungsanlagen reduzierten zeitweise die Verfügbarkeit von Pipelinegas. Gleichzeitig blieben die europäischen Gasspeicher vergleichsweise niedrig. Die deutschen Speicher waren zunächst zu rund 47 % gefüllt und lagen damit leicht unter dem Fünfjahresminimum von etwa 50 % für diesen Zeitpunkt im Jahr. Preisdämpfend wirkte dagegen die überdurchschnittlich hohe Solarstromproduktion, die den Einsatz von Gas zur Stromerzeugung reduzierte.

Nach dem zwischenzeitlichen Preisrückgang drehte der Markt erneut deutlich nach oben. Der PEGAS-Frontmonat stieg von rund 55 € auf etwa 64 €. Gleichzeitig erhöhte sich das Frontjahr 2027 von 42 € auf rund 47 €. Damit wurden große Teile der vorherigen Preisverluste innerhalb kurzer Zeit wieder ausgeglichen. Die geopolitische Unsicherheit blieb der zentrale Auslöser dieser Gegenbewegung. Der Iran-Konflikt und die eingeschränkten Durchfahrtsmöglichkeiten in der Golfregion hielten die Risiken für die LNG-Versorgung hoch. Dadurch blieb der europäische Erdgasmarkt empfindlich gegenüber neuen politischen und militärischen Entwicklungen.

Zusätzliche Preisunterstützung kam von den weiterhin niedrigen Speicherständen. Die deutschen Gasspeicher erreichten zwar 50,1 %, lagen damit aber weiterhin unter dem Fünfjahresminimum von rund 55 %. Europaweit betrug der durchschnittliche Füllstand etwa 61,4 % und unterschritt ebenfalls das entsprechende Fünfjahresminimum. Der notwendige weitere Speicheraufbau erhöhte damit die Nachfrage nach zusätzlichen Gasmengen.

Auf der Angebotsseite verbesserte sich die Situation zuletzt etwas. Mit dem Ende der ungeplanten Wartung an der norwegischen Verarbeitungsanlage Kollsnes und der planmäßigen Wartungsarbeiten an der Anlage Gullfaks nahmen die norwegischen Gasflüsse nach Europa gegenüber der Vorwoche wieder zu. Gleichzeitig bestand weiterhin zusätzlicher Einspeicherbedarf, insbesondere in Deutschland, um die politisch festgelegten Speicherziele zu erreichen.

September



Die Erdgaspreise setzten ihren Aufwärtstrend zunächst deutlich fort. Besonders das Kalenderjahr 2027 verteuerte sich innerhalb von zwei Wochen von 47 € auf über 55 €. Im weiteren Verlauf stieg der Preis nochmals von 55,70 € auf 60,30 €. Der Markt blieb damit klar bullish, auch wenn es zuletzt erste Preisrückgänge und Anzeichen für eine kurzfristige Korrektur gab.

Wesentlicher Preistreiber blieb die angespannte geopolitische Lage im Nahen Osten. Erneute iranische Angriffe auf US-Stützpunkte sowie die anhaltende Unsicherheit rund um wichtige Transportwege wie die Straße von Hormus erhöhten die Risikoprämien. Die geopolitischen Risiken blieben damit ein wichtiger Faktor für die europäischen Gaspreise.

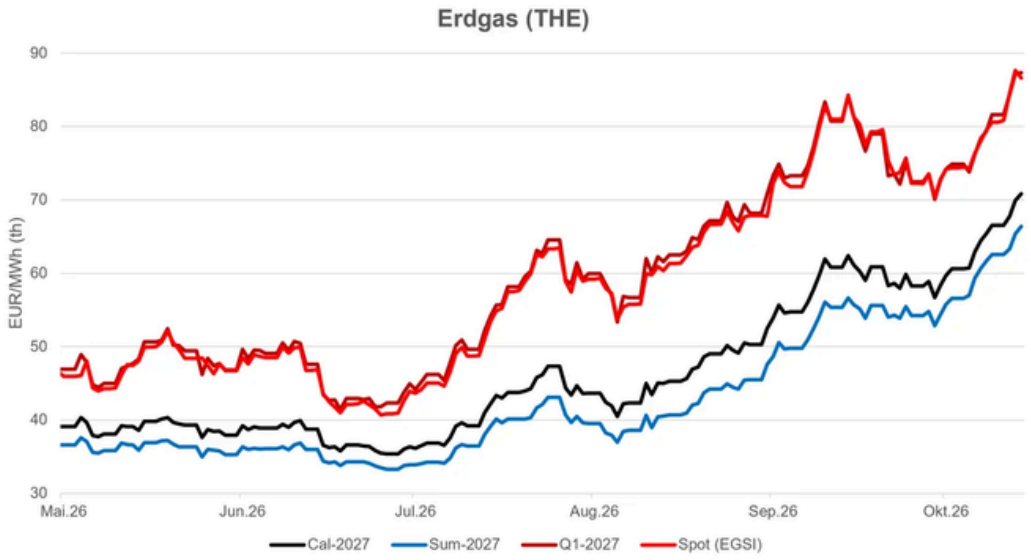
Speicherstände auf niedrigem Niveau
Zusätzlichen Preisauftrieb verursachte die schwache Befüllung der europäischen Gasspeicher. Europa fehlten mehr als 100 TWh Gas, um einen Füllstand von 75 % zu erreichen. Ein Speicherfüllstand von 80 % vor dem Winter blieb zwar technisch erreichbar, die Einspeicherung verlangsamte sich jedoch. Zuletzt wurde EU-weit deutlich weniger Gas eingespeichert als in der Vorwoche, obwohl mit einer stärkeren Befüllung gerechnet worden war. Dadurch blieb insbesondere das deutsche Speicherziel mit Blick auf sinkende Temperaturen ambitioniert und das Risiko niedriger Speicherstände im Winter bestehen.

Gleichzeitig belasteten Wartungsarbeiten und ungeplante Ausfälle an den norwegischen Anlagen Troll und Kollsnes die Versorgung. Die reduzierten Gasflüsse aus Norwegen begrenzten das verfügbare Angebot zusätzlich und unterstützten damit die höheren Preise.

Preisdämpfend wirkten dagegen eine hohe Wind- und Photovoltaik-Stromerzeugung, die den Gasbedarf im Stromsektor verringerte, sowie die Aussicht auf ein steigendes LNG-Angebot aus den USA. Die hohe US-Gasförderung, mildere Wetterprognosen in den Vereinigten Staaten und steigende Gasflüsse zu den LNG-Exportanlagen verbesserten die Angebotsperspektive zusätzlich.

Diese entlastenden Faktoren reichten zunächst nicht aus, um den Einfluss der geopolitischen Risiken, niedrigen Speicherstände und eingeschränkten norwegischen Lieferungen auszugleichen. Nach der kräftigen Preisrally deuteten die ersten Preisrückgänge jedoch auf eine mögliche Korrektur hin. Gleichzeitig waren wesentliche Risiken rund um Wintertemperaturen, Speicherstände und die geopolitische Lage bereits in das höhere Preisniveau eingeflossen.

Oktober



Die Erdgaspreise blieben auf einem hohen Niveau, wobei sich die Aufwärtsbewegung zuletzt deutlich verstärkte. Das Kalenderjahr 2027 am THE gab zunächst leicht nach und notierte bei knapp 59 €. Eine nachhaltige Trendumkehr zeichnete sich jedoch nicht ab, da der Markt die Versorgung für den Winter weiterhin mit einem hohen Risikoaufschlag bewertete.

Preistreibend wirkten vor allem die anhaltenden geopolitischen Unsicherheiten. Die Exporte von Energieträgern durch die Straße von Hormus blieben niedrig und die Einschränkungen bei katarischen LNG-Lieferungen verlängerten sich bis in den Dezember. Damit bestanden weiter erhebliche Risiken für die Versorgung Europas mit LNG. Zusätzliche Nachfrage entstand durch die staatlich angeordnete Einspeicherung von 8 Erdgas. Sie unterstützte einerseits die Gasnachfrage, erhöhte andererseits aber die Versorgungssicherheit für die kommende Heizperiode. Der deutsche Speicherfüllstand lag bei 57,7 %.

Preisdämpfend wirkten deutlich zu warme Temperaturen sowie steigende Gaslieferungen aus Norwegen. Dort standen mehrere Produktionsbeschränkungen vor dem Ende, wodurch sich die Pipelineversorgung verbesserte. Auch eine zunächst schwächere chinesische LNG-Nachfrage reduzierte den Wettbewerb um verfügbare Mengen, da China verstärkt günstiges russisches Gas nutzte.

Im weiteren Verlauf zogen die Erdgaspreise jedoch kräftig an. Das Kalenderjahr 2027 stieg innerhalb von 14 Tagen um rund 12,50 € beziehungsweise 21 % auf etwa 71 €. Noch stärker fiel der Preisanstieg bei kurzfristigen Produkten wie dem Frontmonat und dem ersten Quartal 2027 aus. Die Day-Ahead-Preise erreichten dabei den höchsten Stand seit dem Winter 2022/2023.

Ausschlaggebend war erneut die geopolitische Lage. Nach Angriffen auf Schiffe im Persischen Golf sank ein Containerschiff infolge des Beschusses. Dadurch verstärkten sich die Sorgen vor länger anhaltenden Störungen wichtiger Energietransportrouten und entsprechenden Auswirkungen auf die LNG-Versorgung Europas. Gleichzeitig nahm der internationale Wettbewerb um LNG wieder zu. China kaufte verstärkt Flüssigerdgas, um seine Vorräte vor dem Winter aufzufüllen. Dadurch verschärfte sich die Konkurrenz um verfügbare Lieferungen und erhöhte den Preisdruck für europäische Abnehmer. Zusätzlich bauten Finanzinvestoren ihre Positionen aus und setzten verstärkt auf steigende Gaspreise, was die Aufwärtsbewegung unterstützte.

Etwas Entlastung boten weiterhin robuste Pipeline-Lieferungen aus Norwegen. Auch die Einspeicherung in die europäischen Gasspeicher nahm zu. Die deutschen Speicher erreichten einen Füllstand von rund 60 %, die Speicher in der EU rund 75 %. Beide Werte lagen jedoch weiterhin deutlich unter den jeweiligen Vorjahresständen. Dadurch blieb der Speicherpuffer vor Beginn des Winters vergleichsweise gering.



Ihr Energie Experte für die Immobilienwirtschaft

Serviceleistungen im Überblick

Mehr als 3.000 Kunden aus der Immobilienwirtscha 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, Verbrauchs-analysen 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 Verwaltungs-aufwand .

Transparente undflexible 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 zukun ssicheres 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: geschae skunden@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 Fachver-bände 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 mi 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