

V MET G 01/20 Gas Connect Austria GmbH (unverbindliche öffentliche Fassung)

Methodenregulierung; Gas Fernleitungsnetzbetreiber; Kostenfeststellung; Risikotragung

bpv Hügel Rechtsanwälte GmbH
als ZBV der Gas Connect Austria GmbH
Schreyvogelgasse 2
1010 Wien
per elektronischer Zustellung

Wirtschaftskammer Österreich

Wiedner Hauptstraße 63
1045 Wien
per elektronischer Zustellung

Bundesarbeitskammer

Prinz-Eugen-Straße 20-22
1040 Wien
per elektronischer Zustellung

per elektronischer Zustellung

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. Der Antrag auf Genehmigung der Methode vom 7. März 2024 wird abgewiesen.
- b. Der Eventualantrag auf Genehmigung der Methode vom 25. April 2024 wird abgewiesen.
- c. Es wird von Amts wegen ab 1. Jänner 2025 befristet bis zum 31. Dezember 2027 eine Methode erlassen. Diese Methode bildet als Beilage ./01 einen Bestandteil dieses Bescheides.
- d. Die jährlichen Kosten für die Regulierungsperiode ab 1. Jänner 2025 für die Verdichterenergie und Kosten für CO₂-Zertifikate werden für 2025 mit EUR 17.159.047,00 festgestellt.
- e. Die jährlichen Kosten exkl. Verdichterenergie und Kosten für CO₂-Zertifikate werden für das Jahr 2025 mit EUR 99.061.029,62 festgestellt.

f. Als Mengen werden festgestellt:

i. Für 2025

Mengengerüst für das kapazitätsbasierte Entgelt

Entry-/Exit-Punkt	kWh/h
FZK Entry Baumgarten	15.458.650
FZK Entry Oberkappel	9.945.577
FZK Entry Überackern	1.871.338
FZK Entry Moson	0
FZK Entry Petrzalka	0
FZK Entry Murfeld	0
FZK Entry Verteilerggebiet	4.028.400
FZK Exit Baumgarten	4.599.481
FZK Exit Oberkappel	13.795.957
FZK Exit Überackern	324.117
FZK Exit Moson	5.747.513
FZK Exit Petrzalka	0
FZK Exit Murfeld	638.699
FZK Exit Verteilerggebiet	21.422.795
DZK Entry ÜA (OK)	3.357.000
DZK Exit ÜA (OK)	6.431.372
DZK Exit Verteilerggebiet (Bmg)	4.635.629
DZK Exit Verteilerggebiet (OK)	2.378.663
Entry Speicher 7-fields	0
Entry Speicher MAB	7.991.749
Exit Speicher 7-fields	0
Exit Speicher MAB	7.259.626
FZK Exit VG - Auersthal	0
DZK Exit VG - Auersthal	4.635.629
FZK Exit VG - Kirchberg	0
FZK Exit VG - Gr. Göttfritz	0
FZK Exit VG - Rainbach	0
FZK Exit VG - Bad Leonfelden	0
DZK Exit VG - Bad Leonfelden	2.378.663
FZK Exit VG - Arnreith	0
FZK Exit VG - Baumgarten-PVS2	21.422.795
Entry Wheeling Überackern (interruptible)	4.582.144
Exit Wheeling Überackern (interruptible)	4.582.144

Mengengerüst für das mengenbasierte Entgelt

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

Spruchpunkt 2:

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

II. Begründung

1. Verfahrensablauf

1.1. Ausgangslage

Mit Bescheid vom 22. April 2020 (V MET G 01/17) wurde die von Gas Connect Austria GmbH (kurz: **GCA**) eingereichte Methode befristet bis zum 31. Dezember 2024 genehmigt. Am 4. November 2020 hat der Vorstand der E-Control zur Zahl V MET G 01/20 das Verfahren zur Feststellung der Kosten, der Zielvorgaben sowie des Mengengerüsts gemäß § 69 Abs. 2 iVm § 82 GWG 2011 für die verfahrensgegenständliche Genehmigungsperiode eingeleitet und die erste Datenabfrage mit 12. Mai 2021 durchgeführt.

1.2. Aufforderung zur Übermittlung einer Methode bzw. eines Methodenkonzepts

Mit E-Mail vom 3. Februar 2023 wurde die GCA durch die Behörde u.a. aufgefordert, die mitgesendeten Anforderungslisten für die Jahre 2021 und 2022 sowie "bis Ende März ihre Wünsche/Vorstellungen/einen Erstentwurf bezüglich einer neuen Methode an die Behörde zu übermitteln". Da bis zum Ende der Frist keine Unterlagen für die Methode eingereicht wurden, erneuerte die Behörde ihre Aufforderung am 4. April 2023 und trug dem Netzbetreiber auf, dies bis zum 14. April 2023 nachzuholen. Am 21. April 2023 wurde ein „Diskussionstand“ übermittelt, allerdings kein Antrag auf Genehmigung einer miteingereichten Methode gestellt; vielmehr enthielt das Schreiben konzeptive Gedanken zur Darlegung der Ansichten des Unternehmens.

1.3. Verfahrensschritte der Regulierungskommission der E-Control zur Einhaltung der europäischen Vorgaben zur Festlegung neuer Netzentgelte

In Ermangelung eines Antrags und damit einer antragsgemäßen Beurteilung angemessener Kosten durch den Vorstand der E-Control wurde auf Grundlage von Schätzungen von Kosten und Mengen durch die Regulierungskommission der E-Control am 21. Dezember 2023, unvorgreiflich der endgültigen Kosten- und Mengenfeststellung des Vorstandes, eine Konsultation der Referenzpreismethode (RPM) gemäß Art. 26 und 28 des Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen VO (EU) 2017/460 der Kommission vom 16. März 2017 (TAR NC) durchgeführt. Die Zusammenhänge zwischen RPM und Kostenmethode sind in Kapitel 2.4 näher beschrieben.

1.4. Entwicklung einer Behördenmethode sowie eine vorläufige Ermittlung angemessener Kosten

Am 8. Februar 2024 wurden eine von der Behörde amtswegig ausgearbeitete Methode sowie darauf aufbauende Kostenberechnungen in Form eines vorläufigen Ermittlungsergebnisses dem Parteiengehör mit Stellungnahmefrist 29. Februar 2024 unterzogen. Auf Ersuchen der GCA und gemeinsamen Ansuchen der Bundesarbeitskammer (BAK) und der

Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) wurde die Stellungnahmefrist auf den 7. März 2024 erstreckt.

1.5. Stellungnahmen zum vorläufigen Ermittlungsergebnis, Antrag GCA

Die Bundesarbeitskammer (BAK) erklärte in ihrer Stellungnahme vom 4. März 2024, die im Methodendokument des vorläufigen Ermittlungsergebnisses vorgeschlagenen und angewandten Regulierungsparameter zu großen Teilen zu unterstützen. Zum Mengenrisiko erklärte die BAK, dass eine Aufrollung bzw. Verwendung der ausbezahlten Risikoprämien eine grundlegende Voraussetzung sei, wenn das Mengenrisiko zukünftig auf die Netznutzer:innen überwälzt werden solle, denn schließlich sei diese Prämie genau dafür gewährt worden und müsse daher zur Reduzierung der Kosten auf Seiten der Netznutzer:innen herangezogen werden. Eine andere Verwendung der ausbezahlten Mittel sei für die BAK nicht hinnehmbar. Der Ansatz der Buchwerte anstelle der Wiederbeschaffungswerte werde ausdrücklich begrüßt, da die Bewertung des Anlagevermögens über Buchwerte besser zu den veränderten Rahmenbedingungen der Gasnetzinfrastruktur passe. Die BAK begrüßte ebenfalls die Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre, die Ansätze der Behörde zum Forschungsbudget sowie den geänderten Ansatz, das Mengengerüst in der 5. Periode nicht mehr wie zuvor anhand des Durchschnitts der Buchungen in der Vergangenheit zu ermitteln, sondern jährlich anhand bestehender und erwarteter Buchungen. Die BAK begrüßte auch die Festlegung der Behörde, Planerlöse aus Auktionserlösen anzusetzen. Zur Festlegung des x_{gen} auf 0,4 % für OPEX merkte sie kritisch an, dass sie diesen als zu niedrig angesetzt ansieht. Die Teilnahme am internationalen OPEX-Benchmarking sei jedenfalls zu begrüßen. Ebenso wurde kritisch gesehen, dass der WACC für den Altbestand während der gesamten Periode (4,20 % vor Steuern) fix gilt, aber jener für Neuinvestitionen jährlich aktualisiert wird (für 2025: 6,36 % vor Steuern) und die Festlegung des Fremdkapitalzinssatzes am oberen Ende der Bandbreite hinterfragt.

Die WKÖ begrüßte in ihrer Stellungnahme vom 7. März 2024 ebenfalls die Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre und den Ansatz, Buchwerte zur Bestimmung des Anlagevermögens heranzuziehen. Die Festlegung der Werte unter Berücksichtigung des behördlichen *Randl/Zechner*-Gutachtens vom 11. November 2023 (im Akt 2024-02-02-D-000496) fand die WKÖ nachvollziehbar. Zur WACC-Kapitalstruktur von 40 % Eigenkapital und 60 % Fremdkapital regte sie an, für die Zukunft die sehr komplexe Eigenfinanzierung des Netzbetreibers genauer zu betrachten und gegebenenfalls die Normkapitalstruktur abzuändern. Die WKÖ sah es als sachgerecht an, dass der generelle Produktivitätsfaktor x_{gen} bei den OPEX wie im Gas-Verteilernetz mit 0,4 % angesetzt wird, verwies jedoch nachdrücklich auf die Wichtigkeit eines internationalen Benchmarkings. Die WKÖ unterstützte die Vorgehensweise der Behörde bei der individuellen Risikoabgeltung und dem Mengenrisiko (Übernahme des Mengenrisikos durch die Netzkunden, im Gegenzug Aufrollung der bis dato bezahlten Mittel zuzüglich Verzinsung, abzüglich allfälliger bereits eingetretener Mindererlöse), bei den Boni und dem Forschungsbudget.

Die GCA wies in ihrer Stellungnahme vom 7. März 2024 darauf hin, dass das vorläufige Ermittlungsergebnis und der dem Parteiengehör unterzogene amtswegige Methodenentwurf nach ihrer Berechnung für die Jahre 2025 bis 2027 zu durchschnittlichen jährlichen Verlusten von über ***** Mio. Euro führen würde. Der grundsätzliche Ansatz, das Mengenrisiko auf die Netzkund:innen zu übertragen, wurde befürwortet. Die GCA übermittelte Unterlagen zu den von der Behörde im vorläufigen Ermittlungsergebnis zur Klärung genannten Themen (Schiedsgerichtskosten, Versicherungserlösen, etc.). Weiters brachte sie Gutachten zur Ermittlung angemessener Zinsen, zwei Gutachten zur durch die Behörde durchgeführten Risikoaufrollung, ein Gutachten zur bilanziellen Behandlung der Risikoerlöse sowie ein rechtliches Gutachten ein und beantragte die Genehmigung einer von ihr nunmehr selbst erstellten Methode. Zum vorläufigen Ermittlungsergebnis und zur amtswegigen Methode wies sie auf einen Änderungsbedarf bei der Aufrollung der CAPEX früherer Jahre, bei den Boni, bei den Kosten für innovative Projekte gemäß Kapitel VI der Methode 2021 bis 2024, bei den Auktionsübererlösen und beim Mengengerüst hin. Besonders ausführlich nahm die GCA zu den Themenpunkten OPEX, Bemessung der Regulatory Asset Base (RAB) (Buchwertansatz) und Aufrollung der Risikoerlöse Stellung.

1.6. Erörterung der Stellungnahmen

Am 15. März 2024 fand über Einladung der Behörde eine Erläuterung der von den Parteien eingebrachten Stellungnahmen statt. Dabei wurden insbesondere die Themen Übererlöse aus der Vergangenheit, Regulierungskonto, Auktionserlöse der Zukunft sowie die Auswirkungen der amtswegigen behördlichen Methoden- und Bescheidansätze auf die Unternehmensgewinne erörtert (siehe Ergebnisprotokoll vom 15. März 2024; im Akt: 2024-04-10-D-000385).

Mit ihrer Replik vom 22. März 2024 äußerte sich die BAK zur Stellungnahme des Unternehmens und wiederholte darin insbesondere ihren Standpunkt, dass eine Umstellung der Bewertung des Anlagevermögens von Wiederbeschaffungswerten auf Buchwerte aus mehreren Gründen geboten sei, sowie dass die in vergangenen Perioden durch die Netznutzer:innen entrichtete Risikoabgeltung zur Gänze aufgerollt und bestimmungsgemäß verwendet werden solle.

Die WKÖ replizierte am 22. März 2024 auf die Stellungnahme der GCA und ging dabei neben der Frage der amtswegigen Entscheidungsmöglichkeit auf die Thematiken der Aufrollung des Kapazitätsrisikos, die Bestimmung der RAB, die Aufwertung der eigenkapitalfinanzierten Netzanlagen (Wiederbeschaffungswerte), des nominellen WACC, zur Zielvorgabe, zum Netzbetreiberpreisindex (NPI), zum Forschungs- und Innovationsbudget und zum Bonus-/Malus-System ein und trat hier dem Vorbringen des Unternehmens entgegen.

1.7. Mündliche Verhandlung

Auf Antrag des Unternehmens fand am 27. März 2024 eine mündliche Verhandlung statt. Dabei wurden vor allem die Themen Mengenentwicklung, Abgrenzung periodenfremder Erlöse iZm den Risikoerlösen sowie Plankosten und Investitionen behandelt (vgl. Protokoll zur mündlichen Verhandlung; im Akt: 2024-04-26-D-000239). In der mündlichen Verhandlung wurde dem Unternehmen u.a. aufgetragen, den zuvor übermittelten Fernleitungstarifevergleich gemäß § 82 Abs. 4 GWG 2011 nicht nur in Bezug auf vier Staaten einer bestimmten Region, sondern entsprechend der Rechtsgrundlage repräsentativ für die Mitgliedstaaten der Europäischen Union darzustellen.

1.8. Aufforderung Verbesserungsersuchen

Da in weiterer Folge von Seiten der GCA keine angepasste Methode übermittelt wurde, erging am 11. April 2024 seitens der Behörde ein Verbesserungsauftrag gemäß § 82 Abs. 1 GWG 2011, mit welchem die Behörde der GCA Abänderungen der am 7. März 2024 beantragten Methode im Zusammenhang mit der Aufrollung der Mengenrisikoerlöse, den vom Unternehmen gewünschten Wiederbeschaffungswerten bei der RAB, dem WACC, den OPEX, der Forschungsprämie und den Boni binnen zwei Wochen auftrug. Unter einem forderte die Behörde die GCA im Sinne ihrer Mitwirkungspflicht gemäß § 82 Abs. 1 sechster Satz GWG 2011 auf, die eingereichte Methode zu den Themenpunkten Mengenrisiko, Rückabwicklung Risikoerlöse, verzinsliche Kapitalbasis (Wiederbeschaffungswertansatz), Kapitalverzinsung, OPEX, Forschungsprämie und Boni abzuändern oder neu einzureichen, da sie den gesetzlichen Rahmenbedingungen nicht entspricht (vgl. Aufforderungsschreiben vom 11. April 2024 zur Verbesserung der Methode; GZ V MET G 01/20/12).

1.9. Erläuterung des Aufforderungsschreibens

Zum Zwecke der näheren Erläuterung der behördlichen Position zu diesen Punkten fand am 17. April 2024 eine weitere Erörterung mit beiden Fernleitungsnetzbetreibern GCA und Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) sowie BAK und WKÖ statt.

1.10. Neueinreichung einer Methode

Mit Schriftsatz vom 25. April 2024 hielt GCA den Antrag vom 7. März 2024 auf Genehmigung der eingereichten Tarifmethode vollinhaltlich aufrecht und brachte überdies einen Eventualantrag ein, der sich in folgenden Punkten von der Tarifmethode des Hauptantrags unterschied:

- Verstärkte Gewichtung des UGB-Anlagevermögens in der regulierten Anlagenbasis;
- Deckelung der Zielvorgaben mit 2 % p.a. abhängig von einem Benchmarking;
- Forschungsprämie iHv 0,5 % der jährlichen beeinflussbaren Betriebskosten;
- Aussetzung der Boniregelung für die antragsgegenständliche Tarifperiode 2025-2027.

Explizit nicht in der eventualiter beantragten Tarifmethode vorgesehen war die Aufrollung der Risikoprämien der Vergangenheit.

Weiters nahm die GCA zum Auftrag der Behörde vom 11. April 2024 zu Fragen

- des behördlichen Ermessensspielraumes und Mitwirkungspflicht der GCA;
- der Zuordnung bzw. Aufrollung des Mengenrisikos;
- der verzinslichen Kapitalbasis und Verzinsung;
- den Betriebskosten;
- der Forschungsprämie und
- zu den Gutachten und Stellungnahmen von Frontier Economics und Randl/Zechner sowie
- zur Absicht der Behörde betreffend einen ins Auge gefassten Schluss des Ermittlungsverfahrens

Stellung.

Die GCA brachte weiters eine gemeinsam mit der TAG beauftragte Stellungnahme von NERA zur Rückabwicklung der Risikoabgeltung ein sowie am 26. April 2024 zum WACC-Gutachten von Randl/Zechner ein ergänzendes Gegengutachten von Bogner. Diese Anträge und Unterlagen wurden den anderen Parteien übermittelt.

Bereits, am 17. April 2024 hatte das Unternehmen auf Ersuchen der Behörde einen ergänzten internationalen Tarifevergleich übermittelt, in welchem nicht nur die ursprünglichen Fernleitungsnetzbetreiber der vier östlichen Nachbarstaaten Österreichs, sondern die Tarife aller Fernleitungsnetzbetreiber in allen Staaten der Europäischen Union nominell verglichen wurden.

1.11. Rückmeldung von BAK und WKÖ zur neu eingereichten Methode

Seitens BAK wurden die neuen Begehren der GCA mit Stellungnahme vom 3. Mai 2024, seitens der WKÖ mit Stellungnahme vom 6. Mai 2024 inhaltlich abgelehnt. Die Legalparteien hielten ihre bisherigen Positionen aufrecht, erachteten den Methodenvorschlag der GCA für nicht angemessen und beantragten dessen Abweisung.

2. Rechtslage und Rahmenbedingungen für Kosten- und Mengenermittlung für Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 69 iVm § 82 GWG 2011

2.1. Allgemeine Ausführungen zur Rechtsgrundlage

§ 69 Abs. 2 GWG 2011 bestimmt, dass die Regulierungsbehörde die vom Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 82 eingereichten 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 im Fernleitungsnetz 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 normiert, dass die von den Regulierungsbehörden gemäß Art. 41 Abs. 6 der Gasbinnenmarkt-RL 2009/73/EG genehmigten Tarife oder Methoden zu ihrer Berechnung, die die Fernleitungsnetzbetreiber anwenden, sowie die gemäß Art. 32 Abs. 1 der genannten Richtlinie veröffentlichten Tarife transparent sein müssen, der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig eine angemessene Kapitalrendite umfassen, sowie gegebenenfalls die Tarifvergleiche der Regulierungsbehörden berücksichtigen sollen.

2.2. Einwände gegen die amtswegige Durchführung des Verfahrens

In seiner „Rechtlichen Analyse des Ermittlungsberichts der E-Control vom 8. Februar 2024 betreffend die Tarifmethode der GCA“ (im Akt: 2024-03-07-D-000699) geht der von GCA beauftragte Gutachter RA DDr. Schneider, der GCA im Verfahren ab dem 27. März 2024 rechtsfreundlich vertritt, auf die Frage der rechtlichen Zulässigkeit ein, das von der Behörde dem Parteiengehör unterzogene vorläufige Ermittlungsergebnis auf § 69 GWG 2011 zu stützen. Diese Bedenken werden in dem Schriftsatz vom 25. April 2024 im Wesentlichen wiederholt und auch für eine amtswegige Bescheiderlassung gemäß § 69 GWG 2011 ins Treffen geführt.

Der Gutachter (Rz 10 des Gutachtens) erachtet die Möglichkeit einer amtswegigen Durchführung als subsidiären Alternativtatbestand, da § 82 GWG 2011 die Erstellung einer Tarifmethode verbindlich vorschreibt und erst bei Versäumen trotz Aufforderung eine amtswegige Erstellung erfolgen dürfe.

Dieser Auffassung ist nach Ansicht der Behörde nicht zu folgen, da der Gesetzeswortlaut des § 69 Abs. 2 GWG 2011 eine amtswegige Bescheiderstellung zulässt und weder aus dem Wortlaut, noch aus den Gesetzesmaterialien eine solche „Subsidiarität“ der amtswegigen Bestimmung entnommen werden kann.

Die chronologische Aufzählung der Tatbestandsvoraussetzungen einer Bescheiderlassung („auf Antrag oder von Amts wegen“) für sich alleine kann aus Sicht der Behörde nicht zu einer solchen Subsidiarität führen. Ebenso wenig lässt sich aus systematischer Sicht in § 82 GWG 2011 eine Subsidiarität erkennen: dass der Gesetzgeber für Parteienanträge inhaltliche Vorgaben machen muss, liegt in der Natur der Sache, da für die Amtsführung der Behörde bereits, neben unionsrechtlichen Vorgaben, die Rechtsvorschriften des Energie-Control-

Gesetzes (insbesondere § 4 – Allgemeine Ziele sowie § 7 Abs. 2 – gesetzesmäßige, zweckmäßige, wirtschaftliche und sparsame Amtsführung) den Handlungsrahmen setzen.

Im Gutachten von Schneider wird aus dem allgemeinen Wortsinn der Wendung „zu genehmigen“ in § 69 Abs. 2 GWG 2011 der Schluss gezogen, dass hinter dem Bescheid ein Antrag stehen müsse. Der nationale Gesetzgeber könne selbst festlegen, welchen Ermessensspielraum die Regulierungsbehörde bei der Tariffestsetzung haben dürfe. Bei den Fernleitungsnetzbetreibern trete an die Stelle einer behördlichen Preisbestimmung also eine behördliche Preiskontrolle.

Einer engen Interpretation des Wortes „Genehmigung“ stehen – entgegen dem Vorbringen des Unternehmens – daneben systematische Erwägungen zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde (RegB) entgegen: Gemäß Art. 39 Abs. 4 lit. a und Abs. 5 lit. a der Richtlinie 2009/73/EG hat die Regulierungsbehörde ihre Zuständigkeit nämlich unabhängig von öffentlichen Einrichtungen bzw. politischen Stellen auszuüben. Die mangelnde Unabhängigkeit und damit verbundene Ineffektivität der Liberalisierung war geradezu ein Hauptaugenmerk des Unionsgesetzgebers (vgl. RL 2009/73/EG ErwGr 29). Diese unabhängige Stellung der Behörde soll daher garantieren, dass die Regulierungsbehörde im Verhältnis zu den Einrichtungen, denen gegenüber ihre Unabhängigkeit zu wahren ist, völlig frei handeln kann und dabei vor jeglicher Weisung und Einflussnahme von außen geschützt ist (vgl. EuGH Rs. C-378/19, *Prezident Slovenskej republiky*, Rz. 32 f). Die RegB hat ihre Entscheidungen in den von der Richtlinie genannten Regulierungsaufgaben und -befugnisse daher selbständig und allein auf der Grundlage des öffentlichen Interesses zu treffen, um die Einhaltung der mit dieser Richtlinie verfolgten Ziele zu gewährleisten, ohne externen Weisungen anderer öffentlicher oder privater Stellen unterworfen zu sein (ebd., Rz 54).

In dem Zusammenhang hat der EuGH in der Rs. C-718/18, *Kommission/Deutschland*, aufbauend auf seiner vorgehenden Judikatur u.a. (wiederum) ausgesprochen, dass

- die „*völlige Unabhängigkeit der NRB gegenüber Wirtschaftsteilnehmern und öffentlichen Einrichtungen [...] notwendig [ist], um zu gewährleisten, dass die von den NRB getroffenen Entscheidungen unparteiisch und nicht diskriminierend sind, was die Möglichkeit einer bevorzugten Behandlung der mit der Regierung, der Mehrheit oder jedenfalls der politischen Macht verbundenen Unternehmen und wirtschaftlichen Interessen ausschließt. Zudem gibt die völlige Trennung von der politischen Macht den NRB die Möglichkeit, bei ihrem Handeln eine langfristige Perspektive zu verfolgen, die erforderlich ist, um die Ziele der Richtlinien 2009/72 und 2009/73 zu verwirklichen.*“ (Rz. 112);
- „*eine Auslegung von [...] Art. 41 Abs. 1 Buchst. a und Abs. 6 Buchst. a und b der Richtlinie 2009/73 in dem Sinne, dass es einer nationalen Regierung freisteht, die von den NRB anzuwendenden Methoden zur Berechnung der Netzzugangstarife und der*

Ausgleichsleistungen festzulegen oder zu genehmigen, den Zielen dieser Richtlinien zuwiderliefe.“ (Rz 113);

- *„die Richtlinien 2009/72 und 2009/73 ausschließlich den NRB zugewiesenen Befugnisse sowie die Unabhängigkeit der NRB gegenüber allen politischen Stellen zu gewährleisten sind, also nicht nur gegenüber der Regierung, sondern auch gegenüber dem nationalen Gesetzgeber, dem es nicht gestattet ist, einen Teil dieser Befugnisse den NRB zu entziehen und sie anderen öffentlichen Stellen zuzuweisen.“ (Rz. 130);*
- *„die Mitgliedstaaten bei der Organisation und Strukturierung ihrer NRB zwar über eine Autonomie verfügen, diese Autonomie jedoch unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien 2009/72 und 2009/73 festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben ist [...], mit denen sichergestellt werden soll, dass die NRB bei der Ausübung der ihnen vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom erlassen.“ (Rz. 119 mHa EuGH Prezident Slovenskej republiky, Rz 38) und*
- *„[in] Anbetracht eines derart detaillierten normativen Rahmens auf Unionsebene, aus dem sich, [...] ergibt, dass die Tarife und Berechnungsmethoden für den inländischen und den grenzüberschreitenden Handel auf der Grundlage einheitlicher Kriterien festzulegen sind, kann der Bundesrepublik Deutschland nicht darin gefolgt werden, dass es für die Umsetzung der Richtlinien 2009/72 und 2009/73 erforderlich sei, Kriterien für die Berechnung der Tarife auf nationaler Ebene aufzustellen.“ (Rz. 123).*

Es ist demnach nach der Rsp. des EuGH im Lichte der Unabhängigkeit unionsrechtlich unzulässig, die Behörde bei der Festlegung der Netzentgelte, der damit verbundenen Kosten und ihrer Berechnungsmethoden national (durch gesetzgeberisches oder verwaltungsbehördliches Handeln des Mitgliedstaats) an besondere inhaltliche Vorgaben zu binden als auch formelle Vorgaben zu machen, die verhindern, dass die Regulierungsbehörde ihre Entscheidungen autonom erlassen kann. Damit soll ermöglicht werden, die öffentlichen (Regulierungs)Ziele der Energieunion langfristig zu verfolgen.

Wenn es schon unionsrechtlich unzulässig ist, die Behörde an inhaltliche Vorgaben des Mitgliedstaats bei der Kosten-/Tariffestlegung zu binden, dann muss es umso mehr unzulässig sein, dass das regulierte Unternehmen selbst durch seine Anträge bestimmt, wie die Kosten und Tarife gestaltet sind (vgl. dahingehend die obigen Ausführungen zur Unabhängigkeit gegenüber Wirtschaftsteilnehmern). Andernfalls wären – in Verkehrung der Art. 39 ff der ErdgasbinnenmarktRL 2009/32/EG nicht die öffentlichen (Regulierungs)Ziele der Richtlinien sondern primär die privaten Interessen des Unternehmens maßgeblich.

Die verfahrensrechtlich eingeräumte Möglichkeit der Antragstellung für Fernleitungsnetzbetreiber darf zu keiner materiellen Ungleichbehandlung gegenüber anderen regulierten Netzbetreibern führen.

§ 69 Abs. 2 und § 82 Abs. 1 GWG 2011 können daher bei unionsrechtskonformer Auslegung nur so interpretiert werden, dass die Genehmigung eines Antrags der Fernleitungsnetzbetreiber im unionsrechtlich gebundenen Ermessen der Regulierungsbehörde liegt.

An dieser Schlussfolgerung ändert auch nichts, dass, wie im Gutachten von Schneider vom 7. März 2024 (im Akt 2024-03-07-D-000699) ausgeführt, der EuGH- im Rahmen der Entscheidung Kommission/Deutschland, C-718/18, nicht auf den Fall einer antragsbezogenen Genehmigung von Tarifen eingegangen ist, und die im zitierten Verfahren festgestellte Vertragsverletzung Deutschlands an keiner Stelle mit dem Ermessen der nationalen Regulierungsbehörden begründet wurde.

Für die Behörde können diese Differenzierungen keinen relevanten Unterschied machen: entscheidend ist, dass nach der Rsp. des EuGH das Unionsrecht die Kompetenzen der Regulierungsbehörden ausreichend determiniert und weitergehende, über die Richtlinie und die Verordnung Nr. 715/2009 hinausgehende nationale Vorgaben des Gesetzgebers für die Behörde nicht notwendig, überdies auch unionsrechtswidrig sind. Der Umstand, ob der EuGH die abschließende Harmonisierung der Regulierungsbehördenaufgaben mit der Unabhängigkeit, Autonomie oder der Ermessensfreiheit begründet, ist für dieses Ergebnis unerheblich. Zusätzlich sei erwähnt, dass der Bedarf nach einer Ausweitung der Ermessensfreiheit der Behörde in Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG ohnedies besonders hervorgestrichen wird. Insofern spielt es auch in Zusammenhang mit den Kompetenzen der Regulierungsbehörde keine Rolle, ob die unionsrechtlichen Regelungen verfahrensgegenständlich durch AVG-Anträge oder durch indirekte über die Harmonisierung hinausgehende Determinierungen der Tarife, wie etwa extensive Interpretationsversuche zu § 82 Abs. 4 GWG 2011 (siehe oben "jedenfalls") handelt oder nicht. In beiden Fällen erachtet die Behörde das abschließend harmonisierte Recht bzw. die Pflicht, gemäß Art. 13 der Verordnung 715/2009 iVm Art. 40 ff der Richtlinie 2009/73/EG Tarife in der „richtigen“ Höhe festzulegen, faktisch und rechtlich beeinträchtigt, da durch die Inhalte der Anträge dieses Ziel vereitelt werden kann. Eine Ermessensbindung der Behörde ausschließlich an die Antragstellung ist daher im Lichte der Judikatur zu Rs C-718/18 unzulässig.

So hat der VwGH bereits in Hinblick auf die § 48 ff EIWOG 2010 ausgesprochen, dass der Regulierungsbehörde hiermit ein weites Ermessen im Zusammenhang mit der Kostenermittlung eingeräumt wurde (VwGH 18.11.2014, 2012/05/0092, 2012/05/0093, 2012/05/0094). Nichts anderes kann in Bezug auf die Festlegung nach § 69 Abs. 2 GWG 2011 gelten, bleiben die Regelungen in ihrem Detailgrad doch beispielsweise merklich hinter den Vorgaben zur Feststellung nach dem EIWOG 2010 für Stromnetzbetreiber zurück.

Daneben ist, wie oben bereits ausgeführt, die Regulierungsbehörde den unionsrechtlichen Vorgaben und der damit (auch national) festgelegten Ziele verpflichtet. Diese Aufgabe kann die Regulierungsbehörde nur durch Übung von Ermessen nachkommen, da die (Beweis)Mittel und Wege zur Erreichung der Ziele hierzu abhängig von der Marktsituation sowie den

rechtlichen und faktischen Möglichkeiten der Netzbetreiber und der Regulierungsbehörde nur so in Einklang gebracht werden können.

Im Übrigen ist der Begriff des behördlichen Ermessens nach nationalem Verständnis ein anderer als der des (politischen) Ermessens auf Unionsebene bzw. in der Rsp. des EuGH (nach der Meroni-Doktrin basierend auf der Rs. 9/56 Meroni). Während die Regulierungsbehörde ein Ermessen nach nationalem Verständnis in Erfüllung ihrer Aufgaben zur Entgeltregulierung ausüben kann und muss, ist dies kein Ermessen iSd Meroni-Doktrin (vgl. EuGH Kommission/Deutschland, Rz 131 ff).

Abschließend dazu ist darauf hinzuweisen, dass das Ergebnis auch im angenommenen Fall einer nationalgesetzlichen Bindung der Behörde an den Antrag kein anderes wäre: gemäß Art. 41 Abs. 10 der Richtlinie 2009/73/EG ist die Regulierungsbehörde befugt, vorläufig geltende Fernleitungsnetztarife oder die entsprechenden Methoden festzulegen oder zu genehmigen, wenn sich die Festlegung der Tarife verzögern sollte. Selbst bei einer ausschließlichen Antragsbindung hätte die Regulierungsbehörde – im Hinblick auf die Rechte der betroffenen Netzbenutzer, die ein unionsrechtlich gesichertes Recht auf die Festlegung angemessener Fernleitungsnetzentgelte haben – somit jedenfalls das Recht, vorläufige Entgelte festzulegen, da Art. 41 Abs. 10 der Richtlinie 2009/73/EG im Sinne der Rechtsprechung des EuGH unmittelbar anzuwenden ist. Bei dieser vorläufigen Festsetzung der Tarife kann es sich nur um eine amtswegig wahrzunehmende Aufgabe der Behörde handeln, da eine (abermalige) Bindung an einen Antrag wiederum die Festlegung der Tarife in der richtigen, mit Art. 13 der Verordnung 715/2009 im Einklang stehenden, Höhe zu beeinträchtigen geeignet ist.

Der verspätete und nicht genehmigungsfähige Antrag (siehe oben Kap. 1.8.) des Unternehmens, machte eine amtswegige Methodengenehmigung erforderlich. Dem Vorwurf der Nichtumsetzung von Art. 41 Abs. 10 der GasbinnenmarktRL ist entgegenzuhalten, dass diese Bestimmung den Netzkunden Rechte auf sachgerechte Tariffestlegung verleiht und im Sinne der stRSpr des EuGH (u.a. Urteil des Gerichtshofes vom 4. Dezember 1974, van Duyn gegen Home Office, Rs C-41/74 et al.) unmittelbar anwendbar ist.

Das Argument hinsichtlich eines Antragsmonopols des Fernleitungsnetzbetreibers bei der Erstellung der Methode ist sohin zu verwerfen, zumal die Fernleitungsnetzbetreiberin GCA selbst im Verfahren V MET G 01/21 die amtswegige Erlassung eines gemäß § 69 Abs. 2 iVm § 82 GWG 2011 erlassenen Bescheides vom 26. April 2021 weder beeinsprucht, noch die Möglichkeit amtswegiger Festlegung in Zweifel gezogen hatte.

2.3. Materielle Rahmenbedingungen

§ 80 GWG 2011, der gemäß § 82 Abs. 1 GWG 2011 auch im Verfahren zur Kostenermittlung der Fernleitungsnetzbetreiber sinngemäß anzuwenden ist, lautet wie folgt:

„§ 80. (1) Finanzierungskosten haben die angemessenen Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu umfassen, wobei die Verhältnisse des Kapitalmarktes und die Kosten für Ertragsteuern zu berücksichtigen sind. Geförderte Finanzierungen sind angemessen zu berücksichtigen.

(2) Die Finanzierungskosten sind durch Multiplikation des angemessenen Finanzierungskostensatzes mit der zu verzinsenden Kapitalbasis zu ermitteln. Hierbei ist der verzinsliche Rückstellungsbestand unter Berücksichtigung der Finanzierungstangente, welche im Personalaufwand verbucht ist, kostenmindernd anzusetzen.

(3) Der Finanzierungskostensatz ist aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer zu bestimmen. Die Normkapitalstruktur hat sowohl generelle branchenübergreifende als auch signifikante unternehmensindividuelle Faktoren zu berücksichtigen, welche den Eigenkapitalanteil um mehr als 10 % unterschreiten. Eine marktgerechte Risikoprämie für das Eigen- und Fremdkapital, die Rahmenbedingungen des Kapitalmarktes sowie ein risikoloser Zinssatz sind zu berücksichtigen. Bei der Ermittlung des risikolosen Zinssatzes kann ein mehrjähriger Durchschnitt herangezogen werden.

(4) Die verzinsliche Kapitalbasis ist durch die der Kostenfestlegung zugrunde liegende Bilanz im Sinne des § 8 für die Verteilungstätigkeit zu bestimmen. Sie ergibt sich aus dem für den Netzbetrieb nötigen Sachanlagevermögen und dem immateriellen Vermögen abzüglich passivierter Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte (Baukostenzuschüsse) und etwaiger Firmenwerte. Im Falle von Zusammenschlüssen von Netzbetreibern kann eine erhöhte Kapitalbasis anerkannt werden, sofern aus diesem Zusammenschluss erzielte Synergieeffekte unmittelbar zu einer Reduktion der Gesamtkosten führen.“

Daneben gelten zur Bemessung der Kosten und Tarife weitere Bestimmungen des nationalen wie Unionsrechts, wie zB § 9 GWG 2011, § 71 GWG 2011 oder Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009.

Da die genehmigte Methode der vierten Regulierungsperiode mit 31. Dezember 2024 ausläuft, ist entsprechend den Vorgaben des GWG 2011 die Genehmigung einer neuen Methode gemäß § 82 GWG 2011 erforderlich. Dazu wurde seitens der Behörde mit 8. Februar 2024 ein Entwurf gemeinsam mit dem vorläufigen Ermittlungsergebnis konsultiert. In Folge wurde durch das Unternehmen am 7. März 2024 eine eigene Methode beantragt und am 25. April 2024 aktualisiert.

2.4. Zusammenspiel des Methodenbescheids mit der Erlassung der GSNE-VO und der Referenzpreismethode

Mit dem Neubeginn der neuen Regulierungsperiode, welcher 2025 erfolgt, gehen eine Neufestsetzung der Entgelte 2025 und der RPM gemäß TAR NC einher. Nach dem den nationalen und unionsrechtlichen Vorgaben entsprechenden Prozedere sind die Kosten und Mengen der Netzbetreiber gemäß § 69 Abs. 2 GWG 2011 bis spätestens Ende Mai 2024 zu erlassen. Die Festsetzung der neuen Entgelte für die Fernleitung ist dabei von mehrfachen Vorbedingungen abhängig:

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 der TAR NC 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 RPM zu errechnen; die RPM wird, da sie Teil der Entgeltfestsetzung ist, von der Regulierungskommission gemeinsam mit den Entgelten in der GSNE-VO festgelegt. Die geltende RPM läuft im Jahr 2024 aus.

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 2024 ist dies der 1. Juni.

Das heißt, dass die durch die GSNE-VO 2013 festzulegenden Entgelte für die Fernleitung spätestens am 31. Mai 2024 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 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.

Seitens der GCA wurde nach einiger Vorkorrespondenz (siehe oben Kap. 1. Verfahrensablauf) am 7. März 2024 ein Antrag auf Genehmigung einer Methode gemäß § 82 GWG 2011, samt zahlreichen weiteren Gutachten bzw. Darstellungen, eingebracht. Nach Durchführung einer mündlichen Verhandlung und einer Anhörung sowie behördlicher Aufforderung auf Verbesserung gemäß § 82 Abs. 1 GWG 2011 teilte die GCA am 25. April 2024 mit, dass sie ihren Antrag vom 7. März 2024 aufrechterhält und stellte in einem Eventualantrag, der sich jedoch in den von der Behörde beanstandeten Punkten nicht substantiell vom Erstantrag unterscheidet. Angemerkt wird auch, dass hinsichtlich jener Aspekte, die für beide Fernleitungsnetzbetreiber in der Methode gleich geregelt sein müssen, keine inhaltlich abgestimmte Antragsausgestaltung zwischen TAG und GCA gegeben war.

Die Behörde hält dazu fest, dass beide Anträge, insbesondere der Eventualantrag, zeitlich zu spät gestellt worden sind, um über die laufenden Verbesserungsaufträge auf eine genehmigungsfähige Methode hinwirken zu können. Die GCA hatte, wie unter Kapitel 1 dargestellt, ausreichend Zeit, zu einem früheren Zeitpunkt Anträge auf Genehmigung der Methode einzubringen. Die Behörde wertet dies als Verstoß gegen die Mitwirkungs- und Verfahrensförderungspflicht des Unternehmens gemäß § 39 AVG und sieht es unter anderem auch deshalb als erforderlich an, eine Methode amtswegig zu erlassen. Hierdurch kann sichergestellt werden, dass zeitgerecht eine entsprechende Methode zur Anwendung gelangt und somit auch neue Netzentgelte ermittelt werden können, was wiederum Einnahmen des Unternehmens und dessen wirtschaftliches Fortbestehen sichert.

Anderenfalls würde das Unternehmen erhebliche existenzielle Risiken zu tragen haben, da aufgrund der zeitlichen Befristung der derzeit geltenden Methode bis 31. Dezember 2024 die Grundlage für die derzeit verordneten Tarife mit 1. Jänner 2025 wegfallen würde. Eine Weitergeltung der Entgelte würde dem § 69 Abs. 2 iVm § 70 Abs. 1 GWG 2011 widersprechen. Vor dem Hintergrund der langen Dauer des Verfahrens, des umfangreichen Ermittlungsverfahrens und der dem Unternehmen bekannten Notwendigkeit der rechtzeitigen Bescheiderlassung, kann dem Vorbringen des Unternehmens (vgl. Stellungnahme vom 25. April 2024 Rz 75) nicht gefolgt werden, wonach die Behörde das Ermittlungsverfahren nicht ordnungsgemäß geführt hätte. Angemerkt wird an dieser Stelle auch, dass der gegen die Behörde gerichtete Vorwurf, es werde kein ausreichender zeitlicher Rahmen für die ordnungsgemäße Verfahrensdurchführung gegeben, in der Stellungnahme zur Begutachtungsfassung der GSNE-VO-Novelle geradezu ins Gegenteil verkehrt wird, wo die GCA kritisierte, dass der Bescheid noch nicht erlassen worden ist.

2.5. Inhaltliche Bewertung der Anträge

Inhaltlich sind die gestellten Anträge nicht genehmigungsfähig. Die Behörde hat in ihrem Verbesserungsauftrag vom 11. April 2024 (vgl. Aufforderungsschreiben zur Verbesserung der Methode; GZ V MET G 01/20/12) dargelegt, inwiefern die beantragte Methode des Unternehmens vom 7. März 2024 nicht sachgerecht und sohin rechtswidrig ist und den Auftrag für eine inhaltliche Verbesserung vorgegeben. Auch mit dem am 25. April 2024 eingereichten Eventualantrag ist diese jedoch nicht im genehmigungsfähigen Ausmaß erfolgt. Es werden daher die Anträge aus folgenden Gründen für nicht genehmigungsfähig erachtet:

1. Die einseitige Änderung des Mengenrisikos zu Lasten der Netzkunden ohne Berücksichtigung der Risikoerlöse

Das Unternehmen fordert, die Aufrollung der seit 2013 erhaltenen Erlöse aus Risikoabgeltungen großteils nicht durchzuführen. Eine Änderung beim (Risiko-)Mengengerüst (eine Reduktion der für die Entgeltbestimmung anzusetzenden Mengen auf die tatsächlichen Mengen) ohne korrespondierende Berücksichtigung der dafür in der Vergangenheit gewährten Risikoabgeltung ist nicht angemessen. In der im vorläufigen Ermittlungsergebnis der RegB übermittelten Methode war deshalb im Einklang mit dem Übergang des Mengenrisikos auf die Netzkunden eine Rückabwicklung der bislang erhaltenen Risikoprämien unter Berücksichtigung der eingetretenen Risiken berücksichtigt. Dies wurde in der Methode des Unternehmens nicht berücksichtigt.

Dieser Teil der vom Unternehmen eingereichten Methode steht mit dem rechtlichen Rahmen nicht im Einklang (sh. dazu Kapitel 6.1), weshalb eine Genehmigung des Antrags diesbezüglich nicht möglich ist.

2. Verzinssliche Kapitalbasis/Wiederbeschaffungswerte

Durch die Rückführung des Mengenrisikos der Fernleitungsnetzbetreiber und damit einhergehend einer de facto Gleichstellung mit anderen gemäß GWG 2011 regulierten Gasnetzbetreibern gibt es keinen sachlichen Grund mehr, weshalb Gasfernleitungsnetzbetreiber, im Gegensatz zu sämtlichen übrigen Gas- und Strom-Verteilernetzbetreibern und zu den Strom-Übertragungsnetzbetreibern das Privileg einer Berechnung der RAB in Form der Wiederbeschaffungswerte haben sollen. Sohin ist das Festhalten am Ansatz von Wiederbeschaffungswerten rechtswidrig (im Detail siehe Kapitel 6.2.1) aus Gründen der Gleichbehandlung mit anderen Netzbetreibern sowie zur Vermeidung einer aus dem Wiederbeschaffungswertansatz folgenden Überkompensation diskriminierend und unsachlich.

Auch dieser Teil der vom Unternehmen eingereichten Methode steht sohin mit dem rechtlichen Rahmen nicht im Einklang (sh. dazu Kapitel 6.2.1), weshalb dies einer Genehmigung des Antrags entgegensteht.

3. Verzinsung des eingesetzten Kapitals (WACC)

Die im vorläufigen Ermittlungsergebnis der Behörde dargelegte Systematik der Abgeltung von Kapitalkosten orientiert sich an den Vorgaben für andere Strom- und Gasnetzbetreiber, wobei hier die langjährige Regulierungspraxis bereits zugunsten der Netzbetreiber abgeändert wurde. Diese Systematik wurde in den letzten beiden Jahren in Bezug auf sämtliche Strom- und Gasverteilernetzbetreiber angewendet und im Übrigen von den Netzbetreibern auch akzeptiert. Wie bereits angeführt, ist ein Abweichen von dieser Systematik nicht sachgerecht, was überdies durch entsprechende Sachverständigengutachten (vgl. *Randl/Zechner*) untermauert wird.

Somit widerspricht auch dieser Teil der vom Unternehmen eingereichten Methode dem rechtlichen Rahmen (sh. dazu Kapitel 6.2.3), weshalb eine Genehmigung des Antrags auch in diesem Punkt nicht möglich ist.

4. Forschungsprämie

Die beantragte Forschungsprämie iHv 5% der jährlichen beeinflussbaren Betriebskosten ist jedenfalls deutlich zu hoch. Diese wäre fast zehn Mal so hoch wie jene für

Verteilernetzbetreiber, ohne dass substanzielle systemische Unterschiede in den Forschungsaufgaben feststellbar sind. Eine Abweichung ist hier nicht begründbar. Auch vor dem Hintergrund der steigenden Kosten und sinkenden Mengen erscheint eine zusätzliche Kostenkomponente in dieser Höhe ohne direkten Nutzen für die Nutzer:innen der Fernleitungsnetze bedenklich und ist daher nicht genehmigungsfähig.

Dieser Teil der vom Unternehmen eingereichten Methode steht daher mit dem rechtlichen Rahmen ebenfalls nicht im Einklang (sh. dazu Beilage .01, Kapitel VI), weshalb eine Genehmigung des Antrags diesbezüglich nicht möglich ist.

5. Boni

Im Zuge der Erstellung der Methode ist gemäß § 82 GWG 2011 sicher zu stellen, dass für die Fernleitungsnetzbetreiber Anreize bestehen, die Effizienz zu steigern. Boni, die keine besondere Herausforderung für das Unternehmen darstellen, sind damit nicht zu gewähren, vielmehr soll ein Bonus eine außergewöhnliche Anstrengung des Unternehmens belohnen. Die beantragte Ausgestaltung der Boni unterscheidet sich nicht signifikant von der Ausgestaltung in der Vergangenheit. In Anbetracht der Tatsache, dass das Unternehmen in den Jahren 2021 86 % und 2022 93 % der Ziele erreicht hat, obwohl die Ziele noch nicht festgelegt waren, würde die weitere Festlegung dieser Bonifikation somit keinen Anreiz für außergewöhnliche Anstrengungen des Unternehmens nach sich ziehen. Leicht zu erreichende Boni sind daher als nicht angemessen zu beurteilen und auch vor dem Hintergrund der zuvor geschilderten Kosten- und Mengensituation sind ergänzende Kostenkomponenten abzulehnen.

Dieser Teil der vom Unternehmen eingereichten Methode steht mit dem rechtlichen Rahmen daher ebenfalls nicht im Einklang, weshalb eine Genehmigung des Antrags diesbezüglich zu versagen ist.

2.6. Zu den internationalen Tarifvergleichen gemäß § 82 Abs. 4 GWG 2011

2.6.1. Keine formale Bindung gemäß § 82 Abs. 4 GWG 2011

Im Gutachten von *Schneider* (Rz 18) sowie in der Stellungnahme der GCA vom 25. April 2024 (Rz 10) wird weiters argumentiert, es bestehe gemäß § 82 Abs. 4 GWG 2011 (arg.: „jedenfalls“) eine Bindung der Regulierungsbehörde an den Vorschlag, wenn der Methodenantrag „die Voraussetzungen gemäß § 82 Abs. 1 und 2 GWG 2011 erfüllt und die daraus resultierenden Tarife nicht wesentlich über dem Durchschnitt ***** für vergleichbare Transportdienstleistungen liegen“.

Aus Sicht der Behörde kann an dieser Stelle dahingestellt bleiben, ob diese Interpretation des nationalen Rechts mit dem Unionsrecht vereinbar ist (siehe dazu näher oben bzw. weiter unten). Jedenfalls ist das Verständnis, ein Methodenantrag sei immer zu genehmigen, wenn nur den Kriterien des § 82 Abs. 1 und 2 GWG 2011 entsprochen sei und die daraus resultierenden Tarife nicht wesentlich überdurchschnittlich wären, grundlegend verfehlt und unsystematisch. Selbstverständlich hat ein Methodenantrag aufgrund des Stufenbaus der Rechtsordnung mit sämtlichen gesetzlichen Normen im Einklang zu stehen, unabhängig davon, welcher Bestimmung im GWG diese zugehörig sind. Ebenso ist die Behörde befugt, respektive verpflichtet, Verstöße gegen sämtliche von ihr zu überwachenden Vorschriften des GWG 2011 gemäß § 24 Abs. 2 E-ControlG abzustellen. Dazu gehört auch die Möglichkeit, durch Bescheid einen GWG-konformen Vollzug einer Methode zu erzwingen. Wenn also diese Handlungsmöglichkeit und Ermessensfreiheit über einen Bescheid gemäß § 24 Abs. 2 E-ControlG besteht, wäre es gleichermaßen unlogisch wie unsystematisch, ein solches Ermessen der Behörde gemäß § 69 Abs. 2 iVm § 82 GWG 2011 abzusprechen. Sohin haben alle Anträge gesetzeskonform zu sein.

Darüber hinaus darf nicht übersehen werden, dass die von *Schneider* im Gutachten geäußerte Behauptung, es sei der gestellte Antrag gemäß § 82 Abs. 4 GWG 2011 jedenfalls zu genehmigen, auch faktisch auf den aktuellen Fall nicht zutrifft: lex cit. referenziert auf die Erfüllung des § 82 Abs. 1 GWG 2011 - diese liegt jedoch nicht vor. Seitens der Behörde wurde der GCA in Entsprechung mit § 82 Abs. 1 GWG 2011 ("Die Methode ist über Aufforderung der Regulierungsbehörde abzuändern oder neu zu erstellen.") am 11. April 2024 aufgetragen, einen genehmigungsfähigen Antrag einzureichen. Zwar wurde seitens GCA ein neuer Antrag in Form eines Eventualantrags zum bisherigen gestellt, doch entsprach auch dieser nicht dem behördlichen Auftrag und war materiell nicht genehmigungsfähig. Da somit im vorliegenden Fall die Tatbestandsvoraussetzung des § 82 Abs. 1 GWG 2011 nicht erfüllt war, ist auch die von GCA ins Treffen geführte Rechtsfolge des Abs. 4 leg.cit. formal nicht geboten.

2.6.2. Inhaltliche Würdigung des Tarifvergleichs

Seitens des Unternehmens wurde im Zuge des Antrages auf Genehmigung der Methode vom 7. März 2024 (im Akt 2024-03-11-D-000095) ein „Tariff Benchmarking“ übermittelt, mit welchem gemäß § 82 Abs. 4 GWG 2011 belegt werden sollte, dass die Tarifauswirkungen aus der beantragten Methode im vergleichbaren europäischen Umfeld lägen. Inhaltlich wurden jedoch nur die nominellen Fernleitungsentgelte von vier östlichen Nachbarstaaten (Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ungarn) vergleichsweise dargestellt. Auf Rückfrage der Behörde, warum nur diese vier Staaten bzw. Fernleitungsnetzbetreiber ausgewählt worden sind, und

einem entsprechenden mündlich erteilten Auftrag in der Verhandlung vom 27. März 2024 übermittelte das Unternehmen am 3. April 2024 eine tabellarische Zusammenstellung der Auswahlparameter (im Akt: 2024-04-12-D-000270). Seitens der GCA wurde noch am 17. April 2024 eine ergänzende Darstellung aller nominellen Fernleitungsentgelte in der Europäischen Union übermittelt (im Akt: 2024-04-17-D-000750).

Die beigebrachten Darstellungen des Fernleitungsnetzbetreibers sind aus Sicht der Behörde keine „vergleichbaren Transportleistungen auf vergleichbaren Leitungssystemen in der Europäischen Union“ im Sinne des § 82 Abs. 4 GWG 2011. Der zunächst angestellte Vergleich mit den Fernleitungsentgelten der vier östlichen Nachbarstaaten Österreichs ist insofern unzureichend, als er lediglich vier von 27 Staaten bzw. vier von 23 Fernleitungssystemen in der EU vergleicht, zumal die gewählten Vergleichsparameter (zB „Nachbarland Österreich“, „Grenzübergabepunkte mit Österreich“, „Binnenland“, „Verlust des historischen Transitgeschäfts“) nach Ansicht der Behörde nicht taugliche Vergleichskriterien im Sinne der gesetzlichen Kriterien für den Tarifvergleich darstellen. Im Zusammenhang mit der europaweiten Gegenüberstellung aller Fernleitungsentgelte wurde hingegen lediglich auf einen nominellen Vergleich mit allen Staaten abgestellt, nicht jedoch nur, wie das Gesetz es erfordert, auf vergleichbaren Leitungssystemen und nicht auf die vergleichbare Transportdienstleistung abgestellt (vgl § 82 Abs. 4 GWG 2011). Der reine Vergleich Transit-FZK (Fest zuordenbare Kapazitäten) bzw. Transit-unterbrechbar (unterbrechbare Kapazitäten) im internationalen Umfeld bedeutet nicht, dass sich hinter der Transitzkapazität auch eine vergleichbare Dienstleistung befindet, insbesondere ob es sich um dieselbe durchschnittliche Transportlänge (iSv Distanz) handelt, ob Kompressorenenergie mitumfasst ist und wie ein Entschädigungsregime bei Nichterbringung der Transportdienstleistung ausgestaltet ist. Es ist auch nicht dargestellt, ob der das Netz nutzende Kunde noch weitere Kosten zu tragen hat (wie es in Österreich zukünftig mit dem Arbeitsentgelt für Transportdienstleistungen der Fall ist) oder ob alle Entgelte mit diesem verglichenen Kapazitätsentgelt abgegolten werden.

Der vom Unternehmen angestellte Tarifvergleich bildet daher keine taugliche Grundlage für die vom Unternehmen begehrte Genehmigung der eingereichten Methode.

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

Gegenstand dieses Verfahrens ist die Ermittlung der angemessenen Kosten und Mengen des antragstellenden Unternehmens unter Zugrundelegung der ebenfalls mit gegenständlichem Bescheid zu genehmigenden Methode. Da seitens des Unternehmens keine

genehmigungsfähige Methode zeitgerecht eingebracht worden ist, erfolgt die Festlegung der Methode und der daraus abgeleiteten Kosten und Mengen von Amts wegen.

Zur Feststellung der Kosten im Prüfungszeitpunkt sind unterschiedliche Ermittlungsschritte notwendig:

- Es sind Aufrollungen auf Basis der früheren genehmigten Methode (Punkte III. 1, 10, 11 und IV in Beilage ./5) aus der dritten Regulierungsperiode vorzunehmen, (siehe Kapitel 4)
- Es sind Aufrollungen auf Basis der früheren genehmigten Methode (Punkte II. 1, 2, 5, 8, 11, 13, 15, III. 1, IV und VI. in Beilage ./6) aus der vierten Regulierungsperiode (gültig von 1. Jänner 2021 bis 31. Dezember 2024) (siehe Kapitel 5) durchzuführen,
- Es ist eine Methode amtswegig zu erstellen und die sich daraus ergebenden Kosten für die fünfte Regulierungsperiode zu bestimmen (siehe Kapitel 6 und 7).
- Es sind Kosten für die Verdichterenergie und CO₂-Zertifikate zu bestimmen (siehe Kapitel 8)
- Es ist das Mengengerüst zu ermitteln (siehe Kapitel 9).

3.1. Aufrollungen der dritten Regulierungsperiode

Die Aufrollung der Kosten der dritten Regulierungsperiode (2017-2020) erfolgte bereits teilweise, nämlich für die Jahre 2017 und 2018, im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung der Methode der vierten Regulierungsperiode (V MET G 01/17). Für die nunmehr stattfindende Aufrollung der Jahre 2019 und 2020 kommen die Rahmenbedingungen der dritten Regulierungsperiode zur Anwendung. Diese wurden mit Bescheid vom 21. Oktober 2016 (V MET G 01/13; in der Folge: „Methode 2016“) bzw. mit Berichtigungsbescheid vom 11. November 2016 festgelegt.

3.2. Aufrollungen der vierten Regulierungsperiode

Für die Aufrollungen der Kosten der Jahre 2021 und 2022 (vierte Regulierungsperiode) kommen die Vorgaben der vierten Regulierungsperiode 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.

3.3. Aussetzen der Aufrollung für Verdichterenergie und CO₂-Zertifikate

Die Aufrollung der Verdichterenergiekosten und der Kosten für CO₂-Zertifikate wird 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, ein mit Bescheid 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 größere 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. Da 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. Daher werden in diesem Verfahren allfällige Über- bzw. Unterdeckungen 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.

3.4. Methode für die fünfte Regulierungsperiode

Da die genehmigte Methode der vierten Regulierungsperiode mit 31. Dezember 2024 ausläuft, ist entsprechend den Vorgaben des GWG 2011 die Genehmigung einer neuen Methode gemäß § 82 GWG 2011 erforderlich, welche für drei Jahre vom 1. Jänner 2025 bis zum 31. Dezember 2027 gelten soll. Die Dauer der Regulierungsperiode wurde gegenüber der letzten Periode um ein Jahr verkürzt, um den zu erwartenden und rascher eintretenden Veränderungen und Rahmenbedingungen in den europäischen Energiemärkten besser Rechnung zu tragen. Im Rahmen dieses Verfahrens sind die Kosten und das Mengengerüst festzusetzen. Auf Basis dieser festgestellten Kosten und Mengen erfolgt durch Verordnung der Regulierungskommission gemäß § 70 Abs. 1 letzter Satz GWG 2011 die Ermittlung der Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz. Grundsätzlich besteht wieder das Ziel, über einen Zeitraum von drei Jahren möglichst stabile Kosten und darauf aufbauende Entgelte zu erzielen. Allerdings wurde in der laufenden Entgeltperiode festgestellt, dass der Gasmarkt bedeutend volatiler geworden ist. Deswegen werden einzelne Elemente der Methode jährlich aktualisiert, um signifikante Entgeltsprünge in der Zukunft in Zusammenhang mit Aufrollungen

(zB geänderte Absatzmengen) so gut wie möglich zu vermeiden. Eine grundsätzliche Neufeststellung der Kostenbasis ist in diesem Zeitraum nicht durchzuführen. Im Fall von Projekten für neue oder zusätzliche Kapazität aus geplanten Investitionsprojekten wird eine Feststellung der Kosten je Projekt und dem daraus resultierenden Mengengerüst mittels Bescheids während der Regulierungsperiode erfolgen.

Die anzuwendende Methode für die fünfte Regulierungsperiode (2025 bis 2027) (Beilage ./01), orientiert sich im Wesentlichen an den Grundsätzen der Methode für die vierte Regulierungsperiode, allerdings kommt es zu erforderlichen inhaltlichen Anpassungen. Die wesentliche Änderung ist die Übertragung des Mengenrisikos an die Kunden, zukünftig ist dieses daher nicht mehr von den Fernleitungsnetzbetreibern selbst zu tragen. Da allerdings ab 2013 bereits eine Risikoabgeltung für zukünftig (potenziell) nicht mehr gebuchte Kapazitäten berücksichtigt wurde, sind die hieraus eingenommenen Beträge und das tatsächlich eingetretene Risiko zu betrachten und aufzurollen. Weiters erfolgt eine Umstellung bei der Anerkennung der Kapitalkosten. Anders als bisher erfolgt im vorläufigen Ermittlungsergebnis auch die Abgeltung der mittels Eigenkapital finanzierten Netzanlagen anhand der in den Jahresabschlüssen ausgewiesenen Werte. Mit diesen Änderungen wird somit ein Regulierungssystem umgesetzt, welches in den wesentlichen Parametern der Regulierung den Systemen aller Verteilernetzbetreiber und der Stromübertragungsnetzbetreiber gleicht und den wirtschaftlichen Fortbestand der Unternehmen nachhaltig sichert.

Bzgl. der Details der Methode wird auf Beilage ./01 verwiesen.

In den nachfolgenden Kapiteln werden erforderliche Aufrollungen aus den letzten Regulierungsperioden (Kapitel 4 und 5) und im Detail die Kostenermittlung für die kommende Regulierungsperiode (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 2016 – notwendige Aufrollungen

Bei der Aufrollung der Jahre 2019 und 2020 handelt es sich um die Aufrollung der letzten beiden Jahre der dritten Regulierungsperiode (1. Jänner 2017 bis 31. Dezember 2020), die bei Erstellung des Methodenbescheids für die vierte Regulierungsperiode (1. Jänner 2021 bis 31. Dezember 2024) noch nicht einfließen konnten.

Die mit Bescheid V MET G 01/13 für die Jahre 2017 bis 2020 genehmigte Methode sieht vor, dass folgende Punkte einer Neuberechnung unterzogen werden:

Bei den Erlöspositionen sind es

- vermarktete Kapazitäten,
- Auktionen,
- unterbrechbare Transportverträge,
- Engpassmanagement (CMP)-Maßnahmen ohne Überbuchung (Overbooking) 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
- Zielerreichung bei zusätzlichen Anreizen.

Die jeweiligen Berechnungen zu den einzelnen Unterkapitel befinden sich in der Beilage ./02 und können dort nachvollzogen werden.

4.1. Vermarktete Kapazitäten

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

Das Unternehmen hat jedoch an einigen Punkten nicht jene Kapazitäten vermarkten können, die im Mengengerüst angenommen wurden. Die Methode 2012 (vgl. Beilage ./ 07) wurde hier 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, jedoch nicht der Aufschlag für kurzfristige Buchungen.

Bei der Betrachtung des Risikos als Gesamtrisiko hat im vorläufigen Ermittlungsergebnis das Unternehmen in den Jahren 2019 und 2020 die im Mengengerüst geplanten Erlöse nicht erreicht. Somit stellt sich die Aufrollung der Kapazitätserlöse wie folgt dar:

4.2. Auktionen

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgende Werte für Auktionserlöse angegeben:

Diese Werte wurden von der Behörde überprüft und als korrekt anerkannt.

Laut der Methode 2016 (vgl. Beilage ./ 05) sind die Übererlöse aus Auktionen rückzustellen und für zukünftige kapazitätserweiternde Ausbaumaßnahmen während der Anwendung der Methode bereitzuhalten.

Das Unternehmen hat jedoch in seinem Schreiben vom 1. Februar 2024 (im Akt: 2023-10-19-D-000027) darauf hingewiesen, dass es eine normale Aufrollung bevorzugen würde – und nennt hier einen Zeitraum ähnlich wie bei Abschreibungen als gewünschte Dauer.

Deswegen reduzieren diese Erlöse nicht die zukünftigen Investitionen, sondern werden über die normale Aufrollung wieder den Kunden gutgeschrieben.

4.3. Unterbrechbare Transportverträge

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

Laut der Methode 2016 (vgl. Beilage ./ 05) verbleiben 25% der Erlöse aus unterbrechbaren Transportverträgen als Gewinn beim Fernleitungsnetzbetreiber. 75% der Erlöse aus unterbrechbaren Transportverträgen sind rückzustellen und für zukünftige kapazitätserweiternde Ausbaumaßnahmen während der Anwendung der Methode bereitzuhalten. Hier findet jedoch auch der Antrag des Unternehmens im Kapitel 4.2 Anwendung, weswegen auch diese Erlöse über die normale Aufrollung rückerstattet werden.

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 folgende Werte für Erlöse aus grenzüberschreitender Speichernutzung angegeben:

Diese Werte wurden von der Behörde überprüft und als korrekt anerkannt.

Auch diese Erlöse kommen im Zuge der normalen Aufrollung den Kunden zugute.

4.5. Sonstige Erlöse und Erträge

Bei diesen Erlösen handelt es sich um Erlöse aus Anlagenverkäufen, die in diese Erlösberechnung miteinzubeziehen sind. Da die Abschreibungen laut Methode 2016 mittels einer regulatorischen Abschreibung berücksichtigt werden, bei der jedes Anlagengut komplett über Abschreibungen berücksichtigt wird, sind die Buchwertabgänge nicht zu berücksichtigen – andernfalls würden dem Unternehmen diese Werte doppelt abgegolten. Die Aufrollung der sonstigen Erlöse sieht somit wie folgt aus:

4.6. Engpassmanagement-Maßnahmen ohne Überbuchung (Overbooking)

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgende Werte für Engpassmanagement (CMP)-Maßnahmen ohne Überbuchung (Overbooking) angegeben:

Diese Werte wurden von der Behörde überprüft und als korrekt anerkannt.

4.7. CAPEX (Abschreibungen und Finanzierungskosten)

Bei den CAPEX (Capital expenditure; Finanzierungskosten und Abschreibungen) wurden im Bescheid V MET G 01/13 vom 21. Oktober 2016, anhand der Anlagenliste des Jahres 2011 und deren Investitionen der Jahre 2012 bis 2015 und Prognosen für die Jahre 2016 bis 2020 durchschnittliche CAPEX ermittelt. Diesen durchschnittlichen Planwerten werden nun die tatsächlichen CAPEX gegenübergestellt.

4.7.1. Berücksichtigung von Investitionsaufrollungen

Im Zuge der Berechnungen für die Aufrollung der Jahre 2019 und 2020 wurde festgestellt, dass bei folgenden Aufrollungsdaten Rechenfehler enthalten waren:

- Investitionen alt
- Investitionen alt (BOG)
- Investitionen 2013 (BOG)

Ebenfalls wurde festgestellt, dass bei den Investitionen 2018 die Investitionen in Rohrleitungen mit einer Abschreibedauer von 30 Jahren bzw. in alle anderen Investitionen mit einer Abschreibedauer von 12 Jahren vertauscht wurden – es wurden somit die CAPEX mit falschen Abschreibedauern bei den Investitionen berechnet.

Da alle Jahre bis inkl. dem Jahr 2018 bereits mit Bescheiden abschließend beurteilt wurden, werden diese Fehler für die Jahre bis 2018 nicht korrigiert. Für die Jahre ab 2019 werden diese nun richtiggestellt.

Daher stellen sich die Aufrollungen für Abschreibungen und Finanzierungskosten im vorläufigen Ermittlungsergebnis wie folgt 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 2013 bis 2015 wurden dem Unternehmen 42,18% der MGM-Kosten inkl. Regulierungskosten iHv TEUR ***** p.a. gemäß Bescheid V MET G 01/13 für die dritte Regulierungsperiode zugerechnet. Daraus ergibt sich folgende Berechnung für die Aufrollung der genannten Kosten:

4.9. Überdeckung aus Tarifierung

Die Tarifierung für die Periode 2017 bis 2020 ergab für das Unternehmen jährliche Planerlöse in der Höhe von TEUR ***** abzüglich einer AGZ-Zahlung an die TAG in der Höhe von TEUR *****, somit insgesamt TEUR ***** Diesen Erlösen steht die Kostenbasis lt. Bescheid des Verfahrens V MET G 01/13 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 01/13 TEUR ***** jährlich für Schiedsgerichtskosten anerkannt. Das Unternehmen übermittelte die Schiedsgerichtskosten für 2019 und 2020, die sich wie folgt darstellen:

Somit ergibt sich eine Überdeckung in der Höhe von TEUR *****, die im gegenständlichen Verfahren aufgerollt wird.

4.11. Zusätzliche Anreize

Im Verfahren V MET G 01/13 wurden dem Unternehmen gemäß der Methode operative Anreize in der Höhe von 5 % der OPEX als zusätzliche Kostenposition anerkannt. Diese Zielvorgaben wurden im Jänner 2018 ausformuliert (im Akt: 2024-02-02-D-000495).

Aufgrund dieser Zielvorgaben und der Angaben des Unternehmens errechnet die Behörde folgende Zielerreichung und somit Boni für das Unternehmen der folgenden Geschäftsjahre:

Geschäftsjahr 2019

Geschäftsjahr 2020

Dadurch ergaben sich im vorläufigen Ermittlungsergebnis folgende Aufrollungen für die Anreizkomponente:

4.12. „AGORA“-Kosten

Wie auch in der Aufrollung der Jahre 2013 bis 2018 werden die „AGORA“-Kosten (Umstellungsprozess auf das Entry/Exit-System) aufgerollt. Dabei handelt es sich um Kosten, die vom Unternehmen nicht beeinflussbar sind, da diese vom verordneten Entry Tarif abhängen. Die vom Unternehmen angegebenen Werte sowie die daraus folgende Aufrollung ist in folgender Abbildung ersichtlich:

4.13. Individuelle Risikoposition

Nach Übermittlung des vorläufigen Ermittlungsergebnis wurde im Zuge von Prüfungsschritten weiterführende Themen bei der Berücksichtigung der individuellen Risikopositionen festgestellt. Im Bescheid V MET G 01/13 wurde das Gesamtrisiko des Unternehmens auf dessen Antrag aufgrund reduzierter Risikomengen neu berechnet. Diese Berechnung ergab eine individuelle Risikoabgeltung in der Höhe von TEUR ***** Allerdings ist in den Kosten des Netzbetreibers aufgrund eines Tippfehlers der Behörde der Wert von TEUR ***** eingeflossen. Die Differenz von TEUR ***** ist somit für die Jahre 2019 und 2020 aufzurollen.

4.14. Aufzinsung von Änderungen bei CAPEX

Die Methode 2016 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 zu errechnen und entsprechend die Zinsen festzustellen. Die Berechnung der angefallenen Zinsen ist im vorläufigen Ermittlungsergebnis in der folgenden Tabelle dargestellt.

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

4.15. Zusammenfassung der Ergebnisse

Der Überblick über die Aufrollungen der Jahre 2019 und 2020 sieht für Kapazitätsaufrollungen wie folgt aus:

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

Somit ergeben sich gesamt folgende Aufrollungen der Jahre 2019 und 2020 :

Zusammenfassend ist somit laut vorläufigem Ermittlungsergebnis für die Jahre 2019 und 2020 ein Betrag von TEUR ***** in der bzw. den folgenden Periode/n aufzurollen.

Die Behandlung dieser Aufrollung wird im Kapitel 6.8 vorgenommen.

5. Überprüfung der Methode 2020 – notwendige Aufrollungen

Die Methode 2020 (vgl. Beilage ./ 06) ist befristet bis zum 31. Dezember 2024 gültig. Somit ist sie in den Jahren 2021 bis 2024 anzuwenden. Da bis zur Erstellung dieses Bescheides lediglich die Jahresabschlüsse der Jahre 2021 und 2022 überprüfbar vorhanden waren, werden nur diese Jahre einer Überprüfung unterzogen und die Jahre 2023 und 2024 bei der nächsten Methodenüberprüfung entsprechend den Vorgaben der Methode 2020 behandelt.

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,
- Grenzquerende 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 Unterkapitel befinden sich in der Beilage ./03 und können dort nachvollzogen werden.

5.1. Vermarktete Kapazitäten

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

Trotz der Betrachtung des Risikos als Gesamtrisiko hat im vorläufigen Ermittlungsergebnis das Unternehmen in beiden Jahren nicht die im Mengengerüst geplanten Erlöse erzielt, weswegen hier die Planerlöse auch als Gesamterlöse anzusetzen sind. Somit stellt 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.

5.2. Auktionen

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgende Werte für Auktionserlöse angegeben.

Diese Werte wurden 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.

Das Unternehmen hat in seinem Schreiben vom 1. Februar 2024 (im Akt: 2023-10-19-D-000027) jedoch darauf hingewiesen, dass es eine normale Aufrollung bevorzugen würde – und nennt hier einen Zeitraum ähnlich wie bei Abschreibungen als gewünschte Dauer.

Deswegen reduzieren diese Erlöse nicht die zukünftigen Investitionen, sondern werden über die normale Aufrollung wieder den Kunden gutgeschrieben.

5.3. Unterbrechbare Transportverträge

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

Wie in Kapitel 5.2 beschrieben, wünscht das Unternehmen eine normale Aufrollung über das Regulierungskonto anstelle eines Abzugs bei zukünftigen Investitionen.

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 folgende Werte für Erlöse aus grenzüberschreitender Speichernutzung angegeben.

Diese Werte wurden von der Behörde überprüft und als korrekt anerkannt.

5.5. Sonstige Erlöse und Erträge

Bei diesen Erlösen handelt es sich 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. Die Aufrollung der sonstigen Erlöse sieht im vorläufigen Ermittlungsergebnis wie folgt aus:

Bezüglich Versicherungserlöse schreibt das Unternehmen in seinem Geschäftsbericht 2022 wie folgt: „Die Schadensabwicklung mit den Versicherern im Zusammenhang mit einem im Dezember 2017 am Gelände der Erdgasstation Baumgarten erfolgten Unfall konnte im Geschäftsjahr 2021 endabgewickelt werden. Die in diesem Zusammenhang im Vorjahr noch ausgewiesene Forderung in Höhe von TEUR ***** wurde in 2022 ausbezahlt.“

Das Unternehmen wurde mit dem vorläufigen Ermittlungsergebnis aufgefordert, im Zuge der diesbezüglichen Stellungnahme darzulegen, in welchem Geschäftsbereich aus welchem Grunde diese Erlöse zugeordnet wurden.

Stellungnahme des Unternehmens und Würdigung durch die Behörde

Das Unternehmen führt in seiner Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis aus, dass TEUR ***** der insgesamt TEUR ***** der Fernleitung zugeordnet worden wären. Das Unternehmen ergänzt außerdem, dass Zahlungen von Versicherungen zur Schadensabwicklung keine Erlöse wären.

Die Behörde stellt dazu fest, dass das Unternehmen durch den Schadensfall beim Unfall Baumgarten Anlagengüter physisch verloren hat. Diese Anlagengüter werden mit den Zahlungen, die die Versicherung an das Unternehmen zahlt, erneuert bzw. repariert. Die alten – zerstörten – Anlagen bleiben jedoch weiterhin in der RAB des Unternehmens enthalten und verursachen weiterhin Kosten. Die neu errichteten Anlagengüter werden ebenso abgeschrieben und verursachen weitere Kosten beim Unternehmen. Dadurch ist es geradezu denkunmöglich, dass Zahlungen der Versicherung für diesen Schadensfall keine Erlöse für das Unternehmen darstellen sollen, die diese doppelten Kosten wieder auf eine einfache Kostenanerkennung reduzieren.

5.6. CMP-Maßnahmen ohne Overbooking

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgende Werte für CMP-Maßnahmen ohne Overbooking angegeben.

Diese Werte wurden von der Behörde überprüft und als korrekt anerkannt.

5.7. 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 5.2 beschrieben, wünscht das Unternehmen eine Aufrollung der Kapazitätserlöse über eine normale Aufrollung über das Regulierungskonto und keine Reduktion bei den Investitionen. Deswegen reduzieren die Übererlöse der Jahre 2019 und 2020 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 stellen sich die Aufrollungen für Abschreibungen und Finanzierungskosten im vorläufigen Ermittlungsergebnis wie folgt dar:

Stellungnahme des Unternehmens und Würdigung durch die Behörde

Das Unternehmen führt in seiner Stellungnahme vom 7. März 2024 aus, dass bei der Aufrollung der Finanzierungskosten 2022 (Blatt „Übersicht“, C:32) fälschlicherweise zweimal auf das Jahr 2021 verwiesen werden würde. Die Behörde hat diese Angabe überprüft und diesen Verweisfehler und somit Rechenfehler korrigiert.

Zur RAB-Minderung durch das Netzbereitstellungsentgelt bringt das Unternehmen, vor, dass dieses teilweise an das zahlende Unternehmen rückerstattet wurde. Die Behörde würde den Wert der Negativ-RAB um die rückerstatteten Beträge, jedoch ohne Aufwertung, reduzieren. Mit Ende 2022 ergäbe sich dadurch die Situation, dass in der Berechnung der Behörde bereits ca. TEUR ***** an den Markt retourniert und zusätzlich mehr als TEUR ***** an das zahlende Speicherunternehmen rückerstattet worden wären. Dem stünden TEUR ***** Zahlung im Jahr 2015 gegenüber. Dies veranschauliche den systematischen Fehler, der durch weitere Rückerstattungen und der Negativ-RAB ein Defizit für die GCA bedeuten würde.

Dazu weist die Behörde auf eine Inkonsistenz in der Argumentation des Unternehmens hin, da es in Bereich der investitionskostenmindernden Baukostenzuschüsse und deren teilweisen Rückzahlung das System der Wiederbeschaffungswerte als einen „systematischen Fehler“ bezeichnet. An anderer Stelle (nämlich bei der Bewertung des Anlagevermögens zur Ermittlung angemessener Finanzierungskosten) aber vehement weiterhin dessen Anwendung gefordert wird. Dem Unternehmen ist insofern Recht zu geben, als dass die Wiederbeschaffungswerte hierbei einen systematischen Fehler darstellen, da das Unternehmen mittels dieser Methode die Anschaffungskosten – die das Unternehmen tatsächlich als Investition hatte – aufwertet und damit die regulatorische Kostenabgeltung von

einer Kostenermittlung auf Basis der bilanziellen Werte abweicht. Denn das Unternehmen stellt dar, dass durch die Wiederbeschaffungssystematik eine höhere Rückzahlung an den Markt abgebildet werden würde, als das Unternehmen erhalten hat. Negiert wird aber die Tatsache, dass über die Anwendung der Wiederbeschaffungswerte in Summe auch höhere Abschreibungen im zeitlichen Ablauf retourniert werden, als investiert wurde. Dies ist eine Grundprämisse des Systems Wiederbeschaffungswerte, da hierdurch am Ende der Laufzeit eine „Reinvestition“ zu Tagesneuwerten durch den Mittelrückfluss ermöglicht wird.

Als einfaches Beispiel für diesen „systematischen Fehler“ stellt die Behörde Folgendes dar:

5.7.1. Beispiel zur Erläuterung des „systematischen Fehlers“ bei der Ermittlung von Anlagenwerten

Im Verfahren V MET G 01/11 hat das Unternehmen eine Anlagenliste an die Behörde übermittelt, in der alle Anlagen des Unternehmens aufgelistet wurden. Aus dieser Liste hat die Behörde beispielhaft folgende Anlage entnommen: Positions Nr	*****
Inbetriebnahmedatum	15.12.1999
Nutzungsdauer	33 Jahre
Anschaffungs- und Herstellkosten	***** Euro
Abschreibungen kumuliert	***** Euro
Restbuchwert	***** Euro
Restwiederbeschaffungswert	***** Euro

Dieses Anlagegut hat in den Jahren 2013-2024 zu folgenden Abschreibungen geführt (in TEUR):

In Summe wurde das Anlagegut somit insgesamt bereits zumindest mit TEUR ***** (Abschreibungen kumuliert (TEUR *****)) + Abschreibungen BW 2013-2024 (TEUR *****)) + Abschreibungen WBW 2013-2024 (TEUR *****)) abgeschrieben. Dabei wird die genaue regulatorische Abschreibungspraxis bis zum Jahr 2012 für dieses Beispiel nicht nachvollzogen und für die vereinfachte Darstellung geht die Behörde von Buchwerten bei der Abschreibung bis zum Stichtag 2012 aus. Eine Berechnung anhand der Wiederbeschaffungswerte (die das Unternehmen auch vor 2012 bereits angewendet hatte) würde zu einer noch größeren Abweichung bei Kosten vs. Erlöse führen. Der exakte Differenzbetrag ist jedoch für die Darstellung des Ergebnisses nicht unbedingt notwendig.

Entsprechend der bisherigen vom Unternehmen eingereichten Methode würde es in den nächsten Jahren zumindest noch um weitere TEUR ***** (=Summe der anteiligen Restbuchwerte zu BW (TEUR *****)) und WBW (TEUR *****)) abgeschrieben werden – unter Berücksichtigung der Inflation würde tatsächlich ein noch höherer Betrag resultieren.

Dies führt dazu, dass das Unternehmen tatsächliche Kosten in der Höhe von TEUR ***** hatte und diesen Kosten stehen zumindest Erlöse in der Höhe von TEUR ***** gegenüber.

Dieser „systematische Fehler“ bei der Anwendung von Wiederbeschaffungswerten soll zwar laut Forderungen des Unternehmens bei der Betrachtung der RAB weiterhin angewendet werden, bei der Betrachtung vom Netzbereitstellungsentgelts jedoch unterlassen werden. Im Ergebnis würde dies bedeuten, wenn das Unternehmen Anlagenverkäufe tätigt (und dies kommt fast jedes Jahr vor), müssten entsprechend seiner Forderung in diesem Zusammenhang ebenfalls die Aufwertungen der Anlagengüter rückgängig gemacht werden und als Erlös für das Unternehmen angesetzt werden.

Die Behörde sieht es jedoch als notwendig an, bei den Investitionen und beim Netzbereitstellungsentgelt gleich vorzugehen. Bei den Investitionen führt die Behörde keinerlei Anpassungen bei den Wiederbeschaffungswerten durch, weshalb auch beim Netzbereitstellungsentgelt keine Anpassungen durchgeführt werden und an den Ergebnissen des vorläufigen Ermittlungsergebnisses festgehalten wird. Eine synchrone Vorgangsweise bei der Bewertung von Vermögensgegenständen sowie diesen gegenüberstehenden kostenmindernden direkten Beiträgen von Kundenseite ist inhaltlich geboten.

Zusätzlich zu diesen Stellungnahmen sind aufgrund der Stellungnahme des Unternehmens zum Kapitel 5.13 die CAPEX des Unternehmens anzupassen. Auf eine ausführliche

Beschreibung der Anpassung verweist die Behörde auf das angesprochene Kapitel. Nach Stellungnahme sehen die CAPEX somit wie folgt aus:

5.8. 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:

5.9. 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.

5.10. 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:

Das Unternehmen wurde im vorläufigen Ermittlungsergebnis aufgefordert, diese Werte im Zuge der Stellungnahme zu belegen. Dieser Aufforderung kam das Unternehmen nach und

die Werte erscheinen als angemessen, weswegen es bei diesem Punkt zu keiner Anpassung kommt.

5.11. 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.

Aufgrund der Tatsache, dass es somit in den Jahren 2021 und 2022 noch keine klaren zu erreichenden Zielvorgaben gab, werden die bereits vorab angesetzten 50% der möglichen Zielerreichung angesetzt. Da das Unternehmen jedoch in der Vergangenheit eine hohe Zielerreichung erzielt hat, ist davon auszugehen, dass dies bei den jetzt gesetzten Zielen auch erfolgen würde. Daher wäre eine gänzliche Streichung des Betrages nicht sachgerecht. Damit kam es im vorläufigen Ermittlungsergebnis in der Aufrollung der Jahre 2021 und 2022 zu keiner Anpassung der Kosten. Es wurde damit das Unternehmen so gestellt, als ob es 50 % seiner Zielvorgaben erreicht hätte.

Stellungnahme des Unternehmens und Würdigung durch die Behörde

Das Unternehmen führt in seiner Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis vom 7. März 2024 aus, dass das Ansetzen des Wertes von 50 % willkürlich sei. Im Bescheid vom 14. November 2022 sei festgehalten: „Anhand dieser Kriterien werden im Verfahren V MET G 01/20 die jeweilige Zielerreichung gemessen und die zustehenden Erlöse festgesetzt.“ Das Unternehmen habe alle erforderlichen Unterlagen übermittelt. Die Zielvorgaben wären zu 86,85 % bzw. 93 % erreicht worden und seien monetär zu berücksichtigen.

Dazu stellt die Behörde fest, dass es keinen entsprechenden Bescheid vom 14. November 2022 gibt. Am 14. November 2022 wurde lediglich ein Schreiben mit den geplanten Qualitätskriterien in diesem Verfahren an den Netzbetreiber und die Amtsparteien übermittelt (GZ V MET G 01/20/6).

Die Behörde verweist in diesem Zusammenhang auch auf das Schreiben vom 11. Mai 2021 in dem Folgendes festgehalten ist:

„Grundsätzlich sollte folgendes bei der Überlegung zu neuen Kriterien und Messgrößen berücksichtigt werden:

- *Der Bonus sollte jedenfalls tatsächlich eine Anstrengung beim Unternehmen verursachen und der Malus eine mögliche Gefahr für die ausschüttungsfähigen Gewinne darstellen.“*

Da das Unternehmen beinahe alle Ziele (und dies obwohl gar kein umfassendes Wissen darüber vor lag, was für Ziele erfüllt werden müssen) zu 100 % erreicht hat, ist fraglich, ob dieses „Anstrengungs-Kriterium“ tatsächlich erfüllt wurde. Trotz dieser Unsicherheit akzeptiert die Behörde die in der Stellungnahme dargebrachte Zielerreichung und ändert die Aufrollung dieser zusätzlichen Erlöse des Unternehmens wie folgt:

5.12. „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:

5.13. 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:

Die Behörde hat die Angaben überprüft und für richtig befunden.

Stellungnahme des Unternehmens und Würdigung durch die Behörde

Das Unternehmen schreibt in seiner Stellungnahme einerseits, dass von der Behörde für das CAPEX-Projekt „Mobile Kamera für Gasdetektion“ ein nicht nachvollziehbarer Wert abgezogen werden würde und andererseits, dass die CAPEX des CAPEX-Projekts „Mobile Kamera für Gasdetektion“ zu berücksichtigen seien.

Dazu stellt die Behörde fest, dass sie keinerlei Abzug für das angesprochene Projekt durchgeführt hat. Sie hat lediglich die Daten des Unternehmens herangezogen und diese insofern abgeändert, als dass das Projekt „A.2295010.1 Fit-4-HyTransportation – Fernleitung“

lediglich mit TEUR ***** genehmigt wurde und somit für dieses Projekt lediglich TEUR ***** als Zusatzkosten anerkannt werden können.

Das Unternehmen übermittelte folgende Unterlagen zu den OPEX des Jahres 2022 (in EUR):

Zur Stellungnahme des Unternehmens zu den fehlenden CAPEX stellt die Behörde fest, dass dieses Projekt tatsächlich nicht unter diesen Projektkosten berücksichtigt wurde. Diese Investitionen dieses Projekts sind jedoch in den gesamten CAPEX des Unternehmens enthalten, da an der Stelle sämtliche Investitionen des Unternehmens abgebildet sind. Die Behörde korrigiert somit diese Ungenauigkeit des vorläufigen Ermittlungsergebnisses und erhöht die entsprechenden Kosten hier, zieht diese Buchwerte und AfAs zur Vermeidung einer Doppelberücksichtigung jedoch im Kapitel 5.7 wieder entsprechend ab. Zur übermittelten Berechnung des Unternehmens stellt die Behörde jedoch fest, dass das Unternehmen beim WACC irrt: der WACC beträgt lt. Methode nicht 6,54 %, wie das Unternehmen anführt (dies ist der EK-Zins), sondern lediglich 3,582 %. Wird dieser um die 1,5 % auf den EK-Zins erhöht, so beträgt die anzuwendende Verzinsung 4,182 %. Daher erfolgt die Berechnung korrekterweise wie folgt (in TEUR):

Dementsprechend sind die Kosten für Kapitel VI-Projekte um TEUR ***** (2021) bzw. TEUR ***** (2022) zu erhöhen.

Die Aufrollung sieht somit nach Stellungnahme wie folgt aus:

5.14. 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 stellt sich im vorläufigen Ermittlungsergebnis wie folgt dar.

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

Ergebnis auf Grundlage der Änderungen, die vorgenommen wurden

Die in den obigen Kapiteln angesprochenen und durchgeführten Änderungen bedingen auch eine Änderung bei den Zinsen. Diese sieht nach Stellungnahmen wie folgt aus:

5.15. Zusammenfassung der Ergebnisse

Der Überblick über die Aufrollungen der Jahre 2021 und 2022 sieht für Kapazitätsaufrollungen wie folgt aus:

Wie bereits im **Kapitel 5.2** erläutert, wünscht das Unternehmen, dass diese Übererlöse nicht bei zukünftigen Investitionen abgezogen werden, sondern dass diese wie die übrigen Aufrollungen behandelt werden.

Durch die in den vorhergehenden Kapiteln angesprochenen Änderungen stellen sich die gesamten Aufrollungen der Jahre 2021 und 2022 nach Stellungnahme wie folgt dar:

Zusammenfassend ist somit für die Jahre 2021 und 2022 ein Betrag von TEUR ***** in der bzw. den folgenden Periode/n aufzurollen.

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 .01) ergibt folgende Auswirkung auf die Kosten- und Mengenfeststellung für die fünfte Regulierungsperiode.

6.1. Behandlung des Mengenrisikos

Hier wird die Entwicklung der Behandlung des Mengenrisikos im Rahmen der letzten Regulierungsperioden dargestellt und darauf aufbauend die aktuelle Vorgangsweise festgelegt.

Sofern nicht anders angegeben, gelten die unten dargestellten Feststellungen auch für die ehemalige Baumgarten-Oberkappel Gasleitungen GmbH (BOG), die vom Unternehmen im Jahr 2015 übernommen und in das Unternehmen integriert wurde. Hierbei wird die Entwicklung der Behandlung des Mengenrisikos im Rahmen der letzten Regulierungsperioden dargestellt und darauf aufbauend die aktuelle Vorgangsweise festgelegt.

Zur Begründung der Aufrollung der Risikovergütung ab dem Jahr 2013:

6.1.1. Mengenrisiko und Risikovergütung in der Methode 2011: Periode 2013 bis 2016

Auf Basis der vom Unternehmen eingereichten und genehmigten Methode 2011 (vgl. Beilage ./07) wurde das Risiko für nicht mehr gebuchte bzw. vermarktbare Kapazitäten („Mengenrisiko“) vom Unternehmen übernommen und im Gegenzug dafür eine Risikovergütung im Rahmen der Kostenermittlung vorgesehen. Nachfolgend drei Auszüge aus dieser Methode:

„Das Mengengerüst ist gem. § 82 Abs. 2 GWG 2011 auf Basis der vertraglich kommittierten Kapazitäten zum 01. Juni 2012 zu ermitteln und der maximalen technischen Kapazität gegenüberzustellen. Die im Rahmen der Feststellung des Mengengerüsts für die Periode 2013 bis 2016 an den einzelnen Entry-Exit-Punkten vorhandene, vertraglich kommittierte Kapazität wird ab 2017 auf Dauer festgesetzt, wobei bei der Feststellung des Mengengerüsts Kapazitäten, die im Rahmen der Übertragung gem. § 170 Abs. 7 GWG 2011 Versorgern nicht übertragen werden, unberücksichtigt bleiben. Sollten in der Zwischenzeit zusätzliche Kapazitäten (über den hier festgesetzten kommittierten Kapazitäten) an den einzelnen Entry-Exit-Punkten vergeben werden, werden diese additiv berücksichtigt. Der Rückgang der im Mengengerüst für die Periode 2013 bis 2016 festgestellten Kapazitäten wird nicht in die Berechnung des Mengengerüsts für Entgeltperioden ab 2017 miteinbezogen. Hierdurch wird vermieden, dass der Rückgang der Kapazitätsnachfrage im Fernleitungssystem durch das verbleibende Verbraucherkollektiv zu tragen ist. Daraus resultierende allfällige Kostenunterdeckungen des Fernleitungsunternehmens bzw. der Muttergesellschaft unterliegen nicht der Aufrollung gemäß Punkt III.11. Das Vermarktungsrisiko wird somit durch den Fernleitungsnetzbetreiber getragen und durch einen erhöhten risikoangepassten Zinssatz sowie eine individuelle Risikokomponente abgegolten.“

„Für die Abgeltung der Übernahme des Vermarktungsrisikos nicht nachgefragter Leitungskapazitäten werden 3,5 %, als Risikozuschlag für den Eigenkapitalzinssatz angesetzt.“

„Neben der allgemeinen Abgeltung des Kapazitätsrisikos im Rahmen des EK-Zinssatzes sind auf Basis einer Berechnung des Kapazitätsrisikos zusätzliche individuelle Risikokomponenten zu berücksichtigen.“

Von dieser Übernahme des Mengenrisikos durch das Unternehmen entstanden den Nutzer:innen des Netzes somit zwar kurzfristig höhere Kosten, langfristig sollten sie jedoch davon profitieren, dass das Mengengerüst nicht geringer wird – auch wenn die tatsächliche

Buchungslage rückläufig sein sollte. Durch diese Vorgangsweise sollte somit der Effekt vermieden werden, dass bei sinkender Nachfrage nach Transportkapazitäten, auf die die Kosten verteilt werden, die Entgelte steigen. Dies würde wiederum dazu führen, dass sich weitere Netzkund:innen nach anderen Alternativen umsehen und die gebuchten Kapazitäten sich weiter reduzieren mit dem Ergebnis, dass jene, die keine andere Versorgungsalternative finden, die gesamten Netzkosten tragen müssen bzw. wenn alle Kund:innen Alternativen in Anspruch nehmen, die Investitionen des Unternehmens nicht mehr vergütet werden.

Um diese Effekte zu vermeiden, genehmigte die Behörde die ab 2013 gültige Methode, welche systemisch dem Unternehmen in denjenigen Zeiten, in denen es praktisch noch kein Risiko trägt, höhere Erlöse zuerkennt und vice versa.

Berechnung des Risikos im Detail

Das Risiko des Unternehmens wurde im Verfahren V MET G 01/12 wie folgt berechnet:

Es wurden für jeden Punkt die bestehenden Langfristverträge mit deren Restlaufzeit herangezogen. Jene Mengen, die in zukünftigen Jahren im Vergleich zur Ausgangslage 2013 niedriger waren, wurden als Mengen unter Risiko herangezogen. Diese Mengen multipliziert mit den damals geplanten Entgelten ergaben die gesamten unter Risiko stehenden Erlöse. Dies sei für das Unternehmen exemplarisch am Beispiel Exit Mosonmagyaróvár (Ungarn), entnommen aus der Risikoberechnung dieses Verfahrens, dargestellt:

Die Werte der einzelnen Entry-/Exit-Punkte wurden anschließend addiert und mit dem realen EK-Zins in der Höhe von 5,83 % auf das Jahr 2012 abgezinst.

Zusätzlich floss in die Berechnung auch die Tatsache ein, dass selbst bei einem Verlust eines Großteils der Transportmengen Reinvestitionen zum Erhalt der Leitungsanlagen notwendig sind. Diese wurden mit 40 % des damals bestehenden Anlagevermögens bis zum Ende der durchschnittlichen Nutzungsdauern festgestellt. Die auf diesem Wege ermittelte Risikoabschätzung berücksichtigte somit nicht nur die Kapazitätseinbußen, sondern auch die Bewertung der Anlagenerhaltung. Weiters war der ermittelte Betrag der individuellen Abgeltung für die Dauer der gesamten durchschnittlichen Nutzungsdauer anzuwenden und wurde somit über die 27 Jahre (2013 bis 2029) verteilt.

6.1.2. Mengenrisiko und Risikovergütung in der Methode 2013: Anpassungen des Risikos für die Periode 2017 bis 2020 bzw. rückwirkend für die Periode 2013 bis 2016

Im Verfahren V MET G 01/13 brachte das Unternehmen vor, dass sich Gasflüsse ändern können. Wichtig sei es jedoch, dass die gesamten Kapazitäten nicht sinken, so dass ein Ansteigen der Entgelte aufgrund gesunkener gebuchter Kapazitäten verhindert wird. Daher müssten die Erlöse nach Argumentation des Unternehmens nicht am jeweiligen Punkt, sondern insgesamt erzielt werden. Diese Anpassung wurde seitens der Behörde dem Unternehmen zugestanden und ist in der Methode 2013 wie folgt beschrieben:

„Bei der Feststellung der Über- bzw. Mindererlöse gilt:

- Das manifestierte Risiko ist auf das gesamte Unternehmen bezogen, wird jedoch individuell für die jeweiligen Entry/Exit-Punkte berechnet; somit manifestiert sich das Risiko für Fernleitungsnetzbetreiber, wenn die Erlöse der Summe der Buchungen die mit dem Mengengerüst erzielbaren Erlöse nicht mehr erreicht.*
- Weggefallene bzw. nicht verkaufte Jahreskapazitäten aus dem Mengengerüst können durch kurzfristigere Produkte ersetzt werden – hierbei werden allerdings keine Multiplikatoren für unterjährige Buchungen berücksichtigt*
- Bei einem Umbau des Leitungssystems können Kapazitäten an andere bzw. neue Punkte bzw. TSOs verschoben werden sofern diese Punkte auch den Erlösentgang des ursprünglichen Punktes übernehmen.“*

Diese Rahmenbedingungen wurden bereits rückwirkend bei der Mengenaufrollung der Jahre 2013 bis 2016 in den Verfahren V MET G 01/13 und V MET G 01/17 angewendet.

Das Unternehmen hat im Zuge des Verfahrens V MET G 01/13 eine Neuevaluierung der Risikomengen durchgeführt. Diese wurde bei der Risikoberechnung für die Kosten ab dem Jahr 2017 herangezogen.

Weiters wurde im Verfahren V MET G 01/13 eine explizite Regelung für die Schaffung von neuen Fernleitungskapazitäten bei der Ermittlung der Risikomengen- und -erlöse eingeführt. Diese kam jedoch nicht zur Anwendung, da in den darauffolgenden Jahren keine entsprechenden neuen Kapazitäten geschaffen wurden.

6.1.3. Mengenrisiko und Risikovergütung in der Methode 2017: Anpassungen des Risikos für die Periode 2021 bis 2024

Mit der Methode 2017 (vgl. Beilage .06) wurden für die Periode 2021-2024 noch weitere Anpassungen des Risikos vom Unternehmen beantragt und von der Behörde genehmigt:

Erlöse aus Multiplikatoren für Intraday/Day-ahead/Monats- und Quartalsbuchungen werden in die Berechnung der Risikoerlöse einberechnet und somit wird es dem Unternehmen erleichtert, die erforderlichen Erlöse zu erzielen. Dies war in der vorangegangenen Methode noch dezidiert ausgeschlossen (siehe dazu Kapitel 6.1.2).

Aus all dem ergibt sich, dass das Unternehmen für die Übernahme des Mengenrisikos zumindest bis 31.12.2039 bereits eine Abgeltung erhalten hat und diese bei entsprechender Fortsetzung des Systems noch weiter erhalten würde.

6.1.4. Festlegung zum Mengenrisiko in der aktuellen Festlegung

6.1.4.1. Begehren des Fernleitungsnetzbetreibers zur Methode ab 2025

Im ersten Konzept einer neuen Methode – unvollständig und ohne Genehmigungsantrag übermittelt am 21. April 2023 (im Akt: 2023-04-21-D-000494) – beschreibt das Unternehmen das Mengenrisiko wie folgt:

„Sobald die Rücklage erschöpft ist, kommt das Mengenrisiko für den FNB nicht mehr zur Anwendung und alle Kosten des FNB werden als nicht risikotragende Kosten betrachtet. Die oben beschriebene Risikoprämie (+3,5 Prozentpunkte auf die Eigenkapitalkosten und die individuelle Risikoprämie) fließt nicht mehr in die genehmigten Kosten des FNB ein. Die für die Tarifierung vorgesehene Menge wird entsprechend der zuverlässigsten Prognose berichtigt, und jede Abweichung zwischen den tatsächlichen und den genehmigten Einnahmen wird gemäß Kapitel II.15 aufgerollt.“

Das Unternehmen vereinnahmte aufgrund der in den Methoden festgelegten Risikotragung über die Jahre höhere Zinseinnahmen und Erlöse aus individuellen Risikokomponenten. Diese Mehreinnahmen standen anfänglich noch in keinem angemessenen potenziellen Verhältnis zum Risiko eines Mengenrückgangs, für das diese Mehreinnahmen herangezogen hätten werden können (siehe hierzu auch die Tabelle in Kapitel 6.1.4.2 unten).

Dazu ist festzustellen, dass das Unternehmen in der Regulierungsperiode 2013 bis 2016, als die Risikoerlöse am höchsten waren, diese zur Gänze als Gewinne an die Eigentümer ausgeschüttet und nicht als Rückstellung oder Verbindlichkeit gebucht hat, um für Zeiten des tatsächlichen Risikoeintritts vorzusorgen. So hat sich der Bestand an Eigenkapital gem. veröffentlichter Jahresabschlüsse von ***** Mio. EUR (für GCA und BOG) auf ***** Mio. EUR in 2016 minimal reduziert. Rückstellungen oder Rechnungsabgrenzungen wurden ebenfalls nicht gebildet.

In der nächsten Regulierungsperiode (2017 bis 2020) führte das Unternehmen auch nur 50 % der über das eingetretene Risiko hinausgehenden Erlöse aus der Risikoprämie einer Rücklage zu. Erst seit 2021 werden 100 % der über das eingetretene Risiko hinausgehenden Erlöse dieser Rücklage zugeführt. Das Unternehmen hat jedoch laut veröffentlichter Bilanzen auch damit keinen effektiven Aufbau von Eigenkapital vorgenommen. Stattdessen wurde in gleicher Höhe, wie die regulatorische Rücklage erhöht wurde, jeweils eine freie Rücklage reduziert, damit wurden die Risikoerlöse effektiv zu einem Durchlaufposten.

Nach Vorschlag des Unternehmens vom 21. April 2023 sollen lediglich die ab dem Jahr 2017 gebildeten Rücklagen (50 % der erhaltenen Risikoabgeltung) einer Aufrollung zugeführt werden. Allerdings wurden bereits in den Entgelten ab 2013 Kosten für künftige Mengenrückgänge getragen. Ein reiner Bezug auf die bilanzierten Risikovorsorgen ist inhaltlich nicht gerechtfertigt. Vielmehr müssen auch Gutschriften für die ab dem Jahr 2013 anerkannten Kosten für die Übernahme des Risikos erfolgen.

In der Stellungnahme des Unternehmens zum vorläufigen Ermittlungsergebnis wurde vom Unternehmen dargelegt, dass die Bilanzierung der Vergangenheit korrekt gewesen sei. Allerdings bilden die Jahresabschlüsse der Unternehmen nur die Ausgangslage für die regulatorische Beurteilung. Jedenfalls war klar, dass in den Entgelten ab 2013 eine Abgeltung für künftige Risiken enthalten war. Daher kann bei einer möglichen Umstellung des Risikotragungssystems diese Tatsache nicht negiert werden.

6.1.4.2. Umgang mit Risiko in der Regulierungsperiode ab 2025

Aufgrund der Veränderungen für den Gasmarkt (die letztlich in der Risikoberechnung antizipiert wurden) durch nicht vorhersehbare geopolitische Entwicklungen (Verknappung des in Europa verfügbaren Gases im Vorfeld und in Folge des russischen Angriffskriegs in der Ukraine) sowie verstärkte Bemühungen zur Dekarbonisierung, wird die Tragung des Mengenrisikos durch Buchungsrückgänge erneut evaluiert (vgl auch die Ausführungen zu Pkt 6.2.1.).

Prinzipiell wurde das Mengenrisiko für den Fall eingeführt, dass die Buchungslage im Fernleitungsnetz zurück gehen könnte. Ebenso wurde bei der Berechnung der Risikoerlöse von einem „Black Swan“-Ereignis ausgegangen, bei dem nach Ablauf der langfristigen Verträge keinerlei Transportleistungen mehr von Shippern gebucht werden. Somit wäre eine Fortsetzung des Systems zumindest bis zum Ende der Berechnung des möglichen Risikos am 31. Dezember 2039 stimmig. Die Datenlage (wenig Vorsorge durch die Unternehmen für so

einen Fall) zeigt jedoch, dass die Gefahr eines Konkurses für die Fernleitungsunternehmen – für die TAG bereits akut in dieser Regulierungsperiode, für die GCA in folgenden Regulierungsperioden – gegeben wäre. Ein solcher Konkurs hätte weitreichende Konsequenzen für das Gesamtsystem. Deshalb folgt die Behörde dem Vorschlag des Unternehmens, das Mengenrisiko künftig den verbleibenden Transportkunden zu übertragen.

Allerdings ist es hierzu unerlässlich, dass gemäß den ab 2013 gültigen Methoden sämtliche in Zeiten der bestehenden Transportverträge eingenommenen Risikoerlöse künftig kostenmindernd angesetzt werden. Dazu ist eine Rückabwicklung der erhaltenen Risikoerlöse und des eingetretenen Risikos notwendig. Hierfür ist es auch grundsätzlich unerheblich, wie das Unternehmen die Risikoerlöse in seinen Jahresabschlüssen behandelt hat und ob eine entsprechende Risikovorsorge getroffen wurde. Auch das von der Behörde in Auftrag gegebene Gutachten¹ kommt hier zum Ergebnis, dass grundsätzlich die Erlöse nicht als Gewinn ausgewiesen hätten werden dürfen, sondern als Fremdkapital und damit als Rückstellung anzusetzen gewesen wären (im Akt 2024-02-02-D-000497).

Die Behörde führt eine Gegenüberstellung der erhaltenen Risikovergütung und der Mindererlöse durch. Diese sieht wie folgt aus (in EUR):

Die Tabelle stellt in den Spalten 2 („individuelle Risikoabgeltung“) und 3 (3,5 %iger Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz) die in den einzelnen Jahren erhaltenen Erlöse des Unternehmens dar, in Spalte 4 wird ein vom Unternehmen bereits realisiertes Risiko dargestellt. Die Spalte 5 stellt die Differenz zwischen den Erlösen und dem eingetretenen Risiko pro Jahr und die Summe davon dar, die gleichzeitig jener Betrag ist, den das Unternehmen für bestehende und künftige Mengenrückgänge erhalten hat.

Die Werte der Jahre 2023 und 2024 sind Schätzwerte, da diese Werte noch nicht zur Verfügung stehen. Diese werden bei der nächsten Überprüfung der Methode zu aktualisieren sein. Somit ist ein vorläufiger Wert von TEUR ***** künftig kostenmindernd anzusetzen, da die diesem Betrag zuzuordnende Leistung für Netzkunden in Form von stabilen Entgelten nicht erbracht wird.

Für die kostenmindernde Aufrollung der Beträge setzt die Behörde keine Zinsen an: So werden diese Beträge ohne Berücksichtigung von Zinsen zusammengerechnet, um den rückzuerstattenden Betrag zu ermitteln und die spätere Verteilung über mehrere Perioden erfolgt ebenfalls unverzinst.

¹ STELLUNGNAHME iZm ausgewählten Fragestellungen zur Bilanzierung von Gas-Fernleitungsnetzbetreiber; Mag. Christian Steiner; ATHRON WIRTSCHAFTSPRÜFUNG UND STEUERBERATUNG GMBH

Bezüglich der Verteildauer der kostenmindernden Berücksichtigung wird auf Kapitel 6.8 verwiesen.

Stellungnahme des Unternehmens

Im Zuge der Stellungnahme des Unternehmens vom 7. März 2024 wird die Umstellung der Tragung des Mengenrisikos grundsätzlich begrüßt, allerdings wird die Aufrollung der erhaltenen Risikoabgeltungen kritisch gesehen und abgelehnt. Auch wurde vorgebracht, dass keine Pflicht zur Beibehaltung einer einmal angewandten Tarifmethode bestünde.

Zunächst sei darauf hinzuweisen, dass es laut stRsp VfGH keine Verpflichtung bestehe, Elemente einer einmal angewandten Tarifmethode für alle Zeit fortzuführen. Ganz im Gegenteil habe der VfGH mehrfach entschieden, dass kein Vertrauensschutz dahingehend bestünde, dass eine einmal bestehende Tarifsituation unverändert weiterbesteht; Netznutzer müssten vielmehr mit einer Veränderung ihrer Tarife rechnen. Dies gelte umso mehr, da der in der, vom Unternehmen nunmehr eingereichten Tarifmethode vorgesehene, geänderte Umgang mit dem Kapazitätsrisiko durch die einschlägigen rechtlichen Rahmenbedingungen, konkret die Art 17 ff des TAR NC (VO [EU] 2017/460), explizit gedeckt sei: Wenn der TAR NC ein Wahlrecht betreffend den Umgang mit dem Kapazitätsrisiko einräumt und dieses Wahlrecht angesichts dessen, dass das GWG 2011 bloß eine Genehmigung der Tarifmethode vorsehen würde, dem Fernleitungsnetzbetreiber zukomme, so bleibt es dem Fernleitungsnetzbetreiber unbenommen, dieses Wahlrecht nunmehr anders auszuüben als in der Vergangenheit.

Grundsätzlich wird im Verfahren den Überlegungen zur Methode 2013 und 2017 sowie der Tragung des Risikos gefolgt.

Im zur Stellungnahme des Unternehmens zum vorläufigen Ermittlungsergebnis beigelegten Gutachten sowie in Ihrer Stellungnahme vom 25. April 2024 (Kap. 2.2.3.) vertritt die Fernleitungsnetzbetreiberin die Meinung, dass es keine Rechtsgrundlage zur nachträglichen Aufrollung der erhaltenen Risikoprämien gebe.

Zunächst verweist GCA mit Hinweis auf das Preisrecht darauf, dass jede Preisbestimmung auf einer Prognoseentscheidung beruhe und Preisabschöpfungsmaßnahmen einer besonderen Rechtsgrundlage bedürfen.

Ein enger Zusammenhang zwischen Preisrecht und Regulierung wird seitens der Behörde nicht gesehen und es liegen die gezogenen Parallelitäten nicht auf der Hand. Abgesehen

davon, dass die Gasnetzkostenregulierung und die Normen des zitierten Preisregelungsgesetzes auf einem gänzlich unterschiedlichen Regelungsbesatz beruhen, gehören jährliche Aufrollungen bzw. unterperiodische oder nachperiodische Berücksichtigungen von nicht antizipierten Ereignissen zum Standardrepertoire gängigen Regulierungspraxis der Netzkostenregulierung (vgl. idS auch VwGH 18.09.2019, Ro 2018/04/0002, Rz 44). Beispielhaft seien hier erwähnt: das Regulierungskonto gemäß § 71 GWG 2011; die jeweils in den bisherigen Methoden 2013 bis 2016, 2017 bis 2020 und 2021 bis 2024 vorgesehenen Aufrollungen inkl. der systemimmanente Zeitverzug bei Kapitalkosten. Nicht übersehen werden darf in diesem Zusammenhang auch, dass nicht jeder Fernleitungsnetzbetreiber einnahmenseitig für sich alleine wirtschaften muss: Die Kosten der GCA werden nicht ausschließlich durch die Erlöse der GCA gedeckt, sondern es werden im Sinne eines gemeinsamen Tarifsystems mit einheitlichen Netzkosten anhand einer einheitlichen Referenzpreismethode (sh. Anlage 3 der GSNE-VO 2013 für die Jahre 2021 bis 2024) zwischen den beiden Fernleitungsnetzbetreibern Ausgleichszahlungen festgelegt. Diese sorgen dafür, dass derjenige Fernleitungsnetzbetreiber, der zu geringe Erlöse generiert und damit seine Kosten nicht alleine decken kann, eine Unterstützung durch den anderen Fernleitungsnetzbetreiber, dessen Einnahmen aufgrund der von der Behörde vorab zugrunde gelegten Gesamtbetrachtung daher seine eigenen respektiven Kosten übersteigen, in Form einer monatlichen Zahlung erhält (siehe § 7 Abs. 2 GSNE-VO 2013). Ein solches System von Ausgleichszahlungen gibt es in dem von der GCA angeführten Preisrecht nicht. Außerdem ist aus diesem Grund, eben weil Über- bzw. Unterdotierungen von zugestandenen Kosten, von den Netzkunden einmal gänzlich abgesehen, nicht ohne Auswirkungen auf AGZ und den jeweils anderen Fernleitungsnetzbetreiber sind, eine Aufrollung nicht nur rechnerisch sachgerecht, sondern rechtlich geboten.

Auch der Verweis auf das Erkenntnis des VfGH vom 21. März 1950, GZ V11/49, SlgNr 1908, vermag das Vorbringen der Netzbetreiberin nicht zu stützen. Im zitierten VfGH-Fall ging es um eine gesetzliche Verordnungsermächtigung, die zur Preisfestlegung, nicht jedoch zur ex post-Übergewinnabschöpfung, welche der VfGH in diesem Fall als Eigentumseingriff bewertete, ermächtigte. In den ggstl. MET-Verfahren gibt es keine Verordnungsermächtigung, auf die sich die Behörde bei der Aufarbeitung der Vergangenheit stützt. Aufrollungen in den Methodenverfahren sind explizit in den rechtskräftig gewordenen Bescheiden festgelegt bzw. systemimmanent notwendig, da sonst, wenn die Kosten nur ex ante geschätzt, aber nicht ex post abgerechnet werden, die Tarife gemäß Art. 13 der Verordnung 715/2009 nicht die geforderten Ist-Kosten-Widerspiegelung darstellen können.

Insofern das Unternehmen unter Verweis auf das Erkenntnis des VfGH vom 28. Juni 2012, GZ V6/12, SlgNr. 19.655, behauptet, dass es ohne eine besondere gesetzliche Grundlage nicht zulässig sei, die Nichtberücksichtigung von in früheren Perioden kostenrelevanten Aufwendungen in einer späteren Periode nachzuholen, ist ihr zu entgegnen, dass dem Erkenntnis keine derartige Aussage zu entnehmen ist. Ganz im Gegenteil sah der VfGH es hier sogar als gleichheitsrechtlich unbedenklich an, dass die Regulierungsbehörde zunächst Kosten aus Vorperioden auf Basis einer Betrachtung der tatsächlichen Erlössituation des Unternehmens ansetzte und Netzbetreiber auf dieser Basis unterschiedlich behandelte. Dementsprechend erkannte auch der VwGH zuletzt eine Möglichkeit bzw. gegebenenfalls auch eine Pflicht der Behörde zur nachträglichen Berücksichtigung von Kostenveränderungen (vgl. VwGH 18.09.2019, Ro 2018/04/0002, Rz 40).

Weiters vertritt die GCA den Standpunkt, es sei mangels Anwendbarkeit von § 71 Abs. 1 und 2 GWG 2011 auf Fernleitungsnetzbetreiber ausgeschlossen, dass bei Fernleitungsnetzbetreibern Abweichungen zwischen den Plan- und den Ist-Erlösen über das Regulierungskonto ausgeglichen bzw außergewöhnliche Erlöse und Aufwendungen über einen angemessenen Zeitraum im Wege des Regulierungskontos verteilt werden.

Diese Schlussfolgerung ist unzutreffend: das Gesetz regelt in § 71 GWG die Verpflichtung zur Führung eines Regulierungskontos und nimmt in § 71 Abs. 7 GWG 2011 u.a. mengenbedingte Erlösabweichungen von einer verpflichtenden Erfassung im Regulierungskonto aus. Für ein solches Verbot gibt es keinen gesetzlichen Hinweis. Im Gegenteil, Erlösaufrollungen der Vorjahre haben in den bisherigen, von der GCA beantragten Methoden rechtskräftig und rechtlich unbestritten Eingang gefunden. Der von der GCA angenommene Umkehrschluss, dass das Gesetz, weil eine verpflichtende Führung eines Regulierungskontos für die Fernleitung nicht vorgeschrieben ist, daher verbiete, Mengenaufrollungen vorzunehmen, ist nicht zwingend. Wesentlich naheliegender ist hingegen der Schluss, dass in der Methode selbst festgelegt werden kann, ob Mengen aufgerollt werden dürfen oder nicht.

Ein Verbot eines Regulierungskontos stünde überdies auch nicht mit Art. 19 TAR NC im Einklang. Generell darf der nationale Gesetzgeber keine Regelungen zum Regulierungskonto treffen, die unionsrechtswidrig wären, etwa wenn sie die Autonomie der RegB bei der Tariffestlegung beschränken würden (vgl. EuGH Kommission/Deutschland bzw. die Ausführungen in Kapitel 2.2). Da die Tarife für den Netzzugang gemäß Art. 13 der Verordnung 715/2009 (unabhängig von der Rechtsform der nationalen Vollzugsmaßnahmen) die Ist-Kosten widerspiegeln müssen, ist bei rückwirkenden Systemumstellungen, wie sie auch vom

Netzbetreiber beim Mengenrisiko gewünscht sind, ebenso zwingend eine Aufrollung vorzunehmen. Weiters ist die Behörde der Ansicht, dass Art. 19 TAR NC ohnedies zwingend auch für eine ex tunc Risiko-Systemumstellung Anwendung zu finden hat, denn zum Zeitpunkt der Bescheiderlassung 2024 galt Art. 19 TAR NC bereits und die entsprechenden Übererlöse fallen durch die pro futuro Risikoabnahme an bzw. waren die bisherigen Risikoaufschläge angemessen, solange das Risiko auch permanent bis zum Ende der Betriebsmittelnutzung beim TSO verbleiben sollte.

Zu Art. 19 TAR NC bringt die GCA im Wesentlichen vor, dass dieser zwar ein Regulierungskonto für Fernleitungsnetzbetreiber vorsehe, allerdings laut Art. 38 Abs. 3 leg. cit. erst ab dem 31. Mai 2019. Weiters verbiete Art. 17 Abs. 2 TAR NC bei Regulierungssystemen mit Preisobergrenze, dass ein Ausgleich der Erlöse erfolge, und gebiete, dass stattdessen alle mit einer Unter- oder Überdeckung verbundenen Risiken ausschließlich durch den Risikoaufschlag gedeckt werden; die Art 18, Art 19 Abs 1 bis 4 und Art 20 TAR NC finden diesfalls keine Anwendung.

Dies ist aus Sicht der Behörde unzutreffend:

Zum ersten geht es bei der Frage der Behandlung von erhaltenen Risikoerlösen aus der Vergangenheit für ein Risiko in der Zukunft um eine Systemumstellung ex tunc und eben nicht um eine „Berichtigung des Risikos“. Wie weiter unten in Kapitel 6.1 dargelegt, handelt es sich um eine in sich konsistente Umstellung der Risiko-/Erlös-Position der Fernleitungsnetzbetreiber, die neben der Änderung der Risikotragung auch eine entsprechende „Rückabwicklung“ der dafür bereits vereinnahmten Erlöse für ein Risiko in der Zukunft, das sich wegen der Abnahme des Mengenrisikos niemals realisieren wird, erfordert.

Mit anderen Worten: die Behörde nimmt nicht deshalb die Aufrollung/Rückabwicklung vor, weil ihre damaligen Prognosen nicht eingetreten sind und ein neuerlicher Soll-/Ist-Abgleich angemessener erscheint, sondern es wird – auf Wunsch des regulierten Unternehmens – ein damals einhellig konzipiertes und über mehrere Regulierungsperioden ausgelegtes Modell zur Tragung und Abgeltung des Mengenrisikos während der Laufzeit des Modells geändert. In so einem Fall ist das Risiko-/Erlös-Verhältnis entsprechend anzupassen und zumindest rückabzuwickeln (über dem Leistungsausmaß geleistete Versicherungsprämien zurückzuerstatten). Art. 17 Abs. 2 TAR NC, der diesen Umstand nicht regelt, steht einer solchen Systemumstellung nicht entgegen.

Zum zweiten enthält der verfahrensgegenständliche Methodenbescheid gemäß § 69 Abs. 2 iVm § 82 GWG 2011 die Kosten und Mengen, nicht jedoch die Fernleitungstarife. Für die Tarife besteht eine Regelungszuständigkeit der Regulierungskommission durch Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 und ist dafür der TAR NC einschlägig. Zu den Fernleitungsnetzbetreiberkosten bestehen im TAR NC keine Regelungen. Dies wird durch Zusammenschau des Art 17 Abs. 2 und Art. 24 Abs. 2 TAR NC evident: Art. 24 Abs. 2 definiert zum Risikoaufschlag, dass dieser „den Vorteil der Sicherheit hinsichtlich der Höhe des Fernleitungsentgelts widerspiegelt und mindestens 0 betragen muss“. Unzweifelhaft handelt es sich bei diesem Risikoaufschlag im Sinne der Diktion des TAR NC um einen Tarifaufschlag, keinen Netzbetreiberkosten-Aufschlag, wie die Risikoprämie einen darstellt. Ein Tarifaufschlag wiederum wäre von der Regulierungskommission in der GSNE-VO festzusetzen, nicht im Methodenbescheid des Vorstandes. Zu einem risikobezogenen Kostenaufschlag normiert der TAR NC aber nichts, weshalb die zitierte Bestimmung des Art. 17 Abs. 2 TAR NC nicht einschlägig ist.

Die GCA bringt überdies vor, dass laut stRsp VfGH keine Verpflichtung besteht, Elemente einer einmal angewandten Tarifmethode für alle Zeit fortzuführen. Es hat der VfGH mehrfach entschieden, dass kein Vertrauensschutz dahingehend besteht, dass eine einmal bestehende Tarifsituation unverändert weiterbesteht; Netznutzer müssen vielmehr mit einer Veränderung ihrer Tarife rechnen.

Diese Rechtsauffassung wird seitens der Behörde dem Grunde nach, jedoch mit der Maßgabe geteilt, dass es auch keinen Rechtsanspruch der Netzbetreiber gibt, dass in früheren Methoden festgelegte Mechanismen fortgeführt werden. Alleiniger Maßgeblichkeitsmaßstab dafür, ob eine Tarifmethodik fortgeführt wird oder nicht, ist die Übereinstimmung mit den gesetzlichen Vorgaben und dabei den (Regulierungs-)Zielen, wobei hinsichtlich des Vorgehens iZm der Umstellung des Mengenrisikos aus Sicht der Behörde vor allem die Zielsetzungen zur fairen und angemessenen Vergütung der Netzbetreiber relevant (§ 4 Z 1 und 3 f GWG 2011 bzw. § 4 Z 1 und 4 is 7 E-ControlG). Da es zu einer – vom Unternehmen gewünschten – Änderung des Systems der Risikoübernahme kommt, dass zumindest für einen Zeitraum bis 31. Dezember 2039 ausgelegt war, und in dem in den ersten Jahren die für das Unternehmen günstigsten Jahre lagen, in denen Risikoerlöse nahezu ohne Risiko bzw. Risikoeintritt lukriert wurden, muss bei einem Systemwechsel das alte System rückabgewickelt werden. Andernfalls verblieben die bislang von Kunden gezahlten Risikoerlöse nahezu zur Gänze beim Unternehmen; für die Zukunft, in der das Risiko größtenteils schlagend werden wird, erfolgt allerdings eine Systemumstellung, die wieder den Kunden das Risiko überwälzt.

Diese Herangehensweise wäre nicht sachgerecht, weshalb die Behörde bei ihrer im vorläufigen Ermittlungsergebnis dargelegten Systematik der Aufrollung der Risikoerlöse bleibt.

In der Stellungnahme wird auch auf die im vorläufigen Ermittlungsergebnis hingewiesene erforderliche Abgrenzung der erhaltenen Beträge Bezug genommen. Aus Sicht des Unternehmens sei es nicht geboten gewesen, entsprechende Rückstellungen oder andere Abgrenzungen der erhaltenen Beträge vorzunehmen. Ergänzend wird hierbei auf ein Gutachten Ernst & Young verwiesen (im Akt: 2024-03-07-D-000713).

Hierzu wird von Seiten der Behörde angemerkt, dass die korrekte Bilanzierung grundsätzlich in der Sphäre des Unternehmens liegt. Allerdings wird in der ab 2025 gültigen Methode die Anwendung des Regulierungskontos auch für Fernleitungsnetzbetreiber nun festgesetzt. Eine Stetigkeit der künftigen Erträge solle auch bei den Fernleitungsnetzbetreiber wie bei den anderen regulierten Netzbetreibern erfolgen.

Zusätzlich wurden zwei Gutachten von „NERA“ und eines von „Brattle Group“ in der Stellungnahme des Unternehmens vorgebracht. Beide kommen zu dem Schluss, dass die von Seiten der Behörde gewählte Vorgangsweise im vorläufigen Ermittlungsergebnis nicht korrekt sei und die durchgeführte Aufrollung nicht zu erfolgen habe. Insbesondere wäre zu berücksichtigen, dass bereits in der Vergangenheit Risiken bestanden hätten, die durch die entsprechenden Beträge abgegolten worden wären.

Hierzu wird von Seiten der Behörde auf die ursprüngliche Berechnung des Mengenrisikos verwiesen. In dieser wurde die Berechnung der jährlichen Risikovorsorge bzw. in weiterer Folge Abgeltung rein auf Basis der potentiell ausfallenden Buchungen nach dem Ende der Laufzeit der zum damaligen Zeitpunkt bestandenen Langfristverträge abgestellt und keinerlei weitere Risiken berücksichtigt. Auch die bilanzielle Vorgehensweise des Unternehmens weist darauf hin, dass es keinerlei Risiko in den früheren Perioden gesehen hat: Wenn das Unternehmen Risiken gesehen hätte, so hätten diese in den jeweiligen Jahresabschlüssen erörtert werden müssen und Rückstellungen oder Rücklagen (Abhängig von der bilanziellen Beurteilung) dafür gebildet werden müssen. In seiner Stellungnahme vertritt das Unternehmen – bestätigt vom Wirtschaftsprüfer EY – jedoch die Auffassung, dass es keinerlei Risiko gehabt habe und deswegen keine Rückstellungen oder Rücklagen zu bilden waren. Erst in der dritten und vierten Regulierungsperiode verpflichtete das Unternehmen sich selbst, eine regulatorische Risiko-Rücklage zu dotieren. Da das Unternehmen in derselben Höhe wie diese Rücklage gebildet wurde, andere Rücklagen aufgelöst hat, wurde anscheinend keine Erhöhung des Risikos gesehen. Zukünftig sieht das Unternehmen nun doch größere Risiken

auf das Unternehmen zukommen, weswegen es jetzt intensiv gefordert hat, dass das Risiko zukünftig nicht mehr vom Unternehmen, sondern von den Netzkund:innen zu tragen sei – dies begrüßte es auch ausdrücklich in seinen Stellungnahmen. Daher kann keinesfalls von einem vergleichbaren, kontinuierlichen Risiko im Zeitablauf ausgegangen werden. Im Gegenzug wurde in der Berechnung ja mit einem 100%igen Ausfall der Buchungen nach dem Wegfall der fixen Buchungen gerechnet.

Zur weiteren Beurteilung wurden die beiden Gutachten auch einem Sachverständigen zur Beurteilung vorgelegt (vgl. Gutachten Frontier; im Akt: 2024-04-11-D-000486). Dieser hat sich mit den Argumenten der Gutachten auseinandergesetzt und kommt zum Ergebnis, dass die von Seiten der Behörde gewählte Vorgangsweise beim Wechsel der Methode von Risikotragung durch Netzbetreiber auf Risikotragung durch Netzkunden nachvollziehbar und begründet ist.

Im Zuge der Einreichung der zweiten Stellungnahme und des Eventualantrages übermittelte das Unternehmen ein weiteres Kurzgutachten von NERA (im Akt: 2024-04-29-D-000210), in dem NERA folgendes schreibt: „Wenn E-Control die Erlöse der FNB unter einer Erlösobergrenzen-Regulierung (vergleichbar zur Regulierung der Verteilnetzbetreiber) berechnet, muss sie neben der „Risikoabgeltung“ auch die von den FNB seit 2013 getragenen höheren Risiken einer Preisregulierung berücksichtigen.“ NERA verweist somit auf ein angeblich höheres Risiko beim Fernleitungsnetzbetreiber im Vergleich zu Verteilernetzbetreibern und baut darauf Berechnungen auf, inwiefern und in welcher Höhe dem Netzbetreiber noch eine zusätzliche Risikoentschädigung zustehen würde.

Dazu stellt die Behörde fest, dass in Österreich durch das gesetzlich normierte Regulierungskonto für sämtliche anderen Strom- und Gasnetzbetreiber in Österreich kein Mengenrisiko besteht, da alle Plan-/Ist-Differenzen bei den Erlösen aufzurollen sind, und nur die Gas-Fernleitungsnetzbetreiber bewusst selbst die Risikoübernahme ab 2013 gewählt haben. Wie zuvor bereits angeführt wird mit der Methode 2025 eine Harmonisierung mit anderen regulierten Netzbetreibern umgesetzt.

Der Gutachter kommt allerdings zum Schluss, dass Fernleitungsnetzbetreiber aufgrund einer „Preisregulierung“ selbst bei einer Rückabwicklung höheren Risiken ausgesetzt gewesen wären. In diesem Zusammenhang erklärt er nicht, worin das höhere Risiko für Fernleitungsnetzbetreiber bestehen soll.

Mit der vorliegenden Methode befreit die Behörde rückwirkend das Unternehmen (mit der Rückabwicklung der Risikoeinnahmen und der Mindererlöse des Unternehmens durch das eingetretene Risiko) zur Gänze vom Mengenrisiko und stellt sie damit mit allen anderen Netzbetreibern in Österreich gleich.

Die Sachlage würde sich anders darstellen, wenn lediglich die Risikoerlöse rückabgewickelt werden würden, nicht jedoch die Erlöse des Unternehmens.

Wenn man jedoch die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalles von langfristigen Verträgen zur jeweiligen Zeit der Erstellung der Methodendokumente berücksichtigt, so müsste diese jeweils gegen null tendieren und ein Vergleich mit einem LNG-Terminal ohne langfristige Verträge – wie es NERA auch durchgeführt hat – ist nicht geboten.

Im Übrigen sind die Berechnungen des Gutachtens NERA, wie in der Folge dargestellt, nicht nachvollziehbar:

Hier kommt die Behörde noch zu ähnlichen Ergebnissen (in EUR): *****

Dies bedeutet, dass jeweils ein zusätzlicher Prozentpunkt bei der Risikovergütung eine Reduktion des Rückzahlungsbetrages um ca. ***** Mio. EUR verursachen sollte.

Jedoch fasst NERA die zurückzuzahlenden Beträge wie folgt zusammen:

Wenn sich der Aufschlag somit um jeweils 1 % erhöht – und somit die anzuerkennenden Kosten jeweils um ***** Mio. EUR zu erhöhen wären bzw. der Rückzahlungsbetrag um diesen Betrag zu verringern wäre, reduzieren sich die Rückzahlungsbeträge bei NERA um ***** Mio. EUR pro hinzugefügtem Prozentpunkt. Es ist nicht nachvollziehbar, weswegen zusätzlich anerkannte Kosten in der Höhe von jeweils ***** Mio. EUR den Rückzahlungsbetrag jeweils um diese Beträge ändern sollten.

Relevant bei dieser Tabelle ist die Anmerkung von NERA: „Für die Berechnung haben wir angenommen, dass die erwarteten Erlöse den tatsächlichen Erlösen entsprechen.“ Diese Annahme ist jedoch nicht eingetreten: die erwarteten Erlöse haben nicht den tatsächlichen Erlösen entsprochen. Und dieses eingetretene Risiko (ca. ***** Mio. EUR) kann im Fall der Berechnung von NERA nicht rückabgewickelt werden, sondern muss durch die Risikokomponente abgedeckt sein. Sollten die Berechnungen von NERA stimmen – was die Behörde verneint – dann müsste dieser Betrag von ***** Mio. EUR noch jeweils zum Betrag

hinzugerechnet werden und der Rückzahlungsbetrag wäre in den beiden ersten Fällen höher als er es mittels der Rückabwicklung wäre.

Aus Sicht der Behörde stellt sich im Zusammenhang mit der Risikotragung und deren Rückabwicklung nur eine Alternative zur nun gewählten Vorgangsweise dar und dies wäre die Fortführung der bisherigen Risikotragung durch das Unternehmen. In diesem Fall fände eine konsequente Fortführung eines zum Zeitpunkt seiner Einführung sachgerechten und ausgewogenen Systems statt. Dies wird in Anbetracht der Entwicklungen der letzten Jahre allerdings weder vom Unternehmen gewünscht noch von den anderen Verfahrensparteien gefordert.

Im Gutachten der „Brattle Group“ (im Akt: 2024-03-07-D-000687) wird eine Analogie zu einer Versicherungslogik hergestellt:

„Denken Sie an den Vergleich mit jemandem, der sein Auto gegen Diebstahl versichern muss. Wir würden nicht sagen, dass der Kunde zu viel an die Versicherungsgesellschaft gezahlt hat, weil sein Auto in einem bestimmten Jahr nicht gestohlen wurde. Vielmehr waren die Zahlungen ex ante angemessen, basierend auf dem Risiko, dass das Auto im kommenden Jahr gestohlen werden könnte. Ein Kunde kann nicht nur dann die Versicherungsprämie zahlen, wenn das Auto gestohlen wurde, so wie die Regulierungsbehörde nicht nur dann einen Mengenrisikoausgleich zahlen kann, wenn das Szenario der geringen Kapazität eintritt. Eine nachträgliche Verweigerung der Mengenrisikoausgleichs ist so, als würde jemand von der Versicherungsgesellschaft verlangen, die Prämien am Ende des Jahres zurückzuzahlen, weil das Auto nicht gestohlen worden ist.“

Dieses Beispiel ist mit dem vorliegenden Sachverhalt nicht vergleichbar. Denn der Fernleitungsnetzbetreiber hat eine „Versicherungsleistung“ an sämtliche Netznutzer ab der Methode des Jahres 2013 festgesetzt, die eben nicht nur für die jeweilige Periode gegolten hat. Die Festlegung der Mengenbasis war „auf Dauer“ zumindest bis zum Ende der Nutzungsdauer der bestehenden Anlagen bestimmt und auch die Risiken wurden nicht für jeweils vier Jahre, sondern für einen deutlich längeren Zeitraum ermittelt und damit in den Kosten berücksichtigt. Die Nutzer des Fernleitungsnetzes mussten somit ab 2013 höhere Entgelte dafür bezahlen, dass die Mengenbasis künftig nicht reduziert wird und somit die Entgelte nicht dramatisch ansteigen können, wenn Transportleistungen nicht mehr bezogen werden. Nun erfolgt aufgrund der beschriebenen geänderten Versorgung und des resultierenden Transits zum Zeitpunkt des Wegfalls von signifikanten Teilen der gebuchten

Transportkapazitäten eine Umstellung auf tatsächliche Mengen und damit wird es unweigerlich zu höheren Entgelten kommen. Somit hätten die Kunden in der Sichtweise des Unternehmens über einen Zeitraum von zwölf Jahren eine „Versicherungsprämie“ in den Netzentgelten gegen steigende Entgelte in der Zukunft bezahlt, aber zum Zeitpunkt des Versicherungsfalls (Wegfall der Mengen bei bezahlten Risikoprämien) soll aus Unternehmenssicht die „Versicherung“ aufgelöst und nicht mehr berücksichtigt werden.

Die Übertragung dieser Analogie des genannten Beispiels auf die vorliegende Aufrollung des Risikos bedeuten, dass der Fernleitungsnetzbetreiber als „Versicherungsgesellschaft“ zum Zeitpunkt des Diebstahls des Autos sagen würde, dass dieses aus unvorhergesehenen Gründen gestohlen wurde und daher die „Versicherung“ nicht für den Schaden aufkommen wird. Gleichzeitig will sie auch nicht die erhaltenen Risikoprämien rückerstatten. Die im Beispiel genannte „Rückforderung“ der „Versicherungsprämie“ im Falle eines nicht erfolgten Diebstahls ist inhaltlich falsch – denn es erfolgt zwar die Rückführung sämtlicher „Versicherungsprämien“ aber im Gegenzug dazu ist auch der Schaden aus dem Diebstahl nicht zu begleichen. Nur „Versicherungsprämien“ zu lukrieren ohne eine Leistung im Schadensfall zu bieten, widerspricht dem Versicherungsprinzip bzw. der Risikoübernahme.

Die ab 2025 gültige Regulierungssystematik sieht allerdings vor, dass zumindest die „Versicherungsprämien“ an die Kunden zurückzuführen sind. Der viel höhere Schaden eines „gestohlenen Autos“ bzw. in der aktuellen Regulierung der kommende massive Anstieg der Netzentgelte verbleibt bei den Netzkunden bzw. „Versicherungsnehmern“, obwohl ursprünglich eine Kündigung der „Versicherung“ nicht vorgesehen war. Der Vergleich mit der „Autodiebstahlsversicherung“ ist außerdem insofern verfehlt, als eine Diebstahlschance mit zunehmendem Alter des Fahrzeuges abnimmt (und nicht wie beim Mengenrisiko zunimmt) und eine solche Versicherung laufend gekündigt werden kann. Weiters ist der Schadensfall (Diebstahl) in jenem Beispiel schon eingetreten, beim Mengenrisiko der GCA jedoch der Schadensfall des Wegbrechens der Kapazitäten (noch) nicht, wenn dies auch knapp bevor steht.

Stellungnahme der BAK zum vorläufigen Ermittlungsergebnis vom 7. März 2024

Die Übertragung des Mengenrisikos an die Netzkund:innen stellt für die BAK die größte Veränderung zum bisherigen Regulierungssystem dar. Die Behörde strebt dabei eine Verwendung und Aufrollung der ausbezahlten Beträge an. Aus Sicht der BAK ist eine Aufrollung bzw. Verwendung der ausbezahlten Risikoprämien eine grundlegende Voraussetzung, wenn das Mengenrisiko zukünftig auf die Netznutzer:innen überwälzt werden

soll, denn schließlich sei diese Prämie genau dafür gewährt worden und müsse daher zur Reduzierung der Kosten auf Seiten der Netznutzer:innen herangezogen werden. Eine andere Verwendung der ausbezahlten Mittel sei für die BAK in keinerlei Hinsicht hinnehmbar.

Es sei für die BAK grundsätzlich nachvollziehbar, dass diese Risikoübernahme durch die Netznutzer:innen durchzuführen sei. Dafür sei aber eine Aufrollung der von den Netznutzer:innen bezahlten Risikoabgeltung Voraussetzung.

Die BAK zählt einige Veränderungen der letzten Jahre dar (klimapolitische Vorhaben; geopolitische Verwerfungen in Bezug auf Gasimporte aus Russland, die bereits 2009 bzw. 2014 vorhanden waren). Sie folgert daraus, dass sich schon länger ein substantielles Mengenrisiko abgezeichnet habe, das jedoch kaum adressiert wurde - warum dies nicht geschah, erschließe sich der BAK nicht.

Die BAK vertritt die Ansicht, dass die gesamten erhaltenen Risikoprämien beim Unternehmen verbleiben hätten müssen. Den aus Sicht der BAK zu bildenden Rücklagen bzw Rückstellungen hätten damit auf der Aktiva-Seite der Bilanz Vermögenswerte gegenüberstehen müssen. Je nach Anlageform hätten diese Vermögenswerte auch einen entsprechenden Veranlagungsertrag mit sich gebracht. Aus Sicht der BAK sollte die Rückabwicklung daher unter Berücksichtigung einer angemessenen Verzinsung erfolgen. Diese sollte aus Sicht der BAK zumindest dem risikolosen Zinssatz der jeweiligen Regulierungsperiode entsprechen.

Stellungnahme WKÖ zum vorläufigen Ermittlungsergebnis vom 7. März 2024

Die WKÖ führt aus, dass es ein österreichisches Spezifikum gewesen sei, dass der Netzbetreiber ein Mengenrisiko übernommen hat. Damit der Netzbetreiber bei Mengenrückgang nicht in wirtschaftliche Schwierigkeiten kommt, sei in den letzten Perioden ein Zuschlagsatz für das Kapazitätsrisiko – quasi eine „Vorauszahlung“ für ein allfällig später eintretendes Risiko – von den Kund:innen bezahlt worden. Diese (in den vergangenen Regulierungsperioden von den Kund:innen bezahlte) Kapazitätsrisikoprämie sei ein langfristiges Element der Vorsorge im Interesse von Kund:innen und Netzbetreibern gewesen und kein Element zur Aufbesserung der Rendite. Demnach sei es geboten gewesen, diese Einnahmen in Form einer Rücklage in der Bilanz zu berücksichtigen.

Es sei fair und angemessen, diese Gelder, die der Rücklage zuzuführen gewesen wären, einschließlich einer angemessenen Verzinsung an die Verbraucher zurückzuführen. Es seien aus Sicht der WKÖ die Mittel als Fremdkapital anzusehen, der je Regulierungsperiode

geltende Fremdkapital-Zins anzuwenden und die Zinsen den angesammelten Mitteln der Kapazitätsrisikoprämie zuzurechnen. Da das System der Kapazitätsrisikoprämie jetzt nicht mehr aufrechterhalten werde, komme es zu einer systemischen Änderung. Dabei sei die einzige richtige Vorgehensweise, dass die bis dato bezahlten Mittel (zuzüglich Verzinsung, abzüglich allfälliger bereits eingetretener Mindererlöse) aufgerollt werden und in der/den kommenden Regulierungsperiode/n kostensenkend berücksichtigt werden. Die von der Behörde gewählte Vorgangsweise werde daher ausdrücklich unterstützt.

Die Behörde bleibt bei der im vorläufigen Ermittlungsergebnis gewählten Vorgangsweise, die Aufrollungsbeträge nicht zu verzinsen und damit die Aufrollungsbeträge nicht zu erhöhen. Im Sinne der Verfahrenssicherheit und Belastbarkeit der Entscheidung wird auf die Anwendung einer Verzinsung weiterhin verzichtet.

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

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

Für die Ermittlung angemessener CAPEX ist einerseits die Bestimmung der Regulatory Asset Base (RAB) und damit verbunden die Abschreibungen notwendig und andererseits ist die Finanzierungskostenermittlung von hoher Bedeutung. Hierbei sind die verzinsliche Kapitalbasis sowie eine angemessene Verzinsung zu bestimmen.

6.2.1. Ermittlung der Regulatory Asset Base

In der Methode der vierten Regulierungsperiode (gültig ab 1. Jänner 2021) wurde die Bestimmung des verzinslichen Anlagevermögens (auch: Regulatory Asset Base, bzw. RAB) zweigeteilt: Einerseits kam es bei Altanlagen (Inbetriebnahme vor 2021) zu einer Fortführung der Zweiteilung der Bestimmung der RAB und andererseits wurden bei Neuanschaffungen ab 2021, wie bei allen anderen regulierten Netzbetreibern (Gas-Verteilnetz, Strom Übertragungs- und Verteilnetz), auf das System der Buchwerte laut Bilanz umgestellt. Die Zweiteilung bei Altanlagen sah vor, dass jener Anlagenteil, der mit Fremdkapital finanziert wurde, ebenfalls zu Buchwerten in die RAB eingeht, jener Teil, der mit Eigenkapital finanziert wurde, wurde jedoch zu Wiederbeschaffungswerten bewertet. Außerdem gab es bei beiden Bewertungen jeweils zwei Klassen von Abschreibungen: Rohrleitungen wurden über 30 Jahre abgeschrieben, alle anderen Anlagen über 12 Jahre.

Die Infrastrukturpläne des Unternehmens (in den Koordinierten Netzentwicklungsplänen bzw. KNEP) und die eingereichten Daten zur Kostenprüfung zeigen, dass seit der ersten

Regulierungsperiode weiterhin regelmäßig hohe (Re-)Investitionen in das Gasfernleitungsnetz des Unternehmens notwendig waren, um die bestehenden Transportkapazitäten betriebsfähig zu erhalten. 2016 wurden von der Behörde beispielsweise Ersatzinvestitionen des Unternehmens iHv rund ***** MEUR im Rahmen der Netzausbauplanung dem Grunde nach genehmigt. Beim Ansetzen der Wiederbeschaffungswerte boten die jährlich steigenden Abschreibungswerte die Möglichkeit, dass das Unternehmen die notwendigen Refinanzierungen über bereits erhaltene höhere Abschreibungen durchführen konnte. Mit der Ermittlung des RAB auf der Basis der Wiederbeschaffungswerte wurde damit (insb. auch wegen der Tragung des Mengenrisikos durch die Unternehmen) ein in wesentlichen Punkten anderes Regulierungssystem angewandt als bei anderen Strom- und Gasverteilernetzbetreibern.

Diese Situation hat sich jedoch spätestens seit 2022 nachhaltig geändert: Zum einen gibt es nicht nur in Österreich intensivierte Bemühungen zur Dekarbonisierung und zum Ersatz von fossilem Erdgas durch erneuerbare Gase, andererseits hat der Krieg in der Ukraine den europäischen Gasmarkt signifikant beeinflusst: Die Transportflüsse im österreichischen Gasfernleitungssystem und in der EU haben sich nachhaltig geändert, Österreich hat seine Stellung als Transitland weitgehend verloren: Das Transportvolumen im Fernleitungsnetz ist, wie die ENTSOG-Gasflussdaten zeigen, deutlich zurückgegangen und über den Zeitverlauf schwankend. Damit ist ein signifikanter Rückgang im Bedarf für (Re-)Investitionen verbunden, da mit der bestehenden Infrastruktur der Transportbedarf gedeckt werden kann und da geringere Auslastungen und Betriebsstunden der unterschiedlichen Anlagenteile Re-Investitionen verzögern. Zudem sind langfristig gesehen aufgrund der Dekarbonisierung des Energiesystems und dem festgelegten Ausstieg aus fossilem Gas ein geringerer Bedarf an Transportkapazitäten transportierte bzw. abgegebenen Mengen an Erdgas gegeben und somit keine hohen Reinvestitionen im Gasfernleitungssystem mehr zu erwarten. Deswegen sind erhöhte Abschreibungen durch die Anwendung von Wiederbeschaffungswerten für Reinvestitionen nicht mehr erforderlich. Da die Wiederbeschaffungswerte in der Vergangenheit jedoch auch zur Ermöglichung von (Re-)Investitionen gewährt wurden, sind diese in einem solchen Marktumfeld nicht mehr angemessen und würden für das Unternehmen Kostenüberkompensationen nach sich ziehen.

Vorbringen und Anträge des Unternehmens

Das Unternehmen bringt hierzu im Zuge der Stellungnahme vom 7. März 2024 vor, dass anders als die für das Verteilernetz einschlägigen Rechtsgrundlagen (§ 79 Abs. 1 5. Satz

GWG 2011) die Vorgaben für die Fernleitungsnetze (§ 82 GWG 2011, Art. 13 Verordnung (EG) 715/2009) keine Regelung enthalten, welche die Berücksichtigung von Investitionen ausgehend von den Anschaffungs- und Herstellungskosten gebieten würde. Art. 41 Abs. 6 lit. a der RL 2009/73/EG wonach die Tarife bzw. -Methoden so zu gestalten seien, dass u.a. notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass ihre Lebensfähigkeit gewährleistet ist. Auch Art. 13 Abs. 1 UAbs. 1 und UAbs. 3 VO (EG) 715/2009, wonach die Tarife die Ist-Kosten widerspiegeln müssen und Anreize für Investitionen bieten müssen, spreche für den Ansatz der Wiederbeschaffungswerte.

Auch die Praxis in den übrigen EU-Mitgliedstaaten bestätige die Zulässigkeit in den übrigen EU-Mitgliedstaaten. Hier sei der Ansatz historischer Kosten im Rahmen der RAB klar die Ausnahme, was die Zulässigkeit des Ansatzes der „Wiederherstellungskosten“ bestätige.

Die Frage der Wiederbeschaffungswerte wird auch im, der Stellungnahme beigelegten Rechtsgutachten (im Akt: 2024-03-07-D-000699) sowie in der Stellungnahme vom 25. April 2024 (im Akt: 2024-04-29-D-000212) diskutiert. Demnach hätten in Österreich Verwaltungsbehörden nach der Rechtslage im Zeitpunkt der Entscheidung vorzugehen. Änderungen der Rechtslage dahingehend, dass Fernleitungsnetzbetreiber gegenüber früher nunmehr davon befreit wären, Reinvestitionen vorzunehmen, seien nicht ersichtlich. Hingewiesen werde insb. auf § 62 Abs. 1 Z 1 GWG 2011, der Fernleitungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, ihre Fernleitungsanlagen nach den Regeln der Technik nicht nur bedarfsgerecht auszubauen, sondern auch sicher, zuverlässig und leistungsfähig zu betreiben und zu erhalten. Zudem hat die Tarifmethode nach § 82 Abs. 1 GWG 2011 sicherzustellen, dass notwendige Investitionen angemessen durchgeführt werden können und müssen Tarifmethoden nach Art. 13 Abs. 1 UAbs. 3 VO (EG) 715/2009 Anreize für Investitionen bieten. Speziell Art. 41 Abs. 6 lit. a ErdgasbinnenmarktRL 2009/73/EG verlange schließlich, dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass deren Lebensfähigkeit gewährleistet ist. Daraus ergebe sich, dass Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin Reinvestitionsverpflichtungen treffen.

Zudem sitze laut Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis die Regulierungsbehörde einem ökonomischen Fehlverständnis auf, wenn sie meint, der Ansatz der Wiederbeschaffungswerte würde primär der Finanzierung von Netzausbauvorhaben dienen. Schon allein aus dem Begriff der Wiederbeschaffungswerte ergibt sich vielmehr, dass es hier um die Wiederbeschaffung, dh. um Ersatzinvestitionen zur Erhaltung des aktuellen

Bestandes geht. Die Behauptung der Behörde, wonach Neuinvestitionen entbehrlich seien, stünde somit im Widerspruch zu den einschlägigen rechtlichen Vorgaben.

Daneben seien die gegen den Ansatz der Wiederbeschaffungskosten angeführten Gründe zum Teil spekulativ: So handele es sich bei den von der E-Control angeführten Bemühungen Österreichs zur Dekarbonisierung und Reduktion der Nutzung von fossilem Erdgas im Wesentlichen um politische Absichtserklärungen, die sich in den einschlägigen rechtlichen Rahmenbedingungen kaum niedergeschlagen hätten. Zudem handle es sich um eine Momentaufnahme, die sich ändern kann und welche die zu erwartenden künftigen Entwicklungen wie Investitionsbedarf zur Ermöglichung des Transportes von Wasserstoff u.Ä. außer Acht lasse.

Auch frühere Versuche der Behörde, das Gebot der historischen Anschaffungskosten zu begründen, seien aus Sicht der GCA rechtlich nicht haltbar gewesen; es grenze daher an Willkür, wenn die Behörde mit immer wechselnden Scheinbegründungen versuche, das von ihr gewünschte Ergebnis zu erzielen. Ob Wiederbeschaffungswerte oder historische Anschaffungskosten anzusetzen sind, liege vielmehr im Ermessen der Antragstellerin, soweit dem nicht konkrete Vorgaben im einschlägigen Rechtsrahmen entgegenstehen. Da der Ansatz der Wiederbeschaffungswerte zulässig ist und dazu dient, die Lebensfähigkeit der Antragstellerin sicherzustellen, ergebe sich aus den Ausführungen des Unternehmens.

Mit der Stellungnahme vom 25. April 2024 legte das Unternehmen eine Berechnungstabelle zur Differenz bei der AfA für die Jahre 2025 bis 2046 vor.

Im Eventualantrag vom 25. April 2024 sah das Unternehmen außerdem eine Tarifmethode mit einer verstärkten Gewichtung des UGB-Wertes der RAB vor.

Vorbringen der BAK zur RAB

Aus Sicht der BAK (Stellungnahme vom 4. März 2024) passe ein auf Buchwerten basierendes Kapitalkostenprofil besser zum erwarteten Gasnetzauslastungsprofil. Außerdem vertritt sie die Meinung, dass es sachlich keine Rechtfertigung für eine Ungleichbehandlung der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber und der restlichen Netzbetreiber in Österreich in Bezug auf die Bewertung des Anlagevermögens bestehe. Der Ansatz der Behörde im vorläufigen Ermittlungsergebnis werde daher begrüßt.

In ihrer Replik vom 22. März 2024 auf die Stellungnahme des Unternehmens zum vorläufigen Ermittlungsergebnis wiederholt die BAK ihre Sichtweise, dass eine Umstellung der Bewertung

des Anlagevermögens von Wiederbeschaffungswerten auf Buchwerte aus mehreren Gründen geboten sei:

- eine Beibehaltung der Bewertung zu Wiederbeschaffungswerten würde nicht den Investitions- und Nutzungserfordernissen der Gas-Fernleitungen entsprechen,
- eine etwaige zukünftige Nutzung der Gas-Fernleitungen für den Transport von Wasserstoff sei aus Sicht der BAK unabhängig vom vorliegenden Entwurf der Regulierungssystematik zu betrachten und
- es sei in der Vergangenheit bei der Anwendung von Wiederbeschaffungswerten zu Überbewertungen zulasten der Netznutzer:innen gekommen und die BAK habe daher schon länger eine Umstellung auf Buchwerte gefordert.

Vorbringen der WKÖ zur RAB

Die WKÖ bringt in ihrer Stellungnahme vom 7. März 2024 vor, dass die Aufwertungsfaktoren für die Berechnung der Wiederbeschaffungswerte mit jährlich über 4 % deutlich über der Inflationsrate gelegen seien und deswegen die WKÖ bereits bei der letzten Erstellung einer Methode die Einführung von Buchwerten gefordert habe. Sie begrüße daher ausdrücklich, dass die Behörde dieser Forderung jetzt in der 5. Regulierungsperiode nachkomme.

In ihrer Replik auf die Einreichung einer Methode und in ihrer Stellungnahme auf die zweite Einreichung einer Methode wiederholte die WKÖ diese Argumente und stellte klar, dass sie die Verwendung der Wiederbeschaffungswerte für die Berechnung der RAB ausdrücklich ablehne.

Würdigung der Behörde

Wie bereits oben in Kapitel 2.6.1 dargelegt, kann die Behörde die Methode amtswegig festlegen:

Die unternehmensseitig argumentierte "Genehmigungspflicht" steht im Widerspruch zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde in Bezug auf ihre Aufgabe zur Festlegung bzw. Genehmigung von Fernleitungstarifen bzw. deren Methoden gemäß Art. 41 Abs. 1 lit. a ErdgasbinnenmarktRL 2009/73/EG im Lichte der EuGH-Entscheidung *Kommission vs. Deutschland*, Rs C-718/18, in welcher klargestellt wird, dass der nationale Gesetzgeber jenseits von Richtlinienumsetzungen der Regulierungsbehörde keine Vorgaben machen kann, wie sie Kosten anzuerkennen hat. Insofern ist eine bedingungslose Vorgabe nach dieser

Auslegung des § 82 Abs. 4 GWG 2011, es seien beantragte Kosten jedenfalls anzuerkennen, wenn die daraus resultierenden Tarife dem Durchschnitt der Fernleitungsnetztarife vergleichbarer Leitungssysteme entsprechen, unionsrechtswidrig.

Außerdem verweist der zitierte § 82 Abs. 4 GWG 2011 auch auf die Erfüllung des § 82 Abs. 1 GWG 2011, der die Pflicht der TSOs statuiert, die Methode auf Ersuchen der Behörde zu ändern. Das heißt jedoch konsequenterweise, dass gemäß Abs. 4 eine Genehmigung nicht erfolgen muss, wenn die Behörde inhaltliche Änderungen gemäß Abs. 1 verlangt hat.

Gerade die Behauptung des Unternehmens, wonach es im Ermessen der Antragstellerin stünde, zwischen Wiederbeschaffungswerten und historischen Anschaffungskosten zu wählen, zeigt überdies, welche Konsequenzen eine Antragsbindung der Behörde hätte. So ist kaum ein Szenario vorstellbar, in dem ein nach maximalen Gewinnen trachtendes Unternehmen bei der Wahl zwischen Wiederbeschaffungswerten und historischen Anschaffungskosten letztere gegenüber ersteren den Vorzug geben würde, insbesondere wenn es die Möglichkeit hat, die Aufwertungsparameter selbst festzulegen. Wiederbeschaffungswerte liefern durch die Aufwertung stets höhere Gesamtergebnisse im Zeitablauf, wenn diese stärker als die im Nominalzins enthaltene Inflation aufgewertet werden, als historische Anschaffungskosten. Die hierzu seitens des Unternehmens erneut vorgebrachte Behauptung, es wäre die Behörde zur Genehmigung des Antrages verpflichtet, überzeugt daher nicht.

Was die weiteren Ausführungen des Unternehmens betrifft, ist festzuhalten, dass an keiner Stelle behauptet wird, die Umstellung auf Buchwerte hätte negative Folgen für die Versorgungssicherheit, noch wird behauptet, dass dies die Vornahme von notwendigen Investitionen verhindern würde. Auch ein Vergleich mit Stromnetzbetreibern, bei denen Buchwerte angesetzt sind, zeigt, dass diese seit einigen Jahren nicht nur ihre Netze erhalten, und damit mit inflationierten Anschaffungskosten erhalten, sondern auch ihre Netze massiv ausbauen müssen. Dies erfolgte und erfolgt auch weiterhin diskussionslos auf Basis nomineller Anschaffungs- und Herstellkosten.

Rechtlich ist zu ergänzen, dass § 82 GWG 2011, anders als § 79 Abs. 1 GWG 2011 nicht explizit auf historische Anschaffungskosten abstellt, dies bedeutet aber noch nicht, dass eine Heranziehung von Buchwerten (basierend auf den historischen Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten) unzulässig wäre. Schon bei systematischer (verfassungskonformer) Interpretation der nationalen Vorgaben ist eine Abweichung vom Gebot der Heranziehung

historischer Anschaffungskosten nur dann zulässig, wenn sich die Gasfernleitungsnetzbetreiber hier gegenüber den Verteilernetzbetreibern in einer nicht unwesentlich anderen, also “ungleichen” Situation befänden. Nichts anderes ergibt sich auch aus dem unionsrechtlichen Diskriminierungsverbot (Art. 21 GRC, vgl. EuGH Rs. C-454-18 *Baltic Cable*, Rz 69 f).

Ein stichhaltiger Grund, der für die differenzierte Behandlung der Fernleitungsnetzbetreiber gegenüber Verteilernetzbetreibern spricht, ist für die Regulierungsbehörde nicht ersichtlich. Wie bereits ausgeführt, ist auch bei der Heranziehung von Buchwerten gesichert, dass das Unternehmen notwendige Investitionen zur Erhaltung und des sicheren Betriebs der Netze vornimmt. So ist diese Systematik auf Ebene der Verteilung bereits seit vielen Jahren gängige Regulierungspraxis. Vor dem Hintergrund, dass in der vergangenen Regulierungsperiode bereits — antragsgemäß — die Bewertung von Neuinvestitionen nach Buchwerten vorgenommen wurde, ist auch nicht ersichtlich, weshalb es einer zusätzlichen Berücksichtigung von Wiederbeschaffungswerten bedürfte. Die gemäß Art. 13 Abs. 1 Gasbinnenmarktverordnung 715/2009 geforderte, angemessene Kapitalrendite wird — entsprechend § 82 Abs. 1 iVm § 80 GWG 2011 — durch einen marktüblichen Zinssatz (WACC) auf das eingesetzte Kapital sichergestellt (vgl. Kapitel 6.2.3).

Daran ändert auch der Umstand nichts, dass § 82 Abs. 1 eine sinngemäße Anwendung des § 80 GWG 2011 fordert. Einer Übung des Ermessens in Bezug auf die Festlegung der Finanzierungskosten der Fernleitungsnetzbetreiber sind ja durch die verfassungsmäßigen und unionsrechtlichen Schranken zur Gleichbehandlung Grenzen gesetzt.

Daneben erscheint auch bei Annahme einer signifikant unterschiedlichen Situation zweifelhaft, dass ein Ansatz von Wiederbeschaffungswerten den gesetzlichen Vorgaben entspricht. So verweist § 80 Abs. 4 GWG 2011 hinsichtlich der verzinslichen Kapitalbasis auf „die der Kostenfestlegung zugrunde liegende Bilanz im Sinne des § 8 für die Verteilungstätigkeit“. Während „Verteilungstätigkeit“ gedanklich zweifelsohne durch „Fernleitungstätigkeit“ ersetzt werden kann, ist dies beim Verweis auf die Bilanz nach § 8 GWG 2011 nicht der Fall. Der Verweis auf die Bilanz und die darin enthaltenen Buchwerte (das nötige Sachanlagevermögen und immaterielle Vermögen abzüglich passivierter Baukostenzuschüsse und Firmenwerte) stellt somit ein gesetzliches Hindernis zum Ansatz von Wiederbeschaffungswerten dar.

Ebensowenig überzeugen die unionsrechtlichen Argumente des Kurzgutachtens (im Akt: 2024-03-07-D-000699): ein Wiederbeschaffungswertansatz wird durch die Gasbinnenmarkt-RL weder vorgeschrieben, noch indiziert. Im Gegenteil, die Verordnung Nr. 715/2009 spricht

in Art. 13 sowie den Erwägungsgründen 7 und 8 von „Ist-Kosten“, was eher für Buchwerte, denn für Wiederbeschaffungswerte steht.

Die Verpflichtung zur Reinvestition hat mit der Frage, ob ein Buchwert- oder ein Wiederbeschaffungswertansatz gewählt wird, grundsätzlich nichts zu tun, da in beiden Fällen über die AfA und WACC eine angemessene Abgeltung der Investitionen möglich ist. Weiters geht das Gutachten mit der Annahme, ein Wiederbeschaffungswertansatz sei wichtig, um Reinvestitionen zu forcieren, nicht darauf ein, dass bereits seit dem Jahr 2020 für Neuinvestitionen ein Buchwertansatz festgelegt ist, und dieser von der Netzbetreiberin auch so damals beantragt wurde; ebenso hat die Netzbetreiberin im aktuellen Antrag die Buchwertmethodik für neue Investitionen und Reinvestitionen begehrt.

Auch die Erläuterungen zur RV des GWG 2011, 1081 BlgNR XXIV. GP, sprechen für die Anwendung von Buchwerten: die Gesetzesmaterialien sprechen iZm § 80 Abs. 1 von „Abgeltung von Kosten für die Finanzierung von Investitionen“; „Die Orientierung an den ursprünglich getätigten Investitionen führt dazu, dass durch die Netzbenutzer nur die tatsächlich angefallenen Kosten im Zusammenhang mit der Investition abgegolten werden.“ (Erl. zu § 80 Abs. 4)

Selbst wenn dennoch davon ausgegangen wird, dass Wiederbeschaffungswerte den gesetzlichen Vorgaben entsprechen, scheitert ihre Anerkennung sachlich daran, dass sie ihren Zweck in der 5. Regulierungsperiode nicht erfüllen. Dieser bestehe nämlich, wie auch vom Unternehmen vorgebracht, darin, für den nötigen Cash-Flow zu sorgen, um ungeachtet der zwischenzeitlichen erheblichen Inflation Ersatzinvestitionen durchführen zu können. Dabei zeigt ein Blick auf das Investitions- und Finanzierungsverhaltens des Unternehmens über die vergangenen zehn Jahre – seitdem es in der zweiten Regulierungsperiode ab 2013 zur jetzt immer noch gültigen Bewertung der Anlagen kam, dass diese prinzipielle Funktion von Wiederbeschaffungswerten nicht auf das Unternehmen zutreffen. Dies wird anhand des Vergleichs der regulatorischen Abschreibungen und Investitionen sowie der Entwicklung des Eigenkapitals wie folgt dargelegt² (in TEUR).

² Anmerkung: Die Positionen Eigenkapital und Gewinn beziehen sich auf das Gesamtunternehmen, da das Unternehmen – trotz gesetzlicher Vorgabe seit 2012 erst in den letzten Jahren begonnen hat, eine Unbundling-Bilanz zu erstellen. Da das Unternehmen jedoch über 75% seiner Umsätze mit dem Fernleitungsnetz erzielt, ist diese Unschärfe zu vernachlässigen. Investitionen netto sind Investitionen reduziert um „Versicherungserlöse“ (2017 und 2018) bzw. für die Reduktion von Investitionen verwendete Umsatzerlöse aus unterschiedlichen Kapazitätsprodukten.

Der Vergleich zeigt einerseits, dass das Unternehmen weniger investiert, als es durch die Abschreibungen an Cash-Flows generiert und andererseits, dass es diese höheren Cash-Flows auch nicht für spätere Investitionen im Unternehmen in Form eines höheren Eigenkapitals belässt. Wenn dem so wäre, würde das Eigenkapital des Unternehmens (in Form einbehaltener Gewinne) gemeinsam mit den Investitionen ansteigen. Dies ist jedoch nicht der Fall, stattdessen war der Stand des Eigenkapitals mit Ende des Geschäftsjahres 2022 trotz jährlicher Investitionen fast genauso hoch wie mit Ende 2013 (rund ***** Mio. Euro). Die höheren Abschreibungen dienten somit nicht dazu Kapitalreserven für künftig teurere Reinvestitionen anzusammeln, sondern die zusätzlich lukrierten Mittel wurden ausgeschüttet. Somit waren die Möglichkeit, neue Reserven durch den Ansatz der Wiederbeschaffungswerte aufzubauen für das Unternehmen nicht relevant und es besteht somit auch aus dieser Überlegung kein Grund, dieses System weiterhin anzuwenden.

Auch konnten bisher andere regulierte Netzbetreiber mit einem buchwertorientierten System ihre Aufgaben erfüllen. Die Verwendung der Buchwerte wird seit Beginn der Regulierung im Stromnetzbereich seit 2001 und im Gasverteilernetzbereich seit 2002 angewandt.

Dementsprechend ist auch der BAK und WKÖ zuzustimmen, wenn diese darlegen, dass die Wiederbeschaffungswerte nicht den Investitions- und Nutzungserfordernissen der Fernleitungsnetzbetreiber entsprechen bzw. die Wiederbeschaffungswerte zu einer Überbewertung der Anlagen führt bzw. geführt hat, wie dies auch im Bescheid V MET G 01/17 berechnet wurde.

Dass der Ansatz der Wiederbeschaffungswerte in übrigen EU-Mitgliedstaaten der Regelfall und der Ansatz historischer Kosten klar die Ausnahme ist, kann nicht festgestellt werden. Die vom Unternehmen vorgelegte Übersicht von WECOM listet lediglich zwölf Regulierungssysteme auf, wobei zwei davon (Großbritannien und Nordirland [einzeln]) keine EU/EWR-Mitgliedstaaten sind. Als Grundlage bezieht sich WECOM auf „CEER 2023“ und damit wohl auf den jährlich erscheinenden Bericht über die Regulierungssysteme für Energienetze in Europa („CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks“) welcher zuletzt am 21.02.2024 herausgegeben wurde.³ Letzterer führt grundsätzlich die Daten von 27 EU/EWR-Mitgliedstaaten sowie fünf Länder der Energy Community zusammen. Allerdings sind die Daten (Annex 4 zu Kapitel 5 des Berichts)⁴ hier

³ CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023, Ref: C23-IRB-70-03, <https://www.ceer.eu/2411>.

⁴ ebd. abrufbar.

offensichtlich widersprüchlich, weshalb der Bericht nicht als Nachweis für die europäische Regulierungspraxis herangezogen werden kann: Beispielsweise ist für Ungarn (HU) angegeben, dass die verzinsliche Anlagenbasis (RAB) ausschließlich auf Neubewertungen beruht, gleichzeitig aber kommentiert, dass manche Anlagen nach Buchwerten berücksichtigt werden. Für Italien (IT) ist angegeben, dass die RAB ausschließlich auf historischen Werten beruht, gleichzeitig ist aber angegeben, dass diese historischen Werte jährlich indexiert – also neu bewertet – werden.

Insgesamt deuten die Angaben im Annex 4 des Berichts – welche sich keineswegs mit der Analyse im Bericht decken (vgl. S. 179, wonach bspw. Frankreich (FR) eines von wenigen Ländern sein soll, worin nicht ausschließlich auf reevaluierte Werte bei der RAB abgestellt wird, aber lt. Annex 4 genau das Gegenteil zutrifft), dass in EU/EWR-Mitgliedstaaten kein homogener Ansatz zur Neubewertung des Anlagevermögens besteht. Auch bei der Methode der Neubewertung des Anlagevermögens (also bei den „Wiederbeschaffungswerten“) in jenen Mitgliedstaaten, die eine (u.U. auch nur teilweise) Neubewertung vornehmen, dürften damit heterogene Ansätze verfolgt werden (insofern zeigen WECOM und CEER 2023 ein einheitliches Bild). So wurde diese teilweise einmalig um einen historischen Zeitpunkt vorgenommen (zB die Liberalisierung des Gasmarktes im Jahr 2002 oder die deutsche Wiedervereinigung 1990), teilweise erfolgt diese regelmäßig auf Basis verschiedenster Grundlagen.

Weitere Studien zur aktuellen Bewertung der RAB wurden vom Unternehmen nicht aufgezeigt bzw. entziehen sich der Kenntnis der Behörde.

Im Übrigen wäre es aus Sicht der Regulierungsbehörde nicht überraschend, wenn zahlreiche CEER-Mitglieder - ähnlich wie für die österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber - in der Vergangenheit Wiederbeschaffungswerte angesetzt haben, diese aber – wie die Regulierungsbehörde hier – nunmehr in Folge des russischen Angriffskriegs in der Ukraine und den Bestrebungen zur Unabhängigkeit Europas gegenüber russischem Erdgas neu evaluieren. Vor dem Hintergrund der gängigen Praxis in Europa, mehrjährige Regulierungsperioden vorzusehen, kann dies aber noch nicht überall Eingang in die Regulierungspraxis finden.

Was die Einwände des Unternehmens angeht, die Annahmen der Behörde zu Wiederbeschaffungswerten seien spekulativ und würden sich nicht in aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen niederschlagen, ist zunächst zu entgegnen, dass die Regulierungsziele dem behördlichen Handeln eine vorausschauende und langfristige Betrachtung abverlangen,

welche sich nicht auf den aktuellen gesetzlichen Stand beschränkt (vgl. § 4 Z 1 und 4 E-ControlG). Dabei nimmt § 4 Z 4 E-ControlG explizit auf das Pariser Klimaschutzabkommen 2015 Bezug.

Die mit der Begrenzung des Anstiegs der globalen Temperaturen einhergehende Einschränkung des Ausstoßes von Treibhausgasen geht naturgemäß mit der Reduktion der Verwendung und somit auch des Transports von Erdgas einher. Ob die aktuellen gesetzlichen Maßnahmen dieses Ziel bereits (in Bezug auf Österreichs Beitrag an der Erderwärmung) hinreichend nachkommen ist daher nicht direkt von Belang. Der sinkende Gasverbrauch in Österreich ist jedenfalls Beleg dafür, dass die Kunden auf andere Energieträger wechseln bzw. den Energieverbrauch dahingehend einschränken.

Hinsichtlich der Berücksichtigung von Wasserstoffinfrastruktur-Investitionen teilt die Regulierungsbehörde im Ergebnis die Ansicht der BAK, wonach die etwaige zukünftige Verwendung der Infrastruktur für Wasserstoff von der bestehenden Regulierungssystematik nicht bei buchhalterischer Trennung gehindert wird.

In Bezug auf die Anwendung von Buchwerten wird von Seiten des Netzbetreibers auch kritisiert, dass die Umstellung auf Buchwerte für Altanlagen insbesondere für das Projekt des „WAG Loop 1“ negative Effekte haben würde.

Dies ist keinesfalls nachvollziehbar, da bereits ab der 4. Regulierungsperiode alle Investitionen ab 2021 nur mehr auf Basis ihrer Buchwerte abgegolten werden. Weiters fällt diese Investition unter „Neuinvestitionen“ die mit einem jährlich aktualisierten Zinssatz abgegolten werden („WACC_{neu}“). Das Regulierungssystem sieht hier eine Trennung zwischen Alt- und Neuinvestitionen vor, da es ab 2022 zu einem wesentlich geänderten Zinsniveau gekommen ist. Für Neuinvestitionen wird ein jährlich aktualisierter Zins zur Anwendung gebracht. Bei einer stabilen Zinslage würde dies eine Fremdkapitalabgeltung iHv 4,19 % und eine Eigenkapitalabgeltung iHv 9,74 % in den Jahren der 5. Regulierungsperiode bedeuten. Gemeinsam mit dem Wegfall des Mengenrisikos sollte die Finanzierung dieses Projekts somit jedenfalls möglich sein. Bewertungsfragen der Vergangenheit bleiben von diesem Thema unberührt, denn hierbei handelt es sich um gesonderte Beurteilungen.

Daher ist es aus Sicht der Behörde aufgrund sachlicher Erwägungen geboten, die Ermittlung der RAB den anderen Regulierungssystemen von Strom- und Gasverteilernetzbetreibern anzugleichen und die tatsächlichen Werte in der Bilanz und GuV des Unternehmens zur Ermittlung zu verwenden. Dies bedeutet eine – unter Berücksichtigung der geplanten

Eliminierung des Mengenrisikos für Fernleitungsnetzbetreiber – sachlich gerechtfertigte Gleichbehandlung mit den anderen Strom- und Gasnetzbetreibern.

Die gesamte RAB und die Abschreibungen bestimmen sich daher anhand der tatsächlichen Werte in der Bilanz und der GuV des Unternehmens.

Die Umstellung ist auch vor dem Hintergrund zu sehen, dass durch die Umkehrung der Risikoabgeltung eine wesentliche Änderung des Regulierungssystems erfolgt ist und nun eine mit allen anderen Netzbetreibern vergleichbares System diskriminierungsfrei zum Einsatz kommt. Im Sinne der Gleichbehandlung ist somit auch geboten, im Bereich der Kapitalkosten auf die Weiterführung von Kostenabgeltungen auf Basis von Wiederbeschaffungswerten zu verzichten. Die Abgeltung erfolgt nun auf Basis der in den Jahresabschlüssen gebuchten Werte und unter Anwendung von nominellen Zinsen.

Aufgrund all dieser Erwägungen zu den eingelangten Stellungnahmen bleibt die Behörde bei der Vorgehensweise des vorläufigen Ermittlungsergebnisses und setzt die RAB mit Buchwerten an.

6.2.2. Einführung einer Kompensationszahlung

In den vorgehenden Regulierungsperioden wurde, wie im vorangegangenen Kapitel erläutert, die Abgeltung der mittels Eigenkapital finanzierten Netzanlagen (Anschaffungen vor dem 1. Jänner 2021) anhand von Wiederbeschaffungswerten und realen Zinssätzen ermittelt. Im Zuge der Umstellung auf ein mit Verteilernetzbetreibern vergleichbares Regulierungssystem, wobei Mehr- und Mindererlöse nachträglich ausgeglichen werden und somit kein Mengenrisiko mehr bei den Fernleitungsnetzbetreibern liegt, erfolgt auch ein Abstellen nur auf Buchwerte in der Kapitalkostenanerkennung. Diese Umstellung erfolgt – wie in Kapitel 6.2.1 beschrieben – auch deswegen, weil dies das Unionsrecht und das GWG 2011 so vorgibt und keine inhaltliche Differenz mehr in der grundsätzlichen Regulierung im Vergleich zu Verteilernetzbetreibern mehr gegeben ist. Die Behörde erkennt allerdings an, dass eine vollständige Umstellung auf ein reines Buchwertsystem für das Unternehmen vor allem in der Finanzplanung anfänglich herausfordernd sein kann.

In der vom Unternehmen am 25. April 2024 eingereichten Methode fordert das Unternehmen eine Anwendung eines 50:50 Ansatzes der Kapitalkosten aus Buchwerten und Wiederbeschaffungswerten bis zum Ende der Abschreibungsdauern der so bewerteten Anlagen.

Aus bereits beschriebenen Gründen wird die Behörde keine Anwendung der Wiederbeschaffungswerte fortführen. Um aber einen gleitenden Übergang auf die neue Systematik zu bewerkstelligen, werden in der 5. Regulierungsperiode kostenerhöhende Differenzen aus der Umstellung angewandt. Diese zusätzliche Kostenanerkennung ist auf drei Jahre berechnet und endet im dritten Jahr (2027). Damit wirkt sich die Umstellung des Bewertungssystems nicht unmittelbar und in voller Höhe bereits in der laufenden Regulierungsperiode aus. Die wirtschaftlichen Effekte der Umstellung auf Buchwerte werden somit in voller Höhe erst ab der kommenden 6. Regulierungsperiode schlagend.

Der Basiswert für die zusätzliche Kostenkomponente ist die Differenz zwischen

- den Kapitalkosten, berechnet anhand der bisherigen Berechnungsmethode und
- den Kapitalkosten, berechnet anhand der ab nun gültigen Berechnungsmethode

im Jahr 2022 (dies ist der letztverfügbare Wert) unter Anwendung der zukünftig gültigen Zinssätze (siehe Kapitel 6.2.3.6) und einer Inflation von 2,5 % für die Bestimmung des realen Zinssatzes. Diese 2,5 % Inflation sind dem Behördengutachten von *Randl/Zechner* entnommen (Aktualisierung des WACC für Gas-Fernleitungsbetreiber mit Datenbasis 31. Jänner 2024; im Akt: 2024-04-11-D-000277) und ist der Mittelwert aus dem Wert des EUR Inflation Swap Zero Coupon Ex Tobacco 5Y am 31. Jänner 2024 in Höhe von 1,9938 % und der OeNB Inflationsprognose für 2025 (3,0 %).

Im Sinne einer stetigen Entwicklung der Netzentgelte während der Periode beträgt das Ausmaß der Anerkennung für die Umstellungsdifferenz und im Einklang mit dem vom Unternehmen im Eventualantrag geforderten Wertes jährlich 50 % des Basiswerts und wird in den Jahren 2025, 2026 und 2027 berücksichtigt (in Summe über die ganze Periode somit 150 % der Differenz des Jahres 2022).

Die Berechnung des Basiswertes befindet sich in Beilage .09 und beträgt TEUR ***** Somit werden jährlich zusätzliche Erlöse des Unternehmens in der Höhe von TEUR ***** als Umstellungserlöse in der Periode 2025 bis 2027 anerkannt. Nach Ablauf dieser drei Jahre muss das Unternehmen auch seine Finanzplanung auf die neuen Gegebenheiten umgestellt haben, weswegen diese zusätzliche virtuelle Kostenkomponente 2027 ausläuft.

6.2.3. Ermittlung des gewichteten Kapitalkostensatzes (WACC)

In der Vergangenheit wurde der Finanzierungskostensatz auf Basis eines WACC-Ansatzes ermittelt – diese Vorgangsweise wird auch für die 5. Regulierungsperiode beibehalten.

Aufgrund der derzeitigen Zinsvolatilität und Verwerfungen auf den Kapitalmärkten, die unter anderem eine Folge der außergewöhnlichen Inflationsentwicklungen seit Beginn des Krieges in der Ukraine im Februar 2022 sind, werden im Rahmen der 5. Regulierungsperiode analog zu den Regulierungssystematiken der Gas-Verteilernetzbetreiber erstmalig zwei Finanzierungskostensätze festgelegt – einen WACC für den Altbestand und einen WACC für Neuinvestitionen.

Konkret gibt es in der 5. Regulierungsperiode einen WACC, der bei der Aufrollung der Finanzierungskosten mit dem verzinslichen Anlagevermögen (RAB) bis inklusive 2024 multipliziert wird ($WACC_{\text{Altbestand}}$) und einen WACC, der auf die Neuinvestitionen ab dem Jahr 2025 wirkt bzw. mit dem RAB ab 2025 multipliziert wird ($WACC_{\text{Neuinvest}}$). Der $WACC_{\text{Altbestand}}$ gilt für die gesamte Regulierungsperiode von 3 Jahren, der $WACC_{\text{Neuinvest}}$ wird jährlich aktualisiert und auf die Investitionen des jeweiligen Jahres bis zum Ende der Regulierungsperiode angewendet. Die Veränderung dieses Zinssatzes wird bei der Aufrollung der Finanzierungskosten berücksichtigt.

Die Quantifizierung des $WACC_{\text{Neuinvest}}$ erfolgt auf Basis von Renditen der jüngsten Vergangenheit, um die aktuellen Entwicklungen auf dem Finanzmarkt stärker berücksichtigen zu können.⁵ Im Laufe der Periode wird beim $WACC_{\text{Neuinvest}}$ eine jährliche Aktualisierung der angemessenen Zinsen für Neuinvestitionen durchgeführt, wobei in der WACC-Formel ausschließlich die Fremdkapitalzinsen und der risikolose Basiszins bei der Eigenkapitalzinsermittlung aktualisiert werden. Marktrisikoprämie und Beta-Faktor bleiben während der Periode unverändert.

Die Grundlage für die Aktualisierung der Fremdkapitalzinsen und des risikolosen Basiszins für die Eigenkapitalzinsermittlung für den $WACC_{\text{Neuinvest};2025}$, der für Neuinvestitionen im Geschäftsjahr 2025 für die Dauer der fünften Regulierungsperiode zur Anwendung kommt, bilden Daten vom 1. Februar 2023 bis 31. Jänner 2024 (12-monatiger Durchschnitt). Analog wird ab dem Jahr 2025 der $WACC_{\text{Neuinvest}}$ für das jeweilige Folgejahr auf Basis eines 12-monatigen Durchschnitts aktualisiert bzw. neu berechnet – stets mit Stichtag 31. Jänner.

Abgesehen davon, dass der $WACC_{\text{Neuinvest}}$ auf aktuellen durchschnittlichen Renditen basiert, werden für die Festlegung der Zinssätze basierend auf einem übereinstimmenden Gutachten grundsätzlich die gleichen Parameter sowie die gleiche Ermittlungsmethodik dieser Parameter

⁵ Der $WACC_{\text{Neuinvest}}$ wird für alle Neuinvestitionen gelten – dies schließt sowohl Ersatz- als auch Erweiterungsinvestitionen ein. Es erfolgt also keine Differenzierung der getätigten Investitionen.

wie bei den vergangenen WACC-Entscheidungen herangezogen. Dies ist insbesondere mit der Vermeidung eines Kontinuitätsbruchs der Regulierungsentwicklung zu begründen.

Entsprechend dem Grundsatz der Kontinuität bei der Ermittlungsmethodik werden die Zinssätze des $WACC_{\text{Altbestand}}$ analog zu *Randl/Zechner* 2019 auf Basis von Durchschnitten über einen fünfjährigen Zeitraum (September 2018 bis August 2023) im vorläufigen Ermittlungsergebnis kalkuliert. Eine Aktualisierung auf 1. Februar 2019 bis 31. Jänner 2024 wurde hier bereits in Aussicht gestellt.

Durch den getrennten Ansatz zweier Finanzierungskostensätze wird einerseits die Finanzierung und Durchführung angemessener und notwendiger Infrastrukturinvestitionen für die sichere Gasversorgung (§ 4 Z 1 und § 79 Abs. 1 GWG 2011) ermöglicht, und andererseits werden die Kunden im regulierten Bereich vor ungerechtfertigten Finanzierungskostenbelastungen durch angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals für den alten Anlagebestand geschützt.

Die Zusammensetzung der Finanzierungskostensätze für die 5. Periode sowie ein Vergleich zur 4. Periode wurden in der folgenden Abbildung im vorläufigen Ermittlungsergebnis auf Basis der oben beschriebenen Ansätze und Betrachtungszeitpunkte illustriert.

	WACC 4. Periode	WACC 5. Periode Gas-Fernleitungsnetzbetreiber		
		$WACC_{\text{Altbestand}}$	$WACC_{\text{Neuinvest2025}}$	$WACC_{\text{Neuinvest2026-2027}}$
risikoloser EK-Zins	1,08%	0,99%	2,92%	Wird jährlich aktualisiert
FK-Zins	1,41%	2,11%	4,04%	Wird jährlich aktualisiert
Ausgabekosten FK	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%
Marktrisikoprämie	4,50%	5,00%	5,00%	5,00%
Beta unverschuldet	0,400	0,410	0,410	0,410
Beta verschuldet	0,850	0,884	0,884	0,884
FK-Anteil	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%
EK-Anteil	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%
Steuersatz	25,00%	23,00%	23,00%	23,00%
EK-Zins vor Steuern	6,54%	7,03%	9,53%	Wird jährlich aktualisiert
EK-Zins nach Steuern	4,91%	5,41%	7,34%	Wird jährlich aktualisiert
FK-Zins vor Steuern	1,61%	2,31%	4,24%	Wird jährlich aktualisiert
WACC vor Steuern	3,58%	4,20%	6,36%	Wird jährlich aktualisiert
WACC nach Steuern	2,69%	3,23%	4,89%	Wird jährlich aktualisiert

Die Herleitung der einzelnen WACC-Parameter wird in *Randl/Zechner* (2023) im Detail beschrieben. Zudem können die WACC-Werte, die in Hinblick auf die Zeiträume der

Durchschnittsbildung nach der Fertigstellung des Gutachtens nochmals aktualisiert wurden, *Randl/Zechner (2024)* (im Akt: 2024-04-11-D-000277) entnommen werden.

Wie bereits zuvor ausgeführt, unterliegt die Festlegung der einzelnen WACC-Komponenten innerhalb einer Bandbreite einer Ermessensentscheidung, die in begründeten Einzelfällen auch von der gutachterlich bestimmten Bandbreite abweichen kann. Eine solche Abweichung über die obere Bandbreite hinaus wurde bei der Marktrisikoprämie (MRP) vorgenommen. Bei diesem Parameter besteht eine Unsicherheit hinsichtlich der korrekten Ermittlung und die Höhe der MRP hängt wesentlich von einzelnen Parametern ab, die der Schätzung zugrunde gelegt werden, wie beispielsweise dem gewählten Beobachtungszeitraum oder der Durchschnittsbildung. Vor dem Hintergrund einer stabilen Entscheidungspraxis (in Hinblick auf die jüngsten WACC-Entscheidungen bei den Strom- und Gas-Verteilernetzbetreibern und den Strom-Übertragungsnetzbetreibern) und der derzeit hohen Unsicherheit der Zinsentwicklung wird ein Wert von 5,0% festgelegt.

Stellungnahmen und Würdigung

In Hinblick auf den unterschiedlichen WACC für Alt- und Neuanlagen stellt sich die BAK die Frage, ob diese Vorgehensweise noch angebracht sei. In der jetzigen Situation herrsche nicht mehr dieselbe Unsicherheit vor wie in den letzten beiden Jahren, weshalb die Begründung für einen separaten WACC für Neuinvestitionen nicht mehr gegeben sei. Auch sei eine höhere Verzinsung im Gas-Fernleitungsbereich aus Sicht der BAK nicht zu rechtfertigen, da dieses redimensioniert werden müsse. Daher kritisiert die BAK, dass im WACC für Neuinvestitionen sowohl Ersatz- als auch Erweiterungsinvestitionen inkludiert werden.

Diese Einschätzung der BAK wird von der Behörde nicht geteilt. Aus Sicht der Behörde sind die derzeitigen Rahmenbedingungen weiterhin mit Unsicherheit behaftet und vergleichbar zu jenen der vorherigen zwei Jahre. Die Systematik zweier Finanzierungskostensätze wird weiterhin als angemessen angesehen und daher ist es nur sachgerecht, dass diese auch für die Gas-Fernleitungsnetzbetreiber Anwendung findet. Eine Trennung des WACC_{Neuinvest} in Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen wäre in der Umsetzung mit Schwierigkeiten verbunden und würde den Grundgedanken hinter dem WACC_{Neuinvest} – die Ermöglichung der Finanzierung und Durchführung angemessener und notwendiger Infrastrukturinvestitionen für die sichere Gasversorgung – konterkarieren. Daher führt die Behörde keine Differenzierung der getätigten Investitionen in Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen durch.

Die BAK ist der Ansicht, dass das von der Behörde in Auftrag gegebene Amtssachverständigen-Gutachten (Randl/Zechner 2023) als das zentrale Gutachten anzusehen sei. Die Ergebnisse sind für die BAK grundsätzlich nachvollziehbar, allerdings sieht

sie die Empfehlung der Gutachter kritisch, dass man sich bei der Festlegung der Parameter am oberen Rand orientieren solle.

Die Behörde kann die Empfehlung von Randl/Zechner nachvollziehen. Randl und Zechner (2023) diskutieren in Abschnitt 3.5 die aktuellen Entwicklungen – dem Krieg in der Ukraine und der Energiewende sind je ein eigener Unterabschnitt gewidmet. Dort erläutern Randl/Zechner, dass diese Entwicklungen Anlass zur Empfehlung geben, die Kapitalkosten im oberen Bereich der ermittelten Bandbreite festzulegen. Für die Behörde sind die Ausführungen plausibel und nachvollziehbar, weshalb sie deren Empfehlungen folgt.

Aus Sicht der BAK erfolge durch die Orientierung am oberen Rand der Bandbreite bei den Fremdkapitalzinsen eine „doppelte“ Absicherung, da erstens die Quantifizierung der Fremdkapitalkosten bereits auf Basis von BBB-Ratings erfolge und damit zweitens eine Orientierung am iBoxx nonfinancials Index erfolge. Dieser Index beinhalte Unternehmensanleihen unterschiedlicher Sektoren und bilde höhere Fremdkapitalkosten ab. Der Bloomberg Utilities Index, der das untere Ende der Bandbreite widerspiegle, beziehe sich dagegen explizit auf Unternehmensanleihen von Energieunternehmen. Aus Sicht der BAK sei daher die Festlegung des Fremdkapitalzinssatzes am oberen Ende der Bandbreite zu hinterfragen.

Wie oben bereits ausgeführt haben Randl/Zechner ihre Empfehlungen in ihrem Gutachten Randl/Zechner (2023) ausführlich erläutert und nachvollziehbar hergeleitet. Aus diesem Grund orientiert sich die Behörde bei dem Fremdkapitalzins an der oberen Bandbreite, also an dem iBoxx Euro non-financials BBB Index. Es soll aber betont werden, dass dies lediglich auf den WACC für den Altbestand zutrifft. Beim WACC für Neuinvestitionen orientiert sich die Behörde an der unteren Bandbreite, also an Bloomberg EUR Europe Utilities BBB+ BBB BBB.

Die GCA hat im Zuge der Stellungnahme zum Methodenentwurf das Privatgutachten KPMG Alpen-Treuhand und Bogner (2024) vorgelegt – im Folgenden KPMG/Bogner (2024a). In diesem Gutachten wurden unter anderem diverse Kritikpunkte in Hinblick auf den Finanzierungskostensatz (im Folgenden: WACC) formuliert.

Die E-Control hat die nichtamtlichen Sachverständigen Univ.-Prof. Dr. Josef Zechner und Univ.-Prof. Dr. Otto Randl beauftragt, zu den Ausführungen in KPMG/Bogner (2024a) betreffend WACC Stellung zu nehmen.

Randl/Zechner haben entsprechend dem Auftragsgegenstand das Gutachten von KPMG/Bogner (2024a) in ihrer Stellungnahme – im Folgenden Randl/Zechner (2024b) – analysiert und gewürdigt. Sie kommen zum Ergebnis, dass die Unternehmensgutachter den Großteil der einzelnen Komponenten des WACC zu hoch schätzen, weshalb sich auch zu hohe Werte für deren ermittelte Bandbreite ergeben.

In Hinblick auf die von KPMG/Bogner (2024a) eingebrachten Stellungnahmen sowie den inhaltlichen Argumentationen sehen Randl/Zechner keine Veranlassung, ihre bisherige

Herangehensweise zu ändern. Sowohl die im Gutachten Randl/Zechner (2023) detailliert beschriebene Ermittlungsmethodik als auch die in Randl/Zechner (2024a) durchgeführten Berechnungen erscheinen den Behördengutachtern weiterhin sachgerecht und vorzugswürdig und werden daher vollumfänglich aufrecht gehalten.

Die Stellungnahme Randl/Zechner (2024b) wurde dem Parteiengehör unterzogen und am 11. April 2024 den Netzbetreibern übermittelt. Datiert mit dem 25. April 2024 wurde von GCA und TAG eine gemeinsame Gegenstellungnahme der Privatgutachter KPMG Alpen-Treuhand und Bogner zur Stellungnahme von Randl/Zechner (2024b) vorgelegt – im Folgenden KPMG/Bogner (2024b).

Aus Sicht der E-Control wurden sowohl in KPMG/Bogner (2024a) als auch in KPMG/Bogner (2024b) keine neuen Argumente vorgebracht, die ein Abweichen von der WACC-Ermittlungsmethodik und den WACC-Berechnungen von Randl/Zechner als erforderlich erscheinen lassen. Die Argumente und Schlussfolgerungen in Randl/Zechner (2023) und Randl/Zechner (2024b) überzeugen weiterhin vollumfänglich.

Die Ausführungen in KPMG/Bogner (2024a), die sich auf die WACC-Ermittlungsmethodik beziehen, wurden bereits detailliert in Randl/Zechner (2024b) gewürdigt und überzeugend entkräftigt. Daher wird im Folgenden auf die Ausführungen der Branchengutachter in der jüngst übermittelten Gegenstellungnahme KPMG/Bogner (2024b) näher eingegangen, die der Behörde nachvollziehbar erscheinen. Hierbei wird der Struktur in KPMG/Bogner (2024b) gefolgt:

6.2.3.1. Grundlagen WACC

KPMG/Bogner (2024b) beziehen sich auf die Verteidigung von Randl/Zechner (2024b) zur Verwendung 5-jähriger historischer Durchschnitte für den $WACC_{Altbestand}$ und unterstellen Randl/Zechner, dass sie bei der Verwendung 5-jähriger historischer Durchschnitte für den $WACC_{Altbestand}$ ein Risiko erkennen würden, dem die Netzbetreiber ausgesetzt wären. Die Branchengutachter zitieren folgenden Satz, aus dem sie das angesprochene Risiko ableiten wollen: „Eine solche Abweichung gleicht sich über die Reinvestitions- bzw. Regulierungszyklen aus.“ (Randl/Zechner (2024b), S. 5).

Um den Gesamtzusammenhang sachgerecht darzustellen, werden auch die vor- und nachgestellten Sätze aus Randl/Zechner (2024b) wiedergeben:

„[...] für bereits in der Vergangenheit investierte Anlagen kann davon ausgegangen werden, dass eine Abweichung zwischen den in den WACC einfließenden Zinsen (gerechnet über einen 5-jährigen Durchschnitt) und den zum Stichtag vorherrschenden Zinsen keine signifikanten Auswirkungen auf die Investitionsentscheidung hat. Eine solche Abweichung gleicht sich über die Reinvestitions- bzw. Regulierungszyklen aus. Für eine zu reinvestierende Anlage bzw. eine bereits vorhandene Anlage haben die Aktionäre bereits in den vergangenen

Zinssenkungsphasen Vorteile durch die Durchschnittsbildung bei der WACC Berechnung lukriert. Die Aktionäre können also davon ausgehen, dass bei bereits investierten Anlagen und bei regelmäßig anfallenden Reinvestitionen ein solcher Ausgleich stattfindet, sodass insgesamt eine faire Verzinsung des Kapitals erfolgt.“

Auch im Gesamtzusammenhang wird das Risiko, das die Unternehmensgutachter konstruieren wollen, nicht erkennbar. Es wird also vielmehr deutlich, dass durch das Vorgehen der Behörde eine faire Verzinsung des Kapitals sichergestellt wird. Zudem wird durch das Beibehalten der 5-jährigen Durchschnittsbildung auf Basis historischer Daten sichergestellt, dass sich Marktteilnehmer bei ihren Investitions- und Finanzierungsentscheidungen auf genau diese Systematik einstellen können und diesbezüglich Planungssicherheit vorliegt. Dies ist ein Wert an sich, den es beim Vorgehen der Behörde zu beachten gilt.

KPMG/Bogner (2024b) halten fest, dass die neue Finanzierungskostensystematik mit einem separaten WACC für Neuinvestitionen nicht ausreichen werde, um Neu- sowie Ersatzinvestitionen in der 5. Regulierungsperiode sicherzustellen. In der aktuellen Zinslandschaft wäre man gezwungen, Investitionen auf unbestimmte Zeit zu verschieben.

Dies ist aus Sicht der Behörde unzutreffend. Insbesondere, um eine Verschiebung von Neuinvestitionen zu verhindern, wurde zu Gunsten der Netzbetreiber erstmalig eine separate Betrachtung von Alt- und Neuinvestitionen beim WACC eingeführt. Die Einführung eines separaten WACC für Neuinvestitionen zielt also gerade darauf ab, vor dem Hintergrund der sich verändernden Zinslandschaft die Finanzierung und Durchführung angemessener und notwendiger Infrastrukturinvestitionen zu ermöglichen. Aus diesem Grund basiert die Quantifizierung der Fremdkapitalzinsen und des risikolosen Basiszins bei der Eigenkapitalzinsermittlung auf aktuellen Renditen, um die Entwicklungen auf dem Kapitalmarkt stärker berücksichtigen zu können. Zudem erfolgt im Laufe der Periode eine jährliche Aktualisierung der Fremdkapitalzinsen und des risikolosen Basiszins bei der Eigenkapitalzinsermittlung im WACC für Neuinvestitionen – somit wird durch das Vorgehen der Behörde die aktuelle Zinslandschaft angemessen berücksichtigt. Im Übrigen hat die gesamte Branche der österreichischen Gas-Verteilernetzbetreiber (zu denen auch die GCA zählt) dieses Vorgehen der Behörde, also die Einführung zweiter Finanzierungskostensätze, akzeptiert und nicht beanstandet. Der separate WACC für Neuinvestitionen fördert und unterstützt Investitionen in die Netzinfrastruktur.

KPMG/Bogner (2024b) beziehen sich auf eine Aussage aus Randl/Zechner (2023), in der eine Aktualisierung des WACC_{Neuinvest} mit Datenbasis August 2024 vorgeschlagen wurde. Die Kritik soll vermutlich darin liegen, dass bei der Aktualisierung nun der Datenstand 31. Jänner 2024 verwendet wird. Die Branchengutachter ignorieren hierbei allerdings die Einordnung in Randl/Zechner (2024b), in der hervorgehoben wird, dass hinsichtlich des Zeitpunkts der Aktualisierung der Datenbasis ein gewisser Ermessensspielraum besteht. Randl/Zechner (2024b) definierten diverse Kriterien, welche der Endzeitpunkt des Intervalls bei der

Aktualisierung der Datenbasis erfüllen muss, und sehen diese Kriterien bei der Aktualisierung mit Datenbasis bis Ende Jänner des Jahres erfüllt.

Zudem ist festzuhalten, dass sich der Fremdkapitalzins im $WACC_{\text{Neuinvest}}$ bei der Datenaktualisierung vom Zeitraum 01. September 2022 – 31. August 2023 auf den Zeitraum 01. Februar 2023 – 31. Jänner 2024 bereits verringert hat. Eine weitere Aktualisierung auf den Zeitraum 01. September 2023 – 31. August 2024 könnte also durchaus zu einer weiteren Verringerung des Fremdkapitalzins und damit zum Nachteil der Unternehmen führen.

In Hinblick auf die Aktualisierung beim $WACC_{\text{Neuinvest}}$ stellen KPMG/Bogner (2024b) in den Raum, dass sich eine Begründung für die Wahl eines 12-Monatsdurchschnitts nicht finden lasse. Auf der einen Seite ist dem entgegenzuhalten, dass Randl/Zechner die Mittelwertbildung in Randl/Zechner (2023) ausführlich diskutieren. So auch ihre Vorteile, wie zum Beispiel, dass damit starke Schwankungen im Zeitverlauf vermieden werden. Randl/Zechner (2024b) arbeiten klar heraus, dass ein Wechsel zum Stichtagsprinzip zum aktuellen Zeitpunkt willkürlich wäre und die Betreiber von Gas-Fernleitungen einseitig zu Lasten der Nutzer begünstigen würde. Auf der anderen Seite ist dem entgegenzuhalten, dass sich sowohl in KPMG/Bogner (2024a) als auch in KPMG/Bogner (2024b) eine Begründung für das Stichtagsprinzip bzw. für die Wahl des 21. Dezember 2023 nicht finden lässt. In Randl/Zechner (2024b) heißt es dazu: *„Die Beobachtung, dass die Renditen in den letzten Jahren „außergewöhnlich niedrig“ waren, ist kein valides Argument für einen Wechsel der Berechnungssystematik.“*. Die Behörde ist der gleichen Ansicht.

Am Ende vom Abschnitt 2.1. *Grundlagen* vermischen KPMG/Bogner (2024b) zwei unterschiedliche Aussagen aus Randl/Zechner (2023) und Randl/Zechner (2024b) miteinander und versuchen in Hinblick auf das Russland-Risiko eine Unstimmigkeit zu konstruieren. In Randl/Zechner (2023) werden in Abschnitt 3.5.3 mögliche Auswirkungen des Kriegs in der Ukraine auf die Kapitalkosten diskutiert. KPMG/Bogner (2024b) zitieren aus diesem Abschnitt in Randl/Zechner (2023), eine *„konkrete Abschätzung der Folgen des Kriegs auf die Energiemärkte, den Investitionsbedarf und die Kapitalkosten für Gas-Fernleitungsnetzbetreiber ist im Rahmen dieses Gutachtens nicht möglich“*. Bereits aus dem nächsten Satz wird klar, dass es dabei insbesondere um den WACC-Bestandteil Fremdkapitalkosten geht, denn Randl/Zechner stellen fest, dass erhöhte Risiken bei der Wahl der Ratingklasse BBB für die Fremdkapitalzinsen berücksichtigt werden und die aktuellen Herausforderungen ein Argument für eine Festlegung der Kapitalkosten im oberen Bereich der Bandbreite geht. Für die Bestimmung des adäquaten Spreads (also des Kreditrisikoaufschlags) für die Ermittlung der Fremdkapitalkosten ist das Ausfallrisiko relevant, auch wenn es durch unsystematisches Risiko begründet ist.

Dies ist keineswegs im Widerspruch zur weiteren von KPMG/Bogner (2024b) zitierten Aussage (Randl/Zechner, 2024b, Abschnitt 2.2.3 Beta Faktor), dass das Russlandrisiko nicht als systematisches, sondern als unsystematisches Risiko zu klassifizieren ist. Eine Erhöhung der Kosten für das Eigenkapital aufgrund des Russland-Risikos könnte nur gerechtfertigt sein,

wenn die Risikoprämie des gesamten Marktes (MRP) dadurch erhöht wird oder wenn das Marktbeta des Unternehmens sich aufgrund der Russland-Krise erhöhen würde. Beides finden Randl/Zechner (2023) als nicht plausibel – siehe auch die Ausführungen zum Beta in Abschnitt 2.2.3. Es besteht daher kein Widerspruch in den Aussagen zum Russland-Risiko in Randl/Zechner (2023) und Randl/Zechner (2024b).

6.2.3.2. *Eigenkapitalkosten*

6.2.3.2.1. *Risikolose Verzinsung*

In Hinblick auf die Ermittlung des risikolosen Zinssatzes beim Eigenkapitalzins kritisieren KPMG/Bogner (2024b), dass in Randl/Zechner (2023) mit Finnland und Österreich zwei Länder in den Ländermix aufgenommen werden würden, die über kein allerhöchstes Kreditrating verfügen. Dem ist entgegenzuhalten, dass Randl/Zechner (2023) die Auswahl der Zinskurven nachvollziehbar begründen. Mit Österreich, Niederlande und Finnland haben sie bewusst Zinskurven von Ländern der Eurozone mit zumindest AA+ Ratings und liquiden Staatsanleihen ausgewählt. Der risikolose Zins wird also als gleichgewichteter Durchschnitt von drei Ländern der Eurozone mit einem AAA oder AA+ Rating ermittelt. Auch erklären Randl/Zechner (2023) nachvollziehbar, weshalb sie Deutschland oder bspw. Luxemburg nicht in den Ländermix aufnehmen: Luxemburg stellt einen zu kleinen Markt dar und die Zinskurven von Deutschland wären wegen der Convenience Yield verzerrt. Auch in Randl/Zechner (2024b) wird diese Vorgehensweise sehr gut nachvollziehbar begründet.

Randl/Zechner (2024b) hatten in KPMG/Bogner (2024a) die Begründung für die Wahl der Laufzeit der Zinskurven von 10 Jahren kritisiert, da die Autoren des Privatgutachtens für die vergleichbare Situation des WACC für österreichische Gasverteilernetzbetreiber in KPMG/Bogner (2022) noch von einer Laufzeit von 20 Jahren ausgegangen sind.

KPMG/Bogner (2024b) führen aus, dass die Duration der Finanzierung der durchschnittlichen Kapitalbindungsdauer des Anlagevermögens folgen müsse, und berufen sich nun auf „Insiderwissen“ der GCA, das eine deutlich kürzere Duration für das Gesamtvermögen von Fernleitungsnetzbetreibern im Vergleich zu Verteilernetzbetreibern zeige. Daher sei eine Laufzeit von 10 Jahren sachgerecht. Sie kritisieren hingegen, dass in Randl/Zechner (2024b) nicht evidenzbasierte Behauptungen zur durchschnittlichen Kapitalbindungsdauer des Anlagevermögens von Gasfern- und Gasverteilernetze aufgestellt werden würden. Die Kritik kann nicht nachvollzogen werden, zumal die Unternehmensgutachter auch nicht per se die Wahl der Laufzeiten in Randl/Zechner (2023) kritisieren. Sowohl in Randl/Zechner (2023) als auch in Randl/Zechner (2024b) wird erläutert, weshalb sie die Verwendung einer Bandbreite von 10 bis 20 Jahren als sachgerecht und plausibel erachten.

6.2.3.2.2. *Marktrisikoprämie*

6.2.3.2.2.1. Historische Marktrisikoprämie

KPMG/Bogner (2024b) können nicht nachvollziehen, dass Randl/Zechner (2024b) die geringe Signifikanz des Schätzers der Marktrisikoprämie (MRP) bemängeln, da deren präsentierte

Standardfehler repliziert werden könnten und geringer seien als der Standardfehler der Ermittlungsmethodik in Randl/Zechner (2023).

KPMG/Bogner (2024b) behaupten, die Argumente in Randl/Zechner (2024b) seien verzerrt. Um dies aufzuzeigen, stellen sie die Konfidenzintervalle der Methode aus KPMG/Bogner (2024a) den Konfidenzintervallen der Methode aus Randl/Zechner (2023) gegenüber.

Nach Ansicht der Behörde enthält die versuchte Gegenüberstellung gravierende Mängel; auch werden Schlussfolgerungen getroffen, die nicht erläutert werden.

Der Mangel der Gegenüberstellung wird dadurch offensichtlich, dass KPMG/Bogner (2024b) unterschiedliche Endzeitpunkte des Beobachtungszeitraumes heranziehen. Dies gestehen sie mit folgendem Satz selber ein: *„Leider standen den Verfassern dieser Gegenstellungnahme kurzfristig nur Daten bis zum Jahr 2021 zur Verfügung.“* Anstatt aber ihre eigene Datenbasis auf den gleichen Endzeitpunkt bzw. auf das Jahr 2021 anzupassen, nehmen die Autoren die Inkonsistenz einfach in Kauf. Weiters behaupten sie ohne Begründung, dass die Aussagekraft des Vergleiches darunter nicht leide. Auch die Auswertung der Gegenüberstellung wird nicht näher erläutert. *„Der Vergleich von Tabelle 3 mit Tabelle 1 und Tabelle 2 zeigt eindrucksvoll, wie gering die Aussagekraft der Ergebnisse im Gutachten Randl/ Zechner 2023 ist.“* Leider bleibt offen, woran die Autoren dies festmachen. Aufgrund der mangelhaften Erläuterung kann die Behörde die aufgezeigte Gegenüberstellung nicht weiter beurteilen.

Im Folgenden kritisieren die Unternehmensgutachter in KPMG/Bogner (2024b) das methodische Vorgehen bei der Ermittlung der MRP in Randl/Zechner (2023). KPMG/Bogner (2024b) sind der Ansicht, dass die Ermittlung der MRP auf Basis der Dimson-Marsh-Staunton (DMS) Datenbank ungeeignet sei. Auch würde die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes inkonsistent erfolgen.

Den Ausführungen ist entgegenzuhalten, dass Randl/Zechner in Randl/Zechner (2023) über mehr als zwanzig Seiten verschiedene Methoden zur Ermittlung der MRP diskutieren. Auf Basis dieser Diskussion und der aufgezeigten Vor- und Nachteile der verschiedenen Methoden erscheint ihnen schließlich der historische Ansatz am geeignetsten, weshalb die Methodenwahl konsequenterweise auf diesen Ansatz fällt. Zudem erläutern sie ausführlich, warum von den verfügbaren Quellen zur historischen MRP die DMS-Datenquelle aus ihrer Sicht die beste ist. Die Argumentationen und Herleitungen in Randl/Zechner (2023) sind für die Behörde gesamthaft stimmig, nachvollziehbar und überzeugend.

Im Hinblick auf Währungseffekte würden Randl/Zechner (2024b) das Gutachten von KPMG/Bogner (2024a) falsch verstehen. KPMG/Bogner (2024b) erläutern lediglich, warum sie die Verwendung deutscher Anleihezinssätze in DM für den besten Proxy für den risikolosen Zinssatz in Euro europäischer Schuldner halten. Sie verabsäumen es jedoch, zur Verzerrung durch die inkonsistente Verwendung von Währungskörben vor der Euro-Einführung Stellung zu nehmen. Deutschland wies vor der Euro-Einführung ein niedrigeres Zinsniveau als andere

europäische Länder auf. Gleichzeitig ist die DM im Vergleich zu den Ländern mit höheren Zinsen angestiegen, d.h. die in DM umgerechnete Performance des MSCI World ist niedriger als die in einen auch aus Weichwährungen bestehenden Währungskorb umgerechnete Performance. Wird nun für die Ermittlung der Marktrisikoprämie die Differenz der in den Euro-Vorgängerwährungen dargestellten MSCI World Performance zur Anleiherendite in DM ermittelt, ergibt sich eine Inkonsistenz. Randl/Zechner (2024b) quantifizieren die Überschätzung der Marktrisikoprämie in KPMG/Bogner (2024) allein aufgrund dieses Effekts mit ca. 1 - 1,5 %.

KPMG/Bogner (2024b) kritisieren mögliche Währungseffekte im Gutachten Randl/Zechner (2023) durch Kombination des aus europäischen Anleiheschuldnern abgeleiteten Basiszinssatzes und Marktrisikoprämien in USD. Die Marktrisikoprämie kann als Performance einer Kombination aus einer Long-Investition im Aktienmarkt und einer Short-Position im Anleihenmarkt interpretiert werden. Für die Ermittlung der historischen Marktrisikoprämie werden in der Dimson/Marsh/Staunton Datenbank sowohl die Performance von Aktien als auch jene von Anleihen in USD umgerechnet. Daher gleichen sich Währungseffekte weitestgehend aus und die als USD-Überrendite gemessene Weltmarktrisikoprämie kann bei dieser Vorgangsweise auch als EUR-Risikoprämie interpretiert und mit einem auf EUR lautenden Basiszinssatz kombiniert werden.

KPMG/Bogner (2024b) führen aus, dass die Renditen von Anleiheportfolios nach oben verzerrt seien, und bezweifeln, dass indirekte Effekte eines Absinkens des Zinsniveaus auf Aktienrenditen stärker ausfallen als die direkten Effekte auf Anleiherenditen. Zunächst erschließt sich nicht, warum das bloße Sinken des Zinsniveaus auf einen historischen Tiefpunkt „zwingend“ zu einer Verzerrung der Renditen von Anleiheportfolios führen müsse. Schuldner konnten zu dem niedrigen Zinsniveau Kredite aufnehmen und Anleihen emittieren, und Investoren haben tatsächliche Investitionen zu Marktzinsen getätigt. Randl/Zechner (2024b) weisen darauf hin, dass für die Zukunft eine Fortsetzung des Zinssenkungstrends unrealistisch erscheint, jedoch ein allfälliger Effekt für die ex-ante Schätzung der Marktrisikoprämie abgedeckt wird, da auch für realisierte Aktienrenditen ein positiver Effekt durch das Absinken des Zinsniveaus entsteht. Außerdem erscheint es unklar, warum lediglich das Zinsniveau für die Schätzung der künftigen Marktrisikoprämie berücksichtigt werden sollte, andere, in der wissenschaftlichen Literatur ausführlicher diskutierte Bestimmungsfaktoren jedoch nicht. Randl/Zechner (2023) diskutieren die Methode der ökonometrischen Schätzung der Marktrisikoprämie detailliert. Das Zinsniveau ist dabei nur eine von zahlreichen untersuchten Variablen; am intensivsten wird die Prognose der Marktrisikoprämie unter Verwendung von Bewertungsniveaus diskutiert. Diese Untersuchungen würden bei den aktuell hohen Bewertungsniveaus eine niedrige prognostizierte Marktrisikoprämie implizieren. Randl/Zechner (2023) sprechen sich aufgrund des niedrigen Bestimmtheitsmaßes und der großen Schwankungen in den prognostizierten Eigenkapitalkosten jedoch im Kontext regulatorischer Entscheidungen gegen diese Methode aus.

6.2.3.2.2. Implizite Marktrisikoprämie

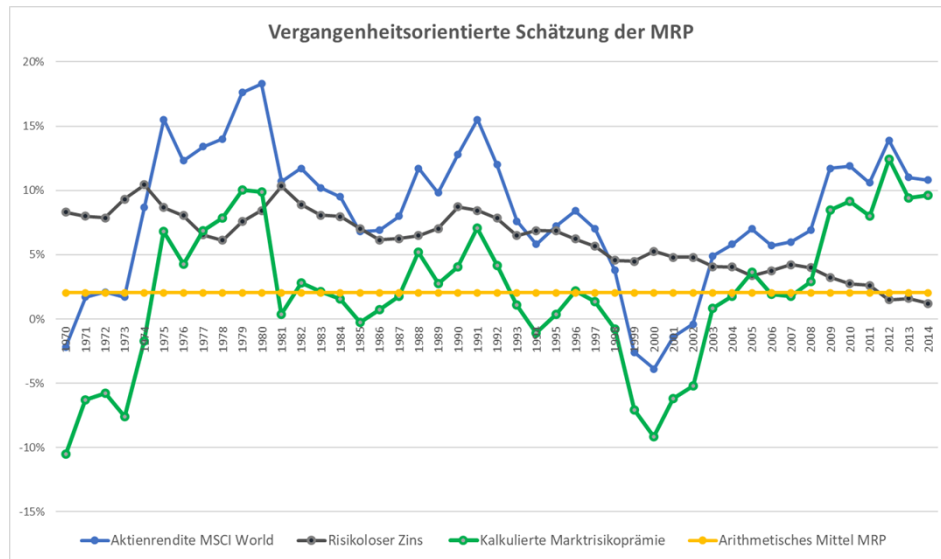
KPMG/Bogner (2024b) gehen auf die Kritik aus Randl/Zechner (2024b) zur Ermittlung der MRP mittels impliziter Renditen ein und versuchen deren Kritik zu entkräften, dass implizite Schätzer für die MRP sehr sensitiv auf Änderungen der diesbezüglichen Annahme betreffend das langfristige Wachstum seien.

KPMG/Bogner (2024b) beziehen sich auf ein Papier von Witte/Purtscher (2022), das zeige, dass das angenommene Wachstum einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Ergebnisse impliziter Modelle habe. KPMG/Bogner (2024b) stützen ihre Argumentation auf eine Illustration auf Basis eines Einperiodenmodells. Selbst Witte/Purtscher (2022) weisen darauf hin, dass einperiodige Modelle untauglich sind. Ohne weitere Erklärung behaupten KPMG/Bogner (2024b), dass die Auswirkungen der Wachstumsrate in einem Mehr-Perioden Modell noch geringer seien. Diese Behauptung ist nicht nachvollziehbar. Randl/Zechner (2023) zeigen in Abschnitt 2.5.3 klar begründet den großen Einfluss der angenommenen Wachstumsrate auf die implizite Schätzung der Marktrisikoprämie auf. Auch Stehle/Betzer (2021) identifizieren die unterstellte langfristige Wachstumsrate als eines der zentralen Probleme bei der Verwendung des Dividendendiskontierungsmodells in seinen verschiedenen Varianten.

Nach Ansicht der Behörde zeigt das dargestellte Beispiel in KPMG/Bogner (2024b) ganz klar und evidenzbasiert, dass bei der Ermittlung der MRP mittels impliziter Renditen die Gefahr von Verzerrungen durch subjektive Erwartungen besteht. Daher sollte von solchen Schätzmethoden Abstand genommen werden. Auch ist auffällig, dass die Autoren selbst in Abschnitt 2.2.2.1. *Historische Marktrisikoprämie* die Substanz der impliziten MRP berauben, indem sie schreiben: „*Realisierte Marktrisikoprämien gilt es aber vordergründig in einer historischen Rückschau zu beobachten.*“ Dies spricht dafür, dass bei der Ermittlung der MRP auf den historischen Ansatz abgestellt werden sollte. Aus diesem Grund hat die Behörde auch selbst eine interne Analyse bzw. Schätzung der MRP auf Basis einer Vergangenheitsbetrachtung durchgeführt – diese wird im Folgenden genauer erläutert.

Zur Schätzung der MRP hat die Behörde 10-jährige Investitionen in das Marktportfolio mit 10-jährigen risikolosen Investitionen verglichen. Stellvertretend für das Marktportfolio wurde der MSCI World Index zugrunde gelegt (datengetrieben beginnend mit dem Jahr 1970). Abzüge einer kalkulatorischen Gebühr in Höhe von 0,2 % p.a. hat sie berücksichtigt, indem sie zu den Aktienrenditen wieder hinzugerechnet wurde. Der Wert für die historische Marktrendite für das Jahr 1970 gibt beispielsweise die durchschnittliche Jahresrendite an, die Anleger erzielt haben, wenn sie Anfang 1970 globale Aktien gekauft und bis Ende 1979 gehalten haben. Stellvertretend für eine risikolose Investition wurden deutsche Staatsanleihe mit einer 10-jährigen Laufzeit herangezogen. Die MRP berechnet sich auf Basis dieser öffentlich verfügbaren Daten als arithmetisches Mittel der jährlichen Differenz aus Aktienrendite und Bondrendite über die Jahre 1970 bis 2014 und nimmt einen Wert von lediglich 2,04 % an.

Die folgende Abbildung soll die Ergebnisse der behördlichen Analyse veranschaulichen:



Diese von der Behörde evaluierte Methode ist ähnlich zu jener, die von KPMG/Bogner (2024a) angewendet wird. Ein wesentlicher Unterschied ist, dass die Schätzperiode in deren Schätzung datengetrieben mit dem Jahr 1979 beginnt und eine andere Art der Durchschnittsbildung gewählt wurde. Im Ergebnis beträgt die Schätzung der MRP in KPMG/Bogner (2024a) allerdings 7,64 %. Somit sind die Annahmen der Behörde nachvollziehbar.

An dieser Stelle soll betont werden, dass die keinen neuen Schätzwert für die MRP ermitteln will, auf dessen Basis eine Ableitung des Wertes stattfinden soll. Es soll lediglich veranschaulicht werden, dass die Höhe des Schätzwerts für die MRP wesentlich von verschiedenen Aspekten bzw. einzelnen Parametern abhängt, die der Schätzung zugrunde gelegt werden, wie beispielsweise dem gewählten Beobachtungszeitraum, der Wahl des Marktindex oder der Durchschnittsbildung. Es geht der Behörde also darum, zu zeigen (und das hat sie mit der Analyse klar und evidenzbasiert), dass selbst die Anwendung einer ähnlichen Methodik bei der Ermittlung der MRP zu unterschiedlichsten Ergebnissen führen kann. Denn obwohl eine ähnliche Ermittlungsmethodik verfolgt wurde, liegen zwischen den Ergebnissen der Behörde und der Unternehmensgutachter signifikante Differenzen. Zudem untermauert dieses Beispiel, dass die von den Unternehmensgutachtern vorgeschlagene Methode zur Schätzung der MRP substanziellen Sensitivitäten unterliegt.

Diese Sensitivitäten werden übrigens nicht erst beim Vergleich der Behördenanalyse mit jener der Unternehmensgutachter offensichtlich, sondern bereits im Gutachten von KPMG/Bogner (2024a) selbst: Allein bei der geschätzten MRP zum Beginn der Stichprobe per Ende Jänner 1979 ergibt sich im Vergleich zum ebenfalls in KPMG/Bogner (2024a) präsentierten Samplebeginn per Ende Jänner 1975 ein Unterschied von 1,64 % p.a. Auf diese Sensitivität in der Analyse der Unternehmensgutachter haben bereits Randl/Zechner (2024b) kritisch darauf hingewiesen – KPMG/Bogner (2024b) haben diese Kritik allerdings ignoriert.

Aus all diesen Gründen bleiben für die Behörde bei der Festlegung des Wertes für die MRP sowohl Konsistenz in der Ermittlungsmethodik als auch Stabilität in der Entscheidungspraxis von besonderer Bedeutung. Vor dem Hintergrund hat sie daher weiterhin einen Wert von 5,0 % festgelegt und überschreitet damit analog zur vorherigen Regulierungsperiode wiederholt die obere Bandbreite der Empfehlungen von Randl/Zechner (die gemäß Randl/Zechner (2023) bei 4,4 % liegen würde). Ein höherer Wert als 5,0 % wäre nicht sachgerecht und ist daher abzulehnen.

6.2.3.2.3. Beta-Faktor

Die Unternehmensgutachter nehmen eine Einordnung ihrer Cash Flow Beta Analyse aus KPMG/Bogner (2024a) vor – mit dieser Methode solle kein endgültiger Betawert abgeleitet werden. Sie hätten damit aber gezeigt, dass mit dem Einmarsch Russlands in die Ukraine das Beta sprunghaft ansteige. Eine Erhöhung des angemessenen Asset Beta von 0,41 auf 0,574 sei daher gerechtfertigt.

Auch stellen sie sich der Aussage aus Randl/Zechner (2024b) entgegen, dass das Russland-Risiko nicht als systematisches, sondern als unsystematisches Risiko zu klassifizieren sei. Zunächst ist in Erinnerung zu rufen, dass systematisches Risiko nicht diversifizierbar ist, während unsystematisches Risiko durch Portfoliodiversifikation eliminiert werden kann. KPMG/Bogner (2024a) stellen selbst fest: *„Kein einziges Unternehmen der im gegenständlichen Verfahren bekannten Peer Groups ist und wird auch nur annähernd den geopolitischen und regionalen energiewirtschaftlichen Umbrüchen wie die GCA ausgesetzt.“* Somit argumentieren die Unternehmensgutachter selbst, dass diese Risiken diversifizierbar sind. Bei Verwendung des CAPM ist zudem das Marktrisiko das einzige systematische Risiko. Daher stellt sich lediglich die Frage, ob das Exposure (also die Sensitivität zu Veränderungen des Risikofaktors) der regulierten Unternehmen zum Marktindex aufgrund des Angriffskriegs Russlands gestiegen ist. KPMG/Bogner verabsäumen es in ihrer Argumentation, das Exposure zu einem Risikofaktor von der Realisierung eines Risikos zu unterscheiden. Für die Quantifizierung der Kapitalkosten ist das Exposure relevant nicht die Schwankungen des Risikofaktors selbst. Für die Quantifizierung der Sensitivität versuchen KPMG/Bogner (2024a) in weiterer Folge ein Cashflow-Beta nach einer eigenen Methode zu ermitteln. Mit der Trennung des Beta in ein Cash-Flow Beta und ein Diskontraten-Beta weichen sie vom CAPM ab, ohne jedoch das resultierende Zweifaktormodell vollständig zu spezifizieren. Eine Schätzung des Diskontraten-Betas unterbleibt ebenso wie die Quantifizierung der separaten Risikoprämien für das Cashflow-Risiko und das Diskontraten-Risiko. Die Vorgangsweise von KPMG/Bogner (2024a) ist daher nicht zur Abschätzung der Veränderung des Marktbetas der regulierten Unternehmen geeignet. Hingegen ist aus Tabelle 3.6 in Randl/Zechner (2023) erkennbar, dass die über einen Zeitraum von 5 Jahren geschätzten Betas durchwegs höher sind als jene, die über einen Zeitraum von nur 3 Jahren geschätzt werden, obwohl in letzterem Fall der Zeitraum des Angriffskriegs Russlands ein höheres Gewicht hat.

Zusammengefasst soll daher selbst nach Ansicht der Unternehmensgutachter auf Basis deren Cash Flow Beta Analyse kein endgültiger Betawert abgeleitet werden. Daher nimmt sie die Analyse zwar zur Kenntnis, betrachtet sie allerdings in Hinblick auf die Festlegung des Betawerts für obsolet. Der von Randl/Zechner (2023) ermittelte Wert in Höhe von 0,41 wird nicht beanstandet. Dies macht auch die Tabelle 4 „*angemessener Finanzierungskostensatz aus KPMG/Bogner 2024*“ in *Abschnitt 2.5. Gewichtete Kapitalkosten (WACC)* evident: Dort werden sowohl in der Basis- als auch in der Alternativvariante beim unverschuldeten Beta der Wert in Höhe 0,41 angesetzt. Dies lässt sich nur so interpretieren, dass der Wert in Höhe von 0,574 selbst nach Ansicht der Unternehmensgutachter nicht angemessen ist. bzw., dass sie von der Validität ihrer eigenen Analyse nicht überzeugt zu sein scheinen, denn ansonsten hätte der Wert in Tabelle 4 „*angemessener Finanzierungskostensatz aus KPMG/Bogner 2024*“ zumindest im Alternativmodell abgebildet werden müssen.

Hinsichtlich des Betas formulieren die Unternehmensgutachter schließlich in *Abschnitt 2.5. Gewichtete Kapitalkosten (WACC)* noch ihre Position, dass die (behauptete) systematische Risikokomponente durch das Russland-Exposure in Form eines erhöhten unverschuldeten Betafaktors zu berücksichtigen sei, um eine risiko-adäquate Verzinsung der RAB sicherzustellen. Bei dieser Position ignorieren die Autoren allerdings im Gegensatz zu Randl/Zechner vollkommen die Tatsache, dass durch die Etablierung eines Regulierungskontos das Mengenrisiko und damit das Geschäftsrisiko der Unternehmen deutlich reduziert wird. Mit anderen Worten argumentieren die KPMG/Bogner (2024b) in Hinblick auf die Risiko-Adäquanz der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber einseitig. Daher sind die Schlüsse, zu den die Autoren kommen, aus Sicht der Behörde nicht sachgerecht.

6.2.3.2.4. Emissionskosten

In Hinblick auf die Quantifizierung von Emissionskosten für das Eigenkapital verteidigen die Unternehmensgutachter ihre Ermittlung auf Basis einer ewigen Rente in KPMG/Bogner (2024a). Randl/Zechner haben in Randl/Zechner (2024b) argumentiert, dass die Verrentung vielmehr über eine geometrisch steigende Rente anstatt einer konstanten Rente erfolgen müsse.

Für die Behörde ist dies allerdings nicht die entscheidende Frage, da sie analog zu Randl/Zechner (2024b) der Ansicht ist, dass eine pauschale Abgeltung dieser Kosten grundsätzlich nicht sachgerecht ist und Eigenkapitalemissionskosten nur bei tatsächlicher, direkt mit der Finanzierung von Gasleitungen im Zusammenhang stehender Emissionstätigkeit, als Kostenbestandteil berücksichtigt werden sollten. Eine Diskussion über die Ermittlungsmethodik ist daher obsolet.

Auch gehen KPMG/Bogner (2024b) auf die Ausführungen in Randl/Zechner (2024b) ein, dass Eigenkapital durch Innenfinanzierung günstiger aufgebracht werden könne als durch Eigenkapitalemissionen. Die einfachste, häufigste und kostengünstigste Art des Aufbaus von Eigenkapital sei die Einbehaltung von Gewinnen und der Aufbau von Eigenkapital aus Gewinnen sei daher auch für regulierte österreichische Infrastrukturbetreiber eine realistische

Form der Eigenkapitalaufbringung. KPMG/Bogner (2024b) entgegnen diesen Ausführungen, dass eine erfolgreiche Eigenkapitalfinanzierung durch die Innenfinanzierung wenig aussichtsreich sei, da der Vorschlag der Regulierungsbehörde zur Kapitalverzinsung nicht angemessen sei.

Dieser Behauptung wird von der Behörde nicht geteilt – sie ist grundlegend anderer Meinung: Ihre Festlegungen der Finanzierungskostensätze sind angemessen. Durch die Etablierung eines separaten Zinses für Neuinvestitionen werden die aktuellen Entwicklungen am Kapitalmarkt angemessen berücksichtigt. Daher ist das Argument der Unternehmensgutachter substanzlos und geht ins Leere.

6.2.3.3. *Fremdkapitalkosten*

Auch bei der Ermittlung der Fremdkapitalkosten sind die Unternehmensgutachter der Ansicht, dass auf eine Stichtagsbetrachtung abzustellen sei. KPMG/Bogner (2024b) verwenden hierbei Argumente, die sich lediglich auf die Unternehmensbewertung beziehen. Bei der Kapitalkostenfestsetzung durch eine Regulierungsbehörde sind jedoch zusätzliche, spezifische Zielsetzungen zu berücksichtigen. Randl/Zechner haben sowohl in Randl/Zechner (2023) als auch in Randl/Zechner (2024b) ausführlich erläutert, warum sie sowohl beim Basiszinssatz als auch beim Risikoaufschlag die Verwendung eines 5jährigen Durchschnitts statt stichtagsbezogener Werte für sachgerecht halten. Für die Behörde sind die Argumente von Randl/Zechner klar überzeugend und die Verwendung eines stichtagsbezogenen Wertes nicht sachgerecht.

Auch soll an dieser Stelle festgehalten werden, dass die Unternehmensgutachter nicht würdigen bzw. als gegeben hinnehmen, dass Randl/Zechner zu Gunsten der regulierten Unternehmen bei der Quantifizierung der Fremdkapitalkosten eine Peergruppe mit Unternehmen heranziehen, die überwiegend Ratings im BBB-Bereich aufweisen – dies, obwohl Ratings internationaler Agenturen zeigen, dass die Bonität österreichischer Unternehmen, die auch Energienetze betreiben, überwiegend mit Ratings im A-Bereich eingestuft werden. Auch hierdurch werden den aktuellen Entwicklungen angemessen Rechnung getragen.

6.2.3.4. *Kapitalstruktur*

KPMG/Bogner (2024b) fassen die Argumentation von Randl/Zechner (2024b) zur Kapitalstruktur zusammen und sehen darin sich bestätigt, dass die Kapitalkosten aufgrund einer vorgegebenen ineffizienten Normkapitalstruktur nicht korrekt bestimmt seien. In dem Zusammenhang beziehen sie sich auf die „Modellwelt Modigliani/Miller 1963“ und kommen schließlich zur Schlussfolgerung, dass ein Verschuldungsgrad für Gas-Fernleitungsbetreiber von 1 optimal zu sein scheint. Der WACC nach Steuern beim optimalen Verschuldungsgrad von 1 sei zu erhöhen, wenn man eine Normkapitalstruktur mit einem höheren Verschuldungsgrad von 1,5 vorgebe.

In der wissenschaftlichen Literatur herrscht weitgehend Konsens darüber, dass die optimale Kapitalstruktur von Unternehmen nicht einfach zu bestimmen ist; empirisch wird im Querschnitt große Heterogenität und über die Zeit eine nur partielle Anpassung beobachtet. Verschiedene Einflussfaktoren wirken in unterschiedliche Richtungen: der Steuervorteil von Fremdkapital wirkt etwa WACC-reduzierend, während die im Kreditspread enthaltenen Konkurskosten WACC-erhöhend wirken. KPMG/Bogner (2024b) können nicht belegen, dass der von ihnen gewählte Wert von 1 für den Leverage tatsächlich der optimalen Kapitalstruktur entspricht. Sie widersprechen auch nicht grundsätzlich dem Argument, dass eine weniger riskante Geschäftstätigkeit mit einem höheren optimalen Verschuldungsgrad einhergeht. Der Verweis auf die Hypothese, dass *Unternehmen* in der Regel optimal finanziert sind, schließt zudem nicht aus, dass *Unternehmensteile* eine andere optimale Finanzierungsstruktur aufweisen. Wie Randl/Zechner (2024b) argumentieren, sind regulierte Unternehmensteile tendenziell risikoarm. Daher ist ein höherer Fremdkapitalanteil adäquat als bei Unternehmen, die neben regulierten Bereichen auch riskantere Unternehmensteile beinhalten. Daher erscheint die Normalkapitalstruktur mit 60% Fremdkapital weiterhin angemessen.

Bei den Auswirkungen der angeblich suboptimalen Kapitalstruktur auf den WACC wiederholen KPMG/Bogner (2024b) die bereits widerlegten Argumente für höhere Werte von Einzelkomponenten der WACC Ermittlung. Außerdem quantifizieren KPMG/Bogner (2024b) den Unterschied im WACC nach Steuern unter Verwendung der Parameter der Regulierungsbehörde mit Verschuldungsgraden von 1 und 1,5 mit 0,084 Prozentpunkten. Dabei lassen KPMG/Bogner (2024b) jedoch außer Acht, dass bei einem niedrigeren Verschuldungsgrad auch die Höhe des Kreditspreads verringert werden müsste. Es ist daher keineswegs klar, dass bei einem Verschuldungsgrad von 1 der regulatorische WACC höher wäre.

6.2.3.5. Gewichtete Kapitalkosten (WACC)

KPMG/Bogner (2024b) bleiben bei ihrer Ansicht, dass Randl/Zechner (2023) die MRP und das Asset Beta deutlich unterschätzen. In Hinblick auf das Asset Beta ist diese Aussage allerdings unverständlich, wo doch die Unternehmensgutachter in ihrer Kalkulation in Tabelle 4 „angemessener Finanzierungskostensatz aus KPMG/Bogner 2024“ den gleichen Betawert ansetzen wie in Randl/Zechner (2023). Also scheint der Wert für die Unternehmensgutachter (zumindest als Untergrenze) durchaus angemessen zu sein.

In Hinblick auf die MRP versuchen die Unternehmensgutachter schließlich ohne nähere Erläuterung zu illustrieren, dass die Obergrenze des 90%-Konfidenzintervalls im Modell von Randl/Zechner zur Schätzung der MRP nahe den Ergebnissen von KPMG/Bogner (2024a) liegen. Dies ist aus Sicht der Behörde allerdings kein valides Argument für die Angemessenheit des MRP-Schätzergebnis der Unternehmensgutachter. Die Behörde wiederholt, dass sie in ihrer Festlegung sogar die obere empfohlene Bandbreite der Randl/Zechner-Empfehlungen zu Gunsten der Unternehmen überschreiten. Die Behörde

bleibt prinzipiell bei den Feststellungen des vorläufigen Ermittlungsergebnis, mit der Ausnahme der Aktualisierung der Werte im nächsten Kapitel.

6.2.3.6. Aktualisierung der Werte

Wie im vorläufigen Ermittlungsbericht angekündigt und entsprechend der von der Behörde erstellten Methode werden die Zinssätze noch aktualisiert. Diese Aktualisierung führt zu folgenden im Bescheid anzuwendenden Werten für den WACC:

	WACC 4. Periode	WACC 5. Periode Gas-Fernleitungsnetzbetreiber		
		WACC _{Altbestand}	WACC _{Neuinvest2025}	WACC _{Neuinvest2026-2027}
risikoloser EK-Zins	1,08%	1,16%	3,08%	
FK-Zins	1,41%	2,26%	3,99%	Wird jährlich aktualisiert
Ausgabekosten FK	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%
Marktrisikoprämie	4,50%	5,00%	5,00%	5,00%
Beta unverschuldet	0,400	0,410	0,410	0,410
Beta verschuldet	0,850	0,884	0,884	0,884
FK-Anteil	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%
EK-Anteil	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%
Steuersatz	25,00%	23,00%	23,00%	23,00%
EK-Zins vor Steuern	6,54%	7,25%	9,74%	Wird jährlich aktualisiert
EK-Zins nach Steuern	4,91%	5,58%	7,50%	Wird jährlich aktualisiert
FK-Zins vor Steuern	1,61%	2,46%	4,19%	Wird jährlich aktualisiert
WACC vor Steuern	3,58%	4,37%	6,41%	Wird jährlich aktualisiert
WACC nach Steuern	2,69%	3,37%	4,94%	Wird jährlich aktualisiert

Inflationsprognose	0,82%	2,50%
risikoloser EK-Zins real	0,26%	-1,31%
EK-Zins vor Steuern real	5,44%	4,04%
EK-Zins nach Steuern real	4,08%	3,11%

6.2.4. Berechnung der Plan-CAPEX

Für die Berechnung der Plan-CAPEX zieht die Behörde den letztverfügbaren Jahresabschluss des Unternehmens heran. Dieser ist der Jahresabschluss des Jahres 2022 und enthält folgende für die Ermittlung der CAPEX relevanten Daten:

Immaterielles Anlagevermögen	TEUR *****
Sachanlagevermögen	TEUR *****
Abschreibungen auf diese beiden Positionen	TEUR *****

Die Behörde geht bei ihren Annahmen für die Entwicklung der Jahre 2025 bis 2027 davon aus, dass das Unternehmen keine großen zusätzlichen Investitionsprogramme, außer bereits genehmigter Umsetzungsprojekte, durchführen wird. Sie nimmt somit vorerst als Planannahme an, dass das Unternehmen die Abschreibungen reinvestieren wird und die Buchwerte der Anlagegüter somit konstant bleiben. Diese vorläufige Annahme ist abhängig

vom Ausgang der laufenden Gespräche zwischen dem Unternehmen und dem Bund betreffend einer etwaigen Finanzierungsbeteiligung des Bundes an dem Projekt WAG Teil-Loop.

Unter Berücksichtigung der Ausführungen in den Kapiteln 6.2.1 und 6.2.3 und der damit verbundenen unterschiedlichen Behandlung der Investitionen „Alt“ und „Neu“ ist eine Aufteilung in Altanlagen und Neuinvestitionen durchzuführen.

Um die Abschreibungen der Altanlagen ermitteln zu können, errechnet die Behörde die Abschreibungsquote der Sachanlagen im Jahr 2022. Diese beträgt 8,7 %:

Mit diesen Daten berechnete die Behörde im vorläufigen Ermittlungsergebnis die Plan-CAPEX des Gesamtunternehmens. Diese Berechnung sieht wie folgt aus und konnte in Beilage ./04 nachvollzogen werden:

Im Bescheid V MET G 01/17 hat das Unternehmen entsprechend dem Wahlrecht in der Methode beantragt, dass Übererlöse aus verkauften Produkten über zukünftige Investitionen an die Netznutzer zurückgeführt werden. Dafür hat die Behörde eine sogenannte Negativinvestition gebildet, die von den Neuinvestitionen abgezogen wird. Diese Abzugsposition wird in diesem Bescheid fortgeführt. Die entsprechende Berechnung dazu sieht wie folgt aus und der durchschnittliche Wert von TEUR ***** kommt bei der Ermittlung der CAPEX zum Abzug:

Anmerkung: JA=Jahresanfang, JE=Jahresende

Daher wurde im vorläufigen Ermittlungsergebnis der Durchschnittswert der Jahre 2025 bis 2027 in der Höhe von TEUR ***** von den Kapitalkosten in Abzug gebracht. Siehe dazu auch in der folgenden Tabelle.

Zusammengefasst ergaben sich im vorläufigen Ermittlungsergebnis folgende CAPEX (vgl. Beilage ./04):

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

Stellungnahme und Würdigung

Aufgrund der Änderungen bei den Zinssätzen und neuen Angaben des Unternehmens zu den Planinvestitionen kommt es zu geänderten Plan-CAPEX.

Diese Zinsanpassungen bewirken auch eine Adaption der kapitalkostenwirksamen Erlösaufrollungen.

Anmerkung: JA=Jahresanfang, JE=Jahresende

Daher werden in den Jahren 2025 / 2026 / 2027 TEUR ***** von den Kapitalkosten in Abzug gebracht. Siehe dazu auch in der folgenden Tabelle.

Da es zukünftig zu keiner Durchschnittsbildung bei den Kosten kommt, sondern die CAPEX jährlich festgestellt werden, sind diese für die drei Jahre separat anzuführen und unterliegen einer Aktualisierung in kommenden Bescheiden. Die entsprechenden Berechnungen befinden sich in Beilage ./04.

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 in den Jahren 2025 bis 2027 TEUR ***** (2025 / 2026 / 2027) 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

Das Unternehmen hat im Verfahren V MET G 01/13 angegeben, dass es aufgrund der Zusammenlegung der Netzbetreiber BOG und GCA Einsparpotenzial hat. Im Zuge dessen wurden Kosten aus dem Zusammenschluss von Netzbetreibern („Firmenwert“ bzw. vom Unternehmen als „IRAB“ bezeichnet) anerkannt (siehe dazu auch Kapitel 6.3). Dabei hat sich das Unternehmen verpflichtet, dauerhaft entsprechende Kosteneinsparungen umzusetzen. Dies ist auch notwendig, um die gesetzliche Vorgabe an die Anerkennung eines Firmenwertes zu erfüllen: Die aus diesem Zusammenschluss erzielten Synergieeffekte müssen gemäß § 80 Abs. 4 GWG 2011 zu einer Reduktion der Gesamtkosten führen.

Die Behörde hat die tatsächlichen Betriebskosten des Unternehmens des Jahres 2022 evaluiert und hierbei festgestellt, dass trotz einiger durchzuführender Kostenanpassungen zur Herstellung der Vergleichbarkeit (zB Anerkennung eines angemessenen Gewinns im sonstigen Bereich, Ausscheiden von Kosten die das Unternehmen separat abgegolten bekommt, Durchschnittsbildungen, Verteilung von Sondereffekten) die verbleibenden Ist-Kosten 2022 höher sind, als die zu erreichenden Kosten, die eine Anerkennung des Firmenwertes ermöglichen.

Eine Anerkennung von Firmenwerten aus Einsparungen durch eine Zusammenlegung kann allerdings auf Basis der gesetzlichen Vorgaben des § 80 GWG 2011 allerdings nur erfolgen, wenn diese Einsparungen auch Bestand haben. Sonst würde dies bedeuten, dass es zu keiner Kosteneinsparung, sondern zu einer Kostenerhöhung kommen würde. Eine Anerkennung von höheren Betriebskosten und einer Weiterführung der Anerkennung des Firmenwertes aus Einsparungen ist daher nicht sachgerecht. Die Behörde hat sich daher dazu entschieden, an der bisherigen Anerkennung des Firmenwertes festzuhalten, allerdings die anerkannten Betriebskosten entsprechend zu deckeln. Andernfalls müsste ev. auch bereits erhaltene Einsparungsabgeltungen aus der Vergangenheit auch in Zweifel gezogen werden.

Daher zieht die Behörde den im Verfahren V MET G 01/17 errechneten Kostenwert für das Jahr 2022 heran und erhöht diesen Wert um den tatsächlichen Netzbetreiberpreisindex für 2023 (wobei der Baupreisindex im vorläufigen Ermittlungsergebnis noch geschätzt werden muss) und um die erwarteten Inflationssteigerungen 2024. Gleichzeitig wird bei der Hochrechnung auch ein genereller Produktivitätsfaktor (X_{gen}) in der Höhe von 0,4 % angesetzt. Dieser wird aus den Ermittlungen der generellen Produktivität für Gas-Verteilernetzbetreiber

abgeleitet. Aus Sicht der Behörde ist dieser Wert auch als repräsentativ für die Gasfernleitungsunternehmen anzusehen (im Akt 2024-02-02-D-000498 und 2024-02-02-D-000499). Insbesondere deswegen, weil exaktere Werte für Gas-Fernleitungsunternehmen nicht vorliegen und daher eine möglichst gute Näherung zu finden ist. Hierbei bieten sich die Gas-Verteilernetzbetreiber am besten an.

Da im Jahr 2025 bereits die neuen Inflationswerte und Zielvorgaben wirken, sind die Kosten des Jahres 2025 ident mit jenen des Jahres 2024 und die Kosten des Jahres 2022 sind lediglich bis zum Jahr 2024 hochzurechnen.

Somit sieht die OPEX-Entwicklung bis zum 2025 im vorläufigen Ermittlungsergebnis wie folgt aus, wobei die Werte für 2025 jenen aus 2024 entsprechen:

Entsprechend der Methode im vorläufigen Ermittlungsergebnis gelten diese Kosten während der gesamten Regulierungsperiode und werden nur adaptiert, wenn die Inflation in einem der kommenden Jahre signifikant höher als die erwarteten Werte (über 6,2 %) liegen sollte.

Im Verfahren V MET G 01/17 wurden dem Unternehmen zusätzliche Kosten aus der Änderung der Zinsen bei Personalrückstellungen gewährt. Dieses System sollte in dieser Regulierungsperiode fortgesetzt werden. Deswegen wurde im vorläufigen Ermittlungsergebnis das Unternehmen aufgefordert, im Zuge der Stellungnahme die Entwicklung der Kosten und Erlöse aus diesem Titel der Jahre 2019 bis 2022 zu übermitteln.

Stellungnahme und Würdigung

Zu den Zinssatzänderungen bei den Pensionsrückstellungen der Jahre 2019 bis 2022 führt das Unternehmen an, dass es in diesen Jahren zu keinen Aufwendungen oder Erträgen gekommen ist.

Zur Ermittlung der OPEX wird vorgebracht, dass die Kosten des Jahre 2022 tatsächlich jene des Jahres 2021 sind, die noch einmal um die Inflation erhöht werden müssen. Die Behörde hat die Angaben des Unternehmens überprüft und folgt dieser Berechnung. Die korrekte Berechnung der OPEX des Jahres 2024 sehe wie folgt aus:

Zur Nicht-Anwendung einer Inflationsanpassung bzw. eines Abschlagsfaktors bringt das Unternehmen vor, dass dies bedeuten würde, dass - unter Annahme einer Inflation von 6 % zB - ein kostendeckender effizienter Betrieb der GCA nur erreicht werden könne, wenn während der 5. Regulierungsperiode ein Sechstel des Personals und sonstiger Betriebskosten eingespart werden würden.

Diese überzogene Effizienzvorgabe wäre nicht nur nicht im Einklang mit der Entwicklung der Regulierungskosten über die letzten Jahre, sondern entspräche auch nicht den tatsächlichen Verhältnissen des Unternehmens als auch der österreichischen Wirtschaft im Allgemeinen.

In der Stellungnahme des Unternehmens vom 25. April 2024 wird ergänzt, dass das Unternehmen einen Anspruch auf die Abgeltung der Kosten habe und Auslastungsrückgänge des Unternehmens keinen rechtlich zulässigen Grund darstellen würden, um Kostenkürzungen zu verlangen.

Aufgrund der Stellungnahmen des Unternehmens ändert die Behörde die Behandlung der OPEX: Es wird auch für die Zeit während der 5. Regulierungsperiode sowohl ein NPI als auch ein Abschlagsfaktor angewendet werden. Als Inflationsabgeltung soll der tatsächliche NPI, wie er weiter oben beschrieben ist, angewendet werden. Da dieser jedoch erst im Nachhinein errechnet werden kann, soll als Planwert eine Inflationsabgeltung von 2,5 % herangezogen werden. Dies ist der Durchschnitt aus Mittelwert aus dem Wert des EUR Inflation Swap Zero Coupon Ex Tobacco 5Y am 31. Jänner 2024 in Höhe von 1,9938 % und der OeNB Inflationsprognose für 2025 (3,0 %), den Randl/Zechner in ihrer „Aktualisierung des WACC für Gas-Fernleitungsbetreiber mit Datenbasis 31. Jänner 2024“ (im Akt: 2024-04-11-D-000277) berechnen. Die so errechneten Plan-OPEX werden mittels T-3-Verzug (siehe Kapitel 14.3 der Methode – Beilage .01) im zweiten Jahr nach dem Geschäftsjahr aufgerollt.

Der Abschlagsfaktor setzt sich einerseits aus einem generellen Abschlagsfaktor und andererseits aus einem individuellen Abschlagsfaktor zusammen. Für den generellen Abschlagsfaktor (x_{gen}) wird wie auch im vorläufigen Ermittlungsergebnis ein Wert von 0,4 % jährlich angewendet. Ein individuelle Abschlagsfaktor (x_{ind}) lässt sich am besten mittels eines Benchmarking-Vergleichs ermitteln. Da es in Österreich nur zwei Fernleitungsnetzbetreiber gibt und diese Zahl für die Ermittlung eines belastbaren Benchmarkings viel zu gering ist, kann kein nationales Benchmarking durchgeführt werden. Seit 2021 wird jedoch ein europäischer Benchmarking Vergleich (TCB 21) durchgeführt. Der erzielte Effizienzwert des Unternehmens soll dabei für die Berechnung des x_{ind} herangezogen werden. Die Ineffizienzen des Unternehmens sollen dabei innerhalb von 7,5 Jahren – derselbe Wert wie bei allen Verteilnetzbetreibern) - abgebaut werden.

Die Zielvorgabe („ZV“) und somit der jährliche Abschlagsfaktor des Unternehmens errechnen sich somit mit der folgenden Formel:

$$ZV = 1 - (1 - X_{gen})x^{7,5}\sqrt{ES_{TCB21}}$$

Da die Ergebnisse des europäischen Benchmarking Vergleichs noch nicht vorliegen, wird vorläufig x_{ind} mit 0 % angenommen und kommt es somit nur zu einem Abschlagsfaktor in der Höhe des x_{gen} , das sind 0,4 % jährlich. Sobald das Ergebnis von TCB21 vorliegt, wird die Behörde die Ergebnisse evaluieren. Im Falle eines positiven Ergebnisses dieser Evaluierung

wird die Zielvorgabe mit diesen Daten neu berechnet und die OPEX der Jahre 2025 bis 2027 entsprechend aufgerollt.

Es ist der Behörde bewusst, dass ein im Nachhinein neu berechneter Abschlagsfaktor – und somit neue Kosten – für den Netzbetreiber problematisch sein könnten, da dies die Planung des Unternehmens erschwert. Um diese Unsicherheit zu reduzieren, wird der maximale Abschlagsfaktor nur in dieser Periode mit 2 % jährlich begrenzt.

Durch diese Vorgehensweise kommt es zu folgenden Plan-OPEX für die einzelnen Jahre, deren Werte ehestmöglich aktualisiert und deren Differenz aufgerollt werden:

6.4.2. 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 der Vorgaben des Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetzes (NIS-G)
- EU-Verordnung zu Methan-Emissionsreduktionen im Energiesektor⁶
- 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

⁶ 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)

- Zusätzliche Überprüfungen der Gaschromatographen aufgrund der Brennwertverfolgung gemäß Gas-Marktmodellverordnung 2020

Entsprechend den Angaben der vorläufigen Methode setzte die Behörde im vorläufigen Ermittlungsergebnis für diese Aufgaben Kosten iHv 3 % der OPEX gemäß Kapitel 6.4.1 an. Diese betrugen somit TEUR *****.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen bringt in seiner Stellungnahme vom 7. März 2024 vor, dass es als Gesamtunternehmen im Jahr 2025 bereits Mehrkosten in der Höhe von TEUR ***** habe und zählt diese mit Kosten auf. Weiters führt es an, dass es aufgrund der Methanemissionsreduktions-Verordnung, deren Erlass vermutet wird, 2025 Mehrkosten in der Höhe von TEUR ***** haben werde - mit bereits beträchtlichen Mehrkosten in 2024.

Die Behörde hat die Liste der zusätzlichen Kosten des Unternehmens geprüft und kann diese nachvollziehen. Um sicherzustellen, dass das Unternehmen in der kommenden Periode nicht unterfinanziert ist, setzt die Behörde die gesamten angeführten Kosten in der Höhe von TEUR ***** als zusätzliche Plan-OPEX an. Die Behörde weist jedoch ausdrücklich darauf hin, dass es möglich ist, dass dieser Betrag nicht zur Gänze ausgenutzt werden wird (unter anderem auch deswegen, weil das Unternehmen selbst vorbringt, dass diese Beträge nicht alleine für den Fernleitungsnetzbetreiber anfallen, sondern für das Gesamtunternehmen) und somit einer Aufrollung unterliegt.

6.5. Kosten des Marktgebietsmanagers und der Regulierung

Die Kosten des Marktgebietsmanagers inkl. Kosten der Regulierung betrugen im Jahr 2023 TEUR *****. Diese Kosten werden wie die OPEX ebenfalls mit den Planwerten des VPI auf die einzelnen Jahre der Regulierungsperiode hochgerechnet, wobei jener des Jahres 2025 auch für die weiteren Jahre angewendet wird. Anschließend wird daraus der Durchschnitt berechnet:

Die Kosten des Marktgebietsmanagers werden für die kommende Regulierungsperiode mit durchschnittlich TEUR ***** festgesetzt. Die Gesamtkosten beinhalten die Kosten der Regulierung und werden im Ausmaß der transportierten Menge (kWh) auf die einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber verteilt.

Die Aufteilung zwischen den beiden TSO sieht wie folgt aus:

Die Behörde hat die Aufteilung in den beiden Jahren 2022 und 2023 analysiert, da es im Jahr 2022 zu grundlegenden Änderungen bzw. Verwerfungen im europäischen Gassystem gekommen ist. Da davon auszugehen ist, dass das Jahr 2023 repräsentativer für die kommende Regulierungsperiode ist, wird dieses als Basis für die Verteilung der Kosten herangezogen. Somit werden dem Unternehmen 69,6 % der Kosten zugeordnet. Das sind TEUR *****. Da es sich hier um Planwerte handelt, werden die Kosten bei Feststehen der Ist-Werte in kommenden Verfahren laufend aufzurollen sein.

6.6. 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.

6.7. Erlöse aus Auktionen

Wie in den Kapiteln 4.2 und 5.2 dargestellt, erzielte das Unternehmen vor allem aufgrund des Engpasses der Leitungen im Westen jährlich hohe Auktionserlöse, die ab dem Jahr 2022 deutlich angestiegen sind. Diese betragen im Jahr 2021 noch TEUR ***** und sind in 2022 auf TEUR ***** angestiegen. Gemäß Projektdatenblatt im Koordinierten Netzentwicklungsplan vom 31. Mai 2023⁷ ist die Fertigstellung des WAG Teil-Loop bis spätestens 2027 projektiert. Daher geht die Behörde im vorläufigen Ermittlungsergebnis davon aus, dass diese Engpasserlöse auch in der folgenden Regulierungsperiode zumindest bis Ende 2026 bestehen

⁷ [https://www.e-control.at/documents/1785851/10748928/Bescheid%20vom%2031.05.2023,%20Vom%20KNEP%20G%2001%252F23%20Koordinierter%20Netzentwicklungsplan%202023%20bis%202032%20\(KNEP%202022\)/90b848c8-4037-f422-65d1-ad2d70dfd113](https://www.e-control.at/documents/1785851/10748928/Bescheid%20vom%2031.05.2023,%20Vom%20KNEP%20G%2001%252F23%20Koordinierter%20Netzentwicklungsplan%202023%20bis%202032%20(KNEP%202022)/90b848c8-4037-f422-65d1-ad2d70dfd113)

werden. Um spätere Aufrollungen zu reduzieren, setzt die Behörde Planerlöse für Auktionserlöse kostenmindernd in der Ausgangskostenbasis an.

Die Behörde ging daher im vorläufigen Ermittlungsergebnis davon aus, dass derzeit in zwei weiteren Jahren mit sehr hohen Auktionserlösen zu rechnen ist und für 2027 wieder mit deutlich verringerten Werten, die mit 2021 verglichen werden können. Das Unternehmen wurde jedoch aufgefordert, im Zuge der Stellungnahme die Auktionserlöse des Jahres 2023 zu übermitteln, sodass auch diese Werte in die Überlegung eingehen können. Weiters ist so weit möglich ein verbindlicher Projektplan inklusive durch den Aufsichtsrat genehmigte Investitionsentscheidung darzulegen. Anderenfalls kann nicht davon ausgegangen werden, dass noch während der kommenden Regulierungsperiode eine Reduktion der Auktionserlöse zu erwarten ist.

Im vorläufigen Ermittlungsergebnis wurden somit Planerlöse mit TEUR ***** festgesetzt. Dieser Betrag berechnete sich wie folgt: Zwei Jahre mit hohen Erlösen wie in 2022 und ein Jahr wie in 2021 (*****).

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

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen schreibt in seiner Stellungnahme, dass die Aufrollung von zukünftigen Plan-Auktionserlösen nicht sachgerecht und rechtswidrig sei. Dazu verweist es auf ein Kurzgutachten von bpv (im Akt 2024-03-07-D-000699). Weiters führt das Unternehmen aus, dass die angenommenen Plan-Auktionsübererlöse auf Werten von 2021 bis 2022 basieren würden. Diese außerordentlich hohen Auktionsübererlöse basieren auf dem außerordentlichen Jahr 2022. Die buchhalterischen Auktionsübererlöse der GCA für 2023 beliefen sich zwar auf TEUR ***** , jedoch würden diese zu nahezu 100 % aus in 2022 durchgeführten Auktionen stammen. In 2023 durchgeführte Auktionen hätten allerdings nur rd. TEUR ***** Auktionsübererlöse aus dem Jahr 2023 gebracht.

Dazu stellt die Behörde fest, dass das Unternehmen glaubhaft dargestellt hat, dass die Auktionserlöse in den zukünftigen Jahren bei weitem nicht mehr das Niveau des Jahres 2022 erreichen werden. Somit sind die Erlöse auf einem Niveau, das nicht vorab in der Kostenbasis berücksichtigt werden muss und eine Aufrollung im Nachhinein auch ausreichend ist. Daher wird diese Vorabberücksichtigung von Auktionserlösen im Bescheid nicht durchgeführt.

6.8. Aufrollung der Methodengenehmigung aus vergangenen Jahren

Die Aufrollungen der Vergangenheit setzen sich aus 4 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 *****
- Vorläufiger Aufrollbetrag Risikoprämien ab 2013 – TEUR *****

Der vorläufige Aufrollbetrag der Risikoprämien ab 2013 wird – wie auch bereits die Errechnung des Betrages – unverzinst berechnet. Die Behörde setzt den Aufrollzeitraum vorerst mit 15 Jahren fest. Dieser Wert kann zukünftig an die Dauer von Regulierungsperioden angepasst werden. Die jährliche Aufrollung beträgt somit TEUR ***** und der in der nächsten Periode mit finalen Werten für die Jahre 2023 und 2024 zu errechnende Betrag ist um TEUR ***** zu reduzieren und auf die weiteren Regulierungsperioden zu verteilen.

Bei den anderen Aufrollbeträgen 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 2,31 % 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:

Somit kommt es aus diesen Positionen zu einer durchschnittlichen jährlichen Aufrollung von TEUR ***** und einem offenen Restbetrag von TEUR *****.

Stellungnahme und Würdigung

Aufgrund der Änderungen in den vorangegangenen Kapiteln kommt es auch zu Änderungen bei der Übersicht der Aufrollungen für die Jahre 2021 und 2022. Außerdem kommt es auch noch zu einer Anpassung aufgrund einer Richtigstellung einer Verknüpfung, Es wurden bei der Gesamtsumme die Aufrollungen der Jahre 2019 und 2020 nicht hinzugezählt und damit ein zu geringer Aufrollungsbetrag angewandt. Ebenso kommt es auch hier noch zu einer

Aktualisierung des FK-Zinssatzes auf 2,46 %. Daher sehen die Aufrollungen nach
Stellungnahme wie folgt aus:

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

7. Zusammenfassung der Kostenfeststellung

Auf Basis der zuvor beschriebenen Ermittlungsschritte ergibt sich nach Stellungnahmen folgende für die Anerkennung maßgebliche Kostenübersicht in TEUR für die einzelnen Jahre der Regulierungsperiode (vgl. hierzu auch Beilage ./04):

Angaben in TEUR

Im Zuge der Stellungnahme des Unternehmens wurde auch darauf verwiesen, dass das vorläufige Ermittlungsergebnis zu deutlich negativen Ergebnissen ab 2025 führen würde.

Diese Kalkulation war für die Behörde nicht nachvollziehbar und sie hat auf Basis einer nachgereichten Detailaufstellung einige Adaptionen in der Kostenanerkennung vorgenommen. Insbesondere war hierbei auffallend, dass geplante und aufzurollende Erlöse aus Auktionen (mehr als ***** Mio. EUR) nicht abgegrenzt wurden und damit allein die Aufrollung zukünftig unklaren Erlöse einen signifikanten Teil des ausgewiesenen negativen Ergebnisses darstellt.

Nach Anpassungen des vorläufigen Ermittlungsergebnisses und weiteren Bereinigungen stellt sich aus Sicht der Behörde folgendes Bild dar, welches auf den in der Stellungnahme des Unternehmens vom 7. März 2024 vorgebrachten Werten aufbaut. Die Berechnungen stellen eine vereinfachte Analyse der vorgebrachten Zahlen dar. Die Analyse beschränkt sich auf den Fernleitungsbereich des Unternehmens. Erwartete Ergebnisbeiträge der Geschäftsbereiche Verteilernetz und „sonstiger Bereich“ wurden nicht angepasst. Auch wurden keine steuerlichen Effekte mitbetrachtet:

Hierbei zeigt sich, dass allein aus der Differenz zwischen finalem Bescheid und vorläufigem Ermittlungsergebnis eine Verbesserung des Ergebnisses um fast ***** Mio. EUR zu erwarten ist. Weiters ist in der Kalkulation des Unternehmens eine Aufrollung iHv ***** Mio. EUR vorgesehen, die grundsätzlich nicht in diesem Jahr stattfinden wird. In weiterer Folge wird noch eine ermittelte Differenz bei den Abschreibungen iHv ***** Mio. EUR eliminiert, da grundsätzlich die tatsächlichen Abschreibungen abgegolten werden und daher keine Differenz bestehen sollte.

Da von Seiten des Unternehmens weder für das Risiko noch für unstrittige Aufrollungen von Mehrerlösen bilanzielle Vorsorgen getroffen wurden, wirken sich diese Kostenminderungen im

Ausmaß von ***** Mio. EUR (inkl. Aufrollungen über CAPEX) signifikant negativ auf das potentielle Ergebnis des Unternehmens aus.

Auch im Bereich der Fremdkapitalzinsen kommt es zu einer eklatanten Differenz zwischen anerkannten und erwarteten Kosten. Diese kann allerdings auf die Finanzierungsstrategie des Unternehmens zurückgeführt werden, da sich dieses gemäß V ZER G 08/20 gänzlich mittels variabler Verzinsung finanziert. In den zurückliegenden Jahren mit niedrigen Zinsen, führte dies zu niedrigeren Kosten als in der Regulierung mit längerfristigen Durchschnitten kalkulierten angemessenen Kosten. Bei den aktuell steigenden Zinsen wirkt sich diese Entscheidung naturgemäß negativ aus, allerdings ist es eine Unternehmensentscheidung, ob bei der Finanzierung dem regulierten System grundsätzlich gefolgt wird, oder eine andere Finanzierungsstrategie erfolgt, die entsprechende Chancen und Risiken bietet.

Anhand dieser Bereinigungen zeigt sich, dass die Regulierungssystematik grundsätzlich zu positiven Finanzergebnissen für das regulierte Unternehmen führt. Unstrittige Aufrollungen der Vergangenheit, Finanzierungsentscheidungen sowie die Aufrollung der Risikokomponenten bewirken allerdings entsprechend geringere Ergebnisse als in der Vergangenheit.

in Mio. EUR		2013*	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
GCA	Verzinsliches Vermögen	645,2	672,9	646,5	636,0	630,4	631,2	637,6	630,6	632,1	625,2
	Eigenkapital	236,4	267,7	253,3	265,8	247,0	223,9	233,8	238,1	222,7	236,5
	EBIT	88,3	119,5	112,8	116,3	86,4	59,5	78,6	62,9	54,6	54,1
	Gesamtrendite	13,69%	17,76%	17,45%	18,29%	13,71%	9,43%	12,33%	9,97%	8,64%	8,65%
	Jahresüberschuss	125,5	79,0	89,2	92,5	73,6	56,9	68,9	62,3	48,8	38,8
	Eigenkapitalrendite	53,09%	29,51%	35,22%	34,80%	29,80%	25,41%	29,47%	26,17%	21,91%	16,41%
	Referenzzinssatz WACC andere Netzbetreiber (vor Steuer)	6,42%	6,42%	6,42%	6,42%	6,42%	4,88%	4,88%	4,88%	4,88%	4,88%
Referenzzinssatz EK-Zins andere Netzbetreiber (nach Steuer)		6,72%	6,72%	6,72%	6,72%	6,72%	6,12%	6,12%	6,12%	6,12%	6,12%
* BOG GmbH und Anlagen zwischen GCA und TAG bereinigt zur Vergleichbarkeit											

Die Tabelle zeigt, dass das Unternehmen durch die Abgeltung der Mengenrisiken und der Kostenabgeltung anhand von Wiederbeschaffungswerten jährliche Eigenkapitalrenditen (bezogen auf den Eigenkapitalzinssatz) und Gesamtkapitalrenditen (bezogen auf den WACC) erzielen konnte, die weit über den Werten vergleichbarer Netzbetreiber ohne Risikoabgeltung gelegen sind.

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 folgendes Preis-/Mengengerüst für die Energiekosten und Kosten für CO₂-Zertifikate für das Jahr 2024 (im Akt: 2023-08-14-D-000215) übermittelt

Für die Berechnung der indikativen Kosten für die Konsultation gemäß TAR NC gab das Unternehmen diese Kosten mit TEUR ***** an.

Die Behörde geht davon aus, dass das Unternehmen im Jahr 2025 ähnliche Mengen an Energie benötigen wird, wie im Jahr 2024. Deswegen übernimmt die Behörde diese Mengen. Bei den Preisen wurden die Preisentwicklung des Jahres 2024 für das Jahr 2025 beurteilt:

- Beim Strompreis nimmt die Behörde einen durchschnittlichen Wert von 100 € / MWh inkl. aller Nebenkosten wie z.B. Netznutzungsentgelte an.
- Beim Gaspreis nimmt die Behörde einen durchschnittlichen Wert von 36 € / MWh inkl. aller Nebenkosten wie z.B. Aufschlägen von Maklern an.
- Bei Kosten für CO₂-Zertifikate übernimmt die Behörde den Wert des Unternehmens.

Mit diesen Annahmen ermittelt die Behörde Kosten in der Höhe von TEUR *****:

Die Behörde übernimmt die Kosten des Jahres 2025 aus folgenden Gründen als Kostenbasis für die gesamte Regulierungsperiode: Einerseits ist es wahrscheinlich, dass das Unternehmen auch in zukünftigen Auktionen Mengen für die Jahre 2026 und 2027 verkaufen und entsprechend Gas transportieren wird und somit die Energiemengen nicht außerordentlich reduziert werden. Andererseits gibt die neue Methode vor, dass bei einer maßgeblichen Über- oder Unterschreitung der Energiekosten und Kosten für CO₂-Zertifikate von Ist-Kosten zu Plan-Kosten eine entsprechende Erhöhung/Reduktion der geltenden Tarife durchzuführen ist. Dies ist auch im Zusammenhang mit den Änderungen im Mengengerüst (vgl. Kapitel 9) zu sehen. Entsprechende Änderungen bei Kosten und Mengen werden somit mittels Aktualisierung der Entgelte zukünftig abgebildet.

9. Mengengerüst

Da mit dem vorliegenden Bescheid das Mengenrisiko aufgelöst und rückabgewickelt wird, ist im Gegensatz zu vergangenen Bescheiden kein Risikomengengerüst mehr festzustellen. Das Mengengerüst besteht allerdings anders als in der Vergangenheit aus zwei Teilen:

- jenes für Kapazitätsbuchungen und

- jenes für die transportierte Menge.

In beiden Fällen ist ein Planmengengerüst festzustellen, dass 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 sich vor allem aus bereits gebuchten Kapazitäten zusammensetzt. Dementsprechend nehmen die Mengen im Mengengerüst in den einzelnen Jahren 2025, 2026 und 2027 noch weiter ab.

Die Behörde übernimmt das Mengengerüst des Jahres 2025 aus folgenden Gründen als Mengengerüst für die gesamte Regulierungsperiode: Es ist wahrscheinlich, dass das Unternehmen auch in zukünftigen Auktionen Kapazitäten für die Jahre 2026 und 2027 verkaufen wird, die in das bisher übermittelte Mengengerüst noch nicht einberechnet wurden. Zudem gibt die neue Methode vor, dass das Mengengerüst jährlich neu festzustellen ist. Insofern wird dieses hier festgesetzte Mengengerüst jährlich aktualisiert.

9.1. Kapazitäts-Mengengerüst

Das Kapazitäts-Mengengerüst entspricht daher der Übermittlung des Mengengerüsts der Fernleitungsnetzbetreiber für 2025 und sieht daher im vorläufigen Ermittlungsergebnis wie folgt aus:

Entry-/Exit-Punkt	kWh/h
FZK Entry Baumgarten	16.087.777
FZK Entry Oberkappel	10.987.013
FZK Entry Überackern	2.230.891
FZK Entry Moson	0
FZK Entry Petrzalka	0
FZK Entry Murfeld	0
FZK Entry Verteilerggebiet	4.028.400
FZK Exit Baumgarten	4.599.481
FZK Exit Oberkappel	13.795.957
FZK Exit Überackern	324.117
FZK Exit Moson	6.142.392
FZK Exit Petrzalka	0
FZK Exit Murfeld	638.699
FZK Exit Verteilerggebiet	21.422.795
DZK Entry ÜA (OK)	3.357.000
DZK Exit ÜA (OK)	6.431.372
DZK Exit Verteilerggebiet (Bmg)	4.635.629
DZK Exit Verteilerggebiet (OK)	2.378.663
Entry Speicher 7-fields	0
Entry Speicher MAB	8.672.911
Exit Speicher 7-fields	0
Exit Speicher MAB	7.574.727
FZK Exit VG - Auersthal	0
DZK Exit VG - Auersthal	4.635.629
FZK Exit VG - Kirchberg	0
FZK Exit VG - Gr. Göttfritz	0
FZK Exit VG - Rainbach	0
FZK Exit VG - Bad Leonfelden	0
DZK Exit VG - Bad Leonfelden	2.378.663
FZK Exit VG - Arnreith	0
FZK Exit VG - Baumgarten-PVS2	21.422.795
Entry Crossborder Storage Utilization - 7Field	0
Exit Crossborder Storage Utilization - 7Fields	0
Entry Crossborder Storage Utilization - MAB	248.624.407
Exit Crossborder Storage Utilization - MAB	115.011.956
Entry Wheeling Überackern (interruptible)	4.582.144
Exit Wheeling Überackern (interruptible)	4.582.144

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen schreibt in seiner Stellungnahme, dass die Mengen für grenzüberschreitende Speichernutzung erst ex post festgestellt werden und nicht im Mengengerüst aufscheinen dürfen. Die Behörde ändert somit das Mengengerüst entsprechend.

Entry-/Exit-Punkt	kWh/h
FZK Entry Baumgarten	15.458.650
FZK Entry Oberkappel	9.945.577
FZK Entry Überackern	1.871.338
FZK Entry Moson	0
FZK Entry Petrzalka	0
FZK Entry Murfeld	0
FZK Entry Verteilerggebiet	4.028.400
FZK Exit Baumgarten	4.599.481
FZK Exit Oberkappel	13.795.957
FZK Exit Überackern	324.117
FZK Exit Moson	5.747.513
FZK Exit Petrzalka	0
FZK Exit Murfeld	638.699
FZK Exit Verteilerggebiet	21.422.795
DZK Entry ÜA (OK)	3.357.000
DZK Exit ÜA (OK)	6.431.372
DZK Exit Verteilerggebiet (Bmg)	4.635.629
DZK Exit Verteilerggebiet (OK)	2.378.663
Entry Speicher 7-fields	0
Entry Speicher MAB	7.991.749
Exit Speicher 7-fields	0
Exit Speicher MAB	7.259.626
FZK Exit VG - Auersthal	0
DZK Exit VG - Auersthal	4.635.629
FZK Exit VG - Kirchberg	0
FZK Exit VG - Gr. Göttfritz	0
FZK Exit VG - Rainbach	0
FZK Exit VG - Bad Leonfelden	0
DZK Exit VG - Bad Leonfelden	2.378.663
FZK Exit VG - Arnreith	0
FZK Exit VG - Baumgarten-PVS2	21.422.795
Entry Wheeling Überackern (interruptible)	4.582.144
Exit Wheeling Überackern (interruptible)	4.582.144

9.2. Mengengerüst für transportierte Mengen

Entsprechend der geänderten Referenzpreismethode (im Akt 2024-02-02-D-000500) sowie der Kostenermittlungsmethode (Beilage .01) wird das Mengengerüst für transportiertes Gas wie folgt festgesetzt:

Flussrichtung	Entry-/Exit-Punkt	kWh
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	Mosonmagyaróvár	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

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 eine Eingabegebühr von **EUR 30,00** gemäß § 14 TP 6 Abs. 5 Z 1 lit. b Gebührengesetz 1957, BGBl. Nr. 267/1957 idgF, iVm § 2 BuLVwG-EGebV, BGBl. II Nr. 387/2014 idgF, fällig. Es wird ersucht, die Gebühr unter Angabe des Verwendungszwecks durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gem § 1 Abs. 3 BuLVwG-EGebV, 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 29.05.2023

Der Vorstand

(Beilagen nicht Teil der Veröffentlichung)