

GAS-VERSORGUNGSSICHERHEITSBERICHT 2026

Berichtsjahr 2025

**UNSERE ENERGIE
VERTRAUT AUF
SICHERHEIT.**



Inhaltsverzeichnis

Einleitung.....	4
1. Der österreichische Gasmarkt im Überblick.....	7
1.1. Gasverbrauch der Endkunden in Österreich.....	7
1.2. Gasaufbringung.....	9
1.2.1. Gasimporte nach Österreich	9
1.2.2. Erdgasproduktion in Österreich	11
1.2.3. Erzeugung von Biomethan in Österreich	12
1.2.4. Entwicklungen am globalen und europäischen LNG-Markt.....	13
1.3. Verhältnis von Angebot und Nachfrage.....	21
1.4. Überblick über die Gasinfrastruktur in Österreich	21
1.4.1. Gasfernleitungsnetz	22
1.4.2. Gasverteilernetz	23
1.4.3. Gasspeicheranlagen	24
1.5. Verfügbarkeit der Infrastruktur: Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1).....	26
2. Präventionsmaßnahmen	28
2.1. Pflichten der Gasversorger zu präventiven Maßnahmen.....	28
2.2. Erhebung zur Einhaltung des Gasversorgungsstandards 2025.....	28
2.3. Weitere Maßnahmen für Endkunden.....	30
2.4. Maßnahmen zu Speicherbefüllung und Erhöhung der Versorgungssicherheit.....	30
2.4.1. Vorgabe von Gasspeicherzielen auf EU-Ebene	30
2.4.2. Maßnahmen zur Speicherbefüllung in Österreich	31
2.4.3. Ergebnis der Maßnahmen.....	32
2.5. Maßnahmen zur Diversifizierung der Gasbeschaffung für österreichische Endkunden	32
2.5.1. Wirtschaftliche Anreize zur Diversifizierung über das Gasdiversifizierungsgesetz.....	33
2.5.2. Monitoring der Diversifizierung: Langfristvorschau der Beschaffung für österreichische Endkunden.....	33
2.6. Maßnahmen in der Infrastruktur.....	34
2.6.1. Sicherstellung der Gasnetzqualität	34
2.6.2. Aus- und Umbau der Gasinfrastruktur	35
3. Maßnahmen im Engpassfall: Energielenkung und Krisenvorsorge im Gasbereich	36
4. Ausblick auf die Winterperioden 2026/27	39
4.1. Analysen der ENTSO-G zur Versorgungslage in der EU	39
4.2. Szenarien für Österreich	40
5. Zusammenfassung.....	43

Abbildungsverzeichnis.....	44
Tabellenverzeichnis.....	45
Abkürzungsverzeichnis.....	46
Quellenverzeichnis	47

Disclaimer:

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird in unseren Texten auf die gleichzeitige Verwendung der Sprachformen männlich, weiblich und divers (m/w/d) verzichtet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für alle Geschlechter und stellen keine Wertung dar.

Einleitung

Historisch betrachtet war Österreich ein Erdgastransitland für russisches Gas in die europäischen Nachbarstaaten. Dies resultiert daraus, dass Erdgastransportleitungen mit sehr hohen Kapazitäten aus dem Osten von Russland, über die Ukraine und über die Slowakei, in Richtung Deutschland (und weiter nach Frankreich), Italien und auch in Richtung Ungarn und Slowenien durch Österreich führen. Über diese Leitungen wurde jahrzehntelang, von verschiedenen europäischen Energieunternehmen, hauptsächlich russisches Erdgas transportiert und so zu den Absatz- bzw. Verbrauchsmärkten in Europa verbracht, wo es dann für verschiedene Zwecke (z.B. Heizwärme, industrielle Prozesswärme, Einsatz als Rohstoff in der chemischen Industrie oder auch zur Stromerzeugung) genutzt wurde. Das österreichische Gasnetz wurde entsprechend den Gasflüssen von Ost nach West ausgebaut und große Speicherkapazitäten sorgten für einen Ausgleich des unterschiedlichen Gasverbrauchs in den Sommer- und Wintermonaten (Abbildung 1).

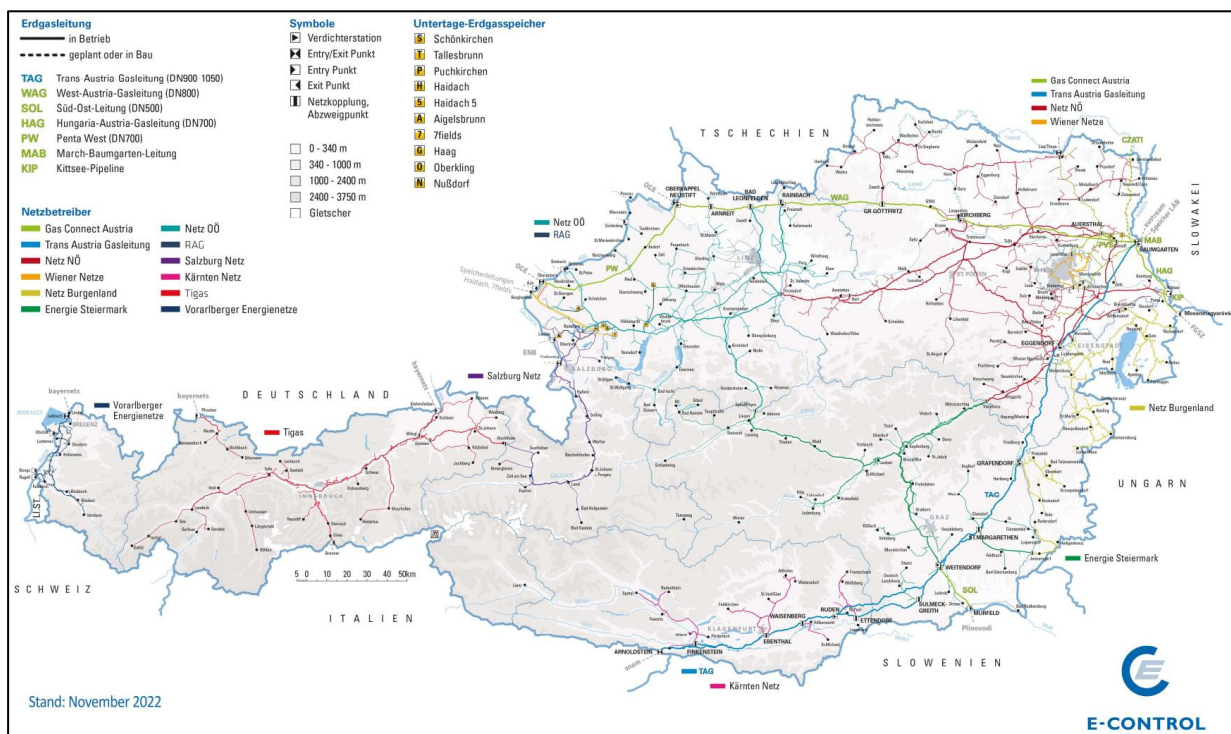


Abbildung 1: Überblick über die Erdgasleitungen und Erdgasspeicher in Österreich, Stand November 2022

Quelle: E-Control, <https://www.e-control.at/industrie/gas/gasnetz>

Die Gasflusssituation hat sich in den letzten Jahren 2022 bis 2025 drastisch geändert. Abbildung 2 zeigt, dass der Anteil der russischen Gaslieferungen in die EU am gesamten Gasimport in die EU von 44,9 % im Jahr 2021 auf 12,5 % im Jahr 2025 gesunken ist.

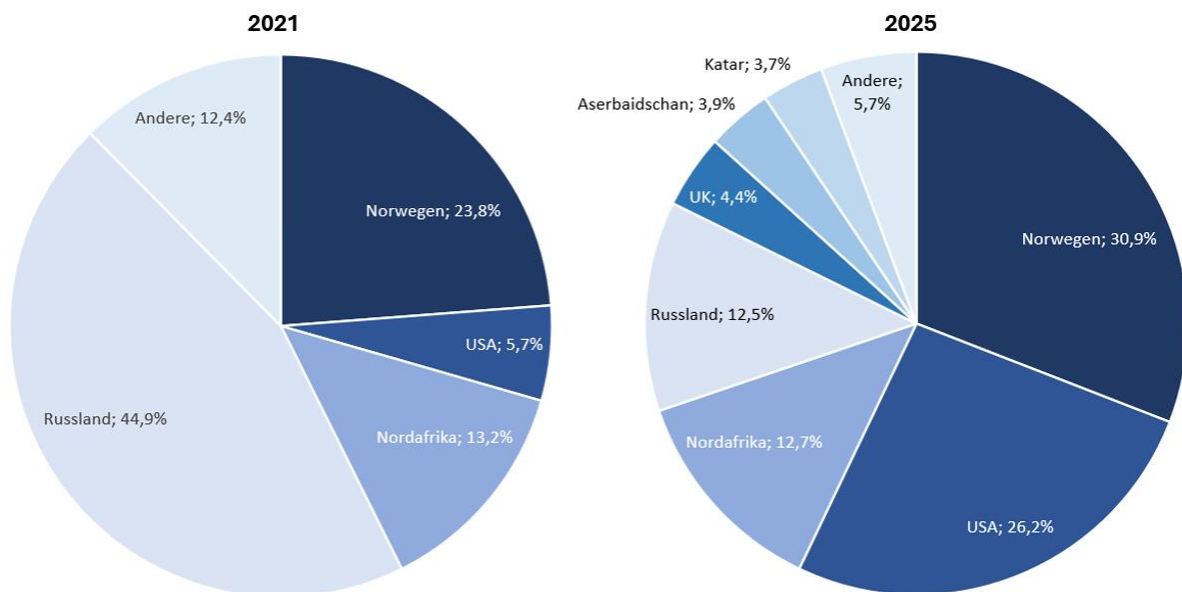


Abbildung 2: Anteil je Herkunftsland am gesamten Gasimport der EU in den Jahren 2021 und 2025
Quelle: Rat der Europäischen Union, Darstellung: E-Control

Die weggefallenen Mengen an russischem Pipelinegas spiegeln sich auch in den Gastransporten über Österreich nach Italien, Deutschland, Ungarn und auch Slowenien wider, die seit 2022 stark gesunken sind. Österreich war 2025 nach wie vor ein Erdgastransitland, aber in einem massiv reduzierten Ausmaß. Diese Entwicklung wiederum hat gravierende Auswirkungen auf die Netztarifstruktur und die Kosten für die österreichischen Gasverbraucher, die durch die deutlich gesunkenen Gasmengen in Österreich bei tendenziell steigenden Kosten der Gasnetze mit erhöhten Netzentgelten konfrontiert sind.

Spätestens seit Beginn des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine im Februar 2022 ist es nun europäischer Konsens, schnellstmöglich die Abhängigkeit Europas von russischen Energielieferungen zu reduzieren bzw. gänzlich auf russische Energielieferungen zu verzichten. Dazu wurden sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene diverse Maßnahmen gesetzt, um dieses Ziel umzusetzen. Durch die Einstellung der Gastransporte über die Ukraine ist Österreich seit 1. Jänner 2025 unabhängig von russischem Erdgas und substituiert die für Österreich erforderlichen Gasmengen durch Importe aus Deutschland und Italien.

Der Ende Februar 2026 von den USA und Israel begonnene Krieg gegen den Iran mit den daraus resultierenden negativen Folgen für Erdgasexporte aus dem Nahen Osten (zB durch die faktische Schließung der Straße von Hormus – eine der wichtigsten Schifffahrtsrouten im Öl- und LNG¹-Bereich und die Zerstörung von Gasinfrastruktur in Katar durch den Iran) wirken sich auf die Großhandelspreise für Erdgas aus – auch in der EU und somit ebenso in Österreich. Ein physischer Versorgungsengpass ist zum aktuellen Zeitpunkt in Österreich nicht gegeben, allerdings ist die Gasbeschaffung für die Befüllung der Gasspeicher in den Sommermonaten preislich herausfordernd.

Die Erstellung dieses Berichts zur Versorgungssicherheit Österreichs im Gasbereich erfolgt gemäß § 28 Abs. 3 E-Control-Gesetz iVm § 27 Abs. 2 EnLG 2012 und basiert auf historischen Daten des Markt- und Verteilergebietsmanagers, der Statistik und des Monitorings der E-Control sowie auf dem nationalen Präventionsplan, den Netzausbauplänen sowie auf Daten der ENTSO-G², von Eurostat und anderen öffentlichen Quellen. Ziel des Berichts ist es, einen Einblick in die Versorgungslage (Aufbringung und Verbrauch), in den Verfügungsgrad der Gasinfrastruktur (Netze und Speicher) und in die Maßnahmen

¹ LNG steht für „liquefied natural gas“. Es handelt sich dabei um verflüssigtes Erdgas – siehe auch Kapitel 1.2.4.

² Link zur Webseite: <https://www.entsog.eu/>, Stand April 2026

zur Sicherung der Gasversorgung im Jahr 2025 und der Winterperiode 2025/26 zu gewähren. Außerdem enthält der Bericht Szenariobetrachtungen zur Versorgung Österreichs in der Winterperiode 2026/27.

Die weitere Entwicklung wird von der Regulierungsbehörde permanent beobachtet und darauf basierend werden auch die Szenariobetrachtungen aktualisiert. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung (Juli 2026) ergibt sich ein positives Gesamtbild zur Gasversorgungssituation für die kommende Wintersaison.

Stand: Juli 2026

1. Der österreichische Gasmarkt im Überblick

Dieses Kapitel zeigt die Entwicklung des Gasverbrauchs in Österreich und die Deckung durch Importe und Inlandsproduktion auf. LNG-Importe haben für den europäischen und österreichischen Gasmarkt seit 2022 stark an Bedeutung gewonnen. Daher enthält dieses Kapitel auch eine ausführliche Analyse zu den Entwicklungen am globalen und europäischen LNG-Markt.

1.1. Gasverbrauch der Endkunden in Österreich

Der Gasverbrauch der Endkunden in Österreich lag 2025 bei 80,41 TWh. Im Vergleich zu 2021 – also vor Beginn des russischen Krieges gegen die Ukraine - mit 96,28 TWh ist der Gasverbrauch in 2025 um 16 % gesunken und auch noch immer deutlich geringer als 2022 (Abbildung 3). Im Vergleich zum Vorjahr ist der Endkundengasverbrauch 2025 allerdings um rund 6 TWh gestiegen.

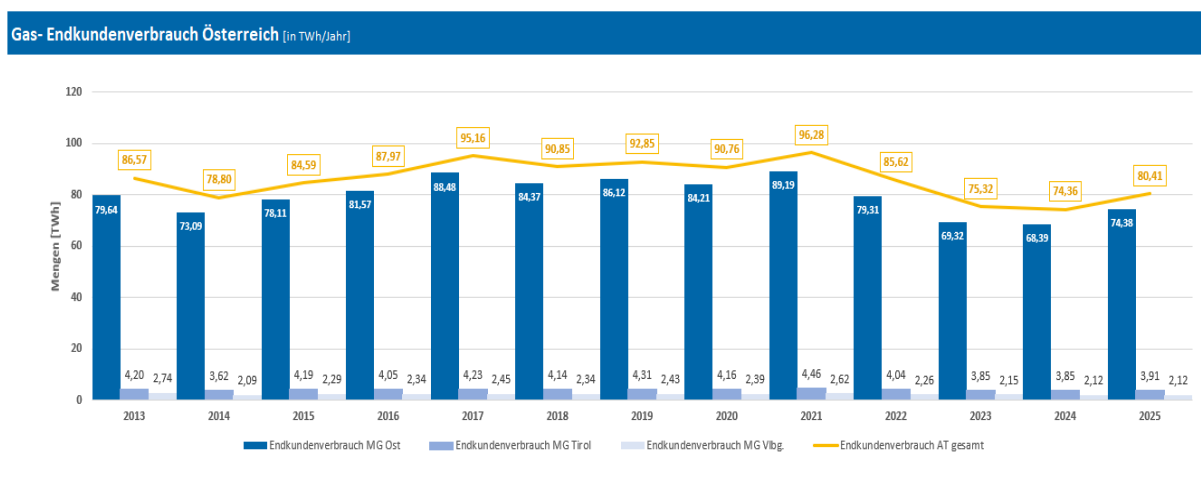


Abbildung 3: Jährlicher österreichischer Gasverbrauch der Endkunden gesamt und in den einzelnen Marktgebieten
Quelle: AGGM, Darstellung: E-Control

Die beobachteten Gasverbrauchsrückgänge in den Jahren 2022 bis 2024 beruhen auf verschiedenen Faktoren. Einerseits waren die Winterperioden eher überdurchschnittlich mild, andererseits haben Endkunden auch bereits auf alternative Energieträger umgestellt oder den Verbrauch aufgrund der relativ hohen Gaspreise reduziert. Der Energieträger Erdgas hat durch die Unsicherheiten hinsichtlich Versorgung und Preisentwicklung an Reputation und auch Wirtschaftlichkeit verloren, somit wird Erdgas nicht nur im Kleinkundenbereich, sondern auch im Industriebereich weiter ersetzt.

Im Jahr 2025 ist der Gasverbrauch wieder gestiegen. Die Gründe dafür sind anhaltend niedrige Temperaturen im Winter und damit einhergehender hoher Heizgaseinsatz sowie hohe Stromerzeugung aus Gaskraftwerken, nachdem die Wasserführung durch wenig Winterniederschlag gering und die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken unterdurchschnittlich war. Dieser Trend setzte sich auch in den ersten Monaten des Jahres 2026 fort (Abbildung 4).

Gas-Endkundenverbrauch Marktgebiete Österreich [in TWh/Monat]

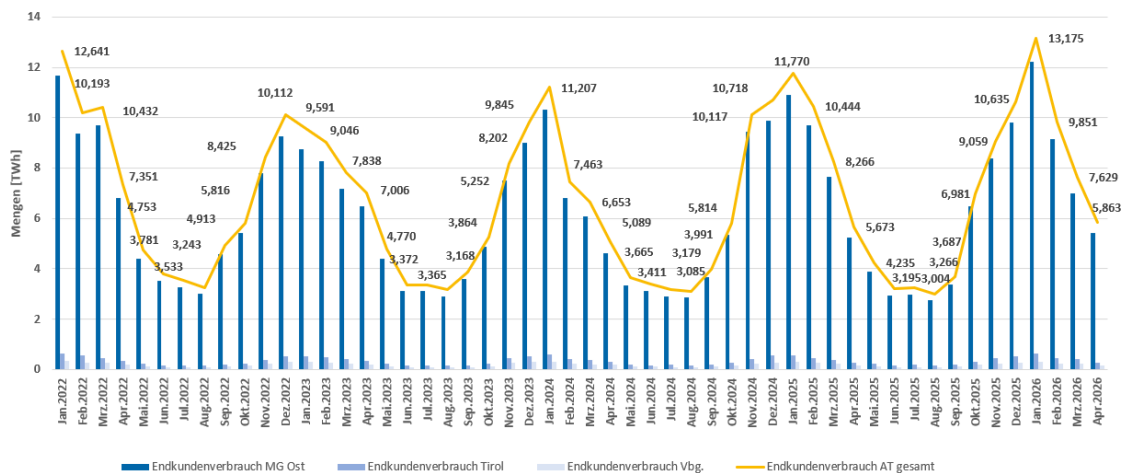


Abbildung 4: Monatlicher österreichischer Endkundengasverbrauch gesamt und der einzelnen Marktgebiete
Quelle: AGGM mit Stand 11. Mai 2026, Darstellung: E-Control

Betrachtet man den Vergleich des tatsächlichen Erdgasverbrauchs im Jahr 2025 mit dem temperaturbereinigten Verbrauch (Abbildung 5), so erkennt man, dass die Verbrauchssteigerung nur zum Teil temperaturbedingt war. Bereinigt man den Jahresgasverbrauch 2025 um die Abweichung zur statistischen Normaltemperatur, so sinkt der Jahresverbrauch von rund 80,41 auf rund 78,89 TWh/a.

Erdgasverbrauch in Österreich 2021 bis 2025 [in TWh/Monat]

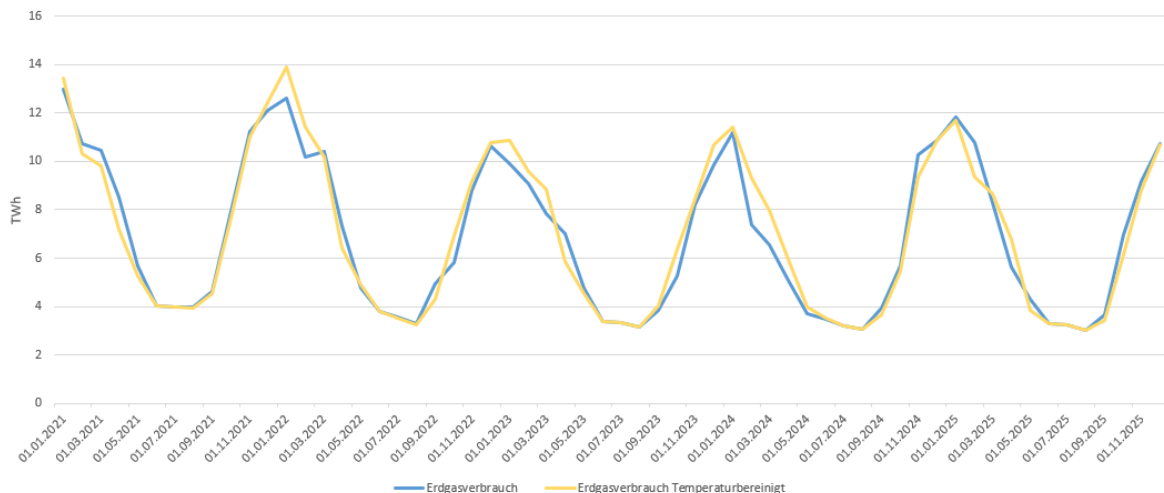


Abbildung 5: Monatlicher Gasverbrauch in Österreich, gemessen und temperaturbereinigt
Quelle: E-Control

Einen großen Anteil am erhöhten Gasverbrauch im Jahr 2025 ist auf den verstärkten Einsatz der Gaskraftwerke zurückzuführen. Im Vergleich zum Jahr 2024 mit rund 14,3 TWh ist der Gasverbrauch der Kraftwerke 2025 auf rund 18,6 TWh gestiegen – also ein Plus von 4,3 TWh. In Abbildung 6 sieht man zum Vergleich den Gasverbrauch der Gaskraftwerke je Monat in GWh.

Gaskraftwerksverbrauch in Österreich 2021 bis 2025 [in GWh/Monat]

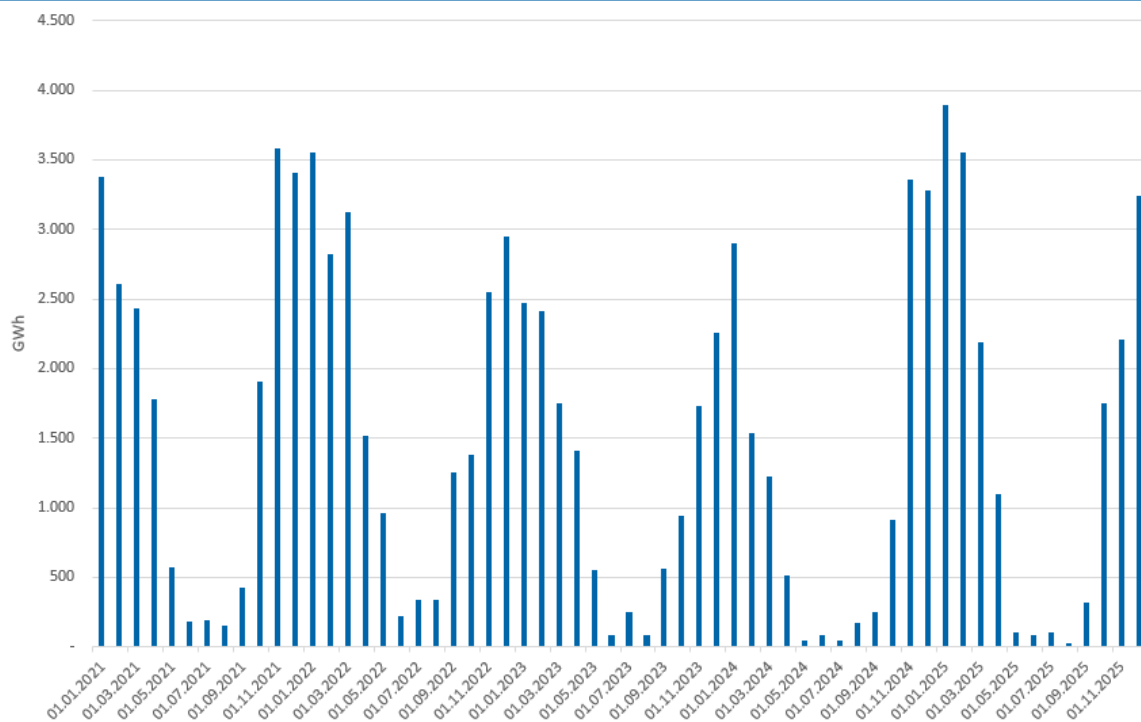


Abbildung 6: Monatlicher Gasverbrauch der Gaskraftwerke in Österreich
Quelle: E-Control

In den Wintermonaten 2024/25 war ein wesentlich höherer Gaskraftwerkseinsatz zu beobachten. Wie oben beschrieben hängt dies mit der geringen Wasserführung und dem somit vergleichsweise geringen Einsatz der Laufwasserkraftwerke zusammen.

1.2. Gasaufbringung

Österreich ist bei der Gasaufbringung für den Endverbrauch von Importmengen aus dem Ausland angewiesen. Ein Großteil dieser Mengen kam im Jahr 2025 über Deutschland und zum Teil auch aus Italien.

Wie im Folgenden beschrieben, können die inländische Gasproduktion und die Biomethanherzeugung den Erdgasbedarf Österreichs auf absehbare Zeit nicht decken, was bedeutet, dass Österreich im Hinblick auf die Gasversorgung ein Importland bleiben wird (der Anteil der Inlandsgasproduktion war in 2025 nur rd. 6 % vom Endkundenverbrauch).

1.2.1. Gasimporte nach Österreich

In Abbildung 7 erkennt man die Schwankungen der Gasflüsse nach und aus Österreich („Entry und Exit“) über die letzten 13 Jahre. Seit 2023 sind die Gasflussmengen durch Österreich massiv gesunken. Im Jahr 2025 sind die Gasflüsse aus dem Osten über Baumgarten gegen null gesunken – es wurde ab Februar 2025 Gas in die Slowakei geliefert. In Arnoldstein wurde erstmals mehr Gas nach Österreich geliefert als von Italien bezogen. Die größten Importe erfolgten 2025 aus Deutschland über Oberkappel und Überackern (Abbildung 7).

Entry/Exit-Gasflüsse im Marktgebiet Ost [in MWh/Jahr]

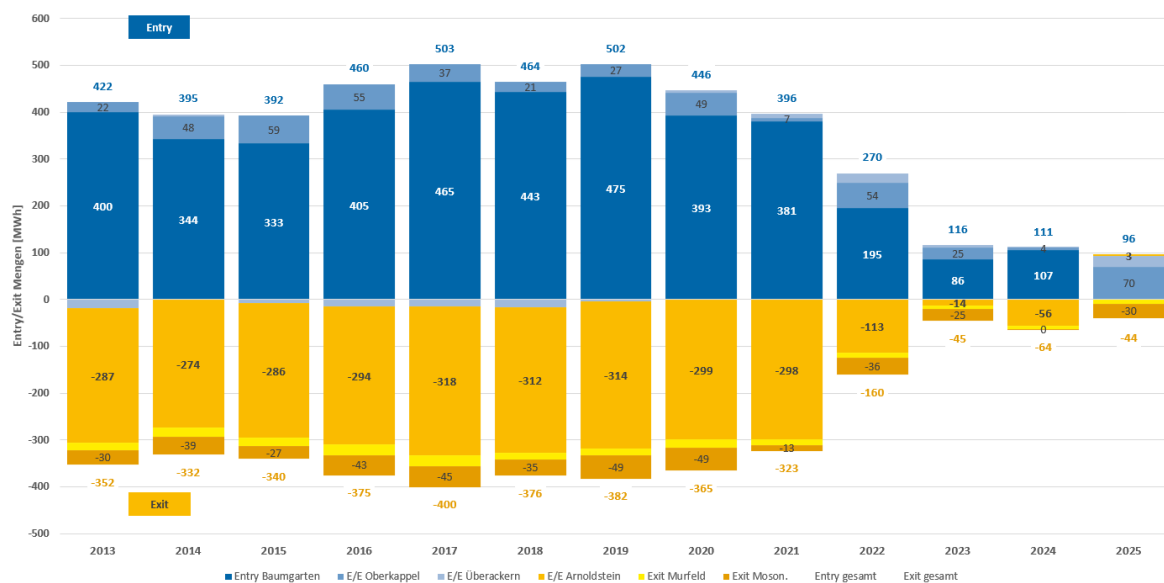


Abbildung 7: Übersicht der Entry- und Exit-Gasflüsse an Grenzübergabepunkten im Marktgebiet Ost
Quelle: AGGM, Darstellung: E-Control

Gas-Import-/Exportsaldo Österreichs [in TWh/Jahr]

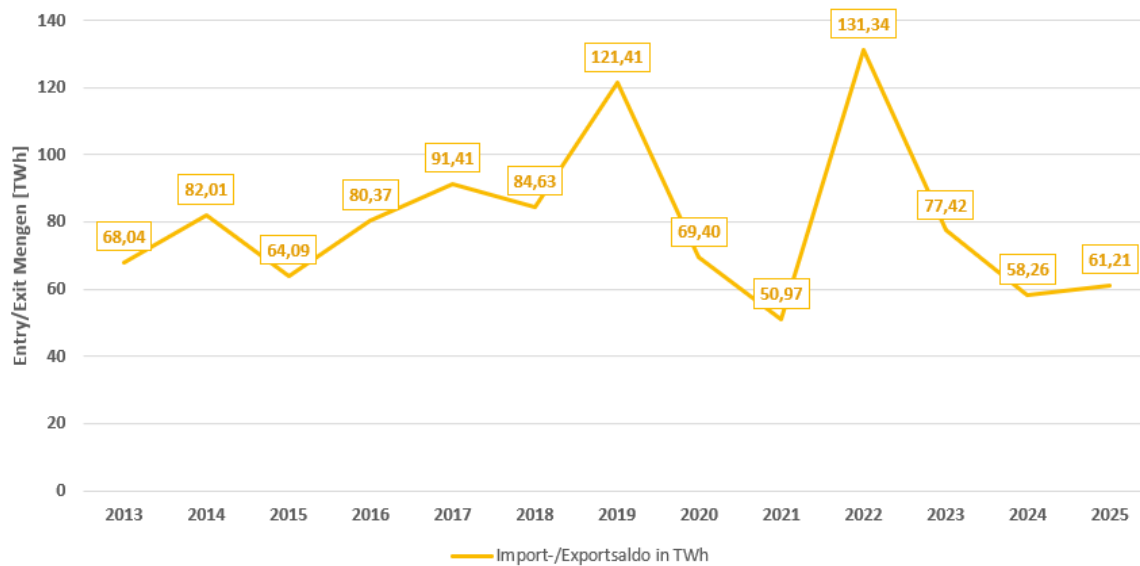


Abbildung 8: Salden der Import-/Exportmengen von Erdgas
Quelle: E-Control

Der Import-/Exportsaldo der Gasflüsse in Österreich ist im Vergleich zum Vorjahr wieder leicht gestiegen, allerdings liegt er noch immer auf niedrigem Niveau (Abbildung 8). Der positive Saldo der Import- und Exportflüsse besagt, dass mehr Gas nach Österreich importiert als exportiert wird. Der Saldo ergab sich aufgrund der generell gesunkenen Gas- und Transitflüssen und aufgrund von bereits umgesetzten staatlichen und auch individuellen versorgungssicherheitsrelevanten Maßnahmen. Die Ausreißer in den Jahren 2019 und 2022 ergaben sich aufgrund hoher Einspeichermengen.

Von fünf Unternehmen wurden 2025 im Rahmen der Datenmeldung gemäß § 8 Abs. 2 Erdgas-Energie-lenkungsdaten-Verordnung 2017 in Summe acht langfristige Bezugsverträge für Österreich mit einem Gesamtvolumen von rund 75,8 TWh gemeldet. Drei der Verträge haben eine Restlaufzeit von bis zu zwei Jahren, die anderen fünf Verträge von zehn Jahren und länger. Drei der fünf meldenden Unternehmen sind österreichische Versorger mit einem kontrahierten Gesamtvolumen von mehr als 17,9 TWh.

Die kontrahierten Mengen der gemeldeten Langfristverträge ist in den letzten Jahren deutlich zurückgegangen. Dies liegt hauptsächlich daran, dass die Langfristverträge über den Bezug von russischem Erdgas weggefallen sind. Die Marktteilnehmer substituieren diese Gasmengen über kurzfristigere Verträge am Spot-Markt, über Gasmengen aus Norwegen und auch über LNG-Bezugsverträge, siehe Kapitel 1.2.4. Die vertraglichen Übergabepunkte für Gasmengen aus Norwegen und aus LNG-Bezügen liegen dabei großteils nicht mehr in Österreich, sondern zB in Deutschland oder bei einem LNG-Terminal.

1.2.2. Erdgasproduktion in Österreich

Auf österreichischem Bundesgebiet wird Erdgas derzeit von drei Unternehmen gefördert und vermarktet – von der OMV Austria Exploration & Production GmbH, der RAG Austria AG und der ADX VIE GmbH.

Die inländische Erdgasförderung hat in Österreich eine lange Tradition (seit 1890³) und ist im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ein zuverlässiger Bestandteil der Erdgaswirtschaft. Allerdings sind die leichter zu erschließenden Erdgaslagerstätten in Österreich zum Teil bereits relativ ausgeschöpft und auch die Wirtschaftlichkeit der inländischen Erdgasförderung war in der Vergangenheit – abhängig vom Marktpreis – zeitweise nicht gegeben.

Abbildung 9 veranschaulicht den Rückgang der geförderten Gasmengen deutlich. Seit 2017 ist die Inlandsproduktion um mehr als 50 % gesunken. Der Anteil der Gasmengen aus Inlandsförderung am gesamten Gasverbrauch der Endkunden lag im Jahr 2013 mit 14,416 TWh noch bei 20,32 %, im Jahr 2025 mit 4,726 TWh nur mehr bei 5,84 %. Die nachgewiesenen Gasreserven betragen 2025 rund 5,91 Mrd. m³, das sind ca. 68 TWh.⁴

³ <https://www.bmf.gv.at/themen/bergbau/bergbau-in-oesterreich/energietraeger2/erdgas.html>

⁴ Siehe dazu S. 14 der Daten der Geologischen Bundesanstalt: https://geosphere.at/de/dokumente/news/news_presse/energierohstoff-referat_daten_2025.pdf/@download/file

Inländische Gasproduktion [in TWh/Jahr]

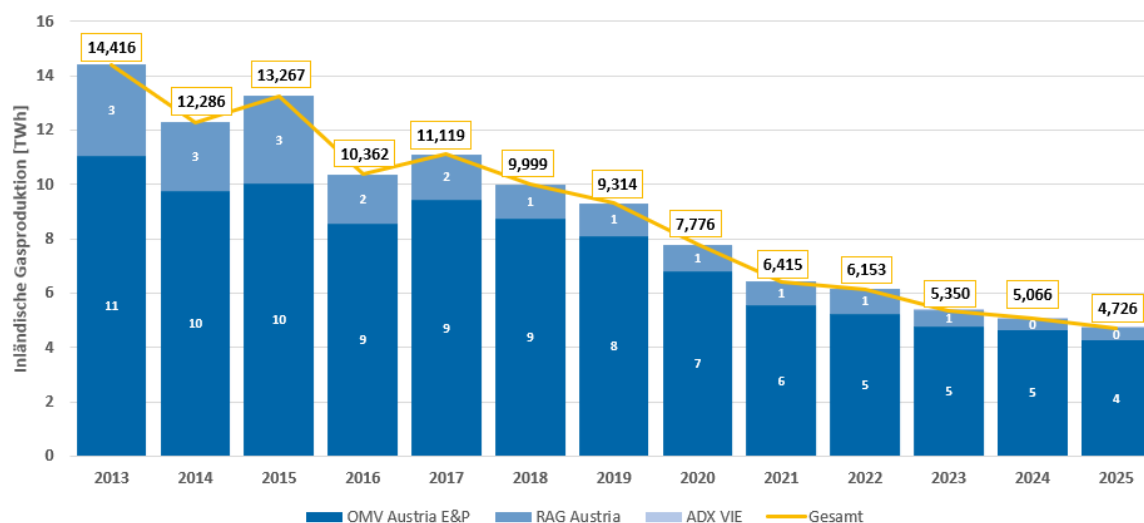


Abbildung 9: Jährliche Erdgasmengen aus inländischer Förderung

Quelle: AGGM, Darstellung: E-Control

Im Jahr 2026 soll die inländische Gasproduktion allerdings wieder steigen. Die Erschließung des Gasfundes in Wittau, durch die OMV Austria Exploration & Production GmbH, soll in der ersten Phase rund 11 TWh an zusätzlichen Gasmengen bringen, mit geplanten Lieferungen für den Winter 2026/27. Insgesamt sollen aus dieser Lagerstätte bis zu 48 TWh Erdgas förderbar sein⁵.

1.2.3. Erzeugung von Biomethan in Österreich

Die Produktion von Biomethan (= auf Erdgasqualität aufbereitetes und in das Gasnetz eingespeistes Biogas) ist 2025 leicht gestiegen. (Tabelle 1). 2025 konnten rund 0,2 % bzw. 162 GWh des österreichischen Gasverbrauchs mit Biomethan gedeckt werden.

Inlandsgasverbrauch vs. Biomethaneinspeisung in Österreich [in TWh]															
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inlandsgasverbrauch	99	95	91	84	89	93	100	96	99	95	100	88	77	76	81
Biomethaneinspeisung	0,05	0,05	0,05	0,09	0,11	0,13	0,15	0,17	0,15	0,14	0,14	0,14	0,13	0,12	0,16
Biomethananteil (in %) am Inlandsgasverbrauch	0,05	0,06	0,06	0,11	0,12	0,14	0,15	0,18	0,15	0,15	0,14	0,14	0,17	0,16	0,20

Tabelle 1: Jährliche Biomethanmengen

Quelle: E-Control

Biomethan könnte zukünftig eine größere Rolle in Österreich spielen. Aufgrund politischer und versorgungssicherheitsrelevanter Diskussionen wird erwägt, ein neues Förderregime zu erlassen, mit dem der Anschluss von Biomethananlagen an das Gasnetz forciert und somit ein etwas höherer Beitrag durch inländisches Gas am Gesamtgasverbrauch erzielt werden soll. Hier gilt es jedenfalls eine kosteneffiziente und transparente Herangehensweise zu wählen. Mit den Kosten des Anschlusses von Biomethananlagen (inklusive des Leitungsbaus, der Verdichtung und Messung) an das Gasnetz sollten die

⁵ Eine OMV-Pressemitteilung dazu: <https://www.omv.com/de/medien/pressemitteilungen/2026/260518-omv-bringt-groessten-oesterreichischen-gasfund-seit-vier-jahrzehnten-in-produktion>

Gasnetzkunden nicht unverhältnismäßig belastet werden. Die Netzentgelte sollten nicht als Fördermittel herangezogen werden.

1.2.4. Entwicklungen am globalen und europäischen LNG-Markt

LNG-Mengen gewinnen global an Bedeutung – auch in Europa und somit auch für Österreich. Gerade durch die Abkehr von russischem Erdgas, welches hauptsächlich über Pipelines nach Europa gekommen ist, hat der Bedarf an global gehandelten LNG-Mengen in Europa zugenommen. Auch ein großer österreichischer Marktteilnehmer ist am LNG-Markt aktiv tätig und hält sowohl langfristige als auch kurzfristige Verträge.

1.2.4.1. Was ist „LNG“?

LNG ist die Abkürzung für „Liquefied Natural Gas“, es handelt sich also um verflüssigtes Erdgas. Bei der Herstellung von LNG wird das Erdgas unter seine Siedetemperatur von -161°C abgekühlt, wodurch das Erdgas vom gasförmigen in den flüssigen Zustand übergeht. Zur Abkühlung bedient man sich eines Kreislaufprozesses, in dem sich das Gas durch Kompression, Wärmeabführung und Entspannung (der sogenannte „Joule-Thomson-Effekt“) immer weiter abkühlt, bis das Erdgas in den flüssigen Zustand übergeht.

Vor dem Verflüssigungsprozess wird das Erdgas von unerwünschten Bestandteilen (wie zB Schwefelverbindungen oder Wasser) gereinigt. Daher ist der Methangehalt bei LNG mit rd. 98 % oft höher als bei konventionellem Erdgas. Außerdem sinkt das Volumen des Gases durch die Verflüssigung um das 600-fache, was den anschließenden Schiffstransport von großen Gasmengen mit LNG-Tankern möglich macht.

1.2.4.2. Welche LNG-Mengen werden in Europa importiert und woher kommen sie?

Die LNG-Importe nach Europa sind seit 2021 deutlich angestiegen. Nach einer zeitweise rückläufigen Entwicklung im Jahr 2024 ist für das Jahr 2025 ein weiterer Anstieg zu verzeichnen (Abbildung 10).

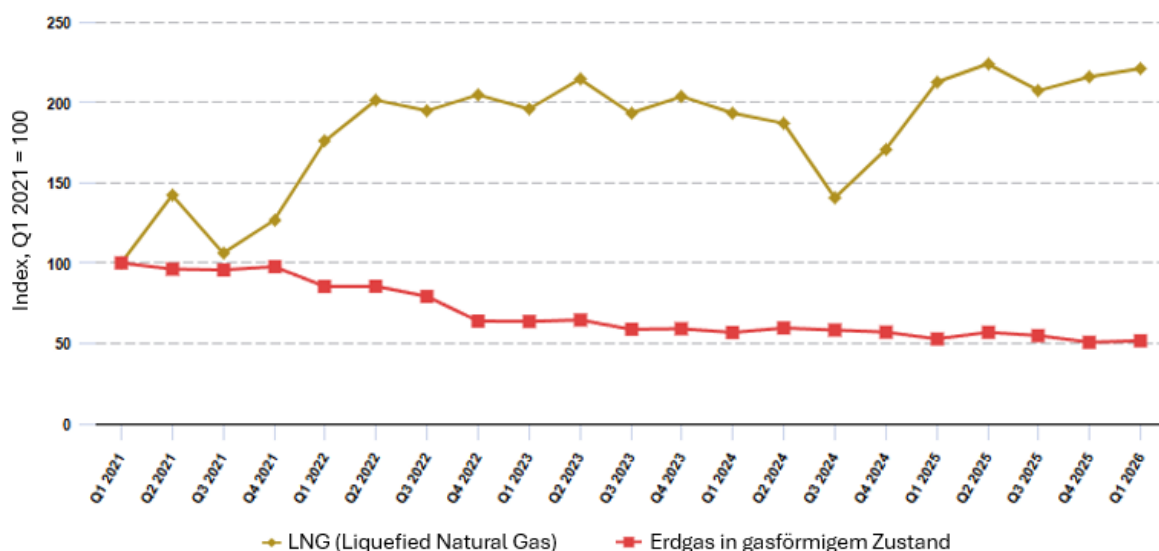


Abbildung 10: EU-Importe von LNG und Erdgas in gasförmigem Zustand seit 2021
Quelle: Eurostat

Im Jahresvergleich haben die LNG-Importe nach Europa im Jahr 2025 um rd. 28 % zugelegt. Damit wurden 2025 auch rd. 10 % mehr LNG-Importe an den europäischen LNG-Terminals abgewickelt als vor dem Rückgang 2024. Grund für die höhere LNG-Nachfrage im Jahr 2025 war eine temperaturgetriebene höhere Nachfrage und geringere Speicherstände zum Ende der Heizperiode (verglichen mit den wärmeren Wintern der Vorjahre). Ein geringerer Bedarf zur Speicherbefüllung drückte 2024 die europäische LNG-Nachfrage (Abbildung 11), während geringere Speicherfüllstände Ende April 2025 unter anderem die LNG-Importe im ersten Halbjahr 2025 deutlich ansteigen ließen. Von Jänner 2026 bis Mai 2026 lagen die LNG-Importe in die EU auf einem um rd. 3 % höheren Niveau als im Vergleichszeitraum im Jahr 2025, maßgeblich getrieben von deutlichen temperaturgetriebenen Nachfragesteigerungen von Jänner bis März.

Die wichtigste LNG-Bezugsquelle für Europa ist die USA, von deren Terminals im Mittel rd. 60 % der europäischen LNG-Importe von Jänner bis Mai 2026 gedeckt wurden. Damit konnte US-LNG seine Führungsrolle, ausgehend von einem Anteil von rd. 45 % im Jahr 2024, weiter ausbauen.

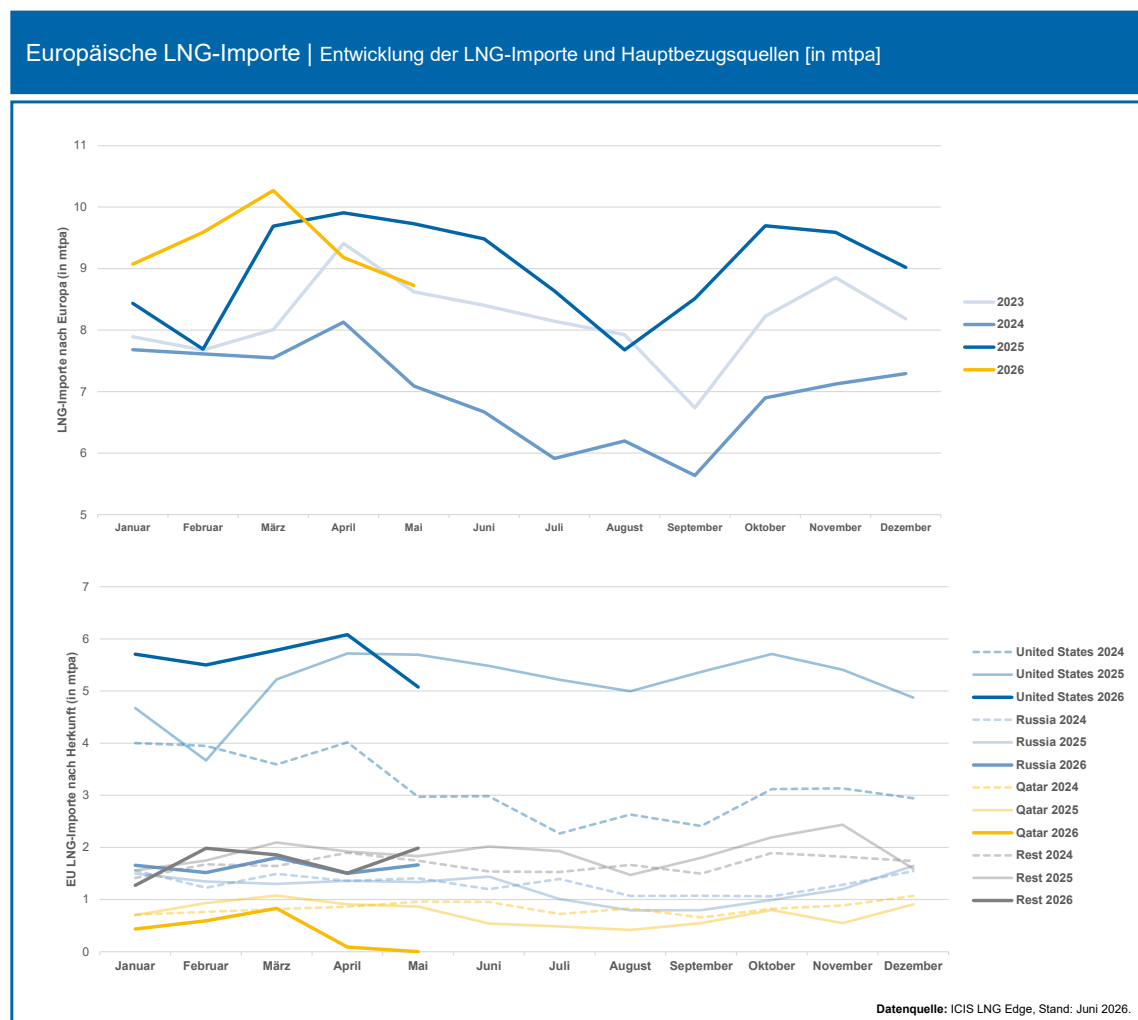


Abbildung 11: Entwicklung der europäischen LNG-Importe in mtpa⁶ und der Hauptbezugsquellen

⁶ LNG-Mengen werden international oft in „mtpa“ angegeben (siehe auch Abbildung 11), also „million tons per annum“ (Millionen Tonnen pro Jahr). Eine Million Tonnen an LNG entsprechen rund 14,447 TWh.

Aufgrund des Iran-Kriegs und der de-facto Blockade der Straße von Hormus kamen ab März 2026 die LNG-Exporte aus Katar größtenteils zum Erliegen.

Im Jahr 2025 lag der Send Out der europäischen LNG-Terminals rd. 28 % über den Vorjahreswerten und rd. 7 % über dem bisherigen Höchstwert aus 2023. Ein eindeutiger Trend für 2026 lässt sich noch nicht feststellen: Während zu Jahresbeginn 2026 der Send Out der europäischen LNG-Terminals deutlich über dem Niveau der Vorjahre lag, haben sich die Send Outs ab März wieder auf das Niveau des Vergleichszeitraums des Vorjahres bewegt (Abbildung 12). Ab Ende Mai gaben die Send Outs etwas nach und lagen unter den Werten des Vorjahres. In der „Year-to-Date“-Betrachtung lagen die Send Outs von Jänner bis Mai 2026 rd. 5 % über dem Vorjahreszeitraum und rd. 10 % über dem Niveau von 2023.

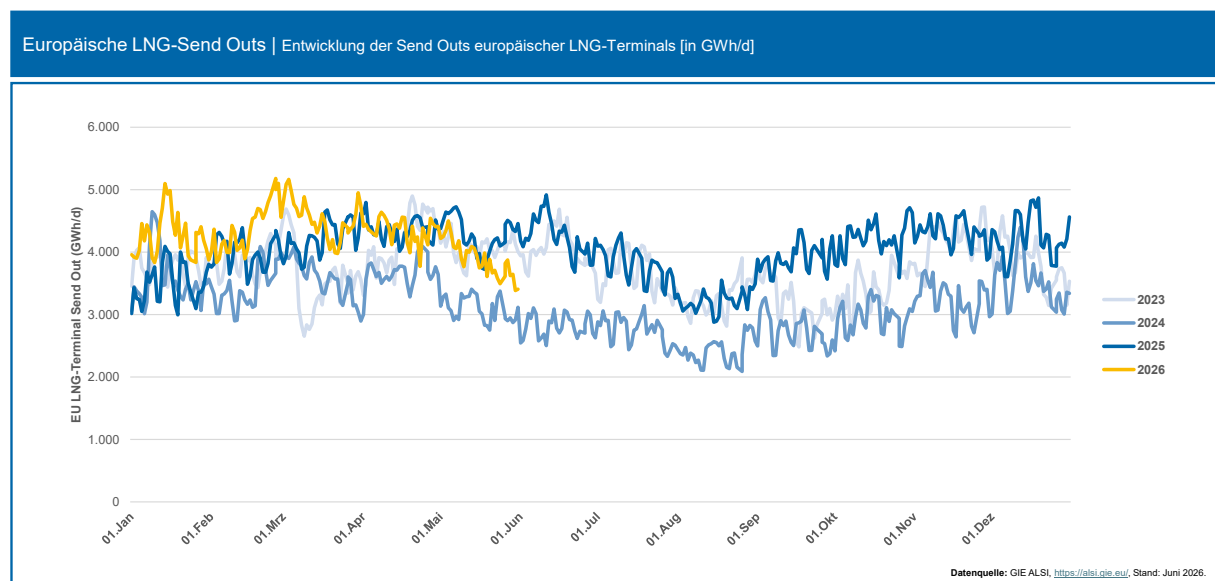


Abbildung 12: Entwicklung der Send-Outs europäischen LNG-Terminals

1.2.4.3. Wie hoch sind die LNG-Regasifizierungskapazitäten?

In Hinblick auf die Regasifizierungskapazitäten ist in den kommenden Jahren von einem weiteren Zuwachs, sowohl global als auch in Europa, auszugehen (Abbildung 13). Mit den in Bau befindlichen neuen LNG-Terminals bzw. den Kapazitätserweiterungen bestehender Terminals wird die globale Regasifizierungskapazität in den kommenden Jahren um rd. 9 % steigen.

Haupttreiber des Kapazitätzubaues ist die asiatisch-pazifische Region, gefolgt von Europa. Die europäischen Regasifizierungskapazitäten werden bis 2030 um rd. 6 % steigen (nur Projekte mit „Final Investment Decision“ – FID). Der Großteil der geplanten Kapazitätssteigerungen entfällt auf Deutschland (Stade LNG-Terminal). Weitere Kapazitätserweiterungen sind in den Niederlanden (Gate Terminal Expansion II) in Umsetzung.

Zusätzlich zu den schon in Umsetzung befindlichen Projekten sind in der EU weitere LNG-Projekte in Planung (noch keine Investitionsentscheidungen), die die Regasifizierungskapazitäten um weiter rd. 24 % erhöhen würden, sofern alle Projekte auch realisiert werden. Zu den geplanten Projekten gehören unter anderem die Kapazitätserweiterung des LNG-Terminals in Krk, sowie weitere LNG-Projekte in Italien, Griechenland, Deutschland und Polen. Im europäischen Raum sind weiters noch

Kapazitätserweiterungen im Vereinigten Königreich geplant, während in der Türkei keine weiteren Anlagen in Bau oder in Planung sind.

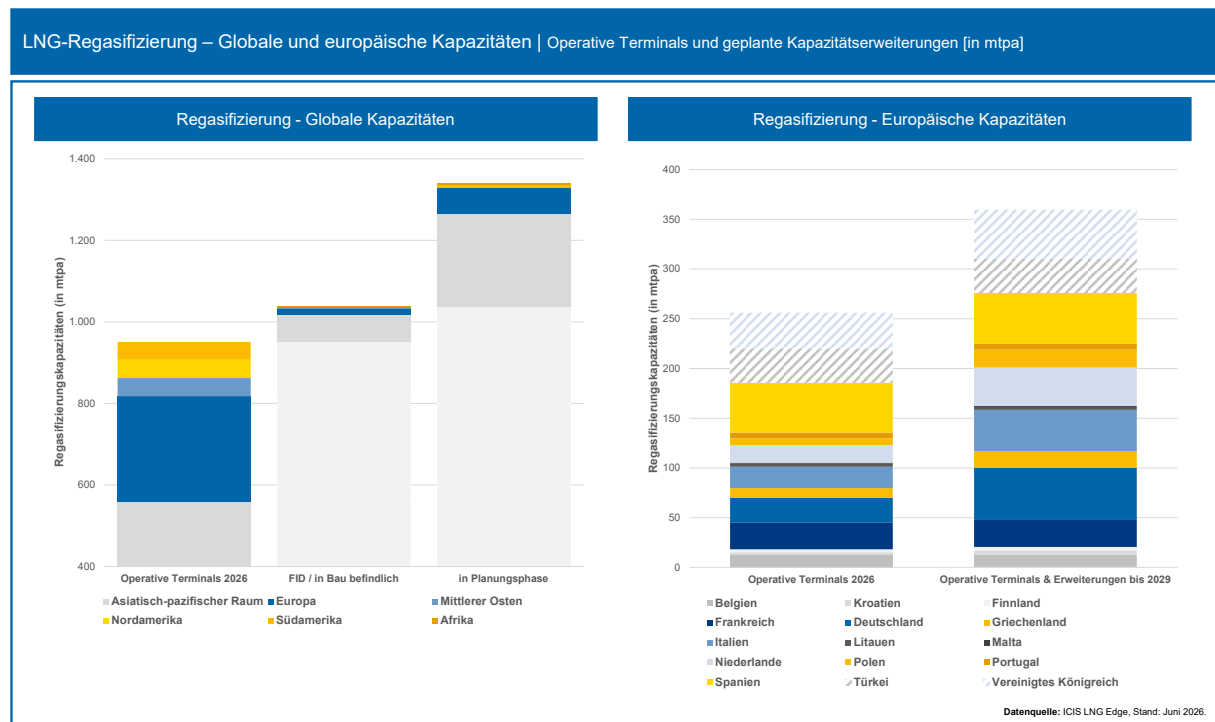


Abbildung 13: Darstellung der globalen und europäischen LNG-Regasifizierungskapazitäten, Stand: Juni 2026

1.2.4.4. Wie hoch sind die LNG-Produktionskapazitäten?

Auf der Angebotsseite ist der erwartete Kapazitätszubau deutlich höher als auf der Nachfrageseite. Nach den vorliegenden Daten zu den in Umsetzung befindlichen Projekten werden die globalen Verflüssigungskapazitäten (Liquefaction-Kapazitäten) bis 2030 um rd. 47 % steigen (Abbildung 14).

Die Haupttreiber beim Kapazitätszubau auf der Angebotsseite sind die USA und Katar. Allein in Nordamerika wird sich die Liquefaction-Kapazität durch die in Umsetzung befindlichen Terminals bis 2030 verdoppeln. Der Großteil von rd. 80 % davon entfällt allein auf US-Terminals.

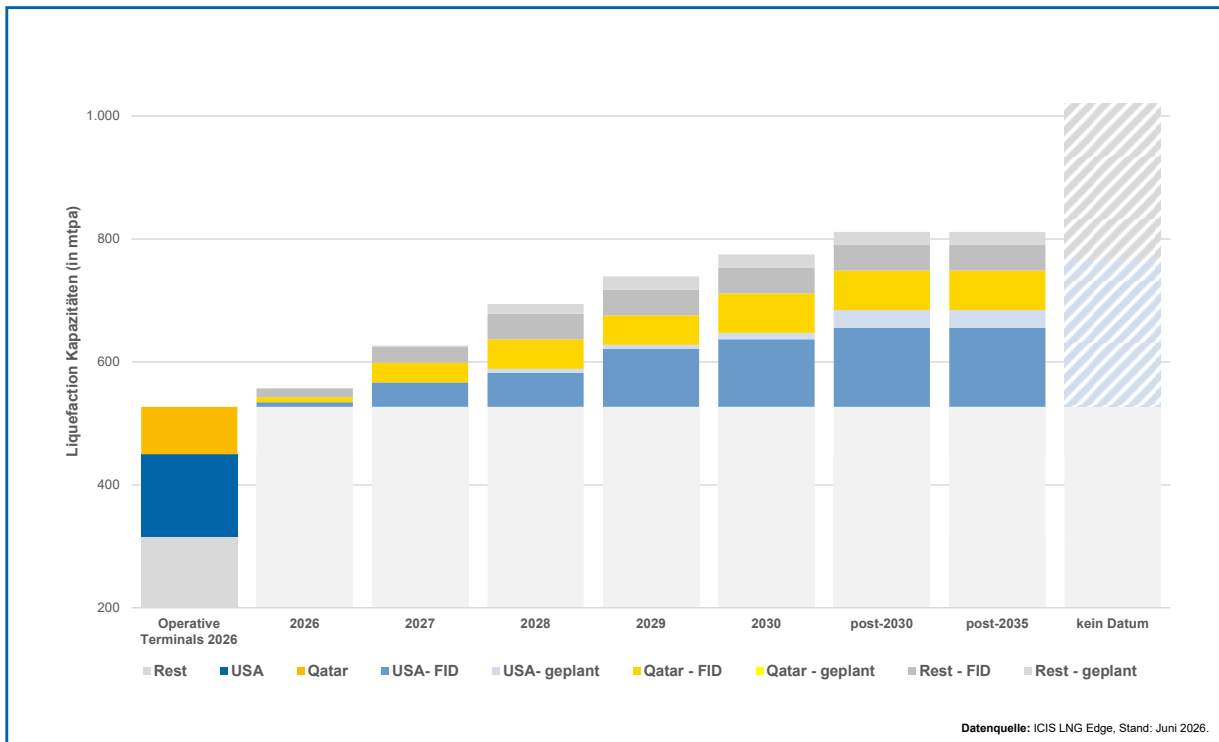


Abbildung 14: Globale Gasverflüssigungskapazitäten (Liquefaction-Kapazitäten)

Die Kapazitäten in Katar werden im gleichen Zeitraum um rd. 80 % zunehmen. Aufgrund des Iran-Kriegs können sich die Kapazitätserweiterungen der Projekte North Field East und North Field South jedoch verzögern. Auch im asiatisch-pazifischen Raum und in Afrika sind Kapazitätserweiterungen in Umsetzung und geplant, deren Größenordnung ist aber nicht mit dem Zubau in Nordamerika und Katar vergleichbar.

Neben den in Umsetzung befindlichen Projekten befinden sich weitere globale Kapazitätssubauten in Planungsphasen, auch hier entfällt der größte Anteil auf Planungsprojekte in Nordamerika, gefolgt von Afrika und dem asiatisch-pazifischen Raum (Abbildung 14).

1.2.4.5. Welche Auswirkungen hat der Iran-Konflikt auf den globalen LNG-Markt?

Mit Beginn des Iran-Kriegs durch Angriffe von Israel und den USA am 28. Februar 2026 kam es auch zur de-facto-Blockade der Schiffstransite über die Straße von Hormus, jene Meerenge, die den Persischen Golf und die Golfanrainerstaaten mit den Schifffahrtsrouten im Indischen Ozean verbindet.

Vor den Angriffen der USA und Israels wurden rd. 20 % der globalen LNG-Exporte über die Straße von Hormus abgewickelt, davon rd. 95 % aus Katar (von QatarEnergy⁷). Von den jährlichen Exporten in Höhe von rd. 88 mtpa (rd. 120 Mrd.m³/a) wurden rd. 80 % in das „Pacific Basin“ geliefert (v.a. nach China, Taiwan, Indien, Südkorea, Pakistan und nach Japan), rd. 11 % der Lieferungen erfolgten in das „Atlantic Basin“ (v.a. nach Italien, Belgien und Polen), während ein kleinerer Anteil in andere Golfanrainerstaaten (v.a. Kuwait) exportiert wurde.

⁷ „QatarEnergy“ ist der Staatliche Energiekonzern von Katar.

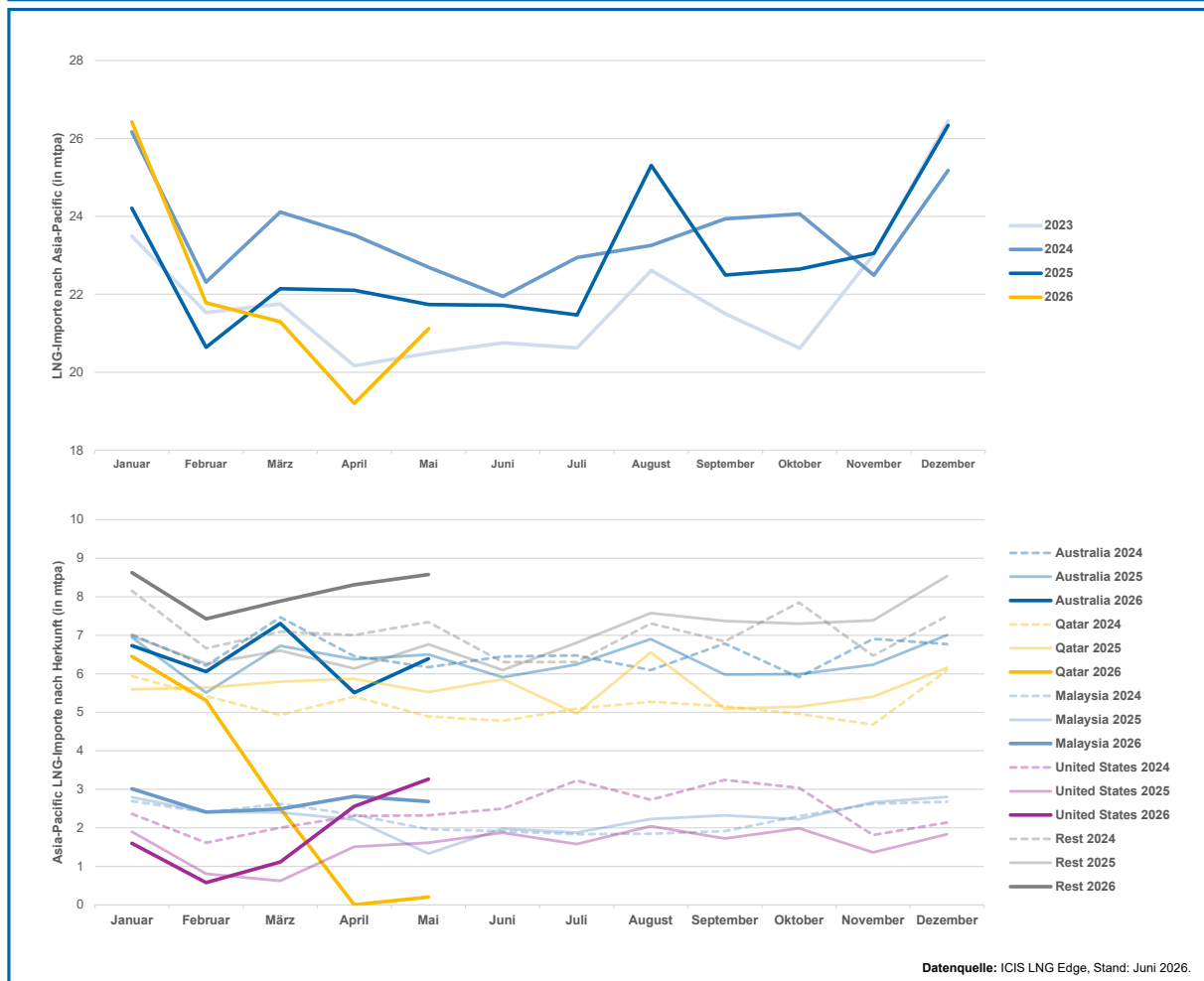


Abbildung 15: LNG-Importe und Hauptbezugsquellen
Quelle: ICIS LNG Edge, Stand: Juni 2026

Im Hinblick auf physische LNG-Flüsse war das „Pacific Basin“ daher auch Hauptleidtragender der Sperre der Straße von Hormus. Die globalen LNG-Flüsse zeigen deutlich den Einbruch der LNG-Importe in der Region „Asia-Pacific“ im März und April 2026 (Abbildung 15). Aus Versorgungssicht war Pakistan am stärksten betroffen, da fast alle pakistanischen LNG-Importe aus Katar bezogen wurden.

Aufgrund des globalen LNG-Marktes schlug sich der Wegfall von physischen LNG-Lieferungen in das „Pacific Basin“ aber auch relativ unmittelbar auf die Preisentwicklung im „Atlantic Basin“ durch. Die Notwendigkeit zur Substitution von LNG-Mengen aus Katar führte zu einem Wettbewerb um flexible LNG-Cargos zwischen dem „Atlantic“ und „Pacific Basin“ (flexible Cargos waren zum Großteil US-Cargos, wie auch die Entwicklung der LNG-Exporte nach Europa und „Asia-Pacific“ zeigen).

Die Entwicklung der LNG-Indizes für den europäischen und asiatischen Markt (NEX⁸ als Index für Nordwesteuropa und EAX⁹ als Index für Asia-Pacific) zeigen einen zeitgleichen deutlichen Anstieg im März 2026 (Abbildung 16). Bei hoher Korrelation der beiden Indizes schoss der asiatische EAX jedoch deutlich höher nach oben (auf fast 74 EUR/MWh im Vergleich zu einem Hoch des NEX bei rd. 62 EUR/MWh).

⁸ „North Europe Index“

⁹ „East Asia Index“

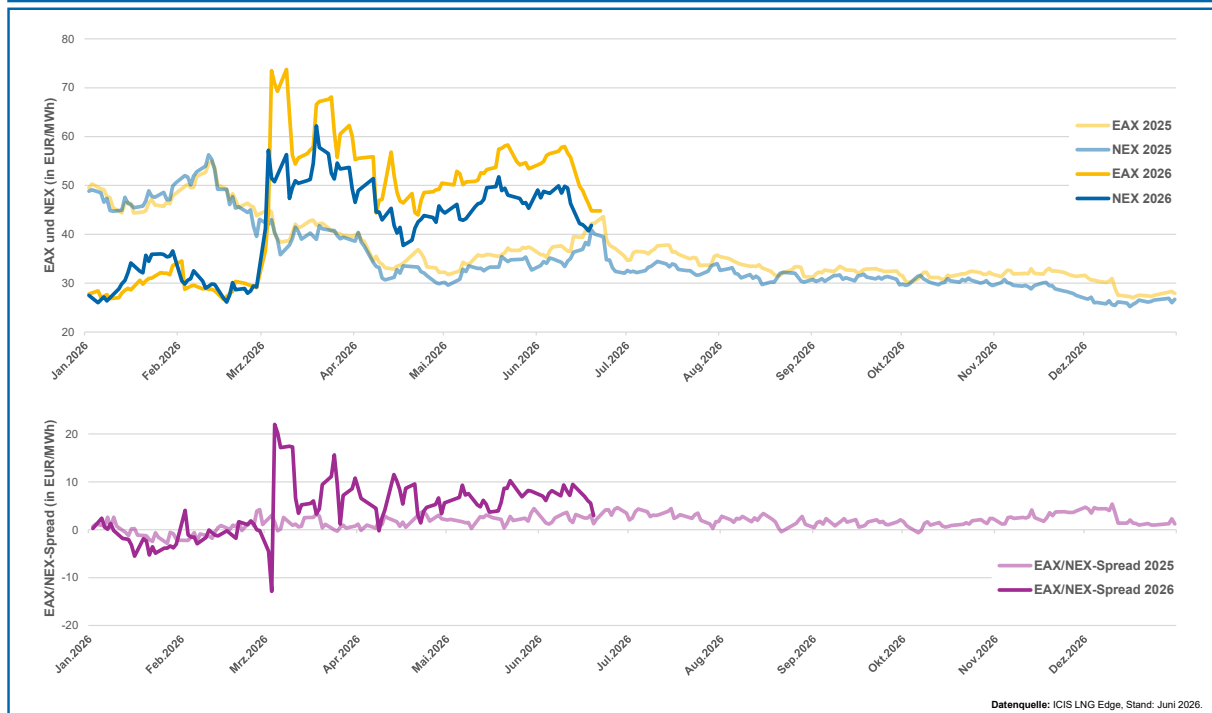


Abbildung 16: Entwicklung der LNG-Preisindizes, Quelle: ICIS LNG Edge, Stand: Juni 2026

Während der EAX/NEX-Spread im Jänner und Februar 2026 noch negativ war, stieg der Spread im März im Mittel auf über 8 EUR/MWh, und lag im April und Mai im Mittel bei rd. 5,7 EUR/MWh, bzw. bei rd. 6,9 EUR/MWh. Über die EAX-Prämie gegenüber dem europäischen Markt konnten flexible LNG-Cargos für die „Asia-Pacific“-Region gesichert werden, auch wenn die umgeleiteten LNG-Tanker nur einen Teil der weggefallenen Lieferungen aus Katar ersetzen konnten. Der Ausgleich im globalen LNG-Markt erfolgte vor allem nachfrageseitig über den asiatischen Markt (Energieumlenkungen und Rationierungen z.B. in Indien und Pakistan; „Gas-to-Coal“-Switch in der Stromproduktion z.B. unter anderem in Japan, Südkorea, China, Indien, Vietnam und Thailand).

In Europa gingen im April und Mai 2026 die LNG-Importe – auch aufgrund der durch die asiatische Nachfrage getriebenen Preise – zurück, obwohl die europäischen Importeure ausgefallene LNG-Lieferungen aus Katar größtenteils durch US-LNG ersetzen konnten (teilweise auch durch erste Lieferungen von Golden Pass, an dem QatarEnergy einen 70 %-Anteil hält).

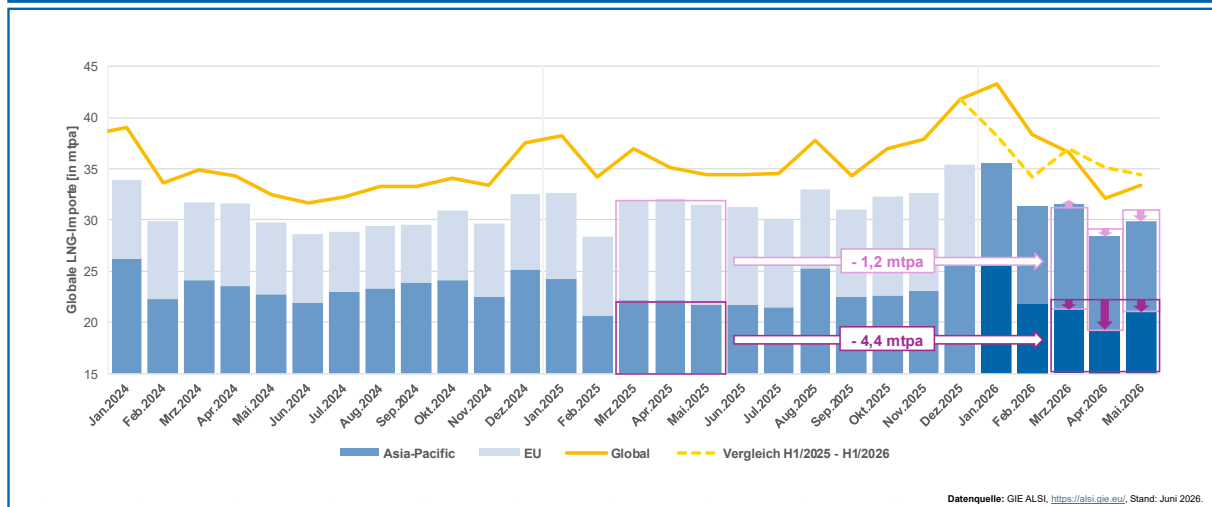


Abbildung 17: Entwicklung der LNG-Importe nach Europa und Asien, Quelle: GIE ALSI, Stand Juni 2026

Ein regionaler Vergleich der LNG-Importe zwischen März und Mai zeigt, dass sich die LNG-Importe in Europa 2026 um rd. 1,2 mtpa (rd. 1,8 Mrd.m³) reduziert haben, während die Importe in der „Asia-Pacific“-Region um rd. 4,4 mtpa (rd. 6 Mrd.m³) gegenüber dem Vergleichszeitraum 2025 eingebrochen sind (Abbildung 17).

Aufgrund der geopolitischen Unsicherheiten, der nicht belastbaren oder widersprüchlichen Aussagen der US-Regierung sowie aufgrund negativer saisonalen Spreads ist der europäische Markt noch in einer abwartenden Haltung. Die geringen europäischen Speicherstände am Ende der Heizperiode 2025/2026 werden aber über den Sommer die Gasnachfrage zur Speicherbefüllung schrittweise anziehen lassen.

Der positive EAX/NEX-Spread lässt mit Stand Mitte Juli 2026 erwarten, dass sich der europäische Markt bei Bedarf LNG-Cargos über eine höhere Zahlungsbereitschaft gegenüber dem asiatischen Markt sichern könnte. Bei einem negativen Spread würden flexible LNG-Lieferungen europäische Häfen aufgrund des höheren Preises bevorzugen, sodass zusätzliche Mengen, wenn auch zu höheren Kosten, vom asiatischen Markt abgezogen werden könnten.

1.2.4.6. Fazit zu LNG in Europa

Der Ausfall eines Großteils der russischen Erdgasmengen in Europa wurde in der EU verstärkt durch den Import von LNG-Mengen ersetzt. Grundsätzlich kann LNG von verschiedensten Exporteuren gekauft und importiert werden, wodurch einseitige politische Abhängigkeiten reduziert werden. Allerdings hat sich gezeigt, dass inzwischen rund 60 % der LNG-Mengen in Europa aus den USA stammen¹⁰ und somit eine neue Abhängigkeit entstanden ist.

Außerdem ist der globale LNG-Markt hart umkämpft. Erhöht sich die Nachfrage in Asien, so steigen die Preise auch in Europa und kurzfristig frei verfügbare LNG-Mengen werden dorthin umgeleitet, wo der höhere Preis bezahlt wird.

Die angespannte Marktlage durch die deutliche Verknappung des globalen LNG-Angebots im Zuge des Iran-Kriegs hat sich mit Unterzeichnung des MoU („Memorandum of Understanding“) zwischen den USA und Iran ein wenig entschärft. Sollten die Unsicherheiten und Sicherheitsrisiken für den Transit

¹⁰ Ein Großteil der aus den USA importierten LNG-Mengen ist sogenanntes „Fracking-Gas“ – also Erdgas, welches durch das Aufbrechen von Schiefergestein, mithilfe von chemischen Flüssigkeiten unter hohem Druck, gewonnen wird.

durch die Straße von Hormus ausgeräumt werden, ist von einem graduellen Anstieg der LNG-Exporte von Katar auszugehen. Im Nachgang der Unterzeichnung des MoU steigerten sich die LNG-Exporte aus Katar stärker als erwartet. Ein Aufflammen des schwelenden Konflikts könnte diese Mengen aber rasch wieder vom Markt nehmen.

Für das zweite Halbjahr 2026 wird weiterhin von einem eher angespannten Markt ausgegangen. Trotz deutlicher Nachfragereduktionen und Hochfahren der Kohlestromerzeugung vor allem in Asien zeigen sich die im Zuge des Iran-Kriegs dem Markt entzogenen Mengen in den Gasbilanzen 2026. Eine sich langsam erholende Nachfrage in Asien fällt mit der Notwendigkeit der Wiederbefüllung der Speicher zusammen. Die bisher moderaten Temperaturen in Asien könnten im Zuge des Klimaphänomens „El Niño“ im Sommer in Hitzewellen umschlagen. Geringere Stromproduktion aus Kohle- und Atomkraftwerken könnte die LNG- Nachfrage im asiatisch-pazifischen Raum wieder ansteigen lassen.

Derzeit gehen aber die Modellrechnungen diverser Analysten davon aus, dass für Europa ausreichend LNG zur Verfügung steht, um bis Ende Oktober die Speicher mindestens auf rd. 80 % zu befüllen. Die unsichere Situation in der Golfregion sowie Auswirkungen von intensiven Hitzeperioden können jedoch leicht zu preistreibenden Verwerfungen am globalen LNG-Markt führen.

Die Verzerrungen im globalen LNG-Markt durch den Wegfall der LNG-Importe aus Katar und die Unsicherheiten über den Zeitpunkt der Wiederaufnahme der Exporte aus Katar sind noch nicht überstanden. Zusätzliche Kapazitäten, die für 2027 erwartet werden, sollten das globale Markt-Gleichgewicht aber im ersten Halbjahr 2027 wiederherstellen.

1.3. Verhältnis von Angebot und Nachfrage

Der Großteil des Erdgasverbrauchs in Österreich wird über Gasimporte gedeckt. Es ist davon auszugehen, dass auch mittel- bis langfristig ein Großteil des inländischen Gasverbrauchs über Gasimporte gedeckt werden muss, da die inländische Gasproduktion 2025 rückläufig war und auch das nationale Angebot an erneuerbaren Gasen noch gering ist. Im Jahr 2025 konnten daher nur rund 6 % des Gasverbrauchs der Endkunden mit österreichischem Gas (Inlandsförderung und österreichisches Biometan) gedeckt werden.

Im Jahr 2025 wurde ein Großteil der Nachfrage durch Gasimporte hauptsächlich aus Deutschland und zum Teil aus Italien gedeckt. Mit dem Wegfall der russischen Erdgasmengen 2025 sind nunmehr für die Kundenversorgung und Speicherbefüllung in Österreich die Gastransportrouten über Deutschland und Italien wesentlich.

Eine Diversifizierung des Angebots wird auch in den nächsten Jahren notwendig sein, um die Gasnachfrage zu decken. Dafür ist der gezielte Ausbau der Gasinfrastruktur notwendig, um auf dem europäischen Gasmarkt andere Gasquellen für Österreich zu erschließen.

1.4. Überblick über die Gasinfrastruktur in Österreich

Das österreichische Leitungsnetz besteht gemäß § 12 GWG 2011 aus drei sogenannten Marktgebieten:

- dem Marktgebiet Ost (Netzverbund der Bundesländer Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark und Wien)
- dem Marktgebiet Tirol und
- dem Marktgebiet Vorarlberg.

Die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg verfügen über keine Fernleitungen und auch über keine Gasspeicher. Sie werden aktuell über Deutschland mit Gas versorgt und sind somit auch abhängig von den Regelungen und Bestimmungen auf deutscher Seite.

1.4.1. Gasfernleitungsnetz

Das österreichische Fernleitungsnetz wird von derzeit zwei Fernleitungsnetzbetreibern betrieben, instandgehalten und mit Stand 2025 auch ausgebaut. In Summe beträgt die Länge des Fernleitungsnetzes rund 1.700 km - davon ca. 560 km der Gas Connect Austria GmbH und ca. 1.140 km der Trans Austria Gasleitung GmbH mit drei parallelen Leitungssträngen (Abbildung 18). Die entlang der Leitungen installierten Verdichter haben in Summe eine Kompressorleistung von 556 MW. Der Übergabepunkt mit der größten technischen Transportkapazität Österreichs liegt an der Grenze zur Slowakei, die Gasstation Baumgarten. Obwohl die Transportmengen über die Gasstation Baumgarten 2025 aufgrund des Wegfalls der russischen Erdgasmengen drastisch reduziert wurden, ist sie für die Versorgungssicherheit Österreichs und für die Gasflüsse ins benachbarte Ausland nach wie vor relevant.

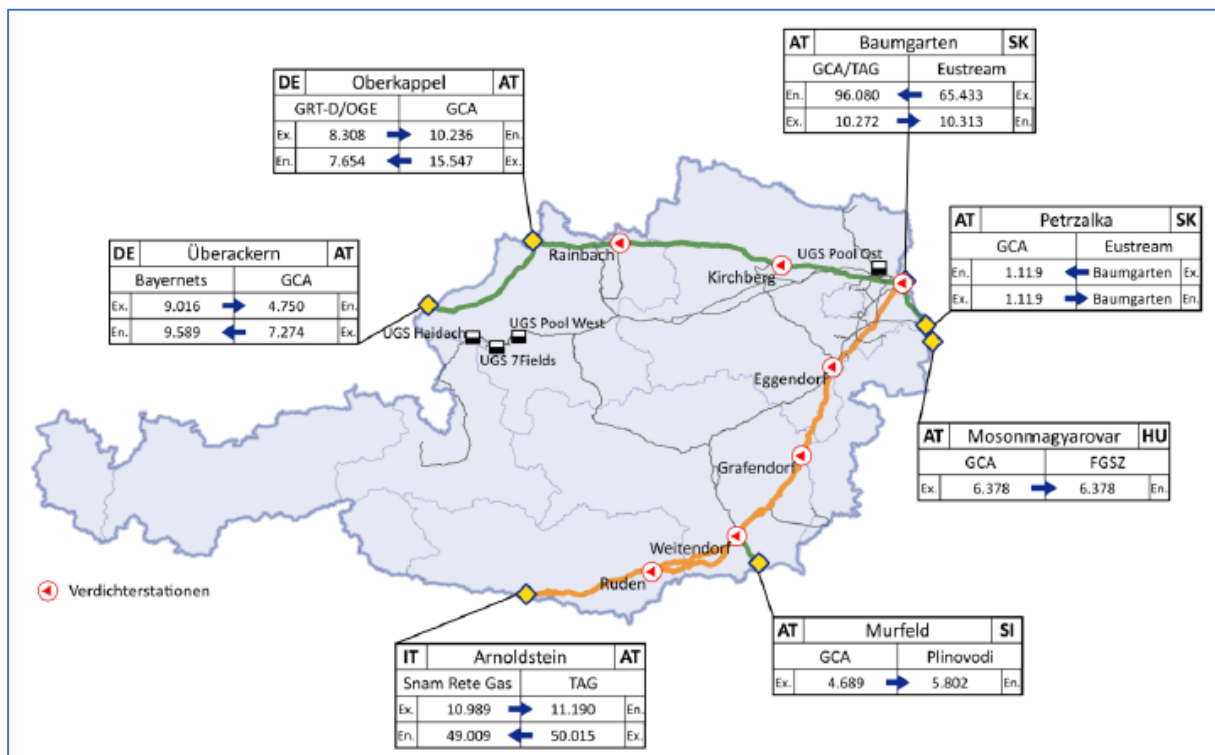


Abbildung 18: Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten auf Fernleitungsebene
Quelle: AGGM – Koordinierter Netzentwicklungsplan 2024, S. 5

Eine aktuelle Übersicht (Tabelle 2) der Kapazitäten an den Grenzübergabepunkten ergibt folgendes:

Feste Kapazitäten an den Grenzübergabepunkten [im Marktgebiet Ost]			
Grenzübergabepunkt	Feste Kapazitäten		
<i>Entry/Exit</i>	<i>in kWh/h</i>	<i>in GWh/d¹</i>	<i>in TWh/a¹</i>
Arnoldstein TAG Entry	11.190.000	269	98
Arnoldstein TAG Exit	50.014.969	1.200	438
Baumgarten GCA/TAG Entry	96.080.396	2.306	842
Baumgarten GCA/TAG Exit	10.272.000	247	90
Mosonmagyarovar GCA Entry	n/a	n/a	n/a
Mosonmagyarovar GCA Exit	6.378.300	153	56
Murfeld GCA Entry	n/a	n/a	n/a
Murfeld GCA Exit	4.688.410	113	41
Oberkappel GCA Entry	10.235.706	246	90
Oberkappel GCA Exit	15.546.725	373	136
Überackern ² GCA Entry	4.750.155	114	42
Überackern ² GCA Exit	7.273.500	175	64

¹ Vorbehaltlich Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten

² Die Kapazitäten in Überackern sind konkurrenzierend mit Oberkappel zu sehen.

Tabelle 2: Feste Entry- und Exitkapazitäten an den Grenzübergabepunkten im Marktgebiet Ost, Stand: Juni 2026

Quelle: ENTSO-G Transparency Plattform

1.4.2. Gasverteilernetz

Das österreichische Gasverteilernetz hatte 2025 eine Gesamtlänge von rund 44.000 km und wurde von insgesamt 20 Verteilernetzbetreibern betrieben. 16 davon sind im Marktgebiet Ost angesiedelt, jeweils zwei in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg. Das Verteilernetz ist in drei Netzebenen untergliedert:

- Netzebene 1: Alle in Anlage 1 GWG 2011 genannten Verteilerleitungsanlagen (21)
- Netzebene 2: Verteilerleitungsanlagen mit einem Druck > 6 bar
- Netzebene 3: Verteilerleitungsanlagen mit einem Druck ≤ 6 bar

Das Verteilernetz in Österreich ist engpassfrei ausgebaut. Es können also alle Endkunden auch bei einem hohen Winterverbrauch gleichzeitig zu 100 % versorgt werden (siehe dazu Abschnitt 2.1. „Berechnung des Infrastrukturstandards (N - 1) und Infrastrukturausbau“).

Eine Übersicht über die Erdgasleitungen und Erdgasspeicher enthält Abbildung 19.

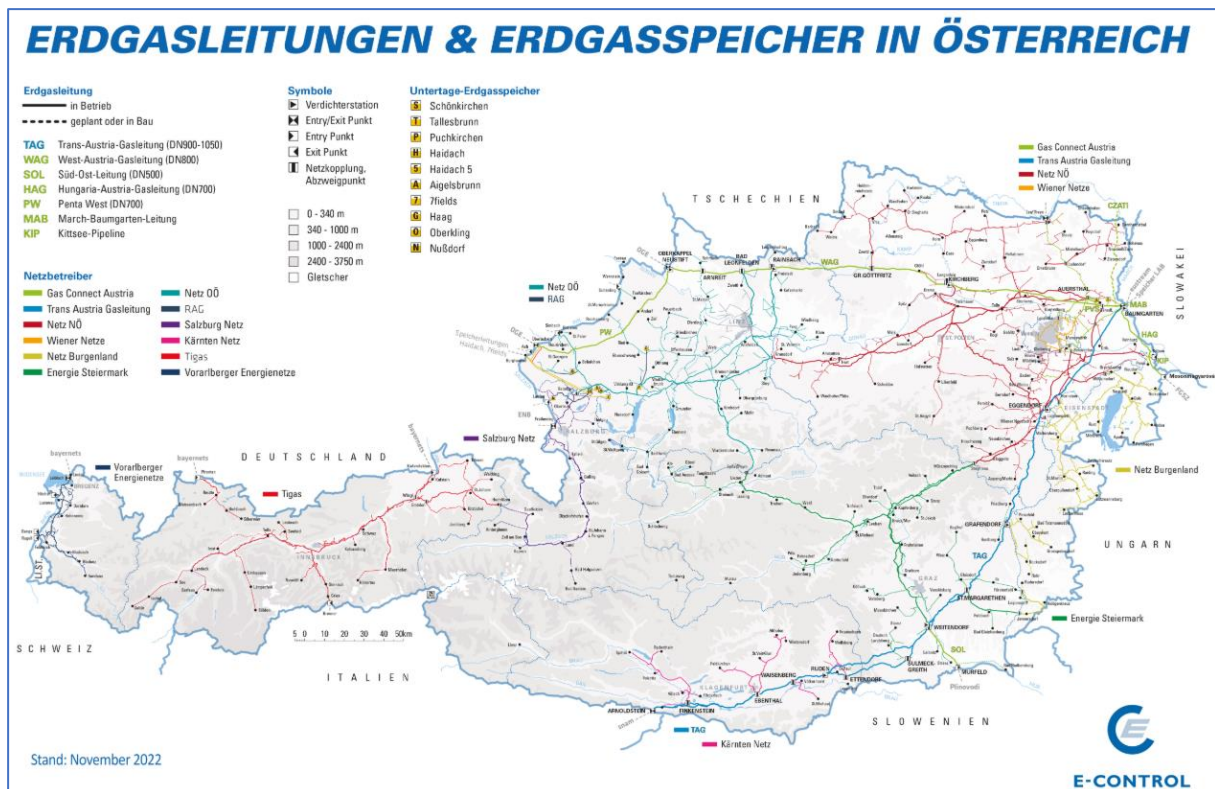


Abbildung 19: Karte des Gasnetzes (Fern- und Verteilerleitungen) und Erdgasspeicher in Österreich, Stand November 2022
 Quelle: E-Control, <https://www.e-control.at/industrie/gas/gasnetz>

1.4.3. Gasspeicheranlagen

Österreich nimmt in Bezug auf die Speicherkapazitäten im Vergleich zu anderen Ländern eine nahezu einzigartige Position in Europa ein, da die Gesamtspeicherkapazität über alle Speicheranlagen mit einem technischen Arbeitsgasvolumen mit rd. 100,3 TWh (2026) höher als der jährliche nationale Gasverbrauch ist. Dieser lag 2025 bei 80,41 TWh (Abbildung 20).

Per Juni 2026 stehen an technischer Ausspeicherleistung in Summe 1.083,51 GWh/d und an technischer Einspeicherleistung 844,66 GWh/d zur Verfügung, wobei mit der Ausspeicherleistung der Speicheranlagen auch ein Spitzenverbrauch der Endkunden im Winter abgedeckt werden kann. Die vom Markt- und Verteilergebietsmanager berechnete Standardkapazität für die Ausspeicherung in das Marktgebiet Ost beträgt 829,54 GWh/d. Die von den Speicherunternehmen gebuchte Ausspeicherleistung in Form der Standardkapazität beträgt gemäß der Datenplattform des Markt- und Verteilergebietsmanagers insgesamt 618,32 GWh/d – hinzukommen noch 138,96 GWh/d an unterbrechbarer Kapazität (Stand 17.6.2026).

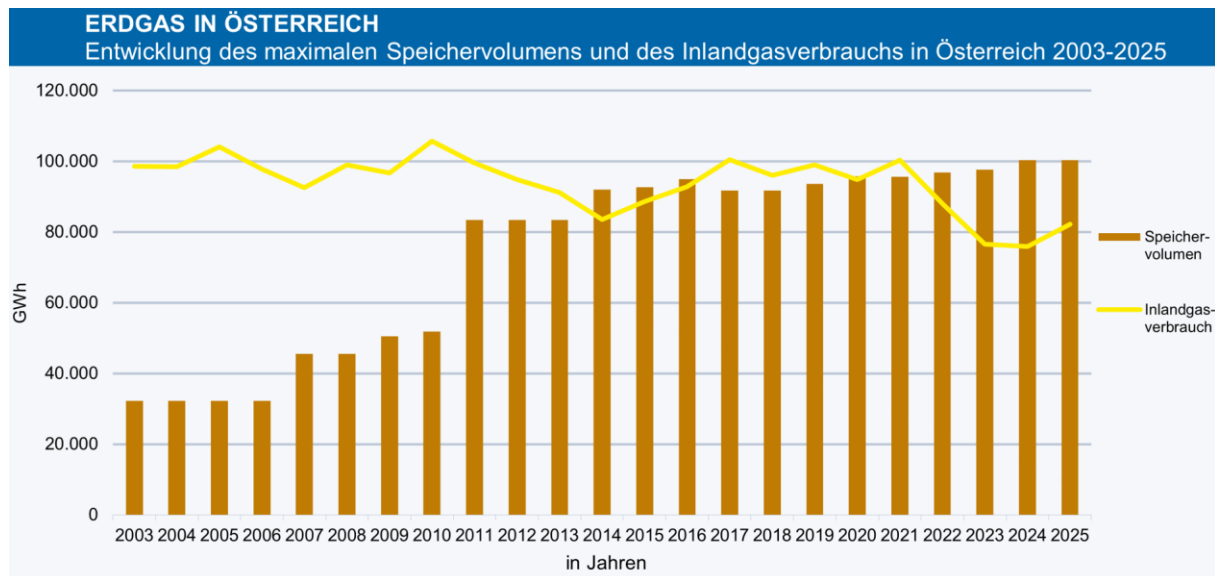


Abbildung 20: Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandgasverbrauchs
Quelle: E-Control

Die österreichischen Gasspeicheranlagen befinden sich ausschließlich im Marktgebiet Ost, in den Konzessionsgebieten der beiden Gas- und Ölproduzenten OMV Austria Exploration & Production GmbH und RAG Austria AG und werden von diesen auch technisch betrieben (Abbildung 21). Die Speicher sind ausgeförderte Erdgasfelder (Porenspeicher), die für den Speicherbetrieb technisch umgerüstet wurden.



Abbildung 21: Lage der Gasspeicher in Österreich
Quelle: Fachverband Gas Wärme, Zahlenspiegel 2024

Seit August 2022 findet die Vermarktung der Speicherkapazitäten in Österreich durch die folgenden vier Speicherunternehmen¹¹ statt:

- > OMV Gas Storage GmbH (OGS)
- > RAG Energy Storage GmbH (RES)
- > Uniper Energy Storage Austria (Uniper)
- > SEFE Storage GmbH (vormals astora GmbH)

Mit der seit 2024 bestehenden Anbindung des Speicher Haidach an das Verteilnetz mit einer zusätzlichen Kapazität von rund 6,9 GWh/h bzw. rund 30 TWh/a für die Ausspeicherung (bezogen auf das Winterhalbjahr) können die Speicherkunden des Speichers Haidach Gas über Deutschland einspeichern und das Gas zur Endkundenversorgung in Österreich entnehmen. Dies stellt eine wesentliche Verbesserung der Speichieranbindung an das Marktgebiet Ost dar und ist darüber hinaus maßgeblich für den direkten Zugang zur strategischen Gasreserve, welche zum Teil auch im Speicher Haidach liegt.

1.5. Verfügbarkeit der Infrastruktur: Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1)

Artikel 5 der Verordnung 2017 (EU) 2017/1938¹² enthält die Verpflichtung für die Mitgliedstaaten sicherzustellen, dass bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur die technische Kapazität der verbleibenden Infrastruktur in der Lage ist, die Gasmenge zu liefern, die zur Deckung der Gesamtnachfrage nach Erdgas in dem berechneten Gebiet an einem Tag mit einer außerordentlich hohen Nachfrage benötigt wird, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt.

Um festzustellen, ob Maßnahmen notwendig sind, wird der Infrastrukturstandard auf der Basis einer in der Verordnung festgelegten Formel ($N - 1$ gemäß Anhang II Nummer 4) berechnet. Wenn das Ergebnis der Berechnung $< 100 \%$ ist, liegt eine Unterdeckung vor; bei gleich 100% eine Deckung, bei mehr als $> 100 \%$ eine Überdeckung. Bei einer Unterdeckung hat die zuständige Behörde im Mitgliedstaat die erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, dass bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur die technische Kapazität der verbleibenden Infrastruktur in der Lage ist, die Gasmenge zu liefern, die zur Deckung der Gesamtnachfrage nach Erdgas in dem berechneten Gebiet an einem Tag mit einer außerordentlich hohen Nachfrage benötigt wird, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt.

Der N-1 Standard wird vom MGVM berechnet und in den Infrastrukturplänen (LFiP und KNEP) veröffentlicht (Abbildung 22). Im Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der gemäß Gas-SoS-VO anzuwendenden Formel zur Berechnung des Infrastrukturstandards 199% . Dies belegt die im Grundsatz engpassfrei ausgebaute Gasinfrastruktur in Österreich. Allerdings sei hier explizit darauf hingewiesen, dass es sich beim Infrastrukturstandard rein um die Betrachtung der technischen Kapazitäten auf täglicher Basis handelt. Es ist daher festzuhalten, dass auf der Basis von Berechnungen des Infrastrukturstandards keine valide Aussage zur Situation der Gasversorgung getroffen werden kann, da diese Kapazitäten erst genutzt werden müssen – also Gas transportiert werden muss. Rein versorgungstechnisch ist der N-1 Fall in Österreich bereits eingetreten, da über den mit Abstand größten Entry-Punkt Österreichs – die Station Baumgarten mit einer Kapazität von 1.570 GWh/d – kein Gas mehr importiert wird, aufgrund der Einstellung des Transits von russischem Gas über die Ukraine und die Slowakei per 1. Jänner

¹¹ Legaldefinition gem. § 7 Abs 1 Z 58 GWG 2011: „Speicherunternehmen“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die die Funktion der Speicherung wahrnimmt und für den Betrieb einer Speicheranlage verantwortlich ist; hierzu genügt es, dass das Unternehmen die Speicheranlage bloß verwaltet“.

¹² [Verordnung \(EU\) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung \(EU\) Nr. 994/2010](#), Artikel 5

2025. Die technischen Kapazitäten sind weiterhin vorhanden, werden aber derzeit für den Export von Gasmengen in die Slowakei genutzt, nicht mehr für den Import.

Anlagenbezeichnung	Techn. Kapazität [GWh/d]	Definition & Erläuterung
Baumgarten (GCA, WAG, TAG)	1.570	Exit Slowakei
Oberkappel	246	Min. Exit THE & WAG (OK -> BM)
Überackern	0	in Oberkappel integriert
Arnoldstein	264	Exit Italien
Freilassing & Laa/ Thaya	10	ausgewiesene Standardkapazität
EPm	2.090	Max. Kapazität von Einspeisepunkten
Produktion OMV	17	gebuchte Standardkapazität
Produktion RAG	3	gebuchte Standardkapazität
Biomethan Produktion	0,77	gebuchte Standardkapazität
Pm	21	Max. Produktionskapazität
Speicherpool OMV	264	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicherpool RAG	175	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields Uniper	55	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach SEFE	0	keine feste Kapazität im MG Ost gebucht
Sm	494	Max. Ausspeisekapazität der Speicher
LNGm	0	Max. Kapazität der LNG-Anlagen
Im	1.570	Kapazität der größten einzelnen Infrastruktur
Dmax	520	Max. tägliche Gasnachfrage MG Ost Baseline Szenario Max. der nächsten 10 Jahre
N - 1	199%	

Abbildung 22: Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1)
Quelle: AGGM [Langfristige, integrierte Planung 2024](#)

2. Präventionsmaßnahmen

Um einen Versorgungsengpass zu vermeiden, können grundsätzlich präventive Maßnahmen für die Reduzierung des Gasverbrauchs, für die ausreichende Speicherbefüllung sowie für die Möglichkeit zur Diversifizierung und den Bezug von anderen Gasquellen ergriffen werden.

2.1. Pflichten der Gasversorger zu präventiven Maßnahmen

Neben den allgemeinen Verpflichtungen aus dem § 5 Abs. 2 GWG 2011 iVm § 4 Abs. 1 GWG 2011 müssen Gasversorger weitere Vorgaben zur Sicherung der Versorgung erfüllen.

2.2. Erhebung zur Einhaltung des Gasversorgungsstandards 2025

Gemäß Artikel 6 Verordnung (EU) 2017/1938 ([Link](#)) – kurz „Gas-SoS-VO“ - müssen Versorger geschützter Kunden¹³ Maßnahmen ergreifen, um die Gasversorgung dieser in jedem der folgenden Fälle zu gewährleisten:

- a) extreme Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommen;
- b) eine außergewöhnlich hohe Gasnachfrage über einen Zeitraum von 30 Tagen, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt;
- c) für einen Zeitraum von 30 Tagen bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen.

Gemäß § 24 E-ControlG ist es die Aufgabe der E-Control, die Einhaltung des § 121 Abs. 5 GWG 2011 zu überwachen. Dieser Paragraph enthält die Verpflichtung eines jeden Versorgers geschützter Kunden, den Versorgungsstandard gemäß Art. 6 der Gas-SoS-VO für seine geschützten Kunden zu gewährleisten. Diese Erhebung zur Überprüfung der Einhaltung des Versorgungsstandards wird seit 2013 von der E-Control detailliert durchgeführt.

Mit dem Beginn des Kriegs in der Ukraine im Februar 2022 wurden die Erfüllungskriterien von Seiten der E-Control verschärft. Für die Erfüllung des Fall c) waren Nachweise für eingespeicherte Gasmengen zu erbringen. Für einige Versorger, die keine direkten Speicherverträge hatten, war der erstmalige Nachweis mit einem höheren Aufwand verbunden. Im März 2023 ist eine gesetzliche Anpassung des § 121 Abs. 5 GWG 2011 vorgenommen worden, in der eine Klarstellung für die Erbringung der Nachweise für den Fall c) erfolgt und der Kreis der geschützten Kunden auf Fernwärmekunden erweitert worden ist. Zudem hat die Regulierungsbehörde eine Verordnungskompetenz zur Festlegung von näheren Bestimmungen zur Durchführung der Überprüfung, zu den Erhebungsmodalitäten und zur Art der erforderlichen Nachweise erhalten. Diese Verordnung wurde erstmalig ausgearbeitet, konsultiert und im Mai 2023 erlassen¹⁴.

Im Oktober 2023 wurde vom österr. Nationalrat eine weitere Ergänzung zum Gasversorgungsstandard beschlossen, der neue § 121 Abs. 5a GWG 2011. Zur Erfüllung dieser neuen Verpflichtung sind Nachweise über Speicherkapazitäten, wie auch zur Erfüllung des Falles c) des Versorgungsstandards, zu erbringen. Allerdings bezieht sich hier die Mengenvorhaltungspflicht auf 45 Tage bei durchschnittlichen

¹³ Gemäß § 7 Abs. 1 Z 20a sind geschützte Kunden:

- a) Haushaltskunden, die an ein Erdgasverteilernetz angeschlossen sind,
- b) grundlegende soziale Dienste, die nicht den Bereichen Bildung und öffentliche Verwaltung angehören und die an ein Erdgasverteilernetz angeschlossen sind,
- c) Fernwärmeanlagen, in dem Ausmaß, in dem sie Wärme an Haushaltskunden, grundlegende soziale Dienste oder kleine und mittlere Unternehmen liefern und keinen Wechsel auf einen anderen Brennstoff als Gas vornehmen können

¹⁴ Verordnung des Vorstands der E-Control über die Nachweise sowie die Überprüfung des Gasversorgungsstandards für geschützte Kunden in Österreich; BGBl II Nr. 151/2023; <https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbli/II/2023/151>

Winterbedingungen. Diese Vorhaltepflcht reduziert sich auf 30 Tage, wenn glaubhaft nachgewiesen werden kann, dass die vorgehaltenen Gasmengen nicht russischer Herkunft sind – dies wird im Weiteren als „Fall d)“ adressiert.

Diese Nachweise zur Gasherkunft mussten den Anforderungen der Energiebeschaffungsplattform gemäß Art. 9 der Verordnung (EU) 2022/2576 über mehr Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, zuverlässige Preis-Referenzwerte und den grenzüberschreitenden Austausch von Gas, ABl. Nr. L 335 vom 29.12.2022 S. 1, in der Fassung der Verordnung (EU) 2023/2919 zur Änderung der Verordnung (EU) 2022/2576 hinsichtlich der Verlängerung ihrer Geltungsdauer, ABl. Nr. L 2023/2919 vom 29.12.2023 („AggregateEU“) entsprechen und waren als eidesstattliche Erklärung für die Beschaffungsverträge der gesamten vorzuhaltenden Gasspeichermenge schriftlich und eindeutig nachvollziehbar vorzulegen, wobei die Nachweise auch durch die jeweiligen Vorlieferanten erbracht werden konnten.

Für die Erhebung 2025/26 gab es für die Versorger insofern eine Erleichterung, als dass keine Nachweise gemäß den oben genannten Anforderungen der Energiebeschaffungsplattform mehr erforderlich sind. Jedoch mussten sie durch eine eidesstattliche Erklärung gewährleisten, kein russisches Gas zu beziehen. Hintergrund dieser Vereinfachung ist die Tatsache, dass es aufgrund der physischen Gasflüsse seit Beginn 2025 nach Österreich unwahrscheinlich ist, dass heimische Versorger noch russisches Gas importieren. Für die kommende Erhebung 2026/27 entfällt der erweiterte Gasversorgungsstandard mit dem Nachweis der Versorgung für 45 Tage komplett.

Nachweise von Beschaffungsverträgen über Börsen sind mangels Transparenz nicht möglich. Der Betrachtungszeitraum ist jeweils vom 1. Oktober bis 1. März des Folgejahres.

Im Zuge der Erhebung ist von Versorgern geschützter Kunden offenzulegen, mit welchen Beschaffungs- und Speicherverträgen sie die notwendigen Mengen und Kapazitäten zur Erfüllung des Versorgungsstandards sicherstellen.

Erfüllung der Fälle a) und b) des Versorgungsstandards

Als Nachweise für die oben genannten Fälle a) und b) können folgende Verträge vorgelegt werden:

- OTC-Verträge mit einem konkreten Vertragspartner,
- Speicherverträge und
- Termingeschäfte an der Börse.

Anzumerken ist hierbei, dass im Falle von Verträgen mit Erfüllungsort im Ausland (z.B. Übergabepunkt TTF¹⁵) oder bei Nutzung ausländischer Speicher auch die Transportverträge anzugeben sind, über welche die entsprechende Menge nach Österreich transportiert werden kann. Spot-Verträge können aufgrund der kurzen Lieferfrist hingegen nicht zur Erfüllung des Versorgungsstandards verwendet werden.

Erfüllung der Fälle c) und d) des Versorgungsstandards

Zur Erfüllung der Fälle c) und d) sind in der Erhebung ausschließlich Nachweise über entsprechende Speichervorhaltung (Speicherverträge und monatlich zu erfüllende Speicherfüllstände) zulässig und zu erbringen. Diese Nachweise kann auch durch den jeweiligen Vorlieferanten erbracht werden.

Ergebnis der Erhebung 2025

Die Erhebung der Winterperiode 2025/26 ergab, dass die Gasversorger der geschützten Kunden in Österreich in Summe ausreichend vorgesorgt haben. Alle Unternehmen konnten die Anforderungen aus dem Gasversorgungsstandard erfüllen.

¹⁵ TTF = „title transfer facility“, der virtuelle Handelspunkt in den Niederlanden.

2.3. Weitere Maßnahmen für Endkunden

Um die Gasversorgung der Endkunden bestmöglich zu gewährleisten, gibt es auch noch weitere Maßnahmen wie das Recht auf Grundversorgung und die Ersatzversorgung mit Energie, welche bereits im letzten Versorgungssicherheitsbericht der E-Control im Jahr 2025 näher beschrieben worden sind.¹⁶

2.4. Maßnahmen zu Speicherbefüllung und Erhöhung der Versorgungssicherheit

Seit Beginn des Ukraine-Krieges im Februar 2022 sind auf EU- und nationaler Ebene einige Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit eingeführt worden, die weiterhin – wenn auch in angepasster Form – weitergeführt werden.

2.4.1. Vorgabe von Gasspeicherzielen auf EU-Ebene

Nach der Verordnung (EU) 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Juni 2022 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 im Hinblick auf die Gasspeicherung, ist Österreich verpflichtet, bis zum Ende der Einspeichersaison einen gewissen Speicherstand zu erreichen.

Für Staaten wie Österreich, die im Vergleich zum Inlandsverbrauch über sehr hohe Speicherkapazitäten verfügen, enthält die Verordnung eine Ausnahme, nämlich ein Füllstandsziel von 35 % des jährlichen Gasverbrauchs der letzten fünf Jahre. Durch die Beanreizung der Speicherbefüllung über verschiedene Maßnahmen (u.a. Einführung der Strategischen Gasreserve, Anpassung der Überprüfung zum Gasversorgungsstandard, Immunisierung von Speichermengen von Endkunden, Vorhaltepflcht für Gaskraftwerksbetreiber) wurde das EU-Ziel auch 2025 deutlich übertroffen.

Am 1. Oktober 2025 wurde ein Speicherfüllstand von 84,92 % bzw. 85,59 TWh verzeichnet und somit auch die Zielvorgabe klar übererfüllt.

Die oben genannte EU-Gasspeicherverordnung wurde im März 2025 von der EU-Kommission bis Ende 2027 verlängert. Die zweijährige Fortführung der Speicherpflichten soll die Energiesicherheit und die Stabilität des Gasmarktes sichern, indem die Staaten jährlich 90 % ihrer Gasspeicherkapazität füllen – mit erweitertem zeitlichem Spielraum und größerer Flexibilität bei schwierigen Marktbedingungen.

Die EU-Kommission stuft dabei besondere Marktbedingungen, die zu außergewöhnlich niedrigen Einspeicherraten führen (beispielsweise ein stark negativer Sommer/Winter-Spread), als gleichbedeutend mit besonderen technischen Merkmalen ein, wobei für diese Art. 6a Abs. 8 der Verordnung (EU) 2017/1938 eine gewisse Flexibilität bietet und somit eine Erreichung der Füllstandsziele bis zum 1. Dezember möglich ist und damit eine längere Zeitspanne für die Befüllung der Speicher gegeben wird.

Zertifizierung von Speicherunternehmen

Nachdem in den Niederlanden, in Deutschland und Österreich Speicher von Unternehmen aus Drittstaaten vermarktet und gebucht, aber nicht genutzt wurden, wurde auf europäischer Ebene die Zertifizierung von Speicherunternehmen implementiert. Auf Basis von § 107a Abs 1 GWG 2011 iVm Art 3a VO (EG) 715/2009 (nunmehr: Art 15 VO [EU] 2024/1789) soll mit dieser Maßnahme das Vorliegen einer Gefährdung der Energieversorgungssicherheit bzw. der wesentlichen Sicherheitsinteressen in der

¹⁶ Link zu den Berichten auf der Webseite der E-Control: <https://www.e-control.at/publikationen/publikationen-gas/berichte>

Union bzw. in den einzelnen Mitgliedsstaaten geprüft werden. Potenzielle Risiken durch die Einflussnahme von Nicht-EU-Ländern auf die Speicherinfrastruktur sollen so vermieden werden.

E-Control hat daher von Amts wegen im ersten Halbjahr 2023 Verfahren zur Zertifizierung der Speicherunternehmen auf österreichischem Hoheitsgebiet eingeleitet und die von den Speicherunternehmen übermittelten Unterlagen geprüft und Bescheidentwürfe an die EU-Kommission übermittelt. In Abstimmung mit der EU-Kommission wurden 2024 offene Punkte geklärt bzw. Dokumente nachgefordert. Die Stellungnahme der EU-Kommission zum Bescheidentwurf zur Zertifizierung der Wiener Energiespeicher GmbH ist 2025 eingelangt. In weiterer Folge hat die E-Control die Zertifizierungsentscheidung erlassen und veröffentlicht.¹⁷ Die Stellungnahmen der EU-Kommission zu den verbleibenden Speicherunternehmen werden erwartet.

2.4.2. Maßnahmen zur Speicherbefüllung in Österreich

Ausreichende Gasmengen im Speicher sind für die Versorgungssicherheit Österreichs essenziell. Die Gasspeicher bieten nicht nur Flexibilität im täglichen Handel, sondern ermöglichen auch einen saisonalen Ausgleich der Gaslieferungen. Verantwortungsvolle Versorger von Endkunden sollten daher auch immer über ausreichende Speicherkapazitäten verfügen. Um für die österreichischen Endkunden und das Gesamtsystem vorzusorgen, wurden – neben der Speichervorhaltepflcht im Rahmen der Erhebung zum Gasversorgungsstandard - verschiedene Anreize zur Speicherbefüllung geschaffen.

2.4.2.1. Einführung einer Strategischen Gasreserve

Gemäß § 18a GWG 2011 wurde der Verteilergebietsmanager mit der Beschaffung und Verwaltung einer strategischen Gasreserve beauftragt. Zu diesem Zweck wurde vom Verteilergebietsmanager (AGGM) die Tochtergesellschaft Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH (ASGM) gegründet.

Zwischen Mai und August 2022 wurden von der ASGM zwei marktbasierte, transparente, nichtdiskriminierende und öffentliche Ausschreibungsverfahren zur Beschaffung der strategischen Gasreserve durchgeführt. Insgesamt konnten dabei 20 TWh Gas lukriert werden, davon 8,5 TWh aus nicht-russischen Quellen. Diese stehen für die Sicherstellung der österreichischen Gasversorgung ab 1. November 2022 zur Verfügung. Das Ziel der österreichischen Bundesregierung wurde damit vollständig erreicht. Die Gesamtkosten der beiden Ausschreibungen belaufen sich auf 3,95 Mrd. EUR. Diese Kosten wurden zur Gänze über den Staatshaushalt gedeckt.

Durch eine 2024 erlassene Novelle des GWG 2011¹⁸ wurde die strategische Gasreserve im Ausmaß von 20 TWh gem. § 169 Abs 9 GWG 2011 am 6. Juli 2024 bis 1. April 2027 prolongiert und dementsprechend seitens ASGM¹⁹ Speicherverträge verlängert bzw. neu abgeschlossen. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen sehen eine Evaluierung bis zum 1. April 2026 vor²⁰. Die Verlängerung der strategischen Gasreserve bis April 2029 wurde am 6. Juli 2026 im Hauptausschuss des Nationalrates einstimmig beschlossen²¹.

Eine Weiterführung der strategischen Gasreserve ist auch vor dem Hintergrund der Unsicherheiten durch die Irankrise sinnvoll. Eine längerfristige Ausschreibung der Speicherkapazitäten und eine Änderung der Speicherproduktdefinition (ungebündeltes Produkt mit Arbeitsgasvolumen und unterbrechbarer Ausspeicherleitung) kann die Speicherkosten für die strategische Gasreserve verringern. Eine

¹⁷ <https://www.e-control.at/documents/1785851/10678937/Bescheid%20vom%2013.02.2025,%20V%20ZER%20G%2005%252F23%20Zertifizierung%20der%20Wiener%20Energiespeicher%20GmbH%20als%20Speicherunternehmen/da32fe42-ce1d-337d-9b96-99727574b711>

¹⁸ BGBl I 74/2024

¹⁹ ASGM Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH

²⁰ Link zu Beschlussfassung und Text: <https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVII/A/4074>.

²¹ Pressemitteilung von des BMWET: <https://www.bmwet.gv.at/Presse/AktuellePressemeldungen/gasreserve-verlaengert.html>

Prüfung der Anpassung des Volumens (an die Marktentwicklungen) sollte in regelmäßigen Abständen erfolgen.

2.4.2.2. Möglichkeit zur Einspeicherung von „immunisierten“ Gasmengen

Gemäß § 26a Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012) wurde für Endkunden die Möglichkeit geschaffen, Gasmengen einzuspeichern, die bis zu einem Anteil von 50 % ihres Verbrauchs im vorangegangenen Kalenderjahr von mengenbezogenen, hoheitlichen Maßnahmen ausgenommen sind. Diese Gasmengen können nur im Falle der Notwendigkeit für die Aufrechterhaltung des technisch sicheren Netzbetriebs und für völkerrechtliche bzw. solidarische Verpflichtungen herangezogen werden, wobei auch dann nur gegen Ersatz des Kaufpreises samt Speicherkosten und Netznutzungsentgelten.

Diese Möglichkeit zur Absicherung bereits eingespeicherter Gasmengen haben auch einige größere Endkunden genutzt, sodass derzeit rund 2,41 TWh (Stand 26. Mai 2026) unter diese Regelung fallen. Die Regelung läuft mit Ende Mai 2027, soll aber im Rahmen des „Versorgungssicherheitspaketes Gas“ ins Dauerrecht überführt werden¹⁷.

2.4.3. Ergebnis der Maßnahmen

Insgesamt konnten mit diesen Maßnahmen auch 2025 ausreichend hohe Speicherstände in den österreichischen Speicheranlagen erzielt werden. Rund 29 TWh waren als strategische Reserve, aus den Verpflichtungen der Erfüllung des Versorgungsstandards und als immunisierte Mengen eingespeichert (Abbildung 23). Zusätzlich wurden noch weitere Gasmengen für österreichische Endkunden gespeichert. Damit hat ein Großteil dieser in Österreich eingespeicherten Gasmengen (ca. 60 %) mit Stichtag 31.12.2025 auch tatsächlich für den österreichischen Markt und somit für Österreichs Endkunden zur Verfügung gestanden.

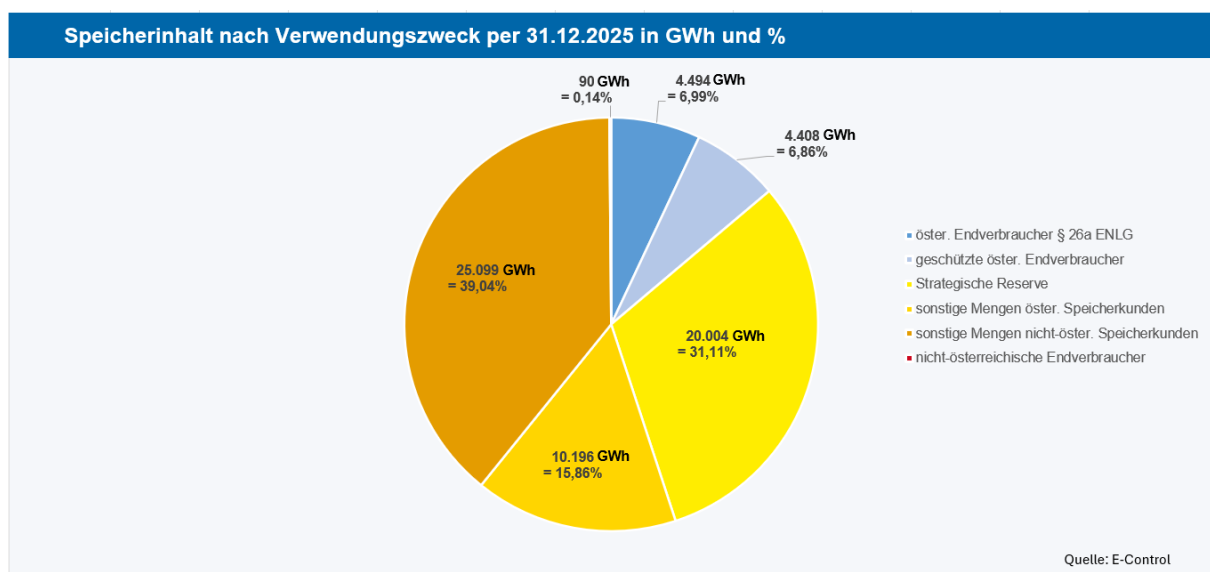


Abbildung 23: Speicherinhalt nach Verwendungszweck in österr. Speicheranlagen mit Stand 31.Dezember 2025
Quelle: E-Control

2.5. Maßnahmen zur Diversifizierung der Gasbeschaffung für österreichische Endkunden

Um die Gasversorgungssicherheit der österreichischen Endkunden langfristig zu gewährleisten, ist es erforderlich die Bezugsquellen und auch die Transportrouten, über die das Gas nach Österreich

gelangt, zu diversifizieren. Die Bundesregierung hat diesbezüglich einige Maßnahmen gesetzt, auf die im Folgenden weiter eingegangen wird.

2.5.1. Wirtschaftliche Anreize zur Diversifizierung über das Gasdiversifizierungsgesetz

Zur Beschleunigung der Reduktion der Abhängigkeit Österreichs von russischem Erdgas wurde das Gasdiversifizierungsgesetz 2022 (GDG 2022)²² erlassen, auf dessen Basis Förderrichtlinien zur teilweisen Abgeltung von Mehrkosten für Unternehmen, die durch die Lieferung von Erdgas aus nicht-russischen Quellen entstanden sind, erarbeitet wurden. Die Herkunft des Erdgases muss dabei mittels eines den Richtlinien entsprechenden Nachweises erfolgen. Ebenso werden nur jene Erdgasmengen aus nicht-russischen Quellen unterstützt, die nachweislich bis zum 31. Dezember 2025 zum zeitgleichen Verbrauch in Österreich ausgespeichert wurden.

Ziel des GDG 2022 ist also die Erhöhung der Resilienz der österreichischen Volkswirtschaft durch Reduktion der Abhängigkeit von russischem Erdgas durch die Abfederung der Zusatzkosten der Diversifizierung zur Entlastung der Unternehmen. Diese Entlastung bzw. Abgeltung wird durch die Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH (aws) abgewickelt.

2.5.2. Monitoring der Diversifizierung: Langfristvorschau der Beschaffung für österreichische Endkunden

Im Jänner 2025 hat die E-Control zum zweiten Mal die Daten zur „Langfristvorschau“ gemäß des § 5a Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung (G-EnLD-VO) bei den Gasversorgern erhoben.

Die Analyse der Beschaffung und der Gesamtposition zeigt im Vergleich zur Abfrage aus dem Vorjahr einen Anstieg des Eindeckungsgrades im Lieferjahr, sowie eine Zunahme des Anteils der bilateralen Beschaffung (OTC – „Over-the-Counter“) auf Kosten der Börsenbeschaffung (Abbildung 24). Der Anteil der OTC-beschafften Mengen mit bekannter Herkunft ist 2025 deutlich angestiegen.

Der Anteil von Gas aus unbekannter Herkunft (OTC-Geschäfte mit unbekannter Herkunft und Börsengeschäfte) an der gesamten Beschaffung liegt für 2025 bei rd. 70 %. Davon entfällt rd. ein Viertel auf Börsengeschäfte und rd. drei Viertel auf OTC-Geschäfte.

Ab 2025 sind alle Gasmengen mit bekannter Herkunft auch Mengen nicht-russischer Herkunft. Nach Auslaufen des Transitabkommens zwischen Russland und der Ukraine gelangt kein russisches Gas mehr über die Ukraine-Route und die Slowakei nach Österreich. Daher ist die Deckung des erwarteten Endkundenabsatz de facto frei von russischen Gasmengen.

Der Großteil der geschlossenen Position wird über OTC-Geschäfte beschafft, von denen wiederum mehr als die Hälfte auf langfristige Verträge mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr entfallen.

²² BGBl. I Nr. 95/2022 und 1. Änderung BGBl. I Nr. 107/2022

Aufteilung der bereits beschafften Mengen nach gemeldeter Herkunft

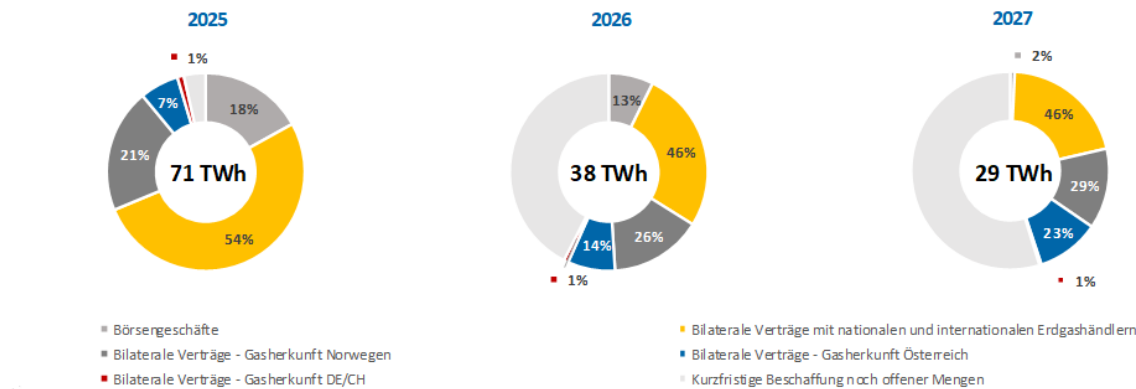


Abbildung 24: Aufteilung der beschafften Mengen nach gemeldeter Herkunft; Stand: März 2025
Quelle: Erhebung der E-Control zur Langfristvorschau der Versorger

Zuverlässige Aussagen zu Diversifizierungsbemühungen der Versorger können aus den Daten nicht abgeleitet werden, da die Abfrage 2024 erstmals durchgeführt wurde und daher noch nicht ausreichende Vergleichswerte aus den Vorjahren zur Verfügung stehen.

Aufgrund der Anzahl der Handelspartner und der Verteilung der OTC-Beschaffung auf eine größere Anzahl an nationalen und internationalen Erdgashändlern kann aber für die österreichische Gasversorgung, auf Basis eines HHI-Benchmarks für den OTC-Markt, insgesamt ein hinreichender Grad an Diversifizierung festgestellt werden.

Im Hinblick auf die Datenbereitstellung der Versorger im Rahmen des § 5a G-EnLD-VO 2017 wurde sowohl die erwartete Abgabe an Endkunden wie auch die Struktur der Beschaffung für das Meldejahr und die folgenden zwei Frontjahre erhoben. Zusätzlich wurden bei der Beschaffung die Mengen aus börslichem und bilateralem Handel abgefragt. Bei bilateralen Geschäften wurde weiter zwischen kurzfristigen (kleiner ein Jahr) und langfristigen Verträgen (größer ein Jahr) differenziert, und die Gasherkunft sowie der Handelspartner abgefragt. Damit sind für die Versorger grundsätzlich alle Daten vorhanden, die auch im Rahmen der Meldeverpflichtung nach § 121a GWG 2011 jeweils im Oktober zu melden sind.

2.6. Maßnahmen in der Infrastruktur

Neben der Beschaffung von Gasmengen ist selbstverständlich auch die verfügbare Infrastruktur ein essenzieller Baustein der Gasversorgungssicherheit Österreichs. Dabei wird nicht nur auf den Aus- und Umbau der Infrastruktur geachtet, sondern auch auf den Betrieb Netze, welcher anhand verschiedener Kennzahlen beurteilt wird.

2.6.1. Sicherstellung der Gasnetzqualität

Die Kennzahl für die durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen je versorgtem Zählpunkt mit Ursache im Verteilernetz, auch SAIDI genannt, lag basierend auf den von Netzbetreiberseite übermittelten Daten im Jahr 2025 bei 2,15 Minuten (Tabelle 3). Dies entspricht einer Verbesserung gegenüber dem Jahr 2024 von rund 44 %. Hierzu gilt anzumerken, dass die durchschnittliche Dauer ungeplanter Ausfälle im Gas weit geringer ist als im Strom. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass unterirdisch verbaute Gasleitungen weniger von externen Umwelteinflüssen betroffen sind als Freileitungen im Strom.

Die durchschnittliche Unterbrechungsanzahl je versorgtem Zählpunkt pro Jahr mit Ursache im Gasverteilernetz, oder auch SAIFI genannt, lag bei 0,0032 und war somit auf einem vergleichbaren Niveau wie in den Jahren 2020 bis 2023. Dies bedeutet, dass im Durchschnitt von 1.000 Zählpunkten rund drei Zählpunkte betroffen sind.

Aus den Berechnungen der E-Control geht zudem hervor, dass bei Betrachtung der SAIDI-Werte getrennt nach Sommer- (April bis September) und Wintermonaten (Oktober bis März), diese im Jahr 2025 in den Wintermonaten um rund 93 % höher waren als in den Sommermonaten. Dieser Umstand dürfte durch die fast doppelt so lange Unterbrechungsdauer je versorgtem Zählpunkt im Winter im Vergleich zum Sommer zurückzuführen sein, was zu einem höheren SAIDI-Wert im Winter geführt hat. Trotzdem sank dieser Wert um etwa 23 % im Vergleich zum Vorjahr. Aufgrund einer wesentlich kürzeren Dauer und reduzierten Anzahl der betroffenen Netzbenutzer im Sommer, lag der SAIDI-Wert in den Sommermonaten auf einem vergleichbaren Niveau wie in den Jahren 2020 bis 2022 und sank um 64 % im Vergleich zum Vorjahr.

Kennzahlen	2024	2025
SAIDI - durchschnittliche Unterbrechungsdauer je versorgtem Zählpunkt [min/a]		
SAIDI ungeplante Unterbrechungen	3,87	2,15
SAIDI ungeplant - Sommer (April bis September)	2,04	0,73
SAIDI ungeplant Winter (Jänner bis März und Oktober bis Dezember)	1,84	1,42
SAIDI geplante Unterbrechungen	3,99	5,98
SAIFI - durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit je versorgtem Zählpunkt [1/a]		
SAIFI ungeplante Unterbrechungen	0,0068	0,0032
SAIFI ungeplant Sommer (April bis September)	0,0044	0,0018
SAIFI ungeplant Winter (Jänner bis März und Oktober bis Dezember)	0,0024	0,0014
SAIFI geplante Unterbrechungen	0,0087	0,0110
CAIDI - durchschnittliche Unterbrechungsdauer je betroffenen Netzbenutzer [min]		
CAIDI ungeplante Unterbrechungen	570	673
CAIDI ungeplant Sommer (April bis September)	467	415
CAIDI ungeplant Winter (Jänner bis März und Oktober bis Dezember)	754	996
CAIDI geplante Unterbrechungen	457	542

Tabelle 3: Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit bei Gas in Österreich, 2024 und 2025, Quelle: E-Control

2.6.2. Aus- und Umbau der Gasinfrastruktur

Der Infrastrukturstandard (N – 1) zeigt, dass das österreichische Gasnetz, sowohl auf der Fernleitungs- als auch auf der Verteilernetzebene, bezogen auf die Leistung gut ausgebaut ist. Die geänderten Gasflüsse (weniger Gasmengen aus dem Osten, mehr Gasmengen aus dem Westen und Süden) erfordern aber Anpassungen in der Gasinfrastruktur, um die russischen Gasmengen langfristig zu ersetzen.

Daraus resultiert unter anderem das Projekt „GCA 2022/01 WAG-Loop“ im „Koordinierten Netzentwicklungsplan²³“ des Marktgebietsmanagers. Dieses Projekt der GAS CONNECT AUSTRIA GmbH ermöglicht zusätzliche Importkapazitäten von bis zu 3,2 GWh/h bzw. rund 28 TWh/a an den Grenzübergabepunkten (Oberkappel und Überackern) zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem deutschen Marktgebiet THE²⁴. Das Projekt wurde im Mai 2023 im KNEP genehmigt und befindet sich in der Umsetzung. Es soll im Jahr 2027 in Betrieb gehen. Um dies sicherzustellen hat die E-Control ein monatliches Monitoring eingeführt, in dem die GCA den Fortschritt des Projektes und mögliche Verzögerungen darstellt. Um die Finanzierung zu ermöglichen, wurde im Juni 2024 ein Gesetz²⁵ erlassen, das vorsieht, dass der österreichische Staat 70 Mio. Euro zur Verfügung stellt.

Weitere Projekte, die die Versorgungssicherheit Österreichs mit Gas erhöhen, sind zum Beispiel der Ausbau der Gasflusskapazitäten von Italien in Richtung Norden (Projekt „TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf“ im KNEP), aber auch die Beseitigung eines Engpasses in der Schieberstation Frankenmarkt durch die Netz Oberösterreich GmbH. Damit wird die mögliche Einspeiseleistung über die Station Zagling, an der der Speicher 7Fields angebunden ist, von 300.000 auf 600.000 Nm³/h verdoppelt (Projekt „2022/20 Erweiterung Schieberstation Frankenmarkt“).

Eine erste Kapazitätserhöhung aus Italien in Richtung Österreich hat es bereits im Oktober 2024 gegeben. Der italienische Fernleitungsnetzbetreiber Snam Rete Gas S.p.a. ertüchtigte sein Netz und erhöhte somit die technisch verfügbaren Kapazitäten in Arnoldstein um ca. 30 % auf das aktuell maximale Importpotenzial auf österreichischer Seite. Für August 2026 ist die Fertigstellung einer noch größeren Erhöhung der Exit-Kapazitäten von Italien nach Österreich von Seiten des italienischen Netzbetreibers geplant. Die Exit-Kapazität nach Österreich soll damit abermals um rd. 65 % steigen.

Auch die Verbindungsleitung zwischen Salzburg und Tirol (die Projekte 2019/01 und 2019/02, enthalten in der langfristigen integrierten Planung der AGGM) erhöhen die Versorgungssicherheit in Österreich. Diese sollte bis Mitte 2027 umgesetzt und in Betrieb genommen werden.

3. Maßnahmen im Engpassfall: Energielenkung und Krisenvorsorge im Gasbereich

Gemäß Energielenkungsgesetz 2012 ist die E-Control für die Vorbereitung und Koordinierung der im Anlassfall vorzusehenden Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Erdgasversorgung verantwortlich. Allfällige Energielenkungsmaßnahmen werden bei Bedarf durch die Erdgas-Energielenkungsmaßnahmen-Verordnung (EnLM-VO) der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Krisenfall erlassen.

In Krisenfällen werden von der E-Control, in Zusammenarbeit mit dem BWET und in Abstimmung mit dem Markt- und Verteilergebietsmanager, alle erforderlichen Maßnahmen gesetzt, um die Versorgung Österreichs Endkunden bestmöglich zu gewährleisten. Die potenziellen Maßnahmen für die Erhöhung Gasangebots und der Senkung des Gasverbrauchs sind in Abbildung 25 dargestellt.

²³ Gemäß § 14 Abs. 1 Z 7 GWG 2011 hat der Marktgebietsmanager mindestens alle zwei Jahre einen Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) entsprechend den Zielen des § 63 Abs. 4 GWG 2011 zu erstellen.

²⁴ THE steht für Trading Hub Europe, dem Österreich vorgelagerten Marktgebiet in Deutschland.

²⁵ Bundesgesetz, mit dem der Bundesminister für Finanzen zur Bereitstellung von Bundesmitteln für die Errichtung des Infrastrukturprojektes WAG Teil-Loop ermächtigt. [Link](#).

POTENZIELLE ENERGIELENKUNGSMASSNAHMEN GAS



Abbildung 25: Potenzielle Energielenkungsmaßnahmen im Krisenfall
Quelle: E-Control

Als Maßnahme im Falle einer Gasengpasssituation soll u.a. die Nutzung verbrauchsseitiger Lastreduktions-Potenziale für eine marktbasierte Verbesserung der Versorgungssituation dienen. Über die Flexible Merit Order List (FlexMOL) können Endkunden mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 10 MWh/h verfügbare Gasmengen (freiwillige Verbrauchsreduktion oder Verbrauchseinschränkung) in Form von physikalischer Ausgleichsenergie für die Versorgungssicherheit des Marktgebiets zur Verfügung stellen. Dadurch sollen weitergehende (hoheitliche) Energielenkungsmaßnahmen (zB angeordnete Verbrauchsreduktionen) vermieden werden. Die wesentlichen Schritte zur Nutzung der FlexMOL sind in einem Leitfaden²⁶ der E-Control dargestellt.

Sollten marktkonforme Maßnahmen nicht ausreichen, um die Versorgung aller Kunden zu gewährleisten, sind hoheitliche Eingriffe in den Bereichen Aufbringung und Verbrauch vorzubereiten bzw. zu koordinieren.

Um die Entscheidung über mögliche Einschränkungen möglichst sachgerecht zu treffen, ist eine solide Prognose und Datenbasis notwendig. Die Regulierungsbehörde hat daher ein Tool entwickelt, um die Aufbringung und den Verbrauch von Gas in Österreich und mithin die Speicherreichweite in definierten Szenarien und in einem bestimmten Betrachtungszeitraum abzubilden: den sogenannten „Maßnahmenrechner“.²⁷ Sein primärer Zweck ist es, eine Abschätzung der Notwendigkeit und der Wirkung von Einschränkungen des Gasverbrauchs durchzuführen und somit zwei zentrale Fragen zu beantworten: „Sind (hoheitliche) verbrauchseinschränkende Maßnahmen notwendig?“ und wenn ja „Welche und in welcher Reihenfolge?“

Um Großabnehmer bestmöglich auf eine Situation mit Einschränkungen vorzubereiten, hat die Regulierungsbehörde einen weiteren Leitfaden entwickelt und veröffentlicht²⁸, in dem die wichtigsten

²⁶ Leitfaden zur FlexMOL: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Leitfaden_FlexMOL_Final.pdf/814c6279-c4a6-f3ed-ff32-2f93db5e6253?t=1671701653959

²⁷ Ausführliche Darstellung: <https://www.e-control.at/infoveranstaltung-gas-8-november>

²⁸ https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Leitfaden_EnL_Gas_Energielenkung_FINAL_02_clean.pdf/e97ad209-2090-b6c9-2dc5-6ad282b50f33?t=1681726843073

Schritte im Falle von Einschränkungen des Gasverbrauchs in einem Energielenkungsszenario dargestellt und beschrieben wurden.

Diese Leitfäden und der Maßnahmenrechner zur Abschätzung der Wirkung der Maßnahmen wurden im November 2022 im Rahmen einer Veranstaltung der Regulierungsbehörde ausführlich und transparent den Marktteilnehmern erläutert.²⁹

Zudem wurden umfangreiche Informationstätigkeiten und Öffentlichkeitsarbeit von Seiten der Regulierungsbehörde durchgeführt. Es wurde auch eine eigene Hotline eingerichtet, über die größere Gasverbrauchern Informationen erhalten.

Zur Sicherstellung einer gesicherten Datenbasis für die Vorbereitung und Durchführung von Lenkungsmaßnahmen zur Krisenvorsorge ist die E-Control gemäß § 27 Abs. 2 Energielenkungsgesetz 2012 ermächtigt, mittels Verordnung die Meldung von Daten in periodischen Abständen anzuordnen – die sogenannte Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017. Diese Verordnung wurde und wird laufend überarbeitet bzw. novelliert, um die Informationsgranularität zu verbessern, womit genauere Prognosen und zielgerichtete Maßnahmen ermittelt werden können.

Ein weiterer wichtiger Punkt in der Krisenvorsorge ist das Erarbeiten von Krisenszenarien und das Üben der einzelnen Prozesse, besonders im Hinblick auf die Kommunikation der zuständigen Behörden untereinander und mit den relevanten Stakeholdern. Zu diesem Zweck organisiert die E-Control regelmäßig sogenannte Energielenkungsübungen und nimmt selbst an zahlreichen Übungen anderer Behörden und Stakeholder teil.

²⁹ Infoveranstaltung: <https://www.e-control.at/infoveranstaltung-gas-8-november>

4. Ausblick auf die Winterperioden 2026/27

Am 31. Dezember 2024 endete der Transitvertrag zwischen Naftogaz und Gazprom Export. Somit wurde seit 1. Jänner 2025 auch kein russisches Gas mehr über die Ukraine und die Slowakei transportiert.

Ein Großteil der Importe nach Österreich wurde bis Ende 2024 noch über diese Route transportiert. Seit 1. Jänner 2025 hat sich die Gasflusssituation in und um Österreich verändert – ein Großteil der Importe kommt nunmehr aus Deutschland, der Rest aus Italien.

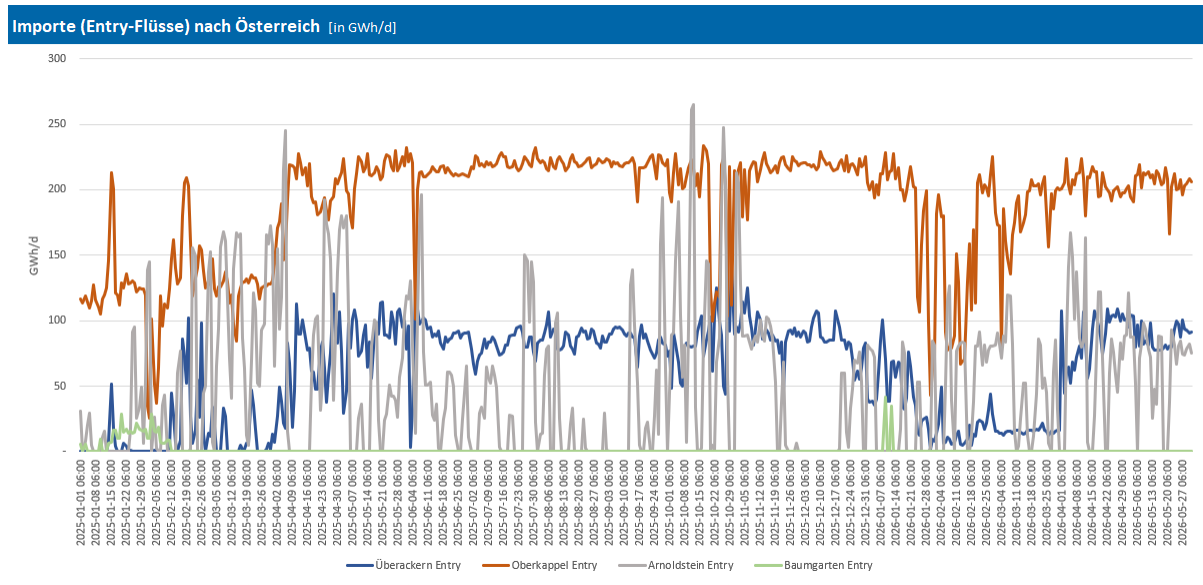


Abbildung 26: Importgasflüsse nach Österreich von 1.1.2025 bis 31.5.2026 in GWh/d
Quelle: ENTSO-G Transparency Plattform

Abbildung 26 zeigt die täglichen Importmengen je Grenzübergabepunkt von 1. Jänner bis 30. Juni 2026:

- **Grün:** Der Entry-Fluss in Baumgarten aus der Slowakei. Man sieht zu Beginn des Jahres 2025 noch einen geringen Gasfluss – dieser resultiert aus der Umlagerung eines Teils der strategischen Gasreserve aus der Slowakei in österreichische Speichereinrichtungen.
- **Orange:** Der Entry-Fluss in Oberkappel aus Deutschland. Seit Jahresbeginn 2025 spielt dieser Importpunkt nunmehr die größte Rolle in Österreich.
- **Blau:** Der Entry-Fluss in Überackern aus Deutschland. Aufgrund der Konkurrenzsituation der Ableitkapazitäten mit dem Grenzübergabepunkt Oberkappel ist davon auszugehen, dass zumindest ein Teil dieser Gasmengen direkt in die nahegelegenen Speichereinrichtungen fließt.
- **Grau:** Der Entry-Fluss in Arnoldstein aus Italien. Auch aus Italien wird regelmäßig Gas importiert, allerdings in Summe weniger als aus Deutschland und vor allem weniger konstant.

4.1. Analysen der ENTSO-G zur Versorgungslage in der EU

Die Vereinigung der Europäischen Transportinfrastrukturbetreiber, ENTSO-G, veröffentlicht in ihren regelmäßigen „Outlooks“ Analysen zur Resilienz des europäischen Transportnetzes.

In ihrem im April 2026 veröffentlichten Summer Supply Outlook 2026 wurde auch eine Analyse für den kommenden Winter 2026/27 erstellt.³⁰ Diese zeigt im Referenzszenario, ausgehend von einem

³⁰ ³⁰ ENTSG Summer Supply Outlook 2026 with Winter 2026/27 Overview; https://www.entsog.eu/sites/default/files/2026-04/SO0069-26_Summer%20Supply%20Outlook%202026.pdf

Lagerbestand von EU-weit 28 % am 1. April 2026 reichen die Ein- und Ausspeicherkapazitäten der Gasspeicheranlagen in Verbindung mit der Flexibilität der Importe aus, um den Bedarf zu decken und ein Lagerbestandsniveau von bis zu 47 % am Ende des Winters in der gesamten EU zu erreichen (Tabelle 4). Dies zeigt, dass die Infrastruktur und die Versorgungsflexibilität für den Sommer 2026 und den Winter 2026/27 unter der Voraussetzung einer ausreichenden Versorgung angemessen sind.³¹

Winter Overview Demand	LNG Scenario	Russian supply	Storage Target	Demand curtailment	UGS levels on Nov 1	Final UGS filling level *
Reference Demand	Optimal	Yes	Max	No	95%	47%
		No	Max	No	89%	36%
		Yes	30%	No	85%	32%
		No	30%	No	86%	32%
	Tight	Yes	Max	No	76%	14%
		No	Max	3%	72%	11%
5YA -15% Demand	Optimal	Yes	Max	No	97%	63%
		No	Max	No	90%	52%
	Tight	Yes	Max	No	77%	30%
		No	Max	No	70%	19%

* Storage filling level on 2027 March 31

Tabelle 4: Darstellung der Ergebnisse der ENTSO-G Modellrechnungen für die Winterperiode 2026/27
Quelle: [ENTSOG](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2026-04/SO0069-26_Summer%20Supply%20Outlook%202026.pdf)

Selbst im ENTSO-G-Szenario ohne russische Gaslieferungen über Gasleitungen oder LNG und generell wenig verfügbare LNG-Mengen, sind die europaweit erforderlichen Verbrauchseinschränkungen mit bis zu 3% durch bereits verfügbare Maßnahmen zur Senkung des Gasverbrauchs zu beherrschen. Zu erwähnen ist allerdings, dass daraus resultierende, derart niedrige Speicherstände am Ende des Winters zu hohen Kapazitätsauslastungen und hohen Preisen in der folgenden Einspeichersaison zur Folge haben würden.

4.2. Szenarien für Österreich

Die E-Control hat gemäß Energielenkungsgesetz die Aufgabe, zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Erdgasbereich durchzuführen, das auch die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot; die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten, Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sowie die Verfügbarkeit von Erdgasquellen (Produktion, Speicher, Import) und Netzen umfasst.

Neben den Analysen auf europäischer Ebene, wie z.B. von ENTSO-G und dem Joint Research Center der Europäischen Kommission, werden auch auf nationaler Ebene von unterschiedlichen Entitäten verschiedenste Szenarien gerechnet und Prognosen für die Entwicklung der Gasflüsse, des Gasverbrauchs, der Speicherstände und letztendlich auch zur Verbrauchsdeckung erstellt.

E-Control hat unter Einbezug objektiver Quellen bestmöglich realistische, probabilistische Szenarien für die Winterperiode 2026/27 berechnet. Die Basis dafür sind historische Daten, allerdings mit einer

³¹ ENTSOG Summer Supply Outlook 2026 with Winter 2026/27 Overview; https://www.entsog.eu/sites/default/files/2026-04/SO0069-26_Summer%20Supply%20Outlook%202026.pdf.

höheren Gewichtung der jüngeren Vergangenheit, da von einer nachhaltigen Änderung der Gasflüsse und -verbräuche auszugehen ist. Außerdem berücksichtigen die Szenarien der E-Control diverse Informationen aus den Abstimmungen der Mitgliedstaaten auf europäischer Ebene.

Berechnungen der E-Control zu probabilistischen Szenarien

Die E-Control rechnet auf Basis des sogenannten Maßnahmenrechners³² regelmäßig verschiedene Gasverbrauchsszenarien (Abbildung 27). Anhand der historischen Daten wurde der Jahresverbrauch für die kommenden beiden Jahre bei einem normalen Winter mit 80 bis 85 TWh festgelegt. Es wurden aber auch Szenarien mit einem höheren jährlichen Verbrauch und mit unterschiedlichen Nutzungsgraden der vorhanden Importkapazitäten gerechnet:

	Hohe Importnutzung (85%)	Mittlere Importnutzung (75%)
Erhöhter Verbrauch	Szenario 1	Szenario 4
Normaler Verbrauch	Szenario 2	Szenario 3

Abbildung 27: Überblick der von E-Control gerechneten Szenarien

Szenarien Speicherstände Maßnahmenrechner | Datenstand 25.6.2026

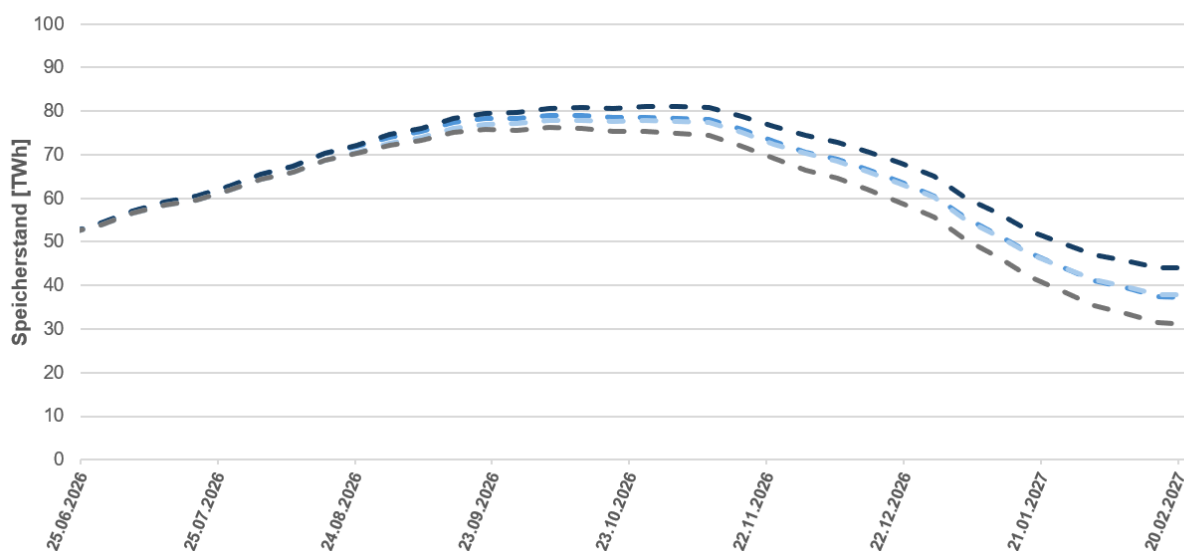


Abbildung 28: Darstellung der prognostizierten Speicherstände Juni 2026 bis Februar 2027 in verschiedenen Szenarien, Quelle: E-Control

³² Ein von E-Control entwickeltes Berechnungstool für verschiedenste Szenarien im Energiebereich.

Ergebnisse der Szenarienberechnungen

Wie in Abbildung 28 ersichtlich, stellt sich die Versorgungslage für den kommenden Winter 2026/27 nicht problematisch dar. Bis Juni 2026 sind trotz hoher Preise am Markt hohe Einspeicherraten zu beobachten, was die Versorgungsszenarien noch zusätzlich positiv beeinflussen könnte.

Generell ist ein potenziell niedriger Speicherstand (unter 20 %) am Ende der Heizperiode als eine große Herausforderung in den kommenden Jahren anzusehen. Bei einem hohen industriellen und gewerblichen Gasverbrauch in der Sommerperiode, bei gleichzeitig hoher Auslastung der Einspeicherkapazitäten, benötigt man entsprechend hohe Importkapazitäten, um diese Gasflüsse darstellen zu können. Die Infrastrukturausbaumaßnahmen bis Ende 2027 werden hier aber maßgeblich zur Versorgungssicherung beitragen. Außerdem ist davon auszugehen, dass aufgrund der steigenden Ausbaumaßnahmen von erneuerbaren Energien im Sommer die Gaskraftwerke nur mehr sehr wenig zur Stromerzeugung eingesetzt werden müssen. Dies reduziert wiederum den industriellen Gasverbrauch und bedeutet somit mehr freie Kapazitäten für die Einspeicherung. Wie man in den letzten Winterperioden gesehen hat, ist eine Verfügbarkeit von Gaskraftwerken zur Stromerzeugung im Winter essenziell für die Stromversorgungssicherheit.

Ein laufendes Monitoring der Gasflusssituation und regelmäßige Prognosen werden von E-Control jedenfalls durchgeführt. Wenn diese Prognosen zB zeigen, dass der Speicherstand am Ende der Winterperiode auf unter 25 % fällt, könnten bereits vorab aufbringungsmaximierende und verbrauchsmindernde Anreize gesetzt werden, sodass der Speicherstand zB nicht unter 30 % fällt und die Speicherwiederbefüllungsmengen damit reduziert werden.

Im Vorfeld getroffene marktbasierende aufbringungs- und verbrauchsseitige Maßnahmen zur Abfederung theoretischer Kapazitätsengpässe können helfen, steigenden Systemkosten entgegenzuwirken, da über diese marktbasierenden Maßnahmen teure Infrastrukturmaßnahmen und ggf. „sunk costs“ vermieden werden können.

Wie hoch werden die Speicherfüllstände bis zum Beginn der Heizsaison sein?

Für das Erreichen eines Speicherfüllstands von 100 % würde die Einspeicherung von weiteren 40 TWh benötigt. Rein technisch gesehen ist dies (bei einer gesamten Einspeicherleistung von 1.083,5 GWh/d) bis 1. November 2026 möglich. Außerdem sind die Speicherkapazitäten in Österreich zu fast 100 % für das Speicherjahr 2026/27 gebucht. Ein hoher Speicherfüllstand ist daher möglich.

In welcher Höhe ist auch – neben Lieferverpflichtungen der Speicherkunden - abhängig von den wirtschaftlichen Anreizen für die Speicherkunden. Diese sind nicht nur der Preisunterschied zwischen Sommerpreisen für die Einspeicherung und Winterpreisen bei der Entnahme, sondern auch durch kurzfristige Handelsmöglichkeiten bestimmt, die sich über die Vertragsdauer des Speichervertrags realisieren lassen (Zeitwert). Die Volatilität der Gaspreise hat in den letzten Monaten zugenommen. Es ist daher davon auszugehen, dass dies auch einen wirtschaftlichen Anreiz zur Befüllung bietet.

Die E-Control weist ausdrücklich darauf hin, dass die Versorger der österreichischen Endkunden in der Verantwortung sind, die technisch verfügbaren Kapazitäten auch zu nutzen und die Gasmengen für ihre Kunden entsprechend zu diversifizieren und abzusichern. Zur Versorgungspflicht hat das BMWET 2024 ein Gutachten eingeholt, welches besagt, dass der Ausfall von russischen Gasmengen in Europa keinen „Force Majeur“-Fall darstellt und somit die Versorger nicht von der Pflicht entbindet, ihre Kunden zu versorgen³³.

³³ Link zum Gutachten: https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:f9f584fe-4c1f-4883-9177-44df78ba2b45/Hoehere_Gewalt_iZm_Gasliefvertraegen_NHP.pdf

Markteingriffe in den Speichermarkt sollten vermieden werden: Verpflichtungen zur Speicherbevorzugung sollten keine staatlich festgelegten Vorgaben für die Speichernutzung enthalten. Diese würden wirtschaftliche Anreize negativ beeinflussen.

5. Zusammenfassung

Österreichs Gasversorgung war und ist zum Zeitpunkt der Berichterstellung gesichert. Im Betrachtungszeitraum des Berichts, also Kalenderjahr 2025 und die Winterperiode 2025/26, konnte der Gasverbrauch der Endkunden trotz des kompletten Ausfalls der Ukraine-Route gedeckt werden. Die Preise waren stabil, aber auf einem höheren Niveau als vor dem Beginn des Krieges in der Ukraine.

Mit dem Beginn des Konflikts zwischen den USA, Israel und dem Iran am 28. Februar 2026 sind die Gaspreise zum Teil stark gestiegen – am TTF bis auf über 61 EUR/MWh am 19. März 2026. Nach dem im Juni 2026 von den USA und dem Iran unterzeichneten Rahmenabkommen zur Beendigung des Konflikts sind die Preise wieder auf rund 40 EUR/MWh gesunken, dann aber aufgrund der gescheiterten Verhandlungen und die erneute Eskalation der Situation im Nahen Osten wieder am TTF am 24. Juli 2026 auf über 63 EUR/MWh gestiegen. Nach einer neuerlichen Waffenruhe haben sich die Gaspreise wieder etwas entspannt und lagen per 27. Juli 2026 bei etwas über 58 EUR/MWh (Stand 28. Juli 2026). Ein nachhaltiger Frieden in der Region würde sich jedenfalls positiv (preissenkend) auf die Gaspreise in Asien und Europa auswirken und die Volatilität wohl verringern.

Die technische Zuverlässigkeit der österreichischen Gasinfrastruktur ist auf hohem Niveau stabil. In den letzten Jahren konnten mit der bestehenden Gasinfrastruktur die Versorgung der Endkunden in Österreich sowie die Transitbedarfe der ausländischen Transportkunden sichergestellt werden.

Wie auch in den Jahren zuvor waren 2025 diverse Maßnahmen zur Speicherbefüllung aufrecht. Diese umfassten die strategische Gasreserve von 20 TWh, die Möglichkeit zur Einspeicherung von „geschützten“ Gasmengen von Endkunden und die Einführung der Speicherverpflichtung für die Versorger geschützter Kunden. Insgesamt belief sich die den österreichischen Kunden potenziell zur Verfügung stehenden Gasmengen in Speichieranlagen zum Stichtag 31. Dezember 2025 auf rund 39 TWh.

Aus heutiger Sicht ist die österreichische Gasversorgung für die Winterperiode 2026/27 bei einer gleichbleibenden Importsituation und Infrastruktur, trotz der nach wie vor unsicheren Situation im Nahen Osten, gewährleistet (Stand 28. Juli 2026). Die aktuell in österreichischen Gasspeichern eingelagerten Gasmengen entsprechen einem Füllstand von 59,75 TWh bzw. 59,59 % (Gastag 26. Juli 2026). Ein großer Teil dieser Speichermengen kann österreichischen Speicherkunden zugeordnet werden.

Die Versorger österreichischer Endkunden haben gemäß GWG 2011 die Pflicht, zur Versorgungssicherung beizutragen. Für die Versorger geschützter Kunden ist die Einhaltung des Versorgungsstandards auf Grundlage des GWG 2011 bzw. der einschlägigen EU-Vorgaben obligatorisch.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Überblick über die Erdgasleitungen und Erdgasspeicher in Österreich	4
Abbildung 2: Anteil je Herkunftsland am gesamten Gasimport der EU in den Jahren 2021 und 2025 .	5
Abbildung 3: Jährlicher österreichischer Gasverbrauch der Endkunden gesamt und in den einzelnen Marktgebieten.....	7
Abbildung 4: Monatlicher österreichischer Endkundengasverbrauch gesamt und der einzelnen Marktgebiete.....	8
Abbildung 5: Monatlicher Gasverbrauch in Österreich, gemessen und temperaturbereinigt	8
Abbildung 6: Monatlicher Gasverbrauch der Gaskraftwerke in Österreich.....	9
Abbildung 7: Übersicht der Entry- und Exit-Gasflüsse an Grenzübergabepunkten im Marktgebiet Ost	10
Abbildung 8: Salden der Import-/Exportmengen von Erdgas	10
Abbildung 9: Jährliche Erdgasmengen aus inländischer Förderung	12
Abbildung 10: EU-Importe von LNG und Erdgas in gasförmigem Zustand seit 2021.....	13
Abbildung 11: Entwicklung der europäischen LNG-Importe in mtpa und der Hauptbezugsquellen....	14
Abbildung 12: Entwicklung der Send-Outs europäischen LNG-Terminals	15
Abbildung 13: Darstellung der globalen und europäischen LNG-Regasifizierungskapazitäten	16
Abbildung 14: Globale Gasverflüssigungskapazitäten (Liquefaction-Kapazitäten).....	17
Abbildung 15: LNG-Importe und Hauptbezugsquellen	18
Abbildung 16: Entwicklung der LNG-Preisindizes.....	19
Abbildung 17: Entwicklung der LNG-Importe nach Europa und Asien	20
Abbildung 18: Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten auf Fernleitungsebene	22
Abbildung 19: Karte des Gasnetzes (Fern- und Verteilerleitungen) und Erdgasspeicher in Österreich.....	24
Abbildung 20: Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandsgasverbrauchs	25
Abbildung 21: Lage der Gasspeicher in Österreich 2024	25
Abbildung 22: Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1)	27
Abbildung 23: Speicherinhalt nach Verwendungszweck in österr. Speicheranlagen mit Stand 31.Dezember 2025	32
Abbildung 24: Aufteilung der beschafften Mengen nach gemeldeter Herkunft; Stand: März 2025 ...	34
Abbildung 25: Potenzielle Energielenkungsmaßnahmen im Krisenfall.....	37
Abbildung 26: Importgasflüsse nach Österreich von 1.1.2025 bis 31.5.2026 in GWh/d	39
Abbildung 27: Überblick der von E-Control gerechneten Szenarien	41
Abbildung 28: Darstellung der prognostizierten Speicherstände Juni 2026 bis Februar 2027 in verschiedenen Szenarien	41

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Jährliche Biomethanmengen	12
Tabelle 2: Feste Entry- und Exitkapazitäten an den Grenzübergabepunkten im Marktgebiet Ost	23
Tabelle 3: Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit bei Gas in Österreich, 2024 und 2025.....	35
Tabelle 4: Darstellung der Ergebnisse der ENTSO-G Modellrechnungen für die Winterperiode 2026/27	40

Abkürzungsverzeichnis

AGGM	Austrian Gas Grid Management AG (der Markt- und Verteilergebietsmanager)
ASGM	Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH
Aws	Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH
BMWET	Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus Vormals BMK (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie)
CH ₄	Methan
GWh	Gigawattstunde
H ₂	Wasserstoff
IEA	International Energy Agency
iHv	in Höhe von
km	Kilometer
LFiP	Langfristige und integrierte Planung
LNG	Liquefied Natural Gas
MG	Marktgebiet
Mrd.	Milliarden
Mtpa	Million tons per annum (Millionen Tonnen pro Jahr)
MVGM	Markt- und Verteilergebietsmanager
MWh	Megawattstunde
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
TTF	Title Transfer Facility (virtueller Handelspunkt in den Niederlanden)
TWh	Terawattstunde

Quellenverzeichnis

Jeweils auf dem Stand der Veröffentlichung des Berichts

- Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (Gas-SoS-VO)
- Verordnung (EU) 2022/1369 des Rates vom 5. August 2022 über koordinierte Maßnahmen zur Senkung der Gasnachfrage
- Verordnung (EU) 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Juni 2022 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 im Hinblick auf die Gasspeicherung
- Verordnung (EU) 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2022 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 715/2009, (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 sowie der Richtlinien 2009/73/EG und (EU) 2019/944 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013
- Gasdiversifizierungsgesetz 2022 (GDG 2022)
- Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011)
- Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012)
- Energie-Control-Gesetz (E-ControlG)
- Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 (G-EnLD-VO 2017)
- Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP)
- Langfristige und integrierte Planung (LFIP)
- Nationaler Präventionsplan Gas
- Nationaler Notfallplan Gas
- Veröffentlichung „Energierohstoff-Referat 2025“ der Geologischen Bundesanstalt
- Leitfaden der E-Control „Einschränkungen des Gasverbrauchs im Energielenkungsfall“
- Leitfaden der E-Control „Flexible Merit Order List (FlexMOL)“