



**Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode  
der Stromverteilernetzbetreiber  
1. Jänner 2024 - 31. Dezember 2028**

## Inhaltsverzeichnis

---

<b>1.</b>	<b><i>Einleitung</i></b> .....	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b><i>Rechtsgrundlage, Ziele der Anreizregulierung und Regulierungsmodell</i></b> .....	<b>7</b>
<b>3.</b>	<b><i>Anwendungsbereich und Dauer der Regulierungsperiode</i></b> .....	<b>12</b>
<b>4.</b>	<b><i>Rahmenbedingungen des Stromsektors</i></b> .....	<b>14</b>
<b>5.</b>	<b><i>Unveränderliche und potenziell veränderliche Parameter</i></b> .....	<b>17</b>
<b>6.</b>	<b><i>Ermittlung der Ausgangskostenbasis</i></b> .....	<b>22</b>
<b>6.1.</b>	<b><i>Geprüfte Kosten des Geschäftsjahres 2021</i></b> .....	<b>22</b>
<b>6.2.</b>	<b><i>Bestimmung der beeinflussbaren Betriebskosten</i></b> .....	<b>23</b>
<b>6.3.</b>	<b><i>Bestimmung der Kapitalkosten</i></b> .....	<b>24</b>
6.3.1.	<i>Grundzüge der effizienzabhängigen Rendite</i> .....	24
6.3.2.	<i>Kapitalkostenabgleich – Anwendung der effizienzabhängigen Rendite</i> .....	26
<b>7.</b>	<b><i>Generelle Produktivitätsvorgabe (<math>X_{gen}</math>)</i></b> .....	<b>28</b>
<b>8.</b>	<b><i>Individuelle Zielvorgabe (<math>X_{ind}</math>) - Benchmarking</i></b> .....	<b>36</b>
<b>8.1.</b>	<b><i>Benchmarkingverfahren</i></b> .....	<b>38</b>
8.1.1.	<i>Data Envelopment Analysis (DEA)</i> .....	38
8.1.2.	<i>Modified Ordinary Least Squares (MOLS)</i> .....	39
8.1.3.	<i>Skaleneffekte</i> .....	40
<b>8.2.</b>	<b><i>Spezifikation der Benchmarkingparameter</i></b> .....	<b>41</b>
8.2.1.	<i>Variablenauswahl: Inputparameter</i> .....	41
8.2.1.1.	<i>Standardisierung von Kapitalkosten</i> .....	42
8.2.1.2.	<i>Allgemeine und individuelle Kostenbereinigungen</i> .....	44
8.2.1.3.	<i>Herleitung der Input-Kostenbasen</i> .....	48
8.2.2.	<i>Variablenauswahl: Outputparameter (Struktur- und Leistungsparameter)</i> .....	49
<b>8.3.</b>	<b><i>Berechnung der Effizienzwerte – MOLS</i></b> .....	<b>57</b>
<b>8.4.</b>	<b><i>Berechnung der Effizienzwerte – DEA</i></b> .....	<b>57</b>
<b>8.5.</b>	<b><i>Ausreißeranalysen</i></b> .....	<b>59</b>
<b>8.6.</b>	<b><i>Ermittlung des individuellen (gewichteten) Effizienzwertes (<math>ES_{2024}</math>)</i></b> .....	<b>61</b>
<b>9.</b>	<b><i>Bestimmung der Zielvorgabe während der Regulierungsperiode</i></b> .....	<b>64</b>
<b>10.</b>	<b><i>Netzbetreiberpreisindex (NPI)</i></b> .....	<b>66</b>
10.1.	<i>Zusammensetzung des NPI</i> .....	66
10.2.	<i>Abgeltungssystematik des NPI</i> .....	68
<b>11.</b>	<b><i>Finanzierungskostensatz (WACC)</i></b> .....	<b>71</b>

<b>12.</b>	<b><i>Finanzierungskostenbasis (Regulatorischer Anlagenbestand, RAB).....</i></b>	<b>80</b>
<b>13.</b>	<b><i>Erweiterungsfaktoren .....</i></b>	<b>81</b>
<b>13.1.</b>	<b><i>Betriebskostenfaktor (BKF).....</i></b>	<b>81</b>
13.1.1.	<i>Betriebskostenfaktor für den Anschluss von Einspeiser-Zählpunkten.....</i>	82
13.1.2.	<i>Betriebskostenfaktor für die Entwicklung der Leitungslängen und Zählpunkte .....</i>	84
13.1.3.	<i>Berücksichtigung von Mehrkosten durch den Zuwachs an Einspeiser-Zählpunkte .....</i>	87
<b>13.2.</b>	<b><i>Zielvorgaben für Kostenveränderungen durch geänderte Versorgungsaufgabe .....</i></b>	<b>88</b>
<b>13.3.</b>	<b><i>Behandlung von Kostenverschiebungen durch Digitalisierung und Standardisierung ....</i></b>	<b>89</b>
<b>14.</b>	<b><i>Regulierungskonto.....</i></b>	<b>91</b>
<b>15.</b>	<b><i>Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges.....</i></b>	<b>92</b>
<b>16.</b>	<b><i>Forschungs- und Innovationsbudget.....</i></b>	<b>94</b>
<b>17.</b>	<b><i>Regulierungsformel .....</i></b>	<b>97</b>
<b>18.</b>	<b><i>Literaturverzeichnis .....</i></b>	<b>101</b>
<b><i>Anhang I.....</i></b>		<b>102</b>
<b><i>Anhang II.....</i></b>		<b>103</b>

## Abbildungsverzeichnis

---

Abbildung 1: Standardisierte Nutzungsdauern (in Jahren) für die Annuitätenberechnung....	44
Abbildung 2: Inputkostenbasen für Benchmarking .....	48
Abbildung 3: Ausreißeranalysen nach Benchmarkingverfahren.....	61
Abbildung 4: Übersicht zur Effizienzverteilung nach Modellen, standardisierte Sicht.....	62
Abbildung 5: Übersicht zur Effizienzverteilung nach Modellen, kalkulatorische Sicht.....	62
Abbildung 6: Verteilung der gewichteten Effizienzwerte nach Best-of Abrechnung über die beiden Kostenbasen .....	63
Abbildung 7: Zusammenhang zwischen Zielvorgabe und Effizienzwert.....	65
Abbildung 8: Festlegung der Finanzierungskostensätze gemäß § 60 EIWOG 2010 .....	75
Abbildung 9: Vorgangsweise bei der Ermittlung der verzinslichen Kapitalbasis .....	80

## 1. Einleitung

Dieses Dokument dient der Beschreibung der Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber. Im Vergleich zur vierten Regulierungsperiode ergeben sich einige Anpassungen. Diese betreffen vorrangig folgende Teilbereiche (detailliertere Erläuterungen sind in den entsprechenden Kapiteln vorzufinden):

- Einführung der Systematik potenziell veränderlicher Parameter: Es kann davon ausgegangen werden, dass sich der gesetzliche Rahmen für Stromverteilernetzbetreiber im Verlauf der Regulierungsperiode verändert. Um Veränderungen in der Versorgungsaufgabe der Stromverteilernetzbetreiber auch während der Regulierungsperiode abbilden zu können und für diesen Fall eine Flexibilität in der Regulierungssystematik zu erlauben, wird beispielsweise die Möglichkeit der Berücksichtigung eines neuen Erweiterungsfaktors vorgesehen (Kapitel 5).
- Implementierung einer kostenneutralen und symmetrischen Ausgestaltung der effizienzabhängigen Rendite ohne Berücksichtigung der Mindesteffizienz. Es soll hiermit eine ausgeglichene Verteilung der effizienzabhängigen Rendite sichergestellt werden. Gleichzeitig wird eine stärkere Anreizwirkung zur Effizienzsteigerung für jene Unternehmen gesetzt, welche unter der Mindesteffizienz liegen (Kapitel 6.3.1 und 6.3.2).
- Aktualisierung der generellen Produktivitätsvorgabe ( $X_{gen}$ , Kapitel 7).
- Anpassung der Zusammensetzung des Netzbetreiberpreisindex (**NPI**). Im Vergleich zur vierten Regulierungsperiode ergänzt von nun an der Baupreisindex (BPI) als Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung bei den Instandhaltungskosten den NPI. Zudem wurden die Indexgewichtungen aktualisiert (Kapitel 10.1).
- Einführung einer Aufrollung des t-2-Zeitverzugs beim NPI, insbesondere aufgrund der aktuellen außergewöhnlichen Inflationsentwicklungen. Die Aufrollung des Zeitverzugs wird ab dem Jahr 2025 über das Regulierungskonto berücksichtigt und wird sich daher erstmalig auf die Bestimmung der Entgelte ab 1. Jänner 2026 niederschlagen (Kapitel 10.2).
- Entfall des Mark-Up auf den durchschnittlichen gewichteten Finanzierungskostensatz (**WACC**) aus der vierten Regulierungsperiode (Kapitel 11).
- Aktualisierung des WACC und Einführung einer separaten Betrachtung von Alt- und Neuanlagen. Die Einführung eines separaten WACC für Neuinvestitionen zielt darauf ab, insbesondere vor dem Hintergrund der sich verändernden Zinslandschaft die Finanzierung und Durchführung angemessener und notwendiger Infrastrukturinvestitionen im Sinne der Netz- und Versorgungssicherheit sowie Dekarbonisierung zu ermöglichen. Durch diese neue Systematik werden Investitionsanreize sichergestellt. Gleichzeitig wird vermieden, dass notwendige Neuinvestitionen durch einen zu niedrigen WACC verschoben werden oder ausbleiben (Kapitel 11).

- Entfall des pauschalen Betriebskostenfaktors (**BKF**) für Smart-Metering aus der vierten Regulierungsperiode.
- Kostenseitige Simulation eines vollständig abgeschlossenen Smart-Meter-Rollouts der Stromverteilernetzbetreiber mit Ende des Geschäftsjahres 2021 beim geprüften OPEX-Budget sowie im Rahmen der Benchmarkinganalyse (Kapitel 13.1 und Kapitel 8.2.1.2).
- Einführung eines BKF für den Anschluss neuer Einspeiser-Zählpunkte in Reaktion auf den erhöhten Anschlussbedarf für Erzeuger von Strom auf Basis erneuerbarer Energien. Durch diesen neuen BKF sollen die einmaligen OPEX abgegolten werden, die bei dem Anschluss neuer Einspeiser-Zählpunkte anfallen (Kapitel 13.1.1).
- Neuberechnung und Anpassung des BKF für Zählpunkte und Leitungslängen: Aufgrund der Veränderungen der Kosten sowie der Kostentreiber bei den Netzbetreibern ist eine Aktualisierung der Preisansätze erforderlich (Kapitel 13.1.2).
- Für Netzbetreiber wird erstmalig eine Kostenanerkennung wesentlicher, exogen bedingter CAPEX-OPEX-Verschiebungen auch während der Regulierungsperiode ermöglicht. Hierdurch soll insbesondere eine Kostenunterdeckung auf Unternehmensseite vermieden und somit sichergestellt werden, dass Netzbetreiber optimale OPEX-Lösungen beziehen (Kapitel 13.3).
- Einführung eines Forschungs- und Innovationsbudgets, um entsprechend dem Ziel der Energieunion die Innovationskraft der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber zu stärken und den erforderlichen Systemumbau der Verteilnetze im Sinne der europäischen und nationalen Dekarbonisierungsziele zu unterstützen (Kapitel 16).

Hintergrund für die Änderungen sind hauptsächlich geänderte Rahmenbedingungen für Stromnetzbetreiber. Allgemein hat sich allerdings das System der Anreizregulierung für die Regulierung der Stromverteilernetzbetreiber bewährt und eine Weiterführung erscheint jedenfalls sachgerecht.

Im Rahmen eines langfristigen Anreizregulierungsmodells, welches für eine Gesamtheit von Unternehmen über eine bestimmte Periode Anwendung findet, können unternehmensspezifische Entwicklungen und Anforderungen generell nur eingeschränkt berücksichtigt werden.<sup>1</sup> Die Ausgestaltung einiger Elemente erfolgt unter Zugrundelegung einer Durchschnittsbetrachtung gemäß § 59 Abs. 1 EIWOG 2010.<sup>2</sup>

Die Behörde weist darauf hin, dass sich die dargelegten Inhalte des vorliegenden Dokuments ausschließlich auf die fünfte Regulierungsperiode für Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von über 50 GWh an Entnehmer im Jahr 2008 oder mit eigenem Netzbereich beziehen und die Ausgestaltung nachfolgender Regulierungsperioden nicht präjudizieren.

Die in der vorliegenden Regulierungssystematik dargestellten Grundsätze werden inhaltlich erstmals im Zuge der Kostenermittlungsverfahren im Jahr 2023 (Entgeltermittlung für das Jahr 2024) umgesetzt.

---

<sup>1</sup> Ein Modell stellt *per definitionem* eine Abstraktion der Realität dar.

<sup>2</sup> Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 107/2011 idF BGBl. I Nr. 94/2023.

Das vorliegende Dokument basiert auf den einschlägigen gesetzlichen Grundlagen in der derzeit geltenden Fassung (EBM-VO 2019<sup>3</sup>, EBM-RL 2019<sup>4</sup>, EIWOG 2010, E-ControlG<sup>5</sup>). Künftige Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen können (auch innerhalb der Regulierungsperiode) Änderungen der dargestellten Systematik nach sich ziehen. An dieser Stelle sei auf Kapitel 5 verwiesen, in dem ausgeführt wird, welche Parameter unter welchen Voraussetzungen während der Regulierungsperiode potenziell Änderungen unterzogen werden können.

Die gegenständliche Regulierungssystematik stützt sich auf Erkenntnisse, die im Rahmen von Gesprächen, Erstattung von Gutachten, Berechnungsgrundlagen und Positionspapieren zwischen der Branchenvertretung Oesterreichs Energie (in Folge: OE), einzelnen Unternehmensvertretungen, der Bundesarbeitskammer (in Folge: BAK) und der Wirtschaftskammer Österreich (in Folge: WKÖ)<sup>6</sup>, mit der Behörde und den behördlich beigezogenen Sachverständigen seit Dezember 2022 bis Sommer 2023 gewonnen wurden. Auf Grundlage dieser Ermittlungen wurden den Verfahrensparteien im Sommer 2023 vorläufige Ermittlungsergebnisse mit einer angemessenen Stellungnahmefrist übermittelt. Ebenfalls wurden im Zuge des Begutachtungsverfahrens den beteiligten Parteien die beigelegten Behördengutachten (Anlage 1 und Anlage 3) übermittelt. Sämtliche Gesprächsprotokolle der Expert:innen- und High-Level Termine mit Branchenvertretung, Unternehmen und den teilnehmenden Legalparteien sowie sämtliche im Rahmen dieser Termine übermittelten Präsentationen wurden den beteiligten Parteien bereits gesamthaft vor dem Begutachtungsverfahren zur Verfügung gestellt.

Die Branchenvertretung, zahlreiche Netzbetreiber und die Legalparteien übermittelten Stellungnahmen zum vorläufigen Ermittlungsergebnis im September 2023. Die Behörde analysierte die eingelangten Stellungnahmen. Unternehmensindividuelle Aspekte und generelle Themen werden ausführlich in den jeweiligen Kostenbescheiden adressiert und gewürdigt. Auch in diesem Dokument wird eine Würdigung der allgemeinen Themen erfolgen. Hierbei wurde die Struktur der Würdigung im Vergleich zu vergangenen Regulierungssystematiken adaptiert. Es werden jene Stellungnahmen direkt in den jeweiligen Kapiteln adressiert und gewürdigt, die inhaltliche Änderungen im Hinblick auf die Ausgestaltung der vorläufigen Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber zufolge hatten. Darüber hinaus ist im Anhang II eine tabellarische Würdigung der Stellungnahmen in ihrer Gesamtheit zu finden, die auch jene Themenpunkte behandelt, von denen keine inhaltlichen Änderungen ausgegangen sind. Inhaltlich wird dabei der Struktur des Inhaltsverzeichnisses gefolgt. Mit dieser strukturellen Adaption der Würdigungen soll eine verbesserte Überschaubarkeit und Durchsichtigkeit des Regulierungsdokument sichergestellt werden.

---

<sup>3</sup> Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. L 158 vom 14.6.2019 S. 54, zuletzt geändert durch die Verordnung (EU) 2022/869 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, ABl. Nr. L 152 vom 3.6.2022, S. 45.

<sup>4</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, zuletzt geändert durch die Verordnung (EU) 2022/869 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, ABl. Nr. L 152 vom 3.6.2022, S. 45.

<sup>5</sup> Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 7/2022.

<sup>6</sup> Die BAK und WKÖ sind Legalparteien gemäß § 48 Abs. 2 EIWOG 2010.

## 2. Rechtsgrundlage, Ziele der Anreizregulierung und Regulierungsmodell

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

Die Vorgaben zur Festlegung der Kosten für die Systemnutzungsentgelte, welche von den Netzbenutzer:innen<sup>7</sup> für die Leistungen der (Strom-)Verteilernetzbetreiber zu entrichten sind, werden in Art. 18 EBM-VO 2019, der EBM-RL 2019), welche innerstaatlich erst zum Teil umgesetzt wurde, sowie den § 48 f und § 59 f EIWOG 2010 zentral geregelt. Als allgemeine Grundsätze der Kostenermittlung sind demnach vorgesehen:

- Die Bestimmung der Kosten, Zielvorgaben und des Mengengerüsts für die Festlegung der Systemnutzungsentgelte erfolgt **periodisch mit Feststellungsbescheid** (§ 48 Abs. 1 EIWOG 2010);
- Die Kosten für die Bestimmung der Netzentgelte 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 (Grundsatz der Kostenorientierung, Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 EBM-VO 2019);
- Gemäß dem Grundsatz der **Kostenwahrheit** sind nur jene Kosten zu berücksichtigen, die ursächlich mit der Netz Tätigkeit verbunden und dem Grunde und der Höhe nach angemessen sind (§ 59 Abs. 1 EIWOG 2010);
- Die Bestimmung der Kosten unter Zugrundelegung einer **Durchschnittsbetrachtung**, die von einem rationell geführten, vergleichbaren Unternehmen ausgeht, ist zulässig (§ 59 Abs. 1 EIWOG 2010);
- Der **Netzsicherheit**, der **Versorgungssicherheit** (unter Berücksichtigung von Qualitätskriterien), der **Marktintegration** sowie der **Energieeffizienz** ist Rechnung zu tragen bzw. Anreize für **Forschungsarbeiten** zu setzen sowie **Innovationen** im Interesse der Verbraucher:innen in Bereichen wie Digitalisierung, Flexibilitätsdiensten und Verbindungsleistungen zu erleichtern (§ 59 Abs. 1 EIWOG 2010 und Art. 18 Abs. 2 EBM-VO 2019);
- **Investitionen** sind in angemessener Weise ausgehend von den ursprünglichen Anschaffungskosten sowie den Finanzierungskosten zu berücksichtigen, welche eine angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu umfassen haben (§ 59 Abs. 1 EIWOG 2010);
- Für die Ermittlung der Kosten sind **Zielvorgaben bzw. Anreize** für den effizienten Betrieb und Ausbau der Netze vorzusehen und eine netzbetreiberspezifische Teuerungsrate zugrunde zu legen. Dabei kann die Regulierungsbehörde auch

---

<sup>7</sup> Das Dokument verwendet eine gendergerechte Sprache. Alle gegenderten Begriffe sind, sofern nichts Abweichendes vorgesehen ist, im Sinne der geltenden Rechtsvorschriften zu verstehen, auch wenn diese Rechtsvorschriften keine gendergerechte Sprache verwenden.

individuelle Zielvorgaben aufgrund der Effizienz der Netzbetreiber bzw. **Leistungsziele** vorsehen, um einen Anreiz zur Effizienzsteigerung, auch durch Steigerung der Energieeffizienz, Flexibilität, den Ausbau intelligenter Netze und die Einführung intelligenter Messsysteme, zu schaffen. Dabei ist sicherzustellen, dass für die Verteilernetzbetreiber Anreize bestehen, die Effizienz zu steigern und notwendige Investitionen angemessen durchführen zu können (Art. 18 Abs. 8 EBM-VO 2019, § 59 Abs. 2 EIWOG 2010).

Während das EIWOG 2010 eine verfahrensrechtliche Trennung der (bescheidmäßigen) Feststellung der Kosten, der Zielvorgaben und des Mengengerüsts einerseits sowie der Festlegung der Systemnutzungsentgelte (in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung – SNE-V – gemäß § 49 Abs. 1 EIWOG 2010) andererseits vorsieht, ist diese Trennung dem Unionsrecht grundsätzlich fremd. Dies hat zur Folge, dass die unionalen Vorgaben zur Gestaltung der Netzentgelte teils schon bei der Feststellung der angemessenen Netzkosten nach § 48 Abs. 1 EIWOG 2010 berücksichtigt werden müssen.

Die dabei verfolgten Ziele ergeben sich insbesondere aus Art. 1 lit. a bis c EBM-VO 2019:

- Die Festlegung der Grundlagen für eine effiziente Verwirklichung der Ziele der **Energieunion** (Sicherheit der Energieversorgung, Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Dekarbonisierung sowie Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit)<sup>8</sup> insbesondere des Rahmens für die europäische Klima- und Energiepolitik bis 2030 durch das Aussenden von Marktsignalen für größere Effizienz und einen höheren Anteil erneuerbarer Energiequellen sowie für Versorgungssicherheit, Flexibilität, Nachhaltigkeit, Dekarbonisierung und Innovation;
- Die Festlegung von Grundsätzen für gut funktionierende, integrierte Elektrizitätsmärkte, die allen Ressourcenanbieter:innen und Stromkund:innen **diskriminierungsfreien Marktzugang** ermöglichen, die Position der Verbraucher:innen stärken, Wettbewerbsfähigkeit auf dem Weltmarkt, Laststeuerung, Energiespeicherung und Energieeffizienz sicherstellen und die Aggregation von dezentralem Angebot und dezentraler Nachfrage erleichtern und die Marktintegration und die Integration verschiedener Sektoren sowie eine marktbasierende Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen ermöglichen;
- Die Festlegung gerechter Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel und somit eine **Verbesserung des Wettbewerbs** auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale nationaler und regionaler Märkte, einschließlich der Schaffung eines Ausgleichsmechanismus für grenzüberschreitende Stromflüsse, der Festlegung harmonisierter Grundsätze für die Entgelte für die grenzüberschreitende Übertragung und der Vergabe der auf den Verbindungsleitungen zwischen nationalen Übertragungsnetzen verfügbaren Kapazitäten.

---

<sup>8</sup> Gemäß Art. 1 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2018/1999 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, ABl. Nr. L 328 vom 21.12.2018, S. 1.

Daneben hat die E-Control bei Wahrnehmung ihrer Regulierungsaufgaben angemessene Maßnahmen zu treffen, um die in § 4 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG) vorgesehenen Zielsetzungen zu erreichen. Bei Festlegung der Kosten der Stromverteilernetzbetreiber sind hier aus Sicht der Behörde insbesondere relevant:

- Förderung eines wettbewerbsbestimmten, sicheren und ökologisch nachhaltigen Elektrizitätsbinnenmarktes sowie entsprechender Regionalmärkte und effektive Öffnung des Marktes für alle Kund:innen und Lieferant:innen in der Union;
- Gewährleistung geeigneter Bedingungen, damit Elektrizitätsnetze unter Berücksichtigung der langfristigen Ziele wirkungsvoll und zuverlässig betrieben werden;
- Möglichst kostengünstige und rasche Verwirklichung der Transformation des Energiesystems im Sinne des Pariser Klimaschutzabkommens 2015;
- Sicherstellung der angestrebten Entwicklung verbraucherorientierter, sicherer, zuverlässiger und effizienter nichtdiskriminierender Systeme;
- Förderung der Angemessenheit der Systeme und Energieeffizienz im Einklang mit den allgemeinen Zielen der Energiepolitik;
- Einbindung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und dezentraler Erzeugung sowie Erleichterung des Anschlusses neuer Erzeugungs- und Gewinnungsanlagen an das Netz, insbesondere durch Beseitigung von Hindernissen, die den Zugang neuer Marktteilnehmer:innen, vor allem den Zugang von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften und Einspeisern von Strom aus erneuerbaren Energiequellen verhindern könnten;
- Sicherstellung angemessener kurzfristiger und langfristiger Anreize für Netzbetreiber und Netzbenutzer:innen zur Steigerung der Effizienz und Förderung der Marktintegration;
- Vorteile für die Kund:innen aus dem effizienten Funktionieren des nationalen Marktes und Beitrag zur Gewährleistung des Verbraucher:innenschutzes;
- Beitrag zur Verwirklichung hoher Standards bei der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen im Bereich der Stromversorgung zum Schutz benachteiligter Kund:innen.

Daneben sieht § 4 ElWOG 2010 weitere bzw. gleich gelagerte Zielsetzungen vor. Zur Bestimmung der Kosten sind dabei folgende Punkte hervorzuheben:

1. Gewährleistung der Versorgung der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft mit kostengünstiger Elektrizität in hoher Qualität;
2. Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen zur nachhaltigen Steigerung der Netz- und Versorgungssicherheit;

## Beilage 2

3. Unterstützung der Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen sowie Gewährleistung des Zugangs zum Elektrizitätsnetz aus erneuerbaren Quellen;
4. Schaffung eines Ausgleichs für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen der Netzbetreiber im Allgemeininteresse, die sich auf die Sicherheit, einschließlich der Versorgungssicherheit, die Regelmäßigkeit, die Qualität und den Preis der Lieferungen sowie auf den Umwelt- und Klimaschutz beziehen;
5. Berücksichtigung des öffentlichen Interesses an der Versorgung mit elektrischer Energie, insbesondere aus heimischen, erneuerbaren Ressourcen, bei der Bewertung von Infrastrukturprojekten.

Damit sich ein Unternehmen *produktiv* effizient verhält, d.h. Anstrengungen unternimmt, zu geringstmöglichen Kosten zu produzieren, muss ihm zumindest für eine gewisse Zeitperiode eine Belohnung für diese Anstrengung belassen werden und somit ein *allokativ* ineffizienter Zustand für diesen Zeitraum geduldet werden (vgl. idS auch die Gesetzesmaterialien zu § 59 ElWOG 2010, ErlRV 994 BlgNR XXIV. GP, 22 (23)).

Eine überschießende *allokative* Ineffizienz kann jedoch im Widerspruch zum Schutz der Netzbenutzer:innen stehen. Ein nachträglicher Eingriff in das Regulierungssystem, mit dem als unangemessen wahrgenommene Gewinne abgeschöpft werden, steht nun seinerseits im Widerspruch zum Anreiz zur *produktiven* Effizienz.

Bei allen regulatorischen Maßnahmen muss sichergestellt werden, dass die ursächlich mit den Netzaktivitäten verbundenen Kosten abgedeckt werden (vgl. idS auch die oben genannten Gesetzesmaterialien). Dies kann im Widerspruch zur *produktiven* Effizienz stehen, da dadurch der wirksamste Sanktionsmechanismus einer Wettbewerbswirtschaft, nämlich das Ausscheiden eines ineffizienten Unternehmens aus dem Produktionsprozess, beschränkt wird.

Im Sinne der Akzeptanz durch Netzbetreiber und Netzbenutzer:innen und der gerichtlichen Überprüfbarkeit der Entscheidungen der Behörde, hat die Regulierungsbehörde die **Transparenz** des Regulierungssystems zu gewährleisten (insofern explizit Art. 59 Abs. 1 lit. a EBM-RL 2019) und ihr Regulierungsermessen **objektiv** zu üben und **nachvollziehbar** zu begründen (Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 EBM-VO 2019, vgl. VwGH 18.11.2014, 2012/05/0092, 2012/05/0093, 2012/05/0094).

Gemäß Art. 18 Abs. 10 EBM-VO 2019 ist weiters dem Bericht über bewährte Verfahren („*Best Practice Report*“) der Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (**ACER**) gebührend Rechnung zu tragen. Der letzte Bericht vom Jänner 2023<sup>9</sup> hat dabei die Festlegung der Netzentgelte bzw. die Gestaltung der Entgeltsystematik im Fokus und geht hinsichtlich der einfließenden Kosten nur auf die in den Netztarifen zu berücksichtigenden Kostenkomponenten („*cost models*“) und die Frage der Kostenwälzung („*cost cascading*“) ein. Diese Festlegungen kommen in Österreich der Regulierungskommission im Rahmen des Erlasses der SNE-V zu (§§ 51 und 62 ElWOG 2010).

---

<sup>9</sup> Abrufbar unter [https://acer.europa.eu/Publications/ACER\\_electricity\\_network\\_tariff\\_report.pdf](https://acer.europa.eu/Publications/ACER_electricity_network_tariff_report.pdf).

## Beilage 2

Daneben gibt ACER aber auch allgemeine Empfehlungen zur Dauer der Regulierungsperiode und der Häufigkeit von Aktualisierungen der Höhe der Netzentgelte ab (Rz 268 des Best Practice Report), welche im nachfolgenden Kapitel gewürdigt werden.

Transparenz darf jedoch nicht mit der uneingeschränkten Akzeptanz von Einwendungen der regulierten Unternehmen oder den beizuziehenden Legalparteien gleichgesetzt werden. Daneben ist Transparenz eng mit der Planungssicherheit der Unternehmen verbunden. Dem regulierten Unternehmen müssen die Rahmenbedingungen der Regulierung zu Beginn der Regulierungsperiode bekannt sein. Dies bedeutet jedoch nicht, dass das Argument der Planungssicherheit Änderungen der Regulierungssystematik ausschließt. Vielmehr ist das Regulierungsregime von der Behörde laufend zu evaluieren. Stellt die Behörde Verbesserungspotentiale fest, so ist die Regulierungssystematik mit Beginn einer neuen Anreizregulierungsperiode oder auch während einer Anreizregulierungsperiode (vgl. dazu Kapitel 5) entsprechend zu adaptieren.

Im Rahmen der fünften Regulierungsperiode der Stromverteiler-netzbetreiber sollen die Kosten – wie in der Vergangenheit – jährlich auf Basis einer Kostenüberleitung festgestellt werden. Die damit verbundene Neufestlegung der Systemnutzungsentgelte entspricht auch der dahingehenden Empfehlung von ACER (Rz 268 des Best Practice Report), wonach die Höhe der Entgelte zumindest einmal jährlich einer Aktualisierung zuzuführen ist. Festzuhalten ist dabei jedoch, dass dies sowohl für die regulierten Unternehmen als auch den Regulator mit nicht unerheblichem Aufwand verbunden ist. Alternativ wäre die Feststellung der Kosten auch im Rahmen eines längerfristigen, stabilen Modells mit periodischen, jedoch nicht jährlichen Kostenprüfungen, möglich. Davon wird allerdings nicht Gebrauch gemacht. Es müsste in diesem Zusammenhang jedoch sichergestellt werden, dass die Zeitspannen zwischen den Kostenprüfungen nicht zu groß sind und dementsprechend nicht zu sehr von den zugrundeliegenden Kostenentwicklungen abweichen. Insbesondere auf Basis der Unsicherheit bezüglich zukünftiger Entwicklungen auf dem Gasmarkt und deren potenziellen Implikationen auf den Strommarkt sieht die Behörde ihr bisheriges Vorgehen weiterhin als sachgerecht an.

Die Details des Regulierungssystems werden in den folgenden Kapiteln dargestellt.

### 3. Anwendungsbereich und Dauer der Regulierungsperiode

Das in diesem Dokument dargestellte Regulierungssystem gilt generell für alle Stromverteilernetzbetreiber in Österreich, welche eine Abgabemenge von über 50 GWh an Entnehmer:innen im Jahr 2008 verzeichnen konnten (vgl. § 48 Abs. 1 ElWOG 2010) oder gesetzlich einen eigenen Netzbereich zugeordnet haben. Dies trifft auf 38 Unternehmen zu (vgl. Anhang I).

Zur Bestimmung der Dauer einer Regulierungsperiode ist eine Abwägung verschiedener Effekte notwendig. Wie bereits in Kapitel 2 dargestellt, besteht die Anreizwirkung zur produktiven Effizienz in der zwischenzeitlichen Entkoppelung der zugestandenen von den tatsächlichen Kosten bzw. Erlösen. Die Intensität dieser Anreizwirkung ist im Rahmen einer Anreizregulierung insbesondere von der Dauer der Entkoppelung – der Dauer der Regulierungsperiode – abhängig. Durch die Entkoppelung wird bewusst ein vorübergehend allokativ ineffizienter Zustand zur Generierung von Anreizen zur produktiven Effizienz in Kauf genommen. Während eine zu kurze Zeitspanne der Entkoppelung zu geminderten Anreizen führen kann, besteht bei zu langen Zeitspannen die Gefahr, dass mögliche Kostensenkungspotentiale, abgebildet durch den ex-ante bestimmten Kostenpfad, (netzbenutzer:innenseitig) überschätzt bzw. (netzbetreiberseitig) unterschätzt werden. Die übermäßige Streckung der Regulierungsperiode über einen zu langen Zeitraum kann also der Ausgewogenheit aus Sicht der Netzbenutzer:innen widersprechen sowie die Imitation von wettbewerblichen Verhältnissen konterkarieren.

In der gegenwärtigen Regulierungspraxis in Europa betragen die Zeitspannen für die Dauer einer Regulierungsperiode in der Regel zwischen drei und fünf Jahren. ACER empfiehlt im Hinblick auf die Planungssicherheit und angesichts der mit einer neuen Tarifmethodik verbundenen Diskussionen und Konsultationen die Festlegung für eine Dauer von zumindest vier Jahren (Rz 268 des Best Practice Report).<sup>10</sup> Da sowohl die Regulierungsbehörde als auch die Branche in den letzten Jahren eingehende Erfahrungen mit diesem System der Anreizregulierung gemacht haben, erscheint eine Beibehaltung der Zeitspanne von fünf Jahren erstrebenswert.

Zur Minderung des aus der Literatur ableitbaren Ratchet-Effekts<sup>11</sup> wird das wiederkehrende (kontinuierliche) Benchmarking fortgeführt. Kontinuierlich bedeutet in diesem Sinne, dass der Effizienzvergleich jeweils vor Beginn einer Regulierungsperiode zu erfolgen hat und daher der daraus resultierende Kostenpfad auch nur für eine Regulierungsperiode wirkt.

Wesentlich bei dieser Vorgangsweise ist allerdings, dass für die Bestimmung der Ausgangs- und Benchmarking-Kostenbasis entsprechende Normierungen und Glättungen zur Vermeidung von strategischem Verhalten hinsichtlich der Verschiebung von Kostenpositionen (beispielsweise im Bereich Instandhaltung, Personalbestand etc.) durchgeführt werden. Gerade bei der Prüfung der Kostenzuordnung und insbesondere bei Umlagen, internen und

---

<sup>10</sup> Diese Empfehlung ist in Österreich am ehesten auf die Regulierungssystematik zu beziehen, da dem Unionsrecht die Trennung von Kosten- und Entgeltbestimmung grundsätzlich fremd ist (vgl. hierzu bereits Kapitel 2).

<sup>11</sup> Ausweisung einer überhöhten Kostenbasis zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode im „Fotojahr“ (siehe hierzu Rodgarkia-Dara, A., 2007, Ratchet Effect: Theorie, Lösungsansätze und international Erfahrungen, E-Control Working Paper, Nr. 18, 1-70).

## Beilage 2

externen Leistungsverrechnungen ist ein strenger Maßstab bei der Beurteilung der Kosten, sowohl dem Grund als auch der Höhe nach, vorzunehmen.

## 4. Rahmenbedingungen des Stromsektors

Das Gelingen der Energiesystemwende<sup>12</sup> als dominierendes Ziel hat weitreichende Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur und den Netzbetrieb, weshalb die Stromverteilternetzbetreiber aktuell und zukünftig vor großen Herausforderungen stehen.

Österreich verfolgt das Ziel, im Jahr 2030 100 % des Stromverbrauchs bilanziell aus erneuerbaren Energieträgern zu decken und bis 2040 Klimaneutralität zu erreichen (§ 4 Abs. 1 und 2 EAG<sup>13</sup>). Zudem sind in § 4 EAG für die nächsten Jahre konkrete Ausbauziele für einzelne erneuerbare Energiequellen vorgesehen. Zur Zielerreichung sollten beispielsweise ausgehend von der Produktion im Jahr 2020 die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2030 mengenwirksam um 27 TWh gesteigert werden. Davon sollen 10 TWh auf Wind und 11 TWh auf Photovoltaik (PV) entfallen, wobei der PV-Beitrag insbesondere durch das Ziel erreicht werden soll, eine Million Dächer mit PV auszustatten.

Die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen, wie beispielsweise Photovoltaik- und Windkraftanlagen, aber auch neuartigen Verbraucher:innen wie Elektromobilität und Wärmepumpen, erfolgt auf allen Spannungsebenen des Verteilernetzes. Durch die deutliche Steigerung der Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern in Verteilernetze ändern sich auch die Anforderungen an die Infrastruktur und die Energieflüsse zwischen Übertragungs- und Verteilernetzen. Es besteht die Gefahr, dass der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und die Elektrifizierung der Sektoren Verkehr, Industrie und Raumwärme durch mangelnde Netzkapazitäten gebremst werden. Um dies zu verhindern und das Gelingen der Energiewende sicherzustellen, sind ein beschleunigter Netzausbau, die Digitalisierung der Netze sowie der Einsatz intelligenter Betriebsmittel erforderlich.

Zusammengefasst fallen unter die Herausforderungen der Stromverteilternetzbetreiber im Laufe der fünften Regulierungsperiode vor allem die Gewährleistung der Netzstabilität und die Sicherstellung ausreichender Netzkapazität. Auch werden in Zukunft Entwicklungstrends wie die fortschreitende Digitalisierung und die zunehmende Flexibilisierung des Energiesystems eine maßgebliche Rolle einnehmen.

Angesichts der geltenden und künftigen Rahmenbedingungen sind daher folgende der in Kapitel 2 genannten Zielsetzungen der Regulierung der Stromverteilternetzbetreiber besonders hervorzuheben:

- Festlegung der Grundlagen für eine effiziente Verwirklichung der Ziele der **Energieunion** (Sicherheit der Energieversorgung, Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Dekarbonisierung sowie Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit<sup>14</sup>) insbesondere des Rahmens für die europäische Klima- und Energiepolitik bis 2030 durch das Aussenden von Marktsignalen für größere Effizienz

---

<sup>12</sup> Der Begriff „Energiesystemwende“ beschreibt den Übergang von herkömmlichen, fossilbasierten Energiesystemen hin zu nachhaltigen, erneuerbaren Energiesystemen. Er bezieht sich dabei speziell auf den strukturellen und technologischen Wandel im Energiesektor selbst.

<sup>13</sup> Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, BGBl. I Nr. 150/2021 idF BGBl. I Nr. 233/2022.

<sup>14</sup> Gemäß Art. 1 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2018/1999 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, ABl. Nr. L 328 vom 21.12.2018, S. 1.

und einen höheren Anteil erneuerbarer Energiequellen sowie für Versorgungssicherheit, Flexibilität, Nachhaltigkeit, Dekarbonisierung und Innovation;

- Festlegung von Grundsätzen für gut funktionierende, integrierte Elektrizitätsmärkte, die allen Ressourcenanbieter und Stromkund:innen **diskriminierungsfreien Marktzugang** ermöglichen, die Position der Verbraucher:innen stärken, Wettbewerbsfähigkeit auf dem Weltmarkt, Laststeuerung, Energiespeicherung und Energieeffizienz sicherstellen und die Aggregation von dezentralem Angebot und dezentraler Nachfrage erleichtern und die Marktintegration und die Integration verschiedener Sektoren sowie eine marktbasierende Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen ermöglichen;
- Festlegung gerechter Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel und somit eine **Verbesserung des Wettbewerbs** auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale nationaler und regionaler Märkte, einschließlich der Schaffung eines Ausgleichsmechanismus für grenzüberschreitende Stromflüsse, der Festlegung harmonisierter Grundsätze für die Entgelte für die grenzüberschreitende Übertragung und der Vergabe der auf den Verbindungsleitungen zwischen nationalen Übertragungsnetzen verfügbaren Kapazitäten;
- Gewährleistung der Versorgung der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft mit kostengünstiger Elektrizität in hoher Qualität;
- Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen zur nachhaltigen Steigerung der Netz- und Versorgungssicherheit;
- Gewährleistung geeigneter Bedingungen, damit Elektrizitätsnetze unter Berücksichtigung der langfristigen Ziele wirkungsvoll und zuverlässig betrieben werden;
- Sicherstellung angemessener kurzfristiger und langfristiger Anreize für Netzbetreiber und Netzbenutzer:innen zur Steigerung der Effizienz und Förderung der Marktintegration;
- Möglichst kostengünstige und rasche Verwirklichung der Transformation des Energiesystems im Sinne des Pariser Klimaschutzabkommens 2015;
- Einbindung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und dezentraler Erzeugung sowie Erleichterung des Anschlusses neuer Erzeugungs- und Gewinnungsanlagen an das Netz, insbesondere durch Beseitigung von Hindernissen, die den Zugang neuer Marktteilnehmer:innen, vor allem den Zugang von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften und Einspeisern von Strom aus erneuerbaren Energiequellen verhindern könnten;
- Vorteile für Kund:innen aus dem effizienten Funktionieren des nationalen Marktes und Beitrag zur Gewährleistung des Verbraucher:innenschutzes.

Diese gesetzlichen Zielsetzungen und herausfordernden Rahmenbedingungen der Stromverteilernetzbetreiber sind aus Sicht der Behörde bei den Entscheidungen zu den

## Beilage 2

Regulierungsparametern für die fünfte Regulierungsperiode mit der Maßgabe zu berücksichtigen, dass die Erreichung dieser Ziele durch die Stromverteilernetzbetreiber realistisch ermöglicht wird. Die Maßstäbe, die in der vorliegenden Regulierungsperiode von der Regulierungsbehörde angelegt werden, können sich jedoch für zukünftige Regulierungsperioden ändern. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Intensität der Inanspruchnahme von Ressourcen der Stromverteilernetzbetreiber im Hinblick auf die Erreichung der genannten Ziele im Vergleich zur vorliegenden Regulierungsperiode abnimmt. So soll über die Regulierungsperioden hinaus ein mittel- bis langfristiger Interessensausgleich zwischen Netzbetreibern und Netzbenutzer:innen sichergestellt werden.

Die herrschende Dynamik in der Rechtsentwicklung sowie im Faktischen erfordern es, dass die Behörde ein flexibleres Regulierungssystem umsetzt als in den vergangenen Regulierungsperioden. Damit soll sichergestellt werden, dass allgemeine Veränderungen und neue gesetzliche Vorgaben in weiterer Folge rasch berücksichtigt werden können.

## 5. Unveränderliche und potenziell veränderliche Parameter

Im vorherigen Kapitel wurden die Herausforderungen zusammengefasst, denen sich die Stromverteilernetzbetreiber gegenübersehen. Während auf nationaler Ebene derzeit noch das ElWOG 2010 den aktuellen gesetzlichen Rahmen für die Regulierungssystematik darstellt, kann davon ausgegangen werden, dass es während der fünften Regulierungsperiode zu gesetzlichen Änderungen in Folge der Umsetzung des EU-“Winterpakets” aus 2019 kommt, die möglicherweise auch einen Einfluss auf die Rahmenbedingungen der Stromverteilernetzbetreiber haben.

Das Ausmaß solcher Änderungen ist derzeit noch nicht vollständig abzusehen. Allerdings sind die Parameter, auf die sich sowohl neue Gesetze als auch derzeitige Entwicklungstrends auswirken können, bereits zu antizipieren. So wird der Fokus zukünftiger Veränderungen insbesondere auf Parametern liegen, die im Zusammenhang mit der Versorgungssituation der Netzbetreiber stehen.

Die Behörde erachtet die Anpassung des Regulierungsregimes im Sinne künftiger gesetzlicher Änderungen sowie Änderungen in Hinblick auf die Rahmenbedingungen der Stromverteilernetzbetreiber gerade in den aktuell fordernden Zeiten der Energiesystemwende als notwendig. Für eine möglichst schnelle Berücksichtigung solcher gesetzlichen Vorgaben soll deshalb auch während der Regulierungsperiode eine Möglichkeit der Adaption des Regulierungsregimes bestehen, ohne die gesamte Regulierungssystematik neu zu gestalten. Vielmehr soll es im Rahmen der Systematik ermöglicht werden, punktuell und flexibel auf Gesetzesänderungen zu reagieren.

Daher wird analog zu den Gasverteilernetzbetreiber auch für die Stromverteilernetzbetreiber erstmalig das System der unveränderlichen und potenziell veränderlichen Parameter eingeführt. Einerseits schafft die Behörde so die Möglichkeit, geänderte Rahmenbedingungen zeitnah in der Regulierungssystematik zu berücksichtigen. Andererseits sorgt eine explizite Eingrenzung der potenziell veränderlichen Parameter für Planungssicherheit auf Seiten der Netzbetreiber.

Die Einführung der Systematik potenziell veränderlicher Parameter wurde im Laufe der vorbereitenden Gespräche im Zuge der fünften Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber mit den Legalparteien und Oesterreichs Energie besprochen. Die Idee wurde von allen Verfahrensparteien positiv oder neutral angesehen. Es besteht Konsens, dass während der Regulierungsperiode so wenig wie möglich geändert werden soll, aber dennoch eine Reaktionsmöglichkeit gegeben sein muss.

Die Parameter, die in dieser Regulierungssystematik im begründeten Bedarfsfall<sup>15</sup> Veränderungen unterzogen werden können, werden im Folgenden aufgelistet. Alle weiteren Parameter, auf die im Folgenden kein Bezug genommen wird, sind während der fünften Regulierungsperiode als fix bzw. unveränderlich anzusehen. Hierzu zählen insbesondere die X-Faktoren.

---

<sup>15</sup> Hiermit sind gesetzliche Änderungen und sich ändernde Rahmenbedingungen für die Stromverteilernetzbetreiber gemeint. Neue gesetzliche Gegebenheiten gilt es während der Periode zu evaluieren und darauf basierend das Für und Wider einer Parameteränderung abzuwägen.

### Erweiterungsfaktoren

Festzuhalten ist, dass unter Erweiterungsfaktoren nicht die Erweiterung des Stromnetzes zu verstehen ist, sondern die sich im Zuge der Regulierungsperiode verändernde Versorgungsaufgabe und Betriebsanforderungen der Stromverteilernetzbetreiber (siehe auch Kapitel 13). Bei diesem Parameter können Änderungen vorgenommen werden, insbesondere wenn neue Gesetze einen unmittelbaren Einfluss auf die Versorgungsaufgabe der Unternehmen haben. Es können aber auch bereits bekannte gesetzliche Anforderungen zu Änderungen bei diesem Parameter führen, wenn die Kostenwirkungen dieser gesetzlichen Anforderungen im Kostenprüfungsjahr 2021 noch gering waren und die Kostenwirkung im Laufe der fünften Regulierungsperiode noch schwer einschätzbar ist.

Als erstes konkretes Beispiel ist hier die Implementierung eines pauschalen BKF für zusätzliche operative Mehrkosten für die Umsetzung der NIS-2-Richtlinie<sup>16</sup> zu nennen. Hierbei sind auch unterschiedliche Vorarbeiten der Unternehmen in der IT-Sicherheit zu berücksichtigen.

Die Umsetzung der steigenden Anforderungen für die Stromverteilernetzbetreiber aus der NIS-2-Richtlinie hat voraussichtlich operative Mehrkosten für die Unternehmen zur Folge, vor allem wenn diese bisher nicht als Betreiber eines oder mehrerer wesentlicher Dienste nach dem NISG<sup>17</sup> entsprechende Maßnahmen ergreifen mussten. Diese höheren OPEX lassen sich zum jetzigen Zeitpunkt allerdings noch nicht quantifizieren, da noch keine exakten und belastbaren Daten vorliegen. Sobald im Laufe der fünften Regulierungsperiode konkrete Daten vorliegen, kann für diese Thematik eine Lösung in Form eines pauschalen BKF gefunden werden.

Als zweites konkretes Beispiel ist die Implementierung eines pauschalen BKF für zukünftige operative Mehrkosten im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften zu nennen, wobei auch hier zum jetzigen Zeitpunkt noch keine exakten und belastbaren Daten vorliegen. Im Rahmen der Stellungnahmen wurde seitens Oesterreichs Energie ausgeführt, dass der operative Aufwand der Netzbetreiber mit der extremen Zunahme der Zählpunkte in Energiegemeinschaften ansteigen werde. Erhöhte OPEX im Rahmen der Energiegemeinschaften entstünden beispielsweise durch die aufwändige Administration bis zur Aktivierung einer Energiegemeinschaft. Ebenso ergeben sich im laufenden Betrieb höhere Anforderungen an das Monitoring und die Datenbereitstellung durch den Netzbetreiber. Die von Seiten der Netzbetreiber im Zuge von Stellungnahmen vorgebrachten jährlichen 200 EUR pro Zählpunkt jeder Energiegemeinschaft scheinen jedoch jeglicher konkreten Grundlage zu entbehren und erscheinen jedenfalls unplausibel und weit überhöht.

Die Voraussetzung an die Ermittlung eines pauschalen BKF ist, dass nachvollziehbare Daten und eine gute Datenqualität vorliegen. Erst dann ist ein ausreichendes Fundament für die Ermittlung pauschaler Kostensätze garantiert. Im Hinblick auf die Nachvollziehbarkeit ist gemeint, dass die operativen Mehrkosten für die Tätigkeiten in diesem Bereich eindeutig der Umsetzung der NIS-2-Richtlinie bzw. den Energiegemeinschaften zugeordnet und von anderen Kostenpositionen abgegrenzt werden können.

---

<sup>16</sup> Richtlinie (EU) 2022/2555 über Maßnahmen für ein hohes gemeinsames Cybersicherheitsniveau in der Union, zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 910/2014 und der Richtlinie (EU) 2018/1972 sowie zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2016/1148, ABl. Nr. L 333 vom 27.12.2022, S. 80.

<sup>17</sup> Netz- und Informationssicherheitsgesetz, BGBl. I N. 111/2018.

## Beilage 2

Kostenanerkennungen auf Basis einer Kosten-Plus-Lösung bis zur Ermittlung eines pauschalen BKF lehnt die Behörde ab. Eine solche Zwischenlösung sieht sie insbesondere in Hinblick auf die Abwicklung und Abgrenzung von anderen Kosten als kritisch an und ist der Ansicht, dass darin ein hohes Risiko für Fehlanreize zu Kostenverschiebungen gegeben ist. Die oben beschriebene Systematik soll eine transparente, nachvollziehbare und angemessene Abgeltung der Kosten sicherstellen.

Sollten im Laufe der fünften Regulierungsperiode derzeit noch unvorhergesehene Aufgaben auf die Stromverteilernetzbetreiber zukommen, so könnten diese auch über die Erweiterungsfaktoren abgebildet werden.

### Unternehmenssteuersatz in der WACC-Berechnung

Gemäß § 22 Abs. 1 KStG 1988<sup>18</sup> sinkt der Körperschaftssteuersatz (KöSt-Satz) von aktuell 24 % des Einkommens im Kalenderjahr 2023 auf 23 % in den Kalenderjahren ab 2024.<sup>19</sup> Da der 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 hat einen reduzierenden Effekt auf den Finanzierungskostensatz, wobei dieser als sehr gering einzustufen ist. Ohne eine Anpassung des WACC vor Steuer an den jeweils aktuellen KöSt-Satz würde dieser geringe, aber dennoch kostensenkende Effekt entsprechend keine Berücksichtigung finden und den Netzbetreibern als Vorteil zugutekommen. Die Netzbenutzer:innen würden benachteiligt werden. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wird die Behörde den Finanzierungskostensatz während der Regulierungsperiode an den jeweils geltenden KöSt-Satz anpassen.<sup>20</sup>

### Kommerzielle Qualität:

Die E-Control hat bereits im Laufe der vorbereitenden Gespräche der fünften Regulierungsperiode betont, dass ihr die Berücksichtigung kommerzieller Qualität im Rahmen der Regulierung ein Anliegen ist und die kommerzielle Qualität dementsprechend bereits jetzt als potenziell veränderlicher Parameter vorgesehen werden soll. Die Idee wurde in den Gesprächen grundsätzlich als positiv (BAK) bis neutral (Oesterreichs Energie) aufgenommen.

Die Behörde ist der Ansicht, dass es im Hinblick auf die kommerzielle Qualität österreichischer Stromverteilernetzbetreiber einige Aspekte gibt, die verbessert werden können, sofern sie entsprechend beanreizt werden. Als Beispiel für eine Dienstleistung mit potenziellen Verbesserungsbedarf bzw. Effizienzsteigerungsmöglichkeiten sei an dieser Stelle die Bearbeitung von Netzzugangsanträgen genannt.

Eine konkrete Ausarbeitung der Kriterien kommerzieller Qualität war zum Zeitpunkt der Vorbereitungen für die neue Regulierungssystematik noch nicht abgeschlossen. In den nächsten Monaten bzw. im Laufe der kommenden Regulierungsperiode soll die

---

<sup>18</sup> Körperschaftsteuergesetz 1988, BGBl. Nr. 401/1988 idF 108/2022.

<sup>19</sup> Vgl. [https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/I/I\\_01293/index.shtml](https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/I/I_01293/index.shtml). Artikel 2, Änderung des Körperschaftsteuergesetzes 1988. Abgerufen am 01.07.2022.

<sup>20</sup> Die Details der notwendigen Anpassungsschritte sind im Behördengutachten von Zechner/Randl (2022a) in Kapitel 3.5.6. ausgeführt, auf das an dieser Stelle verwiesen wird.

Konzeptionierung klarer Kriterien kommerzieller Qualität weitergeführt werden, die auf dem neusten Stand der wissenschaftlichen Forschung und rechtlichen Vorgaben basieren.

Sobald kommerzielle Qualitätskriterien erarbeitet wurden, soll die Erreichung dieser Kriterien durch die Stromverteilernetzbetreiber auf Basis einer jährlichen Datenabfrage überprüft werden. Die konkrete Implementierung der kommerziellen Qualität im Rahmen der Regulierung muss dabei noch abschließend eruiert werden. Denkbar wäre allerdings ein Bonus-Malus-System. So sollen Anreize zur Steigerung kommerzieller Qualität geschaffen werden. Das grundsätzliche Ziel soll sein, dass künftig bessere und transparentere Kund:innenlösungen bewirkt werden.

#### Abgeltungssystematik der Kapitalkosten (CAPEX):

Seit der vierten Regulierungsperiode stehen die CAPEX den Netzbetreibern, im Gegensatz zu den OPEX, nicht mehr als pauschales Budget für die Dauer einer Regulierungssystematik zur Verfügung, sondern werden gemäß ihrer aktuellen Entwicklung im Kapitalkostenabgleich erfasst. Dabei werden die Kostensteigerungen durch Investitionen zeitversetzt (mit einem Verzug von zwei Jahren) durch Netzentgelte abgedeckt. Dieses Vorgehen führt systemimmanent zu einem t-2-Zeitverzug bei der Abgeltung der CAPEX und in weiterer Folge zu einer Vorfinanzierung der Unternehmen (siehe auch Kapitel 15).

Wegen des derzeitig und künftig massiv hohen Investitionsbedarfs der Stromverteilernetzbetreiber aufgrund der Energiesystemwende sowie aufgrund des angestiegenen Zinsniveaus, das zu erhöhten Vorfinanzierungskosten führt, sieht sich die Behörde veranlasst, die Abgeltungssystematik der CAPEX zu evaluieren und zu adaptieren. Das Ziel ist es, die Finanzierungslücken der Unternehmen zu reduzieren, die aufgrund der derzeitigen Rahmenbedingungen (hoher Investitionsbedarf und hohes Zinsniveau) im Vergleich zu den vorherigen Regulierungsperioden ansteigen würden.

Aus diesem Grund wird erwogen, im Rahmen der fünften Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber erstmalig einen Plan-Ist-Abgleich bei der Abgeltung der Kapitalkosten einzuführen. Die Kapitalkosten der Netzbetreiber könnten also grundsätzlich weiterhin gemäß ihrer aktuellen Entwicklung erfasst, allerdings im Voraus auf Basis von Plan-Investitionen anerkannt, und im Nachgang mit Ist-Investitionen aufgerollt werden. Hierdurch kann der bisher aufgetretene Zeitverzug nivelliert bzw. zeitliche Synchronität bei der Abgeltung der CAPEX hergestellt werden. Die frühere Abgeltung anfallender Investitionskosten gewährleistet Unternehmen eine größere Investitionssicherheit in Zeiten eines volatilen Zinsumfeldes. Durch die nachträgliche Aufrollung bleibt das Grundprinzip der Kostenverursachungsgerechtigkeit weiterhin bestehen, weshalb sich durch die adaptierte Abgeltungssystematik für die Netzkund:innen kein Nachteil ergibt.

Beim Abgleich der Plan-Ist-Werte sollen Überschätzungen der Investitionen mit dem  $WACC_{\text{Neuinvest}}$  des Geschäftsjahres, in dem die Investition getätigt wurde, aufgerollt werden. Im Gegensatz dazu werden Unterschätzungen mit dem risikolosen Eigenkapitalzins des  $WACC_{\text{Neuinvest}}$  des jeweiligen Geschäftsjahres aufgerollt. Dementsprechend kommen bei Überschätzungen höhere Zinssätze bei der Aufrollung mit Ist-Werten zur Anwendung. Diese Systematik soll einen Anreiz zur Planungsgenauigkeit setzen bzw. verhindern, dass die Plan-Investitionen von den Netzbetreibern strukturell überschätzt werden.

## Beilage 2

Die Einführung und Umstellung auf dieses System soll im Laufe des Jahres 2024 erörtert und geklärt werden. Die erstmalige Anwendung eines neuen Abgleichs der Kapitalkosten kann daher bei der Entgeltermittlung für das Jahr 2025 (Verfahrensjahr 2024) erwartet werden.

## 6. Ermittlung der Ausgangskostenbasis

Die E-Control verfolgt im Rahmen der Kosten- bzw. Mengenermittlung prinzipiell den Ansatz, auf letztverfügbare Werte abzustellen. Eine Kostenprüfung aller betroffenen Unternehmen ist jedoch sowohl für die Behörde als auch für die Unternehmen mit einem erheblichen Aufwand verbunden. Zudem soll den betroffenen Unternehmen ausreichend Zeit zur Stellungnahme hinsichtlich der Neugestaltung des Regulierungssystems (einschließlich eines neuerlichen Effizienzvergleiches) sowie der Kostenermittlungsbescheide eingeräumt werden. Schließlich reicht es insbesondere für die Ermittlung der Zielvorgaben nicht aus, dass die Mehrheit der Unternehmen letztverfügbare Werte übermittelt hat; es ist vielmehr erforderlich, dass die relevanten Daten aller Unternehmen vorliegen. Aus all diesen Gründen wird grundsätzlich von einer Prüfung der Kosten des – an sich letztverfügbaren – Geschäftsjahres 2022 abgesehen und stattdessen auf das Geschäftsjahr 2021 abgestellt. Um eine repräsentative Kostenausgangsbasis sicherzustellen, können wesentliche Entwicklungen des Geschäftsjahres 2022 bzw. der vorangegangenen Jahre mitberücksichtigt werden.

Maßgeblich für die Determinierung des relevanten Geschäftsjahres ist generell der jeweilige Bilanzstichtag (Abschlussstichtag gemäß § 201 UGB). Liegt der Bilanzstichtag eines Unternehmens somit im Jahr 2021, werden die bilanziellen Werte zu diesem Stichtag (Jahresabschluss) im Rahmen der durchgeführten Kostenprüfung betrachtet.

In Teilbereichen (z.B. im Bereich der nicht beeinflussbaren Kosten sowie der Eingangsgrößen für die Berechnung der Erweiterungsfaktoren) wird im Rahmen der Feststellung der Kostenbasis jedoch auf jeweils letztverfügbare Werte abgestellt, um den systemimmanenten Zeitverzug möglichst gering zu halten. Aus dem Zeitverzug resultierende nachteilige Effekte werden durch eine entsprechende Behandlung (vgl. Kapitel 15) abgefedert.

### 6.1. Geprüfte Kosten des Geschäftsjahres 2021

Die Basis für die fünfte Anreizregulierungsperiode bilden daher die von der Regulierungsbehörde geprüften Gesamtkosten, d.h. Betriebskosten (OPEX)<sup>21</sup> und Kapitalkosten (CAPEX)<sup>22</sup>, des Geschäftsjahres 2021 ( $K_{2021}$ ), wobei die Angemessenheitsprüfung nach den allgemeinen Grundsätzen der Kostenermittlung gemäß § 59 EIWOG 2010 erfolgt. Dabei wird auf pagatorische bzw. bilanzielle Werte abgestellt (vgl. die Erläuterungen von § 59 Abs. 1 und 4 EIWOG 2010<sup>23</sup>). Die Daten des Geschäftsjahres 2021 werden darüber hinaus unter Heranziehung der Entwicklungen in den vorangegangenen Jahren plausibilisiert und gegebenenfalls normalisiert, um eine reine Stichtagsbetrachtung

---

<sup>21</sup> OPEX (operative Kosten) fallen für den laufenden Betrieb des Netzes an. Im Speziellen fallen darunter die Kosten für Material, Personal und sonstige laufende Tätigkeiten.

<sup>22</sup> CAPEX sind die Kosten für langfristige Investitionen in das Netz. Sie umfassen neben den Abschreibungen auch die Finanzierungskosten zur Abdeckung angemessener Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital gemäß § 60 EIWOG 2010.

<sup>23</sup> RV 1081 BlgNR 24.GP 26.

sowie die strategische Verschiebung von Kostenpositionen in das „Fotojahr“ zu vermeiden, bzw. um außerordentliche Effekte zu berücksichtigen.<sup>24</sup>

Im Rahmen der Kostenprüfung erfolgt eine differenzierte Feststellung der Betriebskosten nach den Kategorien „nicht beeinflussbar“ und „beeinflussbar“ gemäß § 59 Abs. 6 ElWOG 2010, die zusammen die Betriebskosten 2021 ( $OPEX_{2021}$ ) ergeben. Die Trennung ist deswegen erforderlich, weil die beeinflussbaren Kosten den Zielvorgaben gemäß § 59 Abs. 2 ElWOG 2010 in der Form eines Kostenpfades (beinhaltet die generellen und individuellen Zielvorgaben) sowie dem Netzbetreiberpreisindex (NPI, vgl. Kapitel 10) unterliegen. Die „nicht beeinflussbaren“ Kosten ( $nbK$ ) unterliegen hingegen keinen Zielvorgaben; sie werden dementsprechend auf Basis letztverfügbarer Werte geprüft und ohne Auf- oder Abschläge durchgereicht (*pass-through*), d.h. additiv im Rahmen der Regulierungsformel berücksichtigt (vgl. Kapitel 17). Relevant ist diese Differenzierung weiters für die Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges (vgl. Kapitel 15).

Als nicht-beeinflussbare Kosten von Verteilernetzbetreibern des jeweiligen Jahres ( $nbK_t$ ) gelten gemäß § 59 Abs. 6 ElWOG 2010 insbesondere die im Folgenden aufgezählten Kosten:

- „Vorgelagerte“ Netzkosten für die Nutzung funktional verbundener Netze im Inland;
- Kosten für Landesabgaben zur Nutzung öffentlichen Grundes (Gebrauchsabgabe);
- Kosten zur Deckung von Netzverlusten auf Basis transparenter und diskriminierungsfreier Beschaffung (Netzverlustkosten) sowie
- Kosten aufgrund gesetzlicher Vorschriften im Zuge von Ausgliederungen, welche dem Grunde nach zum Zeitpunkt der Voll liberalisierung des Elektrizitätsmarktes mit 1. Oktober 2001 bestanden haben.

Die Regulierungssystematik für Stromverteilernetzbetreiber hat ab der vierten Periode eine getrennte Behandlung von Betriebs- und Kapitalkosten vorgesehen. Diese Differenzierung wird in der fünften Periode analog fortgesetzt.

## **6.2. Bestimmung der beeinflussbaren Betriebskosten**

Auf Betriebskostenseite wird für die Dauer der Regulierungsperiode wie bisher ein Budget zur Verfügung gestellt, wobei Änderungen der Versorgungsaufgabe durch pauschale additive BKF (vgl. Kapitel 13.1) abgebildet werden. Die Betriebskosten des relevanten Kostenprüfungsjahres 2021 werden während der Regulierungsperiode mittels Zielvorgaben (in genereller und unternehmensindividueller Form) sowie dem NPI indexiert.

Zur Ermittlung der Ausgangskostenbasis der Betriebskosten werden die beeinflussbaren Betriebskosten des Geschäftsjahres 2021 mit dem NPI und der generellen Produktivitätsvorgabe ( $X_{gen}$ , vgl. Kapitel 7) hochgerechnet, um zwei gegenläufige Effekte

---

<sup>24</sup> Außerordentliche Effekte umfassen beispielsweise unvorhergesehene Kostenerhöhungen ausgelöst durch Naturkatastrophen (gewöhnliche Reinvestitionen in die Netzinfrastruktur fallen jedenfalls nicht darunter).

abzubilden.<sup>25</sup> Diese Berechnung stellt sicher, dass neben exogenen Preissteigerungen im dargestellten Zeitraum auch der branchenspezifische Produktivitätsfortschritt adäquat berücksichtigt wird.

$$OPEX_{2023}^{Pfad} = (OPEX_{2021} - nbK_{2021}) \times \prod_{t=2022}^{2023} [(1 + \Delta NPI_t) \times (1 - Xgen_{5.Periode})]$$

Bei abweichenden Wirtschaftsjahren müssen im Rahmen der Hochrechnung entsprechende Anpassungen hinsichtlich der unterjährigen Betrachtung vorgenommen werden.

Für die Bestimmung der Tarife mit 1. Jänner 2024 wird die OPEX-Ausgangskostenbasis  $OPEX_{2023}^{Pfad}$  erstmalig mit der in Kapitel 9 beschriebenen Zielvorgabe (ZV) und dem Netzbetreiberpreisindex (NPI) übergeleitet.

$$OPEX_{2024}^{Basis\ Entgelte} = OPEX_{2023}^{Pfad} \times (1 + \Delta NPI_{2024}) \times (1 - ZV_{5.Periode})$$

### 6.3. Bestimmung der Kapitalkosten

Die Systematik der Behandlung der Kapitalkosten, die im Zuge der vierten Regulierungsperiode implementiert wurde, wird in der fünften Periode analog fortgeführt. Die CAPEX stehen den Netzbetreibern also im Gegensatz zu den OPEX nicht mehr als pauschales Budget für die Dauer einer Regulierungsperiode zur Verfügung, sondern werden gemäß ihrer aktuellen Entwicklung erfasst. Kapitalkosten sind im Allgemeinen als Summe der Abschreibungen und der Finanzierungskosten des betriebsnotwendigen Vermögens zu verstehen. Mit dem Anreizsystem der effizienzabhängigen Rendite wird weiterhin eine unternehmensindividuelle Verzinsung des betriebsnotwendigen Vermögens bis zu einem bestimmten Stichtag umfasst.

#### 6.3.1. Grundzüge der effizienzabhängigen Rendite

Im Zuge der fünften Regulierungsperiode wird den Unternehmen weiterhin eine unternehmensindividuelle Verzinsung gewährt, welche sich an der unternehmensindividuellen Effizienz der Unternehmen orientiert. Ausgangspunkt ist ein relativer Effizienzvergleich mit Einbeziehung der Gesamtkosten (in kalkulatorischer und standardisierter Form), welcher in Kapitel 8 beschrieben ist.

Einem Unternehmen, das einen Effizienzwert in Höhe des Medians der unternehmensspezifischen Effizienzwerte aller vom Effizienzvergleich umfassten Stromverteilernetzbetreiber zugewiesen bekommt, wird ein durchschnittlicher Finanzierungskostensatz (WACC vor Steuern, vgl. Kapitel 11) auf den Altbestand des betriebsnotwendigen Vermögens (vgl. Kapitel 12) in Höhe von 4,16 % zugestanden.

<sup>25</sup> Die Anwendung der individuellen Zielvorgabe (vgl. Kapitel 9) erfolgt erstmalig mit der Überleitung dieser beeinflussbaren Ausgangskostenbasis (Kostenermittlungsverfahren 2023) in die Entgelte des Jahres 2024; dem ersten Jahr der fünften Anreizregulierungsperiode. Dies wird formal im Kapitel 17 (Regulierungsformel) dargestellt.

## Beilage 2

Die effizienzabhängige Rendite variiert grundsätzlich je nach Effizienzwert um bis zu +/- 0,93 Prozentpunkte um den Durchschnitt von 4,16 %, der dem Netzbetreiber mit einem Median-Effizienzwert gewährt wird. Die Variation von 0,93 Prozentpunkten nach oben und unten ergibt sich aus einer Festlegung für den minimalen Eigenkapitalzinssatz. Dieser entspricht dem Mittelwert des unangepassten Eigenkapital- und Fremdkapitalzins. Somit erzielt selbst der ineffizienteste Netzbetreiber bei Einhaltung der Vorgaben zur Normkapitalstruktur noch eine Rendite, die signifikant höher als die Fremdkapitalzinsen liegt.

Ziel der effizienzabhängigen Rendite in dieser Form ist die Etablierung von Effizienzvorgaben für die Kapitalkosten und in weiterer Folge die Förderung des effizienten Verhaltens der regulierten Unternehmen. Durch die Spreizung der möglichen Verzinsung in Kombination mit dem unmittelbaren Einfluss der unternehmensindividuellen Effizienzwerte auf die regulatorisch zugestandene Rendite werden die Unternehmen direkt bearbeitet, ihre Effizienz relativ zu den anderen Unternehmen zu steigern, um eine möglichst hohe Rendite zu erzielen. Gleichzeitig wird durch die Bandbreite der effizienzabhängigen Rendite sichergestellt, dass ineffiziente Unternehmen nicht in eine finanzielle Schieflage geraten bzw. dass deren Finanzierung weiterhin gewährleistet ist.

Um sicherzustellen, dass das Vermögen der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber im Durchschnitt zu 4,16 % verzinst wird, erfolgt ein Ausgleich der positiven (überdurchschnittlich effizient) und negativen (unterdurchschnittlich effizient) Überhänge im Saldo auf null. Dies wird durch eine Justierung des Aufschlages mit dem Faktor  $\omega$  erreicht.

Um diese kostenneutrale Anreizwirkung der effizienzabhängigen Rendite zu gewährleisten, wird der Justierungsfaktor  $\omega$  dementsprechend so gewählt, dass die Summe der Überhänge exakt der Summe der Unterhänge entspricht. Der Faktor wurde daher austariert und nimmt während der fünften Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber den folgenden Wert an: 0,18.

Die effizienzabhängige Rendite für unterdurchschnittlich und überdurchschnittlich effiziente Unternehmen  $i$  wird wie folgt berechnet:

$$WACC_{\text{überdurchschnittlich};i}^{\text{Effizienz}} = 4,16 \% + \frac{0,93 \% \times \omega}{(100 \% - \text{Effizienz}_{\text{Median}})} \times (\text{Effizienzwert}_i - \text{Effizienz}_{\text{Median}})$$

$$WACC_{\text{unterdurchschnittlich};i}^{\text{Effizienz}} = 4,16 \% - \frac{0,93 \%}{(\text{Effizienz}_{\text{Median}} - \text{Effizienzwert}_{\text{Min}})} \times (\text{Effizienz}_{\text{Median}} - \text{Effizienzwert}_i)$$

Die Berechnungssystematik wurde im Vergleich zur vierten Periode insofern weiterentwickelt, als dass von nun an in der Berechnungsformel auf eine Berücksichtigung der Mindesteffizienz verzichtet wird, die Schwankungsbreite um den durchschnittlichen WACC auf +/- 0,93 angestiegen ist und nicht mehr auf den Durchschnitt der Effizienzwerte, sondern auf den Median abgestellt wird. Diese Weiterentwicklung hat mehrere Gründe, die im Folgenden näher ausgeführt werden.

Durch den nunmehrigen Verzicht auf die Mindesteffizienz soll für die Unternehmen eine größere Anreizwirkung zur Effizienzsteigerung gesetzt werden, indem eine Nivellierung zwischen jenen Netzbetreibern verhindert wird, die auf bzw. knapp über der Mindesteffizienz

liegen, und jenen, die unter der Mindesteffizienz liegen. Die Behörde ist der Ansicht, dass die Mindesteffizienz primär der Begrenzung der Zielvorgaben auf die OPEX dient, damit diese realistisch erreichbar bleiben. Die Begrenzung der Bandbreite nach unten auf -0,93 legt bereits eine Untergrenze für den individuellen WACC fest. Die Berücksichtigung einer weiteren Untergrenze – in Form der Mindesteffizienz – ist für die Behörde daher konzeptionell obsolet. Darüber hinaus betrachtet es die Behörde als sachgerecht, dass in Analogie zu einem Wettbewerbsmarkt ein Unternehmen mit 70 % Effizienz nicht dieselbe Eigenkapitalrendite erhält wie ein Unternehmen mit 80 % Effizienz. Eine Nivellierung dieser Effizienzunterschiede ist unsachgerecht und würde das Ziel, eine größere Anreizwirkung zur Effizienzsteigerung zu erreichen, konterkarieren.

Eine Erhöhung der maximalen Schwankungsbreite auf +/- 0,93 war nach Ansicht der Behörde dringend erforderlich. Das System der Anreizregulierung möchte Wettbewerb zwischen den Netzbetreibern simulieren. Solche Wettbewerbskräfte hätten zur Folge, dass mindereffiziente Unternehmen erheblich geringere (d.h. mitunter sogar negative) Eigenkapitalrenditen erhielten als ihre effizienten Mitstreiter. Zudem besteht im wettbewerblichen Markt keine Garantie auf den Erhalt des Eigenkapitals. Die Erhöhung der maximalen Bandbreite von 1,00 Prozentpunkten (+/-0,50 Prozentpunkte) auf 1,86 Prozentpunkte (+/- 0,93 Prozentpunkte) stellt daher aus Sicht der Behörde ein wirksames Instrument zur Stärkung wettbewerblicher Mechanismen dar und zielt damit einhergehend auf die Erhöhung der Gesamteffizienz österreichischer Stromverteilernetzbetreiber ab. Die Behörde hält fest, dass die untere Grenze für den Eigenkapitalzins dabei mit 4,62 % immer noch klar positiv ist und dass selbst der ineffizienteste Netzbetreiber bei Einhaltung der Vorgaben zur Normkapitalstruktur mit 3,23 % noch eine Gesamtrendite erzielt, die erheblich über den Fremdkapitalzinsen liegt. Somit stellt die Regulierungssystematik auch für ineffiziente Unternehmen eine ausgewogene und angemessene individuelle Verzinsung ihres betriebsnotwendigen Vermögens bis 2021 sicher.

Durch das Umstellen auf den Median der Effizienzwerte soll eine ausgeglichene Verteilungswirkung der effizienzabhängigen Rendite erreicht werden. Dadurch ist sichergestellt, dass ein paritätisches Verhältnis besteht bzw. genau die Hälfte der Netzbetreiber einen Aufschlag und die andere Hälfte einen Abschlag auf den durchschnittlichen WACC erhält. Missverhältnisse aufgrund von unterschiedlichen Verteilungen der Effizienzwerte schließt die Behörde hiermit aus. Der Median ist im Gegensatz zum Mittelwert auch bei starken Abweichungen einzelner Effizienzwerte keinen starken Schwankungen ausgesetzt, wodurch die Vorhersehbarkeit erhöht wird.

Die Eigenkapitalrendite<sup>26</sup> von Stromverteilernetzbetreibern variiert demnach zwischen 4,62 % und 7,36 % und beträgt für den Netzbetreiber, dessen Effizienz dem Median entspricht, 6,94 % vor Steuern.

### 6.3.2. Kapitalkostenabgleich – Anwendung der effizienzabhängigen Rendite

Die unternehmensindividuelle effizienzabhängige Rendite wird während der fünften Regulierungsperiode auf die verbleibenden Restbuchwerte des RAB des Vermögens bis 2021 angewandt. Nettozugänge (Zugänge abzüglich BKZ) der Jahre 2022 und 2023 werden mit einer einheitlichen Rendite von 4,16 % ( $WACC_{Altbestand}$ ) verzinst. Für Neuinvestitionen ab 2024

<sup>26</sup>  $Rendite^{EK} = \frac{WACC_{eff} - FK^{Zins} \times FK^{Anteil}}{EK^{Anteil}}$

## Beilage 2

kommt ein anderer WACC ( $WACC_{\text{Neuinvest}}$ ) zur Anwendung. Um hier die aktuellen Entwicklungen auf dem Finanzmarkt stärker berücksichtigen zu können, werden für dessen Berechnung Zinskurven herangezogen, die sich aus der Betrachtung eines kürzeren Zeithorizonts der jüngsten Vergangenheit ergeben. Die angemessenen Zinsen für Neuinvestitionen werden im Laufe der Regulierungsperiode jährlich mit Stichtag 31. August des jeweiligen Jahres aktualisiert. Für Neuinvestitionen, die im Geschäftsjahr 2024 getätigt werden, beträgt der  $WACC_{\text{Neuinvest}}$  6,33 %. Die Gewährung einer höheren Rendite auf Neuinvestitionen ab 2024 erfolgt in Analogie zur neuen Regulierungssystematik der Gasverteilernetzbetreiber aufgrund der derzeitigen volatilen Entwicklungen auf den Finanzmärkten. Die Behörde trägt damit der starken Veränderung der Zinslandschaft bzw. der in den vergangenen Monaten steigenden Zinsen Rechnung. Eine detaillierte Erörterung dieser Thematik ist in Kapitel 11 vorzufinden.

Die Verzinsung der Investitionen ab 2022 mit einer einheitlichen bzw. effizienzunabhängigen Rendite für alle Netzbetreiber erfolgt mangels jährlicher Effizienzvergleiche. Erst im Zuge der nächsten Benchmarkinganalyse für die folgende sechste Regulierungsperiode werden diese Investitionen umfasst. Die Investitionen werden also als vorübergehend durchschnittlich effizient eingestuft. Im Vergleich zur vierten Regulierungsperiode entfällt die Gewährung des Mark-Up, da aufgrund des  $WACC_{\text{Neuinvest}}$  bereits notwendige, aber hinreichende Investitionsanreize sichergestellt sind. Abschreibungen unterliegen in dieser Systematik keinen Abschlägen, d.h. der Mittelrückfluss wird zur Risikominderung für Netzbetreiber garantiert.

Der Kapitalkostenabgleich sieht in Verbindung mit der effizienzabhängigen Rendite ( $WACC_{\text{eff}}$ ) für die Entgeltermittlung mit 1. Jänner 2024 wie folgt aus:

$$\text{Kapitalkostenabgleich}_{2024} = AfA_{2022} + RAB_{\text{Vermögen bis 2021}}^{2022} \times WACC_{\text{eff}} + RAB_{\text{Vermögen ab 2022}}^{2022} \times 4,16 \%$$

Für die Folgejahre gilt:

$$\text{Kapitalkostenabgleich}_{2025} = AfA_{2023} + RAB_{\text{Vermögen bis 2021}}^{2023} \times WACC_{\text{eff}} + RAB_{\text{Vermögen ab 2022}}^{2023} \times 4,16 \%$$

$$\text{Kapitalkostenabgleich}_{2026}$$

$$= AfA_{2024} + RAB_{\text{Vermögen bis 2021}}^{2024} \times WACC_{\text{eff}} + RAB_{\text{Vermögen ab 2022}}^{2024} \times 4,16 \%$$

$$+ RAB_{\text{Vermögen ab 2024}}^{2024} \times 6,33 \%^{27}$$

<sup>27</sup> Hier sei nochmals drauf verwiesen, dass der  $WACC_{\text{Neuinvest}}$  während der Regulierungsperiode jährlich aktualisiert wird. Daher wird der Wert in den Folgejahren voraussichtlich von 6,33 % abweichen.

## 7. Generelle Produktivitätsvorgabe ( $X_{gen}$ )

Die festgestellten Kosten der Netzbetreiber unterliegen gemäß § 59 Abs. 2 ElWOG 2010 einer generellen Zielvorgabe, die die Produktivitätsentwicklung auf sektoraler Ebene ( $X_{gen}$ ) abbildet. Der  $X_{gen}$  ermöglicht es, die erwarteten Produktivitätssteigerungen der Netzbetreiber infolge sektoralen technologischen Fortschritts (Frontier Shift) bereits während der Regulierungsperiode dynamisch über geminderte Erlöse (bzw. Netzentgelte) an die Netzbenutzer:innen weiterzugeben. Der generelle X-Faktor trägt somit zum Ziel des Anreizregulierungssystems bei, wettbewerbliches Verhalten zu simulieren.<sup>28</sup>

Die Vorgabe eines generellen Produktivitätsfortschritts ist grundsätzlich für jede Regulierungsperiode neu festzusetzen. Im Zuge der Einführung der Anreizregulierung für Stromverteilernetzbetreiber im Jahr 2006 wurde ein  $X_{gen}$  in Höhe von 1,95 % p.a. festgelegt. Dieser Faktor kam für die ersten beiden Regulierungsperioden zur Anwendung. In der dritten Regulierungsperiode betrug der  $X_{gen}$  1,25 % p.a. und sank im Rahmen der vierten Regulierungsperiode auf 0,95 % p.a.

Die generellen Produktivitätsvorgabe wurde für die fünfte Regulierungsperiode wieder auf Basis von Betriebskosten (OPEX) ermittelt, da der  $X_{gen}$  in der aktuellen Regulierungssystematik lediglich auf die OPEX wirkt. Zudem hält die Behörde bei der Ermittlung des  $X_{gen}$  weiter daran fest, diese auf Basis von historischen Daten österreichischer Stromverteilernetzbetreiber durchzuführen. Dieser Zugang hat sich in der Vergangenheit bewährt und ist damit zu begründen, dass Unternehmensdaten die realen Verhältnisse präziser darzustellen vermögen als höher aggregierte Daten aus der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung.<sup>29</sup> Von zentraler Bedeutung ist bei diesem Vorgehen die Verwendung einer validen und konsistenten Datenbasis. Daher hat die Behörde frühzeitig mit dem Aufbau einer solchen Datenbasis begonnen. In einem mehrstufigen Prozess wurde den österreichischen Stromverteilernetzbetreibern ein Auszug ihrer wirtschaftlichen sowie technischen Daten aus den von ihnen übermittelten Erhebungsbögen für den Zeitraum 2002 bis 2021 zugesandt. Die Unternehmen wurden um detaillierte Durchsicht und Abgleich mit den ihnen vorliegenden Daten ersucht.<sup>30</sup> Während dieses Datenabgleichs bereinigte die Behörde die vorliegenden Kostendaten (Betriebskosten gegliedert in einzelne Bestandteile) um Positionen und gesonderte Effekte, die nicht mit der Produktivitätsentwicklung der Unternehmen zusammenhängen.<sup>31</sup>

---

<sup>28</sup> Wettbewerbskräfte zwingen Unternehmen im Wettbewerb dazu, Produktivitätsfortschritte in Form niedriger Preise an die Kundschaft weiterzureichen. Ansonsten würden sie zu teuer agieren, ihre Produkte am Endkundenmarkt nicht absetzen können und langfristig aus dem Markt ausscheiden.

<sup>29</sup> WIK-Consult (2018). Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts für Stromverteilernetzbetreiber in Österreich im Zuge der vierten Regulierungsperiode. Bad Honnef.

<sup>30</sup> Da ein Unternehmen den Datenabgleich nur auf Basis geschätzter Kostendaten durchführen konnte, wurde die Datenbasis zu Beginn auf 37 Stromverteilernetzbetreiber eingeschränkt.

<sup>31</sup> Bei den bereinigten Positionen handelt es sich um Kosten für Netzverluste, Gebrauchsabgabe, Energieabgabe, Ausgleichszahlungen und das Regulierungskonto. Zudem bestand die Möglichkeit zur Angabe zusätzlicher Kosten und Erträge, die nicht in den Erhebungsbögen abgefragt wurden, um die aber die OPEX-Datenbasis im Rahmen der  $X_{gen}$ -Ermittlung bereinigt werden sollte. Darüber hinaus wurden Nachdotierungen für Pensionsrückstellungen aus Zinsänderungen und Änderungen bei Sterbetafeln ab dem Buchungsjahr der Nachdotierung 10 Jahre in die Vergangenheit und 10 Jahre in die Zukunft verteilt, um allfälligen Volatilitäten, welche nicht auf Produktivitätsveränderungen zurückzuführen sind, vorzubeugen.

Bereits im Rahmen des Diskussionsprozesses zur vierten Regulierungsperiode wurde die Berücksichtigung von Inputpreisen im Rahmen der  $X_{\text{gen}}$  Ermittlung seitens der Branche bzw. ihrer gutachterlichen Unterstützung nachdrücklich gefordert. Die Behörde war deshalb bestrebt, hierfür eine valide Datenbasis zu schaffen, um den Inputpreis für *Arbeit*<sup>32</sup> durch die Entwicklung der netzbetreiberspezifischen Personalkosten abzuschätzen. Neben den direkt beschäftigten Mitarbeitenden, auf deren Zahl die Branchengutachter bereits im Verfahren der vierten Regulierungsperiode abgestellt hatten, hat die Behörde die Datenabfrage grundlegend erweitert. So wurden auch jene Beschäftigte berücksichtigt, die durch interne Leistungsverrechnung, Dienstleistungsverrechnung oder Überlassungen beim Unternehmen tätig sind. Die gemeldeten Werte wurden wiederum plausibilisiert und in die Rohdatenbasis aufgenommen. Die Behörde stellte so auch für den Faktorpreis für Arbeit eine einheitliche Vergleichsbasis sicher.<sup>33</sup>

Um eine sachgerechte Festlegung des  $X_{\text{gen}}$  für die kommende Regulierungsperiode sicherzustellen, gab die Behörde ein Gutachten bei WIK-Consult in Kooperation mit dem DIW Berlin (in Folge: WIK/DIW (2023a)) in Auftrag.

Das grundlegende Ziel der Behörde war, eine einheitliche Datengrundlage für die gutachterlichen Berechnungen der generellen Produktivitätsvorgabe für die fünfte Regulierungsperiode zu gewährleisten. Die verifizierte Datengrundlage der Behörde wurde daher über die einzelnen Netzbetreiber auch den Branchengutachtern Prof. Gugler (WU Wien) und Prof. Liebensteiner (FAU Erlangen-Nürnberg) zur Verfügung gestellt, um eigene Analysen durchzuführen zu können. Die Legalparteien brachten keine Gutachten zur generellen Produktivitätsvorgabe ein.

Im Rahmen mehrerer Expert:innentermine zwischen der Behörde, Oesterreichs Energie, den österreichischen Stromverteilernetzbetreibern sowie den Legalparteien wurden auch die beteiligten Gutachter:innen (Gugler/Liebensteiner und WIK/DIW) eingeladen, ihre Ergebnisse und das jeweilige methodische Vorgehen zu präsentieren und gemeinsam zu diskutieren. Die präsentierten Foliensätze der Gutachter:innen wurden jeweils im Nachgang dieser Termine zwischen den Parteien ausgetauscht.

In weiterer Folge werden zunächst eine Zusammenfassung sowie Würdigung des Vorbringens und der empirischen Analyse der Branchengutachter durchgeführt. Analog erfolgt eine Zusammenfassung des methodischen Vorgehens und der Ergebnisse der Behördengutachter:innen. Daran anschließend wird der Fokus auf den methodischen Dissens der Gutachten gelegt. Abschließend erfolgt eine Stellungnahme der Behörde sowie eine Festlegung des generellen Produktivitätsfaktors.

### *Gugler/Liebensteiner (2023) – Gutachten im Auftrag von Oesterreichs Energie*

Im Zuge der Diskussionen zur Ausgestaltung der fünften Regulierungsperiode wurde seitens *Oesterreichs Energie* eine deutliche Absenkung des generellen Produktivitätsfortschritts

---

<sup>32</sup>  $\text{Inputpreis Arbeit} = \frac{\text{Personalaufwand}}{\text{Anzahl Vollzeitäquivalente}}$

<sup>33</sup> Insgesamt konnten plausible Grunddaten für 34 der 38 Netzbetreiber generiert werden. Zwei Netzbetreiber mussten aufgrund fehlender Datenmeldungen ausgeschlossen werden, zwei weitere Unternehmen wegen unplausibler Input/Output Kombinationen. Nur bei der Hälfte der beobachteten Fälle (Netzbetreiber/Jahr) konnten im Rahmen der Mitarbeiter:innenabfrage vollständige Daten generiert werden.

gefordert. Der  $X_{\text{gen}}$  dürfe für die nächste Periode maximal 0 % annehmen – dies sei auch wegen des notwendigen Systemumbaus erforderlich. Diese Forderung wurde mit der gutachterlichen Unterstützung der Privatsachverständigen (PSV) Gugler/Liebensteiner untermauert.

Die PSV sind grundlegend der Meinung, dass der  $X_{\text{gen}}$  langfristig sinken müsse und durchaus auch negativ werden könnte<sup>34</sup>. Gemäß Gugler/Liebensteiner (2023) sei das Produktivitätswachstum im Stromverteilernetz begrenzt, beispielsweise aufgrund der Konkurrenz mit alternativen Energieträgern. Aber auch neue gesetzliche Anforderungen, wie beispielsweise die NIS-Guideline oder die Umsetzung des EAG, würden weitere Produktivitätssteigerungen der Stromverteilernetzbetreiber erschweren.

Die empirische Ermittlung des  $X_{\text{gen}}$  erfolgt anhand ökonometrischer Schätzverfahren, die der Herangehensweise bisheriger Gutachten der PSV folgt. Die Schätzgleichung von Gugler/Liebensteiner (2023) enthält als abhängige Variable die bereinigten und mit dem Netzbetreiberpreisindex (NPI) deflationierten OPEX der Netzbetreiber. Als unabhängige Outputvariablen werden aus der durch die Behörde zur Verfügung gestellten Datenbasis die gewichtete Leitungslänge, gewichteten Zählpunkte, Netzhöchstlast der Netzebene 4 bis 7 sowie der Faktorpreis für Arbeit herangezogen. Zudem wird der Großhandelspreisindex (GHPI) in die Regressionsgleichung inkludiert. Die Berücksichtigung von Inputpreisen sei notwendig, da die Schätzung sonst verzerrt und nicht wissenschaftlich fundiert sei – ohne Inputfaktorpreise würde keine Kostenfunktion geschätzt werden. Durch die Inklusion des GHPI versuchen die PSV – in Ermangelung unternehmensindividueller Werte – die Faktorpreise für Vorleistungen und Material zu approximieren. Die Inputpreise werden analog zu den OPEX mit dem NPI deflationiert. Zudem wird eine Restriktion linearer Homogenität in den Inputpreisen berücksichtigt. Alle bisher aufgezählten Variablen gehen in logarithmierter Form in die Analysen ein. Für die Jahre nach 2008 wird mit einer Dummy-Variablen für das Vorherrschen der Anreizregulierungsphase kontrolliert.

Der Produktivitätsfortschritt wird unter Berücksichtigung eines linearen und quadratischen Zeittrends gemessen, wobei für die Prognose ein fünfjähriges Stützintervall der letzten fünf Jahre des Datensatzes (2017 bis 2021) herangezogen wird.

Auf Basis der ökonometrischen Schätzung kommen Gugler/Liebensteiner (2023) zum Ergebnis, dass der  $X_{\text{gen}}$  für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber auf kleiner gleich 0 % festgelegt werden solle. Aufbauend auf den Ergebnissen der empirischen Schätzung des Produktivitätswachstums sei ein  $X_{\text{gen}}$  in dieser Höhe gemäß Gugler/Liebensteiner (2023) aus den folgenden Gründen sachgerecht: Erstens deuten die Hauptresultate auf ein erschöpftes Produktivitätspotenzial hin. Zweitens beinhalte die geschätzte Produktivitätswachstumsrate auch die individuelle Zielvorgabe – somit sei ein Catch-Up Effekt im Zeittrend inkludiert. Drittens nehme die Produktivitätswachstumsrate im Zeitverlauf signifikant ab.

#### WIK-Consult/DIW Berlin (2023a) – Gutachten im Auftrag der Behörde (Anlage 1)

Auch WIK/DIW(2023a) sind der Meinung, dass im Rahmen der OLS-Schätzung<sup>35</sup> die Berücksichtigung unternehmensindividueller Inputfaktorpreise grundsätzlich den zu

<sup>34</sup> Ein negativer  $X_{\text{gen}}$  würde einen branchenweiten technologischen Rückschritt implizieren.

<sup>35</sup> Ordinary Least Squares (OLS) stellt eine ökonometrische Methode dar.

präferierenden Ansatz darstelle, sofern verlässliche unternehmensindividuelle Informationen über Preise für alle relevanten Inputfaktoren vorliegen. Wie auch in den Behördengutachten vorheriger Perioden erfolgt die Realbetrachtung durch die Deflationierung der OPEX mittels des NPI, wobei die Behördengutachter:innen die im Zuge der fünften Periode neu eingeführte Zusammensetzung des NPI heranziehen. Zahlreiche Tests zur Identifikation der grundsätzlichen Panelstruktur sowie eine quantitative Kostentreiberanalyse sind der ökonometrischen Schätzung vorgelagert. Daraus identifizieren die Gutachter die Netzhöchstlast der Netzebenen 4 und 7 sowie eine aus der versorgten Fläche der Netzbetreiber und der Abgabe an Endverbraucher zusammengesetzte Variable als Kostentreiber.<sup>36</sup> Der Zeittrend fließt in linearer und quadratischer Form als relevanter Treiber für die OPEX ein. Analog zu den  $X_{\text{gen}}$  Schätzungen der Branchengutachter gehen bis auf die Zeittrends alle Variablen logarithmiert in die parametrischen Analysen ein.

Zur Plausibilisierung der Ergebnisse aus der OLS-Schätzung mit Zeittrend führen WIK/DIW(2023a) zusätzlich Analysen mittels der Panel-SFA und Malmquist-DEA durch, die im Gegensatz zur Durchschnittsbetrachtung bei der OLS mit Zeittrend eine Trennung zwischen Frontier Shift (technologischer Fortschritt) und Catch-Up Effekte (firmenspezifische Ineffizienzen) erlauben. Die OLS-Ergebnisse konnten durch die beiden alternativen methodischen Ansätze grundsätzlich bestätigt werden, wobei die SFA- und DEA-Ergebnisse für den technischen Fortschritt überwiegend über den vergleichbaren OLS-Ergebnissen liegen.

Da nun erstmals eine von der Behörde erhobene, robuste Datenbasis zu den unternehmensspezifischen Personalkosten und Anzahl der Mitarbeitenden zur Verfügung stand, haben WIK/DIW (2023a) auch den Inputpreis für Arbeit bzw. die unternehmensindividuellen Arbeitskosten als Sensitivitätsanalyse in ihre  $X_{\text{gen}}$  Ermittlung mit aufgenommen. Der Arbeitspreis wird dabei um unplausible Werte bereinigt.<sup>37</sup> Anders als Gugler/Liebensteiner (2023) berücksichtigen die Behördengutachter:innen statt des GHPI den Baupreisindex (BPI) als möglichen Proxy der übrigen Faktorpreise. Dieser Index sei dabei – wie auch der GHPI – nicht sektor- oder unternehmensspezifisch, beinhalte den technischen Fortschritt anderer Sektoren und sei hoch korreliert mit dem Zeittrend.

WIK/DIW (2023a) konkludieren, dass aufgrund von Problemen in Hinblick auf die Güte und Verfügbarkeit von (unternehmensspezifischen) Daten zu den Faktorpreisen die OLS mit Zeittrend ohne Berücksichtigung von Faktorpreisen weiterhin eine solide Grundlage für die Ermittlung des  $X_{\text{gen}}$  darstelle. Im Ergebnis leiten die Behördengutachter:innen auf Basis ihrer quantitativen Analysen eine mögliche Spannweite für den generellen X-Faktor für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber in Höhe von 1 % bis 1,5 % p.a. ab.

### Methodischer Dissens der Gutachten und Würdigung der Behörde

Im Rahmen der Expert:innengespräche wurden diverse methodische Auffassungsunterschiede zwischen Behörden- und Branchengutachter:innen deutlich, die im Folgenden gewürdigt werden.

#### i) Spezifikation der Kostenfunktion

---

<sup>36</sup> Beide Kostentreiber erfüllen die Nichtnegativitätsannahme, siehe auch WIK/DIW(2023a), S. 26f.

<sup>37</sup> Analog zu Gugler/Liebensteiner (2023) werden bspw. Beobachtungen mit Arbeitskosten über 130.000 aus dem Datensatz ausgeschlossen.

## Beilage 2

Bereits in früheren Diskussionen zur generellen Produktivitätsvorgabe wurde von Seiten der Branche die Notwendigkeit zur Berücksichtigung von Inputfaktorpreisen hervorgehoben. Nachdem erstmalig eine von der Behörde erhobene und plausibilisierte Datenbasis zu unternehmensspezifischen Personalkosten und zur Anzahl der Mitarbeitenden zur Verfügung stand, wurden von den Behördengutachter:innen die Inputpreise in die Analysen zur Bestimmung des  $X_{\text{gen}}$  aufgenommen. Im Rahmen der Expert:innengespräche äußerten Gugler/Liebensteiner (2023), dass sie die Berücksichtigung von Inputpreisen durch die Behördengutachter:innen grundsätzlich begrüßen. Dennoch weisen ihr Vorgehen in Hinblick auf die Wahl auf den BPI als Proxy für die weiteren Faktorpreise Mängel auf. Die PSV haben auf Basis ihrer Schätzungen nämlich abgeleitet, dass die Ergebnisse sensitiv auf die Verwendung des Faktorpreisindex reagieren. Sachgerecht sei aus ihrer Sicht nur die Verwendung des GHPI.

Wie bereits ausgeführt sind WIK/DIW (2023a) der Ansicht, dass nur bei Vorliegen verlässlicher unternehmensindividueller Informationen über Preise für alle relevanten Inputfaktoren eine Schätzung unter Berücksichtigung unternehmensindividueller Inputpreise der zu präferierende Ansatz sei. Diese Prämisse sei allerdings nicht erfüllt. Die Arbeitspreise seien demnach nur für die Hälfte der beobachteten Fälle vollständig verfügbar und für den Faktorpreis für Vorleistungen und Material lägen keine unternehmensspezifischen Informationen vor, weshalb man auf einen mit Nachteilen behafteten Index als Approximation zurückgreifen müsse. Daher ziehen WIK/DIW (2023a) eine Modellspezifikation mit Inputfaktorpreisen lediglich als Sensitivitätsanalyse ihrer empfohlenen Grundspezifikation heran.

Anders als Gugler/Liebensteiner wählen die Behördengutachter:innen den BPI als Schätzer für den Preis für Material und Vorleistungen. Obwohl beide Schätzer, wie zuvor beschrieben, ähnliche Probleme aufweisen, wurde der BPI im Rahmen der NPI-Diskussionen durch die Branche selbst als ein guter Proxy für die Entwicklung der Instandhaltungskosten vorgebracht. Die Gutachter:innen gehen deshalb davon aus, dass der BPI einen gewissen Bezug zu den Inputpreisen der Netzwirtschaft aufweist, da der NPI diese ja gerade abbilden soll. Gugler/Liebensteiner (2023) weisen darauf hin, dass der BPI nicht alle Inputfaktoren abbildet – so würden Material und andere Vorleistungen weiterhin unberücksichtigt bleiben. Der BPI würde gegenüber dem GHPI keinen Vorteil bieten.

Hinsichtlich der Personalkosten halten Gugler/Liebensteiner (2023) die Datenbasis der Behörde für ausreichend qualitativ, um die Werte als Faktorpreise in die  $X_{\text{gen}}$  Berechnung einfließen zu lassen. Dabei begrenzen sie zwar die maximalen Arbeitskosten, berücksichtigen aber auch jene Fälle, bei denen die Arbeitskosten unvollständig gemeldet wurden. Für Gugler/Liebensteiner (2023) ist es dabei vor allem wichtig, die Zahl der Beobachtungen nicht zu stark zu beschränken, um noch immer valide Aussagen aus den Analysen ableiten zu können. Für WIK/DIW (2023a) ist gerade die geringe Zahl vollständig gemeldeter Daten einer der ausschlaggebenden Faktoren, die  $X_{\text{gen}}$  Berechnung anhand der Faktorpreise lediglich zur Plausibilisierung der Schätzergebnisse heranzuziehen.

In Hinblick auf dieses methodische Streitthema zwischen den Gutachter:innen möchte die Behörde zu Beginn den Konsens positiv hervorheben, dass bei einer zu schätzenden Kostenfunktion grundsätzlich die Inputfaktorpreise inkludiert werden müssen. WIK/DIW (2023a) haben nach Ansicht der Behörde nachvollziehbar und sachgerecht hergeleitet, dass

## Beilage 2

es jedoch grundlegende Bedingungen an die Qualität dieser Inputpreisdaten gibt. Die Präsentation von Gugler/Liebensteiner (2023) verdeutlicht hierbei die entscheidende Problematik: Die Ergebnisse des  $X_{\text{gen}}$  reagieren sensitiv auf die Wahl des Faktorpreisindex, mit dem eine Approximation nicht vorliegender unternehmensspezifischer Faktorpreise für Vorleistungen und Material erreicht werden soll. Dieser Umstand ist letztendlich maßgeblich dafür, dass die Behörde der Argumentation von WIK/DIW (2023a) folgt und daher aufgrund der aktuellen Datenlage eine Modellspezifikation ohne Inputpreise als sachgerechter erachtet.

### ii) Länge des Stützintervalls

Gugler/Liebensteiner (2023) sind der Ansicht, dass die Länge des Stützintervalls möglichst kurz sein sollte, da rezente Schätzergebnisse die Produktivitätspotentiale der nahen Zukunft besser abbilden würden. Daher ziehen die Branchengutachter bei der Berechnung des TFP-Wachstums die geschätzten Koeffizienten der Zeittrends der rezentesten 5 Jahre heran. Ein längeres Stützintervall als fünf Jahre sei nicht sachgerecht, weil es den statistisch signifikanten quadrierten Zeittrend bzw. die Nichtlinearität im technischen Fortschritt konterkariere. Die Produktivitätsschätzungen von Gugler/Liebensteiner (2023) zeigen nämlich, dass die Produktivitätswachstumsrate im Zeitverlauf signifikant abnehme, weshalb die nichtlineare Trendspezifikation sachgerecht sei.

Das kürzeste Zeitintervall, das im Gutachten von WIK/DIW (2023a) betrachtet wird, ist jenes von 2014 bis 2021 und beträgt somit acht Jahre. Auch die Behördengutachter:innen raten von noch längeren Stützintervallen ab, da ansonsten der lineare Term des Zeittrends überbetont werde. Andererseits raten sie auch von kürzeren Zeitintervallen ab. Der Grund dafür ist, dass der grafische Verlauf der jahresfixen Effekte, die dem Produktivitätsniveau entsprechen, am rezenten Ende des Betrachtungszeitraums eher auf wieder zunehmende als auf weiter abnehmende Wachstumsraten bei der Produktivität hindeute. Zudem sei eine Orientierung allein an den rezentesten Jahren des Betrachtungszeitraums kritisch zu sehen, da so der Einfluss des Koeffizienten des quadrierten Zeittrends überbetont werde. WIK/DIW (2023a) sind der Meinung, dass die Wahl des Zeitraums 2014 bis 2021 bzw. die Wahl eines achtjährigen Stützintervalls einen guten Kompromiss in Hinblick auf eine etwaige Überbetonung des linearen oder quadrierten Zeittrends darstelle.

Die Behörde kann sowohl der Argumentation der Branchen- als auch jener der Behördengutachter:innen etwas abgewinnen. So kann die Herleitung von WIK/DIW (2023a) nachvollzogen werden, dass die Wahl eines achtjährigen Stützintervalls einen guten Kompromiss im Rahmen dieser Diskussion darstelle. Andererseits kann sie auch das Argument von Gugler/Liebensteiner (2023) nachvollziehen, dass rezentere Schätzergebnisse die nahe Zukunft grundsätzlich besser abbilden würden. Die Behörde kann sich daher nicht eindeutig festlegen, welche Stützintervalllänge die sachgerechtere ist, weshalb sie die Bandbreite zwischen fünf bis acht Jahren als angemessen erachtet.

### iii) Catch-Up Effekt

Da es in der ökonometrischen OPEX-Schätzung zur Ermittlung der Produktivität (Regression auf Basis von OLS unter zusätzlicher Berücksichtigung eines Zeittrends) nicht möglich ist, unternehmensindividuelle Aufholeffekte (Catch-Up) adäquat abzubilden, gehen

## Beilage 2

Gugler/Liebensteiner (2023) davon aus, dass diese Catch-Up Effekte ineffizienter Unternehmen im Zeittrend abgebildet seien. Dies führe zu einer Überschätzung des Produktivitätswachstums, was eine Korrektur des  $X_{gen}$  nach unten um diesen Catch-Up notwendig mache.

Auch WIK/DIW (2023a) schätzen die Produktivitätsentwicklung mittels einer Regression auf Basis der parametrischen OLS-Methode. Da in diesem methodischen Ansatz nicht zwischen Produktivitätssteigerungen aufgrund von individuellen Aufholeffekten eines Netzbetreibers (Catch-Up) und der Verschiebung der Effizienzgrenze aufgrund einer veränderten sektorweiten Referenztechnologie (Frontier Shift) unterschieden werden kann, wird folglich jegliche durchschnittliche Produktivitätsverbesserung als Frontier Shift klassifiziert. Die Behördengutachter:innen weisen allerdings darauf hin, dass der  $X_{gen}$  hierdurch nicht nur überschätzt, sondern auch unterschätzt werden könne, da individuelle Ineffizienzen über die Zeit auch steigen können (negativer Catch-Up). WIK/DIW (2023a) führen außerdem aus, dass die Relevanz des Vorteils aus der Separierbarkeit von Catch-Up und Frontier Shift bei der Bestimmung des sektoralen technischen Fortschritts sinke, je länger ein Anreizregulierungsregime etabliert ist. Der Grund sei, dass sich aus theoretischer Sicht mit der Dauer der Anreizregulierung die Unterschiede in den individuellen Effizienzwerten zwischen den Netzbetreibern verringern sollten.

Dennoch ignorieren WIK/DIW (2023a) eine etwaige Verzerrung durch eventuelle Catch-Up Effekte in ihrem Gutachten nicht. So führen sie zur Plausibilisierung der OLS-Ergebnisse auch eine Malmquist-DEA und Panel-SFA durch. Beide methodischen Ansätze ermitteln den technischen Fortschritt ohne Überlagerung durch Catch-Up Effekte, da diese methodenimmanent separiert werden. Wie oben bereits ausgeführt werden die OLS-Ergebnisse tendenziell bestätigt, wobei die SFA- und DEA-Ergebnisse für den technischen Fortschritt überwiegend über den vergleichbaren OLS-Ergebnissen liegen.

Nach Ansicht der Behörde ist die Aussage von Gugler/Liebensteiner (2023), dass ausschließlich positive Catch-Up Effekte vorlägen und daher der  $X_{gen}$  nach unten korrigiert werden müsse, nicht sachgerecht. Vielmehr können nach Meinung der Behörde auch negative Catch-Up Effekte vorliegen. Die Behördengutachter:innen haben ihre Ergebnisse auf Basis von zwei weiteren methodischen Ansätzen, welche die Catch-Up Effekte separieren können, plausibilisiert. Da im Rahmen dieser Plausibilisierung die Ergebnisse der OLS mit Zeittrend bestätigt werden können, sieht die Behörde keine Notwendigkeit einer nachträglichen Korrektur des ermittelten  $X_{gen}$ .

Der Stellungnahme von Oesterreichs Energie zur vorläufigen Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber wurde noch eine finale Studie der Branchengutachter Gugler/Liebensteiner beigelegt. Diese Studie beinhaltet eine Zusammenfassung der wichtigsten Punkte von Gugler/Liebensteiner (2023) sowie eine kritische Auseinandersetzung mit dem von E-Control beauftragten Gutachten von WIK/DIW (2023a). In diesem Gutachten von WIK/DIW (2023a) seien Mängel festgestellt worden.

Aus Sicht der Behörde wurden hierbei keine wesentlichen neuen Argumente vorgebracht. Dennoch hat sie die im Auftrag der Behörde tätigen Gutachter mit einer kritischen Analyse und Würdigung der finalen Studie von Gugler/Liebensteiner beauftragt. Die Behördengutachter haben daraufhin in einer Replik die vorgebrachten Einwände von der

Branche bzw. den Branchengutachtern allesamt auf Basis nachvollziehbarer Argumente entkräften können. Die Details sind WIK/DIW (2023b) bzw. Anlage 2 dieses Regulierungsdokuments zu entnehmen.

### Festlegung durch die Behörde

Die Behörde hält zusammenfassend fest, dass sie die Argumentation von WIK-Consult/DIW Berlin (2023a) und WIK-Consult/DIW Berlin (2023b) auch nach der Berücksichtigung der Stellungnahmen inhaltlich überzeugt. Daher ist sie der Ansicht, dass das methodische Vorgehen von WIK-Consult/DIW Berlin (2023a) das schlüssigere ist und folgt im Grunde deren Empfehlungen. Sie ist allerdings auch bestrebt, die eingebrachten Standpunkte der Branchengutachter in die Entscheidungsfindung einfließen zu lassen. Dementsprechend soll gemäß des Vorsichtsprinzips den Diskussionen um die Einbeziehung von Inputfaktorpreisen, der Länge des Stützintervalls sowie möglicherweise vorliegender Catch-Up Effekte Rechnung getragen werden. Daher orientiert sich die Behörde bei der Festlegung des  $X_{\text{gen}}$  am unteren Ende der aufgespannten Bandbreite von WIK-Consult/DIW Berlin (2023a). Vor diesem Hintergrund wäre eine Fortführung des  $X_{\text{gen}}$  aus der letzten Regulierungsperiode in Höhe von 0,95 % annähernd als sachgerecht zu beurteilen.

In Kapitel 4 hat die Behörde die aktuellen erschwerten Rahmenbedingungen der Strombranche zusammengefasst. Die Behörde ist bestrebt, die im Laufe der fünften Regulierungsperiode zu bewältigenden Herausforderungen der Stromverteilernetzbetreiber in der Festlegung des  $X_{\text{gen}}$  zu berücksichtigen. Es ist also aus Sicht der Behörde nicht zu negieren, dass die derzeitigen Rahmenbedingungen der Stromverteilernetzbetreiber beschwerlich sind. Daher sieht die Behörde vor, im Rahmen der fünften Regulierungsperiode von der unteren Bandbreite der Gutachtensempfehlung abzuweichen und im Sinne des Vorsichtsprinzips<sup>38</sup> einen  $X_{\text{gen}}$  in konservativer Höhe von 0,4 % festzulegen. Dieser Wert berücksichtigt sowohl die Empfehlung der PSV bzw. das von Netzbetreiberseite dargestellte Absinken des Produktivitätswachstums im zeitlichen Verlauf der betrachteten Daten als auch die aktuellen Berechnungsergebnisse des Behördengutachtens und die Festlegung des  $X_{\text{gen}}$  aus der vierten Regulierungsperiode.

Die Berücksichtigung eines negativen Produktivitätswachstums (was eine kontinuierliche Effizienzverschlechterung der gesamten Branche bedeuten würde) in der Berechnung erscheint nach Ansicht der Behörde jedenfalls nicht sachgerecht und ist daher abzulehnen.

---

<sup>38</sup> Unter dem Vorsichtsprinzip versteht die Behörde eine Festlegung tendenziell im Sinne der regulierten Unternehmen. Hierdurch soll vermieden werden, dass durch zu ambitionierte Regulierungsvorgaben regulierte Unternehmen in wirtschaftliche Schieflage geraten und dadurch volkswirtschaftliche Schäden entstehen, die höher sind als die Vorteile durch reduzierte anerkannte Kosten.

## 8. Individuelle Zielvorgabe ( $X_{ind}$ ) - Benchmarking

Während der  $X_{gen}$  die Verschiebung der Effizienzgrenze der Stromverteilernetzbetreiber über die Zeit abbildet, die auf sektoralen technologischen Fortschritt zurückzuführen ist (Frontier Shift, vgl. Kapitel 7), sollen mit dem individuellen X-Faktor ( $X_{ind}$ ) firmenspezifische Ineffizienzen der Netzbetreiber beseitigt werden, um diese an die Effizienzgrenze heranzuführen (Catch-up). Im Vergleich zum  $X_{gen}$ , der sich auf die Produktivität des gesamten Sektors bezieht, stellt der  $X_{ind}$  also auf die unternehmensindividuelle Ineffizienz ab.

Gemäß § 59 Abs. 2 EIWOG 2010 kann die Behörde individuelle Zielvorgaben aufgrund der Effizienz der Netzbetreiber berücksichtigen. Die dabei anzuwendenden Methoden haben dem Stand der Wissenschaft zu entsprechen. Bei der Ermittlung der individuellen Zielvorgaben können neben einer Gesamtunternehmensbetrachtung bei sachlicher Vergleichbarkeit auch einzelne Teilprozesse herangezogen werden. Dabei ist sicher zu stellen, dass für die Verteilernetzbetreiber Anreize bestehen, die Effizienz zu steigern und notwendige Investitionen angemessen durchführen zu können. Ohne die Anwendung von individuellen Zielvorgaben bestünde nur ein eingeschränkter Anreiz auf die Verbesserung der Effizienz des Netzbetriebs über die generelle Zielvorgabe hinaus, solange die tatsächlichen von den anerkannten Kosten entkoppelt sind. Auch wäre eine Gleichbehandlung von unterschiedlichen Effizienzniveaus nicht sachgerecht, sofern die Möglichkeit besteht, derartige Vergleiche anzustellen. Vielmehr verfolgt die Behörde das Ziel, die regulierten Unternehmen ausgewogen zu behandeln. In diesem Sinne ist die Bevorzugung einzelner Unternehmen im Vergleich zu anderen zu vermeiden und niemandem sollen unzumutbare Belastungen auferlegt werden. Ausgewogenheit bedeutet aber auch, dass das Regulierungssystem im Einklang mit dem Ziel der Förderung der produktiven Effizienz stehen muss.

Auch für die fünfte Regulierungsperiode Strom sieht die Behörde eine individuelle Zielvorgabe vor. Damit soll den Unternehmen neben der generellen Zielvorgabe vor dem Hintergrund des Zieles, angemessene Anreize für Netzbetreiber zur Vornahme von Effizienzsteigerungen bei Netzleistungen zu gewährleisten (§ 4 Z 6 E-ControlG), ein Anreiz geboten werden, ihre individuellen Ineffizienzen schrittweise zu verbessern. Die unternehmensindividuellen Zielvorgaben basieren dabei auf einem relativen Effizienzvergleich (Benchmarking bzw. Benchmarkinganalyse), den die Behörde analog zu den vorherigen Regulierungsperioden durchführt. Zur Ableitung von jährlichen Zielvorgaben werden die ermittelten und abzubauenen Ineffizienzen über einen gewissen Zeitraum verteilt, um einerseits dem Charakter der Beeinflussbarkeit gerecht zu werden und andererseits den Unternehmen starke Anreize zum produktiven Verhalten zu gewähren. Die Verteilung der Effizienzwerte hat hierbei einen maßgeblichen Einfluss auf die mitunter bestehende Notwendigkeit der Beschränkung des minimalen Effizienzwertes sowie auf die Dauer, während derer die Ineffizienzen abzubauen sind. Diese Thematik wird in Kapitel 9 beschrieben. Der gegenständliche Abschnitt fasst die Methodik des Benchmarkings zusammen.

Ziel der Benchmarkinganalyse ist die Ermittlung von relativen Effizienzwerten der einzelnen Netzbetreiber. Auf diese Weise kann ermittelt werden, in welchem Verhältnis die Kosten des konkreten Unternehmens zu den Kosten eines oder mehrerer vergleichbarer, rationell geführter Unternehmen stehen.

## Beilage 2

Die Benchmarkinganalyse lässt sich in mehrere Schritte gliedern:

1. Festlegung des/der Benchmarkingverfahren/s
2. Variablenauswahl auf Kostenseite (Inputs) sowie auf Leistungs- bzw. Strukturseite (Outputs)
3. Durchführung der Analyse

Auf Basis der Verfahrens- und Variablenauswahl wird anschließend die Effizienz der Unternehmen respektive deren Effizienzsteigerungspotenziale berechnet. Es muss betont werden, dass bei der Analyse nur die *relative* Effizienz der umfassten Unternehmen zueinander ermittelt wird. Dies bedeutet folglich nicht, dass die als effizient ausgewiesenen Unternehmen tatsächlich absolut effizient sein müssen, weshalb auch bei diesen noch Effizienzpotenziale vorhanden sein können.

Des Weiteren ist festzuhalten, dass die festgestellte Ineffizienz der Netzbetreiber keinesfalls als absolute Effizienzsteigerungspotenziale zu interpretieren sind. Vielmehr kann sich diese Größe abhängig von der relativen Position in erneuten Benchmarkinganalysen ändern. Beim Benchmarking handelt es sich also um eine statische Analyse zu einem bestimmten Beurteilungszeitpunkt. Daher können sich aktuell ermittelte Effizienzniveaus in der Zukunft durchaus verschieben. Eine Konvergenz von Effizienzwerten muss nicht notwendigerweise eintreten (dynamischer Aspekt). Da der Effizienzvergleich einen Wettbewerb der Netzbetreiber simulieren soll, ist es nur sachgerecht, wenn sich die Effizienzvorgabe im Zeitverlauf wandeln kann. Schließlich gilt auch im wahren Wettbewerb: die Konkurrenz schläft nicht.

Für alle Methoden und Parameter der Zielvorgabenermittlung gilt, dass diese dem Stand der Wissenschaft zu entsprechen haben (§ 59 Abs. 2 EIWOG 2010). Das Benchmarking für die fünfte Anreizregulierungsperiode basiert generell auf den Grundlagen und Erkenntnissen der in den Jahren 2005, 2013 und 2018 durchgeführten Effizienzvergleiche für die erste, dritte und vierte Regulierungsperiode. Nach Ansicht der Behörde sind die wesentlichen Parameter des Benchmarkings (verwendete Kostenbasen, Spezifikation der Outputparameter<sup>39</sup>, Methodik der Kostentreiberanalyse und Ausreißeranalyse) weiterhin adäquat und sachgerecht, weshalb in diesen Bereichen keine Veränderungen vorgenommen wurden. Diese wesentlichen Parameter werden in den folgenden Kapiteln noch eingehend erörtert.

Der Effizienzvergleich umfasst wie bisher generell nur die Netzebenen 3 bis 7. Die Netzebenen 1 und 2 werden grundsätzlich aus der Analyse ausgeschieden, da diese nur von wenigen Unternehmen betrieben werden bzw. nur einzelne abgrenzbare Netzanlagen auf diesen Ebenen existieren. Der individuelle (gewichtete) Effizienzwert, welcher für die Ebenen 3 bis 7 ermittelt wird, wird jedoch analog auch für die verbleibenden Netzebenen angewendet. Die Behörde betrachtet den Effizienzwert der Ebenen 3 bis 7 als valide Größe für die Effizienz des Gesamtunternehmens und die gewählte Vorgangsweise daher als sachgerecht.

Das Benchmarking-Sample umfasst 38 Stromverteilernetzbetreiber. Heterogenität zwischen den Unternehmen wird mittels der geeigneten Definition von Struktur- und

---

<sup>39</sup> Einzig bei der Gewichtung der Zählpunkte wurde im Vergleich zur vierten Regulierungsperiode eine Anpassung vorgenommen (siehe Kapitel 8.2.2).

Leistungsparametern (Outputs), der zugrunde gelegten Kostenbasis (Inputs), einer vorgelagerten Kostentreiberanalyse und entsprechender Modellspezifikation begegnet.

### 8.1. Benchmarkingverfahren

Für die Ermittlung von Zielvorgaben im Wege eines Benchmarking-Verfahrens stehen verschiedene Methoden zur Verfügung. Neben der nicht-parametrischen Benchmarkingmethode der Dateneinhüllungsanalyse (*Data Envelopment Analysis*, DEA) werden Effizienzniveaus auch durch das parametrische Verfahren der modifizierten Regressionsanalyse (*Modified Ordinary Least Squares*, MOLS) bestimmt. Alternative stochastische Effizienzmessungsmethoden, worunter SFA (*Stochastic Frontier Analysis*) oder auch Hybridmodelle wie beispielsweise SDEA (*Stochastic Data Envelopment Analysis*) oder StoNED (*Stochastic Nonparametric Envelopment of Data*) fallen, wurden durch Gugler et al. (2012) in einem Gutachten im Auftrag der Regulierungsbehörde auf ihre theoretische Fundierung und auf ihre praktische Eignung im österreichischen Regulierungskontext untersucht.<sup>40</sup> Bei der SFA erfolgt eine Trennung des Residuums in einen Teil, der Ineffizienzen, und einen Teil, der Rauschen in den Daten darstellt. Diese Aufteilung erfolgt aufgrund von statistischen Methoden und setzt eine ausreichende Anzahl der betrachteten Unternehmen voraus. Beispielsweise verwendet die Bundesnetzagentur für die Bestimmung der Effizienzen der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber einen Datensatz mit weit mehr als 100 Unternehmen. Die in Österreich verfügbare Datengrundlage wird von Gugler et al. (2012) als nicht ausreichend für die Anwendung der SFA erachtet. Da die Stichprobengröße österreichischer Stromverteilernetzbetreiber unverändert ist, besitzt diese Aussage nach wie vor Gültigkeit.

Bezüglich der Hybridmodelle (u.a. SDEA und StoNED) sahen die Gutachter Schwierigkeiten hinsichtlich der Abwägung von Vor- und Nachteilen dieser Ansätze. Im Gegensatz zu den etablierten und ausreichend erforschten Methoden wie DEA und MOLS wären diese noch nicht hinlänglich untersucht und würden in der Praxis kaum verwendet werden. Der Behörde sind nach wie vor keine Hybridmodelle bekannt, welche den erprobten Methoden klar überlegen wären.

Auf Basis der genannten Argumente besteht aus Sicht der Behörde keine Veranlassung, andere Verfahren als die in der Vergangenheit bewährten (DEA und MOLS) einzusetzen. Beide Benchmarkingmethoden entsprechen nach wie vor dem aktuellen Stand der Wissenschaft und sind aus Sicht der Behörde als gleichwertig zu betrachten.<sup>41</sup>

#### 8.1.1. Data Envelopment Analysis (DEA)

Bei der DEA handelt es sich um ein nicht-parametrisches Verfahren. Deshalb ist die Schätzung einer zugrundeliegenden Kostenfunktion nicht erforderlich. Die Konstruktion der

---

<sup>40</sup> Gugler, K., Klien, M., Schmitt S. (2012), „Wirtschaftswissenschaftliches Gutachten zu Benchmarkingmethoden für die österreichischen Energienetze“, Gutachten für die E-Control Austria.

<sup>41</sup> Die Eigenschaften sowie Vor- und Nachteile der beiden Methoden sind sowohl in den Erläuterungen zur SNT-VO 2006 sowie GSNT-VO 2008 und im damaligen Gutachten von Frontier-Economics/Consentec (2004) beschrieben. Eine weiterführende Diskussion findet sich zudem in Gugler et al. (2012).

Effizienzgrenze erfolgt rein anhand der beobachteten Best-practice-Unternehmen und nicht aufgrund eines ökonomisch geschätzten Produktionszusammenhangs.<sup>42</sup>

Die DEA ist der mit Abstand am weitesten verbreitete nicht-parametrische Ansatz der Benchmarkinganalyse, da diese Methode nicht nur leicht verständlich ist, sondern auch die Eigenschaft besitzt, dass die Heterogenität zwischen den Unternehmen relativ leicht abgebildet werden kann. Die Analyse erfordert eine Annahme zu den Skalenerträgen (Technologie). Zur Auswahl stehen konstante, steigende, nicht fallende oder variable Skalenerträge (CRS, IRS, NDRS bzw. VRS, siehe nachstehende Diskussion zu Skalenerträgen).

Die Datenqualität ist bei diesem Verfahren von sehr großer Bedeutung, da jegliche Abweichung von der modellendogen ermittelten Effizienzgrenze als Ineffizienz interpretiert wird. Die DEA ist somit als „deterministisch“ zu klassifizieren.

Als wesentliche Nachteile sind die Sensitivität in Hinblick auf Ausreißer sowie die Diskriminierungskraft der Analyse bei wenigen Beobachtungseinheiten in Verbindung mit einer hohen Anzahl von Outputs („Fluch der Dimensionalität“) zu nennen. Je mehr Dimensionen eine DEA hat, umso größer ist die Gefahr, dass jede Firma in einer separaten Dimension und somit scheinbar effizient agiert. Eine hohe Anzahl an Outputs würde in der DEA also einen Verlust der Aussagekraft sowie eine Tendenz der Effizienzwerte in Richtung 100 % nach sich ziehen.

Da Best-practice-Unternehmen eine vollständige Effizienz von 100 % zugewiesen bekommen, dadurch die Effizienzgrenze bilden und sich die Effizienzen der verbleibenden Unternehmen in Relation zu dieser Grenze bestimmen, können Ausreißer einen erheblichen Einfluss auf die Effizienzergebnisse der „eingehüllten“ Unternehmen haben.

Auf Basis der genannten Eigenschaften werden insbesondere die Eingangsparameter auf Vollständigkeit, Korrektheit bzw. Plausibilität geprüft, Ausreißeranalysen durchgeführt und mit der MOLS ein zweites Verfahren angewandt, dessen Vor- und Nachteile beinahe spiegelbildlich zur DEA sind (siehe folgender Abschnitt).

### **8.1.2. Modified Ordinary Least Squares (MOLS)**

Im Rahmen der MOLS-Analyse, einem parametrischen Verfahren, ist im Gegensatz zur DEA eine Spezifikation des funktionalen Zusammenhangs zwischen Inputs und Outputs notwendig.<sup>43</sup> Dieser funktionale Zusammenhang wird durch eine OLS-Schätzung abgebildet, welche den grundsätzlichen (durchschnittlichen) Zusammenhang zwischen In- und Outputs darstellt. Die Effizienzgrenze wird bei der MOLS anhand der Verschiebung der OLS-Geraden um den Standardfehler der Regression gebildet. Dieser Standardfehler ist eine Maßzahl zur Beurteilung der Prognosegüte der OLS-Schätzung und gibt an, wie stark die geschätzte Regressionsgerade im Durchschnitt von den tatsächlichen Daten abweicht. Er reflektiert also die Streuung der Residuen (Unsicherheit der Schätzung). Erforderlich sind zudem Annahmen zu Skaleneffekten sowie zur Verteilung der Ineffizienzen. Im Falle einer Exponentialverteilungsannahme (des Ineffizienzterms) erfolgt die Verschiebung mit dem *root-*

---

<sup>42</sup> Vgl. allgemein zur DEA auch die Erläuterungen zur SNT-VO 2006, S. 35ff.

<sup>43</sup> Vgl. allgemein zur MOLS auch die Erläuterungen zur SNT-VO 2006, S. 38ff.

*mean-square-error* (RMSE), d.h. dem Standardfehler der Regression oder im Falle einer halbnormalen Verteilungsannahme (des Ineffizienzterms) durch  $RMSE \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{\pi}}$ .

Die Verschiebung nach außen ist umso größer, je größer die Streuung der Residuen<sup>44</sup> und folglich auch der Schätzer für die durchschnittliche Ineffizienz bzw. Abweichung der Firmen von der Effizienzgrenze ist. So wird sichergestellt, dass zwar die meisten, nicht jedoch alle Datenpunkte eingehüllt sind. Gerade diese Eigenschaft macht dieses Verfahren grundsätzlich weniger sensitiv gegenüber Ausreißern als das zuvor beschriebene Verfahren der DEA.

Als Verteilungsannahme des Ineffizienzterms wird eine Halb-Normalverteilung unterstellt. Alternativ könnte auch die Verteilungsannahme einer Exponentialverteilung für den Fehlerterm verwendet werden. Im Unterschied zur Exponentialverteilung wird die Effizienzgrenze bei der Halb-Normalverteilung weniger weit nach außen verschoben, was generell höhere Effizienzwerte zur Folge hat. Im Falle von log-linearen funktionalen Formen (Cobb-Douglas oder Translog-Funktionen) erfolgt die Berechnung der Effizienzwerte unter der Annahme der Halb-Normalverteilung über folgende Formel:

$$Effizienzwert_{MOLS} = \min \left( 1 ; \frac{1}{e^{(Residuum + RMSE \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{\pi}})}} \right)$$

### 8.1.3. Skaleneffekte

Unter Skalenerträgen<sup>45</sup> werden generell Effekte bezeichnet, die durch Variation der Unternehmensgröße erzielt werden. Während bei konstanten Skalenerträgen eine Verdopplung der Inputs zu einer Verdopplung des Outputs führt, sind die Input- und Outputveränderungen bei variablen Skalenerträgen (VRS) nicht proportional zueinander. Es können steigende Skalenerträge (IRS) vorliegen, wenn eine Verdoppelung der Inputs zu mehr als einer Verdoppelung der Outputs führt, oder – bei umgekehrten Verhältnissen – sinkende Skalenerträge (DRS). Die Annahme nicht fallender Skalenerträge (NDRS) ist eine Variante der VRS, in der davon ausgegangen wird, dass kleine Unternehmen steigende Skalenerträge aufweisen, während sich große Unternehmen konstanten Skalenerträgen gegenübersehen.

Wie bereits obig dargestellt, können im Rahmen der DEA und der MOLS verschiedene Annahmen zu Skaleneffekten berücksichtigt werden, wobei hinsichtlich der DEA mindestens eine Vorgabe zu den Skalenerträgen getroffen werden muss. Analog zu den vorherigen Regulierungsperioden werden im Effizienzvergleich der fünften Regulierungsperiode erneut in beiden Benchmarkingverfahren (MOLS und DEA) konstante Skalenerträge unterstellt. Die Unternehmensgröße der Stromverteilernetzbetreiber spielt unter dieser Annahme bei der Ermittlung der Effizienzwerte keine Rolle. Es werden also unabhängig von der Unternehmensgröße alle Netzbetreiber des Samples miteinander verglichen.

Die Wahl wird insbesondere damit begründet, dass die Verwendung konstanter Skalenerträge den Unternehmen einen Anreiz gibt, deren Größe, die in der Einflussphäre der regulierten

<sup>44</sup> Unter einem Residuum ist der Abstand der tatsächlichen Datenpunkte bzw. im vorliegenden Kontext jedes einzelnen Stromverteilernetzbetreibers von der OLS-Regressionsgeraden zu verstehen.

<sup>45</sup> Die Behörde verwendet die Begriffe "Skaleneffekte", "Skalenerträge" und auch "Größenvorteile/Größennachteile" synonym.

Unternehmen liegt, zu optimieren. Die CRS-Annahme beanreizt also die Netzbetreiber, existierende Ineffizienzen aufgrund einer suboptimalen Unternehmensgröße nicht persistent zu halten, sondern im Sinne eines gesamtwirtschaftlichen Optimums zu beseitigen. Eine langfristige Weitergabe der Ineffizienzen an die Netzkund:innen soll so verhindert werden. Die Behörde ist der Ansicht, dass die Netzbenutzer:innen keineswegs für die Größe der Stromnetzbetreiber verantwortlich sind und daher nicht die Kosten für Skaleneffizienzen tragen sollten. Den Netzbetreibern steht es frei, durch unternehmerische Entscheidungen Effizienzpotenziale zu heben. Hierfür können sich beispielsweise Kooperationen und Zusammenschlüsse als dienlich erweisen. Mit Entscheidung zur Wahl konstanter Skalenerträge verfolgt die Behörde die anreizregulatorischen Ziele, die Konsument:innen zu schützen und das effiziente Verhalten der regulierten Unternehmen zu fördern.

## **8.2. Spezifikation der Benchmarkingparameter**

Im Rahmen einer Effizienzanalyse wird das Verhältnis der In- und Outputs zwischen den Unternehmen generell als Maßzahl der Effizienz gesehen. Hierbei kann entweder eine Input- oder eine Outputorientierung verwendet werden, wobei bei ersterer eine exogen gegebene Anzahl von Outputs (Leistungsparameter) mit geringstmöglichen Kosten (Inputs) und bei letzterer bei gegebenem Input ein möglichst hoher Output produziert werden soll. In der Netzwirtschaft sind die relevanten Outputs des Stromverteilernetzbetriebes als mehrheitlich nicht-beeinflussbar anzusehen (bspw. wird die Last vom Abnahmeverhalten beeinflusst und Zählpunkte sind seitens der Netzbenutzer:innen vorgegeben). Daher ist die Inputorientierung als die relevante Perspektive anzusehen.

Während Kosten oftmals als der einzig relevante Input gesehen werden (Effizienzwert als Maßzahl für die Kosteneffizienz), kann die Auswahl der relevanten Outputs anhand verschiedener Vorgangsweisen erfolgen – in der Praxis sind hier vor allem Expert:innenmeinungen (intuitiv vermutete kostentreibende Effekte), ingenieurwissenschaftliche Ansätze (Modellnetzanalyse) sowie empirische Analysen mittels Signifikanztests (ökonometrische Kostentreiberanalyse) zu nennen. Oftmals werden die genannten Auswahlverfahren auch miteinander verknüpft.

In Folge wird diskutiert, wie die für das gegenständliche Benchmarking herangezogenen Input- und Outputfaktoren spezifiziert und welche zugrundeliegenden Überlegungen hierzu angestellt wurden.

### **8.2.1. Variablenauswahl: Inputparameter**

Als Kostengrößen, welche als Inputvariable herangezogen werden, können entweder nur die OPEX oder die Gesamtkosten (TOTEX, also OPEX+CAPEX) gemeinsam verwendet werden. Die Verwendung von Gesamtkosten hat den Vorteil, dass die Benchmarkingergebnisse nicht durch die Wahl der Kapitalintensität im Produktionsprozess verzerrt werden. Bei Fokussierung des Benchmarkings nur auf OPEX könnten Anreize entstehen, OPEX als Kapitalkosten zu deklarieren (z.B. bestimmte Instandhaltungsmaßnahmen) oder sogar Investitionen betriebskostenintensiven Lösungen vorzuziehen, nur um das OPEX-Benchmarkingergebnis zu verbessern.

Die Benchmarkinganalyse sollte sich daher nicht nur auf die laufenden OPEX (einschließlich Instandhaltungskosten) beschränken, sondern auch die CAPEX umfassen. Nach wie vor betrachtet es die Behörde daher als sachgerecht, TOTEX als Input in den Benchmarkingverfahren zu verwenden. Nicht zuletzt kommt der Effizienzwert auch bei der Bestimmung des  $WACC_{eff}$  zur Anwendung und ist somit auch für die CAPEX von Relevanz. Damit stellt die Behörde Anreize für ein effizientes Investitionsgebaren und eine ressourcenschonende operative Betriebsweise sicher.

Für die Bestimmung der im Benchmarking verwendeten Kosten wird grundsätzlich auf die geprüften Kosten des relevanten Kostenprüfungsjahres der Netzebenen 3 bis 7 abgestellt (vgl. Kapitel 6.1). Die Summe der eigenen Betriebskosten versteht sich exklusive der Gebrauchsabgabe und vorgelagerten Netzkosten, jedoch inklusive der Messkosten und mit einheitlichen Preisen versehenen Netzverlustmengen (Netzverlustkosten), welche bereits im Effizienzvergleich der dritten und vierten Regulierungsperiode enthalten waren. Im Sinne des § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 gilt hierbei lediglich die Preiskomponente der Netzverlustkosten als unbeeinflussbare Kosten der Unternehmen.

Die CAPEX fließen in zwei unterschiedlichen Ausprägungen in die Benchmarkinganalyse ein. Zum einen werden aus den Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHKs) des Anlagevermögens normierte *standardisierte Kapitalkosten* ermittelt, um die Vergleichbarkeit der Unternehmen in Bezug auf die unterschiedliche Altersstruktur und divergierende Nutzungsdauern zu gewährleisten (vgl. Kapitel 8.2.1.1). Zum anderen wird im Effizienzvergleich zusätzlich die *kalkulatorische Kapitalkostenbasis* zugrunde gelegt. Hintergrund ist, dass die alleinige Berücksichtigung der standardisierten CAPEX einen frühzeitigen Ersatz funktionierender und laufend instandgehaltener Betriebsmittel forcieren könnte, woraus sich volkswirtschaftlich ineffiziente Investitionsanreize ergeben würden. Zudem ist es nicht möglich, einen unmittelbaren Zusammenhang zwischen älteren Netzen mit geringeren Kapitalkosten und höherem Instandhaltungsaufwand auf der einen Seite und jüngeren, aber dafür kapitalkostenintensiven Netzen mit geringen Betriebskosten auf der anderen Seite adäquat abzubilden. Dies wäre für eine alleinige Berücksichtigung standardisierter CAPEX im Effizienzvergleich erforderlich.

Aus diesen Gründen wird analog zur vierten Regulierungsperiode neben der standardisierten Kostenbasis auch die kalkulatorische Kostenbasis für die Benchmarkinganalyse herangezogen. Der finale Effizienzwert bestimmt sich weiterhin aus einer Best-of-Abrechnung der gewichteten Effizienzwerte (Gewichtung nach gleichwertigen Benchmarkingmethoden) über die jeweiligen Kostenbasen.

#### **8.2.1.1. Standardisierung von Kapitalkosten**

Bereits im Effizienzvergleich der dritten und vierten Regulierungsperiode wurde eine Standardisierung der Kapitalkosten anhand von Annuitäten durchgeführt. Die nunmehrige Standardisierung wird im Grundsatz fortgeführt und aktualisiert.

Beim Annuitätenverfahren werden die Anschaffungs- und Herstellkosten der einzelnen Anlagekategorien ab dem jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme indexiert. Daraus errechnen sich Tagesneuwerte. Diese liefern unter der Einbeziehung von standardisierten Nutzungsdauern und einem realen Zinssatz die Basis für Annuitäten (gleichmäßige

## Beilage 2

Zahlungsströme über die gesamte Nutzungsdauer, deren Barwertsumme dem jeweiligen Tagesneuwert entspricht). Zur Berechnung der Annuitäten sind folgende Schritte notwendig:

- Erfassung der Investitionszeitreihen für alle Anlagekategorien (liegt durch die behördliche Erhebung der Anlageklassen der Stromverteilernetzbetreiber vor),
- Festlegung eines geeigneten Index für die durchschnittliche Preisentwicklung der Anlagegüter,
- Festlegung der Laufzeit der Annuität („Abschreibungsdauer“ bzw. „Nutzungsdauer“),
- Festlegung des realen Zinssatzes der Annuität („WACC real“).

Hierbei werden die historischen Anschaffungs- und Herstellkosten mit einem Preisindex versehen und dadurch indexierte Anschaffungs- und Herstellkosten bzw. Tagesneuwerte errechnet. Da für die unterschiedlichen Anlagekategorien keine spezifischen Teuerungsraten über den erforderlichen Zeitraum (oftmals bis zu 50 Jahre) zur Verfügung stehen, werden analog zum Effizienzvergleich der dritten und vierten Regulierungsperiode alle Anlagekategorien mit dem Verbraucherpreisindex (VPI) indexiert.<sup>46</sup> Nach Errechnung der indexierten Anschaffungs- und Herstellkosten je Anlagekategorie erfolgt die Ermittlung von Annuitäten (Barwerte entsprechen den standardisierten Kapitalkosten) unter der Einbeziehung eines einheitlichen realen Zinses<sup>47</sup> sowie einheitlicher Abschreibungsdauern je Anlagenkategorie. Für die Berechnung wird die klassische Annuitätenformel verwendet:

$$\text{Annuität}_i = \sum AHK_i^{ind} \times \frac{(1+rZ)^{AD,i} \times rZ}{(1+rZ)^{AD,i} - 1},$$

wobei  $\sum AHK_i^{ind}$  die Summe der indexierten Anschaffungs- und Herstellkosten der Anlagekategorie  $i$ ,  $rZ$  den realen Zinssatz<sup>48</sup> und  $AD, i$  die Abschreibungsdauer der Anlagekategorie  $i$  darstellen. Die standardisierten CAPEX (nicht normiert) ergeben sich als Summe über alle relevanten Anlagekategorien.<sup>49</sup>

Im Rahmen der vierten Regulierungsperiode wurde unter Berücksichtigung der 75 %-Quantile der Unternehmensangaben der jeweiligen eingereichten Anlageklassen eine Auswertung der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern vorgenommen, um einheitliche Abschreibungsdauern je Anlagekategorie zu ermitteln. Es haben sich folgende einheitliche Nutzungsdauern ergeben, die auch im Zuge der fünften Regulierungsperiode bei der Kalkulation der standardisierten Kapitalkosten angewendet werden:

<sup>46</sup> Gegen die Verwendung des VPI haben weder die Branchenvertretung noch der Branchengutachter (Consentec) Einwände bzw. Verbesserungsvorschläge eingebracht.

<sup>47</sup> Da die Investitionsreihen indexiert werden, muss ein realer Zinssatz verwendet werden. Der reale Zinssatz berechnet sich aus dem nominellen Zinssatz und einer Inflationsrate. Für die Inflationsrate wurde das arithmetische Mittel der Preissteigerungen in den Jahren 2018 bis 2022 herangezogen. Die Länge dieses Zeitraums entspricht jener des risikolosen Zinses der WACC-Ermittlung (5 Jahre).

<sup>48</sup>  $rZ = \frac{(1+WACC)}{(1+\Delta VPI)} - 1$ .

<sup>49</sup> Nicht umfasst sind Anlagegüter der Ebenen 1 und 2, geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau der Ebenen 3 bis 7, Firmenwerte und Wertpapiere.

Anlagenkategorie	standardisierte Nutzungsdauer	Anlagenkategorie	standardisierte Nutzungsdauer
Software für Netzbetrieb	5	Zähler und Messgeräte	15
Nutzungsrechte u. sonstige R.	25	Zähler Fernauslesegeräte (inkl. Smart-Meter)	15
Geleistete Baukostenzuschüsse	20	Ersatzstromversorgungsanlagen	15
Sonst. immaterielle Vermögensg.	5	Geschäftsgebäude	33
Freileitung 36kV > bis 110kV	33	Betriebsgebäude	33
Kabel 36kV > bis 110kV	33	Grundstücke	k. A.
HSP-MSP-Umspannwerk	20	Kraftfahrzeug	8
Freileitung 1kV > bis 36kV	25	Arbeitsmaschinen	10
Kabel 1kV > bis 36kV	25	EDV-Anlagen	5
MSP-MSP-Umspannwerk	25	Kommunikationsanlagen	20
Transformatorstation	20	GWG	1
Freileitung < 1kV	20	Sonstiges	10
Kabel < 1kV	20		

**Abbildung 1: Standardisierte Nutzungsdauern (in Jahren) für die Annuitätenberechnung**

Wie auch im letzten Effizienzvergleich wird eine Normierung der Annuitäten vorgenommen. Damit bleiben die ursprünglichen, auf kalkulatorischen Werten beruhenden CAPEX/OPEX-Verhältnisse der Branche erhalten.

Im Zuge der Normierung werden die unternehmensindividuellen Verhältnisse zwischen standardisierten Kapitalkosten (Annuitäten) und kalkulatorischen Kapitalkosten ermittelt.<sup>50</sup> Das Medianverhältnis zwischen standardisierten und kalkulatorischen Kapitalkosten über alle Unternehmen stellt den generellen Normierungsfaktor dar. Die Annuitäten werden anschließend durch diesen generellen Normierungsfaktor dividiert, wodurch sich normierte standardisierte Kapitalkosten ergeben. Formal lässt sich der Zusammenhang folgendermaßen darstellen:

$$\text{Normierte standardisierte CAPEX} = \frac{\sum \text{Annuitäten über alle Anlageklassen}}{\text{genereller Normierungsfaktor}},$$

wobei sich der generelle (branchenweite) Normierungsfaktor als Median über die individuellen Normierungsfaktoren errechnet und einen Wert von 2,01 annimmt.

### 8.2.1.2. Allgemeine und individuelle Kostenbereinigungen

Im Bereich der standardisierten Kapitalkosten, der kalkulatorischen Kapitalkosten und der Betriebskosten wurden zum einen Bereinigungen um unternehmensspezifische Effekte zur Linderung der Heterogenität vorgenommen, welche im Einklang mit dem Kriterienkatalog der dritten Regulierungsperiode (vgl. dort Kapitel 6.2.1.1.) stehen. Zum anderen wurden bei allen Netzbetreibern allgemeine Bereinigungen, bspw. um Smart-Meter-Investitionen, vorgenommen.

<sup>50</sup> Der Normierungsfaktor des Unternehmens j ist definiert als:  $\text{Individueller Normierungsfaktor}_j = \frac{\text{Annuität}_j}{\text{CAPEX}_{\text{kalkulatorisch}_j}}$

## Beilage 2

Die Vergleichbarkeit der Kostenbasis zwischen den Unternehmen ist dabei stets das wesentliche Ziel, das die Behörde bei solchen Bereinigungen verfolgt. Dadurch sollen unsachliche Verzerrungen bei der Ermittlung der relativen Effizienz und damit eine Ungleichbehandlung vermieden bzw. ein fairer Effizienzvergleich sichergestellt werden.

Im Folgenden werden zunächst die allgemeinen Bereinigungen in folgender Reihenfolge beschrieben:

- Kosten für Smart-Meter-Investitionen;
- Finanzierungskosten aus Anlagen im Bau;
- Finanzierungskosten aus passivierten Baukostenzuschüssen;
- Nachdotierungen von Personalrückstellungen.

Anschließend werden die individuellen Bereinigungen in folgender Reihenfolge dargestellt:

- Kosten für Übertragungsfunktionalitäten;
- Kosten für die Integration von Wind-Erzeugungsanlagen.

### Allgemeine Kostenbereinigungen:

Im Zuge der Benchmarkinganalyse für die dritte und vierte Regulierungsperiode wurden bei Unternehmen im Bereich der standardisierten und kalkulatorischen CAPEX sowie der OPEX Bereinigungen um **Smart-Meter-Investitionen** zur Linderung der Heterogenität durchgeführt. Hintergrund war, dass der Smart-Meter-Rollout innerhalb des Benchmarking-Samples im Allgemeinen nicht weit und sehr unterschiedlich fortgeschritten war. Es wurde also kostenseitig simuliert, dass die Verteilernetzbetreiber noch keine Smart-Meter ausgerollt hätten. Diese Bereinigungssystematik wird im Zuge der Benchmarkinganalyse für die fünfte Regulierungsperiode nicht wiederholt, sondern erfährt eine grundlegende Adaptierung, da im benchmarking-relevanten Jahr 2021 der Smart-Meter-Rollout schon deutlich weiter fortgeschritten war.

Für die gegenständliche Benchmarkinganalyse wird kostenseitig simuliert, dass jeder Verteilernetzbetreiber Ende 2021 den Smart-Meter-Rollout **vollständig abgeschlossen** hatte. Gleichzeitig entfällt für die fünfte Regulierungsperiode der BKF für Smart-Metering (siehe auch Kapitel 13.1), da die operativen Smart-Meter-Kosten durch die Bereinigung bereits in der Ausgangskostenbasis bzw. im OPEX-Budget der fünften Periode enthalten sind. Das Thema Smart-Meter ist somit von nun an in der normalen Netzbetriebstätigkeit angekommen und muss nicht mehr additiv über einen BKF berücksichtigt werden.

Um die entsprechenden Kostenbereinigungen bei den betroffenen Netzbetreibern durchführen zu können, wurde von den Netzbetreibern eine Zusatzkostenabfrage ausgefüllt. Diese Datenabfrage wurde von der Behörde entwickelt und gemeinsam mit Consentec erörtert und abgestimmt.

OPEX-seitig sind im Rahmen der Smart-Meter-Rollout-Simulation einerseits jene zusätzlichen Kosten relevant, welche die Unternehmen im Jahr 2021 bei einem vollständig abgeschlossenen Rollout gehabt hätten. Dabei soll die Veränderung der OPEX im Jahr 2021

stets unter der grundsätzlichen Annahme erfolgen, dass der gesamte restliche Smart-Meter-Rollout in den Jahren 2022 bis 2024 noch in dem benchmarking-relevanten Fotojahr 2021 erfolgt wäre. Andererseits werden jene OPEX reduzierend berücksichtigt, welche im Jahr 2021 noch für konventionelles Metering angefallen sind, bei einem vollständigen Smart-Meter-Rollout aber weggefallen wären. Die Saldierung dieser operativen Kosten abzüglich einmaliger OPEX, die im Jahr 2021 für Smart-Metering bereits angefallen sind, fließt in die Benchmarking-Kostenbasis ein.

Im Sinne einer einheitlichen Vorgehensweise und um Ausreißer nach oben zu verhindern, wurden diese Kosten gedeckelt. Im Zuge der Stellungnahme von einzelnen Netzbetreibern und Oesterreichs Energie wurde die Aufhebung der Deckelung der Smart-Meter-Kosten gefordert, da diese aus Sicht der Branche nicht sachgerecht sei. Aus Sicht der Behörde ist an der Deckelung jedenfalls festzuhalten, da diese während der gesamten laufenden vierten Regulierungsperiode als Kostenreferenz von keinem Netzbetreiber kritisiert wurde. Daher ist es plausibel davon auszugehen, dass diese Festlegung auskömmlich ist und zu keiner Unterdeckung bei den Smart-Meter-Kosten führt.

Seitens Oesterreichs Energie wurde zudem kritisch angemerkt, dass der Betriebskostenfaktor der laufenden vierten Periode keine Wertsteigerung beinhalte. Dem Argument der Inflationierung kann die Behörde grundsätzlich folgen, weshalb die pauschalen Kostenfaktoren von der Behörde unter Bezug auf die Inflationsrate angepasst wurden. Konkret wird nun die Steigerung des Ist-NPI von 2017 (erstes Jahr nach dem Kostenprüfungsjahr 2016) bis 2021 berücksichtigt. Damit erhöht sich die Deckelung von 1,46 EUR auf 1,62 EUR multipliziert mit den noch auszurollenden Smart-Meter Zählpunkten. Hierbei handelt es sich um den im Zuge der vierten Regulierungsperiode vorgesehenen pauschalen Faktor für den laufenden Mehraufwand für Smart-Meter. Ist die Datenübertragung ausgelagert und erfolgt nicht durch den Netzbetreiber selbst, so erhöht sich der Wert von 4,75 EUR auf 5,28 EUR pro Zählpunkt.

Zudem hatten die Netzbetreiber im Rahmen der Zusatzkostenabfrage die Möglichkeit, zusätzliche einmalige Planwert-OPEX für noch auszurollende Smart-Meter für das Jahr 2024 anzugeben,<sup>51</sup> die nach detaillierter Prüfung und Plausibilisierung seitens der Behörde in normalisierter Form der OPEX-Kostenbasis hinzugerechnet werden. Diese sind zusätzlich anzusetzen, da sie nicht mehr über den Smart-Meter BKF aus der vierten Regulierungsperiode abgedeckt werden. Im Sinne einer einheitlichen Vorgehensweise und angemessenen Kostenabgeltung werden diese OPEX mit 18,21 EUR pro auszurollendem Smart-Meter gedeckelt. Hierbei handelt es sich um den degressiven Smart-Meter Faktor aus der vierten Periode, der die erhöhten Kosten während des Ausbaus abbilden soll und ebenfalls wie zuvor beschrieben nachträglich inflationiert wurde (vor der Anpassung betrug der Wert 16,39 EUR). In der Benchmarking-Kostenbasis werden diese OPEX allerdings nicht berücksichtigt. Damit folgt die Behörde hier der Überlegung von Consentec, dass bei zusätzlicher Berücksichtigung in der Benchmarking-Kostenbasis die Netzbetreiber, die mit dem Smart-Meter-Rollout später dran sind, bestraft werden würden. Um einen fairen Effizienzvergleich sicherzustellen, werden

---

<sup>51</sup> OPEX für die Jahre 2022 und 2023 fallen noch in die vierte Regulierungsperiode und werden auf Basis des Betriebskostenfaktors für Smart-Metering (der für die fünfte Periode wegfallen wird) abgegolten, weshalb diese Kosten hier nicht berücksichtigt werden dürfen.

daher die geplanten Einmal-OPEX im Jahr 2024 ausschließlich in normalisierter Form in der tariflichen Ausgangskostenbasis berücksichtigt.

CAPEX-seitig waren für die Benchmarking-Kostenbasis im Rahmen der Smart-Meter-Rollout-Simulation Anschaffungs- und Herstellungskosten für Smart-Metering sowohl für das Jahr 2021 als auch für die Jahre 2022 bis 2024 anzugeben. Bei der Smart-Meter-Rollout-Simulation wird im Hinblick auf die kalkulatorischen CAPEX die Annahme getroffen, dass die Investitionen im Jahr 2021 getätigt wurden. Für die Bereinigung der standardisierten Kapitalkosten (Annuität) für konventionelles Zählerwesen ist ausschließlich die Angabe der AHKs, Buchwerte und Abschreibungen für bestehende, noch zu ersetzende Zähler für das Jahr 2021 notwendig.<sup>52</sup>

Auch **geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau** werden bei allen Netzbetreibern sowohl in kalkulatorischer als auch in standardisierter Sicht aus den Kostenbasen zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit und Linderung der Heterogenität eliminiert. Der Grund ist, dass diesen Kosten im Effizienzvergleich kein Output gegenüberstehen würde.

Zuletzt werden bei allen Netzbetreibern die **passivierten Baukostenzuschüsse (BKZ)** im Zuge der Berechnung der Finanzierungskosten einer Bereinigung bzw. Neutralisierung unterzogen. Konkret werden die BKZ (vereinnahmte Netzbereitstellungsentgelte bzw. Netzzutrittsentgelte), die im Rahmen der Kostenfeststellung von der verzinslichen Kapitalbasis abgezogen werden, zum Zwecke des Benchmarkings der verzinslichen Kapitalbasis wieder hinzugerechnet. Somit fließen die Baukostenzuschüsse als „fiktive Finanzierungskosten“ in das Benchmarking ein. Hintergrund dieses Vorgehens ist, dass die österreichischen Stromverteilernetzbetreiber eine unterschiedliche Gewichtung der Vorfinanzierung durch ihre Kunden bezüglich der Baukostenzuschüsse aufweisen. Durch die Berücksichtigung der „fiktiven Finanzierungskosten aus Baukostenzuschüssen“ soll vermieden werden, dass Unternehmen mit einer geringen Gewichtung der Vorfinanzierung systematisch benachteiligt werden.

Für einige Unternehmen wurde eine weitere Bereinigung der Betriebskosten für Benchmarking-Zwecke durchgeführt. Bei sehr hohen **Nachdotierungen von Personalrückstellungen** erfolgt für die Zwecke des Effizienzvergleichs eine Verteilung über den erwarteten Auszahlungszeitraum und des erwarteten jährlichen Aufwands (größtenteils bereits in der vorangegangenen Regulierungsperiode). Dieser Ansatz ist hierbei losgelöst von der tariflichen Behandlung (konkrete Kostenanerkennung) und fußt auf einer Minimierung der absoluten Abweichungen des standardisierten konstanten Wertes und des Auszahlungsstromes über die Auszahlungszeit. Im Falle von vergleichbaren Auflösungen von Personalrückstellungen wurde gleichartig vorgegangen.

---

<sup>52</sup> Hinsichtlich der Kapitalkosten sei zudem noch angemerkt, dass diese keinen unmittelbaren Einfluss auf den netzbetreiberspezifischen Kostenpfad haben, sondern auf Basis des jährlichen Kapitalkostenabgleichs abgegolten werden (ein indirekter Effekt besteht allerdings weiterhin über die Zielvorgabe). Im Falle einer deutlichen Unterschätzung der Investitionen bis 2024 behält sich die Behörde vor, dies im Zuge der ex-post-Prüfung der Investitionen zu evaluieren. Es soll jedenfalls vermieden werden, dass durch eine Unterschätzung in dieser Datenmeldung eine nicht gerechtfertigte Besserstellung im Effizienzvergleich entsteht.

Individuelle Kostenbereinigungen:

Für die Bestimmung der im Benchmarking verwendeten Kosten wird grundsätzlich auf die geprüften Kosten des relevanten Kostenprüfungsjahres der Netzebenen 3 bis 7 abgestellt. Bei wenigen Unternehmen werden Leitungen auf der Netzebene 3 für Übertragungszwecke genutzt. Solche Mehrkosten durch begründete (anteilige) **Übertragungsfunktionalität** der Netzebene 3, die sowohl OPEX als auch CAPEX darstellen können, wurden für die Sicherstellung der Vergleichbarkeit der Stromverteilernetzbetreiber bei drei Unternehmen bereinigt.

Von den drei betroffenen Unternehmen wurde, wie im Rahmen der vierten Regulierungsperiode, ein Transit- bzw. Bereinigungs Schlüssel übermittelt, der jeweils bei der Bereinigung der Mehrkosten durch Übertragungsfunktionalität der Netzebene 3 herangezogen wurde und auch im Rahmen der Ermittlung der Netzverlustkosten Anwendung findet. Analog zur Vorgehensweise in der vierten Periode wurde dieser Schlüssel im Bereich der OPEX mit 50 % gewichtet. Die OPEX-seitige Bereinigung um Übertragungsfunktionalität findet also im Gegensatz zur CAPEX-seitigen Bereinigung nur im halben Ausmaß statt. Eine Bereinigung im gleichen Ausmaß wäre nach Ansicht der Behörde weiterhin nicht sachgerecht, weil im Bereich der Betriebskosten der Netzebene 3 jedenfalls auch Fixkostenbestandteile vorzufinden sind, die von einer Übertragungsfunktionalität unabhängig sind.

Mangels Signifikanz eines geeigneten Outputparameters zur Abbildung der Wind-Energieeinspeisung (siehe auch Kapitel 8.2.2) wird bei drei Stromverteilernetzbetreibern eine Bereinigung außerordentlicher Mehrkosten in Verbindung mit **Wind-Einspeiseanlagen** durchgeführt. Die Kosten, die für die Sonderstellung ursächlich sind, wurden von den Netzbetreibern im Rahmen des individuellen Kostenverfahrens inklusive Kostenabgrenzung glaubhaft gemacht. Bei zwei der drei Unternehmen wurde neben den Kapitalkosten auch Betriebskosten um Wind-Einspeiseanlagen bereinigt.

Neben den Kostenbereinigungen um Wind-Einspeiseanlagen war es bei allen drei Unternehmen auch notwendig, die Netzanschlusszahlen der Hochspannung zu korrigieren, um die erforderliche Kongruenz zwischen Kostenbereinigungen und Outputs (Hochspannungsmodellnetzlänge) zu gewährleisten (siehe auch Kapitel 8.2.2).

**8.2.1.3. Herleitung der Input-Kostenbasen**

Die für den Effizienzvergleich relevanten Inputspezifikationen bzw. Inputkostenbasen errechnen sich somit folgendermaßen (jeweils für die Netzebenen 3 bis 7):

Annuität / generellen Normierungsfaktor = standardisierte CAPEX	Abschreibungen + Finanzierungskosten = kalkulatorische CAPEX
+ OPEX BM	+ OPEX BM
+ Netzverlustkosten	+ Netzverlustkosten
<b>= TOTEX standardisiert für BM</b>	<b>= TOTEX kalkulatorisch für BM</b>

**Abbildung 2: Inputkostenbasen für Benchmarking**

Die einheitlichen Netzverlustkosten ergeben sich, wie bereits im Benchmarking der vorherigen Regulierungsperioden, aus den jeweiligen Netzverlustmengen des Fotojahres bzw. des

Geschäftsjahres 2021 multipliziert mit einem einheitlichen Preis aus der gemeinsamen Netzverlustbeschaffung. Aus Sicht der Behörde wäre es nicht sachgerecht, im Rahmen der Ermittlung der Netzverlustkosten die derzeit außergewöhnlich hohen Preise zu berücksichtigen, weil der Anteil an den Kosten der Netzbetreiber sonst zu groß werden würde. Aus diesem Grund verständigte sich die Behörde im Rahmen der Gespräche zur Vorbereitung der fünften Regulierungsperiode gemeinsam mit den Verfahrensparteien, den Netzverlustpreis des Jahres 2021 in Höhe von 50,99 EUR/MWh heranzuziehen. Das Ziel hinter diesem Vorgehen ist, dass ein „Netzverlustkosten-Benchmarking“ vermieden werden soll. Der Anreiz zur Minimierung der Netzverlustmengen soll jedoch weiterhin aufrechterhalten werden.

Für die Benchmarkingverfahren MOLS und DEA wird jeweils ein individueller Effizienzwert mit standardisierten und kalkulatorischen TOTEX ermittelt.

### **8.2.2. Variablenauswahl: Outputparameter (Struktur- und Leistungsparameter)**

Im Rahmen von Effizienzanalysen müssen Leistungs- und Strukturdaten exogene und strukturell bedingte Umweltbedingungen abbilden, welche nicht im Einfluss der Unternehmen stehen. Um eine hohe Diskriminierungskraft zu gewährleisten, sollten – in Abhängigkeit von der vorhandenen Stichprobengröße – möglichst wenige Parameter herangezogen werden. Darüber hinaus müssen sie einen kostentreibenden Effekt haben und sollten aus verfügbaren Daten erhoben werden.

Die gegenständliche Analyse baut grundsätzlich auf den Erkenntnissen der vorangegangenen Effizienzvergleiche auf, wobei analog zur Benchmarkinganalyse im Zuge der ersten Regulierungsperiode ein zweistufiger Prozess zugrunde gelegt wird:

- Ingenieurwissenschaftlicher Ansatz (Modellnetzanalyse);
- Analyse der statistischen Signifikanz der Parameter auf Basis realer Unternehmensdaten (ökonometrische Kostentreiberanalyse).

#### Modellnetzanalyse

Die methodische Grundlage für das Benchmarking der bisherigen Regulierungsperioden der Stromverteilernetzbetreiber hat ein Gutachten von Consentec und Frontier Economics aus dem Jahr 2003 gebildet. In diesem Gutachten wurden neben geeigneten Struktur- und Leistungsvariablen zur Identifikation von Einflussgrößen zur Dimensionierung von Netzanlagen für Stromverteilernetzbetreiber auch deren funktionale Zusammenhänge auf Basis einer Modellnetzanalyse (MNA) analysiert.

Ein Ergebnis der damaligen MNA war, dass die Dimensionierung der Umspannebenen (Netzebenen 4 und 6) wesentlich von der summarischen Lastdichte (Höchstlast pro Fläche) aller jeweils unterlagerten Netzebenen bestimmt wird. Zwischen diesen Größen wurde ein linearer Zusammenhang festgestellt. Aufgrund dieses linearen Zusammenhangs konnte auf die geographisch differenzierte Angabe der Lastdichte verzichtet werden. Somit konnte nach einer einfachen Umrechnung (Multiplikation mit der Fläche) statt der relativen Kenngröße direkt die absolute Kenngröße berücksichtigt werden. Es ergab sich die Netzhöchstlast (NHL). Für diesen aus der MNA abgeleiteten Leistungs- und Strukturparameter waren die

## Beilage 2

Netzbetreiberdaten zu den Netzhöchstlasten für die Mittelspannungsebene (Netzebene 4-7) und Niederspannungsebene (Netzebene 6-7) erforderlich.

Ein zweites Ergebnis der damaligen MNA war, dass zwischen der Leitungsdichte (Netzlänge pro Fläche) und der Anschlussdichte (Netzanschlüsse pro Fläche) der Netzebenen 5 und 7 ein signifikanter Zusammenhang besteht. Der Zusammenhang war stark nichtlinear.<sup>53</sup> Zur Abbildung des Effekts von unterschiedlichen Anschlussdichten in Teilgebieten des Versorgungsgebiets eines Stromverteilernetzbetreibers wurde deshalb der approximativ ermittelte quadratwurzelförmige Zusammenhang zwischen der Leitungsdichte und Netzanschlussdichte herangezogen. Für diesen aus der MNA abgeleiteten Leistungs- und Strukturparameter waren Netzbetreiberdaten zu den Netzanschlüssen der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene, aufgeteilt nach Gemeindeebene, notwendig sowie die versorgte Fläche aufgeteilt nach der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene. Auf Basis dieser Daten wurde die „transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte“ (trfNAD) berechnet.

Im Anschluss zur ingenieurwissenschaftlichen MNA wurde mittels einer Regressionsanalyse (Kostentreiberanalyse) getestet, inwieweit die beiden abgeleiteten Struktur- und Leistungsparameter die Kosten der Stromverteilernetzbetreiber erklären konnten. Seit jeher finden diese Outputparameter (NHL und trfNAD<sup>54</sup>) Eingang in die Benchmarkinganalysen.

Dieses Gutachten aus dem Jahr 2003, das seitdem als eine methodische Grundlage für die Benchmarkinganalysen dient, wird am Beginn der fünften Regulierungsperiode über 20 Jahre alt sein. Die initiale Versorgungsaufgabe der Stromnetze hat sich allerdings seitdem durch die Transformation des Energiesystems mit geänderter dezentraler Einspeisestruktur, Änderungen im Abnahmeverhalten (Elektrifizierung ganzer Sektoren, wie bspw. Mobilität und Industrie) sowie dem fortschreitenden Bestreben nach technologischen Innovationen gewandelt. Daher hat die Behörde eine Evaluierung der damaligen Ergebnisse bzw. eine neuerliche gutachterliche Betrachtung von Struktur- und Leistungsparametern, welche im Rahmen des Effizienzvergleichs als potenzielle Outputparameter verwendet werden können, als sinnvoll und geboten angesehen. Damit sichergestellt ist, dass der Effizienzvergleich für die fünfte Regulierungsperiode österreichischer Stromverteilernetzbetreiber auf der Grundlage aktueller – und auch zukünftiger – Gegebenheiten bzw. Herausforderungen durchgeführt wird, hat die Behörde Frontier Economics in Zusammenarbeit mit dem IAEW Aachen beauftragt, ein Gutachten zur Neubestimmung geeigneter Struktur- und Leistungsparameter sowie deren funktionaler Zusammenhänge auf Basis eines ingenieurwissenschaftlichen Ansatzes (Modellnetzanalyse) zu erstellen.

Die Zielsetzung dieses Gutachtens war, die aus dem damaligen Gutachten identifizierten Kostentreiber sowie die identifizierten funktionalen Zusammenhänge vor dem Hintergrund der geänderten Rahmenbedingungen seit 2003 auf ihre weitere Verwendbarkeit zu prüfen und gegebenenfalls Weiterentwicklungsoptionen zu identifizieren.

---

<sup>53</sup> Die Implikation des nichtlinearen Zusammenhangs war beispielsweise, dass zwei Netzbetreiber, deren durchschnittliche Anschlussdichte über das jeweils gesamte Versorgungsgebiet identisch ist, dennoch unterschiedlichen Bedarf an Netzlänge haben können, wenn die Anschlussdichten innerhalb der Versorgungsteilgebiete unterschiedlich stark schwanken.

<sup>54</sup> Die Formeln zur Herleitung der jeweiligen transformierten flächengewichteten Netzanschlussdichte (Modellnetzlängen) sind der Regulierungssystematik der dritten Regulierungsperiode Strom bzw. den Erläuterungen zur SNT-VO 2006 zu entnehmen.

Die Simulationsergebnisse des Gutachtens haben gezeigt, dass das bisherige Vorgehen und die verwendeten Leistungs- und Strukturparameter in Hinblick auf die NHL und trfNAD in der Berechnungssystematik keiner grundlegenden Anpassungen bedürfen. Die Konsistenz und Sachgerechtigkeit des bisher angewandten Benchmarking-Modells bzw. der Benchmarking-Methodik wird also durch das Gutachten grundsätzlich bestätigt und bleibt auch mit einer geänderten Versorgungsstruktur weiterhin bestehen. Eine Ausnahme gilt allerdings für die Bestimmung der Leitungslänge der Hochspannungsebene. Dort konnten die Gutachter:innen keinen wurzelförmigen Zusammenhang zwischen Netzanschlussdichte und Leitungslänge ermitteln. Hierbei besteht die Option, zu prüfen, ob alternativ zu den trfNADs der Hochspannungsebene die realen Leitungslängen der Hochspannungsebene zur Abbildung der Versorgungsaufgabe für die Netzanschlussdichte auf der Hochspannungsebene herangezogen werden könnten. Nähere Informationen zum Gutachten sind der Anlage 3 zu entnehmen.

#### Vorüberlegungen zur Kostentreiberanalyse und Spezifikation potenzieller Outputparameter

Hinsichtlich der transformierten flächengewichteten Netzanschlussdichten, die in den vorangegangenen Effizienzvergleichen sowohl in disaggregierter Form (Hoch-, Mittel-, und Niederspannung) als auch in gewichteter aggregierter Form zur Anwendung gelangten, hat die Behörde analog zur vierten Regulierungsperiode das Beratungsunternehmen RSA – Research Studio iSPACE mit einer Analyse und Aktualisierung der für die Berechnung der trfNADs notwendigen Geodaten<sup>55</sup> beauftragt. Konkret sollte die Datengrundlage, die bereits im Jahr 2018 für die vierte Regulierungsperiode ein Update von iSPACE erfahren hat, in gleicher Form und nach denselben Regeln aktualisiert werden.<sup>56</sup> Hierbei sollten die Zählsprengeldaten zum Stichtag 01.01.2021 herangezogen werden.

Die Ergebnisse der Datenaktualisierung wurde unter Einbeziehung des Branchengutachters Consentec abgestimmt und erörtert. Im Zuge dessen ist aufgefallen, dass es im Vergleich zur Datenaktualisierung aus dem Jahr 2018 insbesondere bei den Straßengraphen zu starken Veränderungen gekommen ist. Zwischen iSPACE und Consentec besteht der Konsens, dass signifikante Datenabweichungen im Vergleich zu 2018 hauptsächlich durch eine konsolidierte Klassifizierung von Straßenklassen in der GIP Austria (Graphenintegrations-Plattform) bedingt werden. Diese inzwischen vorgenommene Konsolidierung des GIP-Datensatzes wurde nicht vom Bund, sondern von den einzelnen Ländern vorgenommen. Bundeslandspezifisch ist es hierbei zu sichtbaren Abweichungen gekommen.

Zwischen Consentec und E-Control bestand der Konsens, dass in Hinblick auf die Abweichungen in der Datenaktualisierung im Vergleich zu 2018 maximale Transparenz gegenüber den Stromverteilernetzbetreibern herzustellen ist. Daher hat die Behörde iSPACE die Freigabe erteilt, den aktuellen GIP-Datensatz sowie jenen in 2018 verwendeten in einem WebGIS-Service online für eine visuelle Nachvollziehbarkeit bereitzustellen. In diesem Web-Service wurden auch die aktuellen Auswertungen auf Zählsprengelzebene einsehbar gemacht.

Da die aus Sicht der Branche und des Branchengutachters unplausiblen, insbesondere zwischen den Bundesländern uneinheitlichen Veränderungen in den Geodaten auch nach

---

<sup>55</sup> Hierbei handelt es sich um Daten zur Flächennutzung, Straßengraphen und Siedlungs- und Gebäudedaten. In ihrer Gesamtheit wird hier von *Geodaten* gesprochen.

<sup>56</sup> Für eine nähere Beschreibung der Datengrundlage siehe Regulierungssystematik zur 4. Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber.

weiteren Gesprächen mit iSPACE sowie weiterführenden Analysen von Consentec nicht final aufgeklärt werden konnten, wurde sich gemeinsam mit der Behörde auf das pragmatische Vorgehen verständigt, die trfNADs im Rahmen der Benchmarkinganalyse für die fünfte Regulierungsperiode auf Basis der Geodaten aus der vierten Periode zu ermitteln. Konkret wurden bei der Ermittlung der trfNADs also *alle* Geodaten aus der vierten Periode verwendet und mit der aktuellen Zählsprengelstruktur verschnitten. Durch dieses Vorgehen soll vermieden werden, dass etwaige Inkonsistenzen und Ungenauigkeiten in den aktualisierten Geodaten, die kurzfristig nicht mehr aufgeklärt und behoben werden konnten, Eingang in die trfNADs und somit in die Benchmarkinganalyse finden.

Nach Übermittlung der trfNAD-Berechnungen konnte die Behörde schließlich auf Basis der geprüften Kostendaten der Stromverteilernetzbetreiber des Fotojahres 2021 die potenziellen Kostentreiber mittels Regressionsanalyse auf ihre statistische Signifikanz untersuchen.

Im Laufe der Diskussionsgespräche zur Vorbereitung der fünften Regulierungsperiode wurde von Consentec eine Aktualisierung der Faktoren zur relativen Gewichtung der Netzebenen 3, 5 und 7 für die trfNADs präsentiert. Demnach würden die Gewichtungsfaktoren für die trfNADs im Vergleich zu den für die dritte und vierte Regulierungsperiode verwendeten Werte insbesondere auf der Hochspannungsebene deutlich ansteigen (von 3,73 auf 7,83). Aus Sicht der Behörde ist eine solche Veränderung in der relativen Gewichtung fragwürdig. Da die Auswertung von Consentec auf eigens abgefragten Trassenlängen beruht und der Behörde diese Daten zu den Trassenlängen für das Jahr 2021 auf der Mittel- und Niederspannung nicht vorliegen, konnten die Ergebnisse nicht repliziert werden. Allgemein wird die Auswertung von Consentec allerdings dahingehend kritisch gesehen, als dass nach dessen Beschreibung der Datenbasis von sechs Unternehmen keine Daten zu Trassenlängen verfügbar sind. Aus diesem Grund wird die Behörde in den weiteren Analysen die Gewichtungsfaktoren der trfNADs unverändert lassen und weiterhin auf die Gewichtung abstellen, die bereits im Zuge der dritten und vierten Regulierungsperiode zur Anwendung kam.<sup>57</sup>

Die Definition der jeweiligen Netzhöchstlast-Variable (Netzebene 4-7 und 6-7) erfolgt analog zur vierten Regulierungsperiode anhand einer Kappung auf den fünftgrößten Wert aller ¼-Stundenlasten eines Geschäftsjahres. Der Maximalwert wird dann auf Basis eines Betrachtungszeitraums von fünf Jahren (2017-2021) gebildet.

Der potenzielle Outputparameter Anzahl Zählpunkte für Entnehmer und Einspeiser wurde getrennt für die Netzebenen 6-7 untersucht. Der Parameter soll dabei die Aufwände der Netzunternehmen abbilden, die durch den Betrieb der Zählpunkte entstehen. Bereits im Rahmen der vierten Regulierungsperiode wurde deutlich, dass sich verschiedene Zählpunkttypen hinsichtlich ihres Aufwandes unterscheiden. Entsprechend der Vorgehensweise in der vierten Regulierungsperiode wird deshalb weiterhin zwischen herkömmlichen Zählern sowie Doppeltarifzählern, Zählpunkte, die in beide Richtungen messen und unterbrechbaren Zählpunkten unterschieden. Analog zur vierten Periode werden die verschiedenen Zählpunkttypen gemäß ihrem Aufwand im Vergleich zu konventionellen Zählpunkten gewichtet. Für unterbrechbare Zählpunkte kommt weiterhin ein Gewicht in Höhe

---

<sup>57</sup> Die gesamten gewichteten trfNADs werden also weiterhin mit folgenden Gewichtungsfaktoren berechnet:  
 $trfNAD_{gesamt} = trfNAD_{NSp} + 1,14 * trfNAD_{MSp} + 3,73 * trfNAD_{HSp}$ .

von 37,50 % zur Anwendung und für Doppeltarifzähler ein Gewicht von 126,75 %.<sup>58</sup> Bei der Gewichtung von Zählpunkten, die in beide Richtungen messen, ist es allerdings zu einer Anpassung gekommen. Bei diesem Zählpunkttyp wurde das Gewicht infolge einer Evaluierung von 126,50 % auf 200 % erhöht. In einer Detailanalyse der Behörde hat sich nämlich herauskristallisiert, dass in Hinblick auf die drei Zählpunkt-Klassifikationen (Entnehmer-Zählpunkt, Einspeiser-Zählpunkt, Zählpunkt in beide Richtungen) bei den Datenmeldungen der Netzbetreiber eine heterogene Vorgehensweise bestand: Während manche Netzbetreiber einen Überschusseinspeiser bei den Zählpunkten in beide Richtungen gemeldet haben, haben andere Netzbetreiber einen Entnehmer-Zählpunkt und einen Einspeiser-Zählpunkt gemeldet. Durch die Erhöhung der Gewichtung stellt die Behörde also sicher, dass es in Hinblick auf die Datenmeldung der Netzbetreiber zu keiner Ungleichbehandlung im Benchmarking kommt. Zudem wird durch die Anpassung gewährleistet, dass jeder Zählpunkt im Effizienzvergleich in gleicher Art und Weise berücksichtigt wird. Zählpunkte in beide Richtungen, die die Funktionalitäten eines Entnehmer- und Einspeiser-Zählpunktes in einem Gerät vereinen, werden also nicht benachteiligt.

Im Verlauf der Regulierungsperiode wurde der Behörde außerdem kenntlich, dass einige Unternehmen einzelne Anlagen pauschal abrechnen, wodurch sich eine Verzerrung des Zählpunkt-Parameters im Benchmarking ergeben könnte. Die operativen Aufwände, die mit diesen Pauschalanlagen verbunden sind, sind im Allgemeinen als sehr gering einzustufen. Die Gliederung und bisherige Meldung der Pauschalanlagen variiert zwischen den Netzbetreibern jedoch teilweise erheblich, was eine Gleichbehandlung der Netzbetreiber erschwert.<sup>59</sup> Um dem Grundsatz der Gleichbehandlung gerecht zu werden, hat die Behörde deshalb zusätzlich zu den oben genannten unterschiedlichen Zählpunktvarianten auch pauschalisierte Zählpunkte einer differenzierten Behandlung unterzogen. In Anlehnung an die Gewichtungssystematik aus der vierten Regulierungsperiode setzt die Behörde für die Pauschalanlagen einen Gewichtungsfaktor in Höhe von 26,50 % fest. Dieser Faktor wurde gemäß folgender Systematik festgelegt:

$$\text{Pauschalanlagen} = \frac{\text{OPEX NE 6 u. 7} - \text{Messentgelte NE 6 u. 7}}{\text{kTOTEX exkl. NV} - \text{Messentgelte}} = 26,50 \%$$

Allgemein wird diese Art der Anlagenverrechnung seltener und die Anlagen werden bei vielen Netzbetreibern sukzessive auf herkömmliche Zählpunkte umgestellt. Trotzdem sind die Art und Zahl der Anlagen, die hinter diesen Pauschalanlagen stehen, sehr heterogen und historisch gewachsen. Daher muss angenommen werden, dass insbesondere die Pauschalanlagen heterogene Betriebskosten verursachen. Diese Unschärfe muss allerdings für einen transparenten und effizienten Regulierungsansatz in Kauf genommen werden. Ganz grundsätzlich besteht beim Outputparameter *Zählpunkte* eine Heterogenitätsproblematik der dahinterliegenden angeschlossenen Verbraucher:innen. Durch die Gewichtung der unterschiedlichen Zählpunkttypen kann diese Problematik grundsätzlich abgemildert werden.

---

<sup>58</sup> Für eine detaillierte Diskussion der unterschiedlichen Zählpunkte sowie für eine genauere Ausführung zur Herleitung der Gewichtungsfaktoren sei auf die vierte Regulierungssystematik der Stromverteilernetzbetreiber verwiesen.

<sup>59</sup> Oft wird beispielsweise Straßenbeleuchtung pauschal abgerechnet. Dabei bestehen Unterschiede darin, wie viele Anlagen unter einen Zählpunkt fallen und ob die Pauschalanlagen überhaupt auf einen Zählpunkt verbucht oder über die Netzverluste geschätzt werden.

## Beilage 2

Dennoch liegen auch der Gewichtungssystematik Annahmen zu Grunde, die auf Einzelbeobachtungen basieren und wiederum eine Vereinfachung der Realität darstellen.

Die Entscheidung einiger Netzbetreiber, Pauschalanlagen sukzessive auf herkömmliche Zählpunkte umzustellen, macht die partielle Beeinflussbarkeit der Zählpunkte als Outputparameter evident. Wie bereits ausgeführt wurde, verlangt das Benchmarking jedoch eine Unbeeinflussbarkeit der Outputs durch die Netzbetreiber.

Auch deshalb prüft die Behörde erneut die dezentrale Einspeiseleistung auf statistische Signifikanz bzw. als möglichen Outputparameter. Der Anschluss von erneuerbaren Einspeisern hat in den vergangenen Jahren an Relevanz gewonnen (siehe auch Kapitel 13.1.1). Die neuen Anforderungen aus dem Anschluss erneuerbarer Energie bringen zwei zentrale, kostenrelevante Faktoren mit sich. Zum einen muss das Netz entsprechend ausgebaut werden und zum anderen wird die Administration von Neuanschlüssen aufwändiger. So macht der Anschluss neuer Wind-Einspeiseanlagen beispielsweise den Bau bzw. Ausbau weiterer Teile des Netzes notwendig. Die genaue Erfassung und Bewertung der dezentralen Einspeiseleistung ermöglicht deshalb eine bessere Einschätzung der mit der Infrastruktur und Integration verbundenen Kosten. Ein weiterer Vorteil dieses technischen Parameters liegt darin, dass Einspeiser einer Einspeisekategorie, wie beispielsweise Photovoltaik- oder Windkraftanlagen, eine gewisse Homogenität aufweisen. Im Vergleich zu den Zählpunkten würde dies die Analyse des Parameters erleichtern, da genaue Informationen über die Anzahl der versorgten Einspeiser, deren Kapazität und tatsächliche Einspeiseleistung vorhanden sind.

### Kostentreiberanalyse

Um in weiterer Folge zu untersuchen, ob die Leistungs- und Strukturparameter der vierten Regulierungsperiode weiterhin die realen Kosten der Unternehmen erklären bzw. ob mittlerweile neue signifikante Kostentreiber vorliegen, hat die Behörde analog zu den vorherigen Regulierungsperioden auf Basis einer Regressionsanalyse die statistische Signifikanz der potenziellen Outputparameter anhand realer Unternehmensdaten (Kostentreiberanalyse) durchgeführt.<sup>60</sup>

Die Behörde hat auf Grundlage der geprüften Datenbasis, die auch dem Branchengutachter Consentec zur Verfügung gestellt wurde, im Rahmen der ökonomischen Kostentreiberanalyse verschiedenste Modellspezifikationen untersucht. Hierbei wurden die unterschiedlichen Modelle jeweils zum einen mit den standardisierten TOTEX und zum anderen mit den kalkulatorischen TOTEX als abhängige Variable untersucht. Die Analyse erfolgt auf Basis einer einfachen linearen Regression in der folgenden Form:

$$\log(TOTEX) = \beta_0 + \beta_1 * \log(Output_1) + \dots + \beta_n * \log(Output_n) + \varepsilon,$$

wobei  $\varepsilon$  den Fehlerterm darstellt. Die Koeffizienten werden auf Basis der geprüften Daten aus dem Geschäftsjahr 2021 mittels OLS geschätzt.

---

<sup>60</sup> Konkret sind folgende potenzielle Kostentreiber in die Analyse eingeflossen: Netzhöchstlast der Ebenen 4-7 und 6-7, gewichtete aggregierte transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte, gewichtete Zählpunkte der Ebene 6-7, gesamte dezentrale Einspeiseleistung in MW, Anzahl der Netzanschlüsse der Ebene 6-7 sowie eine Variante der aggregierten trfNADs, in der die Modellnetzlängen der Hochspannungsebene durch die realen Trassenlängen der Netzebene 3 ersetzt wurden.

### Wahl der Modellspezifikation auf Basis der Modellnetz- und Kostentreiberanalysen

Aus der Kostentreiberanalyse konnte die Behörde verschiedene Schlussfolgerungen ziehen. Es wurde beispielsweise deutlich, dass sich die Modellgüte<sup>61</sup> deutlich verschlechtert, wenn die Zählpunkte der Netzebenen 6 und 7 (ZP<sub>6-7</sub>) durch die Netzanschlussanzahl der Niederspannungsebene ersetzt werden. Zudem wurden in diesem Modell die  $\text{trfNAD}_{\text{gesamt}}$  statistisch insignifikant und die Multikollinearität, gemessen an dem Varianz-Inflationsfaktor (VIF)<sup>62</sup>, ist enorm angestiegen. Auch wurde eine Modellspezifikation untersucht, in welcher die ZP<sub>6-7</sub> ausgeklammert und nur die zwei Parametern NHL<sub>4-7</sub> und  $\text{trfNAD}_{\text{gesamt}}$  in die Regressionsgleichung aufgenommen wurden. Im Vergleich zur gleichen Spezifikation, die noch um die ZP<sub>6-7</sub> erweitert wurde, hat die Modellgüte allerdings enorm eingebüßt.

Die Kostentreiberanalyse hat auch gezeigt, dass die dezentrale Einspeiseleistung weiterhin keinen statistisch signifikanten Outputparameter darstellt. Aus diesem Grund hat die Behörde Modellspezifikationen mit diesem Parameter verworfen bzw. den Parameter aus der weiteren Analyse ausgeklammert. Zudem wurde nach dieser Erkenntnis die Datengrundlage dahingehend angepasst, dass für die weitere Analyse die um Wind-Einspeiseanlagen bereinigten Kostendaten und  $\text{trfNADs}$  herangezogen wurden. An dieser Stelle sei aber angemerkt, dass durch die Berücksichtigung der Einspeiser-Zählpunkte die dezentrale Einspeisung zumindest indirekt als Outputparameter im Benchmarking der fünften Regulierungsperiode berücksichtigt werden kann.

Die Behörde hat zwei Regressionsanalysen miteinander verglichen, die beide sowohl die NHL<sub>4-7</sub> als auch die ZP<sub>6-7</sub> als erklärende Parameter berücksichtigt haben. Unterschieden haben sich die Spezifikationen lediglich darin, dass der dritte Outputparameter in der einen Regression die gesamten gewichteten  $\text{trfNADs}$  waren und in der anderen die gesamten gewichteten  $\text{trfNADs}$ , bei denen die Hochspannungsmodellnetzlänge durch die reale Trassenlänge ersetzt wurde. Die AIC- und BIC-Gütekriterien beider Spezifikationen waren sehr ähnlich, allerdings war die Modellgüte der Spezifikation mit den unveränderten, gesamten  $\text{trfNADs}$  geringfügig besser. Auch ein späterer Vergleich der Effizienzwertergebnisse hat gezeigt, dass sich diese nicht wesentlich voneinander unterscheiden. Aus diesen Gründen hat sich die Behörde dafür entschieden, das System der  $\text{trfNADs}$  nicht auf Basis realer Trassenlängen anzupassen. Für die Behörde war kein eindeutiger Mehrwert ersichtlich. Die  $\text{trfNADs}$  scheinen also auch für die Hochspannungsebene ein robuster Schätzer für die Trassenlängen zu sein. Daher sind die  $\text{trfNADs}$  auf der Hochspannungsebene auch aus Gründen der Exogenität den endogeneren realen Trassenlängen vorzuziehen.

Auf Basis all dieser Erkenntnisse aus der Modellnetz- und Kostentreiberanalyse hat sich die Behörde für die gleiche Modellspezifikation entschieden, die bereits für die vierte Regulierungsperiode zur Anwendung kam. Diese Modellspezifikation wird auf Basis der aktuell verfügbaren Daten als die beste angesehen. Dies spricht auch für die Stabilität des Benchmarking-Modells.

---

<sup>61</sup> Hinsichtlich der Modellgüte wird hier und im Folgenden jeweils auf die Werte der Gütekriterien AIC und BIC Bezug genommen.

<sup>62</sup> Anhand des Varianz-Inflationsfaktors (VIF) lässt sich der multikollineare Schweregrad einzelner Koeffizienten berechnen.

Im Folgenden wird abschließend aus Transparenzgründen der zur ausgewählten Modellspezifikation gehörende Regressionsoutput<sup>63</sup> aus der Kostentreiberanalyse dargestellt, aus denen auch die Werte zu den Gütekriterien AIC (Akaike-Informationskriterium), BIC (Bayes'sches Informationskriterium) und  $R^2$  hervorgehen.<sup>64</sup> Dort werden jene Outputparameter abgebildet, die in die Benchmarking-Methodik MOLS einfließen. In den DEA-Spezifikationen wird allerdings gemäß der oben ausgeführten Definition zusätzlich die Netzhöchstlast der Ebenen 6-7 berücksichtigt. Der Grund ist, dass gemäß den Ausführungen von Consentec das Verhältnis der  $NHL_{47}$  und  $NHL_{67}$  nicht bei allen Unternehmen gleich ist und es daher von Vorteil sei, diese differenzierte Versorgungsaufgabe in der DEA abzubilden.

<b>Kostentreiberanalyse</b>		
	<i>Abhängige Variable</i>	
	log(TOTEX <sub>kalk</sub> )	log(TOTEX <sub>stand</sub> )
	(1)	(2)
log( $NHL_{47\_max5\_17-21}$ )	0,371*** (0,062)	0,362*** (0,059)
log( $ZP_{67\_gew}$ )	0,458*** (0,059)	0,480*** (0,055)
log( $trfNAD_{gesamt}$ )	0,163*** (0,032)	0,130*** (0,030)
Konstante	1,878*** (0,378)	1,935*** (0,356)
AIC	-41,79	-46,33
BIC	-33,61	-38,14
Beobachtungen	38	38
$R^2$	0,994	0,995
Angepasstes $R^2$	0,994	0,994
Standardfehler d. Residuen (df = 34)	0,129	0,122
F-Statistik (df = 3; 34)	1.990,568***	2.147,213***
<i>Notiz:</i>	* $p < 0,1$ ; ** $p < 0,05$ ; *** $p < 0,01$	

Kurz zusammengefasst ist in dem Regressionsoutput ersichtlich, dass alle geschätzten Koeffizienten statistisch signifikant von Null verschieden sind. Die untersuchten Outputparameter haben also einen kostentreibenden Effekt. Die zwei Regressionsmodelle unterscheiden sich lediglich darin, dass im ersten Modell (Spalte 1) die standardisierten TOTEX die abhängige Variable bilden und im zweiten Modell (Spalte 2) die kalkulatorischen TOTEX. Die Koeffizienten der erklärenden Variablen sind zeilenweise dargestellt. Entsprechende Standardfehler finden sich in Klammern.

Die konkreten Modellspezifikationen der MOLS und DEA werden in den anschließenden Kapiteln 8.3 und 8.4 nochmals näher beschrieben.

<sup>63</sup> Der folgende Regressionsoutput wurde mit dem Paket stargazer: Well-Formatted Regression and Summary Statistics Tables in R erstellt (Hlavac, 2018); Details: <https://CRAN.R-project.org/package=stargazer>.

<sup>64</sup> Im Vergleich zur Regressionsanalyse im Zuge der vorläufigen Ermittlungsergebnisse sind die Werte der Gütekriterien AIC- und BIC in dem finalen Regressionsmodell kleiner geworden. Dies bedeutet, dass sich die Modellgüte weiter verbessert hat.

### 8.3. Berechnung der Effizienzwerte – MOLS

Auf Basis der obigen Ausführungen stellt sich die Modellspezifikation für die Ermittlung der Effizienzwerte durch die MOLS wie folgt dar:

- Funktionale Form – log-linear
- Spezifikation der Skalenerträge – konstante Skalenerträge (CRS)
- Inputs – standardisierte Gesamtkosten und kalkulatorische Gesamtkosten
- Outputs
  - Gewichtete transformierten Netzanschlussdichten (Modellnetzlängen)<sup>65</sup>
  - Netzhöchstlast NE 4-7
  - Gewichtete Zählpunkte der NE 6-7
- Verteilungsannahme der Ineffizienzen – Halb-Normalverteilung

Die MOLS-Schätzung wird mit konstanten Skalenerträgen durchgeführt und die Fehlertermtransformation (Ermittlung der Effizienzwerte) erfolgt dabei wie in den vorherigen Regulierungsperioden anhand der Formel aus Kapitel 8.1.2 (MOLS).

Unter der CRS-Annahme wird die log-lineare Kostenfunktion analog zur vierten Regulierungsperiode wie folgt spezifiziert (im Folgenden beispielhaft für standardisierte TOTEX)<sup>66</sup>:

$$\begin{aligned} \ln(\text{TOTEX}_{\text{stand}} - \text{NHL}_{47}) \\ = \beta_0 + \beta_1 * \ln(\text{trfNAD}_{\text{gesamt}} - \text{NHL}_{47}) + \beta_2 * \ln(\text{ZP}_{67,\text{gewichtet}} - \text{NHL}_{47}) + \varepsilon \end{aligned}$$

### 8.4. Berechnung der Effizienzwerte – DEA

Wie auch beim Effizienzvergleich der dritten und vierten Regulierungsperiode, erfolgt die Berechnung der Effizienzwerte beim deterministischen Verfahren DEA anhand von zwei Spezifikationen. Hierbei fließen in eine DEA-Analyse die flächengewichteten Netzanschlussdichten in aggregierter und in eine weitere DEA-Analyse in disaggregierter Form ein.

Die zwei DEA-Spezifikationen stellen sich wie folgt dar:

<sup>65</sup> Die Gewichtungsfaktoren der disaggregierten flächengewichteten Netzanschlussdichten wurden unverändert zur vierten Periode beibehalten.

<sup>66</sup> Die Form der Kostenfunktion ergibt sich als Folge der Restriktion konstanter Skalenerträge, die sich formal durch  $\sum_{i=1}^3 \beta_i = 1$  ausdrücken lässt. Die Umformung der Gleichung ist in der Regulierungssystematik zur dritten Regulierungsperiode dargestellt.

DEA a

- Inputorientierte Analyse
- Spezifikation der Skalenerträge – konstante Skalenerträge (CRS)
- Inputs – standardisierte Gesamtkosten und kalkulatorische Gesamtkosten
- Outputs
  - Gewichtete transformierte Netzanschlussdichten<sup>67</sup> der Nieder-, Mittel-, und Hochspannung (gewichtete Modellnetzlängen der NSP, MSP und HSP)
  - Netzhöchstlast NE 4-7
  - Netzhöchstlast NE 6-7
  - Gewichtete Zählpunkte der NE 6-7

DEA b

- Inputorientierte Analyse
- Spezifikation der Skalenerträge – konstante Skalenerträge (CRS)
- Inputs – standardisierte Gesamtkosten und kalkulatorische Gesamtkosten
- Outputs
  - transformierte Netzanschlussdichte der Niederspannung (Modellnetzlänge NSP)
  - transformierte Netzanschlussdichte der Mittelspannung (Modellnetzlänge MSP)
  - transformierte Netzanschlussdichte der Hochspannung (Modellnetzlänge HSP)
  - Netzhöchstlast NE 4-7
  - Netzhöchstlast NE 6-7
  - Gewichtete Zählpunkte NE 6-7

Wie auch beim Effizienzvergleich der dritten und vierten Regulierungsperiode wird erneut auf die Verwendung von „weight restrictions“ unpräjudiziell verzichtet. Die Behörde behält es sich offen, die Verwendung solcher „weight restrictions“ in den zukünftigen Regulierungsperioden genauer zu untersuchen und bei sachgerechter Eignung in der DEA anzuwenden.

---

<sup>67</sup> Wie bereits ausgeführt erfolgt die Gewichtung unter Beibehaltung der Gewichtungsfaktoren des Effizienzvergleichs der dritten und vierten Regulierungsperiode.

## 8.5. Ausreißeranalysen

Ausreißeranalysen zielen generell darauf ab, Netzbetreiber, die einen starken Einfluss auf die Effizienzwerte eines bedeutenden Teils der anderen Netzbetreiber haben, aus der Berechnung der Effizienzwerte auszuklammern. Betreffend die Verfahren zur Klassifizierung von Ausreißern ist zwischen den Methoden (DEA und MOLS) zu unterscheiden.

### Parametrisches Verfahren (MOLS)

In parametrischen Verfahren (MOLS) gilt ein Unternehmen in der Regel dann als Ausreißer, wenn dieses in der Lage ist, die ermittelte Regressionsgerade zu einem erheblichen Maß zu beeinflussen und die geschätzte Regressionsgerade in „seine“ Richtung zu verzerren. Die Beeinflussung ist im Rahmen dieses Regressionsansatzes prinzipiell unabhängig von der Effizienz des Ausreißers. Statistische Tests zielen demnach darauf ab, generell „*influential data-points*“ (beeinflussende Datenpunkte) zu identifizieren.

Die Cook's Distance misst den Effekt aus der Elimination einer bestimmten Observation im Rahmen der Regressionsanalyse. Datenpunkte mit hohen absoluten Residuen und/oder ungewöhnlich hohen oder niedrigen Ausprägungen bei den unabhängigen Outputparametern können das Ergebnis der Regression verzerren und durch die Maßzahl der Cook's Distance identifiziert werden. Übersteigt die Cook's Distance einer bestimmten Observation einen zuvor definierten Schwellwert, so wird dieses Unternehmen als Ausreißer behandelt und die Analyse ohne dieses Unternehmen fortgesetzt. Als Schwellwert wird gemäß langjähriger Praxis  $\left(\frac{4}{n-k-1}\right)$  zugrunde gelegt, wobei  $n$  der Zahl der Beobachtungseinheiten und  $k$  der Anzahl an Parametern entspricht.

Aus Sicht der Behörde hat sich die Methode der Cook's Distance für die Identifikation von Ausreißern in parametrischen Verfahren bewährt. Das Konzept der Cook's Distance ist intuitiv nachvollziehbar (siehe die obigen Ausführungen). Darüber hinaus findet die Methode in der europäischen Regulierungspraxis Anwendung. Nach Anlage 3 der deutschen Anreizregulierungsverordnung (dARegV), dBGBI. I S. 2529 ist sie als Methode vorgesehen. In Folge mehrerer Beschwerden gegen die Ausreißeranalyse im Rahmen der dritten Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber kam das BVwG schließlich ebenso zum Ergebnis, dass die Ausreißeranalyse anhand der Cook's Distance dem Stand der Wissenschaft entspricht (vgl. u.a. BVwG 27.09.2018, W157 2006170-1), wogegen keine Revision an den Verwaltungsgerichtshof (VwGH) erfolgte.

In der Regulierungsökonomik hat sich seitdem kein Verfahren etabliert, dass der Cook's-Distance in ihrer Güte, Ausreißer zu identifizieren, sowohl abstrakt als auch konkret klar überlegen ist. Somit besteht aus Sicht der Behörde kein Grund, ein anderes Verfahren zur Anwendung zu bringen. Analog zum Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode wird die Ausreißeranalyse im parametrischen Effizienzmessungsverfahren MOLS daher mittels Cook's Distance durchgeführt.

Innerhalb der MOLS ist es (im Gegensatz zur DEA) möglich, Ausreißer sowohl nach „oben“ als auch nach „unten“ zu identifizieren. Ausreißern nach oben wird in der MOLS ein Effizienzwert von 100 % (höchster Wert in der um Ausreißer bereinigten Stichprobe) zugewiesen. Analog dazu erhalten Ausreißer nach unten den geringsten Effizienzwert im Sample nach

Durchführung der Ausreißerbereinigung. Dies ist sachgerecht, da eine Verwendung des Ergebnisses aus der vollständigen Stichprobe aufgrund der Beeinflussung durch übrige Ausreißer unzulässig wäre und die Zuweisung eines höheren Effizienzwertes (beispielsweise des Mindesteffizienzniveaus) eine ungerechtfertigte Besserstellung des Ausreißers darstellen würde.

### Nicht-parametrisches Verfahren (DEA)

Im Rahmen der nicht-parametrischen Effizienzmessungsmethode (DEA) wird auf das Konzept der „Supereffizienzen“ zur Identifikation von Ausreißern abgestellt. Supereffizienzen ermöglichen eine Identifikation von Unternehmen mit extrem hohen Effizienzwerten (es erfolgt hierbei keine Begrenzung auf 100 %). Durch die Betrachtung der Verteilung der „Supereffizienzen“ lassen sich Rückschlüsse auf mögliche Ausreißer treffen, welche die Effizienzgrenze bilden und diese eventuell unverhältnismäßig weit entfernt von den verbleibenden Unternehmen aufspannen. Anlage 3 der deutschen Anreizregulierungsverordnung sieht die Supereffizienzanalyse betreffend vor, Unternehmen, deren Supereffizienzwert den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5-fachen Quartilsabstand (Spannweite zwischen dem 75 % und 25 % Quantil) übersteigt, als Ausreißer zu klassifizieren. Mathematisch lässt sich die Ausreißeridentifikation folgendermaßen formulieren:

$$\text{Kritischer Wert} = Q75 + 1,5 * (Q75 - Q25),$$

wobei zum Beispiel  $Q75$  für das 75 % Quantil der Verteilung der DEA-Effizienzwerte vor der Ausreißeranalyse steht. Dieser Ermittlungsmethodik von Ausreißern in der DEA folgen beispielsweise auch Sumicsid (2019) bei der Durchführung des pan-europäischen Benchmarkingprojekts für TSOs (TCB18), welches vom Council of European Energy Regulators (CEER), bei dem es sich um ein Gremium unabhängiger Regulierungsbehörden handelt, in Auftrag gegeben wurde.<sup>68</sup>

Eine idente Vorgangsweise wurde von der Behörde bereits beim Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode durchgeführt. Für den gegenständlichen Effizienzvergleich wird die wissenschaftlich fundierte und international gängige Methode in Verbindung mit den bewährten Schwellwerten von der Behörde weiterhin als sachgerecht erachtet.

Ausreißern in der DEA wird somit pauschal der höchstmögliche Effizienzwert von 100 % zugewiesen. Die Effizienzwerte der übrigen Unternehmen werden ohne Berücksichtigung der Ausreißer ermittelt.

### Zusammenfassung

Für jedes der spezifizierten Benchmarkingmodelle (MOLS sowie DEA) werden Ausreißeranalysen durchgeführt und die Ausreißer aus der jeweilig zugrunde gelegten Stichprobe entfernt. Dadurch wird sichergestellt, dass diese Unternehmen im jeweiligen Modell nicht die Effizienzgrenze für andere Unternehmen setzen und, dass keine nachteiligen Effekte für die anderen Unternehmen im jeweiligen Benchmarking-Sample bestehen.

<sup>68</sup> Vgl. <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/90707d6c-6da8-0da2-bce9-0fbbc55bea8c>. Abgerufen am 14.07.2022.

Auf Basis der soeben dargestellten Vorgangsweise ergibt sich folgende Übersicht zu den identifizierten Ausreißern, je nach Benchmarkingmodell:

Ausreißeranalysen			
Benchmarkingmethode	MOLS	DEA a	DEA b
Ausreißeridentifikation	Cook's Distance	Verteilung der Supereffizienzen	Verteilung der Supereffizienzen
Kritischer Schwellwert, standardisierte Sichtweise	$0,118 = \frac{4}{(38 - 3 - 1)}$	124,48 % = Q(75 %) + 1,5 * (Q(75 %) – Q(25 %))	126,05 % = Q(75 %) + 1,5 * (Q(75 %) – Q(25 %))
Anzahl der Ausreißer, standardisierte Sichtweise	4	2	2
Kritischer Schwellwert, kalkulatorische Sichtweise	$0,118 = \frac{4}{(38 - 3 - 1)}$	116,52 % = Q(75 %) + 1,5 * (Q(75 %) – Q(25 %))	117,60 % = Q(75 %) + 1,5 * (Q(75 %) – Q(25 %))
Anzahl der Ausreißer, kalkulatorische Sichtweise	4	3	4

Abbildung 3: Ausreißeranalysen nach Benchmarkingverfahren

In einem der Expert:innengespräche im Zuge der Vorbereitungen zur fünften Regulierungsperiode der Stromverteilternetzbetreiber sowie im Rahmen der Stellungnahmen kam seitens der Branche und des Branchengutachters Consentec die Forderung, die Behörde solle im Rahmen der Supereffizienzanalyse den sogenannten Zwillingseffekt (masking effect) berücksichtigen, falls dieser vorliegt. Zwillinge sind gemäß der Zwillinganalyse zwei Unternehmen, die in der Supereffizienzberechnung ihre Ausreißereigenschaft gegenseitig verdecken. Jedes Unternehmen für sich betrachtet wäre also ein Ausreißer und müsste aus dem Benchmarking-Sample entfernt werden. Die Behörde hat sich im Rahmen des Benchmarkings bzw. der dafür notwendigen Ausreißeranalyse mit der vorgebrachten Zwillingseffektanalyse kritisch auseinandergesetzt. Eine weitere Diskussion zu dieser Thematik ist auch dem Anhang II zu entnehmen. Nach einer Abwägung der Argumente ist die Behörde zu dem Schluss gekommen, dass sie diese Analyse für nicht sachgerecht erachtet. Die Behörde ist der Ansicht, dass gerade in einem kleinen Sample *alle* Unternehmen bei der Berechnung von Schwellwerten für Ausreißer zu berücksichtigen sind. Eine künstliche Entfernung sich ähnelnder Unternehmen würde die Existenz dieser realen Unternehmen negieren und den Tatsachen widersprechen. Somit ist die Neuberechnung von Supereffizienzen nach Exklusion eines „Zwillings“ obsolet.

### 8.6. Ermittlung des individuellen (gewichteten) Effizienzwertes (ES<sub>2024</sub>)

Die Effizienzwerte der MOLS und zwei DEA-Spezifikationen werden beim Effizienzvergleich für die fünfte Regulierungsperiode weiterhin zu jeweils 50 % (d.h. 50 % MOLS, 25 % DEA a und 25 % DEA b) in einen finalen (gewichteten) Effizienzwert für die jeweilige Input-Basis überführt. Die Gewichtung erfolgt vor dem Hintergrund der jeweiligen Vor- und Nachteile der Methoden (vgl. Kapitel 8.1). Aufgrund dieser bereits ausreichend diskutierten

## Beilage 2

spiegelbildlichen Vor- und Nachteile und der Tatsache, dass die Methoden als gleichwertig zu betrachten sind, sieht die Behörde keinen Anlass, von dieser Gewichtungssystematik abzuweichen. Schließlich sollten effiziente Unternehmen in beiden „Disziplinen“ gut abschneiden.

Anhand der Modelle wurde die folgende Effizienzwertverteilung ermittelt.

Modell	MOLS	DEA a	DEA b
Spezifikation	log-linear CRS	CRS	CRS
Input	TOTEX standardisiert	TOTEX standardisiert	TOTEX standardisiert
Outputs	- NHL NE4-7 - Gew. trfNAD <sub>gesamt</sub> - Gew. ZP NE6-7	- NHL NE4-7 - NHL NE6-7 - Gew. ZP NE6-7 - Gew. trfNAD <sub>gesamt</sub>	- NHL NE4-7 - NHL NE6-7 - Gew. ZP NE6-7 - trfNAD <sub>NSp</sub> - trfNAD <sub>MSp</sub> - trfNAD <sub>HSp</sub>
Durchschnittlicher Effizienzwert	89,9%	90,9%	92,5%
Minimaler Effizienzwert	72,6%	71,9%	73,0%
Anzahl 100 % effizienter Unternehmen (inkl. Ausreißer)	8	11	14

**Abbildung 4: Übersicht zur Effizienzverteilung nach Modellen, standardisierte Sicht**

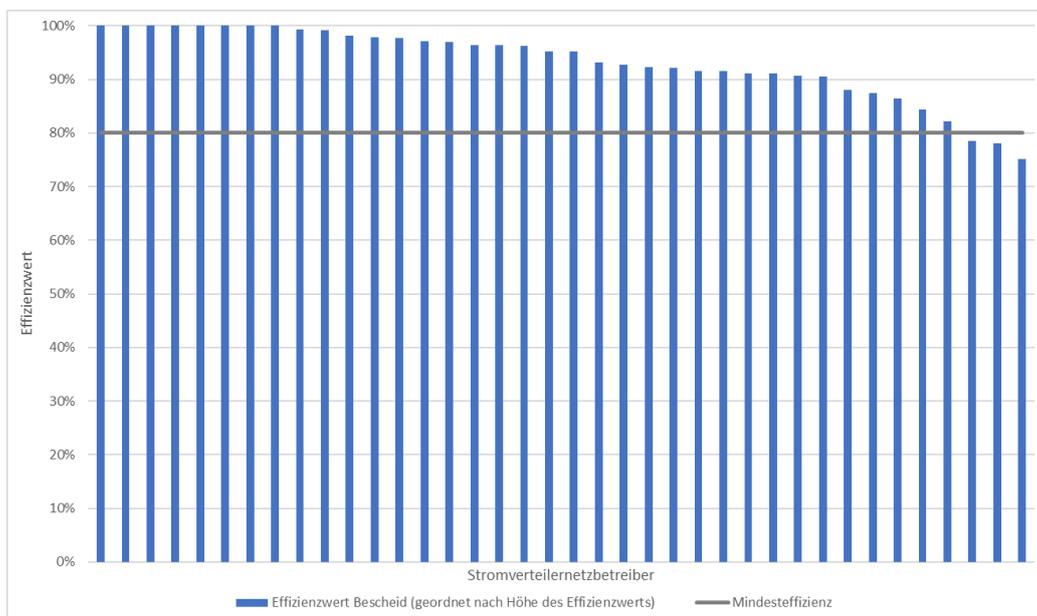
Modell	MOLS	DEA a	DEA b
Spezifikation	log-linear CRS	CRS	CRS
Input	TOTEX kalkulatorisch	TOTEX kalkulatorisch	TOTEX kalkulatorisch
Outputs	- NHL NE4-7 - Gew. trfNAD <sub>gesamt</sub> - Gew. ZP NE6-7	- NHL NE4-7 - NHL NE6-7 - Gew. ZP NE6-7 - Gew. trfNAD <sub>gesamt</sub>	- NHL NE4-7 - NHL NE6-7 - Gew. ZP NE6-7 - trfNAD <sub>NSp</sub> - trfNAD <sub>MSp</sub> - trfNAD <sub>HSp</sub>
Durchschnittlicher Effizienzwert	90,2%	92,0%	94,4%
Minimaler Effizienzwert	69,9%	65,4%	65,4%
Anzahl 100 % effizienter Unternehmen (inkl. Ausreißer)	7	12	15

**Abbildung 5: Übersicht zur Effizienzverteilung nach Modellen, kalkulatorische Sicht**

In Abbildung 6 wird die Verteilung der Effizienzwerte illustriert, die sich auf Basis der oben genannten Methodengewichtungen ergibt. Die blauen Balken zeigen die Effizienzwerte der einzelnen Netzbetreiber, wobei diese auf der X-Achse beginnend mit den 100 % effizienten

Unternehmen in absteigender Reihenfolge angeordnet sind. Die horizontale graue Linie stellt die Mindesteffizienz in Höhe von 80 % (vgl. Kapitel 9) dar.

Die abgeleiteten Effizienzwerte werden einerseits bei der Bestimmung der Zielvorgabe (vgl. Kapitel 9) für die beeinflussbaren Betriebskosten (vgl. Kapitel 6.2) als auch direkt im Rahmen der effizienzabhängigen Rendite (vgl. Kapitel 6.3.1 und 6.3.2) angewandt.



**Abbildung 6: Verteilung der gewichteten Effizienzwerte nach Best-of Abrechnung über die beiden Kostenbasen**

Im Rahmen der Diskussionsgespräche zur fünften Regulierungsperiode wurde von Oesterreichs Energie vorgeschlagen, in Analogie zum Modell der effizienzabhängigen Rendite bei der Ermittlung des  $X_{ind}$  die Durchschnittseffizienz (bzw. den Median der Effizienzwerte gemäß neuer Systematik) zu berücksichtigen. Dies hätte zur Folge, dass ein Netzbetreiber, der nur durchschnittlich effizient ist und bei dem im Vergleich zu anderen real existierenden Stromverteilernetzbetreibern Kostensenkungspotentiale festgestellt wurden, mit einem Aufschlag auf die OPEX belohnt werden würde.

Eine solche Systematik würde jeglichen Grundsätzen und Zielen einer Anreizregulierung widersprechen und hätte auch nichts gemein mit einem Wettbewerbsmarkt, den die Behörde simulieren möchte. Daher wird der Vorschlag von Oesterreichs Energie entschieden abgelehnt.

## 9. Bestimmung der Zielvorgabe während der Regulierungsperiode

Die Zielvorgabe (ZV) für die fünfte Regulierungsperiode vereint wie bisher sowohl  $X_{gen}$  als auch  $X_{ind}$ . Wie bereits für die vorherigen Regulierungsperioden erfolgt eine direkte Überführung der Effizienzwerte in eine jährliche Zielvorgabe auf Basis einer entsprechenden Umrechnung über eine bestimmte Dauer (gleitender Verlauf).

Gemäß § 59 Abs. 3 ElWOG 2010 kann der Zeitraum zur Realisierung der Zielvorgaben (Zielerreichungszeitraum) durch die Behörde im jeweiligen Kostenbescheid in ein- oder mehrjährige Perioden unterteilt werden. Die Dauer, welche die maximale jährliche individuelle Vorgabe determiniert, ist grundsätzlich auf Basis der durchgeführten Benchmarkinganalyse sowie entsprechender Abwägungen zwischen den Zielen der Anreizregulierung (produktive Effizienz versus allokativen Ineffizienz) zu bestimmen. Zur Festlegung entsprechender Zielvorgaben für die fünfte Regulierungsperiode wurde ein neuerlicher Effizienzvergleich durchgeführt. Um die Stabilität des Anreizregulierungssystems zu gewährleisten, ist neben einer Determinierung eines Mindesteffizienzniveaus auch ein adäquater Zeitraum zu bestimmen, innerhalb dessen entsprechende Vorgaben vertretbar sind. Unabhängig von der Verteilung etwaiger Ineffizienzen über einen gewissen Zeitraum ist es notwendig, vor Beginn einer weiteren Anreizregulierungsperiode einen neuerlichen relativen Effizienzvergleich (Benchmarking) durchzuführen. Dadurch können sich – je nach unternehmensindividueller „Lage“ im Effizienzvergleich – entsprechend veränderte individuelle Zielvorgaben ergeben. Die Determinierung der Dauer zur Verteilung der Ineffizienzen, die Festlegung eines Mindesteffizienzniveaus sowie die Länge der folgenden Anreizregulierungsperiode haben jeweils für jede Periode zu erfolgen.

Auf Basis der dargestellten Erwägungen wird die Mindesteffizienz für die fünfte Regulierungsperiode weiterhin 80 % betragen – im Vergleich zur vierten Regulierungsperiode bleibt die Mindesteffizienz also unangetastet. Gleiches gilt für die Abbaudauer der Ineffizienzen, die für die fünfte Regulierungsperiode weiterhin bei eineinhalb Regulierungsperioden bzw. 7,5 Jahren liegt.

Die Behörde ist grundsätzlich bestrebt, die Abbaudauer der Ineffizienzen perspektivisch auf maximal eine Regulierungsperiode anzupassen, um die Anreize zum effizienten Verhalten zu stärken. Diese werden durch die Streckung der Abbaudauer generell eingeschränkt. Eine potenzielle Verkürzung auf fünf Jahre soll die Stromverteilernetzbetreiber zukünftig noch aktiver dazu beanreizen, ihre Kosten in Einklang mit den Effizienzvorgaben zu bringen sowie von einer überhöhten Kostenbasis zu Beginn einer Regulierungsperiode und vernachlässigbaren Effizienzvorgaben durch die Streckung auf eineinhalb Perioden abzusehen. Die Behörde ist allerdings der Ansicht, dass aktuell nicht der richtige Zeitpunkt für eine solche Verkürzung ist, da Stromverteilernetzbetreiber derzeit vor herausfordernden Rahmenbedingungen stehen (siehe auch Kapitel 4).

Die Zielvorgabe wird somit weiterhin folgendermaßen bestimmt, wobei  $ES_{2024}$  den individuellen (gewichteten) Effizienzwert darstellt:

$$ZV = 1 - (1 - X_{gen}) \times (1 - X_{ind}) = 1 - (1 - X_{gen}) \times \sqrt[7,5]{ES_{2024}}$$

Wobei:

$$X_{ind} = 1 - \sqrt[7,5]{ES_{2024}}$$

Unter Berücksichtigung der Mindesteffizienz von 80 % und einer Abbaudauer der Ineffizienzen über eineinhalb Regulierungsperioden (7,5 Jahre) wird die jährliche maximale Effizienzsteigerungsrate unverändert auf 2,931 % ( $X_{ind}$ ) begrenzt. Die maximale jährliche Zielvorgabe (als Zusammenspiel zwischen genereller und individueller Zielvorgabe) beträgt 3,320 % und liegt damit noch unter der maximalen Zielvorgabe der vierten Regulierungsperiode. Für ein effizientes Unternehmen entspricht die Zielvorgabe dem  $X_{gen}$ .

Es ergibt sich somit der folgende Zusammenhang zwischen den Effizienzwerten und den entsprechenden Zielvorgaben:

Effizienzwert	Zielvorgabe p.a.
80,00 %	3,320 %
85,00 %	2,535 %
90,00 %	1,789 %
95,00 %	1,079 %
100,00 %	0,400 %

**Abbildung 7: Zusammenhang zwischen Zielvorgabe und Effizienzwert**

Die Anwendung der Zielvorgabe betrifft nur die beeinflussbaren Betriebskosten (vgl. Kapitel 6.2), da für die Kapitalkosten das System der effizienzabhängigen Rendite (vgl. Kapitel 6.3.1 und 6.3.2) zur Anwendung gelangt.

Die jährliche Zielvorgabe bleibt während der gesamten fünften Regulierungsperiode unverändert. Für die Folgeperioden wird jeweils ein neues Regulierungssystem bestimmt, weshalb die Effizienzwerte der fünften Regulierungsperiode kein Präjudiz für die zukünftige Behandlung der Gas- und Stromverteilernetzbetreiber bedeuten.

## 10. Netzbetreiberpreisindex (NPI)

Zur Einhaltung des Grundsatzes der Kostenorientierung ist eine Anpassung der Kosten durch einen Inflationsfaktor während der Regulierungsperiode notwendig. Dadurch werden exogene – d.h. vom Unternehmen nicht beeinflussbare – Kostenerhöhungen abgebildet. Aufgrund der unterschiedlichen Behandlung von Betriebs- und Kapitalkosten während der Regulierungsperiode (pauschaler additiver BKF und tatsächliche Investitionsentwicklung in Form eines Kapitalkostenabgleichs; vgl. Kapitel 13.1 und 6.3.2) wird lediglich das Budget der Betriebskosten mit dem Netzbetreiberpreisindex inflationiert.

Zur Abdeckung der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate sieht § 59 Abs. 2 iVm 5 EIWOG 2010 vor, dass diese über einen Netzbetreiberpreisindex zu berücksichtigen ist, welcher sich aus veröffentlichten Teilindices zusammensetzt, die die durchschnittliche Kostenstruktur der Stromverteilernetzbetreiber repräsentieren.

### 10.1. Zusammensetzung des NPI

Die Kostenerhöhungen der Stromverteilernetzbetreiber werden wie bisher durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex ( $\Delta NPI$ ) abgebildet, wobei sich dieser im Vergleich zur vierten Regulierungsperiode wie folgt zusammensetzt<sup>69</sup>:

- **68 % Tariflohnindex (TLI):** Der TLI wird von Statistik Austria erhoben und publiziert. Die Veränderung des Tariflohnindex dient als Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung im Personalbereich.
- **18 % Verbraucherpreisindex (VPI):** Auch der VPI wird von Statistik Austria publiziert. Die Veränderung des Verbraucherpreisindex dient als Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung im sonstigen betrieblichen Bereich.
- **14 % Baupreisindex (BPI):** Der BPI ergänzt von nun an den TLI und VPI in der Zusammensetzung des NPI. Auch dieser Index wird von Statistik Austria publiziert. Die Veränderung des Baupreisindex stellt einen geeigneten Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung bei den Instandhaltungskosten dar.

Die formale Ermittlung der Einzelindices kann, beispielhaft am TLI, folgendermaßen dargestellt werden:

$$\Delta TLI_t = \frac{TLI_{01,t-2} + \dots + TLI_{12,t-2}}{TLI_{01,t-3} + \dots + TLI_{12,t-3}} - 1$$

Die Zusammenführung der Einzelindices erfolgt dann anhand der obig skizzierten Gewichtung:

$$\Delta NPI_t = 0,68 \times \Delta TLI_t + 0,18 \times \Delta VPI_t + 0,14 \times \Delta BPI_t$$

<sup>69</sup> In der vierten Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber hat sich der NPI noch zu 57 % aus dem TLI und zu 43 % aus dem VPI zusammengesetzt.

Hintergrund für die Evaluierung der NPI-Zusammensetzung waren insbesondere die Inflationsraten, die sich in den vergangenen Monaten außergewöhnlich entwickelt haben und weiterhin ein hohes Niveau annehmen. Eine Ursache für diese Entwicklungen war insbesondere die Erhöhung der Energiekosten in Folge des Anstiegs des Gaspreises im letzten Quartal 2021, welcher in Folge des Krieges in der Ukraine ab Februar 2022 und der damit geschaffenen Unsicherheiten eine neue Dynamik erhielt. In Anbetracht dieser außergewöhnlichen Inflationsentwicklungen hat die Behörde eine Evaluierung und Analyse der Zusammensetzung des NPI als geboten angesehen.

Die Evaluierung und Analyse der NPI-Zusammensetzung wurde im Zuge der Vorbereitungsgespräche für die neue Regulierungsperiode gemeinsam mit der Branche bzw. Oesterreichs Energie durchgeführt. Im Rahmen der Verhandlungsgespräche konnte gemeinsam mit Oesterreichs Energie als Vertreter der Netzbetreiber eine Einigung auf die oben dargestellte neue NPI-Zusammensetzung erzielt werden. Diese Einigung basierte auf einer Detailanalyse der Kostenartenstruktur der beeinflussbaren OPEX von sieben Stromverteilernetzbetreibern, die zusammen mehr als 70 % aller Zählpunkte der Benchmarking-Teilnehmer:innen repräsentieren. Konkret wurden anhand der Saldenlisten des Geschäftsjahres 2021 die Positionen, die für die beeinflussbaren OPEX relevant sind, den folgenden Kostenarten zugeordnet: Personalaufwand, Materialaufwand, Fremdleistungen mit Dritten, KFZ-Kosten, Miete und Restkosten. Die sieben Netzbetreiber haben ihre Unterlagen bzw. Detailanalysen ihrer Kostenartenstruktur der Behörde transparent zur Verfügung gestellt. Die Behörde hat diese Unterlagen detailliert geprüft und konnte in mehreren Dialogen mit den Netzbetreibern diverse Rückfragen klären und im Ergebnis eine konsistente und plausible Datengrundlage sicherstellen.

Hinsichtlich der Fragestellung, ob im Speziellen der VPI noch geeignet ist, um die exogenen Preissteigerungen der Netzbetreiber korrekt abzubilden, haben die Detailanalysen gezeigt, dass die Veränderung des VPI weiterhin als geeigneter Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung im sonstigen betrieblichen Bereich dient. Die Eignung lässt sich beispielsweise durch die Positionen „Wohnung, Wasser, Energie“ oder „Verkehr“ im VPI-Warenkorb als Proxy für die Kostenarten *KFZ-Kosten* und *Miete* begründen. Zudem wurde diesem Preisindex in der Detailanalyse die Kostenart *Restkosten* zugeordnet.

Alternativ zum allgemeinen Tariflohnindex könnten Preissteigerungen im Personalbereich auch auf Basis kollektivvertraglicher Abschlüsse abgebildet werden. Daraus müsste jedoch gemäß § 59 Abs. 5 EIWOG 2010 zunächst ein entsprechender Teilindex generiert und veröffentlicht werden. Aus Sicht der Behörde ist überdies – wie in vergangenen Regulierungsperioden – der EVU-Kollektivvertrag für eine Vielzahl von Stromverteilernetzbetreibern auch weiterhin nicht, wie von § 59 Abs. 5 EIWOG 2010 gefordert, repräsentativ für die durchschnittliche Kostenstruktur der Stromverteilernetzbetreiber, weil:

- Stromverteilernetzbetreiber unterschiedliche Kollektivverträge (je nach Berufsgruppe – Arbeiter, Angestellte, Beamte) zur Anwendung bringen und
- zumindest teilweise einen signifikanten Anteil an Netzdienstleistungen von Dritten zukaufen.

Es wären somit unternehmensindividuelle Gegebenheiten zu berücksichtigen und folglich unternehmensspezifische Tariflohnindices zu generieren, die vermutlich in Richtung eines generellen TLI tendieren würden. Ein reines Abstellen auf eine der möglichen kollektivvertraglichen Entwicklungen (z.B.: EVU-KV) wird jedenfalls abgelehnt, da dieser Wert weder eine Durchschnittsbetrachtung darstellt noch die tatsächlichen individuellen Verhältnisse der Stromverteilernetzbetreiber abbildet und auch der Vorgabe des § 59 Abs. 5 EIWOG 2010 nicht entsprechen würde. Vor diesem Hintergrund erscheint der Behörde ein Festhalten an der Durchschnittsbetrachtung mittels TLI weiterhin als sachgerecht.

## 10.2. Abgeltungssystematik des NPI

In den vergangenen Regulierungsperioden wurden bei der Ermittlung der jährlichen Änderungsrate des NPI ( $\Delta NPI_t$ ) generell letztverfügbare Werte herangezogen und keine Prognosen zugrunde gelegt. Von diesem Grundsatz wird in der fünften Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber erstmalig abgewichen. Der Grund dafür sind die derzeitigen außergewöhnlichen Inflationsentwicklungen sowie die Unsicherheiten in der Prognose des künftigen Inflationsgeschehens. Damit wird erstmalig und unpräjudiziell für die kommenden Regulierungsperioden ein Plan-Ist-Abgleich (Aufrollung) des t-2-Zeitverzugs beim NPI eingeführt.

Um im Rahmen dieser Aufrollung konstant hohe Aufrollungsbeträge zu vermeiden, wird – abweichend von der bisherigen Systematik – bereits bei der Ermittlung der OPEX-Ausgangskostenbasis nicht der  $\Delta NPI_{2022}$  und  $\Delta NPI_{2023}$  berücksichtigt, sondern vielmehr der  $\Delta NPI_{Ist_{2022}}$  (Ist-NPI des Jahres 2022) sowie  $\Delta NPI_{Plan_{2023}}$  (Plan-NPI auf Basis einer Inflationsprognose der Österreichischen Nationalbank<sup>70</sup>) angesetzt. Auch bei der ersten Kostenüberleitung für die Bestimmung der Tarife für das Jahr 2024 wird auf den Plan-NPI gemäß Prognose der Österreichischen Nationalbank (OeNB) zurückgegriffen ( $\Delta NPI_{Plan_{2024}}$ ). Die Inflationsprognose der OeNB für das Jahr 2023 beträgt 6,9 % und 4,0 % für das Jahr 2024.

Die Gründe hinter der erstmaligen Einführung der Aufrollung des NPI sind dieselben wie vorheriges Jahr bei den Gasverteilernetzbetreibern. Und zwar hat die bisherige Abgeltungssystematik maßgeblich zu einem t-2-Verzug bei der Abdeckung der Teuerungsrate durch den NPI geführt. Das Zurückgreifen auf letztverfügbare Werte bei der NPI-Berechnungssystematik hatte bisher zu keinen wesentlichen Unter- bzw. Überdeckungen geführt, weil der NPI in der Vergangenheit stets um einen Wert von circa 2 % schwankte. Aufgrund der derzeitigen außergewöhnlichen Inflationsentwicklungen in den Jahren nach dem Fotojahr 2021 in Kombination mit dem t-2-Verzug bei der Abgeltung des NPI in der Netzkostenberechnung ist es aber nun notwendig, eine Aufrollung des t-2-Zeitverzuges beim NPI umzusetzen. Mit Hilfe dieser Aufrollung können Unterdeckungen auf Seiten der Netzbetreiber vermieden werden, die bis zum Ende der fünften Regulierungsperiode sonst nicht mehr aufgeholt werden könnten.

<sup>70</sup> Vgl. INFLATION AKTUELL. Die Inflationsanalyse der OeNB. [https://www.oenb.at/dam/jcr:64bdd1dc-4132-4cea-8c23-4ed5a9e28023/Inflation-aktuell\\_Q1-23.pdf](https://www.oenb.at/dam/jcr:64bdd1dc-4132-4cea-8c23-4ed5a9e28023/Inflation-aktuell_Q1-23.pdf), abgerufen am 03.07.2023.

Durch die Verankerung dieser Aufrollung in der Regulierungssystematik soll den Unternehmen die notwendige Planungssicherheit gewährleistet werden. Die Behörde stellt klar, dass diese für die fünfte Regulierungsperiode neu eingeführte Aufrollung keine nachträgliche Berücksichtigung beim regulatorischen Kostenpfad der vierten Regulierungsperiode finden wird, da dies einen Eingriff in die Regulierungssystematik dieser Periode darstellen würde (dazu gleich). Sie betont allerdings, dass durch die nunmehr neu eingeführte Aufrollung des t-2-Zeitverzugs beim NPI für die vorliegende Regulierungssystematik der fünften Regulierungsperiode sowohl den derzeitigen als auch den im Laufe der Periode folgenden Inflationsentwicklungen ausreichend und angemessen Rechnung getragen wird. Durch die Einführung der Aufrollung stellt die Behörde Transparenz und Vorhersehbarkeit hinsichtlich der Kostenanerkennung im Zuge der fünften Regulierungsperiode sicher.

Im Zuge von Vorbereitungsgesprächen zur fünften Regulierungsperiode hat Oesterreichs Energie wiederholt gefordert, dass die Aufrollung des t-2-Zeitverzugs beim NPI zur Sicherstellung des Grundsatzes der Kostenanerkennung und Kostendeckung gemäß § 50 ElWOG 2010 bereits ab dem Jahr 2022 beginnen müsse. Ansonsten komme es auf Netzbetreiberseite zu massiven Unterdeckungen. Die E-Control hat dieser Forderung zwei Punkte entgegengehalten. Erstens dürfte ein solcher Eingriff in die geschlossene Systematik der vierten Regulierungsperiode prinzipiell nur gesamthaft erfolgen, indem neben dem NPI auch andere Faktoren, wie der WACC, aufgerollt werden würden. Andererseits würde kein Ausgleich im Sinne einer fairen, kostenorientierten Vergütung für die Verpflichtungen der Netzbetreiber hergestellt (Art. 18 Abs. 1 EBM-VO 2019, § 4 Z 4 iVm § 59 Abs. 1 ElWOG 2010), sondern eine lediglich einseitige Bevorteilung zum Wohle der Netzbetreiber vorgenommen. Zweitens, und das ist der ausschlaggebende Punkt, würde eine solche NPI-Aufrollung ab 2022 einen unzulässigen Eingriff in rechtskräftige Feststellungen darstellen. Aus diesem Grund ist das Eingreifen in die geschlossene Systematik der vierten Regulierungsperiode abzulehnen.

Die für die fünfte Regulierungsperiode neu eingeführte Aufrollung des t-2-Zeitverzugs beim NPI wird ab dem Verfahrensjahr 2025 über das Regulierungskonto berücksichtigt und sich daher erstmalig in der Bestimmung der Tarife mit 1. Jänner 2026 niederschlagen. Im Zuge der ersten Aufrollung werden zunächst die beeinflussbaren Betriebskosten des Geschäftsjahres 2021 mit dem  $\Delta NPI_{Ist_{2022}}$  und  $\Delta NPI_{Plan_{2023}}$  hochgerechnet und anschließend mit dem  $\Delta NPI_{Plan_{2024}}$  indexiert. Analog werden die beeinflussbaren Betriebskosten des Geschäftsjahres 2021 mit dem  $NPI_{Ist_{2022}}$  und  $\Delta NPI_{Ist_{2023}}$  (Ist-NPI des Jahres 2023) hochgerechnet und mit dem  $\Delta NPI_{Ist_{2024}}$  (Ist-NPI des Jahres 2024) indexiert. Die Differenz aus diesen Beträgen wird schließlich im Kostenverfahren 2025 für die Ermittlung der Tarife des Jahres 2026 mit umgekehrten Vorzeichen aufgerollt<sup>71</sup>.

*Aufrollung<sub>NPI<sub>2026</sub></sub>*

$$= (OPEX_{2021} - nbk_{2021}) \times (1 + \Delta NPI_{Ist_{2022}}) \times (1 + \Delta NPI_{Plan_{2023}}) \times (1 + \Delta NPI_{Plan_{2024}}) \\ - (OPEX_{2021} - nbk_{2021}) \times (1 + \Delta NPI_{Ist_{2022}}) \times (1 + \Delta NPI_{Ist_{2023}}) \times (1 + \Delta NPI_{Ist_{2024}})$$

<sup>71</sup> In der dargestellten Formel für die *Aufrollung<sub>NPI<sub>2026</sub></sub>* wird vereinfachend auf die Effekte von  $X_{gen}$  bzw.  $ZV_{5,Periode}$  verzichtet. Diese müssen in einer korrekten Aufrollung auch mitberücksichtigt werden (vgl. Kostenfeststellung zur Entgeltermittlung 2024 in Kapitel17).

## Beilage 2

Bei Netzbetreibern mit abweichenden Wirtschaftsjahren muss im Rahmen dieser Formel durch eine zusätzliche Multiplikation mit dem Term  $(1 + \Delta NPI_{Ist_{2021}})$  eine entsprechende Anpassung erfolgen, um eine konsistente Hochrechnung sicherzustellen.

Die Aufrollungssystematik wird dann kontinuierlich bis zum Ende der fünften Regulierungsperiode fortgesetzt. Für eine nähere Ausführung zur Behandlung des systemimmanenten Zeitverzugs sei auf Kapitel 15 verwiesen.

## 11. Finanzierungskostensatz (WACC)

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

Analog zur Festlegung des WACC für die Methodenregulierung der Fernleitungsnetzbetreiber (beginnend mit 1. Jänner 2017, siehe „Kosten- und Tarifmethode gemäß § 82 GWG 2011“)<sup>72</sup> und der Festlegung für die dritte Regulierungsperiode der Gasverteilternetzbetreiber (beginnend mit 1. Jänner 2018) wurde für die gesamte Dauer der vierten Regulierungsperiode der Stromverteilternetzbetreiber (bei Erfüllung der Normkapitalstruktur) der angemessene WACC vor Steuern in Höhe von 4,88 % p.a. bestimmt. Die Grundlage dieser Entscheidung hat ein Gutachten von Frontier Economics aus dem Jahr 2016 gebildet. Im Jahr 2022 hat ein neues von der Behörde in Auftrag gegebenes Gutachten der Professoren Zechner und Randl die Basis für die Festlegung eines neuen Finanzierungskostensatzes für die neue Regulierungsperiode der Gasverteiler- sowie der Stromübertragungsnetzbetreiber gebildet.<sup>73</sup> Die Professoren

<sup>72</sup> <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/netzentgelte/methodenbeschreibung>.

<sup>73</sup> Vgl. bspw. für Strom-ÜNB: Randl/Zechner (2022a). Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Strom-Übertragungsnetzbetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027. <https://www.e->

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.

Grundsätzlich ist bei der Festlegung des Finanzierungskostensatzes 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.

Aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen – beispielsweise bedingt durch den Ukraine Krieg seit Februar 2022 – musste die Behörde im Zuge der letztjährigen WACC-Festlegung eine ausgewogene Grundsatzentscheidung treffen. Auf der einen Seite stand das wichtige Prinzip einer konsistenten Ermittlungsmethodik und Finanzierungskostensystematik. Auf der anderen Seite standen eine enorme Zinsvolatilität und Verwerfungen auf den Kapitalmärkten, die unter anderem eine Folge der außergewöhnlichen Inflationsentwicklungen waren. 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 war die Behörde der Ansicht – und ist es weiterhin –, 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. Daher hat die Behörde nach intensiven Diskussionen und Abwägungen die Entscheidung getroffen, erstmalig *zwei* Finanzierungskostensätze festzulegen – einen WACC für den Altbestand und einen WACC für Neuinvestitionen.

Diese neue Systematik von zwei unterschiedlichen Finanzierungskostensätzen bzw. einer separaten Betrachtung von Alt- und Neuanlagen im WACC wird auch für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber eingeführt. Die Behörde ist der Ansicht, dass der weiterhin bestehenden Dynamik und volatilen Situation auf den Kapitalmärkten Rechnung getragen werden muss, zumal Unterinvestitionen in die Energienetze, die zu Lasten der Qualität der österreichischen Infrastruktur führen können, nicht vernachlässigbare negative gesamtwirtschaftliche Folgen darstellen. Zudem sind Stromverteilernetze aus Sicht der Behörde für die Ermöglichung der Energiewende wesentlich.

Konkret wird es ab der fünften Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber einen WACC geben, der im jährlichen Kapitalkostenabgleich mit dem regulatorischen Anlagebestand (RAB) für das betriebsnotwendige Vermögen bis inklusive 2023 multipliziert wird ( $WACC_{Altbestand}$ ) und einen WACC, der auf die Neuinvestitionen ab dem Jahr 2024 wirkt bzw. mit dem betriebsnotwendigen Vermögen (RAB) ab 2024 multipliziert wird ( $WACC_{Neuinvest}$ ). Der  $WACC_{Neuinvest}$  wird für alle Neuinvestitionen gelten – dies schließt sowohl Ersatz- als auch Erweiterungsinvestitionen ein. Die Behörde wird also keine Differenzierung der getätigten Investitionen durchführen. Analog zu den Gasverteiler- und

Stromübertragungsnetzbetreibern erfolgt die Quantifizierung des  $WACC_{Neuinvest}$  auf Basis von Renditen der jüngsten Vergangenheit, um die aktuellen Entwicklungen auf dem Finanzmarkt stärker berücksichtigen zu können.

Durch diesen getrennten Ansatz sollen einerseits die Netzbenutzer:innen im regulierten Bereich durch den  $WACC_{Altbestand}$  vor ungerechtfertigten Finanzierungskostenbelastungen durch eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals für den alten Anlagebestand, im Sinne eines angemessenen Ausgleichs für die Tätigkeit des Netzbetreibers, geschützt werden (§ 4 Z 6 EIWOG 2010). Die Investitionen aus dem alten Anlagebestand der Netzbetreiber konnten nämlich im Niedrigzinsumfeld der vergangenen Jahre günstig finanziert werden. Andererseits soll durch den  $WACC_{Neuinvest}$  die Finanzierung und Durchführung angemessener und notwendiger Infrastrukturinvestitionen im Sinne der Netz- und Versorgungssicherheit (§ 4 Z 4 und § 59 Abs. 1 EIWOG 2010) gewährleistet werden. Durch die Berücksichtigung der aktuellen Entwicklung der Zinslandschaft im  $WACC_{Neuinvest}$  sollen in diesem Ansatz spürbare 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.

Vor dem Hintergrund, dass durch den  $WACC_{Neuinvest}$  grundsätzlich spürbare Investitionsanreize sichergestellt werden, wird der im Rahmen der vierten Regulierungsperiode eingeführte Mark-Up für Neuinvestitionen zur Erreichung des Ziels der Investitionsförderung obsolet. Daher kommt der Mark-Up für die fünfte Regulierungsperiode nicht weiter zur Anwendung.

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. Marktrisikoprämie und Beta-Faktor sollen also während der Periode unverändert bleiben<sup>74</sup>, da sowohl generelle Marktrisikoaufschläge als auch das generelle Risiko aus dem Stromnetzbetrieb als stabil angesehen werden. Eine jährliche und einheitliche Aktualisierung des  $WACC_{Neuinvest}$  stellt dessen Angemessenheit im Sinne des § 60 Abs. 1 EIWOG 2010 sicher. Mit der jährlichen Aktualisierung wird auch den Interessen der Netzbenutzer:innen Rechnung getragen, da auch ein potenzielles Absenken 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  $WACC_{Neuinvest_{2024}}$ , der für Neuinvestitionen im Geschäftsjahr 2024 für die Dauer der fünften Regulierungsperiode zur Anwendung kommt, bilden Daten vom 01. September 2022 bis 31. August 2023 (12-monatiger Durchschnitt). Analog wird ab dem Jahr 2024 der  $WACC_{Neuinvest}$  für das jeweilige Folgejahr auf Basis eines 12-monatigen Durchschnitts aktualisiert bzw. neu berechnet – stets mit Stichtag 31. August.

---

<sup>74</sup> Eine Ausnahme stellt das *verschuldete* Beta dar, das ausgehend vom unveränderlichen *unverschuldeten* Beta neu zu rechnen ist, sobald die KöSt ab dem Jahr 2024 auf 23 % gesenkt wird (siehe auch Kapitel 5).

Diese Neuberechnung des  $WACC_{Neuinvest}$  wird im Laufe der fünften Regulierungsperiode jährlich im November des jeweiligen Jahres veröffentlicht.<sup>75</sup>

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 EIWOG 2010 zuwiderlaufen.

Ein wesentlicher Unterschied zu den Gasverteilernetzbetreibern besteht darin, dass bei den Stromverteilernetzbetreibern zusätzlich auch eine Aktualisierung der zugrundeliegenden Durchschnittsbildung beim  $WACC_{Altbestand}$  auf Basis aktueller Daten bis 31. August 2023 vorgenommen wird, wobei sich auch hier die Aktualisierung auf die Fremdkapitalzinsen und den risikolosen Basiszins bei der Eigenkapitalzinsermittlung beschränken wird. Der Umstand, dass hinsichtlich dieser Parameter der  $WACC_{Altbestand}$  bei den Gasverteilernetzbetreibern auf Daten von September 2017 bis August 2022 beruht und bei Stromverteilernetzbetreibern auf Daten von September 2018 bis August 2023, hat in Anbetracht der Zinsentwicklungen zur Folge, dass Stromverteilernetzbetreiber einen höheren WACC auf ihren alten Anlagebestand erhalten. Die Behörde hält es für angemessen, aufgrund der großen Volatilität der Zinsentwicklungen in den letzten Monaten in Hinblick auf *beide* Finanzierungskostensätze eine Festlegung auf Basis möglichst aktueller Daten zu treffen. Da die beiden Infrastrukturen mittlerweile nicht gut vergleichbar sind (die Zukunft des Gasnetzes ist eher ungewiss und das Stromnetz wird mehr als zuvor gebraucht), erscheint eine Weiterführung der Harmonisierung der Zinssätze zwischen den Branchen nicht mehr erforderlich.

Die Zusammensetzung der Finanzierungskostensätze für die fünfte Regulierungsperiode, die im Rahmen der finalen Regulierungssystematik auf Basis von Daten bis 31. August 2023 final aktualisiert wurden, sowie ein Vergleich zur vierten Periode werden in der folgenden Abbildung auf Basis der oben beschriebenen Ansätze und Betrachtungszeitpunkte illustriert. Die WACC-Werte können auch der Anlage 4 des Regulierungsdokuments entnommen werden, in der die Professoren Zechner und Randl die Ergebnisse und ihre Vorgangsweise kurz beschreiben.

---

<sup>75</sup> Bei einer Umsetzung der geplanten KöSt-Senkung wird im Zuge dessen auch die Anpassungen der Finanzierungskostensätze an den KöSt-Satz, der im jeweiligen Kalenderjahr gültig ist, berücksichtigt (vgl. Kapitel 5).

	Vorherige Periode	$WACC_{Altbestand}$	$WACC_{Neuinvest_{2024}}$	$WACC_{Neuinvest_{2025-2028}}$
risikoloser EK-Zins	1,87%	0,99%	2,92%	Wird laufend aktualisiert
FK-Zins	2,70%	2,11%	4,04%	Wird laufend aktualisiert
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	0,856	0,856	0,856
FK-Anteil	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%
EK-Anteil	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%
Steuersatz	25,00%	24,00%	24,00%	23,00%
EK-Zins vor Steuern	8,16%	6,93%	9,47%	Wird laufend aktualisiert
EK-Zins nach Steuern	6,12%	5,27%	7,20%	Wird laufend aktualisiert
FK-Zins vor Steuern	2,70%	2,31%	4,24%	Wird laufend aktualisiert
<b>WACC vor Steuern</b>	<b>4,88%</b>	<b>4,16%</b>	<b>6,33%</b>	Wird laufend aktualisiert
<b>WACC nach Steuern</b>	<b>3,66%</b>	<b>3,16%</b>	<b>4,81%</b>	Wird laufend aktualisiert

**Abbildung 8: Festlegung der Finanzierungskostensätze gemäß § 60 EIWOG 2010**

Der abgeleitete angemessene Finanzierungskostensatz für den Altbestand ( $WACC_{Altbestand}$  vor Steuern) in Höhe von 4,16 % bildet die Basis für die effizienzabhängige Rendite eines Unternehmens, das einen Effizienzwert in Höhe des Medians der unternehmensspezifischen Effizienzwerte aller vom Effizienzvergleich umfassten Stromverteilernetzbetreiber zugewiesen bekommt (vgl. hierzu Kapitel 6.3.1 und 8.6).

Die Herleitung der einzelnen WACC-Parameter wird in Folge kurz beschrieben. Für eine detailliertere Ausführung sei auf Randl/Zechner (2022a)<sup>76</sup> verwiesen. Die Festlegung der einzelnen Parameter erfolgt grundsätzlich in Analogie mit den Stromübertragungsnetzbetreiber bzw. Gasverteilernetzbetreibern. Wie oben bereits beschrieben unterscheidet sich hinsichtlich des  $WACC_{Altbestand}$  lediglich der Zeitraum der Durchschnittsbildung, der bei den Stromverteilernetzbetreibern um ein Jahr aktualisiert wurde.

#### 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 (dies ist konsistent zur Vorgangsweise in Randl/Zechner (2019)<sup>77</sup>). 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

<sup>76</sup> Vgl. Randl/Zechner (2022a), „Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Stromübertragungsnetzbetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027“, Studie im Auftrag der E-Control.

<sup>77</sup> Vgl. Randl/Zechner (2019), „Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Gasfernleitungsbetreiber für die Regulierungsperiode 2021 bis 2024“, Studie im Auftrag der E-Control.

Finnland ermittelt wird, werden jeweils die Durchschnitte über einen fünfjährigen Zeitraum von September 2018 bis August 2023 (bzw. beim Zins für Neuinvestitionen von September 2022 bis August 2023) berechnet.<sup>78</sup> Die Behörde orientiert sich an der oberen Bandbreite für den risikolosen Zins (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.

**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. Hinsichtlich der Höhe der MRP drehen sich Diskussionen insbesondere 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. Eine eigene interne Analyse der Behörde hatte verdeutlicht, dass die Höhe der MRP wesentlich von einzelnen Parametern abhängt, die der Schätzung zugrunde gelegt werden, wie beispielsweise dem gewählten Beobachtungszeitraum oder der Durchschnittsbildung, und dass es hinsichtlich der MRP keinen „einzig wahren“ Wert gibt.<sup>79</sup>

Vor dem Hintergrund einer stabilen Entscheidungspraxis und der derzeit hohen Unsicherheit der Zinsentwicklung legt die Behörde weiterhin einen Wert von 5,0 % fest. Bereits bei der dritten 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 Netzbetreibern 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

---

<sup>78</sup> Die Aktualisierung bis Ende August 2023 erfolgt erst im Rahmen der finalen Regulierungssystematik, da die Daten derzeit noch nicht vorliegen.

<sup>79</sup> Vgl. Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber 1. Jänner 2023 - 31. Dezember 2027, S. 65 f.

## Beilage 2

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 Levered 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. Da der KöSt-Satz seit dem Jahr 2023 auf 24 % verringert wurde, hat sich das verschuldete Beta geringfügig auf 0,856 erhöht. Sobald der KöSt-Satz zukünftig auf 23 % sinkt, wird sich das verschuldete Beta dementsprechend nochmals leicht verändern.

**Eigenkapitalzinsen** – Wie in Abbildung 8 dargestellt, ergeben sich auf Basis dieser Festlegungen die Eigenkapitalzinsen (vor Steuern) wie folgt:

$$\text{Eigenkapitalzinssatz}_{\text{Altbestand}} = \frac{0,99 \% + 0,856 * 5 \%}{(1 - 0,24 \%)} = 6,93 \%$$

$$\text{Eigenkapitalzinssatz}_{\text{Neuinvest}_{2024}} = \frac{2,92 \% + 0,856 * 5 \%}{(1 - 0,24 \%)} = 9,47 \%$$

### 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 Verteilernetzbetreiber. Obwohl Ratings internationaler Agenturen zeigen, dass die Bonität österreichischer Energieversorgungsunternehmen mit Ratings im A-Bereich eingestuft werden, haben Zechner/Randl (2022a) für die Quantifizierung der Fremdkapitalkosten vor dem Hintergrund der letztjährigen Energiekrise, die zu erhöhten Risiken für den gesamten Sektor führen kann, eine Peergruppe mit Unternehmen verwendet, 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:innen 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) einen fünfjährigen Zeitraum für die Durchschnittsbildung heranzuziehen. Die Behörde orientiert sich so wie bei den anderen bisher aufgezählten Parametern an der oberen Bandbreite, die sich basierend auf dieser fünfjährigen Durchschnittsbildung ergibt.

Im Gegensatz zum Fremdkapitalzinssatz für den Altbestand hält die Behörde beim WACC für Neuinvestitionen 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 Stromverteilernetzbetreiber 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.<sup>80</sup> Hintergrund könnte die Tatsache sein, dass 65 % des Zinsvorteils aus diesen Krediten den Netzbenutzer:innen 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 lag, hätte eine derartige Finanzierung zu einem finanziellen Nachteil geführt. Da durch die 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 8 dargestellt, ergeben sich auf Basis dieser Parameter die Fremdkapitalzinsen (vor Steuern) wie folgt:

$$\text{Fremdkapitalzinssatz}_{\text{Altbestand}} = 2,11 \% + 0,20 \% = 2,31 \%$$

$$\text{Fremdkapitalzinssatz}_{\text{Neuinvest}_{2024}} = 4,04 \% + 0,20 \% = 4,24 \%$$

Im Rahmen der Gespräche zur Vorbereitung der fünften Regulierungsperiode hat sich Oesterreichs Energie als Vertretung der Netzbetreiber sehr positiv zur Einführung des „WACC-Splitting“ für Alt- und Neuanlagen gemäß der vierten Regulierungsperiode der

---

<sup>80</sup> Aufgrund dessen wird daran gearbeitet, dass diese Inanspruchnahme der EIB-Kredite auch rechtlich leichter möglich ist und somit mehr von den Netzbetreibern umfänglich genutzt werden.

Gasverteilernetzbetreiber ausgesprochen. Diese Methodik sei grundsätzlich zielführend, um zukünftige Investitionsanforderungen abzubilden. Darüber hinaus hat Oesterreichs Energie zusätzlich einen Add-On auf den WACC für grüne Investitionen der Stromverteilernetzbetreiber ab der fünften Regulierungsperiode gefordert. Ein solcher Add-On solle ein Anzelelement für die Integration der erneuerbaren Erzeugung darstellen und sei zur unterstützenden Umsetzung der Energiewende in den Stromverteilernetzen notwendig. Zu diesem Thema hat Oesterreichs Energie auch ein Gutachten bei Compass Lexecon in Auftrag gegeben. Konkret wurde Compass Lexecon beauftragt, einen separaten WACC für Neuinvestitionen bzw. grüne Investitionen abzuschätzen. Das Gutachten, das bereits auf dem neu eingeführten „WACC-Split“ aufbaut, versucht die Frage zu beantworten, ob es außer dem Zinsrisiko noch andere Gründe geben könnte, welche zu einer Verschiebung von notwendigen Investitionen führen könnten. Konkret wird auf Basis einer Beta-Analyse untersucht, inwiefern das Risiko von Neuinvestitionen bzw. grünen Investitionen größer ist als das des bisherigen bzw. konventionellen Netzbetriebs. Es wird argumentiert, dass die notwendigen Neuinvestitionen ein höheres Risiko aufweisen würden als die bestehende Kapitalbasis. Im Ergebnis wird für grüne Neuinvestitionen im Rahmen des  $WACC_{Neuinvest}$  eine Erhöhung der Beta-Werte sowie der Marktrisikoprämie vorgeschlagen.

Im Hinblick auf die Beta-Analyse von Compass Lexecon erscheint es der Behörde als unplausibel, dass andere Industrien das systematische Risiko von Neuinvestitionen besser abbilden würden als eine Peergruppe börsennotierter Unternehmen mit einem klaren Fokus auf die regulierte Übertragung bzw. Verteilung von Strom und Gas. Auch die von Compass Lexecon geschätzte Bandbreite für das verschuldete Beta für Neuinvestitionen von 1,08 bis 1,42 erscheint unplausibel – dies würde bedeuten, dass die grünen Investitionen deutlich riskanter wären als der Gesamtmarkt. Zudem ist die Behörde der Ansicht, dass das Argument des gesellschaftlichen Werts grüner Netzinvestitionen allenfalls gegen einen *WACC-Abschlag* für „grüne“ Assets genutzt werden kann. Eine Erhöhung des WACC aufgrund von Überlegungen zum gesellschaftlichen Wert stünde allerdings im Widerspruch zu den relevanten Kapitalmarktmodellen.

Abgesehen von diesen inhaltlichen Punkten des Gutachtens von Compass Lexecon wurde bereits oben ausgeführt, dass durch die neu eingeführte Systematik bzw. durch den WACC für Neuinvestitionen spürbare Investitionsanreize für die Stromverteilernetzbetreiber sichergestellt werden und dass infolgedessen ein zusätzlicher Aufschlag auf den  $WACC_{Neuinvest}$  obsolet ist. An dieser Stelle soll auch nochmals hervorgehoben werden, dass sich die Behörde bei den Festlegungen der einzelnen WACC-Parameter stets an der oberen Bandbreite orientiert hat. Die neue WACC-Systematik wird daher bereits als gesamthafte System für sachgerecht, angemessen und ausreichend betrachtet. Anzelelemente für die Integration der erneuerbaren Erzeugung stellt die Behörde zudem zusätzlich über andere Regulierungsparameter sicher, wie beispielsweise durch den neuen BKF für den Anschluss von Einspeiser-Zählpunkte (siehe auch Kapitel 13.1.1). Aus diesen Gründen lehnt die Behörde den geforderten Add-On auf den WACC für grüne Neuinvestitionen ab.

## 12. Finanzierungskostenbasis (Regulatorischer Anlagenbestand, RAB)

Die verzinsliche Kapitalbasis setzt sich gemäß § 60 Abs. 4 EIWOG 2010 aus der Summe der immateriellen Vermögensgegenstände und dem Sachanlagevermögen abzüglich passivierter Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte (Baukostenzuschüsse, BKZ) und etwaigen Firmenwerten auf der Basis von bilanziellen Werten zusammen.

Ermittlung verzinsliches Kapital
Summe immaterielle Vermögensgegenstände
Summe Sachanlagevermögen
Summe gepachtete Anlagen
abzüglich Baukostenzuschüsse unverzinslich
abzüglich Umgründungsmehrwert/Firmenwert
sonstige Korrektur
<b>Verzinsliches Kapital</b>

**Abbildung 9: Vorgangsweise bei der Ermittlung der verzinslichen Kapitalbasis**

Diese Vorgangsweise zur Ermittlung des verzinslichen Kapitals hat sich in den vergangenen Regulierungsperioden bewährt und wird auch für die fünfte Regulierungsperiode beibehalten. Anlagen in Bau werden im Rahmen der verzinslichen Kapitalbasis (Sachanlagevermögen) berücksichtigt. Der Vollständigkeit sei darauf verwiesen, dass unter „sonstige Korrekturen“ auch weiterhin eine Anpassung um geförderte Darlehen erfolgt, die mit dem tatsächlich geförderten Kapitalkostensatz verzinst werden (vgl. § 60 Abs. 1 EIWOG 2010). Weitere „sonstige Korrekturen“ betreffen Anpassungen des Anlagevermögens zum Beispiel zur Verhinderung von Quersubventionen.

## 13. Erweiterungsfaktoren

Da im Rahmen der Anreizregulierung eine Entkoppelung zwischen den tatsächlichen Kosten und den laut Regulierungspfad anerkannten Kosten erfolgt, können Abweichungen zwischen diesen beiden Kostenansätzen auftreten. Eine Neubestimmung des Kostenniveaus erfolgt prinzipiell erst zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode.

Nachdem Verteilernetzbetreiber hinsichtlich ihrer Versorgungsaufgabe ausschlaggebend von den Bedürfnissen der Netzbenutzer:innen abhängig sind, können sich die damit verbundenen Kosten während der Regulierungsperiode wesentlich ändern. Solche wesentlichen Änderungen sollten daher – sofern möglich – im Rahmen von Erweiterungsfaktoren Berücksichtigung finden. Damit können Unterdeckungen auf Unternehmensseite vermieden und dem Grundsatz der Kostenwahrheit (§ 59 Abs. 1 ElWOG 2010) entsprochen werden, wonach die mit dem Netzbetrieb ursächlich verbundenen Kosten abgegolten werden. Die Erweiterungsfaktoren haben jedoch nicht den Anspruch, alle Kostensteigerungen während der Regulierungsperiode zu berücksichtigen. Das System der Anreizregulierung besteht gerade darin, die zugestandenen Kosten vorübergehend von den aktuellen Entwicklungen zu entkoppeln.

In Kapitel 5 hat die Behörde ausgeführt, dass die Erweiterungsfaktoren im Rahmen der fünften Regulierungsperiode nicht als fix betrachtet werden. Insbesondere wenn neue Gesetze einen unmittelbaren Einfluss auf die Versorgungsaufgabe oder Betriebsanforderungen der Unternehmen haben, können demnach bei den Erweiterungsfaktoren im Laufe der Periode Änderungen vorgenommen werden (für nähere Informationen siehe Kapitel 5).

Zu Beginn wird lediglich der BKF als Erweiterungsfaktor (in verschiedenen Ausprägungen) vorgesehen. Die folgenden Abschnitte fassen die Erweiterungsfaktoren für die fünfte Regulierungsperiode zusammen, sofern keine Änderungen während der Periode umgesetzt werden.

### 13.1. Betriebskostenfaktor (BKF)

Bereits in den vorherigen Regulierungsperioden kamen BKF zur Anwendung. Dadurch wurden Änderungen in der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber während einer Regulierungsperiode weitgehend abgebildet.

In der fünften Regulierungsperiode erfährt der BKF grundlegende Anpassungen. Während mit dem BKF für den Anschluss von Einspeiser-Zählpunkten ein neuer BKF zur Anwendung kommt (siehe Kapitel 13.1.1), fällt der BKF für Smart-Metering aus der vierten Regulierungsperiode weg. Hintergrund des Wegfalls ist die kostenseitige Simulation, dass alle Stromverteilernetzbetreiber bis Ende 2021 Smart-Meter vollständig ausgerollt haben (siehe Kapitel 8.2.1.2). Operative Mehrkosten, welche noch in Zusammenhang mit der Ausrollung von Smart-Metern anfallen werden, sind durch diese Simulation bereits in der Kostenausgangsbasis der Netzbetreiber abgedeckt. Der BKF für Leitungslängen und Zählpunkte aus der vierten Regulierungsperiode wird hingegen nur geringfügig adaptiert und aktualisiert (siehe Kapitel 13.1.2).

### 13.1.1. Betriebskostenfaktor für den Anschluss von Einspeiser-Zählpunkten

Im Zuge der Umsetzung des EAG kam es in den letzten Monaten und Jahren zu einem erheblichen Ausbau von dezentraler Erzeugungsleistung. Der Branchengutachter Consentec und einzelne Netzbetreiber haben im Rahmen der Verhandlungsgespräche zur fünften Regulierungsperiode wiederholt ausgeführt, dass die Anzahl von Anschlussbegehren für neue Einspeiser deutlich zugenommen hat und noch eine weitere Verstärkung dieses Trends erwartet wird. Da der Anschluss eines Einspeiser-Zählpunkts deutlich aufwendiger sei als der Anschluss eines Verbraucher-Zählpunkts und der bisherige BKF für die Zählerpunktentwicklung aus der vierten Regulierungsperiode diese erhöhten Betriebskosten nicht abdecke, sei ein neuer BKF für neue Einspeiser-Zählpunkte notwendig. So werde beispielsweise die Netzprüfung, die bei dem Anschluss eines Einspeiser-Zählpunkts durchgeführt werden muss, deutlich aufwändiger, je voller das Netz wird. Eine Detailanalyse der Zusatzkostenstruktur auf Basis von Kostenniveaus je Einspeiser-Zählpunkt durch Consentec, die auf den Daten eines Netzbetreibersamples von sieben der größten Stromverteilernetzbetreiber basiert, hat ergeben, dass neue Einspeiser-Zählpunkte überwiegend einen einmaligen Zusatzkostenaufwand verursachen.

Zu dieser Thematik hat zwischen der Behörde und der Branche ein intensiver Austausch stattgefunden. Dem Grunde nach stand die Behörde dem Branchenvorschlag für die Einführung eines solchen neuen BKF seit Beginn der Diskussionen positiv gegenüber.

Daher wird in Reaktion auf den erhöhten Anschlussbedarf für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien im Rahmen des neuen Regulierungsmodells für die fünfte Regulierungsperiode ein neuer BKF für den Anschluss neuer Einspeiser Zählerpunkte eingeführt, um diesem erhöhten Anschlussbedarf gerecht zu werden. Konkret sollen durch den BKF die einmaligen OPEX abgegolten werden, die bei dem Anschluss neuer Einspeiser-Zählpunkte anfallen.

Bei diesem neuen BKF wird in Hinblick auf die angeschlossenen Einspeiser-Zählpunkte eine Unterscheidung zwischen drei Leistungskategorien bzw. Anlagengrößen vorgenommen. Ein höherer BKF für größere Anlagen soll einen Anreiz schaffen, mehr Leistung in das Stromnetz zu bringen. Konkret wird zwischen folgenden drei Kategorien der *Netzwirksamen Einspeiseleistung*<sup>81</sup> unterschieden, wobei der BKF mit der Größe des Einspeisers ansteigt:<sup>82</sup>

- **443 EUR** für den Anschluss kleiner Anlagen: **Einspeiser kleiner (<) 20 kW**;
- **818 EUR** für den Anschluss mittlerer Anlagen: **Einspeiser größer gleich (>=) 20 kW bis kleiner (<) 1.000 kW**;
- **2.045 EUR** für den Anschluss großer Anlagen: **Einspeiser größer gleich (>=) 1.000 kW**.

Die Kostenansätze wurden auf Basis eines von der Branche zur Verfügung gestellten Datensatzes hergeleitet, der zum einen Ist- und Prognosedaten zu der Anzahl der Einspeiser-Zählpunkte zwischen den Jahren 2020 bis 2028 von sieben großen Stromverteilernetzbetreiber enthält, die mehr als 70 % aller Zählerpunkte repräsentieren. Zum

<sup>81</sup> Unter der Netzwirksamen Einspeiseleistung ist die maximal vertraglich festgelegte Rückspeiseleistung gemäß Netzzugangsvertrag zu verstehen.

<sup>82</sup> Es ergibt sich ein gewichteter BKF in Höhe von 491 EUR je neu angeschlossenen Einspeiser-Zählpunkt.

anderen enthält der Datensatz einen Personalkostensatz je Vollzeitäquivalente in Höhe von 120 TEUR, der von Consentec auf Basis von Unternehmensdaten hergeleitet wurde, sowie Angaben zur notwendigen Anzahl an Vollzeitäquivalenten für den Anschluss der Einspeiser-Zählpunkte.

Die Quantifizierung der drei BKF hängt maßgeblich von dem Personalkostensatz je Vollzeitäquivalente ab, der in der Herleitung angesetzt wird. Consentec und Oesterreichs Energie haben im Laufe der Diskussionen gefordert, dass der ursprünglich hergeleitete Wert in Höhe von 120 TEUR noch keine Inflations- bzw. Lohnsteigerungen enthielte und diese auch noch berücksichtigt werden müssten. Demnach müsste der Wert auf 147 TEUR erhöht werden. Diese Forderung lehnt die Behörde aus Anreizgründen ab. Die Festlegung der Faktoren auf Basis der 120 TEUR pro Vollzeitäquivalente erfolgt unter der Berücksichtigung, dass Inflationssteigerungen durch Effizienzsteigerungen kompensiert werden. Die Behörde möchte hiermit gezielt den Anreiz setzen, im Laufe der Regulierungsperiode Effizienzsteigerungspotentiale beim Anschluss von Einspeisern auszuschöpfen.

Die Analyse der Zusatzkostenstruktur durch Consentec hatte auch ergeben, dass bei manchen Unternehmen aufgrund des enormen Anstiegs an Anschlussbegehren für neue Einspeiser im Fotojahr 2021 Personalengpässe aufgetreten seien. Die Bearbeitung der Anschlüsse der Einspeiser wurde von einigen Unternehmen mit höchster Priorität und durch vorübergehende Workarounds zu Lasten anderer Tätigkeiten abgewickelt.

Um diesem Umstand angemessen Rechnung zu tragen, wird der Zuwachs der Einspeiser-Zählpunkte des Fotojahres (Bemessungsgrundlage des BKF) insofern korrigiert werden, als dass der Durchschnitt der Neuanschlüsse – d.h. die Jahreszuwächse von Einspeiser-Zählpunkten der Jahre 2019 bis 2021 – ermittelt und angewendet wird. Hierdurch soll die Berücksichtigung der Workaround-Tätigkeiten im Fotojahr 2021 sichergestellt werden, die bei den Netzbetreibern durch einen Anstieg der Zählpunktanfragen ausgelöst wurde. Gleichzeitig wird aber durch die Durchschnittsbildung nicht negiert, dass bereits im Jahr 2021 sowie in den Jahren zuvor Anschlüsse von Einspeiser-Zählpunkten durchgeführt wurden.

Zusammenfassend werden durch die Ausgestaltung des neuen BKF gleich drei verschiedene Anreize gesetzt:

1. Durch die Pauschale des BKF, welche die Netzbetreiber für den Anschluss eines neuen Einspeiser-Zählpunktes abgegolten bekommen, wird ein direkter Anreiz zur kostengünstigen Erbringung der Dienstleistung sichergestellt.
2. Durch die Berücksichtigung verschiedener Leistungskategorien bzw. höhere Pauschalen für größere Anlagen wird ein Anreiz geschaffen, mehr Leistung ans Netz zu bringen.
3. Die Festlegung der Pauschalen erfolgt unter der Berücksichtigung, dass Inflationssteigerungen durch Effizienzsteigerungen der Netzbetreiber kompensiert werden. Hierdurch wird auch ein Beschleunigungsanreiz für den Anschluss der Einspeiser-Zählpunkte geschaffen.

Formal lässt sich die Berechnung des BKF exemplarisch für die erstmalige Anwendung im Rahmen der Entgelte für das Jahr 2024 (Verfahrensjahr 2023) folgendermaßen darstellen,

wobei beispielhaft nur die kleinste Leistungskategorie *Einspeiser kleiner (<) 20 kW* betrachtet wird:<sup>83</sup>

$$BKF_{ESP_{2024}}^{<20kW} = 443 * \left( ZP_{ESP_{2022}} - ZP_{ESP_{2021}} - \left( \frac{(ZP_{ESP_{2019}} - ZP_{ESP_{2018}}) + (ZP_{ESP_{2020}} - ZP_{ESP_{2019}}) + (ZP_{ESP_{2021}} - ZP_{ESP_{2020}})}{3} \right) \right)$$

Die Abweichungen zu den tatsächlich angeschlossenen Einspeiser-Zählpunkten werden gemäß der bereits implementierten Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges aufgerollt (siehe auch Kapitel 15). Bezugnehmend auf das formal dargestellte Anwendungsbeispiel würde im Rahmen der Entgeltermittlung für das Jahr 2026 (Verfahrensjahr 2025) die Differenz zwischen den Zuwächsen an Einspeiser-Zählpunkten von 2021 auf 2022 mit den Zuwächsen an Einspeiser-Zählpunkten von 2023 auf 2024 aufgerollt werden.

### 13.1.2. Betriebskostenfaktor für die Entwicklung der Leitungslängen und Zählpunkte

Der für die vierte Regulierungsperiode neu spezifizierte BKF wird im Rahmen der fünften Regulierungsperiode adaptiert und in Hinblick auf die angewendeten Gewichtungsfaktoren und Preisansätze aktualisiert. Der BKF bildet grundsätzlich die Veränderung der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode in Bezug auf die Entwicklung der Leitungslängen (Systemlängen) und Zählpunkte im Bereich der Betriebskosten ab, wobei stets ein Vergleich zum Kostenprüfungsjahr 2021 angestellt wird. Der Faktor kommt erstmals im Rahmen der Entgeltermittlung für das Jahr 2024 (erstes Jahr der fünften Regulierungsperiode) zur Anwendung.

Für die Ermittlung der Betriebskostenansätze werden sowohl für die Leitungslängen als auch für die Zählpunkte Gewichtungsfaktoren benötigt. Im Rahmen der vierten Regulierungsperiode wurden die Gewichtungsfaktoren für die Mittel- und Hochspannungslängen aus der dritten Regulierungsperiode unverändert beibehalten. Im Rahmen der Gespräche zur fünften Regulierungsperiode hat die Behörde eingebracht, dass sie eine Aktualisierung dieser Gewichtungsfaktoren für angebracht hält. Eine solche Aktualisierung wurde schließlich von Consentec durchgeführt und im Rahmen der Gespräche vorgestellt, wobei der Ermittlungsansatz auf einer Medianbildung über spezifische Ist-Kosten von 26 Unternehmen – darunter alle großen Netzbetreiber – basierte. Aufbauend auf einer Normierung auf Netzebene 7 haben sich für die Netzebene 3 und 5 geringfügige Änderungen gezeigt. Der Gewichtungsfaktor für die Netzebene 3 hat sich von 2,92 auf 2,83 verringert und das Gewicht für die Netzebene 5 hat sich von 1,12 auf 1,38 erhöht. Die Behörde erachtet diese leichten Veränderungen als plausibel und übernimmt diese neuen Gewichtungsfaktoren daher in der Ermittlung der Betriebskostenansätze.

In Bezug auf die Zählpunkte wurden im Rahmen der vierten Periode die Zählpunkte für Entnehmer:innen und Zählpunkte Einspeiser mit 1 gewichtet, wohingegen die Zählpunkte, die in beide Richtungen messen, mit 2 gewichtet wurden. Diese Gewichtungen werden für die Ermittlung der Preisansätze für den BKF, der die *laufenden OPEX* abbilden soll, grundlegend

<sup>83</sup> Es sei darauf hingewiesen, dass der BKF für *alle* Einspeiser-Zählpunkte Anwendung findet, also auch für die Zählpunkte, die in beide Richtungen messen.

adaptiert. Hintergrund ist der neue BKF für den Anschluss neuer Einspeiser-Zählpunkte, durch den bereits die *einmaligen OPEX* abgegolten werden, die im Zuge des Anschlusses entstehen (siehe Kapitel 13.1.1). Die Erkenntnis aus der Detailanalyse der Zusatzkostenstruktur je Einspeiser-Zählpunkt durch Consentec war, dass der laufende operative Zusatzaufwand vergleichsweise gering ist. Dies wurde auch von einzelnen Netzbetreibern im Rahmen der Diskussionsgespräche bestätigt. Auf Basis dieser Erkenntnisse und der getätigten Aussagen hält es die Behörde für plausibel und angemessen, das Gewicht für die Einspeiser-Zählpunkte auf 0,1 und jenes für Zählerpunkte, die in beide Richtungen messen, auf 1,1 zu reduzieren.

Bisher wurden die Preisansätze des BKF auf Basis einer linearen Regression ermittelt. Ein solcher Analyseansatz lässt lediglich die Bestimmung von Durchschnittskostenniveaus zu. Zur Bestimmung eines Kostenzuwachses innerhalb einer bestimmten Periode wäre aus Sicht der Behörde einer Paneldatenschätzung grundsätzlich der Vorzug zu geben. Eine passende Datengrundlage für eine solche Paneldatenschätzung stellt die  $X_{\text{gen}}$ -Datenbasis dar, welche von der Behörde für die Ermittlung des generellen X-Faktors erhoben wurde. Die Behördengutachter:innen WIK-Consult und DIW Berlin konnten allerdings die Zählunkte und Leitungslängen im Rahmen ihrer ökonometrischen Panelanalysen nicht als geeignete Kostentreiber identifizieren. Auch der Versuch, auf Basis des  $X_{\text{gen}}$ -Datensatzes neue Gewichte für die Zählerpunkte und Leitungslängen zu bestimmen, war nicht zielführend.<sup>84</sup> Aus diesem Grund wird die Behörde weiter an dem bisherigen Analyseansatz festhalten.

Analog zu den vorherigen Regulierungsperioden werden daher zur Ermittlung der angemessenen Preisansätze grundsätzlich die bereinigten OPEX der Netzebenen 3 bis 7 des Kostenprüfungsjahres 2021 herangezogen. Diese OPEX werden durch die gewichteten realen Leitungslängen (in Kilometer) auf Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene<sup>85</sup> sowie die Summe der gesamten Zählerpunkte<sup>86</sup> im Rahmen eines linearen Regressionsmodells erklärt. Formal sieht die Schätzgleichung folgendermaßen aus:

$$OPEX_{ber} = \beta_0 + \beta_1 * LL_{gew} + \beta_2 * ZP_{gew} + \varepsilon$$

In dieser Gleichung stellen  $\beta_j$  die mittels Ordinary Least Squares (OLS) zu schätzenden Koeffizienten und  $\varepsilon$  den Fehlerterm dar.

Das Schätzergebnis der obigen Gleichung ist im folgenden Regressionsoutput dargestellt.<sup>87</sup> Beide geschätzten Koeffizienten sind statistisch signifikant von Null verschieden. Die Parameter haben also einen kostentreibenden Effekt.

<sup>84</sup> Vgl. WIK/DIW (2023a) bzw. Anlage 1, S. 24ff.

<sup>85</sup> *Reale gewichtete Leitungslänge* ( $LL_{gew}$ ) =  $LL_{NSp} + 1,38 * LL_{MSp} + 2,83 * LL_{HSp}$

<sup>86</sup> *Gesamte gewichtete Zählerpunkte* ( $ZP_{gew}$ ) =  $ZP_{Ent} + 0,1 * ZP_{Esp} + 1,1 * ZP_{bR}$

<sup>87</sup> Der folgende Regressionsoutput wurde mit dem Paket *stargazer: Well-Formatted Regression and Summary Statistics Tables* in R erstellt (Hlavac, 2018); Details: <https://CRAN.R-project.org/package=stargazer>.

<i>Abhängige Variable:</i>	
OPEX <sub>ber</sub> * 1.000	
LL <sub>gew</sub>	981,449*** (179,275)
ZP <sub>gew</sub>	89,361*** (8,161)
Konstante	3.205.848,000* (1.887.230,000)
Beobachtungen	38
R <sup>2</sup>	0,941
Angepasstes R <sup>2</sup>	0,938
Standardfehler der Residuen	10.088.166,000 (df = 35)
F-Statistik	279,265*** (df = 2; 35)
<i>Notiz:</i>	*p<0,1; **p<0,05; ***p<0,01

Auf Basis der durchgeführten Berechnungen würde somit beispielsweise ein zusätzlicher Entnahme-Zählpunkt zu operativen Mehrkosten in Höhe von 89,36 EUR führen und ein Kilometer zusätzliche Systemlänge auf der Niederspannungsebene zu Mehrkosten von 981,45 EUR. Wie bereits oben ausgeführt, basiert die Ermittlung dieser Preisansätze jedoch auf den beeinflussbaren OPEX des Kostenprüfungsjahres 2021. Aufgrund der außergewöhnlichen Inflationsentwicklungen in den Jahren 2022 und 2023 sieht die Behörde es daher erstmalig und unpräjudiziell für die kommenden Regulierungsperioden als angebracht an, die Preisansätze auf das Preisniveau des Jahres 2024 (erstes Jahr der fünften Regulierungsperiode) hochzurechnen. Allerdings wird in Analogie zur Hochrechnung der OPEX-Ausgangskostenbasis auch der  $X_{gen}$  berücksichtigt, um nicht nur die exogenen Preissteigerungen in diesen beiden Jahren abzubilden, sondern auch den branchenspezifischen Produktivitätsfortschritt (siehe auch Kapitel 6.2). Entsprechend der Hochrechnung der OPEX-Ausgangskostenbasis wird für das Jahr 2022 der Ist-NPI des Jahres 2022 in Höhe von 4,99 % angesetzt und für das Jahr 2023 der Plan-NPI auf Basis der Inflationsprognose der OeNB in Höhe von 6,90 %.<sup>88</sup> Im Gegensatz zum neu eingeführten BKF für den Anschluss von Einspeiser-Zählpunkte wird bei diesem bereits länger implementierten BKF für die Entwicklung der Leitungslängen und Zählpunkte kein derartiges Lukrieren von Effizienzgewinnen erwartet, das auch die außergewöhnlichen Inflationssteigerungen für die Jahre 2022 und 2023 kompensieren soll. Daher hält die Behörde dieses Vorgehen für angemessen.

Somit ergeben sich für die fünfte Regulierungsperiode folgende Preisansätze für zusätzliche operative Mehrkosten, welche im Rahmen des BKF berücksichtigt werden:

- 99,54 EUR je Entnahme-Zählpunkt;
- 9,95 EUR (99,54 \* 0,1) je Einspeiser-Zählpunkt;
- 109,49 EUR (99,54 \* 1,1) je Zählpunkt, der in beide Richtungen misst;

<sup>88</sup> Die Hochrechnung erfolgt also gemäß folgender Systematik:

$$Preisansatz_{2023} = Preisansatz_{2021} \times (1 + \Delta NPI_{Ist_{2022}}) * (1 - X_{gen}) \times (1 + \Delta NPI_{Plan_{2023}}) * (1 - X_{gen}).$$

## Beilage 2

- 1.093,22 EUR je km realer Systemlänge Niederspannung;
- 1.508,64 EUR (1.093,22 \* 1,38) je km realer Systemlänge Mittelspannung;
- 3.093,81 EUR (1.093,22 \* 2,83) je km realer Systemlänge Hoch-/Höchstspannung.

Formal stellt sich die Ermittlung des BKF wie folgt dar (hier exemplarisch für das Jahr 2024, wobei auch in den Folgejahren die Differenz stets zum Fotojahr 2021 gebildet wird):

$$\begin{aligned}
 BKF_{2024} = & (ZP_{Ent_{2022}} - ZP_{Ent_{2021}}) * 99,54 + (ZP_{Esp_{2022}} - ZP_{Esp_{2021}}) * 9,95 \\
 & + (ZP_{bR_{2022}} - ZP_{bR_{2021}}) * 109,49 + (LL_{NSp_{2022}} - LL_{NSp_{2021}}) * 1.093,22 \\
 & + (LL_{MSP_{2022}} - LL_{MSP_{2021}}) * 1.508,64 + (LL_{HHS_{2022}} - LL_{HHS_{2021}}) * 3.093,81
 \end{aligned}$$

Wobei:

$$LL_{HHS} = LL_{Hochspannung} + LL_{Höchstspannung}$$

Da der BKF die Entwicklung der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode im Bereich der OPEX abdecken soll, kann dieser naturgemäß auch negative Werte (im Falle von Leitungsrückbauten bzw. Verlust von Zählpunkten) annehmen. Analog zur vierten Regulierungsperiode wird ein allfälliger Rückgang unterbrechbarer Zählpunkte im BKF nicht berücksichtigt. Der Grund dafür ist die Annahme, dass ein Rückgang unterbrechbarer Zählpunkte keinen Rückbau der Netzinfrastruktur auslöst und somit keine Kostenreduktion erwarten lässt.

### 13.1.3. Berücksichtigung von Mehrkosten durch den Zuwachs an Einspeiser-Zählpunkte

Seit dem Ende der vierten Regulierungsperiode sieht sich der Stromsektor mit neuen, herausfordernden Rahmenbedingungen konfrontiert (siehe Kapitel 4). Insbesondere nach dem Fotojahr 2021 war ein deutlicher Anstieg der Anschlüsse von Einspeiser-Zählpunkten für erneuerbare Energien zu verzeichnen. Diese Tendenz wurde durch das Inkrafttreten des EAG zu Beginn des Jahres 2023 weiter verstärkt und intensiviert. Darüber hinaus ergab sich seit dem Jahr 2022 ein außergewöhnlicher Anstieg der Inflation, die ebenfalls nicht in den Betriebskostenfaktoren abgebildet wurde. Aufgrund dieses rapiden Anstiegs des Anschlussbedarfs sowie der damit assoziierten Kosten waren auf Seite der Netzbetreiber personelle Workarounds und ungeplante Mehrkosten notwendig, um die Anschlüsse durchführen zu können. Bei der Festlegung der Systematik der vierten Regulierungsperiode konnten diese (Kosten-)Entwicklungen nicht antizipiert werden, weshalb sie weder in der OPEX-Kostenbasis noch bei der Determinierung des Betriebskostenfaktors berücksichtigt wurden.

Oesterreichs Energie hat in ihrer Stellungnahme vorgeschlagen, die Mehrkosten in den Jahren 2021 bis 2023 mit der Berechnungslogik des neuen Betriebskostenfaktors für Einspeiser zu berechnen und die generierten Erlöse durch den bereits in der vierten Regulierungsperiode wirkenden BKF in Höhe von 55,37 EUR pro Einspeiser-Zählpunkt von den errechneten Werten abzuziehen. In Analogie zur Inflationsentwicklung der vierten Regulierungsperiode wird jedoch auch beim BKF der Grundsatz verfolgt, dass eine rückwirkende Aufrollung einen

unzulässigen Eingriff in rechtskräftige Feststellungen darstellen würde. Aus diesem Grund wird die von der Branche vorgeschlagene Berechnungslogik in dieser Form abgelehnt.

Die Behörde ist allerdings der Ansicht, dass eine gänzliche Negierung dieser nicht vorhersehbaren Kostenentwicklungen im Rahmen der vierten Regulierungsperiode, die durch geänderte gesetzliche Rahmenbedingungen resultieren, nicht sachgerecht wäre. Aus diesem Grund wird es als gangbare Lösung angesehen, die generierten Erlöse für die in den Jahren 2022 und 2023 (Jahre nach dem Fotojahr der fünften Periode) angeschlossenen Einspeiser-Zählpunkte basierend auf dem in der vierten Regulierungsperiode wirkenden Betriebskostenfaktor doppelt abzugelten. Konkret wird auf Basis der folgenden Formel ermittelt, welche Erlöse durch den das Fotojahr 2016 übersteigenden Zuwachs an Einspeiser-Zählpunkten<sup>89</sup> durch den BKF der vierten Regulierungsperiode bereits generiert werden:

$$\begin{aligned}
 \text{Mehrkosten}_{ESP_{2022; 2023}} &= 2 * 55,37 * \left( (ZP_{ESP_{2022}} - ZP_{ESP_{2021}}) - (ZP_{ESP_{2016}} - ZP_{ESP_{2015}}) \right) \\
 &+ 55,37 * \left( (ZP_{ESP_{2023}} - ZP_{ESP_{2022}}) - (ZP_{ESP_{2016}} - ZP_{ESP_{2015}}) \right)
 \end{aligned}$$

Dabei wird die erste Zeile der Formel (Anschluss der Einspeiser-Zählpunkte im Jahr 2022) in den Netzkosten für die Tarife des Jahres 2024 berücksichtigt und die zweite Zeile (Anschluss der Einspeiser-Zählpunkte im Jahr 2023) in den Netzkosten für die Tarife des Jahres 2025. Da der BKF kumulierend wirkt, ergibt sich für die im Jahr 2022 angeschlossenen Einspeiser-Zählpunkte gesamthaft ein pauschaler Kostensatz in Höhe von 221,48 EUR, da der Kostenwert von 55,37 EUR für vier Jahre zur Anwendung kommt, sowie für 2023 ein Wert von 110,74 EUR.

Die Behörde ist der Ansicht, dass diese Vorgehensweise aufgrund des Mehraufwands der Netzbetreiber in den letzten zwei Jahren der vierten Regulierungsperiode gerechtfertigt ist und dass hierdurch der Umsetzung des EAG, das seine Wirkung im Wesentlichen ab dem Jahr 2022 entfalten hat, angemessen Rechnung getragen wird.

### **13.2. Zielvorgaben für Kostenveränderungen durch geänderte Versorgungsaufgabe**

Betriebskostenerhöhungen sowie Kapitalkostenveränderungen aufgrund von Investitionstätigkeit<sup>90</sup> werden während der fünften Regulierungsperiode ohne die Anwendung von Zielvorgaben und der netzspezifischen Teuerungsrate abgegolten.<sup>91</sup> Die Kostenveränderungen hieraus werden während der fünften Regulierungsperiode als vorübergehend durchschnittlich effizient betrachtet. Diese vorläufige Beurteilung hat allerdings kein Präjudiz auf zukünftige Regulierungsentscheidungen. Es wird somit darauf hingewiesen, dass diese Kosten sehr wohl im Rahmen von zukünftigen Effizienzanalysen berücksichtigt und in Hinkunft einem entsprechenden Abschlag bzw. einer

<sup>89</sup> Analog zur Abgeltung des neuen Betriebskostenfaktors für den Anschluss von Einspeiser-Zählpunkten sind auch hier Zählpunkte in beide Richtungen jeweils immer als Einspeiser zu verstehen.

<sup>90</sup> Bei den Kapitalkosten wird der in Bezug auf Effizienzunterschiede unangepasste Zinssatz zur Anwendung gebracht.

<sup>91</sup> Unter Zielvorgaben sind gemäß § 59 Abs. 2 ElWOG 2010 der generelle Produktivitätsfaktor sowie individuelle Effizienzvorgaben zu verstehen.

effizienzabhängigen Rendite unterworfen werden können. Dies bedeutet, dass es hinsichtlich der (Neu-)Investitionen bei einer neuerlichen Durchführung eines Benchmarkings zu einer entsprechenden Verschiebung der Grenze zwischen „Altanlagen“ und „Neuanlagen“ kommt. Damit beeinflussen relative Kostenänderungen (OPEX und CAPEX) das Effizienzergebnis der folgenden Regulierungsperiode. Die Behörde setzt somit Anreize zur Durchführung von effizienten Investitionen.

### **13.3. Behandlung von Kostenverschiebungen durch Digitalisierung und Standardisierung**

Im Laufe der vergangenen Regulierungsperiode wurde seitens der Netzbetreiber vereinzelt der Umstand an die Behörde herangetragen, dass gelegentlich spezifische umfangreiche Leistungen, die bisher als CAPEX ausgestaltet waren (vor allem im IT-Bereich), seitens der anbietenden Unternehmen nicht mehr unterstützt werden (Wartungen, Ersatzteile, Zusatzinvestitionen etc.). Diese Leistungen können nach wirtschaftlichen Erwägungen nurmehr als OPEX-Dienste (Miete, Leasing, Dienstleistungen etc.) bezogen werden. Gemäß vergangener Regulierungssystematik wäre die Folge, dass der Netzbetreiber diese exogen bedingt verschobenen Kosten im Laufe der Periode nicht abgegolten bekommt, da sie nicht im OPEX-Budget enthalten sind. Da diese neuen laufenden Betriebskosten aber gleichzeitig auch nicht mehr in die Kapitalkostenbasis einfließen, würde es beim Unternehmen zu einer Unterdeckung kommen.

Um dieser Situation entgegenzutreten, soll es im Rahmen der fünften Regulierungsperiode den Netzbetreibern erstmalig ermöglicht werden, wesentliche exogen bedingte Verschiebungen von CAPEX zu OPEX (und umgekehrt) auch während der Regulierungsperiode zu berücksichtigen. Dadurch soll erreicht werden, dass Netzbetreiber im Sinne des Ziels der Kosteneffizienz die wirtschaftlich sinnvollste Beschaffungsstrategie wählen, und nicht auf suboptimale Lösungen zurückgreifen. So soll die Benachteiligung von Netzbetreibern verhindert werden, die – beispielsweise aufgrund von Digitalisierungsarbeiten oder Standardisierungsprozessen – gezwungen sind, Leistungen, die bisher als CAPEX im Anlagevermögen aktiviert wurden, nun als laufende Betriebskosten (OPEX) zu beziehen. Umgekehrt sollen auch Kostenverschiebungen von OPEX zu CAPEX berücksichtigt werden. So soll sichergestellt werden, dass Unternehmen ihre Kosten nicht zu Lasten der Netzkund:innen doppelt abgegolten bekommen.

Netzbetreiber können der Behörde eine derartige Kostenverschiebung melden, die diese detailliert prüft und anerkennt, sofern die folgenden Voraussetzungen erfüllt sind:

- Es muss nachgewiesen werden, dass die Kostenverschiebung exogen bedingt ist bzw. nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers liegt;
- Eine Abgrenzung und damit klare Trennung der Kosten, auch im zeitlichen Ablauf, ist zu gewährleisten und
- es muss zu einer wesentlichen Verschiebung von Kosten kommen. Eine Umstellung von Verrechnungen bei Standardsoftware ist hiervon beispielsweise nicht umfasst.

## Beilage 2

Die Netzbetreiber haben in diesem Zusammenhang grundsätzlich nachzuweisen, dass die Voraussetzungen für die Anerkennungen einer solchen Kostenverschiebung tatsächlich vorliegen.

## 14. Regulierungskonto

Die Entgeltermittlung erfolgt auf Basis des letztverfügbaren Mengengerüsts der Unternehmen (§ 61 EIWOG 2010). Die Erlöse des Unternehmens ergeben sich im Wesentlichen aufgrund der im tarifrelevanten Jahr tatsächlich auftretenden Mengen, multipliziert mit den verordneten Entgelten. Durch diese Vorgangsweise kommt es zu einer Abweichung zwischen den der Verordnung zugrundeliegenden Planerlösen (basierend auf dem angesprochenen Vergangenheitsbezug) und den tatsächlich erzielten (Ist-)Erlösen. Die Abweichung kann naturgemäß sowohl positiv als auch negativ sein und somit Über- als auch Unterdeckungen für die Unternehmen bedingen. Neben den abweichenden Abgabemengen ergeben sich Erlösunterdeckungen bzw. -überdeckungen auch durch Zahlungsausfälle, der Notwendigkeit des Systemausgleichs, periodengetreue Abgrenzung auf Basis von nicht stichtagsgenauen Messwerten und besonderen Entgelten (für temporäre Netzanschlüsse).

§ 50 Abs. 1 EIWOG 2010 sieht diesbezüglich bei der Festsetzung der Kosten vor, die Differenzbeträge zwischen den tatsächlich erzielten und den der Strom-Systemnutzungsentgelte-Verordnung zu Grunde liegenden Erlösen bei der Feststellung der Kostenbasis für die nächsten zu erlassenden Strom-Systemnutzungsentgelte-Verordnungen zu berücksichtigen.

Im Wege des Regulierungskontos gemäß § 50 EIWOG 2010 werden daher Differenzbeträge zwischen den tatsächlich erzielten und den der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (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.

Hinsichtlich des Erlösabgleichs nach § 50 Abs. 1 EIWOG 2010 verfolgt die Regulierungsbehörde das Ziel eines möglichst vollständigen Ausgleichs der entstandenen Erlösdifferenzen.

In Bezug auf die nicht stichtagsgenau messbaren Größen (Netzverluste sowie Verbrauch von Endverbraucher:innen ohne Lastprofilzähler oder Smart-Meter) steht die Mengendifferenz hier mit Ablauf des jeweiligen Wirtschaftsjahres noch nicht endgültig fest. Somit wird hier in einem ersten Schritt in der darauffolgenden Kostenüberleitung die für den Jahresabschluss herangezogene Erlösabgrenzung (gegebenenfalls mit Adaptierungen) herangezogen (t-2-Verzug).

Nach Abrechnung der Kund:innen und der Korrektur der Jahresenergiemenge im zweiten Clearing stehen die finalen Werte fest und können im Jahresabschluss im zweitfolgenden Wirtschaftsjahr berücksichtigt werden (t+2-Vergleich).

Während die Aufrollung im Regulierungskonto grundsätzlich unverzinst erfolgt, wird die Aufrollung von abweichenden Kostenfeststellungen bzw. tarifrelevanten Auswirkungen eines VfGH-Erkenntnisses zu einer SNE-V verzinst mit dem risikolosen Zinssatz berücksichtigt, um den zeitlichen Verzug bei Rechtsmittelentscheidungen zu neutralisieren (vgl. BVwG 24.01.2019, W157 2006151-1).

## 15. Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges

Die Bestimmung der Kosten stellt auf letztverfügbare Werte ab (bilanzielle, pagatorische bzw. technische Werte). Dieser Grundsatz führt zu Abweichungen, wenn sich die tatsächlichen Werte im Jahr der Entgeltwirksamkeit von den letztverfügbaren Werten des entsprechenden Jahres unterscheiden. Ein Beispiel: Aufgrund der Datenverfügbarkeit wird der Kapitalkostenabgleich des Jahres 2024 mit historischen Werten des Geschäftsjahres 2022 berechnet. Es ist davon auszugehen, dass die tatsächlichen Werte im Jahr 2024 von den zugrunde gelegten historischen Werten abweichen. Neben dem Kapitalkostenabgleich und den BKF sind hiervon auch die in § 59 Abs. 6 ElWOG 2010 genannten nicht-beeinflussbaren Kosten betroffen.<sup>92</sup> Somit werden Kostensteigerungen erst zeitversetzt (mit einem Verzug von zwei Jahren) durch Entgelte abgedeckt. Dies führt dazu, dass Unternehmen eine Art Vorfinanzierung leisten und damit nicht nur einem gewissen Zins- sondern auch einem Liquiditätsrisiko ausgesetzt sind. Umgekehrt führen nicht (sofort) durchgereichte Kosteneinsparungen aus Sicht der Netzbenutzer:innen – zumindest vorübergehend – zu erhöhten Entgelten.

Um dem Grundsatz der Kostenwahrheit in § 59 Abs. 1 ElWOG 2010 möglichst zu entsprechen, gilt es, eine systematische Unterdeckung bei kontinuierlichen Erweiterungsinvestitionen gleichsam zu vermeiden wie eine systematische Überdeckung bei kontinuierlichem Rückbau. Daher gleicht die Behörde die angesetzten regulatorischen Werte, analog zum Regulierungskonto, mit den tatsächlichen Ist-Werten ab, sobald diese vorliegen. Der Abgleich ist nach zwei Jahren möglich (t-2-Verzug).

Die Behebung des systemimmanenten Zeitverzugs wurde bereits seit der dritten Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber angewandt. Sie wird grundsätzlich beibehalten. Die Aufrollung für die Entgelte 2024 und 2025 (Plan-Ist-Abgleich der Jahre 2022 bzw. 2023) wird noch inklusive des in der vierten Regulierungsperiode spezifizierten BKF vorgenommen, damit die Aufrollung nach derselben Methodik erfolgt wie die Bildung der Planwerte.

*Aufrollung*<sub>2024</sub>

$$\begin{aligned}
 &= BKF_{2024}^{4.Periode} - BKF_{2022}^{4.Periode} \\
 &+ \text{Kapitalkostenabgleich}_{2024}^{4.Periode} - \text{Kapitalkostenabgleich}_{2022}^{4.Periode} \\
 &+ nbK_{2022} - nbK_{2020}
 \end{aligned}$$

Ab der Aufrollung für die Entgelte 2026 erfolgt zwar ein systematisch identer Abgleich zwischen Plan- und Ist-Werten, jedoch mit dem neu eingeführten BKF für den Anschluss von Einspeiser-Zählpunkte sowie dem adaptierten BKF aus der vierten Periode. Der Kapitalkostenabgleich wird in der Aufrollung weiterhin berücksichtigt, allerdings ab dem Verfahrensjahr 2025 mit der neuen Spezifikation für die fünfte Regulierungsperiode (siehe Kapitel 6.3.2). Auch die Aufrollung der nbK wird auf Basis der Ist-Werte fortgeführt. Zusätzlich wird erstmalig für Entgelte 2026 (bzw. ab dem Verfahrensjahr 2025) die neu eingeführte Aufrollung des t-2-Verzug beim NPI berücksichtigt (siehe Kapitel 10).

<sup>92</sup> Es sei explizit darauf hingewiesen, dass die im Regulierungspfad abgebildeten und somit während der Regulierungsperiode beeinflussbaren Kosten nicht von der beschriebenen Aufrollungssystematik umfasst sind.

Für die Aufrollungen ab der Entgeltermittlung 2026:

$$\begin{aligned}
 \text{Aufrollung}_t &= BKF_t^{\text{adaptiert}} - BKF_{t-2}^{\text{adaptiert}} \\
 &+ BKF_{ESP_t}^{\text{neu}} - BKF_{ESP_{t-2}}^{\text{neu}} \\
 &+ \text{Kapitalkostenabgleich}_t - \text{Kapitalkostenabgleich}_{t-2} \\
 &+ nbK_{t-2} - nbK_{t-4} \\
 &\pm \text{Aufrollung}_{NPI_t}
 \end{aligned}$$

Unverändert keine Aufrollung erfolgt bei den OPEX (insoweit deren Veränderung nicht durch den NPI bzw. den BKF abgebildet sind oder nbK darstellen). Hier soll für die Unternehmen der Anreiz bestehen bleiben, durch zusätzliche Kostensenkungen unter den regulatorisch vorgeschriebenen Kostenpfad einen zusätzlichen Gewinn zu erzielen. Gleichzeitig bliebe die Zielvorgabe ohne Anreizwirkung, würden die (mit der Zielvorgabe übergeleiteten) OPEX mit tatsächlich höheren OPEX aufgerollt, insoweit der Netzbetreiber die Zielvorgabe nicht (gleichmäßig zum Kostenpfad) erreicht.

## 16. Forschungs- und Innovationsbudget

In der fünften Regulierungsperiode wird den Stromverteilernetzbetreibern ein pauschales Forschungs- und Innovationsbudget (F&I-Budget) in Höhe von 0,6 % der jährlich festgestellten beeinflussbaren Betriebskosten (Summe OPEX 2021 exklusive der nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 59 Abs. 6 ElWOG 2010) gewährt. Die Behörde möchte damit die Innovationskraft der österreichischen Unternehmen stärken. Mit Hilfe dieses Budgets werden den Unternehmen notwendige finanzielle Ressourcen für die Unterstützung und Realisierung des erforderlichen Systemumbaus der Stromverteilernetze im Sinne der europäischen und nationalen übergeordneten Dekarbonisierungsziele zur Verfügung gestellt.

Die Zielsetzung für dieses Budget sind Innovationen innerhalb der folgenden Themenbereiche: Versorgungssicherheit, effiziente Nutzung bestehender Infrastruktur, Schaffung von Netzanschlusskapazitäten, Dekarbonisierung des Energiesystems sowie Digitalisierung. Bei diesen Themenbereichen muss vorab eine grundsätzliche Differenzierung vorgenommen werden:

- Die notwendigen Kosten zur gewöhnlichen Erfüllung der gesetzlich definierten Aufgaben und Pflichten der Stromverteilernetzbetreiber (§ 45 ElWOG 2010) werden bereits von den sonstigen anerkannten Kosten abgedeckt und können daher nicht im Rahmen des Innovationsbudgets geltend gemacht werden.
- Unter einer Innovation versteht die gegenständliche Systematik, angelehnt an § 2 Z 20 Bundesvergabegesetz 2018, eine Einführung bzw. Realisierung neuer oder deutlich verbesserter Prozesse und Methoden in Bezug auf die Geschäftspraxis bzw. den Betrieb der Stromnetze.
- Bei den Forschungstätigkeiten, die durch das Innovationsbudget ermöglicht werden sollen, muss stets das Ziel der Zukunftsfähigkeit der österreichischen Stromnetze im Sinne eines Dekarbonisierungs- und Transformationspfades im Vordergrund stehen.<sup>93</sup> Ein entsprechender Nutzen muss realistisch erwartbar sein.

Um eine effiziente Abwicklung zu gewährleisten, können Forschungsprojekte von den Netzbetreibern selbst oder auch in einem Projektkonsortium abgewickelt werden. Bei zweiterem muss gewährleistet werden, dass es nicht zu mehrfachen Finanzierungen bzw. Kostenanerkennungen bei den Unternehmen sowie externen Forschungseinrichtungen kommt. Zudem ist eine nicht-diskriminierende Auswahl potenzieller Forschungspartner:innen sicherzustellen.

Ein wesentliches Grundprinzip hinter dem F&I-Budget ist, dass von den Netzbetreibern nicht verwendete Mittel nach Ende der Regulierungsperiode kostenmindernd bei jedem Netzbetreiber berücksichtigt werden. Sie fließen somit wieder durch geminderte Netzentgelte an die zahlenden Netzbenutzer:innen zurück. Durch diese Refundierung wird dem Grundsatz der Kostenwahrheit (§ 59 Abs. 1 ElWOG 2010) Rechnung getragen und sichergestellt, dass das Budget nur für die definierten Zwecke angewendet wird. Auch ist sicherzustellen, dass etwaige Kapitalkosten, die über den Kapitalkostenabgleich abgegolten sind, keine doppelte

---

<sup>93</sup> Vgl. idS auch die Gesetzesmaterialien zum Vergaberechtsreformgesetz (ErlRV 69 dB XXVI. GP, S. 11).

Berücksichtigung finden. Genauso können keine laufenden Betriebskosten angesetzt werden, die bereits über den Kostenpfad abgegolten werden. Von einer jährlichen Rückerstattung nicht genutzter Mittel wird abgesehen, da Forschungs- und Innovationsprojekte üblicherweise über mehrere Jahre laufen. Daher wird für die Netzbetreiber das Ansparen bzw. die Nutzung der Mittel während der gesamten Regulierungsperiode möglich sein.<sup>94</sup> Sollte es allerdings absehbar sein, dass ein wesentlicher Teil der Mittel nicht benötigt wird, kann eine frühere Rückführung der Mittel erfolgen.

Über die Höhe und Verwendung der Mittel hat jeder Netzbetreiber jährlich, jeweils bis zum 31. März des Folgejahres, einen Bericht zu erstellen. Die gemeinsame Erstellung von Berichten ist dabei zulässig. Zudem ist ein weiteres wesentliches Grundprinzip des F&I-Budgets, dass Netzbetreiber die aus diesem Budget finanzierten Forschungs- und Innovationsergebnisse nicht einzig bei sich im Unternehmen behalten dürfen, sondern der gesamten Branche bzw. der Öffentlichkeit im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums zur Verfügung stellen müssen. Dadurch möchte die Behörde sicherstellen, dass kleinere Unternehmen mit einem zwangsläufig kleinen F&I-Budget keinen systematischen Nachteil erleiden. Darüber hinaus sollen bspw. auch Studierende von den Projekten profitieren können. Daher müssen die Projekte inklusive einer klaren Beschreibung zumindest auf der jeweiligen Netzbetreiberhomepage publiziert werden.

Im F&I-Bericht werden die Projekte vom Netzbetreiber zu Beginn einem Technological Readiness Level (TRL 1-7 oder TRL > 7)<sup>95</sup> zugeteilt. Weiters müssen im Bericht geringstenfalls eine Projektbeschreibung inklusive Projektziel, der erwartete Nutzen (entweder quantitative Bewertung in Form einer Kosten-Nutzen-Analyse oder qualitative Bewertung und Erwartungshaltung), die methodische Umsetzung, das Ergebnis sowie der Zeitplan des Projektes transparent dargelegt sein. Zudem müssen die Netzbetreiber in ihren Berichten klar ausarbeiten, dass das Forschungs- und Innovationsprojekt die Realisierung des erforderlichen Systemumbaus der Stromverteilernetze im Sinne der europäischen und nationalen übergeordneten Dekarbonisierungsziele unterstützt und über die gemäß § 45 EIWOG 2010 definierten, gewöhnlichen Aufgaben und Pflichten der Netzbetreiber hinaus geht.

Die Unternehmen haben hinsichtlich ihrer Innovationstätigkeit der Behörde unbeschadet weitergehender Auskunfts- und Einsichtsrechte, jedenfalls den Auswahl- und Entscheidungsprozess von durchzuführenden Projekten sowie alle wirtschaftlichen und technischen Parameter der Projekte auf Verlangen darzulegen. Falls im Zuge einer Prüfung durch die E-Control der Nutzen oder das Vorliegen einer Innovation gemäß der oben ausgeführten Definition nicht belegt oder das Projekt keinem der oben aufgezählten Themenbereiche zugeordnet werden kann, kann in Konsequenz keine Berücksichtigung des Projektes im Rahmen des Forschungs- und Innovationsbudget erfolgen. Diese nicht

---

<sup>94</sup> Hier sei explizit erwähnt, dass beim Ansparen der durch das Innovationsbudget zur Verfügung gestellten Mittel diese nicht mit einem Inflationsindex angepasst werden.

<sup>95</sup> TRLs werden zur Beschreibung des technologischen Reifegrads während des Verlaufs einer Forschungs-, Entwicklungs- und Implementierungsphase verwendet. TRLs werden auf einer Skala von 1 bis 9 dargestellt, wobei 1 eine zugrundeliegende und 9 eine ausgereifte Technologie beschreiben. Siehe auch: [https://www.twi-global.com/locations/deutschland/was-wir-tun/haeufig-gestellte-fragen/was-sind-technology-readiness-levels-trl#:~:text=TRLs%20wurden%20urspr%C3%BCnglich%20in%20den,%20%2C%20Entwicklungs%20%20und%20Implementierungsphase](https://www.twi-global.com/locations/deutschland/was-wir-tun/haeufig-gestellte-fragen/was-sind-technology-readiness-levels-trl#:~:text=TRLs%20wurden%20urspr%C3%BCnglich%20in%20den,%20%2C%20Entwicklungs%20%20und%20Implementierungsphase.). Abgerufen am 27.06.2023.

## Beilage 2

ordnungsgemäß verwendeten Mittel aus dem Budget fließen in weiterer Folge wieder an die Netzbenutzer:innen zurück.

## 17. Regulierungsformel

In diesem Abschnitt werden abschließend die in diesem Papier dargestellten Inhalte nochmals formal dargestellt.<sup>96</sup> Die Kostenfeststellung (als Basis für die Entgeltermittlung) erfolgt exemplarisch für das Jahr 2024. Die den Entgelten zugrundeliegenden Kosten sind gemäß § 59 Abs. 1 und 7 EIWOG 2010 differenziert nach Netzebenen zu ermitteln. Um jedoch eine übersichtliche Darstellung zu gewährleisten, wird lediglich eine Gesamtunternehmensbetrachtung angestellt. Die Anpassungen bezogen auf Netzebenen sowie für die Folgejahre ergeben sich analog. Grundsätzlich sei darauf zu verwiesen, dass die dargestellten Formeln als Hinweis für die geplante und zuvor beschriebene Vorgangsweise dienen. Die explizite rechnerische Ausgestaltung erfolgt im Rahmen der Kostenbescheide der Netzbetreiber.

---

<sup>96</sup> E-Control behält sich vor, etwaige Unschärfen bzw. Fehler in den im Dokument dargestellten Formeln entsprechend den dargestellten Grundsätzen anzupassen.

Beilage 2

**Kostenfeststellung zur Entgeltermittlung 2024:**

$$K_{2024}^{Basis\ Entgelte} = OPEX_{2023}^{Pfad} \times (1 + \Delta NPI_{2024}) \times (1 - ZV_{5.Periode}) + Kapitalkostenabgleich_{2024} + BKF_{ESP_{2024}}^{Größenklasse} \pm BKF_{2024} \\ + nbK_{2022} \pm Regulierungskonto_{2024} \pm Aufrollung_{2024} - BKZ_{2022} - ME_{2022} - sonst. Entgelte_{2022} \\ + Forschungs\&Innovationsbudget_{2024}$$

Dabei gilt exemplarisch für Bilanzstichtag 31. Dezember:

$$OPEX_{2023}^{Pfad} = (OPEX_{2021} - nbK_{2021}) \times \prod_{t=2022}^{2023} [(1 + \Delta NPI_t) \times (1 - Xgen_{5.Periode})]$$

$$\Delta NPI_{2024} = 0,68 \times \Delta TLI_{2024} + 0,18 \times \Delta VPI_{2024} + 0,14 \times \Delta BPI_{2024}$$

Wobei beispielhaft für den TLI gilt (analog für VPI und BPI):

$$\Delta TLI_{2024} = \frac{TLI_{01.2022} + \dots + TLI_{12.2022}}{TLI_{01.2021} + \dots + TLI_{12.2021}} - 1$$

$$ZV = 1 - \sqrt[7,5]{\frac{K_{2028}}{K_{2023}}} = 1 - \sqrt[7,5]{\frac{K_{2023} \times (1 - Xgen)^{7,5} \times ES_{2024}}{K_{2023}}} = 1 - (1 - Xgen) \times \sqrt[7,5]{ES_{2024}}$$

Wobei gilt:

$$K_{2028} = K_{2023} \times (1 - ZV)^{7,5}$$

$$Kapitalkostenabgleich_{2024} = AfA_{2022} + RAB_{Vermögen\ bis\ 2021}^{2022} \times WACC_{eff} + RAB_{Vermögen\ ab\ 2022}^{2022} \times 4,16\ \%$$

$$BKF_{2024} = (ZP_{Ent_{2022}} - ZP_{Ent_{2021}}) * 99,54 + (ZP_{Esp_{2022}} - ZP_{Esp_{2021}}) * 9,95 + (ZP_{bR_{2022}} - ZP_{bR_{2021}}) * 109,49 \\ + (LL_{NSp_{2022}} - LL_{NSp_{2021}}) * 1.093,22 + (LL_{MSp_{2022}} - LL_{MSp_{2021}}) * 1.508,64 + (LL_{HHSp_{2022}} - LL_{HHSp_{2021}}) * 3.093,81$$

## Beilage 2

### Wobei gilt:

$$LL_{HHSP} = LL_{Hochspannung} + LL_{H\ddot{o}chstspannung}$$

$$BKF_{ESP_{2024}}^{Gr\ddot{o}ssenklasse} = Pauschale_{ESP}^{Gr\ddot{o}ssenklasse} * \left( ZP_{ESP_{2022}}^{Gr\ddot{o}ssenklasse} - ZP_{ESP_{2021}}^{Gr\ddot{o}ssenklasse} - \left( \frac{(ZP_{ESP_{2019}}^{Gr\ddot{o}ssenklasse} - ZP_{ESP_{2018}}^{Gr\ddot{o}ssenklasse}) + (ZP_{ESP_{2020}}^{Gr\ddot{o}ssenklasse} - ZP_{ESP_{2019}}^{Gr\ddot{o}ssenklasse}) + (ZP_{ESP_{2021}}^{Gr\ddot{o}ssenklasse} - ZP_{ESP_{2020}}^{Gr\ddot{o}ssenklasse})}{3} \right) \right)$$

### Wobei hinsichtlich der Größenklasse gilt:

- Kleine Anlagenkategorie: Einspeiser kleiner (<) 20 kW = 443 EUR Pauschale
- Mittlere Anlagenkategorie: Einspeiser größer gleich (>=) 20 kW bis kleiner (<) 1.000 kW = 818 EUR Pauschale
- Große Anlagenkategorie: Einspeiser größer gleich (>=) 1.000 kW = 2.045 EUR Pauschale

### Aufrollung<sub>2024</sub>

$$= BKF_{2024}^{4.Periode} - BKF_{2022}^{4.Periode} + Kapitalkostenabgleich_{2024}^{4.Periode} - Kapitalkostenabgleich_{2022}^{4.Periode} + nbK_{2022} - nbK_{2020}$$

### Wobei gilt:

$$BKF_{2024}^{4.Periode} = \text{Betriebskostenfaktor aus der 4. Regulierungsperiode} \\ = (\text{Zählpunkte}_{2022} - \text{Zählpunkte}_{2016}) \times 55,37 \\ + (\text{Systemlänge}_{gew_{2022}} - \text{Systemlänge}_{gew_{2016}}) \times 1.689,16$$

$nbK_{2022}$  = nicht beeinflussbare Kosten des Geschäftsjahres 2022

Beilage 2

*Regulierungskonto<sub>2024</sub> = Abweichungen, welche im Rahmen des Regulierungskontos berücksichtigt werden*

*Aufrollung<sub>2024</sub> = Aufrollung zur Beseitigung des systemimmanenten Zeitverzugs*

*BKZ<sub>2022</sub> = Auflösung von Baukostenzuschüssen des Geschäftsjahres 2022*

*ME<sub>2022</sub> = Messerlöse des Geschäftsjahres 2022*

*sonst. Entgelte<sub>2022</sub> = Erlöse aus sonstigen Entgelten gemäß § 11 SNE.VO idgF*

*Forschungs&Innovationsbudget<sub>2024</sub>  
= Pauschales Budget in Höhe von 0,6 % der jährlich festgestellten beeinflussbaren Betriebskosten*

**Die Kostenfeststellung zur Entgeltermittlung 2025 erfolgt analog.**

**Ab 2026 ergeben sich Änderungen im Kapitalkostenabgleich (siehe Kapitel 6.3.2) sowie bei der Aufrollung (siehe Kapitel 10 und 15).**

## 18. Literaturverzeichnis

Frontier Economics, IAEW (RWTH Aachen), „NEUBESTIMMUNG GEEIGNETER STRUKTUR- UND LEISTUNGS- PARAMETER ZUR ANWENDUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG FÜR STROM- VERTEILERNETZBETREIBER“, Studie im Auftrag der E-Control, 16.05.2023. Anlage 3.

Gugler, K., Klien, M., Schmitt S. (2012), „Wirtschaftswissenschaftliches Gutachten zu Benchmarkingmethoden für die österreichischen Energienetze“, Gutachten für die E-Control Austria.

Randl, O., Zechner, J. (2019), „Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Gas-Fernleitungsbetreiber für die Regulierungsperiode 2021 bis 2024“, Studie im Auftrag der E-Control, 03.11.2019. [https://www.e-control.at/documents/1785851/0/GutachtenRandlZechner20191103\\_KapitalkostenGasferneleitungsbetreiber+%283%29.pdf/e8ef0be8-54b4-4ea7-238e-63dd349ebe70?t=1590738038068](https://www.e-control.at/documents/1785851/0/GutachtenRandlZechner20191103_KapitalkostenGasferneleitungsbetreiber+%283%29.pdf/e8ef0be8-54b4-4ea7-238e-63dd349ebe70?t=1590738038068), abgerufen am 19.07.2023.

Randl, O., Zechner, J. (2022a), „Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Strom-Übertragungsnetzbetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027“, Studie im Auftrag der E-Control, 07.07.2022. [https://www.e-control.at/documents/1785851/0/RandlZechner\\_Gutachten\\_Strom%C3%BCbertragungsnetzbetreiber\\_20220707.cleaned.pdf/9104bc3a-e531-bc40-55cc-ab171414daef?t=1670920517804](https://www.e-control.at/documents/1785851/0/RandlZechner_Gutachten_Strom%C3%BCbertragungsnetzbetreiber_20220707.cleaned.pdf/9104bc3a-e531-bc40-55cc-ab171414daef?t=1670920517804), abgerufen am 19.07.2023.

Randl, O., Zechner, J. (2022b), „Aktualisierung zum Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Strom-Übertragungsnetzbetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027“, Studie im Auftrag der E-Control, 04.10.2022. [https://www.e-control.at/documents/1785851/0/RandlZechner\\_AktualisierungGutachten\\_Strom%C3%BCbertragungsnetzbetreiber\\_20221004.pdf/62a9a8d4-b5f6-324c-d14e-6857e1a013c2?t=1670920549435](https://www.e-control.at/documents/1785851/0/RandlZechner_AktualisierungGutachten_Strom%C3%BCbertragungsnetzbetreiber_20221004.pdf/62a9a8d4-b5f6-324c-d14e-6857e1a013c2?t=1670920549435), abgerufen am 19.07.2023.

Randl, O., Zechner, J. (2023), „Aktualisierung des WACC für Strom-Verteilernetzbetreiber mit Datenbasis 31. August 2023“, Ermittlung im Auftrag der E-Control, 25.07.2023. Anlage 4.

Rodgarkia-Dara, A. (2007), „Ratchet Effect: Theorie, Lösungsansätze und international Erfahrungen“, E-Control Working Paper, Nr. 18, 1-70.

WIK-Consult GmbH, DIW Berlin (2023a), „Genereller Produktivitätsfortschritt österreichischer Strom-Verteilernetzbetreiber (5. Regulierungsperiode)“, Studie im Auftrag der E-Control, 11.07.2023. Anlage 1.

WIK-Consult GmbH, DIW Berlin (2023b), „Replik auf die Hauptkritikpunkte der Branche“, Studie im Auftrag der E-Control, 17.10.2023. Anlage 2.

## Anhang I

### Liste der vom Regulierungssystem umfassten Unternehmen

- 001 Netz Burgenland GmbH
- 002 Wiener Netze GmbH
- 004 Netz Oberösterreich GmbH
- 005 LINZ STROM NETZ GmbH
- 006 Wels Strom GmbH
- 007 Energie Ried GmbH
- 008 Energienetze Steiermark GmbH
- 010 Salzburg Netz GmbH
- 011 Stromnetz Graz GmbH & Co KG
- 012 Vorarlberger Energienetze GmbH
- 013 TINETZ-Tiroler Netze GmbH
- 014 Netz Niederösterreich GmbH
- 015 Innsbrucker Kommunalbetriebe AG
- 016 KNG-Kärnten Netz GmbH
- 017 Energie Klagenfurt GmbH
- 018 Energieversorgung Kleinwalsertal Ges.m.b.H.
- 020 Feistritzwerke-STEWEAG-GmbH
- 021 E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH
- 022 Stadtwerke Judenburg AG
- 023 Stadtwerke Kapfenberg GmbH
- 024 Stadtwerke Bruck a. d. Mur GmbH
- 026 Stadtwerke Mürzzuschlag Ges.m.b.H.
- 027 Elektrizitätswerk der Stadtgemeinde Kindberg
- 028 Stadtwerke Köflach GmbH
- 047 Elektrizitätswerk Perg GmbH
- 049 Elektrizitätswerke Reutte AG
- 053 Elektrizitätswerke Frastanz GmbH
- 101 Kraftwerk Haim KG
- 109 Montafonerbahn Aktiengesellschaft
- 119 Stadtgemeinde Amstetten, Inhaberin der nicht prot. Fa. "Stadtwerke Amstetten"
- 121 Stadtwerke Feldkirch
- 123 Stadtwerke Hall in Tirol Ges.m.b.H.
- 124 Stadtwerke Hartberg Energieversorgungs-Ges.m.b.H.
- 126 Stadtwerke Kitzbühel
- 127 Stadtwerke Kufstein Gesellschaft m.b.H
- 129 Stadtwerke Schwaz GmbH
- 131 Stadtwerke Voitsberg GmbH
- 132 Stadtwerke Wörgl GmbH

## Anhang II

Wie in Kapitel 1 erläutert, werden im Folgenden die eingebrachten Stellungnahmen zusammengefasst und gewürdigt. Die tabellarische Darstellung soll die Lesbarkeit des Dokumentes verbessern.

Stellungnahmen	Sicht der E-Control
<b>Stellungnahmen zu Kapitel 5 – Unveränderliche und potenziell veränderliche Parameter</b>	
<p><b><u>Oesterreichs Energie zu generellen Aspekten:</u></b> Oesterreichs Energie begrüßt die Einführung des Konzepts der potenziell veränderlichen Parameter. Seitens der E-Control müsse aber klargestellt werden, dass die potenziell veränderlichen Parameter auch auf Basis bereits bestehender gesetzlicher Vorgaben angepasst werden können. Eine Anpassung solle entsprechend auch dann möglich sein, wenn ein bereits bekannter Sachverhalt im Kostenprüfungsjahr 2021 noch keine weitreichende Kostenwirkung hatte, diese jedoch im Laufe der fünften Regulierungsperiode evident wird.</p> <p><b><u>BAK zu generellen Aspekten:</u></b> Die BAK begrüßt die Festlegung potenziell veränderlicher Parameter, da so veränderte Versorgungsaufgaben der Stromverteilnetzbetreiber rascher Berücksichtigung finden können.</p> <p><b><u>WKÖ zu generellen Aspekten:</u></b> Die WKÖ begrüßt die Festlegung potenziell veränderlicher Parameter, da hiermit auf aktuelle Entwicklungen reagiert werden könne.</p>	<p>Die Behörde kann die Ausführungen von Oesterreichs Energie nachvollziehen. Daher hat sie die Formulierungen in Kapitel 5 dahingehend verdeutlicht, dass neue gesetzliche Gegebenheiten eine hinreichende, aber keine notwendige Bedingung für eine Veränderung bei den potenziell veränderlichen Parametern sind.</p> <p>Die positiven Rückmeldungen zur Implementierung des Kapitel 5 von der BAK und WKÖ werden zur Kenntnis genommen.</p>
<p><b><u>Oesterreichs Energie zur kommerziellen Qualität:</u></b> Laut Oesterreichs Energie sei die angedeutete potenzielle Implementierung eines Anreizregimes für kommerzielle Qualität nur unzureichend abgehandelt. Eine genaue Ausgestaltung eines solchen Regulierungsinstrumentes sowie die genaue Zielrichtung seien noch nicht erkennbar. Die E-Control müsse vor Einführung eines solchen Instruments dessen Design und Parametrierung ausführlich mit der Branche beraten und konsultieren. Auch müsse gewährleistet werden, dass allfällige Qualitätsstandards im Rahmen der anerkannten OPEX und den korrespondierenden Ressourcen überhaupt erfüllt werden können.</p> <p><b><u>BAK zur kommerziellen Qualität:</u></b> Die geplante Einführung von Kriterien zur Messung kommerzieller Qualität werde ausdrücklich begrüßt. Die Behörde wird aufgefordert, möglichst rasch weitere Schritte zur Implementierung zu setzen. Eine Einführung müsse noch in dieser Regulierungsperiode erfolgen, da die Beschwerden über Netzbetreiber immer mehr zunehmen. Die Überlegungen der Behörde zu einem Bonus-Malus-System hinsichtlich der qualitätsvollen Bearbeitung von Netzzugangsanträgen werden ausdrücklich unterstützt.</p>	<p>Die Behörde hat bereits in der vorläufigen Regulierungssystematik ausgeführt, dass eine konkrete Ausarbeitung der Kriterien kommerzieller Qualität zum Zeitpunkt der neuen Regulierungssystematik noch nicht abgeschlossen war. Daher ist eine detailliertere inhaltliche Abhandlung zu diesem Zeitpunkt noch nicht möglich. Die E-Control sichert aber zu, dass sowohl die Netzbetreiber bzw. deren Branchenvertretung als auch die Legalparteien entsprechend dem Grundsatz der Transparenz in die künftige Konzeptionierung von Kriterien kommerzieller Qualität eingebunden werden. Dass eine genaue Zielrichtung dieses Instruments nicht erkennbar sei, kann die Behörde nicht nachvollziehen, da sie bereits beschrieben hat, dass durch die Schaffung neuer Anreize die kommerzielle Qualität österreichischer Stromverteilernetzbetreiber verbessert werden soll.</p> <p>Die Behörde ist bestrebt, der Aufforderung der BAK nachzukommen, und möglichst zügig weitere Schritte zu dieser Thematik zu setzen. Zudem lädt sie die Legalparteien und Netzbetreiber dazu ein, eigene Überlegungen für dieses neue Regulierungsinstrument einzubringen.</p>

<p><b>Oesterreichs Energie zu Kosten im Zusammenhang mit der Umsetzung der NIS-Richtlinien:</b>        Laut Oesterreichs Energie sei bereits heute absehbar, dass im Laufe der fünften Regulierungsperiode auf einen Teil der Netzbetreiber eine erhebliche Kostenbelastung in Folge der Umsetzung der europäischen Vorgaben zur Cybersicherheit sowohl nach NIS-1- wie auch (zusätzlich) nach NIS-2-Richtlinie zukomme. Dem Vorschlag der E-Control zur potenziellen Einführung eines pauschalen BKF sei grundsätzlich zuzustimmen. Die E-Control habe aber als zwingende Voraussetzung eines solchen BKF die Festlegung einer für alle Netzbetreiber passenden Bemessungsgröße vergessen. Analysen von Consentec zeigen, dass die sachgerechte Festlegung einer solchen Bemessungsgrundlage herausfordernd sei. Für die Branche sei es notwendig, dass Kosten für die Umsetzung der NIS-Richtlinien und Kosten im Zusammenhang mit Cybersecurity-Maßnahmen bei entsprechender Nachweisbarkeit von Ist-Aufwendungen und dem Nicht-Vorliegen dieser Kosten im Fotojahr mit t-2 Zeitverzug anerkannt werden können. Daher müsse bis zur künftigen Implementierung eines pauschalen BKF eine Abgeltung der NIS-bezogenen Kosten in Form eines Kosten-Plus-Modells erfolgen.</p> <p><b>BAK zu Kosten im Zusammenhang mit der Umsetzung der NIS-Richtlinien:</b>        Für die BAK ist das angeführt Beispiel für die potenzielle Einführung eines pauschalen BKF für Kosten im Zusammenhang mit der Umsetzung der NIS-Richtlinien nachvollziehbar. Es sei jedoch notwendig, dass nur auf Basis nachvollziehbarer Daten in guter Qualität Kosten anerkannt werden.</p>	<p>Die Behörde möchte in dem Zusammenhang betonen, dass Kosten, die für die Umsetzung der NIS-1-Richtlinie bei manchen Netzbetreibern bereits im Prüfungsjahr angefallen sind, durchaus schon berücksichtigt werden. Die Mehrkosten, die für die Umsetzung der NIS-2-Richtlinie im Laufe der fünften Regulierungsperiode bei manchen Netzbetreibern anfallen werden, gilt es im Laufe der Periode zu evaluieren. Analog zur Sichtweise der BAK wird jedoch Voraussetzung sein, dass nachvollziehbare Kostendaten, die eindeutig von anderen Kostenpositionen abgegrenzt werden können, in einer guten Qualität vorliegen. Nach Ansicht der Behörde ist erst dann ein ausreichendes Fundament für die Ermittlung pauschaler Kostensätze bzw. für die Evaluierung eines neuen BKF im Sinne der gesetzlichen Vorgaben gegeben. Eine Kostenanerkennungen auf Basis einer Kosten-Plus-Lösung bis zur Ermittlung eines pauschalen BKF lehnt die Behörde allerdings aus den bereits in Kapitel 5 genannten Gründen weiterhin ab.</p>
<p><b>Oesterreichs Energie zu Berücksichtigung von Kosten iZm Energiegemeinschaften:</b>        Gemäß Oesterreichs Energie seien die aktuell stark aufkommenden Energiegemeinschaften herausfordernd für die Netzbetreiber und die korrespondierenden OPEX steigen exponentiell mit dem Zuwachs der Zählpunkte in Energiegemeinschaften an. Hierbei müsse ein Augenmerk auf Datenverarbeitungs-, Werteplausibilisierungs- und Berechnungskapazitäten gelegt werden. Daher seien die zukünftigen Anforderungen iZm Energiegemeinschaften in das Kapitel 5 der veränderlichen Parameter aufzunehmen, wobei anfallende Mehrkosten im Vergleich zum Fotojahr 2021 zunächst über ein Kosten-Plus-Modell und nach Vorliegen einer entsprechenden Datenbasis über einen neuen BKF abzubilden seien. Eine weitere Option sei, dass ab 2024 zunächst mit einem BKF in Höhe von 200 € pro Zählpunkt gestartet werde, welcher innerhalb der Periode evaluiert und angepasst werden könne.</p>	<p>Für die Behörde erscheint es plausibel, die Berücksichtigung von Kosten im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften in das Kapitel 5 als Beispiel für einen potenziell veränderlichen Parameter mit aufzunehmen. In Analogie zu Kosten im Zusammenhang mit der Umsetzung der NIS-Richtlinien betont sie allerdings, dass auch hier für weitere Schritte zunächst eine qualitativ gute und ausreichende Datenbasis vorliegen muss. Für eine dem Grundsatz der Kostenwahrheit entsprechende Berücksichtigung der Kosten im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften fehlt aktuell die dafür notwendige Datenlage. Eine zwischenzeitliche Einführung eines Kosten-Plus-Modells sieht die Behörde aus den bereits in Kapitel 5 genannten Gründen kritisch und lehnt diese daher ab. Der optionale Branchenvorschlag, mit einem BKF in Höhe von 200 € pro Zählpunkt zu starten, kann nicht nachvollzogen werden, da die Herleitung der 200 € weder begründet noch ansatzweise hergeleitet ist. Daher wird dieser Vorschlag abgelehnt.</p>
<b>Stellungnahmen zu Kapitel 6.1 – Geprüfte Kosten des Geschäftsjahres 2021</b>	
<p><b>Oesterreichs Energie zu Netzverluste – Vorfinanzierung / Bundesmitteln:</b>        Oesterreichs Energie kritisiert, dass bis jetzt eine Ausschüttung der Bundesmittel vom Bund nicht erfolgt sei, obwohl 53 Abs. 4 ElWOG 2010 normiere, dass Kosten für die Beschaffung von</p>	<p>Die Behörde kann die Unzufriedenheit der Netzbetreiber über die noch nicht erfolgte Ausschüttung der Bundesmittel vom Bund nachvollziehen. In der gesetzlichen Grundlage zur Deckung der Kosten für die Beschaffung von</p>

<p>Netzverlustenergie für das Jahr 2023 im Ausmaß von 186 EUR/MWh durch Bundesmittel bedeckt werden. Für die Netzbetreiber entstehen daher zusätzliche nicht beeinflussbare Kosten für die Vorfinanzierung der Netzverlustenergie. Die im Jahr 2023 angefallenen Kosten (inklusive der Bundesmittel und Vorfinanzierungskosten) bedürfen daher einer Anerkennung als Teil der nicht beeinflussbaren Kosten im Zuge der Kostenfeststellung durch die E-Control.</p>	<p>Netzverlustenergie (§ 53 Abs. 4 ElWOG 2010) heißt es jedoch eindeutig, dass der <i>Bund</i> die Mittel den Netzbetreibern bedarfsgerecht zur Verfügung zu stellen hat. Zudem wird festgelegt, dass in den Verfahren zur Feststellung der Kostenbasis gemäß § 48 lediglich jene Kosten und Mengen festzustellen sind, die nicht aus Bundesmitteln bedeckt werden.</p> <p>Eine Anerkennung von Vorfinanzierungskosten im Zusammenhang mit durch Bundesmittel bedeckten Kosten zur Beschaffung von Netzverlustenergie für das Geschäftsjahr 2023 als Teil der nicht beeinflussbaren Kosten kann von der E-Control demgemäß nicht bestätigt werden, da den Bund ausdrücklich die Pflicht zur bedarfsgerechten Zurverfügungstellung der Mittel trifft. In diesem Zusammenhang wäre aus Sicht der Regulierungsbehörde daher vielmehr eine Kontaktaufnahme mit dem Bund (Bundesministerium für Finanzen bzw. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie) erforderlich. Kosten für die Beschaffung von Netzverlustenergie, die nicht durch Bundesmittel bedeckt werden, sind dahingegen dem Grunde nach weiterhin als Teil der nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 59 Abs. 6 Z 3 ElWOG 2010 umfasst.</p>
<p><b>Stellungnahmen zu Kapitel 6.3 – Grundzüge der effizienzabhängigen Rendite</b></p>	
<p><b>BAK zur effizienzabhängigen Rendite:</b> Die BAK sieht es positiv, dass die kostenneutrale und symmetrische Ausgestaltung der effizienzabhängigen Rendite erneut durch einen Justierungsfaktor sichergestellt wird.</p> <p><b>WKÖ zur effizienzabhängigen Rendite:</b> Die WKÖ begrüßt den Entfall der Mindesteffizienz und die Festlegung einer größeren Schwankungsbreite, die auf den Median der Effizienzwerte abstellt. Damit werde eine größere Anreizwirkung entfaltet, die den Kunden zugutekommt.</p>	<p>Die positiven Rückmeldungen von BAK und WKÖ zur Ausgestaltung der effizienzabhängigen Rendite werden zur Kenntnis genommen.</p>
<p><b>Stellungnahmen zu Kapitel 7 – Generelle Produktivitätsvorgabe</b></p>	
<p><b>Oesterreichs Energie zur generellen Produktivitätsvorgabe:</b> Oesterreichs Energie hat eine finale Studie bei den Professoren Gugler und Liebensteiner in Auftrag gegeben. In dieser Studie seien Mängel in dem von E-Control beauftragten Gutachten von WIK/DIW festgestellt worden. Es sei daher unverständlich und nicht sachgerecht, warum die E-Control sich so stark auf das Gutachten von WIK/DIW stützt. Die wesentlichen Mängel des Gutachtens von WIK/DIW seien i) eine weitgehende Exklusion von Inputpreisen in den Regressionen, bzw. die Argumentation, dass Datenprobleme eine OLS-Schätzung ohne Inputpreise rechtfertigen würden, ii) eine selektive Verwendung des BPI als Inputpreis., iii) die Wahl eines zu weit in die Vergangenheit zurückreichenden Stützintervalls, plus eine Argumentation zu wieder zunehmenden Produktivitätswachstumsraten gegen Ende der Sampleperiode, iv) die zum Teil geringe Beobachtungszahl in den Regressionen und v) eine</p>	<p>Die E-Control hat ihre Gutachter WIK/DIW mit einer kritischen Analyse und Würdigung der finalen Studie von Gugler/Liebensteiner beauftragt. Die Behördengutachter haben daraufhin in einer Replik die vorgebrachten Einwände von der Branche und den Branchengutachtern allesamt auf Basis nachvollziehbarer Argumente entkräften können. Nähere Informationen sind WIK/DIW (2023b) bzw. Anlage 2 dieses Regulierungsdokuments zu entnehmen. Aus diesem Grund wird eine weitere Reduktion des <math>X_{gen}</math> abgelehnt.</p> <p>Die Behörde nimmt zur Kenntnis, dass der <math>X_{gen}</math> aus Sicht der BAK und WKÖ zu niedrig festgesetzt wurde. Basierend auf den Ausführungen in Kapitel 7 erachtet die Behörde die Festlegung des <math>X_{gen}</math> in Höhe von 0,4 % weiterhin als angemessen. Zudem teilt die E-Control nicht die Meinung der WKÖ, dass das Vorsichtsprinzip bei</p>

<p>Argumentation hin zu SFA-Schätzungen, die jedoch falsch spezifiziert sind und die Ineffizienz aus der Schätzung nicht offenlegen. Unter Berücksichtigung dieser Mängel und der Argumentation zur Position von Oesterreichs Energie ergebe sich ein bereits erschöpftes Produktivitätspotenzial für die kommende Regulierungsperiode, was einen <math>X_{gen}</math> von Null erfordere.</p> <p><b>BAK zur generellen Produktivitätsvorgabe:</b> Die BAK ist der Ansicht, dass die Festlegung der generellen Zielvorgabe, auch vor dem Hintergrund der schriftlichen Ausführungen der Behörde selbst, nicht ausreichend sachlich begründet und daher nicht nachvollziehbar sei. Dem Vorsichtsprinzip werde bereits Rechnung getragen, indem sich an der unteren Bandbreite der Gutachtensempfehlung orientiert wurde. Die Behörde werde um selbstkritische Prüfung ersucht. Ein weiteres Entgegenkommen für die Netzbetreiber seitens der Behörde wäre für die BAK jedenfalls nicht tragbar.</p> <p><b>WKÖ zur generellen Produktivitätsvorgabe:</b> Die WKÖ erachtet die Festlegung des <math>X_{gen}</math> mit 0,4 % als zu niedrig. Die Fortführung des bisherigen <math>X_{gen}</math> in Höhe von 0,95 % werde als gerechtfertigt angesehen, zumal der Wert sogar noch knapp unter der gutachterlichen Empfehlung liege. Die Begründung für die Einbeziehung des Wertes des Gasbereichs könne nicht nachvollzogen werden und dürfe nicht in die Mittelwertbildung des <math>X_{gen}</math> für die Stromverteilernetzbetreiber aufgenommen werden. Dass die Festlegung um mehr als die Hälfte des Werts nach unten korrigiert wird, wird sehr kritisch gesehen und kann nicht nachvollzogen werden. Das Vorsichtsprinzip dürfe bei diesem Regulierungsparameter nicht zu Anwendung kommen. Insbesondere bei neu hinzukommenden Tätigkeiten, die bisher nicht zum Standard zählten (bspw. dem Anschluss von Einspeiser-Zählpunkten) gebe es Effizienzpotentiale, die gehoben werden können.</p>	<p>diesem Parameter nicht zur Anwendung kommen dürfe. Zusammenfassend wurde aus Sicht der Behörde keine ausreichende Begründung vorgebracht, die eine nachträgliche Korrektur des festgelegten <math>X_{gen}</math> in Höhe von 0,4 % notwendig gemacht hätte.</p>
<p><b>Stellungnahmen zu Kapitel 8 – Individuelle Zielvorgabe (Xind) - Benchmarking</b></p>	
<p><b>Oesterreichs Energie zur Gruppe der Netzbetreiber:</b> Oesterreichs Energie führt an, dass die Gruppe der Netzbetreiber eine erhebliche Heterogenität aufweise. Die Möglichkeiten, der Heterogenität zu begegnen, seien jedoch deutlich begrenzt. Es müsse verhindert werden, dass eine nur teilweise adressierte Heterogenität zu nicht sachgerechten individuellen Zielvorgaben führt. Daher sei eine fundierte und robuste Ausreißeranalyse und die Anwendung des Vorsichtsprinzips auch zukünftig unabdingbar.</p>	<p>Die Behörde teilt die Branchenansicht, dass eine vor das Benchmarking angestellte Ausreißeranalyse für eine sachgerechte Analyse unabdingbar ist. Auch hält sie die Anwendung des Vorsichtsprinzips grundsätzlich für sachgerecht, weshalb im Rahmen der fünften Regulierungsperiode weiterhin von einer Mindesteffizienz Gebrauch gemacht wird, sowie von einer Abbaudauer der Ineffizienzen, die länger ist als die eigentliche Regulierungsperiode. Darüber hinaus bestimmt sich der finale Effizienzwert weiterhin aus einer Best-of-Abrechnung über zwei unterschiedliche Kostenbasen. Im Gegensatz zur Ausreißeranalyse werden diese Instrumente im Sinne des Vorsichtsprinzips allerdings nicht als unabdingbar erachtet, weshalb hier für die nächste Periode durchaus Anpassungen vorgenommen werden können. Hinsichtlich des Netzbetreibersamples hält die Behörde fest, dass es sich bei allen im Benchmarking betrachteten Unternehmen ausschließlich um österreichische</p>

	<p>Stromverteilernetzbetreiber mit dem entsprechend gleichen Versorgungsauftrag handelt. Dieser homogene Versorgungsauftrag soll durch die Outputparameter im Benchmarking abgebildet werden. Die Zusammensetzung des Benchmarking-Samples ist daher grundsätzlich sachgerecht.</p>
<b>Stellungnahmen zu Kapitel 8.1 – Benchmarkingverfahren</b>	
<p><b>BAK zur Gewichtung der Benchmarking-Verfahren:</b>          Die BAK befürwortet die 50:50-Gewichtung der beiden Verfahren im Zuge des Benchmarkings ausdrücklich. Eine best-of-Auswahl zwischen den beiden Effizienzwerten nach DEA und MOLS wäre aus Sicht der BAK nicht sachgerecht.</p>	<p>Die Stellungnahme zur Gewichtung der Benchmarking-Verfahren seitens der BAK wird zur Kenntnis genommen und von der Behörde inhaltlich geteilt.</p>
<b>Stellungnahmen zu Kapitel 8.2.1.1 – Standardisierung von Kapitalkosten</b>	
<p><b>Oesterreichs Energie zur Standardisierung von Kapitalkosten:</b>          Oesterreichs Energie weist darauf hin, dass sich im Rahmen der standardisierten TOTEX sowohl der WACC real sowie der Normierungsfaktor deutlich reduziert habe. Diese Effekte seien für die Netzbetreiber nicht beeinflussbar. Es können sich aber Veränderungen der individuellen Effizienzwerte ergeben. Diese Effekte seien aber in ihrer Auswirkung noch nicht einschätzbar bzw. quantifizierbar.</p>	<p>Die Beobachtung von Oesterreichs Energie, dass sich der WACC real sowie der Normierungsfaktor reduziert hat, kann grundsätzlich geteilt werden. Im Zuge dessen weist die Behörde allerdings darauf hin, dass die Ermittlung der Annuitäten seit jeher auf einer einheitlichen Berechnungsformel beruht, die für alle Unternehmen gleich ist. Hierdurch wird eine objektive und transparente Ermittlung der Annuitäten sichergestellt. Dass sich der WACC real sowie der Normierungsfaktor im Laufe der Zeit ändert, liegt in der Natur der Sache. Eine Reduktion des WACC real war zudem in Anbetracht der Inflationsentwicklungen bereits zu antizipieren. Hinsichtlich etwaiger individueller Auswirkungen, die zu diesem Zeitpunkt nicht einschätzbar bzw. quantifizierbar sind, verweist die Behörde auch auf die zur Anwendung kommende Best-Of-Abrechnung über die zwei Kostenbasen, wodurch individuelle Effekte abgefedert werden sollten.</p>
<b>Stellungnahmen zu Kapitel 8.2.2 – Variablenauswahl: Outputparameter (Struktur- und Leistungsparameter)</b>	
<p><b>Oesterreichs Energie zur Anzahl der Zählpunkte auf Netzebene 6-7:</b>          Die Feststellung der E-Control, dass unterschiedliche Typen von Zählpunkten sich hinsichtlich ihres Aufwands unterscheiden, sei nach Ansicht von Oesterreichs Energie richtig. Allerdings sei die derzeitige Ausgestaltung der Gewichtungsfaktoren – konkret für die Zählpunkte, die in beide Richtungen messen – nicht sachgerecht. Da Zählpunkte in beide Richtungen die Funktionalitäten eines Bezugs- und Einspeisezählpunktes in einem Gerät vereinen, seien sie nicht mit 126,5% zu gewichten, sondern mit 200%. Ansonsten würde dieser Umstand im Benchmarking bestraft werden.          Durch Berücksichtigung von Einspeiser-Zählpunkten mit entsprechendem Gewicht (zumindest in der Höhe der Verbraucher-Zählpunkte) könne gemäß Oesterreichs Energie zumindest ansatzweise auch die dezentrale Einspeisung indirekt als Outputparameter berücksichtigt werden.</p>	<p>Auch die E-Control hat im Laufe der Stellungnahmefrist die Gewichtung der Zählpunkte für das Benchmarking – insbesondere in Hinblick auf die Zählpunkte in beide Richtungen – evaluiert. Sie ist zum gleichen Ergebnis wie Oesterreichs Energie gekommen, dass das Gewicht für Zählpunkte in beide Richtungen auf 200 % erhöht werden sollte. Zum einen wird hierdurch gewährleistet, dass jeder Zählpunkt im Effizienzvergleich in gleicher Art und Weise berücksichtigt wird. Zum anderen wird sichergestellt, dass es in Hinblick auf die Datenmeldung der Netzbetreiber zu keiner Ungleichbehandlung im Benchmarking kommt. In einer Detailanalyse hat sich nämlich herauskristallisiert, dass bei den Datenmeldungen der Netzbetreiber hinsichtlich der drei Zählpunkt-Klassifikationen (Entnehmer-Zählpunkt, Einspeiser-Zählpunkt, Zählpunkt in beide Richtungen) eine heterogene Vorgehensweise bestand: Während manche Netzbetreiber einen Überschusseinspeiser bei den Zählpunkten in beide Richtungen gemeldet haben, haben andere Netzbetreiber</p>

	<p>einen Entnahme-Zählpunkt und einen Einspeiser-Zählpunkt gemeldet. Durch die Anpassung der Gewichtung verfolgt die Behörde ihr wesentliches Ziel, unsachliche Verzerrungen bei der Ermittlung der relativen Effizienz und damit eine Ungleichbehandlung zu vermeiden und somit einen fairen Effizienzvergleich sicherzustellen.</p>
<p><b>Oesterreichs Energie zur transformierten flächengewichteten Netzanschlussdichte (trfNAD):</b>  <u>trfNAD – Geodaten:</u> Hinsichtlich der Geodaten als Eingangsparameter in die trfNAD zeigen sich sowohl bei den Straßengraphen als auch bei den Flächennutzungs- und Siedlungsdaten Inkonsistenzen und Ungenauigkeiten in den aktualisierten Daten, die kurzfristig nicht zu beheben seien. Daher sei für die fünfte Regulierungsperiode die Verwendung aller Geodaten aus der vierten Regulierungsperiode, verschnitten mit der aktuellen Zählsprengelstruktur, vorzuzugswürdig. Diesen Ansatz habe die E-Control bereits für das vorläufige Ermittlungsergebnis im Grundsatz, jedoch noch nicht vollständig verfolgt. Im Sinne einer konsequenten und konsistenten Umsetzung müssen auch die Daten zu Siedlungsflächen und Gebäudezahlen entsprechend aus der vierten Regulierungsperiode übernommen werden.  <u>trfNAD – Netzbetreiberdaten:</u> Oesterreichs Energie hat angemerkt, dass die Eingangsdaten der Netzbetreiber für die trfNAD im Rahmen des vorläufigen Ermittlungsergebnis auf teilweise unvollständigen oder vorläufigen Daten beruhen. Für die trfNAD im Rahmen des finalen Benchmarkings müssen alle zwischenzeitlich aktualisierten Netzbetreiberdaten einfließen.  <u>trfNAD – Gewichtung:</u> Laut Oesterreichs Energie sei eine Aktualisierung der Anpassung der relativen Gewichtung der Netzebenen in Bezug auf die trfNAD analog zum Vorschlag von Consentec geboten. Nur so könne ein fairer Effizienzvergleich erreicht werden. Die Ablehnung der E-Control sei nicht nachvollziehbar.  <u>trfNAD – Ausblick auf die 6. Regulierungsperiode:</u> Mit Blick auf die nachfolgende sechste Regulierungsperiode sollten die nun bekannten offenen Fragen zu Datenquellen und -qualität möglichst zügig, jedenfalls mit deutlich mehr Vorlauf vor Beginn der Regulierungsperiode, behandelt werden. Auch sollte die Umstellung der Flächenanteile auf Shapes der Versorgungsgebiete geprüft und gegebenenfalls umgesetzt werden, um die relevanten Flächen an den Rändern der Versorgungsgebiete genauer zu erfassen.</p>	<p><u>trfNAD – Geodaten:</u> Hinsichtlich der Geodaten kann nachvollzogen werden, dass diese gesamthaft – also auch inklusive der Siedlungs- und Gebäudezahlen – auf dem Datenstand der vierten Periode basieren sollten, da aufgefallene Unplausibilitäten kurzfristig nicht behoben werden konnten. Daher ist die Behörde dem Branchenvorschlag nachgekommen und hat bei Consentec die Ermittlung der trfNAD auf Basis aller Geodaten aus der vierten Periode beauftragt und diese in der finalen Benchmarkinganalyse angewendet.  <u>trfNAD – Netzbetreiberdaten:</u> Auch die Behörde ist der Ansicht, dass die trfNADs für das finale Benchmarking auf den zwischenzeitlich aktualisierten Netzbetreiberdaten basieren müssen. Daher wurden die aktualisierten Netzbetreiberdaten zum Stichtag 20. September 2023 an Consentec übermittelt. Bis zu diesem Stichtag konnte im Vergleich zum vorläufigen Ermittlungsergebnis in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern und Consentec noch eine deutliche Verbesserung der Datenqualität erzielt werden.  <u>trfNAD – Gewichtung:</u> Für die Behörde ist der deutliche Anstieg der von Consentec vorgeschlagenen Gewichtung weiterhin fragwürdig. Da die Herleitung dieser Gewichte auf einen unvollständigen Datensatz beruht, den die Behörde weder replizieren noch verifizieren kann, weil auch ihr die notwendigen Daten zu den Trassenlängen für das Jahr 2021 nicht vorliegen, sieht sie weiterhin von einer Anpassung der Gewichte ab. Solange die Unplausibilitäten nicht eindeutig geklärt sind, sollen daher weiterhin die etablierten und bewährten Gewichte der vergangenen Perioden angewendet werden. Diese Priorisierung der Konsistenz zur vierten Regulierungsperiode bei den Gewichtungsfaktoren erfolgt also gleichermaßen aus Vorsichtsgründen wie bei den Unstimmigkeiten in den aktualisierten Geodaten, die nicht mehr rechtzeitig behoben werden konnten.  <u>trfNAD – Ausblick auf die 6. Regulierungsperiode:</u> Die Behörde teilt die Ansicht von Oesterreichs Energie und strebt einen frühzeitigen Diskussionsprozess zu diesen offenen Fragen an.</p>
<p><b>Stellungnahmen zu Kapitel 8.5 – Ausreißeranalyse</b></p>	
<p><b>Oesterreichs Energie zum Masking-Effekt:</b></p>	<p>Für die Behörde sind die Ausführungen von Oesterreichs Energie bzw. Consentec zum Masking-Effekt nicht überzeugend. Mehr noch: Aus Sicht der Behörde führen</p>

## Beilage 2

<p>Oesterreichs Energie beschreibt in ihrer Stellungnahme ausführlich den sogenannten „Masking-Effekt“, der im Rahmen der Ausreißeranalyse berücksichtigt werden müsse. Nur so könne die Schwäche der einfachen Ansätze zur Ausreißeranalyse behoben werden, die darin liege, dass sich Ausreißer wechselseitig verdecken („maskieren“) können, so dass die Ausreißereigenschaft des einen Unternehmens dazu führe, dass die Ausreißereigenschaft des anderen Unternehmens unentdeckt bliebe und umgekehrt. Eine Nichtberücksichtigung des Masking-Effektes im Zuge des finalen Benchmarkings könne seitens der Netzbetreiber nicht akzeptiert werden. Daher müsse die DEA-Ausreißeranalyse um ein zusätzliches Kriterium zur Erkennung des Masking-Effektes ergänzt werden. Es wird ein algorithmischer Vorschlag zur Erweiterung der Ausreißeranalyse unterbreitet.</p>	<p>die Überlegungen zum Masking-Effekt ins Leere. Analysen zum Masking-Effekt schließen nämlich ein Unternehmen bewusst aus und negieren somit die Existenz dieses Unternehmens. Durch dieses bewusste Negieren der Existenz eines Unternehmens wird also künstlich ein Zustand konstruiert bzw. vorausgesetzt, der sich in der Realität gerade nicht zeigt. Tatsächlich existieren beide Unternehmen – daher sollten sie auch bei Ausreißeranalysen gemeinsam Berücksichtigung finden. Allein die Methodik zur Überprüfung, ob ein Masking-Effekt vorliegt, würde also einen nicht sachgerechten externen Eingriff in das reale Unternehmenssample darstellen und ist daher rein konzeptionell abzulehnen. Ein solches Vorgehen wäre nur dann sinnvoll, wenn der begründete Verdacht für Datenfehler oder eine evidente Sonderstellung des ausgeschlossenen Unternehmens im Sample beobachtet werden kann. Beides konnte im Rahmen der ausführlichen und genauen Prüfung der Unternehmen durch die Behörde nicht beobachtet werden. Auch aus der Anreizperspektive hält die Behörde den Masking-Effekt für problematisch, da durch die nicht sachgerechte Exklusion zweier Unternehmen, die auf Basis der bewährten und etablierten Ausreißermethode der Supereffizienzanalyse gerade keine Ausreißer darstellen, die Effizienzgrenze künstlich in Richtung der ineffizienten Unternehmen verschoben wird. Es würde also das Risiko bestehen, dass wesentliche Anreize zu individuellen Aufholprozessen konterkariert werden. Aus diesen Gründen wird die Anwendung des Masking-Effekts im Benchmarking weiterhin als nicht sachgerecht erachtet.</p> <p>Der Vollständigkeit halber sei hier abschließend erwähnt, dass die Diskussion zum Masking-Effekt im Rahmen des finalen Benchmarkings für die fünfte Regulierungsperiode in der praktischen Anwendung obsolet geworden ist, da dieser Effekt auf Basis der finalen Benchmarking-Datenbasis nicht mehr festgestellt werden konnte.</p>
<p><b><u>Oesterreichs Energie zu weiteren Aspekten der Ausreißeranalyse:</u></b></p> <p>Im Hinblick auf das kleine Unternehmenssample sei das von der E-Control gewählte Vorgehen bei der Ausreißeranalyse, insbesondere aufgrund starrer, ex-ante festgelegter Schwellenwerte, sehr instabil. So könne selbst eine kleine Datenänderungen Änderungen im Ausreißerbefund nach sich ziehen, was wiederum einen Einfluss auf die Effizienzwerte einzelner Unternehmen haben könne. Aufgrund dessen müsse selbst bei kleinen Datenänderungen durch die E-Control jedenfalls sichergestellt werden, dass die Ausreißeranalyse stets erneut durchgeführt wird, wenn sich benchmarking-relevante Daten ändern.</p>	<p>Die Kritik hinsichtlich des Vorgehens der E-Control bei der Ausreißeranalyse kann nicht nachvollzogen werden. Oesterreichs Energie versucht von einer ex-ante Festlegung der Schwellenwerte auf eine Instabilität im Ausreißerverfahren zu schließen. Diese Schlussfolgerung ist allerdings nicht sachgerecht. Die ex-ante Festlegung der Schwellenwerte betrachtet die E-Control als wesentlich, da hierdurch Objektivität, Nachvollziehbarkeit und Transparenz sichergestellt wird. Die Supereffizienzanalyse, die einflussreiche Datenpunkte identifizieren möchte, beruht stets auf der empirischen Effizienzverteilung. Daher kann die Behörde auch nicht nachvollziehen, dass die Schwellenwerte von Oesterreichs Energie als <i>starr</i> bezeichnet werden. Dass Änderungen in den Unternehmensdaten zu Änderungen</p>

## Beilage 2

<p>Die endgültige Effizienzberechnung für Bescheide sei laut Oesterreichs Energie grundlegend für alle Unternehmen synchron und auf dem gleichen Datenstand durchzuführen. Der Zustand aus der vierten Regulierungsperiode, wo E-Control aufgrund von Einsprüchen einzelner Unternehmen mehrere unterschiedliche Datenstände für die Ermittlung der endgültigen Zielvorgaben für die Unternehmen verwendet habe, sei nicht tragbar und müsse vermieden werden.</p>	<p>im Ausreißerbefund führen <i>können</i>, liegt in der Natur der Sache. Die Anwendung der Supereffizienzanalyse, die eine wissenschaftlich fundierte und international gängige Ausreißermethode darstellt, wird für den gegenständlichen Effizienzvergleich daher weiterhin als sachgerecht erachtet. Dabei ist die Regulierungsbehörde bestrebt, die Berechnung der unternehmensindividuellen Effizienzen – entsprechend des Diskriminierungsverbots – auf Basis eines einheitlichen Datenstands durchzuführen. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass § 48 Abs. 1 EIWOG 2010 der Regulierungsbehörde keine Kompetenz zum Erlass einer Regulierungsverordnung vermittelt und die bescheidmäßigen Feststellungen der Zielvorgabe daher nur individuell-konkrete Rechtswirkungen entfalten, welche im Hinblick auf den mit dem Verfahren § 48 Abs. 1 EIWOG 2010 verfolgten Rechtsschutzgedanken nicht von der Rechtskraft der übrigen Bescheide abhängig sind. Somit erfüllen die bescheidmäßigen Feststellungen gerade dann die Absicherung der netzbetreiberspezifischen Erlöserwartung, wenn diese in Rechtskraft erwachsen.</p>
<b>Stellungnahmen zu Kapitel 9 – Bestimmung der Zielvorgabe während der Regulierungsperiode</b>	
<p><b>WKÖ zur Mindesteffizienz:</b>        In Analogie zu den CAPEX werde auch für die OPEX der Entfall der Mindesteffizienz als sachgerecht erachtet, damit bei „beiden“ Kostenkomponenten eine ähnliche Anreizwirkung zum Tragen kommt, die den Kunden zugutekommt. Durch die Mindesteffizienz werden die Netzbetreiber auf eine „virtuelle Effizienz“ angehoben, was nicht sachgerecht sei.</p>	<p>Die Behörde stimmt der Beobachtung zu, dass durch die Mindesteffizienz der Effizienzwert eines ineffizienten Unternehmens, das unter der Mindesteffizienzgrenze liegt, zu deren Vorteil künstlich angehoben wird. Somit wird die individuelle Zielvorgabe nachträglich korrigiert bzw. werden die Abschläge auf zukünftige OPEX reduziert. Nach Ansicht der Behörde ist die Mindesteffizienz ein Werkzeug im Sinne des Vorsichtsprinzips, wobei weder deren Existenz noch deren Höhe direkt aus den Berechnungen ableitbar ist und keine eigentliche Variable im Effizienzvergleich darstellt. Für diese fünfte Regulierungsperiode sieht die Behörde es als sachgerecht an, die Mindesteffizienz im Sinne des Vorsichtsprinzips und der Konsistenz zur vierten Regulierungsperiode bei 80 % zu belassen. Auch ist festzuhalten, dass nur wenige Unternehmen unter dieser Mindesteffizienzgrenze liegen.</p>
<p><b>WKÖ zur Abbaudauer der Ineffizienzen:</b>        Die WKÖ begrüßt die perspektivische Anpassung der Abbaudauer der Ineffizienzen auf maximal eine Regulierungsperiode.</p>	<p>Es wird zur Kenntnis genommen, dass auch die WKÖ eine perspektivische Anpassung der Abbaudauer der Ineffizienzen auf maximal eine Regulierungsperiode begrüßt.</p>
<b>Kapitel 10 – Netzbetreiberpreisindex</b>	
<p><b>BAK zur Umstellung des NPI:</b>        Für die BAK seien die Umstellungen des NPI zwar grundsätzlich nachvollziehbar, dennoch werden die Kostensteigerungen, die dadurch auf die Netznutzer:innen zukommen werden,</p>	<p>Die Behörde kann nachvollziehen, dass es zu keinem „Hin- und Herwechseln“ zwischen den Gewichtungen in der Zusammensetzung des NPI kommen darf. Die neue Zusammensetzung des NPI und die neue Gewichtung der Indexe im NPI basieren auf einer aktuellen Detailanalyse der Kostenartenstruktur der</p>

## Beilage 2

<p>mit kritischem Auge gesehen. Es dürfe zu keinem „Hin- und Herwechseln“ zwischen den Gewichtungen kommen.</p>	<p>beeinflussbaren OPEX von sieben Stromverteilernetzbetreibern, die zusammen mehr als 70 % aller Zählpunkte der Benchmarking-Teilnehmer:innen repräsentieren. Die Gewichtung sollte nun konstant beibehalten werden. Eine perspektivische Anpassung wäre aus Sicht der Behörde nur dann notwendig und sachgerecht, wenn es ein hinreichendes Indiz dafür gibt, dass der nunmehrige NPI in seiner Zusammensetzung die durchschnittliche Kostenstruktur der Stromverteilernetzbetreiber nicht mehr angemessen repräsentiert.</p>
<p><b>BAK zum Verbraucherpreisindex:</b>        Um eine doppelte Berücksichtigung steigender Energiekosten zu vermeiden, sollte aus Sicht der BAK der dem NPI zugrundeliegende VPI um die Energiekosten bereinigt werden.</p>	<p>Das Herausrechnen einzelner Komponenten aus dem VPI sieht die Behörde kritisch. Der Index wird im Rahmen der Regulierungssystematik als ein Proxy für die durchschnittliche Preisentwicklung im sonstigen betrieblichen Bereich verwendet, die durch eigene spezifischere Teilindizes nicht angemessen abgebildet werden konnten. Eben wegen dieser bewussten Funktion des VPI als eine Art Reservoir für nicht besser abzubildende Kostenentwicklungen erachtet die Behörde den Index nur in seiner gesamten Zusammensetzung als einen angemessenen Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung im sonstigen betrieblichen Bereich. Der Index darf also aus Sicht der Behörde nicht auf seine einzelnen Bestandteile heruntergebrochen und bearbeitet werden, da dies die Angemessenheit in seiner Anwendung im Rahmen der Regulierungssystematik gefährden könnte. Eine solche Vorgehensweise könnte eine allgemeine Unsicherheit in die Anwendung dieses Index bringen. Zudem ist festzuhalten, dass die Behörde auch vor dem Hintergrund der gestiegenen Energiepreise die Zusammensetzung des NPI intensiv geprüft hat, um ihn präziser an die tatsächliche Kostenstruktur der Netzbetreiber anzupassen und dafür zu sorgen, dass Energiepreise in der Kostenabgeltung nicht überrepräsentiert sind. Der Anteil des VPI wurde deshalb bereits deutlich von 50 % auf 18 % reduziert. Mit seiner neuen Gewichtung in Höhe von 18 % stellt der VPI in der Zusammensetzung des NPI also keine maßgebliche Größe mehr dar. Um eine spezifischere Abbildung der Kostenstruktur sicherzustellen, wurde der Anteil des TLI erhöht und der Baupreisindex mit 14 % in die Berechnung des NPI mit aufgenommen.</p>
<p><b>BAK zur Aufrollung des NPI:</b>        Einem Eingreifen in die Vorperiode (4. Regulierungsperiode) durch nachträgliche Einführung eines t-2-Zeitverzugs, wie dieser seitens der Branche gefordert wird, werde eine klare Absage erteilt.</p>	<p>Wie bereits in Kapitel 10.2 der Regulierungssystematik erläutert, lehnt auch die Behörde das Eingreifen in die geschlossene Systematik der vierten Regulierungsperiode ab.</p>
<b>Kapitel 10 – Finanzierungskostensatz (WACC)</b>	
<p><b><u>Oesterreichs Energie zur Aktualisierung des WACC und Einführung einer separaten Betrachtung von Alt- und Neuanlagen (WACC-Splitting):</u></b></p>	<p>Wie bereits im Kapitel 11 der Regulierungssystematik ausgeführt, werden durch die neu eingeführte Systematik bzw. durch den WACC für Neuinvestitionen spürbare</p>

Die Einführung des WACC-Splittings sei nach Ansicht von Oesterreichs Energie zielführend, da zumindest für Neuinvestitionen das stark steigende Zinsniveau berücksichtigt werde. Es sei aber kritisch zu sehen, dass Investitionsanreize wie ein Mark Up für Neuinvestitionen nicht berücksichtigt werden und die Planungssicherheit für eine laufzeitkongruente Finanzierung mit hohen Zinssätzen über die laufende Regulierungsperiode hinaus fehlen. Die neu eingeführte WACC-Splitting-Systematik bilde zwar historische und zukünftige Zinsniveaus ab, allerdings werden keine erforderlichen Investitionsanreize für neue „grüne“ Investitionen geschaffen. Zusätzliche Investitionsanreize für neue „grüne“ Investitionen in Stromverteilernetze seien aber erforderlich. Daher sei für ein innovatives, anreizbasiertes WACC-Modell als „missing-link“ der „WACC\_add-on green DSO investments“ für grüne Neuinvestitionen innerhalb der fünften Regulierungsperiode erforderlich. Der Branche gehe es dabei keinesfalls um die Generierung eines überbordenden WACC für grüne Neuinvestitionen innerhalb der fünften Regulierungsperiode, sondern lediglich um ein Signal an die Kapitalmärkte, erforderliches Kapital zur Realisierung des massiven zukünftigen Investitionsbedarfes in Stromnetze bereitzustellen.

**BAK zur Aktualisierung des WACC und Einführung einer separaten Betrachtung von Alt- und Neuanlagen (WACC-Splitting):**

Die separate Verzinsung von Alt- und Neuanlagen könne aufgrund des aktuell sehr volatilen Marktumfelds von der BAK grundsätzlich nachvollzogen werden. Die Inklusion von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen im WACC<sub>Neuinvest</sub> werde kritisch gesehen, da es in diesem Bereich keine Anreize für Investitionen durch eine höhere Vergütung brauche. Es sei weiterhin nicht nachvollziehbar, dass sich die Behörde bei der Ermittlung des WACC stets am oberen Ende der als angemessen beurteilten Bandbreite ihrer eigenen Gutachten orientiert und teilweise sogar nach oben abweicht. Die Behörde werde aufgefordert, im Zuge der Aktualisierung der Datenbasis die Interessen der Netznutzer:innen stärker zu berücksichtigen. Die Problematiken des Netzausbaus, welche die BAK nicht negiert, werden nicht in einer zu niedrigen Verzinsung des regulatorischen Anlagenbestandes begründet. Es werden vielmehr Akzeptanzproblematiken seitens der Bevölkerung und fehlende rechtliche Grundlagen wahrgenommen. Die Schwierigkeiten seien nicht mittels eines Aufschlags auf den Finanzierungskostensatz zu lösen. Der geforderte Add-On für grüne Investitionen sei schlicht inakzeptabel.

**WKÖ zur Aktualisierung des WACC und Einführung einer separaten Betrachtung von Alt- und Neuanlagen (WACC-Splitting):**

Die Einführung des WACC-Splittings könne von der WKÖ im Rahmen des volatilen Umfelds am Kapitalmarkt nachvollzogen werden. Auch der Entfall des Mark-Up wird begrüßt, da insbesondere die Festlegung eines höheren WACC für Neuinvestitionen ausreichende

Investitionsanreize für die Stromverteilernetzbetreiber sichergestellt. Infolgedessen betrachtet die Behörde einen zusätzlichen Aufschlag auf den WACC<sub>Neuinvest</sub> weiterhin als obsolet. Dass ein Add-On ein Signal an die Kapitalmärkte sei, erforderliches Kapital zur Realisierung des Investitionsbedarfes in Stromnetze bereitzustellen, kann nicht nachvollzogen werden. Vielmehr wird die Ansicht der BAK und WKÖ geteilt, dass kein Erfordernis besteht, Investitionen über einen Add-On noch weiter zu beanreizen. Zusammenfassend wurde aus Sicht der Behörde keine ausreichende Begründung vorgebracht, die eine nachträgliche Einführung eines Add-On auf „grüne“ Investitionen notwendig gemacht hätte. Die Behörde möchte an dieser Stelle nochmals festhalten, dass der neu eingeführte WACC<sub>Neuinvest</sub> eine Verzinsung geplanter Neuinvestitionen anhand aktueller Marktdaten gewährleistet, was dazu führt, dass Finanzierungskosten für Neuinvestitionen mit einem höheren WACC vergütet werden. Dies trägt den aktuellen Entwicklungen am Kapitalmarkt Rechnung, stellt aber bereits zu Gunsten der Unternehmen eine Abweichung vom Grundsatz eines stabilen Systems und der synchronen Berücksichtigung von Zinserhöhungen und -senkungen dar. Eine weitere Begünstigung der Netzbetreiber erscheint vor diesem Hintergrund somit nicht angemessen.

Dass die BAK die Inklusion von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen im WACC<sub>Neuinvest</sub> kritisch sieht, nimmt die Behörde zur Kenntnis. Sie hält dieses Vorgehen jedoch weiterhin für sachgerecht, da Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen zur Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit im Rahmen der gestiegenen Zinslandschaft finanziert werden müssen. Zudem wäre eine Trennung der Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen vom WACC<sub>Neuinvest</sub> auch angesichts einer schwer durchführbaren Abgrenzung kritisch zu sehen. Auch bestünde die Gefahr einer nachteiligen Anreizwirkung, wenn Erneuerungen besser abgegolten würden als der reine Ersatz.

Für die BAK sei es nicht nachvollziehbar, dass sich die Behörde bei der Ermittlung des WACC stets am oberen Ende der als angemessen beurteilten Bandbreite ihrer eigenen Gutachten orientiert und teilweise sogar nach oben abweicht. Zu diesem Thema ist auf das Kapitel 10 und der dortigen Begründung zu verweisen. Kurz zusammengefasst folgt die Behörde der Empfehlung von Zechner/Randl (2022a), aufgrund der aktuell erhöhten Unsicherheit eine Festlegung im oberen Bereich der Bandbreite zu treffen. Die Wahl der Marktrisikoprämie oberhalb der Bandbreite

<p>Investitionsanreize setze. Einen Add-On für grüne Investitionen auf den WACC dürfe es nicht geben, zumal nahezu jegliche Investition der Energiewende diene und demnach als „grüne Investition“ gesehen werden könne. Grundsätzlich werde kein Erfordernis gesehen, Investitionen weiter zu beanreizen. Der Netzbereich sei generell nicht von einer „Investitionsmüdigkeit“ erfasst. Hemmnis bzw. Bremsklotz der Investitionstätigkeit seien vielmehr die zu langen Verfahrensdauern. Daher sei die Politik gefordert die Rahmenbedingungen entsprechend zu gestalten.</p>	<p>wurde bewusst vor dem Hintergrund einer stabilen Entscheidungspraxis und der derzeit hohen Unsicherheit der Zinsentwicklung getroffen.</p>
<p><b><u>Oesterreichs Energie zur Aktualisierung des WACC für den Altbestand:</u></b>  Oesterreichs Energie betrachtet die Aktualisierung des WACC für den Altbestand als rückwirkende Reduktion und sieht dies kritisch. Die Finanzierung von langlebigen Anlagegütern erfolge langfristig und sei dementsprechend rückwirkend nicht mehr änderbar.</p> <p><b><u>BAK zur Aktualisierung des WACC für den Altbestand:</u></b>  Die BAK ist der Ansicht, der WACC müsse das Niedrigzinsumfeld der vergangenen Jahre in angemessener Weise widerspiegeln, um sicherzustellen, dass die Netznutzer:innen davon profitieren. Der bisherige vergangenheitsorientierte Ansatz habe dazu geführt, dass die Netzbetreiber, trotz zum gegebenen Zeitpunkt sehr niedriger und sinkender Zinsen, weiter von höheren Zinsen aus der Vergangenheit profitieren konnten. Dieser finanzielle Vorteil stelle zugleich einen Kostennachteil für die zahlenden Netznutzer:innen dar. Demgegenüber stehe das implizite Versprechen, diese Systematik langfristig aufrecht zu erhalten, sodass es bei steigenden Zinsen zu einem Ausgleich kommt. Dementsprechend muss die Systematik der vergangenheitsorientierten Bestimmung der Kapitalverzinsung (WACC) nun im Wesentlichen beibehalten werden.</p> <p><b><u>WKÖ zur Aktualisierung des WACC für den Altbestand:</u></b>  Die WKÖ begrüßt, dass die generelle Vorgangsweise zur Bestimmung dieses Regulierungsparameters beibehalten wurde, da nur damit ein fairer Ausgleich allfälliger Über- oder Unterschätzungen im Verlauf all der Regulierungsperioden gegeben sei.</p>	<p>Die Kritik für die Aktualisierung des WACC für den Altbestand sowie die nicht sachgerechte Bezeichnung einer „rückwirkenden Reduktion“ können nicht nachvollzogen werden. Die Behörde möchte daran erinnern, dass die Einführung des WACC<sub>Neuinvest</sub> bereits zu Gunsten der Unternehmen eine Abweichung vom Grundsatz eines stabilen regulatorischen Ansatzes bei der Festlegung des Finanzierungskostensatzes und der synchronen Berücksichtigung von Zinserhöhungen und -senkungen darstellt. Gleichzeitig wird auch bei der Festsetzung des WACC für den Altbestand dem gestiegenen Zinsniveau Rechnung getragen, indem bei den Fremdkapitalzinsen und dem risikolosen Basiszins bei der Eigenkapitalzinsermittlung eine Aktualisierung der zugrundeliegenden Durchschnittsbildung auf Basis aktueller Daten bis 31. August 2023 vorgenommen wird. Eine weitere Anpassung des Systems der Ermittlung des Finanzierungskostensatzes zu Gunsten der Netzbetreiber erscheint nicht angemessen, zumal die Investitionen aus dem alten Anlagebestand vom Netzbetreiber im Niedrigzinsumfeld der vergangenen Jahre günstig finanziert werden konnten und die grundsätzliche Orientierung an der Vergangenheit für die Festlegung angemessener Zinssätze durch die Behörde seit mehreren Regulierungsperioden bekannt war. Auch aus Gründen des Risikoausgleichs sollte eine einmal gewählte Durchschnittsbildung bzw. eine einmal etablierte Methode durch den Regulator möglichst langfristig beibehalten werden. Die angewendete Methode für die Durchschnittsbildung in Phasen sinkender und steigender Zinsen stellt dabei auch sicher, dass sich die Vorteile bei sinkenden Zinsen durch Nachteile bei steigenden Zinsen ausgleichen und ein Gleichgewicht zwischen Netzbetreibern und Netznutzer:innen hergestellt wird. Dies wäre bei einer unterschiedlichen Behandlung dieser aus ex-ante Sicht sonst symmetrischen Situation, nicht mehr gegeben. Während Netzbetreiber bzw. ihre Eigenkapitalgeber aus dieser Methodik somit in der vergangenen Periode mit einem WACC von 4,88 % einen Vorteil zogen, kommt es nun mit einem WACC von 4,16 % zu einem Nachteil – der jedoch mit der Einführung des WACC<sub>Neuinvest</sub> von 6,33 % ohnedies nivelliert wird –, womit über die</p>

	<p>Regulierungsperioden ein Ausgleich im Sinne des § 4 Z 6 EIWOG 2010 und § 4 Z 6 und 7 E ControlG zwischen den Interessen der Netzbetreiber bzw. Eigenkapitalgeber und der Netzbewerber:innen getroffen wird. Für die regulierten Unternehmen ist ein stabiles System durch die damit ermöglichte Planungssicherheit freilich ein Wert an sich.</p>
<p><b><u>Oesterreichs Energie zur Anpassung des WACC bei Unterschreitung der Eigenkapitalquote:</u></b>  Für Oesterreichs Energie stelle eine sinkende Eigenkapitalquote durch den steigenden Investitionsbedarf eine Problematik dar. Die Anpassung des WACC bei Unterschreitung der Eigenkapitalquote könne dazu führen, dass dadurch ein Investitionshemmnis und damit ausbleibende Investitionen verursacht werden, wenn durch die sinkende Eigenkapitalquote und die nicht sachgerechte Neuberechnung des WACC derart starke negative Effekte auftreten können. Aus Sicht der Netzbetreiber sei sicherzustellen, dass in der aktuell vorliegenden Phase besonders hoher Neuinvestitionen dieser Passus in der Regulierungssystematik angepasst werde. Auch schlägt Oesterreichs Energie zwei Lösungsoptionen vor. Die eine Lösungsoption wäre, dass die definierte Eigenkapitalquote ausgesetzt würde und somit keine Neuberechnung des WACC durchgeführt werde. Die andere Lösungsoption wäre, dass aufgrund der niedrigeren Eigenkapitalquote und somit des höheren Verschuldungsgrades auch die Eigen- und Fremdkapital-Zinssätze im Rahmen der WACC-Ermittlung neu berechnet würden. Bspw. würde mit bei Unterschreiten von 40% ein höheres verschuldetes Beta und damit ein höherer Eigenkapital-Zins auftreten, was aber wiederum durch die Neuberechnung des WACC mit tatsächlicher Eigenkapitalquote ausgeglichen werden würde.</p>	<p>Die Behörde nimmt die von der Branche beschriebene Situation zur Kenntnis, sieht diese aber grundsätzlich nicht als eine <i>Problematik</i> an. Die Systematik der Anreizregulierung ist bekannt und Eigenkapitalausstattung muss grundsätzlich als unternehmerische Entscheidung gewertet werden. Die Behörde ist im Rahmen der Anreizregulierung jedoch nach § 60 Abs.3 EIWOG 2010 verpflichtet, den Netzbetreibern eine angemessene Verzinsung unter Berücksichtigung der <i>Normkapitalstruktur</i> zu gewähren. Es ist dabei anzunehmen, dass Unternehmen mit einem unterdurchschnittlichen Eigenkapitalanteil auch schlechtere Kreditkonditionen erhalten. Ein geringerer Zins bei zu geringem Eigenkapital ist entsprechend jedenfalls sachgerecht. Die vorgeschlagenen Lösungsoptionen werden daher aus folgenden Gründen kritisch gesehen: Wenn die Eigenkapitalquote eines Unternehmens – die sich anhand der verzinslichen Kapitalbasis unter Heranziehung des verzinslichen Fremdkapitals ergibt – die Normkapitalstruktur um mehr als 10 % unterschreitet, würde eine einfache Durchrechnung des CAPM-Modells hierbei zu einer Erhöhung der anzusetzenden Verzinsung des Eigenkapitals führen. Die Höhe des WACC würde sich kaum verändern. Diesfalls bliebe die Anwendung der Norm- bzw. Zielkapitalstruktur ohne steuernden Effekt auf Netzbetreiber, und die gesetzliche Bestimmung in § 60 Abs. 3 EIWOG 2010 würde ohne faktische Relevanz bleiben. Dies hätte damit eine auf Basis der Bestimmung ungerechtfertigte Gleichbehandlung des Unternehmens und Netzbetreibern mit einer der Normkapitalstruktur entsprechenden Kapitalstruktur zur Folge. Aus diesen Gründen wird keine Anpassung an der bisherigen Systematik erfolgen. Die Behörde erkennt zwar an, dass entgegen der Vergangenheit deutlich mehr zu investieren ist als an bestehenden Anlagen abgeschrieben wird, allerdings kann die Abgeltung von Kapitalkosten nur für das vorhandene Vermögen und nicht für etwaige künftige Ausbauten erfolgen. Die Unternehmen sind daher gefordert, zusätzliche Finanzierung aufzustellen. Insbesondere durch den <math>WACC_{\text{Neuinvest}}</math> wird ermöglicht, auch für einen starken Ausbau des Netzes eine Finanzierung zu erhalten. Auch kann nicht einfach die Zielkapitalstruktur reduziert werden, da nicht angenommen werden kann, dass die Fremdkapitalkosten gleichbleiben, wenn entsprechend weniger Eigenkapital für den Netzbetrieb vorhanden ist.</p>

<p><b><u>Oesterreichs Energie zur Abgeltungssystematik der Kapitalkosten:</u></b>  Oesterreichs Energie merkt an, dass analog zum NPI auch bei der Abbildung des Kapitalkostenabgleichs ein Prognoseansatz angewendet werden sollte.</p>	<p>Die Behörde kann nachvollziehen, dass aufgrund der derzeitigen Rahmenbedingungen beim Kapitalkostenabgleich ein Prognoseansatz angewendet werden sollte. Daher wurde im Rahmen des Kapitel 5 eine Umstellung der Abgeltungssystematik der Kapitalkosten als potenziell veränderlichen Parameter in Aussicht gestellt. Konkret könnte im Laufe der Regulierungsperiode erstmalig ein Plan-Ist-Abgleich eingeführt werden. Nähere Informationen sind Kapitel 5 zu entnehmen. Hierdurch wird auch der von Oesterreichs Energie wahrgenommenen Problematik der Anpassung des WACC bei Unterschreitung der Eigenkapitalquote (siehe vorherige Zeile) entgegengewirkt, da die höhere Sicherheit wiederum die Zinskonditionen verbessert und dazu beiträgt, dass das Unternehmen leichter Zugang zu Finanzmitteln hat.</p>
<p><b>Kapitel 13.1 – Betriebskostenfaktor (BKF)</b></p>	
<p><b><u>Oesterreichs Energie zu Smart Meter Kosten:</u></b>  Oesterreichs Energie beschreibt, dass bei den Netzbetreibern ein zunehmender Aufwand für den Betrieb der Smart Meter zu beobachten sei, der 2018 bei der Festlegung des BKF-Smart-Meter noch nicht in dem Ausmaß absehbar gewesen wäre. Der von der Behörde anerkannte Betriebskostenfaktor aus 2018 decke diesen Mehraufwand nicht ab und beinhalte auch keine Wertsteigerung für den Zeitraum seit 2018. Die Deckelung der Smart-Meter-Kosten sei nicht nachgerecht, weshalb die Aufhebung dieser Deckelung sowie die entsprechende Kostenanerkennung aus der Smart Meter Zusatzkostenabfrage beantragt wird.</p> <p><b><u>BAK zu Smart Meter Kosten:</u></b>  Die BAK merkt an, dass sie die Vorgehenseise hinsichtlich des Entfalls des Betriebskostenfaktors zu Smart Metering unterstützt.</p>	<p>Aus Sicht der Behörde ist an der Deckelung jedenfalls festzuhalten, da diese während der gesamten laufenden vierten Regulierungsperiode als Kostenreferenz von keinem Netzbetreiber kritisiert wurde. Daher ist es plausibel davon auszugehen, dass diese Festlegung auskömmlich ist und zu keiner Unterdeckung bei den Smart-Meter-Kosten führt. Dem Argument der Inflationierung kann die Behörde grundsätzlich folgen, weshalb die pauschalen Kostenfaktoren nachträglich inflationiert werden. Konkret wird nun die Steigerung des Ist-NPI von 2017 (erstes Jahr nach dem Fotojahr 2016) bis 2021 berücksichtigt. Dies führt dazu, dass sich die für die Deckelung angesetzten pauschalen Kostensätze um die Inflation erhöhen (siehe auch Kapitel 8.2.1.2).</p>
<p><b><u>Oesterreichs Energie zu in den Jahren 2021 – 2023 entstandenen Kosten beim Anschluss von Einspeisern:</u></b>  Aus Sicht der Branche sei die Abgeltung der entstandenen Kosten zum Anschluss der Einspeiser in den Jahren 2021-2023 nachträglich in der fünften Regulierungsperiode anzuerkennen. Ein von der Branche eingebrachtes Gutachten bestätige die Forderung der Branche. Die berechnete Unterdeckung in der vierten Regulierungsperiode sei entsprechend durch die Berücksichtigung im Wege des Regulierungskontos zu adressieren. Als Vorschlag könnte die Kostenunterdeckung in den Jahren 2021-2023 mit der Berechnungslogik des neuen Betriebskostenfaktors für Einspeiser berechnet werden.</p>	<p>In Analogie zur Inflationsentwicklung der vierten Regulierungsperiode wird auch beim BKF der Grundsatz verfolgt, dass eine rückwirkende Aufrollung einen unzulässigen Eingriff in rechtskräftige Feststellungen darstellen würde, weshalb der Vorschlag von Oesterreichs Energie in dieser Form abgelehnt wird. Eine gänzliche Negierung der nicht vorhersehbaren Kostenentwicklungen durch den deutlichen Anstieg der Anschlüsse von Einspeiser-Zählpunkten im Rahmen der vierten Regulierungsperiode wäre nach Ansicht der Behörde allerdings auch nicht sachgerecht. Daher wird diesem Mehraufwand der Netzbetreiber in den letzten zwei Jahren der vierten Regulierungsperiode Rechnung getragen, indem für die neu angeschlossenen Einspeiser-Zählpunkte dieser Jahre der Betriebskostenfaktor der vierten Periode doppelt zugestanden wird. Detailliertere Informationen bzw. eine genaue Ausführung dieser gangbaren Lösung sind Kapitel 13.1.3. der Regulierungssystematik zu entnehmen.</p>

<p><b><u>BAK zum neuen Betriebskostenfaktor für den Anschluss von Einspeiser-Zählpunkten:</u></b>          Die BAK sei dem neuen BKF nicht grundsätzlich abgeneigt, allerdings sei der zugrunde gelegte Personalkostensatz kritisch zu beurteilen. Die Branche sei gefordert, durch Lernerfahrung und Innovation rasch Effizienzgewinne zu lukrieren und daran die Netznutzer:innen teilhaben zu lassen. Es sei wichtig, dass die Behörde im Rahmen der veränderlichen Parameter prüft, ob der BKF im Laufe der Periode eine Anpassung bedarf. Es sei zu erwarten, dass es zu raschem Knowhow-Aufbau seitens der Netzbetreiber kommt und eine zusätzliche Abgeltung womöglich nicht mehr notwendig sei.</p> <p><b><u>WKÖ zum neuen Betriebskostenfaktor für den Anschluss von Einspeiser-Zählpunkten:</u></b>          Die WKÖ unterstützt die Differenzierung nach Leistungskategorien beim neuen BKF. Die Höhe der von der Branche zur Verfügung gestellten Berechnungsgrundlagen wird kritisch gesehen, insbesondere die Kosten für eine Vollzeitäquivalente in Höhe von 120 TEUR. Es wird jedoch positiv gesehen, dass die Inflationssteigerungen durch die Effizienzsteigerungen kompensiert werden sollen. Es werde aber davon ausgegangen, dass die Inflationssteigerungen mehr als kompensiert werden, weshalb der BKF für den Anschluss von Einspeiser-Zählpunkten zu den veränderlichen Parametern zählen und während der Regulierungsperiode aktualisiert werden solle.</p>	<p>Auch die Behörde ist der Auffassung, dass die Branche beim Anschluss der Einspeiser-Zählpunkte im Laufe der Regulierungsperiode Effizienzsteigerungen erzielen sollte. Aus diesem Grund erfolgte die Festlegung der pauschalen Kostensätze unter der Berücksichtigung, dass Inflationssteigerungen durch Effizienzsteigerungen der Netzbetreiber kompensiert werden, weshalb die Pauschalen nicht zusätzlich inflationiert wurden. Hierdurch werden die Netzbenutzer:innen direkt an den Effizienzgewinnen beteiligt. Eine Prüfung und eventuelle Anpassung des BKF im Laufe der Periode sieht die Behörde allerdings kritisch. Vielmehr sieht sie eine Stabilität im BKF als einen Wert an sich an, da hierdurch Planungssicherheit für die Unternehmen ermöglicht wird. Dass die Höhe von 120 TEUR pro Vollzeitäquivalente kritisch gesehen wird, nimmt die Behörde zur Kenntnis. Hierzu ist allerdings festzuhalten, dass der Wert von der Branche datenbasiert dargelegt und aufgeschlüsselt wurde – diese Darlegung wurde nach Kenntnisstand der Behörde auch den Legalparteien übermittelt.</p>
<p><b><u>Oesterreichs Energie zum BKF für laufende OPEX für Einspeiser-Zählpunkte:</u></b>          Das von E-Control angesetzte Gewicht in Höhe von 10 % für den <i>unmittelbar</i> durch Einspeiser-Zählpunkte ausgelösten Mehraufwand könne von Oesterreichs Energie bestätigt werden, wobei dieser Wert an der unteren Grenze liege. Darüber hinaus sei aber auch noch ein zusätzliches Gewicht für die zusätzlich durch Einspeiser ausgelösten <i>mittelbaren</i> Aufwendungen zu berücksichtigen – diese mittelbaren Aufwendungen seien bis dato unberücksichtigt bzw. im Gewicht von 10 % nicht enthalten. Diese mittelbaren OPEX ergeben sich durch die zusätzlich erforderlichen Investitionen betreffend Netzausbau und Netzverstärkung ergeben. Relativ auf Basis des derzeit ermittelten Wertes des BKF für Verbraucher-Zählpunkte von 89,36€ ergebe sich ein Gewicht von 50 % bis 75 %. Dieses Gewicht würde die mittelbaren und unmittelbaren laufenden OPEX für Überschuss- und Volleinspeiser abbilden.</p> <p>Zudem merkt Oesterreichs Energie an, dass analog zum BKF für einmalige OPEX beim Anschluss für Einspeiser auch im Bereich des BKF_Einspeiser_laufend als Basis für 2021 ein Mittelwert der Jahre 2019-2021 gebildet werden müsse, um die Workarounds sachgerecht abzubilden.</p>	<p>Die Differenzierung von unmittelbaren und mittelbaren Aufwendungen im Hinblick auf den laufenden Aufwand für Einspeiser-Zählpunkte kann nicht nachvollzogen werden. Die Branche hat im Laufe der Expert:innengespräche zur Vorbereitung der fünften Regulierungsperiode wiederholt ausgeführt (beispielsweise ausdrücklich in der Folienpräsentation zum ersten Expert:innengespräch vom 11. Jänner 2023), dass neue Einspeiser-Zählpunkte überwiegend einmaligen Aufwand verursachen und der laufende Zusatzaufwand gering ist. Diese Erkenntnis basierte auf einer Kostenanalyse durch Consentec von sieben der größten Stromverteilernetzbetreiber. Es erscheint daher unplausibel, dass das Gewicht der laufenden OPEX für Einspeiser-Zählpunkte im Vergleich zu Entnahme-Zählpunkte nun doch ein Gewicht in Höhe von 50 % bis 75 % annehmen soll. In dem Zusammenhang möchte die Behörde auch daran erinnern, dass die Erweiterungsfaktoren nicht den Anspruch haben, <i>alle</i> Kostensteigerungen während der Regulierungsperiode zu berücksichtigen. Das System der Anreizregulierung, das den Netzbetreibern nach mehreren Regulierungsperioden bekannt sein sollte, besteht ja gerade darin, die zugestandenen Kosten vorübergehend von den aktuellen Entwicklungen zu entkoppeln.</p> <p>Auch in Hinblick auf die Anmerkung von Oesterreichs Energie, dass auch bei dem BKF für laufende OPEX für Einspeiser-Zählpunkte als Basis für 2021 ein Mittelwert</p>

	<p>der Jahre 2019-2021 gebildet werden müsse, erinnert die Behörde an die Branchenausführungen im Laufe der Expert:innengespräche. In diesen wurde stets erläutert, dass die Workarounds im Jahr 2021 angefallen sind, um die <u>einmalig</u> anfallenden Anschlüsse der Einspeiser-Zählpunkte abzarbeiten. Daher erscheint es nicht plausibel, dass auch für den vergleichsweise geringen laufenden Zusatzaufwand der Einspeiser-Zählpunkte die Workarounds abgebildet werden müssen. Die Behörde ist der Ansicht, dass diese Workarounds im Rahmen des neuen BKF für einmalige OPEX für den Anschluss von Einspeiser-Zählpunkte bereits sachgerecht abgebildet sind.</p>
<p><b><u>Oesterreichs Energie zum BKF für die Entwicklung der Leitungslängen und Zählpunkten:</u></b> Bei diesem BKF müsse laut Oesterreichs Energie eine Inflationsabgeltung erfolgen. Dies sei insbesondere aufgrund der außergewöhnlichen Inflationsentwicklung nach dem Fotojahr 2021 (speziell 2022 und 2023 mit historisch hohen Inflationsraten) notwendig. Der BKF bestehe aus beeinflussbaren OPEX, die analog zum Kostenpfad mit dem NPI inflationiert werden müssen. Für den laufenden BKF sei eine Effizienzsteigerung nicht möglich, da grundsätzlich die anteilmäßige Zunahme aller Tätigkeiten des Unternehmens im Bereich OPEX damit gedeckt werden müsse. Die Branche schlägt daher vor, dass der BKF mit dem NPI inflationiert werde. Wenn hier auch ein Effizienzabschlag einbezogen werden soll, dürfe dies nur mit der durchschnittlichen Zielvorgabe erfolgen. Somit würde die Entwicklung des BKF jener eines durchschnittlich effizienten Netzbetreibers entsprechen. Die Inflationierung des BKF könne entweder im Zuge der Aufrollung des BKF mitaufgerollt werden, oder es werde ein aus der Prognose abgeleiteter Durchschnittswert angesetzt. Dann wäre keine Aufrollung des NPI im Laufe der Regulierungsperiode nötig. Ein Vorgehen ohne Inflationsanpassung beim BKF für laufende OPEX sei gleichbedeutend mit einer OPEX-Kostenpfad-Entwicklung, in der in den Jahren 2022 und 2023 bei der Hochrechnung des Fotojahres die hohen Inflationsraten nicht berücksichtigt werden.</p>	<p>Die Behörde kann die Argumentation teilweise in der Hinsicht nachvollziehen, als dass bei der Ermittlung der pauschalen Kostensätze – in Analogie zur Hochrechnung der OPEX-Ausgangskostenbasis – die außergewöhnlichen Inflationsentwicklungen in den Jahren 2022 und 2023 berücksichtigt werden sollten. Bei diesem bereits länger implementierten Betriebskostenfaktor für die Entwicklung der Leitungslängen und Zählpunkte erwartet die Behörde im Gegensatz zum neu eingeführten BKF für den Anschluss von Einspeiser-Zählpunkte kein derartiges Lukrieren von Effizienzgewinnen, das auch die außergewöhnlichen Inflationssteigerungen für die Jahre 2022 und 2023 kompensieren soll. Die Behörde hält es allerdings für angemessen und ausreichend, die Hochrechnung der Betriebskostenfaktoren bis zum Start der fünften Regulierungsperiode durchzuführen. Aus diesem Grund wird sie die auf Basis der Regressionsanalyse neu ermittelten Preisansätze für zusätzliche operative Mehrkosten sowohl mit dem NPI (Ist-NPI des Jahres 2022 sowie NPI-Prognose für das Jahr 2023) als auch mit dem <math>X_{gen}</math> für die Jahre 2022 und 2023 hochrechnen (siehe auch Kapitel 13.1.2).</p>
<p><b>Kapitel 13.3 – Kostenverschiebungen durch Digitalisierung und Standardisierung</b></p>	
<p><b><u>BAK zum Umgang mit Kostenverschiebungen:</u></b> Die BAK begrüßt den Zugang der Behörde, derartige Kostenverschiebungen nur nach detailliertem, tatsächlichem Nachweis und nachvollziehbarer Prüfung anzuerkennen.</p>	<p>Die Behörde nimmt die Stellungnahme zur Kenntnis.</p>
<p><b>Kapitel 16 – Forschungs- und Innovationsbudget</b></p>	
<p><b><u>BAK zum Forschungs- und Innovationsbudget:</u></b> Nach Ansicht der BAK sei das Budget nur gerechtfertigt, wenn sich daraus auch ein konkreter Nutzen für die Netzkund:innen ableiten lasse. Dies gelte es im Besonderen nachzuweisen und auch zu (über)prüfen. Zur Höhe des geplanten Forschungs- und Innovationsbudget sei kritisch</p>	<p>Die Behörde nimmt die Stellungnahmen zur Kenntnis. Auch sie erachtet Überprüfungstätigkeiten in Hinblick auf das Forschungs- und Innovationsbudget für notwendig.</p>

## Beilage 2

angemerkt, dass sich daraus mittlere einstellige Millionen-Beträge ergeben. Aufgrund dieser Höhe sei eine besondere (Über)Prüfungstätigkeit der Behörde notwendig.

**WKÖ zum Forschungs- und Innovationsbudget:**

Für die WKÖ sei es eine Grundvoraussetzung, dass die nicht ordnungsgemäß verwendeten Mittel am Ende Regulierungsperiode kostenmindernd berücksichtigt werden. Es werde positiv gesehen, dass die Ergebnisse der gesamten Branche und der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt werden.