

V MET G 02/24 (unverbindliche öffentliche Fassung)

Methodenregulierung; Gas Fernleitungsnetzbetreiber; Kostenfeststellung; Effizienzvorgabe

B E S C H E I D

In dem von Amts wegen eingeleiteten Verfahren zur Feststellung der Kosten und des Mengengerüsts der TAG GmbH für das Jahr 2026 ergeht gemäß § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 7/2022, iVm § 69 Abs. 1 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011 idF BGBl. I Nr. 145/2023, nachstehender

I. Spruch

Spruchpunkt 1:

- a. Die der Berechnung der Tarife gemäß § 82 Abs. 1 GWG 2011 zugrundeliegenden Kosten für Verdichterenergie und Kosten für CO₂-Zertifikate werden für das Jahr 2026 mit EUR 5.510.709,00 festgestellt.
- b. Die übrigen, der Berechnung der Tarife gemäß § 82 Abs. 1 GWG 2011 zugrundeliegenden Kosten werden für das Jahr 2026 mit EUR°176.990.959,35 festgestellt.

Spruchpunkt 2:

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

Mengengerüst für das kapazitätsbasierte Entgelt

Entry-/Exit-Punkt	kWh/h
FZK Entry Baumgarten	8.239.697
FZK Entry Arnoldstein	6.234.139
FZK Exit Arnoldstein	6.683.747
FZK Exit Verteilergbiet	3.562.672
FZK Exit VG-Kärnten	471.871
DZK Entry Arnoldstein (VG)	521.331
Eggendorf	1.111.503
Grafendorf	166.731
St. Margarethen	221.439
Weitendorf	1.952.543
Sulmeck-Greith	110.456
Ettendorf	55.223
Waisenberg	22.022
Ebenthal	110.087
Finkenstein	284.539

Mengengerüst für das mengenbasierte Entgelt

Entry-Exit-Punkt	MWh
Entry Point Baumgarten	
Exit Point Arnoldstein	6.785.000
Exit Point Distribution Area	7.935.142
Entry Point Arnoldstein	10.071.000

Spruchpunkt 3:

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

II. Begründung

Inhaltsverzeichnis

I.	Spruch	2
II.	Begründung	4
1.	Verfahrensablauf.....	5
1.1.	Vorverfahren, Antrag der Netzbetreiberin und Eröffnung des Verfahrens	5
1.2.	Parteiengehör zum TCB21	6
1.3.	Übermittlung vorläufiger angemessener Kosten und Stellungnahmen zu TCB21	6
1.4.	Stellungnahmen zum vorläufigen Ermittlungsergebnis	6
1.5.	Verfahren nach Stellungnahme	7
2.	Rechtslage und Rahmenbedingungen für die Kosten- und Mengenermittlung für Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 69 Abs. 2 GWG 2011	7
3.	Rahmenbedingungen für Kosten- und Mengenermittlung für Fernleitungsnetzbetreiber gem. § 82 GWG 2011	12
4.	Überprüfung der Methode 2020 – notwendige Aufrollungen 2023	14
4.1.	Vermarktete Kapazitäten	14
4.2.	Auktionen	16
4.3.	Unterbrechbare Transportverträge	17
4.4.	Sonstige Erlöse und Erträge	17
4.5.	CAPEX (Abschreibungen und Finanzierungskosten)	17
4.6.	Kosten des Marktgebietsmanagers (MGM) und der Regulierung.....	18
4.7.	Schiedsgerichtskosten	18
4.8.	Projekte Kapitel VI	19
4.9.	COVID-Kosten	19
4.10.	Zusätzliche Anreize.....	19
4.11.	Weitere nicht beeinflussbare Kosten – Stellungnahme und Würdigung	21
4.12.	Aufzinsung von Änderungen bei CAPEX und Projekten Kapitel VI	22
4.13.	Zusammenfassung der Ergebnisse	23
5.	Überprüfung der Methode 2020 – notwendige Aufrollungen 2024	23
5.1.	Vermarktete Kapazitäten	24
5.2.	Auktionen	24

5.3.	Unterbrechbare Transportverträge	24
5.4.	Kosten des Marktgebietsmanagers (MGM) und der Regulierung.....	25
5.5.	Zusammenfassung der Ergebnisse	25
6.	Ergebnis der Anwendung der Methode 2024 gem. § 82 GWG 2011	25
6.1.	Rückabwicklung des Mengenrisikos	25
6.2.	Berechnung der Finanzierungskosten und Abschreibungen („CAPEX“)	27
6.3.	Berücksichtigung von Synergien gemäß § 80 Abs. 4 GWG 2011 („IRAB“)	30
6.4.	Betriebskosten	30
6.5.	Kosten des Marktgebietsmanagers und der Regulierung	43
6.6.	Schiedsgerichtskosten und Forschungsbudget	43
6.7.	Sonstige Erlöse und Erträge	44
6.8.	Aufrollung der Methodengenehmigung aus vergangenen Jahren	44
7.	Zusammenfassung der Kostenfeststellung.....	46
8.	Energiekosten und Kosten für CO ₂ -Zertifikate	47
9.	Mengengerüst	48
9.1.	Kapazitäts-Mengengerüst	48
9.2.	Mengengerüst für Arbeitsentgelt.....	49
III.	Rechtsmittelbelehrung	50
IV.	Gebührenhinweis	51

1. Verfahrensablauf

1.1. Vorverfahren, Antrag der Netzbetreiberin und Eröffnung des Verfahrens

Mit Bescheid vom 29. Mai 2024 (V MET G 02/20) wurde für die TAG GmbH („das Unternehmen“, „die Netzbetreiberin“ bzw. kurz: **TAG**) von Amts wegen für den Zeitraum 1. Jänner 2025 bis zum 31. Dezember 2027 eine Methode genehmigt (**FNB-Methode**, Beilage /01) sowie die Kosten und das Mengengerüst für das Jahr 2025 gem. § 69 Abs. 2 GWG 2011 festgestellt.

Mit Schreiben vom 29. August 2024 beantragte die TAG GmbH (**TAG**) die Eröffnung des „Kostenprüfungsverfahren[s] für die 5. Periode für Fernleitungsnetzbetreiber von 1. Jänner 2025 bis 31. Dezember 2027 für TAG GmbH gemäß § 69 iVm § 82 GWG 2011“.

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

Mit Schreiben vom 24. September 2024 hat das Unternehmen einen neuen, verbesserten Antrag übermittelt, in dem es fordert, „*der Vorstand der E-Control möge die Kosten und das Mengengerüst für das Jahr 2026 § 69 Abs 2 iVm § 82 GWG 2011 feststellen.*“

1.2. Parteiengehör zum TCB21

Zum Zeitpunkt des Beschlusses des Bescheids V MET G 02/20 war das europäische Benchmarking der (Gas-Fernleitungs-)Netzbetreiber „TCB21“ unter der Ägide des Rats der Europäischen Energieregulierungsbehörden (*Council of European Energy Regulators* bzw. **CEER**) noch nicht abgeschlossen.

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

1.3. Übermittlung vorläufiger angemessener Kosten und Stellungnahmen zu TCB21

Am 14. Februar 2025 wurden Kostenberechnungen in Form eines vorläufigen Ermittlungsergebnisses gemeinsam mit den eingelangten Stellungnahmen zu den Ergebnissen von TCB21 dem Parteiengehör mit Stellungnahmefrist 7. März 2025 unterzogen. Dabei übermittelte die RegB auch das von behördlicher Seite zum TCB21 eingeholte Gutachten von Frontier Economics GmbH und den KPMG-Bericht zum TCB21.

1.4. Stellungnahmen zum vorläufigen Ermittlungsergebnis

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

1.4.1. Stellungnahme BAK

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

Vor dem Hintergrund der steigenden Kostentragung durch das Inland betont die BAK nochmals die Anmerkungen, die sie im letzten Jahr bei der Reform der Regulierungsmethode geäußert hat, im speziellen weist sie auf die Notwendigkeit der Aufrollung der Risikoabgeltung im Zuge der Risikoübernahme durch das Netzbenutzerkollektiv hin. Aufgrund der weiterhin

steigenden Netzentgelte sei eine möglichst effiziente Mittelverwendung wichtiger denn je. Deswegen begrüßt die BAK die Einbeziehung der TCB21 Benchmarking-Ergebnisse und verweist nochmals auf die bereits abgegebene Stellungnahme zu diesem Thema. Das von der Behörde eingeholte zusätzliche Gutachten wie auch das Audit-Ergebnis der KPMG bestärken die BAK in ihrer Zustimmung zur Anwendung des individuellen Produktivitätsfaktors.

Die weiteren Punkte der Stellungnahme werden in den jeweiligen späteren Kapiteln behandelt.

1.4.2. Stellungnahme WKÖ

Die WKÖ bringt in ihrer Stellungnahme vor, dass es bei der Festlegung der Gebühren der Netze ihre Aufgabe sei, die Interessen der Kunden zu vertreten. Aufwände seien auf das betriebswirtschaftlich sinnvolle Ausmaß zu begrenzen, eingesparte Kosten an die Kunden (im Wege der Verteilnetzbetreiber) weiterzugeben. Insbesondere sei ein effizienter Netzbetrieb im Interesse der Kunden, weshalb systematisch Anreize dahingehend gesetzt werden müssten.

Die weiteren Punkte der Stellungnahme werden in den jeweiligen späteren Kapiteln behandelt.

1.4.3. Stellungnahme TAG

Das Unternehmen weist in seiner Stellungnahme darauf hin, dass es gegen den Bescheid des Vorstands der E-Control vom 29.05.2024, zugestellt am 29.05.2024, GZ V MET G 02/20, Beschwerde gemäß Artikel 130 Abs 1 Z 1 iVm 132 Abs 1 Z 1 B-VG erhoben habe. Deswegen steht für das Unternehmen die Anwendung der Methode aus diesem Verfahren unter dem Vorbehalt des oben genannten anhängigen Verfahrens, GZ W282 2297982-1/2Z.

Die weiteren Punkte der Stellungnahme werden in den jeweiligen späteren Kapiteln behandelt.

1.5. Verfahren nach Stellungnahme

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

Es wurden keine Repliken auf die Stellungnahmen eingebracht.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

„Artikel 17

Entgelte für den Netzzugang

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

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

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

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

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

¹ Verordnung (EU) 2024/1789 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 und (EU) 2022/869 sowie des Beschlusses (EU) 2017/684 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Neufassung), ABl. Reihe L vom 15.7.2024.

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

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

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

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

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

Nach den innerstaatlichen formellen Voraussetzungen werden gemäß § 70 Abs. 1 zweiter Satz GWG 2011 die Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz durch die Regulierungskommission (siehe § 12 Abs. 2 Z 2 E-ControlG) auf Basis der vom Vorstand (siehe § 7 Abs. 1 E-ControlG) festgestellten Kosten und der Methode gemäß § 82 GWG 2011 mit Verordnung in Kraft gesetzt. Der Verordnungserlassung hat gemäß § 70 Abs. 3 GWG 2011 ein Stellungnahmeverfahren voranzugehen. Gemäß § 19 Abs. 2 Z 2 E-ControlG ist vor Erlassung der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (**GSNE-VO**) 2013 der zur Beratung u.a. in diesen Angelegenheiten eingerichtete Regulierungsbeirat zu hören.

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

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

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

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

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

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

Der Bescheid besteht aus drei unterschiedlichen Komponenten: Es ist eine Komplettaufrollung des Jahres 2023 und eine Teilaufrollung des Jahres 2024 für die bisher auf Basis der genehmigten Methoden festgestellten Kosten für die vierte Regulierungsperiode durchzuführen. Zudem werden die Kosten und das Mengengerüst für das Jahr 2026 auf Basis der gültigen Methode gem. § 82 GWG 2011 (in V MET G 02/20 festgelegt; in der Folge: „Methode 2024“) festgestellt.

Für die **Aufrollungen der Kosten der Jahre 2023 und 2024** (vierte Regulierungsperiode) kommen die Vorgaben der vierten Regulierungsperiode (gültig bis Ende 2024) zur Anwendung. Diese wurden mit Bescheid des Vorstands der E-Control vom 22. April 2020 (V MET G 02/17; in der Folge: „Methode 2020“) festgelegt. Entsprechend der Methode 2024 erfolgt für das Jahr 2024 eine Teilaufrollung.

Die Aufrollung der Verdichterenergiekosten und der Kosten für CO₂-Zertifikate wird auch in diesem Verfahren ausgesetzt. Das Unternehmen hat während der vierten Regulierungsperiode drei Mal um eine Anpassung der Kostenbasis diese Kosten betreffend beantragt. Diesen Anträgen wurde in den Bescheiden V MET G 02/21 und V MET G 02/22 nachgekommen. Der Antrag im Rahmen des Verfahrens V MET G 02/23 wurde abgewiesen. Aufgrund dieser neuen Kostenausgangsbasis wurde von der Regulierungskommission ein Arbeitsentgelt in der Fernleitung eingeführt. Da dieses jedoch erst während des Jahres 2022 eingeführt wurde, hatte das Unternehmen zum Ende des Jahres 2022 noch eine Unterdeckung seiner genehmigten Kosten. Im Jahr 2023 – als das Arbeitsentgelt das ganze Jahr eingehoben wurde – konnte das Unternehmen diese Unterdeckung Berechnungen der Behörde zufolge überkompensieren. Die Entwicklung des Jahres 2024 ist noch unklar, da derzeit noch keine finalen Daten bei der Regulierungsbehörde vorliegen. Es ist davon auszugehen, dass das Unternehmen im Jahr 2024 wieder eine Überdeckung hat, da die Kostenausgangsbasis für große Transportmengen berechnet war und das Unternehmen im Jahr 2024 bei weitem geringere Transporte durchgeführt hat. Da es jedoch zu erwarten ist, dass sich aufgrund der getroffenen Maßnahmen bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode diese initiale Unterdeckung zum Großteil auflösen bzw. ins Gegenteil wandeln wird, verschiebt die Behörde die Aufrollung der Kosten für Verdichterenergie und CO₂-Zertifikate in das nächste Verfahren zur Überprüfung der Methode des Netzbetreibers. Zu diesem Zeitpunkt wird die 4. Regulierungsperiode auf Basis der Methode 2020 abgeschlossen sein und die Kosten und

Erlöse können abschließend beurteilt werden. Daher werden in diesem Verfahren allfällige Über- bzw. Unterdeckungen hieraus nicht berücksichtigt. Dabei werden auch die Feststellungen der Bescheide V MET G 02/21, V MET G 02/22 und V MET G 02/23 berücksichtigt, in denen bereits Feststellungen zur Aufrollung der Jahre 2019 – 2021 getroffen wurden.

In den nachfolgenden Kapiteln werden erforderliche Aufrollungen aus den Jahren 2023 (Kapitel 4), 2024 (Kapitel 5) und die Kostenfeststellung für das Jahr 2026 (Kapitel 6) beschrieben. In Kapitel 7 erfolgt die zusammengefasste Darstellung der ermittelten Kosten für die Festlegung von Kapazitätsentgelten.

Kapitel 8 behandelt in weiterer Folge die Kosten für Verdichterenergie und Kosten für CO₂-Kompensationen und in Kapitel 9 werden die Mengen für die Entgeltermittlung zusammengefasst.

4. Überprüfung der Methode 2020 – notwendige Aufrollungen 2023

Die Methode 2020 (vgl. Beilage ./02) ist befristet bis zum 31. Dezember 2024 gültig. Somit ist sie in den Jahren 2021 bis 2024 anzuwenden. Da bis zur Erstellung des Bescheides V MET G 02/20 lediglich die Jahresabschlüsse der Jahre 2021 und 2022 überprüfbar vorhanden waren, wurden in diesem Bescheid nur diese Jahre einer Überprüfung unterzogen. Gemäß der mit Bescheid V MET G02/20 genehmigten Methode sollen die verbleibenden beiden Jahre so rasch wie möglich aufgerollt werden. Dazu werden in diesem Bescheid sowohl das gesamte Jahr 2023 aufgerollt als auch die im Kapitel 14.2 der Methode 2024 genannten Punkte für das Jahr 2024. Dies erfolgt im Kapitel 5.

Die mit Bescheid V MET G 02/17 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 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 Energiekosten;
- Zielerreichung bei zusätzlichen Anreizen;
- Schiedsgerichtskosten und
- Projekte Kapitel VI.

Die jeweiligen Berechnungen zu den einzelnen Unterkapitel befinden sich in der Beilage ./04 und können dort nachvollzogen werden.

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

4.1. Vermarktete Kapazitäten

Das Unternehmen hat für 2023 seine vermarkteten Kapazitäten bekannt gegeben. Diese wurden von der Behörde überprüft und werden als plausibel angesehen. Das Unternehmen hat bei den verkauften Kapazitäten bei weitem nicht jenen Wert erreicht, den ihm das

Risikomengengerüst vorgibt. Bei der Risikoberechnung im Verfahren V MET G 02/11 wurden bei der Risikoberechnung jedoch nicht alle Kosten des Unternehmens berücksichtigt: Verdichterenergiekosten und Kosten für CO₂-Zertifikate sind nicht in die Berechnung eingeflossen und tragen daher kein Risiko. Daher sind die gesamten Erlöse aufzuteilen in risikobehaftete Erlöse und nicht risikobehaftete Erlöse.

Die Berechnung dazu sieht wie folgt aus:

Da die Ausgleichszahlung für das Unternehmen eine Zahlung darstellt, die kein Ausfallsrisiko im Sinne von „Verträge werden nicht verlängert“ trägt, reduziert diese die nicht risikobehafteten Erlöse.

Somit stellt sich die Aufrollung der Kapazitätserlöse wie folgt dar:

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

Stellungnahme des Unternehmens und Würdigung

TAG kritisiert in seiner Stellungnahme die Berechnung der Behörde bezüglich der Aufteilung „risikobehaftet/nicht risikobehaftet“. Dabei stellt das Unternehmen eine Verbindung zwischen nicht kontrollierbaren Kosten und Erlösen, die keinem Risiko unterliegen dürfen, her. Dazu verweist das Unternehmen auch auf eine Tabelle aus dem Jahr 2020, die der Behörde vorgelegt worden wäre und zu dieser eine positive Stellungnahme von der Behörde erteilt worden wäre.

Dazu stellt die Behörde fest, dass es für erzielte oder nicht erzielte Erlöse nicht relevant ist, ob diese für beeinflussbare oder nicht beeinflussbare Kosten erzielt werden. Der vom Unternehmen hergestellte Zusammenhang ist somit nicht gegeben. Relevant für die Kategorisierung „risikobehaftet“/„nicht risikobehaftet“ ist lediglich die ursprüngliche Berechnung des Risikos. Die relevante Frage in diesem Zusammenhang ist jene, in welche Kategorie die jeweilige Kostenart bei der Risikoberechnung eingeflossen ist. Bei der ursprünglichen Berechnung wurden lediglich die Kosten für Verdichterenergie und für CO₂-Zertifikate von der Risikoberechnung ausgenommen. Somit sind auch bei der jetzigen Betrachtung, welcher Anteil (nicht) risikobehaftet ist, lediglich diese Kosten als nicht risikobehaftet zu beurteilen. Für alle weiteren vom Unternehmen angegebenen Kosten – und dabei ist die Zuordnung auf „beeinflussbar“ oder „nicht beeinflussbar“ irrelevant, da diese Unterscheidung auch nicht bei der ursprünglichen Berechnung des Risikos festgestellt worden

ist – ist auch bei der rückblickenden Betrachtung keine derartige Unterscheidung durchzuführen.

Zum vom Unternehmen angeführten Schreiben der Behörde stellt die Behörde fest, dass sie auch in diesem Schreiben bereits die Meinung vertreten hat, dass *„es nur korrekt sein kann, wenn das vom Unternehmen getragene Risiko mit der dem Unternehmen gewährten Risikoprämie übereinstimmt“*. Dies ist jedoch nur der Fall, wenn – wie oben beschrieben – jene Kosten in die Risikobetrachtung einfließen, die auch bei der ursprünglichen Berechnung eingeflossen sind. In die Risikoberechnung des Bescheides V MET G 02/12 flossen Kosten in der Höhe von TEUR *****. Die im Bescheid festgestellten restlichen jährlichen Kosten (das sind jene Kosten ohne den Verdichterenergiekosten und Kosten für CO₂-Zertifikate) TEUR *****. Es sind somit in die Berechnung des Risikos bereits mehr als alle sonstigen Kosten eingeflossen – eine weitere Reduktion dieser vom Risiko getragenen Kosten um nicht beeinflussbare Kosten würde nur dafür sorgen, dass das vom Unternehmen getragene Risiko geringer wäre, als für die Berechnung der gewährten Risikoprämie angenommen wurde.

Außerdem stellt das Unternehmen die Behauptung auf, es sei nicht korrekt, dass für die TAG die Ausgleichszahlung mit keinem Risiko verbunden sei. Die diesbezügliche Begründung des Unternehmens ist nicht nachvollziehbar. Tatsache ist, dass der von der Gas Connect Austria GmbH (GCA) zu zahlende entsprechende Betrag in der G SNE-VO vorgeschrieben wird und somit einen rechtlichen Titel für das Unternehmen darstellt, den das Unternehmen notfalls gerichtlich eintreiben kann. Ein Konkurs der GCA – und somit ein Ausfall der Zahlung an die TAG aus diesem Grund – ist in einem regulatorischem Umfeld fast auszuschließen. Ein derartiges Risiko ist so gering, dass hierfür jedenfalls keine Abgeltung vernünftig berechenbar und somit erforderlich ist. Im Übrigen ist es auch unmöglich, dass bei dieser Zahlung eine Kapazität nicht weiter gebucht wird – da es sich dabei schlicht um keine Kapazitätsbuchung handelt.

Somit sind die Ausführungen des Unternehmens zu verwerfen und ist keine Anpassung an der Berechnung der Behörde vorzunehmen.

4.2. Auktionen

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

Dieser Wert 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. Da sich mit der neuen Methode V MET G 02/20 jedoch die Parameter geändert

haben reduzieren diese Erlöse nicht die zukünftigen Investitionen, sondern werden über die normale Aufrollung kostenmindernd berücksichtigt.

4.3. Unterbrechbare Transportverträge

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

Wie in Kapitel 4.2 beschrieben, werden diese Erlöse mittels einer Aufrollung über das Regulierungskonto anstelle eines Abzugs bei zukünftigen Investitionen bei der Kostenermittlung berücksichtigt.

Stellungnahme des Unternehmens und Würdigung

Hier merkt das Unternehmen als eine begriffliche Klarstellung an, dass das Regulierungskonto erst mit 1. Jänner 2025 in Kraft getreten ist und deswegen diese Kapazität vor dem 1. Jänner 2025 über eine normale Aufrollung zu berücksichtigen ist.

Die Behörde verweist dazu auf Ausführungen und Gutachten des Verfahrens V MET G 02/20 und stellt außerdem fest, dass diese begrifflichen Abweichungen keine finanziellen Auswirkungen auf die Kosten des Bescheides haben.

4.4. Sonstige Erlöse und Erträge

Bei diesen Erlösen handelt es sich v.a. um Erlöse aus Verkauf der Abwärmeenergie der Anlage in Weitendort und 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 wie folgt aus:

4.5. CAPEX (Abschreibungen und Finanzierungskosten)

Bei den CAPEX (Capital expenditure; Finanzierungskosten und Abschreibungen) wurden im Bescheid V MET G 02/17 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.

Bezüglich der Kapazitätsaufrollungen wünschte das Unternehmen im Bescheid V MET G 02/17 dezidiert eine Aufrollung über zukünftige Investitionen. Diese bereits auf diesem Weg gestartete Vorgehensweise wird hier fortgesetzt.

Wie schon beim Wunsch des Unternehmens im Verfahren V MET G 02/17 verwendet die Behörde auch die Übererlöse der Jahre 2019 und 2020 für eine Reduktion der CAPEX. Deswegen reduzieren die Übererlöse der Jahre 2019 bis 2022 die CAPEX.

Bei der Ermittlung der CAPEX ist zu beachten, dass aus der Methodenaufrollung der bis 2012 gültigen Methode noch die Aufrollung der kumulierten Reserve nicht abgeschlossen ist und in dieser Regulierungsperiode weiterzuführen ist. Im Verfahren V MET G 02/12 wurde eine kumulierte Reserve in der Höhe von TEUR ***** festgestellt, die über zwölf Jahre von den Investitionen abzuziehen ist. Zusätzlich ist aus dem Verfahren V MET G 02/13 ebenso eine kumulierte Reserve berechnet worden, die zum Wert des Verfahrens V MET G 02/12 hinzugerechnet wird. Da der eigenkapitalfinanzierte Anteil der RAB einer Aufwertung von ***** % unterliegt, ist diese Aufwertung auch bei 40 % der kumulierten Reserve durchzuführen. Die entsprechenden Werte für die Abzugsposition bei den Investitionen betragen somit (in TEUR):

Dadurch stellen sich die Aufrollungen für Abschreibungen und Finanzierungskosten wie folgt dar:

4.6. Kosten des Marktgebietsmanagers (MGM) und der Regulierung

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

Auf Basis der durchschnittlichen eingespeisten Mengen der Jahre 2016 bis 2018 wurden dem Unternehmen 63,7 % der MGM-Kosten inkl. Regulierungskosten iHv TEUR ***** p.a. gemäß Bescheid V MET G 02/17 für die vierte Regulierungsperiode zugerechnet. Daraus ergibt sich folgende Berechnung für die Aufrollung der genannten Kosten:

4.7. Schiedsgerichtskosten

Dem Unternehmen wurden in der Methode V MET G 02/17 TEUR ***** jährlich für Schiedsgerichtskosten anerkannt. Das Unternehmen beantragte für das Jahr 2023 TEUR ***** als anzuerkennende Kosten. Daraus ergibt sich folgende Berechnung für die Aufrollung der genannten Kosten:

4.8. Projekte Kapitel VI

Das Unternehmen reichte für das Jahr 2023 keine Kosten ein. Daraus ergibt sich folgende Berechnung für die Aufrollung der genannten Kosten:

4.9. COVID-Kosten

Für das Jahr 2023 werden folgende COVID-Kosten anerkannt (in TEUR):

Üblicherweise werden Kostenentwicklungen im Rahmen des Kostenpfades nicht separat berücksichtigt, da diese dem System der Anreizregulierung – Entkoppelung der anerkannten Kosten von den tatsächlichen Kosten – nicht entsprechen würde. In diesem Fall handelt es sich allerdings um außerordentliche einmalige Aufwendungen in geringer Höhe, weshalb diese zusätzlichen Aufwendungen berücksichtigt werden können.

4.10. Zusätzliche Anreize

Im Verfahren V MET G 02/17 wurden in der 4. Regulierungsperiode ab 2021 dem Unternehmen gemäß der Methode operative Anreize in der Höhe von 5 % der OPEX als zusätzliche Kostenposition anerkannt. Die detaillierten Zielvorgaben wurden jedoch erst im Jahr 2022 ausformuliert.

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

Da der Behörde jedoch zumindest bekannt ist, dass das Unternehmen im Jahr 2023 trotz Aufforderung der Behörde nicht rechtzeitig einen ersten Methodenentwurf eingereicht hat, hat es auch bei den Fristen zur Behördenzusammenarbeit den Zielerreichungsgrad von 100 % nicht erzielt.

Das Unternehmen wurde am 3. Februar 2023 aufgefordert, bis Ende März 2023 einen Methodenentwurf zu übermitteln. Dieser Aufforderung kam das Unternehmen nicht nach. Somit hat die Behörde am 4. April 2023 erneut eine Aufforderung übermittelt mit einer Frist bis zum 14. April 2023 und auf Antrag des Unternehmens wurde sie nochmals bis zum 21. April 2023 verlängert. An diesem Tag wurden dann die Unterlagen übermittelt. Da das Unternehmen keine Fristerstreckung beantragte und die Unterlagen nicht übermittelte, ist der Tatbestand der nicht rechtzeitigen Übermittlung von Unterlagen gegeben und können keine 100 % Zielerreichung erreicht worden sein. Die Behörde war im vorläufigen Ermittlungsergebnis bei der Berücksichtigung der oben genannten Daten großzügig und hat

die Unterlagen lediglich um 4 Tage als verspätet übermittelt angesehen – das ist jener Zeitraum, bis zu dem die Behörde nochmals die Übermittlung einforderte.

Weiters bedeutet entsprechend den Zielvorgaben die Nicht-Erreichung des ISO-Zertifikates, dass dies nicht mit EUR 0 angesetzt wird, sondern dass die 5 % als Malus angesetzt werden.

Stellungnahmen der Verfahrensparteien und Würdigung

Aus Sicht der BAK erscheine der Zielerreichungsgrad von ***** % bei den „Fristen Behördenzusammenarbeit“ als unangemessen hoch. Netznutzer:innen würden hier schließlich einen sechststelligen Betrag dafür bezahlen, obwohl eines der zentralsten Dokumente der Regulierung der Fernleitungsnetzbetreiber erst nach mehrmaliger Fristerstreckung und verspätet eingebracht wurde.

Die WKÖ betont in ihrer Stellungnahme, dass Anreize aus Sicht der Sparsamkeit nur dann gerechtfertigt sind, wenn außergewöhnliche Sonderleistungen vorliegen, die im Vergleich mit einem ordentlich, kaufmännisch rationell geführten Betrieb deutlich herausragen. Eine Erfüllung der normalen bzw. gesetzlich vorgegebenen Aufgabenstellungen eines Netzbetreibers sollte nicht bonifiziert werden. Aus diesem Grund sehen die WKÖ die Anreize für „Teilnahme an CEER Studien (insb TCB21)“ und „Fristen Behördenzusammenarbeit“ kritisch. Eine Teilnahme an einem Effizienzvergleich sollte selbstverständlich sein. Auch habe der Kunde keinen Vorteil daraus, dass der Netzbetreiber die behördlich gesetzten Fristen einhält – es entstehen ihm daraus nur Kosten, die er zu tragen hat. Als Konsequenz daraus sollte zumindest das Zählen der Frist für die verspätete Datenübermittlung mit dem Ablauf der ersten gesetzten Frist beginnen, weswegen dieses Ziel nur zu ***** % erfüllt sei.

Das Unternehmen legt in seiner Stellungnahme dar, dass der Prozess der Methodenerstellung ein sehr aufwendiger Prozess gewesen sei mit immer wieder eingetretenen Zeitverzögerungen. Dabei habe es sich überdies mit dem zweiten Netzbetreiber abstimmen müssen. Außerdem wäre es vollkommen unmöglich gewesen, zu diesem Zeitpunkt bereits eine fertige Methode zu übermitteln. Aus all diesen Gründen wäre TAG immer ihrer Verpflichtung zur Kooperation mit E-Control – und damit der verwaltungsverfahrenrechtlichen Mitwirkungspflicht – nachgekommen und wären folglich keine Abzüge bei den zusätzlichen Anreizen vorzunehmen.

Den Ausführungen des Unternehmens zur Übermittlung einer fertigen Methode ist entgegenzuhalten, dass diese von der RegB zu diesem Zeitpunkt gar nicht eingefordert wurde, sondern lediglich „Wünsche/Vorstellungen/ein Erstentwurf“. Ob die Übermittlung einer fertigen Methode zum damaligen Zeitpunkt möglich gewesen wäre, ist daher nicht von Relevanz. Ebenso irrelevant für die Belohnung einer zeitgerechten Erstübermittlung sind die danach im Methodenerstellungsprozess eingetretenen zeitlichen Verzögerungen.

Auch die vom Unternehmen angesprochene verwaltungsverfahrenrechtliche Mitwirkungspflicht wäre – sofern man diese als hinreichend erfüllt betrachtet – für die Gewährung eines Bonus aus Sicht der RegB nicht von Relevanz. Wie die WKÖ zutreffend vorbringt sollen Boni außergewöhnliche Leistungen belohnen und nicht bloß die Erfüllung der normalen oder gesetzlichen Aufgabenstellungen.

Schließlich ist auch der Umstand, wonach die FNB eine gemeinsame Methode vorzuschlagen haben, hierbei für die Behörde kein Argument, welches gegen eine Reduktion des Zielerreichungsgrades spricht. Um mit den Boni einen wirksamen Anreiz zu setzen, muss das Risiko der Erreichung grds. beim Unternehmen liegen, auch wenn dieses hierbei auf die Mitwirkung von Dritten angewiesen ist. Das Unternehmen hätte es demnach aus Sicht der RegB in der Hand gehabt, auf eine zeitgerechte Beteiligung Dritter, wie weitere FNB, hinzuwirken.

Insofern ist auch dem Argument der WKÖ zu folgen, wonach bei Beurteilung der Zielerreichung auf die ursprüngliche Frist abzustellen ist und korrigiert die Zielerreichung auf *****.

Daher sieht die Tabelle für die Aufrollung der Anreize nach Stellungnahmen wie folgt aus:

Und die Aufrollung insgesamt wie folgt:

4.11. Weitere nicht beeinflussbare Kosten – Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen fordert weitere nicht beeinflussbare Kosten außerhalb des Regulierungspfades:

Die Behörde verweist hinsichtlich der Anerkennung dieser zusätzlichen Kosten auf die gemäß § 82 GWG 2011 genehmigte Methode. Demnach erfolgt die Feststellung der operativen Kosten grundsätzlich auf Basis der im Verfahren V MET G 02/17 festgestellten Kosten, die während der Regulierungsperiode entsprechend dem vordefinierten Regulierungspfad (der sich insbesondere aus den Zielvorgaben und der Inflation ergibt) für die gesamte Regulierungsperiode bestimmt werden. Um den Zweck der Anreize nicht zu vereiteln, können darüberhinausgehende, zusätzliche Kosten während der Regulierungsperiode nicht berücksichtigt werden.

Stellungnahme des Unternehmens und Würdigung

Das Unternehmen vertritt in seiner Stellungnahme die Meinung, dass zusätzliche Kosten aus neuen Berichtspflichten und Aktivitäten, die für die Realisierung einer zukunftssicheren Infrastruktur erforderlich sind und deren Ausmaß zu dem Zeitpunkt der Methodenerstellung noch nicht absehbar waren, nicht im Widerspruch zu § 82 GWG 2011 stünden. Im Gegenteil würde Kapitel II.5 der im Jahr 2023 gültigen Methode festlegen, dass in den OPEX *weitere noch zu bestimmende nicht beeinflussbare Kosten* enthalten sein können. Weiteres legt sie fest, dass *jegliche Abweichungen der nicht beeinflussbaren operativen Kosten ...gemäß Kapitel II.15 einer allfälligen Aufrollung unterzogen werden*.

Schlussendlich folgert das Unternehmen, dass es sich beim Sustainability reporting und bei der Hydrogen Study um nicht beeinflussbare Kosten handeln würde und deswegen seien diese Kosten zusätzlich anzuerkennen und aufzurollen.

Aus Sicht der RegB ist es für die Beurteilung der Beeinflussbarkeit von Kosten nach der Methode für 2023 jedoch grds. unbeachtlich, ob die Kosten im Zeitpunkt der Methodenerstellung bereits absehbar waren, oder nicht. Auch wenn Kosten wegen neuen Anforderungen erst während der Periode aufkommen, bedeutet dies schließlich noch nicht, dass das Unternehmen keine Möglichkeit hätte, diese effizient und kostenschonend abzudecken. Jeder auch nur beiläufig mit derartigen Studien und Berichten befassten Person ist demnach klar, dass das Unternehmen die Kosten beeinflussen kann: Bereits in der Beschaffung der dafür notwendigen Ressourcen hat das Unternehmen diverse Möglichkeiten zwischen einer internen Beauftragung, der Bestellung bei einem verbundenen Unternehmen bis zu einer öffentlichen Ausschreibung. Somit handelt es sich bei den angeführten Kosten nicht um nicht beeinflussbare Kosten sondern – wenn überhaupt – um bloß nicht vorhersehbare Kosten. Für letztere sieht die Methode für das Jahr 2023 – anders als die Methode für die Jahre 2025-2027 (Kapitel II.5) – aber keine gesonderte Behandlung vor, weshalb diese auch nicht vorgesehen ist.

Somit ist der Antrag des Unternehmens abzuweisen und keine Änderung bei den anzuerkennenden Kosten gegenüber dem VEE durchzuführen.

4.12. 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 Projekten Kapitel VI zu errechnen und die Zinsen entsprechend festzustellen. Die Berechnung der angefallenen Zinsen stellt sich im vorläufigen Ermittlungsergebnis wie folgt dar.

Somit sind aus der Position angefallene Zinsen insgesamt TEUR ***** in der folgenden Periode von den Kosten abzuziehen.

4.13. Zusammenfassung der Ergebnisse

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

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

Die Behandlung dieser Aufrollung wird im Kapitel 6.8 vorgenommen.

5. Überprüfung der Methode 2020 – notwendige Aufrollungen 2024

Wie im Kapitel 4 angeführt, werden die im Kapitel 14.2 der Methode V MET G 02/20 genannten Punkte für das Jahr 2024 bereits mit einem T-2 Verzug aufgerollt und somit in diesem Bescheid behandelt. In der Methode werden dabei die folgenden Punkte aufgelistet:

- Erlöse aus dem kapazitätsbasierten Entgelt
- Erlöse aus dem mengenbasierten Entgelt
- Erlöse aus Auktionen
- Erlöse aus unterbrechbaren Tarifen
- Erlöse aus Engpassmanagement-Maßnahmen
- Erlöse aus grenzquerender Speichernutzung
- Kosten des Marktgebietsmanagers und Regulierungskosten
- Über-/Unterdeckung aus Tarifierung
- Bezahlte / Erhaltene Ausgleichszahlungen

Erlöse aus dem mengenbasierten Entgelt sind für das Jahr 2024 nicht relevant, da diese in diesem Jahr mit EUR 0,00 festgesetzt waren. Gleiches gilt für die Über-/Unterdeckung aus der Tarifierung – diese wurde für das Unternehmen im Jahr 2024 ebenfalls mit EUR 0,00 verordnet.

Da das Unternehmen keine Speicher an sein Netz angeschlossen hat, gibt es keine Erlöse aus grenzquerender Speichernutzung.

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

5.1. Vermarktete Kapazitäten

Das Unternehmen hat für 2024 seine vermarkteten Kapazitäten bekannt gegeben. Diese wurden von der Behörde überprüft und werden als plausibel angesehen. Das Unternehmen hat bei den verkauften Kapazitäten bei weitem nicht jenen Wert erreicht, den ihm das Risikomengengerüst vorgibt.

Bei der Risikoberechnung im Verfahren V MET G 02/11 wurden bei der Risikoberechnung jedoch nicht alle Kosten des Unternehmens berücksichtigt: Verdichterenergiekosten und Kosten für CO₂-Zertifikate sind nicht in die Berechnung eingeflossen. Da diese nicht in die Berechnung eingeflossen sind tragen sie daher auch kein Risiko. Daher sind die gesamten Erlöse aufzuteilen in risikobehaftete Erlöse und nicht risikobehaftete Erlöse.

Die Berechnung dazu sieht wie folgt aus:

Da die Ausgleichszahlung für das Unternehmen eine Zahlung darstellt, die kein Ausfallsrisiko im Sinne von „Verträge werden nicht verlängert“ trägt, reduziert diese die nicht risikobehafteten Erlöse.

Somit stellt sich die Aufrollung der Kapazitätserlöse wie folgt dar:

Stellungnahme des Unternehmens und Würdigung

Das Unternehmen verweist in seiner Stellungnahme auf seine Ausführungen im Kapitel 4.1 und übermittelt eine entsprechend geänderte Tabelle.

Die Behörde verweist ebenfalls auf ihre Ausführungen im oben angeführten Kapitel und ändert nichts an der ursprünglichen Berechnung.

5.2. Auktionen

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

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

5.3. Unterbrechbare Transportverträge

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

5.4. 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 63,7% der MGM-Kosten inkl. Regulierungskosten iHv TEUR ***** p.a. gemäß Bescheid V MET G 02/17 für die vierte Regulierungsperiode zugerechnet. Daraus ergibt sich folgende Berechnung für die Aufrollung der genannten Kosten:

5.5. Zusammenfassung der Ergebnisse

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

Gegenüber dem VEE wurde hierbei der, für das Unternehmen aufzurollende Betrag um TEUR ***** für die Aufrollung des IRAB erhöht, da dieser mit einem T-3-Verzug aufgerollt wird weshalb die Aufrollung hier erst im nächsten Verfahren erfolgen kann.

Zusammenfassend ist somit ein Betrag von TEUR ***** kostenerhöhend zu berücksichtigen.

Die Behandlung dieser Aufrollung wird im Kapitel 6.8 vorgenommen.

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

Die Anwendung der Methode ergibt folgende Auswirkung auf die Kosten- und Mengenfeststellung für die fünfte Regulierungsperiode.

6.1. Rückabwicklung des Mengenrisikos

Zur Begründung der Notwendigkeit der Rückabwicklung des Mengenrisikos verweist die Behörde auf die ausführlichen Ausführungen dazu im Bescheid V MET G 02/20.

Im genannten Bescheid ./20 wurden für die Jahre 2023 und 2024 Planwerte für die Berechnung der Aufrollung verwendet. Diese Planwerte werden nun für das Jahr 2023 durch die aktuellen Ist-Werte ersetzt, für das Jahr 2024 wird das eingetretene Risiko aktualisiert. Es verbleibt nunmehr lediglich der 3,5%-Aufschlag des Jahres 2024 als noch zu aktualisierender Wert. Die aktualisierte Tabelle mit der notwendigen Rückabwicklung sieht somit wie folgt aus:

Werte in EUR

Davon abzuziehen sind TEUR *****, die bereits bei der Feststellung der Kosten für das Jahr 2025 rückabgewickelt wurden. Somit verbleiben nach derzeitigem Stand TEUR *****, die über die verbleibenden 14 Jahre (vgl. Bescheid ./20, S: 112) verteilt an die Kunden rückzuführen sind. Der tatsächliche 3,5% Aufschlag für das Risiko für das Jahr 2024 ist dabei jedoch noch zu bestimmen und der zu verteilende Betrag daher unter Berücksichtigung der Aufrollung des Jahres 2024 ggf. anzupassen.

Stellungnahme des Unternehmens und Würdigung

Zur Rückabwicklung des Risikos verweist das Unternehmen einerseits auf seine Ausführungen zum Kapitel 4.1. – dazu verweist die Behörde ebenfalls auf die Ausführungen dazu in diesem Kapitel.

Zur Frage der Rückabwicklung des Mengenrisikos legt das Unternehmen in seiner Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis und in der Eingabe vom 3. April 2025 seine Position im Wesentlichen dahingehend dar, dass (unbeschadet seiner Beschwerde gegen die Methode) für das Jahr 2023 nur die durch Kapazitätserlöse vereinnahmte Risikoprämie zurückzahlen sei. Dazu verweist diese auf das Pay-as-you-earn-Prinzip und den Umstand, dass es die Risikoprämie nur im Ausmaß von ***** Mio EUR eingenommen hätte.

Damit erkennt das Unternehmen die Methodik der Aufrollung der Risikoerlöse.

Mit der im Bescheid V MET G 02/20 genehmigten Methode wurde das Unternehmen von künftigen Vermarktungsrisiken befreit und dieses – analog zur Regulierung der VNB, und Stromnetzbetreiber den Netzbenutzern übertragen. Da dem Unternehmen im Hinblick auf dieses Risiko aber in der Vergangenheit eine Prämie gewährt wurde, war es für die RegB daher unerlässlich, dass die Unternehmen und die Kunden so gestellt werden, als ob dieses Risiko stets von den Kunden getragen worden wäre (vgl. Bescheid ./20, S. 45ff). Dies kommt auch in der Methode im Kapitel III.2 klar zum Ausdruck: *„Das Mengenrisiko für die Netzbetreiber entfällt. Risikoerlöse und eingetretene Risiken zwischen 2013 und 2024 werden rückabgewickelt. Die Rückabwicklung der Erlöse und Kosten aus dem bisher vom Netzbetreiber übernommenen Risiko erfolgt unverzinst.“*

Für diese Rückabwicklung werden somit – methodisch unverändert zum Bescheid ./20 – auf der einen Seite die Plan- bzw. Zielerlöse inklusive Risikoerlöse gebildet und diese den tatsächlichen (Ist-)Erlösen auf der anderen Seite gegenübergestellt. Sind die Ist-Erlöse niedriger, hat sich das Risiko in der Vergangenheit bereits (teilweise) verwirklicht („eingetretenes Risiko“) und wird bei der Bestimmung des Rückabwicklungsbetrages abgezogen („Risikoerlös minus Risiko“). Dem gegenübergestellt werden die beim Unternehmen in der Kostenbasis enthaltenen Kosten des Unternehmens aus dem Titel Risikoabgeltung.

Die alleinige Betrachtung der „vereinbarten Risikoprämie“ bei der Berechnung des Rückabwicklungsbetrages hätte somit zur Folge, dass nicht Plan- mit Ist-Werten verglichen würden, sondern Ist- mit Ist-Werten. Damit würde der eigentliche Plan-Ist-Abgleich nie erfolgen. Eine dahingehende Berechnung wäre somit nicht nur methodisch falsch, sie würde auch dem Ansatz im Bescheid ./20 widersprechen, worin die Fehlmengen der Jahre 2014—2017 bereits Berücksichtigung fanden.

Somit sollte der Forderung des Unternehmens damit ohnedies vollständig nachgekommen sein. Das Unternehmen dürfte nämlich übersehen, dass im Betrag für das eingetretene Risiko iHv TEUR *****, d.h. im Saldo aus Plan- und Ist-Erlösen, der restliche Anteil der Risikoerlöse in der Höhe von TEUR ***** vollständig enthalten ist. Da die Plan-Erlöse auch die wegen der Rückabwicklung dem Unternehmen nicht mehr zustehenden Risikoerlöse enthalten und die Ist-Erlöse weitaus niedriger waren, reduziert dies die Rückzahlungen (zum Vorteil) des Unternehmens somit (richtigerweise) deutlich, und zwar zu einem größeren Ausmaß, als dies bei Ansatz der Ist-Risikoerlöse aus Kapazitätserlösen wäre (ungeachtet derer genauen Höhe).

Die Anwendung der Methode der Behörde führt somit dazu, dass das Unternehmen für das Jahr 2023 nachträglich einen Ausgleich erhält, der den genehmigten Kosten des Jahres 2023 ohne den darin enthaltenen Risikoentgelten entspricht. Von einer „Rückgabe“ von Risikoerlösen, die das Unternehmen nicht erzielt hat, kann daher keine Rede sein. Dies zeigt auch die folgende Grafik, die darlegt, dass das Unternehmen bei Anwendung der behördlichen Vorgehensweise exakt die ursprünglich genehmigten Kosten ohne den darin enthaltenen Risikoprämien erhält, bei Anwendung des Systems der TAG jedoch einen Übergewinn von TEUR ***** erzielt

Werte in EUR

Auf den nicht näher substantiierten Verweis auf ein „Pay-as-you-earn-Prinzip“ braucht daher nicht eingegangen zu werden.

Im Übrigen würde der Ansatz des Unternehmens nach dem behördlichen Verständnis einen wesentlichen Fehlanreiz setzen: Je weniger Kapazitätsprodukte das Unternehmen in den Jahren 2023 bzw. 2024 verkauft, desto niedriger die Ist-Risikoerlöse und somit der bei der Aufrollung anzusetzende Betrag und je vorteilhafter somit die in die Zukunft wirkende Aufrollung für das Unternehmen. Damit würden die Erlösvorteile aus der Anerkennung der Plan-Risikoerlöse bei einem Ausbleiben sämtlicher Kapazitätsbuchungen somit gänzlich beim Unternehmen verbleiben, was im Lichte der gesetzlichen Vorgaben nicht vertretbar ist.

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

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

Für die Ermittlung angemessener CAPEX ist einerseits die Bestimmung der 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 für die Regulierungsperiode 2025-2027 wurde festgelegt, dass für die Ermittlung der RAB die Buchwerte heranzuziehen sind. Dafür hat die Behörde das Unternehmen aufgefordert, eine Planbilanz für das Jahr 2026 zu übermitteln.

6.2.2. Ermittlung des gewichteten Kapitalkostensatzes (WACC)

Entsprechend der Methode für die 5. Periode wird die RAB bis inklusive 2024 mit dem $WACC_{Altbestand}$ multipliziert und die übrigen Investitionen (jahresspezifisch) mit dem $WACC_{Neuinvest}$. Der Wert des $WACC_{Altbestand}$ entspricht unverändert dem Wert aus dem Vorjahr; der $WACC_{Neuinvest}$ für das Jahr 2026 stützt sich auf das Gutachten der nichtamtlichen Sachverständigen (NASV) *Randl/Zechner* (als Beilage ./05 zum vorläufigen Ermittlungsergebnis übermittelt)

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

6.2.3. Berechnung der Plan-CAPEX

Für die Berechnung der Plan-CAPEX hat die Behörde eine Planbilanz und eine Plan-GuV des Jahres angefordert. Zur Planbilanz hat das Unternehmen folgende Tabelle übermittelt:

Die übermittelten Daten erscheinen der Behörde als plausibel und entsprechen auch in etwa jenen Werten, die die Behörde im Bescheid V MET G 02/20 für das Jahr 2026 prognostiziert hat.

Wie im Kapitel 6.2.2 dargelegt, erfolgt die Verzinsung für die einzelnen Jahre der Regulierungsperiode jedoch zu unterschiedlichen Zinssätzen. Daher führte die Behörde im vorläufigen Ermittlungsergebnis Anpassungen an den Werten des Unternehmens durch:

Im vorläufigen Ermittlungsergebnis ergaben sich folgende Finanzierungskosten:

Stellungnahme des Unternehmens und Würdigung

Das Unternehmen übermittelt in seiner Stellungnahme korrigierte Werte für die Buchwerte 2026 der einzelnen Anschaffungsjahre bis 2024, 2025 bzw. 2026. Die Behörde erachtet diese Werte für plausibel und setzt diese bei der Berechnung der Finanzierungskosten an:

Im Bescheid V MET G 02/17 hat das Unternehmen entsprechend dem Wahlrecht in der Methode beantragt, dass Übererlöse aus verkauften Produkten über zukünftige Investitionen an die Netznutzer zurückgeführt werden. Dafür wurde im genannten Bescheid eine sogenannte Negativinvestition gebildet, die von den Neuinvestitionen abgezogen wird. Diese Abzugsposition wird im Rahmen des vorliegenden Verfahrens fortgeführt. Die entsprechende Berechnung dazu sieht wie folgt aus und der Wert des Jahres 2026 von TEUR ***** kommt bei der Ermittlung der CAPEX zum Abzug:

Anmerkung: JA=Jahresanfang, JE=Jahresende

Ebenso wird mit den Übererlösen der Aufrollungen der Jahre 2019-2020 und 2021-2022 vorgegangen. Dabei kommt es zu Abzugspositionen in der Höhe von TEUR ***** bzw. TEUR *****.

Übererlöse der Jahre 2019, 2020

Übererlöse der Jahre 2021, 2022

Das Unternehmen wurde ebenfalls aufgefordert, eine Plan-GuV des Jahres 2026 zu übermitteln. Anstelle einer Plan-GuV hat das Unternehmen folgende Unterlage übermittelt:

Aus diesem Dokument entnimmt die Behörde den Wert der Abschreibungen des Jahres 2026 mit folgenden Wert: MEUR *****. Eine Überprüfung bzw. Plausibilisierung des Wertes war mangels entsprechender Angaben des Unternehmens nicht möglich.

Zusammengefasst ergeben sich für das Jahr 2026 nach Stellungnahmen folgende CAPEX:

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

6.2.4. *Kompensationszahlung*

Im Verfahren V MET G 02/20 führte die Behörde eine ausschließlich für diese Regulierungsperiode geltende Kompensationszahlung für die Umstellung von Wiederbeschaffungswerten auf Buchwerte ein. Diese Kompensationszahlung beträgt jährlich TEUR *****. Somit werden jährlich – so auch im Jahr 2026 – zusätzliche Erlöse des Unternehmens in der Höhe von TEUR ***** als Umstellungserlöse in der Periode 2025 bis 2027 anerkannt.

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

Im Verfahren V MET G 02/13 wurde dem Unternehmen ein IRAB aus OPEX-Einsparungen errechnet. Dieses System wird in dieser Periode entsprechend mit dem aktualisierten WACC fortgeführt.

Aus der Darstellung der Berechnung ergibt sich, dass im Jahr 2026 TEUR ***** (Summe aus Abschreibungen und Finanzierungskosten 2026) als zusätzliche Kosten für die Abgeltung des IRAB anzusetzen sind.

6.4. Betriebskosten

6.4.1. *OPEX aus dem normalen Betrieb*

Im Verfahren V MET G 02/20 wurde für das Unternehmen folgende Kostenausgangsbasis für OPEX (exkl. der Kosten für Verdichterenergie und CO₂-Kompensationen) bestimmt:

Gegen den Bescheid V MET G 02/20 erhob das Unternehmen Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht, wobei dieses Verfahren derzeit zur GZ W282 2297982-1 beim Gericht anhängig ist. In seiner Beschwerde hat das Unternehmen unter anderem eingewendet, dass die im Bescheid V MET G 02/20 ermittelte Höhe der OPEX nicht korrekt sei. Die Behörde

hat in ihrer Stellungnahme im Rahmen des Gerichtsverfahrens den diesbezüglichen Ausführungen des Unternehmens teilweise zugestimmt, womit von höheren, als im Bescheid V MET G 02/20 für die genannten Jahre festgestellten OPEX auszugehen ist. Daraus ergab sich im vorläufigen Ermittlungsergebnis das folgende, korrigierte Ergebnis:

Entsprechend wird für die Berechnung der OPEX des Unternehmens im aktuellen Verfahren die adaptierte Kostenausgangsbasis herangezogen.

Stellungnahme des Unternehmens und Würdigung

Das Unternehmen merkt in seiner Stellungnahme zu dieser Hochrechnung an, dass der individuelle X-Faktor erst ab dem Jahr 2025 angewendet werden darf. Da dies in der Methode für die aktuelle Regulierungsperiode so vorgegeben ist, ist dem Unternehmen zuzustimmen.

Außerdem sind in der Zwischenzeit alle Werte veröffentlicht worden, die für die Bestimmung des NPI für das Jahr 2024 notwendig sind. Daher wird dieser Wert auch mit 6,488 % (vgl. Beilage ./04) berechnet und der Planwert durch den tatsächlichen Wert aktualisiert. Dadurch ergeben sich die folgenden OPEX als Ausgangsbasis des Jahres 2024:

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

6.4.2. Individuelle Zielvorgabe (X_{ind})

6.4.2.1. Sachverhalt

Ergänzend zum Verfahrensablauf (Kapitel 1) wird festgestellt:

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

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

SUMICSID empfiehlt die Anwendung der Modellspezifikationen G1445.V3 und G4450.V3 mit ihren Umweltkorrekturvarianten G1445.V3.env4 und G4450.V3.env3. Frontier Economics sieht die Korrektur für Umwelteigenschaften im Kontext eines europaweiten Benchmarkings von Gas-Fernleitungsnetzbetreiber, und somit die Umweltkorrekturvarianten G1445.V3.env4

und G4450.V3.env3, als besonders wichtig an. Die RegB wird daher die empfohlenen Modellspezifikationen mit Umweltkorrektur anwenden.

Für die Netzbetreiberin ergeben sich die folgende Effizienzwerte: *****% im Modell G1445.V3.env4 und *****% im Modell G4450.V3.env3. Somit ergibt sich auf Grundlage des Durchschnitts für das Unternehmen ein final anzuwendender Effizienzwert von *****%.

6.4.2.2. Beweiswürdigung

Die Feststellungen gründen sich auf den TCB21 Unterlagen von SUMICSID (Beilagen 1-16 zum Einladungsschreiben zur Stellungnahme zu den TCB21 Unterlagen vom 21. November 2024), Teilen der Korrespondenz im Zuge des Projektes TCB21 (Beilage .05 und .06), den Prüfbericht von KPMG³ (Beilage 4 zum VEE) sowie das Kurzgutachten von Frontier Economics⁴ (Beilage 3 zum VEE).

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

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

Das Unternehmen brachte sowohl zu den TCB21 Unterlagen vom 19. Dezember 2024 als auch in der Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis Kritikpunkte das TCB21-Projekt betreffend sowie in weiterer Folge der Anwendung eines X_{ind} auf Basis der TCB21-Ergebnisse vor. Basierend auf dieser Kritik kommt das Unternehmen zum Schluss, dass das TCB21-Benchmarking nicht zur direkten Ermittlung des individuellen Produktivitätsfaktors herangezogen werden könne.

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

- a. Vorbringen des Unternehmens: Das Unternehmen verstehe das Ziel eines Benchmarkings darin, Erkenntnisse über Effizienzverbesserungen auf Projektebene des Fernleitungsnetzbetreibers zu gewinnen. Durch die Ergebnisse des Effizienzvergleichs sei aber nicht ersichtlich, worin die zu reduzierende Ineffizienz bestünde.

³ KPMG (2024): Post-run audit of the international transmission benchmarking TCB21 for gas.

⁴ Frontier Economics (2025): Methodenregulierung Gasfernleitungsbetreiber in Österreich – Beurteilung des Benchmarking-Projekts TCB21 für Gas-Fernleitungsnetzbetreiber.

Die Kritik geht am Sinn und Zweck eines Effizienzvergleichs vorbei. Ziel der Benchmarking-Analyse ist es nicht, unternehmensspezifische Effizienzverbesserungen auf Projektebene zu identifizieren. Vielmehr ist das angestrebte Ergebnis einer Benchmarking-Analyse nach dem Stand der Wissenschaft (nur) die Ermittlung von relativen Effizienzwerten der einzelnen Netzbetreiber. Es soll also konstatiert werden, in welchem Verhältnis die Kosten des konkreten Unternehmens zu den Kosten eines oder mehrerer europäischer Fernleitungsnetzbetreiber stehen. Auf diese Weise wird für das Unternehmen ein objektiv quantifizierbares Kosteneinsparungspotenzial festgestellt.⁵ Die Erkenntnis für das Unternehmen auf Basis des TCB21 Benchmarking-Projekts ist daher, dass reale europäische Fernleitungsnetzbetreiber existieren, die die Versorgungsaufgabe, die durch die relevanten Outputparameter im Benchmarking-Modell beschrieben werden, zu geringeren Kosten erbringen können.

- b. Vorbringen des Unternehmens: Die Verwendung der TCB21-Ergebnisse bei der Definition eines Produktivitätsfaktors, der auf OPEX angewendet werde, sei nach Ansicht des Unternehmens mit den Grundannahmen von TCB21 nicht vereinbar, da die Ergebnisse „eine statistische Analyse eines TOTEX-Ansatzes“ widerspiegeln würden.

Die Behörde kann die vom Unternehmen dargestellte Nichtvereinbarkeit nicht nachvollziehen. Gleichwohl interpretiert sie die Ausführungen als eine implizite Befürwortung, die Ergebnisse aus TCB21 auch auf die CAPEX anzuwenden bzw. einen Produktivitätsfaktor zu implementieren, der sowohl für OPEX als auch für CAPEX des Unternehmens gilt. Die Behörde bewertet diesen Ansatz grundsätzlich positiv und beabsichtigt, eine solche Anwendung für die Gestaltung der nächsten Regulierungsperiode in Betracht zu ziehen. In der Methode zur gegenständlichen Regulierungsperiode ist jedenfalls vorgesehen, dass der Abschlagsfaktor nur auf die beeinflussbaren operativen Kosten angewendet wird.

In Hinblick auf das Benchmarking soll an dieser Stelle aber festgehalten werden, dass das Heranziehen der TOTEX als Inputfaktor wesentlich ist, damit die Benchmarking-Ergebnisse nicht durch die Wahl der Kapitalintensität im Produktionsprozess verzerrt werden. Bei Fokussierung des Benchmarkings nur auf OPEX könnten Fehlanreize entstehen, OPEX als Kapitalkosten zu deklarieren (z.B. bestimmte Instandhaltungsmaßnahmen) oder sogar Investitionen betriebskostenintensiven Lösungen vorzuziehen, nur um das OPEX-Benchmarking-Ergebnis zu verbessern.

- c. Vorbringen des Unternehmens: Aufgrund unterschiedlicher Netzkomplexitäten der Unternehmen bestehe ein grundsätzlicher Mangel an der Vergleichbarkeit zwischen den europäischen Fernleitungsnetzbetreibern, weshalb die in TCB21 ermittelte Ineffizienz „eher auf unkontrollierte Heterogenität als auf reale Ineffizienz zurückzuführen“ sei. Die durchgeführten Anpassungsmaßnahmen im Rahmen des

⁵ Vgl. Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber 1. Jänner 2023 - 31. Dezember 2027, S. 38f.

TCB21 Projekts, die diese Unterschiede der Unternehmen berücksichtigen sollen, seien in ihrer Genauigkeit beeinträchtigt. So müssten bspw. Indizes miteinander verkettet werden, weil diese nicht weit genug in die Vergangenheit zurückgehen würden.

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

Auf Basis dieser Zusammenfassung schlussfolgert Frontier Economics:

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

Im Rahmen der Anpassung an Kostenveränderungen ist hinsichtlich der Auswahl geeigneter Indizes zunächst festzuhalten, dass SUMICSID im Zuge des Auswahlprozesses eine Vielzahl von Indizes prüft und auf Basis definierter, transparenter Kriterien eine fundierte finale Entscheidung trifft.⁷ Zudem ist darauf hinzuweisen, dass SUMICSID den Effekt der alternativ getesteten Indizes auf die Effizienzwerte im Vergleich zum HICP Non-energy industrial goods (dies ist der final ausgewählte Index) testet und feststellt, dass die Auswirkung auf die durchschnittlichen Effizienzwerte bei Anwendung der alternativen Indizes auf die Betriebs- und Investitionskosten nur marginal sind.⁸ Mehr noch: Frontier Economics konkludiert im Expertengutachten in Hinblick auf die Ergebnisse der individuellen Sensitivitätsanalysen für TAG:

„Aus den Ergebnissen der Sensitivitätsanalyse lässt sich keine systematische Schlechterstellung der TAG abhängig von der Auswahl des Index feststellen.“⁹

Der Aussage des Unternehmens, die Verkettung von Indizes beeinträchtigt die Genauigkeit, ist darüber hinaus entgegenzuhalten, dass das Profil des zugrundeliegenden Index durch die Verkettung nicht aufgehoben wird – dies wird von SUMICSID transparent visualisiert.¹⁰ Auch

⁶ Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 126.

⁷ Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 116-118 und Model Specification Gas Note (Beilage 6 zum Einladungsschreiben zur Stellungnahme zu den TCB21 Unterlagen vom 21. November 2024), S. 45-54.

⁸ Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 119 und Model Specification Gas Note, S. 150.

⁹ Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 120.

¹⁰ Vgl. TCB21 Modelspecification GAS, Rz 4.10 bzw. S. 49-50.

ist festzuhalten, dass diese Verkettung gemäß Frontier Economics „nach einem standardmäßigen statistischen Ansatz“¹¹ erfolgt ist.

Vor dem Hintergrund der angeführten Maßnahmen ist für die RegB ausreichend dargelegt, dass die strukturelle Vergleichbarkeit der Unternehmen nachvollziehbar hergeleitet und fundiert sichergestellt wurde, um einen belastbaren Effizienzvergleich zu ermöglichen. Der, nicht auf gleicher fachlicher Ebene erstattete Einwand des Unternehmens, wonach die Netzbetreiber – trotz entsprechender Analysen¹² – bereits einem „grundsätzlichen Mangel an Vergleichbarkeit“ unterlägen ist damit zu verwerfen.

- d. Vorbringen des Unternehmens: Aus „rein statistischer Sicht“ gäbe es in TCB21 „einen grundlegenden Fehler“ aufgrund der Verwendung von Parametern mit negativen Koeffizienten in der DEA. Bezugnehmend auf einzelne Absätze aus dem Expertengutachten der Frontier Economics fühle sich das Unternehmen bestätigt, dass es „zu statistischen Inkongruenzen“ käme.

Das Expertengutachten Frontier Economics kommt hier zu folgender Schlussfolgerung: *„Ein negativer Regressionskoeffizient aus einer der DEA vorgeschalteten Regressionsanalyse stellt somit keinen grundlegenden statistischen Fehler in Zusammenhang mit der DEA selbst dar.“*¹³

Diese wird vom Unternehmen nur unvollständig zitiert. Weshalb das Unternehmen angesichts der klaren Aussage von Frontier Economics schlussfolgert, dass dies zu einem statistischen Fehler führt, legt dieses nicht näher dar, und ist nicht nachvollziehbar.

Zudem ist Frontier Economics der Ansicht, dass diese Vorgehensweise von SUMICSID (der Berücksichtigung des Parameters in DEA, trotz negativen Wertes in der Kostentreiberanalyse) sogar im Interesse des Unternehmens ist:

*„Vor dem Hintergrund ingenieurwissenschaftlicher Überlegungen erscheint die Aufnahme der Vergleichsparameter (NormGrid exklusive Pipelines), trotz negativen Vorzeichens, konzeptionell sinnvoll, da die in NormGrid exklusive Pipelines enthaltenen Gasassets (z.B. Kompressoren) einen entsprechenden Effekt auf die Gesamtkosten aufweisen. Tendenziell ist die Aufnahme somit im Interesse der Gas-FNB. Auf die Berechnung der DEA-Effizienzwerte selbst hat das negative Vorzeichen aus der Regressionsanalyse für die Modellspezifikation keinen Effekt.“*¹⁴

¹¹ Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 118.

¹² Vgl. Frontier Economics (2025), Kapitel 3.2 und Comparability Note (Beilage 8 zum Einladungsschreiben zur Stellungnahme zu den TCB21 Unterlagen vom 21. November 2024).

¹³ Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 101.

¹⁴ Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 92.

- e. Vorbringen des Unternehmens: Eine Grundlegende Schwierigkeit von TCB21 sei die „häufig fehlende Nachvollziehbarkeit“. Bezugnehmend auf einzelne Abschnitte aus dem Expertengutachten der Frontier Economics fühle sich das Unternehmen bestätigt, dass bei TCB21 eine „mangelnde Nachvollziehbarkeit“ bestehe.

Es kann nicht negiert werden, dass im Gutachten von Frontier Economics auf gewisse Lücken und Inkonsistenzen in den Dokumenten zur Vorgehensweise des Benchmarking-Projekts hingewiesen wurde und nach Ansicht von Frontier Economics eine genauere finale redaktionelle Prüfung sowie teilweise klarere Erläuterungen zu Tabellen und Abbildungen empfehlenswert gewesen wäre. Diese Anmerkungen beziehen sich jedoch ausschließlich auf die formale Dokumentation und nicht auf die methodische Vorgehensweise der Benchmarking-Analyse selbst. Diese Bewertung der RegB ist auch im Einklang mit der – zentralen – Schlussfolgerung von Frontier Economics: *„Die im TCB21 gewählte allgemeine Vorgehensweise zur Bestimmung der Effizienzwerte von Gas-FNB entspricht von den Prozessschritten dem üblichen Vorgehen bei Effizienzvergleichen.“*¹⁵

Mit anderen Worten entspricht die Durchführung der Benchmarking-Analyse nach Einschätzung von Frontier Economics grundsätzlich dem aktuellen Stand der Wissenschaft.

Darüber hinaus ist hervorzuheben, dass der Projektleiter Prof. Per Agrell von SUMICSID im Zuge der Erstellung des Gutachtens von Frontier Economics auf entsprechende Rückfragen reagiert und bestehende Unklarheiten erläutert, korrigiert und aufgeklärt hat.¹⁶ Aus Sicht der Behörde beeinträchtigen die redaktionellen Unstimmigkeiten in dem – über hundert Seiten umfassenden – Dokument daher nicht dessen Verständlichkeit, Schlüssigkeit bzw. dessen generelle Beweiskraft.

- f. Vorbringen des Unternehmens: Im Zuge des Benchmarking-Prozesses seien sowohl in den Workshops als auch über die Kommunikationsplattform Worksmart Fragen gestellt worden, die weitgehend unbeantwortet geblieben wären, was die Verständlichkeit eingeschränkt habe. Auch seien „statistische Schwächen in der Korrelationsanalyse identifiziert“ worden.

Der Behauptung des Unternehmens steht diesbezüglich die Dokumentation auf der Worksmart-Plattform und die Workshop-Protokolle zum TCB21 entgegen, wo die Fragen der Beteiligten – darunter auch des Unternehmens – klar beantwortet wurden, da dort die Beantwortung entsprechender Fragen nachvollziehbar dokumentiert ist. Beispielsweise:

Minutes zum 3. Workshop: *„AT TSO (TAG) asked about calculation of CAPEX. Sumicsid explains that investments are annualized (real terms) by using inflation index and interest rate*

¹⁵ Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 54.

¹⁶ Vgl. bspw. Frontier Economics (2025), Rz 88, Fußnote 39 oder 66.

and then transformed into CAPEX. That means that the higher interest rate, the higher CAPEX will be, and consequently the share of CAPEX in TOTEX.” (Beilage .I05)

Minutes zum 5. Workshop: „TAG asks about empirical explanation of salary correction. Sumicsid says that the proportion that you correct for salary is not the only effect on unit costs, that TSOs have reevaluations of their assets. Another explanation is the fact that in some countries in Western Europe the labour costs are also determined by the labour costs in other areas, not only in the country.” (Beilage .I06)

Die Unternehmen hatten somit die Möglichkeit, Fragen an die Sachverständigen von SUMICSID zu stellen, und diese wurden auch beantwortet. Vor diesem Hintergrund ist der pauschale Vorwurf einer „weitgehenden“ Nichtbeantwortung offensichtlich unbegründet.

Da das Unternehmen seine Behauptung, wonach in der Korrelationsanalyse „statistische Schwächen“ identifiziert worden wären, nicht näher erklärt bzw. begründet, ist auch diesem Vorwurf mangels Nachvollziehbarkeit und in Ermangelung einer zu SUMICSID/Frontier Economics vergleichbaren fachlichen Begründung nicht zu folgen.

- g. Vorbringen des Unternehmens: Das Unternehmen bezieht sich auf Ausführungen von Frontier Economics zu einer Sensitivitätsanalyse in TCB21 und merkt an, dass es in allen Modellen *****% effizient sei, wenn man bei den gebenchmarkten Kosten Unterschiede im Lohnniveau für aktivierte Eigenleistungen bei den Investitionskosten berücksichtige.

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird die TAG auch im Modell G1445.V3(.env4) ***** % effizient, sofern Unterschiede im Lohnniveau für aktivierte Eigenleistungen bei den Investitionskosten berücksichtigt werden. In der Sensitivitätsanalyse wird eine Bandbreite für den Lohnkosten Anteil bei den Investitionskosten zwischen 0 % und 50 % definiert. Ab einem Anteil von ***** % wird die TAG ***** % effizient.¹⁷

Somit kann das Vorbringen des Unternehmens grundsätzlich nicht negiert werden. Es ist jedoch wesentlich hervorzuheben, dass es sich hierbei um eine Sensitivitätsanalyse zum Basismodell handelt – und nicht um das Basismodell selbst. Sensitivitätsanalysen können zwar potenziell zusätzliche Einblicke liefern oder interessante Abweichungen aufzeigen, dienen jedoch in erster Linie der ergänzenden Betrachtung bestimmter Annahmen oder Parameter. So merkt auch SUMICSID in Hinblick auf eine potenzielle Sensibilität an:

„A high sensitivity to a parameter does not necessarily mean that the score or the efficiency analysis lacks reliability. If the parameter is well established

¹⁷ Vgl. Individual Benchmarking Report TAG – 416 (Beilage 1 zum Einladungsschreiben zur Stellungnahme zu den TCB21 Unterlagen vom 21. November 2024), S. 49, 81.

and validated, then the information about its sensitivity does not change our assessment about its validity in the given model and method.”¹⁸

Die Grundlage der Effizienzbewertung bleiben daher nach Ansicht der Behörde die methodisch fundierten und empfohlenen Basismodelle.¹⁹

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die vom Unternehmen vorgebrachten Kritikpunkte am Inhalt und der Nachvollziehbarkeit der TCB21-Dokumente nicht überzeugen. Zudem überwiegen die inhaltlichen Zustimmungspunkte und die insgesamt positive Bewertung durch Frontier Economics die vereinzelt geäußerten Kritikpunkte deutlich.

6.4.2.3. Rechtliche Beurteilung

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

- h. Vorbringen des Unternehmens: Ein unabhängiger Sachverständiger sei „nicht in der Lage, die Richtigkeit der Benchmark-Studie auf Grundlage der Modellierung und der tatsächlichen Daten zu überprüfen“. Zu einem ähnlichen Schluss käme das niederländische Gericht, das die Anwendung des Vorgängerprojekts TCB18 in der Regulierungsmethodik abgelehnt habe, da die Daten nicht für eine Überprüfung durch einen unabhängigen Dritten zu Verfügung standen. Auch das Expertengutachten von Frontier Economics unterstreiche den fehlenden Datenzugang.

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

Wie erwähnt, wurde das TCB21 umfassend dokumentiert und das Benchmarking von zwei unabhängigen Stellen – KPMG und Frontier Economics – überprüft, welche keine wesentlichen Mängel ausfindig machen konnten. Die entsprechende Dokumentation wurde dem Unternehmen gegenüber offen gelegt. Das Unternehmen hatte außerdem (siehe bereits oben) die Möglichkeit während des Projektes zur Stellungnahme, die Möglichkeit Fragen zu stellen und Fehler anzumerken.

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

Wenn das Unternehmen somit pauschal darauf verweist, dass das Benchmarking nicht nachvollziehbar sei, weil einem unabhängigen Gutachter kein Zugriff auf die Daten gewährt

¹⁸ Vgl. Model Specification Gas Note, S. 133.

¹⁹ Vgl. Model Specification Gas Note, S. 145 und Individual Benchmarking Report TAG – 416, S 15.

wurde, so ist dem zu entgegnen, dass das Unternehmen – neben dem Ausbleiben entsprechender Anträge – im Rahmen des Parteiengehörs keine substantiierte Kritik an der Berechnung vorgebracht hat.

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

Insofern erscheint auch der Verweis auf die Entscheidung des „College van Beroep voor het bedrijfsleven“ vom 4. Juli 2023²⁰ verfehlt, welche sich auf das Urteil *UPS* des EUGH²¹ bezieht. Anders als im gegenständlichen Verfahren war in der Rs. *UPS* die Vereinbarkeit einer Fusion mit dem Binnenmarkt (bzw. deren Versagung durch die Kommission) Gegenstand des Verfahrens. Es liegt auf der Hand, dass in so einem Fall, wo vorwiegend (öffentliche) Marktdaten zur Prognose der möglichen Auswirkungen einer Fusion herangezogen werden, dem betroffenen Unternehmen einfacher eine Einsichtnahme in die Datengrundlage gewährt werden kann, als im gegebenen Fall bei dem die Offenlegung von einzelnen Unternehmensdaten gefordert wird.

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

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

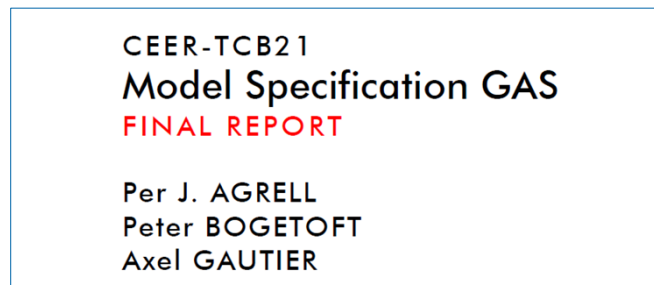
²⁰ ECLI:NL:CBB:2023:316.

²¹ EUGH 16.01.2019, C-265/17 P *UPS*, ECLI:EU:C:2019:23 Rz 31 ff.

Somit ist der Einwand des Unternehmens hierbei unbegründet.

- i. Vorbringen des Unternehmens: Die Dokumente, auf denen TCB21 basiert, „erfüllen weder formal noch inhaltlich die Anforderungen an ein Gutachten“, da „keine natürliche Person“ als Autor des Benchmarkings benannt sei und da nicht erläutert werde, wie die Urteile und Ergebnisse zustande gekommen seien.

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



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

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

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

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

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

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

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

Grundsätzlich wird es von der WKÖ begrüßt, dass die Effizienzwerte der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber auf wissenschaftlicher Basis festgelegt werden und nicht nach Selbsteinschätzung des Netzbetreibers. Unabhängig von den individuellen Ergebnissen für das Unternehmen solle allerdings aus Kundensicht für die nächste Regulierungsperiode die maximale jährliche Zielvorgabe analog zum Gas-Verteilnetz in Höhe von 3,320% gedeckelt werden (dies entspreche einer Mindesteffizienz in Höhe von 80 % bei einer Abbaudauer der Ineffizienzen von 7,5 Jahren), um im Gas-Fernleitungsnetz den gleichen Anreiz zu einem effizienten Netzbetrieb zu setzen wie im Gas-Verteilnetz.

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

Die RegB zieht daher, wie von SUMICSID empfohlen, von Frontier Economics als wichtig angesehenen²² und von WKÖ und BAK unterstützt, den Durchschnitt der beiden Modellspezifikationen mit Umweltkorrektur als individuelle Effizienz an.

6.4.3. Zusammenfassung OPEX aus dem laufenden Betrieb

Im Ergebnis resultiert für das Unternehmen ein Effizienzwert in Höhe von *****%²³. In Verbindung mit der Aufholdauer von Ineffizienzen von 7,5 Jahren hat dies für die fünfte Periode

²² Vgl. Frontier Economics (2025), Rz 38.

²³ $\frac{*****\% + *****\%}{2} = *****\%$

einen X_{ind} von *****% bzw. eine Zielvorgabe (X_{gen} und X_{ind}) von *****%²⁴ zur Folge. Da die Methode (Beilage ./01) die Anwendung der Zielvorgabe auf alle Jahre der fünften Periode vorsieht, ist die Auswirkung der Zielvorgabe auf die Kosten des Jahres 2025 bei der Bestimmung der angemessenen Kosten für das Jahr 2026 ebenso zu berücksichtigen (für die Berechnung dazu: siehe Beilage ./04)

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

Durch diese Vorgehensweise kommt es zu folgenden geänderten Plan-OPEX für 2026 (vgl. Beilage./04). Dieser Wert wird ehestmöglich aktualisiert und dessen Differenz aufgerollt werden:

6.4.4. Betriebskosten aufgrund von neuen Aufgaben und Herausforderungen

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

- Zusätzliche IT-Kosten aufgrund neuer rechtlicher Vorgaben zur Netz- und Informationssystemsicherheit („NIS-Guideline“)
- EU Verordnung zu Methan-Emissionsreduktionen im Energiesektor)²⁵
- Flanschverschraubungsnorm EN 1591-4
- ÖVGW Richtlinie G B210 zu Gasqualität (Wasserstoffbeimischung von bis zu 10%)
- Kontinuierliches Emissionsüberwachungssystem aufgrund der Emissionsmessverordnung-Luft (EMV-L)

²⁴ $1 - (1 - 0,4\%) \times \sqrt[7,5]{*****\%} = *****\%$

²⁵ 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)

- Wiederkehrende Safety Integrity Level (SIL) Kreis-Überprüfungen gemäß internationaler Normung EN 61508 zur Erhaltung des Sicherheitslevels der Verdichter auf dem vorgeschriebenen Niveau
- Zusätzliche Überprüfungen der Gaschromatographen aufgrund der Brennwertverfolgung gemäß Gas-Marktmodellverordnung 2020

Im Verfahren V MET G 02/20 hat die Behörde den Planwert für diese Kosten für das Jahr 2026 mit TEUR ***** angenommen. Da es in der Zwischenzeit keine neueren Erkenntnisse gibt, wendet die Behörde diesen Planwert auch in diesem Verfahren für das Jahr 2026 an. Die Behörde weist jedoch auch in diesem Verfahren ausdrücklich darauf hin, dass es möglich ist, dass dieser Betrag nicht zur Gänze ausgenutzt werden wird und somit einer Aufrollung unterliegt.

6.5. Kosten des Marktgebietsmanagers und der Regulierung

Im Verfahren V MET G 02/20 hat die Behörde die jährlichen Kosten des Marktgebietsmanagers und der Regulierung wie folgt berechnet:

Die Kosten des Marktgebietsmanagers werden somit für das Jahr 2026 mit TEUR ***** festgesetzt. Die Gesamtkosten beinhalten die Kosten der Regulierung und werden im Ausmaß der transportierten Menge (kWh) auf die einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber verteilt. Die Berechnung der Verteilung ergab, dass dem Unternehmen 30,4 % der Gesamtkosten zugeordnet werden. Somit werden die Kosten mit TEUR ***** festgesetzt. Diese Kosten werden im Nachhinein mit den tatsächlichen Kosten aktualisiert und aufgerollt.

6.6. Schiedsgerichtskosten und Forschungsbudget

Die Plankosten für Schiedsgerichte und das Forschungsbudget für das Jahr 2026 übernahm die Behörde im vorläufigen Ermittlungsergebnis aus dem Verfahren V MET G 0/20. Diese betragen:

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

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

Stellungnahme des Unternehmens und Würdigung

Das Unternehmen fordert in seiner Stellungnahme, dass der Wert des Forschungsbudgets an den neuen Wert der erlaubten OPEX angepasst werden müsse.

In diesem Punkt ist dem Unternehmen Recht zu geben. Da die Behörde jedoch weiterhin auf einen anderen OPEX-Wert als das Unternehmen kommt, ist der vom Unternehmen in der Stellungnahme angegebene Wert nicht korrekt und wird stattdessen mit TEUR ***** festgesetzt.

6.7. Sonstige Erlöse und Erträge

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

6.8. Aufrollung der Methodengenehmigung aus vergangenen Jahren

Im Verfahren V MET G 02/20 setzten sich die Aufrollungen der Vergangenheit aus 3 Positionen zusammen, die wie folgt aussehen:

- Aufrollung der Jahre 2019, 2020 – TEUR ***** zu Gunsten des Unternehmens
- Aufrollung der Jahre 2021, 2022 – TEUR ***** zu Gunsten des Unternehmens
- Vorläufiger Rückabwicklung der zu viel erhaltenen Risikoprämien – TEUR *****

Die beiden ersten Beträge wurden im Verfahren V MET G 02/20 über die 5. Regulierungsperiode verteilt aufgerollt. Daher kommt es im Jahr 2026 zu einer Aufrollung von TEUR ***** , die das Unternehmen zusätzlich in der Kostenbasis erhält.

Der aktualisierte vorläufige Betrag der Rückabwicklung der Risikoprämien ab 2013 wird – wie auch bereits die Errechnung des Betrages – unverzinst berechnet. Die Behörde setzte im Verfahren V MET G 02/24 den Aufrollzeitraum vorerst mit 15 Jahren fest. Dieser Wert kann zukünftig an die Dauer von Regulierungsperioden angepasst werden. Im Jahr 2025 wurde die Kostenbasis bereits um einen Betrag von TEUR ***** reduziert.

Im Kapitel 6.1 wurde der gesamte Wert der Rückabwicklung aktualisiert und beträgt ohne der genauen Berechnung der erhaltenen Risikoprämien im Jahr 2024 TEUR ***** . Von diesem Betrag ist der Wert von TEUR ***** abzuziehen, da dieser Wert bereits im Jahr 2025 rückabgewickelt wird. Somit beträgt der noch offene Betrag TEUR ***** . Wenn dieser Betrag

auf 14 Jahre unverzinst verteilt wird, beträgt die jährliche Aufrollung TEUR *****. Damit ist dieser Wert für 2026 anzuwenden.

Der im nächsten Verfahren zu berechnende finale Wert ist somit dann um den Betrag von TEUR ***** zu reduzieren, der bereits in den Jahren 2025 und 2026 in Summe die Kostenbasis des Unternehmens reduziert hat.

Bei den in diesem Verfahren durchgeführten (Teil-)Aufrollungen der Jahre 2023 und 2024 gibt es jeweils eine Position, die außerordentlich hoch ist und zu großen Kosten- und in weiterer Folge Entgeltverwerfungen führen würde. Da die Behörde bei dieser Position auch einen Zusammenhang mit dem eingetretenen Risiko sieht, wendet die Behörde für diesen Betrag die selbe Aufrollungsdauer und -systematik wie für die Rückabwicklung des Risikos an. Somit werden TEUR ***** (2023) und TEUR ***** (2024) über 14 Jahre verteilt, das ergibt einen jährlichen Aufrollbetrag von TEUR ***** und einen offenen nicht verzinsten Restbetrag von TEUR *****.

Der restliche Betrag von TEUR ***** (2023: TEUR ***** + 2024: TEUR *****) kommt im Jahr 2026 zur Anwendung.

Daraus ergaben sich im vorläufigen Ermittlungsergebnis für das Jahr 2026 folgende Aufrollbeträge („+“ kostenerhöhend, „-“ kostensenkend):

- Aufrollungen aus V MET G 02/20: TEUR ***** (Restbetrag: TEUR *****)
- Rückabwicklung Risiko: TEUR ***** (vorläufiger Restbetrag: TEUR *****)
- Kapazitätsaufrollung 2023, 2024: TEUR ***** (Restbetrag: TEUR *****)
- Restliche (Teil-)Aufrollungen 2023, 2024: TEUR ***** (Restbetrag TEUR: *****)

Stellungnahme des Unternehmens und Würdigung

Das Unternehmen führt in seiner Stellungnahme aus, dass die Behörde im Zuge der Gegenschritt zum Beschwerdeverfahren GZ W282 2297982-1/2Z vor dem BVwG bereits notwendige Korrekturen für das Jahr 2025 und 2026 bestätigt habe. Dies würden die Zinsen auf CAPEX und die Betriebskosten 2025 betreffen. Dementsprechend sollen diese Korrekturen der Fehler mit Wirkung 2025 bereits im Jahr 2026 durchgeführt werden.

Dazu stellt die Behörde fest, dass sie die Kostenbasis eines bereits durch Bescheid abgeschlossenen Verfahrens nicht im Folgejahr korrigiert – diese Korrektur ist die Aufgabe des BVwG im oben angesprochenen Verfahren.

Die Behörde stellt jedoch auch fest, dass die angesprochene Korrektur der Zinsen für CAPEX auch das Jahr 2026 betrifft. Diese Korrektur nimmt die Behörde vor. Somit beträgt der Betrag für die Aufrollung aus V MET G 02/20 TEUR *****.

Aus dieser Änderung und der Änderung im Kapitel 5.5 ergeben sich nach Stellungnahmen somit folgende Aufrollbeträge („+“ kostenerhöhend, „-“ kostensenkend):

- Aufrollungen aus V MET G 02/20: TEUR *****
- Rückabwicklung Risiko: TEUR ***** (vorläufiger Restbetrag: TEUR *****)
- Kapazitätsaufrollung 2023, 2024: TEUR ***** (Restbetrag: TEUR *****)
- Restliche (Teil-)Aufrollungen 2023, 2024: TEUR ***** (Restbetrag TEUR: *****)

7. Zusammenfassung der Kostenfeststellung

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

Werte in TEUR

Stellungnahme des Unternehmens und Würdigung

Das Unternehmen bringt mit seiner Stellungnahme zwei Tabellen mit jenen Werten ein, auf die das Unternehmen bei der Anwendung all der von ihm geforderten Änderungen kommt bzw. in eventu bei einer Anwendung eines individuellen Abschlagsfaktors.

Wie in den Kapiteln oben beschrieben, sind nicht alle vom Unternehmen geforderten Änderungen umzusetzen. Damit stellen sich die Kosten des Unternehmens für das Jahr 2026 (exkl. Energiekosten und Kosten für CO₂-Zertifikate) nach Stellungnahmen wie folgt dar:

Werte in TEUR

8. Energiekosten und Kosten für CO₂-Zertifikate

Aufgrund der Änderungen der Aufbringungssystematik der Kosten für Verdichterenergie und CO₂-Zertifikate werden diese Kosten auch separat ermittelt. Diese werden zukünftig – vorbehaltlich anderweitiger Festlegungen der REK – 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 übermittelt:

Die unterschiedlichen Preise für Elektrizität und Gas hängen wohl stark von den getroffenen Annahmen und Erwartungen für das Jahr 2026 ab.

Somit werden die Kosten für Verdichterenergie und CO₂-Zertifikate für das Jahr 2026 mit TEUR ***** festgesetzt. Eine Aufrollung dieser geplanten Kosten mit den tatsächlich anfallenden Aufwendungen erfolgt im Zuge der entsprechenden Aufrollung des Jahres 2026. Daher führt eine zu hohe oder zu geringe Kostenfestlegung in diesem Bereich zu einer zeitlichen Verschiebung aber inhaltlich zu keiner Über- oder Unterdeckung der Kosten.

Das Unternehmen war im VEE aufgefordert, die unterschiedlichen Preise für Elektrizität und die getroffenen Annahmen für sämtliche Teile der Energiekostenermittlung zu erläutern.

Dieser Aufforderung kam das Unternehmen in seiner Stellungnahme nach. Dabei klingen die Erläuterungen des Unternehmens für die Behörde plausibel, weswegen es zu keinen Änderungen gegenüber dem vorläufigen Ermittlungsergebnis kommt.

9. Mengengerüst

Das Mengengerüst besteht 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 Ende des Transits von russischem Gas durch die Ukraine hat auch Auswirkungen auf die Kapazitätsbuchungen und den Gasflüssen an den österreichischen Grenzkopplungspunkten. Dementsprechend nehmen die prognostizierten kontrahierten Kapazitäten sowie die prognostizierten Gasflüsse für 2026 weiter ab.

9.1. Kapazitäts-Mengengerüst

Das Kapazitäts-Mengengerüst entspricht den vom Unternehmen übermittelten Werten. Die prognostizierten Kapazitäten wurden unverändert aus dem vorläufigen Ermittlungsergebnis übernommen und stellen sich daher wie folgt dar:

Entry-/Exit-Punkt	Meldung TAG 2026 kWh/h	Festgestellte Mengen 2026 kWh/h
FZK Entry Baumgarten	8.239.697	8.239.697
FZK Entry Arnoldstein	6.234.139	6.234.139
FZK Exit Arnoldstein	6.683.747	6.683.747
FZK Exit Verteilerggebiet	3.562.672	3.562.672
FZK Exit VG-Kärnten	471.871	471.871
DZK Entry Arnoldstein (VG)	521.331	521.331
Eggendorf	1.111.503	1.111.503
Grafendorf	166.731	166.731
St. Margarethen	221.439	221.439
Weitendorf	1.952.543	1.952.543
Sulmeck-Greith	110.456	110.456
Ettendorf	55.223	55.223
Waisenberg	22.022	22.022
Ebenthal	110.087	110.087
Finkenstein	284.539	284.539

9.2. Mengengerüst für Arbeitsentgelt

Entsprechend der Referenzpreismethode sowie der Kostenermittlungsmethode (Beilage ./01) wird das Mengengerüst für transportiertes Gas wie folgt festgesetzt und ist gegenüber dem vorläufigen Ermittlungsergebnis ebenfalls unverändert:

Entry-Exit-Punkt	MWh
Entry Point Baumgarten	
Exit Point Arnoldstein	6.785.000
Exit Point Distribution Area	7.935.142
Entry Point Arnoldstein	10.071.000

III. Rechtsmittelbelehrung

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

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

IV. Gebührenhinweis

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

Wien, am 30.04.2025

Der Vorstand

Beilagen (nicht Teil der Veröffentlichung)