



**Regulierungssystematik für die  
Strom-Übertragungsnetzbetreiber  
1. Jänner 2023 - 31. Dezember 2028**

17. November 2022

## Inhaltsverzeichnis

<b>1. Rechtsgrundlagen, Ziele und Ablauf der Regulierung .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Regulierungsrahmen für die Strom-Übertragungsnetzbetreiber .....</b>	<b>8</b>
2.1. Ermittlung der Kostenbasis.....	8
2.2. Finanzierungskosten und WACC.....	10
2.3. Anpassung der Kostenbasis .....	20
2.4. Anreizmodell zur Umsetzung technischer und energiepolitischer Maßnahmen zur Ökologisierung und Effizienzsteigerung des Übertragungsnetzes .....	22
2.5. Mengenrisiko .....	23

## 1. Rechtsgrundlagen, Ziele und Ablauf der Regulierung

Ziel der Regulierung ist es, Betreibern von Netzinfrastrukturen, die volkswirtschaftlich gesehen natürliche Monopole darstellen, gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse aufzuerlegen.

Gemäß **§ 48 Abs. 1 EIWOG 2010** sind die Kosten, die Zielvorgaben und das Mengengerüst von Netzbetreibern mit einer jährlichen Abgabemenge an Entnehmer von mehr als 50 GWh im Kalenderjahr 2008 von Amts wegen periodisch mit Bescheid festzustellen. Zum Ermittlungsverfahren bestimmt § 48 Abs. 2 EIWOG 2010, dass der Wirtschaftskammer Österreich, der Landwirtschaftskammer Österreich, der Bundesarbeitskammer und dem Österreichischen Gewerkschaftsbund vor Abschluss Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben ist. Die Behörde hat deren Vertretern überdies Auskünfte zu geben und Einsicht in den Verfahrensakt zu gewähren. Im Gegenzug sind wirtschaftlich sensible Informationen, von denen die Vertreter bei der Ausübung ihrer Einsichtsrechte Kenntnis erlangen, vertraulich zu behandeln.

Gemäß **§ 49. Abs. 1 EIWOG 2010** werden die Systemnutzungsentgelte dann unter Berücksichtigung einer Kostenwälzung gemäß § 62 EIWOG 2010 auf Basis der festgestellten Kosten und des Mengengerüsts mit Verordnung der Regulierungsbehörde bestimmt.

Weitere verfahrensrechtliche und materiell-rechtliche Vorgaben für die Systemnutzungsentgelte, welche teilweise auch für die Feststellung der Netzkosten bedeutsam sind, sind dem Unionsrecht, näher der **EBM-VO 2019<sup>1</sup>** sowie der **EBM-RL 2019<sup>2</sup>**, welche innerstaatlich erst zum Teil umgesetzt wurde, zu entnehmen. Demnach sind die Netztarife oder ihre Methoden durch die Regulierungsbehörde anhand von **transparenten und objektiven** Kriterien (Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 EBM-VO 2019, Art. 6 Abs. 1 EBM-RL 2019) festzulegen oder zu genehmigen (Art. 59 Abs. 1 lit. a EBM-RL 2019). Sie sind zu gestalten, sodass die **Netzbenutzer nicht diskriminiert** werden (Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 EBM-VO 2019), **Quersubventionen** verhindert werden (Art. 59 Abs. 1 lit. a EBM-RL 2019), **notwendige Investitionen** in die Netze ermöglicht werden und deren Lebensfähigkeit gewährleistet wird (Art. 59 Abs. 7 lit. a EBM-RL 2019) aber

---

<sup>1</sup> Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. L 158 vom 14.6.2019 S. 54.

<sup>2</sup> Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. Nr. L 158 vom 14.6.2019 S. 125.

gleichzeitig **Anreize** geschaffen werden, kurzfristig und langfristig die **Effizienz** zu steigern, die **Marktintegration** und die **Versorgungssicherheit** bzw. Netzsicherheit (Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 EBM-VO 2019) zu fördern und entsprechende **Forschungsarbeiten** zu unterstützen (Art. 18 Abs. 2 EBM-VO 2019).

Die Entgelte der Netzbetreiber haben die **tatsächlichen Kosten** insoweit zum Ausdruck zu bringen als sie jenen eines **effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers** entsprechen und dürfen keine Kosten zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen (Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 EBM-VO 2019). Zu diesen Kosten können auch Kosten aus der Einführung von intelligenten Messsystemen zählen, welche in transparenter und diskriminierungsfreier Weise an die Endkunden weiterzugeben sind (Art. 19 Abs. 4 EBM-RL 2019). Die Tarifmethoden haben zusätzlich zu den sektorübergreifend bestimmten Zielsetzungen auch **Innovationen** im Interesse der Verbraucher in Bereichen wie Digitalisierung, Flexibilitätendiensten und Verbindungsleistungen zu erleichtern (Art. 18 Abs. 2 EBM-VO 2019).

Für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist weiters normiert, dass **angemessene und sachbezogene Kosten von ENTSO-E** bei der Entgeltberechnung zu berücksichtigen sind (Art. 33 EBM-VO 2019). Gleiches gilt für Kosten im Zusammenhang mit den Tätigkeiten der **regionalen Koordinationszentren**, soweit diese **vernünftig und angemessen** sind (Art. 62 Abs. 1 lit. b EBM-RL 2019). Gemäß Art. 18 Abs. 4 EBM-VO 2019 sind bei der Entgeltberechnung außerdem die voraussichtlichen zukünftigen Zahlungen im Rahmen des **Ausgleichsmechanismus zwischen ÜNB** zu berücksichtigen (Erlöse aus dem *Inter-TSO-Compensation Mechanism* bzw. ITC-Erlöse gemäß Verordnung (EU) Nr. 838/2010 zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte, ABl. Nr. L 250 vom 24.09.2010 S. 5).

Gemäß Art. 19 Abs. 3 EBM-VO 2019 können weiters **Engpasserlöse** aus der Vergabe zonenübergreifender Kapazität kostenreduzierend angesetzt werden. Hierfür ist jedoch Voraussetzung, dass die vorrangigen Ziele nach Art. 19 Abs. 2 EBM-VO 2019, nämlich

- a) die Sicherstellung der tatsächlichen Verfügbarkeit der vergebenen Kapazität, einschließlich Stabilitätskompensation und

- b) die Erhaltung oder Ausbau von zonenübergreifenden Kapazitäten durch Optimierung des Einsatzes vorhandener Verbindungsleitungen, erforderlichenfalls durch koordinierte Entlastungsmaßnahmen, oder Deckung von Kosten von Investitionen in die Netze, die für die Verringerung von Engpässen bei Verbindungsleitungen maßgeblich sind

angemessen erfüllt werden. Die übrigen Einnahmen sind auf ein gesondertes internes Konto zu übertragen, bis sie für die in Art. 19 Abs. 2 EBM-VO 2019 genannten Zwecke verwendet werden können. Nähere Regelungen über die Verwendung der Engpasserlöse wurden mit der, auf Basis von Art. 19 Abs. 4 EBM-VO 2019 durch ACER genehmigten Methode über die Verwendung der Engpasserlöse getroffen (*Methodology for the use of Congestion Income* [in Folge: **CIUM**], genehmigt [in englischer Sprache] durch Beschluss von ACER Nr. 38/2020 vom 23.12.2020).

Die unter anderem durch diese Regelungen im Allgemeinen verfolgten und durch die Regulierungsbehörde im Besonderen zu beachtenden **Ziele** sind in Art. 1 EBM-VO 2019 sowie Art. 1 und Art. 58 EBM-RL 2019 festgelegt.

Im innerstaatlichen Recht sind die bei der Netzkostenregulierung verfolgten und zu beachtenden Ziele insbesondere in § 4 EIWOG 2010 und § 4 E-ControlG genannt.

Die **Grundsätze der Kostenermittlung** werden innerstaatlich in § 59 EIWOG 2010 bestimmt. Die den Entgelten zugrundeliegenden Kosten haben dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen und sind differenziert nach Netzebenen zu ermitteln. Dem Grunde und der Höhe nach angemessene Kosten sind zu berücksichtigen. Der Netzsicherheit, der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung von Qualitätskriterien, der Marktintegration sowie der Energieeffizienz ist Rechnung zu tragen. Die Bestimmung der Kosten unter Zugrundelegung einer Durchschnittsbetrachtung, die von einem rationell geführten, vergleichbaren Unternehmen ausgeht, ist zulässig. Investitionen sind in angemessener Weise ausgehend von den ursprünglichen Anschaffungskosten sowie den Finanzierungskosten zu berücksichtigen. Außerordentliche Aufwendungen oder Erträge können über einen mehrjährigen Zeitraum anteilig verteilt werden. Die bei einer effizienten Implementierung neuer Technologien entstehenden Kosten sind in den Entgelten unter Berücksichtigung der beschriebenen Grundsätze und der Nutzung

von Synergieeffekten angemessen zu berücksichtigen. Internationale Transaktionen und Verträge für den Transport von Energie gemäß § 113 Abs. 1 ElWOG 2010 sind bei der Kostenermittlung zu berücksichtigen.

Für die Ermittlung der Kosten sind gemäß § 59 Abs. 2 ElWOG 2010 **Zielvorgaben** zugrunde zu legen, die sich am Einsparungspotential der Unternehmen orientieren; zudem ist die Kostenbasis um eine netzbetreiberspezifische **Teuerungsrate** anzupassen. Nach § 59 Abs. 6 ElWOG 2010 wirken die Zielvorgaben sowie die netzbetreiberspezifische Teuerungsrate nur auf die vom Unternehmen beeinflussbaren Kosten. Der Zeitraum zur Realisierung der Zielvorgaben kann gemäß § 59 Abs. 3 ElWOG 2010 in ein- oder mehrjährige Regulierungsperioden unterteilt werden. Zum Ende einer Regulierungsperiode können die unternehmensindividuellen Effizienzfortschritte einer Evaluierung unterzogen werden. Nach einer Regulierungsperiode kann neuerlich ein Effizienzvergleich oder ein alternatives dem Stand der Wissenschaft entsprechendes Regulierungssystem zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte umgesetzt werden.

Gemäß § 60 ElWOG 2010 sind bei der Kostenermittlung **Finanzierungskosten**, die angemessene Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu umfassen haben, zu berücksichtigen. Dabei ist ein Finanzierungskostensatz aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer zu bestimmen. Zusätzlich wird in § 60 Abs. 4 ElWOG 2010 festgelegt, wie die verzinssliche Kapitalbasis zu ermitteln ist. Die Finanzierungskosten sind sodann durch Multiplikation des angemessenen Finanzierungskostensatzes mit der zu verzinsenden Kapitalbasis zu ermitteln.

Gemäß § 61 ElWOG 2010 sind die den Entgelten zugrundeliegenden **Mengen** auf Basis der Abgabe- und Einspeisemengen in kWh, des arithmetischen Mittels der im Betrachtungszeitraum monatlich ermittelten bzw. gemessenen höchsten einviertelstündlichen Leistungen in kW und Zählpunkte des zuletzt verfügbaren Geschäftsjahres pro Netzebene zu ermitteln. Aktuelle oder erwartete erhebliche Effekte bei der Mengenentwicklung, sowohl bei der Mengen- als auch bei der Leistungskomponente sowie bei der Anzahl der Zählpunkte, können berücksichtigt werden.

Mehr- bzw. Mindererlöse, welche sich aus der Differenz zwischen den festgestellten Mengen und den tatsächlich erzielten Mengen ergeben, sind über das **Regulierungskonto** gemäß § 50 ElWOG 2010 kostenwirksam zu berücksichtigen. Daneben sind abweichende Kostenfeststellungen, die aus einer Änderung oder Aufhebung des Kostenbescheides resultieren, sowie eine erlöswirksame Aufhebung der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V) durch den Verfassungsgerichtshof (VfGH) oder dessen erlöswirksamer Ausspruch, dass die SNE-V gesetzwidrig war, im Rahmen des Regulierungskontos zu berücksichtigen.

Gemäß § 59 Abs. 7 GWG 2011 sind die Kosten für die Bestimmung der Netzverlust- und Nutzungsentgelte schließlich bezogen auf die jeweiligen Netzebenen auf Basis der festgestellten Gesamtkosten abzüglich vereinnahmter Messentgelte, Entgelte für sonstige Leistungen sowie der anteiligen Auflösung von passivierten Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelten sowie unter angemessener Berücksichtigung etwaiger Erlöse aus grenzüberschreitenden Transporten zu ermitteln. Die festgestellten Gesamtkosten sind um vereinnahmte Förderungen und Beihilfen zu reduzieren.

Nach § 38 Abs. 4 ElWOG 2010 sind angemessene Kosten in Verbindung mit der Umsetzung von, im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Maßnahmen inklusive Vorfinanzierungskosten bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 5. Teils des ElWOG 2010 anzuerkennen.

Gemäß § 71 Abs. 3 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG), BGBl. I Nr. 150/2021 idF BGBl. I Nr. 13/2022 sind die, bei den Netzbetreibern im Zusammenhang mit der Aufbringung der Fördermittel für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen entstehenden Kosten nach Maßgabe der Grundsätze des § 59 ElWOG 2010 im Rahmen der Kostenermittlung anzuerkennen.

Die Entgelte in der Verordnung nach § 49 Abs. 1 ElWOG 2010 ergeben sich dann vereinfacht gesagt aus einer Division der festgestellten Kosten (abzüglich vereinnahmter Erlöse) durch die festgestellten Mengen, wobei die Werte pro Netzbereich zusammengefasst und nach Netzebenen differenziert werden.

## 2. Regulierungsrahmen für die Strom-Übertragungsnetzbetreiber

Die Entgeltermittlung der beiden kostenregulierten österreichischen Strom-Übertragungsnetzbetreiber (Austrian Power Grid AG, APG und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, VÜN) erfolgt im Rahmen eines jährlichen Kosten-Plus-Regulierungsansatzes. Hierbei werden die letztverfügbaren Kosten und Mengen von der Regulierungsbehörde auf ihre Angemessenheit geprüft und mittels Hochrechnungsfaktoren in entsprechende Übertragungsnetzentgelte übergeleitet.

Die vorliegende Regulierungssystematik für die Strom-Übertragungsnetzbetreiber wird ab dem 1. Jänner 2023 bis zum 31. Dezember 2028 gelten. Im Vergleich zur vorherigen Regulierungsperiode hat sich die Gültigkeitsdauer also um ein Jahr verlängert. Diese Ausweitung auf sechs Jahre erfolgt einmalig und hat den Hintergrund, dass eine Synchronisierung mit der Regulierungsperiode der Strom-Verteilernetzbetreiber erreicht werden soll. Nach Ansicht der Behörde ist ein paralleler Verlauf der Regulierungsperioden der Strom-Übertragungsnetzbetreiber und Strom-Verteilernetzbetreiber sinnvoll, damit im Bereich der Anerkennung angemessener Kapitalkosten die gleichen Rahmenbedingungen gelten. Ziel ist hierbei, eine gleiche Attraktivität für Investitionen in Verteiler- und Übertragungsnetze zu setzen. Sowohl Verteiler als auch Übertragungsnetze sind aus Sicht der Behörde für die Ermöglichung der Energiewende wesentlich. Daher soll kein Wettbewerb um Kapital zwischen den Netzen entstehen. Die bisherige Synchronität von Abgeltungen für den Strom- und Gasnetzbetrieb ist aufgrund der geänderten Marktlagen für Strom- und Gasnetze nicht mehr in diesem Maße erforderlich. Somit wird nun ein Jahr überbrückt, um künftig mit den Strom-Verteilernetzbetreibern gleichzuziehen.

### 2.1. Ermittlung der Kostenbasis

Als Ausgangsbasis für die Ermittlung angemessener Kosten gemäß § 48 Abs. 1 ElWOG 2010 sind die Daten des letztverfügbaren Geschäftsjahres (geprüfte Jahresabschlüsse) zum Zeitpunkt der Verfahrenseinleitung heranzuziehen (siehe dazu auch die Erläuterungen zu § 59 Abs. 1 und 4 ElWOG 2010). In der Praxis ergibt sich daraus prinzipiell ein zweijähriger Zeitverzug, von welchem in der Sphäre der Kapitalkosten sowie bei vereinzelt OPEX-Komponenten jedoch durch eine Ex-ante-Betrachtung (d.h. Planwertberücksichtigung) abgegangen wird.



In Übereinstimmung mit § 38 Abs. 4 ElWOG 2010 erfolgt eine Anerkennung aller angemessenen Kosten inklusive Vorfinanzierungskosten, welche der Umsetzung des von der Regulierungsbehörde genehmigten Netzentwicklungsplans dienen. Die Kosten für die Realisierung des Netzentwicklungsplans sind gemeinsam mit jenen für die Nutzung funktional verbundener Netze im Inland, für Netzverluste, die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelung, Gebrauchsabgaben und spezifische Ausgliederungen gemäß § 59 Abs. 6 ElWOG 2010 als uneinflussbar zu klassifizieren. Die verbleibenden beeinflussbaren Kosten lassen sich in zwei Bereiche untergliedern:

- Operative Kosten („OPEX“): Diese Kosten fallen für den laufenden Betrieb des Netzes an. Im Speziellen sind darunter die Kosten für Material, Personal und sonstige laufende Tätigkeiten zu erfassen.
- Kapitalkosten („CAPEX“): Kapitalkosten sind die Kosten für langfristige Investitionen in das Netz. Sie umfassen neben den Abschreibungen auch die in § 60 ElWOG 2010 beschriebenen Finanzierungskosten zur Abdeckung angemessener Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital.

Die folgenden Elemente sind kostenmindernd zu berücksichtigen:

- Sonstige betriebliche Erträge und sonstige Umsatzerlöse: Sollten durch den Netzbetreiber Tätigkeiten für andere Unternehmen bzw. andere Unternehmenssegmente erbracht werden, so sind die dafür anfallenden Erlöse oder Erträge kostenmindernd zu berücksichtigen.
- Erlöse aus grenzüberschreitenden Auktionen im Bereich des Übertragungsnetzes: Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß Art. 16 iVm Kapitel 2 des Anhangs I zur Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009 S. 15, verpflichtet, engpassbehaftete Grenzkapazitäten über Auktionen zu vergeben. Für die Übertragungsnetzbetreiber kommt diese Vorgabe an den Grenzen zu Tschechien, Ungarn, Slowenien, Italien, Deutschland und der Schweiz zum Tragen. Dabei werden an allen Grenzen Auktionen für Jahres-, Monats- und Tageskapazitäten durchgeführt.

- **Aktivierete Eigenleistungen:** Sollten durch den Netzbetreiber Eigenleistungen aktiviert werden, so sind diese von den Kosten (im Speziellen Personalaufwendungen) abzuziehen, da durch die Aktivierung diese Aufwendungen langfristig mittels CAPEX erfasst werden. Würde ein derartiger Abzug nicht vorgenommen, so hätte dies eine doppelte Abgeltung dieser Kosten zur Folge.

## **2.2. Finanzierungskosten und WACC**

Vorab wird seitens der Regulierungsbehörde auf die Notwendigkeit und Wichtigkeit der Übertragungsinfrastruktur sowie insbesondere auch auf die gesetzlich vorgesehene Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) mit den einhergehenden Investitionen hingewiesen und entsprechend gewürdigt. § 37 EIWOG 2010 zeigt über die nötige langfristige Planung des Netzentwicklungsplans die Bedeutung des Übertragungsnetzes auf.

Gemäß § 60 Abs. 1 EIWOG 2010 haben die Finanzierungskosten die angemessenen Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu umfassen, wobei die Verhältnisse des Kapitalmarktes zu berücksichtigen sind. Die Bestimmung angemessener Finanzierungskosten ist eine wesentliche Grundlage für die Investitionsbereitschaft und damit generell für die Versorgungssicherheit für Elektrizitätsnetze.

In der Vergangenheit wurde der Finanzierungskostensatz auf Basis eines WACC-Ansatzes („Weighted Average Cost of Capital“) ermittelt, welcher einen gewichteten Eigen- und Fremdkapitalzinssatz als Kapitalrendite errechnet. Dieser transparente und überprüfbare Ansatz, der eine marktgerechte Abgeltung des entstehenden Risikos sowie eine Anreizwirkung zur Optimierung der Finanzierungsstruktur unter Beibehaltung der unternehmensspezifischen Finanzierungsentscheidungen sicherstellt, wird weiterhin gewährleistet.

Generell soll eine optimale WACC-Struktur sicherstellen, dass es für ein Unternehmen keinen Unterschied macht, ob es am Markt oder in die regulierte Infrastruktur investiert. Wird der WACC zu hoch festgesetzt, bestehen Anreize, übermäßig in die Netze zu investieren (Averch-Johnson-Effekt). Dies führt zu ungerechtfertigten Kostenbelastungen der Netzbutzer im regulierten Bereich. Wird er umgekehrt zu niedrig angesetzt, besteht das Risiko, dass notwendige Investitionen im Bereich der regulierten Infrastruktur nicht durchgeführt werden. Sowohl eine zu niedrige als auch eine zu hohe Festlegung des Finanzierungskostensatzes kann also zu

Fehlallokationen führen. Es besteht der wesentliche Grundsatz, den langfristigen Bestand der Netze und die damit verbundene hohe Qualität der Netzdienstleistungen sicherzustellen.

Der von der Behörde ex ante regulatorisch festgelegte Finanzierungskostensatz kann von der ex post realisierten Rendite der regulierten Unternehmen abweichen. Dies steht im Einklang mit einer Anreizregulierungssystematik, da die Netzbetreiber einen Anreiz für eine effiziente Bereitstellung von Infrastruktur haben sollen. So sollen sich Unternehmen beispielsweise möglichst kostengünstig refinanzieren bzw. sollen ineffiziente Refinanzierungen nicht zu Lasten der Netzbenutzer gehen.

Analog zu den vorherigen Regulierungsperioden wird für die Netzunternehmen eine Normkapitalstruktur angenommen, die 40 % Eigenkapital- und 60 % Fremdkapitalanteil vorsieht. Sollte diese Kapitalstruktur durch einen Netzbetreiber nicht eingehalten werden (also eine Eigenkapitalquote von weniger als 36 % erreicht), so wird basierend auf den Vorgaben des § 60 Abs. 3 EIWOG 2010 die tatsächliche Kapitalstruktur dieses Unternehmens mit unveränderten Eigen- und Fremdkapitalzinssätzen für die Ermittlung des WACC herangezogen. Ein höherer Eigenkapitalanteil hingegen hat gemäß dem aktuellen gesetzlichen Rahmen keine Auswirkung auf die Festlegung des Zinssatzes.

Die Basis für die Festlegung eines neuen Finanzierungskostensatzes für die neue Regulierungsperiode der Strom-Übertragungsnetzbetreiber ab 2023 bildet ein von der Behörde in Auftrag gegebenes Gutachten von Prof. Zechner und Prof. Randl („*Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Strom-Übertragungsnetzbetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027*“ (2022)). Randl/Zechner (2022a) haben in ihrem Gutachten empfohlene Bandbreiten hinsichtlich der einzelnen WACC Komponenten sowie des gesamten WACC herausgearbeitet. Die Festlegung innerhalb einer Bandbreite ist eine Ermessensentscheidung der Behörde und kann in begründeten Einzelfällen auch von der Bandbreite abweichen, wie auch erwogen.

Bei der Festlegung des Finanzierungskostensatzes ist ein stabiler regulatorischer Ansatz vorteilhaft, da Unsicherheit über die regulatorischen Rahmenbedingungen zu zusätzlichen Risikoprämien führen könnten. Wenn ein neuer Finanzierungskostensatz für eine neue Regulierungsperiode festgelegt wird, ist eine konsistente Ermittlungsmethodik im Vergleich zu den

vorherigen Ermittlungen und Festlegungen ein wichtiges Prinzip. Nur durch Konsistenz können sich etwaige Vor- und Nachteile, beispielsweise bei der Wahl eines bestimmten Horizonts für eine Durchschnittsbildung, im Zeitverlauf weitgehend ausgleichen.

Der Beginn des Ukraine Krieges im Februar 2022 hat zu einer erhöhten Unsicherheit und einem erheblichen Anstieg der Energiepreise geführt. Im Zuge dessen wurden in den letzten Monaten eine enorme Dynamik und steigende Inflationsentwicklungen ausgelöst. Auch wenn die Inflationsrate nicht in die WACC Berechnung eingeht, haben Inflationserwartungen einen Einfluss auf das Zinsniveau und in weiterer Folge auf die Kapitalkosten. Aus diesem Grund ist die Behörde der Ansicht, dass es wichtig ist, die aktuellen Entwicklungen hinsichtlich der Inflation zu betrachten und nicht auszuklammern – insbesondere, weil gemäß § 60 Abs. 1 EIWOG 2010 die Verhältnisse des Kapitalmarktes zu berücksichtigen sind.

Eine konsistente Ermittlungsmethodik des WACC auf der einen Seite und die Berücksichtigung der aktuellen Volatilität der Zinsen auf der anderen Seite stellt die Behörde hinsichtlich der WACC Festlegung vor eine Situation, die eine intensive Abwägungen bedingt. Die Behörde ist der Ansicht, dass Unterinvestitionen in die Stromnetze, die zu Lasten der Zuverlässigkeit und Qualität der österreichischen Infrastruktur führen können, nicht vernachlässigbare negative gesamtwirtschaftliche Folgen darstellen. Daher muss der aktuellen Dynamik und volatilen Situation auf den Kapitalmärkten Rechnung getragen werden.

Nach intensiven Diskussionen und Abwägungen hat die Behörde die Entscheidung getroffen, für die neue Regulierungsperiode zwei Finanzierungskostensätze festzulegen<sup>3</sup>: Ein WACC, der im jährlichen Kapitalkostenabgleich mit dem regulatorischen Anlagebestand (RAB) für das betriebsnotwendige Vermögen bis inklusive 2022 multipliziert wird ( $WACC_{Altbestand}$ ) und ein WACC, der auf die Ersatz-, Erweiterungs- und Neuinvestitionen ab dem Jahr 2023 wirkt bzw. mit dem betriebsnotwendigen Vermögen (RAB) ab 2023 multipliziert wird ( $WACC_{Neuinvest}$ ).<sup>4</sup> Um die aktuellen Entwicklungen auf dem Finanzmarkt stärker berücksichtigen zu können, erfolgt die Quantifizierung des  $WACC_{Neuinvest}$  auf Basis von Renditen der jüngsten Vergangenheit (aktuell: Durchschnitte der Zinskurven über einen sechsmonatigen Zeitraum von März bis

---

<sup>3</sup> Diese Systematik zweier Finanzierungskostensätze ist unpräjudiziell für die folgenden Perioden.

<sup>4</sup> Der  $WACC_{Neuinvest}$  wird also für alle Neuinvestitionen gelten – dies schließt sowohl Ersatz- als auch Erweiterungsinvestitionen ein. Die Behörde wird also keine Differenzierung der getätigten Investitionen durchführen.

August 2022). Investitionen ab 2023 werden also mit dem  $WACC_{Neuinvest}$  auf Basis aktueller Kapitalmarktdaten vergütet.

Durch diesen getrennten Ansatz soll einerseits die Finanzierung und Durchführung angemessener und notwendiger Infrastrukturinvestitionen im Sinne der Netz- und Versorgungssicherheit (§ 4 Z 4 und § 59 Abs. 1 ElWOG 2010) gewährleistet werden. Andererseits sollen die Netzbewerber im regulierten Bereich vor ungerechtfertigten Finanzierungskostenbelastungen durch angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals für den alten Anlagebestand, im Sinne eines angemessenen Ausgleichs für die Tätigkeit des Netzbetreibers, geschützt werden (§ 4 Z 6 ElWOG 2010). Durch den  $WACC_{Neuinvest}$  sollen in diesem Ansatz Investitionsanreize sichergestellt werden bzw. soll vermieden werden, dass notwendige Investitionen verschoben werden oder ganz ausbleiben. Damit wird einerseits die wirtschaftliche Geschäftsgrundlage der regulierten Unternehmen sichergestellt und andererseits Investitionssicherheit geschaffen.

Hinsichtlich des  $WACC_{Neuinvest}$  wird die Behörde eine jährliche Aktualisierung der angemessenen Zinsen für Neuinvestitionen durchführen, wobei in der WACC Formel ausschließlich die Fremdkapitalzinsen und der risikolose Basiszins bei der Eigenkapitalzinsermittlung aktualisiert werden (ab 2023 bzw. für die Festlegung des Jahres 2024 mit Stichtag Ende August als 12-monatiger Durchschnitt). Marktrisikoprämie und Beta-Faktor sollen also während der Periode unverändert bleiben, da sowohl generelle Marktrisikoaufschläge als auch das generelle Risiko aus dem Netzbetrieb als stabil angesehen werden. Eine jährliche und einheitliche Aktualisierung des  $WACC_{Neuinvest}$  stellt dessen Angemessenheit im Sinne des § 60 Abs. 1 ElWOG 2010 sicher. Mit der jährlichen Aktualisierung wird auch den Interessen der Netzbewerber Rechnung getragen, da auch ein potenzielles Absinken der Zinslandschaft zeitnah in dem WACC für Neuinvestitionen berücksichtigt wird.

Die Grundlage für die Aktualisierung der Fremdkapitalzinsen und des risikolosen Basiszins für die Eigenkapitalzinsermittlung für den  $WACC_{Neuinvest}$ , der für Neuinvestitionen im Geschäftsjahr 2023 für die Dauer der Regulierungsperiode zur Anwendung kommt, bilden Daten von März bis inklusive August 2022 (6-monatiger Durchschnitt). Ab dem Jahr 2023 wird mit Stichtag 31. August der  $WACC_{Neuinvest}$  für das jeweilige Folgejahr auf Basis eines 12-monatigen Durchschnitts aktualisiert bzw. neu berechnet. Diese Neuberechnung des  $WACC_{Neuinvest}$

wird im Laufe der vierten Regulierungsperiode jährlich mit dem beschriebenen 12-monatigen Durchschnitt per Stichtag 31. August im November des jeweiligen Jahres veröffentlicht.

Abgesehen davon, dass der  $WACC_{Neuinvest}$  auf aktuellen durchschnittlichen Renditen basiert, werden für die Festlegung der Zinssätze grundsätzlich die gleichen Parameter sowie die gleiche Ermittlungsmethodik dieser Parameter wie bei den vergangenen WACC-Entscheidungen herangezogen. Dies ist insbesondere mit der Vermeidung eines Kontinuitätsbruchs der Regulierungsentwicklung bzw. einer vorhersehbaren Vorgangsweise der Regulierungsbehörde zu begründen. Eine Abkehr von der etablierten Vergangenheitsorientierung bei der Festlegung der WACC-Teilkomponenten durch eine etwaige Einbeziehung von Erwartungswerten würde einer langfristigen ausgewogenen Bestimmung angemessener Finanzierungskosten gemäß § 60 Abs. 1 EIWOG 2010 zuwiderlaufen.

In der vorläufigen Regulierungssystematik für die Strom-Übertragungsnetzbetreiber hat die Behörde auch eine Aktualisierung des  $WACC_{Altbestand}$  in Erwägung gezogen. Um der großen Volatilität der Zinsentwicklung in den letzten Monaten sowie der Dynamik der aktuellen Situation Rechnung zu tragen und eine Entscheidung auf Basis möglichst aktueller Daten zu treffen, erscheint es für die Behörde sinnvoll, neben dem  $WACC_{Neuinvest}$  auch die zugrundeliegende Durchschnittsbildung beim  $WACC_{Altbestand}$  auf Basis aktueller Daten bis Ende August 2022 zu aktualisieren. Daher hat die Behörde von ihren Gutachtern eine Aktualisierung beider Finanzierungskostensätze (bzw. der jeweiligen Fremdkapitalzinsen und risikolosen Basiszinsen) zum gleichen Stichtag (31. August 2022) vornehmen lassen. Für eine detailliertere Ausführung dieser Aktualisierung sei auf Randl/Zechner (2022b) verwiesen („Aktualisierung zum Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Strom-Übertragungsnetzbetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027“).

An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass im kommenden Verfahren auch eine Aktualisierung des  $WACC_{Altbestand}$  durchgeführt wird, um mit der geplanten Ausgestaltung der Regulierung für Strom-Verteilernetzbetreiber gleichzuziehen.

Die Zusammensetzung der Finanzierungskostensätze für die neue Regulierungsperiode sowie ein Vergleich zur vorherigen Periode werden in der folgenden Abbildung auf Basis der oben beschriebenen Ansätze und Betrachtungszeitpunkte illustriert. Wie bereits oben detailliert

ausgeführt, ist in dieser Abbildung 1 zu beachten, dass die Werte der Fremdkapitalzinsen und des risikolosen Basiszins für die Eigenkapitalzinsermittlung für die Finanzierungskostensätze, die jeweils ab dem Geschäftsjahr 2024 auf jegliche Neuinvestitionen wirken werden, noch jährlich zu aktualisieren sind.

	Vorherige Periode	$WACC_{Altbestand}$	$WACC_{Neuinvest_{2023}}$	$WACC_{Neuinvest_{2024-2028}}$
risikoloser EK-Zins	1,87%	0,66%	1,63%	<i>Wird laufend aktualisiert</i>
FK-Zins	2,70%	1,64%	2,71%	<i>Wird laufend aktualisiert</i>
Ausgabekosten FK	0,00%	0,20%	0,20%	0,20%
Marktrisikoprämie	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Beta unverschuldet	0,400	0,400	0,400	0,400
Beta verschuldet	0,850	0,850	0,850	0,850
FK-Anteil	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%
EK-Anteil	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%
Steuersatz	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
EK-Zins vor Steuern	8,16%	6,55%	7,84%	<i>Wird laufend aktualisiert</i>
EK-Zins nach Steuern	6,12%	4,91%	5,88%	<i>Wird laufend aktualisiert</i>
FK-Zins vor Steuern	2,70%	1,84%	2,91%	<i>Wird laufend aktualisiert</i>
<b>WACC vor Steuern</b>	<b>4,88%</b>	<b>3,72%</b>	<b>4,88%</b>	<i>Wird laufend aktualisiert</i>
<b>WACC nach Steuern</b>	<b>3,66%</b>	<b>2,79%</b>	<b>3,66%</b>	<i>Wird laufend aktualisiert</i>

**Abbildung 1: Festlegung der Finanzierungskostensätze gemäß § 60 Abs. 1 EIWOG 2010.**

Die Herleitung der einzelnen WACC-Parameter wird in Folge kurz beschrieben. Für eine detailliertere Ausführung sei auf Randl/Zechner (2022a) und Randl/Zechner (2022b) verwiesen.

### Quantifizierung der Eigenkapitalzinsen

**Risikoloser Zins** – Für die Ermittlung des risikolosen EK-Zinses werden Zinskurven der Länder Finnland, Niederlande und Österreich herangezogen, die sich auf Nullkuponanleihen beziehen. Bei den Zeitreihen der Zinskurven werden 10-, 15- und 20-jährige Laufzeiten betrachtet. Diese Durationen sollen eine Konsistenz mit der DMS-Datenbank für die Ermittlung der Marktrisikoprämie sicherstellen und eine plausible Bandbreite für den risikolosen Zins aufzeigen. Nachdem für jede Laufzeit der arithmetische Durchschnitt der Tageswerte der Zinskurven von Österreich, Niederlande und Finnland ermittelt wird, werden jeweils die Durchschnitte über einen fünfjährigen Zeitraum von September 2017 bis August 2022 berechnet. Die Behörde orientiert sich an der oberen Bandbreite für den risikolosen Zins in Höhe von 0,66 % (20-

jährige Laufzeit des gleichgewichteten Durchschnitts der Zinskurven von AT, NL, FI) und folgt damit der Empfehlung von Zechner/Randl (2022a), aufgrund der aktuell erhöhten Unsicherheit eine Festlegung im oberen Bereich der Bandbreite zu treffen. Hinsichtlich des risikolosen EK-Zinses für Neuinvestitionen ergibt sich aufgrund des derzeit hohen Zinsniveaus ein Wert in Höhe von 1,63 %.

**Marktrisikoprämie (MRP)** – Zechner/Randl (2022a) schätzen die MRP auf Basis historischer Daten bzw. approximieren die Anlegererwartungen durch die Analyse historischer Marktrisikoprämien und verwenden als Grundlage für die quantitative Bestimmung die Datensammlung von Dimson, Marsh und Staunton (DMS) mit einer möglichst langen Beobachtungsperiode von 1900 bis 2021. Sie leiten eine Bandbreite für die MRP von 3,2 % bis 4,4 % ab (MRP Bonds, Welt, geometrisches und arithmetisches Mittel), die auch nach einer umfangreichen Analyse von Sensitivitäten weiterhin Bestand hat.

Obwohl aus Behördensicht bei der MRP grundsätzlich auf Basis des Behördengutachtens vorzugehen ist, da die Argumente dieser Ermittlungsmethodik überzeugen, erkennt sie an, dass bei diesem Parameter eine Unsicherheit hinsichtlich der korrekten Ermittlung besteht. Im Zuge von zahlreichen Gesprächen zu dem Thema wurden zahlreiche Alternativberechnungen und Gründe vorgebracht, dass dieser Parameter höher festzulegen wäre. Hierbei dreht sich die Diskussion stets um die Frage, ob die MRP auf Basis von Vergangenheitsdaten wie beim Behördengutachten oder auf Basis von Schätzungen und Erwartungen der Zukunft zu bestimmen ist.

Vor dem Hintergrund einer stabilen Entscheidungspraxis und der derzeit hohen Unsicherheit der Zinsentwicklung legt die Behörde weiterhin einen Wert von 5,0 % fest. Bereits in der vorherigen Regulierungsperiode wurde dieser Wert angewandt, obwohl das damalige Behördengutachten einen Maximalwert von 4,4 % vorgesehen hätte. Wie schon in der letzten Regulierungsperiode festgehalten, wird künftig evaluiert, ob sich die im Gutachten ermittelte Reduktion als längerfristig stabil herausstellt.

**Beta-Faktor** – Bei der Bestimmung des Beta-Faktors erfolgte im Gutachten von Zechner/Randl (2022a) eine Analyse von geeigneten Vergleichsunternehmen (Short List). Um eine Gruppe



von Vergleichsunternehmen mit einem den Strom-Übertragungsnetzbetreibern möglichst ähnlichem Risikoprofil festzulegen, wurden verschiedene Kriterien definiert, auf deren Basis die Short List einem genaueren Screening unterzogen wurde. Nähere Details hinsichtlich dieser Kriterien sowie der Vergleichsindices, Vorgangsweise zur Adjustierung der Roh-Betas und der Anpassung der Kapitalstruktur sind dem Gutachten von Zechner/Randl (2022a) zu entnehmen.

Die Gutachter schätzen die Betas über Schätzperioden von 3 und 5 Jahren mit einer wöchentlichen Datenfrequenz. Die Schätzmethodik basiert auf einer linearen Regressionsanalyse, wobei die lineare Abhängigkeit der historischen Renditen einer Aktie von den Marktrenditen ermittelt wird. Unter Verwendung dreier im Gutachten näher beschriebener Peergruppen ergibt sich für die Vasicek-adjustierte Unlevered Betas (unverschuldete Betas) eine Bandbreite von 0,31 bis 0,40. Für das Relevern wird ein Faktor in Höhe von 2,125 verwendet, der sich aus dem österreichischen KÖSt-Satz und der Zielkapitalstruktur der österreichischen Netzbetreiber berechnet. Als Schätzer für die Relevered Betas (verschuldeten Betas) ergibt sich damit eine Bandbreite von 0,66 bis 0,85. Aus Stabilitätsgründen und auf Basis der Empfehlung von Zechner/Randl (2022a), aufgrund der aktuell erhöhten Unsicherheit eine Festlegung im oberen Bereich der Bandbreite zu treffen, legt die Behörde den Wert des unverschuldeten bzw. verschuldeten Betas weiterhin bei 0,40 bzw. 0,85 fest.

**Eigenkapitalzinsen** – Wie in Abbildung 1 dargestellt, ergeben sich auf Basis dieser Parameter die Eigenkapitalzinsen (vor Steuern) wie folgt:

$$Eigenkapitalzinssatz_{Altbestand} = \frac{0,66 \% + 0,85 * 5 \%}{(1 - 0,25 \%)} = 6,55 \%$$

$$Eigenkapitalzinssatz_{Neuinvest} = \frac{1,63 \% + 0,85 * 5 \%}{(1 - 0,25 \%)} = 7,84 \%$$

### Quantifizierung der Fremdkapitalzinsen

Die Fremdkapitalkosten bestehen aus den folgenden drei Komponenten: einen risikolosen Basiszinssatz, einen Aufschlag für das Kreditrisiko und annualisierte Ausgabekosten. Im Folgenden wird nicht zwischen risikolosem Zins und Kreditaufschlag differenziert, weil Zechner/Randl (2022a), an deren empfohlene Bandbreite sich die Behörde orientiert, die Summe

dieser beiden Komponenten gemeinsam ermitteln. Dies ist möglich, wenn geeignete Indizes für Unternehmensanleihen zur Verfügung stehen. Zechner/Randl (2022a) greifen in ihrem Gutachten zur Quantifizierung der Fremdkapitalkosten auf Indizes etablierter Anbieter zurück.

**Fremdkapitalzinssatz** – Der von der Behörde festgelegte Fremdkapitalzinssatz soll jenen Kosten entsprechen, zu denen sich vergleichbare Unternehmen am Markt finanzieren können. Auch bei der Ermittlung des Fremdkapitals ist ein erster notwendiger Schritt die Analyse einer Peergruppe mit einer vergleichbaren Risikostruktur wie die der Strom-Übertragungsnetzbetreiber. Obwohl Ratings internationaler Agenturen zeigen, dass die Bonität österreichischer Energieversorgungsunternehmen mit Ratings im A-Bereich eingestuft werden, verwenden Zechner/Randl (2022a) für die Quantifizierung der Fremdkapitalkosten vor dem Hintergrund der gegenwärtigen Energiekrise, die zu erhöhten Risiken für den gesamten Sektor führen kann, eine Peergruppe mit Unternehmen, die überwiegend Ratings im BBB-Bereich aufweisen.

Wie bereits oben erwähnt ist bei der Ermittlung der Parameter Konsistenz im Zeitverlauf ein wichtiges Prinzip, damit sich für die Bereitsteller und die Nutzer der Infrastruktur Vor- und Nachteile aus der Wahl eines bestimmten Horizonts für die Durchschnittsbildung weitgehend ausgleichen. Ebenso wie Zechner/Randl (2022a) hält es daher auch die Behörde für sinnvoll, wie bei der Ermittlung des risikolosen Zinssatzes als Komponente der Eigenkapitalkosten und analog zu Zechner/Randl (2019)<sup>5</sup> einen fünfjährigen Zeitraum für die Durchschnittsbildung heranzuziehen. Auf Basis dieser fünfjährigen Durchschnittsbildung ergibt sich eine Bandbreite der Fremdkapitalkosten von 1,16 % bis 1,64 %. Die Behörde orientiert sich so wie bei den anderen bisher aufgezählten Parametern an der oberen Bandbreite und legt daher den FK-Zins (vor Steuern) für den Altbestand auf 1,64 % fest.

Hinsichtlich des Finanzierungskostensatzes für Neuinvestitionen ergibt sich auf Basis einer Durchschnittsbetrachtung der Renditen für die Fremdkapitalkosten relevanter Anleiheindizes über den Zeitraum von sechs Monaten (März bis August 2022) für den Fremdkapitalzins vor

---

<sup>5</sup> Vgl. Randl, O., Zechner, J. (2019) „Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Gas-Fernleitungsbetreiber für die Regulierungsperiode 2021 bis 2024“. [https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Gutachten-RandlZechner20191103\\_KapitalkostenGasfernleitungsbetreiber+%283%29.pdf/e8ef0be8-54b4-4ea7-238e-63dd349ebe70?t=1590738038068](https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Gutachten-RandlZechner20191103_KapitalkostenGasfernleitungsbetreiber+%283%29.pdf/e8ef0be8-54b4-4ea7-238e-63dd349ebe70?t=1590738038068).

Steuern eine Bandbreite von 2,71 % bis 3,03 %. Im Gegensatz zum Fremdkapitalzinssatz für den Altbestand hält die Behörde hier eine Orientierung an der unteren Bandbreite für angemessen, da dieser Zins laufend an die tatsächlichen Begebenheiten am Kapitalmarkt angepasst werden kann. Ergänzend ist hier anzuführen, dass für die Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes auf Ratings aus dem „BBB“-Anleihebereich zurückgegriffen wurde. Sämtliche geratete Energieunternehmen in Österreich weisen allerdings ein Rating im Bereich von „A“ oder besser auf. Somit kann jedenfalls davon ausgegangen werden, dass die verwendeten Risikoaufschläge für österreichische Übertragungsnetzbetreiber ausreichend hoch bemessen sind.

In diesem Zusammenhang sei auch auf die Berücksichtigung von Krediten der Europäischen Investitionsbank (EIB) für österreichische Netzbetreiber hingewiesen. In den letzten Jahren wurden solche Kredite kaum genutzt. Dies könnte damit begründet werden, dass hierfür kein Anreiz bestanden hat – aufgrund dessen wird daran gearbeitet, dass diese Inanspruchnahme der EIB auch rechtlich leichter möglich ist und somit mehr von den Netzbetreibern umfänglich genutzt werden. Hintergrund könnte die Tatsache sein, dass 65 % des Zinsvorteils aus diesen Krediten den Kunden auf Basis einer Erkenntnis des Bundesverwaltungsgerichts zugeordnet werden. Als Referenzgröße diene hierfür immer der anerkannte Zins. Da dieser bisher mit 2,70 % maßgeblich über den Marktzinssätzen gelegen ist, hätte eine derartige Finanzierung zu einem finanziellen Nachteil geführt. Da mit der Neubestimmung des Zinssatzes die Differenz zwischen der Festlegung im Regulierungssystem und den aktuellen Marktgegebenheiten ausgeglichen wird und für Neuinvestitionen künftig stets ein aktueller Zins herangezogen wird, müsste für die österreichischen Netzbetreiber wieder ein ausreichender Anreiz für derartige Finanzierungen bestehen.

**Ausgabekosten** – Zechner/Randl (2022a) quantifizieren die Höhe der Ausgabekosten, die bei der Neuemission von Wertpapieren bei Emittenten entstehen, auf Basis empirischer Literatur in Höhe von 0,2 % p.a., was die Behörde wie bereits in Zechner/Randl (2019) als angemessen ansieht.

**Fremdkapitalzinsen** – Wie in Abbildung 1 dargestellt, ergeben sich auf Basis dieser Parameter die Fremdkapitalzinsen (vor Steuern) wie folgt:

$$\text{Fremdkapitalzinssatz}_{\text{Altbestand}} = 1,64 \% + 0,20 \% = 1,84 \%$$

$$\text{Fremdkapitalzinssatz}_{\text{Neuinvest}} = 2,71 \% + 0,20 \% = 2,91 \%$$

### Unternehmenssteuersatz in der WACC-Berechnung

Das Ökosoziale Steuerreformgesetz 2022 definiert die Senkung der Körperschaftssteuer (KÖSt) von aktuell 25 % auf 24 % für das Kalenderjahr 2023 und auf 23 % ab den Kalenderjahren 2024.<sup>6</sup> Da der gesetzliche KÖSt-Satz ein direkter Parameter der WACC-Berechnungsformel ist, wirkt sich eine Änderung dieses Steuersatzes auf die Höhe des WACC vor Steuern aus, wobei diese Änderung nur auf den Eigenkapitalzinssatz wirkt. Der Vor-Steuer-Fremdkapitalzins ändert sich hierdurch nicht. Die Senkung hätte einen reduzierenden Effekt auf den Finanzierungskostensatz, wobei dieser als sehr gering einzustufen ist. Ohne eine Anpassung des WACC vor Steuer an den aktuellen gesetzlichen KÖSt-Satz würde dieser geringe, aber dennoch kostensenkende Effekt entsprechend keine Berücksichtigung finden und den Netzbetreibern als Vorteil zugutekommen. Die Netzbetreiber würden benachteiligt werden. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wird die Behörde den Finanzierungskostensatz während der Regulierungsperiode an den jeweils geltenden gesetzlichen KÖSt-Satz anpassen, sobald die geplante Senkung der KÖSt umgesetzt ist.

Die Details der notwendigen Anpassungsschritte sind im beigelegten Behördengutachten von Zechner/Randl (2022a) ausgeführt, auf das an dieser Stelle verwiesen wird.

### **2.3. Anpassung der Kostenbasis**

Die ermittelte beeinflussbare Kostenbasis umfasst die Netzkosten exklusive der erwähnten Abzugspositionen (siehe oben). Die festgestellten Kosten sind in der Folge durch die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 Z 1 und 3 bis 8 EIWOG 2010 abzudecken. Gesondert davon werden die Kosten für den Ausgleich der Netzverluste ermittelt und durch das Netzverlustentgelt gemäß § 51 Abs. 2 Z 2 EIWOG 2010 abgegolten.

---

<sup>6</sup> Vgl. [https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/II/\\_01293/index.shtml](https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/II/_01293/index.shtml). Artikel 2, Änderung des Körperschaftsteuergesetzes 1988. Abgerufen am 01.07.2022.

Da der Zeitpunkt des Inkrafttretens einer neuen Systemnutzungsentgelte-Verordnung in der Regel nicht mit dem Geschäftsjahr, das der Prüfung zugrunde liegt, zusammenfällt, ist eine Hochrechnung der Kostendaten vom geprüften Geschäftsjahr erforderlich. Als Ausgangsbasis dient die Summe der Netzkosten exklusive vorgelagerter Netzkosten und Netzverlustkosten. Diese beeinflussbaren Kosten werden einer Anpassung anhand der Hochrechnungsfaktoren gemäß § 59 Abs. 2 1. Satz ElWOG 2010 unterzogen, um dem systemimmanenten Zeitverzug zu entsprechen.

Es handelt sich hierbei für die APG um

- die Zielvorgabe (kostenmindernd): Die Zielvorgabe kombiniert individuelle Effizienzziele mit einer generellen Produktivitätsentwicklung (§ 59 Abs. 2 ElWOG 2010). Der individuelle Effizienzwert ergibt sich derzeit aus dem von CEER (Council of European Energy Regulators) durchgeführten internationalen Benchmarking E3Grid2012, an welchem zahlreiche europäische Übertragungsnetzbetreiber teilnehmen. Ein genereller Effizienzfortschritt (Xgen) wurde für Übertragungsnetzbetreiber dabei nicht festgestellt. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass bei der Ermittlung dieser generellen Produktivitätsentwicklung der Netzbetreiberpreisindex (siehe unten) berücksichtigt wurde, welcher eine Kombination aus In- und Outputindices darstellt. Im Vergleich zum VPI (reiner Outputindex) käme es somit zu einer systematischen Unterschätzung des Faktorproduktivitätsfortschritts. Um dies zu vermeiden, wird die Kostenbasis um die Differenz zwischen NPI und VPI korrigiert. Sobald Ergebnisse eines neuen Effizienzvergleichs vorliegen, kann eine Anpassung der derzeitigen Berechnungssystematik erfolgen. Jedenfalls sind aber belastbare zukünftige Ergebnisse aus laufenden Gutachten in eine neue Bewertung im Rahmen einer Aktualisierung der generellen Produktivitätsentwicklung miteinzubeziehen.
- den Netzbetreiberpreisindex (kostenerhöhend): Um die Preisentwicklung zwischen dem Zeitpunkt der Prüfung und jenem des Inkrafttretens der Systemnutzungsentgelte-Verordnung abzubilden, werden die Kosten anhand der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate angepasst (§ 59 Abs. 2 und 5 ElWOG 2010).

Bei der VÜN handelt es sich ebenfalls um

- die Zielvorgabe (kostenmindernd): Da für die VÜN mangels geeigneter Vergleichsunternehmen bisher keine individuelle Effizienzvorgabe anhand eines Benchmarkings ermittelt werden konnte, wird keine individuelle Zielvorgabe angesetzt. Aufgrund der Historie der VÜN als Produkt der Aufspaltung der VKW-Netz AG in VÜN und Vorarlberger Energienetze GmbH weist die VÜN eine ähnliche Kostenstruktur wie das Verteilernetz auf. Aufgrund der engen Vermaschung der beiden Unternehmen im operativen Bereich ist von einem vergleichbaren Effizienzpotential auszugehen. Daher orientiert sich der Xgen an der generellen Effizienzvorgabe der jeweils gültigen Regulierungsperiode der österreichischen Strom-Verteilernetzbetreiber bzw. entspricht die Zielvorgabe der VÜN dem Xgen-Parameter der Strom-Verteilernetzbetreiber. Der Xgen für die vierte Regulierungsperiode der Strom-Verteilernetzbetreiber beträgt 0,95 % p.a. Im Zuge der fünften Regulierungsperiode, die mit 1. Jänner 2024 beginnt, wird der Parameter neu ermittelt. Dementsprechend wird sich die Höhe der Zielvorgabe für die VÜN ab dem 1. Jänner 2024 voraussichtlich ändern.
- den Netzbetreiberpreisindex (kostenerhöhend), der gleichlautend wie bei der APG festgestellt wird.

Diese beiden Komponenten wirken – abhängig von den Erlöspositionen (Auktionserlöse und *Inter-TSO-Compensation-Mechanism* zum Abbau von Engpässen) – bei der APG auf 15 bis 20 % und bei der VÜN auf über 50 % der Netzkostenbasis.

#### ***2.4. Anreizmodell zur Umsetzung technischer und energiepolitischer Maßnahmen zur Ökologisierung und Effizienzsteigerung des Übertragungsnetzes***

Die Behörde sieht mit der aktuell festgelegten Regulierungssystematik für die Strom-Übertragungsnetzbetreiber den gesetzlichen Auftrag, gemäß §§ 59 und 60 ElWOG 2010 angemessene Kosten dem Grunde und der Höhe anzuerkennen, generell als adäquat erfüllt an. Allgemein werden die angemessenen OPEX zur Umsetzung der gesetzlichen Aufgaben, sowie ggfs. darüber hinausreichende Tätigkeiten, welche mit der Behörde abgestimmt wurden, anerkannt. Dies inkludiert auch Risiken, die aus der Umsetzung der gesetzlichen Aufgaben ergeben.

Die Behörde ist sich bewusst, dass sich das gesamte Energiesystem aufgrund der Energiewende in einem außerordentlichen Transformationsprozess befindet. Leistungsfähige Stromnetze bilden dabei das Rückgrat der Energiewende und der Energieversorgung in Österreich. Große Herausforderungen liegen unter anderem in der Anpassung der Übertragungs- und Verteilernetze an neue Erzeugungsstrukturen sowie der Integration erneuerbare Stromerzeugungsanlagen.

Aufgrund dieser energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und auf Basis der aktuellen gesetzlichen Grundlage erachtet es die Behörde für notwendig, temporäre Anreize zu setzen, um diesen Transformationsprozess speziell im österreichischen Übertragungsnetz zusätzlich zu stützen.

Generell normiert § 59 Abs. 2 ElWOG 2010, dass für Netzbetreiber „Anreize bestehen, die Effizienz zu steigern und notwendige Investitionen angemessen durchführen zu können“. Die erläuternden Bemerkungen zu § 59 Abs. 2 und 3 gehen u.a. von folgendem Verständnis aus: „Um Unternehmen einen Anreiz zur produktiven Effizienz und Kosteneinsparung zu bieten, sollte ihnen zumindest für eine gewisse Zeitperiode eine Belohnung für diese Anstrengung gewährt [...] werden.“

Auf dieser Grundlage entwickelt die Behörde ein Anreizmodell zur Umsetzung technischer und energiepolitischer Maßnahmen zur Ökologisierung und Effizienzsteigerung des Übertragungsnetzes. Grundprämissen zur Festsetzung entsprechender Anreize sind, dass:

- diese messbar hinsichtlich der Zielerreichung und des Kundennutzens sind,
- eine klare Abgrenzbarkeit zu schon berücksichtigten Kosten vorliegt,
- wo möglich und effektiv, die Anreizkomponenten symmetrisch ausgestaltet sind,
- der Kundennutzen im Vordergrund steht.

## **2.5. Mengenisiko**

Die Regulierungssystematik stellt fest, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber keinem Mengenisiko gegenübersehen. So werden Abweichungen zwischen Plan- und Ist-Mengen der vergangenen Jahre im Rahmen der Entgeltbestimmung über das Regulierungskonto gemäß § 50 ElWOG 2010 berücksichtigt.