

V MET G 01/24 (unverbindliche öffentliche Fassung)

Methodenregulierung; Gas Fernleitungsnetzbetreiber; Kostenfeststellung; Effizienzvorgabe

B E S C H E I D

In dem von Amts wegen eingeleiteten Verfahren zur Feststellung der Kosten und des Mengengerüsts der Gas Connect Austria GmbH für das Jahr 2025 ergeht gemäß § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 7/2022, iVm § 69 Abs. 1 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011 idF BGBl. I Nr. 145/2023, nachstehender

I. Spruch

Spruchpunkt 1:

- a. Die der Berechnung der Tarife gemäß § 82 Abs. 1 GWG 2011 zugrundeliegenden Kosten für die Verdichterenergie und Kosten für CO₂-Zertifikate werden für das Jahr 2026 mit EUR 15.708.135,00 festgestellt.
- b. Die übrigen, der Berechnung der Tarife gemäß § 82 Abs. 1 GWG 2011 zugrundeliegenden Kosten werden für das Jahr 2026 mit EUR 104.170.345,56 festgestellt.

Spruchpunkt 2:

Das der Berechnung der Tarife gemäß § 82 Abs. 1 GWG 2011 zugrundeliegende Mengengerüst für das Jahr 2026 wird wie folgt festgestellt:

Mengengerüst für das kapazitätsbasierte Entgelt

Entry-/Exit-Punkt	kWh/h
FZK Entry Baumgarten	3.366.967
FZK Entry Oberkappel	7.618.999
FZK Entry Überackern	818.029
FZK Entry Moson	0
FZK Entry Petrzalka	0
FZK Entry Murfeld	0
FZK Entry Verteilerggebiet	4.028.400
FZK Exit Baumgarten	1.975.276
FZK Exit Oberkappel	3.366.967
FZK Exit Überackern	0
FZK Exit Moson	3.189.496
FZK Exit Petrzalka	0
FZK Exit Murfeld	872.840
FZK Exit Verteilerggebiet	0
DZK Entry ÜA (OK)	0
DZK Exit ÜA (OK)	585.865
DZK Exit Verteilerggebiet (Bmg)	0
DZK Exit Verteilerggebiet (OK)	0
Entry Speicher 7-fields	0
Entry Speicher MAB	6.629.423
Exit Speicher 7-fields	0
Exit Speicher MAB	6.629.423
Auersthal	0
Auersthal	4.635.629
Kirchberg	0
Gr. Göttfritz	0
Rainbach	0
Bad Leonfelden	0
Bad Leonfelden	2.378.658
Arnreith	0
Baumgarten-PVS2	21.422.795
Wheeling Überackern (interruptible)	0
Wheeling Überackern (interruptible)	0

Mengengerüst für das mengenbasierte Entgelt

Flussrichtung	Entry-/Exit-Punkt	kWh
entry	Baumgarten (Gas Connect Austria)	0
entry	Baumgarten (WAG)	4.120.916.033
entry	Oberkappel	60.068.188.116
entry	Überackern ABG (AT) / Überackern (DE)	7.165.934.040
entry	Überackern SUDAL (AT) / Überackern 2 (DE)	0
exit	Baumgarten (WAG)	0
exit	Mosonmagyarovar	23.499.000.000
exit	Murfeld (AT) / Ceršak (SI)	6.550.835.116
exit	Oberkappel	0
exit	Petrzalka	0
exit	Überackern ABG (AT) / Überackern (DE)	0
exit	Überackern SUDAL (AT) / Überackern 2 (DE)	0
entry	Domestic	1.839.918.104
entry	Storage	14.807.971.364
exit	Domestic	63.447.300.000
exit	Storage	14.807.971.364

Spruchpunkt 3:

Die übrigen, von den spruchmäßigen Feststellungen abweichenden Anträge, werden abgewiesen.

II. Begründung

Inhaltsverzeichnis

I.	Spruch	2
II.	Begründung	5
1.	Verfahrensablauf	6
1.1.	Vorverfahren, Antrag der Netzbetreiberin und Eröffnung des Verfahrens	6
1.2.	Parteiengehör zu TCB21	7
1.3.	Übermittlung vorläufiger angemessener Kosten und Stellungnahmen zu TCB21	8
1.4.	Stellungnahmen zum vorläufigen Ermittlungsergebnis	8
1.5.	Übermittlung der eingelangten Stellungnahmen zum vorläufigen Ermittlungsergebnis und Abschluss des Verfahrens	9
2.	Rechtsslage und Rahmenbedingungen für die Kosten- und Mengenermittlung für Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 69 Abs. 2 GWG 2011	9
3.	Rahmenbedingungen für Kosten- und Mengenermittlung für Fernleitungsnetzbetreiber gem. § 82 GWG 2011	14
4.	Überprüfung der Methode 2020 – notwendige Aufrollungen 2023	16
4.1.	Vermarktete Kapazitäten	17
4.2.	Auktionen	18
4.3.	Unterbrechbare Transportverträge	18
4.4.	Erlöse aus grenzüberschreitender Speichernutzung	19
4.5.	Sonstige Erlöse und Erträge	19
4.6.	CMP-Maßnahmen ohne Overbooking	21
4.7.	CAPEX (Abschreibungen und Finanzierungskosten)	21
4.8.	Kosten des Marktgebietsmanagers (MGM) und der Regulierung	23
4.9.	Überdeckung aus Tarifierung	23
4.10.	Schiedsgerichtskosten	24
4.11.	Zusätzliche Anreize	24
4.12.	„AGORA“-Kosten	25
4.13.	Projekte Kapitel VI	26
4.14.	Aufzinsung von Änderungen bei CAPEX und Projekten Kapitel VI	27
4.15.	Zusammenfassung der Ergebnisse	28
5.	Überprüfung der Methode 2020 – notwendige Aufrollungen 2024	29
5.1.	Vermarktete Kapazitäten	30

5.2.	Auktionen.....	31
5.3.	Unterbrechbare Transportverträge.....	31
5.4.	Erlöse aus grenzüberschreitender Speichernutzung.....	31
5.5.	CMP-Maßnahmen ohne Overbooking.....	32
5.6.	Kosten des Marktgebietsmanagers (MGM) und der Regulierung.....	32
5.7.	Überdeckung aus Tarifierung.....	32
5.8.	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	33
6.	Ergebnis der Anwendung der Methode 2024 gemäß § 82 GWG 2011.....	34
6.1.	Rückabwicklung des Mengenrisikos.....	34
6.2.	Berechnung der Finanzierungskosten und Abschreibungen („CAPEX“).....	36
6.3.	Berücksichtigung von Synergien gemäß § 80 Abs. 4 GWG 2011 („IRAB“).....	42
6.4.	Betriebskosten.....	43
6.5.	Kosten des Marktgebietsmanagers und der Regulierung.....	66
6.6.	Schiedsgerichtskosten, Forschungsbudget und AGORA-Kosten.....	66
6.7.	Sonstige Erlöse und Erträge.....	67
6.8.	Aufrollung der Methodengenehmigung aus vergangenen Jahren.....	67
7.	Zusammenfassung der Kostenfeststellung.....	71
8.	Energiekosten und Kosten für CO ₂ -Zertifikate.....	72
9.	Mengengerüst.....	73
9.1.	Kapazitäts-Mengengerüst.....	73
9.2.	Mengengerüst für transportierte Mengen.....	77
III.	Rechtsmittelbelehrung.....	78
IV.	Gebührenhinweis.....	79

1. Verfahrensablauf

1.1. Vorverfahren, Antrag der Netzbetreiberin und Eröffnung des Verfahrens

Mit Bescheid vom 29. Mai 2024 (V MET G 01/20) wurde für die Gas Connect Austria GmbH („das Unternehmen“, „die Netzbetreiberin“ bzw. kurz: **GCA**) von Amts wegen für den Zeitraum 1. Jänner 2025 bis zum 31. Dezember 2027 eine Methode genehmigt (**FNB-Methode**, Beilage ./1) sowie die Kosten und das Mengengerüst für das Jahr 2026 gem. § 69 Abs. 2 GWG 2011 festgestellt.

Mit Schreiben vom 2. September 2024 beantragte die GCA die „*Einleitung des Verfahrens zur Feststellung der Kosten und des Mengengerüsts für die Jahre 2023 und 2024 (4. Regulierungsperiode) zum Zwecke der Entgeltfestsetzung von GCA ab dem Jahr 2026 (5. Regulierungsperiode)*“. Gemeinsam mit dem Antrag erging auch die „*Anregung der Herstellung eines gemeinsamen Verständnisses zu folgenden offenen Punkten ab der 5. Regulierungsperiode ff. betreffend*“

1. *Umfang des Regulierungskontos*

2. *Wertberichtigung und deren regulatorische Behandlung*

3. *Berücksichtigung der Verzinsung der Abschreibung von Anlagen bei unterjähriger Aktivierung*

4. *Behandlung einer allfälligen Förderung aus öffentlichen Mitteln[.]“*

Nach der weiteren Begründung der Anregung sollte diese Klärung durch „*Erstellung eines gemeinsamen Schriftstücks*“ erfolgen.

Mit Schreiben vom 12. September 2024 regte die Regulierungsbehörde (**RegB**) bei der Netzbetreiberin die Verbesserung des Antrages binnen zwei Wochen bei sonstiger amtswegiger Verfahrenseröffnung an und forderte GCA jedenfalls zur Übermittlung diverser Unterlagen (1. Anforderungsliste) binnen vier Wochen auf.

Mit Eingabe vom 25. September 2024 zog das Unternehmen seinen Antrag vom 2. September 2024 gemäß § 13 Abs. 7 AVG zurück und hielt die weiteren Anregungen unverändert aufrecht.

In Folge der Antragszurückziehung wurde das Verfahren zur Zahl V MET G 01/24 über die Feststellung der Kosten sowie des Mengengerüsts der GCA gemäß § 69 Abs. 2 GWG 2011 für das Jahr 2026 am 27. September 2024 von Amts wegen eröffnet.

1.2. Parteiengehör zu TCB21

Zum Zeitpunkt des Beschlusses des Bescheids V MET G 01/20 war das europäische Benchmarking der (Gas-Fernleitungs-)Netzbetreiber „TCB21“ unter der Ägide des Rats der Europäischen Energieregulierungsbehörden (*Council of European Energy Regulators* bzw. **CEER**) noch nicht abgeschlossen.

Mit Schreiben vom 21. November 2024 wurden die vorläufigen Ergebnisse des TCB21 der GCA und den Legalparteien vorgehalten und diese eingeladen, eine entsprechende Stellungnahme dazu zu übermitteln. Das Unternehmen übermittelte am 18. Dezember 2024 eine Stellungnahme. Die Bundesarbeitskammer (**BAK**) übermittelte am 18. Dezember 2024 eine Stellungnahme und die Wirtschaftskammer Österreich (**WKÖ**) am 19. Dezember 2024.

1.3. Übermittlung vorläufiger angemessener Kosten und Stellungnahmen zu TCB21

Am 14. Februar 2025 wurden die vorläufigen Ergebnisse zur Berechnung der Kosten und des Mengengerüsts (vorläufiges Ermittlungsergebnis) gemeinsam mit den eingelangten Stellungnahmen zu den Ergebnissen des TCB21 dem Parteiengehör mit Stellungnahmefrist bis 7. März 2025 unterzogen. Dabei übermittelte die RegB auch das, von behördlicher Seite zum TCB21 eingeholte Gutachten von Frontier Economics GmbH und den KPMG-Bericht zum TCB21.

1.4. Stellungnahmen zum vorläufigen Ermittlungsergebnis

GCA übermittelte am 7. März 2025 eine Stellungnahme. Die WKÖ übermittelte ebenfalls am 7. März 2025 eine Stellungnahme, die BAK am 6. März 2025.

1.4.1. Stellungnahme BAK

Die BAK beschreibt in ihren einleitenden Bemerkungen die derzeitige und zukünftige Situation für den Gasmarkt mit der jetzt schon bemerkbaren Auswirkung, dass sich die Kosten für die Kapazitätsbuchungen der AGGM für den Exit in das Verteilergesamt im Marktgebiet Ost im Zuge der letzten Novellierung der GSNE-VO vervielfachten.

Vor dem Hintergrund der steigenden Kostentragung durch das Inland betont die BAK nochmals die Anmerkungen, die sie im letzten Jahr bei der Reform der Regulierungsmethode geäußert hat, im Speziellen weist sie auf die Notwendigkeit der Aufrollung der Risikoabgeltung im Zuge der Risikoübernahme durch das Netzbenutzerkollektiv hin. Aufgrund der weiterhin steigenden Netzentgelte sei eine möglichst effiziente Mittelverwendung wichtiger denn je. Deswegen begrüßt die BAK die Einbeziehung der TCB21 Benchmarkingergebnisse und verweist nochmals auf die bereits abgegebene Stellungnahme zu diesem Thema. Das von der Behörde eingeholte zusätzliche Gutachten wie auch das Audit-Ergebnis der KPMG bestärken die BAK in ihrer Zustimmung zur Anwendung des individuellen Produktivitätsfaktors.

Ein zweiter Punkt für die BAK ist, dass der Zielerreichungsgrad von ***** % bei den „Fristen Behördenzusammenarbeit“ aus Sicht der BAK unangemessen hoch erscheine. Netznutzer:innen würden hier schließlich einen sechsstelligen Betrag dafür bezahlen, obwohl eines der zentralsten Dokumente der Regulierung der Fernleitungsnetzbetreiber erst nach mehrmaliger Fristerstreckung und verspätet eingebracht wurde.

1.4.2. Stellungnahme WKÖ

Die WKÖ führt in ihrer Stellungnahme aus, dass die Beschaffungskosten für Erdgas nach wie vor für viele Betriebe ein kritischer Standortfaktor seien. Aufgabe der WKÖ sei es, die Interessen der Kunden, insbesondere ihrer Mitglieder, bei der Festlegung der Gebühren der Netze zu vertreten. Aufwände seien auf das betriebswirtschaftlich sinnvolle Ausmaß zu begrenzen, eingesparte Kosten an die Kunden weiterzugeben. Insbesondere sei ein effizienter

Netzbetrieb im Interesse der Kunden, weshalb systematisch Anreize dahingehend gesetzt werden müssen.

Zusätzliche Anreize seien aus Sicht der WKÖ nur dann gerechtfertigt, wenn außergewöhnliche Sonderleistungen vorliegen, sodass die Erfüllung der normalen bzw. gesetzlich vorgegebenen Aufgabenstellungen eines Netzbetreibers nicht bonifiziert werden sollte. Die Anreize für „Teilnahme an CEER Studien (insb TCB21)“ und „Fristen Behördenzusammenarbeit“ sieht die WKÖ kritisch. Die Teilnahme an einem Effizienzvergleich sollte eine Selbstverständlichkeit sein und der Anreiz für die Fristerfüllung sei aus Sicht der WKÖ nur zu ***** % erfüllt.

Die Vorgangsweise der Behörde bei der Festlegung des Effizienzwerts werde unterstützt. Durch den festgelegten Deckel von 2,0 % werden die Auswirkungen für die GCA zu Lasten der Kunden deutlich gemildert. Für die nächste Regulierungsperiode sollte die maximale jährliche Zielvorgabe wie im Gas-Verteilernetz in Höhe von 3,320 % gedeckelt werden.

1.4.3. Stellungnahme Unternehmen

Das Unternehmen geht in seiner Stellungnahme unter anderem auf die Rahmenbedingungen für die Kosten- und Mengenermittlung, die Rückabwicklung des Mengenrisikos und Betriebskosten aufgrund neuer Aufgaben und Herausforderungen ein. Die Themen werden in den jeweiligen Kapiteln behandelt und gewürdigt.

1.5. Übermittlung der eingelangten Stellungnahmen zum vorläufigen Ermittlungsergebnis und Abschluss des Verfahrens

Die eingelangten Stellungnahmen der Verfahrensparteien wurden den jeweils übrigen Parteien des Verfahrens zugestellt und Gelegenheit zur Replik binnen zwei Wochen eingeräumt. Mit Ablauf der Replizierungsfrist erklärte die Behörde das Ermittlungsverfahren für geschlossen.

Das Unternehmen reichte am 24. März 2025 eine Replik ein. Darin geht das Unternehmen einerseits auf die Stellungnahmen der BAK und der WKÖ ein, andererseits bringt es weitere Argumente zum Thema TCB21 Benchmarking inklusive einer gutachterlichen Stellungnahme von Prof. Gugler vor, die bereits den Parteien übermittelt wurde. Diese Themen werden ebenfalls in den jeweiligen Kapiteln behandelt und gewürdigt.

2. Rechtslage und Rahmenbedingungen für die Kosten- und Mengenermittlung für Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 69 Abs. 2 GWG 2011

§ 69 Abs. 2 GWG 2011 bestimmt, dass die RegB die gemäß § 82 GWG 2011 eingereichten FNB-Methoden auf Antrag des Fernleitungsnetzbetreibers oder von Amts wegen periodisch mit Bescheid zu genehmigen hat. Diese Genehmigung ist zu befristen. Der WKÖ, der Landwirtschaftskammer Österreich, der BAK und dem Österreichischen Gewerkschaftsbund

ist vor Abschluss des Ermittlungsverfahrens Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Die Regulierungsbehörde hat deren Vertretern Auskünfte zu geben und Einsicht in den Verfahrensakt zu gewähren. Wirtschaftlich sensible Informationen, von denen die Vertreter bei der Ausübung ihrer Einsichtsrechte Kenntnis erlangen, sind vertraulich zu behandeln (§ 69 Abs. 3 GWG 2011).

§ 82 GWG 2011 regelt die Kosten- und Mengenermittlung für Fernleitungsnetzbetreiber (**FNB**) und lautet wie folgt:

„§ 82. (1) Die Ermittlung der Tarife des Fernleitungsnetzbetreibers erfolgt auf Basis einer von der Regulierungsbehörde mit Bescheid zu genehmigenden Methode, die den Anforderungen des Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 zu entsprechen hat. Die der Berechnung der Tarife zugrundeliegenden Kosten und Mengengerüste sind in den Bescheid aufzunehmen. Dabei ist sicher zu stellen, dass für die Fernleitungsnetzbetreiber Anreize bestehen, die Effizienz zu steigern und notwendige Investitionen angemessen durchführen zu können. Die Behandlung von Erlösen aus marktorientierten Kapazitätsvergabeverfahren sind bei der Erstellung der Methode zu berücksichtigen. § 80 ist sinngemäß anzuwenden. Die Methode ist über Aufforderung der Regulierungsbehörde abzuändern oder neu zu erstellen. Die aus der genehmigten Methode resultierenden Tarife sind durch Verordnung der Regulierungsbehörde festzulegen und im Internet zu veröffentlichen.

(2) Das Mengengerüst ist auf Basis der vertraglich kommittierten Kapazitäten zu ermitteln und der maximalen technischen Kapazität gegenüberzustellen.

(3) Die durch Anwendung der Methode durch den Fernleitungsnetzbetreiber ermittelte Höhe der Kosten ist der Regulierungsbehörde nachzuweisen und durch die Vorlage sämtlicher Kalkulationsgrundlagen zu belegen. Das Mengengerüst ist nachzuweisen und durch die Vorlage entsprechender Unterlagen zu belegen. Die Höhe der Kosten und das Mengengerüst sind mit Bescheid zu genehmigen, wenn bei der Ermittlung der Kosten sowie des Mengengerüsts die Vorgaben der Methode eingehalten wurden. Die Regulierungsbehörde hat die Kosten neu festzusetzen, wenn der Fernleitungsnetzbetreiber bei der Ermittlung der Kosten die Vorgaben der Methode nicht eingehalten hat.

(4) Die Genehmigung hat jedenfalls durch Bescheid zu erfolgen, wenn die Voraussetzungen gemäß Abs. 1 und 2 erfüllt sind und die aus diesen Methoden resultierenden Tarife nicht wesentlich über dem Durchschnitt veröffentlichter Fernleitungstarife (Fernleitungsentgelte), die der Regulierungsbehörde gleichzeitig mit der zu genehmigenden Methode vorzulegen sind, für vergleichbare Transportleistungen auf vergleichbaren Leitungssystemen in der Europäischen Union liegen.“

Der in § 82 Abs. 1 GWG 2011 angeführte Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 ist nicht länger in Kraft und wurde durch Art. 17 der Verordnung (EU) 2024/1789 (Gas-Binnenmärkte-Verordnung 2024 bzw. **GBM-VO 2024**)¹ ersetzt. Dieser lautet:

„Artikel 17

Entgelte für den Netzzugang

(1) Die von den Regulierungsbehörden gemäß Artikel 78 Absatz 7 der Richtlinie (EU) 2024/1788 genehmigten Netzentgelte oder Methoden zu ihrer Berechnung, die die Fernleitungsnetzbetreiber anwenden, sowie die gemäß Artikel 31 Absatz 1 der genannten Richtlinie veröffentlichten Netzentgelte müssen transparent sein, der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen und die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig eine angemessene Investitionsrendite umfassen. Die Netzentgelte oder die Methoden zu ihrer Berechnung werden auf nichtdiskriminierende Weise angewandt.

Die Netzentgelte können auch mittels marktorientierter Verfahren wie Versteigerungen festgelegt werden, vorausgesetzt, dass diese Verfahren und die damit verbundenen Erlöse von der Regulierungsbehörde genehmigt werden.

Die Netzentgelte oder die Methoden zu ihrer Berechnung müssen den effizienten Erdgashandel und Wettbewerb erleichtern, während sie gleichzeitig Quersubventionen zwischen den Netznutzern vermeiden und Anreize für Investitionen und zur Aufrechterhaltung oder Herstellung der Interoperabilität der Fernleitungsnetze bieten.

Die Netzentgelte für die Netznutzer sind nichtdiskriminierend und werden pro Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz oder pro Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz getrennt voneinander festgelegt. Kostenverteilungsmechanismen und Ratenfestlegungsmethoden bezüglich der Einspeise- und Ausspeisepunkte werden von den Regulierungsbehörden gebilligt. Die Regulierungsbehörden stellen sicher, dass keine Netzentgelte auf der Grundlage von Vertragspfaden berechnet werden.

(2) Durch die Netzentgelte für den Netzzugang darf weder die Marktliquidität eingeschränkt noch der Handel über die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze hinweg verzerrt werden. Hemmen Unterschiede der Netzentgeltstrukturen trotz des Artikels 78 Absatz 7 der Richtlinie (EU) 2024/1788 den Handel zwischen Fernleitungsnetzen, so arbeiten die Fernleitungsnetzbetreiber in enger Zusammenarbeit mit den einschlägigen nationalen

¹ Verordnung (EU) 2024/1789 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 (Neufassung), ABl. Reihe L vom 15.7.2024.

Behörden aktiv auf die Konvergenz der Netzentgeltstrukturen und der Entgelterhebungsgrundsätze hin.

(3) Bis zum 31. Dezember 2025 kann die Regulierungsbehörde einen Nachlass von bis zu 100 % auf kapazitätsbasierte Fernleitungs- und Verteilungsentgelte an Einspeise- und Ausspeisepunkten von unterirdischen Erdgasspeicheranlagen und an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen gewähren, sofern und soweit eine derartige Speicheranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden ist, nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird.

Ab dem 1. Januar 2026 kann die Regulierungsbehörde einen Nachlass von bis zu 100 % auf kapazitätsbasierte Fernleitungs- und Verteilungsentgelte an Einspeise- und Ausspeisepunkten von unterirdischen Erdgasspeicheranlagen und an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen gewähren, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Die Regulierungsbehörde überprüft diesen Entgeltnachlass und seinen Beitrag zur Versorgungssicherheit in jeder Regulierungsperiode im Rahmen der regelmäßigen Konsultationen, die im Einklang mit dem gemäß Artikel 71 Absatz 2 Unterabsatz 1 Buchstabe d angenommenen Netzkodex durchgeführt werden.

(4) Die Regulierungsbehörden können angrenzende Einspeise-/Ausspeisesysteme zusammenführen, um eine vollständige oder teilweise regionale Integration zu ermöglichen, bei der die Netzentgelte an den Kopplungspunkten zwischen den jeweiligen Einspeise-/Ausspeisesystemen abgeschafft werden können. Nach den von den Regulierungsbehörden oder Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführten öffentlichen Konsultationen können die Regulierungsbehörden ein gemeinsames Netzentgelt und einen wirksamen Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern für die Umverteilung der Kosten aufgrund der Abschaffung der Kopplungspunkte genehmigen.

(5) Mitgliedstaaten mit mehr als einem verbundenen Einspeise-/Ausspeisesystem oder mehr als einem Netzbetreiber innerhalb eines Einspeise-/Ausspeisesystems können ein einheitliches Netzentgelt einführen, um gleiche Wettbewerbsbedingungen für die Netznutzer zu schaffen, sofern ein Netzplan genehmigt wurde und ein Ausgleichsmechanismus zwischen den Netzbetreibern eingeführt wird.“

Nach den innerstaatlichen formellen Voraussetzungen werden gemäß § 70 Abs. 1 zweiter Satz GWG 2011 die Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz durch die Regulierungskommission (siehe § 12 Abs. 2 Z 2 E-ControlG) auf Basis der vom Vorstand (siehe § 7 Abs. 1 E-ControlG) festgestellten Kosten und der Methode gemäß § 82 GWG 2011 mit Verordnung in Kraft gesetzt. Der Verordnungserlassung hat gemäß § 70 Abs. 3 GWG 2011 ein Stellungnahmeverfahren voranzugehen. Gemäß § 19 Abs. 2 Z 2 E-ControlG ist vor

Erlassung der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (**GSNE-VO**) 2013 der zur Beratung u.a. in diesen Angelegenheiten eingerichtete Regulierungsbeirat zu hören.

Unionsrechtlich schreibt sieht insb. die, noch auf Basis der Verordnung (EG) 715/2009 erlassene Verordnung (EU) 2017/460 über einen Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (TAR NC)² zusätzliche formelle und materielle Anforderungen vor. Gemäß Art. 6 Abs. 2 TAR NC sind die den Entgelten für die Nutzung der Fernleitungen zugrundeliegenden Referenzpreise anhand einer Referenzpreismethode (**RPM**) zu errechnen; die RPM wird, da sie Teil der Entgeltfestsetzung ist, von der Regulierungskommission gemeinsam mit den Entgelten in der GSNE-VO festgelegt.

Nach den Vorgaben von Art. 26 und Art. 27 TAR NC ist eine RPM vor ihrer Erlassung einem Konsultationsprozedere zu unterziehen. Die Konsultation der RPM umfasst nach Art. 26 Abs. 1 lit. b iVm Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. i TAR NC auch eine indikative Angabe der zulässigen Erlöse der Fernleitungsnetzbetreiber, welche final durch den Kosten- und Mengenbescheid des Vorstandes gemäß § 69 Abs. 2 iVm der Methode nach § 82 GWG 2011 normiert werden.

Gemäß Art. 32 lit. a TAR NC sind die in Art. 29 leg. cit. genannten Informationen, das sind insbesondere die Reservepreise für die Jahreskapazität, für deren Berechnung die RPM dient und die sich nach Art. 12 TAR NC aus den Referenzpreisen berechnen, spätestens 30 Tage vor der jährlichen Auktion für Jahreskapazität zu veröffentlichen. Gemäß Art. 11 Abs. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen, ABl. Nr. L 72 vom 17.03.2017 S. 1, wiederum beginnen die jährlichen Auktionen für Jahreskapazität am ersten Montag im Juli jedes Jahres, sofern im Auktionskalender nichts anderes bestimmt ist. Eine Veröffentlichung hat daher spätestens 30 Tage zuvor zu erfolgen; im Jahr 2025 ist dies der 7. Juni.

Das heißt, dass die durch die GSNE-VO festzulegenden Entgelte für die Fernleitung spätestens am 6. Juni im Bundesgesetzblatt verlautbart werden müssen, damit eine unionsrechtskonforme Publizität der Netztarife sichergestellt ist. Die Erlassung des Kostenmethodenbescheides gemäß § 69 Abs. 2 GWG 2011 hat zeitlich vor dieser Verordnungserlassung zu erfolgen. Damit jedoch allen Marktteilnehmern und auch den

² Verordnung (EU) 2017/460 über einen Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen, ABl. Reihe L 2017/72, 29.

Fernleitungsnetzbetreibern und Legalparteien gemäß § 69 Abs. 3 GWG 2011 eine Stellungnahme zu den festzulegenden Netzentgelten für die Fernleitung effektiv und sachgerecht ermöglicht werden kann, müssen die Kosten und Mengen und somit die daraus abgeleiteten Tarife bereits zu Beginn der Begutachtung weitestgehend feststehen.

3. Rahmenbedingungen für Kosten- und Mengenermittlung für Fernleitungsnetzbetreiber gem. § 82 GWG 2011

Der Bescheid besteht aus drei unterschiedlichen Komponenten: Es ist eine Komplettaufrollung des Jahres 2023 und eine Teilaufrollung des Jahres 2024 für die bisher auf Basis der genehmigten Methoden festgestellten Kosten für die vierte Regulierungsperiode durchzuführen. Zudem werden die Kosten und das Mengengerüst für das Jahr 2026 auf Basis der gültigen Methode gem. § 82 GWG 2011 (in V MET G 01/20 festgelegt; in der Folge: „Methode 2024“) festgestellt.

Für die **Aufrollungen der Kosten der Jahre 2023 und 2024** (vierte Regulierungsperiode) kommen die Vorgaben der vierten Regulierungsperiode (gültig bis Ende 2024) zur Anwendung. Diese wurden mit Bescheid des Vorstands der E-Control vom 22. April 2020 (V MET G 01/17; in der Folge: „Methode 2020“) festgelegt. Entsprechend der ab 2025 gültigen Methode erfolgt für das Jahr 2024 eine Teilaufrollung.

Die Aufrollung der Verdichterenergiekosten und der Kosten für CO₂-Zertifikate wird auch in diesem Verfahren ausgesetzt. Das Unternehmen hat während der vierten Regulierungsperiode drei Mal um eine Anpassung der Kostenbasis diese Kosten betreffend beantragt. Diesen Anträgen wurde in den Bescheiden V MET G 03/21 und V MET G 01/22 nachgekommen. Der Antrag im Rahmen des Verfahrens V MET G 01/23 wurde abgewiesen. Aufgrund dieser neuen Kostenausgangsbasis wurde von der Regulierungskommission ein Arbeitsentgelt in der Fernleitung eingeführt. Da dieses jedoch erst während des Jahres 2022 eingeführt wurde, hatte das Unternehmen zum Ende des Jahres 2022 noch eine Unterdeckung seiner genehmigten Kosten. Im Jahr 2023 – als das Arbeitsentgelt das ganze Jahr eingehoben wurde – konnte das Unternehmen diese Unterdeckung ersten Berechnungen der Behörde zufolge überkompensieren. Die Entwicklung des Jahres 2024 ist noch unklar, da derzeit noch keine finalen Daten bei der Regulierungsbehörde vorliegen. Da es jedoch zu erwarten ist, dass sich aufgrund der getroffenen Maßnahmen bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode diese initiale Unterdeckung zum Großteil auflösen bzw. ins Gegenteil wandeln wird, verschiebt

die Behörde die Aufrollung der Kosten für Verdichterenergie und CO₂-Zertifikate in das nächste Verfahren zur Überprüfung der Methode des Netzbetreibers. Zu diesem Zeitpunkt ist die vierte Regulierungsperiode auf Basis der Methode 2020 abgeschlossen und die Kosten und Erlöse können abschließend beurteilt werden. Daher werden in diesem Verfahren allfällige Über- bzw. Unterdeckungen hieraus nicht berücksichtigt. Dabei werden auch die Feststellungen der Bescheide V MET G 03/21, V MET G 01/22 und V MET G 01/23 berücksichtigt, in denen bereits Feststellungen zur Aufrollung der Jahre 2019 – 2021 getroffen wurden.

In den nachfolgenden Kapiteln werden erforderliche Aufrollungen aus den Jahren 2023 (Kapitel 4), 2024 (Kapitel 5) und die Kostenfeststellung für das Jahr 2026 (Kapitel 6) beschrieben.

In Kapitel 7 erfolgt die zusammengefasste Darstellung der ermittelten Kosten für die Festlegung von Kapazitätsentgelten. Kapitel 8 behandelt in weiterer Folge die Kosten für Verdichterenergie und Kosten für CO₂-Kompensationen und in Kapitel 9 werden die Mengen für die Entgeltermittlung zusammengefasst.

4. Überprüfung der Methode 2020 – notwendige Aufrollungen 2023

Die Methode 2020 (vgl. Beilage ./2) war befristet bis zum 31. Dezember 2024 gültig. Somit war sie in den Jahren 2021 bis 2024 anzuwenden. Da bis zur Erstellung des Bescheides V MET G 01/20 lediglich die Jahresabschlüsse der Jahre 2021 und 2022 überprüfbar vorhanden waren, wurden in diesem Bescheid nur diese Jahre einer Überprüfung unterzogen. Gemäß der mit Bescheid V MET G 01/20 genehmigten Methode sollen die verbleibenden beiden Jahre so rasch wie möglich aufgerollt werden. Dazu werden in diesem Bescheid sowohl das gesamte Jahr 2023 aufgerollt als auch die im Kapitel 14.2 der Methode genannten Punkte für das Jahr 2024. Dies erfolgt im Kapitel 5.

Die mit Bescheid V MET G 01/17 für die Jahre 2021 bis 2024 genehmigte Methode sieht vor, dass folgende Punkte einer Neuberechnung unterzogen werden:

Bei den Erlöspositionen sind es

- vermarktete Kapazitäten,
- Auktionen,
- unterbrechbare Transportverträge,
- CMP-Maßnahmen ohne Overbooking,
- Grenzübergreifende Speichernutzung und
- sonstige Erlöse und Erträge.

Bei den Kostenpositionen umfasst die Neuberechnung die

- CAPEX (Abschreibungen und Finanzierungskosten),
- Energiekosten inkl. CO₂-Kosten,
- Kosten des Marktgebietsmanagers (MGM) und der Regulierung,
- Aufzinsung von Änderungen bei CAPEX und Kapitel VI-Kosten,
- Zielerreichung bei zusätzlichen Anreizen,
- Schiedsgerichtskosten und
- Projekte Kapitel VI.

Die jeweiligen Berechnungen zu den einzelnen Unterkapiteln befinden sich in der Beilage ./3 und können dort nachvollzogen werden.

Wie in Kapitel 3 beschrieben, wird die Aufrollung der Verdichterenergiekosten und der Kosten für CO₂-Zertifikate auch in diesem Verfahren ausgesetzt.

4.1. Vermarktete Kapazitäten

Das Unternehmen hat für 2023 seine vermarkteten Kapazitäten bekannt gegeben. Diese wurden von der Behörde überprüft und werden als plausibel angesehen.

Trotz der Betrachtung des Risikos als Gesamtrisiko hatte im vorläufigen Ermittlungsergebnis das Unternehmen nicht die im Mengengerüst geplanten Erlöse erzielt, weswegen hier die Planerlöse auch als Gesamterlöse anzusetzen waren. Somit stellte sich die Aufrollung der Kapazitätserlöse wie folgt dar:

Die Mindererlöse ergaben sich aus den Transporten in das Inland und in Speicher, die nicht den Risikomengen unterliegen.

Im Istwert der Kapazitätserlöse war im vorläufigen Ermittlungsergebnis ein eingetretenes Risiko von TEUR ***** für das Jahr 2023 enthalten. Die Ermittlung des gesamten eingetretenen Risikos seit 2013 wird im Kapitel 6.1 berücksichtigt.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen weist in seiner Stellungnahme darauf hin, dass sich bei der Summierung der Entry- und Exit-Punkte der risikobehafteten Punkte für 2023 und 2024 andere Werte ergeben. Die Behörde führt diese Korrektur durch und somit ist als aufzurollender Betrag bei den Kapazitätserlösen für das Jahr 2023 nach Stellungnahme folgender Wert anzusetzen:

Im Istwert der Kapazitätserlöse ist ein eingetretenes Risiko von TEUR ***** für das Jahr 2023 enthalten.

4.2. Auktionen

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgenden Wert für Auktionserlöse angegeben.

Dieser Wert wurde von der Behörde überprüft und als korrekt anerkannt.

Laut der Methode 2020 sind die Übererlöse aus Auktionen rückzustellen und für zukünftige kapazitätserweiternde Ausbaumaßnahmen während der Anwendung der Methode bereitzuhalten. Da sich mit der neuen Methode V MET G 01/20 jedoch die Parameter geändert haben und auch das Unternehmen im Verfahren V MET G 01/20 mitgeteilt hat, dass es eine Aufrollung bevorzuge, reduzieren diese Erlöse nicht die zukünftigen Investitionen, sondern werden über die normale Aufrollung kostenmindernd berücksichtigt.

4.3. Unterbrechbare Transportverträge

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgende Werte für Erlöse aus unterbrechbaren Transportverträgen angegeben.

Wie in Kapitel 4.2 beschrieben, werden diese Erlöse über eine normale Aufrollung über das Regulierungskonto anstelle eines Abzugs bei zukünftigen Investitionen den Kunden rückgeführt.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen führt in seiner Stellungnahme aus, dass es für den Ausgleich von Über- und Unterdeckungen aus der Vergangenheit über ein Regulierungskonto keine Rechtsgrundlage gäbe. In diesem Zusammenhang verweist die Behörde auf Kapitel 6.1.4.2 des Bescheides V MET G 01/20, in dem bereits eine umfassende Würdigung dieses Einwands vorgenommen wurde.

4.4. Erlöse aus grenzüberschreitender Speichernutzung

Im Zuge der 3. GSNE-VO 2013 – Novelle 2014, BGBl. II Nr. 69/2014, wurden im (damaligen) § 4 Abs. 6 bis 11 GSNE-VO 2013 Entgelte für die ab diesem Zeitpunkt mögliche grenzüberschreitende Speichernutzung festgelegt.

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgenden Wert für Erlöse aus grenzüberschreitender Speichernutzung angegeben.

Dieser Wert wurde von der Behörde überprüft und als korrekt anerkannt.

4.5. Sonstige Erlöse und Erträge

Bei diesen Erlösen handelt es sich teilweise um Erlöse aus Anlagenverkäufen, die in diese Erlösberechnung miteinzubeziehen sind. Da die Abschreibungen mittels einer regulatorischen Abschreibung berücksichtigt werden, bei der jedes Anlagengut komplett über Abschreibungen berücksichtigt wird, sind die Buchwertabgänge nicht zu berücksichtigen – andernfalls würde das Unternehmen diese Werte doppelt abgegolten bekommen.

Bei der Überprüfung der Saldenlisten des Unternehmens hat die Behörde folgende Erlöskonten, die das Unternehmen dem sonstigen Bereich zugeordnet hat, zusätzlich evaluiert:

Auf Rückfrage der Behörde konnte das Unternehmen die oberen drei Positionen erklären – die Erklärungen zur vierten Position ergaben keine weiteren Aufschlüsse. Somit konnte die Behörde die Angemessenheit der Kosten des Unternehmens iSd Art. 17 GBM-VO 2024 nicht ausreichend bestimmen und berücksichtigt diese Erlöse im Netzbereich kostenmindernd an.

Die Aufrollung der sonstigen Erlöse sieht wie folgt aus:

Diese setzen sich wie folgt zusammen:

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen bot der Behörde in seiner Stellungnahme an, Einsicht in seine Bücher, aus denen sich die Zuordnung zum nicht regulierten Bereich ergeben soll, zu nehmen. Zudem betonte das Unternehmen, dass die Verschmelzung der Baumgarten-Oberkappel-Gasleitungsgesellschaft m.b.H. (BOG) auf die GCA nichts an diesem Zustand ändere, da dem Konzept der Gesamtrechtsnachfolge für Verschmelzungen der Gedanke zu Grunde liege, bestehende Rechtsbeziehungen möglichst unverändert zu belassen. Das Unternehmen habe die betreffenden Kapazitätsrechte außerhalb ihres regulierten Geschäfts erworben und diese damals nicht als Kosten berücksichtigt, sodass spiegelbildlich die betreffenden Erlöse weiterhin nicht im Rahmen der Entgeltregulierung des Unternehmens zu berücksichtigen seien.

Die Behörde forderte das Unternehmen daraufhin auf, die für eine angemessene Beurteilung notwendigen Verträge zwischen GCA und BOG, das Umwandlergebnis, die Rechnungen seit 2023 inklusive eines Nachweises über die Verbuchung im sonstigen Bereich und Nachweise über die Kapazitätsbuchungen im Fernleitungsbereich zu übermitteln. Dieser Anforderung kam das Unternehmen fristgerecht nach.

Nach Durchsicht sämtlicher übermittelter Unterlagen bleibt die Behörde bei ihrer Vorgehensweise, dass die Erlöse aus dem sonstigen Bereich korrekterweise dem Fernleitungsbereich zuzuordnen sind, da diese mit Erlösen aus der Primärkapazitätsvermarktung gleichzusetzen sind. Im Jahr 2014 wurde die BOG als übertragende Gesellschaft in die GCA als übernehmende Gesellschaft verschmolzen. Durch die Verschmelzung übernahm die GCA grundsätzlich sämtliche bis zur Verschmelzung bestehende Rechtsverhältnisse der BOG im Wege der Gesamtrechtsnachfolge. Dies gilt jedoch nicht für Vertragsverhältnisse zwischen der GCA und der BOG, die vor der Verschmelzung bestanden haben. Verträge zwischen der übertragenden Gesellschaft und der übernehmenden Gesellschaft erlöschen durch Konfusion (vgl. *Leupold* in Schwimann/Neumayr (Hrsg), ABGB Taschenkommentar⁶ (2023) § 1445 ABGB, Rn 5). Dies hat zur Folge, dass die GCA keine Kapazitäten mehr bei einem anderen Unternehmen erwirbt und diese separat vermarktet. Letztlich werden direkt zwischen der GCA und ihren Kunden Verträge geschlossen, welche eine Primärkapazitätsvermarktung darstellen und daher auch regulatorisch als solche zu behandeln sind.

4.6. CMP-Maßnahmen ohne Overbooking

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgenden Wert für CMP-Maßnahmen ohne Overbooking angegeben.

Dieser Wert wurde von der Behörde überprüft und als korrekt anerkannt.

4.7. CAPEX (Abschreibungen und Finanzierungskosten)

Bei den CAPEX wurden im Bescheid V MET G 01/17 anhand der Anlagenliste des Jahres 2011, der Investitionen der Jahre 2012 bis 2020 und Prognosen für die Jahre 2021 bis 2024

durchschnittliche CAPEX ermittelt. Diesen durchschnittlichen Planwerten werden nun die tatsächlichen CAPEX gegenübergestellt.

Wie schon im Kapitel 4.2 beschrieben, werden die Kapazitätserlöse der Jahre 2019 bis 2023 über eine normale Aufrollung über das Regulierungskonto und nicht über eine Reduktion bei den Investitionen durchgeführt. Deswegen reduzieren die Übererlöse der Jahre 2019 bis 2023 nicht die CAPEX.

Anders stellt sich dies jedoch bei den Aufrollungen der Jahre bis 2018 dar: da beantragte das Unternehmen im Bescheid V MET G 01/17 dezidiert eine Aufrollung über zukünftige Investitionen. Diese bereits auf diesem Weg gestartete Vorgehensweise wird hier fortgesetzt.

Außerdem kommt es zu einer Reduktion der neuen Investitionen in Höhe der Anlagen in Bau, die das Unternehmen bereits in den Anschaffungswerten der vorhergehenden Jahre angegeben hat. Um diese Investitionskosten der Anlagen in Bau nicht doppelt zu berücksichtigen, sind sie von den Investitionen des Jahres 2021 abzuziehen.

Bei dem vom Unternehmen eingenommenen Netzbereitstellungsentgelt kam es zu einer Rückzahlung. Somit wird der vom Unternehmen bezahlte Betrag im entsprechenden Jahr abgezogen.

Dadurch stellten sich die Aufrollungen für Abschreibungen und Finanzierungskosten im vorläufigen Ermittlungsergebnis wie folgt dar:

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen weist in seiner Stellungnahme zum Kapitel 4.14 darauf hin, dass ein im Jahr 2015 vereinnahmtes Netzbereitstellungsentgelt bereits vollständig refundiert wurde. Die Behörde hat die noch nicht berücksichtigten Rückzahlungen des Netzbereitstellungsentgelts aus dem Jahr 2021 in der Berechnung ergänzt. Somit stellen sich die Finanzierungskosten und die Abschreibungen nach der Stellungnahme folgendermaßen dar:

4.8. Kosten des Marktgebietsmanagers (MGM) und der Regulierung

Die Kosten des Marktgebietsmanagers werden im Ausmaß der transportierten Menge (kWh) auf die einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber verteilt. Diese Kosten beinhalten die Kosten der Regulierung.

Auf Basis der durchschnittlichen eingespeisten Mengen der Jahre 2016 bis 2018 wurden dem Unternehmen 36,3 % der MGM-Kosten inkl. Regulierungskosten iHv TEUR ***** p.a. gemäß Bescheid V MET G 01/17 für die vierte Regulierungsperiode zugerechnet. Daraus ergibt sich folgende Berechnung für die Aufrollung der genannten Kosten:

4.9. Überdeckung aus Tarifierung

Die Tarifierung für die Periode 2021 bis 2024 ergab für das Unternehmen Planerlöse in der Höhe von TEUR ***** abzüglich einer Ausgleichszahlung an die TAG GmbH in der Höhe von TEUR *****, somit insgesamt TEUR *****. Diesen Erlösen steht die Kostenbasis lt. Bescheid des Verfahrens V MET G 01/17 in der Höhe von TEUR ***** gegenüber. Somit ergibt sich eine jährliche Überdeckung in der Höhe von TEUR *****, die im Zuge des Regulierungskontos aufgerollt wird.

4.10. Schiedsgerichtskosten

Dem Unternehmen wurden in der Methode V MET G 01/17 TEUR ***** jährlich für Schiedsgerichtskosten anerkannt. Das Unternehmen teilte die folgenden Werte für Kosten für Schiedsgerichte mit:

Die Unternehmensangaben zeigen, dass es im Jahr 2023 durch die Auflösung von gebildeten Rückstellungen sogar zu einem Erlös bei den Schiedsgerichtskosten kam. Daher ist der Aufrollbetrag sogar höher als der in der Kostenbasis berücksichtigte Wert.

4.11. Zusätzliche Anreize

Im Verfahren V MET G 01/17 wurden dem Unternehmen gemäß der Methode operative Anreize in der Höhe von 5 % der OPEX als zusätzliche Kostenposition anerkannt. Die detaillierten Zielvorgaben wurden jedoch erst im Jahr 2022 ausformuliert.

Das Unternehmen übermittelte folgende Aufstellung als Zielerreichung für das Jahr 2023:

Da das Unternehmen im Jahr 2023 trotz Aufforderung der Behörde einen ersten Methodenentwurf nicht rechtzeitig eingereicht hat, wurde bei den Fristen zur Behördenzusammenarbeit der Zielerreichungsgrad von ***** % nicht erzielt.

Das Unternehmen wurde am 3. Februar 2023 aufgefordert, bis Ende März 2023 einen Methodenentwurf zu übermitteln. Dieser Aufforderung kam das Unternehmen nicht nach. Somit hat die Behörde am 4. April 2023 erneut eine Aufforderung übermittelt mit einer Frist bis zum 14. April 2023 und auf Antrag des Unternehmens wurde sie nochmals bis zum 21. April 2023 verlängert. An diesem Tag wurden die Unterlagen übermittelt. Da das Unternehmen ohne Fristerstreckungsantrag die Unterlagen nicht übermittelte, wurde die rechtzeitige Übermittlung von Unterlagen nicht erreicht. Die Behörde hat im vorläufigen Ermittlungsergebnis eine Fristüberschreitung von vier Tagen angesetzt.

Stellungnahme und Würdigung

BAK und WKÖ weisen in ihren Stellungnahmen darauf hin, dass aufgrund der verspäteten Übermittlung des angeforderten Methodenentwurfs die Fristüberschreitung bei der Behördenzusammenarbeit beginnend mit dem ersten Fristablauf Ende März 2023 bis zur tatsächlichen Einreichung am 21. April 2023 21 statt vier Tage beträgt und dies somit ein Zielerreichungsgrad von ***** % statt ***** % ergibt. Die Behörde sieht diese Korrektur als berechtigt an und führt folgende Anpassung bei der Tabelle der zusätzlichen Anreize durch:

Die Aufrollung stellt sich nach der Korrektur somit wie folgt dar:

4.12. „AGORA“-Kosten

Wie auch in der Aufrollung der Jahre 2013 bis 2016 und 2017 bis 2020 werden die „AGORA“-Kosten (Umstellungsprozess auf das Entry/Exit-System) aufgerollt. Dabei handelt es sich um Kosten, die das Unternehmen nicht beeinflussen kann, da diese vom verordneten Entry Tarif abhängig sind. Die vom Unternehmen angegebenen Werte sehen wie folgt aus:

4.13. Projekte Kapitel VI

Dem Unternehmen wurden in der Methode V MET G 01/17 jährlich TEUR ***** für Projekte gemäß Kapitel VI der Methode 2020 anerkannt. Das Unternehmen teilte die folgenden Ist-Kosten mit:

Dabei handelt es sich um eine auch im letzten Verfahren angewendete Investition aus dem Jahr 2021, die genauso wie im vergangenen Verfahren anzuwenden ist. Die Berechnung dazu sieht wie folgt aus (in EUR):

Die Investitionen dieses Projekts sind jedoch in den gesamten CAPEX des Unternehmens enthalten, da an der Stelle sämtliche Investitionen des Unternehmens abgebildet sind. Die Behörde zieht diesen Buchwert und die AfA zur Vermeidung einer Doppelberücksichtigung somit im Kapitel 4.7 wieder entsprechend ab.

Die Aufrollung sieht somit wie folgt aus:

4.14. Aufzinsung von Änderungen bei CAPEX und Projekten Kapitel VI

Die Methode 2020 gibt vor, dass die Differenzbeträge zwischen Plan- und Ist-Kosten jedes Jahres zur Herstellung der Vergleichbarkeit auf das Anfangsjahr der folgenden Rekalkulationsperiode aufgezinst werden. Daher sind die Differenzbeträge bei den CAPEX und den Projekten Kapitel VI zu errechnen und die Zinsen entsprechend festzustellen. Die Berechnung der angefallenen Zinsen stellte sich im vorläufigen Ermittlungsergebnis wie folgt dar:

Somit waren im vorläufigen Ermittlungsergebnis aus der Position angefallene Zinsen insgesamt TEUR ***** in der bzw. den folgenden Periode/n den Kosten hinzuzurechnen.

Stellungnahmen

Aufgrund der Anpassungen bei der Aufrollung der Finanzierungskosten und Abschreibungen stellt sich die Berechnung der angefallenen Zinsen nach den Stellungnahmen nun wie folgt dar:

4.15. Zusammenfassung der Ergebnisse

Der Überblick über die Aufrollungen des Jahres 2023 sieht nach Berücksichtigung der Stellungnahmen für Kapazitätsaufrollungen wie folgt aus:

Wie bereits im **Kapitel 4.2** erläutert, werden diese Übererlöse nicht bei zukünftigen Investitionen abgezogen, sondern diese werden wie die übrigen Aufrollungen behandelt.

Die Aufrollung des Jahres 2023 sieht nach Stellungnahmen somit wie folgt aus:

Zusammenfassend ist somit für das Jahr 2023 ein Betrag von TEUR ***** kostenmindernd zu berücksichtigen.

Die Behandlung dieser Aufrollung wird im Kapitel 6.8 vorgenommen.

5. Überprüfung der Methode 2020 – notwendige Aufrollungen 2024

Wie im Kapitel 4 angeführt, werden die im Kapitel 14.2 der Methode V MET G 01/20 genannten Punkte für das Jahr 2024 bereits mit einem T-2 Verzug aufgerollt und somit in diesem Bescheid behandelt. In der Methode werden dabei die folgenden Punkte aufgelistet:

- Erlöse aus dem kapazitätsbasierten Entgelt
- Erlöse aus dem mengenbasierten Entgelt
- Erlöse aus Auktionen
- Erlöse aus unterbrechbaren Tarifen
- Erlöse aus Engpassmanagement-Maßnahmen
- Erlöse aus grenzquerender Speichernutzung
- Kosten des Marktgebietsmanagers und Regulierungskosten

- Über-/Unterdeckung aus Tarifierung
- Bezahlte / Erhaltene Ausgleichszahlungen

Erlöse aus dem mengenbasierten Entgelt sind für das Jahr 2024 nicht relevant, da diese in diesem Jahr mit EUR ***** festgesetzt waren.

Bezahlte Ausgleichszahlungen variieren erst ab dem Jahr 2025, weswegen diese Aufrollung erst ab dem Jahr 2025 relevant ist.

5.1. Vermarktete Kapazitäten

Das Unternehmen hat für 2024 seine vermarkteten Kapazitäten bekannt gegeben. Diese wurden von der Behörde überprüft und werden als plausibel angesehen.

Die Methode 2012 wurde insofern adaptiert, dass für diese Periode nicht an jedem Punkt separat überprüft wird, ob die Menge des Risikomengengerüsts erreicht wurde, sondern ob die geplanten Erlöse insgesamt erzielt wurden. Hierfür gelten auch kurzfristige Buchungen und der Aufschlag für kurzfristige Buchungen.

Somit stellte sich die Aufrollung der Kapazitätserlöse im vorläufigen Ermittlungsergebnis wie folgt dar:

Die Mindererlöse ergeben sich aus den Transporten in das Inland und in Speicher, die nicht den Risikomengen unterliegen.

Im Istwert der Kapazitätserlöse war im vorläufigen Ermittlungsergebnis ein eingetretenes Risiko von TEUR ***** für das Jahr 2024 enthalten. Die Ermittlung des gesamten eingetretenen Risikos seit 2013 wird im Kapitel 6.1 berücksichtigt.

Stellungnahme und Würdigung

Der Istwert der Kapazitätserlöse für das Jahr 2024 ist nach Stellungnahme des Unternehmens wie bei der Aufrollung der Kapazitätserlöse für das Jahr 2023 in Kapitel 4.1 zu berichtigen und die korrekte Aufrollung der Kapazitätserlöse stellt sich wie folgt dar:

Im Istwert der Kapazitätserlöse ist ein eingetretenes Risiko von TEUR ***** für das Jahr 2024 enthalten.

5.2. Auktionen

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgenden Wert für Auktionserlöse angegeben.

Dieser Wert wurde von der Behörde überprüft und als korrekt anerkannt.

5.3. Unterbrechbare Transportverträge

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgenden Wert für Erlöse aus unterbrechbaren Transportverträgen angegeben.

Dieser Wert wurde von der Behörde überprüft und als korrekt anerkannt.

5.4. Erlöse aus grenzüberschreitender Speichernutzung

Im Zuge der 3. GSNE-VO 2013 – Novelle 2014, BGBl. II Nr. 69/2014, wurden im (damaligen) § 4 Abs. 6 bis 11 GSNE-VO 2013 Entgelte für die ab diesem Zeitpunkt mögliche grenzüberschreitende Speichernutzung festgelegt.

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgenden Wert für Erlöse aus grenzüberschreitender Speichernutzung angegeben.

5.5. CMP-Maßnahmen ohne Overbooking

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgenden Wert für CMP-Maßnahmen ohne Overbooking angegeben.

Dieser Wert wurde von der Behörde überprüft und als korrekt anerkannt.

5.6. Kosten des Marktgebietsmanagers (MGM) und der Regulierung

Die Kosten des Marktgebietsmanagers werden im Ausmaß der transportierten Menge (kWh) auf die einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber verteilt. Diese Kosten beinhalten auch die Kosten der Regulierung.

Auf Basis der durchschnittlichen eingespeisten Mengen der Jahre 2016 bis 2018 wurden dem Unternehmen 36,3 % der MGM-Kosten inkl. Regulierungskosten iHv TEUR ***** p.a. gemäß Bescheid V MET G 01/17 für die vierte Regulierungsperiode zugerechnet. Daraus ergibt sich folgende Berechnung für die Aufrollung der genannten Kosten:

Dieser Wert wurde von der Behörde überprüft und als korrekt anerkannt.

5.7. Überdeckung aus Tarifierung

Die Tarifierung für die Periode 2021 bis 2024 ergab für das Unternehmen Planerlöse in der Höhe von TEUR ***** abzüglich einer Ausgleichszahlung an die TAG GmbH in der Höhe von TEUR *****, somit insgesamt TEUR *****. Diesen Erlösen steht die Kostenbasis lt. Bescheid des Verfahrens V MET G 01/17 in der Höhe von TEUR ***** gegenüber. Somit ergibt sich eine jährliche Überdeckung in der Höhe von TEUR *****, die im Zuge des Regulierungskontos aufgerollt wird.

5.8. Zusammenfassung der Ergebnisse

Der Überblick über die Aufrollungen des Jahres 2024 sieht nach Berücksichtigung der Stellungnahmen für Kapazitätsaufrollungen wie folgt aus:

Wie bereits im **Kapitel 4.2** erläutert, werden diese Übererlöse nicht bei zukünftigen Investitionen abgezogen, sondern werden diese wie die übrigen Aufrollungen behandelt.

Die lt. Methode in diesem Verfahren relevanten Aufrollungen des Jahres 2024 sehen somit wie folgt aus. Alle mit „n.A.“ gekennzeichneten Aufrollungen werden entsprechend der Methode 2024 im nächsten Verfahren durchgeführt.

Zusammenfassend ist somit für das Jahr 2024 in diesem Verfahren ein Betrag von TEUR ***** kostenmindernd zu berücksichtigen.

Die Behandlung dieser Aufrollung wird im Kapitel 6.8 vorgenommen.

6. Ergebnis der Anwendung der Methode 2024 gemäß § 82 GWG 2011

Die Anwendung der festgelegten Methode (Beilage ./1) ergibt folgende Auswirkung auf die Kosten- und Mengenfeststellung für die fünfte Regulierungsperiode.

6.1. Rückabwicklung des Mengenrisikos

Zur Begründung der Notwendigkeit der Rückabwicklung des Mengenrisikos verweist die Behörde auf die ausführlichen Ausführungen dazu im Bescheid V MET G 01/20.

Im genannten Bescheid V MET G 01/20 wurden für die Jahre 2023 und 2024 Planwerte für die Berechnung der Aufrollung verwendet. Diese Planwerte werden nun für das Jahr 2023 durch die aktuellen Ist-Werte ersetzt, für das Jahr 2024 wird das eingetretene Risiko aktualisiert. Die aktualisierte Tabelle mit der notwendigen Rückabwicklung sieht somit wie folgt aus:

Werte in EUR

Die Werte des eingetretenen Risikos der Jahre 2017 und 2018 unterscheiden sich von jenen Werten, die im Verfahren V MET G 01/20 angewendet wurden. Der Grund dafür liegt in der Tatsache, dass das Unternehmen im Verfahren V MET G 01/17 beantragt hat, dass die Erlöse aus grenzüberschreitender Speichernutzung ebenfalls das eingetretene Risiko reduzieren. Diesem Antrag wurde in diesem Verfahren zugestimmt. Jedoch wurde diese Reduktion des Risikos bei der Berechnung des eingetretenen Risikos im letzten Verfahren noch nicht berücksichtigt. Aufgrund dieser Korrektur ist das eingetretene Risiko des Jahres 2017 um TEUR ***** und jenes des Jahres 2018 um TEUR ***** zu reduzieren.

Ebenfalls geändert wurde das eingetretene Risiko in den Jahren 2021 und 2022. Zu diesen Änderungen verweist die Behörde auf die Ausführungen im Kapitel III.3 der Gegenschrift der Behörde vom 7. November 2024 im Beschwerdeverfahren gegen den Bescheid V MET G 01/20.

Davon abzuziehen sind TEUR *****, die bereits im Jahr 2025 an die Kunden rückabgewickelt werden. Somit verblieben im vorläufigen Ermittlungsergebnis TEUR *****, die über weitere 14 Jahre verteilt an die Kunden rückzuführen sind bzw. sind die exakten Erlöse aus dem Risikoaufschlag des Jahres 2024 noch im nächsten Verfahren zu bestimmen.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen weist in seiner Stellungnahme darauf hin, dass die Werte für das eingetretene Risiko der Jahre 2023 und 2024 zu niedrig angesetzt seien, da die Summierung der Erlöse für die Berechnung der risikobehafteten E/E-Punkte inkorrekt sei. Es wird eine Tabelle übermittelt, die die korrigierten Werte für das Jahr 2023 und 2024 abbildet, in der sich jedoch auch ein abweichender Wert für das Jahr 2021 ergibt.

Das Unternehmen hat bei seiner Berechnung der Erlöse und damit des eingetretenen Risikos die Aufschläge für unterjährige Vermarktung nicht berücksichtigt. Unter Berücksichtigung dieser Erlöse für die Aufschläge für die unterjährigen Kapazitäten ist betreffend das Kalenderjahr 2021 ein Wert von ***** Euro anzusetzen.

Die Behörde führt die Korrektur für die Jahre 2023 und 2024 durch und somit ergibt sich für die Rückabwicklung des Mengenrisikos folgende Tabelle:

Werte in EUR

Davon abzuziehen sind weiterhin TEUR ***** , die bereits im Jahr 2025 an die Kunden rückabgewickelt werden. Somit verbleiben TEUR ***** , die über weitere 14 Jahre verteilt an die Kunden rückzuführen sind bzw. sind die exakten Erlöse aus dem Risikoaufschlag des Jahres 2024 noch im nächsten Verfahren zu bestimmen. Für das Jahr 2026 ergibt sich somit ein Wert von TEUR ***** .

6.2. Berechnung der Finanzierungskosten und Abschreibungen („CAPEX“)

Rechtliche Grundlage für die Behandlung von Finanzierungskosten ist § 82 Abs. 1 GWG 2011, der § 80 GWG 2011 für sinngemäß auf Fernleitungsnetzbetreiber anwendbar erklärt.

Die Bestimmung der CAPEX erfolgt gemäß Kapitel 1 der Methode.

6.2.1. Ermittlung der Regulated Asset Base

In der Methode für die Regulierungsperiode 2025-2027 wurde festgelegt, dass für die Ermittlung des verzinslichen Anlagevermögens (regulated asset base bzw. „RAB“) die Buchwerte heranzuziehen sind. Dafür hat die Behörde das Unternehmen aufgefordert, eine Planbilanz für das Jahr 2026 zu übermitteln.

Am 8. Jänner 2025 wurde das Unternehmen noch telefonisch gebeten, eine Aufteilung der Buchwerte für die Anlagenaktivierung auf „bis inkl. 2024“, „2025“ und „2026“ vorzunehmen.

Diese Aufteilung ist notwendig, da das Unternehmen auf die unterschiedlichen Anlagenzugangszeitpunkte unterschiedliche Zinsen erhält. Die übermittelten Werte enthielten diese Daten und gehen in die Ermittlung der Finanzierungskosten ein.

6.2.2. Ermittlung des gewichteten Kapitalkostensatzes (WACC)

Entsprechend der Methode für die 5. Periode wird die RAB bis inklusive 2024 mit dem $WACC_{\text{Altbestand}}$ multipliziert und die übrigen Investitionen (jahresspezifisch) mit dem $WACC_{\text{Neuinvest}}$. Der Wert des $WACC_{\text{Altbestand}}$ entspricht unverändert dem Wert aus dem Vorjahr; der $WACC_{\text{Neuinvest}}$ für das Jahr 2026 stützt sich auf das Gutachten der nichtamtlichen Sachverständigen (**NASV**) *Randl/Zechner* (als Beilage ./6 zum vorläufigen Ermittlungsergebnis übermittelt).

	WACC 4. Periode	WACC 5. Periode Gas-Fernleitungsnetzbetreiber			
		$WACC_{\text{Altbestand}}$	$WACC_{\text{Neuinvest2025}}$	$WACC_{\text{Neuinvest2026}}$	$WACC_{\text{Neuinvest2027}}$
risikoloser EK-Zins	1,08%	1,16%	3,08%	2,97%	<i>Wird in 2026 aktualisiert</i>
FK-Zins	1,41%	2,26%	3,99%	3,58%	<i>Wird in 2026 aktualisiert</i>
Ausgabekosten FK	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%
Marktrisikoprämie	4,50%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Beta unverschuldet	0,400	0,410	0,410	0,410	0,410
Beta verschuldet	0,850	0,884	0,884	0,884	0,884
FK-Anteil	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%
EK-Anteil	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%
Steuersatz	25,00%	23,00%	23,00%	23,00%	23,00%
EK-Zins vor Steuern	6,54%	7,25%	9,74%	9,60%	<i>Wird in 2026 aktualisiert</i>
EK-Zins nach Steuern	4,91%	5,58%	7,50%	7,39%	<i>Wird in 2026 aktualisiert</i>
FK-Zins vor Steuern	1,61%	2,46%	4,19%	3,78%	<i>Wird in 2026 aktualisiert</i>
WACC vor Steuern	3,58%	4,37%	6,41%	6,11%	<i>Wird in 2026 aktualisiert</i>
WACC nach Steuern	2,69%	3,37%	4,94%	4,70%	<i>Wird in 2026 aktualisiert</i>

6.2.3. Berechnung der Plan-CAPEX

Für die Berechnung der Plan-CAPEX hat das Unternehmen folgende Daten übermittelt:

Die übermittelten Daten erscheinen der Behörde grundsätzlich plausibel und entsprechen auch in etwa jenen Werten, die die Behörde im Bescheid V MET G 01/20 für das Jahr 2026 prognostiziert hat.

Die Planwerte werden allerdings, vorbehaltlich einer inhaltlichen Würdigung der angeführten „Sonderabwertung 2024“, angesetzt. Mit der Verwendung dieser Planwerte ist keine inhaltliche Behandlung des Themas „Sonderabwertung 2024“ verbunden. Da für das Jahr 2024 noch die alte Methode in Anwendung war, in der die Kapitalkosten nicht auf Basis der bilanzierten Werte erfolgte, muss noch evaluiert werden, wie diese Sonderabschreibung inhaltlich zu behandeln ist. Dieses Thema wird in jenem Ermittlungsverfahren, in dem die Kapitalkosten des Jahres

2025 gem. gültiger Methode final festzustellen sind, ermittelt. Die Behandlung der „Sonderabwertung 2024“ erfolgt erst in jenem Verfahren, in dem die Aufrollung der Planwerte des Jahres 2026 mit den dann vorliegenden Istwerten erfolgt.

Bei den Baukostenzuschüssen (BKZ) ist davon auszugehen, dass diese im Jahr 2026 – dem Jahr mit den größeren Investitionen – beim Unternehmen einlangen, weshalb diese von den Investitionen des Jahres 2026 abgezogen werden.

Werden diese Werte mit den Zinssätzen des Kapitels 6.2.2 multipliziert, so ergeben sich folgende Finanzierungskosten:

Im Bescheid V MET G 01/17 hat das Unternehmen entsprechend dem Wahlrecht in der Methode der dritten Regulierungsperiode für die Jahre 2017 und 2018 beantragt, dass Übererlöse aus verkauften Produkten über zukünftige Investitionen an die Netznutzer zurückgeführt werden. Dafür wurde im damaligen Bescheid eine sogenannte Negativinvestition gebildet, die von den Neuinvestitionen abgezogen wird. Diese Abzugsposition wird für die Ermittlung der Kosten des Jahres 2026 fortgeführt. Die entsprechende Berechnung dazu sieht wie folgt aus und der Wert von TEUR ***** kommt bei der Ermittlung der CAPEX für das Jahr 2026 zum Abzug:

Anmerkung: JA=Jahresanfang, JE=Jahresende

Das Unternehmen wurde ebenfalls aufgefordert, eine Plan-GuV des Jahres 2026 zu übermitteln. Anstelle einer Plan-GuV hat das Unternehmen lediglich den Wert der Abschreibungen (Absetzung für Abnutzung bzw. AfA) wie folgt angegeben:

Eine Überprüfung bzw. Plausibilisierung des Wertes war mangels entsprechender Angaben des Unternehmens nicht möglich.

Für den Ansatz des Kostenwerts für die Abschreibungen gilt dasselbe wie oben zu den Buchwerten bereits ausgeführt. Eine abschließende inhaltliche Beurteilung zur Angemessenheit des Wertes erfolgt in jenem Verfahren, indem die Planwerte mit den Istwerten jeweils aufgerollt werden.

Zusammengefasst ergeben sich für das Jahr 2026 folgende vorläufige Plan-CAPEX:

Da es sich bei den CAPEX um Planwerte handelt, sind die entsprechenden Plan-Ist-Differenzen aufzurollen und gemäß der Methode mit dem Fremdkapitalzins auf das Jahr der Berücksichtigung der Änderung aufzuzinsen.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen führt in seiner Stellungnahme aus, dass es aufgrund der Umstellung der Kostenbasis von Wiederbeschaffungs- auf Anschaffungskosten sowie der Aufrollung der Risikoerlöse aus der Vergangenheit gezwungen gewesen sei, im Jahresabschluss 2024 nach UGB eine außerplanmäßige Abschreibung des Anlagevermögens in Höhe von TEUR ***** durchzuführen und fordert die Behörde auf, offen zu legen, wie sie diese Sonderabwertung zu behandeln gedenke, da das Unternehmen seiner Ansicht nach in seinem Recht auf Parteiengehör gemäß § 45 Abs 3 AVG verletzt sehe. Des Weiteren solle diese Auskunft auch für zukünftige Investitionsentscheidungen, wie insbesondere für den WAG Loop 1 unerlässlich sein.

Dazu ist zunächst auszuführen, dass die Behandlung der im Jahresabschluss 2024 beim Unternehmen erfolgten außerplanmäßigen Absetzung für Abnutzung nach der anzuwendenden Methode 2024 erst mit der Aufrollung der Plan-CAPEX des Jahres 2025 zu erfolgen hat. Eine solche Aufrollung erfolgt im zweiten Jahr nach dem Auftreten („T-3 Verzug“; siehe Kapitel 14.3. der Methode 2024). Damit ist eine abschließende Behandlung der gegenständlichen „Sonderabwertung“ nicht Gegenstand des vorliegenden Verfahrens. Überdies sind die Angaben des Unternehmens in seiner Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis vom 7. März 2025, wonach durch eine Reduktion der RAB um EUR ***** (dies entspricht der gesamten Sonderabwertung im Jahr 2024) zu einer Doppelbelastung führe, für die Behörde nicht nachvollziehbar. Auf Basis einer diesbezüglichen Nachfrage der Behörde, führte das Unternehmen mit Stellungnahme vom 25. März 2025 aus, dass die Abwertung iHv gesamt EUR ***** zu EUR ***** dem Fernleitungsnetz und zu EUR ***** dem Verteilernetz zuzuordnen sei. Dies steht jedoch im Widerspruch zu den vom Unternehmen im Rahmen der Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis betreffend das Fernleitungsnetz eingebrachten EUR ***** . Daher werden hierzu im parallel laufenden Ermittlungsverfahren für das Gas-Verteilernetz der GCA noch weitere Ermittlungsschritte

erfolgen, um den Sachverhalt beurteilen zu können. Da die Behandlung der Kapitalkosten des Jahres 2024 erst im kommenden MET-Verfahren zu beurteilen sind, besteht auch nicht die Notwendigkeit im nun laufenden Verfahren eine kurzfristige Festlegung zu treffen.

Das Unternehmen führt zudem aus, dass die Kenntnis der künftigen Behandlung dieser Sonderabwertung für künftige Investitionsentscheidungen des Unternehmens, wie insbesondere den WAG Loop 1, unerlässlich sei. Dies ist für die Behörde jedoch keineswegs nachvollziehbar, zumal sich das Thema der Sonderabwertung auf die Behandlung von Altanlagen bezieht, der WAG Loop 1 jedoch eine Neuinvestition darstellt. Eine Vermengung dieser beiden Themen ist daher nicht sachlich korrekt.

Darüber hinaus fordert das Unternehmen von der Behörde eine Beurteilung des Sachverhalts zur regulatorischen Behandlung der WAG Loop 1 – Förderung, da *„[e]ine abschließende Beurteilung dieses Sachverhalts in diesem Verfahren ist unerlässlich“* sei. Dazu ist jedoch auszuführen, dass der Behörde der finale Vertrag betreffend das Projekt WAG Loop 1 nicht vorgelegt wurde. Auch Vertragsentwürfe sind der Behörde nicht zur Kenntnis gebracht worden. Die Beurteilung des bezughabenden Vertrages und der darin zwischen dem Bund und dem Unternehmen festgelegten Rahmenbedingungen ist jedoch für die Festlegung der regulatorischen Behandlung essenziell, weshalb eine abschließende Behandlung im gegenständlichen Verfahren nicht erfolgen kann.

Abschließend ist auf die vermeintliche Verletzung des Rechts auf Parteiengehör gemäß § 45 Abs. 3 AVG dadurch, dass die Behörde die intendierte Behandlung der Sonderabwertung nicht zur Stellungnahme an das Unternehmen übermittelte, einzugehen. Nach der stRsp. des Verwaltungsgerichtshofs (**VwGH**) müssen der ermittelte Sachverhalt, wenn die eigenen Angaben der Partei die wesentliche Entscheidungsgrundlage bilden, sowie die Würdigung der von der Partei selbst stammenden Beweismittel und die darauf gestützte rechtliche Beurteilung nicht vor der Entscheidung zur Kenntnis gebracht werden (vgl. VwGH 13.02.2020, 2020/19/0009 mwN). Nachdem es sich bei den Informationen betreffend die Sonderabwertung um eigene Angaben des Unternehmens handelt und die regulatorische Behandlung Teil der rechtlichen Beurteilung der Behörde ist, wäre die konkrete Behandlung (die vorliegend, wie bereits ausgeführt, im gegenständlichen Verfahren nicht zu erfolgen hat) auch nicht dem Parteiengehör zuzuführen.

6.2.4. Kompensationszahlung

Im Verfahren V MET G 01/20 führte die Behörde eine ausschließlich für diese Regulierungsperiode geltende Kompensationszahlung für die Umstellung von Wiederbeschaffungswerten auf Buchwerte ein. Diese Kompensationszahlung beträgt jährlich TEUR *****. Somit werden jährlich – so auch im Jahr 2026 – zusätzliche Erlöse des Unternehmens in der Höhe von TEUR ***** als Umstellungserlöse in der Periode 2025 bis 2027 anerkannt.

6.3. Berücksichtigung von Synergien gemäß § 80 Abs. 4 GWG 2011 („IRAB“)

Im Verfahren V MET G 01/13 wurde dem Unternehmen ein IRAB aus OPEX-Einsparungen errechnet. Dieses System wird in dieser Periode entsprechend mit dem aktualisierten WACC fortgeführt.

Anmerkung: JA=Jahresanfang, JE=Jahresende

Aus der Darstellung der Berechnung ergibt sich, dass im Jahr 2026 TEUR ***** als zusätzliche Kosten für die Abgeltung des IRAB anzusetzen sind.

6.4. Betriebskosten

Im nachfolgenden Kapitel werden die Betriebskosten („OPEX“) für den laufenden Betrieb des Fernleitungsnetzes exkl. der Kosten für Verdichterenergie und CO₂-Kompensationen behandelt.

6.4.1. Betriebskosten aus dem laufenden Betrieb

Im Verfahren V MET G 01/20 wurde für das Unternehmen folgende Kostenausgangsbasis für OPEX bestimmt, die im vorläufigen Ermittlungsergebnis angesetzt wurde:

Nach Versand des vorläufigen Ermittlungsergebnisses sind nun auch alle Werte veröffentlicht worden, die für die Bestimmung des NPI für das Jahr 2024 notwendig sind. Daher wird dieser Wert auch mit 6,488 % (vgl. Beilage ./4) berechnet und der Planwert durch den tatsächlichen Wert aktualisiert. Dadurch ergeben sich die folgenden OPEX als Ausgangsbasis des Jahres 2024:

Der darauf anzuwendende Abschlagsfaktor setzt sich einerseits aus einem generellen Abschlagsfaktor und andererseits aus einem individuellen Abschlagsfaktor zusammen. Für den generellen Abschlagsfaktor (X_{gen}) wird ein Wert von 0,4 % jährlich angewendet.

6.4.2. Zielvorgabe (X_{ind})

6.4.2.1. Sachverhalt

Ergänzend zum Verfahrensablauf (Kapitel 1) wird festgestellt:

Das Unternehmen hat am Effizienzvergleich TCB21 von CEER, durchgeführt von SUMICSID teilgenommen. Sämtliche am TCB21 teilnehmenden Netzbetreiber haben Vertraulichkeitsvereinbarungen mit SUMICSID abgeschlossen, wonach die bereitgestellten Informationen und unternehmensbezogenen Ergebnisse von SUMICSID nur dem jeweiligen Unternehmen und der zuständigen nationalen RegB offengelegt werden dürfen.

Die Durchführung und Ergebnisse des TCB21 entsprechen dem Stand der Wissenschaft.

SUMICSID empfiehlt die Anwendung der Modellspezifikationen mit Umweltkorrektur, also die Modelle G1445.V3.env4 und G4450.V3.env3. Frontier Economics sieht die Korrektur für Umwelteigenschaften im Kontext eines europaweiten Benchmarkings von Gas-Fernleitungsnetzbetreiber, und somit die Umweltkorrekturvarianten G1445.V3.env4 und G4450.V3.env3, als besonders wichtig an. Die RegB wird daher die empfohlenen Modellspezifikationen mit Umweltkorrektur anwenden.

Für die Netzbetreiberin ergeben sich die folgenden Effizienzwerte: ***** % im Modell G1445.V3.env4 und ***** % im Modell G4450.V3.env3. Somit ergibt sich auf Grundlage des Durchschnitts für das Unternehmen ein finaler Effizienzwert von *****%. Unter Anwendung der Methode 2024, in der ein maximaler Abschlagsfaktor iHv jährlich 2,0 % (X_{gen} und X_{ind}) vorgesehen ist, ergibt sich ein Abschlagsfaktor iHv ***** %.

6.4.2.2. Beweiswürdigung

Die Feststellungen gründen sich auf den TCB21 Unterlagen von SUMICSID (Beilagen 1-16 zum Einladungsschreiben zur Stellungnahme zu den TCB21 Unterlagen vom 21. November

2024), der ergänzenden gutachterlichen Stellungnahme von Prof. Dr. Agrell von SUMICSID³ (als Beilage ./4 zum vorläufigen Ermittlungsergebnis übermittelt), den Prüfbericht von KPMG⁴ (als Beilage ./5 zum vorläufigen Ermittlungsergebnis übermittelt) sowie das Kurzgutachten von Frontier Economics⁵ (als Beilage ./3 zum vorläufigen Ermittlungsergebnis übermittelt).

Aus Sicht der BAK wurden die TCB21 Dokumente allem Anschein nach wissenschaftlich gewissenhaft und solide erarbeitet. Sie begrüßt die Einbeziehung der TCB21 Benchmarking-Ergebnisse.

Auch die WKÖ unterstützt die Festlegungen der Behörde im vorläufigen Ermittlungsergebnis. Sie fordert jedoch zusätzlich, dass für die nächste Regulierungsperiode der Deckel für X_{gen} nicht bei 2 % liegen soll, sondern wie im Verteilnetz bei 3,32 % (dies entspreche einer Mindesteffizienz von 80 % bei einer Abbaudauer von 7,5 Jahren).

Das Unternehmen brachte sowohl zu den TCB21 Unterlagen vom 18. Dezember 2024 als auch in der Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis Kritikpunkte das TCB21-Projekt betreffend sowie in weiterer Folge der Anwendung eines X_{ind} auf Basis der TCB21-Ergebnisse vor. Zudem nahm das Unternehmen mit Stellungnahme vom 24. März 2025 zu den Stellungnahmen der WKÖ und der BAK Stellung und ergänzte seine Kritik am TCB21-Projekt, unter anderem auch unter Vorlage eines Gutachtens des Privatsachverständigen Prof. Gugler (**PSV**). Basierend auf dieser Kritik kommt das Unternehmen zum Schluss, dass das TCB21-Benchmarking nicht zur direkten Ermittlung des individuellen Produktivitätsfaktors herangezogen werden könne.

Die Kritik vermochte die Behörde aus den folgenden Gründen nicht zu überzeugen – wobei hier unter jedem Unterpunkt zuerst das Vorbringen des Unternehmens in einem Absatz angeführt ist und anschließend jedes Argument gewürdigt wird:

- a. Vorbringen des Unternehmens: Die Heranziehung des TCB21 Projekts als Beweismittel sei rechtswidrig, weil „das vorgenommene Benchmarking Defizite im Hinblick auf die Vergleichbarkeit der miteinander verglichenen Fernleitungsnetzbetreiber“ aufweise. Die Korrekturfaktoren, die im Rahmen des

³ SUMICSID (2025): Exploring Efficiency Assessment for Gas Connect Austria (436).

⁴ KPMG (2024): Post-run audit of the international transmission benchmarking TCB21 for gas.

⁵ Frontier Economics (2025): Methodenregulierung Gasfernleitungsnetzbetreiber in Österreich – Beurteilung des Benchmarking-Projekts TCB21 für Gas-Fernleitungsnetzbetreiber.

Projektes zur Herstellung der Vergleichbarkeit vorgenommen werden, seien „rein schematisch“ und seien nicht geeignet, die Fernleitungsnetzbetreiber strukturell vergleichbar zu machen.

Dieser Einwand kann seitens der RegB nicht geteilt werden. So zeigt Frontier Economics (Tabelle 5 des Expertengutachtens) insgesamt 13 unterschiedliche Prozessschritte in TCB21, durch die die Vergleichbarkeit der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber in Anbetracht der (internationalen) Heterogenität hergestellt werden soll.

Auf Basis dieser Zusammenfassung schlussfolgert Frontier Economics:

„Sumicsid [hat] verschiedenste Maßnahmen vorgenommen [...], um die Vergleichbarkeit des internationalen Datensamples der Gas-FNB herzustellen. Die These, dass die geschätzte Ineffizienz aus TCB21 nur auf unkontrollierte Heterogenität und nicht auf reale Ineffizienz zurückzuführen sei, kann in Anbetracht der von Sumicsid vorgenommenen Maßnahmen, nicht bestätigt werden. Analog kann die These nicht bestätigt werden, dass die von Sumicsid angewendeten Korrekturmaßnahmen nicht geeignet sind, die Gas-FNB strukturell vergleichbar zu machen.“⁶

Bevor im Folgenden die Beweiswürdigung der im Gutachten des PSV, das der Stellungnahme vom 24. März 2025 beiliegt, vorgebrachten Punkte erfolgt, ist auszuführen, dass die gutachterliche Stellungnahme des PSV aus Sicht der RegB weder hinsichtlich des Umfangs noch der nachvollziehbaren Darlegung der vorgetragenen Argumente auch nur im Ansatz qualitativ mit den Gutachten von SUMICSID und Frontier Economics vergleichbar ist. Auf den 11 Seiten der gutachterlichen Stellungnahme des PSV wird der, wie im Folgenden dargelegt, letztlich gescheiterte Versuch unternommen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechende Benchmarking-Methodik pauschal zu kritisieren. Die RegB geht folgend, auch wenn sie die gutachterliche Stellungnahme keineswegs qualitativ mit den mehreren hundert Seiten umfassenden Dokumenten des TCB21-Benchmarkings vergleichbar erachtet, auf die einzelnen, weitgehend pauschal gefassten Kritikpunkte des PSV ein.

- b. Vorbringen des PSV in Kapitel 2.1. „Keine Vergleichbarkeit“: Beim TCB21 Benchmarking sei die Vergleichbarkeit der Unternehmen nicht gegeben. „Die fehlende

⁶ Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 127.

Vergleichbarkeit impliziere auch, dass keine einheitliche Outputmessung gegeben“ sei. Ein Ausdruck davon sei „das Phänomen“, dass die GCA bei einem der angewendeten Outputparameter – nämlich Rohrmantelfläche Mittel/Niederdruck – einen Wert von null habe, da das Unternehmen nur Gasrohre mit höherem Druck betreibe. Dies führe dazu, dass bestimmte Kosten über die DEA der Produktion dieses Outputs zugeordnet würden, obwohl dieser Output tatsächlich gar nicht existiere bzw. gar nicht produziert werden könne. „Die fehlerhafte Definition der Outputs“ verursache somit eine „systematisch verzerrte Effizienzbewertung“.

Dem Vorwurf der mangelnden Vergleichbarkeit wurde von der Behörde bereits unter Punkt a fundiert entgegengetreten. Wie im Folgenden dargelegt wird, sind die Ausführungen des PSV nicht nur unzutreffend, sondern auch irreführend.

Der PSV versucht, das Benchmarking-Modell mit seinen vier unterschiedlichen Output-Parametern auf einen einzigen Output zu reduzieren – und verzerrt damit bewusst den methodischen Gesamtzusammenhang. Dabei blendet er vollständig aus, dass das von ihm zitierte Modell G1445.V3.(env4) ausdrücklich auch den Output „Rohrmantelfläche Hochdruck“ enthält – also jener Output-Parameter, der die Versorgungsaufgabe der GCA im Hinblick auf die Dimension „Bereitstellung des Netzes“ maßgeblich abbildet.

Das unabhängige Expertengutachten von Frontier Economics bestätigt ausdrücklich, dass in dem Modell das Kriterium „Vollständigkeit“, also die Abdeckung aller Aspekte der Versorgungsaufgabe, erfüllt ist. Auf Basis seiner Analyse schlussfolgert Frontier Economics:

„Die in der finale Modellspezifikation für G1445.V3 und G1445.V3.env4 enthaltenen Vergleichsparameter sind zur Abbildung der Versorgungsaufgaben „Bereitstellung Kapazität“, „Bereitstellung Netz“ und teilweise „Bereitstellung Dienstleistungen“ aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht gut interpretierbar. Dies gilt auch für die Korrektur um Umweltfaktoren für beide Pipelineparameter. Die Modellspezifikation deckt alle Druckstufen vollständig ab.“⁷

Somit hat Sumicsid in dem Modell durch die angewendeten Output-Parameter die „Vollständigkeit“ sichergestellt. Die vom PSV behauptete „uneinheitliche Messung der

⁷ Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 93.

Outputs“ ist damit klar widerlegt. Ebenso ist seine Behauptung, der Output sei fehlerhaft definiert, nicht haltbar – die einzelnen Parameter sind im Dokument *Modelspecification GAS* eindeutig und transparent in einer Tabelle beschrieben.⁸

Dass das betreffende Unternehmen in dem vom PSV selektiv hervorgehobenen Output einen Wert von Null aufweist, ist im Rahmen der DEA-Benchmarking-Methode (**DEA**) methodisch nicht maßgeblich – eine Tatsache, die beim folgenden Punkt c noch detailliert erläutert wird.

Aus alledem folgt, dass der vom PSV identifizierte methodische Nachteil für das Unternehmen tatsächlich nicht existiert.

- c. Vorbringen des PSV in Kapitel 2.2. „Null-Output führt eher zu Einstufung als ineffizient“:
Wenn ein Unternehmen einen „Null-Output in einer bestimmten Dimension“ habe – wie die GCA beim Output Rohrmantelfläche Mittel/Niederdruck – werde es als ineffizient eingestuft, falls „einige der Vergleichsunternehmen höhere Werte bzw. einfach nur positive Werte“ in diesem Output hätten. Dies scheine bei der GCA der Fall zu sein.

Die Ausführungen des PSV sind für die RegB in keiner Weise nachvollziehbar. Der PSV unterliegt hier in Bezug auf die DEA offenbar einem grundlegenden Missverständnis oder eine verwechselt die DEA mit der in TCB21 nicht zur Anwendung gekommenen MOLS-Methodik. Um diesem möglichen Irrtum entgegenzuwirken, wird nachfolgend zunächst die Funktionsweise der nicht-parametrischen Benchmarking-Methode DEA skizziert und sodann auf deren konkrete Anwendung im Fall des gegenständlichen Unternehmens eingegangen.

Im Rahmen der DEA besteht für Unternehmen die Möglichkeit, einen Effizienzwert von 100 % zu erzielen, sofern sie in nur einer Output-Dimension eine effiziente Performance bzw. die beste Output/Input-Relation aufweisen. Von zentraler Bedeutung ist in diesem Zusammenhang auch die Funktionsweise der Output-Gewichtung: Die Effizienz wird mittels linearer Optimierung so berechnet, dass die Output-Gewichte individuell je Netzbetreiber gewählt werden – mit dem Ziel, dessen Effizienzwert zu maximieren. Besonders bei Unternehmen mit spezifischen Output-Profilen führt dies zu entsprechend hohen Gewichtungen jener Output-Parameter, in denen relative Stärken bestehen. Dieses

⁸ Vgl. Model Specification Gas Note (Beilage 6 zum Einladungsschreiben zur Stellungnahme zu den TCB21 Unterlagen vom 21. November 2024), S. 14ff.

methodische Verständnis wird im Übrigen auch im Kurzgutachten von Frontier Economics bestätigt:

„In TCB21 wird die Data Envelopment Analysis (DEA) als Effizienzvergleichsmethode herangezogen. Bei der DEA wird die relative Bedeutung der verschiedenen Kostentreiber endogen durch das lineare Optimierungsverfahren und den zugrunde liegenden Daten bestimmt. Folglich können die Gewichtungen der einzelnen Outputs (Vergleichsparameter) für jeden Gas-FNB unterschiedlich ausfallen. Dies bedeutet auch, dass es für einen Gas-FNB ausreichen kann, in nur einer Merkmalsausprägung, d.h. Output/Input Relation, sehr gut abzuschneiden, um einen hohen Effizienzwert zu erzielen. Dadurch können Spezifika von Unternehmen bei der Bestimmung der Effizienzwerte erfasst werden.“⁹

In diesem Zusammenhang ist zudem auf das von der RegB in Auftrag gegebene Zusatzgutachten von SUMICSID zu verweisen, das sich gezielt mit der Fragestellung befasst hat, ob es beim Unternehmen aufgrund des unterschiedlichen Anteils von Nieder- und Mitteldruckrohren zu Hochdruckrohren im Effizienzwert zu einer potenziellen Verzerrung gekommen sein könnte.

SUMICSID arbeitet in dem Zusatzgutachten auf Basis einer Analyse der Output-Gewichtungen für das Unternehmen heraus, dass keines der effizienten Peer-Unternehmen ein positives Gewicht bei dem Output-Parameter „Rohrmantelfläche Mittel/Niederdruck“ aufweist. Vielmehr liegt die relative Stärke der GCA ausschließlich in der Output-Dimension „Kompressor (Anzahl)“ und der Peer-Unternehmen hauptsächlich in dem Output „NormGrid exkl. Pipelines“.¹⁰ Mit anderen Worten: Weder der vom PSV selektiv hervorgehobenen Output „Rohrmantelfläche Mittel/Niederdruck“ noch die Outputs „Rohrmantelfläche Hochdruck“ und „NormGrid exkl. Pipelines“ sind für den Effizienzwert des Unternehmens maßgeblich, weil für das Unternehmen bei dem Output „Kompressor (Anzahl)“ ein Gewicht von 100 % angesetzt wird.

Das Gutachten bestätigt somit eindeutig, dass der Effizienzwert der GCA im Modell G1445.V3.(env4) ausschließlich durch den Output „Kompressor (Anzahl)“ bestimmt wird und

⁹ Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 42.

¹⁰ Vgl. SUMICSID (2025), S. 7f.

die festgestellte Ineffizienz schlichtweg auf hohe Stückkosten zurückzuführen ist – nicht jedoch, wie vom PSV fälschlich behauptet, auf eine vermeintlich uneinheitliche Outputmessung.

Auf die dargestellten Erwägungen von SUMICSID in ihrem Zusatzgutachten gehen weder der PSV noch das Unternehmen in ihren Stellungnahmen ein, obwohl dieses bereits mit dem vorläufigen Ermittlungsergebnis übermittelt wurde.

- d. Vorbringen des PSV in Kapitel 2.3. „Keine Vollständigkeit“: Wie bereits das Gutachten von Frontier Economics darlege, sei die Vollständigkeit nicht gewährleistet. So seien *„laut Frontier-Economics-Gutachten (S. 5) nur drei der zehn (!) Kernaktivitäten eines Gas-FNB in der Sumicsid-Studie berücksichtigt“* worden.

Die Ausführungen des PSV lassen erneut den Schluss zu, dass eine vertiefte Auseinandersetzung mit den Inhalten des Projekts nicht erfolgt ist. Die darauf aufbauenden Behauptungen beruhen offensichtlich auf unvollständigem Verständnis und führen in der Konsequenz zu verzerrten Darstellungen der tatsächlichen Sachlage.

Zunächst ist festzuhalten, dass der PSV erneut eine Aussage aus dem Gesamtzusammenhang reißt – und dabei nicht nur den Kontext verfälscht, sondern die tatsächliche Sachlage ins Gegenteil verkehrt. Eine vollständige Lektüre des Gutachtens von Frontier Economics hätte dem PSV offengelegt, dass die gewählte Vorgehensweise gerade dem Ziel dient, eine Vergleichbarkeit zwischen den Unternehmen sicherzustellen.

Spätestens im Kapitel 3.2.3 „Schlussfolgerung – Vergleichbarkeit der Gas-FNB und Heterogenität“ hätte ersichtlich sein müssen, dass die gezielte Fokussierung auf drei von insgesamt zehn Aktivitäten der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber ein bewusster methodischer Schritt ist, um der (internationalen) Heterogenität der Unternehmen systematisch Rechnung zu tragen. Diese Maßnahme wird schließlich auch in Tabelle 5 als einer der zentralen Schritte zur Erfassung und Berücksichtigung von Heterogenität in TCB21 ausgewiesen.¹¹

Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass dem TCB21-Projekt ein eigenes, mit den Teilnehmern konsultiertes Dokument zur Vergleichbarkeit der Unternehmen zugrunde liegt. Dieses Dokument behandelt detailliert die wesentlichen Quellen unternehmensspezifischer

¹¹ Vgl. Frontier Economics (2025), S. 41f.

Heterogenität sowie die Maßnahmen, die im Rahmen des Projekts gezielt ergriffen wurden, um diesen Unterschieden methodisch Rechnung zu tragen. Die im Benchmarking vorgenommene Fokussierung auf einen Teil der abgefragten Netzbetreiberaufgaben wird bereits im ersten Unterkapitel der Maßnahmen ausdrücklich thematisiert und erläutert.¹²

Vor diesem Hintergrund ist nicht nachvollziehbar, warum der PSV stattdessen auf spekulative Formulierungen wie „*Anscheinend um [...]*“ zurückgreift und daraus fehlerhafte Schlussfolgerungen ableitet – zumal die relevanten Informationen klar und transparent dokumentiert vorliegen.

- e. Vorbringen des PSV in Kapitel 2.3. „Keine Vollständigkeit“: Das Verwenden zweier komplementärer Benchmarkings führe zu einer verzerrten Effizienzbewertung und entspreche nicht dem wissenschaftlichen Standard, der eine vollständige Abdeckung der Versorgungsaufgabe in einem Benchmarking voraussetze. Es sei nicht sachgerecht, dass mit denselben TOTEX zwei Benchmarkings mit unterschiedlichen Outputs gerechnet werden, da die TOTEX nur einmal aufgeteilt werden könnten.

Dieser Einwand kann seitens der RegB nicht geteilt werden. Auch im Rahmen der von der RegB durchgeführten nationalen Benchmarking-Analysen werden verschiedene Modellspezifikationen getestet. Diese unterscheiden sich hinsichtlich der gewählten Output-Parameter, beruhen auf Seite der Inputs jedoch sämtlich auf denselben TOTEX. Diese Konsistenz bei den TOTEX stellt eine zentrale Voraussetzung für eine belastbare Kostentreiberanalyse dar, um verzerrungsfreie Ergebnisse zu erzielen, die eine fundierte Modellauswahl ermöglichen.

Die finale Auswahl einer Modellspezifikation durch die RegB erfolgt oftmals unter Berücksichtigung mehrerer geeigneter Modellalternativen, die sich zwar im Hinblick auf die Output-Parameter unterscheiden, jedoch stets auf denselben Input-Daten bzw. denselben TOTEX basieren. Im Gegensatz dazu verwendet SUMICSID in TCB21 zwei finale Modelle, deren gleichzeitige Berücksichtigung ausdrücklich empfohlen und insbesondere mit deren Komplementarität begründet wird.¹³ Den vom PSV abgeleiteten Vorwurf eines unwissenschaftlichen Vorgehens kann die RegB nicht nachvollziehen.

¹² Vgl. Comparability Note (Beilage 8 zum Einladungsschreiben zur Stellungnahme zu den TCB21 Unterlagen vom 21. November 2024), Kapitel 2.1.

¹³ Vgl. Model Specification Gas Note, S. 145.

Auch Frontier Economics erhebt in diesem Kontext keine Einwände und erkennt insbesondere keine Abweichungen von wissenschaftlichen Standards:

„[...] die beiden Modelle [sind] als komplementär zu betrachten, da das Modell G1445.V3 mehr den Aspekt „Bereitstellung Kapazität“ und Modell G4450.V3 mehr den Aspekt „Bereitstellung Dienstleistung“ - jeweils neben dem Aspekt „Bereitstellung Netz“ - abdeckt. Die Effizienzwerte beider Modelle sollten dadurch zusammengefasst eine umfassendere Einschätzung der Effizienz der Gas-FNB ermöglichen.“¹⁴

An diesem Punkt tritt deutlich zutage, dass die auf anerkannten wissenschaftlichen Standards fußende Benchmarking-Methodik nebst ihrer Dokumentation in qualitativer Hinsicht wesentliche Unterschiede zur seitens des Unternehmens vorgelegten gutachterlichen Stellungnahme des PSV aufweist. SUMICSID bzw. Prof. Dr. Agrell verfügt über umfassende internationale Erfahrung in der Durchführung von Benchmarking-Studien seit den frühen 2000er-Jahren und ist seitdem regelmäßig als unabhängiger Experte in die Entwicklung und Ausgestaltung regulatorischer Modelle eingebunden – stets in enger Zusammenarbeit mit Regierungsbehörden. Ein aktuelles Beispiel verdeutlicht dies: So war SUMICSID unter anderem verantwortlich für die Durchführung der Kostentreiberanalyse und des Effizienzvergleichs der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in der vierten Regulierungsperiode.¹⁵ Solche Projekte erfordern nicht nur methodische Kompetenz, sondern auch ein tiefes Verständnis von Benchmarking-Analysen, Benchmarking-Methoden und regulatorischer Zusammenhänge – Kompetenzen, die beim PSV in dieser Form offenbar nicht hinreichend vorliegen. Vor diesem Hintergrund ist die gutachterliche Qualität vom PSV im Vergleich zu SUMICSID mindestens in Hinblick auf das Thema Benchmarking keineswegs gleichwertig zu bewerten.

- f. Vorbringen des PSV in Kapitel 2.4. „Willkür in der Auswahl der Modelle und Durchschnittsbildungen“: SUMICSID verabsäume es, die DEA-Modelle „mit anderen parametrischen Verfahren (z.B. Modified OLS (MOLS) oder Stochastic Frontier Analysis (SFA)) oder Indexmethoden (z. B. Lundqvist-Index oder Malmquist-Index) zu

¹⁴ Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 95.

¹⁵ Vgl.

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichFNB/Gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

vergleichen“. Eine Berücksichtigung verschiedener Methoden zur Effizienzbewertung ermögliche eine robustere und umfassendere Analyse und sei „sowohl aus wissenschaftlicher und als auch aus regulatorischer Sicht Best Practice“.

Wie im Folgenden dargelegt wird, enthält die Stellungnahme des PSV auch in diesem Punkt unbelegte Behauptungen, die darauf hindeuten, dass das TCB21-Projekt nicht hinreichend bekannt ist. Entgegen den Ausführungen des PSV ist festzuhalten, dass SUMICSID im Rahmen umfassender Robustheitsanalysen sehr wohl auch die Stochastic Frontier Analysis (SFA) berücksichtigt hat. Aus dieser Analyse leitet SUMICSID ab, dass die hohe Übereinstimmung zwischen den SFA-Ergebnissen und den vergleichbaren DEA-Ergebnissen die Robustheit der DEA-Modelle stützt¹⁶. Darüber hinaus wurde eine Vielzahl weiterer Methoden in die Robustheitsanalyse einbezogen, darunter die Cross Efficiency Analysis (CEA), partielle DEA, robuste DEA sowie Peeling DEA. Frontier Economics bezeichnet diesen pluralistischen Methodenansatz als „eine Weiterentwicklung zum Ansatz in TCB18“¹⁷. Dies unterstreicht den Anspruch von SUMICSID, nicht lediglich etablierte Standards zu erfüllen, sondern vielmehr durch kontinuierliche methodische Weiterentwicklung aktiv zur Weiterentwicklung wissenschaftlicher Standards beizutragen. Die Aussage des PSV, ein Vergleich mit alternativen Methoden sei unterblieben, erweist sich damit als unzutreffend.

Nachfolgend werden mehrere Länder aufgeführt, in denen die zuständigen Regulierungsbehörden im Rahmen der Benchmarking-Analyse jeweils ausschließlich eine Methode anwenden: Schweden (DEA), Norwegen (DEA) und Finnland (StoNED – Stochastic Non-Smooth Envelopment of Data).¹⁸ Auch im Rahmen des Effizienzvergleichs der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in der vierten Regulierungsperiode (siehe auch Punkt e) basiert die finale Berechnung der Effizienzwerte ausschließlich auf Basis der DEA. Diese Beispiele verdeutlichen, dass es auch gängige regulatorische Praxis ist, sich bei der Durchführung von Benchmarking-Analysen auf eine einzelne Methode zu konzentrieren. Die Entscheidung über die methodische Ausgestaltung liegt dabei im Ermessen der jeweiligen Regulierungsbehörde.

SUMICSID hat sich im Rahmen von TCB21 für die DEA entschieden. Diese Entscheidung wird unter anderem damit begründet, dass diese Benchmarking-Methodik dazu beiträgt, die operative und strukturelle Heterogenität der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber zu verringern. So

¹⁶ Vgl. Model Specification Gas Note, S. 135.

¹⁷ Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 50.

¹⁸ Vgl. CEER Report (2025): Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024.

ermöglicht es die DEA-Methodik aufgrund ihrer nicht-parametrischen Struktur und Flexibilität, dass sich jedes Unternehmen auf Basis seiner spezifischen Leistungsmerkmale vorteilhaft innerhalb der Benchmarking-Analyse positionieren kann, ohne durch vorab festgelegte Gewichtungen oder funktionale Annahmen eingeschränkt zu sein.¹⁹

- g. Vorbringen des PSV in Kapitel 2.5. „Völlig unrobuste Resultate“: Die „prekäre Datenlage“ führe zu „völlig unrobusten Ergebnissen“. Ein Beispiel hierfür sei die Veränderung der Effizienzbewertung der GCA, die von *****% im Modell G4450.V3.env3 auf *****% im Modell G4450.V3 steige, „nur weil ein einziger Vergleichs-FNB aufgrund einer Outlierbereinigung aus dem Datensample ausgeschlossen“ werde „(siehe Frontier Economics, 2025, RN 132)“. Dieser Fall unterstreiche eine „mangelnde Robustheit der Analyse“.

Die Ausführungen des PSV erwecken erneut den Eindruck, dass eine umfassende Auseinandersetzung mit den Inhalten des Projekts sowie den ergänzenden Gutachten nicht erfolgt ist. Der Verweis des PSV auf die Randziffer 132 aus dem Gutachten von Frontier Economics erfolgt ohne Berücksichtigung des Gesamtzusammenhangs. Die darauf aufbauenden Aussagen sind daher verkürzt und führen folglich erneut zu einer verzerrten Darstellung der tatsächlichen Sachverhalte.

Hätte der PSV das Zusatzgutachten von SUMICSID sorgfältig geprüft – insbesondere die darin enthaltene detaillierte Analyse zur Veränderung des Effizienzwerts im Modell G4450.V3.(env3) – wäre ersichtlich gewesen, dass die beobachtete Effizienzveränderung nicht auf eine mangelnde Robustheit der Analyse zurückzuführen ist, sondern auf methodisch nachvollziehbaren Gründen basiert.²⁰ Zur Vermeidung von Wiederholungen verweist die RegB im Folgenden auf die bereits im Rahmen des vorläufigen Ermittlungsergebnisses dargestellte Zusammenfassung der Analyse.

„Um die unterschiedlichen Ergebnisse besser nachzuvollziehen und die darauf bezogenen internen Analysen der Behörde bestätigen zu lassen, wurde der Consultant des TCB21 Projekts (Prof. Dr. Per Agrell von Sumicsid und Projektleiter von TCB21) mit einer ergänzenden gutachterlichen Analyse beauftragt, in der die Gründe für die unterschiedlichen Effizienzwerte im Modell G4450.V3.(env3) erklärt werden sollen (vgl. Beilage./4). [...] Die

¹⁹ Vgl. Comparability Note, S. 19.

²⁰ Vgl. SUMICSID (2025), S. 2ff.

unterschiedlichen Ergebnisse bei den Modellvarianten G4450.V3 und G4450.V3.env3 hängen mit den Referenzdatensätzen der Benchmarking-Analysen zusammen. Ein Peer-Unternehmen (effizientes Vergleichsunternehmen) des Unternehmens mit vergleichbarem Unternehmensprofil wird im Modell G4450.V3 knapp als Ausreißer identifiziert, weshalb es im Datensatz exkludiert wird. Dadurch wird das Unternehmen zu einem Peer-Unternehmen, das die Effizienzgrenze setzt. Im Modell G4450.V3.env3 ist dieses Unternehmen allerdings kein Ausreißer und damit im Referenzdatensatz der Benchmarking-Analyse vorhanden. Die Inklusion dieses Peer-Unternehmens im relativen Effizienzvergleich führt dazu, dass das Unternehmen seine Peer-Position verliert und begründet den geringeren Effizienzwert in der Modellspezifikationen mit Umweltkorrektur (G4450.V3.env3).“

Dass der PSV aus der vorliegenden Erläuterung den Schluss zieht, die Ergebnisse seien nicht robust, zeigt ein unzureichendes Verständnis der zugrunde liegenden DEA-Methodik. Der Vollständigkeit halber sei festgehalten, dass Frontier Economics sowie die behördlichen Sachverständigen die Analyse sowie die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen von SUMICSID uneingeschränkt nachvollziehen konnte.

„Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Analyse und die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen von Sumicsid (2025) grundsätzlich nachvollzogen werden können.“²¹

Vor diesem Hintergrund kann die vom Unternehmen bzw. vom PSV gezogene Schlussfolgerung, die TCB21-Studie entspreche weder wissenschaftlichen noch regulatorischen Standards und sei daher als Grundlage für die Festlegung konkreter Effizienzziele für nationale Gas-FLNB ungeeignet, nicht nur nicht nachvollzogen werden, sondern ist diese aufgrund der offenkundig lückenhaften und methodisch unzutreffenden Darstellungen des Unternehmens bzw. des PSV zurückzuweisen. Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die gutachterliche Stellungnahme des PSV erhebliche Mängel aufweist und im Vergleich die in den Gutachten von SUMCSID und Frontier Economics dargelegten umfassenden Erwägungen in Bezug auf die im Rahmen des TCB21 gewählte Benchmarking-Methode für die RegB deutlich überzeugender waren.

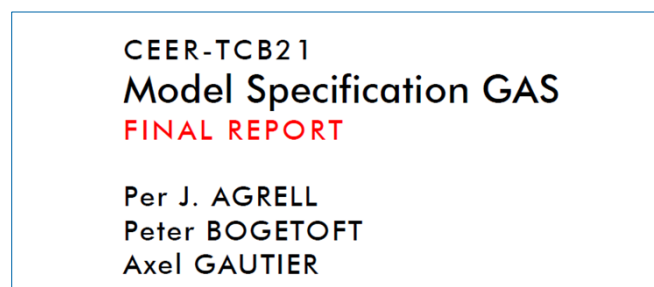
²¹ Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 139.

6.4.2.3. *Rechtliche Beurteilung*

Daneben erblickt das Unternehmen auch formale Gründe, die gegen die Berücksichtigung der Effizienzwerte bei der Entscheidung sprechen:

- h. Vorbringen des Unternehmens: Die Dokumente, auf denen TCB21 basiert, „erfüllen weder formal noch inhaltlich die Anforderungen an ein Sachverständigengutachten“, da „keine natürliche Person“ als Autor des Benchmarkings benannt sei und da nicht erläutert werde, wie die Urteile und Ergebnisse zustande gekommen seien. Zudem seien die Unterlagen zu TCB21 „nicht in deutscher Sprache“, weshalb es nicht als Beweismittel in Betracht käme.

Diesem Vorbringen ist entgegenzuhalten, dass die Organisation des TCB21-Projekts bereits zu dessen Kick-Off-Meeting erörtert und den beteiligten FNB alle relevanten (natürlichen) Personen (Per AGRELL, Peter BOGETOFT, Axel GAUTIER) vorgestellt wurden. Auch wurden jegliche Workshops von den Personen geleitet bzw. begleitet und stellten sich den Fragen der FNB. Dementsprechend finden sich die Namen auch auf den abschließenden Berichten.



Neben der abgebildeten Titelseite finden sich die Namen auch in der Einleitung des Dokuments: *„This is a technical report by the authors, professors Per AGRELL, Peter BOGETOFT and Axel GAUTIER for the SUMICSID GROUP on behalf of and in collaboration with the CEER TCB21 Project Steering Group.“*

Inwiefern die, mehrere hunderte Seiten umfassenden Berichte nicht erläutern würden „wie die Urteile und Ergebnisse zustande gekommen“ seien, ist für die RegB nicht nachvollziehbar.

Zu den Ausführungen des Unternehmens in Bezug auf das Vorliegen der Unterlagen iZm TCB21 lediglich in englischer Sprache ist auszuführen, dass nach der Rsp. des VwGH die Heranziehung eines fremdsprachlichen Beweismittels keineswegs per se unzulässig ist. Es kommt vielmehr darauf an, ob sämtliche beteiligte Parteien die Sprache verstehen (vgl. in

diesem Sinne VwGH 29.08.1990, 90/02/0076). Dass das Unternehmen die englische Sprache beherrscht, ist amtsbekannt, zumal etliche vom Unternehmen eingereichte Unterlagen in englischer Sprache abgefasst sind. Die vom Unternehmen angeführte Judikatur bezieht sich auf die Sprache behördlicher Entscheidungen. Demnach kommt Schriftstücken einer Behörde, die nicht in deutscher, sondern in anderen Sprachen abgefasst sind kein Bescheidcharakter zu. Beim gegenständlichen Gutachten handelt es sich jedoch unstrittig nicht um eine normative Anordnung. Da die vorliegende Entscheidung in deutscher Sprache ergeht, geht auch dieses Argument des Unternehmens ins Leere.

- i. Vorbringen des Unternehmens: Die Dokumente des TCB21 Projekts würden den Anforderungen an ein Sachverständigengutachten nicht gerecht werden, weil die Ergebnisse „mangels Offenlegung der Benchmarking-Parameter nicht nachvollziehbar“ seien. Konkret sei nicht nachvollziehbar, wie die Effizienzwerte für das Unternehmen in den Benchmarking-Modellen G1445.V3.env4 und G4450.V3.env3 ermittelt wurden. Auch enthalte keines dieser Dokumente eine „Darstellung, anhand welcher Parameter die Effizienz bei den einzelnen Benchmarking-Modellen gemessen wurde“. Zudem seien die „nicht offen gelegten Benchmarking-Parameter auch für die materiellrechtliche Zulässigkeit des Benchmarkings relevant“.

Diese Aussagen können nicht nachvollzogen, allerdings als nicht zutreffende Behauptungen widerlegt werden. Die Benchmarking-Parameter, auf deren Basis die Benchmarking-Analysen berechnet wurden, wurden auf Basis eines nachvollziehbaren Entscheidungsprozesses ausgewählt und in den Dokumenten eindeutig dargestellt. Es ist für den Leser also klar nachvollziehbar, welche Parameter sowohl bei den Inputs als auch bei den Outputs verwendet wurden bzw. auf welchen Parametern die einzelnen Benchmarking-Modelle beruhen. Im individuellen Benchmarking Report für das Unternehmen wurde dieser Darstellung sogar ein eigenes Kapitel gewidmet.²²

Auch wurde von SUMICSID die Methodik, auf deren Basis die Benchmarking-Modelle bzw. die Effizienzwerte berechnet werden, ausführlich beschrieben. Hierzu gibt es sogar ein eigenständiges Methodendokument, das im Rahmen des Projektes mit den teilnehmenden

²² Vgl. Individual Benchmarking Report GCA – 436 (Beilage 1 zum Einladungsschreiben zur Stellungnahme zu den TCB21 Unterlagen vom 21. November 2024), S. 4.

Unternehmen konsultiert wurde.²³ Somit ist auch nachvollziehbar, wie die Effizienzwerte ermittelt wurden.

Die Darlegungen machen deutlich, dass sich das Unternehmen scheinbar nicht ausreichend mit den Unterlagen zum TCB21 Projekt vertraut gemacht hat. Das Unternehmen hatte auf Basis der übermittelten Dokumentation jedenfalls die Möglichkeit, sich umfassend über die verwendeten Benchmarking-Parameter sowie über die Erwägungen hinsichtlich derer Verwendung zu informieren.

Auch die Aussage, dass die Benchmarking-Parameter nicht offengelegt seien, ist nicht nachvollziehbar. Dem Unternehmen wurden nicht nur die Input- und Output-Daten offengelegt, die von SUMICSID in den final empfohlenen Benchmarking-Modellen angewendet wurden, sondern auch jegliche Parameter, die über diese Modelle hinaus im Rahmen von alternativen Modellspezifikationen analysiert und getestet wurden.²⁴ Das Unternehmen wurde also sehr wohl in die Lage versetzt, sich über die genauen Parameter der jeweiligen Benchmarking-Modelle zu informieren.

- j. Vorbringen des Unternehmens: Das Unternehmen sei in seinen Verteidigungsrechten dadurch verletzt worden, dass die RegB sich auf ein Benchmarking-Modell gestützt hätte, welches dem Unternehmen nicht vorab zur Kenntnis gebracht wurde. Zu einem ähnlichen Schluss käme das niederländische Gericht, das die Anwendung des Vorgängerprojekts TCB18 in der Regulierungsmethodik abgelehnt habe, da die Daten nicht für eine Überprüfung durch einen unabhängigen Dritten zu Verfügung standen.

Damit sucht das Unternehmen offenbar einen Verfahrensmangel aufzuzeigen, lässt allerdings offen, inwiefern dieser wesentlich sein sollte.

Wie erwähnt, wurde das TCB21 umfassend dokumentiert und das Benchmarking von zwei unabhängigen Stellen – KPMG und Frontier Economics – überprüft, welche keine wesentlichen Mängel ausfindig machen konnten. Die entsprechende Dokumentation wurde dem Unternehmen gegenüber offengelegt. Das Unternehmen hatte außerdem (siehe bereits

²³ Vgl. Method and Calculations Note (Beilage 12 zum Einladungsschreiben zur Stellungnahme zu den TCB21 Unterlagen vom 21. November 2024).

²⁴ Vgl. Asset Data Sheet GCA – 436, Cost Data Sheet GCA – 436 und Variable Data Sheet GCA – 436 (Beilagen 2, 3 und 4 zum Einladungsschreiben zur Stellungnahme zu den TCB21 Unterlagen vom 21. November 2024).

oben) die Möglichkeit, während des Projektes zur Stellungnahme, die Möglichkeit Fragen zu stellen und Fehler anzumerken.

Das Unternehmen hat im gegenständlichen Verfahren auch keinen Antrag auf Einsichtnahme gestellt, noch hat die RegB selbst Einsicht in die Rohdaten genommen – diese wurden ihr auch nicht übermittelt. Allerdings konnten sich die behördlichen Sachverständigen, KPMG und Frontier Economics von der Qualität und Nachvollziehbarkeit des Benchmarkings überzeugen.

Wenn das Unternehmen somit pauschal darauf verweist, dass das Benchmarking nicht nachvollziehbar sei, weil einer interessierten Partei kein Zugriff auf die Daten gewährt wurde, so ist dem zu entgegnen, dass das Unternehmen – neben dem Ausbleiben entsprechender Anträge – im Rahmen des Parteiengehörs keine substantiierte Kritik an der Berechnung vorgebracht bzw. auch keine entsprechenden Daten angefordert hat.

Im Übrigen wäre, insoweit die Möglichkeit bestünde, die Daten dem Unternehmen zur Verfügung zu stellen, damit nicht ohne weiteres ein Recht auf Einsicht durch das Unternehmen verbunden. Wie festgestellt, haben alle FNB, die am TCB21 teilgenommen haben, Vertraulichkeitsvereinbarungen mit SUMICSID abgeschlossen, wonach die bereitgestellten Daten und Ergebnisse gegenüber anderen FNBs und RegB in anderen Ländern geheim zu halten sind. Damit wären nach der Rsp. des VfGH die Geheimhaltungsinteressen und -pflichten (§ 11 GWG 2011) der übrigen Netzbetreiber mit dem Interesse des Unternehmens an der Einsichtnahme abzuwägen. Damit wäre wohl unbeschadet des Umstandes, dass diese hier nicht geboten scheint, keine unumschränkte Einsichtnahme möglich.

Insofern erscheint auch der Verweis auf die Entscheidung des „College van Beroep voor het bedrijfsleven“ vom 4. Juli 2023²⁵ verfehlt, welche sich auf das Urteil *UPS* des EUGH²⁶ bezieht. Anders als im gegenständlichen Verfahren war in der Rs. *UPS* die Vereinbarkeit einer Fusion mit dem Binnenmarkt (bzw. deren Versagung durch die Kommission) Gegenstand des Verfahrens. Es liegt auf der Hand, dass in so einem Fall, wo vorwiegend (öffentliche) Marktdaten zur Prognose der möglichen Auswirkungen einer Fusion herangezogen werden, dem betroffenen Unternehmen einfacher eine Einsichtnahme in die Datengrundlage gewährt

²⁵ ECLI:NL:CBB:2023:316.

²⁶ EUGH 16.01.2019, C-265/17 P *UPS*, ECLI:EU:C:2019:23 Rz 31 ff.

werden kann, als im gegebenen Fall bei dem die Offenlegung von einzelnen Unternehmensdaten gefordert wird.

Allerdings ging der EUGH (bzw. das EUG) in seiner Prüfung bei weitem nicht in diese Tiefe. In der Rs. *UPS* war lediglich strittig, ob die Kommission die Parteirechte dadurch verletzt habe, dass sie die endgültige ökonomische Analyse zur Beurteilung der Fusionsauswirkungen nicht zur Stellungnahme vorgehalten habe, da sie darin nicht unbeachtliche Anpassungen gegenüber einer, der Klägerin bekannten Vorversion vorgenommen hatte (vgl. EUG 07.03.2017, T-194/13 Rz. 199 ff). Hierin erkannte der EUGH (wie zuvor das EUG) eine Verletzung der Verteidigungsrechte.

Damit ist der referenzierte Fall nicht mit dem hier gegebenen vergleichbar. Umgelegt auf den gegenständlichen Fall wäre es im Lichte der Rs. *UPS* somit eine Verletzung der Verteidigungsrechte, wenn die RegB SUMICSID beauftragen würde, einzelne Benchmarkingparameter anzupassen und die gegenständliche Entscheidung darauf stützen würde, ohne dem Unternehmen zu den geänderten Berechnungen Parteigehör zu gewähren. Das hat die RegB hier aber nicht getan.

Somit ist der Einwand des Unternehmens hierbei unbegründet.

- k. Vorbringen des Unternehmens: Die Zielvorgabe iHv *****% sei nicht realistisch erreichbar. Die Kostenstruktur im Bereich OPEX sei vor allem durch die Positionen Personalkosten, Instandhaltung und IT-Aufwendungen geprägt, bei denen das Unternehmen keine Einsparungsmöglichkeiten sehe.

Das Unternehmen führt zunächst zutreffend die Rsp. des VwGH an, wonach die den Unternehmen auferlegten Zielvorgaben auch realistisch erreichbar sein müssen, wobei das Unternehmen die Nichterreichbarkeit nicht nur unfundiert behaupten darf (VwGH 18.11.2014, 2012/05/0092). Nach der rezenten Rsp. des Bundesverwaltungsgerichts (**BVwG**) ist es im Zusammenhang mit der Prüfung der realistischen Erreichbarkeit von Zielvorgaben nicht Aufgabe der RegB, eine betriebswirtschaftliche Einschätzung des Einsparpotentials der Beschwerdeführerin bzw. möglicher Produktivitätssteigerungen vorzunehmen. Es ist vielmehr davon auszugehen, dass die Anwendung einer mit wirksamen Ausgleichsmechanismen und Vorkehrungen für Härtefälle ausgestalteten Regulierungssystematik im Ergebnis per se zu erreichbaren Zielvorgaben führt (BVwG 30.01.2025, W295 2183467-1). Die Entscheidung des

Gerichts erging im Kontext eines Verteilernetzbetreibers, wobei die getroffenen Erwägungen zwanglos auch auf den Fernleitungsnetzbetrieb umzulegen sind.

Unter Beachtung dieser Grundsätze, hat die RegB entsprechende Maßnahmen in der Methode 2024 vorgesehen, die die Erreichbarkeit der Zielvorgabe gewährleisten. So ist einerseits eine Abbaudauer der festgestellten Ineffizienzen von 7,5 Jahren und andererseits eine mit 2,0 % gedeckelte Zielvorgabe (X_{gen} und X_{Ind}) vorgesehen. Außerdem wirkt die festgestellte Zielvorgabe ausschließlich auf die beeinflussbaren OPEX und nicht auch auf die CAPEX. Diese implementierten Schutzmechanismen stellen bereits methodisch-systematisch eine Erreichbarkeit der Zielvorgaben sicher und verhindern eine Überbelastung des Unternehmens. Anzumerken ist, dass die auf Basis der dem Stand der Wissenschaft entsprechenden Benchmarking-Methode errechnete Zielvorgabe, bei Nichtanwendung dieser Maßnahmen mit *****% deutlich höher wäre.

Der Hinweis des Unternehmens auf seine Kostenstruktur im Bereich der OPEX (Personalkosten, Instandhaltung, IT-Aufwendungen) ist mit Blick auf die zitierte Judikatur des BVwG, wonach die konkreten betriebswirtschaftlichen Verhältnisse des Unternehmens bei der Beurteilung der realistischen Erreichbarkeit von Zielvorgaben nicht maßgeblich sind, grundsätzlich nicht relevant. In diesem Zusammenhang wird jedoch angemerkt, dass es sich bei den genannten Kosten jedenfalls um beeinflussbare Kosten handelt, wobei nach eigener Erfahrung der RegB sowie aufgrund von gewonnenen Kenntnissen über andere Netzbetreiber, eine Reduktion von Personalkosten durch professionelle Personalakquise bei Abgängen sehr wohl möglich und auch praktikabel ist. Daneben bestehen freilich auch organisatorische Gestaltungsmöglichkeiten – bspw. Schulungen, Digitalisierungs-, Automatisierungs- und sonstige Prozessoptimierungsmaßnahmen, Entscheidungen über den Aufbau der (Personal-)Organisation – die dem Netzbetreiber Handlungsmöglichkeiten dahingehend eröffnen, sodass nicht jede Arbeits- und Führungsstelle auf Dauer unverändert bestehen bleiben und nachbesetzt werden muss. In diesem Sinne entschied auch bereits der VwGH, dass Personalkosten grundsätzlich vom Unternehmen beeinflussbar und daher auch den Zielvorgaben zu unterwerfen sind (vgl. VwGH 18.03.2022, Ro 2018/04/0021).

In Analogie zu marktwirtschaftlichen Prinzipien müssen Eigentümer ineffizienter Unternehmen mit geringeren Renditen rechnen – dies ergibt sich bereits aus den gesetzlichen Vorgaben. Die alternative Vorgehensweise, nämlich die Folgen vergangener und gegenwärtiger

Unternehmensentscheidungen auf die Netzkunden abzuwälzen, wäre nicht nur sachlich unangemessen, sondern auch rechtswidrig.

Im Ergebnis ist die Behauptung des Unternehmens, wonach die Zielvorgabe nicht realistisch erreichbar sei, unfundiert.

Die vorgebrachten Argumente der Netzbetreiberin stehen der Berücksichtigung der TCB21-Ergebnisse im Rahmen der geltenden Methode somit nicht entgegen.

Gemäß Art. 17 Abs. 1 GBM-VO 2024 und § 82 Abs. 1 GWG 2011 hat die RegB die Kosten der FNB insoweit zu berücksichtigen, als sie „denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen“ bzw. Anreize zur Effizienzsteigerung vorzusehen. Die geltende FNB-Methode sieht hierzu vor, dass neben dem X_{gen} auch ein X_{ind} anzuwenden ist, wobei dieser – sofern angemessen – auf dem TCB21 zu beruhen hat.

Vor diesem Hintergrund ist die hierzu an dieser Stelle noch offene Frage (im Hinblick auf die Bejahung der gesetzlich geforderten Qualität des TCB21) lediglich, welche Effizienzwerte aus dem TCB21 heranzuziehen sind.

Für die Berechnung des X_{ind} wurde entsprechend den Empfehlungen von SUMICSID und Frontier Economics im vorläufigen Ermittlungsergebnis die TCB21-Modellspezifikationen inklusive Umweltkorrekturen als Ergebnisgrundlage herangezogen. Die Legalparteien äußerten sich hierzu positiv:

Die WKÖ merkte in ihrer Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis ausdrücklich an, dass sie diese Vorgangsweise der Behörde bei der Festlegung des Effizienzwerts unterstützt. Zudem hat die WKÖ bereits in ihrer eingebrachten Stellungnahme zu den Benchmarking-Ergebnissen vom 19. Dezember 2024 angemerkt, dass aus ihrer Sicht das Benchmarking-Ergebnis durch die Umwelt-Korrekturfaktoren verbessert werde, da eine noch bessere Vergleichbarkeit der beiden österreichischen Netzbetreiber und auch der Netzbetreiber in den einzelnen Mitgliedsstaaten ermöglicht werde.

Grundsätzlich wird es von der WKÖ begrüßt, dass die Effizienzwerte der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber auf wissenschaftlicher Basis festgelegt werden und nicht nach Selbsteinschätzung des Netzbetreibers. Unabhängig von den individuellen Ergebnissen für das Unternehmen solle allerdings aus Kundensicht für die nächste Regulierungsperiode die maximale jährliche Zielvorgabe analog zum Gas-Verteilernetz in Höhe von 3,320 % gedeckelt

werden (dies entspreche einer Mindesteffizienz in Höhe von 80 % bei einer Abbaudauer der Ineffizienzen von 7,5 Jahren), um im Gas-Fernleitungsnetz den gleichen Anreiz zu einem effizienten Netzbetrieb zu setzen wie im Gas-Verteilernetz.

Auch die BAK begrüßte die Einbeziehung der TCB21 Benchmarking-Ergebnisse. Vor dem Hintergrund, dass wegen einer voraussichtlich weiter steigenden Kostentragung des Inlands aufgrund der Mengenentwicklungen eine möglichst effiziente Mittelverwendung wichtiger denn je sei. Die BAK verweist in der Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis auch auf ihre bereits eingebrachte Stellungnahme zu den Benchmarking-Ergebnissen vom 16. Dezember 2024. Schon in dieser Stellungnahme habe die BAK die Notwendigkeit eines möglichst effizienten Netzbetriebs hervorgehoben und sieht dafür ein Benchmarking als eine wichtige Grundvoraussetzung an. Da die österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber mit völlig unterschiedlichen Umwelteinflüssen konfrontiert seien, sieht die BAK die Entscheidung der Regulierungsbehörde im vorläufigen Ermittlungsergebnis, die Modellspezifikationen inklusive Umweltkorrekturen als Ergebnisgrundlage zu nehmen, als nachvollziehbar und sogar dringend geboten an. Das von der Behörde in der Zwischenzeit eingeholte zusätzliche Gutachten von Frontier Economics wie auch das Audit-Ergebnis der KPMG bestärken die BAK in ihrer Zustimmung zur Anwendung des individuellen Produktivitätsfaktors.

Die RegB zieht daher, wie von SUMICSID empfohlen²⁷, von Frontier Economics als wichtig angesehenen²⁸ und von WKÖ und BAK unterstützt, den Durchschnitt der beiden Modellspezifikationen mit Umweltkorrektur als individuelle Effizienz an.

Im Ergebnis resultiert für das Unternehmen ein Effizienzwert in Höhe von *****%²⁹. In Verbindung mit der Aufholdauer von Ineffizienzen von 7,5 Jahren hätte dies für die fünfte Periode einen X_{ind} von *****% bzw. eine Zielvorgabe (X_{gen} und X_{ind}) von *****%³⁰ zur Folge. Zu Anwendung kommt allerdings der in der Methode 2024 begrenzte Maximalwert für den Abschlagsfaktor iHv 2 %.

Da die Methode (Beilage ./1) die Anwendung der Zielvorgabe auf alle Jahre der fünften Periode vorsieht, ist die Auswirkung der Zielvorgabe auf die Kosten des Jahres 2025 bei der

²⁷ Vgl. SUMICSID (2025), S. 9 und Model Specification Gas Note, S. 145.

²⁸ Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 38.

²⁹ $\frac{***** \% + ***** \%}{2} = ***** \%$

³⁰ $1 - (1 - 0,4\%) \times \sqrt[7,5]{***** \%} = ***** \%$

Bestimmung der angemessenen Kosten für das Jahr 2026 ebenso zu berücksichtigen (für die Berechnung dazu: siehe Beilage ./4).

Wie ebenfalls in der Methode angegeben, sind die Änderungen bei der Inflation aufzurollen. Um die Aufrollung gering zu halten, werden diese Änderungen auch bereits bei den Plankosten angewendet. Aus verwaltungsökonomischen Gründen werden die Planwerte für die Inflation der Jahre 2025 und 2026 nicht aktualisiert, da dies lediglich zu marginalen Änderungen führen würde.

6.4.3. Zusammenfassung OPEX aus dem laufenden Betrieb

Zum Stand vorläufiges Ermittlungsergebnis wurden folgende beeinflussbare OPEX für das Jahr 2026 angesetzt:

Durch die in den Kapiteln 6.4.1 und 6.4.2 beschriebene Vorgehensweise zur NPI-Anpassung und zur individuellen Zielvorgabe kommt es zu folgenden geänderten Plan-OPEX für 2026 (vgl. Beilage ./4). Dieser Wert wird ehestmöglich aktualisiert und dessen Differenz aufgerollt werden:

6.4.4. Betriebskosten aufgrund von neuen Aufgaben und Herausforderungen

Aus neuen gesetzlichen Anforderungen entstehen dem Unternehmen zusätzliche operative Kosten, die in den letztverfügbaren OPEX noch nicht enthalten waren. Für diese zusätzlichen OPEX wird vorab ein Pauschalbetrag in die Kostenbasis aufgenommen, der im Zuge der Aufrollung der Periode mit den tatsächlichen Kosten verglichen und durch diese ersetzt wird. Diese zusätzlichen Kosten sind der Regulierungsbehörde nachzuweisen (zB neu dafür eingestelltes Personal oder neue (DL-)Verträge mit nicht konzernverbundenen Unternehmen). Hierbei handelt es sich um folgende zusätzliche Aufgaben:

- Zusätzliche IT-Kosten aufgrund neuer rechtlicher Vorgaben zur Netz- und Informationssystemsicherheit („NIS-Guideline“)

- EU-Verordnung zu Methan-Emissionsreduktionen im Energiesektor³¹
- Flanschverschraubungsnorm EN 1591-4
- ÖVGW Richtlinie G B210 zu Gasqualität (Wasserstoffbeimischung von bis zu 10 %)
- Kontinuierliches Emissionsüberwachungssystem aufgrund der Emissionsmessverordnung-Luft (EMV-L)
- Wiederkehrende Safety Integrity Level (SIL) Kreis-Überprüfungen gemäß internationaler Normung EN 61508 zur Erhaltung des Sicherheitslevels der Verdichter auf dem vorgeschriebenen Niveau
- Zusätzliche Überprüfungen der Gaschromatographen aufgrund der Brennwertverfolgung gemäß Gas-Marktmodellverordnung 2020

Im Verfahren V MET G 01/20 hat die Behörde den Planwert für diese Kosten für das Jahr 2026 mit TEUR ***** angenommen. Da es in der Zwischenzeit keine neueren Erkenntnisse gibt, wendet die Behörde diesen Planwert auch in diesem Verfahren für das Jahr 2026 an. Die Behörde weist jedoch auch in diesem Verfahren ausdrücklich darauf hin, dass es möglich ist, dass dieser Betrag nicht zur Gänze ausgenutzt werden wird und somit einer Aufrollung unterliegt.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen führt weitere neue zusätzliche Aufgaben an, die mit dem Planwert iHv TEUR ***** berücksichtigt werden sollen, die jedoch ebenfalls nur demonstrativ verstanden werden können.

Hierbei möchte die Behörde darauf hinweisen, dass die Regulierungsperiode auf drei Jahre verkürzt wurde, um Veränderungen in der Versorgungsaufgabe zeitnah abbilden zu können. Die anerkennungsfähigen zusätzlichen Aufgaben wurden im Bescheid V MET G 01/20 abschließend und umfangreich definiert.

³¹ REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on methane emissions reduction in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942 (noch nicht final)

6.5. Kosten des Marktgebietsmanagers und der Regulierung

Im Verfahren V MET G 01/20 hat die Behörde die jährlichen Kosten des MGM wie folgt prognostiziert:

Die Gesamtkosten beinhalten die Kosten der Regulierung und werden im Ausmaß der transportierten Menge (kWh) auf die einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber verteilt. Diese Aufteilung ergab, dass das Unternehmen 69,6 % der Gesamtkosten zu tragen hat. Somit werden für das Jahr 2026 die Kosten des MGM mit TEUR ***** (= ***** x 69,6 %) festgesetzt.

Da es sich hier um Planwerte handelt, werden die Kosten bei Feststehen der Ist-Werte in kommenden Verfahren laufend aufzurollen sein.

6.6. Schiedsgerichtskosten, Forschungsbudget und AGORA-Kosten

Die Plankosten für Schiedsgerichte, dem Forschungsbudget und die AGORA-Kosten für das Jahr 2026 übernimmt die Behörde aus dem Verfahren V MET G 01/20. Diese haben im vorläufigen Ermittlungsergebnis betragen:

- Kosten für Schiedsgerichte: TEUR *****
- Forschungsbudget: 0,6% der OPEX (TEUR *****), das sind
TEUR *****
- AGORA-Kosten: TEUR *****

Da es sich hier um Planwerte handelt, werden die Kosten bei Feststehen der Ist-Werte in kommenden Verfahren laufend aufzurollen sein.

Stellungnahmen

Nach Berücksichtigung der Stellungnahmen (die Anpassung bei den OPEX führt somit auch zur Anpassung beim Forschungsbudget) ergeben sich diese Plankosten wie folgt:

- Kosten für Schiedsgerichte: TEUR *****
- Forschungsbudget: 0,6% der OPEX (TEUR *****), das sind
TEUR *****

- AGORA-Kosten: TEUR *****.

6.7. Sonstige Erlöse und Erträge

Erlöse aus Nebenleistungen für Netzbenutzer im Transportgeschäft, die auf Basis von verordneten Entgelten verrechnet werden, sind vom Unternehmen darzulegen und werden in der Berechnung kostenmindernd angesetzt. Das Unternehmen hat in den Aufrollungen der Jahre 2019 bis 2022 sehr niedrige sonstige Erlöse oder Erträge ausgewiesen. Da diese Beträge am Ende der Regulierungsperiode wieder aufzurollen sind und somit im Nachhinein wieder dem Markt zurückgeführt werden, werden sie vorab mit TEUR ***** festgesetzt.

Da es sich hier um Planwerte handelt, werden die Kosten bei Feststehen der Ist-Werte in kommenden Verfahren laufend aufzurollen sein.

6.8. Aufrollung der Methodengenehmigung aus vergangenen Jahren

Im Verfahren V MET G 01/20 setzten sich die Aufrollungen der Vergangenheit aus vier Positionen zusammen:

- Offener Betrag aus dem Bescheid V MET G 01/17 – TEUR *****
- Aufrollung der Jahre 2019, 2020 – TEUR *****
- Aufrollung der Jahre 2021, 2022 – TEUR *****
- Vorläufige Rückabwicklung Risikoprämien ab 2013 – TEUR *****

Der vorläufige Betrag der Rückabwicklung der Risikoprämien ab 2013 wurde – wie auch bereits die Errechnung des Betrages – unverzinst berechnet. Die Behörde setzte den Zeitraum der Rückabwicklung vorerst mit 15 Jahren fest. Dieser Wert kann zukünftig an die Dauer von Regulierungsperioden angepasst werden. Die Rückabwicklung für das Jahr 2025 betrug somit TEUR *****.

Im Kapitel 6.1 wurde der gesamte Wert der Rückabwicklung aktualisiert und betrug im vorläufigen Ermittlungsergebnis ohne der genauen Berechnung der erhaltenen Risikoprämien im Jahr 2024 TEUR *****. Von diesem Betrag war der Wert von TEUR ***** abzuziehen, da dieser Wert bereits im Jahr 2025 rückabgewickelt wird. Somit betrug der noch offene Betrag TEUR *****. Wenn dieser Betrag auf 14 Jahre unverzinst verteilt wird, beträgt die jährliche Aufrollung TEUR *****. Damit war im vorläufigen Ermittlungsergebnis dieser Wert für 2026 anzuwenden.

Bei den anderen Aufrollbeträgen bis 2022 kommt, so wie in der Vergangenheit auch, der Fremdkapitalzins zur Aufzinsung zur Anwendung, sollte er über einen längeren Zeitraum als eine Regulierungsperiode rückerstattet werden. Die Behörde wendet in diesem Fall den für das Unternehmen besseren Zinssatz des Altbestandes in der Höhe von 2,46 % an. Die Behörde wendet hier eine Aufrollungsdauer von zwölf Jahren an. Auch dieser Wert kann zukünftig an die Dauer der Regulierungsperioden angepasst werden. Die Berechnung sieht daher wie folgt aus:

Die Aufrollung im Jahr 2026 beträgt somit TEUR *****.

Der Ende 2027 noch zurückzuzahlende Betrag beträgt TEUR *****.

Im Jahr 2023 wurde im vorläufigen Ermittlungsergebnis im Kapitel 4.15 ein Aufrollbetrag von TEUR ***** ermittelt. Für das Jahr 2024 wurde im Kapitel 5.8 ein Teilaufrollungsbetrag von TEUR ***** zu Gunsten des Unternehmens ermittelt.

Aufgrund des hohen Betrages dieser Aufrollung von gemeinsam TEUR ***** und der unsicheren Entwicklung der zukünftigen Erlöse wurde der Betrag über einen längeren Zeitraum berücksichtigt, um eine stabile Entgeltentwicklung zu ermöglichen. Im laufenden Verfahren wurde im vorläufigen Ermittlungsergebnis daher lediglich 1/10 dieses Betrages berücksichtigt. Aufgrund des langen Verteilzeitraums und in Anlehnung an die bis 2024 gültigen Methoden wurde der Restbetrag mit dem Fremdkapitalzins von 3,99 % für künftige Verfahren aufgezinnt. Somit war per Ende 2026 noch ein Betrag von TEUR ***** offen. Die weitere Aufrollung dieses Betrages wird entsprechend des Bedarfes aufgrund von Aufrollungen zukünftiger Kapazitätserlöse durchgeführt, um das Ziel einer stabilen Kosten- und Entgeltentwicklung zu erreichen.

Zusammenfassend betrug im vorläufigen Ermittlungsergebnis somit die gesamte Aufrollung im Jahr 2026 TEUR ***** und die Rückabwicklung des Risikos TEUR *****.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen fordert in seiner Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis, dass die Aufrollungen betreffend die Jahre 2023 und 2024 mit dem Fremdkapital-Zins für den Altbestand aufgerollt werden und verlangt eine Verteilung des Aufrollungsbetrages über 12 Jahre.

Vorweg ist dazu anzumerken, dass in Bezug auf die Berechnung der Aufrollungen der Jahre 2023 und 2024 die in diesen Jahren geltende Methode 2020 zur Anwendung kommt (vgl. BVwG 11.04.2023, W158 2266691-1). Nach dieser Methode sind Differenzbeträge der CAPEX sowie der Projekte gemäß Kapitel VI jährlich mit dem angemessenen Fremdkapitalzinssatz auf das Startjahr der folgenden Periode aufzuzinsen. Sofern die Aufrolldauer länger als eine Periode ist, wird der aufzurollende Betrag mit dem jeweils gültigen Fremdkapitalzins verzinst (vgl. Kapitel II.15. der Methode 2020). Gemäß der Methode 2024 sind noch nicht berücksichtigte Plan-Ist-Differenzen der 4. Regulierungsperiode ehestmöglich aufzurollen, wobei die jeweiligen Aufrollungsbeträge die Kostenbasis „für die nächste(n) Entgeltperioden(n)“ erhöht bzw. reduziert (vgl. Kapitel 14 der Methode 2024). Die Methode räumt der RegB daher in Bezug auf den Zeitpunkt der Aufrollung ein Ermessen ein. Nachdem die Aufrollung betreffend die Jahre 2023 und 2024 den Altbestand betreffen und über länger als eine Periode verteilt wird, erfolgt eine Aufrollung unter Anwendung des derzeit gültigen FK-Zinsanteils im $WACC_{\text{Altbestand}} i_{Hv}$ 2,46 %. Der sich daraus ergebende Aufrollungsbetrag wird im Rahmen des regulierungsbehördlichen Ermessens, eingedenk der unsicheren Entwicklung der zukünftigen Erlöse und mit Blick auf stabile Entgeltentwicklung, auf zehn Jahre verteilt angesetzt.

Im Jahr 2023 wird im Kapitel 4.15 ein Aufrollbetrag von TEUR ***** ermittelt. Für das Jahr 2024 wird im Kapitel 5.8 ein Teilaufrollungsbetrag von TEUR ***** ermittelt. Aufgrund der Aufteilung des Aufrollbetrages auf 10 Jahre ergibt sich folgende Darstellung:

In Summe ergeben somit nach Würdigung der Stellungnahmen die Aufrollungen aus vergangenen Perioden für das Jahr 2026 TEUR *****.

Die Aufrollung der Risikoerlöse ergibt nach Stellungnahmen gemäß Kapitel 6.1 TEUR *****.

7. Zusammenfassung der Kostenfeststellung

Auf Basis der zuvor beschriebenen Ermittlungsschritte ergab sich im vorläufigen Ermittlungsergebnis folgende für die Anerkennung maßgebliche Kostenübersicht in TEUR für das Jahr 2026:

Angaben in TEUR

Stellungnahmen

Nach Berücksichtigung aller Anpassungen im Zuge der Stellungnahmen ergibt sich nun eine Kostenbasis iHv TEUR ***** für das Jahr 2026:

Angaben in TEUR

8. Energiekosten und Kosten für CO₂-Zertifikate

Aufgrund der Änderungen der Aufbringungssystematik der Kosten für Verdichterenergie und CO₂-Zertifikate werden diese Kosten auch separat ermittelt. Diese werden zukünftig nur mehr über ein mengenabhängiges Entgelt verrechnet und nicht mehr über die Kapazitätsentgelte.

Das Unternehmen hat folgende Aufstellung an Kosten übermittelt:

Brenngas	10.451.757 €
Menge	264.601 MWh/a
Preis	39,50 €
Strom	2.861.110 €
Menge	31.451 MWh/a
Preis	90,97 €
CO₂	2.395.269 €
Menge	32.001 tCO ₂ e
Preis	74,85 €

Die übermittelten Daten können nachvollzogen werden und damit werden die Kosten für Verdichterenergie und CO₂-Zertifikate für das Jahr 2026 mit TEUR ***** festgesetzt. Eine Aufrollung dieser geplanten Kosten mit den tatsächlich anfallenden Aufwendungen erfolgt im Zuge der entsprechenden Aufrollung des Jahres 2026.

9. Mengengerüst

Das Mengengerüst besteht aus zwei Teilen:

- jenes für Kapazitätsbuchungen und
- jenes für die transportierte Menge.

In beiden Fällen ist ein Planmengengerüst festzustellen, das die tatsächlich vermarkteten Kapazitäten möglichst genau wiedergibt. Vergangenheitswerte sind aufgrund der geänderten Gasflüsse in diesem Fall wenig aussagekräftig und können deswegen hier nicht herangezogen werden. Das Unternehmen übermittelte im Verfahren ein Mengengerüst. Das Ende des Transits von russischem Gas durch die Ukraine hat auch Auswirkungen auf die Kapazitätsbuchungen und den Gasflüssen an den österreichischen Grenzkopplungspunkten. Dementsprechend nehmen die prognostizierten kontrahierten Kapazitäten sowie die prognostizierten Gasflüsse für 2026 weiter ab.

9.1. Kapazitäts-Mengengerüst

Das Kapazitäts-Mengengerüst entsprach im vorläufigen Ermittlungsergebnis im Wesentlichen den vom Unternehmen übermittelten Werten. Die Behörde nahm jedoch für folgende Punkte eine Anpassung der vom Unternehmen gemeldeten Werte vor: FZK Entry Baumgarten, FZK Entry Oberkappel, FZK Exit Oberkappel, DZK Entry ÜA und DZK Exit ÜA. Die Angaben des Unternehmens für diese Punkte lagen unter den langfristig kontrahierten Kapazitäten, was aus Sicht der Behörde nicht nachvollziehbar war. Die Behörde hat die prognostizierten kontrahierten Kapazitäten an diesen Punkten mit den Werten der langfristig bereits gebuchten Kapazitäten festgesetzt. Die prognostizierten Kapazitäten im vorläufigen Ermittlungsergebnis stellten sich daher wie folgt dar:

Entry-/Exit-Punkt	Meldung GCA 2026 kWh/h	Festgestellte Mengen 2026 kWh/h
FZK Entry Baumgarten	3.366.967	5.817.016
FZK Entry Oberkappel	6.069.660	6.522.098
FZK Entry Überackern	383.674	383.674
FZK Entry Moson	0	0
FZK Entry Petrzalka	0	0
FZK Entry Murfeld	0	0
FZK Entry Verteilerggebiet	4.028.400	4.028.400
FZK Exit Baumgarten	1.975.276	1.975.276
FZK Exit Oberkappel	3.366.967	9.173.347
FZK Exit Überackern	0	0
FZK Exit Moson	2.288.464	2.288.464
FZK Exit Petrzalka	0	0
FZK Exit Murfeld	454.079	454.079
FZK Exit Verteilerggebiet	21.422.795	21.422.795
DZK Entry ÜA (OK)	0	383.674
DZK Exit ÜA (OK)	0	585.865
DZK Exit Verteilerggebiet (Bmg)	4.635.629	4.635.629
DZK Exit Verteilerggebiet (OK)	2.378.663	2.378.663
Entry Speicher 7-fields	0	0
Entry Speicher MAB	6.629.423	6.629.423
Exit Speicher 7-fields	0	0
Exit Speicher MAB	6.629.423	6.629.423
Auersthal	0	0
Auersthal	4.635.629	4.635.629
Kirchberg	0	0
Gr. Göttfritz	0	0
Rainbach	0	0
Bad Leonfelden	0	0
Bad Leonfelden	2.378.658	2.378.663
Arnreith	0	0
Baumgarten-PVS2	21.442.795	21.422.795
Wheeling Überackern (interruptible)	0	0
Wheeling Überackern (interruptible)	0	0

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen übermittelt mit seiner Stellungnahme eine Übersicht über die prognostizierten Kapazitäten und weist darauf hin, dass es dem Unternehmen obliege, das Mengengerüst jährlich anhand der bestehenden Buchungen und erwarteten Buchungen zu

bilden. Die Behörde ändert das Mengengerüst entsprechend, nimmt jedoch eine Korrektur beim Ausspeisepunkt Baumgarten PVS2 vor, da die gemeldete Kapazität die technische Kapazität übersteigt:

Entry-/Exit-Punkt	Festgestellte Mengen
	2026 <i>kWh/h</i>
FZK Entry Baumgarten	3.366.967
FZK Entry Oberkappel	7.618.999
FZK Entry Überackern	818.029
FZK Entry Moson	0
FZK Entry Petrzalka	0
FZK Entry Murfeld	0
FZK Entry Verteilerggebiet	4.028.400
FZK Exit Baumgarten	1.975.276
FZK Exit Oberkappel	3.366.967
FZK Exit Überackern	0
FZK Exit Moson	3.189.496
FZK Exit Petrzalka	0
FZK Exit Murfeld	872.840
FZK Exit Verteilerggebiet	0
DZK Entry ÜA (OK)	0
DZK Exit ÜA (OK)	585.865
DZK Exit Verteilerggebiet (Bmg)	0
DZK Exit Verteilerggebiet (OK)	0
Entry Speicher 7-fields	0
Entry Speicher MAB	6.629.423
Exit Speicher 7-fields	0
Exit Speicher MAB	6.629.423
Auersthal	0
Auersthal	4.635.629
Kirchberg	0
Gr. Göttfritz	0
Rainbach	0
Bad Leonfelden	0
Bad Leonfelden	2.378.658
Arnreith	0
Baumgarten-PVS2	21.422.795
Wheeling Überackern (interruptible)	0
Wheeling Überackern (interruptible)	0

9.2. Mengengerüst für transportierte Mengen

Entsprechend der geänderten Referenzpreismethode sowie der Kostenermittlungsmethode (Beilage .1) wurde das Mengengerüst für transportiertes Gas im vorläufigen Ermittlungsergebnis wie folgt festgesetzt:

<i>Flussrichtung</i>	<i>Entry-/Exit-Punkt</i>	<i>kWh</i>
Entry	Baumgarten (Gas Connect Austria)	7.873.076.703
Entry	Baumgarten (WAG)	41.209.160.334
Entry	Oberkappel	56.380.240.171
Entry	Überackern ABG (AT) / Überackern (DE)	0
Entry	Überackern SUDAL (AT) / Überackern 2 (DE)	19.733.489.950
Exit	Baumgarten (WAG)	11.190.000.000
Exit	Mosonmagyarovar	23.499.000.000
Exit	Murfeld (AT) / Ceršak (SI)	6.550.835.116
Exit	Oberkappel	691.039.417
Exit	Petrzalka	0
Exit	Überackern ABG (AT) / Überackern (DE)	0
Exit	Überackern SUDAL (AT) / Überackern 2 (DE)	2.652.731.317
Entry	Domestic	1.839.918.104
Entry	Storage	14.807.971.364
Exit	Domestic	70.497.000.000
Exit	Storage	28.445.975.852

Stellungnahme und Würdigung

Im Zuge der Stellungnahme wurde auch eine Aufstellung über die erwarteten Gasflüsse 2026 übermittelt, die die Behörde somit heranzieht und im Bescheid als Mengengerüst für transportierte Mengen festsetzt:

Flussrichtung	Entry-/Exit-Punkt	kWh
entry	Baumgarten (Gas Connect Austria)	0
entry	Baumgarten (WAG)	4.120.916.033
entry	Oberkappel	60.068.188.116
entry	Überackern ABG (AT) / Überackern (DE)	7.165.934.040
entry	Überackern SUDAL (AT) / Überackern 2 (DE)	0
exit	Baumgarten (WAG)	0
exit	Mosonmagyarovar	23.499.000.000
exit	Murfeld (AT) / Ceršak (SI)	6.550.835.116
exit	Oberkappel	0
exit	Petrzalka	0
exit	Überackern ABG (AT) / Überackern (DE)	0
exit	Überackern SUDAL (AT) / Überackern 2 (DE)	0
entry	Domestic	1.839.918.104
entry	Storage	14.807.971.364
exit	Domestic	63.447.300.000
exit	Storage	14.807.971.364

III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gemäß § 7 VwGVG das Rechtsmittel der Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen vier Wochen nach erfolgter Zustellung dieses Bescheides bei der E-Control einzubringen und hat die Bezeichnung des angefochtenen Bescheides, die belangte Behörde, die Gründe auf die sich die behauptete Rechtswidrigkeit stützt sowie das Begehren zu enthalten.

Mit Einbringung der Beschwerde ist die Eingabengebühr von **EUR 30,00** gemäß § 14 TP 6 Abs. 5 Z 1 lit. b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl. 267/1957 idgF iVm § 2 VwG-Eingabengebührverordnung (VwG-EGebV), BGBl. II 387/2014 idgF, fällig. Die Gebühr ist zumindest unter Angabe der Geschäftszahl des Bescheides als Verwendungszweck durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamts Österreich – Dienststelle Sonderzuständigkeiten, IBAN: AT83 0100 0000 0550 4109, BIC: BUNDATWW, zu entrichten. Die Entrichtung der Gebühr ist durch einen Zahlungsbeleg oder einen Ausdruck über die erfolgte Erteilung einer Zahlungsanweisung nachzuweisen; dieser Beleg ist der Eingabe anzuschließen. Notare, Rechtsanwälte, Steuerberater oder Wirtschaftsprüfer können die Entrichtung der Gebühr auch durch einen schriftlichen Beleg des spätestens zugleich mit der Eingabe weiterzuleitenden Überweisungsauftrages nachweisen, wenn sie darauf mit Datum und Unterschrift bestätigen, dass der Überweisungsauftrag unter einem unwiderruflich erteilt wird.

IV. Gebührenhinweis

Energie-Control Austria
für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Wien, am 30.04.2025

Der Vorstand

Beilagen (nicht Teil der Veröffentlichung)