

**BERICHT ÜBER DIE SITUATION AM
ÖSTERREICHISCHEN FLEXIBILITÄTS- UND SPEICHERMARKT 2025**
BERICHTSZEITRAUM 2022 bis 2024
GEMÄSS § 98 ABS 2 GWG 2011

**UNSERE ENERGIE STEHT
FÜR VERANTWORTUNG.**



Inhaltsverzeichnis

1. Rechtliche Grundlage der Wettbewerbsanalyse.....	3
2. Executive Summary	4
3. Unmittelbare Auswirkungen des Angriffskriegs Russland auf die Ukraine auf den Speichermarkt	6
4. Anpassungen des rechtlichen Rahmens für den Speichermarkt seit 2022	11
4.1. Umsetzung der Maßnahmen auf EU-Ebene.....	11
4.2. Umsetzung der Maßnahmen auf nationaler Ebene	13
4.2.1. Angebotsseitige Maßnahmen	13
4.2.2. Nachfrageseitige Maßnahmen	16
5. Wettbewerbsentwicklung seit 2022	18
5.1. Sachliche Marktabgrenzung	18
5.2. Räumliche Marktabgrenzung	23
5.3. Marktkonzentration	25
5.3.1. Entwicklung des Angebotes an Speicherkapazitäten	25
5.3.2. Entwicklung der Nachfrage nach Speicherkapazitäten und Nutzung.....	34
5.4. Speicherpreise nach Vergabeverfahren	42
5.4.1. Entwicklung Speicherentgelte für Standardbündelprodukte	42
5.4.2. Entwicklung der Auktionspreise in Österreich und in EU-Ländern.....	44
6. Beurteilung der Wettbewerbssituation 2022-2024 und Ausblick.....	48

1. Rechtliche Grundlage der Wettbewerbsanalyse

Die E-Control hat gem. § 98 Abs 2 und Abs 3 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011)¹ die Aufgabe, einen Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt in einem Intervall von mindestens drei Jahren zu erstellen. Vor diesem Hintergrund erfolgt im vorliegenden Bericht eine erneute Beurteilung der relevanten Parameter betreffend den Berichtszeitraum 1.1.2022 bis 31.12.2024.

Nach § 98 Abs 2 GWG 2011 ist von der E-Control die Wettbewerbsintensität am Speichermarkt anhand von Preisvergleichen, des Produktangebots und seiner Nutzung, der Marktkonzentration (Angebot und Nachfrage) unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit alternativer Flexibilitätsquellen sowie der Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten im Verhältnis zur Nachfrage zu beurteilen. Die Ergebnisse dieses Berichts sind die Grundlage für die Entscheidung des Bundesministers für Wirtschaft, Energie und Tourismus (im Folgenden: BMWET) für eine mögliche Änderung des Regulierungsregimes.

Zum Zeitpunkt der Berichterstellung ist der Speicherzugang auf verhandelter Basis gem. § 98 Abs 1 GWG 2011 zu gewähren. Der BMWET kann jedoch durch Verordnung den Speicherzugang auf regulierter Basis festlegen. In diesem Fall sind die Methoden zur Festsetzung der Speichernutzungsentgelte und/oder die Allgemeinen Bedingungen der Speicherunternehmen und/oder das Kapazitätsvergabeverfahren von der E-Control zu genehmigen.

Bei der Wahl des Regulierungssystems sind neben der vorliegenden Wettbewerbsanalyse gem. § 98 Abs 2 GWG 2011 auch allfällige Verstöße gegen die Bestimmungen der §§ 101 bis 105 GWG 2011 zu berücksichtigen. Diese Bestimmungen betreffen die Vorlage von Verträgen (§ 101 GWG 2011), die Vorschriften zu den Allgemeinen Bedingungen (§ 102 GWG 2011), die Vorschriften für die Kapazitätsvergabeverfahren (§ 103 GWG 2011), das Engpassmanagement (§ 104 GWG 2011) und den Verlust der Rechte als Speicherunternehmen (§ 104a GWG 2011) sowie die allgemeinen Pflichten von Speicherunternehmen (§ 105 GWG 2011).

Die betroffenen Speicherunternehmen haben gem. § 98 Abs 2 GWG 2011 das Recht, zu diesem Bericht Stellung zu nehmen. Diese Konsultation ist erfolgt.

Redaktionsschluss November 2025

¹ Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), BGBl I 107/2011 idF BGBl I 74/2024.

2. Executive Summary

Durch die energiepolitischen Entwicklungen, ausgelöst durch den Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine, gewinnen Erdgasspeicher im Beobachtungszeitraum dieses vorliegenden Berichts (1.1.2022 bis 31.12.2024) sowohl österreich- als auch europaweit an Bedeutung.

Aufgrund der niedrigen Speicherfüllstände im Winter 2021/2022 und der Unsicherheit über die Entwicklung der Gasflüsse aus Russland kam es sowohl auf EU-Ebene als auch auf nationaler Ebene zu rechtlichen Anpassungen. Wesentliche Maßnahme seitens der EU war die Vorgabe von Speicherfüllstandszielen ab dem Jahr 2022. Im Rahmen dessen wurde ein bilaterales Abkommen zwischen Österreich und Deutschland für die grenzüberschreitenden Speicher Haidach und 7Fields abgeschlossen. Außerdem kam es in Österreich zur Umsetzung von sowohl angebotsseitigen Maßnahmen (Implementierung eines strategischen Use-it-or-lose-it, strategische Gasreserve, Verlust der Rechte als Speicherunternehmen der GSA LLC und Anbindung des Speichers Haidach) als auch nachfrageseitigen Maßnahmen (Vorhalteverpflichtung von Speichermengen für Versorger geschützter Kunden, Möglichkeit zur Einspeicherung von „geschützten“ Gasmengen).

Dadurch wurde der Kreis der Speicherkunden erweitert, gleichzeitig ist ein großer Speicherkunde aus dem Markt ausgetreten. Die Speicherunternehmen haben die Produktgrößen an die Kundenbedürfnisse angepasst und somit den Speicherzugang auch für kleinere Kunden (Industriekunden) ermöglicht. Durch die Anwendung des strategischen Use it or lose it und den Verlust der Rechte als Speicherunternehmen der GSA LLC wurden 21 TWh verfügbar. Durch das Anlegen der strategischen Gasreserve stehen bis 1.4.2027 20 TWh Arbeitsgasvolumen nicht zur Vermarktung zur Verfügung. Aufgrund der Umschichtung der GSA LLC-Kapazitäten im Speicher Haidach hält RES mit ca. 36% (36,3 TWh) Arbeitsgasvolumen den größten Anteil an Speicherkapazitäten in Österreich (Arbeitsgasvolumen von ca. 100,1 TWh).

Anbieterseitig hat sich die Zahl der Speicherunternehmen in Österreich mit dem Marktaustritt von GSA LLC verringert. Dies hat je nach räumlicher Marktabgrenzung unterschiedliche Auswirkungen auf die Marktkonzentration auf der Angebotsseite. Wird der räumliche Markt auf die Speicherunternehmen in Österreich bezogen, ist der Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) von 2021 auf 2024 gestiegen. Dies ist auch für die Annahme eines weiteren räumlichen Marktes unter der Hinzunahme des slowakischen Speichers festzustellen. Bei einer engeren Marktabgrenzung ist festzustellen, dass die HHI-Werte nahezu unverändert sind. Eine wesentliche Änderung wäre dann gegeben, wenn von der Annahme der engen Marktabgrenzung auf „MG Ost und SK“ auf die Annahme der weiteren Marktabgrenzung auf „AT und SK“ übergegangen wird. Mit festen Transportkapazitäten für den Speicher Haidach in das MG Ost wäre dies gegeben.

Die Nachfrage nach unterschiedlichen Produkten und ein Wechselverhalten bei Speicherkunden war im Berichtszeitraum 2022-2024 festzustellen. Vor allem internationale Händler haben bei mehreren Speicherunternehmen Kapazitäten gebucht. Die Speicher waren im Berichtszeitraum mehr als 90% gebucht und befüllt. Die Speicherbewegungen waren sowohl bei den Händlern als auch bei den Versorgern marktgetrieben, jedoch stand bei den Versorgern zusätzlich die gesetzliche Erfüllung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Fokus. Die Vergabe der verfügbaren Kapazitäten erfolgte primär über Auktionen, daneben kam es bei einzelnen Speicherunternehmen zur Zunahme bilateraler Vergaben.

Die Analyse der Wettbewerbsindikatoren für den Berichtszeitraum 2022-2024 hat aber ergeben, dass in Auktionen zeitweise höhere Speicherentgelte als in anderen Mitgliedsstaaten erzielt wurden, in denen die Auktionspreise veröffentlicht wurden. Zudem ist eine stärkere Fragmentierung der Nachfrageseite (neue Speicherkunden) bei gleichbleibender (oder geringerer, je nach Marktabgrenzung) Anbieterzahl festzustellen.

Vor allem jene Speicherkunden, die aus Versorgungssicherheitsaspekten zur gesetzlichen Vorhaltung von Speicherkapazitäten oder zur Einhaltung von Lieferverträgen verpflichtet sind, weisen eine höhere Zahlungsbereitschaft auf, um diese Verpflichtungen zu erfüllen. Dies sind Speicherkunden, die Endkunden beliefern oder selbst Endkunden sind. Für Endkund:innen (Haushalte, aber auch Industriekunden) sind die Speicherentgelte ein Teil der Energiekosten, die ihnen von den Gasversorgern, die Speicherkunden sind, weiterverrechnet werden. Ein hohes Preisniveau im Speichermarkt wirkt sich in Folge daher, wenn auch nur im Ausmaß von ca. 5% bis 10%, auf den Gaspreis für Endkund:innen aus. Es ist davon auszugehen, dass diese Speicherverpflichtungen weiterhin (auch über den Berichtszeitraum hinaus) bestehen bleiben.

Die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg verfügen über keine Speicheranlagen und daher auch über keine österreichischen Speicherunternehmen, die für die Wettbewerbsanalyse zu berücksichtigen wären.

Basierend auf der Analyse der im GWG festgelegten Indikatoren kommt die Wettbewerbsanalyse der E-Control für den Berichtszeitraum 2022 bis 2024 zum Ergebnis, dass die Beibehaltung des verhandelten Zugangs zu Speicherkapazitäten weiterhin gerechtfertigt ist.

Jedoch sollte die Markttransparenz für die Kapazitätsvergabe und das Marktpreisniveau durch unterstützende Maßnahmen verbessert werden. Mögliche Maßnahmen wie in Kapitel 6 beschrieben sollten von den Speicherunternehmen mit (potentiellen) Speicherkunden unter Einbindung der Regulierungsbehörde diskutiert werden. Zudem wären ggf. Anpassungen im GWG für die rechtliche Vorgaben im verhandelten Zugang notwendig (zB detailliertere Vorgaben für Vergabeverfahren).

Zukünftige Entwicklungen im Speichermarkt wie die Buchungssituation bzw. die Entwicklung der Netznutzungsentgelte wie in Kapitel 6 ausgeführt, werden u.a. in den nächsten Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt über den Berichtszeitraum 2025 bis 2027 einfließen.

3. Unmittelbare Auswirkungen des Angriffskriegs Russland auf die Ukraine auf den Speichermarkt

Die Entwicklungen im Speichermarkt im Berichtszeitraum 2022 bis 2024 sind insbesondere durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine und die dadurch weitreichenden Auswirkungen auf die Energiemarkte sowohl europa- als auch weltweit geprägt.

Zu Beginn des Ukrainekrieges am 24. Februar 2022 lag der Speicherstand² in Österreich bei 19% und in der EU bei 30%³. Dies war im Vergleich zu den Vorjahren ein deutlich niedrigeres Niveau (Abbildung 1). Grund dafür war zum einen der fehlende wirtschaftliche Anreiz zur Speicherbefüllung für die Speicherkunden (negative Sommer-Winter-Spreads). Zum anderen hatte Gazprom Export die von ihr genutzten Speicher in Österreich (ca. 20 TWh Arbeitsgasvolumen) und in der EU (in Deutschland und in den Niederlanden) in den Sommermonaten 2021 geleert und trotz gegenteiliger Ankündigung der russischen Seite⁴ nicht wieder befüllt.

In Österreich blieben dadurch im Winter 2021/22 ca. 42 TWh Arbeitsgasvolumen⁵ ungenutzt, das waren ca. 44% des gesamten Arbeitsgasvolumens (ca. 95,5 TWh, Stand 1.11.2021) der Speicher in Österreich. Die zum damaligen Zeitpunkt gültige rechtliche Regelung sah ein kurzfristiges Use-it-or-lose-it vor und konnte eine strategische Nichtnutzung nicht effektiv unterbinden.

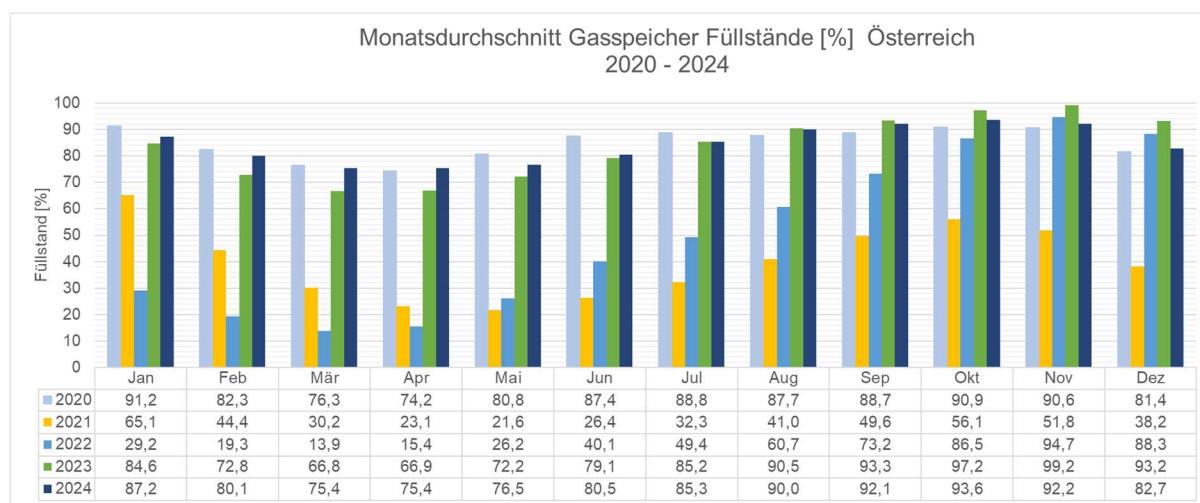


Abbildung 1: Durchschnittlicher Gaspeicherfüllstand Österreich per Monat in %,

2020-2024, Stand 12/2024

Quelle: GSE, AGSI Plattform

In der EU waren zum 1. Oktober 2021 ca. 255 TWh Arbeitsgasvolumen nicht genutzt, das entsprach 23% des gesamten verfügbaren Arbeitsgasvolumens von ca. 1.114 TWh.⁶

² Eingespeichertes Gasvolumen dividiert durch gesamtes angebotenes Arbeitsgasvolumen

³ Quelle: AGSI, <https://agsi.gie.eu/>

⁴ Putin Ankündigung: <https://cepr.org/voxeu/columns/impact-gas-supply-shocks-europe>

⁵ Speicherfüllstand 1.11.2021 bei ca. 54 TWh Arbeitsgasvolumen; gesamtes Arbeitsgasvolumen 95,5 TWh, Quelle: AGSI, <https://agsi.gie.eu/>

⁶ Quelle: AGSI, <https://agsi.gie.eu/>

Durch zahlreiche Maßnahmen konnten die Speicher für den Winter 2022/2023 wieder ausreichend gefüllt werden, sodass der Speicherstand im November 2022 (94,7%) jenen vom November 2020 (90,6%) überstiegen hat.

Der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine seit 24. Februar 2022 hatte darüber hinaus weitreichende Auswirkungen auf die Gaslieferungen Russlands nach Europa und somit auf das Gasangebot in der EU. Die Gaslieferungen der Gazprom Export in die EU wurden deutlich reduziert, wie Abbildung 2 zeigt. Bereits ab Oktober 2021 war eine Verringerung des russischen Angebots ersichtlich. Zu diesem Zeitpunkt stellte Gazprom Export die kurzfristige Vermarktung von verfügbaren Gasmengen über die Trading Plattform ESP (Electronic Sales Platform) ein.⁷

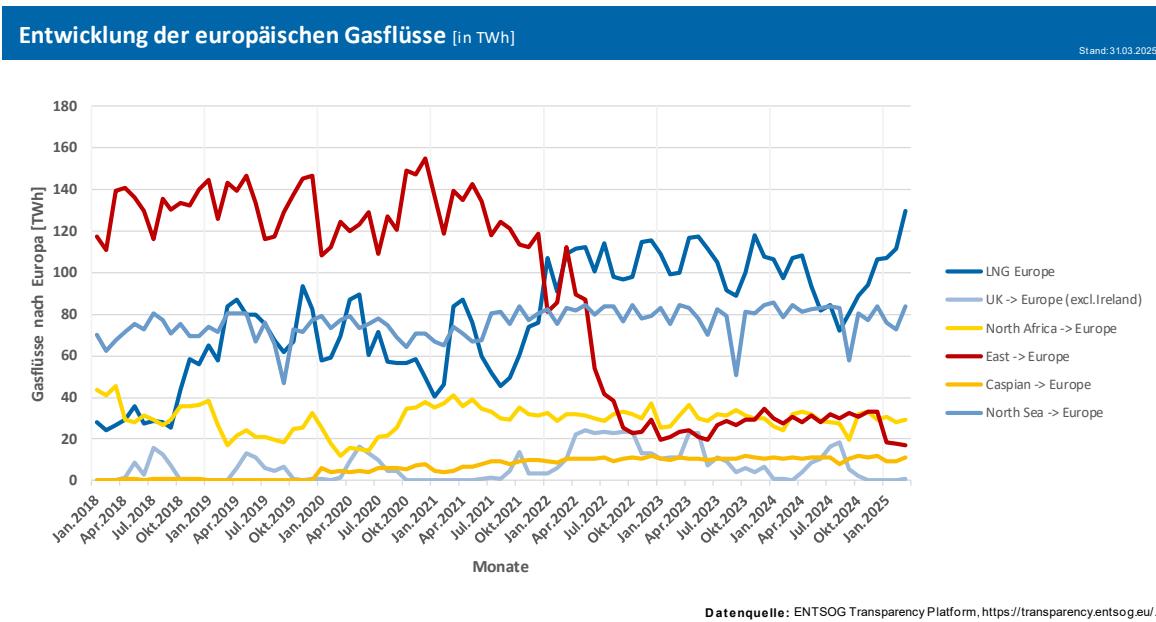


Abbildung 2: Entwicklung der europäischen Gasflüsse in TWh, 1/2018 bis 3/2025, Stand 31.3.2025

Quelle: ENTSOG Transparency Plattform

Als Folge der Reaktionen auf europäischer Seite auf den Ukraine-Krieg mussten die europäischen Gazprom-Handelshäuser ihre Aktivitäten schrittweise einstellen (EU-Sanktionen, Schließung, Verkauf oder Verstaatlichung der Gazprom Tochterunternehmen).

Ab März 2022 erfolgten keine Lieferungen mehr über die Yamal-Pipeline. Ab Mai 2022 sollten die europäischen Kunden der Gazprom Export die vertraglichen Zahlungen in Rubel tätigen. Dies führte zur Beendigung einiger Verträge, da einige Kunden dieser Forderung nicht nachkamen.

Insgesamt sind langfristige Verträge der Gazprom Export mit europäischen Gashändlern mit einem Vertragsvolumen von rd. 30 Mrd. m³/a ausgelaufen, für 73 Mrd. m³/a wurden Schiedsverfahren geführt und rd. 25 Mrd. m³/a waren bis 31.12.2024 noch aktiv. Von diesen 25 Mrd. m³/a sind rund 50% ab dem 1.1.2025 an Importmengen weggefallen, 6 Mrd. m³/a durch die Kündigung des Liefervertrages durch OMV Gas Marketing und Trading (OGMT) mit Gazprom

⁷ Henderson. J. Chyong, K, Do future Russian gas pipeline exports to Europe matter anymore?, Energy Insight 131, The Oxford Institute for Energy Studies, Jul.2023.

<https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2023/07/Insight-131-Do-future-Russian-gas-pipeline-exports-to-Europe-matter-anymore.pdf>

Export am 11. Dezember 2024 aufgrund von Vertragsverletzungen durch Gazprom Export⁸. 6,5 Mrd. m³/a konnten durch das Auslaufen des Transitabkommens zwischen Russland und der Ukraine seitens slowakischer Erdgashändler nicht mehr erfüllt werden. Zusätzlich hat Gazprom noch Lieferverträge im Ausmaß von rd. 26 Mrd. m³/a mit der Türkei (TurkStream & Blue Stream), die großteils erst 2026/2027 auslaufen (bis auf rd. 6 Mrd. m³/a).

Im Jahr 2023 erreichten die Importe aus Russland ihren bisherigen Tiefststand, während LNG Importe nach Europa die weggefallenen russischen Gasmengen ersetzen konnten. Dank der überdurchschnittlich milden Winter 2023/2023 und 2023/2024 und einer deutlich gesunkenen Gasnachfrage wurden die europäischen Gasspeicher weniger beansprucht und starteten mit komfortablen Speicherständen in die Einspeicherperiode. Im letzten Quartal 2023 nahmen die russischen Gasexporte wieder zu und lagen im Jahr 2024 bis dato relativ stabil auf einem höheren Niveau als 2023.

Die vergleichsweise hohen Speicherstände am Ende der Heizperiode 2023/2024 und nachhaltige Verbrauchsreduktionen der Jahre 2022 und 2023 sorgten 2024 für eine verhaltene Gasnachfrage auch während der Einspeicherperiode. Dementsprechend gingen die LNG-Importe ab dem 2. Quartal 2024 teils deutlich zurück. Dennoch konnten die europäischen Gasspeicher schon bis Ende September auf fast 95% befüllt werden.

Ab 1.1. 2025 werden nach dem Auslaufen des Transitvertrags zwischen Gazprom und der Ukraine keine Mengen mehr über die Ukraine-Route in die EU importiert. Dadurch fallen rd. 14 Mrd. m³/a an gesamten Importen von russischen Mengen (inkl. Langfristverträge) weg. Russische Gaslieferungen an die Balkanstaaten und nach Ungarn über die Turkstream-Route sind zurzeit die einzigen verbliebenen Importe von russischem Gas in die EU.

Im August 2022 wurden die Gasimporte über Deutschland künstlich verteuert. Die deutsche Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Post, Telekommunikation und Eisenbahnen (BNetzA) hat das Konzept für die Methodik der Umlage nach § 35e Energiewirtschaftsgesetz zur Sicherung der Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen (Gasspeicherumlage) genehmigt. Darauf basierend wurde im Oktober 2022 zum ersten Mal die deutsche Gasspeicherumlage auf alle Exit-Mengen in Deutschland und an den Grenzübergabepunkten eingehoben. Die ursprünglich festgelegte Gasspeicherumlage von 0,59 EUR/MWh wurde ab Juli 2023 halbjährlich nach oben angepasst (siehe Abbildung 3). Von Juli bis Dezember 2024 betrug die Gasspeicherumlage 2,50 EUR/MWh. In der letzten Bundestagssitzung 2024 wurde die Einhebung der Gasspeicherumlage auf Exit-Mengen aus dem deutschen Marktgebiet abgeschafft. Seit 1. Jänner 2025 wird die Umlage nur mehr bei Endkunden im deutschen Marktgebiet eingehoben.

Entwicklung der Gasspeicherumlage der THE	
Okt.2022 bis Dez.2022	0,59 EUR/MWh
Jän.2023 bis Jun.2023	0,59 EUR/MWh
Jul.2023 bis Dez.2023	1,45 EUR/MWh
Jän.2024 bis Jun.2024	1,86 EUR/MWh
Jul.2024 bis Dez.2024	2,50 EUR/MWh

Datenquelle: THE, <https://www.tradinghub.eu/>.

Abbildung 3: Entwicklung der deutschen Gasspeicherumlage, Stand 12/2024
Quelle: THE

⁸ vgl <https://www.derstandard.at/story/2000144019232/wie-langfristverträge-den-ausstieg-aus-russischem-gas-behindern> und <https://www.omv.com/de/medien/pressmitteilungen/2024/241211-omv-gibt-die-sofortige-kündigung-des-österreichischen-liefervertrags-mit-gazprom-exportbekannt>, dl 27.12.2024

Die Einhebung der Gasspeicherumlage beim Exit aus dem deutschen Marktgebiet THE erhöhte die Gasbeschaffungskosten für Gasmengen, die über das deutsche Marktgebiet transportiert werden müssen. Dementsprechend hatte die deutsche Gasspeicherumlage auch negative Auswirkungen auf die Gasbeschaffungskosten der Nachbarländer. Dies traf vor allem auf Österreich und Tschechien zu. Zum Teil wurde aber in der Vergangenheit auch Gas von Deutschland über Tschechien in die Slowakei transportiert.

Während vor allem im 1. Halbjahr 2023 noch erhebliche Mengen aus Deutschland nach Österreich importiert wurden, ging der Import über den Sommer 2023 schon schrittweise zurück. Im Jahr 2024 sind die Importe aus Deutschland im Vergleich zum Jahr 2023 deutlich eingebrochen. Dieser Einbruch kann zwei Faktoren zugeschrieben werden. Einerseits war der Gasbedarf zur Wiederbefüllung der Gasspeicher 2024 aufgrund des überdurchschnittlich milden Winters geringer, da aufgrund geringer Nachfrage die Speicher am Ende der Heizperiode gut gefüllt waren. Andererseits verteuerte die oben beschriebene deutsche Gasspeicherumlage die Importe aus Deutschland. Diese Verteuerung der Gasimporte über Deutschland durch die Gasspeicherumlage, gepaart mit hoher Verfügbarkeit von russischen Gasmengen führte dazu, dass Gasimporten über die Slowakei der Verzug gegeben wurde und die Importmengen aus Deutschland drastisch zurückgingen (siehe Abbildung 4).

Die Entwicklungen der Gasflüsse von Deutschland nach Österreich und von Deutschland nach Tschechien (Abbildung 4) zeigen, dass mit Einführung der Gasspeicherumlage und der schrittweisen Erhöhung der Umlage die Importe von Gas aus Deutschland sowohl in Österreich als auch in Tschechien zurückgegangen sind. Gleichzeitig sind die Gasflüsse aus der Slowakei nach Österreich und nach Tschechien ab dem 4. Quartal 2023 angestiegen.

Die zusätzlichen Kosten aufgrund der deutschen Gasspeicherumlage haben damit indirekt dazu geführt, dass Gas aus Russland preislich attraktiver wurde (Zunahme der Gasflüsse aus der Slowakei). Die Gasspeicherumlage hatte damit einen negativen Einfluss auf den ökonomischen Anreiz zur Diversifizierung. Der Bezug von LNG an einem nordeuropäischen LNG-Terminal verteuerten sich z.B. aufgrund der Gasspeicherumlage um bis zu 2,50 EUR/MWh (ab Juli 2024), da das Gas durch das deutsche Marktgebiet transportiert werden musste und beim Exit nach Österreich die Gasspeicherumlage zu entrichten war.

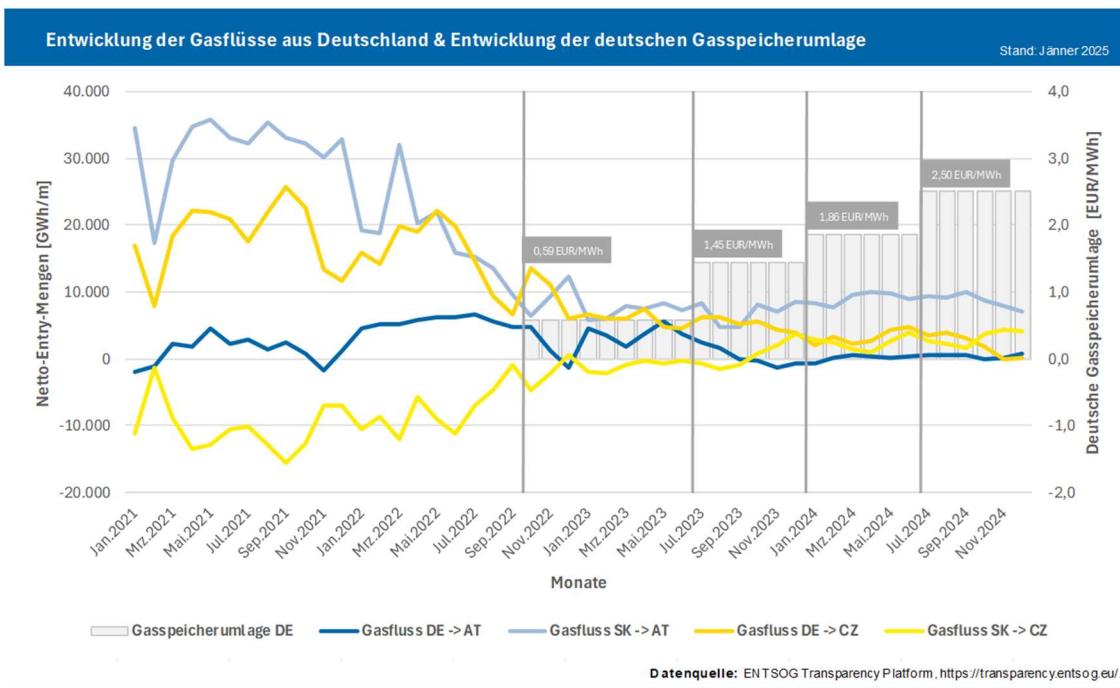


Abbildung 4: Entwicklung der Gasflüsse aus Deutschland und Entwicklung der deutschen Gasspeicherumlage, Stand 12/2024
Quelle: ENTSOG, THE, E-Control

Am stärksten betroffen von der deutschen Gasspeicherumlage waren die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg. Diese Marktgebiete werden nur über das deutsche Marktgebiet versorgt. Im Gegensatz dazu konnten im Marktgebiet Ost bis zu einem gewissen Grad Importe aus Deutschland reduziert und durch Importe aus der Slowakei ersetzt werden.

4. Anpassungen des rechtlichen Rahmens für den Speichermarkt seit 2022

Aufgrund der niedrigen Speicherfüllstände im Jahr 2021 und Anfang 2022, der reduzierten Gasflüsse aus Russland und der Unsicherheit über die weitere Entwicklung war in der EU und in Österreich ein wesentliches Ziel zur Sicherstellung der Versorgung die schnelle und effektive Speicherbefüllung vor dem folgenden Winter 2022/23. Für die Einführung entsprechender Maßnahmen wurden sowohl auf EU-Ebene als auch national rechtliche Anpassungen in kurzer Zeit vorgenommen.

4.1. Umsetzung der Maßnahmen auf EU-Ebene

Auf europäischer Ebene wurden Speicherbefüllungsziele zu bestimmten Stichtagen im Jahr 2022/23 für die einzelnen Mitgliedstaaten festgelegt und für 2023/24 verlängert, sowie eine Pflicht zur Zertifizierung der Speicherunternehmen in der EU eingeführt. Zudem wurden verstärkte Transparenzregeln für Speicher aufgestellt, wie beispielsweise die Implementierung einer europäischen Speicher-Transparenzplattform, über die die Speicherbetreiber Kapazitätsdaten (u.a. kontrahiert und verfügbar) veröffentlichen. Zu diesem Zweck wurde die AGSI+ Plattform⁹ der Gas Storage Europe (GSE) dementsprechend erweitert. Darüber hinaus sind Tarife für auf dem Markt angebotene Speicherkapazitätsprodukte zu veröffentlichen. Dies erfolgt ebenfalls über AGSI+ über die entsprechenden Links zu den Transparenzdatenblättern der einzelnen Speicherunternehmen, wobei zur besseren Vergleichbarkeit Standardprodukte herangezogen werden.

Ziele für die Speicherbefüllung

Für die Speicherbefüllung wurden auf EU-Ebene zunächst Speicherfüllstandsziele für 2022 und 2023 vorgegeben. Diese wurden – je nach Ausgangslage in den Mitgliedstaaten – unterschiedlich festgelegt.¹⁰

Gemäß der VO (EU) 2022/1032 waren die Mitgliedsstaaten verpflichtet, bis zum 1. November 2022 80 % ihrer Speicherkapazitäten zu befüllen – und wurden angehalten, das Ziel von 85 % ihrer Speicherkapazität anzustreben. Jedoch ist für Länder wie Österreich, mit in Relation zum Gasverbrauch hohen Speicherkapazitäten, die Befüllungsverpflichtung jedes EU-Mitgliedstaates gem. Art. 6a Abs. 2 VO (EU) 2017/1938 auf ein Volumen begrenzt, das 35 % des durchschnittlichen jährlichen Gasverbrauchs der vorangegangenen fünf Jahre jenes Mitgliedstaats entspricht. Auf nationaler Ebene wurde aber das rechtlich nicht verbindliche politische 90%-Speicherfüllstandsziel zum 1. November 2023 anvisiert.

Grundsätzlich haben auf Basis der EU-Vorgaben die einzelnen europäischen Länder ihre eigenen Maßnahmen zur Speicherbefüllung gesetzt, da sich die jeweiligen nationalen Marktgegebenheiten und der Regulierungsrahmen unterscheiden. Die vorgegebenen Speicherziele konnten von allen Mitgliedstaaten erreicht werden.

Aufgrund der gesetzten Maßnahmen auf nationaler Ebene konnte per 1. November 2022 in Österreich ein Speicherstand in Höhe von 93,07% erreicht werden. Nachdem die Speicher mit Ende August 2023 auf Basis der anhaltenden Maßnahmen bereits zu ca. 93% gefüllt waren, konnte auch die ursprüngliche Zielvorgabe von 90% per November 2023 erreicht werden.

⁹ <https://agsi.gie.eu/transparency>, dl 14.11.2023

¹⁰ vgl 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, ABI L 2022/173, 17.

Die nationalen Speicherbefüllungspfade für 2024 wurden in der DurchführungsVO (EU) 2023/2633¹¹ zur Festlegung des Befüllungspfades mit Zwischenzielen für 2024 für jeden Mitgliedstaat mit unterirdischen Gasspeicheranlagen in seinem Hoheitsgebiet, die direkt mit seinem Absatzgebiet verknüpft sind, festgelegt. Die Vorgabe von 90% per November 2024 für Österreich konnte mit einem Speicherstand von 94,4% per 1. November 2024 aufgrund der anhaltenden Maßnahmen zur Speicherbefüllung wieder erzielt werden.

Für die Befüllung von Speichern, die grenzüberschreitend genutzt werden, sollten Speicherabkommen zwischen den Mitgliedstaaten geschlossen werden.

Abkommen zwischen Deutschland und Österreich für Gasspeicher Haidach und 7Fields

Für die Erreichung der Befüllungsziele der grenzüberschreitend genutzten Gasspeicher Haidach und 7Fields wurde am 17. Februar 2023 seitens Österreich ein Abkommen mit Deutschland abgeschlossen.¹² Dabei hat man sich gemeinsam auf den Transport der gespeicherten Gasmengen im Fall einer Mangellage sowie auf die Aufteilung der Befüllungsverpflichtung verständigt.

Zudem wurde festgehalten, dass Versorger in Tirol und Vorarlberg, die in Haidach oder 7Fields Gasmengen eingelagert haben, diese auch garantiert nutzen können (Transport über Deutschland nach Vorarlberg und Tirol).

Für die Befüllung der Speicher wurden die in Tabelle 1 und Tabelle 2 dargestellten Verantwortlichkeiten zwischen Österreich und Deutschland vereinbart. Für die Speicher Haidach und 7Fields bleibt davon unberührt, dass die E-Control die zuständige Regulierungsbehörde und der österreichische Regulierungsrahmen geltend ist. Das Abkommen tritt mit 31. Dezember 2025 außer Kraft.

Tabelle 1: Zuordnung der Verantwortung für das Befüllungsziel Speicher Haidach

Speicher Haidach	Zuordnung	Arbeitsgasvolumen in TWh	Arbeitsgasvolumen in %
GSA LLC Haidach	Österreich	21,3	65,3
Astora Haidach	Deutschland	11,3	34,7
Haidach gesamt		32,6	100

Quelle: E-Control, Stand Februar 2023

Tabelle 2: Zuordnung der Verantwortung für das Befüllungsziel Speicher 7Fields

Speicher 7Fields	Zuordnung	Arbeitsgasvolumen in TWh	Arbeitsgasvolumen in %
RAG Energy Storage 7Fields	Österreich	6,2	26,2
Uniper Energy Storage 7Fields	Deutschland	17,5	73,8
7Fields gesamt		23,7	100

Quelle: E-Control, Stand Februar 2023

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

¹¹ vgl Durchführungsverordnung (EU) 2023/2633 der Kommission vom 20. November 2023 zur Festlegung des Befüllungspfades mit Zwischenzielen für 2024 für jeden Mitgliedstaat mit unterirdischen Gasspeicheranlagen in seinem Hoheitsgebiet, die direkt mit seinem Absatzgebiet verknüpft sind, ABI L 2023/2633.

¹² Abkommen zwischen dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie der Republik Österreich und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz der Bundesrepublik Deutschland über die gemeinsame Nutzung der Erdgasspeicheranlagen Haidach und 7Fields; BGBl III 16/2023

Ebene die Zertifizierung von Speicherunternehmen implementiert. Auf Basis von § 107a Abs 1 GWG 2011 iVm Art 3a VO (EG) 715/2009¹³ soll mit dieser Maßnahme das Vorliegen einer Gefährdung der Energieversorgungssicherheit und der wesentlichen Sicherheitsinteressen in der Union bzw. in den einzelnen Mitgliedstaaten geprüft werden.

Die E-Control hat daher im ersten Halbjahr 2023 Verfahren zur Zertifizierung der Speicherunternehmen auf österreichischem Hoheitsgebiet eingeleitet, 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 und Dokumente nachgefordert. Die Stellungnahmen der EU-Kommission zu den Bescheidentwürfen sind für 2025 zu erwarten. Diese sind in Folge auf der Homepage der EU-Kommission einsehbar.¹⁴

4.2. Umsetzung der Maßnahmen auf nationaler Ebene

In Österreich wurden mehrere Maßnahmen gesetzt, um vor dem Hintergrund der Füllstandsvorgaben der EU diese auch national zu erreichen.

Diese umfassen eine Reserve für den Notfall (vollständiger Ausfall der Ukraine Route) und Anreize/Verpflichtungen für Speicherkunden (Industriekunden bzw. Versorger), die Nutzbarmachung des Speichers Haidach für österreichische und deutsche Speicherkunden im jeweiligen Marktgebiet und die Forcierung der Anbindung dieses Speichers an das Marktgebiet Ost. Entsprechende Änderungen wurden im GWG 2011 und im Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012)¹⁵ vorgenommen. Aufbauend auf diesen Gesetzesänderungen wurden Verordnungen neu erlassen oder angepasst. So wurde über eine Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) die strategische Reserve von 12 TWh auf 20 TWh erhöht¹⁶ und über Verordnung der E-Control die Datenerhebungen der E-Control für die Speichernutzung detaillierter festgelegt sowie die Erhebungsmodalitäten für den Versorgungsstandard festgelegt.¹⁷

4.2.1. Angebotsseitige Maßnahmen

Implementierung eines strategischen Use-it-or-lose-it (UIOLI)

Mit § 104 Abs 4 GWG 2011 wurde eine Regelung zum strategischen UIOLI aufgenommen, wonach das Speicherunternehmen dem Speichernutzer bei systematischer Nichtnutzung von Speicherkapazitäten diese entziehen und an Dritte vermarkten müssen. Als systematisch ungenutzt gelten jene Speicherkapazitäten, die zum 1. Juli 2022 oder in den Folgejahren jeweils

¹³ Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, ABI L 2009/211, 36. Anmerkung: Seit 5. Februar 2025 gilt Art 15 der Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 und (EU) 2022/869 sowie des Beschlusses (EU) 2017/684 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr 715/2009, ABI L 2024/1789.

¹⁴ vgl https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/gas-storage_en

¹⁵ Bundesgesetz über Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung (Energielenkungsgesetz 2012 – EnLG 2012), BGBl I 41/2013 idF BGBl I 74/2024.

¹⁶ vgl § 1 Verordnung der Bundesregierung, mit der die Höhe der strategischen Gasreserve angepasst wird (Strategische Gasreserve-Verordnung – SGRV), BGBl II 262/2022.

¹⁷ Verordnung des Vorstands der E-Control über die Nachweise sowie die Überprüfung des Gasversorgungsstandards für geschützte Kunden und Gaskraftwerke in Österreich (Gasversorgungsstandardverordnung – GVSV), BGBl II 151/2023 idF BGBl II 269/2024.

zum 1. Juli im Ausmaß von weniger als 10 % vom jeweiligen Speichernutzer genutzt wurde. § 104 Abs 4 GWG 2011 tritt mit 1. Juni 2025 außer Kraft.¹⁸

Zur Anwendung gelangte diese gesetzliche Regelung für die GSA LLC, die den Speicher Haidach als Speicherunternehmen vermarktet hat. Gazprom Export als einziger Speicher-kunde der GSA LLC hat die vertraglichen Speicherkapazitäten zum 1. Juli 2022 mit einem Ausmaß von weniger als 10% genutzt und damit die ungenutzten Kapazitäten verloren. Die so freigewordene Speicherkapazität in Höhe von 21 TWh (22% von insgesamt 96 TWh Arbeits-gasvolumen in Österreich) konnte somit anderen Speicherkunden angeboten werden. Ein Teil der Kapazitäten wurde auch für die strategische Gasreserve von Austrian Strategic Gas Sto-rage Management GmbH (ASGM) gebucht.

Grundsätzlich ist anzumerken, dass auch andere Speicherkunden die Kapazitätsnutzung nicht ausgeschöpft haben, jedoch nicht in dem Ausmaß, dass die UIOLI Regelung anzuwenden war. Im Oktober 2021 war aufgrund fehlender wirtschaftlicher Anreize eine deutlich geringere Spei-cherbefüllung festzustellen als in den Vorjahren, trotz einer hohen Buchungsrate.

Einführung einer Strategischen Gasreserve

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

Zwischen Mai und Juli 2022 wurden von der ASGM zwei marktbasierter, transparente, nicht-diskriminierende und öffentliche Ausschreibungsverfahren zur Beschaffung der strategischen Gasreserve durchgeführt, wobei folgende Produkte zur Auswahl standen:

- (1) Produkt 1 „Gas in Storage (Gas und Speicherkapazität)“: Überlassung der Speicher-kapazitäten und Eigentumsübergang Gas
- (2) Produkt 2 „Storage Capacity (nur Speicherkapazität)“: Überlassung der Speicherkapa-zitäten
- (3) Produkt 3 „Commodity Baseload: Gas zur ersten Befüllung der Kapazität aus dem 2. Produkt

Über das Produkt 1 konnten 16,5 TWh beschafft werden, über das Produkt 3 insgesamt 3,5 TWh Gas und über das Produkt 2 wurde die entsprechende Speicherkapazität (Arbeits-gasvolumen) gesichert. Die Befüllung fand von Juni 2022 bis Oktober 2022 statt.

Trotz der Kurzfristigkeit dieser Maßnahme, die noch während der Einspeicherperiode bzw. vor Beginn der Heizsaison 2022/2023 umgesetzt wurde, konnte somit noch per 1. August 2022 mit der zusätzlichen Einspeicherung aus der 2. Ausschreibung begonnen werden. Durch das gesetzlich neu verankerte UIOLI-Prinzip hinsichtlich der Nutzung von Speicherkapazitäten war auch Kapazität im Speicher Haidach verfügbar. An der Ausschreibung haben u.a. neben allen Speicherunternehmen in Österreich (OMV Gas Storage, RAG Energy Storage, Uniper, SEFE Storage) auch jene Betreiber von slowakischen Speichern teilgenommen, die einen direkten Zugang zum österreichischen Netz haben.

Insgesamt konnte ASGM über Bundesmittel 20 TWh Gas - analog dazu 20 TWh Speicherka-pazität (Arbeitsgasvolumen) - beschaffen, davon 8,5 TWh aus nicht-russischen Quellen. Die Gesamtkosten der beiden Ausschreibungen beliefen sich auf 3,95 Mrd. EUR. Mit einem durch-schnittlichen Preis von rund 234 EUR/MWh waren die Kosten der 2. Ausschreibung deutlich höher als jene der 1. Ausschreibung. Dies lag am starken Anstieg des Marktpreises von ca. 89

¹⁸ vgl § 169 Abs 12 GWG 2011.

EUR/MWh am 23. Mai 2022 auf über 201 EUR/MWh.¹⁹ Diesen Kosten der Beschaffung werden bei der Nutzung (im Energielenkungsfall) oder Auflösung (bei Beendigung) der strategischen Reserven Erlöse für den Verkauf der Gasmengen entgegenstehen.

Die strategische Gasreserve stand für die Sicherstellung der österreichischen Gasversorgung von 1. November 2022 bis ursprünglich 30. September 2025 zur Verfügung und wurde aufgrund der anhaltenden Unsicherheiten in Verbindung mit Erdgaslieferungen aus Russland in die EU und nach Österreich jedoch am 17. November 2023 bis 1. April 2026 (Evaluierung ein Jahr davor) verlängert.

Durch eine 2024 erlassene Novelle des GWG 2011²⁰ 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 ASGM Speicherverträge verlängert bzw. neu abgeschlossen. Eine Verlängerung der strategischen Reserve ist in Diskussion, die gesetzlichen Rahmenbedingungen sehen eine Evaluierung bis zum 1. April 2026 vor.

Verlust der Rechte als Speicherunternehmen von GSA LLC

In § 104a GWG 2011 wird der Verlust der Rechte als Speicherunternehmen gesetzlich geregelt.

Auf Basis der durch die GWG 2011-Novelle BGBI I 94/2022 neu geschaffenen Rechtslage wurde festgestellt, dass GSA LLC seine Rechte als Speicherunternehmen zur Vermarktung der Kapazitäten des Speichers Haidach von Gesetzes wegen verloren hat.

Die Kapazitäten des Speichers Haidach werden seit 1. August 2022 von der RAG Energy Storage GmbH (100 % Tochter der RAG Austria AG) sowie der SEFE Storage GmbH (vormals astora GmbH) vermarktet.

Anbindung des Speichers Haidach an das österreichische Gasnetz

Der Erdgasspeicher Haidach in Straßwalchen, Oberösterreich ist mit einem Speichervolumen von rund 33 TWh die größte Erdgasspeicherstätte Österreichs. Der Erdgasspeicher wurde bei seiner Errichtung über eine Direktleitung an das deutsche Marktgebiet angeschlossen, eine Bewirtschaftung des österreichischen Gasnetzes war daher nur über Deutschland möglich. Dies erwies sich, insbesondere in der „Gaskrise“ im Jänner 2009, als suboptimal, da man auf unverbindliche Lieferungen ohne jede Rechtssicherheit angewiesen war. Auch eine allenfalls notwendige Druckunterstützung für die Westschiene war nicht gegeben.

Gemäß entsprechenden Anpassungen in § 170 Abs 26 GWG 2011²¹ wurde der Speicher Haidach per 20.12.2022 über die Penta West-Leitung an das österreichische Marktgebiet (Fernleitungsebene) vom Speicherbetreiber RAG AG bei laufendem Betrieb ohne Unterbrechungsnotwendigkeit angeschlossen.

Da jedoch die Kapazitäten ausschließlich auf unterbrechbarer Basis zur Verfügung stehen, wurde mit einer weiteren GWG 2011-Novelle BGBI I 23/2023 über § 170 Abs 27 GWG 2011 eine Anschlussverpflichtung an das Verteilnetz gesetzlich verankert, um die notwendige Erhöhung der Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Fertigstellung dieses Anschlusses an die Netzebene 1 (Verteilernetz) mit einer Entry Kapazität von 600.000 Nm³/h erfolgte im Sommer 2024 durch den Speicherbetreiber RAG AG.

¹⁹ <https://www.aggm.at/versorgungssicherheit/strategische-gasreserve/>, dl 17.10.2023

²⁰ GWG 2011-Novelle BGBI I 74/2024.

²¹ GWG 2011-Novelle BGBI I 94/2022.

Dadurch kann der Speicher Haidach zukünftig auch für die direkte Ausspeisung ins Marktgebiet Ost genutzt werden, während die Befüllung weiterhin über Deutschland erfolgt. Die Kosten für die Anbindung wurden vom Speicherbetreiber RAG AG getragen und konnten an die Speicherunternehmen gemäß § 170 Abs 27 G 2011 verrechnet werden.

4.2.2. Nachfrageseitige Maßnahmen

Vorhalteverpflichtung von Speichermengen für Versorger geschützter Kunden

Eine weitere Maßnahme zur Speicherbefüllung war die Einführung einer Vorhalteverpflichtung von Speichermengen für die Versorger geschützter Kunden.

Waren bisher zur Erfüllung der Gasvorhaltung im speziellen Fall für einen Zeitraum von 30 Tagen bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen OTC-Verträge mit einem konkreten Vertragspartner oder Termingeschäfte an der Börse ausreichend, wurden aufgrund der kriegerischen Auseinandersetzung in der Ukraine seit Februar 2022 die Erfüllungskriterien von Seiten der E-Control verschärft und entsprechende Nachweise für eingespeicherte Gasmengen (und monatlich zu meldende und erfüllende Speicherfüllstände) eingefordert.

Insgesamt konnten mit dieser Maßnahme zur Erreichung des Speicherfüllstandszieles jedoch lediglich 3,7 TWh (Jänner 2023) beigetragen werden. Im März 2023 wurde durch eine gesetzliche Anpassung des § 121 Abs 5 GWG 2011²² der Kreis der geschützten Kunden auf Fernwärmekunden erweitert, gleichzeitig sind die für Haushalte und grundlegende soziale Dienste vorzuhaltenden Gasmengen durch einen niedrigeren nationalen Gasverbrauch gesunken. Im Vergleich zum Jänner 2023 konnte der Wert per Jänner 2024 mehr als verdoppelt werden und betrug 7,6 TWh.

Die E-Control prüft demnach jährlich die Einhaltung des Versorgungsstandards gem. VO (EU) 2017/1938 (EU-VersorgungssicherheitsVO)²³. Die europäische Vorgabe ist national in § 121 Abs 5 GWG 2011 abgebildet, spezifiziert und mit dem neuen § 121 Abs 5a GWG 2011²⁴ noch erweitert.

Während größere Versorger, die bereits über Speicherkapazitäten verfügt haben, den entsprechenden Anteil den geschützten Kunden umwidmen konnten, war für einige Versorger, die keine direkten Speicherverträge hatten, der erstmalige Nachweis mit einem höheren monetären und administrativen Aufwand verbunden. Eine Nachweiserbringung durch den jeweiligen Vorlieferanten stand jedoch optional zur Wahl.

Darüber hinaus ist am 1. Oktober 2024 § 70a Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010)²⁵ in Kraft getreten, demgemäß Betreiber von Kraftwerken, die an das öffentliche Netz angeschlossen sind und mit Erdgas betrieben werden, zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung Vorräte in einem solchen Ausmaß zu halten haben, dass ihre Gaskraftwerke mit den gespeicherten Vorräten vom 1. Oktober bis zum 1. März für einen Zeitraum von insgesamt 45 Tagen mit Erdgas versorgt werden können. Die abzusichernde Dauer verkürzt sich auf 30 Tage, wenn nachgewiesen werden kann, dass die gespeicherten Vorräte nicht-russischen²⁶ Ursprung haben.

²² GWG 2011-Novelle BGBl I 23/2023

²³ 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, ABl L 2017/280, 1.

²⁴ GWG 2011-Novelle BGBl I 145/2023

²⁵ vgl § 109 Abs 11 Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), BGBl I 110/2010 idF BGBl I 145/2023.

²⁶ vgl Begründung zu IA BlgNR 3531/A XXVII. GP.

Möglichkeit zur Einspeicherung von „geschützten“ Gasmengen

Gemäß § 26a EnLG 2012 wurde für Endverbraucher die Möglichkeit geschaffen, Gasmengen einzuspeichern, die bis zu einem Anteil von 50 % ihres Verbrauchs im vorangegangenen Kalenderjahr von mengenbezogenen, hoheitlichen Maßnahmen ausgenommen sind. Nur im Falle der Notwendigkeit für die Aufrechterhaltung des technisch sicheren Netzbetriebs und für völkerrechtliche bzw. solidarische Verpflichtungen können diese Speichermengen herangezogen werden.

Vor allem größere Endverbraucher (Industriekunden) haben diese Möglichkeit zur Absicherung bereits eingespeicherter Gasmengen genutzt, sodass per August 2023 rund 4,62 TWh und per November 2024 rund 5,7 TWh unter dieser Regelung eingespeichert worden sind.

Diese Maßnahme hat anfangs dazu geführt, dass die Speicherunternehmen einer neuen Kundengruppe mit einem zusätzlichen, aber pro Speicherkunden geringeren Speicherbedarf, jedoch erhöhtem Informationsbedarf, gegenüberstehen.

5. Wettbewerbsentwicklung seit 2022

Gemäß den Vorgaben gem. § 98 Abs 2 GWG 2011 ist von der Regulierungsbehörde die Wettbewerbsintensität am Speichermarkt anhand von Preisvergleichen, des Produktangebots und seiner Nutzung, der Marktkonzentration (Angebot und Nachfrage) unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit alternativer Flexibilitätsquellen sowie der Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten in Verhältnis zur Nachfrage zu beurteilen.

Den Wettbewerb in einem Markt zu analysieren, erfordert die Berücksichtigung einer Reihe von Faktoren.²⁷ Die Definition des relevanten Marktes ist der erste Schritt und ermöglicht im Weiteren die Berechnung der Marktkonzentrationszahlen,²⁸ deren Entwicklung ein Indikator für die Wettbewerbsintensität und -entwicklung ist. Wie auch in den vorangegangenen Wettbewerbsanalysen²⁹ erfolgt die Marktabgrenzung nach sachlichen und räumlichen Kriterien.

Marktabgrenzung für den Speicher- und Flexibilitätsmarkt

Zum Ausgleich zwischen dem Gasangebot und der saisonalen und täglichen Unterschiede in der Gasnachfrage muss in der Wertschöpfungskette der Gasindustrie die Möglichkeit der Zwischenspeicherung und Anpassung an das Nachfrageverhalten (Strukturierung) angeboten werden. Zugang zu dieser Flexibilität erhalten Gashändler zum einen durch den Abschluss von Speicherverträgen, den Abschluss von Bezugsverträgen mit Abnahmeflexibilitäten, aber auch – im Zuge der Entwicklung von kurzfristigen Handelsplätzen – über den Handel von Spot- und Terminmarktprodukten. Dabei bieten Gasproduktion und Gasspeicher physische Flexibilität aus „erster Hand“, Gashandelsprodukte beinhalten bereits diese Flexibilität und sind daher sekundäre Flexibilitätsprodukte.

5.1. Sachliche Marktabgrenzung

Das Thema der Marktabgrenzung wurde in den letzten Jahren von der EU Kommission (nachfolgend: „EK“) bereits behandelt, eine Marktabgrenzung für den Speichermarkt ist nicht abschließend festgestellt worden. Auch in der jüngsten Entscheidung von 2020³⁰ hat die EK die Marktabgrenzung ebenfalls offengelassen. Eine belastbare Marktabgrenzung für den Flexibilitäts- oder Speichermarkt von Seiten der EK liegt damit nicht vor.

Arten der Flexibilität

Grundsätzlich kann zwischen verschiedenen Flexibilitätsbedarfen im Gasmarkt unterschieden werden:³¹

(1) saisonale Flexibilität:

Ausgleich von saisonalen Mengenschwankungen und Arbitragemöglichkeit bei saisonalen Preisunterschieden zwischen Sommer und Winter. Diese Mengenschwankungen sind zum Großteil vorhersehbar, da sie alternierend vorkommen.

²⁷ vgl Simon Bishop/Mike Walker (2010); the Economics of EC Competition Law: Concepts, Application and Measurement, S. 107

²⁸ Ebenda, S. 108

²⁹ vgl Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt 2015, 2019 und 2022, <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/speicher/wettbewerbsanalyse>

³⁰ vgl EK Merger Case M.9641 - SNAM / FSI / OLT; Entscheidung vom https://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m9641_223_3.pdf

³¹ vgl auch Frontier Economics; Research into gas flexibility services; 2008, REPORT PREPARED FOR DTE, <https://www.acm.nl/nl/download/bijlage/?id=8674>

- (2) kurzfristige Flexibilität: Ausgleich kurzfristiger (zB täglicher) Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage, zum Großteil nicht vorhersehbar.
- (3) Notversorgungsflexibilität: Überbrückung von Lieferausfällen, zum Großteil nicht vorhersehbar.

Um diese Flexibilität bereitzustellen, können verschiedene Flexibilitätsinstrumente eingesetzt werden: Gaspeicherung, Linepacknutzung über Ausgleichsenergie, vertragliche Liefer- und Abnahmeflexibilitäten aus Verträgen mit Produzenten und Händlern, Handelsprodukte an Hubs/Börsen. Die Bereitstellung von Flexibilität über LNG-Verträge und unterbrechbare Verträge mit Endkunden ist dabei im österreichischen Markt nicht gegeben.

Saisonale Flexibilität im österreichischen Gasmarkt

Produktionsflexibilität

In Österreich wird Erdgas von drei Unternehmen gefördert und vermarktet – von der OMV Austria Exploration & Production GmbH, der RAG Austria AG und der ADX VIE GmbH³².

Die inländische Erdgasförderung ist in den letzten Jahren stetig zurückgegangen. Seit 2017 ist die Inlandsproduktion um mehr als 50 % gesunken, Abbildung 5 veranschaulicht deutlich diesen Rückgang der geförderten Gasmengen.

Der Anteil der Gasmengen aus Inlandsförderung am gesamten Gasverbrauch der Endkund:innen lag im Jahr 2013 mit 14,416 TWh noch bei 20,32 %, im Jahr 2024 mit 5,03 TWh nur mehr bei 6,76 %.

Die nachgewiesenen Gasreserven betrugen in 2024 ca. 6,1 Mrd. m³, das sind ca. 70 TWh.³³

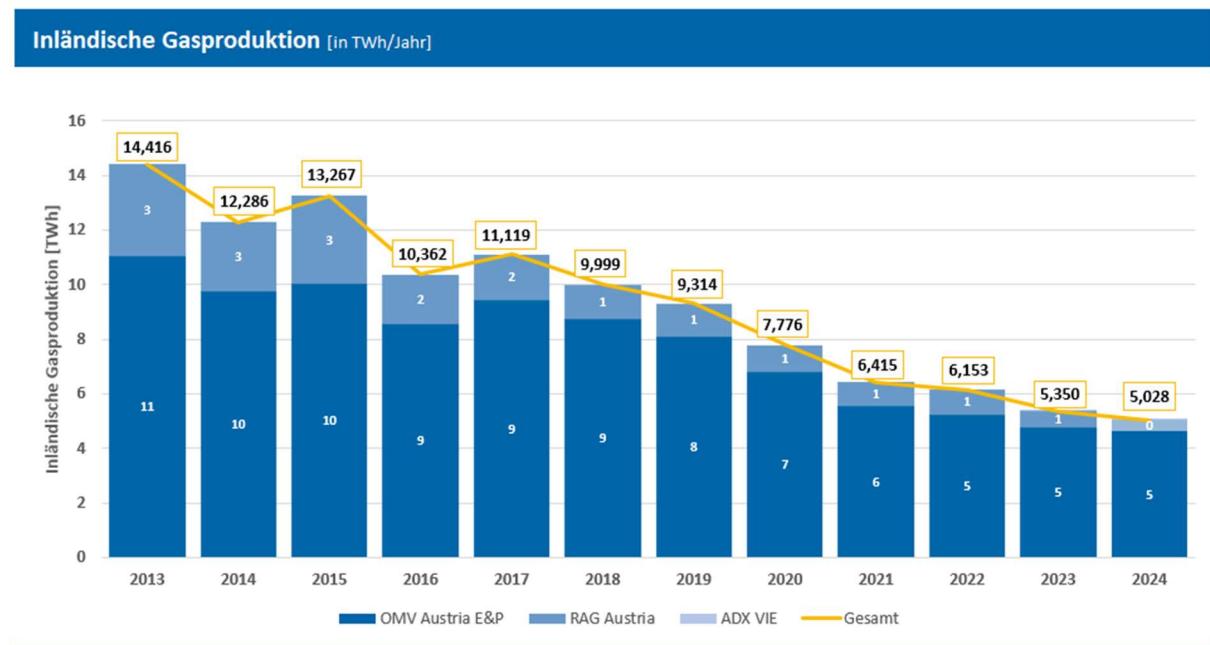


Abbildung 5: Jährliche Erdgasmengen aus inländischer Förderung
Quelle: AGGM und GeoSphere, Darstellung: E-Control

³² Siehe dazu die Daten der Geologischen Bundesanstalt: https://geosphere.at/de/dokumente/news/energierohstoff-referat_daten_2024.pdf

³³ Siehe dazu S. 14 der Daten der Geologischen Bundesanstalt: https://geosphere.at/de/dokumente/news/energierohstoff-referat_daten_2024.pdf. Diese Ziffern beziehen sich auf die Summe der entwickelten und nicht entwickelten nachgewiesenen Reserven.

Die Erzeugung von Biomethan in Österreich ist auf einem niedrigen Niveau. 2024 konnten rund 0,16 % bzw. 124,52 GWh des österreichischen Gasverbrauchs mit Biomethan gedeckt werden.

Insgesamt hatte die inländische Gasförderung (Erdgas und erneuerbare Gase) einen Anteil von 8,1% (2022), 8,4% (2023) und 8,2% (2024) an der Inlandsabgabe an Endkunden. Die monatliche Produktion zeigt für den Berichtszeitraum keine deutlichen saisonalen Schwankungen auf (Abbildung 6), daher ist die saisonale Flexibilität aus der Produktion als gering einzuschätzen.

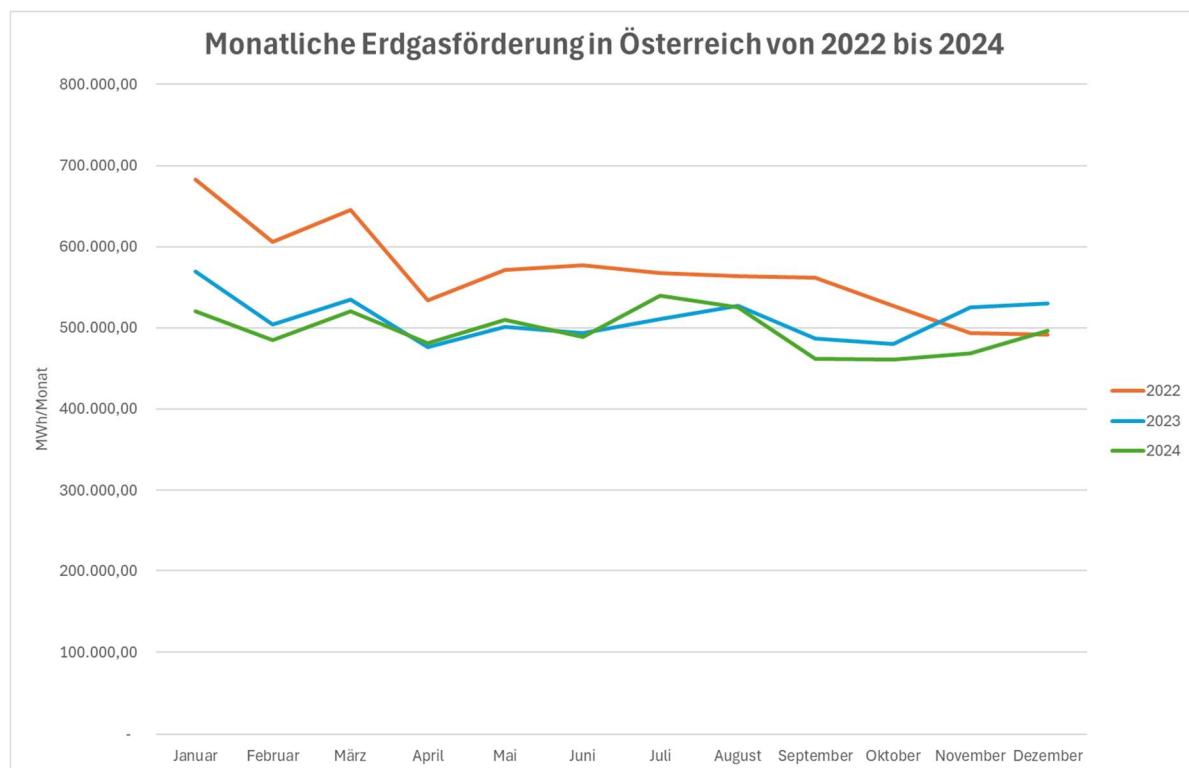


Abbildung 6: Monatliche Erdgasförderung in Österreich von 2022 bis 2024 in MWh pro Monat
Quelle: E-Control

Flexibilität aus Beschaffungsverträgen mit ausländischen Produzenten

Der Großteil des Erdgasverbrauchs in Österreich (ca. 82% in 2024) wird über Gasimporte gedeckt, 2022 bis 2024 noch im Wesentlichen aus Russland (über die Ukraine und die Slowakei) auf Basis langfristiger Verträge, die Mindestabnahmeverpflichtungen enthalten. Auch Abnahmeflexibilitäten (täglich, saisonal) waren in den Verträgen zum Teil enthalten. Der hohe Anteil von russischem Gas war im Wesentlichen aus Lieferungen aus dem langfristigen Vertrag zwischen OGMT und Gazprom Export zurückzuführen.

Vom Mai 2022 bis Januar 2024 hat Gazprom Export die Lieferungen aus diesem Vertrag stark und erratisch eingekürzt. D.h. das auch die Abnahmeflexibilitäten aus diesem Vertrag nur in einem geringen Ausmaß, bis gar nicht zur Verfügung standen. Schon 2022 wurde der Vertrag zwischen Gazprom Export und ENI, dessen physische Erfüllung über Transitflüsse im österreichischen Gasnetz erfolgte, ruhend gestellt. Auch aus diesem Vertrag wäre es möglich gewesen, Flexibilitäten z.B. über Handelsprodukte am VHP anzubieten.

Der Importvertrag zwischen OGMT und Gazprom Export, wurde im Dezember 2024 von OGMT gekündigt.³⁴ Die Substitutionsmöglichkeiten zwischen Speicherung und Abnahmefflexibilitäten aus mittel- bis langfristigen Verträgen sind daher nicht mehr im gleichen Ausmaß vorhanden wie zu den Zeitpunkten der letzten Analysen.

Mit der Einstellung der Lieferung der Gazprom Export an OGMT im November und im Weiteren der Kündigung des OGMT-Gazprom Export Vertrags im Dezember 2024³⁵ sowie der Einstellung des Gastransits über die Ukraine wurde der Verbrauch im 1. Quartal 2025 im Wesentlichen durch Speicherentnahmen gedeckt. Auch dies zeigt die steigende Bedeutung der Speicher als wesentliche saisonale Flexibilitätsquelle.

Flexibilität durch Speichernutzung

Die Daten der Speichernutzung in den letzten Jahren³⁶ zeigen die Bedeutung der Speicher für die saisonale Flexibilität in Österreich: Saisonale Unterschiede zwischen dem Gasbezug von Gasproduzenten und Nachfrage werden im österreichischen Gasmarkt im Wesentlichen durch Speicherbewegungen abgedeckt (Abbildung 7). Weder Produktionsvariationen noch Importe können diese Flexibilität in gleichem Maß erreichen.

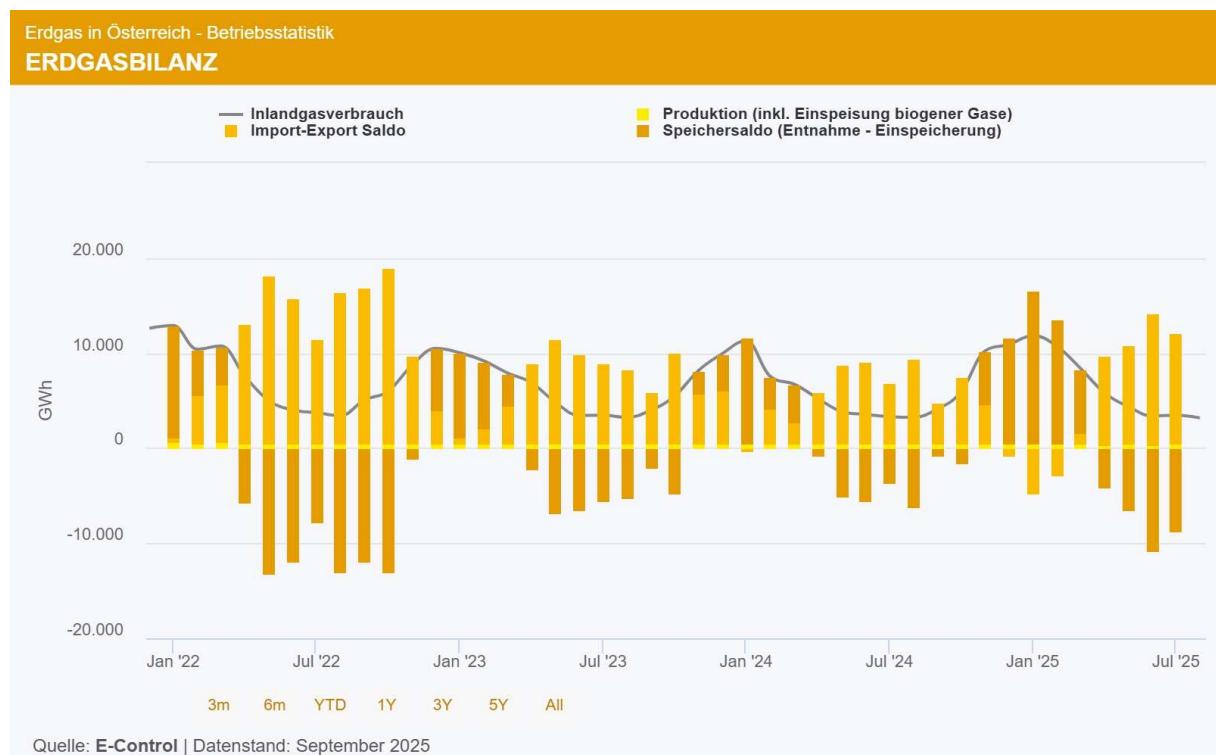


Abbildung 7: Erdgasaufbringung und Verbrauch in Österreich für 2022 bis September 2025 in GWh
Quelle: E-Control

³⁴ <https://www.omv.com/de/medien/pressemitteilungen/2024/241211-omv-gibt-die-sofortige-kündigung-des-österreichischen-liefervertrags-mit-gazprom-export-bekannt>

³⁵ Pressemitteilung der OMV: [Link zur Mitteilung](#).

³⁶ vgl. E-Control Homepage, Betriebsstatistik

„Sekundäre“ saisonale Flexibilität über Handelsprodukte und Ausgleichsenergie

Flexibilität über Handelsprodukte

Unternehmen, die Importverträge, Verträge mit Produzenten und Speicher- und Transportverträge halten, können die ihnen zur Verfügung stehende Flexibilität auch Dritten anbieten. Dies kann über den Handel an den Hubs erfolgen.

Am CEGH werden verschiedene Produkte gehandelt, zum einen als Over the Counter-Handelsgeschäfte (OTC), zum anderen an der Börse. Dabei wird zwischen Spotprodukten (Day Ahead, Within Day) und Terminprodukten (Month Ahead, Winter, Sommer, Quartale, Jahre) unterschieden.

Diese Handelsprodukte beinhalten keine Flexibilität in der Abnahme, d.h. die Mindestabnahmeverpflichtung liegen bei 100%. Über ein Portfolio von unterschiedlichen Handelsprodukten kann jedoch auch saisonale Flexibilität und durch den Kauf von Spotprodukten tägliche Flexibilität erzeugt werden. Anbieter von Flexibilitätsprodukten an Hubs sind Gashändler, die zum Teil auch Speicherkunden sind.

Flexibilität über den Ausgleichsenergiemarkt: Zugang zum Linepack

Über die bilanzielle Ausgleichsenergie erhalten die Marktteilnehmer (Händler und Versorger) Zugang zum Linepack. Dies dient im Wesentlichen dazu, Abweichungen der tatsächlichen Abnahme vom Lastprofil der versorgten Endkunden zu managen. Zur Abdeckung der Tagesverbrauchsstruktur wird primär das vorhandene Line-Pack (Speichermöglichkeit des Transportnetzes) im Verteilergebiet, und auch im Fernleitungsnetz genutzt. Für den täglichen Ausgleich muss der Versorger jedoch Flexibilitätsprodukte wie Speicher oder Handelsprodukte nutzen.

Im Gegensatz zu Handelsprodukten und Speicherverträgen bietet die bilanzielle Ausgleichsenergie als Flexibilitätsinstrument aber keine vorhersehbare Entwicklung der Kosten dieses Instruments. Die Nutzung der Ausgleichsenergie in größerem Ausmaß ist damit – vor allem für größere Bilanzgruppen – mit Risiken verbunden und auch im Bilanzgruppenmodell nicht vorgesehen. Der Wettbewerbsdruck durch die Nutzung der bilanziellen Ausgleichsenergie auf saisonale Speicherprodukte ist daher gering anzusehen.

Maßnahmen zur Vorhaltung von „Notversorgungs“-flexibilität

Im Zuge der Gaskrise 2022 sind Maßnahmen zur Vorhaltung von Speicherhaltung für Versorger geschützter Kunden (Haushaltskunden) und Kraftwerken eingeführt worden (siehe Abschnitt 4.2.2.). Diese „Notversorgungs“-Flexibilität kann aufgrund von gesetzlichen Vorgaben nur über Speicherverträge erfüllt werden. So ist die Erfüllung des Versorgungsstandards seit Oktober 2022 für den Fall c (Ausfall der größten Infrastruktur) nur über Speicherverträge zu erfüllen. Die Substitutionsmöglichkeiten durch anderen Flexibilitätsinstrumente sind daher nicht gegeben.

Dies ist eine wesentliche Veränderung zum letzten Berichtszeitraum 2019-2021.

Fazit sachliche Marktabgrenzung

Die Flexibilität, die die Nutzung von Speichern bietet, steht grundsätzlich im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsinstrumenten. Saisonale Flexibilität wird vor allem aus Importverträgen und Speicherprodukten zur Verfügung gestellt. Andere saisonale Flexibilitätsquellen stehen in Österreich nur begrenzt zur Verfügung (LNG, Flexibilität aus der Produktion). Flexibilitätsprodukte wie Gashandelsprodukte am Hub oder Ausgleichsenergie bauen auf Flexibilitätsquellen wie Speicher und Importverträgen auf.

Im Berichtszeitraum hat die Bedeutung der Speicher als Flexibilitätsprodukt aufgrund der Kündigung von Verträgen mit Abnahmeflexibilitäten und damit dem Wegfall von Flexibilitätsoptionen sowie rechtlichen Vorgaben zur Nutzung der Speicherkapazitäten zugenommen. Es ist daher davon auszugehen, dass Speicherprodukte im österreichischen (gasrelevanten) Flexibilitätsmarkt trotz der Konkurrenzsituation anderer Flexibilitätsprodukte einen hohen und maßgeblichen Anteil an der Nachfragedeckung haben.

Alle Gasspeicherunternehmen in Österreich bieten sowohl saisonale, lang- und kurzfristige als auch Notversorgungsflexibilitäts-Produkte (zB für die Erfüllung des Versorgungsstandards) an. Dies deutet darauf hin, dass die Angebotssubstanzierbarkeit zwischen diesen Produkten gegeben ist, also die Fähigkeit, das Angebot dieser Produkte ohne erhebliche Zusatzkosten zu variieren. Daher kann von **einem** Markt für Speicherprodukte ausgegangen werden, eine weitere Unterteilung erscheint nicht notwendig.

Für die weiteren Ausführungen zur räumlichen Marktabgrenzung wird daher von einem sachlichen Markt für die Speicherprodukte ausgegangen.

5.2. Räumliche Marktabgrenzung

In den vorherigen Wettbewerbsberichten wurde als räumlicher Markt das Marktgebiet Ost ohne den Speicher Haidach, aber inklusive des slowakischen Speicherkomplex LAB, der über die March-Baumgarten-Gasleitung (MAB) angebunden ist und von den Speicherunternehmen Nafta und Pozagas vermarktet wird, angenommen. Auch die Annahme eines weiteren räumlichen Marktes für ganz Österreich wurde untersucht und die Marktkonzentrationsmaße berechnet. Ausgehend von dieser Marktabgrenzung ist zu prüfen, ob sich die Situation seit dem letzten Berichtszeitraum 2019 bis 2021 verändert hat.

Bei der Untersuchung des relevanten Marktes ist zunächst von einer **engen** Marktabgrenzung auszugehen. Für die räumliche Marktabgrenzung relevant sind auch die Transportkosten für die Ein- und Ausspeicherung und der Austausch (Transportflüsse) zwischen Märkten.

Der relevante räumliche Markt könnte bei einer sehr engen räumlichen Marktabgrenzung die Speicherkapazitäten sein, die direkt in das MG Ost ein- und ausspeichern können. Eine weitere Einschränkung ist in der Qualität der Transportprodukte zu sehen: feste oder unterbrechbare Kapazität und Bidirektionalität. Im Berichtszeitraum 2022 bis 2024 ist die Anbindung des Speicher Haidach an das Fernleitungsnetz im Jahr 2022 und an das Verteilnetz im Jahr 2024 erfolgt. Im Fernleitungsnetz stehen allerdings nur unterbrechbare Transportkapazitäten zur Verfügung, im Verteilernetz nur die Ausspeicherung in das MG Ost. Eine vollständige Anbindung über feste Transportkapazitäten in beiden Richtungen (Ein- und Ausspeicherung) ist im Berichtszeitraum 2022 bis 2024 und darüber hinaus noch nicht vorhanden.

Unter diesen Gesichtspunkten spricht gegen eine räumliche Marktabgrenzung, die den Speicher Haidach umfasst, dass nur Speicherprodukte mit einer festen Transportkapazität in das MG Ost als vollständige Substitute angesehen werden können. Bei einer engen Marktabgrenzung wären von diesem räumlichen Markt die Speicherkapazitäten der Speicherunternehmen OMV Gas Storage und RAG Energy Storage (ohne Speicher Haidach) umfasst, sowie ein Teil der Speicherkapazitäten der Uniper Energy Storage, limitiert durch die Transportkapazitäten in das Verteil- und Fernleitungsnetz. Abzuziehen wäre der Speicher Haidach-Anteil der RAG Energy Storage. Zumindest für diese Speicherkapazitäten ist anzunehmen, dass die Speicherprodukte vollständige Substitute waren und sind.

Ebenso könnten Speicherprodukte des slowakischen Speicher LAB, der direkt für die Ein- und Ausspeicherung in das MG Ost über feste Transportkapazitäten angebunden ist, zu diesem

räumlichen Markt zählen. Die Gasflussdaten auf der AGGM Plattform³⁷ zeigen, dass aus diesem Speicher in das MG Ost ein- und ausgespeichert wird, allerdings nicht im Ausmaß der gebuchten Transportkapazitäten.

Der relevante räumliche Markt könnte räumlich weiter gefasst werden, wenn nur die technische Anbindung des Speicher Haidachs berücksichtigt wird, nicht die Qualität der Transportprodukte für die Anbindung. Der relevante räumliche Markt könnte dann die Speicherkapazitäten in ganz Österreich umfassen. Grundsätzlich sind auch unterbrechbare Transportkapazitäten und auch die reine Ausspeicherung für die Speicherprodukte nutzbar, vollständige Substitute zu den Speicherprodukten mit festem, also garantiertem Zugang zum MG Ost sind sie jedoch nicht. Dies kann sich aber in den nächsten Jahren ändern, zB indem feste Kapazitäten auf der Fernleitungsebene zur Verfügung stehen. Daher sollte die Ausweitung des relevanten Marktes von MG Ost auf Österreich auch berücksichtigt werden und im Weiteren die Marktkonzentrationszahlen für diese Marktabgrenzung berechnet werden.

Weiters könnte der relevante räumliche Markt auch weiter als Österreich gefasst werden, wenn die angrenzenden Speicher in Deutschland berücksichtigt werden, da Tirol und Vorarlberg nur durch deutsche Speicher versorgt und die Speicher Haidach und 7Fields zu einem hohen Anteil für die Ein- und Ausspeicherung nach Deutschland genutzt werden. Die Nutzung der deutschen Speicher für das MG Ost ist aber über die oben beschriebene Nutzung hinaus mit zusätzlichen Transportkosten verbunden.

Das kapazitäts- und mengenbasierte Entgelt für den Transport aus Deutschland (Exit D und Entry AT) betragen im Berichtszeitraum 2022 bis 2024, ausgehend von einer 100%igen Kapazitätsauslastung der technischen Importkapazitäten ca. 0,60 EUR/MWh im Jahr 2022, ca. 1 EUR/MWh im Jahr 2023 und ca. 0,70 EUR/MWh im Jahr 2024. Diese Transportkosten wurden im Berichtszeitraum 2022 bis 2024 um die eingehobene Speicherumlage (von 0,59 EUR/MWh bis zu 2,55 EUR/MWh) noch weiter erhöht. Außer im Jahr 2022 lagen die Transportkosten und die Speicherumlage zusammen deutlich über den veröffentlichten Erlösen aus den Auktionen in der EU und über den Sommer-Winter-Preis Unterschieden. Die Nutzungsoption der deutschen Speicher für den österreichischen Markt erscheint daher aus wirtschaftlicher Sicht nicht attraktiv für Speicherkunden in Österreich für den Berichtszeitraum 2022 bis 2024. Daher ist nicht davon auszugehen, dass von diesen Speicheranbietern Wettbewerbsdruck auf den österreichischen Markt ausging.

Für die weitere Analyse werden daher die Marktkonzentrationszahlen

- zum einen **für einen engen räumlich relevanten Markt** (alle an das MG Ost (oder den VHP) angeschlossenen Speicher im Ausmaß der festen Transportkapazitäten und die Speicher in der Slowakei (im Ausmaß der Transportkapazität der MAB) und
- zum anderen **für einen weiteren räumlichen Markt** (Speicherunternehmen in Österreich und die Speicher in der Slowakei im Ausmaß der Transportkapazität der MAB)

berechnet und die Entwicklung vom letzten Berichtszeitraum 2019 bis 2021 zu diesem Berichtszeitraum 2022 bis 2024 dargestellt.

Ob tatsächlich Wettbewerbsdruck von den slowakischen Speicherunternehmen auf die österreichischen Speicherunternehmen ausging, ist allerdings nicht eindeutig zu überprüfen, da der österreichischen Regulierungsbehörde die Vertragsdaten der slowakischen Speicher nicht vorliegen. Die der Behörde vorliegenden Daten zeigen, dass nicht-österreichische Speicher weder für die Erfüllung des Versorgungsstandards und die geschützten Speichermengen (gem. § 26a EnLG 2012) noch für die strategische Reserve genutzt wurden.³⁸ Dies schließt

³⁷ <https://www.aggm.at/transparenz/aggm-plattform/>

³⁸ Seit 1.4.2025 wird die strategische Gasreserve vollständig in österreichischen Gasspeichern vorgehalten.

aber nicht aus, dass andere Speicherkunden der Speicherunternehmen in Österreich auch slowakische Speicher genutzt haben oder nutzen.

5.3. Marktkonzentration

Die Änderungen auf der Angebots- und Nachfrageseite von Speicherkapazitäten sind im Beobachtungszeitraum 1.1.2022 bis 31.12.2024 im Wesentlichen auf die neuen und geänderten gesetzlichen Maßnahmen zurückzuführen.

5.3.1. Entwicklung des Angebotes an Speicherkapazitäten

Die österreichischen Gasspeicher³⁹ (Abbildung 8) befinden sich ausschließlich im Marktgebiet Ost in den Konzessionsgebieten der beiden Gas- und Ölproduzenten OMV Austria Exploration & Production GmbH und RAG Austria AG (RAG AG) und werden von diesen auch technisch betrieben. Die Speicher sind ausgeförderte Gasfelder (Porenspeicher), die für den Speicherbetrieb technisch umgerüstet wurden.

Seit August 2022 findet die Vermarktung der Speicherkapazitäten in Österreich durch die folgenden vier Speicherunternehmen⁴⁰ statt:

- OMV Gas Storage GmbH (OGS)
- RAG Energy Storage GmbH (RES)
- Uniper Energy Storage Austria (Uniper)
- SEFE Storage GmbH (SEFE Storage vormals astora GmbH)
 - > Die OMV Gas Storage GmbH ist eine 100%-Tochtergesellschaft der OMV Gas Logistics Holding GmbH, welche wiederum eine 100% Tochtergesellschaft der OMV AG ist.⁴¹
 - > Eigentümerin der RES ist zu 100% die RAG AG. Diese steht im 100%igen Eigentum der RAG-Beteiligungs-Aktiengesellschaft, an der die EVN AG (50,03%), Uniper Global Commodities SE (29,98%), Energie Steiermark Kunden GmbH (10%) und Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation (10%; nachfolgend: „Salzburg AG“) beteiligt sind.
 - > Eigentümerin der SEFE Storage GmbH (bis 30.5.2024 astora GmbH) ist seit 13.10.2020 zu 100% die SEFE Securing Energy for Europe GmbH (die vormalige: Gazprom Germania GmbH), die wiederum vormals im Eigentum der Gazprom Export LLC stand. Zum 20.06.2022 wurde der Firmenname von Gazprom Germania GmbH in SEFE Securing Energy for Europe GmbH (SEFE) geändert. Nachdem vor dem Hintergrund des russischen Angriffskrieges bereits im April 2022 eine Treuhand für SEFE eingerichtet wurde, übernahm die Bundesrepublik Deutschland zum 14. November 2022 alle Anteile an der SEFE und wurde damit alleinige Eigentümerin der Unternehmensgruppe einschließlich der SEFE Storage GmbH.

³⁹ vgl § 7 Abs 1 Z 57 GWG 2011: „Speicheranlage“ eine, einem Erdgasunternehmen gehörende und/oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Erdgas, mit Ausnahme des Teils, der für die Tätigkeiten gemäß Mineralrohstoffgesetz genutzt wird; ausgenommen sind auch Einrichtungen, die ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Funktionen vorbehalten sind.

⁴⁰ vgl § 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.

⁴¹ <https://www.omv-gas-storage.com/de/unternehmen/eigentuemer>, dl 17.2.2022

- > Uniper ist eine 100 % Tochter der Uniper Global Commodities SE. In Österreich ist die Uniper mit ihrer Niederlassung, der Uniper Gas Storage Austria vertreten.



Abbildung 8: Lage der Gasspeicher in Österreich
 Quelle: Fachverband Gas Wärme, Zahlerspiegel 2024, Stand 2024

Auf Basis der durch die GWG 2011-Novelle BGBI I 94/2022 neu geschaffenen Rechtslage wurde festgestellt, dass GSA LLC seine Rechte als Speicherunternehmen von Gesetzes wegen verloren hat. Die GSA LLC fließt daher nicht mehr in die Auswertungen in diesem Bericht ein und wird nur anfänglich in Bezug auf den Berichtszeitraum erwähnt.

Seit 1. August 2022 werden die GSA-Kapazitäten im Speicher Haidach (ca. 21,3 TWh) von der RAG Energy Storage GmbH (100 % Tochter der RAG Austria AG) (ca. 14 TWh) sowie der SEFE Storage (bis 30.5.2024 astora GmbH) (ca. 7,3 TWh) vermarktet.

Aufgrund des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine und den damit im Zusammenhang stehenden Sanktionen und deren Folgen, gab es sowohl bei Uniper⁴² als auch bei SEFE Storage⁴³ wesentliche Änderungen in der übergeordneten Eigentümerstruktur, die aber keine

⁴² vgl. Gleichbehandlungsbericht Uniper über den Berichtszeitraum 2022: Bei Uniper führte die Verpflichtung zur Einhaltung des Gas-Lieferabkommens mit Russland 2022 zu Liquiditätsproblemen, zurückzuführen auf die eingeschränkten Liefermengen und die hohen Gaspreise zur Beschaffung. Im Dezember 2022 wurde einerseits ein Rahmenabkommen zwischen Uniper SE und dem Bund abgeschlossen, nahezu zeitgleich verkaufte Fortum (mehrheitlich von der Republik Finnland kontrolliertes Unternehmen) die Anteile an die UBG Uniper Beteiligungsholding GmbH (100% Tochter der Bundesrepublik Deutschland). Per 31. Dezember 2022 hatte die Bundesrepublik Deutschland über die UBG Uniper Beteiligungsholding GmbH somit einen Anteil von 99,12 % an der Uniper SE. Jedoch erteilte die europäische Kommission im Dezember 2022 die Auflage, dass von der Bundesrepublik Deutschland gehaltene Anteile bis Ende 2028 auf 25 % + 1 Aktie vermindert werden muss.

⁴³ vgl. Gleichbehandlungsbericht SEFE über den Berichtszeitraum 2022: Als Folge der kriegerischen Auseinandersetzung zwischen Russland und der Ukraine und dem u.a. energiepolitisch strategischen Verhalten Russlands mittels Sanktionierung und Verweigerung der Geschäfte mit der ehemaligen Gazprom-Tochter Securing Energy for Europe, übernahm per 14. November 2022 die Bundesrepublik Deutschland alle Anteile an der SEFE und wurde alleinige Eigentümerin der Unternehmensgruppe, somit auch von astora. Davor wurde bereits am 4. April 2022 die SEFE-Gruppe unter die Treuhänderschaft der Bundesnetzagentur gestellt, welche zum 15. November 2022 ausgelaufen ist. Somit befindet sich astora im deutschen Bundesbesitz. Per 31.5.2024 erfolgte die Umfirmierung der astora in SEFE Storage GmbH.

Auswirkung auf deren Angebotsverhalten als Speicherunternehmen hatten. Beide Unternehmen befinden sich im Staatseigentum der Bundesrepublik Deutschland.

Marktkonzentration auf der Angebotsseite

Von den in Österreich tätigen Speicherunternehmen hält RAG Energy Storage mit ca. 36% (36,3 TWh) Arbeitsgasvolumen den größten Anteil an Speicherkapazitäten in Österreich, bei einem Gesamtarbeitsgasvolumen von ca. 100,1 TWh. Die Umschichtung der GSA-Kapazitäten im Speicher Haidach in Höhe von ca. 21,3 TWh auf RES (ca. 14 TWh) und SEFE Storage (ca. 7,3 TWh) wirkt sich unmittelbar erhöhend auf den Anteil der RES an den Speicherkapazitäten aus, ebenso wie Kapazitätserhöhungen.

OGS erhöhte per 1. August 2023 nachhaltig das technische Arbeitsgasvolumen um 60 Mio. Nm³ bzw. rund 690 GWh mittels Anflanschung der Lagerstätte 16. TH⁴⁴ an den Speicher Schönkirchen (jedoch ohne Schaffung zusätzlicher Ein- oder Ausspeicherleistung).

Auch im Speicher Haidach kam es per 1. September 2024 zu einer nachhaltigen Kapazitätserhöhung durch den technischen Speicherbetreiber RAG AG auf Basis technischer Analysen. Folglich erhöhte sich das vermarktbare Arbeitsgasvolumen bei RES um ca. 400 GWh und bei SEFE Storage um ca. 507 GWh.

Davon abgesehen erfolgten im Beobachtungszeitraum 1.1.2022 bis 31.12.2024 Brennwertänderungen, wodurch sich das Arbeitsgasvolumen und die Ein- und Ausspeicherleistungen der Speicherunternehmen entsprechend erhöht haben.

Nachfolgende Tabelle 3 zeigt das technisch maximale Arbeitsgasvolumen und die technisch maximalen Ein- und Ausspeicherkapazitäten der österreichischen Speicherunternehmen, Stand Dezember 2024.

Tabelle 3: Technisch maximales Arbeitsgasvolumen und technisch maximale Ein- und Ausspeicherkapazitäten

Speicherunternehmen/ Speicher	Einspeicherrate in MWh/h	Entnahmerate in MWh/h	Arbeitsgasvolumen in MWh
OMV Gas Storage Schönkirchen	7.456	11.011	21.950.000
OMV Gas Storage Tallesbrunn	1.434	1.835	4.590.000
OMV Speicher gesamt	8.890	12.846	26.540.000
RAG Energy Storage Puchkirchen/Haag	6.300	6.300	13.400.000
RAG Energy Storage Haidach 5	230	230	184.000
RAG Energy Storage Aigelsbrunn	575	575	1.500.000
RAG Energy Storage 7Fields	1.700	2.600	6.300.000
RAG Energy Storage Haidach	5.200	5.900	14.800.000
RAG Energy Storage gesamt	14.005	15.605	36.184.000
Uniper Energy Storage 7Fields	6.189	9.284	17.825.000
SEFE Storage Haidach	6.900	7.411	19.498.900
Summe Österreich	35.984	45.146	100.047.900

Quelle: Websites Speicherunternehmen, AGSI+, Stand 12/2024

Per Dezember 2024 betrug das gesamte technische Arbeitsgasvolumen in Österreich ca. 100,1 TWh. Wie nachfolgende Abbildung 9 zeigt, ist die Gesamtspeicherkapazität somit um ca. 24,1 TWh höher als der Inlandsgasverbrauch von ca. 76 TWh im Jahr 2024.

⁴⁴ 16. TH steht für den 16. Tortonhorizont, eine gasführende Schicht.

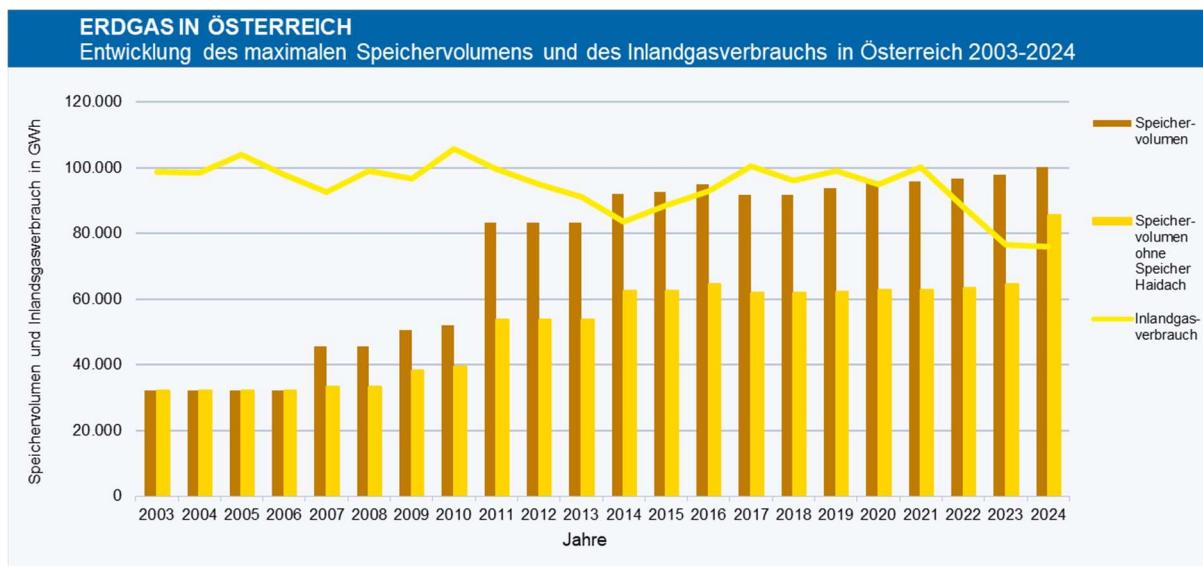


Abbildung 9: Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandsgasverbrauchs in Österreich 2003-2024
Quelle: E-Control, Stand 12/2024

Entwicklung der Marktkonzentration

Ausgehend von einer sachlichen und räumlichen Marktabgrenzung können verschiedene Indikatoren für die Marktkonzentration berechnet werden.

Zunächst ist festzustellen, dass die Anbieterzahl in Österreich sich um ein Speicherunternehmen mit dem Marktaustritt von GSA LLC verringert hat. Dies hat bei einer enger räumlicher Marktabgrenzung keine Veränderung zur Folge, aber bei der Annahme eines räumlichen Marktes, der ganz Österreich umfasst.

Als weiterer Indikator für die Entwicklung der Marktkonzentration ist der Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI)⁴⁵. Er ist definiert als die Summe der quadrierten Marktanteile. Da man zur Berechnung die Prozentsätze, also Zahlen zwischen 1 und 100 verwendet, ist der HHI eine Indexzahl zwischen 0 und 10.000. Ein polypolistischer Markt hat eine geringe Indexzahl, ein Monopol den Wert von 10.000. Der absolute Wert des HHI sagt etwas aus über die Marktstruktur, wobei die EU-Kommission einen Wert ab 2000 als hoch konzentriert ansieht.

Für die Annahme zur Marktabgrenzung, die in Abschnitt 5.2. getroffen wurden, können verschiedene HHI berechnet werden:

Tabelle 4: Räumlicher Markt, HHI-Berechnungen

Annahme räumlicher Markt	2021	2024
AT	2.117	2.709
AT und SK (Lab 4)	1.761	2.133
MG Ost	3.822	3.842
MG Ost und SK (Lab 4)	2.789	2.787

Quelle: E-Control Berechnungen, Stand 2021 und 2024

⁴⁵ Eines der gängigen Konzentrationsmaße ist der Herfindahl-Hirschman Index (HHI). Der HHI ist definiert als die Summe der quadrierten Marktanteile. Da man zur Berechnung die Prozentsätze, also Zahlen zwischen 1 und 100 verwendet, ist der HHI eine Indexzahl zwischen 0 und 10.000. https://www.bwb.gv.at/fileadmin/user_upload/Downloads/publikationen/MarktabgrenzungrbbStudiefinal.pdf, dl 27.3.2025

Erläuterung:

- > HHI AT: Speicher in AT
- > HHI AT und SK: Speicher in AT und Lab 4 Speicher in SK, Transportkapazität der MAB als Limitation
- > HHI MG Ost: Speicher mit direkter Anbindung und fester Transportkapazität; Uniper 7 Fields zu 50% (Verhältnis technische Ausspeicherleistung zu Stationskapazität Zagling)
- > HHI MG Ost und SK: Speicher mit direkter Anbindung und fester Transportkapazität; Uniper 7 Fields zu 50% (Verhältnis technische Ausspeicherleistung zu Stationskapazität Zagling); Lab 4 Speicher in SK: Transportkapazität der MAB als Limitation

Wird der räumliche Markt auf die Speicherunternehmen in Österreich bezogen, ist der HHI von 2021 auf 2024 gestiegen. Dies ist auch für den weiteren räumlichen Markt unter der Hinzunahme des slowakischen Speichers festzustellen. Bei einer engeren Marktabgrenzung ist festzustellen, dass die HHI-Werte nahezu unverändert sind. Eine wesentliche Änderung wäre dann gegeben, wenn von der Annahme der engen Marktabgrenzung auf „MG Ost und SK“ auf die Annahme der weiteren Marktabgrenzung auf „AT und SK“ übergegangen wird. Mit festen Transportkapazitäten für den Speicher Haidach in das MG Ost wäre dies auf jeden Fall gegeben.

Entwicklung des Angebots an verfügbaren Speicherkapazitäten

Durch die Anwendung des strategischen Use it or lose it (UIOLI) und des Verlustes der Rechte als Speicherunternehmen der GSA wurden zunächst 21 TWh Arbeitsgasvolumen wieder verfügbar.

Mit der Einführung der strategischen Gasreserve im Jahr 2022 wurden ca. 20 TWh Arbeitsgasvolumen bis 1.4.2027 vertraglich gebunden und stehen in dieser Zeit nicht zur Vermarktung zur Verfügung. Sollte diese per 1.4.2027 auslaufen, wird die Auswirkung der Rückführung der Kapazitäten in den Speichermarkt Inhalt der nächsten Wettbewerbsanalyse für den Beobachtungszeitraum 1.1.2025 bis 31.12.2027 sein. Die strategische Gasreserve ist auf die verschiedenen Speicherunternehmen aufgeteilt.

In den Speicherjahren 2022 bis 2024 wurde jeweils folgendes technisch maximales Arbeitsgasvolumen von den Speicherunternehmen ausgewiesen, das angeboten wurde bzw. vertraglich kontrahiert werden konnte (Tabelle 5).

Tabelle 5: Angebotenes technisch maximales Arbeitsgasvolumen in TWh 2022-2024

in TWh	GSA LLC	SEFE Storage	OMV Gas Storage	RAG Energy Storage	Uniper Energy Storage
01.04.2022	21,32	11,35	28,02	19,51	17,52
01.04.2023	0,00	18,61	28,02	34,11	17,52
01.04.2024	0,00	18,82	27,95	35,20	17,83

Quelle: Websites Speicherunternehmen

Während im Beobachtungszeitraum 2022-2024 die Kapazitäten gut gebucht waren, zeigen die Kapazitätsprognosen der Speicherunternehmen auf deren Websites überwiegend ungebuchte Kapazitäten ab dem Speicherjahr 2027, wobei sich diese Situation in den Jahren bis 2030 verschärfen könnte. Dies ist einerseits auf das Auslaufen langfristiger Speicherverträge (im Berichtszeitraum waren es lediglich 7 TWh), andererseits auf die fehlende Bereitschaft der Speicherkunden, sich mittel- bis langfristig in einem dynamischen Gas- und Speichermarkt zu binden, zurückzuführen. Je nach Kundenstruktur (Versorger, Händler) könnte diese Entwicklung unterschiedliche Auswirkungen auf die Buchungssituation der einzelnen Speicherunternehmen haben. Bezüglich der zukünftigen Buchungsverläufe kann in der nächsten Wettbewerbsanalyse 2025-2027 aufgrund der zeitlicheren Nähe eine genauere Analyse erfolgen.

Angebotene Speicherprodukte

Speicherunternehmen in Österreich bieten die gem. Art 15 Abs 2 VO (EG) 715/2009⁴⁶ geforderten Produkte (kurz-/langfristig; gebündelt/ungebündelt) an. Im Berichtsraum zu beobachten ist eine Anpassung bzw. Änderung der Speicherprodukte auf eine veränderte Nachfragesituation.

Speicherunternehmen bieten Standardprodukte an, sog. SBU (standard bundled units), die je nach Speicherunternehmen unterschiedlich in der Zusammensetzung von Arbeitsgasvolumen, Entnahmleistung und Einspeicherleistung ausgestaltet sind.

Aufgrund der Einführung der rechtlichen Maßnahmen zur Speicherbefüllung im Jahr 2022 standen die Speicherunternehmen neuen Speicherkunden mit geringerem Speicherbedarf, aber hohem Informationsbedarf gegenüber, die andere Speicherprodukte als die bestehenden Speicherkunden nachfragten. Daher passten die Speicherunternehmen das Produktangebot an. Sowohl in Auktionen als auch bei bilateralen Vertragsabschlüssen wurde im Jahr 2022 die Bündelgröße reduziert.

Bei den Industriekunden, die keine standardisierten Produkte nachgefragt haben, wurden die Kapazitäten Großteils bilateral vergeben. Buchungen für die Speicherjahre beginnend mit 1.4.2023 und 1.4.2024 lassen wieder größere nachgefragte Mengen seitens der Speicherkunden, vor allem von Händlern und größeren Versorgern, erkennen.

Standardprodukt der OGS

Bei OGS umfasste das verauktionierte Arbeitsgasvolumen je Bündel vor dem Angriffskrieg in der Ukraine im Februar 2022 noch 17.000 MWh. OGS reduzierte es ab Mitte 2023 jedoch auf 10.000 MWh. Darüber hinaus wurden zwischen dem 1. Quartal 2022 bis zum Folgejahr 2023 Bündel mit einem Arbeitsgasvolumen von ca. 4.000 MWh angeboten, um einerseits die verfügbaren Kapazitäten breiter zu vergeben und andererseits die neuen Bedürfnisse des Marktes decken zu können.

Das bisherige bilateral buchbare Standardprodukt „Classic Fix“ wird von OGS seit 1.2.2023 nicht mehr angeboten, das „Classic Flex“-Produkt hingegen wurde durch das neue „Classic 4 Seasons“-Produkt ersetzt. Bei diesem beträgt das Arbeitsgasvolumen 20.000 MWh je Bündel, die Einpressleistung 7 MWh/h und die Entnahmleistung 9,3 MWh/h je Bündel, wobei die drei Teilleistungen nicht an Einpress- und Entnahmepérioden gebunden sind. Der Preis für dieses Standardbündel hat sich im Vergleich zum vorherigen vergleichbaren „Classic Flex“-Produkt unabhängig von der veränderten Bündelgröße reduziert. Die bilaterale Buchung kleinerer Bündel bzw. in veränderter Zusammensetzung ist nach wie vor möglich.

⁴⁶ Anmerkung: Seit 5. Februar 2025 gilt Art 8 Abs 2 der VO (EU) 2024/1789.

Standardprodukt der RES

Die auf der Homepage ausgewiesenen Standardprodukte der RES, RAG ES Premium Flex Speicher, RAG ES Flex Speicher, RAG ES Customize Speicher und RAG ES Day-Ahead Speicher, wurden im Berichtszeitraum 2022 bis 2024 nach wie vor angeboten. RES hat in bilateralen Kapazitätsvergaben das Angebot ebenso an die verstärkte Kundennachfrage nach geringerem Arbeitsgasvolumen und dazu korrespondierend geringerer Ein- und Ausspeicherleistung angepasst, sodass Industriekunden bei Bedarf die Bestimmung gem. § 26a EnLG 2012 erfüllen konnten.

Standardprodukt der Uniper

Das unterjährige Kapazitätsangebot von Uniper in der zweiten Jahreshälfte 2022 für das Speicherjahr 2022/2023 umfasste das Produkt „Seasonal fast injection“ mit einer identen Ein- und Ausspeicherleistung und einer Entnahmedauer von ca. 105 Tagen. Damit konnten Speicherkunden noch kurzfristig vor dem Winter 2022/2023 einspeichern.

Das bereits 2014/2015 eingeführte „Indexprodukt“, bei dem Kunden in der Auktion ihre Angebote auf das Premium(A) in Euro/MWh zum Sommer-Winter-Spread abgegeben haben, ist nach wie vor im Produktangebot der Uniper enthalten und wurde im Berichtszeitraum 2022 bis 2024 wieder angeboten. Neben dem saisonalen Produkt (Entnahmedauer 105 Tage) wurde mit „Mid Churn“ (Entnahmedauer 89 Tage) eine höhere Flexibilität ermöglicht.

Standardprodukt der SEFE Storage

SEFE Storage bietet über die Kapazitätsplattform PRISMA neben den Auktionsprodukten für ihren Anteil im Speicher Haidach auch kurzfristige Zusatzkapazitäten für Ein- und Ausspeicherleistung (within-Day bis zu halbjähriger Laufzeit) nach dem Prinzip First-come-first-served (FCFS) an. Darüber hinaus wurde im Berichtszeitraum ein weiteres speziell entwickeltes Produkt mit begrenzter Angebotsdauer in Form von unterbrechbarem Arbeitsgasvolumen nach dem Prinzip FCFS angeboten. SEFE Storage hat im Vergleich zu den anderen Speicherunternehmen im Bündel ein hohes Arbeitsgasvolumen (zwischen ca. 32 GWh bis ca. 92 GWh AGV pro Bündel) sowie eine hohe Ein- und Ausspeicherrate (bis ca. 42 MWh/h). Mit der Umfirmierung der astora GmbH in SEFE Storage GmbH per 31.05.2024 wurden die Produktnamen der seit 01.04.2020 nicht mehr neu angebotenen, aber noch im Speichervertragsbestand vorhandenen Altprodukte ebenfalls angepasst. Aus dem saisonalen Produkt „astora Pack“ wurde „Haidach Pack“ und aus dem „astora-add“ Produkt, über das zusätzliche Ein- und Ausspeicherleistungen gebucht werden konnten, wurde „Haidach-add“. Das ursprüngliche Produkt „astora Part“ entfiel. Speicherprodukte werden nicht mehr bilateral, sondern nur noch über Auktionen vergeben.

Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Speicherunternehmen die Produktvielfalt und die Produktgröße im Berichtszeitraum 2022 bis 2024 aufgrund der Marktumstände und der gesetzlichen Vorgaben an die Kundenbedürfnisse angepasst haben, um einerseits die Befüllung der Speicher zu maximieren und andererseits auch kleineren Speicherunden wie beispielsweise Industriekunden den Zugang zu den Speichern zu ermöglichen.

Vermarktung und Vergabe von Speicherkapazitäten

Speicherunternehmen vermarkten ihre Speicherkapazitäten über Auktionen und/oder bilateral nach dem First Come First Served Prinzip. Sie nutzen dafür unterschiedliche Kanäle, entweder eigene Plattformen oder Handelsplattformen.

- > Seitens GSA wurden im Jahr 2022 bis zum Verlust der Rechte als Speicherunternehmen keine Kapazitäten vermarktet, weder bilateral noch über Auktionen.

- > OGS auktioniert über die CEGH-Speicherplattform und vergibt die Kapazitäten ebenso bilateral.
- > RAG Energy Storage hat, wie auch schon in den Jahren vor dem Berichtszeitraum, die Speicherkapazitäten ausschließlich bilateral vergeben.
- > Uniper vergibt nach wie vor über die unternehmenseigene Vermarktungsplattform und bilateral.
- > SEFE Storage hingegen hat ihre Kapazitäten, mit Ausnahme jener für die strategische Gasreserve, ausschließlich über die PRISMA-Plattform verauktioniert.

Aus Sicht der E-Control würde die Verwendung einer einheitlichen Vermarktungsplattform die Transaktionskosten für die Speicherkunden verringern und eine einheitliche und standardisierte Vorgangsweise der Speicherunternehmen die Gleichbehandlung der Marktteilnehmer übergreifend über alle Speicherunternehmen gewährleisten.

Im Rahmen eines detaillierten Monitorings der Pflichteneinhaltung durch die Speicherunternehmen im 3. Quartal 2024 wurden seitens der E-Control erneut die Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGBs) der Speicherunternehmen sowie die Erfüllung der Pflichten gem. § 105 GWG 2011 und die Umsetzung der Gas Storage Europe (GSE) Transparenzvorgaben⁴⁷ geprüft.

Die Pflichten gem. § 105 GWG 2011 sowie die Umsetzung der GSE Transparenzvorgaben wurden bis auf wenige erforderliche Aktualisierungen erfüllt. Bei den AGBs der Speicherunternehmen gab es geringfügigen Anpassungsbedarf. Diesem wurde umgehend mittels Anpassung der AGBs an die gesetzlichen Vorgaben durch die Speicherunternehmen Rechnung getragen.

Vermarktung über Auktionen 2022-2024

Wie auch in den Vorjahren vermarkten die Speicherunternehmen OGS und Uniper ihre Kapazitäten vorrangig mittels Auktionen; die Kapazitätsvermarktung der SEFE Storage erfolgte ausschließlich in Auktionen. Die Auktionstermine und der jeweils zu vermarktende Kapazitätsumfang wurden dabei von den Speicherunternehmen festgelegt.

OGS führte im Beobachtungszeitraum 1.1.2022 bis 31.12.2024 mit ca. 30 die meisten Auktionen durch, während Uniper und SEFE ihre Kapazitäten in ca. 20 Auktionen vergaben. Wie in Abbildung 10 ersichtlich, fanden seitens OGS Auktionen in regelmäßigen Abständen mit niedrigen Volumina, vielfach unter 1 TWh, statt. Bei Uniper und SEFE Storage hingegen umfassten einige Auktionen ein angebotenes Arbeitsgasvolumen in Höhe von ca. 2 TWh. Darüber hinaus hat SEFE Storage im Februar 2022 mit 7 TWh eine Auktion mit außerordentlich hoher Gesamtkapazität durchgeführt.

Bezogen auf die Vergabezeitpunkte lässt sich erkennen, dass im Zeitraum 2022 die wenigsten Auktionen durchgeführt worden sind. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass die Kapazitäten für das Speicherjahr 2021/2022 Großteils bereits vergeben worden sind und aufgrund der energiepolitisch angespannten Situation sowie der hohen Gaspreise die Buchung für das nachfolgende Speicherjahr zu unsicher war.

Zu Beginn des Jahres 2022 waren aufgrund der Unsicherheiten am Gasmarkt und der auf politischer Ebene diskutierten Speicherbevorratung für Speicherkunden die durchgeführten Auktionen nur zum Teil erfolgreich bzw. haben mangels Interesses gar nicht stattgefunden. Aus den der E-Control vorliegenden Daten geht hervor, dass seitens der Marktteilnehmer (zB Händler) nur wenig Interesse an der Buchung von Speicherkapazitäten bestand, auch zurückzuführen auf die negative Entwicklung der Sommer-Winter-Spreads.

⁴⁷ <https://www.gie.eu/transparency/gse-transparency-template/>, dl. 7.11.2024

Uniper vermarktete die Speicherkapazitäten nicht nur in Auktionen, sondern auch bilateral. Bereits die erste Auktion 2022, die mit dem Tag der Invasion Russlands in der Ukraine zusammenfiel zeigte eine geringe Zahlungsbereitschaft der Speicherkunden aufgrund der dadurch unsicheren Marktlage im Energiesektor.⁴⁸

Über den gesamten Beobachtungszeitraum 1.1.2022 bis 31.12.2024 hinweg gab es immer wieder Auktionen der einzelnen Speicherunternehmen, in denen die Nachfrage ein Vielfaches der angebotenen Kapazitäten ausmachte, die Gebote der Speicherinteressenten dafür jedoch unterhalb des Mindestpreises gelegen sind. Die Festlegung der Mindestpreise durch die Speicherunternehmen erfolgte nur intern und wurde nicht veröffentlicht.

OGS verauktionierte das aus der nachhaltigen Kapazitätserhöhung resultierende Arbeitsgasvolumen in Höhe von 680 GWh in Kombination mit unterbrechbarer Einpressleitung und garantierter Entnahmefähigkeit am 27. Juli 2023 als „Rest Of Storage Year (ROSY)“-Kapazität. Aufgrund von hohen Speicherständen zu einem frühen Zeitpunkt im jeweiligen Speicherjahr 2022/2023 bzw. 2023/2024 konnte OGS aus technischen Gründen sowohl Mitte 2022 als auch Mitte 2023 zusätzliches Arbeitsgasvolumen kurzfristig für die verbleibende Zeit innerhalb des Speicherjahres bis zum 1.4. des folgenden Jahres vergeben.

Bei SEFE Storage konzentrieren sich die Auktionen jeweils im 4. Quartal mit Angeboten für das folgende Speicherjahr. 2023 wurden noch hohe Mengen kurz vor Beginn des Speicherjahres 2023/2024 verauktioniert. Aufgrund einer unterjährigen Erhöhung des Brennwertes, konnten noch im Mai 2023 Zusatzkapazitäten für das bereits laufende Speicherjahr 2023/2024 vergeben werden. Während OGS und Uniper per Dezember 2024 nur mehr geringe Mengen an freien Kapazitäten für das Speicherjahr 2024/2025 zur Verfügung hatten, zeigten sich bei SEFE Storage freie Speicherkapazitäten in Höhe von ca. 4,7 TWh (ca. 24%) von insgesamt 19,3 TWh.⁴⁹

Seitens GSA wurden im Jahr 2022 bis zum Verlust der Rechte als Speicherunternehmen keine Kapazitäten vermarktet, weder bilateral noch über Auktionen.

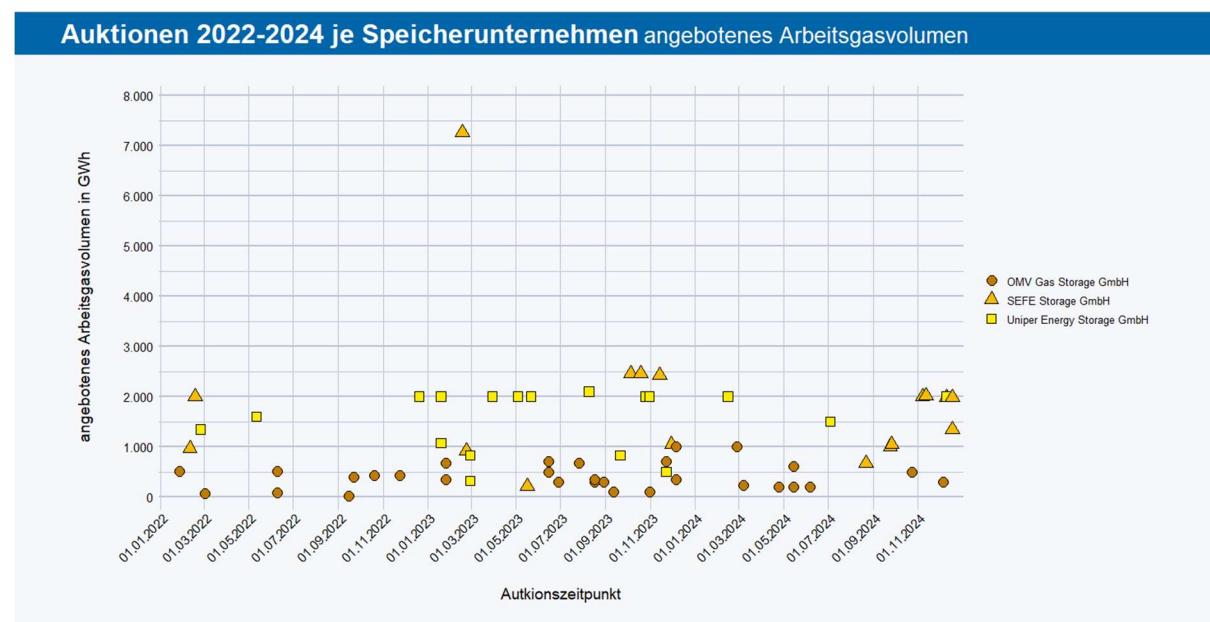


Abbildung 10: Auktionen je Speicherunternehmen 2022-2024, angebotenes Arbeitsgasvolumen in GWh

Quelle: Websites/Newsletter der Speicherunternehmen, Stand 12/2024

⁴⁸ vgl. energate, Marktunsicherheiten lassen Speicherauktion scheitern, 1.3.2022

⁴⁹ <https://www.sefe-storage.de/speicherdaten/langfristige-kapazitaeten/speicher-haidach,d131.12.2024>

Während in den Auktionen in den Jahren 2022 und 2023 vor allem Einjahresverträge angeboten wurden, zeigt sich im Jahr 2024 eine vermehrte Vergabe von mehrjährigen (zwei bzw. drei Speicherjahre) Verträgen.

Seit der Novelle 2023 der Gas-Monitoring-Verordnung 2017 (GMO-VO 2017)⁵⁰ liegen der E-Control seit 1.1.2024 gem. § 13 Abs 2 innerhalb von zwei Arbeitstagen die Auktionsergebnisse vor. Die Informationen beinhalten, jeweils differenziert nach Kontrahierungszeitraum, die angebotene sowie die vermarktete Kapazität für ungebündelte Produkte sowie für gebündelte Produkte in der entsprechenden Qualität. Für gebündelte Produkte sind weiters der interne Mindestpreis sowie die Preisspanne aller Gebote und die Preisspanne der Gebote mit Zuschlag zu melden. Diese Informationen dienen lediglich der behördlichen Analyse und werden nicht veröffentlicht.

Bilaterale Vergaben

Im Berichtszeitraum 1.1.2022 bis 31.12.2024 wurden im Vergleich zum vorherigen Berichtszeitraum vermehrt bilaterale Kapazitätsvergaben durchgeführt. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass für die Speicherunternehmen in Zeiten niedriger oder negativer Sommer-Winter Spreads und für die Speicherkunden zum Teil individuelle mengenmäßige und zeitlich angepasst (längerfristige) Angebote vorteilhaft waren. Neben den Standardbündelprodukten wurden auch kleinere Bündelprodukte sowie ungebündelte Leistungen auf diesem Weg verkauft.

Von OGS und Uniper wurden im Jahr 2022 ca. 22%, 2023 ca. 9% und 2024 ca. 15% der Kapazitäten bilateral vermarktet. Wie bereits angeführt, hat RES die Kapazitäten ausschließlich bilateral verkauft, während SEFE keine bilateralen Vergaben getätigt hat.

Auch über bilaterale Kapazitätsvergaben erhält die E-Control seit der Novelle 2023 der GMO-VO 2017 seit 1.1.2024 von den Speicherunternehmen monatlich Detailinformationen, die ebenfalls nicht veröffentlicht werden: die Anzahl der konkreten Kapazitätsanfragen, nach Laufzeit und Anfrageart, die nachgefragten Kapazitäten und Produkte auf fester und unterbrechbarer Basis im Berichtsmonat, die vermarkteten Kapazitäten auf fester und unterbrechbarer Basis aus konkreten Kapazitätsanfragen im Berichtsmonat und in den Vormonaten.

5.3.2. Entwicklung der Nachfrage nach Speicherkapazitäten⁵¹ und Nutzung

Wurden die Speicherkapazitäten bisher vor allem von nationalen und internationalen (deutschen, italienischen und slowenischen) am CEGH registrierten Gasgroßhändlern sowie größeren Versorgern gebucht, kam ab dem Jahr 2022 die Nachfrage nach Speicherkapazität zur Bildung der strategischen Reserve (20 TWh) von Industrikunden (ca. 5 TWh) und kleineren Versorgern der End- und Fernwärmekunden aufgrund der Einführung der geschützten Speichermengen und der Verschärfung des Versorgungsstandards zusätzlich hinzu. Diese zusätzliche Nachfrage teilte sich auf die vier Speicherunternehmen auf, wobei sich die zusätzliche Nachfrage aus der Einführung der geschützten Speichermengen und der Verschärfung des Versorgungsstandards auf die drei Speicherunternehmen OGS, RES und Uniper konzentrierte. Zudem ist ein großer Speicherkunde mit einem bedeutenden Nachfrageanteil aus dem Markt ausgetreten.

⁵⁰ Gas-Monitoring-Verordnung 2017 – GMO-VO 2017, BGBl II 418/2016 idF BGBl II 272/2023.

⁵¹ Diese Informationen stehen der E-Control durch die Speicherunternehmen in Erfüllung von § 101 GWG 2011 zur Vorlage von Speicherverträgen zur Verfügung.

Im Berichtszeitraum 1.1.2022 bis 31.12.2024 hatten insgesamt ca. 60 Kunden zumindest ein Vertragsverhältnis mit einem Speicherunternehmen.

Festzustellen ist auch, dass einige Speicherkunden, überwiegend internationale Händler, gleichzeitig bei zwei, vereinzelt bei drei oder vier Speicherunternehmen Speicherkapazitäten gebucht haben, unterschiedliche Speicherprodukte nachfragen und auch zwischen den Speicherunternehmen vertraglich wechseln. Bezogen auf die einzelnen Speicherunternehmen in Österreich wurden die Kapazitäten bei einigen Speicherunternehmen Großteils von Händlern nachgefragt, in anderen Speichern hingegen weitgehend von Versorgern von Endkund:innen bzw. Industriekunden. Für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Ländern ohne Speicher wurden von ausländischen Speicherkunden fallweise verhältnismäßig hohe Gebote in den Auktionen abgegeben, um den Zuschlag zu erhalten.

Per 1.8.2024 gab es 43 Versorger für Endkund:innen, die Speicherkapazitäten entweder direkt gebucht oder sich über einen Vorlieferanten gesichert haben. Daneben gibt es ca. 30 Unternehmen, die auf Basis von § 26a EnLG 2012 im Jahr 2022 Speicherkapazitäten nachgefragt haben. Diese haben Großteils mehrjährige Verträge (Primär- oder Sekundärverträge) abgeschlossen, wobei diese hauptsächlich per 2025 auslaufen werden.

Damit ist die Nachfrageseite fragmentierter als noch im Berichtszeitraum 2019 bis 2021. Der HHI als Maß für die Marktkonzentration hat sich demnach im aktuellen Berichtszeitraum 2022 bis 2024 geringfügig erhöht.

Nutzung der gebuchten Speicherkapazitäten

Im Beobachtungszeitraum 2022 bis 2024 standen gebuchte, aber nicht genutzte Speicherkapazitäten dem Markt nicht zur Verfügung und wirkten sich unmittelbar auf den Speicherfüllstand und die Preisentwicklung am CEGH aus. In Österreich blieben dadurch im Winter 2021/22 ca. 42 TWh Arbeitsgasvolumen⁵² ungenutzt, das sind ca. 44% des gesamten Arbeitsgasvolumens (ca. 95,5 TWh, Stand 1.11.2021) der Speicher in Österreich. Die zum damaligen Zeitpunkt gültige rechtliche Regelung sah ein kurzfristiges Use-it-or-lose-it vor und konnte eine strategische Nichtnutzung nicht effektiv unterbinden.

Als Ergebnis dessen und der fehlenden wirtschaftlichen Anreize zur Befüllung für andere Speicherkunden waren die Gasspeicherfüllstände im Jänner 2022 bei 19,2% in Österreich und damit deutlich niedriger als in den Vorjahren. Das restliche Jahr 2022 war durch ein knappes Gasangebot und die Unsicherheit über den Fortbestand der Gaslieferungen aus Russland bestimmt.

Daher wurden im Jahr 2022 auf politischer Ebene Maßnahmen zur Speicherbefüllung gesetzt.

Die Einspeicheraktivitäten in die Gasspeicher waren während der Sommermonate 2022 auch durch die im Juni 2022 erlassene VO (EU) 2022/1032 (Anhang Ia) geprägt, welche Vorgaben für die Füllstände im Herbst 2022 vorsah. So sollten die Mitgliedstaaten bis zum 1. November 2022 ihre verfügbaren Erdgasspeicherkapazitäten zu 80% bzw. bis zum 1. November der darauffolgenden Jahre zu 90% zu befüllen.

Durch die Maßnahmen auf nationaler Ebene (Anlegen einer Strategischen Reserve, Versorgungsstandard, geschützte Einspeichermengen für Industriekunden) konnte eine kontinuierliche Befüllung der österreichischen Gasspeicher erreicht werden, sodass das angestrebte Speicherniveau von 80 % bereits frühzeitig, mit Anfang Oktober 2022, erreicht wurde. Mit

⁵² Speicherfüllstand 1.11.2021 bei ca. 54 TWh Arbeitsgasvolumen; gesamtes Arbeitsgasvolumen 95,5 TWh, Quelle: AGSI, <https://agsi.gie.eu/>

95,53 TWh (entspricht 91,27 %) wurde am 18. November 2022 der höchste Füllstand der österreichischen Gasspeicher innerhalb dieses Jahres erreicht.

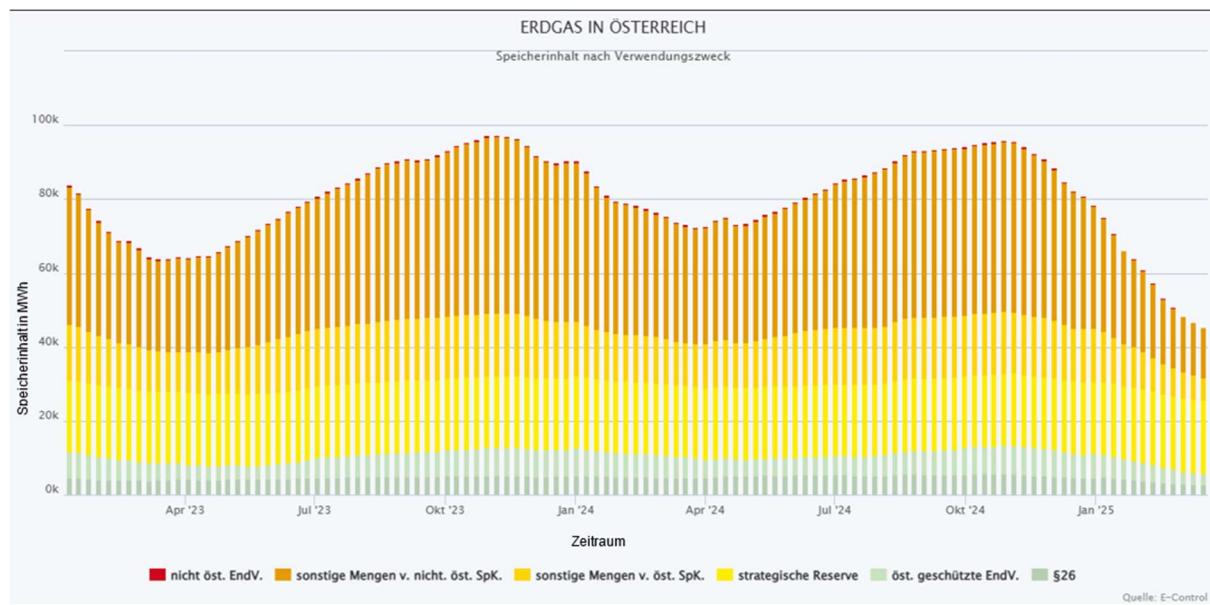


Abbildung 11: Entwicklung der Speichermengen nach Eigentümern in MWh
Quelle E-Control, Stand 17.3.2025

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Speichermengen nach Speicherhundengruppen (Eigentümern) ab Jänner 2023:

- > Die Bundesregierung hat im Jahr 2022 20 TWh als Strategische Gasreserve beschafft.
- > Eine kleine Menge in Höhe von ca. 4,7 TWh in den Speichern per 31.12.2024 ist „immunisiert“, d.h. diese Mengen wurden von ca. 30 Unternehmen (entweder als Speicherpri-märkunde oder Sekundärkunde) zur Vorsorge im Energielenkungsfall eingespeichert.
- > Ca. 6,3 TWh der eingespeicherten Kapazität entfallen auf Versorger geschützter Kunden und ca. 14,5 TWh betreffen sonstige Mengen von österreichischen Speicherhunden (Stand 31.12.2024).
- > Eine geringe Menge von ca. 0,3 TWh wird von nicht-österreichischen Endkund:innen in österreichischen Speichern gehalten. Ca. 43% der gespeicherten Mengen (34,2 TWh) wird von nicht-österreichischen Speicherhunden gehalten, dabei handelt es sich um internationale Händler (Stand 31.12.2024).

Im Zeitverlauf lässt sich erkennen, dass die sonstigen Mengen von nicht-österreichischen Speicherhunden einer großen Schwankung unterliegen, während die anderen Mengen relativ konstant sind. Dies ist darauf zurückzuführen, dass diese Kunden vor allem Händler sind, die die Speicher vorrangig zu wirtschaftlichen Zwecken nutzen, während beispielsweise für Versorger die Versorgungssicherheit im Fokus steht.

Vertragliche Auslastung der gebuchten Speicherkapazitäten

Im Berichtszeitraum kam es sowohl bei der Ein- als auch bei der Ausspeicherung zu Überbuchungen, weil zusätzlich zur maximal angebotenen Ein- bzw. Ausspeicherleistung Kapazitäten auf unterbrechbarer Basis vergeben wurden. Speicherunternehmen konnten dadurch den Speicherhunden zusätzliche Flexibilität anbieten.

Abbildung 12 stellt die maximale Kapazität, die kontrahierte Kapazität sowie den Speicherinhalt bezogen auf das Arbeitsgasvolumen gesamt für Österreich dar.

Die reduzierte eingespeicherte Menge im Herbst/Winter 2021/2022 durch Gazprom ist deutlich erkennbar, ebenso zeigen die Maßnahmen zur Speicherbefüllung ab dem 2. Quartal 2022 ihre Wirkung auf die Einspeicherkapazität. 2023 findet ein Großteil der Einspeicherung bereits im 1. Halbjahr statt (siehe Abbildung 12), sodass die Speicher Mitte Oktober 2023 mit einem Füllstand von ca. 97 % schon gut gefüllt waren. 2024 konnte mit einem hohen Speicherstand per 1.4.2024 in Höhe von ca. 74% (ca. 72 TWh) in die Einspeichersaison gestartet und schon am 17.8.2024 ein Speicherstand von 90% erzielt werden, der am 4.11.2024 sein Maximum mit ca. 95 % (ca. 96 TWh) erreicht hatte.

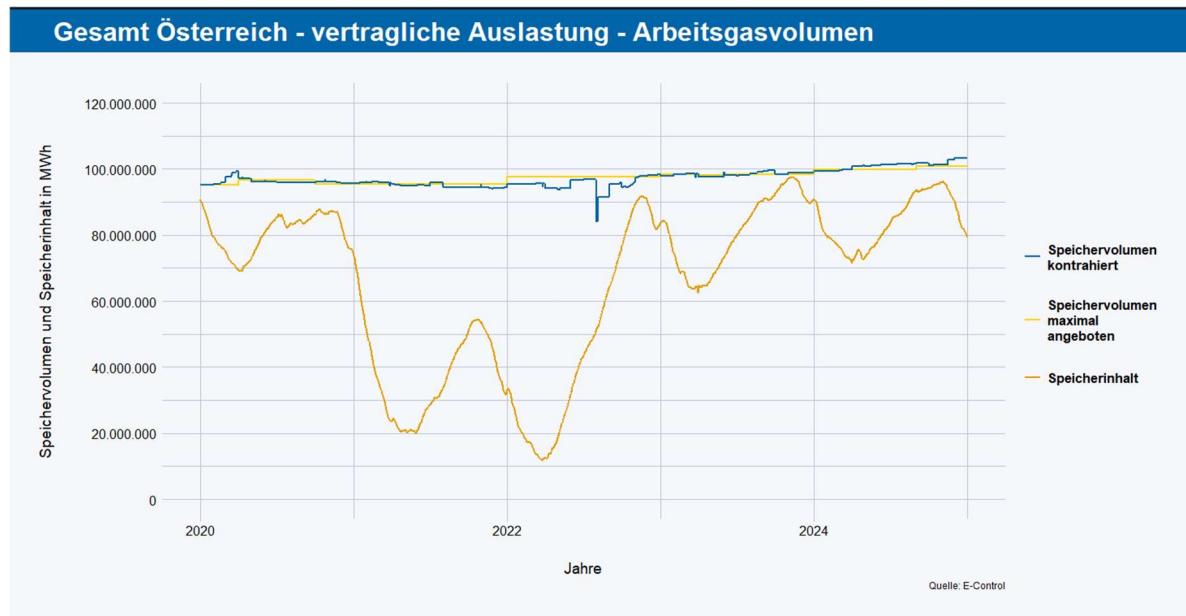


Abbildung 12: Angebot, vertragliche Auslastung und Nutzung der Speicher in Österreich – Arbeitsgasvolumen in MWh
Quelle: E-Control, Stand 12/2024

Aufgrund der Vergabe von unterbrechbaren Kapazitäten und aus speichertechnisch saisonal höheren Kapazitätsvergabemöglichkeiten, zusätzlich zu nachhaltigen Kapazitätserhöhungen, wurde ab Mitte 2024 beim kontrahierten und maximal angebotenen Speichervolumen ein Wert von über 100 TWh erreicht bzw. übersteigen auch die Ein- und Ausspeicherkapazitäten die jeweils maximal angebotene Speicherrate.

Das von der E-Control mit der Novelle 2023 der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 (GSNE-VO 2013) gem. §12 Abs 6 per 1.1.2023 eingeführte mengenbasierte Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Verteilnetz in Speicheranlagen in Höhe von 0,6147 EUR/MWh wurde per 1.1.2024 für das Verteilnetz auf Null gesetzt. Ebenso wurde das bereits im Jahr 2022 eingeführte mengenbasierte Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz in Speicheranlagen per 1.1.2024 auf Null gesetzt. Der im Jahr 2023 bei einzelnen Speicherunternehmen merkliche Rückgang in der Day Ahead Speicherkapazitätsnutzung hat sich dadurch 2024 wieder erholt. Eingeführt wurde dieses Entgelt 2022 (Fernleitung) bzw. 2023 (Verteilleitung), um die hohen Brenngaspreise der Fernleitungsnetzbetreiber abzufangen und konnte 2024 auf Null gesetzt werden, da diese wieder deutlich gesunken sind.

Wert des Speichers und unterschiedliches Speichernutzungsverhalten von Versorgern und Händlern als Speicherkunden

Der Wert des Speichers wird durch das unterschiedliche Verhalten von Versorgern und Händlern ersichtlich.

Gasspeicher werden von Speicherkunden neben der saisonalen Nutzung zur Erfüllung von gesetzlichen Verpflichtungen (z.B. Versorgungsstandard) und für kurzfristigen Handel gebucht und genutzt. Der Wertbeitrag von Time-Spreads im langfristigen Bereich wird im Wesentlichen durch den inneren Wert repräsentiert, der Wertbeitrag von Time-Spreads im kurzfristigen Bereich durch den Zeitwert des Speichers.

Die Summe aus intrinsischem Wert und Zeitwert wird durch den extrinsischen Wert (Gesamtwert) des Speichers angegeben.

Daher hat ein Speicherprodukt einen höheren Wert als den rein intrinsischen Wert, der sich im Sommer-Winter-Preisunterschied widerspiegelt. Der Gesamtwert realisiert sich erst nach der Buchung in der Nutzungsperiode des Vertrages.

Zusätzlicher Wert durch Speichernutzung für kurzfristigen Gasgroßhandel

Gashändler generieren den „Zeitwert“ des Speichers, indem die Preisänderungen im kurzfristigen Handel genutzt werden. Dieser steigt mit seiner Umschlagsgeschwindigkeit, da schnellere Speicher (hohe Ein-/Ausspeicherrate im Verhältnis zum AGV) eine höhere Nutzung kurzfristiger Preisschwankungen erlauben. Auch die Einschätzung der Entwicklung dieses Wertes durch die Gashändler als (potenzielle) Speicherkunden ist wesentlich für die Buchung und Nutzung von gebuchten Speicherkapazitäten.

Der Wert des Speichers für einen Händler ist dementsprechend umso höher, je höher die Volatilität am Gasmarkt ist. Abbildung 13 zeigt die Volatilität der TTF-Gaspreise im kurzfristigen Handel (Day-Ahead-Markt) für den Zeitraum Mai 2023 bis April 2025. Dargestellt ist, wie stark sich die Preise im Vergleich zum jeweils vorherigen Handelstag verändert haben, gemessen in EUR/MWh, und in welchem Prozentbereich (also wie häufig) diese Veränderungen auftraten. Die Preise am TTF korrelieren historisch sehr stark mit den Preisen am CEGH.

Es zeigt sich, dass vor allem im Sommer 2023 und Winter 2023/24 hohe Preisschwankungen von bis zu 8 EUR/MWh auftraten. Im Sommer 2024 und Winter 2024/25 sind derart hohe Preisunterschiede von Tag zu Tag weniger häufig aufgetreten und die Volatilität ist zurückgegangen.

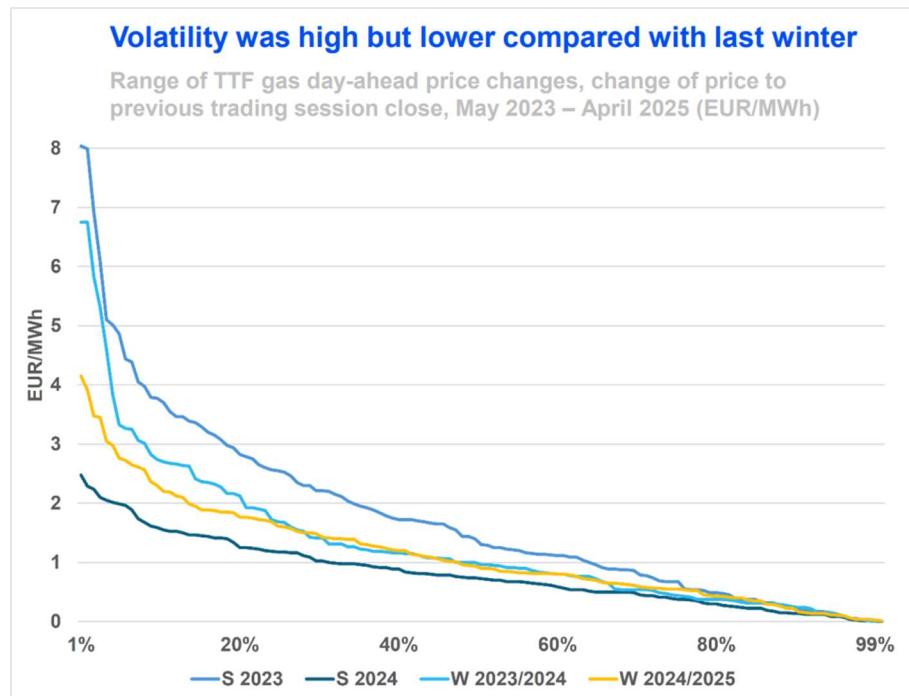


Abbildung 13: Volatilität TTF-Gaspreise
Sommer 2023, Sommer 2024, Winter 2023/2024 und Winter 2024/2025
Quelle: ACER, ICIS

Zusätzlicher Wert für Gasversorger

Der zum intrinsischen Wert zusätzliche Wert des Speichers ist für Gasversorger, die gesetzliche und Lieferverpflichtungen gegenüber Endkund:innen erfüllen müssen, durch Pönale bei Nicht-Erfüllung und weiteren Kosten (Reputationsverlust) bestimmt.

Nach wie vor besteht bei einigen Speicherunternehmen ein hoher Anteil langfristiger Verträge mit einem höheren Preisniveau und ein geringerer Anteil von kurzfristigen Verträgen auf dem Preisniveau der Sommer-Winter-Preisunterschiede.

Das Auslaufen der langfristigen Speicherverträge, hauptsächlich gegen Ende der Dekade, wird sich je nach Kundenstruktur auf die Speicherunternehmen auswirken. Die Vermarktbarkeit der dann freiwerdenden Kapazitäten wird voraussichtlich einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Speicherunternehmen haben. Damit im Zusammenhang werden vor allem die Fristigkeit der neu abzuschließenden Verträge sowie das dann vorherrschende Preisniveau ausschlaggebend sein.

Speichernutzungsverhalten von Händlern und Versorgern

Zu Beginn des Jahres 2022 war eine synchrone Einspeicherung von Versorgern und Händlern/Importeuren zu verzeichnen (Abbildung 14). Diese resultierte aus umfangreichen LNG-Lieferungen nach Europa und einer damit zusammenhängenden Entspannung der Gaspreise auf ca. 75 EUR/MWh auf Day-Ahead Basis.

Aufgrund der Maßnahmen zur Speicherbefüllung wurde seitens der Versorger mit Beginn des neuen Speicherjahres 2022 wieder eingespeichert, seitens der Händler hingegen zeitverzögert. Auffällig ist auch die Reduktion des Speicherfüllstandes seitens der Händler mit einem gleichzeitigen Anstieg bei der strategischen Reserve im 4. Quartal 2022, hier erfolgte eine direkte Übertragung des Gases im Speicher.

Vergleich Speicherverhalten: Versorger gegenüber Händlern und Importeuren

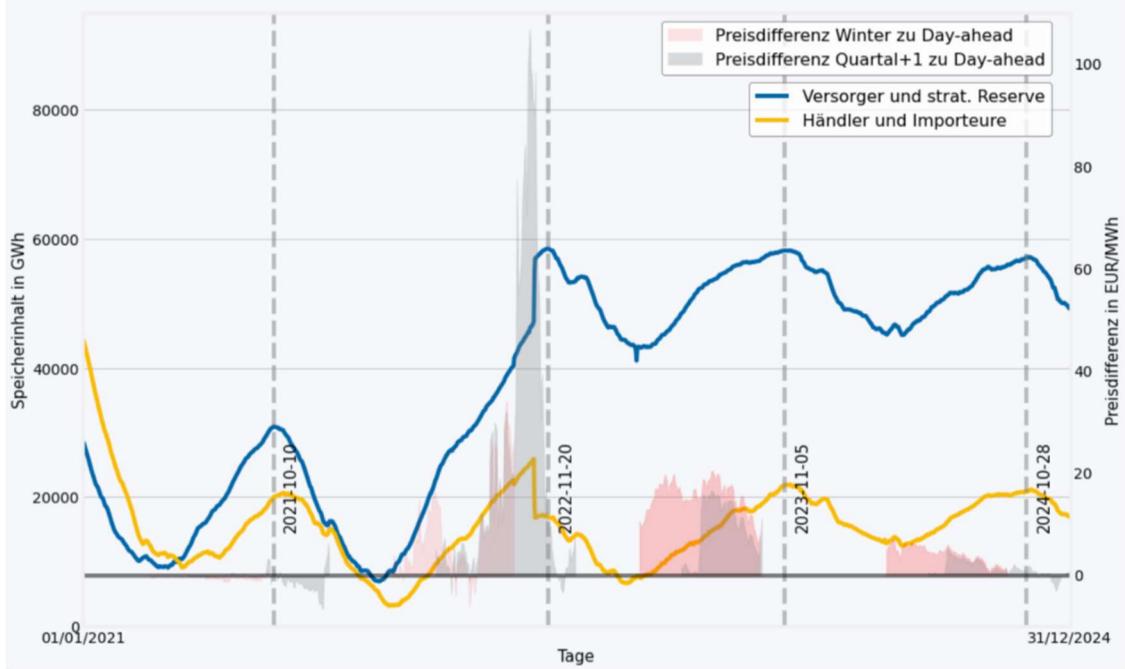


Abbildung 14: Speicherverhalten Versorger vs. Händler und Importeure –
Speicherinhalte der Kundengruppen in GWh
Quelle: E-Control, Stand 12/2024

2023 starteten die Versorger stärker in die Einspeichersaison als die Händler, wobei dies im Zeitverlauf abflacht und Ende Oktober 2023 in eine synchrone Einspeicherung von Versorgern und Händlern übergeht. Daraus zeigt sich deutlich, dass die Versorger ihren Speicherverpflichtungen nachkommen sind und die Speicherbewegungen darüber hinaus wie auch bei den Händlern marktgetrieben sind. Bis zum Ende der Beobachtungsperiode 31.12.2024 zeigt sich ein ähnliches Verhalten von Versorgern und Händlern. Die Spreads im Jahr 2024 haben sich im Vergleich zu 2023 deutlich verringert.

Exkurs: Entwicklung des Gaspreises im Beobachtungszeitraum

Wie Abbildung 15 zeigt, konnte ein Ansteigen des Gaspreises bereits im 3. Quartal 2021 beobachtet werden. Getriggert wurde dies einerseits durch die niedrigen Speicherstände am Ende der Heizperiode 2020/2021 und der darauf basierenden hohen Gasnachfrage zu Beginn der Einspeicherperiode und andererseits durch den post Pandemie Nachfrageanstieg nach LNG in Asien, welches in Europa folglich fehlte.

Die ersten beiden Monate 2022 waren durch milde Temperaturen, moderate Heiznachfrage und durch genügend LNG-Verfügbarkeit geprägt. Dies drückte die Preise zunächst. Durch den russischen Angriffskrieg in der Ukraine stiegen die Day-ahead-Preise sowohl für Österreich als auch für andere europäische Märkte stark.

Das Risiko des Endes der Gaslieferungen aus Russland führte am 7. März 2022 zu markanten Preisspitzen im europäischen Markt. Das österreichische Day-ahead-Produkt (OTC) wurde an diesem Tag zu einem Preis von 215,10 €/MWh gehandelt. In den Folgewochen führte die Unsicherheit über die zukünftigen Entwicklungen immer wieder zu Preisausschlägen, wenngleich auch in einem geringeren Ausmaß.

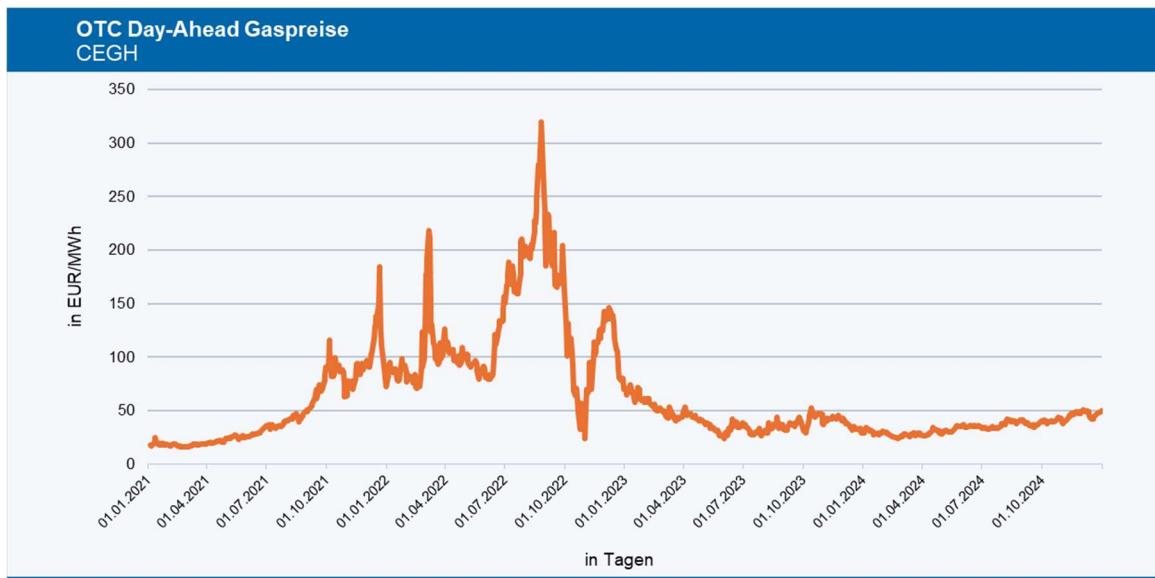


Abbildung 15: CEGH OTC Day Ahead Gaspreise von 1/2021 bis 12/2024
 Quelle: ICIS Heren, Berechnung E-Control, Stand 12/2024

Die ersten beiden Monate 2022 waren durch milde Temperaturen, moderate Heiznachfrage und durch genügend LNG-Verfügbarkeit geprägt. Dies drückte die Preise zunächst. Durch den russischen Angriffskrieg in der Ukraine stiegen die Day-ahead-Preise sowohl für Österreich als auch für andere europäische Märkte stark.

Das Risiko des Endes der Gaslieferungen aus Russland führte am 7. März 2022 zu markanten Preisspitzen im europäischen Markt. Das österreichische Day-ahead-Produkt (OTC) wurde an diesem Tag zu einem Preis von 215,10 €/MWh gehandelt. In den Folgewochen führte die Unsicherheit über die zukünftigen Entwicklungen immer wieder zu Preisausschlägen, wenngleich auch in einem geringeren Ausmaß.

In weiterer Folge sanken die Day-ahead-Preise im Monatsdurchschnitt von 127,62 €/MWh im März 2022 auf 91,98 €/MWh im Mai 2022, stiegen während der darauffolgenden Monate jedoch wieder. Die Unsicherheit auf dem Markt hinsichtlich einer potenziellen Versorgungsunterbrechung leitungsgebundenen Gases aus Russland war während der Sommermonate außerordentlich spürbar. Das eingepreiste Risiko führte in Zeiten geplanter Wartungsarbeiten und ungeplanter technischer Gebrechen zu neuen Rekordpreisen.

Zu Beginn des dritten Quartals stand die Ostseeleitung Nord Stream 1 im Hauptfokus. Die Sorge vor einer nicht erfolgenden Wiederaufnahme der Gasflüsse nach Abschluss der Wartungsarbeiten führte sowohl im Juli 2022 (190,01 EUR/MWh am 7.7.2022) als auch im August 2022 (308,29 EUR/MWh am 25.8.2022) zu Preisspitzen. Auch durch die neuen gesetzlichen Vorgaben, die europäischen Speicher rechtzeitig vor Beginn der Heizperiode zu befüllen, wurde die Nachfrage während der Sommermonate hochgehalten.

Durch die kontinuierliche Befüllung der österreichischen Gasspeicher konnte das angestrebte Speicherniveau von 80% bereits frühzeitig, mit Anfang Oktober, erreicht werden. In Kombination mit besonders milden Temperaturen oberhalb des saisonalen Durchschnitts begannen die Preise mit Oktober 2022 schließlich wieder zu sinken. So wurde am 1. November 2022 mit 26,88 €/MWh der niedrigste Day-ahead-Preis (CEGH-OTC) des Jahres erreicht. Einen Preis von weniger als 30 €/MWh für dieses Produkt gab es zuletzt Anfang Juni 2021. Mit dem ersten Wintereinbruch stiegen die Preise erneut (147,58 EUR/MWh am 7.12.2022) und sanken ab Mitte Dezember 2022 wieder stetig.

Ab März 2023 bis Ende 2024 pendelten sich die CEGH OTC Day-Ahead Gaspreise auf einem Niveau zwischen ca. 23 EUR/MWh und ca. 55 EUR/MWh ein.

Es ist davon auszugehen, dass sich im Beobachtungszeitraum 1.1.2022 bis 31.12.2024 u.a. diese Preisentwicklungen in den Speicherentgelten in den Speicherunternehmen widerspiegeln.

5.4. Speicherpreise nach Vergabeverfahren

Die Speicherkapazitäten in Österreich wurden sowohl bilateral als auch über Auktionen vergeben.

Die Speicherentgelte für bilateral nach dem First come first served (FCFS)-Prinzip vergebene Standardbündel werden auf den Websites der Speicherunternehmen veröffentlicht. Bei individueller Bündelzusammensetzung erfolgte eine anteilmäßige Bepreisung.

Für die Veröffentlichung der erzielten Speicherpreise aus Auktionen besteht keine rechtliche Verpflichtung für die Speicherunternehmen. Als Indikation für die in Auktionen erzielten Speicherpreise kann jedoch der Sommer-Winter Spread herangezogen werden, der die Basis für die Bewertung und Zahlungsbereitschaft der Speicherkunden bildet. Dieser dient daher als grober Maßstab für die gebotenen Speicherpreise in Auktionen seitens der Speicherkunden. Die Speicherunternehmen vergeben die Speicherkapazitäten nur dann, wenn ein intern festgelegter Mindestpreis erreicht wird.

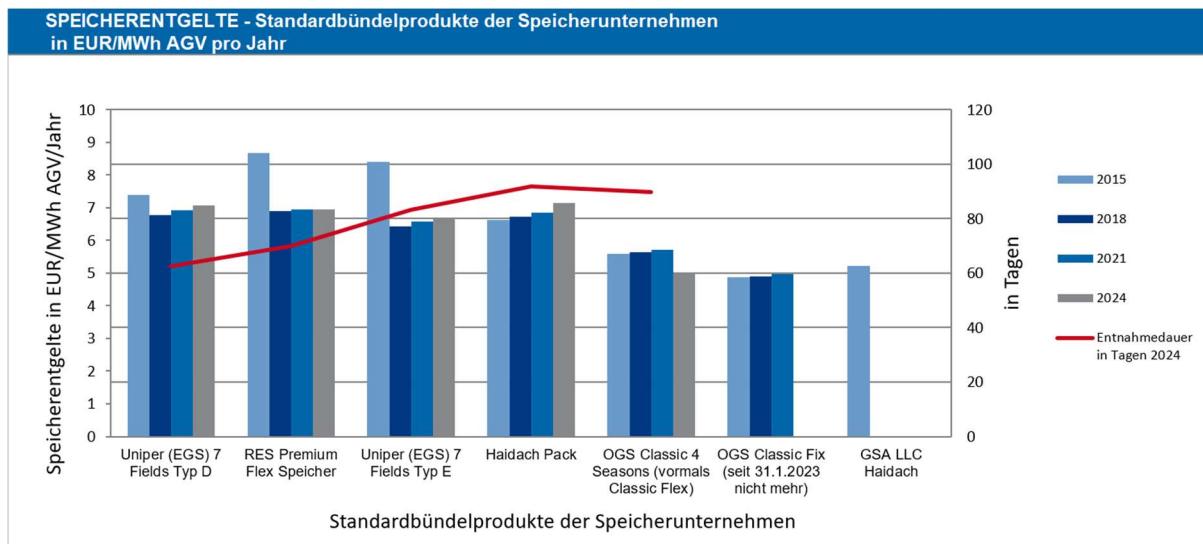
5.4.1. Entwicklung Speicherentgelte für Standardbündelprodukte

Die veröffentlichten Speicherentgelte für Standardbündelprodukte sind 2024 im Vergleich zum Jahr 2021 zum Teil nur geringfügig erhöht bzw. bei OGS reduziert worden und lagen 2024 zwischen ca. 5 EUR/MWh AGV und ca. 7 EUR/MWh AGV (siehe Abbildung 16).

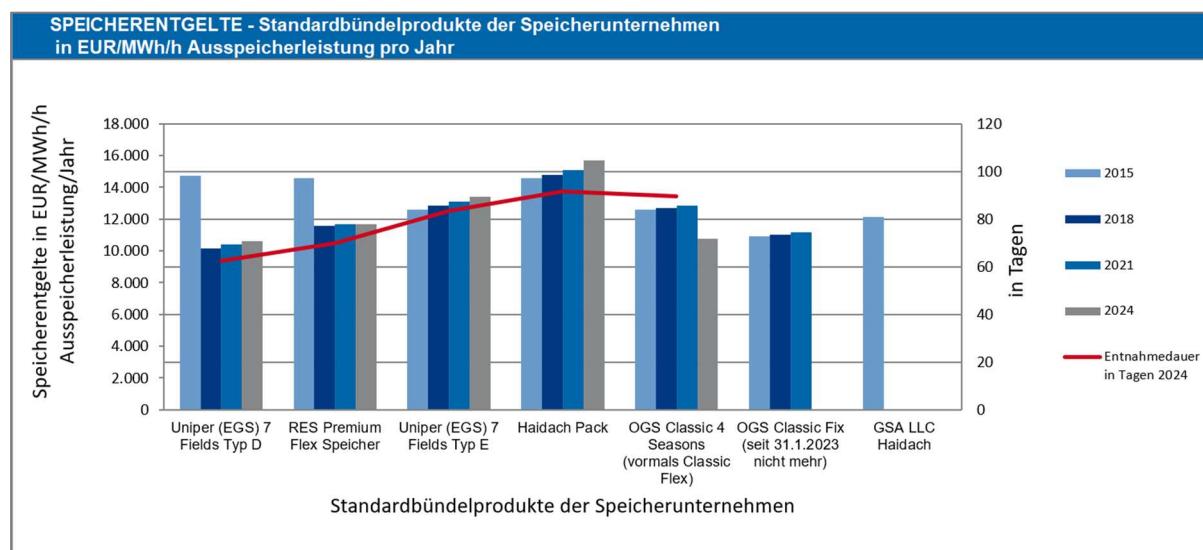
SEFE Storage veröffentlicht zwar jährlich den Preis für ein Standardbündelprodukt für Altkunden, jedoch wird dieses nicht mehr für Neukundenangeboten, da Kapazitätsvergaben ausschließlich über Auktionen bzw. FCFS via PRISMA stattfinden.

GSA LLC hat bis zum Verlust der Rechte als Speicherunternehmen kurz- und mittelfristige Kapazitäten ausschließlich über Auktionen angeboten, daher gibt es bis auf das Jahr 2015 keine veröffentlichten Preise.

Preislich kann es in bilateralen Vergaben jedoch aufgrund von individueller Produktzusammensetzung zu Abweichungen kommen, daher sind die nachfolgend abgebildeten Speicherentgelte für Standardbündelprodukte lediglich als Richtwert in der bilateralen Kapazitätsvergabe anzusehen.



*Abbildung 16: Speicherentgelte der österreichischen Speicherunternehmen für Standardbündelprodukte in EUR/MWh AGV/Jahr
Quelle: Websites Speicherunternehmen, Stand 12/2024*



*Abbildung 17: Speicherentgelte der österreichischen Speicherunternehmen für Standardbündelprodukte in EUR/MWh/h Ausspeicherleistung/Jahr
Quelle: Websites Speicherunternehmen, Stand 12/2024*

Hinsichtlich des gem. § 98 Abs 2 GWG 2011 geforderten Preisvergleichs für Speicherkapazitäten von Speicherunternehmen in Österreich mit jenen in Mitgliedsstaaten der EU führt die E-Control einen Preisvergleich auf Basis tatsächlich am Markt realisierter Preise für Speicherprodukte durch.

Im deutschen sowie italienischen Markt werden von den Speicherunternehmen Speicherpreise für Standardprodukte zwar veröffentlicht, aber es liegen keine Informationen dazu vor, ob auf dieser Basis tatsächlich Verträge abgeschlossen wurden. Demgemäß ist ein derartiger Preisvergleich nicht sinnvoll.

Bei RES, einem Speicherunternehmen, das die Kapazitäten ausschließlich bilateral vergibt, stützt sich die E-Control in der Preisanalyse daher ebenso auf Informationen zu tatsächlich

abgeschlossenen Speicherverträgen und zieht zu dem Vergleichszweck Auktionsergebnisse heran.

5.4.2. Entwicklung der Auktionspreise in Österreich und in EU-Ländern

Entwicklung des Sommer-Winter-Spreads als Benchmark für Auktionspreise

Gaspeicher werden zum Großteil für saisonale Flexibilität genutzt. Daher werden Gashändler und -versorger, die Speicherkapazitäten kontrahieren wollen, in Auktionen für Speicher bei ihren Geboten den Time-Spreads am Gasgroßhandelsmarkt (abzüglich Bewirtschaftungskosten) als Benchmark sehen, weil:

- > ein höherer Preis bei rein saisonaler Nutzung einen wirtschaftlichen Nachteil (Kosten größer als Ertrag) bringen kann.
- > die physische Beschaffung über den Gasgroßhandelsmarkt für die Gashändler eine Alternative zur Nutzung von Speichern darstellt.

Im Handelszeitraum Q1 2022 gab es Anfang März 2022 nach Kriegsbeginn negative Spreads von über 50 EUR/MWh, nachdem das Sommer 2022 Produkt auf über 200 EUR/MWh anstieg (Abbildung 18). Zusätzlich zur erhöhten Nachfrage im Sommer 2022 war für das Winterprodukt aufgrund der Unsicherheiten hinsichtlich der Verfügbarkeit mit einer geringeren Liquidität zu rechnen.

Aufgrund dessen ist davon auszugehen, dass die in den Auktionen gebotenen Speicherpreise im Jahr 2022 sehr gering waren.

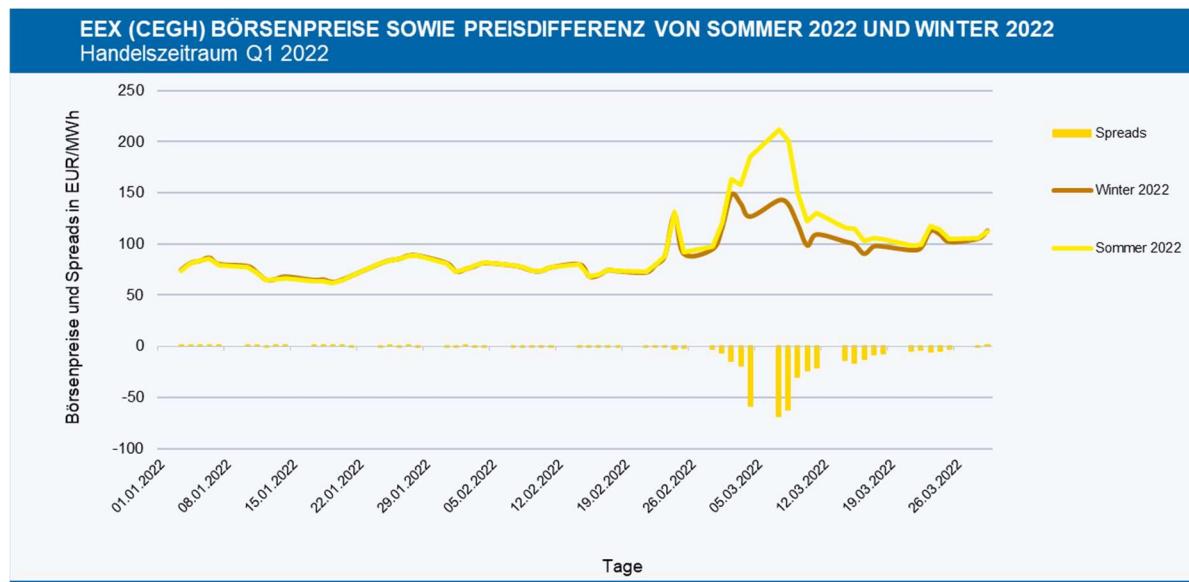


Abbildung 18: EEX (CEGH) Börsenpreise und Spreads Sommer 22 und Winter 22,
Handelszeitraum Q1 2022
Quelle: EEX, Stand 12/2024

Hingegen konnte im Handelszeitraum Q1 2023 durchgehend ein positiver Spread zwischen ca. 5 EUR/MWh bis ca. 9 EUR/MWh beobachtet werden (Abbildung 19), sodass auch die in den Auktionen gebotenen Speicherpreise diesem Aufwärtstrend gefolgt sein könnten.

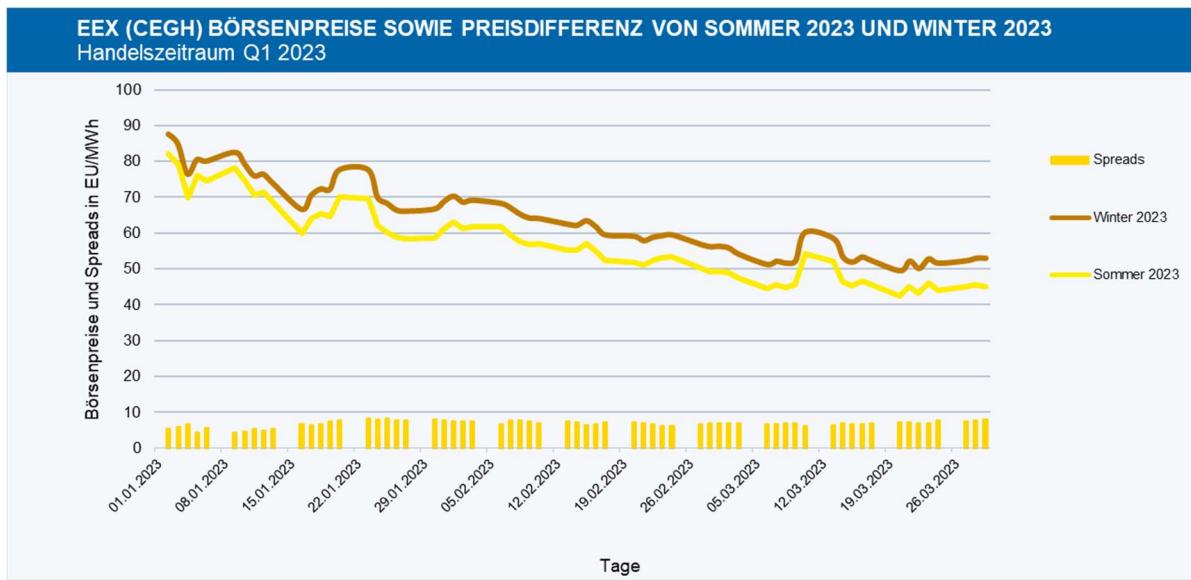


Abbildung 19: EEX (CEGH) Börsenpreise und Spreads Sommer 23 und Winter 23,
Handelszeitraum Q1 2023
Quelle: EEX, Stand 12/2024

Dieser Trend setzte sich im Handelszeitraum Q1 2024 abgeschwächt mit Sommer-Winter-Spreads in Höhe zwischen ca. 2,8 EUR/MWh und ca. 4,5 EUR/MWh fort (Abbildung 20).

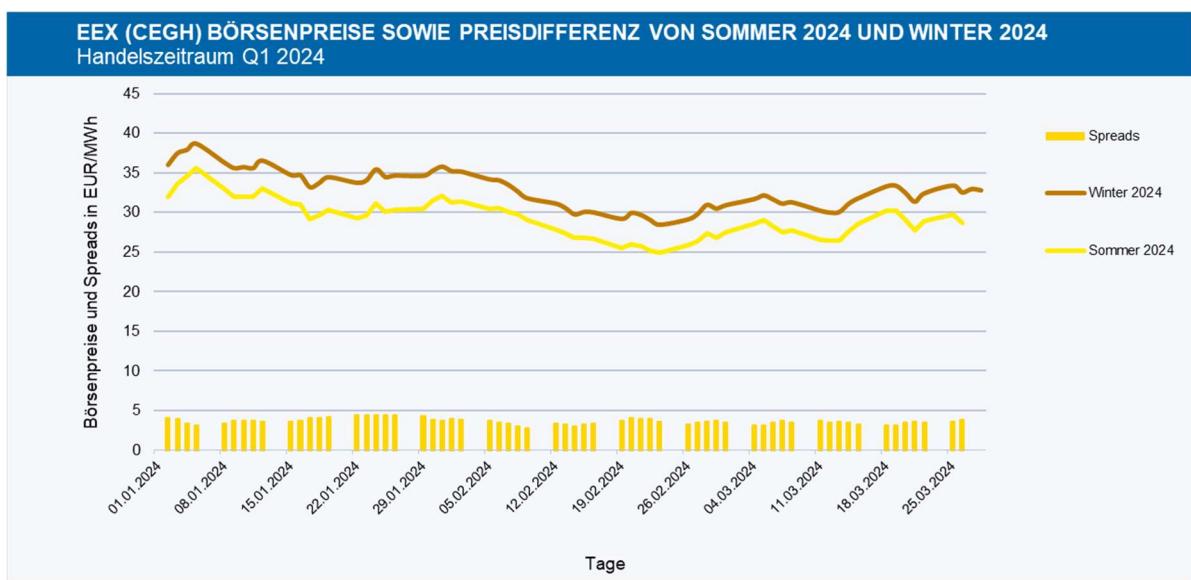


Abbildung 20: EEX (CEGH) Börsenpreise und Spreads Sommer 24 und Winter 24,
Handelszeitraum Q1 2024
Quelle: EEX, Stand 12/2024

Preisvergleich auf Basis tatsächlich erzielter Auktionspreise

Um zu einer Einschätzung zu kommen, in welchem Verhältnis gem. § 98 Abs 2 GWG 2011 die veröffentlichten Speichernutzungsentgelte der österreichischen Speicherunternehmen zu den Speicherentgelten anderer europäischer Speicherunternehmen stehen, hat E-Control die tatsächlich erzielten und veröffentlichten Preise von Gas Storage Denmark A/S (Dänemark), RWE Gas Storage CZ, s.r.o. (Tschechien), MND Gas Storage a.s. (Tschechien), Storengy France (Frankreich), Terega SAS (Frankreich) und TAQA (Niederlande) herangezogen.

Die von der E-Control durchgeführte Erhebung und Auswertung umfasst die veröffentlichten Auktionspreise (ohne Netzentgelte) für gebündelte Jahresprodukte ausschließlich saisonaler Speicher, nach Auktionsdatum bzw. bei bilateral abgeschlossenen Verträgen der RES nach Vergabedatum (ohne „schnelle“ Speicher) für die Speicherjahre 2022/2023, 2023/2024 und 2024/2025. Italgas (Italien) führte im Analysezeitraum 147 Auktionen durch, die jedoch alle ausgeschieden werden mussten, da es sich um Auktionen unterjähriger Produkte oder um ungebündelte Speicherleistungen (Ein- oder Ausspeicherkapazitäten) handelte.

Die einzelnen berücksichtigten Speicherunternehmen wiesen folgende Charakteristika für Jahresprodukte im Beobachtungszeitraum 2022 bis 2024 auf:

Gas Storage Denmark - Dänemark

- > 6 relevante Auktionen
- > Anzahl der Auktionen für Jahresprodukte stieg im Zeitablauf – allerdings wurde für das Speicherjahr 2022 keine Auktion durchgeführt
- > jährlich verauktionierte Kapazitäten zwischen 0,2 TWh und 1,0 TWh

TAQA – Niederlande

- > 5 relevante Auktionen
- > vermarktete Produkte wiesen stets exakt die gleiche Charakteristik auf
- > in den Speicherjahren 2021/2022, 2022/2023, 2023/2024 und 2024/2025 wurde Kapazitäten zwischen 7 TWh und 8 TWh vermarktet

RWE Gas Storage CZ - Tschechien

- > 159 relevante Auktionen
- > Besonderheit: Jahres-Speicherkapazitäten können für bis zu 5 Jahre in die Zukunft kontrahiert werden (Details zu Zukunftsperioden nicht veröffentlicht)
- > Veröffentlichte Entgelte sind als Jahresentgelte für der erste Jahr der Periode zu verstehen.

MND Gas Storage - Tschechien

- > 15 relevante Auktionen
- > Anzahl der Auktionen je Speicherjahr stieg kontinuierlich, zB 6 Auktionen für das Speicherjahr 2024/2025

Storengy France - Frankreich

- > 117 relevante Auktionen
- > Berücksichtigung ausschließlich saisonaler Speicher (Serene Atlantique, Serene Nord und Sédiane Nord)
- > für das Speicherjahr 2024/2025 wurde die bisher höchste Anzahl an Auktionen (93 Transaktionen) mit einem Gesamtvolumen von 96,7 TWh durchgeführt
- > regulierte Erlösobergrenze seit 2018

Terega SAS – Frankreich

- > 29 relevante Auktionen
- > berücksichtigte Auktionsergebnisse betreffen die Speicherjahre 2023/2024 und 2024/2025
- > für davorliegende Speicherjahre liegen keine veröffentlichten Auktionsergebnisse vor

In anderen europäischen Ländern, wie beispielsweise Deutschland, werden ebenfalls Auktionen zur Vermarktung von Speicherkapazitäten durchgeführt, die erzielten Auktionspreise werden aber nicht veröffentlicht.

In den analysierten europäischen Märkten - Frankreich, den Niederlanden, Tschechien und Dänemark - ist der Abstand zwischen minimalen und maximalen Auktionspreisen bezogen auf das Arbeitsgasvolumen (AGV) im Beobachtungszeitraum für die Speicherjahre 2021/2022 bis 2024/2025 regelmäßig ein Vielfaches des jeweiligen Minimums gewesen.

Am deutlichsten zeigt sich dies im Speicherjahr 2023/2024 mit einem Minimum von 1,51 EUR/MWh/Jahr AGV und einem Maximum von 10,81 EUR/MWh/Jahr AGV. Im Speicherjahr davor (2022/2023) lag das Minimum bei 1,52 EUR/MWh/Jahr AGV und das Maximum bei 3,00 EUR/MWh/Jahr AGV, während im Speicherjahr danach (2024/2025) das Minimum bei 1,50 EUR/MWh/Jahr AGV und das Maximum bei 9,54 EUR/MWh/Jahr AGV lag.

Dies ist auf die über den jeweils vorgelagerten Jahreswechsel (für das Speicherjahr 2023/2024 der Zeitraum Dezember 2022 bis Februar 2023 und für das Speicherjahr 2024/2025 der Zeitraum 2. Halbjahr 2023 bis Q1/2024) sehr hohen Speicher-Auktionsergebnisse zurückzuführen, die bei allen berücksichtigten Speicherunternehmen erzielt wurden.

Wie bereits erwähnt, stehen der E-Control die in Österreich erzielten Auktionspreise durch die Speicherunternehmen, in Erfüllung des § 101 GWG 2011, zur Verfügung. Die den Speicherverträgen zugrunde liegenden Speicherpreise wurden unter Bezugnahme auf die Vertragslaufzeit von der E-Control erfasst, unterliegen der Vertraulichkeit und dürfen lediglich zu behördlichen internen Auswertungen herangezogen werden.

In Hinblick auf den geforderten Preisvergleich gem. § 98 Abs 2 GWG 2011 können im vorliegenden Bericht daher nur grobe Aussagen getroffen und keine Details zu den einzelnen Speicherunternehmen in Österreich genannt werden.

Die Analyse nach Auktions- bzw. Vergabezeitpunkten (bilaterale Vergabe RES) hat gezeigt, dass die Preisentwicklung der Speicherprodukte der Speicherunternehmen in Österreich im Zeitverlauf vergleichbar mit jener in den Niederlanden, in Dänemark und Tschechien war (siehe oben). In Frankreich, einem erlösregulierten Speichermarkt, zeigte sich abgesehen von Auktionen mit einem negativen oder sehr niedrigen Mindestpreis aufgrund des geltenden Entgeltregimes (Ausgleichsmechanismus für Über-/Unterdeckungen der regulierten Speichererlöse), eine ähnliche Tendenz in der Preisentwicklung.

Generell kann festgehalten werden, dass es nach einem leichten Sinken der Auktionspreise für das Speicherjahr 2022/2023 zu einem kontinuierlichen Anstieg der Auktionspreise über den Analysezeitraum gekommen ist. Beginnend mit Ende 2022 konnten auch in den Jahren 2023 und 2024 hohe Speicherentgelte in den Auktionen in Österreich erzielt werden. In einigen Auktionen konnten zeitweise deutlich höhere Speicherentgelte als in anderen Mitgliedsstaaten erzielt werden. Ein Grund dafür könnte die außergewöhnlich hohe Zahlungsbereitschaft der Speicherkunden zu Versorgungssicherheitszwecken sein (siehe Kapitel 6).

6. Beurteilung der Wettbewerbssituation 2022-2024 und Ausblick

Wie der vorliegende Bericht darlegt, hat sich der Gasmarkt, im Speziellen der Speichermarkt, im Berichtszeitraum 1.1.2022 bis 31.12.2024 in einer besonderen Situation wiedergefunden, in der das Zusammenspiel aller Marktteilnehmer (Speicherkunden, Speicherunternehmen, Behörden, Institutionen) insofern gut funktioniert hat, als das primäre und übergeordnete Ziel – hoher Speicherfüllstand und somit die Gewährleistung der Versorgungssicherheit – erreicht werden konnte, wenn auch teilweise mit einem erheblichen finanziellen Mehraufwand für die Marktteilnehmer. Getriggert wurde dieser finanzielle Mehraufwand vor allem durch die energiepolitischen Veränderungen als Folge des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine.

Beibehaltung des verhandelten Zugangs zu Speicherkapazitäten

Hinsichtlich der für alle Marktteilnehmer und insbesondere die Speicherunternehmen energiepolitisch herausfordernden Zeit liegt im Berichtszeitraum 1.1.2022 bis 31.12.2024 aus Sicht der Regulierungsbehörde ein der Situation entsprechend funktionierender Wettbewerb am österreichischen Speicher- und Flexibilitätsmarkt vor, wobei folgende Indikatoren grundsätzlich für ein wettbewerbliches Umfeld im Speichermarkt und damit für die Beibehaltung des verhandelten Zugangs zu Speicherkapazitäten sprechen:

- > Die Speicherprodukte der Speicherunternehmen werden als Substitute angesehen: Speicherkunden haben teilweise mit mehreren Speicherunternehmen Verträge und wechseln auch den Anbieter.
- > Speicherunternehmen haben auf Änderungen der Nachfrager mit Produktanpassungen reagiert (nachfrageinduzierte Anpassung der Speicherprodukte).
- > Die Speicherpreisentwicklung hat analog zu jener in anderen Mitgliedstaaten der EU stattgefunden.
- > Die Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten war ausreichend, um die Nachfrage sicherzustellen.

Zudem ist durch eine verbesserte Qualität (feste Kapazitätsprodukte) der Transportprodukte für die Anbindung des Speicher Haidachs zukünftig eine räumlich weitere Marktabgrenzung möglich und damit eine Abschwächung der Marktkonzentration auf der Angebotsseite. Auch dies spricht für eine Beibehaltung des verhandelten Zugangs.

Die Analyse der Wettbewerbsindikatoren für den Berichtszeitraum 2022-2024 hat jedoch ergeben, dass in Auktionen zeitweise höhere Speicherentgelte als in anderen Mitgliedsstaaten erzielt wurden, in denen die Auktionspreise veröffentlicht wurden. Zudem ist eine stärkere Fragmentierung der Nachfrageseite (neue Speicherkunden) bei gleichbleibender (oder geringerer, je nach Marktabgrenzung) Anbieterzahl festzustellen.

Vor allem jene Speicherkunden, die aus Versorgungssicherheitsaspekten zur gesetzlichen Vorhaltung von Speicherkapazitäten oder zur Einhaltung von Lieferverträgen verpflichtet sind, weisen eine höhere Zahlungsbereitschaft auf, um diese Verpflichtungen zu erfüllen. Dies sind Speicherkunden, die Endkunden beliefern oder selbst Endkunden sind. Für Endkund:innen (Haushalte, aber auch Industrikunden) sind die Speicherentgelte ein Teil der Energiekosten, die ihnen von den Gasversorgern, die Speicherkunden sind, weiterverrechnet werden. Ein hohes Preisniveau im Speichermarkt wirkt sich in Folge daher, wenn auch nur im Ausmaß von ca. 5% bis 10%, auf den Gaspreis für Endkund:innen aus. Es ist davon auszugehen, dass diese Speicherverpflichtungen weiterhin (auch über den Berichtszeitraum hinaus) bestehen bleiben.

Gasversorger für Endkunden haben jedoch geringere wirtschaftliche Optimierungsmöglichkeiten in der Speicherbewirtschaftung als Gasgroßhändler als Speicherkunden, die Möglichkeiten zur Optimierung über ihr Beschaffungs- und Infrastrukturportfolio haben.

Erhöhung der Markttransparenz durch Maßnahmen

Um die Transaktionskosten für die Speicherkunden mit geringeren Optimierungsmöglichkeiten zu senken und den Wettbewerb auch bei geänderter Marktstruktur zu unterstützen, ist aus Sicht der Regulierungsbehörde wesentlich, die Markttransparenz für die Nachfrageseite zu erhöhen.

Bei den Vergaben von Speicherkapazitäten könnte eine zentrale, täglich aktuelle Übersicht über die verfügbaren Kapazitäten in Österreich die Markttransparenz erhöhen, ähnlich der Darstellung über die AGSI-Plattform⁵³, jedoch detailliert je Speicherunternehmen in Österreich und über das laufende Speicherjahr hinaus. Eine Verbesserung könnte auch die Berücksichtigung der Zeitpunkte zum Nachweis über Speicherkapazitäten für Versorger für die Festsetzung von Auktionsterminen sein. Um sicher zu stellen, dass bei angekündigten Auktionen die Speicherkapazitäten auch verfügbar sind, wäre eine Sperrfrist für bilaterale Vergaben bei angekündigten Auktionen im Ausmaß der geplanten Kapazitätshöhe zu diskutieren. Nicht vergebene Kapazitäten könnten nach den Auktionen bilateral vergeben werden. Auch die Veröffentlichung der tatsächlich vermarktenen Speicherkapazitäten nach jeder Auktion trägt zur Transparenz bei.

Eine Indikation über die Speicherentgelte sollte sowohl bei bilateralen Vergaben für nicht standardisierte Produkte als auch vor den Auktionen gegeben werden. Festzustellen ist, dass die Speicherunternehmen in den Auktionsvergaben Mindestpreise anwenden, bei deren Unterschreitung keine Vergabe von Speicherkapazitäten erfolgt. Die Festlegung der Mindestpreise liegt im Ermessen der Speicherunternehmen und die Mindestpreise sind nicht für alle interessierten Speicherkunden transparent. Die Mindestpreise werden von den Speicherunternehmen sowohl kosten- als auch marktwertorientiert festgelegt, d.h. es werden die zum Auktionszeitpunkt vorliegenden Sommer-/Winter-Spreads sowie der zukünftige erzielbare Zeitwert berücksichtigt.

Dies führte dazu, dass in einzelnen Auktionen die Nachfrage zwar um ein Vielfaches die angebotene Speicherkapazität überstieg, jedoch kein Zuschlag erfolgte, sodass die unvermarktete Kapazität zu einem späteren Zeitpunkt erneut angeboten wurde. Die Kenntnis der Berechnungsgrundlagen des Mindestpreises (marktwertorientiert/kostenorientiert) ermöglicht den Bietern die Einschätzung, ob eine Teilnahme an der Auktion des jeweiligen Speicherunternehmens für sie wirtschaftlich interessant ist. Dies kann vor allem für Speicherkunden, die Endkunden versorgen und Speicher nicht primär zu Handelszwecken nutzen, die Transaktionskosten senken. Zudem sollte eine Gleichbehandlung der Speicherkunden bei den Informationen zu den Mindestpreisen von den Speicherunternehmen sichergestellt werden.

Diese oder vergleichbare Maßnahmen sollen zur Erhöhung der Transparenz für die Speicherkunden umgesetzt werden und sollten daher von den Speicherunternehmen mit diesen unter Einbindung der Regulierungsbehörde diskutiert werden. Zudem wären ggf. Anpassungen im GWG für die rechtliche Vorgaben im verhandelten Zugang notwendig (zB detaillierte Vorgaben für Vergabeverfahren).

⁵³ vgl. <https://agsi.gie.eu/available-contracted-capacities>

Zukünftige Entwicklung im österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt

Für die weitere Entwicklung des Speichermarktes in Österreich ist folgendes zu berücksichtigen:

Während die Speicherkapazitäten für das dem Berichtszeitraum folgende Speicherjahr ab 1.4.2025 fast vollständig, sowie für das nachfolgende Speicherjahr ab 1.4.2026 bereits Großteils vergeben sind, sind ab dem Speicherjahr 2027 die Kapazitäten überwiegend ungebucht. Die freien Kapazitäten werden bis 2030 weiter steigen. Dies ist einerseits auf das Auslaufen langfristiger Speicherverträge zurückzuführen, und kann andererseits die fehlende Bereitschaft der Speicherkunden, sich mittel- bis langfristig in einem dynamischen Gas- und Speichermarkt zu binden, widerspiegeln. Je nach Kundenstruktur (Versorger, Händler) könnte diese Entwicklung unterschiedliche Auswirkungen auf die Buchungssituation der einzelnen Speicherunternehmen haben. Bezüglich der zukünftigen Buchungsverläufe kann in der nächsten Wettbewerbsanalyse 2025-2027 aufgrund der zeitlicheren Nähe eine genauere Analyse erfolgen.

Speicherverpflichtungen sowie die strategische Reserve werden voraussichtlich auch im nächsten Berichtszeitraum einen Teil der Nachfrage bzw. gebundenen Speicherkapazitäten ausmachen, wobei eine konkrete Höhe noch nicht beziffert werden kann.

Die Netznutzungsentgelte für die Speichernutzung werden im Jahr 2026 steigen. Das mengenbasierte Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz erhöhte sich von Null EUR/MWh (2024) auf 0,13184 EUR/MWh (2025) und wird auf 0,11963 EUR/MWh (2026) reduziert. Beim Kapazitätsentgelt kommt es 2025 im Vergleich zu 2024 (0,44 EUR/kWh/h sowohl für die Penta West als auch für die MAB) zu einer wesentlichen Erhöhung, nämlich für die Penta West auf 2,15 EUR/kWh/h und für die MAB auf 1,07 EUR/kWh/h. Für 2026 gibt es eine erneute Erhöhung, nämlich auf 3,78 EUR/kWh/h auf der Penta West und auf 1,87 EUR/kWh/h auf der MAB. Die Transportkapazitäten werden durch das Speicherunternehmen für den Kunden gebucht und können dementsprechend weiterverrechnet werden, jedoch preisen die Speicherkunden diese Komponente – wie auch schon in der Vergangenheit – in ihren Geboten beim Erwerb der Speicherkapazitäten ein.

Diese Entwicklungen werden in den nächsten Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt über den Berichtszeitraum 2025 bis 2027 einfließen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Durchschnittlicher Gasspeicherfüllstand Österreich per Monat in %, 2020-2024, Stand 12/2024	6
Abbildung 2: Entwicklung der europäischen Gasflüsse in TWh, 1/2018 bis 3/2025, Stand 31.3.2025	7
Abbildung 3: Entwicklung der deutschen Gasspeicherumlage, Stand 12/2024	8
Abbildung 4: Entwicklung der Gasflüsse aus Deutschland und Entwicklung der deutschen Gasspeicherumlage, Stand 12/2024	10
Abbildung 5: Jährliche Erdgasmengen aus inländischer Förderung	19
Abbildung 6: Monatliche Erdgasförderung in Österreich von 2022 bis 2024 in MWh pro Monat.....	20
Abbildung 7: Erdgasaufbringung und Verbrauch in Österreich für 2022 bis September 2025 in GWh	21
Abbildung 8: Lage der Gasspeicher in Österreich.....	26
Abbildung 9: Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandsgasverbrauchs in Österreich 2003-2024	28
Abbildung 10: Auktionen je Speicherunternehmen 2022-2024, angebotenes Arbeitsgasvolumen in GWh	33
Abbildung 11: Entwicklung der Speichermengen nach Eigentümern in MWh	36
Abbildung 12: Angebot, vertragliche Auslastung und Nutzung der Speicher in Österreich – Arbeitsgasvolumen in MWh	37
Abbildung 13: Volatilität TTF-Gaspreise Sommer 2023, Sommer 2024, Winter 2023/2024 und Winter 2024/2025	39
Abbildung 14: Speicherverhalten Versorger vs. Händler und Importeure – Speicherinhalte der Kundengruppen in GWh	40
Abbildung 15: CEGH OTC Day Ahead Gaspreise von 1/2021 bis 12/2024	41
Abbildung 16: Speicherentgelte der österreichischen Speicherunternehmen für Standardbündelprodukte in EUR/MWh AGV/Jahr	43
Abbildung 17: Speicherentgelte der österreichischen Speicherunternehmen für Standardbündelprodukte in EUR/MWh/h Ausspeicherleistung/Jahr	43
Abbildung 18: EEX (CEGH) Börsenpreise und Spreads Sommer 22 und Winter 22, Handelszeitraum Q1 2022	44
Abbildung 19: EEX (CEGH) Börsenpreise und Spreads Sommer 23 und Winter 23, Handelszeitraum Q1 2023	45
Abbildung 20: EEX (CEGH) Börsenpreise und Spreads Sommer 24 und Winter 24, Handelszeitraum Q1 2024	45

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zuordnung der Verantwortung für das Befüllungsziel Speicher Haidach	12
Tabelle 2: Zuordnung der Verantwortung für das Befüllungsziel Speicher 7Fields.....	12
Tabelle 3: Technisch maximales Arbeitsgasvolumen und technisch maximale Ein- und Ausspeicherkapazitäten	27
Tabelle 4: Räumlicher Markt, HHI-Berechnungen.....	28
Tabelle 5: Angebotenes technisch maximales Arbeitsgasvolumen in TWh 2022-2024	29

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
AGGM	Austrian Gas Grid Management AG (der Markt- und Verteilergebietsmanager)
AGSI+	Aggregated Gas Storage Inventory
AGV	Arbeitsgasvolumen
ASGM	Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
BMWET	Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus
CEER	Rat der Europäischen Energieregulierungsbehörden
CEGH	Central European Gas Hub
E-ControlG	E-Control Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EnLG	Energielenkungsgesetz
EU	Europäische Union
EK	EU Kommission
EUR	Euro
EUR/MWh	Euro pro Megawattstunde
FCFS	First come first serve
GWG 2011	Gaswirtschaftsgesetz 2011
GWh	Gigawattstunde
GWh/d	Gigawattstunde pro Tag
HHI	Herfindahl-Hirschmann Index
LNG	Liquefied Natural Gas
Mrd.	Milliarden
MWh	Megawattstunde
m³/a	Kubikmeter pro Jahr
Nm³/h	Normkubikmeter pro Stunde
OGMT	OMV Gas Marketing & Trading
OGS	OMV Gas Storage GmbH
OTC	Over the counter
PRISMA	Prisma European Capacity Platform GmbH
Q	Quartal
RES	RAG Energy Storage GmbH
SEFE	Securing Energy for Europe
SEFE Storage	SEFE Storage GmbH

TWh	Terawattstunde
UIOLI	Use it or lose it
Uniper	Uniper Energy Storage Austria

Quellenverzeichnis

Jeweils auf dem Stand der Veröffentlichung des Berichts bzw. dem im Bericht angeführten Stand

- > 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, ABI L 2017/280, 1. (EU-VersorgungssicherheitsVO) 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.
- > Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), BGBI I 107/2011 idF BGBI I 74/2024.Bundesgesetz über Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung (Energielenkungsgesetz 2012 – EnLG 2012), BGBI I 41/2013 idF BGBI I 74/2024.Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG), BGBI I 110/2010 idF BGBI I 7/2022.Verordnung der Bundesregierung, mit der die Höhe der strategischen Gasreserve angepasst wird (Strategische Gasreserve-Verordnung – SGRV), BGBI II 262/2022.Verordnung des Vorstands der E-Control über die Nachweise sowie die Überprüfung des Gasversorgungsstandards für geschützte Kunden und Gaskraftwerke in Österreich (Gasversorgungsstandard-verordnung – GVSV), BGBI II 151/2023 idF BGBI II 269/2024.Gas-Monitoring-Verordnung 2017 – GMO-VO 2017, BGBI II 418/2016 idF BGBI II 272/2023.
- > Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts, ABI L 2011/326, 1 idF Verordnung (EU) 2024/1106 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. April 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011 und (EU) 2019/942 in Bezug auf einen besseren Schutz der Union vor Marktmanipulation auf dem Energiegroßhandelsmarkt, ABI L 2024/1106. Abkommen zwischen dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie der Republik Österreich und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz der Bundesrepublik Deutschland über die gemeinsame Nutzung der Erdgas-speicheranlagen Haidach und 7Fields; BGBI III 16/2023.
- > Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, ABI L 2009/211, 36.
- > Durchführungsverordnung (EU) 2023/2633 der Kommission vom 20. November 2023 zur Festlegung des Befüllungspfades mit Zwischenzielen für 2024 für jeden Mitgliedstaat mit unterirdischen Gasspeicheranlagen in seinem Hoheitsgebiet, die direkt mit seinem Absatzgebiet verknüpft sind, ABI L 2023/2633.
- > Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 und (EU) 2022/869 sowie des Beschlusses (EU) 2017/684 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr 715/2009, ABI L 2024/1789.

Impressum

Eigentümerin, Herausgeberin und Verlegerin:
Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien
Tel.: +43 1 24 7 24-0
Fax: +43 1 24 7 24-900
E-Mail: office@e-control.at
www.e-control.at
Bluesky: <https://bsky.app/profile/econtrol.bsky.social>
Facebook: <http://www.facebook.com/energie.control>

Für den Inhalt verantwortlich:
Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA und
Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstand E-Control

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung durch Fotokopie oder auf anderen Wegen bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, im gesetzlichen Umfang vorbehalten. Zulässig ist insbesondere die Nutzung von einzelnen Teilen zur gerechtfertigten Zitierung mit Quellenangabe.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

© E-Control, 2025