

V KOS XX1/22 **Musterbescheid Kostenfeststellung 2023** (unverbindliche öffentliche Fassung)

Musterbescheid über die Feststellung der Kosten und des Mengengerüsts gemäß § 48 Abs. 1 EIWOG 2010 für das Jahr 2023.

B E S C H E I D

In dem von Amts wegen eingeleiteten Verfahren zur Feststellung der Kosten und des Mengengerüsts der Netz ***** GmbH für das Jahr 2023 ergeht gemäß § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 7/2022, iVm § 48 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 7/2022, nachstehender

I. Spruch

1. Die den Entgelten zu Grunde liegenden Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems werden gemäß § 48 Abs. 1 iVm § 59 f EIWOG 2010 für das Jahr 2023 wie folgt festgestellt:

2. Die Kosten für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste werden gemäß § 48 Abs. 1 iVm § 59 EIWOG 2010 für das Jahr 2023 wie folgt festgestellt:

3. Das dem Netznutzungsentgelt und dem Netzverlustentgelt zu Grunde zu legende Mengengerüst wird – abgesehen von den in Spruchpunkt 4 festgelegten Mengen – gemäß § 48 Abs. 1 iVm § 61 EIWOG 2010 für das Jahr 2023 wie folgt festgestellt:

4. Die aus dem vorgelagerten Netz bezogenen Mengen werden gemäß § 48 Abs. 1 iVm § 61 EIWOG 2010 für das Jahr 2023 wie folgt festgestellt:

5. Die über die spruchgemäßen Feststellungen hinausgehenden Anträge werden abgewiesen.

II. Begründung

1. Verfahrensablauf

1.1. Verfahren vor Stellungnahme

Mit Beschluss vom 10. Februar 2022 hat der Vorstand der E-Control ein Verfahren zur Feststellung der Kosten und des Mengengerüsts gemäß § 48 EIWOG 2010 eingeleitet. Mit Schreiben vom 14. Februar 2022 wurden die Netz ***** GmbH (in Folge auch: „das Unternehmen“) und die Amtsparteien Bundesarbeitskammer (in Folge: „BAK“), Wirtschaftskammer Österreich (in Folge: „WKÖ“), Landwirtschaftskammer Österreich (in Folge: „LK Österreich“) und Österreichischer Gewerkschaftsbund (in Folge: „ÖGB“) von der Einleitung des Verfahrens in Kenntnis gesetzt. Das Unternehmen wurde dabei anhand einer (ersten) Anforderungsliste um die Übermittlung von geschäftlichen Unterlagen und Informationen ersucht.

Das Unternehmen wurde im Zuge dessen gleichzeitig ersucht, folgende Unterlagen binnen sechs Wochen beizubringen:

- Bruttomengenerhebung 2021
- Erhebungsbögen des Geschäftsjahres 2021 (Allgemeines, Netzhöchstlast, Technische Daten, Wirtschaftliche Daten, Anlageklassen, vorgelagerte Netzkosten, Mittelfristige Investitionsplanung, Detailabfrage Smart Meter, Erweiterungsfaktoren und Projekte & Investitionen)
- Wirtschaftsprüfungsbericht bzw. Jahresabschluss Geschäftsjahr 2021
- Abfrage Strukturdaten Geschäftsjahr 2021
- Daten aus der 1. Anforderungsliste

Diese Daten wurden der Behörde fristgerecht übermittelt.

1.2. Vorläufiges Ermittlungsergebnis und Stellungnahmen der Verfahrensparteien

Am 22. Juli 2022 übermittelte die Behörde ihr vorläufiges Ermittlungsergebnis an die Verfahrensparteien. Das Unternehmen sowie die Amtsparteien wurden gemäß § 48 Abs. 2 EIWOG 2010 eingeladen, binnen vier Wochen zum vorläufigen Ermittlungsergebnis Stellung zu nehmen.

Das Unternehmen übermittelte nach Gewährung einer Fristverlängerung am 26. August 2022 eine Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis. Die WKÖ übermittelte nach Gewährung einer Fristverlängerung eine Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis.

Die BAK übermittelte nach Gewährung einer Fristverlängerung eine Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis.

1.2.1. Stellungnahme des Unternehmens

Das Unternehmen führt in der Stellungnahme an, dass die Berechnungen der Behörde sachlich richtig und nachvollziehbar seien.

Außerdem erklärt das Unternehmen, dass der Einfluss der hohen Inflation ab 2022 auf den NPI im mehrjährigen Ausblick einen massiv nachteiligen Kosteneffekt auf die die Kostenbasis habe. Die tatsächlichen Kosten würden inflationsbedingt nach den Fotojahren stark ansteigen, aber im Kostenpfad sei die Steigerung erst mit deutlicher Verzögerung berücksichtigt.

Daher sei eine Aufrollung des „t-2“-Verzuges auch für den NPI erforderlich, analog der Systematik für den systemimmanenten Zeitverzug, um die wirtschaftliche Stabilität der Netzbetreiber nicht zu gefährden.

1.2.2. Stellungnahme der Bundesarbeitskammer

Die Bundesarbeitskammer (BAK) hat sowohl eine Stellungnahme zu den vorläufigen Ermittlungsergebnisse sowie zum Entwurf der Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber eingereicht.

1.2.2.1. Zielsetzungen des Regulierungssystems

Aus Sicht der BAK seien folgende Zielsetzungen des Regulierungssystems besonders hervorzuheben: Versorgungssicherheit und -qualität, Schutz der Konsument:innen vor überhöhten Kostenbelastungen, Förderung eines effizienten Verhaltens der regulierten Unternehmen, rechtliche Stabilität, Transparenz des Systems sowie Sicherstellung der allgemeinen Akzeptanz des Regulierungssystems durch alle Interessensgruppen. Im Rahmen des Regulierungsregimes (Anreizregulierung) sei für die BAK entscheidend, dass Konsument:innen an den angestrebten Effizienzgewinnen der Strom-Verteilernetzbetreiber tatsächlich partizipieren können. Dies bedeute die Weitergabe der realisierten Kostenreduktionen bei Strom-Verteilernetzbetreibern an ihre Endkund:innen weitergegeben werden. Gleichzeitig hätten Investitionen nur im notwendigen Ausmaß, also kosteneffizient zu erfolgen, um die Netznutzer:innen vor überhöhten Kosten zu schützen.

1.2.2.2. Wesentliche Treiber der Gesamtkosten

Als zentrale Kostentreiber in den gegenständlichen Verfahren seien laut der BAK die stark gestiegenen Kosten für Netzverluste verantwortlich. Die netzbetreiberseitige Beschaffung der Netzverlustmengen geschehe zu Stromhandelsmarktpreisen, welche aufgrund von Marktmanipulationen am Gasmarkt und dem Strommarktdesign gegenüber dem Vorjahr um mehr als 900 % gestiegen seien. Da dies im kommenden Jahr zu einer weiteren Kostenbelastung für Stromverbraucher:innen führe, fordert die BAK daher dringend eine

Änderung des Regimes zur Beschaffung von elektrischer Energie zur Deckelung von Netzverlusten.

Für das Jahr 2022 ergebe sich auf Grundlage der Ermittlungsergebnisse darüber hinaus eine signifikante Erhöhung der Verteilernetzkosten. Wesentliche Treiber dieser Kostenentwicklung seien eine rege Investitionstätigkeit und der Smart Meter Roll-Out. Zudem wirke sich die Aufrollung von Kosten aus der Vergangenheit (systemimmanenter Zeitverzug, Unterdeckung durch geringen Stromverbrauch 2020) in vielen Netzbereichen ebenfalls kostensteigernd aus.

1.2.2.3. Ursache der hohen Kosten für Netzverluste

Die Beschaffung von elektrischer Energie zum Ausgleich von Netzverlusten sei in den meisten Fällen über die gemeinsame Beschaffung durch die Austrian Power Grid AG (in Folge kurz APG) erfolgt. Diese habe den Strom auf der Strombörse zu Marktpreisen gekauft. Aufgrund der geopolitischen Situation sei es zu einer starken Steigerung der Großhandelspreise für Strom gekommen. Die russische Gazprom habe seit Mitte vergangenen Jahres ihre Marktmacht ausgenutzt, um den Börsenpreis für Gas in die Höhe zu treiben. Zudem sei durch das Schüren von Unsicherheiten und die (teilweise vertragswidrige) Einschränkung von Liefermengen der europäische Gasmarkt manipuliert worden. Verstärkt worden sei diese Unsicherheit durch spekulative Geschäfte mit Energie-Derivaten, diese würden Volatilität und Unsicherheit erhöhen und die Preise weiter antreiben. Dieses in der europäischen Union etablierte Strommarktdesign führe dazu, dass der Strompreis nahezu im Verhältnis 1:1 mit dem Gaspreis korreliere. Durch die Anwendung des Merit-Order-Prinzips (pay-as-clear-Modell) sei das teuerste noch benötigte Kraftwerk bestimmend für alle Erzeugungsformen. Dabei handle es sich sehr oft um ein Gaskraftwerk. Dies führe zu der absurden Situation, dass auch in Österreich der Gasbörsenpreis für den Strombörsenpreis bestimmend sei, obwohl die heimische Stromerzeugung zu mehr als 85 % aus erneuerbarer Energie, vorwiegend Wasserkraft, gewonnen werde. Der Strompreis sei derzeit mit über 600 EUR/MWh um über 1300 % höher als im langjährigen Durchschnitt und um 900 % höher als vor einem Jahr. Die Energieversorger geben den hohen Strompreis direkt oder indirekt über Indexierungen in Lieferverträgen an die Endkund:innen weiter. Dementsprechend seien alle Stromverbraucher:innen mit sehr hohen und weiter stark steigenden Stromkosten konfrontiert. Diese Entwicklung sei auch der zentrale Treiber der aktuell sehr hohen Inflation. Gelingt es nicht, die Energiepreise – insbesondere den Strompreis – rasch deutlich zu senken, so sei mit schwerwiegenden gesamtwirtschaftlichen Folgen, nämlich einer tiefen und anhaltenden Rezession als Folge einer Stagflation zu rechnen. Der hohen Belastung der Energieverbraucher:innen stünden aber auch Profiteure gegenüber. Diese seien jene Energieunternehmen, die bei defacto unveränderter Herstellungskosten ihre Produkte nun um ein Vielfaches teurer verkaufen können. Im Stromsektor treffe dies auf die Erzeuger aller rohstoffunabhängigen Erzeugungsformen zu.

Aufgrund der angewandten Systematik zur Beschaffung von elektrischer Energie zum Ausgleich von Netzverlusten würden die systemischen Probleme auf dem Strommarkt nun

auch auf den regulierten Bereich der Netze übertragen. Die Behörde setze die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie vorerst mit 258 EUR/MWh an. Den Äußerungen der Behörde sei aber zu entnehmen, dass geplant sei, die Kosten in den Kostenbescheiden noch deutlich höher festzulegen. Die BAK geht davon aus, dass aufgrund der aktuellen Marktsituation eine Festlegung der Kosten bei über 400 EUR/MWh wahrscheinlich sei. Netzverlustkosten iHv 258 EUR/MWh oder mehr seien für die BAK schlicht inakzeptabel.

1.2.2.4. *BAK fordert die E-Control dringend auf, eine Lösung zu entwickeln*

Ziel der Netzkostenregulierung sei es, die Konsument:innen vor überhöhten Kostenbelastungen zu schützen und die allgemeine Akzeptanz des Regulierungssystems durch alle Interessensgruppen sicherzustellen. Darüber hinaus seien, aus Sicht der BAK, in einem so zentralen Teil des Wirtschaftssystems – wie dem Stromnetz – auch gesamtwirtschaftliche Auswirkungen zu berücksichtigen. Die BAK fordere die E-Control hierbei mit Nachdruck auf, eine Änderung bei der Beschaffung von Verlustenergie anzustreben. Ziel müsse es dabei sein, die Kosten für Verlustenergie auf ein angemessenes Maß – Nahe der Gestehungskosten – zu reduzieren.

Sollte die Behörde zu der Auffassung gelangen, dass die gesetzlichen Vorlagen (§ 53 EIWOG 2010) nicht ausreichen, um eine solche Änderung durchzuführen, so fordere die BAK die Behörde auf, hier dringend mit dem zuständigen Ministerium für Klimaschutz, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) in Kontakt zu treten. Die BAK sehe es als Aufgabe der Regulierungsbehörde, die für diesen Bereich zuständigen politischen Verantwortungsträger:innen umgehend auf dieses systemische Problem aufmerksam zu machen und konkret Lösungsvorschläge zu machen.

Aus Sicht der BAK könne eine Lösung wie folgt aussehen:

- Österreichische Stromerzeuger seien dazu verpflichtet, Verlustenergie bereit zu stellen.
- Das Ausmaß der Lieferverpflichtung sei nach dem Anteil an der Gesamtjahresproduktion des Vorjahres gerichtet.
- Die Vergütung der gelieferten Strommengen sei nach den spezifischen Gestehungskosten in Euro/MWh gerichtet.
- Um eine aufwändige Kostenprüfung zu vermeiden, würde zunächst ein Pauschalbeitrag (bspw 80 Euro/MWh) festgelegt werden.
- Erzeugern mit höheren spezifischen Gestehungskosten würden, wenn sie gegenüber der Behörde höhere spezifische Erzeugungskosten nachweisen können, diese ex post abgegolten werden.

- Die Abwicklung der Beschaffung von Verlustenergie würde für alle Netzbereiche über die APG erfolgen.

Eine entsprechende Regelung könne auch zeitlich befristet für den Krisenfall, also beispielsweise, wenn der Strombörsenpreis eine bestimmte Preisgrenze übersteigt (bspw. 100 EUR/MWh), festgelegt werden.

1.2.2.5. Zu weiteren Punkten der vorläufigen Ermittlungsberichte

Die BAK geht davon aus, dass die rege Investitionstätigkeit sowohl auf notwendige Erneuerungen als auch auf neue Anforderungen an das Netz (Ökostromausbau, Smart Meter und Ladeinfrastruktur für E-Mobilität) zurückzuführen sind. Um die ambitionierten Energie- und Klimaziele erreichen zu können, weiterhin die hohe Qualität des Netzes aufrecht zu erhalten und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten seien umfassende Investitionen in das Stromnetz unabdingbar. Unabhängig davon, sieht die BAK die E-Control dennoch gefordert; die deutliche Zunahme der Investitionen verlange nach einer detaillierten Prüfung. Aus Sicht der BAK sei diese Detailprüfung spätestens für die Ermittlung der Kostenbasis der kommenden Regulierungsperiode durchzuführen. Aufgrund der volkswirtschaftlich relevanten Dimension der aktuellen und zukünftigen Investitionen und der zuletzt in zumindest zwei Fällen beobachteten Unregelmäßigkeiten bei Verteilnetzbetreibern sieht die BAK die Behörde gefordert, ihre Prüfungstätigkeit – auch in der Tiefe und im Vergleich zu früheren Prüfungen – auszuweiten. Dabei gelte es, die Angemessenheit der Investitionen auch in technischer Hinsicht zu prüfen, um auch in Zukunft ein möglichst „sicheres, zuverlässigen und effizientes Elektrizitätsnetz“ (§ 40 EIWOG 2010) sicherstellen zu können. In Hinblick auf künftige Regulierungsperioden sollte bei anhaltender Dynamik der Investitionen zudem die Notwendigkeit des Zinsaufschlags für Neuinvestitionen („Mark-up“) hinterfragt werden.

1.2.2.6. Transparenz und Übersicht der übermittelten Ermittlungsergebnisse

Die BAK bedanke sich für die sehr übersichtliche Darstellung in den vorläufigen Ermittlungsberichten hinsichtlich der Kosten- und Mengenermittlungsergebnisse und die Bereitstellung relevanter Vergleichswerte aus dem Vorjahr. Besonders hilfreich seien die in den vorläufigen Ermittlungsergebnissen einiger Netzbetreiber im Anschluss zur Kostenüberleitung ausgeführten Erläuterungen zentraler Kennzahlen und das Anführen wichtiger Investitionsprojekte. Außerdem begrüße die BAK die Umsetzung der von ihr angeregten, übersichtlichen grafischen Darstellung der Mengenentwicklung. Aus Sicht der BAK trage all dies deutlich zu einer transparenteren Darstellung der vorläufigen Ermittlungsergebnisse bei und verbessere damit auch wesentlich die Lesbarkeit und Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse.

1.2.3. Stellungnahme der Wirtschaftskammer Österreich

Die WKÖ geht in ihrer Stellungnahme auf die im Vergleich zum Vorjahr in fast allen Verfahren angestiegenen Kosten ein und sieht die Ursache dafür in einer starken Investitionstätigkeit,

den teilweise zu beobachtbaren Mengenrückgängen, sowie den stark steigenden Netzverlustkosten.

Es sei der WKÖ bewusst, dass die zur Zielerreichung notwendige Integration der Erneuerbaren einen verstärkten Netzausbau mit sich bringen würde. Gleichzeitig setze das Regulierungsmodell dahingehend offensichtlich ausreichend bzw. sogar zu starke Anreize (Stichwort „Mark-up“). Die Behörde wird ersucht, die Investitionen hinsichtlich der Notwendigkeit zu prüfen und nur die für die Aufrechterhaltung eines sicheren, zuverlässigen und leistbaren Netzbetriebs erforderlichen Investitionen anzuerkennen. Diese Prüfung gehöre nach Ansicht der WKÖ zur Kernaufgabe einer Netzgebührenregulierung.

Zudem erkenne die WKÖ an, dass die im Vergleich zum Vorjahr stark angestiegenen Netzverlustkosten den Preisen der Strombörsen unterliegen. Jedoch seien die daraus resultierenden Tarifsteigerungen kritisch zu betrachten, da dies eine zusätzliche Belastung für die österreichische Wirtschaft darstelle. Um diese Entwicklung abzufedern, stellt die WKÖ drei Handlungsmöglichkeiten dar.

Erstens könne die Preiserhöhung der Netzverlustkosten im Zuge eines Energiekostenausgleichs durch den Staat übernommen werden, dabei würden die Kosten keinen Eingang in den Kostenbescheid der E-Control finden. Die Mitteilung „RepowerEU“ sehe solche Kostenübernahmen der Staaten jedenfalls befristet vor. Die Übernahme der Netzverluste als Energiekosten sei, aufgrund der Mehreinnahmen der Bundesregierung aus den Beteiligungen an Energieunternehmen, die Pflicht ebendieser.

Die zweite Option sei, im Zuge der geänderten Vorschriften des Beihilfenrechts aufgrund des Ukraine Konflikts, die Möglichkeit, Unternehmen für die Mehrkosten zu entschädigen, die ihnen aufgrund außergewöhnlich hoher Gas- und Strompreise entstehen. Dabei führt die WKÖ eine diesbezügliche Mitteilung der Europäischen Kommission an (Befristeter Krisenrahmen für staatliche Beihilfen zur Stützung der Wirtschaft infolge der Aggression Russlands gegen die Ukraine – Mitteilung der Kommission, 2022/C 131 I/01).

Zuletzt ist die Möglichkeit angeführt, den Übertragungsnetzbetreiber APG, der die gemeinsame Beschaffung der Netzverlustenergie für die Verteilernetzbetreiber übernimmt, zu verpflichten, die Strommengen direkt von heimischen Erzeugern, statt von der Strombörse zu besorgen. Dabei sei zu den Gestehungskosten ein von der Regulierungsbehörde bestimmter Gewinnaufschlag zu verrechnen.

1.3. 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.

2. Grundlagen für die Feststellung der Kosten, der Zielvorgaben und des Mengengerüsts

2.1. Gesetzliche Grundlagen

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. Die Kosten und das Mengengerüst der übrigen Netzbetreiber können von Amts wegen mit Bescheid festgestellt werden. Zum Ermittlungsverfahren bestimmt § 48 Abs. 2 EIWOG 2010, dass der WKÖ, der LK Österreich, der BAK und dem ÖGB 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 § 36 Abs. 1 und § 39 E-ControlG hat die E-Control bei der Durchführung von Verfahren im Übrigen das Allgemeine Verwaltungsverfahrensgesetz 1991, BGBl. Nr. 51/1991 (AVG) in der geltenden Fassung anzuwenden, soweit gesetzlich nicht ausdrücklich anderes bestimmt ist.

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 teilw. auch für die Feststellung der Netzkosten bedeutsam sind, sind dem Unionsrecht, näher der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (in Folge: **EBM-VO 2019**), ABl. Nr. L 158 vom 14.6.2019 S. 54, sowie der Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (in Folge: **EBM-RL 2019**), ABl. Nr. L 158 vom 14.6.2019 S. 125, welche innerstaatlich erst zT 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 **Netzbewerber 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 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, Flexibilitätsdiensten und Verbindungsleistungen zu erleichtern (Art. 18 Abs. 2 EBM-VO 2019).

Für Verteilernetzbetreiber (VNB) ist weiters normiert, dass die Tarife kostenorientiert sein müssen, wobei die Nutzung des Verteilernetzes durch die Netznutzer einschließlich der aktiven Kunden zu berücksichtigen ist (Art. 18 Abs. 7 EBM-VO 2019). Weiters sieht die EBM-VO 2019 explizit die Berücksichtigung von **Effizienzanreizen** in den Verteilertarifmethoden vor und erlaubt ausdrücklich die Bestimmung von **Leistungszielen**, insbesondere **iZm Energieeffizienz, Flexibilität, den Ausbau intelligenter Netze** und die Einführung intelligenter Messsysteme (Art. 18 Abs. 8 EBM-VO 2019). VNB sollen Anreize erhalten **Flexibilitätsleistungen** einschließlich **Engpassmanagement**-Leistungen in ihrem Bereich, insbesondere durch Nutzung dezentraler Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung effizient – d.h. zur kosteneffizienten Vermeidung von Netznachrüstungen oder Kapazitätsersatzmaßnahmen unter Beibehaltung bzw. Verbesserung der Betriebssicherheit –, **zu beschaffen**. Die VNB haben diese Leistungen gemäß **transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren** zu akquirieren, **es sei denn, die Regulierungsbehörden haben festgelegt**, dass die Beschaffung dieser Leistungen **wirtschaftlich nicht effizient** ist oder dass eine solche Beschaffung zu **schwerwiegenden Marktverzerrungen oder zu stärkeren Engpässen** führen würde (Art. 32 Abs. 1 EBM-RL 2019).

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 EIWOG 2010 sind bei der Kostenermittlung zu berücksichtigen.

Für die Ermittlung der Kosten sind gemäß § 59 Abs. 2 EIWOG 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 EIWOG 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 EIWOG 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 EIWOG 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 EIWOG 2010 festgelegt, wie die verzinsliche Kapitalbasis zu ermitteln ist. Die Finanzierungskosten sind sodann durch Multiplikation des angemessenen Finanzierungskostensatzes mit der zu verzinsenden Kapitalbasis zu ermitteln.

Gemäß § 61 EIWOG 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 EIWOG 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 Netznutzungsentgelte 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.

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

2.2. Zuständigkeit der E-Control

Die Festsetzung der Kosten, Zielvorgaben und des Mengengerüsts von Netzbetreibern erfolgt gemäß § 48 EIWOG 2010 iVm § 7 Abs. 1 E-ControlG mit Bescheid des Vorstands der E-Control. Die in diesem Verfahren festgestellten Kosten sowie das festgestellte Mengengerüst bilden die Basis der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte sowie erforderlichenfalls der Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern eines Netzbereiches mit Verordnung der Regulierungskommission gemäß § 49 EIWOG 2010 iVm § 12 Abs. 2 Z 1 E-ControlG.

2.3. Allgemeines zur Regulierungssystematik

Ziel der Regulierung ist es, Betreibern von Netzinfrastrukturen, die volkswirtschaftlich gesehen natürliche Monopole darstellen, gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse aufzuerlegen, zu denen insbesondere der kosteneffiziente Netzbetrieb, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Netzsicherheit sowie der diskriminierungsfreie Zugang Dritter zum Netz zu von der Regulierungsbehörde genehmigten Entgelten (Systemnutzungsentgelt) zählen.

Grundlage des Systemnutzungsentgelts sind die von der Regulierungsbehörde festgestellten Kosten der Netzbetreiber (§ 49 Abs. 1 EIWOG 2010). Die Entgelte ergeben sich grundsätzlich aus einer Division der festgestellten Kosten (abzüglich vereinnahmter Erlöse) durch die festgestellten Mengen, wobei die Werte pro Netzbereich zusammengefasst und nach Netzebenen differenziert werden.

Um die Effizienz der Monopolunternehmen zu steigern, werden die Kosten und Zielvorgaben nach dem **Modell der Anreizregulierung** ermittelt, dessen grundsätzliche Idee in einer Entkoppelung der Erlöse (aus Netzentgelten) oder zugestandenen Kosten von den tatsächlichen Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode (meist mehrere Jahre) besteht. Ausgehend von einer geprüften Kostenbasis zu Beginn der Regulierungsperiode – diese Kosten entsprechen einem Startwert und sind somit noch mit den Erlösen (aus Netzentgelten)

bzw. zugestandenen Kosten gekoppelt –, wird den Unternehmen ein Kosten- bzw. Erlöspfad zur Erreichung eines Zielwertes am Ende der Regulierungsperiode von der Regulierungsbehörde vorgegeben.

Das gegenständliche Unternehmen betreibt ein Elektrizitäts-Verteilernetz für welches mit dem Bescheid des Vorstands der E-Control V KOS XX1/18 in der Fassung der Beschwerdevorentscheidung V KOS XX1/18 die Kostenbasis als Ausgangswert für die vierte Regulierungsperiode von 1. Jänner 2019 bis 31. Dezember 2023 ermittelt und die Zielvorgabe für die Dauer der Regulierungsperiode festgelegt wurde. Mit dem Bescheid im gegenständlichen Verfahren erfolgt die Überleitung der Netzkosten auf Basis des Pfades für die Kostenentwicklung entsprechend der in Beilage ./2 dargestellten „Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2019 – 31. Dezember 2023“ (im Folgenden: „Regulierungssystematik“).

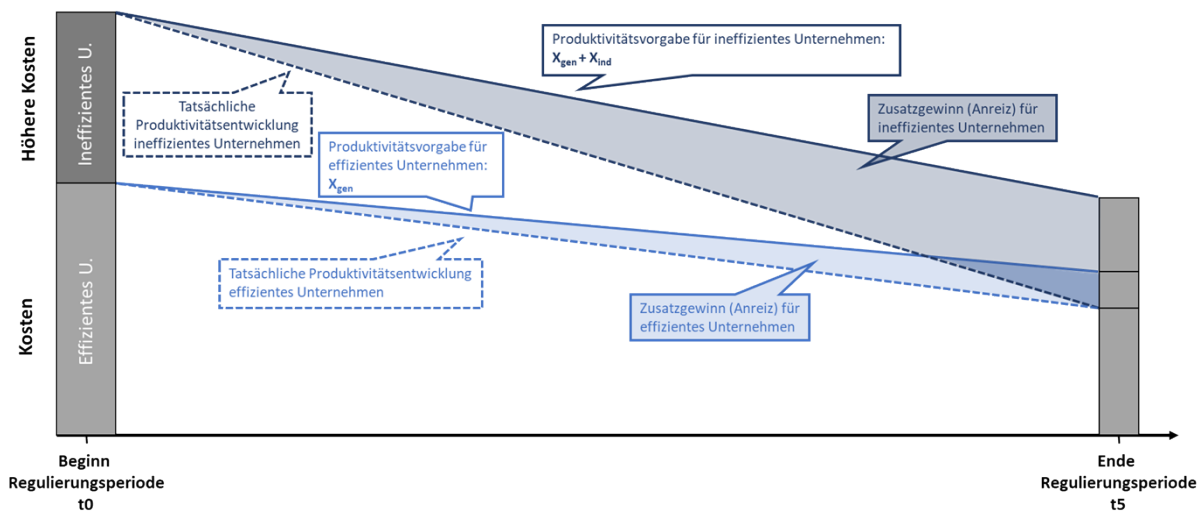
Der **Kostenpfad** orientiert sich generell am Effizienzniveau des individuellen Unternehmens, d.h. die zugestandenen Kosten jedes Unternehmens folgen dessen individuellem Erlös- bzw. Kostenpfad (§ 59 Abs. 2 EIWOG 2010). Grundsätzlich gilt dabei: Je höher die festgestellte Effizienz des Unternehmens ist, desto geringer fallen die Effizienzabschläge während der Regulierungsperiode aus. Die aus den Zielvorgaben resultierenden, jährlichen Effizienzabschläge drücken sich in der Zielvorgabe gemäß § 48 Abs. 1 EIWOG 2010 aus. Die Zielvorgabe setzt sich aus einer generellen Zielvorgabe (X_{gen} , dem sog. generellen Produktivitätsfaktor, der für alle Unternehmen gleich hoch angesetzt wird) und einer individuellen Zielvorgabe (X_{ind} , dem sog. individuellen Produktivitätsfaktor, der durch die festgestellte unternehmensindividuelle Effizienz in Zusammenhang mit dem Zeitraum zum Abbau allfälliger Ineffizienzen bestimmt wird) zusammen.

Die Anwendung des **generellen Produktivitätsfaktors** basiert auf der Annahme, dass selbst ein effizientes Unternehmen aufgrund des technologischen Fortschritts in der Lage ist, seine Effizienz weiter zu steigern. Dadurch wird die branchenübliche Produktivitätsentwicklung der effizienten Unternehmen, wie sie auch in vergleichbaren nicht regulierten Branchen beobachtet werden kann, im Rahmen der Kostenregulierung berücksichtigt.

Zur Feststellung der **individuellen Kosteneffizienz** werden mittels Benchmarkingverfahren die Kosten des Unternehmens (Input) den entsprechenden Kostentreibern (Outputs) gegenübergestellt und Zielvorgaben zur Effizienzsteigerung vorgegeben. Während der Regulierungsperiode folgen die zugestandenen Kosten einem Pfad, welcher neben den bereits erwähnten Effizienzabschlägen (X_{ind} und X_{gen}) auch Inflationsentwicklungen (über einen Netzbetreiberpreisindex) berücksichtigt. Generell muss für die Dauer der Regulierungsperiode sichergestellt werden, dass die Unternehmen in der Lage sind, das gesetzte Effizienzziel auch tatsächlich zu erreichen, ohne dass die Existenz des Unternehmens gefährdet wird. Darüber hinaus ist zu gewährleisten, dass notwendige Investitionen angemessen durchgeführt werden können. Folglich ist eine **Mindesteffizienz** vorgesehen. Der Kostenpfad für Unternehmen, deren festgestellter Effizienzwert unter der

Mindesteffizienz liegt, wird daher ausgehend von dieser Mindesteffizienz bemessen, um für die Unternehmen erreichbare Ziele zu setzen.

Die Systematik der Anreizregulierung ist in der folgenden Abbildung schematisch¹ dargestellt. Ist ein Unternehmen in der Lage, seine Effizienz stärker zu erhöhen als es der vorgegebene Kostenpfad vorsieht, entsteht innerhalb der Regulierungsperiode ein Zusatzgewinn für das regulierte Unternehmen. Diese möglichen Zusatzgewinne stellen einen expliziten Effizienzsteigerungsanreiz für die Unternehmen dar.



Allgemeine Illustration einer Anreizregulierungsmethodik

Wie nachfolgend in Kapitel 3 und in der Regulierungssystematik eingehend beschrieben, werden neben der Überleitung der Kosten anhand der Zielvorgabe auch der Netzbetreiberpreisindex (NPI) sowie weitere Parameter im Rahmen der Kostenüberleitung zur Anwendung gebracht. Das **Ergebnis** nach Heranziehung all dieser Regulierungsparameter ist die Feststellung der Kosten für das Jahr 2023. Diese finden gemäß § 48 Abs. 1 EIWOG 2010 neben dem Mengengerüst Eingang in den Spruch und werden somit behördlich festgestellt.

3. Feststellung der Kosten für das Jahr 2023

Ausgangspunkt für die Feststellung der Kosten des Jahres 2023 sind die – anhand des Kostenpfades übergeleiteten – beeinflussbaren Netzkosten des Jahres 2016. In der Regulierungssystematik für die vierte Periode ist dabei eine getrennte Behandlung von Betriebs- und Kapitalkosten vorgesehen. Während die beeinflussbaren Betriebskosten (OPEX) anhand der Zielvorgabe jährlich übergeleitet werden, wird bei den beeinflussbaren

¹ Die Abbildung dient dazu, die Systematik der Anreizregulierung losgelöst von konkreten Parameterwerten zu verdeutlichen. Unternehmensrelevante Zielvorgaben sind als Zahlenwerte aus der Beilage .1 zu entnehmen und aus der Grafik nicht ableitbar.

Kapitalkosten (CAPEX) eine effizienzabhängige Verzinsung angewandt und die Kosten werden im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs jährlich neu bestimmt.

Anschließend erfolgt die Anpassung der Kosten unter Anwendung folgender **Parameter**, die entsprechend der Regulierungssystematik jährlich neu bestimmt werden:

- der Betriebskostenfaktor inkl. des Betriebskostenfaktors Smart Meter (Erweiterungsfaktoren);
- die nicht beeinflussbaren Kostenpositionen gemäß § 59 Abs. 6 EIWOG 2010;
- die Veränderung des Regulierungskontos gemäß § 50 EIWOG 2010 sowie
- die Behandlung des systemimmanenten Zeitverzugs.

Abschließend werden im Rahmen einer sequenziellen Vorgehensweise die verschiedenen Netzentgelte mit den Netzkosten saldiert, bis die für das Netznutzungsentgelt verbleibenden Kosten zur Feststellung verbleiben.

3.1. Überleitung der Kostenbasis auf 31. Dezember 2023

Die beeinflussbaren OPEX wurden zuletzt mit Bescheid des Vorstands der E-Control V KOS XX1/21 per 31. Dezember 2022 mit TEUR ***** bestimmt.

Ausgehend von 31. Dezember 2022 werden die beeinflussbaren OPEX des Jahres 2022 ($OPEX_{2022}$) im Ausmaß der Änderung des NPI (ΔNPI_{2023}) in Höhe von 2,181 % sowie der Zielvorgabe (ZV) gemäß § 59 Abs. 2 EIWOG 2010 in Höhe von ***** % p.a. auf 31. Dezember 2023 übergeleitet, um die **beeinflussbaren OPEX auf Basis des Kostenpfads** ($OPEX_{2023}$) zu erhalten.

Der **NPI** setzt sich, wie bereits in der dritten Regulierungsperiode Strom, aus dem Tariflohnindex (TLI) und dem Verbraucherpreisindex (VPI) zusammen, wobei diese Indices mit 57,00 % (TLI) bzw. 43,00 % (VPI) eingehen. Für weitere Ausführungen siehe Kapitel 8 der Regulierungssystematik.

Die prozentuelle Veränderung des NPI (ΔNPI) in den letzten Jahren stellt sich wie folgt dar:

Ermittlung Veränderung Netzbetreiberpreisindex (Δ NPI)

Gewichtungsfaktor Δ VPI	43%
Gewichtungsfaktor Δ TLI	57%

Δ TLI 2018	1,583%	Δ VPI 2018	0,908%	Δ NPI 2018	1,293%
Δ TLI 2019	1,519%	Δ VPI 2019	2,099%	Δ NPI 2019	1,769%
Δ TLI 2020	2,561%	Δ VPI 2020	1,989%	Δ NPI 2020	2,315%
Δ TLI 2021	3,032%	Δ VPI 2021	1,545%	Δ NPI 2021	2,393%
Δ TLI 2022	2,353%	Δ VPI 2022	1,437%	Δ NPI 2022	1,959%
Δ TLI 2023	1,707%	Δ VPI 2023	2,808%	Δ NPI 2023	2,181%

$$\Delta NPI_{2023} = 43\% * \Delta VPI_{2023} + 57\% * \Delta TLI_{2023} = 2,181\%$$

Die Überleitung erfolgt daher gemäß folgender Berechnungsformel:

$$OPEX_{2023}^{Pfad} = OPEX_{2022}^{Pfad} \times (1 + \Delta NPI_{2023}) \times (1 - ZV_{4. Periode})$$

Die Berechnung ist als Teil der Kostenüberleitung für 2023 (Beilage ./1) beigefügt.

Das Unternehmen führte in der Stellungnahme an, dass eine Aufrollung im Stil des t-2-Verzugs auf den NPI angewandt werden solle. Dies würdigt die Behörde wie folgt:

Der Netzbetreiberpreisindex (NPI), der gemäß §59 Abs. 5 EIWOG 2010 zur Abdeckung der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate zu berücksichtigen ist, setzt sich aus veröffentlichten Teilindizes zusammen. Bei der Ermittlung der jährlichen Änderungsrate des NPI werden generell letztverfügbare Werte herangezogen und keine Prognosen zugrunde gelegt. Sowohl der Tariflohnindex (TLI) als auch der Verbraucherpreisindex (VPI) werden monatlich veröffentlicht, wobei die endgültigen Werte des VPI mit einem Verzug von rund 1,5 Monaten und des TLI mit einem Verzug von 3,5 Monaten nach etwaigen Revisionen der vorläufigen Daten vorliegen. Um eine zeitgerechte Ermittlung von ΔNPI_t im jeweiligen Entgeltermittlungsverfahren zu gewährleisten, können unter Berücksichtigung der zeitlichen Restriktionen Werte bis zum Dezember des vergangenen Kalenderjahres berücksichtigt werden. Diese Ermittlungsmethodik führt maßgeblich zu einem t-2-Verzug bei den Änderungsraten des NPI.

Der Netzbetreiber führt in seiner Stellungnahme aus, dass es bei den Netzbetreibern aufgrund der derzeitigen Inflationssteigerungen in Kombination mit dem t-2-Zeitverzug bei der Abgeltung des NPI in der Netzkostenberechnung ab dem Geschäftsjahr 2022 zu massiven Unterdeckungen komme. Weiters merkt er an, dass diese Unterdeckungen bis zum Ende der Regulierungsperiode nicht mehr abgegolten werden können, weshalb sich die Regulierungssystematik beim NPI für die Netzbetreiber nachteilig auswirke. Der Netzbetreiber erachtet es daher als notwendig, dass in der Regulierungssystematik beim NPI eine Aufrollung

des t-2-Zeitverzuges eingeführt wird, um die Differenzen, die bei den Netzbetreibern durch den sprunghaften Anstieg der Inflation entstehen, zeitnah auszugleichen.

Die Behörde merkt diesbezüglich an, dass sich die Strom-Verteilernetzbetreiber derzeit am Ende der vierten Anreizregulierungsperiode befinden. Das System der Anreizregulierung besteht in der temporären Entkopplung der zugestandenen Erlöse von den tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber, wodurch Anreize zur Steigerung der produktiven Effizienz generiert werden sollen. Der NPI ist ein Parameter, der bis zum Ende der Regulierungsperiode (bis Dezember 2023) festgesetzt wurde. Die Behörde lehnt es ab, in das geschlossene System des regulatorisch vorgeschriebenen Kostenpfades einzugreifen und Änderungen am bestehenden System zu implementieren. Damit würde die Stabilität des Gesamtsystems nicht mehr gewährleistet sein. Vor diesem Hintergrund bleibt auch der WACC mit 4,88% während der Regulierungsperiode unverändert, obwohl eine Aktualisierung der Kapitalkosten (allerdings nur Buchwerte und AfAs) gemäß Regulierungssystem jährlich erfolgt. Eine Aktualisierung um derzeit marktkonforme Zinssätze wird ebenfalls seitens der Behörde nicht durchgeführt.

Abschließend ist zu ergänzen, dass die Behörde grundsätzlich nicht gegen eine Anpassung der Ermittlung des NPIs ist. Ihr ist die aktuelle Situation der Inflationsentwicklungen bewusst, weshalb sie sich diesem Thema bei der Ausgestaltung der fünften Regulierungsperiode der Strom-Verteilernetzbetreiber im Detail widmen wird. Auch die Zusammensetzung und Gewichtung von Indizes zur Ermittlung des NPIs wird hierbei zu analysieren sein.

3.2. Berücksichtigung des Kapitalkostenabgleichs

Die anzusetzenden Kapitalkosten im Jahr 2023 ergeben sich aus der Summe der **Abschreibungen** des Geschäftsjahres 2021 zuzüglich einer **effizienzabhängigen Rendite** auf das verzinsliche Kapital gemäß § 60 Abs. 4 EIWOG 2010. Als Basis für die effizienzabhängige Rendite wird hierbei der angemessene Finanzierungskostensatz (gemäß § 60 Abs. 3 EIWOG 2010) in der Höhe von 4,88 % (WACC vor Steuern) herangezogen, welcher für das durchschnittlich effiziente Unternehmen auch unverändert zur Anwendung kommt. Überdurchschnittlich (bzw. unterdurchschnittlich) effiziente Unternehmen erfahren hierbei einen Aufschlag (bzw. Abschlag) auf diesen Wert (siehe Kapitel 4.3 sowie 9 der Regulierungssystematik).

Dabei wird Vermögen bis zum Ausgangsjahr (2016) grundsätzlich mit dem effizienzabhängigen Zins vergütet. Investitionen ab dem folgenden Geschäftsjahr (2017) werden mangels Effizienzbeurteilung mit einem einheitlichen Finanzierungskostensatz in Höhe von 4,88 % verzinst, d.h. diese Investitionen werden als vorübergehend durchschnittlich effizient eingestuft. Für Investitionen im Zeitraum von 1. Jänner 2019 bis 31. Dezember 2023 erhöht sich der Finanzierungskostensatz um einen Mark-Up auf 5,20 %.

Die sich anhand der verzinslichen Kapitalbasis unter Heranziehung des verzinslichen Fremdkapitals (Abfertigungs- sowie sonstige verzinsliche Rückstellungen sowie die vom Unternehmen bekannt gegebenen, verzinslichen Verbindlichkeiten) ergebende Kapitalstruktur des Unternehmens führt zu **keinen Anpassungen beim Zinssatz**.

Wie die BAK in ihrer Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis vorbringt, sieht sie die E-Control gefordert, die deutliche Zunahme der Investitionen und die in zumindest zwei Fällen beobachteten Unregelmäßigkeiten detailliert – auch in der Tiefe und im Vergleich zu früheren Prüfungen – auf ihre Angemessenheit zu prüfen, um auch in Zukunft ein möglichst „sicheres, zuverlässigen und effizientes Elektrizitätsnetz“ (§ 40 EIWOG 2010) sicherstellen zu können. In Hinblick auf künftige Regulierungsperioden gelte es, bei anhaltender Dynamik der Investitionen, die Notwendigkeit des Zinsaufschlags für Neuinvestitionen („Mark-Up“) zu hinterfragen.

Auch die WKÖ fordere von der Behörde, eine entsprechende Prüfung der Notwendigkeit von Investitionen durchzuführen, da das Regulierungsmodell ausreichende bzw. sogar zu starke Anreize für Investitionen (Stichwort „Mark-up“) setze.

Der Forderungen von BAK und WKÖ wird bereits dadurch Rechnung getragen, dass die Regulierungsbehörde im Rahmen der jährlichen Überleitung der Netzkosten auch die, für die Regulierungsparameter heranzuziehenden Werte überprüft. Soweit dabei kostenrelevante Auffälligkeiten hervortreten, geht die Behörde diesen nach. In regelmäßigen Abständen findet eine detailliertere Prüfung – auch in technischer Sicht – bei der Genehmigung des Netzentwicklungsplans für Verteilnetzbetreiber statt.

Allerdings ist es dem Prinzip der Anreizregulierung von Netzbetreibern inhärent, innerhalb einer Regulierungsperiode keine umfassende Kostenprüfung vorzunehmen. Eine detaillierte Evaluierung würde eine massive Aufstockung des technischen Personals der Behörde notwendig machen. Eine Detailprüfung jeder einzelnen Investition ist daher im Sinne einer effizienten Regulierungstätigkeit nicht vorgesehen. Die angemessene Berücksichtigung von Investitionen erfolgt stattdessen primär über das Regulierungsmodell. Auch das in der laufenden Regulierungssystematik eingeführte Konzept der effizienzabhängigen Rendite veranlasst die Netzbetreiber zu einem effizienten Investitionsverhalten, da ineffiziente Unternehmen einen niedrigeren Zinssatz erhalten und damit niedrigere Renditen erwirtschaften. In Ermangelung eines jährlichen Benchmarkings werden die Investitionen während der Regulierungsperiode vorläufig lediglich als durchschnittlich effizient eingestuft. Der Mark-Up erfolgt dabei zur Investitionsförderung. Auch wenn die Investitionen vorläufig durchschnittlich effizient eingestuft werden, wird die Effizienz der Unternehmen in Zukunft wiederum einem Vergleich unterzogen werden. Vor diesem Hintergrund erscheint es auch in Hinblick auf den Grundsatz der Verwaltungsökonomie nicht gerechtfertigt, eine noch detailliertere Prüfung der Investitionen vorzunehmen, da dies zu einer erheblichen Erhöhung der direkten Kosten der Regulierung einhergehen würde (vgl. dazu bereits die Ausführungen in Kapiteln 2 und 4.3 der Regulierungssystematik). Im Zuge der demnächst beginnenden

Vorarbeiten für die nächste Regulierungsperiode kann die Position der BAK allerdings in die Überlegungen aufgenommen werden, ob und wie Investitionen zukünftig in der Regulierung abzubilden sind.

Die Anmerkung der BAK und auch der WKÖ zur Hinterfragung des Mark-Up in künftigen Regulierungsperioden wird als Hinweis für künftige Kostenverfahren und die damit verbundenen Festlegungen der Regulierungsbehörde angesehen, über die hier somit nicht weiter abgesprochen werden kann.

Die entsprechende Berechnung ist Teil der beigelegten Kostenüberleitung für 2023 (Beilage ./1).

3.3. Berücksichtigung des Betriebskostenfaktors

Mit dem Betriebskostenfaktor werden geschätzte Kostenentwicklungen im Bereich der Betriebskosten, die sich aus der **Veränderung der Versorgungsaufgabe** (Zählpunkte) und **Systemlängen** (km) im Vergleich zum Ausgangsjahr (2016) ergeben, abgegolten. Dazu wird die Anzahl der Zählpunkte und die Systemlänge des Netzes im Jahr 2021 mit dem Ausgangsjahr verglichen und die Differenz durch pauschale Preisansätze kostenwirksam berücksichtigt. Dadurch werden aus Sicht des Unternehmens exogen verursachte Unterdeckungen vermieden, und dem Grundsatz der Kostenwahrheit Rechnung getragen (§ 59 Abs. 1 EIWOG 2010).

Zusätzlich wird der Betriebskostenfaktor um den **Betriebskostenfaktor Smart Meter** ergänzt, um die bei einer effizienten Implementierung neuer Technologien entstehenden Kosten unter Berücksichtigung der Nutzung von Synergieeffekten angemessen zu berücksichtigen (§ 59 Abs. 1 EIWOG 2010). Pro installiertem Smart Meter wird eine regressive Pauschale zur Abdeckung der operativen Mehraufwendungen abgegolten, die bis zum vollständigen Roll-Out Null wird, sofern dieser innerhalb der gültigen Regulierungsperiode erfolgt. Zusätzlich gibt es eine progressive Komponente für operative Kosten, die auch nach vollständiger Ausrollung der intelligenten Messgeräte zumindest während der vierten Regulierungsperiode Bestand hat.

Für Details zu den entsprechenden Ansätzen wird auf Kapitel 11 der Regulierungssystematik verwiesen; zur Berechnung dieser beiden Erweiterungsfaktoren im Detail siehe die beigelegte Kostenüberleitung für 2023 (Beilage ./1).

3.4. Berücksichtigung nicht beeinflussbarer Kostenkomponenten

Zielvorgaben gemäß § 59 Abs. 2 EIWOG 2010 sowie die netzbetreiberspezifische Teuerungsrate gemäß § 59 Abs. 5 EIWOG 2010 wirken ausschließlich auf die vom Unternehmen beeinflussbaren Kosten. Nicht beeinflussbare Kosten werden daher aus dem Kostenpfad unterliegenden Kostenbasis ausgeschieden und müssen im Rahmen der

Kostenüberleitung wieder angesetzt werden. Nähere Ausführungen zur Behandlung nicht beeinflussbarer Kosten enthält Kapitel 4 der Regulierungssystematik.

Als nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 fallen beim Unternehmen im Jahr 2021 neben den **Kosten zur Deckung von Netzverlusten** auch die **vorgelagerten Netzkosten**. Die entsprechende Berechnung ist als Teil der Kostenüberleitung für 2023 (Beilage .1) beigefügt. Die vorgelagerten Netzkosten und die Netzverlustkosten werden dabei gesondert behandelt.

3.4.1. Berücksichtigung der vorgelagerten Netzkosten für 2023

Die aus der Nutzung von vorgelagerten Netzen im Inland entstehenden Kosten (§ 59 Abs. 6 Z 2 EIWOG 2010) bestimmen sich maßgeblich aus den vom vorgelagerten Netz bezogenen bzw. den an Endverbraucher abgegebenen Mengen (Nettobezugs- bzw. Bruttomengen) und den dafür verrechneten Netznutzungs- und Netzverlustentgelten einschließlich der Bruttokomponente. Die von inländischen Netzbetreibern im Jahr 2023 dafür zu verrechnenden anfallenden Entgelte müssen jedoch erst anhand der in diesem Verfahren ermittelten Kosten **in der SNE-V festgelegt** werden. Eine Feststellung der vorgelagerten Netzkosten des Jahres 2023 in Bezug auf jene Kosten, die anhand der Nettobezugs- und Bruttomengen über Netzverlust- und Netznutzungsentgelte einschließlich der Bruttokomponente von inländischen Netzbetreibern verrechnet werden, würde daher der Festlegung der Entgelte durch die Regulierungskommission vorgreifen. Die **Regulierungskommission** nimmt die entsprechenden Berechnungen zur Berücksichtigung dieser Kosten daher selbst vor und bestimmt gemäß § 49 Abs. 2 EIWOG 2010 erforderlichenfalls auch die notwendigen Ausgleichszahlungen.

Neben den genannten, im Rahmen des Ordnungsverfahrens erst zu berechnenden Kostensind beim Unternehmen für das Jahr 2020 keine sonstigen vorgelagerten Netzkosten zu berücksichtigen.

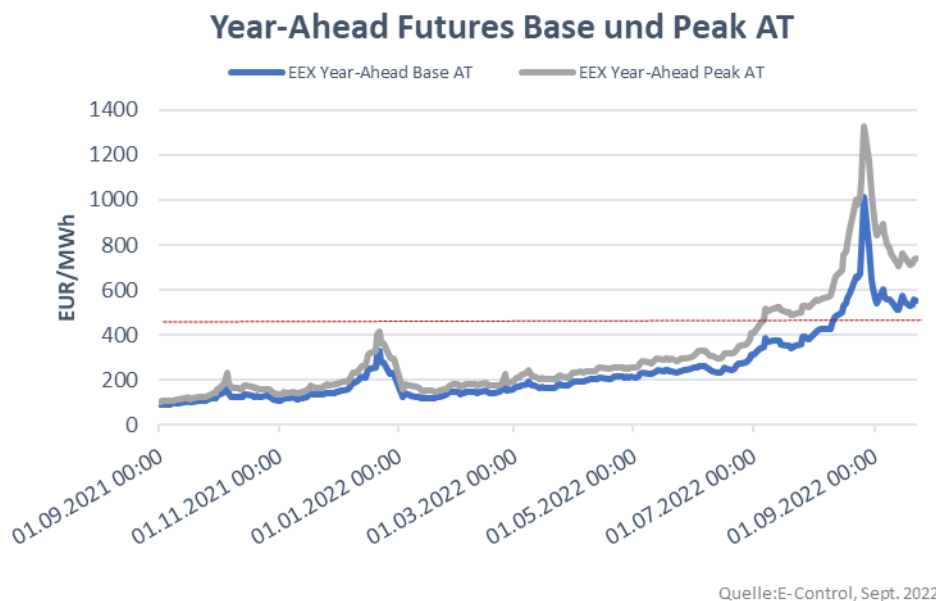
3.4.2. Berücksichtigung der Netzverlustkosten

Die (eigenen) Netzverlustkosten des Unternehmens können klar von den übrigen Netzkosten abgegrenzt werden und ermitteln sich grundsätzlich aus den Netzverlustmengen, dem für 2023 angesetzten Preis für die **gemeinsame Beschaffung** der Netzverlustenergie durch die APG und dem gemäß § 50 Abs. 1 EIWOG 2010 anzusetzenden Regulierungskonto für das Netzverlustentgelt.

Für das vorläufige Ermittlungsergebnis wurde dabei ein Preis in Höhe von 258,51 EUR/MWh auf Basis schon beschaffter Mengen sowie vorhandener Marktdaten bis zum zweiten Quartal 2022 ermittelt.

Die Beschaffung der Netzverluste für das Jahr 2023 leidet weiterhin unter dem massiven Preisaufrtrieb der Stromgroßhandelspreise durch stark gestiegene Kosten thermischer

Erzeugungsanlagen, welche aufgrund unterschiedlicher angebotsseitiger Einschränkungen verstärkt zur Sicherstellung der Stromversorgung in Europa eingesetzt werden. Dies spiegelt sich noch einmal verstärkt in den aktuellen Spotpreisen aber auch auf den entsprechenden Terminmarktprodukten wider, die für die Netzverlustbeschaffung verwendet werden.



Mit September wurden ca. 66 % der Mengen für das Jahr 2023 durch APG beschafft, wodurch sich auch die aktuellen Marktpreise am Terminmarkt im anzusetzenden Verlustpreis niederschlagen.

Der von der APG angewendete Preis für die gemeinsame Beschaffung der Netzverluste im Verteilernetzbereich für das Jahr 2023 beträgt daher 438,56 EUR/MWh.

Anzuerkennen sind angemessene Netzverlustkosten, die dem Grundsatz der Kostenwahrheit entsprechen. Kosten für die transparente und diskriminierungsfrei Beschaffung von Netzverlustenergie gelten als nicht beeinflussbar (§ 59 Abs. 1 iVm Abs. 6 Z 3 EIWOG 2010).

Das Unternehmen nimmt an der gemeinsamen Beschaffung für Netzverlustenergie teil. Der von APG erzielte Preis wird daher an dieses verrechnet. Die für die Beschaffung von Netzverlustkosten dem Unternehmen verrechneten Kosten sind dem Grunde nach ursächlich mit der Tätigkeit des Netzbetreibers verbunden. Die anerkannte Höhe der Kosten entspricht der Höhe nach den, von APG auf Basis der transparenten und diskriminierungsfreien Beschaffung angesetzten Beträgen und sind damit gemäß § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 angemessen und gelten gemäß § 59 Abs. 6 Z 4 EIWOG 2010 als nicht beeinflussbar.

Insoweit die BAK und WKÖ eine Optimierung der Beschaffung durch APG fordern ist allgemein darauf hinzuweisen, dass die E-Control die APG ebenso verpflichtet sieht, die Beschaffung der Netzverlustenergie im Rahmen des gesetzlichen Rahmens effizient zu gestalten und somit

die Angemessenheit der Kosten sicherzustellen. Es kann jedoch nicht festgestellt werden, dass der Anstieg des Netzverlustpreises einer nachteiligen Beschaffungsstrategie der APG geschuldet ist, vielmehr stellt die Kostensteigerung eine nachvollziehbare Folge der Preiserhöhungen am Spotmarkt und Terminmarkt dar.

Insoweit die, dem Unternehmen zuzuordnenden Kosten der Beschaffung von Netzverlustenergie für das Jahr 2023 nicht niedriger ausfallen, ist kein Grund erkennbar, der eine Anerkennung der Kosten auf Basis der Beschaffung der APG entgegensteht. Somit ist – entsprechend der Regulierungssystematik – eine Anerkennung der Kosten anhand des Planwertes vorzunehmen und in künftigen Kostenbescheiden anhand der Ist-Kosten aufzurollen. Auch die – nicht näher begründete – Aussage der BAK, wonach Netzverlustkosten von 258 EUR/MWh oder mehr für diese „schlicht inakzeptabel“ seien, vermag daran nichts zu ändern. Dem Grunde und der Höhe nach angemessene Kosten sind zu berücksichtigen (§ 59 Abs. 1 2. Satz EIWOG 2010).

Der Vorschlag der BAK und WKÖ, Erzeuger zur preisregulierten Bereitstellung von Netzverlustenergie zu verpflichten, stellt keinen Umstand dar, der im Kostenfeststellungsverfahren gemäß § 48 Abs. 1 EIWOG 2010 aufgegriffen werden kann. Gleiches gilt für den Vorschlag der BAK zur „Deckelung von Netzverlusten“ (gemeint wohl: Netzverlustkosten) und die weiteren Vorschläge der WKÖ, die gestiegenen Kosten der Netzverlustenergie durch staatliche Zuschüsse an den Netzbetreiber auszugleichen oder Entnehmer durch Beihilfen für die gestiegenen Energiekosten zu entschädigen. Der hier relevante Gegenstand des Kostenfeststellungsverfahrens ist die Feststellung angemessener Kosten auf Basis der gegebenen Sach- und Rechtslage. Im Übrigen ist in der Gewährung von Entschädigungen für Netzkunden auch keine Auswirkung auf die festzustellenden Netzverlustkosten ersichtlich.

Das Ergebnis der entsprechenden Kostenermittlung sieht somit wie folgt aus (siehe hierzu auch die Kostenüberleitung für 2023 [Beilage ./1]):

Da gemäß § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 die Kosten nach Netzebenen getrennt zu ermitteln sind, werden die Netzverlustmengen getrennt nach Netzebenen erhoben, für die Kostenermittlung herangezogen und dementsprechend festgestellt.

3.5. Berücksichtigung der Veränderung des Regulierungskontos

Im Wege des Regulierungskontos gemäß § 50 EIWOG 2010 werden **Differenzbeträge** zwischen den tatsächlich erzielten und den der SNE-V zu Grunde liegenden Erlösen auf Basis letztverfügbarer Abgabemengen des Unternehmens **aufgerollt**. Daneben sind abweichende Kostenfeststellungen, die aus einer Änderung oder Aufhebung des Kostenbescheides resultieren, sowie eine erlöswirksame Aufhebung der SNE-V durch den VfGH oder dessen

erlöswirksamer Ausspruch, dass die SNE-V gesetzwidrig war, im Rahmen des Regulierungskontos zu berücksichtigen.

Im gegenständlichen Verfahren werden im Rahmen des Regulierungskontos die der SNE-V zugrunde liegenden Mengen (Tarifizierungsmengen) des Geschäftsjahres 2021 (grundsätzlich auf Basis der Mengen des Jahres 2019) mit den pagatorischen Mengen des Geschäftsjahres 2021 abgeglichen.

Bei Erstellung des Jahresabschlusses für das Wirtschaftsjahr 2021 wurden die Erlöse in Bezug auf die nicht stichtagsgenau messbaren Größen (Netzverluste sowie Verbrauch von Endverbrauchern ohne Lastprofilzähler oder Smart Meter) vom Unternehmen geschätzt und auf Basis dieser Schätzung auf das Geschäftsjahr abgegrenzt. Erst mit der jährlichen Abrechnung der Kunden und der Korrektur der Jahresenergiemenge im zweiten Clearing² stehen die finalen Werte fest und können im Jahresabschluss im zweitfolgenden Wirtschaftsjahr berücksichtigt werden (**t+2-Vergleich**). Eine abschließende Aufrollung der Mengendifferenzen des Jahres 2021 ist deshalb noch nicht möglich.

Das **zweite Clearing** für das Wirtschaftsjahr **2019** wurde im Wirtschaftsjahr 2021 abgeschlossen. Der sich daraus ergebende Differenzbetrag gegenüber der Erlösabgrenzung für den Jahresabschluss 2019 ist über das Regulierungskonto zu berücksichtigen, um insoweit einen Ausgleich zwischen den, der SNE-V zu Grunde liegenden und den tatsächlich erzielten Erlösen herzustellen.

In der Erhebung „Wirtschaftliche Daten“ wurden sämtliche Erlösdifferenzen zwischen der Kalkulation auf Basis der Mengenangaben und der in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesenen Umsätze aus Netznutzungs- und Netzverlustentgelten abgefragt. Diese können beispielsweise aus nachträglichen Abrechnungen entstehen, die erst nach dem zweiten Clearing erfolgen.

Ergänzend dazu war zu erläutern wie die Mengen für die Erlösermittlung zum Jahresabschlussstichtag abgegrenzt werden und wie die Angemessenheit der Schätzung überprüft wurde.

Für eine detaillierte Darstellung der Anwendung des Regulierungskontos wird auf Kapitel 12 der Regulierungssystematik verwiesen. Die Ermittlung der Auswirkungen für das Regulierungskonto 2023 ist der Kostenüberleitung für 2023 (Beilage ./1) zu entnehmen.

3.6. Behandlung des systemimmanenten Zeitverzugs

Da sowohl der Kapitalkostenabgleich als auch der Betriebskostenfaktor (siehe dazu das Kapitel 11 der Regulierungssystematik betreffend Erweiterungsfaktoren) durch das Abstellen

² Sonstige Marktregeln Strom – Kapitel 10 Version 3.2., S 10, veröffentlicht unter https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/SoMa_10_V3-2_ab_1_1_2019.pdf.

auf letztverfügbare Werte einem **Zeitverzug von zumindest zwei Jahren** unterliegen, ist es entsprechend dem Grundsatz der Kostenwahrheit (§ 59 Abs. 1 EIWOG 2010) geboten, diese **systematische Unterdeckung** im Falle kontinuierlicher Ausbauinvestitionen bzw. diese **systematische Überdeckung** im Falle kontinuierlichen Rückbaus kostenerhöhend bzw. kostenreduzierend in den Folgeperioden zu berücksichtigen. Gleiches gilt für unbeeinflussbare Kostenpositionen (einschließlich Netzverlustkosten).

In die Berechnung des systemimmanenten Zeitverzugs fließen daher **in der vierten Periode** ein (jeweils mit letztverfügbaren Werten und Vergleichswerten):

- der Betriebskostenfaktor;
- das Ergebnis des Kapitalkostenabgleichs und
- die unbeeinflussbaren Kosten (einschließlich Netzverlustkosten).

Die Aufrollung dieser Faktoren wird systemgleich zum Regulierungskonto jeweils im Folgeverfahren durchgeführt. Im gegenständlichen Verfahren wird die Unter- bzw. Überdeckung aus der Feststellung der Kosten des Jahres 2021 (auf Basis der Daten des Geschäftsjahres 2019) im Vergleich zu den tatsächlichen Werten des Geschäftsjahres 2021 herangezogen. Nähere Ausführungen dazu enthält Kapitel 11 der Regulierungssystematik.

Nach dieser Korrekturrechnung ist die **Abweichung weitgehend eliminiert**, und allfällige Unterdeckungen bzw. Überdeckungen in Zusammenhang mit dem Zeitverzug werden damit **kompensiert**. Für die Berechnung des systemimmanenten Zeitverzuges im Detail siehe die beigefügte Kostenüberleitung für 2023 (Beilage ./1).

3.7. Maßnahmen zur Verhinderung der Ausbreitung von COVID 19, sowie Maßnahmen zur Konjunkturbelebung

3.7.1. COVID-19 Investitionsprämie

Mit der COVID-19 Investitionsprämie gemäß Investitionsprämienengesetz (InvPrG), BGBl. I Nr. 88/2020 idGF, sollte ein Anreiz für Unternehmensinvestitionen geschaffen werden, um der pandemie-bedingten zurückhaltenden Investitionsneigung von österreichischen Unternehmen entgegenzuwirken. Gegenstand des Förderungsprogrammes ist es, Unternehmen dazu zu bewegen, während und nach der COVID-19-Krise in das Anlagevermögen zu investieren. Die Förderung wird in Form eines steuerfreien und **nicht rückzahlbaren Zuschusses** gewährt.

Sollten Netzbetreiber direkt oder indirekt von einer COVID-19-Investitionsprämie profitieren, so sind die festgestellten Gesamtkosten im Zuge der Kostenermittlung um **vereinnahmte Förderungen** zu reduzieren (§ 59 Abs. 7 EIWOG 2010). Die Behörde betrachtet zugesagte Förderungen als vereinnahmt, sobald diesen für den Netzbetrieb nötiges Sachanlagevermögen oder immaterielles Vermögen in der verzinslichen Kapitalbasis des Unternehmens gegenübersteht. Da die Investitionsprämie auf das Anlagevermögen abzielt,

wird die vereinnahmte Investitionsprämie regulatorisch zusätzlich zu den passivierten Baukostenzuschüssen und etwaiger Firmenwerte dem Sachanlagevermögen und immateriellen Vermögen gegenübergestellt und über einen angemessenen Zeitraum aufgelöst.

Die entsprechenden Berechnungen sind Teil des Kapitalkostenabgleichs (vgl. Beilage ./1).

3.7.2. Abschaltverzicht für Strom und Gas 2021

Auf Ersuchen des Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) vereinbarten die Verbände Österreichs E-Wirtschaft, die Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke sowie der Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen für ihre Mitgliedsunternehmen den betroffene Kundengruppen die weitere Belieferung mit Strom und Gas während der Einschränkungen auf Basis des COVID-19-MG sicherzustellen und bei Zahlungsverzug in Härtefällen Abschaltungen grundsätzlich nicht durchzuführen, Ratenpläne bzw. Stundungen zu gewähren und offene Forderungen nicht gerichtlich zu betreiben.

Das Unternehmen führt folgende Auswirkungen zum Abschaltverzicht aus:

Da aufgrund der Anreizregulierungssystematik keine unterperiodigen Kostenanpassungen der OPEX erfolgen können, werden die dargestellten Effekte gesamthaft im Rahmen der Prüfung der Kostenausgangsbasis für die nächste Regulierungsperiode Strom (im Verfahren V KOS 2023) evaluiert und angemessen berücksichtigt.

3.7.3. Mengentwicklung - Regulierungskonto:

Die COVID-19-Pandemie hatte Auswirkungen auf die Mengentwicklung des Unternehmens insbesondere im Jahr 2020. In 2021 liegen die Abgabemengen in Summe wieder über den Werten aus 2019:

3.7.4. Degressive Abschreibung gem. KonStG 2020

Mit dem Konjunkturstärkungsgesetz (KonStG 2020), BGBl. I Nr. 96/2020, wurde als konjunkturfördernde Maßnahme – alternativ zur linearen Abschreibung (§ 7 Abs 1a EstG) – für nach dem 30. Juni 2020 angeschaffte oder hergestellte Wirtschaftsgüter die Möglichkeit einer degressiven Absetzung für Abnutzung (AfA) eingeführt. Die dadurch entstehende Erhöhung der AfA zu Beginn der Nutzungsdauer (unveränderlichen Prozentsatz von höchstens 30 %, anzuwenden auf Buchwert bzw. Restbuchwert) führt über eine Verminderung der Steuerbemessungsgrundlage zu Liquiditätsvorteilen für die Unternehmen und soll Investitionsentscheidungen positiv beeinflussen.

Die degressive AfA kann für bis zum 31. Dezember 2021 angeschaffte und hergestellte Wirtschaftsgüter ungeachtet der Abschreibungsmethode oder Abschreibungshöhe im Unternehmensrecht in Anspruch genommen werden. Die Maßgeblichkeit gelangt demnach nicht zur Anwendung.

Wählt ein Unternehmen die degressive Abschreibung auch in der Bilanz nach dem UGB, so wäre eine Korrektur des Buchwertes bzw. der Abschreibungen bei Ermittlung des Kapitalkostenabgleichs vorzunehmen. Da das Unternehmen die degressive AfA für die Ermittlung der steuerlichen Bemessungsgrundlage jedoch nicht in der Bilanz nach dem UGB berücksichtigt hat, ist keine Anpassung notwendig.

3.7.5. Kurzarbeit

Unternehmen, die durch die Maßnahmen gegen COVID-19 vorübergehend in wirtschaftliche Schwierigkeiten geraten sind, konnten auch im Jahr 2021 unabhängig von der Betriebsgröße und der Branche Kurzarbeit³ beantragen. Im Rahmen der Corona-Kurzarbeit wird der größte Teil der Mehrkosten, die sich für Arbeitgeber im Vergleich zur erhaltenen Arbeitsleistung ergeben, vom Arbeitsmarktservice (AMS) ersetzt. Die Mitarbeiter arbeiten während des Kurzarbeitszeitraums durchschnittlich mindestens 30 % (in begründeten Ausnahmefällen 10 %) und höchstens 80 % ihrer Normalarbeitszeit und erhalten dafür ein Mindestbruttoentgelt.

Im gegenständlichen Unternehmen wurde keine Kurzarbeit in Anspruch genommen.

Da aufgrund der Anreizregulierungssystematik keine Kostenanpassungen der OPEX innerhalb einer Regulierungsperiode erfolgen können, werden die dargestellten Effekte gesamthaft im Rahmen der Prüfung der Kostenausgangsbasis für die nächste Regulierungsperiode Strom (im Verfahren V KOS 2023) evaluiert und angemessen berücksichtigt.

3.7.6. Sonstige Auswirkungen der COVID Maßnahmen

Abgesehen von der bereits geschilderten Effekten aufgrund der behördlichen Maßnahmen zur Vermeidung der Ausbreitung von COVID-19, sowie verschiedener Maßnahmen zur Konjunkturstärkung nahm das Unternehmen folgende Leistungen in Anspruch – wies folgenden Mehrkosten auf:

Mehrkosten durch CORONA Einschränkungen:

- *Gewährung von Sonderbetreuungszeit*
- *Förderung betreffend Risikopatientenfreistellung*

³ <https://www.ams.at/unternehmen/personalsicherung-und-fruehwarnsystem/kurzarbeit>
<https://www.bma.gv.at/Services/News/Coronavirus/FAQ-Kurzarbeit.html>

- *Ansuchen um Erstattung der Lohnkosten bei Quarantänefällen ohne Telearbeit*

Da aufgrund der Anreizregulierungssystematik keine unterperiodigen Kostenanpassungen der OPEX erfolgen können, werden die dargestellten Effekte gesamthaft im Rahmen der Prüfung der Kostenausgangsbasis für die nächste Regulierungsperiode Strom (im Verfahren V KOS 2023) evaluiert und angemessen berücksichtigt.

3.8. Kosten und Entgelte - Berücksichtigung Baukostenzuschüsse, Messerlöse, sonstige Entgelte

Gemäß § 51 Abs. 1 EIWOG 2010 müssen die Netzbenutzer, wie bereits ausgeführt, für die Erbringung aller Leistungen, die von den Netzbetreibern und Regelzonenführern in Erfüllung der ihnen auferlegten Verpflichtungen erbracht werden, Systemnutzungsentgelt entrichten. Das Systemnutzungsentgelt setzt sich aus den in § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 genannten Entgelten zusammen, welche in Summe sämtliche Kosten der Netzbetreiber abzudecken haben.

Gemäß § 59 Abs. 7 EIWOG 2011 ist dabei **sequenziell** vorzugehen und die übrigen Entgelte bei der Feststellung der Kosten für die Netzverlust- und Netznutzungsentgelte in Abzug zu bringen. Aus der Gesamtkostenbasis werden in einem ersten Schritt die oben bereits ermittelten Netzverlustkosten ausgeschieden und darauf aufbauend ein angemessenes Netzverlustentgelt bestimmt.

Da das Netzzutritts- und das Netzbereitstellungsentgelt (Baukostenzuschüsse bzw. BKZ) über einen längeren Zeitraum wirken (für das Netzbereitstellungsentgelt ist diese Vorgangsweise explizit in § 55 Abs. 6 EIWOG 2010 geregelt und ein Verteilungszeitraum von 20 Jahren festgesetzt), ist es grundsätzlich nur sehr schwer möglich, die angemessenen Entgelte auf Basis der aktuell ermittelten Kosten zu bestimmen. Für die Berücksichtigung der Entgelte im Rahmen der jährlichen Kostenermittlung wird daher die anteilige Jahresauflösung der vereinnahmten Entgelte aus der Vergangenheit herangezogen. Anpassungen des Netzbereitstellungsentgelts müssen überdies zukünftige Entwicklungen antizipieren, weil dieses Entgelt aufgrund der lang wirkenden Investitionen im Netz stark zukunftsorientiert zu ermitteln ist.

Kosten und zu erwartende Erlöse aus Systemdienstleistungen, Messentgelten und sonstigen Entgelten gemäß § 11 SNE-V 2018 werden in weiterer Folge einander gegenübergestellt und die entsprechenden Kosten aus dem verbleibenden Kostenblock ausgeschieden.

Da die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 Z 8 EIWOG 2010 für internationale Transaktionen und für Verträge für den Transport von Energie gemäß § 113 Abs. 1 EIWOG 2010 nicht mit Verordnung bestimmt werden, können deren Auswirkungen nur kostenmindernd für andere Entgelte berücksichtigt werden, weil andernfalls die Netzkosten überkompensiert werden würden.

Durch diese Vorgangsweise ist sichergestellt, dass **sämtliche Kosten** durch die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 **abgedeckt** werden und gleichzeitig **keine Überkompensation** erfolgt. Nachfolgende Grafik stellt diesen Zusammenhang dar:

Kosten		Zuordnung	Entgelte		
OPEX	Materialaufwendungen				
	Personalaufwendungen				
	So. betr. Aufwand				
CAPEX	Abschreibungen				
	Finanzierungskosten (RAB*WACC)				
Gesamtkosten					
- Netzverlustkosten (NVE)				→	2. Netzverlustentgelt
- Gesamtkosten exkl. Netzverluste					
- Auflösung Baukostenzuschüsse (BKZ)				↔	3. Netzzutrittsentgelt; 4. Netzbereitstellungsentgelt 5. Systemdienstleist. Entgelt 6. Messentgelte 7. Entg. Sonst. Leistungen 8. ggf. Entg. Intern. Transaktionen
- Erlöse Systemdienstleistungen				↔	
- Erlöse Messentgelt		↔			
- Erlöse sonstige Entgelte		↔			
- Erlöse Entgelte int. Transakt. u. Vertr.		↔			
Summe verbleibende Kosten NNE		→	1. Netznutzungsentgelt (NNE)		

3.9. Zusammenfassung – Überleitung der Netzkosten auf 2023

Die nachfolgende Tabelle stellt die beschriebene Vorgehensweise in der Überleitung der Kosten zusammenfassend dar (Beträge in TEUR):

Die Kosten des Unternehmens steigen hauptsächlich aufgrund von erhöhter Investitionstätigkeit und der Aufrollung der daraus abgeleiteten Kapitalkosten. Inklusive der Berücksichtigung der geringeren Erhöhungen des Betriebskostenfaktors ergibt sich eine Aufrollung von mehr als ** Mio. EUR. Hierin enthalten ist auch eine verteilte Aufrollung aus V KOS XX1/19 und V KOS XX1/20 iHv gesamt rd. * Mio. EUR, die nun letztmalig kostenerhöhend wirkt. Im Sinne der Kosten- und Tarifstetigkeit wurden diese Aufrollungen zeitverzögert einer Berücksichtigung zugeführt.

Die vom Unternehmen übermittelte mittelfristige Investitionsplanung zeigt, dass die Investitionen weiterhin hoch bleiben, bzw. ausgehend vom bisherigen Level noch etwas steigen:

Auf Basis der vom Unternehmen eingereichten Anlageklassen ist zudem ersichtlich, dass die Nettoinvestitionen (Aktiviertes Sachanlagevermögen minus aktivierte Baukostenzuschüsse je Geschäftsjahr) in den letzten Jahren erheblich sind.

Im Geschäftsjahr 2021 wurde beispielsweise in Projekte für die Netzebene 3 investiert, etwa in eine Baufeldfreimachung für ***** iHv TEUR *****.

Auf der Netzebene 4 wurde maßgeblich in Umspannwerke und damit verbundene Anlagen investiert. Dabei handelt es sich zumeist um Neubauten. Insgesamt hat das Unternehmen in diesem Bezug erfolgte Investitionen iHv TEUR ***** gemeldet, wobei allein TEUR ***** in die Erweiterung des Umspannwerks ***** flossen.

Neuinvestitionen in das Umspannwerk ***** machten davon weitere TEUR ***** aus.

Die nach der dargestellten Überleitung der Kosten sowie der Berücksichtigung der Regulierungsparameter und übrigen Netzentgelte verbleibenden Kosten bilden somit die Ausgangsbasis für die Bestimmung des Netznutzungsentgelts. Die Zuordnung der Kosten einschließlich der Veränderung des Regulierungskontos und der Auswirkung von Auflösungen von Baukostenzuschüssen und Messerlösen **auf die einzelnen Netzebenen** gemäß § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 iVm § 63 EIWOG 2010 stützt sich auf die Angaben des Unternehmens, welche einer Plausibilitätsprüfung unterzogen wurden.

4. Feststellung des Mengengerüsts

Für die Entgeltermittlung durch die Regulierungskommission ist den festgestellten Kosten ein Mengengerüst gemäß § 61 EIWOG 2010 gegenüberzustellen.

Dabei verfolgt die Behörde grundsätzlich das Prinzip der „**Letztverfügbarkeit von Ist-Werten**“: Herangezogen wird also jene Mengenbasis, die vom Unternehmen für das Geschäftsjahr 2021 bekannt gegeben wurde und dem Jahresabschluss des Unternehmens zu Grunde liegt. Zusätzlich erfolgt eine Überprüfung (Plausibilisierung) und gegebenenfalls Anpassung der Mengen durch die Behörde. Die Prüfung erfolgt dabei auf Basis der Angaben aus dem Erhebungsbogen und weiteren Daten, Dokumenten und Angaben des Unternehmens.

Das Mengengerüst besteht aus den folgenden Komponenten:

- Der **Abgabe** an Endkunden und Weiterverteiler und der **Einspeisung** von Erzeugern mit einer Anschlussleistung von 5 MW oder mehr (als Bezugsgröße des von Einspeisern zu entrichtenden Netzverlustentgelts) jeweils pro Netzebene:

- Der Mengenbasis für den **Bezug aus dem vorgelagerten Netz** (zu den sonstigen vorgelagerten Netzkosten siehe Kapitel 3.4.1 oben):

Die dargestellten Mengen werden dementsprechend festgestellt und sind im Rahmen der Ermittlung der Entgelte und der daraus resultierenden Ausgleichszahlungen zu berücksichtigen.

Lediglich zu Vergleichszwecken wird die Mengenentwicklung für das Unternehmen in den letzten fünf Jahren nachfolgend grafisch dargestellt:

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 und die Gründe auf die sich die behauptete Rechtswidrigkeit stützt, sowie das Begehren zu enthalten.

Mit Einbringung der Beschwerde ist eine Eingabegebühr von **EUR 30,00** gemäß § 14 TP 6 Abs. 5 Z 1 lit. b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl. 267/1957 idgF iVm § 2 BuLVwG-EGebV, BGBl. II 387/2014 idgF, fällig. Es wird ersucht, die Gebühr unter Angabe des Verwendungszwecks durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gem § 1 Abs. 3 BuLVwG-EGebV, IBAN: AT83 0100 0000 0550 4109, BIC: BUNDATWW, zu entrichten. Die Entrichtung der Gebühr ist durch einen Zahlungsbeleg oder einen Ausdruck über die erfolgte Erteilung einer Zahlungsanweisung nachzuweisen; dieser Beleg ist der Eingabe anzuschließen. Notare, Rechtsanwälte, Steuerberater oder Wirtschaftsprüfer können die Entrichtung der Gebühr auch durch einen schriftlichen Beleg des spätestens zugleich mit der Eingabe weiterzuleitenden Überweisungsauftrages nachweisen, wenn sie darauf mit Datum und Unterschrift bestätigen, dass der Überweisungsauftrag unter einem unwiderruflich erteilt wird.

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

Wien, am 07.10.2022

Der Vorstand

Beilagen:

- Beilage ./1 Kostenüberleitung für das Jahr 2023 (*nicht Teil der Veröffentlichung*)
Beilage ./2 Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode
Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2019 – 31. Dezember 2023