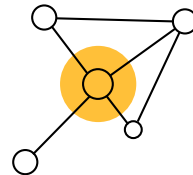
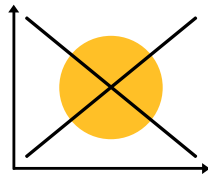
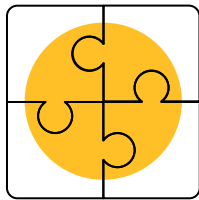
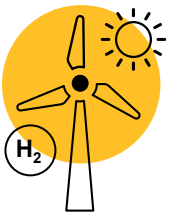


Ausblick auf den europäischen Gasmarkt im Jahr 2026

Niedrige Speicherfüllstände erhöhen die Abhängigkeit von LNG-Importen

Hendrik Diers, Dr.-Ing. Ann-Kathrin Klaas



Energiewirtschaftliches Institut an der
Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

 +49 (0)221 650 853-60

 <https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von:

Hendrik Diers

Dr.-Ing. Ann-Kathrin Klaas

Bitte zitieren als:

EWI (2026). Ausblick auf den europäischen Gasmarkt im Jahr 2026 - Niedrige Speicherfüllstände erhöhen die Abhängigkeit von LNG-Importen.



Verschärfung der Marktdynamik im Januar 2026: Der europäische Gasmarkt startete mit unterdurchschnittlichen Speicherständen (61 %) in das Jahr 2026. Eine zeitgleiche Kältewelle in den USA und Europa löste signifikante Preissprünge am Henry Hub (+70 %) und am TTF (+40 %) Handelsplatz aus.

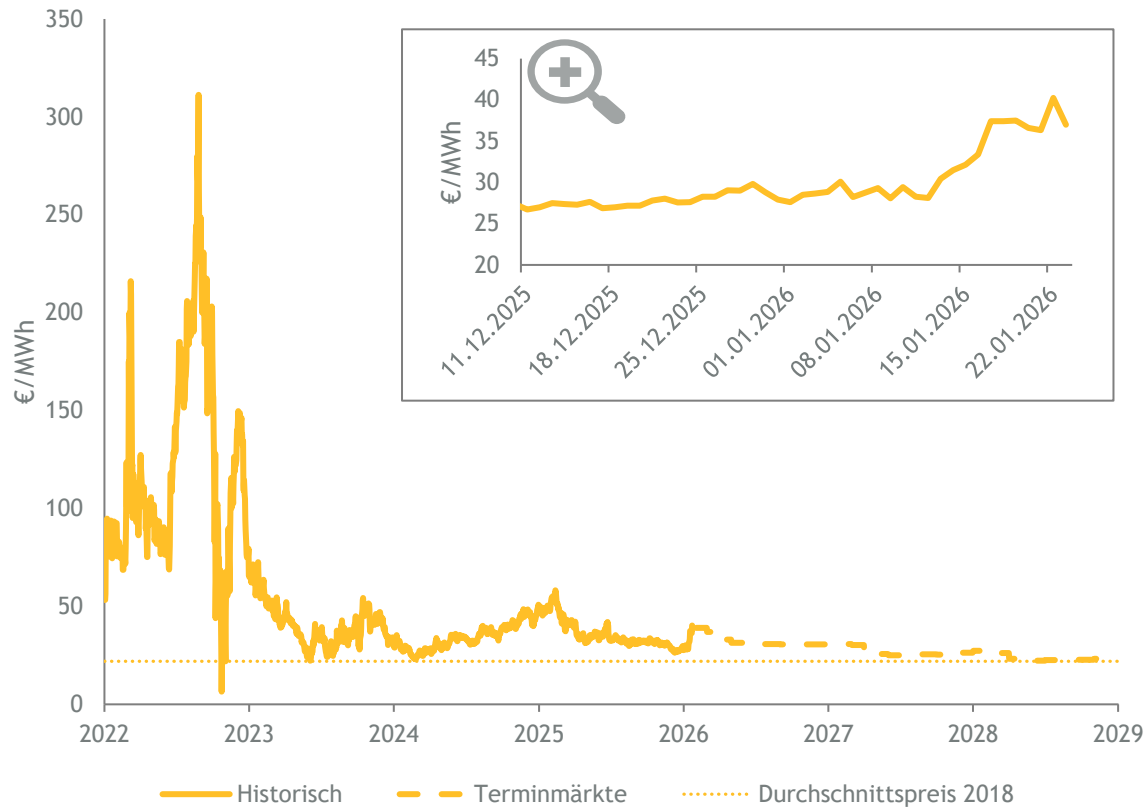
Kritische Rolle der LNG-Auslastung: Für die erste Februarhälfte wird vom ECMWF ein kaltes Klima erwartet. Sollte die Kälteperiode bis Ende März andauern,, müssten die LNG-Terminals ihre Auslastung auf bis zu 90 % signifikant steigern, um einen Speicherstand von 10 % nicht zu unterschreiten. Ein niedriger Speicherstand am Winterende würde eine kontinuierlich hohe LNG-Importauslastung über das gesamte Jahr erfordern, um die Versorgungssicherheit für den Winter 2026/2027 zu gewährleisten.

Preissensitivität und globaler Wettbewerb: Nur etwa 30 % der benötigten europäischen LNG-Mengen sind durch Langfristverträge gesichert. Durch Kapazitätserweiterungen, insbesondere von Exportterminals, sind die benötigten Mengen auf dem Weltmarkt vorhanden. Die Sicherung der für die Befüllung der Speicher notwendigen Spotmarkt-Mengen erfordert eine ausreichende Zahlungsbereitschaft im Wettbewerb mit dem asiatischen Markt.

Geographische Eingrenzung: Die vorliegende Analyse untersucht den europäischen Erdgasmarkt, definiert als die EU-Mitgliedstaaten und das Vereinigte Königreich. Ausgenommen sind Spanien, Portugal, Malta und Zypern. Die Analyse berücksichtigt keine internen Infrastrukturengpässe.

Der Anstieg des Gaspreises im Januar 2026 ist signifikant, das Preisniveau bleibt aber deutlich unter jenem des Gaskrisenjahres 2022.

Preisentwicklung der TTF-Spotmarktpreise und aktueller Terminmarktpreise¹ (Stand: 23. Januar 2026)



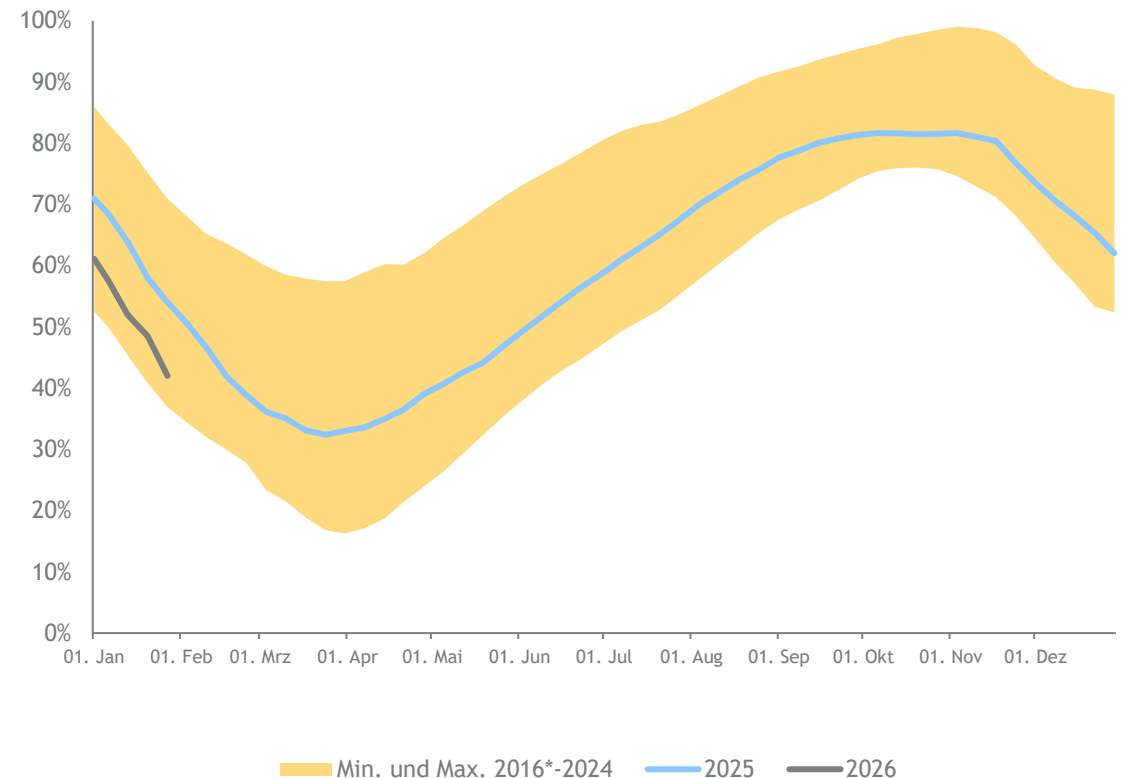
Quelle: [1] EEX.

- Der Preis am Title Transfer Facility (TTF), dem wichtigsten europäischen Handelsplatz, hat sich seit Mitte Januar um zeitweise 40 % gegenüber Ende 2025 erhöht. Dennoch befindet sich das Preisniveau deutlich unter jenem in den Krisenjahren 2022-2023.
- Aufgrund einer strengen Kältewelle in den USA ist der Erdgaspreis am dortigen Henry Hub Handelsplatz mit 70 % noch stärker angestiegen. Durch die Koppelung der Märkte durch LNG sorgte dies für weiteren Preisauftrieb für den europäischen TTF sowie auch für den ostasiatischen Gaspreis Japan Korea Marker (JKM).
- Langfristige Terminmarktpreise deuten auf ein Absinken des Preisniveaus hin. Grund sind unter anderem neue LNG-Exportterminals, die in Betrieb gehen sollen und dadurch das Angebot ausweiten könnten.

Die Speicherfüllstände liegen derzeit auf einem niedrigeren Niveau als in den vergangenen Jahren.

- Im Jahr 2025 wurde von der EU das vorher verpflichtende Speicherfüllstandsziel, welches 90 % zum 1. November vorsah, aufgeweicht³. Es wurde argumentiert, dass durch die starren Vorgaben Marktverzerrungen auftreten können und deshalb Preise übermäßig erhöht würden⁴. Zum 1. November 2025 lagen die aggregierten Speicherfüllstände des europäischen Gasmarkts² bei etwas über 80 %.
- Das Jahr 2026 begann mit einem aggregierten Füllstand von 61 % im europäischen Gasmarkt, was der niedrigste Stand seit 2016, mit der Ausnahme des Krisenjahres 2022, ist. Aktuell liegt der aggregierte Speicherfüllstand bei 45 % (23. Januar).
- Grundsätzlich deckt die Speicherkapazität im europäischen Gasmarkt rechnerisch etwa ein Drittel der winterlichen Gasnachfrage. Die verbleibende Lücke von zwei Dritteln muss zwingend durch Importe (LNG und Pipeline) geschlossen werden. Eigene Produktion deckt lediglich circa 15% des jährlichen Bedarfs.

Aggregierte Speicherfüllstände¹ im europäischen Gasmarkt²



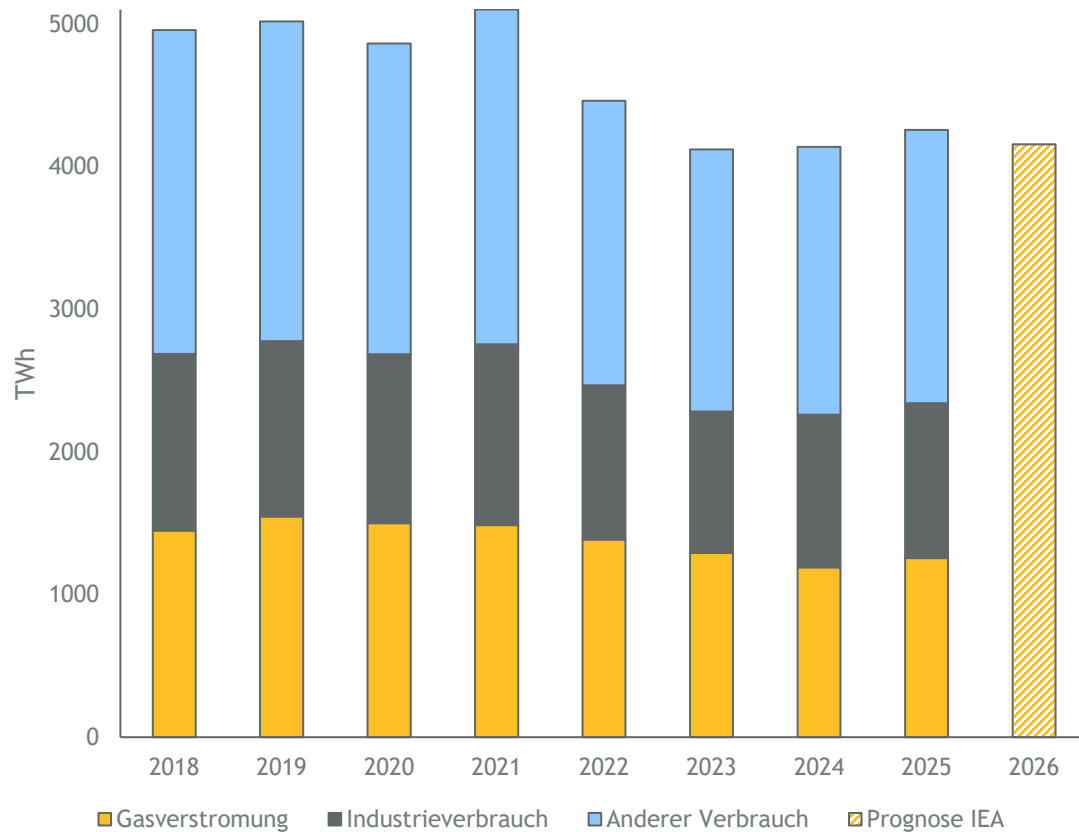
*Füllstände ab Mai 2016.

Dargestellt ist jeweils der durchschnittliche Füllstand einer Kalenderwoche.

Quelle: [1] [GIE](#); [2] EU+UK-ES-PT-MT-CY; [3] [EU \(2025a\)](#); [4] [Frontier Economics \(2025\)](#).

Die Gasnachfrage stabilisierte sich im Jahr 2025, liegt aber weiterhin signifikant unter dem Vorkrisenniveau.

Jährlicher Erdgasverbrauch des europäischen Gasmarktes^{1,2}



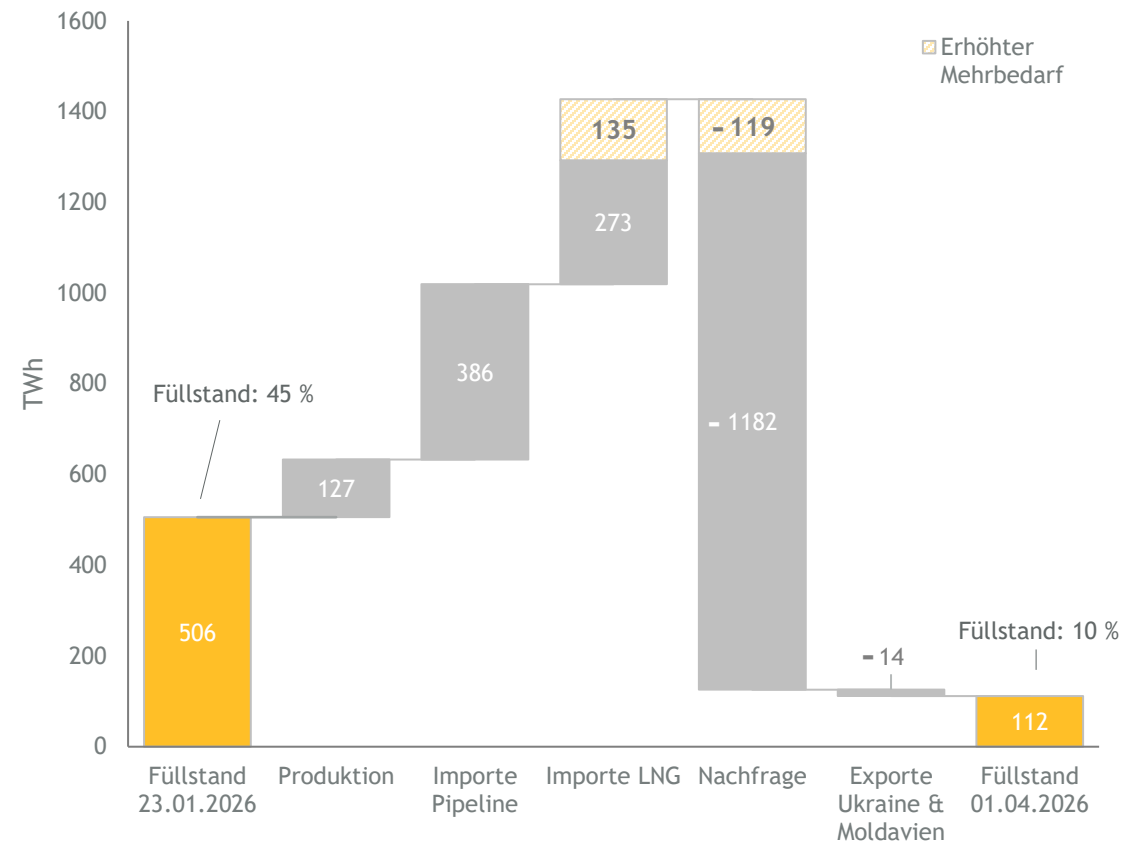
- Die Gasnachfrage verzeichnete 2025 einen Anstieg von rund 3 % gegenüber dem Vorjahr. Maßgeblich hierfür war die schwache Windstromeinspeisung im ersten Halbjahr, die eine verstärkte Erdgasverstromung erforderte³.
- Trotz dieses moderaten Zuwachses verharrt der Gasverbrauch weiterhin auf einem niedrigen Niveau und liegt 16 % unter dem Vergleichswert von 2021.
- Für das Jahr 2026 wird von der IEA ein Rückgang der Nachfrage von circa 2 % erwartet², der durch einen weiteren Ausbau von Erneuerbaren Energieträgern und Effizienzmaßnahmen strukturell begründet wird. Die tatsächliche Gasnachfrage ist jedoch auch maßgeblich von den Wetterbedingungen während der Heizperiode abhängig, sodass die Gasnachfrage bei einem kalten Winter höher ausfallen könnte.

Quellen: [1] Eurostat (2026); [2] IEA (2025a); [3] IEA (2025c) .

EWI-Gasbilanzanalyse: Höhere LNG-Importe sind zur Deckung der Nachfrage nötig, insbesondere bei einem fortlaufend kalten Winter.

- Die EWI-Gasbilanzanalyse schätzt den Speicherfüllstand zum Ende der Heizperiode unter den wesentlichen Unsicherheiten (Wetterbedingungen und LNG-Importe) ab. Für die erste Februarhälfte wird vom ECMWF ein kaltes Klima erwartet¹. Wenn die Temperaturen in der zweiten Februarhälfte und im März milder ausfallen, werden ca. 289 TWh LNG-Importe benötigt, um am Ende der Heizperiode einen Speicherfüllstand von 10 % nicht zu unterschreiten.
- Ein Fortschreiben der durchschnittlichen Auslastung von 62 %, welche in den letzten sechs Wochen beobachtet wurde², würde in Importen in Höhe von 273 TWh resultieren und nicht genügen, um die Nachfrage bis Ende März zu decken.
- Sollte die Kälteperiode bis Ende März andauern, könnte dies die Nachfrage in den drei Monaten um bis zu 119 TWh erhöhen. Um dennoch 10-Prozent-Marke nicht zu unterschreiten, müssen die LNG-Importterminals bis zum Ende der Heizperiode ihre Auslastung auf 90 % steigern, um eine Importmenge von 408 TWh zu erreichen. Unterschreitungen der 10-Prozent-Marke gehen zulasten der Systemsicherheit, da notwendige Risikopuffer entfallen.

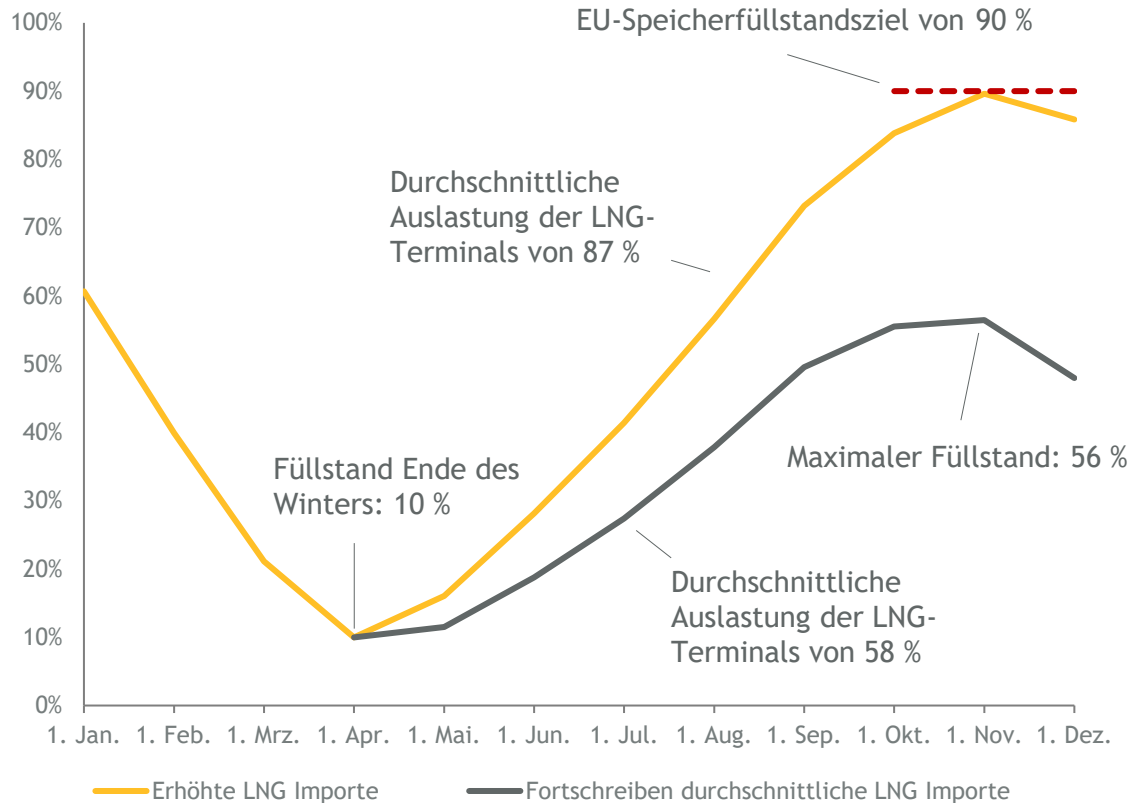
Bilanzanalyse des europäischen Gasmarktes im Frühjahr 2026³



Quelle: [1] [ECMWF](#) (2026); [2] Ohne Großbritannien; [3] Annahmen und Methodik im Anhang

Die LNG-Importe müssten deutlich gesteigert werden, um die Speicher für den Winter 2026/27 zu befüllen.

Abgeleitete Speicherfüllstände im europäischen Gasmarkt im Jahr 2026

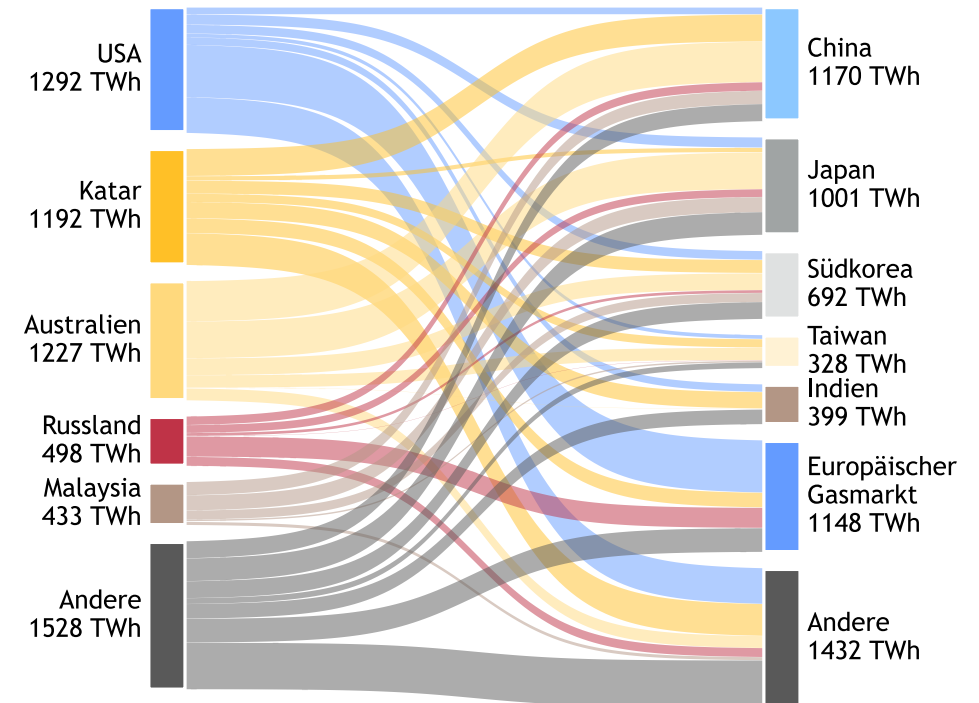


- Die Füllstände der Gasspeicher im europäischen Gasmarkt werden zum Ende der Heizperiode voraussichtlich auf einem niedrigen Level liegen, bei einem kalten Winter bei ca. 10 %.
- Die Befüllung der Speicher für den Winter 2026/2027 würde deutlich höhere Importmengen als jene im Vorjahr 2025 benötigen. Sollte die Auslastung der Importterminals weiterhin im Schnitt 58 % betragen, könnte nur maximal ein aggregierter Füllstand von ca. 56 % zu Beginn der Heizperiode erreicht werden.
- Im Jahr 2025 machten Pipelineimporte in den Europäischen Gasmarkt 1860 TWh aus, vor allem aus Norwegen. Für das Jahr 2026 nehmen wir in dieser Analyse Importe in gleicher Höhe an.
- Für ein Erreichen der EU-Speicherfüllstandsziel von 90 %, welches zwischen dem 1. Oktober und 1. Dezember erfüllt werden soll, ist eine durchschnittliche Auslastung der Importterminals von 87 % ab April nötig. Eine höhere Nachfrage nach LNG in Europa könnte auch einen hebenden Effekt auf den Preis haben. Der LNG-Markt ist somit ein signifikanter Einflussfaktor der Gasbilanz Europas.

Der LNG-Weltmarkt ist auf Angebots- und Nachfrageseite auf wenige Akteure konzentriert, wichtigster Lieferant für Europa sind die USA.

- Die größten LNG-Exporteure auf dem Weltmarkt sind die USA, Katar und Australien, die zusammen 60 % Marktanteil haben.
- LNG wird auf einem globalen Markt gehandelt, auf dem Ostasien am meisten LNG importiert, gefolgt von Europa. Asiatische Marktverhältnisse können dadurch einen Einfluss auf die Preise in Europa haben. Inzwischen sind die beiden Preisindizes JKM & TTF sehr stark positiv korreliert.
- Im Jahr 2024 kamen 47 % der LNG-Importe des europäischen Gasmarktes aus den USA. Russland liefert bis heute LNG in den europäischen Gasmarkt. Im Jahr 2024 kamen 18 % der LNG-Mengen aus Russland. Ein Ende der Lieferungen ist für 2027 vorgesehen².
- Im Jahr 2025 wuchs das LNG-Volumen um circa 1 % und für das laufende Jahr 2026 wird ein Wachstum von 2 % erwartet³. Im Jahr 2026 werden voraussichtlich Exportkapazitäten von circa 610 TWh/a in Betrieb genommen, was preissenkende Effekte haben kann. Bis zum Jahr 2030 sind weitere Kapazitätserweiterung von über 2400 TWh/a geplant, primär in den USA und Katar⁴.

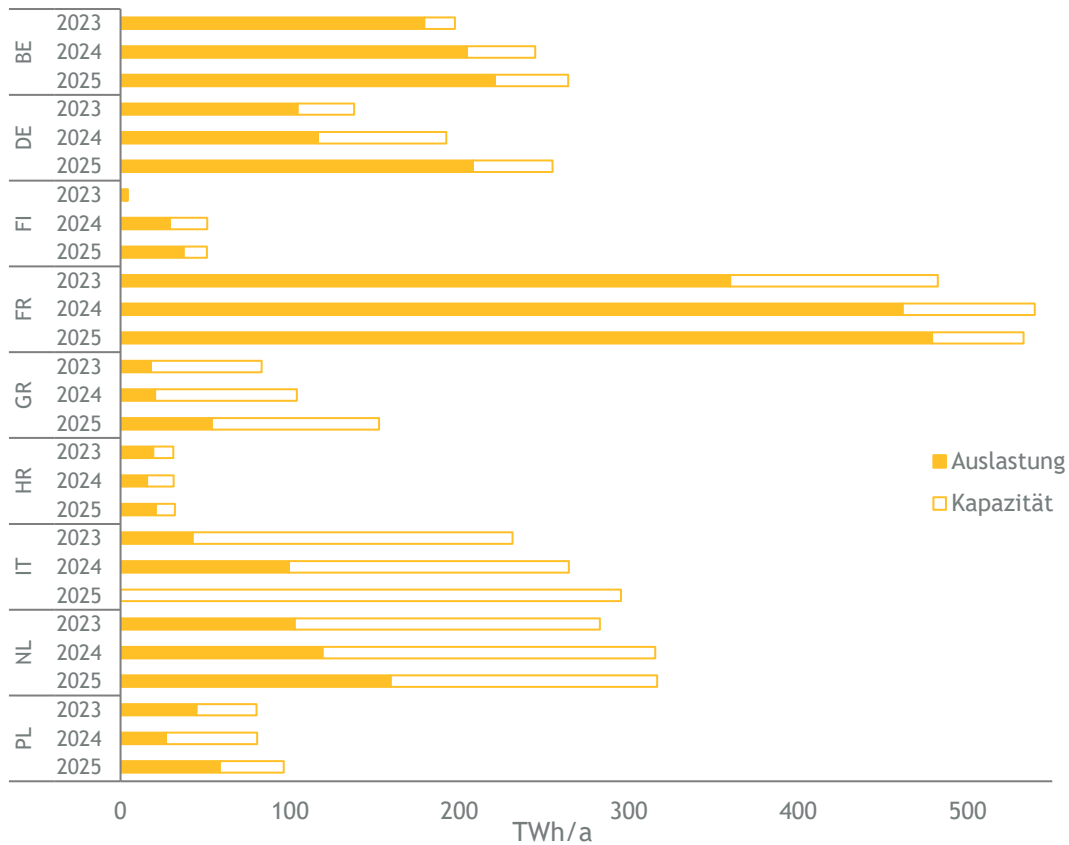
Handelsflüsse des globalen LNG-Marktes in 2024¹



Quellen: [1] [Rystad Energy](#) (2026, eigene Darstellung); [2] [EU](#) (2025b); [3] [IEA](#) (2026), [4] [IEA](#) (2025b).

Durch den Ausbau der europäischen LNG-Importkapazitäten sind die in der Bilanzanalyse ausgewiesenen LNG-Importe umsetzbar.

Kapazität und Auslastung europäischer LNG-Importterminals¹



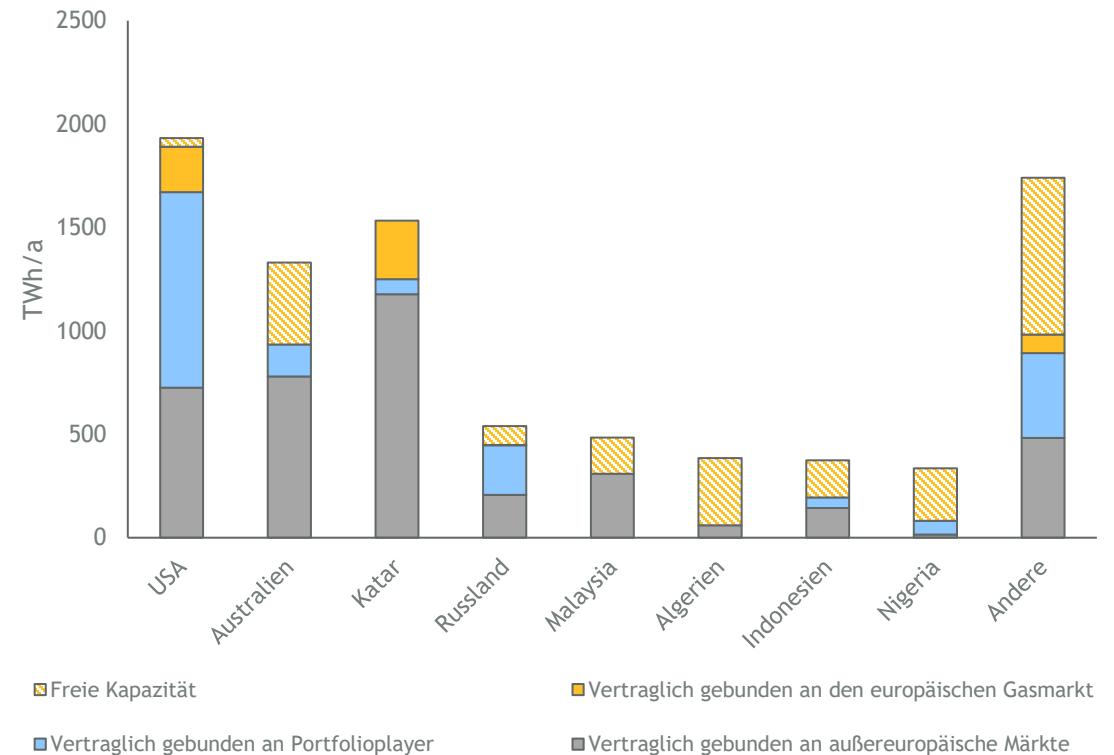
- Ein hoher LNG-Import ist möglich, weil seit Februar 2022 die europäischen LNG-Importkapazitäten bis Ende 2025 um rund 32 % von 1.520 TWh/a auf circa 2.000 TWh/a ausgebaut wurden. Im Laufe des Jahres 2026 sollen weitere 80 TWh/a an Kapazitäten in Betrieb genommen werden.
- Die durchschnittliche Auslastung der Importterminals lag im Jahr 2025 bei 58 %.
- LNG wird in vielen Ländern als flexible Versorgungsquelle genutzt. Hohe Speicherfüllstände und eine reduzierte Nachfrage in den vergangenen Jahren begünstigten Importe unterhalb der Kapazitätsgrenze.
- Für eine Steigerung der Auslastung und dadurch eine Sicherung der Importe ist eine ausreichende Zahlungsbereitschaft notwendig.

Quelle: [1] GIE (2026).

Der Handel von LNG wird von Langfristverträgen dominiert, aber Spotmengen sind ausreichend vorhanden.

- Exportterminals mit Verflüssigungsanlagen sind sehr kapitalintensiv. Zur Risikominderung werden vor einer Investitionsentscheidung gewöhnlich Langfristverträge abgeschlossen, die eine ausreichende Auslastung gewährleisten.
- Rund 74 % der LNG-Exportkapazitäten des europäischen Gasmarkts sind über Langfristverträge an Abnehmer gebunden. In der Vergangenheit wurden über „Destination Clauses“ festgeschrieben, dass die Mengen nur in bestimmten Märkten verkauft werden dürfen. In den vergangenen Jahren haben Portfolioverträge an Volumen zugenommen. In diesen Verträgen wird zwar die Abnahme, aber nicht der Zielmarkt vertraglich geregelt.
- Mit 600 TWh sind circa 30 % der vom europäischen Gasmarkt benötigten jährlichen Nachfragemengen bereits vertraglich gesichert.
- Rund 60 Prozent der Portfolioverträge sind weiterverkauft, vor allem nach Asien. Die anderen 40 % werden dem Spotmarkt zur Verfügung gestellt.¹ Durch eine hohe Zahlungsbereitschaft kann der Europäische Gasmarkt diese Mengen an sich binden.

Weltweite Verflüssigungskapazitäten und vertraglich gebundene Mengen im Jahr 2026¹



Quellen: [1] [Rystad Energy](#) (2026, eigene Darstellung).

Fazit: Die Speicherfüllstände könnten auf ein niedriges Niveau fallen, wodurch hohe LNG-Importe nötig wären.



Kritische Speicherentleerung: Durch eine mögliche Kältewelle und geringer Anfangsbestände könnten die Speicher bis zum Frühjahr stark absinken.



Hohe LNG-Importmengen: Erhöhte LNG-Importe sind die Grundvoraussetzung, um die Speicher für den Winter 2026/27 ausreichend (Ziel: 90 %) zu befüllen. Eine Terminalauslastung auf Vorjahresniveau (58 %) würde lediglich zu einem ungenügenden Füllstand laut aktuellen EU-Vorgaben führen.



Starker LNG-Kapazitätsausbau: Als Folge des Kapazitätsausbau sowohl auf in Europa als auch in den Exportländern steht die nötige Infrastruktur bereit, um die notwendigen Mehrmengen physisch zu realisieren.



Preiseffekt im Spannungsfeld: Die Preisentwicklung ist ungewiss; die hohe lokale Nachfrage zur Speicherbefüllung trifft auf ein zeitgleich wachsendes globales LNG-Angebot. Die erfolgreiche Befüllung hängt weiterhin von der europäischen Preiskonkurrenzfähigkeit gegenüber dem asiatischen Markt ab. Sollte die Kältewelle in den USA andauern, ist mit einer Erhöhung der LNG-Bezugskosten zu rechnen.



Geopolitische Lage: Die Rechnungen der Analyse setzten eine stabile Gasimportmöglichkeiten voraus. Vor dem Hintergrund der geopolitischen Lage wird deshalb in Deutschland vermehrt eine strategische Gasreserve diskutiert. Die für die Einrichtung notwendige Gasmenge würde aufgrund der begrenzten Importkapazitäten mit dem Bedarf zur Einspeicherung in marktlichen Speichern konkurrieren.

■ Nachfrage:

- Die Nachfrageschätzung für den europäischen Gasmarkt und Exporte in die Ukraine und nach Moldawien für den Betrachtungszeitraum basieren auf dem Winter Supply Outlook von ENTSO-G.¹ Für die Nachfrage in der anhaltenden Kälteperiode wird die Nachfrage des Szenarios „Cold Winter“ genutzt, die den extremsten Winter für das System seit 2010/2011 darstellt.
- Für die Monate ab April wurde die Prognose des IEA Midterm Outlook² genutzt und mit dem Profil der Referenznachfrage auf die Monate aufgeteilt.

■ Angebot:

- Inbetriebnahme der Importterminals: South Hook LNG 2 (+59 TWh/a, ab Januar 2026), Zeebrugge 2 (Expansion, +18 TWh/a, ab Mai 2026), Stade LNG 1 (+50 TWh/a, ab Mai 2026), Gate LNG (Expansion, +42 TWh/a, ab September 2026), Venice LNG (+5 TWh/a, ab Dezember 2026), Fos Cavaou 2 (+30 TWh/a, ab Januar 2026)
- Innereuropäische Produktion ist konstant und folgt dem Winter Supply Outlook.
- Keine höheren Mengen aus den übrigen Förderländer, da Förder- oder Pipelinekapazitäten ausgeschöpft sind³, deshalb schreiben wir die Flüsse aus 2025 fort.

■ Einordnung der Annahmen:

- Die hier angestellte Überschlagsrechnung vernachlässigt innereuropäische Netzengpässe (mit Ausnahme des Engpasses zwischen Spanien und Frankreich). In der Realität können bei sehr niedrigen Speicherfüllständen regionale Versorgungslücken auch bei rechnerischer Verfügbarkeit von Gas innerhalb Europas auftreten. Außerdem werden keine Gaslieferungen aus der EU an nicht-EU Länder berücksichtigt.
- Die Variation der Nachfrage im Winter wird maßgeblich durch die Wärmebereitstellung beeinflusst. Sollte der Winter mit einer sehr kalten Witterung einhergehen, kann die Nachfrage im Winter an einzelnen Tagen um bis zu 28 % und über den gesamten Winter gesehen um bis zu 15 % höher liegen.³ Zudem würden in diesem Fall vermutlich die Preise an den Großhandelsmärkten steigen, was Reaktionen der Nachfrage nach sich ziehen würde, was ebenfalls nicht in der Analyse berücksichtigt ist.

Quellen: [1] basierend auf [ENTSO-G](#) (2025) und eigenen Annahmen; [2] [IEA](#) (2025a); [3] basierend auf historischen Flüssen und [Rystad Energy](#) (2026).

- ECMWF (2026): [Sub-seasonal-range forecasts](#).
- EEX (2023): [Spot market data](#) (kostenpflichtiger Datenzugriff).
- ENTSOG (2025): [Winter Supply Outlook 2025/26](#).
- EU (2025a): [Gasspeicherung: Mehr Flexibilität beim Nachfüllen soll helfen Preise zu senken](#).
- EU (2025b): [Commission proposes gradual phase-out of Russian gas and oil imports into the EU](#).
- Frontier Economics (2025): [Das Dilemma der Speicherverpflichtung im Gasmarkt: Ursachen und Optionen für ein optimiertes Marktdesign](#).
- Gas Infrastructure Europe (2023): [Storage Data](#).
- IEA (2025a): [Medium-Term Gas Report 2025](#).
- IEA (2025b): [Global LNG Capacity Tracker](#).
- IEA (2025c): [Electricity Mid-Year Update 2025](#).
- IEA (2026): [Gas Market Report, Q1-2026](#).
- Rystad Energy (2026): [GasMarketCube](#) (kostenpflichtiger Datenzugriff).

JKM Japan-Korea Marker

LNG Liquefied Natural Gas

TTF Title Transfer Facility

TWh Terawattstunden

Preisindex für Erdgas in Ostasien

Englischer Begriff für verflüssigtes Erdgas

Preisindex am Handelsplatz in den Niederlanden

Einheit für Energiemenge