

Wien, 30. April 2024

BERICHT 2023

**gemäß § 18a Abs. 3 Gaswirtschaftsgesetz
2011 über die Beschaffung und Verwendung
der strategischen Gasreserve**

Inhaltsverzeichnis

1	Rechtliche Grundlagen	2
2	Beschaffung der strategischen Gasreserve im Jahr 2022	5
3	Verlängerung der strategischen Gasreserve	6
4	Vorhaltung der strategischen Gasreserve	7
5	Verfügbarkeit der strategischen Gasreserve.....	8
6	Verwendung der strategischen Gasreserve.....	9
7	Nachweis und Prüfung der Angemessenheit der Kosten.....	10
7.1	Nachweis der Kosten gemäß § 18b Abs. 6 GWG 2011.....	10
7.2	Bericht über die Rechtmäßigkeit und Angemessenheit der bei ASGM Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH angefallenen Kosten für die Beschaffung einer strategischen Gasreserve für das Kalenderjahr 2023 gemäß § 18b GWG 2011	11
7.3	Wirtschaftsprüferbericht zur Prüfung des Jahresabschlusses 2023 der ASGM.....	11
8	Aktuelle Versorgungslage und Ausblick.....	11

1 Rechtliche Grundlagen

In Folge des Angriffskrieges Russlands auf die Ukraine und der vor diesem Hintergrund gefährdeten Gasversorgung Österreichs wurden im Jahr 2022 im Nationalrat Maßnahmen zur Erhöhung der österreichischen Versorgungssicherheit beschlossen.

Mit der Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 38/2022, kundgemacht am 8. April 2022, hat der Nationalrat die Anschaffung einer nationalen strategischen Gasreserve mit der erforderlichen Zweidrittelmehrheit beschlossen. Mit der operativen Abwicklung der Beschaffung und der Vorhaltung der strategischen Gasreserve wurde der Verteilergebietsmanager für die österreichischen Gas-Marktgebiete Ost, Tirol und Vorarlberg im Wege der Beleihung betraut (§18a Abs. 1 GWG 2011). Im Hinblick auf die Situation in der Ukraine war das Ziel der Maßnahme, auch im Falle einer vollständigen Unterbrechung der Gaslieferungen aus Russland die Versorgungssicherheit der österreichischen Endkund:innen aufrechtzuerhalten.

Basierend auf dieser Novelle des GWG 2011 wurde die Höhe der zu beschaffenden strategischen Gasreserve mit 12,6 TWh – der im Jänner 2022 in Österreich verbrauchten Gasmenge - festgelegt. Dieser Wert wurde mit der Strategische Gasreserve-Verordnung – SGRV der Bundesregierung im Einvernehmen mit dem Hauptausschuss des Nationalrats, BGBl. II Nr. 262/2022, kundgemacht am 30. Juni 2022 auf 20,0 TWh erhöht.

Der Verteilergebietsmanager AGGM Austrian Gas Grid Management AG hat zum Zweck der ausschließlichen Wahrnehmung der Aufgaben gemäß den §§ 18a bis 18c GWG 2011 eine hundertprozentige Tochtergesellschaft, die ASGM Austrian Strategic Gas Management GmbH (kurz „ASGM“), als Gesellschaft mit beschränkter Haftung gegründet. Alle Rechte und Pflichten des Verteilergebietsmanagers im Zusammenhang mit der strategischen Gasreserve treffen ausschließlich diese Tochtergesellschaft. Sie hat ihre Aufgaben unter Beachtung der Grundsätze der Sparsamkeit, Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit auszuüben (§18a Abs. 4 GWG 2011). Zur Ermöglichung einer ordentlichen Geschäftsgebarung dieser Tochtergesellschaft normiert § 18b Abs. 7 GWG 2011, dass die strategische Gasreserve dauerhaft mit dem Anschaffungswert zu bilanzieren ist und § 67 der Insolvenzordnung auf die gemäß § 18a Abs. 4 gegründete Tochtergesellschaft nicht anzuwenden ist.

§ 18b Abs. 1 GWG 2011 normiert, dass der Verteilergebietsmanager die strategische Gasreserve im Rahmen eines marktbasierten, transparenten, nichtdiskriminierenden und öffentlichen Ausschreibeverfahrens zu beschaffen hat. Dies kann auch in mehreren Tranchen erfolgen. Die Ausschreibungsbedingungen sind der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) sowie dem Bundesminister für Finanzen (BMF) im Vorhinein anzuzeigen.

Die strategische Gasreserve sollte bis zum 1. November 2022 oder im Falle von Umständen, die nicht im Einflussbereich des Verteilergebietsmanagers liegen, zum ehestmöglichen Zeitpunkt zur Verfügung stehen.

Nach Durchführung eines Ausschreibeverfahrens sind die BMK sowie der BMF unverzüglich über das Ergebnis des Verfahrens zu informieren (§ 18b Abs. 2 GWG 2011).

Der Verteilergebietsmanager hat dem Nationalrat, der Regulierungsbehörde, der BMK, dem Bundesminister für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort sowie dem BMF bis spätestens 30. April des Folgejahres einen Bericht über die Beschaffung und Verwendung der strategischen Gasreserve vorzulegen und zu veröffentlichen. Der Bericht hat insbesondere eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Ausschreibungsverfahren gemäß § 18b Abs. 1 GWG 2011 zu enthalten (§ 18a Abs. 3 GWG 2011).

Weiters hat der Nationalrat normiert, dass die mit der Erfüllung der im öffentlichen Interesse liegenden Aufgaben gemäß § 18a bis 18c GWG 2011 verbundenen Kosten aus Bundesmitteln gedeckt werden. Davon umfasst sind alle notwendigen und angemessenen Kosten für die Beschaffung der strategischen Gasreserve einschließlich Finanzierungskosten, Kosten für Speichernutzung, Systemnutzungsentgelte, operativem Aufwand, allfälliger Bewertungsgewinne und -verluste, Kosten im Zusammenhang mit § 18a Abs. 4 GWG 2011 sowie allfälliger Verbindlichkeiten aus Gebühren, Abgaben und Steuern. Allfällige Erlöse und Verluste aus der Überlassung von Gasmengen an Marktteilnehmer, einer Reduktion oder Erhöhung der strategischen Gasreserve sowie aus einer allfälligen Liquidation der strategischen Gasreserve sind dabei zu berücksichtigen.

Dem Verteilergebietsmanager entsteht aus der Tätigkeit im Rahmen der Beleihung weder ein Gewinn noch ein Verlust (§ 18b Abs. 4 GWG 2011). Auch festgelegt wurde, dass die an dem Verteilergebietsmanager beteiligten Aktionäre und der Gesellschafter der gemäß § 18b Abs. 4 GWG 2011 gegründeten Gesellschaft weder direkt noch indirekt für Verbindlichkeiten dieser Gesellschaft in Anspruch genommen werden können, es sei denn, dass die Aktionäre oder der Gesellschafter die Zahlungsunfähigkeit der Gesellschaft auf unredliche Weise allein oder im Zusammenwirken herbeigeführt haben. Demgemäß gebührt den Aktionären des Verteilergebietsmanagers oder dem Gesellschafter der gemäß § 18a Abs. 4 gegründeten Gesellschaft aus Anlass einer allfälligen Liquidation weder ein Gewinn aus den mit der Vorhaltung der strategischen Gasreserve in Zusammenhang stehenden Tätigkeiten, noch haben sie einen allfälligen Verlust daraus zu tragen (§ 18a Abs. 5 GWG 2011).

Der Verteilergebietsmanager hat gegenüber dem Bund jährlich bis zum 31. Jänner des Folgejahres die in § 18b Abs. 4 angeführten Kosten zu belegen. Die Angemessenheit der Kosten ist von einem von der BMK im Einvernehmen mit dem BMF bestellten

Wirtschaftsprüfer zu prüfen. Unter- oder Überzahlungen sind spätestens bis zum 31. März des jeweiligen Jahres auszugleichen oder auf bestehende Forderungen anzurechnen (§ 18b Abs. 6 GWG 2011).

Die strategische Gasreserve kann durch die BMK im Rahmen einer Verordnung gemäß den §§ 5 und 26 des Energielenkungsgesetzes 2012 freigegeben werden. Eine solche Verordnung kann mit Zustimmung des Hauptausschusses des Nationalrates erlassen werden, wenn die Voraussetzungen des § 4 Abs. 2 Energielenkungsgesetz 2012 erfüllt sind. Demnach können Lenkungsmaßnahmen in folgenden Fällen ergriffen werden:

- zur Abwendung einer unmittelbar drohenden Störung oder zur Behebung einer bereits eingetretenen Störung der Energieversorgung Österreichs, sofern diese Störungen
 - keine saisonale Verknappungserscheinung darstellen oder
 - durch marktkonforme Maßnahmen nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln abgewendet oder behoben werden können
- soweit es zur Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen zur Inkraftsetzung von Notstandsmaßnahmen auf Grund von Beschlüssen von Organen internationaler Organisationen erforderlich ist oder
- soweit eine Pflicht zur Solidaritätsleistung gemäß Art. 13 der Verordnung (EU) 2017/1938 besteht oder
- soweit eine Pflicht zur Unterstützung in Form von regionalen oder bilateralen Maßnahmen gemäß Art. 15 der Verordnung (EU) 2019/941 besteht.

Die Freigabe ist zu beenden, sobald die dafür maßgeblichen Umstände nicht mehr vorliegen (§ 18c Abs.1 GWG 2011). Soweit Marktteilnehmern Gasmengen aus der strategischen Gasreserve überlassen werden, erteilt der Verteilergebietsmanager dem Bilanzgruppenkoordinator die Anordnung, diese gemäß § 87 Abs. 4 GWG 2011 im Rahmen der Berechnung, Zuweisung und Verrechnung der Ausgleichsenergie an die Bilanzgruppenverantwortlichen zu verwenden.

Dazu hat der Verteilergebietsmanager eine Gebühr festzusetzen und an den Bilanzgruppenkoordinator zu verrechnen, die sich nach dem höheren der beiden folgenden Preise zuzüglich eines angemessenen Anteils an den sonstigen Kosten gemäß § 18b bemisst:

1. der jeweilige Anschaffungswert der zugewiesenen Gasmengen, wobei die Gasmengen mit dem höchsten Anschaffungswert zuerst heranzuziehen sind;
2. für das Marktgebiet Ost der Börsereferenzpreis (CEGHIX) des jeweiligen Gastages und für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg der von der Erdgasbörse am virtuellen Handelspunkt des vorgelagerten Marktgebietes veröffentlichte mengengewichtete Preisindex des jeweiligen Gastages für Spotmarktprodukte (§18c Abs. 2 GWG 2011).

Mit dem Bundesgesetz, mit dem das Bundesfinanzrahmengesetz 2022 bis 2025 und das Bundesfinanzgesetz 2022 geändert werden, BGBl I Nr. 66/2022, kundgemacht am 3. Juni 2022, wurde auch der für die Beschaffung der strategischen Gasreserve erforderliche finanzielle Rahmen geschaffen.

Mit Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 geändert wurde (GMMO-VO 2020 – 2. Novelle 2022), BGBl. II. Nr. 357/2022, wurden weitere operative Details zur Ausgleichsenergieverrechnung des Bilanzgruppenkoordinators an die Bilanzgruppenverantwortlichen bei einem Einsatz der strategischen Gasreserve festgelegt.

Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen im Berichtszeitraum

Mit der Novelle zum GWG 2011, BGBl. I Nr. 145/2023, verlautbart am 16. November 2023, wurde § 169 Absatz 9 GWG 2011 dahingehend geändert, dass die Dauer der Haltung der strategischen Gasreserve bis zum 1. April 2026 verlängert wird. Damit wurde die Basis geschaffen, dass auch Speicherverträge für das Speicherjahr 2025/26 in geeigneter Form abgeschlossen werden können.

2 Beschaffung der strategischen Gasreserve im Jahr 2022

Das Ziel für die Beschaffung der strategischen Gasreserve konnte im Jahr 2022 vollständig erreicht werden. Im Rahmen von zwei marktbasierten, transparenten, nichtdiskriminierenden und öffentlichen Ausschreibungsverfahren wurden 20 TWh Gas mit diversifizierten Gasbezugsquellen in drei verschiedenen Produktkategorien (Gas in Storage, Storage Capacity, Commodity Baseload) für die strategische Gasreserve aus Bundesmitteln beschafft, um die Versorgungssicherheit in den österreichischen Marktgebiete Ost, Tirol und Vorarlberg sicherzustellen.

1. Gas in Storage

Arbeitsgasvolumen in einem österreichischen Speicher inkl. der Speicherrechte für das Speicherjahr 22/23 und ausspeicherbar zu den virtuellen Handelspunkten Central European Gas Hub (CEGH) oder Trading Hub Europe (THE).

2. Storage Capacity

Speicherrechte für die Speicherjahre 22/23, 23/24 und 24/25 inkl. der Ausspeicherrechte an die virtuellen Handelspunkte THE oder CEGH

3. **Commodity Baseload**

Lieferung einer bestimmten Gasmenge mit konstanter Leistung für einen bestimmten Gasmonat zum Zweck der Einspeicherung in die Speicher über die VHP THE oder CEGH.

Der größte Teil der beschafften Speicherkapazitäten und Gasmenge wurde mit dem „Produkt 1 – Gas in Storage“ lukriert.

In einem ausreichenden Ausmaß gesichert werden konnten jedenfalls Speicherkapazitäten, die eine Ausspeicherung in Richtung dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe ermöglichen (> 1 TWh). Damit ist auch die Verfügbarkeit der strategischen Gasreserve auch für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg gewährleistet. Zu den Gasmengen wurden korrespondierende Speicherkapazitäten bis 1. April 2025 kontrahiert.

Insgesamt wurden rund EUR 1,05 Mrd. inkl. Speicherkosten bis 1.4.2025 im Rahmen der 1. Ausschreibung aufgewendet.

Die Kosten für die zweite Ausschreibung der strategischen Gasreserve inkl. Speicherkosten bis 1.4.2025 betrugen gesamt EUR 2,995 Mrd.

Insgesamt wurden in den beiden Ausschreibungsrunden für die strategische Gasreserve inkl. Kosten der Speicherkapazitäten rund 4,047 Mrd. Euro aus Bundesmitteln aufgewendet.

3 **Verlängerung der strategischen Gasreserve**

Die gesetzlichen Bestimmungen über die Beschaffung und Vorhaltung der strategischen Gasreserve waren ursprünglich bis 30. September 2025 befristet. Daher konnte die für die Speicherung der strategischen Gasreserve erforderlichen Speicherkapazität für das „Speicherjahr“ vom 1. April 2025 bis 1. April 2026 von ASGM im Beschaffungsprozessen im Jahr 2022 nicht gebucht werden. Die am 31. 12. 2023 gültigen Speicherverträge laufen daher bis zum Ende des „Speicherjahres“ 1. April 2025.

Mit der am 16. November 2023 kundgemachten Novelle zum GWG 2011, BGBl. I Nr. 145/2023 wurde die Geltungsdauer der strategischen Gasreserve bis 1. April 2026 verlängert. Damit wurde ASGM in die Lage versetzt, die für die Vorhaltung der strategischen Gasreserve erforderlichen Speicherkapazitäten für einen weiteren Zeitraum von 1. April 2025 bis 1. April 2026 zu beschaffen.

Der Beschaffungsprozess für die Speicherverträge wurde mit Schreiben vom 17. November 2023 gem. § 18b Abs. 1 GWG 2011 sind der BMK sowie dem BMF angezeigt und von diesen zur Kenntnis genommen. Zur Angebotslegung wurden die Speicherunternehmen Astora GmbH, NAFTA a.s., OMV Gas Storage, Pozagas a.s., RAG Energy Storage und Uniper Energy Storage GmbH eingeladen. Die Angebotsfrist für Speicherkapazitäten für das Speicherjahr 2025/26 lief bis in den Jänner 2024 und der Abschluss des Beschaffungsverfahrens liegt daher grundsätzlich außerhalb des gegenständlichen Berichtszeitraums.

Das Beschaffungsverfahren wurde im Jänner 2024 erfolgreich abgeschlossen, sodass Speicherkapazität für die gesamten 20 TWh der strategischen Gasreserve bis zum 1. April 2026 gesichert werden konnte. Hinsichtlich der Speicherlokationen ist der einzige Unterschied zum aktuellen Stand die Umlagerung der derzeit im Speicher LAB IV gelagerten Mengen in den Speicher 7Fields. Damit wird ab 1. April 2025 die gesamte strategische Gasreserve in Speichereinrichtungen auf österreichischem Bundesgebiet gelagert, wofür eine physische Umlagerung der Gasmengen aus dem Speicher LAB IV, die mit Dezember 2024 starten wird, notwendig ist. Die Speicherkosten für die strategische Gasreserve für das Speicherjahr 2025/26 werden sich auf rd. 114,5 Mio Euro belaufen.

4 Vorhaltung der strategischen Gasreserve

Im Jahr 2023 ist es im Rahmen der Vorhaltung der strategischen Gasreserve weder zu Ver- noch Zukäufen von Gas gekommen. Die Versorgungssituation war durchgehend auf hohem Niveau, sodass die Erlassung von Energielenkungsmaßnahmen und eine Freigabe der strategischen Gasreserve nicht erforderlich war.

Die auf Basis der Ausschreibeverfahren 2022 abgeschlossenen Speicherverträge wurden gemäß der einzelnen Vertragsbestimmungen abgewickelt. Die für die Vertragsabwicklung erforderlichen finanziellen Mittel des Bundes wurden vom BMK nach der jeweiligen ASGM-internen sowie der detaillierten Prüfung des BMK auf Übereinstimmung der Rechnungen mit den abgeschlossenen Verträgen freigegeben.

Zum 1. April 2023, dem Beginn des Speicherjahres 2023/24 wurde in der Speicherlokation „7Fields“ entsprechend der 2022 abgeschlossenen Speicherverträge die vertragliche Umbuchung zwischen den Speicherunternehmen RAG Energy Storage und Uniper Energy Storage durchgeführt, ohne dass dazu eine physikalische Umlagerung erforderlich war.

5 Verfügbarkeit der strategischen Gasreserve

Da weder in der Winterperiode 2022/23 noch 2023/24 die befürchteten Worst-Case-Szenarien eingetreten sind und dementsprechend eine Freigabe der strategischen Gasreserve im Rahmen von Energielenkungsmaßnahmen nicht erforderlich war, sind die gesamten 20 TWh der strategischen Gasreserve in den Speichern unverändert gelagert.

Die Aufteilung der strategischen Gasreserve auf die unterschiedlichen Speicherlokationen und die mit der Speicherkapazität kontrahierten Ausspeicherleistung ermöglichen, dass auf unterschiedliche Last- und Verbrauchssituationen in allen österreichischen Marktgebieten grundsätzlich gut reagiert werden kann.

Um sich Gewissheit zu verschaffen, dass die Versorgung der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg, für die ausschließlich ein Netzanschluss an das deutsche Gasnetz besteht, aus den Speichern Haidach und 7Fields auch im Krisenfall sichergestellt ist, hat ASGM vom deutschen Energieregulator Bundesnetzagentur eine schriftliche Zusage mit Verweis auf Artikel 10 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2017/1938 (SoS-VO) eingefordert, welche am 2. Juli 2022 eingelangt ist.

Unter Hinweis auf die „gemeinsame Erklärung der Bundesministerien für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie der Republik Österreich und des Bundesministers für Wirtschaft und Klimaschutz der Bundesrepublik Deutschland“ vom 12. Juli 2022 wird nach Aussage der Bundesnetzagentur „die Sicherstellung von Durchleitungsrechten im Fall einer Gasmangellage sichergestellt, sofern dieser technische oder sicherheitstechnische Gründe nicht entgegenstehen“.

Diese Zusicherung der Bundesnetzagentur wurde mit dem „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 Nr. 16/2023, welches mit 19. März 2023 in Kraft getreten ist, auch rechtsverbindlich.

Die Verfügbarkeit der in den Speicherlokationen Haidach und 7Fields gelagerten Teile der strategischen Gasreserve konnte damit deutlich verbessert werden. Die uneingeschränkte Nutzbarkeit des deutschen Gasnetzes für den Transport von Gasmengen aus der strategischen Gasreserve Richtung Tirol und Vorarlberg aber auch Richtung Marktgebiet Ost aus den Speichern Haidach und 7Fields wurde 2023 darüber hinaus mit den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern in Deutschland operativ abgestimmt, was per Schreiben der Bundesnetzagentur vom 16. November 2023 bestätigt wurde, und ist somit insgesamt auch im Fall einer Gasmangellage in Deutschland sichergestellt.

Hinsichtlich der Verfügbarkeit der Mengen der strategischen Gasreserve auch im Krisenfall, die in Speichern, die auf slowakischem Staatsgebiet lagern und direkt an das österreichische Gasnetz angeschlossen sind, liegen unverändert entsprechende Zusicherungen des slowakischen Wirtschaftsministers vor (zu den detaillierten Ausführungen wird auf den Bericht 2022 verwiesen).

Aufgrund von Maßnahmen, welche die RAG Austria AG mit der Herstellung einer Leitungsverbindung zwischen dem Speicher Haidach und der „Penta-West-Pipeline“ gesetzt hat, ist es möglich, Gasmengen aus dem Speicher Haidach über das österreichische Fernleitungsnetz zu entnehmen und damit aus dem Speicher Haidach auch direkt in das Marktgebiet Ost einzuspeisen. Für den Herbst 2024 ist die Fertigstellung einer Leitungsanbindung an das Verteilernetz in Oberösterreich geplant, die die Entnahmemöglichkeit der strategischen Gasreserve auch direkt im Marktgebiet Ost weiter verbessert.

Wenngleich aus technischen Gründen die dafür verfügbaren Transportkapazitäten nur auf unterbrechbarer Basis den Speichernutzern zur Verfügung stehen, ist doch im Bedarfsfall einer Nutzung der strategischen Gasreserve für die Notfallversorgung österreichischer Abnehmer davon auszugehen, dass ausreichend Transportkapazität zur Verfügung stehen wird.

6 Verwendung der strategischen Gasreserve

In § 18c Abs. 2 GWG 2011 wird definiert, wie sich die Gebühr, die im Fall der Freigabe der strategischen Gasreserve gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator anzuwenden ist, zusammensetzt:

Die Gebühr bemisst sich nach dem höheren der beiden folgenden Preise zuzüglich eines angemessenen Anteils an den sonstigen Kosten gemäß § 18b Abs. 4:

1. der jeweilige Anschaffungswert der zugewiesenen Gasmengen, wobei die Gasmengen mit dem höchsten Anschaffungswert zuerst heranzuziehen sind;
2. für das Marktgebiet Ost der Börsereferenzpreis (CEGHIX) des jeweiligen Gastags und für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg der von der Erdgasbörse am virtuellen Handelspunkt des vorgelagerten Marktgebietes veröffentlichte mengengewichtete Preisindex des jeweiligen Gastags für Spotmarktprodukte.

Die für die Gebührenbestimmung gem. § 18c Abs. 2 Z 1 GWG 2011 relevanten Anschaffungswerte sowie Nebenkosten zum 31. Dezember 2023 lauten wie folgt:

1. Gasmengen aus der 1. Ausschreibung:

- Menge: 7.696.660 MWh
- Kosten für Gas: 117,40 EUR/MWh
- Nebenkosten 2022: 4,216 EUR/MWh
- Nebenkosten 2023: 5,256 EUR/MWh

2. Gasmengen aus der 2. Ausschreibung

- Menge: 12.307.190 MWh
- Kosten für Gas: 230,23 EUR/MWh
- Nebenkosten 2022: 4,216 EUR/MWh
- Nebenkosten 2023: 5,256 EUR/MWh

Die Nebenkosten 2023 iHv EUR 105.149.481,-- (2022: EUR 84.331.174,--) ermitteln sich aus den durch den Bund für das Jahr 2023 erstatteten Kosten (Speicherkosten und Nebenkosten) und verteilen sich weiterhin – wie im Jahr 2022 – bezogen auf die zum Stichtag 31. Dezember 2022 (= 2023) eingelagerten Erdgasmengen iHv 20.003.850 MWh.

In den Jahren 2022 und 2023 wurden keine Abrufe getätigt, damit werden die Kostensätze für die folgenden Perioden fortgeschrieben.

7 Nachweis und Prüfung der Angemessenheit der Kosten

7.1 Nachweis der Kosten gemäß § 18b Abs. 6 GWG 2011

Gemäß § 18b Abs. 6 GWG 2011 sind sämtliche Kosten gemäß § 18b Abs. 4 GWG 2011 jährlich bis 31. Jänner zu belegen. Um dieser Pflicht nachzukommen, übermittelt die ASGM monatlich ihre Zahlungsanforderungen (inkl. der zur Überprüfung notwendigen Belege). Erst nach eingehender Prüfung durch das BMK werden die entsprechenden finanziellen Mittel gemäß § 18b Abs. 5 GWG 2011 bedarfsgerecht an ASGM freigegeben.

Zum 31. Jänner 2024 hat ASGM alle Unterlagen zur Gewinn- und Verlustrechnung 2023 bzw. der Bilanz 2023 der ASGM an das BMK zur Einsicht übersandt. Aus diesen Unterlagen können alle Zahlungsvorgänge bzw. Mittelzuflüsse der ASGM ersehen bzw. nachvollzogen werden.

7.2 Bericht über die Rechtmäßigkeit und Angemessenheit der bei ASGM Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH angefallenen Kosten für die Beschaffung einer strategischen Gasreserve für das Kalenderjahr 2023 gemäß § 18b GWG 2011

Den gesetzlichen Normierungen gemäß § 18b Abs. 6 GWG 2011 entsprechend hat ein von der BMK in Abstimmung mit dem BMF bestellter unabhängiger Wirtschaftsprüfer eine Prüfung über die Angemessenheit der Kosten durchgeführt. Die Auswahl der Prüfungshandlungen umfasste insbesondere folgende Tätigkeiten:

- Nachvollziehen der von AGGM Austrian Gas Grid Management AG an ASGM Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH verrechneten Kosten
- Prüfung von Belegstichproben und Zahlungsnachweisen der angefallenen Kosten

Die Prüfung des Wirtschaftsprüfers hat keine Unangemessenheit der Kosten ergeben; es wurden keine Unter- oder Überzahlungen festgestellt. Der Bericht des Wirtschaftsprüfers liegt dem BMK vor.

7.3 Wirtschaftsprüferbericht zur Prüfung des Jahresabschlusses 2023 der ASGM

ASGM hat Ernst & Young Wirtschaftsprüfungsgesellschaft m.b.H. mit der Prüfung des Jahresabschlusses 2023 der ASGM beauftragt.

Auch im Wirtschaftsprüferbericht zur Prüfung des Jahresabschlusses 2023 der ASGM wurde ein uneingeschränkter Bestätigungsvermerk ausgestellt (Anhang 1).

8 Aktuelle Versorgungslage und Ausblick

Gasmarktentwicklung und Versorgungslage

Vor dem Winter 2023/24 wurden sowohl in Österreich als auch in ganz Europa sehr hohe Speicherstände erreicht. Die in Österreich verfügbaren Speicherkapazitäten im Ausmaß von 97,6 TWh waren im November 2023 im Maximum zu 99,8 % gefüllt. Aufgrund der milden Witterung der vergangenen Winterperiode und Verbrauchsrückgängen in allen Sektoren – von Haushalt bis Industrie und besonders signifikant in der Stromproduktion –

war der Gasverbrauch mit 75 TWh im Jahr 2023 um ca. 22 % niedriger als 2021 und um 12 % niedriger als im Vorjahr.

Die Anliefersituation von Gas war 2023 stabil, wobei sich die Importflüsse doch maßgeblich verändert haben. Die im Jahr 2022 stark angestiegenen Importe aus Deutschland (82 TWh) sind 2023 deutlich gesunken (33 TWh) und ab dem 3. Quartal im Wesentlichen zum Erliegen gekommen. Ein wesentlicher Grund dafür ist wohl auch die deutsche Gasspeicherumlage, die in der Höhe von 1,86 EUR/MWh für Exporte aus Deutschland in Rechnung gestellt wird.

Das Preisniveau an den Großhandelsmärkten hat sich wieder deutlich beruhigt. Von den Preisspitzen bis über 200 EUR/MWh im Sommer 2022, wurden Gaslieferverträge am Großhandelsmarkt für den kommenden Winter 24/25 im April 2024 zwischen 31 und 38 EUR/MWh gehandelt. Allerdings ist dieses Preisniveau im Vergleich zu den Preisen von 2021 noch immer fast doppelt so hoch. Dieses Preisniveau reflektiert einerseits ein knapperes Angebot auf den Großhandelsmärkten und andererseits die Notwendigkeit, den europäischen Markt für LNG-Lieferungen aus den USA, Qatar und anderen Lieferländern attraktiv zu halten.

Aktuell ist die Gasversorgung auf einem hohen Niveau gesichert.

Dies liegt vor allem an den derzeit hohen Speicherständen, mit denen auch gute Voraussetzungen für die Vorbereitung geschaffen sind, um auch versorgungssicher durch den Winter 2024/25 zu kommen. Entnahmen aus den Vorräten der strategischen Gasreserve in den nächsten Monaten nicht daher nicht zu erwarten. Diese Einschätzung ist jedoch immer von der konkreten Entwicklung der Gasversorgung aus Russland zu evaluieren.

Ende 2024 läuft der Gastransitvertrag für Gastransporte über die Ukraine aus. Spätestens ab dann besteht das erhöhte Risiko, dass über die Ukraine kein russisches Gas mehr nach Österreich durchgeleitet wird. Das heißt, russische Gasmengen, die derzeit noch nach Österreich fließen, müssten dauerhaft ersetzt werden. Vor diesem Hintergrund ist es nachvollziehbar, dass weiterhin die vom BMK am 22. März 2022 ausgerufene Frühwarnstufe gemäß dem Notfallplan Gas gilt. AGGM veröffentlicht dementsprechend an jedem Wochentag einen aktualisierten Lagebericht¹.

Bis auf Weiteres muss daher die Zielsetzung, permanent, dh. auch nach einer Winterperiode, hohe Speicherstände zu erhalten, aufrecht bleiben, um auf Importausfälle adäquat vorbereitet zu sein und reagieren zu können.

Die Aufrechterhaltung der strategische Gasreserve trägt dazu wesentlich bei.

¹ <https://www.aggm.at/versorgungssicherheit/>

Szenariobetrachtung ohne Importe über die Ukraine

Der Infrastrukturstandard (N-1 Standard) gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/1938 (SOS-Verordnung) beschreibt, ob auch im Fall eines Ausfalls der „größten einzelnen Gasinfrastruktur“ die Gasversorgung aufrechterhalten werden kann, liefert allerdings nur für kurzfristige Ereignisse eine belastbare Aussage. Er liegt für Österreich bei 172 % und damit deutlich über dem von der SOS-Verordnung geforderten Wert von 100 %. Auf kurzfristige Lieferausfälle kann daher mit gefüllten Speichern gut reagiert werden.

Um auf drohende längerfristigen Importausfälle adäquat reagieren zu können, müssen die Speicher permanent auf hohem Niveau gefüllt bleiben, da diese die maßgebliche Quelle für die Erfüllung des N-1 Standard sind.

Sinken die Speicherstände nach einem Winter beispielsweise auf 20% – ein Wert, der historisch immer wieder unterschritten wurde (so z.B. mit rund 13 % im Frühjahr 2022) und auch im Monitoringbericht der E-Control zur Versorgungssicherheit Gas 2023 als Wert nach einem kalten Winter berechnet wurde – verfügt Österreich entsprechend der bereits in der Langfristigen und integrierten Planung 2023 (LFiP) angestellten Berechnungen zum alternativen N-1 Standard ohne Importe aus Baumgarten nicht über ausreichend Importkapazität aus Deutschland und Italien, um die Speicher vor dem nächsten Winter auf ein ausreichend hohes Niveau zu befüllen:

Die Gasinfrastruktur für Importe nach Österreich hat historisch eine Ost-West, bzw. Nord-Süd-Ausrichtung, Importe aus Russland sind daher aus einer Infrastrukturbetrachtung auf Dauer schwer zu ersetzen. Nach einem kalten Winter und bei einem längerfristigen Ausfall von Lieferungen aus Baumgarten wäre die Befüllung der österreichischen Speicher von 20 % auf 90 % mit den verfügbaren Importtransportkapazitäten aus Deutschland und Italien nicht möglich. Vielmehr könnten die Speicher in diesem Fall nur mehr auf 33 % befüllt werden.

Startet man nun aber in einen Winter mit niedrigen Speicherständen, wären die Speichermengen mangels ausreichender Importkapazitäten bereits im Jänner aufgebraucht. Bereits davor besteht das Risiko in einem solchen Szenario, dass Verbrauchsspitzen nicht gesichert gedeckt werden können.

Die bestehenden Importkapazitäten aus Italien und Deutschland, die liquidesten Märkte in Österreichs Nachbarschaft, reichen nicht aus, um nach einem kalten Winter – von niedrigen Speicherständen ausgehend - Speicherbefüllungsziele von 90% vor dem darauffolgenden Winter zu erreichen.

Dieser Berechnung wurde kein „worst-case-Szenario“ zugrunde gelegt. Die angewendeten Werte zu Endkundenverbrauch in Österreich und Exporte nach Ungarn und Slowenien wurden aus Vergangenheitswerten abgeleitet. Für den Fluss in die Slowakei wird angenommen, dass der Lieferausfall über die Ukraine überwiegend über Österreich kompensiert werden muss. Insbesondere die in den Berechnungen angenommene 100%-ige Auslastung der Importkapazitäten aus Deutschland und Italien an 365 Tagen pro Jahr ist dabei durchaus optimistisch. In einem „worst-case-Szenario“ könnten einerseits der Endkundenverbrauch und die Exporte deutlich über den angenommenen Werten und andererseits die Importe deutlich unter diesen liegen.

Bestätigt wird diese Aussage auch auf europäischer Ebene im aktuellen Summer-Outlook von ENTSOG, der folgendes ausführt:

„In case of low LNG availability for Europe and no pipeline supplies from Russia it could be not possible to satisfy demand and also reach 90% of the gas in the storages at 1st October without any demand side response measures. Europe would need to secure more LNG and also possibly trigger demand side measures to assure winter preparedness.“²

Dieser Umstand kann nur verbessert werden, wenn die Importkapazitäten aus Deutschland und Italien so rasch wie möglich ertüchtigt und entsprechende Infrastrukturprojekte umgesetzt werden. Konkrete Projekte mit dieser Zielsetzung sind im Koordinierten Netzentwicklungsplan der österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber enthalten, hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang der WAG-Loop.

Zu betonen ist in diesem Zusammenhang, dass diese Investitionen ins Gasnetz gleichzeitig Versorgungssicherheits- und Energiewende-Investitionen sind: Sie werden wasserstofftauglich ausgeführt und sind die Grundlage für den Anschluss der österreichischen Gasnetzinfrastruktur an das zukünftige europäische Wasserstoffnetz sowie zur Realisierung des Wasserstoff-Kernetzes in Österreich auf Basis der H2-Roadmap bzw. des Integrierten österreichischen Netzinfrastukturlans (ÖNIP).

Einen Beitrag zur Diversifizierung der Lieferquellen und zur Reduktion der Importabhängigkeit kann auch die rasche Integration von regional erzeugten erneuerbaren Gasen wie Biomethan und Wasserstoff in das Energiesystem leisten.

² ENTSOG Summer Supply Outlook 2024, <https://www.entsog.eu/sites/default/files/2024-04/ENTSOG%20Summer%20Supply%20Outlook%202024%20-%20with%20winter%202024-25%20Overview.pdf>, Seite 4

Gasspeicherumlage erschwert Importe aus Deutschland

Wie oben erwähnt, stellt die deutsche Gasspeicherumlage (derzeit in der Höhe von 1,86/MWh, weitere Erhöhungen sind bei der Beibehaltung der bisherigen Methodik zu erwarten) ein wesentliches Hindernis für den grenzüberschreitenden Gashandel dar. Um alternative Transportrouten attraktiver zu machen, ist ein rasches Ende der Verrechnung der deutschen Gasspeicherumlage für Exporte aus Deutschland notwendig. Die Umlage ist unionsrechtswidrig und verteuert österreichische Gasimporte aus Deutschland erheblich. Importe aus Deutschland sind durch die Anwendung der deutschen Gasspeicherumlage auf Grenzübergabepunkte nicht konkurrenzfähig. Ein Einlenken von deutscher Seite ist trotz der öffentlichen Diskussion und anhängiger Beschwerden gegen die Gasspeicherumlage bei der Europäischen Kommission bislang nicht erkennbar. Hier müssen sämtliche rechtlichen und politischen Mittel ausgeschöpft werden, um effektiv gegen diese unionsrechtswidrige Praxis aus Deutschland vorzugehen.

Verlängerung der rechtlichen Grundlage für die strategische Gasreserve

Bis zur Erhöhung der Importkapazitäten nach Österreich (im Besonderen das Projekt „WAG-LOOP“) sind ganzjährig hohe Gasspeicherstände unbedingt anzustreben, damit das Risiko von längerfristigen Lieferausfällen kompensiert werden kann.

Der Beitrag der strategischen Gasreserve zu hohen Speicherständen ist unseres Erachtens solange notwendig und gerechtfertigt, bis den Marktteilnehmern ausreichend Importkapazitäten zur Verfügung stehen, um auf Importausfälle in Baumgarten adäquat reagieren zu können. Die gesetzliche Laufzeit der strategischen Gasreserve sollte dementsprechend über den 1. April 2026 hinaus verlängert werden. Die Verlängerung als Voraussetzung für die Beschaffung von Speicherkapazität durch ASGM über diesen Zeitpunkt hinaus bedarf eines Beschlusses einer Verordnung der Bundesregierung gem. § 169 Abs. 9, 3. Satz GWG 2011 bzw. einer Novelle des GWG 2011.

Um die Buchung der Speicherverträge durch ASGM zu ermöglichen und um sicher zu gehen, dass für die gesamte Menge von 20 TWh Speicherkapazitäten buchbar sind, ist die Verlängerung der gesetzlichen Grundlage für die strategischen Gasreserve daher als zeitkritisch zu betrachten.

Die Vermarktung von Speicherkapazitäten für die Speicherperioden nach dem 1. April 2026 durch die Speicherunternehmen sind bereits im Gange und angesichts der weiter bestehenden Unsicherheiten am Gasmarkt weiterhin gut nachgefragt. ASGM ist aktuell in Summe der größte Speicherkunde in den österreichischen Speichereinrichtungen. Angesichts

dieser Speicherportfoliogröße der ASGM ist es erforderlich, den Beschaffungsvorgang für Speicherkapazitäten rechtzeitig zu starten, um sicher gehen zu können, dass für die Speicherjahre nach dem 1. April 2026 ausreichend Kapazitäten in den jeweiligen Speicheranlagen buchbar sind.

Sollte es zu keiner rechtzeitigen gesetzlichen Anpassung kommen und eine Buchung von Speicherkapazitäten für den Zeitraum nach 1. April 2026 nicht ermöglicht werden, müsste die Auflösung der strategischen Gasreserve bereits im Winter 2025/26 – unabhängig von der Versorgungslage – erfolgen.

Anhang

Bericht zur Prüfung des Jahresabschlusses der ASGM

