



**E-CONTROL**

**Zweites Konsultationspapier zur Regulierungssystematik für die  
dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber**

**1. Jänner 2014 - 31. Dezember 2018**

8. August 2013

# Inhaltsverzeichnis

---

<b>1.</b>	<b><i>Einleitung</i></b> .....	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b><i>Ziele der Anreizregulierung</i></b> .....	<b>6</b>
<b>3.</b>	<b><i>Anwendungsbereich und Anwendungsdauer (Gültigkeit der Regulierungsperiode)</i></b> .....	<b>8</b>
<b>4.</b>	<b><i>Ermittlung der Ausgangskostenbasis</i></b> .....	<b>10</b>
4.1.	<b><i>Geprüfte Gesamtkosten 2011</i></b> .....	<b>10</b>
4.2.	<b><i>Beeinflussbare und nicht-beeinflussbare Kosten 2011</i></b> .....	<b>11</b>
4.3.	<b><i>Hochrechnung zur Bestimmung der beeinflussbaren Ausgangskostenbasis 2013</i></b> .....	<b>13</b>
<b>5.</b>	<b><i>Genereller Produktivitätsfortschritt (<math>X_{gen}</math>)</i></b> .....	<b>14</b>
5.1.	<b><i>Branchenstudie</i></b> .....	<b>14</b>
5.2.	<b><i>Gutachten der Regulierungsbehörde</i></b> .....	<b>15</b>
5.3.	<b><i>Würdigung und Entscheidung der Behörde betreffend die Höhe des <math>X_{gen}</math></i></b> .....	<b>18</b>
<b>6.</b>	<b><i>Individuelle Effizienzvorgabe (<math>X_{ind}</math>) - Benchmarking</i></b> .....	<b>19</b>
6.1.	<b><i>Benchmarkingverfahren, funktionale Formen und Umgang mit Null-Outputniveaus</i></b> ...	<b>20</b>
6.2.	<b><i>Spezifikation der Benchmarkingparameter</i></b> .....	<b>25</b>
6.2.1.	<b><i>Variablenauswahl: Inputparameter</i></b> .....	<b>25</b>
6.2.2.	<b><i>Variablenauswahl: Outputparameter (Struktur- und Leistungsparameter)</i></b> .....	<b>32</b>
6.2.2.1.	<b><i>tfNADHSP: Modellnetzlänge der Hochspannung</i></b> .....	<b>34</b>
6.2.2.2.	<b><i>tfNADMSP: Modellnetzlänge der Mittelspannung</i></b> .....	<b>35</b>
6.2.2.3.	<b><i>tfNADNSP: Modellnetzlänge der Niederspannung</i></b> .....	<b>37</b>
6.2.2.4.	<b><i>tfNADHMNSP: Gewichtete Modellnetzlänge der HSP-MSP-NSP</i></b> .....	<b>39</b>
6.2.2.5.	<b><i>Höchstlasten</i></b> .....	<b>40</b>
6.2.2.6.	<b><i>Outputs auf Basis ingenieurwissenschaftlicher Überlegungen</i></b> .....	<b>41</b>
6.2.2.7.	<b><i>Statistische und konzeptionelle Analyse weiterer Output-Kandidaten</i></b> .....	<b>42</b>
6.2.3.	<b><i>Berechnung der Effizienzwerte –MOLS</i></b> .....	<b>47</b>
6.2.4.	<b><i>Berechnung der Effizienzwerte – DEA</i></b> .....	<b>48</b>
6.2.4.1.	<b><i>Ausreißeranalysen</i></b> .....	<b>50</b>
6.2.4.2.	<b><i>Ergebnisdokumentation</i></b> .....	<b>52</b>
6.2.5.	<b><i>Ermittlung des finalen (gewichteten) Effizienzwertes - <math>X_{ind}</math></i></b> .....	<b>53</b>
<b>7.</b>	<b><i>Effizienzvorgaben während der Regulierungsperiode - Bestimmung des Kostenanpassungsfaktors</i></b> .....	<b>55</b>
<b>8.</b>	<b><i>Netzbetreiberpreisindex (NPI)</i></b> .....	<b>57</b>
<b>9.</b>	<b><i>Finanzierungskostensatz (WACC)</i></b> .....	<b>60</b>
<b>10.</b>	<b><i>Finanzierungskostenbasis (Regulatorischer Anlagenbestand, RAB)</i></b> .....	<b>63</b>

<b>11.</b>	<b><i>Erweiterungsfaktoren</i></b> .....	<b>64</b>
11.1.	<b><i>Betriebskostenfaktor</i></b> .....	<b>64</b>
11.2.	<b><i>Investitionsfaktor</i></b> .....	<b>69</b>
11.3.	<b><i>Zielvorgaben für Kostenerhöhungen durch Erweiterungen</i></b> .....	<b>76</b>
11.4.	<b><i>Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges</i></b> .....	<b>76</b>
<b>12.</b>	<b><i>Behandlung von Smart-Meter und Smart Grid Investitionen</i></b> .....	<b>84</b>
<b>13.</b>	<b><i>Regulierungskonto</i></b> .....	<b>90</b>
<b>14.</b>	<b><i>Qualitätselement</i></b> .....	<b>93</b>
<b>15.</b>	<b><i>Netzverlustkosten</i></b> .....	<b>94</b>
<b>16.</b>	<b><i>Carry-Over aus Vorperioden</i></b> .....	<b>98</b>
<b>17.</b>	<b><i>Regulierungsformel</i></b> .....	<b>100</b>
<b>18.</b>	<b><i>Ausblick: Übergang zur folgenden Regulierungsperiode</i></b> .....	<b>104</b>
<b>19.</b>	<b><i>Literaturverzeichnis</i></b> .....	<b>105</b>
<b>20.</b>	<b><i>Anhang</i></b> .....	<b>107</b>

# Abbildungsverzeichnis<sup>1</sup>

---

Abbildung 1: Szenarienrechnungen des Branchengutachtens .....	14
Abbildung 2: Standardisierte Nutzungsdauern für Annuitätenberechnung .....	30
Abbildung 3: Inputdefinition aus kalkulatorischer und standardisierter Sicht .....	32
Abbildung 4: Flächenklassifikationen für Modellnetzlängenberechnungen.....	38
Abbildung 5: Wald-Tests zur Überprüfung der Restriktion für konstante Skalenerträge.....	44
Abbildung 6: Schätzergebnisse für Basismodell (kalkulatorische und standardisierte TOTEX) .....	46
Abbildung 7: Modellgüte unter alternativen Netzhöchstlastspezifikationen .....	47
Abbildung 8: Zusammenfassung der verwendeten Benchmarkingverfahren .....	50
Abbildung 9: Ausreißeranalysen nach Inputspezifikation und Benchmarkingmodell .....	52
Abbildung 10: Übersicht zur vorläufigen Effizienzverteilung nach Modellen.....	52
Abbildung 11: Ermittlung des finalen Effizienzwertes .....	53
Abbildung 12: Zusammenhang zwischen Kostanpassungsfaktor und Effizienzwert .....	56
Abbildung 13: WACC-Struktur für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber ..	61
Abbildung 14: Vorgangsweise bei der Ermittlung der verzinslichen Kapitalbasis .....	63
Abbildung 15: Schätzergebnis Preisansätze für Betriebskostenfaktor .....	66
Abbildung 16: : Ermittlung Preisansätze für Betriebskostenfaktor.....	66
Abbildung 17: Zusammenhang zwischen Investitionsfaktor und Regulierungsformel.....	73
Abbildung 18: Darstellung des systemimmanenten Zeitverzugs .....	77
Abbildung 19: Korrektur aus dem systemimmanenten Zeitverzug am Beispiel des BK-Faktors .....	80
Abbildung 20: Anwendung des Regulierungskontos Strom (Beispiel NNE) .....	90
Abbildung 21: Modellhaft errechnete Netzverlustanteile je Netzebene.....	95
Abbildung 22: Wirkungsweise Zielwert auf Basis genereller Netzverlustquoten eines Idealnetzes ....	96
Abbildung 23: Wirkungsweise Zielwert auf Basis individueller Netzverlustquoten eines Idealnetzes.	96

---

<sup>1</sup> In diesem Dokument wird keine Unterscheidung zwischen Abbildungen und Tabellen vorgenommen.

## 1. Einleitung

Im Rahmen der Diskussion zur Ausgestaltung der dritten Regulierungsperiode – beginnend mit 1. Jänner 2014 – hat die E-Control in einem ersten Konsultationspapier ihre Sichtweise dargelegt. Von 15. Februar 2013 bis 8. März 2013 waren alle Betroffenen sowie die allgemeine Öffentlichkeit eingeladen, dazu Stellung zu nehmen (siehe <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/entgeltermittlungsverfahren>). Mit dem vorliegenden Dokument werden sowohl die dargestellten Grundsätze der Regulierungssystematik um die bisher nicht betrachteten Parameter erweitert, als auch um eine Würdigung und Bewertung der Ergebnisse der Konsultation des ersten Papiers ergänzt.

Ein Teil der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber unterliegt seit 1. Jänner 2006 einer Anreizregulierung, welche sich über zwei Regulierungsperioden zu je vier Jahren erstreckt und mit 31. Dezember 2013 endet. Auf Basis der gesetzlichen Änderungen sind seit Inkrafttreten des EIWOG 2010 deutlich mehr Stromverteilernetzbetreiber von der Anreizregulierung umfasst, da alle Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von über 50 GWh im Kalenderjahr 2008 in diese Systematik einzubeziehen sind.

Für die Gesamtheit dieser Stromverteilernetzbetreiber ist ein Regulierungssystem zu entwickeln, welches den in Kapitel 2 genannten Zielen einer Anreizregulierung entspricht.

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>2</sup> Es sei daher darauf hingewiesen, dass die Ausgestaltung einiger Elemente (z.B. Netzbetreiberpreisindex) unter Zugrundelegung einer Durchschnittsbetrachtung gemäß § 59 EIWOG 2010 erfolgt. Die inhaltliche Umsetzung der dargestellten Grundsätze erfolgt im Zuge der Kostenermittlungsverfahren im Jahr 2013 (Entgeltermittlung für das Jahr 2014). Es sei angemerkt, dass die Darstellung der grundsätzlichen Regulierungssystematik im Vordergrund steht und diverse Vereinfachungen in den angeführten formalen Darstellungen zur Erleichterung der Lesbarkeit in Kauf genommen werden.

Die Behörde weist darauf hin, dass sich die dargelegten Inhalte des vorliegenden Dokuments ausschließlich auf die dritte Regulierungsperiode für Stromverteilernetzbetreiber beziehen und die Ausgestaltung nachfolgender Regulierungsperioden auch nach erfolgter Konsultation nicht präjudizieren. Das vorliegende Dokument basiert auf den einschlägigen gesetzlichen Grundlagen in der derzeit geltenden Fassung (EIWOG 2010<sup>3</sup>, E-ControlG<sup>4</sup>); künftige Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen können auch (innerhalb der Regulierungsperiode) Änderungen der dargestellten Systematik nach sich ziehen.

Oesterreichs Energie (OE) wendet im Rahmen der Stellungnahme zum ersten Konsultationspapier ein, dass Änderungen der Regulierungssystematik ausgelöst durch etwaige legislative Änderungen nicht dem Anspruch der Rechts- und Investitionssicherheit genügen würden und die Branche jedenfalls vorab einzubeziehen wäre.

---

<sup>2</sup> Ein Modell stellt *per definitionem* eine Abstraktion der Realität dar.

<sup>3</sup> Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 83/2013.

<sup>4</sup> Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 51/2012.

Es ist dazu festzuhalten, dass die Behörde an rechtliche Rahmenbedingungen gebunden ist und diese jedenfalls auch im Bereich des Regulierungsmodells umzusetzen hat. Sollten Änderungen geboten sein und ein entsprechender Umsetzungsspielraum bestehen, wird die Sichtweise der Behörde in einem eigenen Konsultationsprozess dargestellt werden. Die betroffenen Unternehmen können daher jedenfalls ihre Stellungnahme zu den Vorschlägen der Behörde äußern.

## 2. Ziele der Anreizregulierung

Ein langfristig stabiler Regulierungsansatz für ein natürliches Monopol sollte (idealerweise) mehrere – manchmal einander widerstreitende – Ziele verfolgen:

- o Förderung effizienten Verhaltens der regulierten Unternehmen im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums
- o Schutz der Konsumenten
- o Sicherstellung der wirtschaftlichen Geschäftsgrundlage und Planungssicherheit der regulierten Unternehmen
- o Investitions- und Innovationssicherheit für die regulierten Unternehmen (siehe auch vorangegangenen Punkt)
- o Versorgungssicherheit und Qualität der Dienstleistung
- o Ausgewogene Behandlung der regulierten Unternehmen
- o Minimierung der direkten Regulierungskosten
- o Transparenz des Systems
- o Sicherstellung der allgemeinen Akzeptanz und Stabilität des Regulierungssystems durch alle betroffenen Interessensgruppen (Kunden, Arbeitnehmer, Eigentümer etc.)
- o Rechtliche Stabilität

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.

Eine überschießende *allokative* Ineffizienz kann jedoch im Widerspruch zum Schutz der Konsumenten stehen und somit die politische Akzeptanz des Systems gefährden. 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 Unternehmen ausreichende Mittel zur Sicherstellung der finanziellen Überlebensfähigkeit haben. Dies kann im Widerspruch zur *produktiven* Effizienz stehen, da dadurch der wirksamste Sanktionsmechanismus einer Wettbewerbswirtschaft, nämlich das Ausscheiden eines Unternehmens aus dem Produktionsprozess, beschränkt wird. Es stellt sich deshalb in der ökonomischen Literatur die Frage, inwieweit der Regulator eine *soft budget constraint* bei den regulierten Unternehmen zulassen will, respektive aufgrund des politischen Umfelds muss.

Im Sinne der Akzeptanz durch Unternehmen und Konsumenten ist die Transparenz des Regulierungssystems zu gewährleisten. Diese liegt nur dann vor, wenn die Entscheidungsgrundlagen in nachvollziehbarer Weise offen gelegt werden. Transparenz darf

jedoch nicht mit der uneingeschränkten Akzeptanz von Einwendungen der regulierten Unternehmen gleich gesetzt werden. Transparenz ist eng mit der Planungssicherheit verbunden. Dem regulierten Unternehmen müssen *ex ante* die Rahmenbedingungen der Regulierung bekannt sein.

Die Ausgewogenheit der Behandlung der regulierten Unternehmen bedeutet, dass eine Bevorzugung einzelner Unternehmen im Vergleich zu anderen Unternehmen vermieden und niemandem einseitig unzumutbare Belastungen auferlegt werden sollen.

Aufgabe der Regulierung muss es weiters sein, eine Balance zwischen den Zielen in der Form herzustellen, dass während der gesamten Regulierungsperiode der Grundsatz der politischen Akzeptanz und Stabilität gewahrt bleibt.

Die Regulierung kann – wie in der Vergangenheit (bis einschließlich Entgeltjahr 2005) – auf jährlichen Kostenprüfungen basieren, was sowohl für die regulierten Unternehmen als auch den Regulator mit nicht unerheblichem Aufwand verbunden ist, oder im Rahmen eines längerfristigen, stabilen Modells mit regelmäßigen, jedoch nicht jährlichen Kostenprüfungen, erfolgen. Im Sinne einer Minimierung der direkten Regulierungskosten ist längeren Zeitspannen zwischen den Kostenprüfungen jedenfalls der Vorzug zu geben. Während der Zeitspannen sollten die Tarife<sup>5</sup> einer Preisfindungsregel mit *ex ante* bekannten Parametern folgen. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass diese Preisfindungsregeln nicht zu sehr von den zugrunde liegenden Kostenentwicklungen abweichen, weshalb die Zeitspanne zwischen den Kostenprüfungen nicht zu groß sein darf.

Die zuvor aufgezeigten Ziele einer Anreizregulierung können prinzipiell durch unterschiedliche Regulierungssysteme in unterschiedlicher Intensität erreicht werden. Als konkurrierendes System zur derzeit angewandten Anreizregulierung wird des Öfteren die Yardstick-Regulierung gesehen, welche in der ökonomischen Literatur als fundiert gilt und auf Shleifer (1985) zurückzuführen ist. Unter der Annahme von identischen Unternehmen werden die Tarife eines Netzbetreibers anhand der Durchschnittskosten aller anderen Unternehmen der gleichen Branche determiniert. Agrell/Bogetoft/Tind (2005) entwickelten einen dynamischen Yardstick-Ansatz, der auf weniger restriktiven Annahmen beruht und durch die Einbeziehung der unterschiedlichen Effizienzen zwischen den Unternehmen die Realität besser abbildet. Anforderung hierfür ist eine laufende – oftmals jährliche (beispielsweise norwegischer Ansatz) – Effizienzmessung zur Determinierung der den Tarifen zugrundeliegenden Kostenbasis.

Während einige Stromverteilernetzbetreiber nicht nur zahlreiche Kostenprüfungen sondern auch zwei Perioden der Anreizregulierung durchlaufen haben, trifft dies für die durch die geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen neu hinzugekommenen Unternehmen nicht zu. Da die Yardstick-Regulierung eine bedeutende Änderung im Vergleich zur bisherigen Anreizregulierung darstellt, erscheint die Fortführung des bisherigen Systems – zumindest für die dritte Regulierungsperiode – sachgerecht.

---

<sup>5</sup> In diesem Dokument werden die Begriffe „Tarif“ und „Entgelt“ als Synonyme verwendet.



### 3. Anwendungsbereich und Anwendungsdauer (Gültigkeit der Regulierungsperiode)

Das in diesem Dokument dargestellte Regulierungssystem gilt generell für alle Stromverteilernetzbetreiber Österreichs, welche eine Abgabemenge von über 50 GWh im Jahr 2008 verzeichnen konnten (vgl. § 48 Abs. 1 ElWOG 2010). Dies trifft jedenfalls auf 38 Unternehmen (vgl. Anhang in Kapitel 20) zu.

Zur Bestimmung der Dauer einer Regulierungsperiode ist eine Abwägung zwischen verschiedenen Effekten notwendig. Wie bereits in Kapitel 2 dargestellt wurde, 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<sup>6</sup>. 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 (konsumentenseitig) überschätzt bzw. (unternehmensseitig) unterschätzt werden. Die Einschätzung wird umso schwerer, je länger der Zeitraum gewählt wird.

Des Weiteren stellt sich die Frage, ob die Erreichung eines Zielkostenniveaus über lediglich eine oder mehrere Regulierungsperioden bzw. einen längeren Zeitraum erfolgen sollte. Im Rahmen der ersten beiden Regulierungsperioden waren die Stromverteilernetzbetreiber gefordert, ihren ex-ante bestimmten individuellen Referenzwert innerhalb von zwei Regulierungsperioden zu jeweils vier Jahren zu erreichen. Obwohl zur Bestimmung der Ausgangskostenbasen jeweils umfassende Kostenprüfungen durchgeführt wurden, blieb der Zielwert am Ende der zweiten Regulierungsperiode unverändert. Abweichungen des erreichten Kostenniveaus vom ex-ante bestimmten Kostenpfad wurden im Rahmen eines Carry-Over Mechanismus berücksichtigt (vgl. Erläuterungen zur SNT-VO 2010).

Zur Minderung des aus der Literatur ableitbaren Ratchet-Effekt<sup>7</sup> (Ausweisung einer überhöhten Kostenbasis zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode im „Fotojahr“) kann alternativ auch ein wiederkehrendes (kontinuierliches) Benchmarking vor jeder weiteren Regulierungsperiode durchgeführt werden. Wesentlich bei dieser Vorgangsweise ist allerdings, dass für die Bestimmung der Ausgangs- und Benchmarkingkostenbasis entsprechende Normierungen und Glättungen zur Vermeidung von strategischem Verhalten hinsichtlich der Verschiebung von Kostenpositionen (beispielsweise im Bereich der Instandhaltung, Personalbestand, etc.) durchgeführt werden.

Die Erfahrung aus den ersten beiden Regulierungsperioden hat gezeigt, dass Carry-Over Systeme zu Lasten der Akzeptanz äußerst komplex sind und die Regulierungsbehörde auch

---

<sup>6</sup> Es sei angemerkt, dass die Dauer einer Regulierungsperiode bei einer reinen Yardstick-Regulierung keine Rolle spielt, da hier keine zwischenzeitliche Entkoppelung, sondern (in der Reinform) eine gänzliche Entkoppelung zwischen zugestandenen und tatsächlichen Kosten (auch im Ausgangsjahr) erfolgt.

<sup>7</sup> Siehe hierzu Rodgarkia-Dara, A. (2007).

vor beinahe unlösbare Probleme im Bereich der Kapitalkosten stellt, sofern die technischen Nutzungsdauern nicht mit den buchhalterischen Nutzungsdauern übereinstimmen. Die Trennung zwischen vorübergehenden und dauerhaften Kosteneinsparungen ist im Bereich der CAPEX kaum möglich, da das Erfordernis einer zeitlich kongruenten Ersatzinvestition gerade bei zu kurzen bilanziellen Abschreibungsdauern nicht gegeben ist und der Effekt der „vorübergehend ausbleibenden“ Re-Investition fälschlicherweise als Effizienzgewinn gewertet wird.

Der bereits dargestellten Alternative – dem kontinuierlichen Benchmarking – ist aus Sicht der Behörde daher der Vorzug zu geben. Der ausgedehnte Anwendungsbereich (50 GWh Unternehmen) lässt generell auf eine geminderte Möglichkeit zum branchenweiten strategischen Verhalten der betroffenen Unternehmen schließen, was sich positiv auf die Effektivität des kontinuierlichen relativen Effizienzvergleiches (Benchmarking) in Verbindung mit der bereits beschriebenen Notwendigkeit der Kostennormalisierungen auswirken wird. 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.

In der aktuellen Regulierungspraxis betragen die Zeitspannen für die Dauer einer Regulierungsperiode in der Regel zwischen drei und fünf Jahren.<sup>8</sup> Da sowohl die Regulierungsbehörde als auch die Branche in den letzten Jahren eingehende Erfahrungen mit dem System der Anreizregulierung gemacht haben, erscheint eine Ausweitung und Gleichstellung der Zeitspanne mit dem Gasverteilternetzbereich erstrebenswert. Die Behörde legt daher die Dauer der dritten Anreizregulierungsperiode auf fünf Jahre fest.

---

<sup>8</sup> Zu den Dauern üblicher Regulierungsperioden für Strom-(S)- und Gas-(G)verteilternetzbetreiber: Belgien: 4 (S), 4 (G); Tschechien: 5 (S), 5 (G); Estland: 3 (S), 3 (G); Finnland: 4 (S), 4 (G); Frankreich: 4 (S), 4 (G); Deutschland: 5 (S), 4(G); Island: 5 (S); Ungarn: 4 (S), 4 (G); Großbritannien: 5 (S), 5(G); Italien: 4 (S), 4 (G); Litauen: 5 (S), 5 (G); Polen: 4 (S), 3 (G); Slowenien: 3 (S), 3 (G); Spanien: 4 (S), 4 (G); Niederlande: 3 (S), 3 (G).

## 4. Ermittlung der Ausgangskostenbasis

Da das Geschäftsjahr, für welches eine Kostenprüfung stattfindet, generell nicht mit dem Ausgangsjahr für eine Anreizregulierung übereinstimmt, ist eine entsprechende Hochrechnung der geprüften Kostenbasis erforderlich. Die von der Behörde gewählte Vorgangsweise für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetze wird in Folge erläutert.

### 4.1. Geprüfte Gesamtkosten 2011

E-Control verfolgt im Rahmen der Kosten- bzw. Mengenermittlung den Ansatz, generell auf letzt-verfügbare Werte abzustellen. Jedoch ist eine Kostenprüfung aller betroffenen Unternehmen einerseits mit einem erheblichen Aufwand sowohl auf Seiten der Behörde als auch bei den Unternehmen 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 letzt-verfügbare Werte übermittelt hat; es ist vielmehr erforderlich, dass die relevanten Daten aller Unternehmen vorliegen. Aus all diesen Gründen wird generell von einer Prüfung der Kosten des – an sich letzt-verfügbaren – Geschäftsjahres 2012 abgesehen und stattdessen auf das Geschäftsjahr 2011 abgestellt, wenn dieses eine verwertbare Datengrundlage bietet. Maßgeblich für die Determinierung des relevanten Geschäftsjahres ist generell der jeweilige Bilanzstichtag (Abschlussstichtag gemäß § 201 UGB). Liegt der Bilanzstichtag eines Unternehmens somit im Jahr 2011, werden die bilanziellen Werte zu diesem Stichtag (Jahresabschluss) im Rahmen der durchgeführten Kostenprüfung betrachtet.

Von der Datenbasis des Geschäftsjahres 2011 wird dann abgewichen, wenn die Werte dieses Jahres aufgrund struktureller (gesellschaftsrechtlicher) Änderungen im Hinblick auf die kommende Regulierungsperiode nicht mehr repräsentativ sind, weil sie von Unternehmen stammen, die nicht mehr bestehen. Bei nach dem Jahr 2011 erfolgten Zusammenschlüssen von Netzbetreibern werden daher tatsächlich letzt-verfügbare Werte herangezogen, soweit diese der Behörde vorliegen.

Ebenso wird in Teilbereichen (z.B. im Bereich der nicht beeinflussbaren Kosten sowie der Eingangsgrößen für die Berechnung der Erweiterungsfaktoren) im Rahmen der Feststellung der Kostenbasis 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 11.4) abgefedert.

Die Basis für die dritte Anreizregulierungsperiode bilden daher, ungeachtet der genannten Sonderfälle, die von der Regulierungsbehörde geprüften Gesamtkosten (OPEX und CAPEX) des Geschäftsjahres 2011 ( $K_{2011}$ ), wobei die Angemessenheitsprüfung nach den allgemeinen Grundsätzen der Kostenermittlung gemäß § 59 EIWOG 2010 erfolgt. Dabei ist auf pagatorische bzw. bilanzielle Werte abzustellen - eine Berücksichtigung von Kosten auf

Planwertbasis wäre unzulässig (vgl. die Erläuterungen von § 59 Abs. 1 und 4 EIWOG 2010). Die Daten des Geschäftsjahres 2011 werden darüber hinaus unter Heranziehung der Entwicklungen in den vorangegangenen Jahren plausibilisiert und gegebenenfalls normalisiert, um eine reine Stichtagsbetrachtung sowie die strategische Verschiebung von Kostenpositionen in das „Fotojahr“ zu vermeiden, bzw. um außerordentliche Effekte zu berücksichtigen.<sup>9</sup> Da die Kosten für die Umstellung auf intelligente Messgeräte (Smart Meter) auf Basis eines von der Anreizregulierung entkoppelten Systems reguliert werden, wird bei einigen Unternehmen die Kostenbasis 2011 um bereits realisierte (Mehr)Kosten für Smart Meter bereinigt (vgl. Kapitel 12). Dies bedeutet jedoch nicht, dass diese Kosten als nicht-beeinflussbar im Sinne des §59 Abs. 6 EIWOG 2010 zu verstehen sind (vgl. folgender Abschnitt).<sup>10</sup>

#### **4.2. Beeinflussbare und nicht-beeinflussbare Kosten 2011**

Im Rahmen der Kostenprüfung erfolgt eine differenzierte Feststellung der Kosten nach den Kategorien „nicht beeinflussbar“ und „beeinflussbar“ gemäß § 59 Abs. 6 EIWOG 2010, die zusammen die Gesamtkosten 2011 ( $K_{2011}$ ) ergeben. Die Trennung ist deswegen erforderlich, weil die beeinflussbaren Kosten den Zielvorgaben gemäß § 59 Abs. 2 EIWOG 2010 in der Form eines Kostenpfades (beinhaltet die generellen und individuellen Effizienzvorgaben) sowie dem Netzbetreiberpreisindex unterliegen. Die „nicht beeinflussbaren“ Kosten ( $nbK$ ) unterliegen hingegen keinen Zielvorgaben und werden dementsprechend auf Basis letzter verfügbarer Werte geprüft und ohne Auf- oder Abschläge durchgereicht (*pass-through*), d.h. additiv im Rahmen der Regulierungsformel berücksichtigt (vgl. Kapitel 17). Die notwendige Differenzierung betrifft weiters die Behandlung der „nicht beeinflussbaren“ Kostenpositionen im Rahmen des Effizienzvergleichs (vgl. Kapitel 6) sowie die Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges (vgl. Kapitel 11.4).

Als nicht-beeinflussbare Kosten von Verteilernetzbetreibern des jeweiligen Jahres ( $nbK_t$ ) gelten gemäß § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 Kosten:

- o für die Nutzung funktional verbundener Netze im Inland (z.B. vorgelagerte Netzkosten);
- o zur Deckung von Netzverlusten auf Basis transparenter und diskriminierungsfreier Beschaffung (Preiskomponente der Netzverlustkosten);
- o für Landesabgaben zur Nutzung öffentlichen Grundes (Gebrauchsabgabe);
- o aufgrund gesetzlicher Vorschriften im Zuge von Ausgliederungen, welche dem Grunde nach zum Zeitpunkt der Vollliberalisierung des Elektrizitätsmarktes mit 1. Oktober 2001 bestanden haben.<sup>11</sup>

<sup>9</sup> Außerordentliche Effekte umfassen beispielsweise unvorhergesehene Kostenerhöhungen ausgelöst durch Naturkatastrophen (gewöhnliche Reinvestitionen in die Netzinfrastruktur fallen jedenfalls nicht darunter).

<sup>10</sup> Anpassungen hinsichtlich der Behandlung der Smart Meter Einführung betreffen neben der Feststellung der Ausgangs- und Benchmarkingkostenbasis auch die Spezifikation der Erweiterungsfaktoren sowie die Behandlung des systemimmanenten Zeitverzugs.

<sup>11</sup> § 59 Abs 6 Z 1 und 4 EIWOG 2010 haben im Bereich des Verteilernetzes keine Relevanz.

Sowohl die Branchenvertretungen OE und die Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke (VÖEW) als auch einige Mitgliedsunternehmen (Energie AG Oberösterreich Netz GmbH, Vorarlberger Energienetze GmbH, Wiener Netze GmbH<sup>12</sup>) sprechen sich in ihren Stellungnahmen zum 1. Konsultationspapier für die dritte Regulierungsperiode für eine Ausweitung der Kategorie nicht-beeinflussbarer Kosten aus. Dabei wären außerordentliche Kosten wie z.B. Investitionen in Smart Metering, Smart Grids etc. anzuführen und insbesondere jene Kosten zu berücksichtigen, die durch diverse gesetzliche Vorschriften ausgelöst werden. Hierunter wären vor allem Kosten, die durch den zusätzlichen Administrationsaufwand zur Erfüllung der zahlreichen neuen Monitoring- und Umsetzungsvorschriften entstehen (z.B. Ökoförderbeitrags-Befreiungs-VO oder Netzdienstleistungs-VO) zu nennen.

Aus Sicht der Behörde kann den vorgebrachten Argumenten nicht gefolgt werden, da einerseits die genannten Verpflichtungen grundsätzlich alle Stromverteilternetzbetreiber in gleichem Maße betreffen und andererseits ein entsprechender Gestaltungsspielraum bei der Umsetzung der gesetzlichen Vorschriften beim jeweiligen Unternehmen verbleibt, sodass die fraglichen Kosten schon begrifflich nicht als „unbeeinflussbar“ qualifiziert werden können. Während der Gesetzgeber das Ergebnis oder die Zielsetzung vorschreibt, ist deren Umsetzung grundsätzlich frei gestaltbar. Beispielsweise sieht § 1 IME-VO einen Zeitplan für den Roll-Out von intelligenten Messgeräten bis 2019 vor; dazu kommen die technischen Anforderungen laut IMA-VO 2011. Es existieren jedoch keine expliziten Vorgaben über die vom Stromverteilternetzbetreiber in diesem Zusammenhang im Detail zu treffenden Entscheidungen, etwa was die Beschaffung der Geräte sowie der erforderlichen IT-Infrastruktur anbelangt, oder auch die Frage, welche Zählpunkte vorrangig umzurüsten sind. Insofern verfügt der Stromverteilternetzbetreiber über ein gewisses Ermessen, innerhalb dessen eine möglichst effiziente, den rechtlichen Vorgaben genügende Umsetzung anzustreben ist. Kosten für Smart Meter unterscheiden sich in diesem Punkt auch klar von den in § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 aufgelisteten Kostenkategorien, welche nicht nur dem Grunde nach, sondern auch der Höhe exakt bestimmbar sind und dem Stromverteilternetzbetreiber keinerlei Wahlmöglichkeit bei der Kostentragung einräumen (z.B. vorgelagerte Netzkosten, Beschaffungspreise bei Netzverlusten, Gebrauchsabgaben). In diesem Sinne spricht auch § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 von der Berücksichtigung angemessener Kosten für eine effiziente Implementierung neuer Technologien– dies bedeutet, dass der Gesetzgeber jedenfalls die Einflussmöglichkeit durch den Netzbetreiber als gegeben annimmt.

Diese Argumentation gilt im Übrigen gleichlautend für die weiteren, aus Sicht der Behörde eben durchaus vom Netzbetreiber „beeinflussbaren“ Kostenkategorien, die in den Stellungnahmen vorgebracht werden (beispielsweise Kosten aus der Umsetzung der Netzdienstleistungsverordnung 2012 oder anderen gesetzlichen Vorgaben).

---

<sup>12</sup> Vormals Wien Energie Stromnetz GmbH.

### 4.3. Hochrechnung zur Bestimmung der beeinflussbaren Ausgangskostenbasis 2013

Da der Kostenanpassungsfaktor der dritten Regulierungsperiode (KA) erstmals für die Ermittlung der Kostenbasis des Jahres 2014 zur Anwendung kommt, ist zunächst eine Hochrechnung der geprüften beeinflussbaren Kostenbasis des Geschäftsjahres 2011 erforderlich, um die Ausgangskostenbasis der Anreizregulierung zum 31. Dezember 2013 zu ermitteln. Diese Hochrechnung erfolgt grundsätzlich (entspricht einem „geraden“ Wirtschaftsjahr mit Bilanzstichtag 31. Dezember) anhand folgender Berechnung:

$$K_{2013}^{Pfad} = (K_{2011} - nbK_{2011}) \times \prod_{t=2012}^{2013} (1 + \Delta NPI_t) \times (1 - Xgen_{3,Periode})$$

Bei abweichenden Wirtschaftsjahren müssen im Rahmen der Hochrechnung entsprechenden Anpassungen hinsichtlich der unterjährigen Betrachtung vorgenommen werden. Für den Bilanzstichtag 31. März ergibt sich somit:<sup>13</sup>

$$K_{2013}^{Pfad} = (K_{2011} - nbK_{2011}) \times (1 + \Delta NPI_{2011})^{0,75} \times (1 + \Delta NPI_{2012}) \times (1 + \Delta NPI_{2013}) \times (1 - Xgen_{3,Periode})^{2,75}$$

Im Rahmen der dargestellten Hochrechnung kommt neben dem neu spezifizierten Netzbetreiberindex (NPI, siehe Abschnitt 8) auch der für die dritte Regulierungsperiode ermittelte generelle Produktivitätsfortschritt (Xgen, siehe Abschnitt 5) zur Anwendung, um zwei gegenläufige Effekte abzubilden.<sup>14</sup> Diese Berechnung stellt sicher, dass neben exogenen Preissteigerungen im dargestellten Zeitraum auch der branchenspezifische Produktivitätsfortschritt adäquat berücksichtigt wird.

---

<sup>13</sup> Die Berechnung für alternative Bilanzstichtage ergibt sich analog.

<sup>14</sup> Die Anwendung der individuellen Effizienzvorgabe (vgl. Abschnitt 6) erfolgt erstmalig mit der Überleitung dieser beeinflussbaren Ausgangskostenbasis (2013) in die Entgelte des Jahres 2014; dem ersten Jahr der dritten Anreizregulierungsperiode. Dies wird formal im Abschnitt 17 (Regulierungsformel) dargestellt.

## 5. Genereller Produktivitätsfortschritt (Xgen)

Im Zuge der Einführung der Anreizregulierung für Stromverteilernetzbetreiber wurde ein genereller Produktivitätsfortschritt (Xgen) in Höhe von 1,95 Prozent per anno festgelegt, welcher für die ersten beiden Regulierungsperioden zur Anwendung kam (siehe Erläuterungen zur SNT-VO 2006 bzw. SNT-VO 2010). Seitens der Branche wurde im Zuge der Diskussionen zur Ausgestaltung der dritten Regulierungsperiode eine deutliche Absenkung des generellen Produktivitätsfortschritts auf 0,85 Prozent p.a. gefordert und hierzu ein Branchengutachten des Beratungsunternehmens Polynomics eingebracht. Um eine sachgerechte Festsetzung des Xgen für die kommende Regulierungsperiode zu gewährleisten, hat die Behörde ebenfalls ein entsprechendes Gutachten in Auftrag gegeben. Beide Gutachten werden in den folgenden Abschnitten (5.1 und 5.2) diskutiert.

### 5.1. Branchenstudie

Das vom Beratungsunternehmen POLYNOMICS erstellte Gutachten „Berechnung X-Allgemein für die dritte Regulierungsperiode“ wurde der Behörde im Rahmen der Gespräche zur Ausgestaltung der 3. Regulierungsperiode von OE vorgelegt.<sup>15</sup> Die Behörde hat sich intensiv mit den Ergebnissen und der Methodik des Gutachtens auseinandergesetzt. Generell lässt sich festhalten, dass entsprechende Analysen zum Produktivitätsfortschritt mit einigen Schwierigkeiten verbunden sind. Dies betrifft in erster Linie die Datenverfügbarkeit, die Datenqualität bzw. das Aggregationsniveau der Zeitreihen sowie die Festlegung des Betrachtungszeitraumes (Stützintervall).

Das Branchengutachten behandelt die genannten Schwierigkeiten zumindest teilweise und weist unterschiedliche durchschnittliche Produktivitätsfortschritte je nach Stützintervall aus. Die Ergebnisse sind in folgender Abbildung wiedergegeben:

Zeitperiode	Durchschnittlicher Produktivitätsfortschritt in % pro Jahr
1980 – 2009 (Basismodell)	0.63%
1980 - 2007	0.65%
1976 – 2009	0.25%
1996 – 2009	1.19%

Quelle: Polynomics, Statistik Austria und EU-KLEMS.

**Abbildung 1: Szenarienrechnungen des Branchengutachtens**

POLYNOMICS spricht sich dafür aus, möglichst lange Zeiträume zur Bestimmung des Produktivitätsfortschritts zu verwenden (Basismodell). Das Exkludieren der Jahre 1976 bis 1980 ist gewissen Vorbehalten bezüglich der Datenqualität zuzuschreiben, weshalb dieser

<sup>15</sup> Polynomics (2013), S. 15.

Zeitraum keine Berücksichtigung finden solle. Eine Beschränkung auf die Jahre 1996 bis 2009 hätte zwar den Vorteil, dass hierbei disaggregierte Daten für die Elektrizitätswirtschaft vorlägen, allerdings auch nur teilweise. Dieser Umstand sowie die generelle Auffassung, möglichst lange Zeiträume für die Bestimmung des Produktivitätsfortschritts zu verwenden, lassen den Branchengutachter (Polynomics) am Basismodell festhalten.<sup>16</sup>

Das Branchengutachten kommt zum Schluss, dass die abgeleiteten Werte deutlich unter der bisherigen Vorgabe von 1,95 Prozent p.a. zu liegen hätten.

## **5.2. Gutachten der Regulierungsbehörde**

Die Regulierungsbehörde beauftragte ihrerseits die WIK-Consult GmbH mit der Erstellung einer Studie zur Bestimmung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts Xgen österreichischer Stromverteilernetzbetreiber. Ziel des Gutachtens war es, den gegenwärtig für die zweite Regulierungsperiode angewendeten Faktor in Höhe von 1,95 Prozent p.a. vor dem Hintergrund verfügbarer empirischer Daten kritisch zu evaluieren.

Entgegen der Auffassung des Branchengutachters (Polynomics), der vor allem für längere Stützintervalle argumentiert, spricht sich WIK-Consult GmbH für eine problemadäquate Abwägung zwischen Länge des Stützintervalls und Datenkonsistenz aus. Hinsichtlich des zweiten Punktes solle vor allem auf die Wahl eines möglichst exakten Branchenaggregats geachtet werden:

„Hinsichtlich der Bestimmung der sektoralen Produktivitäts- und Inputpreisentwicklungen der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber sollte ein möglichst exaktes Branchenaggregat herangezogen werden. Nach der österreichischen Wirtschaftstätigkeitenklassifikation ÖNACE 2008 käme das Aggregat D 35.13 „Elektrizitätsverteilung“ dieser Forderung nach. Die Recherche und Gespräche mit der Statistik Austria haben jedoch gezeigt, dass Daten – wenn überhaupt – nur für das Aggregat ÖNACE D 35.1 „Elektrizitätsversorgung“ für einen ausreichend langen Zeitraum verfügbar sind (in der Regel ab 1995). Die Elektrizitätsversorgung umfasst neben der Verteilung auch den Transport sowie die Erzeugung und den Handel - mithin die gesamte Wertschöpfungskette des Stromsektors. Für Zeiträume vor 1995 stehen in der Regel nur Daten für das Aggregat ÖNACE D 35 „Energieversorgung“ zur Verfügung, das jedoch zu einem wesentlichen Teil durch Entwicklungen im Stromsektor determiniert wird. Für die quantitativen Analysen werden jeweils die Zeitreihen verwendet, die dem Aggregat D 35.13 am nächsten verwandt sind und für einen ausreichend langen Zeitraum zur Verfügung stehen.“<sup>17</sup>

Zusätzlich zu den ebenfalls vom Branchengutachter (Polynomics) vorgenommen Sensitivitätsanalysen mittels EUKLEMS (diese sind lediglich für den Zeitraum bis 2007 verfügbar) und Daten der Statistik Austria (bis 2011 verfügbar) nimmt der Gutachter der

---

<sup>16</sup> Das Problem liegt jedoch bei allen Berechnungen von POLYNOMICS bei der Vermischung verschiedener Datenquellen. Diese Vermischung kann nur umgangen werden, wenn auf Daten der Statistik Austria zurückgegriffen und ein Stützintervall ab 1996 zugrunde gelegt würde (vgl. hierzu auch WIK-Consult GmbH (2013), Tabelle 3, S. 10).

<sup>17</sup> WIK-Consult GmbH (2013). S. 7.



Regulierungsbehörde eine Unterscheidung zwischen den zwei möglichen Abbildungen des Outputs vor. Neben der Ausweisung von Ergebnissen unter Einbeziehung des Bruttoproduktionswertes (BPW; analog zum Branchengutachten) erfolgt zusätzlich eine Ausweisung von Ergebnissen unter Einbeziehung der Bruttowertschöpfung (BWS). Die Wahl der Outputgröße (BPW oder BWS) entscheidet über die zu betrachtenden Inputgrößen.

Während beim BPW alle drei Inputfaktoren Arbeit, Kapital und Vorleistungen zu berücksichtigen sind, um eine konsistente Abbildung der Output- und Inputseite zu gewährleisten, korrespondiert die BWS nur mit Arbeit und Kapital.

Der Gutachter der Regulierungsbehörde spricht sich dezidiert für die Verwendung der Bruttowertschöpfung und gegen den (im Branchengutachten verwendeten) Bruttoproduktionswert aus:

„Bezüglich der Wahl der Zeitreihen zur Abbildung des Outputindexes sollte im Rahmen des österreichischen Regulierungskontexts für Stromverteilernetzbetreiber auf die Bruttowertschöpfung (BWS) und nicht auf den Bruttoproduktionswert (BPW) abgestellt werden. Durch die Aufspaltung (Unbundling) in verschiedene Einheiten (Erzeugung, Netz, Vertrieb) werden die Vorleistungen der einzelnen Wertschöpfungsstufen jeweils der nächsten Stufe angerechnet, was zu einer Erhöhung des Bruttoproduktionswertes (im Vergleich zur Zeit vor der Liberalisierung) führt, ohne dass sich tatsächlich Produktionsprozesse verändert haben. Aufgrund der gleichzeitigen Berücksichtigung der Vorleistungen auf der Inputseite, sollte es jedoch bei korrekter Erfassung der Vorleistungen zu keinen signifikanten Unterschieden in Relation zu den BWS-Ergebnissen kommen. Die Ergebnisse [...] zeigen, dass dies nicht der Fall ist. So unterliegen insbesondere Vorleistungen aufgrund der problematischen Abgrenzung zum Kapitaleinsatz grundsätzlich regelmäßig gewissen methodischen Revisionen, was zu Brüchen in diesen Zeitreihen führt. Die Verwendung der Bruttowertschöpfung vermeidet diesen verzerrenden Effekt.“<sup>18</sup>

Des Weiteren erfolgt eine Dokumentation der Produktivitätsfortschritte mittels reiner TFP-Verschiebung und der Faktorproduktivitätsfortschritte gemäß der Bernstein und Sappington (1999) Methodik sowie einer Gewichtung der beiden genannten Ansätze im Verhältnis 50:50. Hintergrund hierzu ist die wenig problemadäquate Herangehensweise mittels des von Bernstein und Sappington (1999) vorgeschlagenen Ansatzes im österreichischen Regulierungskontext. Die Autoren des Gutachtens weisen darauf hin, dass durch die Valorisierung der beeinflussbaren Kostenbasis mittels des in Österreich verwendeten Netzbetreiberpreisindex (NPI) eine reine Differenzialbetrachtung (gemäß der Methodik von Bernstein und Sappington) der Wachstumsraten der TFP und der Inputpreise zwischen beiden Sektoren (Stromwirtschaft und Gesamtwirtschaft) nicht sachgerecht ist. Die Vorgehensweise wäre nur dann sachgerecht, wenn die Valorisierung mittels eines reinen Outputpreisindex (Verbraucherpreisindex, VPI) vorgenommen würde und keine Misch-Indices zur Anwendung kämen, die zu einem gewissen Teil aus Inputpreisindices – wie dem Tariflohnindex – bestehen. Würde die Valorisierung der Kostenbasis anhand eines reinen Inputpreisindex erfolgen (ohne eine Beimengung eines VPIs), so würden reine sektorale

---

<sup>18</sup> WIK-Consult (2013). S. 17.

TFP-Wachstumsraten das problemadäquate Xgen darstellen. Die Gewichtung der beiden Ansätze (reine sektorale TFP-Wachstumsraten und Differenzialbetrachtung gemäß Bernstein und Sappington) kommt dem österreichischen Regulierungskontext am nächsten, weshalb sich die WIK-Consult GmbH für diese Vorgangsweise ausspricht.<sup>19</sup>

Entgegen den Ansätzen des Branchengutachters (Polynomics), ein möglichst langes Zeitintervall zur Determinierung der Produktivitätsraten zu verwenden, spricht sich WIK-Consult GmbH für ein möglichst zeitnahes Stützintervall aus:

„Bei der Bestimmung des Produktivitätsfaktors im Kontext der Anreizregulierung geht es um eine Prognose, welche Produktivitätsfortschritte in der Zukunft von den Netzbetreibern zu erwarten sind. Diese Abschätzung speist sich naturgemäß aus Beobachtungen in der Vergangenheit. Allerdings sollten diese nicht zu weit zurückliegen, um noch eine gewisse Aussagekraft für die relevante Regulierungsperiode zu besitzen. Dies ist vor allem dann gegeben, wenn die Rahmenbedingungen, unter denen ein Netzbetreiber im Stützintervall und der Regulierungsperiode agiert, nicht zu verschieden sind. Daraus folgt, dass das Stützintervall möglichst nahe an die betrachtete Regulierungsperiode heranreichen und nicht zu lange in der Vergangenheit liegen sollte.“<sup>20</sup>

Die Ergebnisse von WIK-Consult GmbH reichen zudem auf Basis von Daten der Statistik Austria bis zum Jahr 2011.

Vor dem Hintergrund der bereits erwähnten Empfehlungen (Verwendung der Bruttowertschöpfung anstelle des Bruttoproduktionswertes sowie Mittelwertbetrachtung der Ergebnisse aus reinen sektoralen TFP Wachstumsraten und den Ergebnissen aus dem Bernstein und Sappington Ansatzes) und der Verwendung möglichst zeitnaher Stützintervalle (impliziert die Verwendung von Daten der Statistik Austria), leiten die Autoren Studie eine Bandbreite von 1,1 (Stützintervall von 2001-2011) bis 1,8 Prozent p.a. (Stützintervall von 1996-2011) ab.

Die Autoren kommen zu folgendem Schluss:

„Der generelle X-Faktor für die dritte Regulierungsperiode sollte innerhalb eines Intervalls zwischen 1,10 Prozent p.a. und 1,80 Prozent p.a. neu bestimmt werden. Da die Analysen überwiegend auf Daten basieren, die die gesamte Wertschöpfungskette des Stromsektors umfassen, ist eine Orientierung am unteren Rand des ermittelten Intervalls aus Gründen der Vorsicht vertretbar.“

---

<sup>19</sup> Vgl. WIK-Consult (2013). S. 2-5.

<sup>20</sup> WIK-Consult (2013). S. 18.

### **5.3. Würdigung und Entscheidung der Behörde betreffend die Höhe des Xgen**

Nach Abwägung der Erkenntnisse aus beiden Gutachten erachtet es die Regulierungsbehörde als sachgerecht, nicht nur möglichst zeitnahe Stützintervalle zu verwenden, sondern auch den vorgebrachten Argumenten hinsichtlich der Verwendung der Bruttowertschöpfung anstatt des Bruttoproduktionswertes – zur Umgehung der Problematik der gesonderten Einbeziehung von Vorleistungen – zu folgen. Zudem muss auch der problemadäquaten Berechnungsmethodik im österreichischen Regulierungskontext (Valorisierung der Kostenbasis mittels eines „inputpreis-anteiligem“ Netzbetreiberpreisindex) Rechnung getragen werden.

Die Wirtschaftskammer Österreich (WKO) fordert in ihrer Stellungnahme zum ersten Konsultationspapier, dass der Xgen in unterschiedlicher Höhe für zwei Stromverteilernetzbetreibergruppen anzusetzen wäre. Jene Unternehmen, die seit 2006 der Anreizregulierung unterliegen, sollten einer niedrigeren generellen Produktivitätsvorgabe folgen müssen als jene Unternehmen, welche durch die veränderten gesetzlichen Rahmenbedingungen den Teilnehmerkreis erweitern. Als Begründung wird angeführt, dass der kurze Zeitraum der Anreizregulierung (2 Jahre) für diese Unternehmen nicht ausreichen würde, um die bestehenden Produktivitätsunterschiede auszugleichen.

Die Behörde stimmt der WKO zwar insoweit zu, dass nicht auszuschließen ist, dass unterschiedliche Produktivitätsniveaus zwischen den Unternehmen bestehen, hält jedoch den Xgen nicht für den adäquaten Regulierungsparameter, um Effizienzdefizite von Unternehmen im Vergleich zu anderen zu beseitigen. Diese „Aufgabe“ sollte vielmehr der unternehmensindividuellen Effizienzvorgabe ( $X_{ind}$ ) zufallen – ein kontinuierliches Benchmarking, verbunden mit individuellen Effizienzvorgaben, ist dazu geeignet, dass relative Effizienzunterschiede zwischen Unternehmen beseitigt, oder zumindest den Netzkunden dauerhaft keine überhöhten Netzkosten angelastet werden. Im Vergleich dazu werden im Rahmen des Xgen Produktivitätsfortschritte des gesamten Sektors (im Vergleich zur Gesamtwirtschaft) betrachtet (vgl. dazu die Erläuterungen zu § 59 Abs. 2 und 3 EIWOG 2010). Die Spezifizierung des Xgen in unterschiedlicher Höhe für einzelne Unternehmen würde daher dieser grundsätzlichen Zielsetzung widersprechen.

Die Behörde folgt den Empfehlungen von WIK-Consult GmbH, aus Gründen der Vorsicht eine Orientierung am unteren Ende der Bandbreite des Gutachtens der Behörde vorzunehmen und strebt zudem eine Festlegung nahe an der im Branchengutachten aufgezeigten Bandbreite an. Nach Abwägung aller oben dargestellten Argumente wird der generelle Produktivitätsfortschritt für die dritte Regulierungsperiode mit 1,25 Prozent p.a. festgelegt.

## 6. Individuelle Effizienzvorgabe (Xind) - Benchmarking

Die unternehmensindividuellen Effizienzvorgaben basieren auf einem Effizienzvergleich, der im Sommer 2013, d.h. vor Beginn der dritten Regulierungsperiode durchgeführt wurde. Eine entsprechende Diskussion und Dokumentation verschiedener Methoden dazu wird nachfolgend beschrieben.

Zur Ableitung von jährlichen Effizienzvorgaben 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 deren die Ineffizienzen abzubauen sind. Diese Thematik wird in Kapitel 7 beschrieben.

Ziel der Benchmarkinganalyse ist, zu prüfen, ob die tatsächlichen Kosten des Netzbetriebs einer rationellen Betriebsführung entsprechen. Mit der vorgeschlagenen Benchmarkinganalyse wird den gesetzlichen Vorgaben Rechnung getragen, das Kostenniveau eines oder mehrerer (relativ) effizient geführter, vergleichbarer Unternehmen zu finden. 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.

Die Durchführung der Benchmarkinganalyse lässt sich in mehrere Schritte gliedern:

1. Festlegung des/der Benchmarkingverfahren
2. Variablenauswahl auf Kosten- (Inputs), als auch auf Leistungs- bzw. Struktur- und Umweltseite (Outputs)
3. Durchführung der Analyse

Auf Basis der Verfahrens- und Variablenauswahl wird anschließend die relative 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. Zudem handelt es sich um eine statische Analyse, weshalb sich aktuell ermittelte Effizienzniveaus in der Zukunft durchaus verschieben können und eine Konvergenz nicht notwendigerweise eintreten muss (dynamischer Aspekt).

Das Benchmarking für die dritte Anreizregulierungsperiode baut generell auf den Grundlagen und Erkenntnissen des im Jahr 2005 durchgeführten Effizienzvergleichs auf. Für alle Methoden und Parameter der Zielvorgabenermittlung gilt, dass diese dem Stand der Wissenschaft zu entsprechen haben (§ 59 Abs. 2 EIWOG 2010).

## **6.1. Benchmarkingverfahren, funktionale Formen und Umgang mit Null-Outputniveaus**

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*) und auch 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. 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, die eine ausreichende Anzahl der betrachteten Unternehmen voraussetzt. Beispielsweise verwendet die Bundesnetzagentur für die Bestimmung der Effizienzen der Strom- und Gasverteilnetzbetreiber einen Datensatz mit weit mehr als 100 Unternehmen. Proberechnungen auf Basis von Untersuchungen mit Werten des Geschäftsjahres 2008 (Kosten sowie technischer Parameter) haben ergeben, dass die aktuelle Datenbasis in Österreich für die Anwendung einer SFA nicht ausreichend ist und die SFA im derzeitigen österreichischen Regulierungsumfeld aus Sicht der Gutachter nicht anwendbar ist.

Bezüglich der Hybridmodelle (u.a. SDEA und StoNED) sehen die Gutachter derzeit Schwierigkeiten hinsichtlich der Abwägung von Vor- und Nachteilen dieser Ansätze, da diese im Gegensatz zu den etablierten und ausreichend erforschten Methoden wie DEA und MOLS noch nicht hinlänglich untersucht wurden und in der Praxis kaum verwendet werden.

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.

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 Consentec/Frontier-Economics (2004) beschrieben. Obwohl in diesem Papier auf eine erneute detaillierte Darstellung verzichtet wird, werden jedoch für die Durchführung der Analyse wesentliche Inhalte nochmals aufgegriffen und gegebenenfalls auf Weiterentwicklungen der Benchmarkinganalysen im österreichischen Anreizregulierungskontext (Benchmarking der Strom- und Gasverteilnetzbetreiber) sowie auf europäischer Ebene (TSO-Benchmarking) referenziert.

### **Data Envelopment Analysis (DEA)**

Bei der DEA handelt es sich um ein nicht-parametrisches Verfahren, weshalb die Schätzung einer zugrundeliegenden Kostenfunktion nicht erforderlich ist, da die Konstruktion der Effizienzgrenze rein anhand der beobachteten best-practice Unternehmen und nicht aufgrund eines ökonometrisch geschätzten Produktionszusammenhanges erfolgt. 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. Zusätzlich kann die Analyse mit konstanten oder variablen Skalenerträgen (CRS bzw. VRS Spezifikation) durchgeführt werden (siehe nachstehende Diskussion zu Skalenerträgen). Die Datenqualität ist bei diesem Verfahren von sehr großer Bedeutung, da jegliche Abweichung von der Effizienzgrenze als Ineffizienz interpretiert wird, weshalb dieses Verfahren auch als „deterministisch“ zu klassifizieren ist. 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 agiert, in welcher es definitionsgemäß keine effizienteren Firmen geben kann (Konvergenz der Effizienzwerte gegen 1). Da best-practice Unternehmen den Wert 1 (völlige Effizienz) zugewiesen bekommen, dadurch die Effizienzgrenze bilden und sich die Effizienz 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 und Korrektheit (mittels Plausibilitäts- und Validitätsprüfungen) geprüft, Ausreißeranalysen durchgeführt und mit der MOLS ein zweites Verfahren angewandt, dessen Vor- und Nachteile beinahe spiegelbildlich zur DEA sind (siehe folgender Abschnitt).

### **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. Dieser funktionale Zusammenhang wird durch eine OLS Schätzung abgebildet, welche den grundsätzlichen (durchschnittlichen) Zusammenhang zwischen In- und Outputs abbildet. Die Effizienzgrenze wird bei der MOLS anhand der Verschiebung der OLS-Geraden mit dem Standardfehler der Regression gebildet. Im Falle einer Exponentialverteilungsannahme (des Ineffizienzterms) erfolgt diese Verschiebung mit dem root-mean-square-error (RMSE), d.h. dem Standardfehler der Regression oder im Falle einer halb-normalen Verteilungsannahme (des Ineffizienzterms) durch  $RMSE \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{\pi}}$ .

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

Der funktionale Zusammenhang lässt sich prinzipiell über eine Vielzahl von Produktions- bzw. Kostenfunktionen beschreiben, wobei in der ökonomischen Literatur zumeist die log-lineare Cobb-Douglas oder die Translog-Funktionen zur Anwendung gelangen. Letztgenannte Funktion ist durch die Einbeziehung von Quadraten und Kreuztermen flexibler und daher prinzipiell aus ökonometrischer Sicht zu begrüßen. Ob diese Flexibilität erforderlich ist, lässt

sich empirisch testen und dient auch als Entscheidungskriterium zwischen der Wahl der funktionalen Form zwischen einer log-linearen und trans-log Funktion. Sofern die Summe der Quadrate und Kreuzprodukte in einem Joint-Wald Test als nicht-signifikant angesehen werden, kann zur Cobb-Douglas Funktion übergegangen werden.

Im Rahmen der Analyse des Jahres 2005 wurde ein statistisches Basismodell bestimmt, welches lediglich die signifikanten Parameter enthielt. Diese Vorgangsweise wird nunmehr insofern abgeändert, als dass die Regressionsgerade nun abhängig von den Ergebnissen des Joint-Wald Tests entweder durch ein vollständig spezifiziertes Translog-Modell (inklusive auch nicht signifikanter Terme) oder durch die Cobb-Douglas Form bestimmt wird (falls die Nullhypothese des Joint-Wald Tests nicht verworfen werden kann). Im Unterschied zur DEA lassen sich bei der Cobb-Douglas Spezifikation empirische Tests über das Vorhanden- bzw. Nicht-Vorhandensein von steigenden, fallenden oder konstanten Skalenerträgen durchführen. Zusätzlich kann die Cobb-Douglas Spezifikation auch mit konstanten Skalenerträgen geschätzt werden.

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:

$$\text{Effizienzwert}_{MOLS} = \min \left( 1 ; \frac{1}{e^{(\text{Residuum} + RMSE \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{n}})}} \right)$$

### **Skaleneffekte**

Wie bereits obig dargestellt, können im Rahmen der DEA als auch der MOLS verschiedene Annahmen zu Skaleneffekten berücksichtigt werden. Zwar kann im Rahmen von parametrischen Verfahren auf das Vorliegen von Skaleneffekten getestet werden, jedoch stellt sich die Frage, ob aus regulierungspolitischer Sicht nicht einer a priori Entscheidung der Vorzug gegeben werden muss; dies gilt besonders dann, wenn die Wahl der optimalen Unternehmensgröße in die Einflussosphäre der regulierten Unternehmen fällt.

Diese Überlegungen wurden bereits ausführlich in den Erläuterungen zur SNT-VO 2006 diskutiert und folgerichtig konstante Skalenerträge in der DEA verwendet. Im Rahmen der MOLS wurde diese Entscheidung a priori jedoch nicht getroffen, was von einigen Unternehmen als Inkonsistenz kritisiert wurde. Im Zuge des Effizienzvergleichs für Gasverteilernetzbetreiber (vgl. Erläuterungen zur GSNT-VO 2008) wurde dieses Problem aufgegriffen und die Inkonsistenz insofern beseitigt, als dass konstante Skalenerträge sowohl in der DEA als auch der MOLS (durch eine restringierte Schätzung) verwendet wurden.

Um eine einheitliche und konsistente Vorgangsweise sowie die Vergleichbarkeit der Ergebnisse aus beiden Benchmarkingmethoden zu gewährleisten, werden sowohl im Rahmen der DEA als auch der MOLS konstante Skalenerträge unterstellt.

## **Funktionale Formen und Umgang mit Null-Outputniveaus**

Im Gegensatz zu den nicht-parametrischen Effizienzvergleichsmethoden (wie beispielsweise der DEA), ist bei parametrischen Methoden zu Beginn der Analyse eine Annahme zur funktionalen Form, welche Inputs in Relation zu Outputs setzt, erforderlich. Generell stehen hierzu zahlreiche funktionale Formen, wie beispielsweise die lineare Kostenfunktion, die Separable, Quadratic Spezifikation, die Composite Spezifikation, Generalized Leontief oder auch die Cobb-Douglas sowie Translog Kostenfunktion zur Verfügung. Aufgrund der Tatsache, dass die beiden letztgenannten funktionalen Formen relativ einfach zu implementieren sind (es sind beispielsweise keine zusätzlichen Datentransformationen nötig um heteroskedastischen Störtermen entgegenzuwirken), und da beide funktionale Formen hinreichend große Flexibilität bieten, sodass eine gute Approximation der „wahren“ Kostenfunktion sichergestellt sein sollte, sind diese Formen generell sehr gut für Effizienzermittlungszwecke geeignet.

Bei linearen funktionalen Formen werden dagegen Absolutwerte betrachtet, was dazu führen kann, dass die Abweichung großer Unternehmen von der Effizienzgrenze viel größer ist als die von kleinen Unternehmen. Diesem Problem kann prinzipiell über eine Normierung aller Variablen mittels eines Größenparameters (Normierungsvariable) begegnet werden (Schätzung einer normiert linearen Kostenfunktion). Grundsätzlich sollten bei der Wahl eines geeigneten Normierungsparameters die folgenden Kriterien zugrunde gelegt werden:<sup>21</sup>

- Eignung zur Darstellung von Größenunterschieden: die Normierungsgröße soll geeignet sein, Größenunterschiede zwischen den Netzbetreibern zu korrigieren,
- Stabilität des Parameters: es sollten Parameter ausgewählt werden, die keinen starken Schwankungen unterliegen,
- Nichtbeeinflussbarkeit des Parameters: Unternehmensentscheidungen sollten keinen Einfluss auf die Skalierungsgröße haben.

Die Entscheidung für einen geeigneten Normierungsfaktor ist somit komplex. E-Control hat für den Effizienzvergleich für Anreizregulierung Strom 1. Regulierungsperiode und den Effizienzvergleich für Anreizregulierung Gas 1. Regulierungsperiode jeweils eine log-lineare funktionale Form verwendet. Diese funktionale Form hat in der ökonomischen Literatur ihre entsprechende Fundierung. Grundsätzlich sieht E-Control somit keinen Grund von diesem Ansatz abzuweichen.

Die Standard Translog Spezifikation, welche nach Coelli et al. (2003) die in der Literatur am häufigsten verwendete Produktionsfunktion darstellt, kann folgendermaßen in eine Cobb-Douglas Kostenfunktion überführt werden:

Translog Spezifikation:

---

<sup>21</sup> Vgl. Frontier et al (2012), S. 61f.



$$\ln C = \alpha'_0 + \sum \alpha_i \ln q_i + \frac{1}{2} \sum \sum \alpha_{ij} \ln q_i \ln q_j + \sum \sum \delta'_{ik} \ln q_i \ln r_k + \sum \beta_k \ln r_k + \frac{1}{2} \sum \sum \beta_{kl} \ln r_k \ln r_l$$

mit:  $\alpha'_0 = \alpha_0 + \beta_0 - 1$  und  $\delta'_{ik} = \delta_{ik} + \mu_{ik}$ .

Setzt man  $\alpha_{ij}$ ,  $\delta'_{ik}$  und  $\beta_{kl}$  jeweils gleich 0, so wird deutlich, dass die Standard Translog Spezifikation eine Verallgemeinerung der Cobb-Douglas Kostenfunktion darstellt:

Cobb-Douglas Spezifikation:

$$\ln C = \alpha_0 + \sum \alpha_i \ln q_i.$$

Mittels eines Hypothesentests (Joint-Wald-Test) kann überprüft werden, ob die Zusatzterme der Translog-Kostenfunktion als relevant anzusehen sind. Ist dies nicht der Fall, kann auf eine Cobb-Douglas Funktion übergegangen werden.

Sowohl die Cobb-Douglas als auch die Translog-Kostenfunktion müssen im Rahmen der praktischen Anwendung mit der „Nullproblematik“ bei den zu logarithmierenden Outputvariablen umgehen (der Logarithmus von Null ist nicht definiert). Generell stehen drei nennenswerte Datentransformationen zur Verfügung, welche sicherstellen, dass funktionale Formen mit der „Null Outputproblematik“ umgehen können (vgl. Gugler et al (2012)):

- Fourier Transformation,
- Box-Cox Transformation,
- Einführung von Dummyvariablen.

Neben den drei genannten Datentransformation zum Umgang mit „Null-Output“-Niveaus, gibt es eine weitere Möglichkeit, mit dem angesprochenen numerischen Problem in parametrischen Benchmarkingmethoden umzugehen. Diese besteht in der Zusammenfassung mehrerer miteinander in Verbindung stehender Outputdimensionen. Diese Vorgangsweise wurde bereits im Rahmen der MOLS Analyse im Jahr 2005 gewählt, indem die einzelnen Modellnetzlängen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung zu einer gewichteten Modellnetzlänge zusammengefasst wurden. Als Gewichtungsfaktoren dienten relative, durchschnittliche Stückkostenwerte zwischen den drei Spannungsebenen (vgl. weiterführende Diskussion in Kapitel 6.2.2.4). Der Vorteil dieser Methode besteht darin, dass im Rahmen der MOLS Analyse auch mit einer log-linearen Kostenfunktion gearbeitet werden kann (der Logarithmus von Null ist wie bereits erwähnt nicht definiert). Gugler et al (2012) führen in ihrem Gutachten aus, dass die in obiger Aufzählung genannten Datentransformationen einige Nachteile aufweisen und deren Anwendung daher mitunter kritisch zu sehen ist. Da jedoch wie obig erwähnt eine alternative Lösungsmöglichkeit zur Verfügung steht, welche die Behörde bereits in der Vergangenheit angewendet hat und im Übrigen auch vom Branchengutachter (Consentec) für die gegenständliche Analyse vorgeschlagen wird, sieht die Behörde keine Veranlassung von der bewährten Vorgehensweise abzuweichen.

## 6.2. 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 zweiter Orientierung bei gegebenem Input ein möglichst hoher Output produziert werden soll. In der Netzwirtschaft sind die relevanten Outputs vom Stromverteilernetzbetreiber als mehrheitlich nicht-beeinflussbar anzusehen (Netzhöchstlasten sind vom Einspeise- und Abnahmeverhalten getrieben, Netzanschlüsse sind von Kundenseite vorgegeben, etc.), weshalb die Inputorientierung als die relevante Sicht anzusehen ist. Während Kosten oftmals als der einzig relevante Input gesehen wird (Effizienzwert als Maßzahl für die Kosteneffizienz), kann die Auswahl an relevanten Outputs anhand verschiedener Vorgangsweisen erfolgen – in der Praxis sind hier vor allem Expertenmeinungen (intuitiv vermutete kostentreibende Effekte), ingenieurwissenschaftliche Ansätze (Modellnetzanalyse) sowie empirische Analysen mittels Signifikanztests zu nennen. Oftmals werden die genannten Auswahlverfahren auch miteinander verknüpft.

In Folge wird diskutiert, wie die Spezifikation der für das gegenständliche Benchmarking herangezogenen Inputs- und Outputfaktoren aussieht und welche zugrundeliegenden Überlegungen hierzu getroffen wurden.

### 6.2.1. Variablenauswahl: Inputparameter

Als Kostengrößen, welche als Inputvariable herangezogen werden, können entweder nur die Betriebskosten (OPEX) oder die Gesamtkosten (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 Benchmarking 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.

Dem Grundsatz der Kostenwahrheit entsprechend sollte sich auch die Benchmarking-Analyse aus derzeitiger Sicht der Behörde nicht nur auf die laufenden Betriebskosten (einschl. Instandhaltungskosten) beschränken, sondern sich auch auf die Kapitalkosten (CAPEX) erstrecken. Es sind daher jedenfalls entsprechende Anreize für effizientes Investitionsgebaren der Unternehmen zu schaffen und sicherzustellen, dass auch der operative Betrieb in ressourcenschonender Weise vorstangeht.<sup>22</sup> Nach Erwägung verschiedener Optionen sah sich die E-Control Kommission (ECK) beim erstmaligen Benchmarking im Jahr 2005 veranlasst, die Gesamtkosten als Inputvariable in der Benchmarkinganalyse heranzuziehen. Diese Vorgehensweise wird von Seiten der Behörde

---

<sup>22</sup> Es ist darauf hinzuweisen, dass § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 explizit auch die Betrachtung von Teilprozessen zulässt.

nach wie vor als sachgerecht erachtet, weshalb die Inputs als Eingangsgrößen in die Benchmarkingverfahren auf Gesamtkosten (TOTEX) beruhen.

Für die Bestimmung der im Benchmarking verwendeten Kosten wird grundsätzlich auf die geprüften Kosten des relevanten Kostenprüfungsjahres abgestellt (vgl. Kapitel 4.1). Die Summe der eigenen Netzkosten versteht sich inklusive der Netzverlustkosten und exklusive der vorgelagerten Netzkosten. Für die Bestimmung der Netzverlustkosten wurden die Netzverlustmengen des Kostenprüfungsjahres mit einem einheitlichen Preis von 48,20 Euro/MWh bewertet.

Um die Vergleichbarkeit zwischen den Unternehmen zu gewährleisten, sind gegebenenfalls Anpassungen der Benchmarkingkostenbasis notwendig. Entsprechende Bereinigungen sind aus Sicht der Behörde grundsätzlich nur dann durchzuführen, wenn

- eine Sonderstellung für das betroffene Unternehmen (im Vergleich zu anderen Unternehmen) angenommen werden kann,<sup>23</sup>
- diese Sonderstellung einen kostentreibenden Effekt darstellt,
- dieser Effekt exogen und signifikant ist,
- der Effekt nachhaltig besteht,<sup>24</sup>
- die durch den Effekt bedingten Kosten in transparenter Weise vom Unternehmen nachgewiesen werden können,
- eine klare Bewertung bzw. Abgrenzung der entsprechenden Kosten von anderen Kostenpositionen möglich ist und darüber hinaus
- die Sonderstellung mit keinem geeigneten Output (auf Basis einer entsprechenden Kostentreiberanalyse) im Benchmarking abgebildet werden kann.

Unter Einhaltung dieser Grundsätze hat die Behörde bei einigen Unternehmen die folgenden Bereinigungen durchgeführt:

- Kosten des Übertragungs- bzw. Höchstspannungsnetzes,
- Kosten für bereits getätigte Smart Meter-Investitionen,
- Kosten zur Bereinigung der Integration von Wind-Erzeugungsanlagen,
- Finanzierungskosten aus Baukostenzuschüssen.

Die Netze einiger weniger Unternehmen umfassen Höchstspannungsleitungen bzw. Leitungen, welche für Übertragungszwecke genutzt wurden bzw. werden. Um die Vergleichbarkeit zwischen den Stromverteilernetzbetreibern (mit einer ausreichenden Zahl von Freiheitsgraden) sicherzustellen, sind bei diesen Unternehmen die Kosten des Höchstspannungsnetzes von der Kostenbasis abzuziehen, um lediglich die Kosten des Verteilernetzes dem Effizienzvergleich zuzuführen. Dies betrifft die Unternehmen EVN Netz

---

<sup>23</sup> Sollte eine Mehrzahl an Unternehmen von einem bestimmten Effekt betroffen sein, ist eine Sonderstellung nicht sehr wahrscheinlich – dies wird im Einzelfall überprüft und gegebenenfalls durch entsprechende Erhebungen seitens der Behörde evaluiert.

<sup>24</sup> Einmaleffekte im Kostenprüfungsjahr werden im Einzelfall über mehrere Jahre normalisiert.

GmbH, Wiener Netze GmbH<sup>25</sup>, TIWAG Netz AG sowie Vorarlberger Energienetze GmbH. Bei den beiden letztgenannten Unternehmen betrifft die Bereinigung zusätzlich auch Teile der Netzebene 3, sofern diese sowohl für den Übertragungs- als auch den Verteilnetzbereich genutzt werden. Beide Unternehmen führen hierzu an, dass mit dem Übertragungscharakter bestimmter Leitungen nicht vergleichbare Kapital- und Betriebskosten einhergehen würden. Es wurde dargelegt, dass diese entsprechend zu dimensionieren und zu betreiben bzw. zu warten wären. Weiters wurde der Übertragungscharakter der Leitungen durch eine entsprechende (anteilige) Berücksichtigung unterschiedlicher Leitungsabschnitte im ITC-Ermittlungsmechanismus (dieser dient der Ermittlung jener transitbedingten Netzkosten, welche durch einen internationalen Ausgleichsmechanismus abgedeckt werden sollen) belegt. Hätten diese Netzanlagen keine Bedeutung für internationale Stromtransite, wären diese nicht in die internationale Kostenabgeltungsermittlung eingeflossen. Darüber hinaus wurde von beiden Unternehmen die Lastsituation an den Übergabestellen der Leitungen mit Übertragungsnetzcharakter nachgewiesen. Mit dem Anteil dieser Lasten an der gesamten Höchstlast an allen Übergabestellen steht neben dem Ausmaß der im ITC-Mechanismus berücksichtigten Leitungen ein weiteres Maß zur Beurteilung des Übertragungsnetzcharakters zur Verfügung. Beide Faktoren dienen daher als Entscheidungsgrößen für etwaige Bereinigungen.

Bei allen Unternehmen müssen jedoch fiktive Finanzierungskosten aus Baukostenzuschüssen hinzugezählt werden, da bei den österreichischen Stromverteilernetzbetreibern eine unterschiedliche Gewichtung der Vorfinanzierung durch ihre Kunden bezüglich der Baukostenzuschüsse vorliegt. Der Unterschied aus diesem Tarifgestaltungselement muss für Zwecke des Benchmarking neutralisiert werden, da ansonsten Unternehmen mit geringer Gewichtung der Vorfinanzierung systematisch benachteiligt werden. Die Neutralisierung erfolgt bei der Berechnung der Finanzierungskosten. Die BKZ (in der Terminologie des geltenden Rechtsrahmens: vereinnahmte Netzbereitstellungsentgelte, Netzzutrittsentgelte) aus der Bilanz des Stromverteilernetzbetreibers, die für die Tarifierung vom verzinslichen Kapital abgezogen werden, werden zum Zwecke des Benchmarking dem verzinslichen Kapital zugezählt. Aus dieser erhöhten Kapitalbasis werden in der Folge neue Finanzierungskosten für Benchmarkingzwecke abgeleitet.

Die Finanzierungstangenten des Sozialkapitals wurden im letztmaligen Benchmarking von den Finanzierungskosten bereinigt, um eine doppelte Berücksichtigung (diese Kosten finden sich bereits im Personalaufwand) zu vermeiden. Diese Vorgangsweise wird auch im Benchmarking für die 3. Regulierungsperiode beibehalten.

Im Gegensatz zur im Jahr 2005 durchgeführten Benchmarkinganalyse werden die Messkosten nicht aus der Benchmarking-Kostenbasis eliminiert, um eine gesamthafte Sichtweise der Effizienzeinschätzung zu wahren. Das Messwesen ist eine von allen Stromverteilernetzbetreibern in vergleichbarem Maße zu erbringende Leistung, welche darüber hinaus einen beeinflussbaren Charakter aufweist. Daher ist es aus Sicht der Behörde sachgerecht, dass die Effizienzmessung auch diesen Prozess umfasst. Bereinigungen sind lediglich bei drei Unternehmen notwendig, die im Gegensatz zu den anderen Stromverteilernetzbetreibern innerhalb des Benchmarking-Samples eine Besonderheit

---

<sup>25</sup> Vormals Wien Energie Stromnetz GmbH.

hinsichtlich des Einführungsgrades von Smart Meter im Geschäftsjahr 2011 einnehmen. Diese Unternehmen, nämlich die Linz Stromnetz GmbH, die Energie AG Oberösterreich Netz GmbH sowie die Stadtwerke Feldkirch, haben bereits mit der Ausrollung von Smart Meter begonnen. Um dieser Sonderstellung im Rahmen eines relativen Effizienzvergleiches (bedingt die relative Vergleichbarkeit der Unternehmen untereinander) zu begegnen, werden die tatsächlichen Messkosten dieser Stromverteilernetzbetreiber (sowohl OPEX als auch CAPEX) durch fiktive Messkosten eines simulierten Ferraris-Zähler-Szenarios des Geschäftsjahres 2011 ersetzt.<sup>26</sup> Es wird darauf hingewiesen, dass diese Bereinigung einmalig zur Eliminierung der Sonderstellung hinsichtlich des Einführungsgrades dreier Stromverteilernetzbetreiber vorgenommen wird. Nachdem der Einführungsgrad durch § 1 Abs. 1 IME-VO determiniert ist, muss diese Bereinigung bei künftigen Benchmarkinganalysen (abhängig vom Jahr der nächsten Analyse) nicht zwingend wiederholt werden. Prinzipiell ist zwar die Einführung von Smart Metern rechtlich vorgeschrieben - so werden etwa ein abgestufter Zeitplan und technische Mindestanforderungen mit Verordnung festgelegt - dennoch besteht insbesondere bei der Erreichung des determinierten Zieles ein erheblicher Spielraum im Hinblick auf die Zielerreichung bzw. Umsetzung, weshalb auch in zukünftigen Effizienzvergleichen jedenfalls *ex post* die Effizienz der Umsetzung auch in gesamthafter Sicht festgestellt werden muss.

Mangels Signifikanz eines geeigneten Outputparameters zur Abbildung der Wind-Energieeinspeisung wird bei zwei Stromverteilernetzbetreibern (Netz Burgenland Strom GmbH und EVN Netz GmbH) eine kostenseitige Bereinigung der CAPEX vorgenommen. Von beiden Netzbetreibern wurde nachgewiesen, dass sich diesbezügliche Kostenbelastungen klar von anderweitigen Kosten abgrenzen lassen. Bei einem der beiden Unternehmen (EVN Netz GmbH) war es notwendig, die Netzanschlusszahlen der Hochspannung (vgl. Kapitel 6.2.2.1) zu korrigieren, um die erforderliche Kongruenz zwischen Kostenbereinigungen und Outputs (Hochspannungsmodellnetzlänge) zu gewährleisten. In diesem Zusammenhang ist auch darauf hinzuweisen, dass die Ausbaurkosten des Netzes zwar größtenteils durch Baukostenzuschüsse der Windkraftwerke getragen werden, allerdings werden diese Effekte wie zuvor beschrieben in der Bestimmung der Benchmarkingkostenbasis eliminiert. Als wesentlichen Unterschied zu anderen erneuerbaren Einspeisern ist anzuführen, dass beispielsweise Photovoltaikanlagen bisher in bestehende Netze ohne massiven Ausbau integrierbar waren und sämtliche Netzbetreiber hiervon – wenn auch in unterschiedlichem Ausmaß – betroffen waren. Eine Sonderstellung einzelner Netzbetreiber lässt sich daher aus Sicht der Behörde aktuell nicht ableiten. Die dargestellte Benchmarkingkostenbasis (Input) beruht wie bereits erwähnt grundsätzlich auf Jahresabschlusswerten unter Einbeziehung von Anpassungen aufgrund der Kostenprüfung und stimmt damit grundsätzlich in Bezug auf die Berechnungsmethodik (abgesehen von der Einbeziehung der Mess- und Netzverlustkosten) mit der Vorgangsweise beim ersten Benchmarking aus dem Jahr 2005 überein (auch in dieser Analyse wurden Bereinigungen für das Übertragungsnetz vorgenommen).

Nichtsdestotrotz wird im Vergleich zur Analyse 2005 eine bedeutende Erweiterung vorgenommen. Das Abstellen auf pagatorische Werte kann mitunter „ältere“ Netze im

---

<sup>26</sup> Mehrkosten aus OPEX (in der Einführungsphase) und CAPEX (bei Zählern die vor einem entsprechenden Eich-Intervall bzw. vor dem Ende der Nutzungsdauer durch einen Smart-Meter ersetzt wurden) werden mit OPEX Einsparungen (aus Prozessoptimierung, Entfall von Ablesungen, etc.) gegengerechnet.

Vergleich zu „jüngeren“ Netzen bevorzugen, da die CAPEX nicht nur durch die abreifenden Buchwerte niedriger ausfallen, sondern auch noch auf den historisch niedrigeren Anschaffungs- und Herstellkosten zu nominellen Preisen beruhen. Aus Sicht der Behörde gilt es zu vermeiden, dass Unternehmen, die beispielsweise in der Vergangenheit vergleichsweise kurze Abschreibungsdauern zur Anwendung gebracht haben und/oder eine hohe Altersstruktur (der tatsächlich im Betrieb befindlichen Anlagen) aufweisen, die Effizienzgrenze für andere Netzbetreiber setzen. Verzerrungen im Rahmen der Kapitalkosten, können prinzipiell durch folgende Faktoren bedingt sein:

- Unterschiedliche Altersstruktur: Unterschiedliche Lage der Unternehmen im Investitionszyklus,
- Heterogene Abschreibungspraxen: Anwendung unterschiedlicher Abschreibungsdauern zwischen den Unternehmen,
- Unterschiedliche Aktivierungspraxen: Unterschiede in der Aktivierungspolitik, insbesondere im Bereich der Erneuerungsmaßnahmen.

Während für die ersten beiden Verzerrungen Möglichkeiten zur weitgehenden Beseitigung bestehen, trifft dies für die unterschiedliche Aktivierungspolitik in der Vergangenheit nicht zu. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass entsprechende Rechnungslegungsvorschriften den Unternehmen Grenzen in Bezug auf die Wahlfreiheit gesetzt haben.

Die dargestellten CAPEX-seitigen Verzerrungen können durch die Einbeziehung von standardisierten CAPEX gelindert werden, wobei sich die Methode nach dem Annuitätenverfahren anbietet. Dieses Verfahren ist insofern geeignet, da der Behörde seit dem Jahr 2005 eine konsistente Datenbasis hinsichtlich der von den Unternehmen getätigten Investitionen (getrennt nach Anlageklassen) vorliegt. Konkret werden hierbei die Anschaffungs- und Herstellkosten der einzelnen Anlagekategorien nach dem jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme indexiert und dadurch Tagesneuwerte errechnet. Diese liefern unter der Einbeziehung von standardisierten Nutzungsdauern und einem realen Zinssatz die Basis für Annuitäten (gleichmäßige Zahlungsströme über die gesamte Nutzungsdauer). Diesen Annuitäten ist im Vergleich zur reinen Standardisierung der Abschreibungsdauern der Vorzug zu geben, da auch der Investitionszyklus und daher das Anlagenalter berücksichtigt werden, d.h die Kapitalkosten sind unabhängig von einem konkreten Investitionszyklus.

Zur Berechnung der Annuitäten sind folgende Schritte notwendig:

- Erfassung der Investitionszeitreihen für alle Anlagekategorien (liegt durch die Anlageklassen Strom seit 2005 vor)
- Festlegung eines geeigneten Index für die durchschnittliche Preisentwicklung der Anlagegüter.
- Festlegung der Laufzeit der Annuität („Abschreibungsdauer“);
- Festlegung des Zinssatzes der Annuität („WACC“).

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,<sup>27</sup> werden alle Anlagekategorien mit dem Verbraucherpreisindex indexiert. Nach Errechnung der indexierten Anschaffungs- und Herstellkosten je Anlagekategorie erfolgt die Ermittlung von Annuitäten (entsprechen den standardisierten Kapitalkosten) unter der Einbeziehung eines einheitlichen realen Zinses<sup>28</sup>  $(=(1+WACC)/(1+VPI)-1)$  sowie einheitlicher Abschreibungsdauern je Anlagenkategorie. Für die Berechnung wird die klassische Annuitätenformel verwendet:

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

wobei  $\sum AHK_i^{ind}$  die Summe der indexierten Anschaffungs- und Herstellkosten der Anlagekategorie  $i$ ,  $rZ$  den realen Zinssatz und  $AD,i$  die Abschreibungsdauer der Anlagekategorie  $i$  darstellen. Die standardisierten CAPEX (nicht normiert) ergeben sich als Summe über alle relevanten Anlagekategorien.<sup>29</sup>

Um einheitliche Abschreibungsdauern je Anlagekategorie anzuwenden, wird auf einen Vorschlag von OE zurückgegriffen, der in folgender Tabelle wiedergegeben ist:

Anlagenkategorie	standardisierte Nutzungsdauer (in Jahren)	Anlagenkategorie	standardisierte Nutzungsdauer (in Jahren)
A.2 Software	4	B14b Zähler-Fernaus.ger.	15
A.3 Nutzungsr. inkl. sonst.R	20	B15 Ersatzstromversorgungsanl.	10
A.4 Baukostenzuschüsse	20	B16 Geschäftsgebäude	33
A.5 sonstige imm. VG	1	B17 Betriebsgebäude	33
B5 Freileitung (36>bis 110kV)	33	B18 Grundstücke	
B6 Kabel (36>bis 110k)	33	B19 Kraftfahrzeug	7
B7 UW (HSP-MSP)	20	B20 Arbeitsmaschinen	9
B8 Freileitung (10+20k)	20	B21 EDV-Anlagen	4
B9 Kabel (10+20k)	20	B.22 Kommunikationsanlagen	10
B10 UW (MSP-MSP)	20	B.23 GWG	1
B11 Transformatorstation	20	B.24 Sonstiges	5
B12 Freileitung (< 1kV)	20	B.25 Gel.Anz.u.Anl.i.Bau	25
B13 Kabel (< 1kV)	20	B.26 sonstige VG	1
B14a Zähler u.Messgeräte	15		

**Abbildung 2: Standardisierte Nutzungsdauern für Annuitätenberechnung**

<sup>27</sup> In Deutschland wurden unterschiedliche Teuerungsraten je Anlagegut hinterlegt. Gegen die Verwendung des VPI haben weder Branchenvertreter noch Branchengutachter (Consentec) Einwände bzw. Verbesserungsvorschläge eingebracht.

<sup>28</sup> Da die Investitionsreihen indexiert werden, muss ein realer Zinssatz verwendet werden. Der Zeitraum, der dem VPI zugrunde liegt, entspricht jenem des risikolosen Zinses der WACC Ermittlung (5 Jahre).

<sup>29</sup> Nicht umfasst sind die folgenden Anlagekategorien: A.1. Geschäfts(Firmen)wert, B.1.-B.4. Leitungen der Höchstspannungsebene sowie Umspannwerke der Netzebene 2 und C.1. passivierte BKZ. Letztere werden analog zur kalkulatorischen Sichtweise trotz der Exklusion implizit berücksichtigt, da die Anschaffungs- und Herstellkosten der relevanten Anlagekategorien grundsätzlich die Bruttoinvestitionssummen unabhängig von der Kostentragung widerspiegeln.

Der wesentliche Vorteil von Annuitäten ist, dass durch deren Verwendung der Investitionszyklus keine Auswirkung mehr auf die Höhe der Kapitalkosten hat. Vereinfacht gesagt, hat somit ein altes Netz die gleichen Kapitalkosten wie ein neues Netz. Daraus wird jedoch zugleich der Nachteil ersichtlich. Bei der Verwendung von „ökonomischen“ Abschreibungen wird nämlich der Abtausch zwischen Betriebs- und Kapitalkosten über den Zeitablauf nicht berücksichtigt. So sollte ein altes Netz zwar niedrigere Kapitalkosten, jedoch gleichzeitig höhere Betriebskosten für Instandhaltungsmaßnahmen aufweisen und *vice versa*. Annuitäten könnten somit tendenziell zu einer Benachteiligung von alten Netzen führen.

Auf dieses Problem hat der Branchengutachter (Consentec) hingewiesen und hierzu eine Normierung der standardisierten Kapitalkosten vorgeschlagen. Hierbei werden die unternehmensindividuellen Verhältnisse zwischen standardisierten Kapitalkosten (Annuitäten) und kalkulatorischen Kapitalkosten ermittelt und das durchschnittliche Verhältnis zwischen standardisierten und nicht standardisierten Kapitalkosten über alle Unternehmen als Normierungsfaktor verwendet. Die standardisierten Kapitalkosten werden anschließend durch den branchenweiten Normierungsfaktor dividiert, wodurch sich normierte standardisierte Kapitalkosten ergeben. Formal lässt sich dieser Zusammenhang folgendermaßen darstellen:

$$\text{Normierte standardisierte CAPEX} = \frac{\text{CAPEX standardisiert}}{\text{generellen Normierungsfaktor}}$$

wobei sich der generelle (branchenweite) Normierungsfaktor errechnet als

$$\text{Genereller Normierungsfaktor} = \frac{\sum_{j=1}^n \text{individueller Normierungsfaktor}_j}{\text{Anzahl Unternehmen}}$$

und der Normierungsfaktor des Unternehmens  $j$  definiert ist als

$$\text{Individueller Normierungsfaktor}_j = \frac{\text{CAPEX standardisiert}_j}{\text{CAPEX pagatorisch}_j}$$

Aus Branchensicht soll durch die dargestellte Vorgangsweise sichergestellt werden, dass die durchschnittlichen OPEX-CAPEX Verhältnisse aufrechterhalten werden und die Übervorteilung von älteren Netzen verhindert wird. Da diese Zielsetzung auch aus Behördensicht relevant ist, wird dem Branchenwunsch gefolgt und die dargestellte Normierung angewandt.



Die beiden Inputspezifikationen (kalkulatorisch und standardisierte Kapitalkosten) errechnen sich somit folgendermaßen:

Summe eigene Netzkosten (inkl. Netzverlustkosten) - HöSP Netzkosten + fik. Finanzierungskosten aus BKZ +/- unternehmensindividuelle Anpassungen <sup>30</sup> <b>=TOTEX kalkulatorisch – Input</b>	Summe eigene Netzkosten (inkl. Netzverlustkosten) - CAPEX kalkulatorisch + normierte standardisierte CAPEX +/- unternehmensindividuelle Anpassungen <sup>30</sup> <b>=TOTEX standardisiert – Input</b>
--	--

**Abbildung 3: Inputdefinition aus kalkulatorischer und standardisierter Sicht**

Für jedes Verfahren (MOLS) und DEA wird jeweils ein individueller Effizienzwert mit kalkulatorischen und standardisierten TOTEX ermittelt. Nach einer entsprechenden Methodengewichtung erfolgt eine best-of Abrechnung hinsichtlich der kalkulatorischen und standardisierten Definition der Inputs (vgl. Abschnitt 6.2.5).

In ihrer Stellungnahme zum ersten Konsultationspapier begrüßt die WKO generell die Durchführung eines Gesamtkostenbenchmarkings und spricht sich dafür aus, dass im Rahmen der CAPEX-Standardisierung Verzerrungen durch unterschiedliche Aktivierungspraxen der Unternehmen zu beseitigen wären. Dazu ist zu sagen, dass die vorgeschlagene Annuitätenmethode tatsächlich nicht in der Lage ist, Unterschiede in den Aktivierungspraxen (OPEX und CAPEX-Verschiebungen) zu beseitigen. Dazu müssten nicht nur standardisierte Nutzungsdauern betrachtet, sondern auch eine Standardisierung der Aktivierungsregeln selbst erfolgen. Dies ist jedoch auf Basis historischer Werte nicht mehr durchzuführen, da eine Neuberechnung nicht möglich ist. Auch für die Zukunft ist eine regulatorische Standardisierung der Aktivierungspolitik nicht denkbar, da laut § 203f UGB den Unternehmen eingeschränkte bilanzpolitische Spielräume zur Verfügung stehen. Die Behörde hält daher die Verwendung der Annuitätenmethode für Standardisierungszwecke im Rahmen des Benchmarkings für sachgerecht.

### 6.2.2. 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 so weit wie möglich aus verfügbaren Daten erhoben werden.

<sup>30</sup> Hierunter fallen Bereinigungen aus Smart Metering sowie der Übertragungsfunktionalität der Netzebene 3.

Im Rahmen der im Jahr 2005 durchgeführten Effizienzanalyse wurde zur Outputauswahl ein zweistufiger Prozess zugrunde gelegt:

- Ingenieurwissenschaftlicher Ansatz (Modellnetzanalyse)
- Signifikanzanalyse zur Überprüfung der Relevanz weiterer Parameter

Der wesentliche Grund für die Verwendung der Modellnetzlängen anstatt der realen Leitungslängen liegt in den generellen Anforderungen an Outputparameter, wonach diese nicht durch den Netzbetreiber beeinflussbar sein sollen. Die Behörde erachtet besonders vor diesem Hintergrund die Verwendung von realen Leitungslängen als wenig sachgerecht und hat auf die Problematik der „Fehlanreize“ im dynamischen Kontext (kontinuierliches Benchmarking) des Öfteren hingewiesen. Durch das Abstellen auf reale Leitungslängen bestünde der inhärente Anreiz für eine Überdimensionierung bestehender Netzstrukturen bzw. der Anreiz keine Leitungsdemontagen vorzunehmen – durch das Abstellen auf exogene Faktoren, wie z.B. Netzanschlüsse werden diese Fehlanreize vermieden.

Im Rahmen der Modellnetzanalyse wurde untersucht, welche relevanten Kostentreiber sowie welche funktionalen Zusammenhänge zwischen diesen bestehen. Diese Analyse hat seinerzeit ergeben, dass keine einzelne Einflussgröße den gesamten Anlagenumfang (Leitungen, Umspannstationen) zufriedenstellend erklärt. Die Dimensionierung der Umspannebenen wird wesentlich von der summarischen Lastdichte (Höchstlast pro Fläche) aller untergelagerten Netzebenen bestimmt. Der ermittelte Zusammenhang ist linear. Zwischen den Teillastdichten und der Gesamtnetzhöchstlast besteht somit der folgende Zusammenhang:

$$\frac{USS_i}{A_i} = a \times \frac{HL_i}{A_i},$$

wobei  $USS_i$  die Anzahl der Umspannstationen in Teilgebiet  $i$ ,  $A_i$  die Fläche des Teilgebiets  $i$ ,  $HL_i$  die Höchstlast in Teilgebiet  $i$  und  $a$  einen entsprechenden Skalierungsfaktor darstellen. Da sich die Fläche der Teilgebiete ( $A_i$ ) auf beiden Seiten wegekürzt, kann der Zusammenhang folgendermaßen geschrieben werden:

$$USS_i = a \times HL_i.$$

Der entsprechende Zusammenhang über alle Teilgebiete hinweg stellt sich wie folgt dar:

$$\sum_{i=1}^n USS_i = \sum_{i=1}^n a \times HL_i = a \sum_{i=1}^n HL_i \text{ und somit}$$

$$USS = a \times HL.$$

Während die NSP-Höchstlast als Output für die Dimensionierung der Umspannebene 6 dient, wird die Dimensionierung der Ebene 4 durch die gesamte Höchstlast MSP+NSP bestimmt. Die Leitungsdichte (Ebenen 7, 5 und 3) wird von der jeweiligen Anschlussdichte beeinflusst, wobei der Zusammenhang hierbei nicht-linear ist. Generell wird die entsprechende Modellnetzlänge von der Teilanschlussdichte abgeleitet:

$$\frac{l_i}{A_i} = \sqrt{\frac{NA_i}{A_i}}$$

wobei  $l_i$  die Modellnetzlänge in Teilgebiet  $i$ ,  $NA_i$  die Anzahl der Netzanschlüsse in Teilgebiet  $i$  und  $A_i$  die Fläche in Gebiet  $i$  darstellt. Der obige Zusammenhang lässt sich schreiben als

$$l_i = \sqrt{NA_i \times A_i}$$

und weitervereinfachen zu

$$l = \sum_{i=1}^n l_i = \sum_{i=1}^n \sqrt{NA_i \times A_i}.$$

Im Gegensatz zur Netzhöchstlast kürzt sich hier die Fläche der Teilgebiete  $A_i$  nicht weg und die Leitungslänge  $l_i$  muss daher für jedes Teilgebiet ermittelt werden. In der Modellnetzlänge, welche über alle Teilgebiete hinweg aggregiert wird, steckt die gesamte Information über die Versorgungsfläche und die Anschlussdichte („Versorgungsaufgabe“). Die dargestellten funktionalen Zusammenhänge wurden mit realen Unternehmensdaten zusammengeführt und Modellnetzlängen (gewichtete transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichten,  $tfNAD$ ) für die Hoch-, Mittel- und Niederspannung ermittelt (vgl. Erläuterungen zur SNT-VO 2006).

Für die Durchführung von statistischen Signifikanztests und der MOLS-Schätzung wurde aus statistischen und mathematischen Gründen eine gewichtete Addition (um Kostenunterschiede für die Errichtung der Netzanlagen zu berücksichtigen) der  $tfNAD_{HSP}$ ,  $tfNAD_{MSP}$ ,  $tfNAD_{NSP}$ , zu einer gesamten  $tfNAD_{HMNSP}$  durchgeführt (vgl. Diskussion in Abschnitt 6.1). Die mathematische Begründung liegt darin, dass die Kostenfunktion für die Regression in logarithmierter Form dargestellt wird, jedoch mehrere Unternehmen keine  $tfNAD_{HSP}$  besitzen und der Logarithmus von Null nicht definiert ist. Auch der damalige Branchengutachter (Consentec) merkte an, dass sich dieses Problem zwar grundsätzlich technisch oder mathematisch lösen lässt, jedoch aufgrund der kleinen Stichprobe durch eine Trennung der einzelnen  $tfNAD$  die Ergebnisse deutlich an Präzision verlieren würden.

Grundsätzlich wird angenommen, dass die für die Analyse 2005 definierten Grundsätze auf Basis der durchgeführten Modellnetzanalyse nach wie vor Gültigkeit besitzen. Diese Annahme wurde dem Grunde nach auch durch den Branchengutachter (Consentec) bestätigt. Nichtsdestotrotz werden im Bereich der Modellnetzlängen sowie der Definition der Netzhöchstlast einige Anpassungen im Vergleich zur Analyse 2005 vorgenommen. Die Änderungen werden in Folge diskutiert.

#### **6.2.2.1. $tfNAD_{HSP}$ : Modellnetzlänge der Hochspannung**

Als Grundlage für die Berechnung der Modellnetzlängen wurde das Projekt iSPACE entsprechend des aktuellen Datenstandes und der nunmehr gültigen Definitionen seitens

der Behörde aktualisiert.<sup>31</sup> Analog zur Spezifikation der Analyse 2005 erfolgt keine Disaggregation der Hochspannungs-Netzanschlüsse auf Gemeindeebene.

$$tfNAD_{HSP,i} = \sqrt{N_{NA,HSP,i} \cdot \sum_{\forall j} (A_{ZS,iSPACE,i,j})}$$

mit

$N_{NA,HSP,i}$  = Anzahl der Hochspannungsnetzanschlüsse (ZSn.2.1 und ZSn.2.2) des Unternehmens  $i$

$A_{ZS,iSPACE,i,j}$  = iSPACE Fläche des Zählspengels  $j$  des Unternehmens  $i$

Änderungen werden jedoch in Hinblick auf die relevante Fläche vorgenommen. Zusätzlich zu den iSPACE-Flächen (der Kategorie A)<sup>32</sup> des jeweiligen Unternehmens, werden die Flächen der nachgelagerten Netzbetreiber dem vorgelagerten Netzbetreiber hinzugezählt, sofern die folgende Bedingung erfüllt ist:

- Der nachgelagerte Netzbetreiber betreibt selbst kein Hochspannungsnetz (ja/nein Kriterium für Hochspannungsleitungen)

Die Miteinbeziehung der Flächen der nachgelagerten Stromverteilternetzbetreiber – sofern diese selbst keine Hochspannung betreiben – hat den Hintergrund, dass das Hochspannungsnetz des vorgelagerten Netzbetreibers auch für diese Gebiete dimensioniert werden muss. Falls der nachgelagerte Stromverteilternetzbetreiber jedoch selbst ein eigenes Hochspannungsnetz betreibt, ist die Erfordernis der Dimensionierung beim vorgelagerten Stromverteilternetzbetreiber nicht gegeben.

### 6.2.2.2. tfNADMSP: Modellnetzlänge der Mittelspannung

Prinzipiell bleibt die Spezifikation der transformierten Netzanschlussdichte der Mittelspannung ( $tfNAD_{MSP}$ ) analog zum letztmalig durchgeführten Benchmarking aufrecht. Im Gegensatz zur Ermittlung der Modellnetzlänge der Hochspannung erfolgt die Ermittlung der Mittelspannungsmodellnetzlänge zuerst auf Teilgebiets-(Gemeinde-)ebene, mit anschließender Aggregation:

$$tfNAD_{MSP,i} = \sum_{\forall k} \sqrt{N_{NA,MSP,Gem,k,i} \cdot \sum_{\forall j \text{ in-Gemeinde } k} (A_{ZS,iSPACE,i,j})}$$

mit

$N_{NA,MSP,Gem,k,i}$  = Anzahl der Mittelspannungsnetzanschlüsse des Unternehmens  $i$  (ZSn 3.1 und ZSn 3.2) in der Gemeinde  $k$

$A_{ZS,iSPACE,i,j}$  = iSPACE Fläche des Zählspengels  $j$  des Unternehmens  $i$

<sup>31</sup> Die Analysen des Studio iSPACE für das Benchmarking 2005 wurden im Auftrag der Branchenvertretung durchgeführt.

<sup>32</sup> Eine Diskussion zu den relevanten Flächenbezügen der Kategorie A und B finden sich im Abschnitt zur Ermittlung der  $tfNAD_{NSP}$ .

Analog zur Einbeziehung der Flächen nachgelagerter Netzbetreiber für die Hochspannungs-Modellnetzlänge des vorgelagerten Netzbetreibers, wird die relevante Fläche auch für die Mittelspannungsmodellnetzlänge ausgeweitet, sofern die folgende Bedingung erfüllt ist:

- Der nachgelagerte Netzbetreiber betreibt selbst kein Mittelspannungsnetz (ja/nein Kriterium für Mittelspannungsleitungen).

Wenn somit der nachgelagerte Netzbetreiber selbst kein Mittelspannungsnetz betreibt, werden die relevanten fremden Zählsprenkel-Flächen (der Kategorie A) der jeweiligen Gemeinden jenen Gemeinden des vorgelagerten Netzbetreibers zugewiesen, sofern dieser innerhalb jeder Gemeinden positive Netzanschlüsse (ZSn 3.1 und ZSn 3.2) aufweist. Als nicht-zuweisbare Flächen verbleiben somit Zählsprenkelflächen des nachgelagerten Netzbetreibers die keinen Gemeinden des vorgelagerten Netzbetreibers zugewiesen werden können, weil dieser in diesen Gemeinden keine Mittelspannungsnetzanschlüsse aufweist.

Zusätzlich wurde eine Abfrage nach den mit Mittelspannungsleitungen überspannten fremden Zählsprenkel bzw. fremden Zählsprenkelanteilen durchgeführt, wobei hier auch die reale Mittelspannungs-Leitungslänge innerhalb des fremden Zählsprenkels bzw. fremden Zählsprenkelanteils anzugeben war. Diese Thematik betrifft besonders Stromverteilternetzbetreiber in stark fragmentierten Netzgebieten wie Tirol, Oberösterreich und Steiermark. Um der Signifikanz der Überspannung Rechnung zu tragen, werden die überspannten fremden Zählsprenkelflächen dem überspannenden Stromverteilternetzbetreiber zugerechnet, wenn

- das Ausmaß der Überspannung (reale MSP-Leitungskilometer innerhalb des fremden Zählsprenkels bzw. fremden Zählsprenkelanteils) größer als der Radius des fremden Zählsprenkelanteils ist und
- diese Fläche nicht bereits durch die Einbeziehung der fremden Zählsprenkelflächen des nachgelagerten Stromverteilternetzbetreibers, der selbst kein Mittelspannungsnetz betreibt, abgebildet wurde.

Dadurch werden deutliche Überquerungen im Gegensatz zu vernachlässigbaren Sekanten berücksichtigt. Sofern in einem bestimmten Zählsprenkel somit dieser Schwellwert (Ausmaß der Überspannung ist größer als der Radius) übertroffen wird, werden die fremden Zählsprenkelflächen den Gemeinden des vorgelagerten Stromverteilternetzbetreibers zugewiesen, in denen der vorgelagerte Stromverteilternetzbetreiber positive Mittelspannungsnetzanschlüsse aufweist.

Die unter Einbeziehung dieser Faktoren (zuweisbare nachgelagerte und überspannte fremde Zählsprenkelflächen) errechnete Mittelspannungs-Modellnetzlänge ( $tfNAD_{MSP}$ ) wird anschließend um das Ausmaß der nicht-zuweisbaren nachgelagerten bzw. überspannten Zählsprenkelflächen (eine doppelte Berücksichtigung wird ausgeschlossen) folgendermaßen adaptiert:

$$tfNAD_{MSP;i\_adaptiert} = \sqrt{\frac{(Flächen_{eigen} + Flächen_{zugewiesen\_überspannt\_oder\_nachgelagert} + Flächen_{nicht\_zugewiesen})}{Flächen_{eigen} + Flächen_{zugewiesen\_überspannt\_oder\_nachgelagert}}} * tfNAD_{MSP,i}$$

### 6.2.2.3. tfNADNSP: Modellnetzlänge der Niederspannung

Zur Bestimmung der transformierten Netzanschlussdichte der Niederspannung ( $tfNAD_{NSP}$ ) ist analog zur bisherigen Vorgangsweise im Rahmen des Effizienzvergleiches des Jahres 2005 eine Disaggregation der Netzanschlusszahlen je Gemeinde auf die einzelnen Zählsprengel erforderlich um die Modellnetzlänge je Teilfläche (in diesem Fall je Zählsprengel) bestimmen zu können. Unter der Annahme, dass sich die Netzanschlusszahlen proportional zur Anzahl der Gebäude auf die Zählsprengel verteilen, erfolgt die Disaggregation<sup>33</sup> folgendermaßen:

$$N_{NA,NSP,ZS,j,i} = \frac{N_{Geb,j} \cdot \frac{A_{ZS,j,i}}{A_{ZS,j}}}{\sum_{\forall \text{Zählsprengel } m \text{ in Gemeinde } k} N_{Geb,m} \cdot \frac{A_{ZS,m,i}}{A_{ZS,m}}} \cdot N_{NA,NSP,Gem,k,i}$$

mit

$N_{NA,NSP,Gem,k,i}$  = Anzahl der Niederspannungsnetzanschlüsse (=ZSn.4.1) des Unternehmens  $i$  in der Gemeinde  $k$

$N_{Geb,j}$  = Anzahl der Gebäude im Zählsprengel  $j$

$A_{ZS,j}$  = Fläche des Zählsprengels  $j$

$A_{ZS,j,i}$  = Anteil des Unternehmens  $i$  an der Fläche des Zählsprengels  $j$

Anschließend erfolgt die Errechnung der transformierten Netzanschlussdichte der Niederspannung über folgende Formel:

$$tfNAD_{NSP,i} = \sum_{\forall j} \sqrt{N_{NA,NSP,ZS,j,i} \cdot A_{ZS,relBF,j} \cdot \frac{A_{ZS,j,i}}{A_{ZS,j}}}$$

mit

$N_{NA,NSP,ZS,j,i}$  = Anzahl der Niederspannungsnetzanschlüsse des Unternehmens  $i$  im Zählsprengel  $j$

$A_{ZS,relBF,j}$  = relevante Bezugsfläche des Zählsprengels  $j$

$A_{ZS,j}$  = Fläche des Zählsprengels  $j$

$A_{ZS,j,i}$  = Anteil des Unternehmens  $i$  an der Fläche des Zählsprengels  $j$

Im Rahmen der Modellnetzlängenberechnung der Niederspannung kommt entgegen der Vorgangsweise bei der Ermittlung der Modellnetzlängen der Mittel- und Hochspannung ein Entscheidungskriterium hinsichtlich der relevanten Fläche zur Anwendung. Die Wahl der Bezugsfläche ist vom Zersiedelungsgrad des jeweiligen Zählsprengels abhängig. Beim zuletzt durchgeführten Effizienzvergleich wurden für Hoch- und Mittelspannung iSPACE Flächen und bei der Niederspannung Flächen der Statistik Austria zugrunde gelegt. Je nach Vorliegen von „losen Gebäuden“ innerhalb eines bestimmten Zählsprengels – als Maßstab für die Zersiedelung – wurde entweder die VBG Fläche (Verkehr, Bebauung und Gärten) bzw. der Dauersiedelungsraum des jeweiligen Zählsprengels verwendet.

<sup>33</sup> Im Rahmen des erstmaligen Effizienzvergleiches aus dem Jahr 2005 wurden zwei Möglichkeiten zur Disaggregation beschrieben. Eine für Unternehmen, die in der Lage waren die Niederspannungs-Netzanschlüsse je Gemeinde anzugeben und eine weitere Vorgangsweise bei jenen Unternehmen, die nur die Summe der Niederspannungsnetzanschlüsse über alle Gemeinden meldeten. Die Daten des Geschäftsjahres 2011 liegen bei allen erforderlichen Unternehmen gemeindescharf vor, weshalb die zweite erwähnte Vorgangsweise keine Anwendung findet.

Im Rahmen des Effizienzvergleiches für die dritte Regulierungsperiode wird aus Gründen der Konsistenz ausschließlich auf iSPACE Flächen abgestellt, wenngleich die Fläche je nach Zersiedelungsgrad unterschiedlich definiert ist und wiederum ein Entscheidungskriterium für die relevante Fläche zur Abbildung der Zersiedelung angewandt wird.

*Relevante Bezugsfläche und Entscheidungskriterium zur Abbildung der Zersiedelung*

Es kommen zwei Bezugsflächen (Kategorie A und B) zur Anwendung, wobei diese mit der ausgewiesenen Gewichtung, wie folgt definiert sind:

***iSPACE Fläche der Kategorie A***

<b>Gewichtungsfaktor</b>	<b>Flächenklassifikation</b>
100 %	Siedlungsflächen
100 %	Landwirtschaftliche Flächen exkl. Straßen
100 %	Wald exkl. Straßen
100 %	Straßen oberhalb von 1800 Metern
100 %	Straßen in sonstigen Flächen
100 %	Straßen in Wald
100 %	Straßen in landwirtschaftlichen Flächen

***iSPACE Fläche der Kategorie B***

<b>Gewichtungsfaktor</b>	<b>Flächenklassifikation</b>
100 %	Siedlungsflächen

**Abbildung 4: Flächenklassifikationen für Modellnetzlängenberechnungen**

Bei der Ermittlung der relevanten Flächen wird auf Corinne Landcover Daten abgestellt und Flächen bis zu einer Höhe von 1800 Meter sowie 25° Hangneigung berücksichtigt (vgl. Studio iSpace 2010). Für die Ermittlung der berücksichtigten Straßenkorridore werden Teletlas-Daten verwendet. Es sei darauf hingewiesen, dass ursprünglich auf eine Open-Streetmap Datengrundlage abgestellt wurde, sich jedoch Branchenvertreter für eine kommerzielle Datengrundlage eingesetzt haben. Es ist der Behörde bewusst, dass es je nach Spezifikation zu Abweichungen hinsichtlich der zugewiesenen Flächen kommen kann. Hinsichtlich der Gewichtung der einzelnen Flächenklassifikationen verfolgt die Behörde einen Nicht-Diskriminierungsansatz – sowohl landwirtschaftlich geprägte und waldreiche Versorgungsgebiete sollen in gleicher Weise behandelt werden.

Als Entscheidungskriterium für die Wahl eines der beiden dargestellten Flächenbezüge (Kategorie A oder B) dient folgende Bedingung, die das Ausmaß der Zersiedelung abbildet. Die iSPACE Fläche der Kategorie A wird dann zugrunde gelegt, wenn:

- der minimale Siedlungscluster innerhalb des Zählsprengels  $\leq 20.000\text{m}^2$  und
- das Verhältnis von maximalem Siedlungscluster zur Siedlungsfläche  $\leq 85$  Prozent ist

Gilt somit ein Zählsprengel als „zersiedelt“, kommt die breiter gefasste Fläche der Kategorie A zur Anwendung; im gegenteiligen Fall jedoch die enger gefasste Fläche der Kategorie B. Die Behörde wurde auch von einigen Unternehmen darauf aufmerksam gemacht, dass einzelne relevante Straßen, bzw. Flächen nicht berücksichtigt bzw. zugewiesen werden. Dazu ist festzuhalten, dass es sowohl zu positiven als auch negativen Abweichungen kommt, da einerseits Flächen ohne das Vorhandensein von Leitungen zugeschlagen werden, während andere Flächen evtl. nicht berücksichtigt werden. Die jeweiligen Unterschiede sollten sich über das gesamte Versorgungsgebiet eines Stromverteilernetzbetreibers zumindest näherungsweise ausgleichen.

#### **6.2.2.4. tfNAD<sub>HMNSP</sub>: Gewichtete Modellnetzlänge der HSP-MSP-NSP**

Im Rahmen der Analyse wird neben den getrennten Modellnetzlängen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung auch eine gesamte  $\text{tfNAD}_{\text{HMNSP}}$  (gewichtete Modellnetzlänge der HSP-MSP-NSP) berücksichtigt. Bei der Zusammenführung der getrennten Modellnetzlängen zu einem kombinierten Parameter sind Kostenunterschiede für die Errichtung zu berücksichtigen, weshalb eine gewichtete Addition erfolgen muss (vgl. Diskussion in Kapitel 6.1 zur Diskriminierungskraft der DEA sowie dem Umgang mit „Null-Output“-Niveaus in der MOLS). Die Behörde hatte für die Analyse im Jahr 2005 in einem ersten Schritt Gewichtungsfaktoren für die Addition der HSP-, MSP- und NSP-Modellnetzlängen vorgeschlagen: 235 Prozent (HSP), 135 Prozent (MSP) und 100 Prozent (NSP). Gleichzeitig hat sie diese Gewichtungsfaktoren zur Diskussion gestellt. Es wurden deshalb in der Folge von den Unternehmen unternehmensindividuelle Gewichtungsfaktoren erhoben.

Eine Analyse der von den Unternehmen zur Verfügung gestellten Gewichtungsfaktoren hat eine um Ausreißer korrigierte Bandbreite für die HSP-Ebene von 380 Prozent - 900 Prozent und für die MSP-Ebene von 122 Prozent - 233 Prozent ergeben. Die Behörde hat aufgrund unplausibler Angaben einiger Unternehmen auf unternehmensindividuelle Gewichtungsfaktoren verzichtet. Stattdessen wurde eine Einteilung in städtische (HSP: 730 Prozent, MSP: 158 Prozent, NSP: 100 Prozent) und ländliche (HSP: 554 Prozent, MSP: 165 Prozent, NSP: 100 Prozent) Unternehmen mit jeweils verschiedenen Gewichtungsfaktoren untersucht. Berechnungen haben aber ergeben, dass zwischen den Ergebnissen mit einheitlichen bzw. städtischen/ländlichen Gewichtungsfaktoren keine signifikanten Unterschiede erkennbar waren. Für die Effizienzanalyse im Jahr 2005 wurden deshalb die folgenden einheitlichen Gewichtungsfaktoren verwendet: HSP: 583 Prozent, MSP: 166 Prozent, NSP: 100 Prozent.



Für die gegenständliche Analyse wurden die genannten Gewichtungsfaktoren einer Neuevaluierung unterzogen. Ausgehend von netzebenenspezifischen Kosten und unter Zugrundelegung einer Durchschnittsbetrachtung (vgl. §59 Abs 1 ElWOG 2010) wurden die folgenden Werte ermittelt: HSP: 373 Prozent, MSP: 114 Prozent, NSP: 100 Prozent. Bei der Ermittlung wurde auf geprüfte netzebenenspezifische TOTEX (inkl. prüferischer Anpassungen) von 49 kostengeprüften Unternehmen abgestellt. Seitens OE wurde eine brancheninterne Erhebung durchgeführt, welche zu deutlich abweichenden (tendenziell höheren) Gewichtungsfaktoren führte. Nach Aussage von Branchenvertretern wurde dabei lediglich eine Stichprobe von rund 12 Unternehmen berücksichtigt und auf ungeprüfte Kosten abgestellt. Branchenvertreter haben im Rahmen der Diskussionen angemerkt, dass die Kostenzuordnungen auf unterschiedliche Netzebenen besonders bei Unternehmen, die lediglich niedere Spannungsebenen bewirtschaften, kritisch zu sehen wären, da diese Unternehmen über keine ausreichende Kostenträgerrechnung verfügen würden. Aus Sicht der Behörde gilt jedoch genau das gegensätzliche Argument – die Verzerrungen sollten gerade bei Unternehmen mit nur einer bzw. zwei bewirtschafteten Spannungsebenen weniger ausgeprägt sein, da eine eindeutigere Zuordnung möglich ist als bei einer höheren Anzahl an Spannungsebenen (dieses Argument gilt insbesondere für die Zuordnung der Gemeinkosten). Die Spezifikation der gewichteten Modellnetzlänge der Hoch-, Mittel- und Niederspannung erfolgt daher auf Basis des folgenden Zusammenhangs:

$$tfNAD_{HMNSP_i} = tfNAD_{NSP_i} + 1,14 \times tfNAD_{MSP_i} + 3,73 \times tfNAD_{HSP_i} .$$

#### 6.2.2.5. Höchstlasten

Auch im Bereich der Höchstlastdefinition erfolgen einige Anpassungen. Die Netzhöchstlast ist jener Parameter, welcher maßgeblich die Dimensionierung der nachgelagerten Umspannungsebenen beeinflusst, da generell das Netz für die höchste auftretende Last auszulegen ist. Bereits in der Analyse 2005 wurde bestätigt, dass die Netzhöchstlasten eine besonders ausgeprägte kostentreibende Wirkung haben und die Effizienzwerte entsprechend stark beeinflussen. Um sowohl den Effekt zufällig auftretender Schwankungen als auch die Möglichkeit der Beeinflussbarkeit durch den Stromverteilernetzbetreiber zu minimieren, wird für die Spezifikation der Netzhöchstlast im Benchmarking die folgende Vorgangsweise verfolgt. Als Ausgangsgrundlage wurden von den Unternehmen die ¼-Stunden-Lastgangsdaten der Unternehmen (unter Berücksichtigung von Rückspeisungen sowie Abgabe an Entnehmer und Weiterverteiler auf den entsprechenden Netzebenen) für die Geschäftsjahre 2010, 2011 und 2012 abgefragt.<sup>34</sup>

Für die Netzebenen 3-7 wurden zwei Varianten errechnet – für die erste Variante wurde die Rückspeisung saldiert (Höchstlast 3-7 „saldiert“), für Variante zwei wurde die Rückspeisung nicht abgezogen (Höchstlast 3-7 „plus Rückspeisung“). Die Definition „plus Rückspeisung“ ermöglicht die implizite Berücksichtigung der Einspeisemengen, da hohe Mengen an in vorgelagerte Netzebenen rückgespeiste Energie netzlast erhöhend wirken kann (abhängig

<sup>34</sup> Schiefe Geschäftsjahre wurden entsprechend der Bilanzstichtage berücksichtigt, sodass für jedes Unternehmen ein volles Kalenderjahr einschließlich der entsprechenden Jahreszeiten berücksichtigt wurde.

vom Verhältnis der Entnahmemenge zur Erzeugungsmenge). Diese Variante der Netzhöchstlast minimiert die Dimension der Analyse, da kein separater Parameter zur Berücksichtigung der Einspeisung notwendig ist.

Weiters wurden jeweils die Höchstlast der Ebenen 4-7 sowie Ebenen 6-7 für die drei genannten Jahre ermittelt. Dabei wurden jeweils die 4 größten ¼-Stunden-Werte (also lediglich eine Stunde) entfernt. Der fünftgrößte Wert der Zeitreihen stellt somit den Maximalwert und damit die entsprechende Netzhöchstlast für das jeweilige Jahr dar. Ursprünglich wurde von der Behörde angedacht, in einem nächsten Schritt das Maximum aus den Jahren 2010-2012 zu ermitteln. Im Zuge der Diskussionen mit der Branche wandte der Branchengutachter (Consentec) ein, dass aus Konsistenzgründen mit der Kostenbasis das Jahr 2012 nicht betrachtet werden dürfe. Die Behörde folgt diesem Einwand und bildet dementsprechend das Maximum aus den Jahren 2010 und 2011. Dabei wird genau geprüft, ob zwischen den Jahren relevante zu berücksichtigende Änderungen eingetreten sind (beispielsweise Hinzukommen bzw. Wegfall eines relevanten Abnehmers, Unternehmensumgliederungen, etc.). Sollte für ein Unternehmen ein bestimmter Jahreswert nicht vorliegen (da nicht gemeldet) wird auf die jeweilig vorhandene Datengrundlage abgestellt. Die für das Benchmarking relevante Netzhöchstlast ergibt sich somit auf Basis der folgenden Schritte:

- Bestimmung des fünft-größten Wertes der jeweiligen Jahre 2010 und 2011
- Bestimmung des Maximums der Jahre 2010 und 2011.

Durch diese Vorgangsweise wird sichergestellt, dass zufällige Schwankungen der Netzhöchstlast im Zeitverlauf ausgeglichen werden und auch die Möglichkeit der Beeinflussung durch den Stromverteilernetzbetreiber minimiert wird.

#### **6.2.2.6. Outputs auf Basis ingenieurwissenschaftlicher Überlegungen**

Auf Basis der im vorangegangenen Abschnitt dargestellten ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen weisen die folgenden Parameter besondere Relevanz für die Durchführung der Effizienzanalyse auf:

- Modellnetzlängen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung sowie deren gewichtete Zusammenführung und die
- Netzhöchstlasten der Ebenen 4-7 und 6-7.

Diese Parameter bilden die Grundlage für die Ausgestaltung eines Basismodells für die nachfolgende statistische Analyse weiterer Output-Kandidaten. Ausgehend von der als nach wie vor als relevant angesehenen gewichteten Modellnetzlänge und den summarischen Netzhöchstlasten, wird mittels eines „forward-regression“-Ansatzes (auf Basis einer log-linearen Cobb-Douglas Kostenfunktion in CRS Spezifikation) untersucht, ob weitere signifikante Kostentreiber berücksichtigt werden sollten.

Ein weiterer bzw. alternativer Outputparameter wird dann in das Modell aufgenommen, wenn:

- der Kostentreiber signifikant ist und
- der Erklärungswert der Schätzung durch die Hinzunahme des Parameters erhöht wird und der kostentreibende Effekt nicht bereits durch die im Modell vorhandenen Faktoren abgedeckt ist (Überprüfung mittels  $R^2$  der Regression und Informationskriterien wie AIC und Schwarz).

#### **6.2.2.7. Statistische und konzeptionelle Analyse weiterer Output-Kandidaten**

Es erscheint eine weitere Analyse notwendig, inwiefern Entwicklungen in der Versorgungsaufgabe der Unternehmen seit der letzten Durchführung des Benchmarkings stattgefunden haben, die eine entsprechende Relevanz (kostentreibende Wirkung) aufweisen und somit berücksichtigt werden sollten. Hierbei wurden auf Basis langjähriger Erhebungen vor allem die Einführung von Smart-Metering sowie die dezentrale Einspeisung elektrischer Energie als betrachtungswürdige Faktoren identifiziert (siehe folgende Diskussion).

Im Bereich von Smart Metering wäre eine Regression unter der Berücksichtigung der Anzahl von Smart Metern wenig sinnvoll, da bisher nur einige wenige Unternehmen einen entsprechenden Roll-Out gestartet haben und daher keine kostentreibenden Effekte zu erwarten sind. Vielmehr muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass ein entsprechender Roll-Out insbesondere die Vergleichbarkeit der Unternehmen untereinander beeinflusst (vgl. die Diskussion in Abschnitt 6.2.1 hinsichtlich der Spezifikation der Inputbasis). Im Rahmen der von der Behörde jährlich durchgeführten Erhebungen wurde festgestellt, dass der Einführungsgrad der intelligenten Zähler zwischen den Stromverteilernetzbetreibern höchst unterschiedlich ausfällt – während ein paar wenige Unternehmen bereits einen beträchtlichen Anteil an Smart Metern eingebaut haben, haben andere Unternehmen (der Großteil der Stromverteilernetzbetreiber) noch nicht mit ihrem Roll-Out begonnen. Dies führt dazu, dass die Kostenbasen – sowohl im OPEX als auch CAPEX-Bereich – entsprechend durch die neue Zählertechnologie verzerrt werden und eine Vergleichbarkeit zwischen den Unternehmen nicht gegeben ist. Während der Effekt im Bereich der Kapitalkosten relativ eindeutig ausfällt – die neue Zählertechnologie führt abhängig von der Aktivierungspolitik generell zu höheren Buchwerten und damit höheren Kapitalkosten – ist die Wirkung im Bereich der operativen Kosten nicht eindeutig. Hier stehen kostenerhöhenden Faktoren (z.B. Zählertausch) entsprechende kostenmindernde Effekte (Wegfall der Vor-Ort Ablesung) entgegen.

Falls maßgebliche kostenseitige Effekte zu einer mangelnden Vergleichbarkeit zwischen den Unternehmen führen, kann sowohl input- als auch outputseitig dafür korrigiert werden. Um nachteilige Effekte für die Unternehmen durch die Nicht-Berücksichtigung von Effekten zu vermeiden, können zusätzliche Output-Parameter aufgenommen werden. Dies führt jedoch dazu, dass die Diskriminierungskraft der Analyse - in Abhängigkeit von der Stichprobengröße – leiden könnte. Alternativ kann die Kostenbasis entsprechend des Effekts bereinigt werden.

Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die entsprechenden Kosten klar abgegrenzt und entsprechend evaluiert werden können.

Um eine Vergleichbarkeit der Unternehmen untereinander zu gewährleisten, erscheint es der Behörde daher sachgerecht, die Gesamtkosten hinsichtlich der bereits realisierten Smart-Meter Kosten anzupassen. Bei den entsprechenden Unternehmen wird berechnet, inwiefern sowohl der CAPEX als auch der OPEX-Bereich durch die Smart-Meter Einführung beeinflusst wurde. Zur Ermittlung des Effekts wurde das tatsächliche Kostenniveau einem hypothetischen Kostenniveau ohne Smart Meter gegenübergestellt. Die hypothetischen Kosten ohne Smart Meter wurde dahingehend simuliert, als dass unter anderem der Einbau von Ferraris-Zählern, bisherige Eich- und Austauschzyklen, Wechselwirkungen im OPEX-Bereich, etc., berücksichtigt werden. Die festgestellte Differenz wird in Folge von der Benchmarkingkostenbasis abgezogen.

Während der letzten Jahre wurde ein verstärkter Zuwachs an dezentralen Erzeugungsanlagen beobachtet. Insbesondere betrifft dies den Bereich der Photovoltaik- und Windenergie. Generell sind von dieser Entwicklung alle Stromverteilernetzbetreiber - wenn auch nicht in gleichem Ausmaß - betroffen. Die soeben geführte Diskussion betrifft auch die Sondersituation, mit der sich zwei Stromverteilernetzbetreiber in Ostösterreich konfrontiert sehen. Hierbei wurde mangels Signifikanz eines geeigneten Outputparameters zur Abbildung der Wind-Energieeinspeisung ebenfalls eine kostenseitige Bereinigung vorgenommen, da sich die diesbezügliche Kostenbelastung klar von anderweitigen Kosten abgrenzen lässt (vgl. Diskussion in Abschnitt 6.2.1 hinsichtlich der Spezifikation der Inputbasis).

Ausgehend von den zuvor skizzierten Diskussionen über konzeptionell sinnhafte Outputparameter, gestalten sich die Basismodelle für die weiterführenden Kostentreiberanalysen (sowie die Benchmarkingmethode MOLS) je nach Sichtweise der Aufwandparameter (TOTEX kalkulatorisch und TOTEX standardisiert) wie folgt:

Die Kostenfunktion, welche in der Regressionsanalyse zur Anwendung gelangt, lässt sich formal wie folgt darstellen, wobei K für die Kosten (TOTEX) und Y für die Outputparameter stehen:

$$\ln K = \beta_0 + \beta_1 \cdot \ln Y_1 + \dots + \beta_n \cdot \ln Y_n + \varepsilon$$

Da einige Unternehmen bei bestimmten Outputparametern (z.B. der Modellnetzlänge der Höchstspannung) einen Wert von Null aufweisen, jedoch der Logarithmus von Null nicht definiert ist, werden die Modellnetzlängen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung unter Heranziehung von netzebenenspezifischer Gewichtungsfaktoren (vgl. Abschnitt 6.2.2.4) in einem Outputparameter zusammengeführt.

Grundlage für die Berechnung der Kostentreiberanalyse (sowie der MOLS Effizienzwerte) ist eine log-lineare Kostenfunktion:

$$\ln K = \beta_0 + \beta_1 \cdot \ln \text{trfNAd}_{\text{gew}} + \beta_2 \cdot \ln \text{NHL}_{\text{NE}6-7} + \beta_3 \cdot \ln \text{NHL}_{\text{NE}4-7} + \varepsilon$$

(Gleichung 1)

mit

$K^{35}$  = kalkulatorische bzw. standardisierte TOTEX inkl. Netzverlustkosten

$\text{trfNAd}_{\text{gew}}$  = gewichtete transformierte Netzanschlussdichte (gewichtete Modellnetzlängen)

$\text{NHL}_{\text{NE}6-7}$  = Netzhöchstlast der Netzebenen 6 bis 7

$\text{NHL}_{\text{NE}4-7}$  = Netzhöchstlast der Netzebenen 4 bis 7

In der DEA wird durch die Spezifikation der konstanten Skalenerträge die regulierungspolitische Entscheidung getroffen, dass die Unternehmensgröße keinen Einfluss auf die Effizienz der Unternehmen haben soll. Damit die DEA mit den MOLS Effizienzwerten vergleichbar werden, darf auch in der MOLS die Unternehmensgröße keinen Einfluss auf die Effizienzwerte haben, da ansonsten bestimmte Unterschiede zwischen den Effizienzwerten durch die Unternehmensgröße bedingt sein könnten.

Zu diesem Zwecke wird in der Kostenfunktion die Restriktion der konstanten Skalenerträge eingeführt. Dies lässt sich formal ausdrücken durch:

$$\beta_1 + \beta_2 + \beta_3 = 1$$

Die Zulässigkeit dieser Restriktion lässt sich statistisch durch einen Wald-Test überprüfen. Es zeigt sich, dass die Restriktion auf einem 95% Signifikanzniveau für beide Spezifikationen der Aufwandparameter (Input entweder standardisierte TOTEX oder nicht-standardisierte TOTEX) für das betrachtete Unternehmenssample erfüllt ist:

Wald Test: Equation: CD_kalkulatorisch_FULL Input: TOTEX kalkulatorisch				Wald Test: Equation: CD_Standardisiert_FULL Input: TOTEX standardisiert			
Test Statistic	Value	df	Probability	Test Statistic	Value	df	Probability
t-statistic	1.394088	34	0.1723	t-statistic	1.488493	31	0.1467
F-statistic	1.943482	(1, 34)	0.1723	F-statistic	2.215610	(1, 31)	0.1467
Chi-square	1.943482	1	0.1633	Chi-square	2.215610	1	0.1366
Null Hypothesis: C(1)+C(2)+C(3)=1 Null Hypothesis Summary:				Null Hypothesis: C(1)+C(2)+C(3)=1 Null Hypothesis Summary:			
Normalized Restriction (= 0)	Value	Std. Err.		Normalized Restriction (= 0)	Value	Std. Err.	
-1 + C(1) + C(2) + C(3)	0.022121	0.015868		-1 + C(1) + C(2) + C(3)	0.024649	0.016560	

Abbildung 5: Wald-Tests zur Überprüfung der Restriktion für konstante Skalenerträge

<sup>35</sup> gemäß Abbildung 3 in Kapitel 7.2.1

In der Folge wird die Kostentreiberanalyse unter der Restriktion konstanter Skalenerträge ermittelt. Dazu muss die Gleichung 1 umgeformt werden in:

$$\ln K - \ln NHL_{NE4-7} = \beta_0 + \beta_1 \cdot (\ln trfNAd_{gew} - \ln NHL_{NE4-7}) + \beta_2 \cdot (\ln NHL_{NE6-7} - \ln NHL_{NE4-7}) + (\beta_1 + \beta_2 + \beta_3 - 1) \cdot \ln NHL_{NE4-7} + \varepsilon$$

(Gleichung 2)

Liegen konstante Skalenerträge vor gilt ( $\beta_1 + \beta_2 + \beta_3 - 1 = 0$ ), wodurch sich Gleichung 2 reduziert zu

$$\ln K - \ln NHL_{NE4-7} = \beta_0 + \beta_1 \cdot (\ln trfNAd_{gew} - \ln NHL_{NE4-7}) + \beta_2 \cdot (\ln NHL_{NE6-7} - \ln NHL_{NE4-7}) + \varepsilon$$

(Gleichung 3)

Gleichung 3 definiert somit das Basismodell für die Kostentreiberanalyse anhand dessen durch Hinzufügen von weiteren Parametern getestet wird, inwieweit noch zusätzliche Outputs dem Basismodell zugefügt werden sollten.

Auf Basis dieser Modellspezifikation sind alle zuvor angeführten Variablen des Basismodells auf einem 95% Signifikanzniveau signifikant und die VIF-Werte (variance inflation factors, VIF als Maß zur angesprochenen Multikollinearität) liegen deutlich unter dem (in der Praxis) als relevant angesehenen kritischen Wert von 10.

Dependent Variable: LOG(TOTEX_kalkulatorisch/NHL_47)				
Method: Least Squares				
Sample: 1 38				
Included observations: 38				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(NHL_67/NHL_47)	0.523250	0.095136	5.499994	0.0000
LOG(TRFNAD_GEWICHTET/NHL_47)	0.155297	0.039314	3.950120	0.0004
C	4.796963	0.139586	34.36554	0.0000
R-squared	0.632785	Mean dependent var		5.141186
Adjusted R-squared	0.611801	S.D. dependent var		0.251141
S.E. of regression	0.156475	Akaike info criterion		-0.796185
Sum squared resid	0.856955	Schwarz criterion		-0.666902
Log likelihood	18.12751	Hannan-Quinn criter.		-0.750187
F-statistic	30.15597	Durbin-Watson stat		1.471680
Prob(F-statistic)	0.000000			

Dependent Variable: LOG(TOTEX_standardisiert/NHL_47)				
Method: Least Squares				
Sample: 1 38				
Included observations: 35				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(NHL_67/NHL_47)	0.598015	0.098063	6.098280	0.0000
LOG(TRFNAD_GEWICHTET/NHL_47)	0.132042	0.040461	3.263428	0.0026
C	4.897609	0.144151	33.97553	0.0000
R-squared	0.657007	Mean dependent var		5.137883
Adjusted R-squared	0.635570	S.D. dependent var		0.264745
S.E. of regression	0.159821	Akaike info criterion		-0.747702
Sum squared resid	0.817373	Schwarz criterion		-0.614387
Log likelihood	16.08479	Hannan-Quinn criter.		-0.701682
F-statistic	30.64821	Durbin-Watson stat		1.813766
Prob(F-statistic)	0.000000			

**Abbildung 6: Schätzergebnisse für Basismodell (kalkulatorische und standardisierte TOTEX)**

Ausgehend von den beiden oben skizzierten Basismodellen (jeweils mit kalkulatorischen und standardisierten TOTEX) wurde untersucht, inwiefern folgende potentielle Einflussgrößen eine signifikant kostentreibende Wirkung aufweisen:

- Einspeiseleistung der (gesamten) Erzeugungsanlagen (NE 3-7)
- Einspeisemengen der (gesamten) Erzeugungsanlagen (NE 3-7)
- Anzahl der (gesamten) Erzeugungsanlagen (NE 3-7)
- Einspeiseleistung der Windkraft-Erzeugungsanlagen (NE 3-7)
- Einspeisemengen der Windkraft-Erzeugungsanlagen (NE 3-7)
- Anzahl der Windkraft-Erzeugungsanlagen (NE 3-7)
- Einspeiseleistung der Photovoltaik-Erzeugungsanlagen (NE 3-7)
- Einspeisemengen der Photovoltaik-Erzeugungsanlagen (NE 3-7)
- Anzahl der Photovoltaik-Erzeugungsanlagen (NE 3-7)

Die Analyse ergibt, dass keiner dieser Parameter bei einem Signifikanzniveau von 95% als weitere Erklärungsvariable in das Modell aufzunehmen ist.

Des Weiteren wurden alternative Spezifikationen zur Netzhöchstlast der NE 4 bis 7 getestet:

- HL NE3-7 „saldiert“
- HL NE3-7 „plus Rückspeisung“

Hintergrund dieser alternativen Spezifikationen („saldiert“ bzw. „plus Rückspeisung“) liegt in der Abbildung der dezentralen Erzeugung, insbesondere jener, die in die Netzebene 3 bis 5 einspeist und gegebenenfalls vom Verteilernetz in das vorgelagerte Übertragungsnetz

rückgespeist wird (vgl. Ausführungen im Kapitel 6.2.2.5). Die Entscheidung für oder wider der Eignung der Basisspezifikation (NHL 4-7) im Gegensatz zu den Alternativen wird auf Basis der Informationskriterien (Akaike und Schwarz) getroffen. Nachdem die Informationskriterien sensitiv gegenüber Niveauunterschieden bei der abhängigen Variable (TOTEX) sind, wird die Überprüfung ohne Normierung, d.h. in log-linearer VRS Spezifikation vorgenommen. Die Analyse zeigt, dass aufgrund beider Kriterien (niedrigere Werte gelten als vorteilhafter) der ursprünglichen Verwendung der NHL 4-7 der Vorzug zu geben ist.<sup>36</sup>

		kalkulatorische Sicht	standardisierte Sicht
NHL 4-7	Akaike info criterion	-0.79914	-0.759592
	Schwarz criterion	-0.626763	-0.581838
NHL 3-7 "saldiert"	Akaike info criterion	-0.780691	-0.735646
	Schwarz criterion	-0.608313	-0.557892
NHL 3-7 "plus Rückspeisung"	Akaike info criterion	-0.704878	-0.664498
	Schwarz criterion	-0.532501	-0.486744

**Abbildung 7: Modellgüte unter alternativen Netzhöchstlastspezifikationen**

Auf Basis der durchgeführten Analysen konnte keine kostentreibende Wirkung der betrachteten Output-Kandidaten nachgewiesen werden. Die Modellnetzlängen sowie die summarischen Netzhöchstlasten sind daher wie schon in der Analyse 2005 als die relevanten Kostentreiber zu sehen.

### 6.2.3. 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
- Inputs – kalkulatorische bzw. standardisierte Gesamtkosten
- Outputs
  - Gewichtete transformierten Netzanschlussdichten (Modellnetzlängen)
  - Netzhöchstlast NE 4-7
  - Netzhöchstlast NE 6-7
- Verteilungsannahme der Ineffizienzen – halb-Normalverteilung

<sup>36</sup> Es gilt das negative Vorzeichen der Werte zu beachten.



Die MOLS-Schätzung wird mit Gleichung 3 (vgl. vorhergehender Abschnitt) durchgeführt und die Fehlertermtransformation (Ermittlung der Effizienzwerte) erfolgt anhand der Formel aus Abschnitt 6.1 (MOLS).

#### 6.2.4. Berechnung der Effizienzwerte – DEA

Prinzipiell besteht bei der DEA keine mathematische Notwendigkeit zur Gewichtung der transformierten Netzanschlussdichten (Modellnetzlängen), da diese Benchmarkingmethode im Gegensatz zur MOLS ohne weiteres mit Null-Outputniveaus umgehen kann. Der wesentliche Vorteil der DEA liegt zudem darin, dass durch die Daten selbst jeweils für jedes Unternehmen individuell Gewichtungen für die einzelnen Outputparameter bestimmt und auf deren Basis die Effizienzwerte ermittelt werden.

Dennoch besteht mitunter die Notwendigkeit zur Beschränkung der Gewichte der einzelnen Outputfaktoren, da die Diskriminierungskraft der DEA mit steigender Anzahl an Parametern sinkt und zudem Alleinstellungsmerkmale in spezifischen Input- und Outputdimensionen auftreten können. Folglich führen bestimmte Input/Output Verhältnisse zu verzerrten Effizienzwerten, was generell zu vermeiden ist. Das Problem der Alleinstellung kann entweder durch eine Gewichtung der Input/Output Contributions oder durch die Zusammenfassung mehrerer Parameter in eine Outputvariable gemildert werden. Bei beiden Varianten wird der Einfluss eines Input/Output Verhältnisses auf die Effizienz eines Unternehmens begrenzt.

Im Zuge der Diskussionen zur Ausgestaltung des Benchmarkingmodells hat sich der Branchengutachter (Consentec) gegen eine Beschränkung der Input/Output Contributions ausgesprochen und brachte folgende Argumente vor:

- Auf Basis der ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen seien alle Outputs nebeneinander gleichberechtigt, weshalb eine Beschränkung (wie beispielsweise beim Gas Verteilernetzbetreiber Benchmarking 2008<sup>37</sup> sowie beim im Jahr 2013 abgeschlossenen internationalen TSO-Benchmarking, dem e3GRID 2012 Projekt<sup>38</sup>) nicht vorgenommen werden dürfe und
- das angesprochene „Problem“ sei im Rahmen der DEA als Modell-inhärent zu sehen und würde daher auch bereits bei Verwendung von nur einem Output auftreten.

Hierzu ist anzumerken, dass zweiter Einwand jedenfalls richtig ist; die Diskriminierungskraft einer DEA jedoch mit der Zahl der verwendeten Outputs sinkt. Erster Einwand kann entgegen der Auffassung des Branchengutachters (Consentec) jedoch als Argument für eine notwendige Beschränkung (im Extremfall sogar zu einer Gleichgewichtung der Output-Gewichtungen) gewertet werden, als die Gleichberechtigung der Outputs zueinander wohl kaum für den Umstand sprechen kann, dass die Unternehmenseffizienz in Einzelfällen nur durch lediglich einen Output determiniert wird. Dies würde beispielsweise bedeuten, dass ein Unternehmen lediglich auf Basis der Modellnetzlänge auf der Hochspannung einen

---

<sup>37</sup> vgl. Erläuterungen zur GSNT-VO 2008.

<sup>38</sup> Frontier Economics, Consentec, Sumicsid (2013), S. 43.

Effizienzwert von 100 Prozent erhalten könnte, unabhängig davon wie die Modellnetzlänge auf den anderen Netzebenen aussieht, bzw. wie die Umspannebenen dimensioniert sind. Jedenfalls entspricht dies aus Sicht der Behörde keinem sachgerechten Zugang.<sup>39</sup>

Eine ähnliche Diskussion wurde auch bereits im Zuge des Benchmarkings der ersten Regulierungsperiode geführt und die DEA folglich in zwei unterschiedlichen Spezifikationen (einerseits mit den drei getrennten Modellnetzlängen und den Netzhöchstlasten der Ebenen 4-7 sowie 6-7, d.h. 5 Outputs und andererseits mit der gewichteten Modellnetzlänge und den beiden Netzhöchstlasten der Ebenen 4-7 sowie 6-7) durchgeführt, um einerseits die Diskriminierungskraft zu stärken und andererseits auch den wesentlichen Vorteil der DEA aufrechtzuerhalten. Die Behörde erachtet diese Vorgangsweise weiterhin als sachgerecht und legt somit zwei DEA Modelle fest, wobei ersteres mit der gewichteten Modellnetzlänge und zweiteres mit den getrennten Modellnetzlängen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung spezifiziert ist.

Die *Spezifikation der DEA 3* stellt sich wie folgt dar:

- Inputorientierte Analyse
- Spezifikation der Skalenerträge – konstante Skalenerträge
- Inputs – kalkulatorische bzw. standardisierte Gesamtkosten
- Outputs
  - Gewichtete transformierte Netzanschlussdichten der Nieder-, Mittel-, und Hochspannung (gewichtete Modellnetzlängen der NSP, MSP und HSP),  $tfNAD_{HMNSP}$
  - Netzhöchstlast NE 4-7
  - Netzhöchstlast NE 6-7

Die *Spezifikation der DEA 5* entspricht:

- Inputorientierte Analyse
- Spezifikation der Skalenerträge – konstante Skalenerträge
- Inputs – kalkulatorische bzw. standardisierte Gesamtkosten
- Outputs
  - transformierte Netzanschlussdichte der Niederspannung (Modellnetzlänge NSP),  $tfNAD_{NSP}$
  - transformierte Netzanschlussdichte der Mittelspannung (Modellnetzlänge MSP),  $tfNAD_{MSP}$

---

<sup>39</sup> Es wird darauf hingewiesen, dass der Branchengutachter (Consentec) am e3GRID Projekt 2012 mitgewirkt hat, in welchem eine Beschränkung der Input/Output Contributions für die DEA erfolgte. Auch beim Gasverteilerbetreiberbenchmarking wurde eine Beschränkung durchgeführt.

- transformierte Netzanschlussdichte der Hochspannung (Modellnetzlänge MSP),  $tfNAD_{HSP}$
- Netzhöchstlast NE 4-7
- Netzhöchstlast NE 6-7

Im Rahmen der MOLS-Schätzung wird wie bereits dargestellt zur Vermeidung der „Null-Output“-Niveaus ebenso wie bei der DEA 3 die gewichtete Modellnetzlänge verwendet. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Spezifikation der verwendeten Benchmarkingmodelle:

Spezifikation	MOLS		DEA 3		DEA 5	
	log-linear CRS		CRS		CRS	
Input	TOTEX kalkulatorisch	TOTEX standardisiert	TOTEX kalkulatorisch	TOTEX standardisiert	TOTEX kalkulatorisch	TOTEX standardisiert
Outputs	NHL 4-7	NHL 4-7	NHL 4-7	NHL 4-7	NHL 4-7	NHL 4-7
	NHL 6-7	NHL 6-7	NHL 6-7	NHL 6-7	NHL 6-7	NHL 6-7
	$tfNAD_{\text{gewichtet}}$	$tfNAD_{\text{gewichtet}}$	$tfNAD_{\text{gewichtet}}$	$tfNAD_{\text{gewichtet}}$	$tfNAD_{HSP}$	$tfNAD_{HSP}$
					$tfNAD_{MSP}$	$tfNAD_{MSP}$
				$tfNAD_{NSP}$	$tfNAD_{NSP}$	

**Abbildung 8: Zusammenfassung der verwendeten Benchmarkingverfahren**

In Summe werden somit pro Unternehmen sechs verschiedene Effizienzwerte ermittelt. Die Berechnung des endgültigen unternehmensspezifischen Effizienzwertes ist in Abschnitt 7.2.7 näher dargestellt.

#### 6.2.4.1. 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 der Verfahren zur Klassifizierung von Ausreißern ist zwischen den Methoden (DEA und MOLS) zu unterscheiden.

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. Die Beeinflussbarkeit ist im Rahmen dieses Regressionsansatzes prinzipiell unabhängig von der Effizienz des Ausreißers. Es ist demnach ebenso möglich, dass auch ein Verteilnetzbetreiber mit unterdurchschnittlicher Effizienz einen „influential data-point“ darstellt und die geschätzte Regressionsgerade in „seine“ Richtung verzerrt. Statistische Tests zielen demnach darauf ab, generell „influential data-points“ zu identifizieren. Als Möglichkeiten bieten sich neben  $DFBETAS$ ,  $DFFITS$  und Covariance-Ratios auch Cook's-Distances an, wobei letztere praktische Relevanz aufweist und gemäß Anlage 3 der deutschen Anreizregulierungsverordnung explizit als Verfahren zur Ausreißeridentifikation vorgesehen ist. 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 Variablen 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 werden jene Unternehmen als Ausreißer behandelt und die Analyse ohne diese Unternehmen fortgesetzt. Als Schwellwert wird  $(4/n-k-1)$  zugrunde gelegt, wobei n der Zahl der Beobachtungseinheiten und k der Anzahl an Parametern entspricht.

Nachdem sich der Branchengutachter (Consentec) ebenfalls für die Verwendung der Cook's Distance mit dargestelltem Schwellwert ausspricht, erfolgt die Ausreißeranalyse im parametrischen Effizienzmessungsverfahren mittels dieser Methode.

Im Rahmen der nicht-parametrischen Effizienzmessungsmethode (DEA) wird auf das Konzept der „Supereffizienzen“ zur Identifikation von Ausreißern abgestellt. Diese ermöglichen eine Quantifizierung des Einflusses von 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 betreffend der Supereffizienzanalyse vor, Unternehmen deren Supereffizienzwert den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5fachen Quartilsabstand (Spannweite zwischen dem 75%- und 25% Quantil) übersteigt, als Ausreißer zu klassifizieren. Eine idente Vorgangsweise wurde von Seiten des Branchengutachters (Consentec) vorgeschlagen und wird von der Behörde ebenfalls als sachgerecht erachtet.

Für jedes der spezifizierten Benchmarkingmodelle (MOLS, DEA 3 sowie DEA 5) 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 nachteilige Effekte für die anderen Unternehmen im jeweiligen Benchmarking-Sample bestehen.

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

Kalkulatorische Kosten			
Benchmarkingmodell	MOLS	DEA 3	DEA 5
Ausreißeridentifikation nach	Cook's Distance	Verteilung der Supereffizienzen	Verteilung der Supereffizienzen
Kritischer Schwellwert	0,117 = $4/(38-3-1)$	92,36% = $Q(75\%)+1,5x(Q(75\%)-Q(25\%))$	129,34% = $Q(75\%)+1,5x(Q(75\%)-Q(25\%))$
Anzahl der Ausreißer	1	3	4

Standardisierte Kosten			
<b>Benchmarkingmodell</b>	MOLS	DEA 3	DEA 5
<b>Ausreißeridentifikation nach</b>	Cook's Distance	Verteilung der Super-effizienzen	Verteilung der Super-effizienzen
<b>Kritischer Schwellwert</b>	0,129 =4/(35-3-1)	87,97% =Q(75%)+1,5x(Q(75%)-Q(25%))	127,19% =Q(75%)+1,5x(Q(75%)-Q(25%))
<b>Anzahl der Ausreißer</b>	3	4	3

Abbildung 9: Ausreißeranalysen nach Inputspezifikation und Benchmarkingmodell

#### 6.2.4.2. Ergebnisdokumentation

Unter Zugrundelegung der Ausführungen der vorhergehenden Abschnitte dieses Kapitels, ergibt sich folgende vorläufige Verteilung der Effizienzwerte.

Vorläufig deshalb, da sich im Zuge des Bescheidverfahrens bei den Stromverteilernetzbetreibern noch Datenänderungen ergeben können und diese Datenänderungen in einem relativen Effizienzvergleich gegebenenfalls Auswirkungen auf die Effizienzwerte der anderen Stromverteilernetzbetreiber haben werden. Die endgültigen unternehmensindividuellen Effizienzwerte – und der Xind für die dritte Regulierungsperiode - können daher erst für die finalen Kostenbescheide ermittelt werden.

Spezifikation	MOLS		DEA 3		DEA 5	
	log-linear CRS		CRS		CRS	
<b>Input</b>	TOTEX kalkulatorisch	TOTEX standardisiert	TOTEX kalkulatorisch	TOTEX standardisiert	TOTEX kalkulatorisch	TOTEX standardisiert
<b>Outputs</b>	NHL 4-7	NHL 4-7	NHL 4-7	NHL 4-7	NHL 4-7	NHL 4-7
	NHL 6-7	NHL 6-7	NHL 6-7	NHL 6-7	NHL 6-7	NHL 6-7
	tfNAdgewichtet	tfNAdgewichtet	tfNAdgewichtet	tfNAdgewichtet	tfNAdHSP	tfNAdHSP
					tfNAdMSP	tfNAdMSP
				tfNAdNSP	tfNAdNSP	
<b>Durchschnittlicher Effizienzwert</b>	89,28%	89,04%	86,31%	91,15%	89,60%	84,43%
<b>Minimaler Effizienzwert</b>	72,70%	74,24%	63,05%	70,19%	63,30%	54,29%
<b>Anzahl der 100% effizienten Unternehmen (inkl. Ausreißer)</b>	7	9	6	10	12	10

Abbildung 10: Übersicht zur vorläufigen Effizienzverteilung nach Modellen

Es wird darauf hingewiesen, dass die Richtigkeit der Berechnungen vom Branchengutachter (Consentec) auf Basis der dargestellten Systematik bestätigt wurde.

### 6.2.5. Ermittlung des finalen (gewichteten) Effizienzwertes - Xind

Wie bereits dargestellt, werden die beiden Benchmarkingverfahren MOLS und DEA mit zwei unterschiedlichen Inputspezifikationen hinsichtlich kalkulatorischen und standardisierten Kapitalkosten durchgeführt (vgl. Abschnitt 6.2.1 bzw. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) bzw. im Rahmen der DEA jeweils auf drei bzw. fünf Outputs abgestellt (vgl. Abschnitt 6.2.2 bzw. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Demnach soll die Inputspezifikation neben der bisher angewandten „kalkulatorischen“ Sichtweise auch eine „standardisierte“ Sichtweise in Hinblick auf die Kapitalkosten einnehmen. Da die „beeinflussbare Kostenbasis“ (basierend auf pagatorischen Werten), auf welche die individuellen Zielvorgaben aus dem Benchmarking wirken, von der im Benchmarking verwendeten Kostenbasis gegebenenfalls stark divergieren kann, wird zur Bestimmung unternehmensindividueller Zielvorgaben der bessere (Maximum) gewichtete (zwischen den Effizienzergebnissen der zwei DEAs und der MOLS) Effizienzwert – unter Einbeziehung von standardisierten CAPEX und ohne Standardisierung – übernommen. Es erfolgt somit nach einer entsprechenden Gewichtung der Ergebnisse zwischen den Methoden eine best-of Abrechnung hinsichtlich der kalkulatorischen und der standardisierten Sichtweise. Mit der best-of Abrechnung ist gewährleistet, dass sich der Benchmarking-Wert eines Unternehmens durch zusätzliche Einbeziehung standardisierter Kapitalkosten nur verbessern, nicht aber verschlechtern kann. Wesentlich ist jedoch, dass die beiden angewandten Methoden einerseits mit kalkulatorischen, andererseits mit standardisierten CAPEX gespeist werden und der aus Unternehmenssicht bessere Wert (nach einer entsprechenden Methodengewichtung) für die Ermittlung der Zielvorgabe herangezogen wird. Diese Vorgangsweise soll aber kein Präjudiz für folgende Regulierungsperioden darstellen, weil ebenso die Effizienzwertermittlung lediglich auf standardisierten Kosten beruhen könnte (vgl. Erläuterungen zur G-SNT-VO 2008).

Ermittlung des finalen Effizienzwertes				
Inputspezifikation (Gewichtungsfaktor)	MOLS (45%)	DEA I (40%)	DEA II (15%)	Gewichteter Effizienzwert ( $0,45 \cdot \text{MOLS} + 0,40 \cdot \text{DEA I} + 0,15 \cdot \text{DEA II}$ )
Ohne Einbeziehung standardisierter CAPEX	95%	94%	92%	$= 0,45 \cdot 0,95 + 0,40 \cdot 0,94 + 0,15 \cdot 0,92 = \mathbf{0,94}$
Mit Einbeziehung standardisierter CAPEX	97%	90%	91%	$= 0,45 \cdot 0,97 + 0,40 \cdot 0,90 + 0,15 \cdot 0,91 = \mathbf{0,93}$
Best-Of Berechnung	$= \max(0,45 \cdot 0,95 + 0,40 \cdot 0,94 + 0,15 \cdot 0,92; 0,45 \cdot 0,97 + 0,40 \cdot 0,90 + 0,15 \cdot 0,91) = \mathbf{0,94}$			

Abbildung 11: Ermittlung des finalen Effizienzwertes

In den Stellungnahmen zum ersten Konsultationspapier wird sowohl von der Branchenvertretung als auch von einigen Unternehmen gefordert, dass die von der Behörde vorgeschlagene Vorgangsweise zur Ermittlung des gewichteten Effizienzwertes abgeändert werden sollte. Dementsprechend wären zuerst die Maxima innerhalb der Methoden (DEA und MOLS) mit und ohne Einbeziehung von standardisierten Kapitalkosten zu bilden und diese anschließend zu gewichten. Es wird lediglich darauf hingewiesen, dass die von E-Control vorgeschlagene Vorgangsweise nicht dem aktuellen Gesprächsstand entsprechen

würde - inhaltliche Argumente zur Abänderung der Systematik werden allerdings nicht angeführt. Aus Sicht der Behörde ist an der ursprünglich vorgeschlagenen Methodik jedenfalls festzuhalten, da die Best-of-Abrechnung etwaige Benachteiligungen durch eine kalkulatorische bzw. standardisierte Sichtweise eliminieren und die Vor- und Nachteile zwischen den Methoden (DEA und MOLS) durch eine entsprechende Gewichtung ausgeglichen werden sollen. Dies entspricht der ursprünglichen Sichtweise zur Weiterentwicklung des Benchmarkings, wonach etwaige nachteilige Effekte im Bereich der Kapitalkosten soweit wie möglich gelindert werden sollen. Diese Vor- und Nachteile sind jedoch von den gewählten Input-Datensätzen (kalkulatorisch vs. standardisiert) völlig unabhängig, weswegen die Bildung von Maxima innerhalb der Methoden ausgeschlossen werden muss.

Zudem stellt die aktuelle Herangehensweise der Einbeziehung von standardisierten Kapitalkosten eine wesentliche Verbesserung im Vergleich zum zuletzt durchgeführten Effizienzvergleich aus Sicht der Unternehmen dar; insbesondere in Verbindung mit der zuvor angeführten best-of Abrechnung der gewichteten Effizienzwerte. Eine explizite Best-Of Abrechnung hinsichtlich der Effizienzmessungsmethoden bzw. Spezifikation der Modelle wird aus den dargestellten Gründen nicht in Betracht gezogen und an der vorgeschlagenen Vorgangsweise zur Gewichtung der Effizienzwerte festgehalten.

## 7. Effizienzvorgaben während der Regulierungsperiode - Bestimmung des Kostenanpassungsfaktors

Der Kostenanpassungsfaktor (KA) wird wie bisher sowohl die generelle (Xgen) als auch die unternehmensindividuelle Effizienzvorgabe (Xind) umfassen (vgl. Erläuterungen zur SNT-VO 2006). Wie bereits für die ersten beiden Regulierungsperioden erfolgt eine direkte Überführung der Effizienzwerte in jährliche Vorgaben auf Basis einer entsprechenden Linearisierung über eine bestimmte Dauer (gleitender Verlauf). 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 allokativer Ineffizienz) zu bestimmen. Zu Beginn der ersten Anreizregulierungsperiode wurde das jährliche unternehmensindividuelle Effizienzsteigerungspotential auf 3,5 Prozent p.a. über einen 8-jährigen Zeitraum beschränkt, was einer Mindesteffizienz von 74,76 Prozent entsprach. Zur Festlegung entsprechender Effizienzvorgaben für die dritte Regulierungsperiode wurde ein neuerlicher Effizienzvergleich durchgeführt. Ermittelte Ineffizienzen sind nicht notwendigerweise unmittelbar in einer Regulierungsperiode abzubauen, sondern es gilt vielmehr, realistische Kostensenkungspotentiale abzuschätzen. Um die Stabilität des Systems zu gewährleisten, ist neben einer Determinierung eines Mindest-Effizienzniveaus auch ein adäquater Zeitraum zu bestimmen, innerhalb dessen entsprechende Vorgaben realisierbar sind. Unabhängig von der Verteilung etwaiger Ineffizienzen über einen gewissen Zeitraum hat vor Beginn einer weiteren Regulierungsperiode ein neuerlicher relativer Effizienzvergleich (Benchmarking) zu erfolgen, wodurch sich – je nach unternehmensindividueller „Lage“ im Effizienzvergleich – entsprechend veränderte individuelle Effizienzvorgaben und damit aktualisierte Einschätzungen zu den Kostensenkungspotenzialen ergeben können. Die Determinierung der Dauer zur Verteilung der Ineffizienzen, die Festlegung eines Mindesteffizienzniveaus sowie die Länge der folgenden Regulierungsperiode haben jeweils für jede Regulierungsperiode zu erfolgen.

Auf Basis der dargestellten Erwägungen wird die Mindesteffizienz für die dritte Regulierungsperiode nunmehr auf 72,5 Prozent abgesenkt und die jährliche maximale Effizienzsteigerungsrate mit 3,165 Prozent festgesetzt – dies entspricht einem Abbau der Ineffizienz über einen Zeitraum von 10 Jahren. Der maximale jährliche Kostenanpassungsfaktor beträgt somit 4,375 Prozent. Analog zu den ersten beiden Regulierungsperioden wird der KA in zwei Schritten (Bestimmung des Zielkostenniveaus mit Jahresende 2018 sowie Berechnung des KA) berechnet:

$$K_{2023} = K_{2013} \cdot (1 - KA)^{10}$$

$$KA = 1 - \sqrt[10]{\frac{K_{2023}}{K_{2013}}} = 1 - \sqrt[10]{\frac{K_{2013} \cdot (1 - X_{gen})^{10} \cdot ES_{2013}}{K_{2013}}} = 1 - (1 - X_{gen}) \cdot \sqrt[10]{ES_{2013}}$$

Der jährliche Kostenanpassungsfaktor bleibt während der gesamten dritten Regulierungsperiode unverändert. Für die Folgeperioden wird ein generell neues Regulierungssystem bestimmt, weshalb die Effizienzwerte der dritten Regulierungsperiode



kein Präjudiz für die zukünftige Behandlung der Stromverteilernetzbetreiber bedeuten. Für ein effizientes Unternehmen entspricht der Xgen dem Kostenanpassungsfaktor. Es ergibt sich somit der folgende lineare Zusammenhang zwischen den Effizienzwerten und den entsprechenden Kostenanpassungsfaktoren:

Effizienzwert	Kostenanpassungsfaktor
72,5 %	4,375 %
75 %	4,050 %
80 %	3,429 %
85 %	2,842 %
90 %	2,285 %
95 %	1,755 %
100 %	1,250 %

**Abbildung 12: Zusammenhang zwischen Kostenanpassungsfaktor und Effizienzwert**

## 8. 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.

Zur Abdeckung der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate ist gemäß § 59 Abs. 5 EIWOG 2010 ein Netzbetreiberpreisindex zu berücksichtigen, welcher sich aus veröffentlichten Teilindices zusammensetzt, die die durchschnittliche Kostenstruktur der Stromverteilernetzbetreiber repräsentieren.

Die Kostenerhöhungen der Stromverteilernetzbetreiber wurden bisher durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex,  $\Delta NPI$ , abgebildet, wobei sich dieser (auf Basis einer Branchendurchschnittsbetrachtung) wie folgt zusammensetzt:

- *Tariflohnindex* (Generalindex), TLI, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Tariflohnindex dient als Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung im Personalbereich (Gewichtung: 40 Prozent).
- *Baupreisindex* (gesamt), BPI, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Baupreisindex dient als Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung der Kapitalkosten im Baubereich (Gewichtung: 30 Prozent).
- *Verbraucherpreisindex*, VPI, publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Verbraucherpreisindex dient als Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung im sonstigen betrieblichen Bereich (Gewichtung: 30 Prozent).

Das Prinzip der Abbildung der exogenen Kostensteigerungen während einer Regulierungsperiode durch einen NPI wird grundsätzlich fortgeführt.

Da der Investitionsfaktor die Kapitalkostenentwicklung während einer Regulierungsperiode direkt und zeitnahe abbildet, ist die Einbeziehung des Baupreisindex (zur Abbildung von Preissteigerungen im CAPEX-Bereich) nicht mehr notwendig. Das Verhältnis zwischen TLI und VPI (also Personalkosten zu sonstigem Aufwand) wird weiterhin im Rahmen einer Durchschnittsbetrachtung als sachgerecht erachtet, jedoch ist durch die Herausnahme des BPIs eine entsprechende Skalierung der Gewichtung der Teilindices vorzunehmen.<sup>40</sup>

Folglich ergibt sich ein NPI mit folgender Zusammensetzung für die dritte Regulierungsperiode:

- *TLI* mit einer Gewichtung von 57 Prozent ( $= 40 \times 100/70$ ),
- *VPI* mit einer Gewichtung von 43 Prozent ( $= 30 \times 100/70$ ).

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 der EVU-Kollektivvertrag für eine

---

<sup>40</sup> Dies entspricht im Wesentlichen auch der Hochrechnung der Kosten für die zweite Regulierungsperiode (vgl. Erläuterungen zur SNT-VO 2010).

Vielzahl von Stromverteilernetzbetreibern 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 von 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 als sachgerecht.

Bei der Ermittlung der jährlichen Änderungsrate von  $\Delta NPI_t$  werden generell letztverfügbare Werte herangezogen und analog zur Vorgangsweise während der ersten beiden Regulierungsperioden keine Prognosen zugrunde gelegt. Sowohl der Tariflohnindex (TLI) als auch der Verbraucherpreisindex (VPI) werden monatlich veröffentlicht, wobei die endgültigen Werte des VPI mit einem Verzug von rund 1,5 Monaten und der TLI mit einem Verzug von 3,5 Monaten nach etwaigen Revisionen der vorläufigen Daten vorliegen. Um eine zeitgerechte Ermittlung von  $\Delta NPI_t$  im jeweiligen Entgeltermittlungsverfahren zu gewährleisten, können unter Berücksichtigung der zeitlichen Restriktionen (insbesondere beim TLI) Werte bis zum Dezember des vergangenen Kalenderjahres berücksichtigt werden.

Die Ermittlung der beiden Einzelindices kann demnach formal folgendermaßen dargestellt werden:<sup>41</sup>

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

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

Die Zusammenführung dieser Einzelindices erfolgt anhand der obig skizzierten Gewichtung:

$$\Delta NPI_t = 0,57 \times \Delta TLI_t + 0,43 \times \Delta VPI_t$$

<sup>41</sup> Beispielhafte Darstellung für die Entgelte 2014:

$$\Delta VPI_{2014} = \frac{VPI_{01.2012} + \dots + VPI_{12.2012}}{VPI_{01.2011} + \dots + VPI_{12.2011}} - 1$$

$$\Delta TLI_{2014} = \frac{TLI_{01.2012} + \dots + TLI_{12.2012}}{TLI_{01.2011} + \dots + TLI_{12.2011}} - 1$$

Im Rahmen der Stellungnahme zum ersten Konsultationspapier wendet OE ein, dass im Rahmen der NPI-Ermittlung letztverfügbare Werte des Monats Mai berücksichtigt werden sollten.

Aus Behördensicht sprechen mehrere Argumente gegen die vorgeschlagene Vorgangsweise. Um laufende Anpassungen während des Kostenermittlungsverfahrens zu verhindern, sollte jedenfalls auf final vorliegende Werte abgestellt werden. Weiters erfolgt die Kostenüberleitung jeweils auf Basis eines Kalenderjahres, weshalb eine Angleichung des Ermittlungszeitraumes des NPI durchaus als konsistenter Schritt zu verstehen ist. Darüber hinaus ergibt sich aus der Wahl des Ermittlungszeitraumes a priori kein Nachteil für die Unternehmen, da die Richtung der NPI-Entwicklung bis zum Monat Mai nicht antizipiert werden kann.

Während die WKO in ihrer Stellungnahme zum ersten Konsultationspapier die vorgeschlagene Definition des NPI unterstützt und bestätigt, dass sehr wohl unterschiedliche Kollektivverträge von Stromverteilernetzbetreibern angewandt werden und auch teilweise signifikante Anteile von Dienstleistungen von Dritten zugekauft werden, wird die vorgeschlagene Vorgangsweise sowohl vom Österreichischen Gewerkschaftsbund (ÖGB) als auch von der Bundesarbeiterkammer (BAK) stark kritisiert oder zumindest hinterfragt. Der ÖGB verlangt ausdrücklich, dass bei der Ermittlung der Personalkosten und ihrer Veränderungen die tatsächlichen Lohn- und Gehaltsabschlüsse zu Grunde gelegt werden und dass die eingegangenen Verpflichtungen der Unternehmungen gegenüber den aktiv Beschäftigten im Wege der Kollektivverträge zu respektieren wären. Auf das Problem der Bandbreite an verschiedenen Kollektivverträgen wird leider nicht repliziert. Die BAK regt an, dass die E-Control die Personalkostenstruktur (Kollektivvertragszugehörigkeit) der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber erheben und erwägen solle, gemeinsam mit Statistik Austria einen repräsentativen Lohnindex für Stromverteilernetzbetreiber zu generieren. Die Behörde verweist auf die bereits oben beschriebenen Argumente zur Anwendung eines generellen Index für die Fortschreibung der personalgetriebenen Kosten. Ergänzend sei noch darauf hinzuweisen, dass als Ausgangspunkt für die Kostenermittlung ja auch die tatsächlichen Personalaufwendungen herangezogen werden und somit die Forderung des ÖGB und BAK bei der Ermittlung der Kostenbasis umgesetzt ist, da hierbei die tatsächlich angewandten Kollektivverträge einfließen.

## 9. 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 dritte Anreizregulierungsperiode 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); wird er umgekehrt zu niedrig angesetzt, besteht das Risiko, dass notwendige Investitionen im Bereich der regulierten Infrastruktur nicht durchgeführt werden. Für E-Control ist es unter anderem ein wesentlicher Grundsatz, den langfristigen Bestand der Netze und die damit verbundene hohe Qualität der Netzdienstleistungen sicherzustellen.

Für die zweite Anreizregulierungsperiode der Gasverteilernetze wurde der angemessene WACC vor Steuern mit gutachterlicher Unterstützung in der Höhe von 6,42 Prozent p.a. bestimmt (vgl. „Regulierungssystematik für die zweite Regulierungsperiode GAS“, S. 29).<sup>42</sup>

Von den Stromverteilernetzbetreibern wurde ebenfalls auf Basis eines Gutachtens<sup>43</sup> ein WACC vor Steuern in der Höhe von 7,21 Prozent p.a. gefordert, der somit deutlich über den Werten der Vorperioden bzw. jenem Wert liegt, der im Jahr 2012 für die Gasverteilernetze festgelegt wurde. Weiters wurde von Branchenvertretern wiederholt darauf hingewiesen, dass die Branche in näherer Zukunft gesamthaft vor schwerwiegenden Herausforderungen in Bezug auf zu tätige Investitionen stehen würde: Smart Meter Roll-Out, Entwicklungen hin zu Smart Grids, Einspeisung von vermehrt dezentral erzeugter Energiemengen, usw. wurde in diesem Zusammenhang genannt.

Im Rahmen der Festsetzung des Finanzierungskostensatzes ist aus Behördensicht das Argument des wohl kaum bestreitbaren notwendigen Netzausbaus auch in Verbindung mit der Eigentümerstruktur im Bereich der Energienetze zu beachten – die Netze haben Großteils spartenübergreifend denselben Eigentümer. Aus diesem Grund könnte eine zwischen Strom und Gas stark divergierende Höhe des Finanzierungskostensatzes zu entsprechenden Fehlanreizen führen, da die verfügbaren Geldmittel generell im Bereich mit der höheren Rendite bei vergleichbarem Risiko eingesetzt werden (Prinzip der Nutzenmaximierung bei knappen Ressourcen). Verstärkt wird dieser potentielle „Fehlanreiz“ auch noch durch den Umstand, dass beide Sektoren demselben Risiko unterliegen, was in Frontier-Economics 2012 empirisch dargelegt wurde. Des Weiteren sind die Regulierungsperioden im Gas- und Stromverteilernetzbereich bei gleicher Dauer lediglich um ein Jahr versetzt und erstrecken sich somit über einen gleichen Zeitraum von vier Jahren (2014-2017).<sup>44</sup>

---

<sup>42</sup> Hinsichtlich der einzelnen Parameter sei ebenfalls auf das genannte Papier verwiesen.

<sup>43</sup> Vgl. Becker, Büttner, Held (2012).

<sup>44</sup> Auch in der Vergangenheit unterschied sich der WACC nur geringfügig zwischen Strom und Gas (Strom: 7,025 Prozent p.a. und Gas: 6,97 Prozent p.a.).

Bei der Festsetzung des Finanzierungskostensatzes für einen längeren in der Zukunft liegenden Zeitraum ist generell darauf Bedacht zu nehmen, inwiefern Entwicklungen innerhalb dieser Periode antizipiert werden können. Konkret kann für die dritte Regulierungsperiode damit gerechnet werden, dass sich das derzeit sehr niedrige Zinsniveau innerhalb der nächsten fünf Jahre (abgeleitet auf Basis der forward-rates für österreichische Bundesanleihen) erhöhen wird. Dies wurde insofern berücksichtigt, indem bei der Ermittlung des risikolosen Zinses auf einen fünfjährigen Durchschnittswert (anstatt eines deutlich kürzer in die Vergangenheit reichenden Betrachtungszeitraumes) der OeNB Sekundärmarktrendite abgestellt wurde. Es wird somit bewusst vermieden, dass ausschließlich auf die Periode mit niedrigem Zinsniveau fokussiert wird und somit ein Risiko für Unterdeckungen auf Seiten der Stromverteilernetzbetreiber entsteht. Zudem erscheint der Behörde das Risiko der Netzkunden vor ausbleibenden (Re)Investitionen und der damit verbundenen Gefährdung der Versorgungssicherheit größer, als das Risiko einer zu hohen Abgeltung der Ansprüche seitens der Kapitaleigner.

Auf Basis der dargestellten Abwägungen ist es aus Sicht der Behörde sachgerecht, den WACC in gleicher Höhe wie jenen der Gasverteilernetze anzusetzen. Es ergibt sich daher folgende Struktur:

<b>Ermittlung WACC</b>	
<b>3. Regulierungsperiode - Stromverteilernetzbetreiber</b>	
Risikoloser Zins	3,27%
Risikozuschlag für Fremdkapital	1,45%
<b>Fremdkapitalzinssatz (vor Steuern)</b>	<b>4,72%</b>
Marktrisikoprämie	5,00%
Betafaktor (unverschuldet)	0,325
Betafaktor (verschuldet)	0,691
<b>Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern)</b>	<b>6,72%</b>
Gearing	60,00%
Steuersatz	25,00%
<b>WACC (vor Steuer)</b>	<b>6,42%</b>

**Abbildung 13: WACC-Struktur für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber**

Die BAK kritisiert in ihrer Stellungnahme die Höhe des Fremdkapitalzinses in der WACC-Berechnung und schlägt vor, den Wert von 4,72 Prozent auf 4,19 Prozent abzusenken. Darüber hinaus wird angemerkt, dass nicht mit einer Verschiebung von Investitionen vom Strom- in den Gasbereich zu rechnen wäre, da ausschließlich effiziente Investitionen von Stromverteilernetzbetreibern getätigt werden – sinnlose Investitionen würden somit vermieden werden. Dazu kann angemerkt werden, dass es zwar generell richtig ist, dass nicht effizientes Investitionsgebaren durch ein ex-post Benchmarking bestraft wird, dass jedoch (nicht notwendige) Investitionen grundsätzlich ex-ante nicht oder nur beschränkt behindert werden können. Dazu wäre eine eingehende Prüfung jeder zu tätigen Investition erforderlich. Würde generell (von allen Unternehmen) auf gleichem Niveau zu

viel investiert werden, könnte ein ex-post durchgeführter relativer Effizienzvergleich branchenweites ineffizientes Investitionsverhalten (Bildung von Überkapazitäten) nicht aufdecken. Die Behörde kann daher dem Einwand der BAK nicht folgen und hält an dem WACC in Höhe von 6,42 Prozent p.a. fest.

Der WACC wird somit für die gesamte Dauer der dritten Regulierungsperiode in Höhe von 6,42 Prozent festgesetzt.

## 10. 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
Verzinsliches Kapital

Abbildung 14: Vorgangsweise bei der Ermittlung der verzinslichen Kapitalbasis

Diese Vorgangsweise zur Ermittlung des verzinslichen Kapitals hat sich bereits in der zweiten Regulierungsperiode (vgl. Erläuterungen zur SNT-VO 2010) bewährt und wird auch für die dritte Regulierungsperiode beibehalten. Anlagen in Bau werden sowohl im Rahmen der verzinslichen Kapitalbasis (Sachanlagevermögen), als auch im Investitionsfaktor 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. Weitere „sonstige Korrekturen“ betreffen Anpassungen des Anlagevermögens (zum Beispiel in Zusammenhang mit Unbundling-Zuordnungen).

In den Stellungnahmen zum ersten Konsultationspapier wird sowohl von OE als auch diversen Stromverteilernetzbetreibern darauf hingewiesen, dass beim Übergang von der ersten auf die zweite Regulierungsperiode bei den unternehmensindividuellen Ermittlungsverfahren zur verzinslichen Kapitalbasis Berechnungen zum Working-Capital eingeflossen wären und dies auch für den Übergang von der zweiten auf die dritte Regulierungsperiode Berücksichtigung finden sollte.

Aus Sicht der Behörde kann den vorgebrachten Einwänden nicht gefolgt werden. Die Bestimmung der verzinslichen Kapitalbasis ist in § 60 Abs. 4 EIWOG 2010 sowie den entsprechenden Erläuterungen genau geregelt; diese setzt sich demzufolge aus dem Sachanlagevermögen und dem immateriellen Vermögen abzüglich passivierter Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte (Baukostenzuschüsse) und etwaiger Firmenwerte zusammen. Eine darüber hinaus gehende Anerkennung eines „Working Capital“ wäre gesetzlich nicht verankert und könnte daher in den Ermittlungsverfahren nicht berücksichtigt werden.



## 11. Erweiterungsfaktoren

Da im Rahmen der Anreizregulierung eine Entkoppelung zwischen den tatsächlichen Kosten und den regulierten bzw. laut Regulierungspfad fortgeschriebenen Kosten erfolgt, können unter Umständen Abweichungen zwischen diesen beiden Kostenansätzen auftreten. Eine Neubestimmung des Kostenniveaus erfolgt prinzipiell erst zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode. Sollte sich die Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode ändern, ist es daher sinnvoll, signifikante Änderungen im Rahmen von Erweiterungsfaktoren – sofern möglich - zu berücksichtigen, um Unterdeckungen auf Unternehmensseite zu vermeiden.

Bereits während der zweiten Regulierungsperiode wurden sowohl ein Betriebskostenfaktor als auch ein Investitionsfaktor in das Regulierungssystem eingeführt, die eine geänderte Versorgungsaufgabe (konkrete Versorgungssituation) - im Vergleich zum Ausgangsjahr – auch während einer Regulierungsperiode weitgehend abbilden. Auf Basis der bisherigen Erfahrungen wird an den bewährten Elementen festgehalten, auch wenn eine Adaptierung in Einzelbereichen notwendig erscheint. Die Ausgestaltung beider Faktoren der dritten Periode wird in den folgenden Kapiteln näher dargestellt.

### 11.1. Betriebskostenfaktor

Der für die dritte Regulierungsperiode neu spezifizierte Betriebskostenfaktor kommt erstmals im Rahmen der Entgeltermittlung für das Jahr 2014 (erstes Jahr der dritten Regulierungsperiode) zur Anwendung und bildet die Veränderung der Versorgungsaufgabe – im Bereich der Betriebskosten – vom Jahr 2012 im Vergleich zu 2011 (Kostenprüfungsjahr) weitgehend ab.

Der bisher angewandte Betriebskostenfaktor der zweiten Regulierungsperiode wurde seinerzeit auf Basis von empirischen Untersuchungen abgeleitet. Hierbei wurden geprüfte Kosten des Geschäftsjahres 2008 herangezogen und signifikante Kostentreiber identifiziert. Die errechneten Betriebskostenansätze für Leitungskilometer der Niederspannung wurden unter Berücksichtigung entsprechender Gewichtungsfaktoren (welche in gleicher Höhe auch für Benchmarkingzwecke verwendet wurden) auch für Mittel- und Hochspannungslängen bestimmt.<sup>45</sup> Im Zuge der Determinierung aktueller netzebenenspezifischer Betriebskostenfaktoren für die dritte Regulierungsperiode wird diese Vorgangsweise grundsätzlich zwar beibehalten, es werden jedoch für den Betriebskostenfaktor und die Effizienzanalyse nun jeweils unterschiedliche Gewichtungsfaktoren für die Niederspannung (NSP), Mittelspannung (MSP) und Hochspannung (HSP) herangezogen. Während die Gewichtungsfaktoren für das Benchmarking auf Basis netzebenenspezifischer TOTEX ermittelt werden, erfolgt die Ermittlung der Skalierungswerte für den Betriebskostenfaktor auf Grundlage geprüfter netzebenenspezifischer OPEX des Geschäftsjahres 2011.

---

<sup>45</sup> Es ist festzuhalten, dass der gewählte Analyseansatz lediglich die Bestimmung von Durchschnittkostenniveaus zulässt – zur Bestimmung eines Kostenwachses innerhalb einer bestimmten Periode wäre einer Paneldatenschätzung grundsätzlich der Vorzug zu geben. Da jedoch keine geprüften OPEX-Werte für einen durchgängigen Zeitraum vorliegen, ist es der Behörde nicht möglich, diese „überlegene“ Schätzmethode zum Ansatz zu bringen.

Die Ermittlung der Skalierungsfaktoren beruht auf Werten von 49 geprüften Unternehmen. In einem ersten Schritt wurden für jedes Unternehmen  $i$  durchschnittliche OPEX (Stückkosten) für Leitungslängen der NSP, MSP und HSP ermittelt. Formal lässt sich dies folgendermaßen darstellen:

$$\text{Stückkosten HSP}_i = \frac{\text{OPEX}_{i, \text{Netzebene 3}}}{\text{Systemlänge}_{i, \text{Netzebene 3}}},$$

$$\text{Stückkosten MSP}_i = \frac{\text{OPEX}_{i, \text{Netzebene 5}}}{\text{Systemlänge}_{i, \text{Netzebene 5}}},$$

$$\text{Stückkosten NSP}_i = \frac{\text{OPEX}_{i, \text{Netzebene 7}}}{\text{Systemlänge}_{i, \text{Netzebene 7}}}.$$

In einem weiteren Schritt wird der Median der jeweiligen Stückkostenwerte ermittelt.<sup>46</sup> Für die NSP ergibt sich ein Median von 2883, für die MSP von 3225 und für die Hochspannung ein Wert von 8415. Durch den Bezug der jeweiligen Werte auf die Niederspannung ergeben sich nunmehr Skalierungsfaktoren in Höhe von 1,12 für die MSP bzw. 2,92 für die Hochspannung.<sup>47</sup> Es lässt sich somit sagen, dass der Betrieb eines Kilometers MSP-Leitung (im Durchschnitt) Mehrkosten um den Faktor 1,12 im Vergleich zur NSP verursacht.

Zur empirischen Ermittlung angemessener Preisansätze für den Betriebskostenfaktor wurden verschiedene Anlagekategorien auf der Niederspannungs-, Mittel- und Hochspannungsebene betrachtet. Dabei wurden die bereits in der Vergangenheit verwendeten Leitungskilometer (reale Systemlängen) sowie die Zählpunkte für Entnehmer herangezogen. Da in der jüngsten Vergangenheit ein verstärkter Zuwachs an dezentralen Erzeugungsanlagen – hauptsächlich Photovoltaik – beobachtet wurde, hat die Behörde deren Einfluss auf die Betriebskosten evaluiert. Hierzu wurde ein kombinierter Parameter aus Einspeise- und Entnehmer-Zählpunkten in der Analyse betrachtet (die getrennte Berücksichtigung der Einspeisezählpunkte führt zu nicht-signifikanten Ergebnissen sowohl für die Einspeisung als auch die gewichteten Leitungslängen, weswegen das Modell als nicht plausibel einzustufen ist, siehe Darstellung im Anhang). Erklärt wird die Varianz der gesamten OPEX (der Netzebenen 3-7) durch die Summe der gesamten Zählpunkte (Entnehmer sowie Einspeiser, Ebene 3-7, ungewichtet)<sup>48</sup> sowie die gewichteten realen Systemlängen (in Kilometer) auf Nieder-, Mittel- sowie Hochspannungsebene.

<sup>46</sup> Der Median ist im Gegensatz zum arithmetischen Mittelwert nicht so sensitiv (robuster) gegenüber Ausreißern.

<sup>47</sup> Der Wert für die Niederspannungsebene ist auf 1 normiert.

<sup>48</sup> Es sei darauf hingewiesen, dass die Skalierungsfaktoren auf Basis von (realen) Leitungskilometern ermittelt wurden.

Das Ergebnis der durchgeführten Schätzung sieht wie folgt aus:

Dependent Variable: OPEX\_GESAMT (NSP+MSP+HSP)  
Method: Least Squares

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
Zählpunkte Gesamt (Ebenen 3-7)	0.088126	0.008902	9.899982	0.0022
KM NSP + 1.12*KM_MSP+2.92*KM_HSP	1.315217	0.404455	3.251821	0.0474
C	6925.235	6228.753	1.111817	0.3473
R-squared	0.986295	Mean dependent var		65694.98
Adjusted R-squared	0.977159	S.D. dependent var		57053.27

**Abbildung 15: Schätzergebnis Preisansätze für Betriebskostenfaktor**

Wie aus der obigen Tabelle ersichtlich ist, erklären die verwendeten Parameter rund 98,63 Prozent der Varianz des Schätzmodells. Es kann also aufgrund eines gewissen „omitted variable bias“ argumentiert werden, dass weitere Parameter nötig sind, um die OPEX des Netzbetriebes gesamthaft zu erklären. Daher wird der Preisansatz sowohl für die Zählpunkte als auch die Leitungslängen um 1,37 Prozent nach oben korrigiert.<sup>49</sup> Das Ergebnis wird in untenstehender Tabelle zusammengefasst:

Bezugsgröße	Preisansatz (EUR)	Korrigierter Preisansatz (EUR)
Zählpunkt	88,13	89,34
Leitungskilometer (ungewichtet)	1315	1333

**Abbildung 16: : Ermittlung Preisansätze für Betriebskostenfaktor**

Auf Basis der durchgeführten Berechnungen ergeben sich somit folgende Preisansätze für zusätzliche OPEX, welche im Rahmen des Betriebskostenfaktors berücksichtigt werden:

- 89,34 EUR je Zählpunkt (unabhängig von der Netzebene sowie Einspeisung oder Entnahme),
- 1333 EUR je km realer Systemlänge Niederspannung,
- 1492,96 EUR (1333 x 1,12) je km Systemlänge Mittelspannung,
- 3892,36 EUR (1333 x 2,92) je km Systemlänge Hoch-/Höchstspannung.

Es wird darauf hingewiesen, dass ausschließlich die Entwicklung hinsichtlich konventioneller Zähler berücksichtigt wird. Zusätzliche Betriebskosten ausgelöst durch die Einführung von Smart Metern werden im Rahmen einer gesonderten Systematik (vgl. Abschnitt 12) auf Basis angemessener Kosten abgegolten. Da der Betriebskostenfaktor die Entwicklung der

<sup>49</sup> Es ist der Behörde bewusst, dass diese Vorgangsweise lediglich eine Näherung darstellt.

Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode im Bereich der OPEX abdecken soll, kann der Betriebskostenfaktor naturgemäß auch negative Werte (im Falle von Leitungsrückbauten bzw. den Verlust von Zählpunkten) annehmen. Zur Ermittlung des Betriebskostenfaktors wird stets ein Vergleich zum Ausgangsjahr 2011 angestellt.

Von Branchenseite wurde in der Vergangenheit argumentiert, dass der verstärkte Zuwachs an dezentralen Erzeugungsanlagen – vorwiegend im Bereich der Photovoltaikanlagen – zu einem verstärkten prozessualen Aufwand führen würde. Das Verhältnis zwischen tatsächlich realisierten Anlagen und der Bearbeitung von Anfragen – zum Teil auch Mehrfachanfragen – würde laut Netzbetreiberangaben bei einem Faktor 3:1 liegen. Dieser Aufwand durch Mehrfachbearbeitungen bzw. nicht zustande gekommenen Anlagen sollte daher aus Branchensicht zusätzlich im Betriebskostenfaktor berücksichtigt werden.

Dieser Forderung ist entgegenzuhalten, dass im Betriebskostenfaktor für die dritte Regulierungsperiode der Zuwachs an zusätzlichen Erzeugungsanlagen adäquat berücksichtigt wird. Das angesprochene Verhältnis zwischen realisierten und nicht realisierten Anlagen ging bereits in die Ermittlung der durchschnittlichen Kostensätze auf Basis der Betriebskostendaten des Geschäftsjahres 2011 (abhängige Variable) mit ein, da keine kostenseitige Bereinigung um diesen prozessualen Mehraufwand für nicht-realisierte Kundenanlagen bzw. Netzanschlüsse vorgenommen wurde. Ein Zuwachs an Einspeisezählpunkten wird dementsprechend mit einem Preisansatz remuneriert, der auch ein konstantes Verhältnis zwischen realisierten- und nicht-realisierten Netzanschlüssen beinhaltet.

Eine Unterdeckung aus Netzbetreibersicht wäre nur dann gegeben, wenn sich das Verhältnis zwischen „nicht realisierten“ zu „realisierten“ Zählpunkten signifikant verschieben würde. Da es aus Sicht der Behörde kein Indiz dafür gibt, dass dies eintreten sollte, wird die Annahme eines konstanten Verhältnisses über die gesamte Regulierungsperiode als sachgerecht gesehen. Zudem wünschen sich Unternehmensvertreter, dass sie in Hinkunft Zusatzaufwendungen ausgelöst durch Mehrfachanfragen direkt durch die Verrechnung von Pauschalbeträgen im Rahmen von sonstigen Entgelten gemäß SNE-VO an die Kunden weitergeben können.

Sollte es zu einer entsprechenden Entscheidung der Regulierungskommission kommen, wäre eher von einer Absenkung des angesprochenen Verhältnisses zwischen realisierten und nicht realisierten Zählpunkten als von einer Steigerung auszugehen.

Die Wien Energie Stromnetz GmbH<sup>50</sup> und OE sprechen sich in ihren Stellungnahmen zum ersten Konsultationspapier dafür aus, dass die Ermittlung des Betriebskostenfaktors in Abstimmung mit den Stromverteilernetzbetreibern zu erfolgen hätte und den tatsächlich auftretenden Aufwand widerzuspiegeln hätte. Die Energie AG Oberösterreich Netz GmbH weist weiters darauf hin, dass im Rahmen des Betriebskostenfaktors dem Ausgleich von außerordentlichen operativen Kosten aufgrund gesetzlicher Vorgaben (im Bereich Smart Metering, Smart Grid) und dem Ausbau von erneuerbaren Energien Rechnung getragen werden müsse. Zu den vorgebrachten Stellungnahmen ist anzumerken, dass der Betriebskostenfaktor auf reale Veränderungen bei Leitungslängen sowie Zählpunkten

---

<sup>50</sup> Nunmehr Wiener Netze GmbH.

abstellt und insofern Änderungen des „tatsächlichen Aufwands“ bereits widerspiegelt. Zu diskutieren wäre allenfalls die angesetzte Höhe der jeweiligen Abgeltung pro Leitungs-km bzw. Zählpunkt. Die Behörde weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass laut § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 die Bestimmung der Kosten unter Zugrundelegung einer Durchschnittsbetrachtung, die von einem rational geführten, vergleichbaren Unternehmen ausgeht, zulässig ist. Dementsprechend werden die Preisansätze im Rahmen des Betriebskostenfaktors auf Durchschnittskostenniveau bestimmt und die tatsächliche unternehmensindividuelle Entwicklung über die Veränderung relevanter Betriebskostentreiber abgebildet.

Hinsichtlich weiterer betriebskostenerhöhender Effekte, welche nicht durch den Zuwachs an Zählpunkten bzw. Leitungskilometern abgedeckt sind, ist anzumerken, dass eine entsprechende „Hochskalierung“ der Durchschnittskostensätze (um den nicht erklärten Teil der Varianz des Schätzmodells) erfolgt und damit sichergestellt wird, dass die operativen Kosten im Ausgangsjahr 2011 (näherungsweise) gedeckt werden können.

Generell ist darauf hinzuweisen, dass der Betriebskostenfaktor durch die zugrundeliegende Durchschnittsbetrachtung die Kostenentwicklung während einer Regulierungsperiode zwar weitgehend, aber jedoch nur modellhaft abbildet. Das Ziel des Betriebskostenfaktors liegt darin, eine signifikante Änderung der Versorgungsaufgabe auch während einer Regulierungsperiode zeitnah abzubilden, ohne den langfristigen Charakter einer Anreizregulierung zu unterminieren. Naturgemäß werden die geschätzten Preisansätze auf die abgeleiteten Betriebskostentreiber auf Basis von Entwicklungen der Vergangenheit in die Zukunft fortgeschrieben und können daher von der aktuellen branchenweiten (durchschnittlichen) oder unternehmensindividuellen Entwicklung abweichen. Läge das Ziel darin, jegliche Betriebskostenentwicklung zeitnah exakt abzubilden, wäre das Regulierungsregime jedenfalls zu überdenken und in ein Kosten-Plus System rückzuführen. Dieses Argument betrifft insbesondere die mehrfach von Branchenvertretern vorgebrachte Forderung, Kosten für zusätzliche neue Aufgaben ausgelöst durch gesetzliche Anforderungen (aufgrund der Netzdienstleistungsverordnung, Datenerhebungen, etc.) abzubilden, ohne dass von vornherein klar ist, ob diese Anforderungen überhaupt signifikante also bedeutende Betriebskostensteigerungen bedingen oder ob diese zusätzlichen Anforderungen nicht mit den bestehenden Ressourcen erfüllt werden können. Die Behörde ist sich bewusst, dass die Einführung von Smart Metern signifikante Mehrkosten während der Einführungsphase (im Gegensatz zu Kostenentwicklungen über den gesamten Produktlebenszyklus) bewirken kann. Nachdem erst drei Verteilernetzbetreiber mit der Einführung von Smart-Metern begonnen haben, können keine sachgerechten Preisansätze auf Basis dieser wenigen Erfahrungen abgeleitet werden, zumal sich die Einführungsstrategien der restlichen Verteilernetzbetreiber wohl unterscheiden und eine Technologieneutralität gewährleistet werden muss. Um dennoch die Kostenentwicklung der Einführung von Smart Metern zeitnah und akkurat während der 3. Anreizregulierungsperiode (dem wesentlichen Einführungszeitraum gemäß IME-VO) abzubilden und dadurch der Forderung der Branchenvertreter zu entsprechen, wird dieser Teilbereich in ein Kosten-Plus System überführt (vgl. Kapitel 12).

## 11.2. Investitionsfaktor

Der im Rahmen der zweiten Regulierungsperiode eingeführte Investitionsfaktor hat sich im Gegensatz zum pauschalen Mengen-Kostenfaktor der ersten Regulierungsperiode dahingehend bewährt, als dass die CAPEX-Entwicklung während der Regulierungsperiode sachgerecht abgebildet wird. Aufgrund der Neuerungen, die im Rahmen der dritten Regulierungsperiode getroffen werden, ist jedoch eine Adaptierung des bisher bestehenden Investitionsfaktors erforderlich. Zu diesen Neuerungen zählen die Behandlung des systemimmanenten Zeitverzugs (vgl. Kapitel 11.4) sowie Auswirkungen der Smart Meter Einführung (vgl. Kapitel 12) einerseits, als auch andererseits die Tatsache, dass mit Beginn der dritten Regulierungsperiode ein neuerliches Benchmarking (vgl. Kapitel 6) durchgeführt wird.

Der für die zweite Regulierungsperiode gültige Investitionsfaktor stellt auf Buchwertentwicklungen ab und weist neben einem Mark-up (für Neuinvestitionen ab dem Jahr 2009 auf den Finanzierungskostensatz) und einem Totband für negative Investitionsentwicklungen auch eine Grenze zwischen „Alt- und Neuanlagen“ auf, welche dafür verantwortlich ist, dass Alt- und Neuanlagen unterschiedlichen Zielvorgaben unterliegen.

Der Vollständigkeit halber wird der bisher angewandte Investitionsfaktor beispielhaft für die Tarifierung des Jahres 2011 an dieser Stelle dargestellt:

$$\begin{aligned}
 \text{Inv.F}_{2011} = & \\
 & + \text{CAPEX}_{2009} (= \text{AfA}_{2009} + \text{BW}_{\text{Vermögen}_{2009}} * (\text{WACC})) \\
 & - \text{CAPEX}_{2008\_ \text{Vermögen}_{\text{bis}_{2005}}} * (1 + \text{NPI}_{2011}) * (1 - X_{\text{gen}}) \\
 & - \text{CAPEX}_{2008\_ \text{Vermögen}_{\text{ab}_{2006}}} * (1 + \text{NPI}_{2011}) * (1 - \text{KA}) \\
 & + \text{Mark\_Up} (= \text{BW}_{\text{Zugänge}_{2009}} * 1,05\%)
 \end{aligned}$$

wobei

$\text{CAPEX}_{2009}$  = Abschreibungen des Geschäftsjahres 2009 + Finanzierungskosten auf Basis des Jahres 2009 (Buchwerte Kapitalbasis 2009 multipliziert mit dem WACC)

$\text{CAPEX}_{2008\_ \text{Vermögen}_{\text{bis}_{2005}}} * (1 + \text{NPI}) * (1 - X_{\text{gen}})$  = In Verbindung mit der generellen Regulierungsformel verbleibt ein Abzug von Xind auf die Kapitalkosten der bis zum Jahr 2005 investierten Anlagen

$\text{CAPEX}_{2008\_ \text{Vermögen}_{\text{ab}_{2006}}} * (1 + \text{NPI}) * (1 - \text{KA})$  = Gemeinsam mit der generellen Regulierungsformel werden die Auf- (NPI) und Abschläge (KA) auf die Kapitalkosten für die ab dem Jahr 2006 investierten Anlagen eliminiert

$\text{Mark\_Up} (= \text{BW}_{\text{Zugänge}_{2009}} * 1,05\%)$  = Auf Basis der Buchwertes der Zugänge ab dem Jahr 2009 wird ein Mark-up iHv 1,05 Prozent als zusätzliche Investitionsförderung gewährt

Diese Ausgestaltung der zweiten Regulierungsperiode hat zur Folge, dass für Altanlagen bis 2005 ( $\text{CAPEX}_{2008\_ \text{Vermögen}_{\text{bis}_{2005}}}$ ) nur noch die individuelle Zielvorgabe verbleibt, da sich der

Term  $(1 + NPI) * (1 - X_{gen})$  in Verbindung mit der allgemeinen Regulierungsformel wegekürzt. Für Altanlagen wird somit weder ein Netzbetreiberpreisindex noch ein genereller Produktivitätsfortschritt angewandt. Neuanlagen ab 2006 unterliegen in dieser Spezifikation keinerlei Abschlägen.

Die drei erwähnten Elemente (Mark-up, Totband und Grenze der Alt- und Neuanlagen) erfahren im Rahmen der dritten Regulierungsperiode eine Neuspezifikation, auf welche in der Folge im Detail eingegangen wird.

### ***Wegfall des Mark-up für Neuanlagen***

In der zweiten Regulierungsperiode wurde als zusätzlicher Anreiz für die Durchführung von Investitionen ein Zuschlag (Mark-up) zum WACC auf die Buchwertzugänge ab 2009 in Höhe von 1,05 Prozent gewährt, um auch künftig Innovationen im Netz zu fördern.

Hierzu ist festzuhalten, dass auf Basis des § 60 Abs. 1 ElWOG 2010 eine gesetzliche Regelung geschaffen wurde, wonach der Finanzierungskostensatz die angemessenen Kosten des Fremd- und Eigenkapitals zu umfassen hat. Dieser „angemessene“ Finanzierungskostensatz stellt generell ausreichende Anreize zur Investitionstätigkeit sicher (vgl. Kapitel 0). Nach dieser Logik wären durch einen Zusatzanreiz in Form eines Mark-up entweder der Finanzierungskostensatz selbst oder aber der Mark-up unangemessen. Zuschläge auf den WACC, auch für andere Zielsetzungen (vgl. Kapitel „Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges“), wären daher nicht mit den Anforderungen des § 60 ElWOG 2010 in Einklang zu bringen.

Auf Basis dieser Überlegungen entfällt für den Investitionsfaktor der dritten Regulierungsperiode der Mark-up in der Höhe von 1,05 Prozent auf Buchwertzugänge gänzlich.

### ***Änderung der Höhe des Totbandes***

Um ausschließlich notwendige Investitionen zu fördern und entsprechende Anreize für die Durchführung von Investitionen zu gewährleisten, konnte der Investitionsfaktor in der zweiten Regulierungsperiode auch einen negativen Wert annehmen. Dieser wurde jedoch durch die Einführung eines entsprechenden Totbandes in Höhe des  $X_{gen}$  abgefedert.

Ein negativer Investitionsfaktor (vor Berücksichtigung des Mark-Ups) kam nur dann zur Anwendung, falls dieser einen höheren Wert als 1,95 Prozent der regulatorisch berücksichtigten CAPEX aufwies. Der die Toleranzgrenze übersteigende negative Investitionsfaktor wurde um den positiven Mark-Up auf Investitionszugänge korrigiert. Im Rahmen der Vorbereitung auf die zweite Regulierungsperiode haben die Stromverteilernetzbetreiber umfassend ausgeführt, dass in Zukunft erhöhte Investitionen getätigt werden müssen und dies gutachterlich belegt, weshalb von einem negativen Investitionsfaktor nicht auszugehen war. Im Rahmen der Gespräche zur Ausgestaltung der dritten Regulierungsperiode wurde von Seiten der Netzbetreiber wiederholt darauf hingewiesen, dass insbesondere vor dem Hintergrund zunehmender dezentraler Einspeisung, dem Umbau des Netzsystems in Richtung Smart-Grid und der Umsetzung der

Smart-Meter Vorgaben erneut mit keinem signifikant eingeschränkten Investitionsverhalten zu rechnen ist. Wenngleich sich die vorgebrachten Argumente zu Beginn der zweiten Regulierungsperiode im Branchendurchschnitt betrachtet durchaus bewahrheitet haben, kam es jedoch in Einzelfällen sehr wohl zu negativen Investitionsfaktoren. Auf Basis dieser Erfahrungen erscheint es zwar nach wie vor sachgerecht, ein Totband für negative Entwicklungen der Kapitalkosten vorzusehen, jedoch ist aus Sicht der Behörde eine Reduktion des Totbandes im Interesse der Netzkunden geboten. Das Toleranzband wird, wie schon bisher, in Höhe des – allerdings nunmehr neu spezifizierten – Xgen (vgl. Kapitel 5) angesetzt.

Durch die Toleranzgrenze wird einerseits vermieden, dass nicht erforderliche Investitionen (zur Vermeidung eines negativen Investitionsfaktors) vorgenommen werden, und andererseits sichergestellt, dass ein signifikant eingeschränktes Investitionsverhalten nicht begünstigt wird. Der Investitionsfaktor stellt somit einen Anreiz für die Durchführung von Investitionen dar, wodurch die notwendigen finanziellen Mittel zur Substanzerhaltung der österreichischen Verteilernetze generiert werden.

### ***Berücksichtigung der CAPEX-Entwicklung ausgelöst durch den Smart Meter Roll-out***

Grundsätzlich werden im Investitionsfaktor auch Messgeräte berücksichtigt. Da jedoch Smart-Meter Kosten generell im Rahmen eines gesonderten Systems behandelt werden, dürfen die Buchwerte und Abschreibungen der intelligenten Zähler nicht in die Ermittlung des Investitionsfaktors mit einbezogen werden – dies betrifft insbesondere Smart Meter Kosten die bereits vor dem Geschäftsjahr 2011 entstanden sind bzw. generell die CAPEX für konventionelle Zähler. Es würde sonst eine doppelte Abgeltung erfolgen. Dieser Grundsatz trifft natürlich auch auf weitere mit der Behandlung von mit der Smart Meter Einführung verbundenen Investitionen zu.

### ***Verschiebung der Grenze zwischen Alt- und Neuanlagen***

Die Grenze zwischen Alt- und Neuanlagen determiniert, bis zu welchem Zeitpunkt individuelle Effizienzvorgaben im Rahmen der Kapitalkosten berücksichtigt werden. In den Erläuterungen zur SNT-VO 2010 findet sich der Hinweis, dass die eingeführte Grenze zwischen Alt- und Neuanlagen (2005 und 2006) auf die Annahme zurückzuführen ist, dass seit der Einführung der Anreizregulierung zum 1. Jänner 2006 von einem generell effizienten Investitionsverhalten aller Stromverteilernetzbetreiber während der zweiten Regulierungsperiode auszugehen ist. Diese Hypothese ist aus Sicht der Behörde für nachfolgende Regulierungsperioden aus folgenden Gründen nicht anwendbar:

- o Die 2006 eingeführte Anreizregulierung umfasste nur einen geringen Teil der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber. Auf die Erweiterung des Teilnehmerkreises wurde in Kapitel 3 eingegangen (50 GWh Unternehmen).
- o Im Rahmen des Effizienzvergleichs werden „relative“ Effizienzen ermittelt. Dies bedeutet, dass die Effizienzwerte von den in der Analyse betrachteten Unternehmen



abhängen und sich durch eine geänderte Stichprobe entsprechende Änderungen ergeben können.

- o Ein tatsächlich effizientes Investitionsverhalten würde sich auch in den Benchmarkingresultaten der jeweiligen Stromverteilternetzbetreiber widerspiegeln. Unternehmen die effizient investiert haben (relativ zu den anderen betrachteten Unternehmen) haben im Rahmen einer sachgerecht spezifizierten Benchmarkinganalyse keine nachteiligen Effekte zu befürchten.
- o Das Beibehalten der Grenze zwischen Alt- und Neuanlagen würde dazu führen, dass das Risiko von nicht-effizienten Investitionen gänzlich bei den Netzkunden verbleibt. Eine dermaßen asymmetrische Ausgestaltung lediglich auf Basis einer Hypothese fortzuführen, erscheint der Behörde als nicht sachgerecht. Eine ex-post Überprüfung der während einer Regulierungsperiode durchgeführten Investitionen hinsichtlich ihrer Effizienz ist daher jedenfalls geboten, um ein effizientes Investitionsgebaren sicherzustellen.
- o Weiters würde die Beibehaltung dieser Grenze langfristig dazu führen, dass Kapitalkosten spätestens in 50 Jahren (abhängig von der Nutzungsdauer) keinerlei Effizienzvorgaben mehr unterliegen und die zwischenzeitlich hinzugekommenen Kapitalkosten – effizient oder nicht – ohne Abschlüge anzuerkennen wären.
- o Auch eine Bezugnahme zur Abgeltung des im Unternehmen gebundenen Kapitals ist erforderlich. Im WACC für die dritte Regulierungsperiode wird ein Eigenkapitalzins iHv 6,72 Prozent nach Steuer abgegolten und bildet entsprechende Risiken des Eigenkapitalgebers ab. Gemäß § 60 EIWOG 2010 haben Stromverteilternetzbetreiber einen rechtlichen Anspruch auf eine Abgeltung von angemessenen Finanzierungskosten. Würde nun aber die von Branchenseite geforderte Beibehaltung der Effizienzgrenze umgesetzt, so würde wie zuvor ausgeführt eine langfristige Streichung sämtlicher Effizienzvorgaben im CAPEX-Bereich eine überschießende und somit den Vorgaben des § 60 EIWOG 2010 entgegenstehende (vgl. § 60 Abs. 3 EIWOG: „marktgerechte Risikoprämie“) Abgeltung der Ansprüche der Eigenkapitalgeber entstehen. In der Folge wären somit langfristig nur mehr ein risikoloser Zins, ein geringer Aufschlag für die Fremdkapitalfinanzierung und das Kostenanerkennungsrisiko im OPEX-Bereich abzugelten. Eine Befreiung von Risiken im CAPEX-Bereich kann aus Sicht der Behörde nicht mit einer gleichzeitigen Abgeltung eines risikogewichteten Eigenkapitalzinses einhergehen, da dies den Vorgaben gem. § 59 Abs. 1 iVm § 60 EIWOG 2010 („... Dem Grunde und der Höhe nach angemessene Kosten sind zu berücksichtigen.“) widersprechen würde.

Aus den genannten Gründen ist die Grenze zwischen Alt- und Neuanlagen im Rahmen des Investitionsfaktors entsprechend dem Kostenprüfungsjahr 2011 zu verschieben.

Der Investitionsfaktor für die dritte Regulierungsperiode lässt sich daher formal wie folgt darstellen:<sup>51</sup>

---

<sup>51</sup> Es wird darauf hingewiesen, dass hier ebenso Anpassungen bei abweichenden Wirtschaftsjahren notwendig sind (siehe Kapitel 17).

$$\begin{aligned}
\text{Inv.}F_t = & \\
& + \text{CAPEX}_{t-2} (= AfA_{t-2} + BW_{\text{Vermögen}_{t-2}} \times (\text{WACC})) \quad 52 \\
& - \text{CAPEX}_{2011\_Vermögen\_bis\_2011} * \prod_{i=2012}^t (1 + \Delta NPI_i) \times (1 - X_{\text{gen}})^{t-2011}
\end{aligned}$$

Diese Spezifikation des Investitionsfaktors stellt sicher, dass die CAPEX-Entwicklung sachgerecht abgebildet wird, angemessene Anreize zur Investitionstätigkeit gewährt werden und individuelle Effizienzabschläge auf Altanlagen nur bis 2011 wirken (vgl hierzu auch die Ausführungen im Anhang). Die Kapitalkosten des Geschäftsjahres 2011 sind auch Bestandteil des TOTEX-Benchmarkings und die daraus abgeleiteten Effizienzwerte wirken auch nur auf den entsprechenden Anlagenbestand des Geschäftsjahres 2011. Im Rahmen der Erweiterungsfaktoren (im Speziellen hier der Investitionsfaktor) – die eine Veränderung der Versorgungsaufgabe während einer Regulierungsperiode abbilden – werden keine Zielvorgaben für Investitionen, die während einer Regulierungsperiode getätigt werden, zur Anwendung gebracht. Diese werden somit bis zur Durchführung eines neuerlichen Benchmarkings und der damit einhergehenden Verschiebung der Grenze zwischen Alt- und Neuanlagen als vorübergehend effizient betrachtet.<sup>53</sup> Die folgende Darstellung zeigt den formalen Zusammenhang zwischen Investitionsfaktor und allgemeiner Regulierungsformel.

$ \begin{aligned} K_{2013} = & \text{OPEX}_{2011} * (1 + NPI_{2012}) * (1 + NPI_{2013}) * (1 - X_{\text{GEN}})^2 \\ & + \text{CAPEX}_{2011} * (1 + NPI_{2012}) * (1 + NPI_{2013}) * (1 - X_{\text{GEN}})^2 \end{aligned} $	Hochrechnung auf 2013
$ \begin{aligned} K_{2014} = & \text{OPEX}_{2013} * (1 + NPI_{2014}) * (1 - X_{\text{GEN}}) * (1 - X_{\text{IND}}) \\ & + \text{CAPEX}_{2013} * (1 + NPI_{2014}) * (1 - X_{\text{GEN}}) * (1 - X_{\text{IND}}) \\ & + \text{Investfaktor}_{2014} + \text{Betriebskostenfaktor}_{2014} \\ & + \text{VNK}_{2014} + \text{NV}_{2014} + \text{MK}_{2014} \\ & + \text{Q}_{2014} + \text{Regulierungskonto}_{2014} \end{aligned} $	1. Überleitung auf 2014
$ \begin{aligned} \text{Investfaktor}_{2014} = & \text{CAPEX}_{2012} \\ & - \text{CAPEX}_{2011\text{ bis Ende 3.Periode}} * (1 + NPI_{2012}) * (1 + NPI_{2013}) * (1 + NPI_{2014}) * (1 - X_{\text{GEN}})^3 \end{aligned} $	
Individuelle Effizienzabschläge verbleiben auf zuletzt gebenchmarkten TOTEX (2011)	

**Abbildung 17: Zusammenhang zwischen Investitionsfaktor und Regulierungsformel**

Während der dritten Regulierungsperiode wird laufend untersucht, ob eine Veränderung der bisherigen Bilanzierungspraxis erfolgt und somit ein Umschichten von bisherigen Instandhaltungsmaßnahmen und anderen operativen Kosten zu den Kapitalkosten erfolgt. Sollten derartige Maßnahmen durchgeführt werden, wären möglicherweise entsprechende

<sup>52</sup> CAPEX verstehen sich ohne CAPEX, die auf den Smart Meter Roll-Out zurückzuführen sind.

<sup>53</sup> Eine laufende Effizienzüberprüfung von Neuinvestitionen während der Regulierungsperiode würde dem Grundgedanken der Anreizregulierung (Entkoppelung der Entgelte von den tatsächlichen Kosten) und deren langfristigen Charakter zuwiderlaufen. Eine wesentliche Ausnahme stellt die Behandlung der Smart Meter Einführung dar (vgl. Kapitel 12).

Korrekturen auch im Bereich der operativen Kosten erforderlich. Für mögliche Anpassungen sind jedenfalls auch die ordnungsgemäß von unabhängigen Prüfern bestätigten Jahresabschlusswerte (Wirtschaftsprüfungsbericht) heranzuziehen. Dies ist vor dem Hintergrund des grundsätzlichen für die Anreizregulierung gewählten Systems des Gesamtkostenbenchmarks erforderlich.

Der für die dritte Regulierungsperiode neu spezifizierte Investitionsfaktor kommt erstmals im Rahmen der Entgeltermittlung für das Jahr 2014 (Kostenermittlungsverfahren 2013) zur Anwendung und bildet die Veränderung der Versorgungsaufgabe – im Bereich der Kapitalkosten – des Jahres 2012 im Vergleich zu 2011 ab.

OE spricht sich in der Stellungnahme zum ersten Konsultationspapier dafür aus, dass die Verschiebung der Effizienzgrenze im Investitionsfaktor bereits getätigte Smart Meter Investitionen nicht umfassen dürfe. Aus Sicht der Branchenvertretung sollten Smart Meter Investitionen generell – auch nach Durchführung eines neuerlichen Benchmarks – nicht beabsichtigt werden. Aus Sicht der Behörde ist diese Forderung der Branche grundsätzlich abzulehnen. Obwohl gesetzliche Vorgaben für den Roll-Out von intelligenten Zählern existieren, soll die Umsetzung in effizienter Art und Weise erfolgen (vgl. die Würdigung der Stellungnahmen unter Punkt 4.2). Dieser Grundsatz wird durch eine separate Behandlung von Smart Meter Investitionen im Rahmen eines Kosten-Plus Systems umgesetzt (vgl. Kapitel 12). Die Effizienzüberprüfung der Smart Meter Einführung erfolgt im Rahmen eines ex-post Benchmarks. Dabei ist jedenfalls sicherzustellen, dass es zu keinen nachteiligen Effekten im Effizienzvergleich hinsichtlich eines signifikant unterschiedlichen Einführungsgrades bei verschiedenen Stromverteilernetzbetreibern kommt. Sobald eine weitgehende Vergleichbarkeit bezüglich des Einführungsgrades besteht, gibt es keinen Grund, diese Investitionen nicht zu bewerten. Dies entspricht auch der Vorgabe des Gesetzgebers in § 59 EIWOG 2010, wonach die effiziente Implementierung des Smart-Meter Roll-Outs sicherzustellen ist. Bis zur Durchführung eines aussagekräftigen Effizienzvergleichs wird von einer Beabsichtigung der durch den Smart Meter Rollout ausgelösten Kosten (sowohl CAPEX als auch OPEX) abgesehen und lediglich die Höhe sowie Angemessenheit im Rahmen regelmäßiger Kostenprüfungen geprüft

Da alle Stromverteilernetzbetreiber in gleichem Umfang von dem gesetzlichen Auftrag umfasst sind, werden ihnen auf Basis einer effizienten Umsetzung keine nachteiligen Effekte aus einem relativen Effizienzvergleich erwachsen. Die Behörde sieht daher keine Veranlassung, von der oben dargestellten Vorgangsweise abzuweichen.

Die WK Steiermark sieht durch die Anerkennung sämtlicher geltend gemachter Kapitalkosten im Rahmen des Investitionsfaktors Kundeninteressen gefährdet und spricht sich dafür aus, dass Investitionen nicht nur hinsichtlich ihrer Effizienz, sondern überhaupt dem Grunde und der Höhe nach geprüft werden und, wenn diese als gerechtfertigt angesehen werden, dann auch der Effizienz nach zu prüfen wären. Des Weiteren wird auf die gravierende Steigerung der Investitionsfaktoren zwischen 2011 und 2012 hingewiesen.

Die Behörde stellt dazu klar, dass die Steigerung der Investitionsfaktoren zwischen 2011 und 2012 auf die geänderte Berechnungsmodalität des Investitionsfaktors im Rahmen der Kostenüberleitung bei den „neu hinzugekommenen“ Unternehmen zurückzuführen ist. Auf Basis der Entscheidungen der Regulierungskommission über Beschwerden gegen

Kostenbescheide des Jahres 2011, bei denen der Xgen mit 3,5 Prozent p.a. und den Xind mit 0 angesetzt wurde, wurden auch in der Folge Anpassungen beim Investitionsfaktor nötig, wodurch teilweise höhere Investitionsfaktoren berechnet wurden.<sup>54</sup> Diese Entwicklung hätte daher keinesfalls durch eine genaue Prüfung der getätigten Investitionen beseitigt werden können. Weiters weist die Behörde darauf hin, dass die Wahrung der Kundeninteressen einen zentralen Fokus der Regulierungsbehörde darstellt und bei der Spezifikation des Investitionsfaktors für die dritte Regulierungsperiode entsprechend berücksichtigt wurde. Das System der Anreizregulierung stellt generell darauf ab, dass tiefgehende Kostenprüfungen während der Regulierungsperiode unterbleiben und ein wenig intrusiver Charakter gewahrt bleibt. Die Forderung der WK Steiermark würde diesem Grundsatz widersprechen. Darüber hinaus würde eine eingehende Prüfung aller von einem Unternehmen getätigten Investitionen zu einem erheblichen administrativen Aufwand sowohl auf Seiten der Behörde als auch bei den Unternehmen führen.<sup>55</sup>

---

<sup>54</sup> Siehe <http://www.e-control.at/de/recht/entscheidungen/entscheidungen-regulierungskommission#2463>

<sup>55</sup> Da die Einführung von Smart Metern im Rahmen eines gesonderten Kosten-Plus Systems berücksichtigt wird, stellt dieser Themenkomplex eine Ausnahme dar.

### **11.3. Zielvorgaben für Kostenerhöhungen durch Erweiterungen**

Kostenerhöhungen (Kapital- als auch Betriebskostenerhöhungen) aufgrund von Investitionstätigkeit werden während der dritten Regulierungsperiode durch die additive Berücksichtigung des Investitions- und Betriebskostenfaktors in der Tarifiermittlung ohne die Anwendung von Effizienzvorgaben und der netzspezifischen Teuerungsrate abgegolten.<sup>56</sup> Die additive Berücksichtigung des Investitions- und des Betriebskostenfaktors stellt sicher, dass Kostenänderungen aufgrund von Investitionstätigkeit während der dritten Regulierungsperiode als vorübergehend effizient betrachtet werden und bis zur Durchführung eines neuerlichen Benchmarkings (vor Beginn der vierten Regulierungsperiode) keinen Abschlägen unterliegen. Es wird darauf hingewiesen, dass (Neu-)Investitionen sehr wohl im Rahmen von zukünftigen Effizienzanalysen berücksichtigt und in Hinkunft einer entsprechenden Beabschlagung unterworfen werden. Dies bedeutet, dass es bei einer neuerlichen Durchführung eines Benchmarkings zu einer entsprechenden Verschiebung der Grenze zwischen „Alt- und Neuanlagen“ kommt und damit relative Kostenänderungen (OPEX und CAPEX) das Effizienzergebnis beeinflussen. Diese Vorgangsweise stellt sicher, dass entsprechende Anreize zur Durchführung von effizienten Investitionen gesetzt werden.

### **11.4. Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges**

Der Grundsatz des Abstellens auf letztverfügbare Werte (bilanzielle sowie pagatorische als auch technische Werte) führt generell zu Abweichungen, wenn die tatsächlichen Werte im Jahr der Entgeltwirksamkeit von den „regulatorischen Ansätzen“ (letztverfügbare Werte) des entsprechenden Jahres abweichen (t-2 Verzug). So werden beispielsweise der Betriebskosten- und der Investitionsfaktor des Jahres 2013 mit historischen Werten des Geschäftsjahres 2011 berechnet, und es ist davon auszugehen, dass die tatsächlichen Werte 2013 von den zugrunde gelegten (2011) abweichen. Neben den beiden Erweiterungsfaktoren, welche Kostensteigerungen im Bereich der Kapital- und Betriebskosten während der Regulierungsperiode abbilden (diese werden als vorübergehend effizient betrachtet), sind hiervon auch die in § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 genannten nicht-beeinflussbaren Kosten (vorgelagerte Netzkosten und Gebrauchsabgabe als auch die Preiskomponente der Netzverlustkosten) sowie durch die Einführung von Smart Metern entstehenden Kosten, betroffen. Es sei explizit darauf hingewiesen, dass im Regulierungspfad abgebildete und somit während der Regulierungsperiode beeinflussbare Kosten nicht umfasst sind. Generell kann der systemimmanente Zeitverzug aus Unternehmenssicht ein gewisses Investitionshemmnis darstellen, da Kostensteigerungen erst zeitversetzt (mit einem Verzug von 2 Jahren) im Rahmen der Erweiterungsfaktoren und damit der Entgelte abgedeckt werden. Dies führt dazu, dass Unternehmen eine Art Vorfinanzierung leisten und damit nicht nur einem gewissen Zins – sondern auch

---

<sup>56</sup> Unter Zielvorgaben sind gemäß § 59 Abs. 2 EIWOG 2010 der generelle Produktivitätsfaktor sowie individuelle Effizienzvorgaben zu verstehen.

Liquiditätsrisiko ausgesetzt sind. Umgekehrt führen nicht (sofort) durchgereichte Kosteneinsparungen aus Kundensicht – zumindest vorübergehend – zu erhöhten Entgelten.

Um eine systematische Unterdeckung im Falle kontinuierlicher Erweiterungsinvestitionen den Unternehmen bzw. eine systematische Überdeckung im Falle eines kontinuierlichen Rückbaus den Netzkunden in den Folgeperioden gutzuschreiben, sind aus Sicht der Behörde die angesetzten regulatorischen Werte mit den tatsächlichen Istwerten abzugleichen (siehe folgende Ausführungen). Die beschriebene Problematik soll anhand des bisherigen Betriebskostenfaktors der Niederspannungsebene illustriert werden:

Der bisherige Betriebskostenfaktor der Niederspannungsebene (zweite Regulierungsperiode) bezieht die Zählpunktentwicklung (50 Euro pro zusätzlichen Zählpunkt) und die Veränderung der Systemlänge der Niederspannung (1.900 Euro pro Kilometer) im Vergleich zum Basisjahr 2008 in seine Berechnung mit ein.

Der Betriebskostenfaktor der Überleitung der Entgelte für 2012 errechnet sich somit aus der Veränderung an Zählpunkten und Systemlänge des Jahres 2010 gegenüber dem Basisjahr 2008. In der Regel werden die tatsächlich hinzugekommenen bzw. verminderten Zählpunkte und Leitungskilometer im Jahr 2012 von den historischen Werten abweichen.

jährliches Wachstum f. Zählpunkte und Systemlänge	2%	} Werte f. Beispiel aus 2ter Regulierungsperiode
Zählpunkte im Basisjahr 2008	10.000	
Systemlänge NS im Basisjahr 2008	2.500	
Preisansatz pro Zählpunkt	50	
Preisansatz pro km Systemlänge NS	1.900	

Jahr	Systemlänge NS	Zählpunkte	BK-Faktor in TEUR [a]	Ist* in TEUR (zusätzl. OPEX) [b]	Abweichung in TEUR [z]=[a]-[b]
2008	2.500,00	10.000,00		-	0,00
2009	2.550,00	10.200,00		105,00	-105,00
2010	2.601,00	10.404,00		212,10	-212,10
<b>2011</b>	2.653,02	10.612,08	105,00	321,34	-216,34
2012	2.706,08	10.824,32	212,10	432,77	-220,67
2013	2.760,20	11.040,81	321,34	546,42	-225,08
2014	2.815,41	11.261,62	432,77	662,35	-229,58
2015	2.871,71	11.486,86	546,42	780,60	-234,18

**Anmerkungen** \* kennzeichnet geschätzte Werte. Naturgemäß kann die tatsächliche Kostenveränderung beim jeweiligen Unternehmen von den pauschalen Durchschnittswerten des BK-Faktors abweichen die blau-schraffierte Fläche stellt die regulatorische Nebenrechnung dar. Für Aufrollungen ab 2016 wird die Abweichung auf Basis der neu spezifizierten Faktoren ermittelt.

**Abbildung 18: Darstellung des systemimmanenten Zeitverzugs**

Zur Minderung dieses systemimmanenten Zeitverzuges, der nicht nur die Betriebskosten und Kapitalkosten, sondern auch die in § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 genannten unbeeinflussbaren Kosten betrifft, stehen prinzipiell drei Lösungsmöglichkeiten zur Verfügung:

- Zugrundelegung von Planwerten oder Investitionsbudgets (liquiditätsbezogener Ansatz),
- Ausgleich des Nettobarwertverlusts (auf Basis des t-2 Verzugs) über eine höhere Verzinsung (renditebezogener Ansatz),
- Abgleich der regulatorisch angesetzten Werte mit tatsächlich realisierten Werten (Unter- oder Überdeckung) und entsprechende Aufrollung im Folgeverfahren.

Eine gleichzeitige Anwendung der genannten Ansätze ist auszuschließen, da jeweils das gleiche Ziel verfolgt wird. Die genannten Möglichkeiten sollen in Folge kurz diskutiert werden.

Der liquiditätsbezogene Ansatz ist dann sinnvoll, wenn Investitionen einen „Liquiditätsengpass“ bei den Unternehmen hervorrufen, welcher nicht über den Free-Cash Flow finanzierbar ist. Generell kann davon ausgegangen werden, dass es im Bereich der österreichischen Stromverteilernetze zu keinerlei Liquiditätsproblem kommen wird. Die Anwendung dieses Ansatzes ist naturgemäß eher in Verbindung mit „Großinvestitionen“ zielführend, für welche eine Vorfinanzierung (in diesem Fall für 2 Jahre) notwendig ist. Dies könnte durch die Genehmigung von Investitionsbudgets bzw. durch den Ansatz von Planwerten umgesetzt werden. Allerdings würde durch diese Vorgangsweise die Vorfinanzierung durch das Unternehmen durch eine kundenseitige Vorfinanzierung ersetzt und somit die Richtung des t-2 Verzuges lediglich umgekehrt. Weiters haben Unternehmen den Anreiz, überhöhte Planwerte anzugeben um kurzfristig das Unternehmensergebnis zu verbessern. Um sicherzustellen, dass Unternehmen keine überhöhten Planwerte angeben, müssten daher jedenfalls entsprechende Anreizmechanismen eingeführt und eventuell durch eine ex-ante Überprüfung ihrer Effizienz (z.B. mittels Standardkosten) ergänzt werden. Zudem wurde im Rahmen dieses Dokuments bereits darauf hingewiesen, dass die österreichische Regulierungssystematik grundsätzlich auf einem pagatorischen Prinzip fußt und als Ausgangspunkt der Kostenermittlung geprüfte Jahresabschlüsse heranzuziehen sind (siehe die Erläuterungen zu § 59 Abs. 1 und 4 EIWOG 2010). Ein Abstellen auf Planwerte ist daher aus Sicht der Behörde für Stromverteilernetzbetreiber nicht möglich.<sup>57</sup>

Im Rahmen eines renditebezogenen Ansatzes sollten Investitionen grundsätzlich über den Free-Cash Flow finanziert werden können (vgl. liquiditätsbezogener Ansatz), was generell für die österreichischen Stromverteilernetze zutreffen sollte. Den Unternehmen und in weiterer Folge den Kapitalgebern, wird der Nettobarwertverlust des t-2 Verzuges über eine höhere Verzinsung abgegolten. Dies wäre durch einen Zuschlag auf den WACC, der entweder einmalig oder aber mehrjährig in entsprechender Höhe angesetzt wird, möglich. Ein Mark-Up auf den WACC für Neuinvestitionen ab dem Jahr 2009 wurde im Rahmen des

---

<sup>57</sup> Anderes gilt aufgrund der expliziten Regelung des § 38 Abs. 4 EIWOG 2010 für Maßnahmen, die im Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber vorgesehen sind: Dabei sind angemessene Kosten inklusive Vorfinanzierungskosten bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte anzuerkennen.

Investitionsfaktors bereits in der zweiten Regulierungsperiode zur Anwendung gebracht. Die wesentliche Herausforderung bei diesem Ansatz besteht in der Bestimmung einer sachgerechten Höhe des Mark-Ups, da der Nettobarwertverlust je nach Nutzungsdauer der jeweiligen Anlagegüter variiert. Da der WACC bereits eine angemessene Verzinsung für das eingesetzte Kapital impliziert, sind Zuschläge (auch für bestimmte Zwecke) generell kritisch zu sehen.

Die dritte Möglichkeit in Hinblick auf die Minderung des Zeitverzugs stellt der Abgleich zwischen den regulatorisch anerkannten und den tatsächlichen Istkosten der Unternehmen dar. Obwohl im Rahmen der Anreizregulierung generell eine Entkoppelung der regulierten Kostenbasis von den tatsächlichen Kosten des Unternehmens erfolgt, erscheint diese Möglichkeit insbesondere dann praktikabel, wenn die grundsätzliche Systematik bereits an einer anderen Stelle durchbrochen wird. Mit den unbeeinflussbaren Kosten nach § 59 Abs. 6 ElWOG 2010 und den Kosten aus den Erweiterungsfaktoren bestehen gewisse Kostenarten, die keinem Kostenpfad unterliegen, sondern mit einem t-2 Verzug zumindest bis zum Ende einer Regulierungsperiode „durchgereicht“ werden (pass-through). Wie bereits an anderer Stelle ausgeführt, erfolgt im Rahmen des Regulierungskontos ein Abgleich zwischen den den Unternehmen zugestandenen und den tatsächlich eingenommenen Erlösen auf Basis eines Mengenabgleichs. Es erscheint daher durchaus sinnvoll, die gleiche Herangehensweise bei jenen Kostenkomponenten zu verwenden, welche keinem regulatorischen Kostenpfad folgen. Eine Anwendung auf die „beeinflussbaren Kosten“, welche dem der Anreizregulierung immanenten Kostenpfad (Mechanismus mit dem Ziel der Förderung der produktiven Effizienz durch das Setzen gewisser Anreize, vgl. § 59 Abs. 2 und 3 ElWOG 2010) unterliegen, ist jedenfalls auszuschließen, da durch eine generelle Kostenaufrollung die Ziele einer Anreizregulierung konterkariert würden. Zudem sei explizit darauf hingewiesen, dass es hier rein um die Wahl der Methodik geht, da grundsätzlich keine Analogie zwischen Regulierungskonto und dem Umgang mit dem systemimmanenten Zeitverzug besteht. Während die Mengenaufrollung gemäß § 50 Abs. 1 ElWOG 2010 gesetzlich geboten ist, stellt die Aufrollung im Kostenbereich lediglich eine Korrektur hinsichtlich der Abgeltung im Rahmen der Erweiterungsfaktoren und der nicht beeinflussbaren Kosten dar, um bei den Unternehmen keine Nachteile durch die verzögerte Abgeltung von Kosten, die sie nicht beeinflussen (nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 59 Abs. 6 ElWOG 2010) bzw. vorübergehend nicht beeinflussen (Erweiterungsfaktoren)<sup>58</sup> können, zu generieren. Eine entsprechende Aufrollung der genannten Kostenpositionen erfolgt zeitgleich mit der Einführung des Regulierungskontos (siehe Kapitel 13) im Rahmen der Kostenüberleitung für 2014 (Entgelte 2014). Die ermittelten Abweichungen werden zudem unverzinst berücksichtigt; denn dies entspricht auch der Methodik beim Regulierungskonto. Eine asymmetrische Ausgestaltung würde zu einer ungleichen Behandlung der kosten- und erlösseitigen Abweichungen führen. Überdies würde die Einführung einer zusätzlichen Zinskomponente die Komplexität (Bestimmung eines oder unterschiedlicher Zinssätze je nach Art der Abweichung) und damit den administrativen Aufwand erhöhen, ohne einen

---

<sup>58</sup> Wenngleich die zusätzlichen Betriebs- und Kapitalkosten aus den beiden Erweiterungsfaktoren während einer Regulierungsperiode – mangels Effizienzvergleich – keinen Zielvorgaben unterliegen und dementsprechend auch als vorübergehend nicht beeinflussbar bzw. vorübergehend effizient bezeichnet werden können, sind diese jedoch ab dem Zeitpunkt kommender Effizienzvergleiche als beeinflussbar zu titulieren und auch entsprechend zu behandeln.



weiteren Nutzen zu generieren; dies gilt jedenfalls dann, wenn sich die kosten- und erlösseitigen Salden im Mittel ausgleichen.

Im genannten Beispiel zum *Betriebskostenfaktor* wird zusätzlich zum Betriebskostenfaktor des jeweiligen Jahres auch noch die Unter- bzw. Überdeckung aus der Tarifierung 2012 im Vergleich zur Tarifierung 2014 herangezogen. Anhand des bereits dargestellten Beispiels sieht die Korrektur wie folgt aus:

Jahr	Systemlänge NS	Zählpunkte	BK-Faktor in TEUR [a]	Ist* in TEUR (zusätzl. OPEX) [b]	Aufrollung in TEUR [c]=[a(t)]-[a(t-2)]	Abweichung nach Aufrollung in TEUR [z]=[a]-[b]+[c]
2008	2.500,00	10.000,00		-		
2009	2.550,00	10.200,00		105,00		
2010	2.601,00	10.404,00		212,10		
2011	2.653,02	10.612,08	105,00	321,34		
2012	2.706,08	10.824,32	212,10	432,77		
2013	2.760,20	11.040,81	321,34	546,42		
2014	2.815,41	11.261,62	432,77	662,35	220,67	-8,92
2015	2.871,71	11.486,86	546,42	780,60	225,08	-9,09

Anmerkungen \* kennzeichnet geschätzte Werte. Naturgemäß kann die tatsächliche Kostenveränderung beim jeweiligen Unternehmen von den pauschalen Durchschnittswerten des BK-Faktors abweichen  
die blau-schraffierte Fläche stellt die regulatorische Nebenrechnung dar. Für Aufrollungen ab 2016 wird die Abweichung auf Basis der neu spezifizierten Faktoren ermittelt.

**Abbildung 19: Korrektur aus dem systemimmanenten Zeitverzug am Beispiel des BK-Faktors**

Der Betriebskostenfaktor für die Tarifierung 2012 basiert auf Daten des Geschäftsjahres 2010 (Veränderung an Zählpunkten und Systemlängen im Vergleich zum Basisjahr 2008). Im Geschäftsjahr 2012 könnte die Veränderung jedoch stärker oder schwächer ausgefallen sein, als auf Basis der historischen Werte (t-2 Prinzip) angenommen wird. Der tatsächliche Zuwachs des Geschäftsjahres 2012 ist im Kostenermittlungsverfahren 2013 bekannt und wird für die Entgeltermittlung 2014 herangezogen. Bei kontinuierlichem Ausbau bzw. Rückbau würden die Stromverteilernetzbetreiber aber auch gegebenenfalls die Netzkunden einen fortwährenden monetären Nachteil verzeichnen. Die Aufrollung erfolgt nun dahingehend, dass die Differenz zwischen dem regulatorischen Ansatz für die Entgelte 2012 (auf Basis der Daten des Jahres 2010 gemäß dem t-2 Prinzip) und dem tatsächlichen Zuwachs bzw. Rückgang des Jahres 2012 im Rahmen der Entgeltermittlung 2014 berücksichtigt wird.

Nach dieser Korrekturrechnung ist die Abweichung zwischen den Ist-Kosten und der Summe des „aktuellen“ BK-Faktors sowie der Aufrollung des „alten BK-Faktors weitgehend eliminiert - allfällige Unter- bzw. Überdeckungen in Zusammenhang mit dem t-2-Verzug werden damit kompensiert.

Die in beiden Grafiken (Abbildung 18 und Abbildung 19) eingezeichnete Linie stellt die Systemänderung zwischen der zweiten und dritten Regulierungsperiode dar. Wie im Kapitel zu den Erweiterungsfaktoren diskutiert wird, kommen aktualisierte Preisansätze auf aktualisierte Parameter zur Abbildung einer geänderten Versorgungsaufgabe beim Betriebskostenfaktor sowie ein geänderter Investitionsfaktor während der dritten Regulierungsperiode zur Anwendung. Um eine durchgängige Aufrollung des t-2 Verzuges bei beiden Faktoren zu gewährleisten, ist es zur Determinierung der Abweichungen notwendig, die bisherige Spezifikation für die Jahre 2014 und 2015 als regulatorische Nebenrechnung

fortzuführen. Für die entsprechenden Aufrollungen ab dem Jahr 2016 sind diese Nebenrechnungen nicht mehr notwendig, da hierbei gänzlich auf die Erweiterungsfaktoren gemäß neuer Spezifikation abgestellt wird.

Die Kompensation für den Zeitverzug beim *Investitionsfaktor* (Aufrollung) erfolgt nach dem gleichen Grundgedanken analog zur Aufrollung des Betriebskostenfaktors: Hierbei sind die Differenzen zwischen dem für die Entgelte 2012 zur Anwendung gebrachten Investitionsfaktor (Basis CAPEX 2010) mit einem aktualisierten hypothetischen Investitionsfaktor für die Entgelte 2012 (Basis CAPEX 2012) nach bisheriger Spezifikation heranzuziehen.<sup>59</sup> Zum besseren Verständnis sei der Investitionsfaktor für die Entgelte 2012 dargestellt:

$$\begin{aligned} \text{InvestFaktor}_{2012}^{\text{bish.Spezifikation}} &= \text{InvestFaktor (Basis Ist-Werte}_{2010}) = \\ &+ \text{CAPEX}_{2010} \\ &- \text{CAPEX}_{08 \text{ bis } 05} * (1 + \text{NPI}_{2011}) * (1 + \text{NPI}_{2012}) * (1 - X_{\text{gen}})^2 \\ &- \text{CAPEX}_{08 \text{ ab } 06} * (1 + \text{NPI}_{2011}) * (1 + \text{NPI}_{2012}) * (1 - \text{KA})^2 \\ &+ \text{Mark-Up (} = \text{BWZugänge}_{09,10} * 1,05 \text{ Prozent)} \end{aligned}$$

Dieser Investitionsfaktor muss nun einem (hypothetischen) aktualisierten Investitionsfaktor gegenübergestellt werden, welcher die CAPEX 2012 in Betracht zieht:

$$\begin{aligned} \text{InvestFaktor}_{2012}^{\text{bish.aktual.Spezifikation}} &= \text{InvestFaktor (Basis Ist-Werte}_{2012}) = \\ &+ \text{CAPEX}_{2012} \\ &- \text{CAPEX}_{08 \text{ bis } 05} * (1 + \text{NPI}_{2011}) * (1 + \text{NPI}_{2012}) * (1 - X_{\text{gen}})^2 \\ &- \text{CAPEX}_{08 \text{ ab } 06} * (1 + \text{NPI}_{2011}) * (1 + \text{NPI}_{2012}) * (1 - \text{KA})^2 \\ &+ \text{Mark-Up (} = \text{BWZugänge}_{09,10,11,12} * 1,05 \text{ Prozent)} \end{aligned}$$

Die erstmalige entgeltwirksame Aufrollung für die Entgelte 2014 erfolgt anschließend über die Ermittlung der Differenzen zwischen:

$$\text{Aufrollung}_{\text{Investfaktor}_{2014}} = + \text{InvestFaktor}_{2012}^{\text{bish.aktual.Spezifikation}} - \text{InvestFaktor}_{2012}^{\text{bish.Spezifikation}}$$

Da sich die mittleren Terme der beiden Investitionsfaktoren (oben farblich gekennzeichnet) wegekürzen, umfasst die Aufrollung lediglich die Abweichung im Bereich der Kapitalkosten der Jahre 2012 und 2010, sowie dem Mark-Up – hier der Unterschied für die Jahre 2011 und 2012. Die Aufrollung des Jahres 2015 ergibt sich analog.

Die Aufrollung ab dem Jahr 2016 erfolgt auf Basis des neu spezifizierten Investitionsfaktors:-.

$$\begin{aligned} \text{Aufrollung}_{\text{Investfaktor}_{2016}} &= \\ &+ \left[ \text{Capex}_{2014} - \text{Capex}_{2011} \times (1 + \text{NPI}_{2012}) \times (1 + \text{NPI}_{2013}) \times (1 + \text{NPI}_{2014}) \times (1 - X_{\text{gen}})^3 \right] \\ &- \left[ \text{Capex}_{2012} - \text{Capex}_{2011} \times (1 + \text{NPI}_{2012}) \times (1 + \text{NPI}_{2013}) \times (1 + \text{NPI}_{2014}) \times (1 - X_{\text{gen}})^3 \right] \end{aligned}$$

Hierbei erfolgt die Bildung der Differenzen zwischen dem aktualisierten Investitionsfaktor für 2014 (erster Term mit Einbeziehung der CAPEX 2014) und dem zur Anwendung gebrachten

<sup>59</sup> Es ist darauf hinzuweisen, dass für die Aufrollung eine Bereinigung hinsichtlich bereits realisierter Kapitalkosten aus der Einführung von Smart Metering zu verfolgen hat.

Investitionsfaktor für 2014 (zweiter Term mit Einbeziehung der CAPEX 2012 auf Basis des t-2 Prinzips). Nachdem wie in Kapitel 11.2 bereits ausgeführt im Rahmen des zukünftigen Investitionsfaktors für die 3. Regulierungsperiode der Mark-up entfällt, reduziert sich oben genannte Gleichung zu:

$$\text{Aufrollung\_Investfaktor}_{2016} = \text{Capex}_{2014} - \text{Capex}_{2012}$$

Formal dargestellt erfolgt die Aufrollung des Investitionsfaktors der 3. Regulierungsperiode ab 2016 demnach folgendermaßen:

$$\text{Aufrollung\_Investfaktor}_t = +\text{Capex}_{t-2} - \text{Capex}_{t-4}$$

Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass für den Zeitraum zwischen Erstberücksichtigung und Aufrollung keine Zinsen angesetzt werden. Dies wird analog zur Systematik des Regulierungskontos (vgl. Kapitel 13) durchgeführt.

Das dargestellte Prinzip der Aufrollung der drei genannten Kategorien (Betriebs- und Investitionsfaktor sowie die nicht beeinflussbaren Kosten gemäß §59 Abs. 6 ElWOG 2010) kann somit folgendermaßen beschrieben werden:<sup>60</sup>

$$\begin{aligned} \text{Aufrollung}_{2014} &= \text{BKFaktor}_{2014}^{\text{bish. Spezifikation}} - \text{BKFaktor}_{2012}^{\text{bish. Spezifikation}} \\ &+ \text{InvestFaktor}_{2012}^{\text{bish. aktual. Spezifikation}} - \text{InvestFaktor}_{2012}^{\text{bish. Spezifikation}} \\ &+ \text{nbK}_{2012} - \text{nbK}_{2010} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Aufrollung}_{2015} &= \text{BKFaktor}_{2015}^{\text{bish. Spezifikation}} - \text{BKFaktor}_{2013}^{\text{bish. Spezifikation}} \\ &+ \text{InvestFaktor}_{2013}^{\text{bish. aktual. Spezifikation}} - \text{InvestFaktor}_{2013}^{\text{bish. Spezifikation}} \\ &+ \text{nbK}_{2013} - \text{nbK}_{2011} \end{aligned}$$

Für die Aufrollungen ab 2016:

$$\begin{aligned} \text{Aufrollung}_t &= \text{BKFaktor}_t^{\text{neue Spezifikation}} - \text{BKFaktor}_{t-2}^{\text{neue Spezifikation}} \\ &+ \text{Capex}_{t-2} - \text{Capex}_{t-4} \\ &+ \text{nbK}_{t-2} - \text{nbK}_{t-4} \end{aligned}$$

OE weist in der Stellungnahme zum ersten Konsultationspapier auf eine Widersprüchlichkeit hinsichtlich der Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges und dem Regulierungskonto hin. Der Einwand kann so verstanden werden, dass aus Branchensicht Kostenkomponenten unter dem Titel des Regulierungskontos subsumiert und entsprechend aufgerollt werden sollten. Diese Vorgangsweise wäre aus Sicht der Behörde rechtswidrig:

<sup>60</sup> Um Missverständnisse zu vermeiden, wird darauf hingewiesen, dass die Jahres-Indices der nicht-beeinflussbaren Kosten sowie die Kapitalkosten ab der Aufrollung für 2016 Ist-Werte darstellen, während die Indices bei den Erweiterungsfaktoren das Jahr der Anwendung angeben (beispielsweise basiert der Betriebskostenfaktor 2014 auf Ist-Werten des Jahres 2012). Weiters ist zu beachten, dass 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 (§ 59 Abs. 6 Z 6 ElWOG 2010), vorerst nicht von der Aufrollung umfasst sind, da diese Bestimmung erst nach Erlass einer entsprechenden Verordnung durch die Regulierungskommission in Kraft tritt.

Während das Regulierungskonto und die damit verbundene Aufrollung der Erlösbestandteile in § 50 ElWOG 2010 verankert sind, ist dies auf der Kostenseite nicht der Fall. Auch die Beseitigung des t-2 Verzugs, welcher ansonsten dazu führen würde, dass der WACC nicht erwirtschaftet werden kann, erfolgt im Übrigen nicht im Wege des Regulierungskontos; seine Rechtfertigung gründet sich auf die prinzipielle Verpflichtung zur Anerkennung von Investitionen (§ 59 Abs. 1 ElWOG 2010) und die Verpflichtung sicherzustellen, dass Stromverteilernetzbetreiber notwendige Investitionen angemessen durchführen können (§ 59 Abs. 2 ElWOG 2010). Wesentlich hierbei ist allerdings, dass die Wirkung von Effizienzvorgaben nicht beeinträchtigt wird. Weiters schlägt OE vor, dass Investitionen in Smart Metering auf Basis von Planwerten erfolgen sollte. Wie obig unter Punkt 4.1 bereits ausgeführt, ist im Rahmen der Kostenermittlung auf pagatorische bzw. bilanzielle Werte abzustellen - eine Berücksichtigung von Kosten auf Planwertbasis wäre unzulässig (vgl. die Erläuterungen von § 59 Abs. 1 und 4 ElWOG 2010). Diese Vorgabe umfasst alle Kostenkategorien – auch Kosten für die Implementierung von Smart Metering. Aus genannten Gründen kann dem Brancheneinwand nicht gefolgt werden.

## 12. Behandlung von Smart-Meter und Smart Grid Investitionen

Bereits in den Stellungnahmen zum ersten Konsultationspapier wird sowohl von OE als auch diversen Stromverteilernetzbetreibern gefordert, dass Investitionen in Smart Grids, Smart-Meter sowie sonstige durch gesetzliche Vorgaben ausgelöste Investitionen als unbeeinflussbar angesehen werden müssten, daher nicht einem Benchmarking unterliegen und nicht beabsichtigt werden dürften. Darüber hinaus wurden von Branchenvertretern im Rahmen von Diskussionen auch immer wieder besondere Anreize (spezieller Innovationsfaktor, Berücksichtigung von Smart Metering im Bereich der Betriebskosten, etc.) gefordert. Da die Anmerkungen zum ersten Konsultationspapier sowie die weiteren Branchenwünsche zu Smart Metering und Smart Grids mehrere Bereiche des Regulierungssystems betreffen, werden diese in Folge zusammengefasst für die relevanten Bereiche diskutiert.

Hinsichtlich der Smart-Grid Diskussion vertritt die Behörde die weitverbreitete und in der Fachwelt allseits anerkannte Ansicht, dass es sich bei Smart Grids um die evolutionäre Weiterentwicklung der Elektrischen Netze handelt und Smart Grids unabhängig von eingesetzter Technologie für die Planung, den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau der Elektrizitätsnetze in der Zukunft steht, mit dem Ziel: Erzeugung aus Erneuerbaren Quellen („Groß-Technologien“ als auch dezentrale Erzeugung) zu integrieren, die Netznutzer aktiv einzubinden, die Marktintegration und Marktzugang voranzutreiben, sowie ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit zu erreichen bzw. sicherzustellen. Es stellt sich daher die Frage, inwiefern die Regulierungssystematik zwischen „konventionellen Technologien“ einerseits und technischen Neuerungen und Weiterentwicklungen andererseits differenzieren kann bzw. muss. Insbesondere sind Zweifel an einer solchen Unterscheidung angebracht, wenn diese und ähnliche Entwicklungen auch in der Vergangenheit in ähnlicher Form bereits stattgefunden haben.<sup>61</sup>

Das wesentliche Ziel der Anreizregulierung besteht darin, einen Rahmen bereitzustellen, der das effiziente Verhalten der regulierten Unternehmen im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums (unter Wahrung der Kundeninteressen sowie der Versorgungssicherheit) fördert. Das System muss demnach neutral ausgestaltet sein, sodass die Wahl einer bestimmten Technologie vor dem Hintergrund des volkswirtschaftlichen Optimums zu erfolgen hat und keine der jeweiligen Umsetzungsoptionen *ex ante* bevorzugt oder benachteiligt wird, sofern gewährleistet ist, dass der optimale Zustand durch das freie Handeln der Akteure zu bewerkstelligen ist. Sollte dieser Grundsatz nicht gegeben sein bzw. falls eine zeitlich raschere Umsetzung für erstrebenswert gehalten wird, kann ein lenkender Eingriff als legitim angesehen werden.

So kann die Entscheidung zugunsten einer bestimmten Technologie auf Basis von Kosten-/Nutzeanalysen in Hinblick auf das volkswirtschaftliche Optimum auch vom Gesetzgeber getroffen werden und in konkrete Einführungsverpflichtungen zum Zwecke der Zielerreichung münden. Diese Vorgangsweise der Zielerreichung wurde beispielsweise in Bezug auf die Einführungsvorgaben für Smart Meter gewählt. Für die Zwecke der Kostenermittlung ergibt sich daraus die Frage, ob die aus den gesetzlichen Vorgaben (sowie

---

<sup>61</sup> Was heute gemeinhin als Rundsteueranlage bekannt ist, hätte in den 1980er-Jahren ebenso als „smartes“ oder „intelligentes“ Betriebsmittel angesehen werden können.

in weiterer Folge den mit Verordnung der Regulierungsbehörde festgelegten technischen Anforderungen) resultierenden Kosten als beeinflussbar iSv § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 zu qualifizieren sind.

Grundsätzlich vertritt die Behörde die Auffassung, dass alle Kosten die im Rahmen des Netzbetriebes und den damit verbundenen Aufgaben entstehen, als vom Stromverteilernetzbetreiber beeinflussbar anzusehen sind.<sup>62</sup> Die gesetzlichen Rahmenbedingungen für Smart Meter sehen lediglich zu erreichende Ziele vor (siehe untenstehende Ausführungen) und lassen dem Netzbetreiber hinreichend Spielraum bei der Umsetzung. Auch die Vorgaben der IMA-VO 2011 sind technologieneutral formuliert und stellen lediglich funktionelle Mindestanforderungen dar, weshalb die konkrete technische Umsetzung dem jeweiligen Netzbetreiber überlassen ist. Die Vorgaben dieser Verordnung stellen gemäß § 83 Abs. 2 EIWOG 2010 zudem auch die Basis für die Entgeltbestimmung dar. Sowohl im Bereich von Smart Metering als auch bei der Weiterentwicklung hin zu Smart Grids muss aus regulatorischer Sicht sichergestellt werden, dass die vom Unternehmen getroffenen Entscheidungen eine effiziente und damit für den Netzkunden kostenminimale Umsetzung ermöglichen. Die Notwendigkeit einer Prüfung der Effizienz der durchgeführten Ausrollung ergibt sich nicht zuletzt aus § 59 Abs. 1 EIWOG 2010, wonach die bei einer effizienten Implementierung neuer Technologien entstehenden Kosten in den Entgelten angemessen zu berücksichtigen sind.

Wie bereits erwähnt, ist hinsichtlich der Wirkungsweise von Regulierungsparametern zu evaluieren, welche Wirkung sie auf unterschiedliche Umsetzungsalternativen unter Berücksichtigung eines volkswirtschaftlichen Optimums haben. Daher wird folgendes Szenario betrachtet – ein Unternehmen steht unter gegebenem (in diesem Papier dargestelltem) Regulierungsrahmen vor der Entscheidung einer Umsetzung mittels „smarter“ oder „konventioneller“ Lösung das Netz zu planen, auszubauen und folglich zu betreiben. Es wird unterstellt, dass die konventionelle Umsetzung vorrangig mittels Leitungsbau und die „smarte“ Umsetzung durch den verstärkten Einsatz von zusätzlichen Schaltgeräten, Softwareeinsatz, Systemsteuerungsmaßnahmen etc. vonstattengeht.<sup>63</sup> Weiters wird angenommen, dass jeweils das gleiche Ergebnis erzielt werden kann. Beide Szenarien werden anhand der in diesem Papier diskutierten Regulierungssystematik anhand der entsprechenden Parameter evaluiert.

Die derzeit im Rahmen des Benchmarkings verwendeten Modellnetzlängen sind grundsätzlich technologieneutral und begünstigen die konventionelle Sichtweise im Gegensatz zu der Verwendung „realer“ Leitungslängen nicht, da diese lediglich durch die räumliche Anschlussverteilung determiniert ist. Da die Netzdimensionierung auf die Höchstbelastung im Netz ausgelegt ist, ist die Rolle der Netzhöchstlast als Outputparameter in zukünftigen Effizienzvergleichen frühzeitig kritisch zu diskutieren. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die wesentliche Wirkung eines Smart Grids in einer Reduktion der zeitgleich auftretenden Netzhöchstlast und damit verbundenen

---

<sup>62</sup> Die Ausnahme bilden Kostenkategorien, bei denen der Netzbetreiber über keinerlei Ermessensspielraum dem Grunde oder der Höhe nach verfügt; solche Kosten sind als unbeeinflussbar iSv § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 anzusehen.

<sup>63</sup> Es wird somit implizit unterstellt, dass sowohl „konventionelle“ als auch „smarte“ Lösungen vorwiegend den CAPEX-Bereich betreffen. Weiters wird angenommen, dass beide Lösungen den Einfluss- und Aufgabenbereich des Netzbetreibers betreffen und somit der Zukauf von Leistungen Dritter in diesem Bereich als sehr unwahrscheinlich eingestuft wird (im Gegensatz zu Smart Meter Lösungen – siehe folgende Diskussion).

Dimensionierungsmaßnahmen liegt. Eventuell könnte das Festhalten am Outputparameter Netzhöchstlast ohne die Einbeziehung eines Auslastungsgrades die Entwicklung hin zu intelligenten Stromnetzen behindern. Da Smart Grid Projekte derzeit lediglich lokal begrenzt umgesetzt bzw. sich nach wie vor in Test- bzw. frühen Entwicklungsphasen befinden wird für das gegenständliche Benchmarking (auf Basis des GJ 2011) weder eine Notwendigkeit für eine Bereinigung der Benchmarkingkostenbasis (im Sinne der Vergleichbarkeit) noch für eine generelle Abkehr von den Netzhöchstlasten als Outputparameter gesehen. Nichtsdestotrotz werden zukünftige Entwicklungen von der Behörde evaluiert und entsprechend ihrer Relevanz und Sachgerechtigkeit im Rahmen zukünftiger Effizienzanalysen berücksichtigt werden.

Da das Anreizregulierungsregime grundsätzlich produktives Verhalten der regulierten Unternehmen fördert, besteht ohnehin der inhärente Anreiz, die kostengünstigste Technologiewahl zu treffen. Das Regulierungsmodell ist daher ebenso wie der Investitionsfaktor grundsätzlich technologieneutral, da dieser auf die Entwicklung der Netzzugänge im Bereich des betriebsnotwendigen Anlagevermögens abstellt und somit jegliche Investitionen – ob „smart“ oder „konventionell“ - innerhalb einer Regulierungsperiode umfasst. Auf Basis dieser Grundlage sieht die Behörde weder eine Veranlassung, konkrete Empfehlungen hinsichtlich bestimmter Technologien in Bezug auf Smart Grids zu geben und damit den Handlungsspielraum der Unternehmen zu begrenzen, noch explizite Zusatzanreize für bestimmte Technologien zu gewähren (vgl. Diskussion zum Investitionsfaktor in Kapitel 11.2). Um produktives Verhalten seitens der Unternehmen sicherzustellen, ist es jedoch jedenfalls erforderlich, die Effizienz der getroffenen (Investitions-)Entscheidungen *ex post* im Rahmen eines Benchmarkings zu bewerten und in Effizienzvorgaben für Folgeperioden zu überführen. Dies gilt prinzipiell für alle getätigten Investitionen und schließt den Roll-Out von Smart Metern ebenso wie die Entwicklung hin zu einem Smart Grid mit ein.<sup>64</sup>

Bisher wurden Aspekte diskutiert, die grundsätzlich allgemeine Gültigkeit für jegliche Investitionsentscheidungen im regulierten Bereich haben. Nichtsdestotrotz ist der Argumentation von OE insofern zu folgen, als im Bereich Smart Metering gravierende Unterschiede zu anderen Investitionen bestehen. Hier ist zunächst der im Verordnungswege vorgegebene einzuhaltende Implementierungszeitplan zu nennen: Stromverteilernetzbetreiber haben gemäß § 1 Abs. 1 IME-VO bis Ende 2015 mindestens 10 Prozent, bis Ende 2017 mindestens 70 Prozent und im Rahmen der technischen Machbarkeit bis Ende 2019 mindestens 95 Prozent der ans Netz angeschlossenen Zählpunkte als intelligente Messgeräte auszustatten. Um diese gesetzliche Vorgabe umzusetzen, stehen den Unternehmen grundsätzlich unterschiedliche Strategien zur Verfügung. So ist es einerseits denkbar, dass Unternehmen den Roll-out gänzlich in Eigenregie durchführen und sich damit die gesamten notwendigen Anlagen der Mess- und Datenübertragungsinfrastruktur im Einflussbereich des Netzbetreibers befinden oder andererseits eine Dienstleistungsvariante gewählt wird, wobei sich die gesamten Anlagen – in einer Extremvariante – im Eigentum Dritter befinden. Selbstverständlich sind auch

---

<sup>64</sup> Sollten Unterschiede hinsichtlich des Einführungsgrads (speziell im Rahmen der Smart Meter Implementierung) bestehen, kann es erforderlich sein (im Sinne der Vergleichbarkeit) entsprechende Anpassungen im Rahmen des Effizienzvergleichs durchzuführen.

Mischformen der beiden dargestellten Ausprägungen vorstellbar. Des Weiteren sind auch Unterschiede hinsichtlich der Ausbaustrategien denkbar. Während machen Unternehmen zuerst ihre komplette Kommunikationsinfrastruktur aufbauen und anschließend laufend die Smart-Meter installieren, verfolgen andere Unternehmen ein genau gegensätzliches Konzept, indem zwar Zähler eingebaut, diese jedoch erst später mit der Funktionalität der Kommunikation ausgestattet werden. Weiters ist auch ein schrittweises Konzept denkbar, wobei der Ausbau der Infrastruktur sowie der Zählereinbau simultan vorgenommen werden.

Für die entstehenden Kosten bedeutet dies, dass bei einigen Unternehmen ein großer Kostenblock bereits relativ früh entsteht, während bei anderen Unternehmen kontinuierlich Kostensteigerungen auftreten. Weiters betreffen zugekaufte Leistungen (in Form von Dienstleistungsverträgen) generell verstärkt den OPEX Bereich, während das Anlageneigentum grundsätzlich zu CAPEX-Steigerungen führt. Es ist festzuhalten, dass die Behörde die Auffassung vertritt, dass die Einführung von Smart-Metern über den gesamten Technologielebenszyklus zu keinen Kostenerhöhungen für die Kunden führen sollte. Den allfälligen Kostensteigerungen in der Einführungsphase (Zählerkosten, Kosten für Einbau der Zähler und Aufbau der Kommunikationsinfrastruktur, etc.) stehen jedoch Kosteneinsparungen zum allergrößten Teil im operativen Betrieb (Entfall der manuellen Ablesung, effizienteres Billing und Kundenverrechnung, generell effizientere Prozesse im Zählerwesen, etc.) entgegen. In der von der E-Control in Auftrag gegebenen Studie zur Einführung von Smart Metering in Österreich wird zudem von einem Nutzen für Stromverteilernetzbetreiber von bis zu 400 Mio. € ausgegangen.<sup>65</sup>

Im Rahmen des in diesem Dokument dargestellten Regulierungsrahmens werden Investitionen im Rahmen der Erweiterungsfaktoren (Investitions- und Betriebskostenfaktor) kostenerhöhend berücksichtigt. Während der Investitionsfaktor jegliche Buchwerterhöhungen (auch durch Smart Meter und Smart Grid Investitionen bedingt) berücksichtigt, werden OPEX-Steigerungen während der Regulierungsperiode auf Basis der Zählpunktentwicklung und der Entwicklung im Bereich der Leitungslängen abgedeckt. Da der Ersatz von konventionellen Zählern durch Smart-Metern keinen Zuwachs an Zählpunkten bedingt, werden OPEX-Steigerungen ausgelöst durch den Roll-out (Zählereinbau) daher nicht im Betriebskostenfaktor berücksichtigt. Seitens der Branche wurde daher gefordert, zusätzlich zum Investitionsfaktor auch einen Smart-Meter Parameter im Bereich des Betriebskostenfaktors zu implementieren. Generell sollen den Unternehmen zwar Kostensteigerungen zeitnahe abgegolten werden, jedoch ist der Ansatz von pauschalen Kostensätzen in einem Betriebskostenfaktor mit zahlreichen Schwierigkeiten verbunden. Bisher haben lediglich drei Unternehmen – Energie AG Oberösterreich Netz GmbH, Stadtwerke Feldkirch sowie Linz Stromnetz GmbH – mit dem Smart Meter Roll-out begonnen.

Die Ableitung von Kostensätzen, welche für die gesamte Branche über mehrere Jahre hinweg Gültigkeit haben, ist auf diesen nur sehr begrenzt vorhandenen Erfahrungen bzw. der derzeit verfügbaren Datengrundlage sachlich nicht zu rechtfertigen. Des Weiteren sieht die Behörde die Gefahr, dass das System der Erweiterungsfaktoren für verschiedene Smart-Meter Roll-out Szenarien nicht den adäquaten Rahmen bereitstellen könnte, da generell aus

---

<sup>65</sup> PwC Österreich (2010), S. 59ff.



Unternehmenssicht CAPEX-getriebene Umsetzungsvarianten – auf Basis einer fixen Verzinsung, die Berücksichtigung im Investitionsfaktor und eine evtl. nicht adäquate Berücksichtigung im Betriebskostenfaktor - bevorzugt werden könnten. Eine rein OPEX-basierte Variante (auf Basis eines Dienstleistungsvertrages mit Dritten) wird weder im Investitionsfaktor noch im Betriebskostenfaktor abgebildet. Dies stellt auch einen grundsätzlichen Unterschied zur Smart Grid Thematik dar: Während aus Sicht der Behörde der Grundsatz der Technologieneutralität für Smart Grids erfüllt ist, ist die Neutralität hinsichtlich der verschiedenen Umsetzungsmöglichkeiten in der derzeitigen Regulierungssystematik für den Smart Meter Roll-out nicht vollständig gewährleistet.

Die E-Control unterstreicht diesbezüglich nochmals die oben erwähnte Technologieneutralität von Smart Metering - da wie bereits erwähnt -die Entscheidung für eine technische Umsetzungsvariante (CAPEX vs. OPEX) innerhalb der rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen (Verordnungen, Standards und Normen u.ä) dem jeweiligen Unternehmen obliegt. Zudem kann derzeit von Seiten der Behörde nicht bewertet werden, welche Umsetzungsalternative im Bereich Smart Metering zu einem volkswirtschaftlichen Optimum führt und aus diesen Gründen ein entsprechender Lenkungseffekt seitens der Regulierung aufgrund der aktuellen Datenlage jedenfalls unterbleiben sollte. Die Unternehmen können sich grundsätzlich frei entscheiden, wie sie ihren Roll-out gestalten. Auf Basis des dargestellten Grundsatzes der Technologieneutralität, der Nicht-Diskriminierung sowie auf Basis der gesetzlichen Grundlage des § 59 Abs. 1 EIWOG 2010, wonach die Behörde eine effiziente Implementierung neuer Technologien auf Basis angemessener Kosten sicherzustellen hat, ist aus Sicht der Behörde die Schaffung eines alternativen, „neutralen“ und transparenten Systems außerhalb der in diesem Papier beschriebenen Anreizregulierungssystematik geboten.

Für die durch den Smart Meter Roll-out entstehenden (oder bereits entstandenen) OPEX sowie CAPEX erscheint jedenfalls bis zur Finalisierung des Roll-outs Ende 2019 die Anwendung eines Kosten-Plus Systems am besten geeignet. Dies bedeutet, dass die entstehenden Kosten laufend (mitunter bei Bedarf jährlich) detailliert geprüft und auf Basis ihrer Angemessenheit im Rahmen der Entgelte berücksichtigt werden.<sup>66</sup> Da entstandene angemessene Kosten bereits zeitnahe (über das vorgeschlagene Kosten-Plus System) abgegolten werden, werden diese weder im Investitionsfaktor noch im Betriebskostenfaktor berücksichtigt. Dies setzt eine scharfe Abgrenzung der Smart-Meter-Prozesse (insbesondere im IT- und Telekommunikationsbereich) und den damit verbundenen Kosten von der restlichen Kostenbasis – sowohl im OPEX- als auch CAPEX-Bereich - voraus, um Kostenverschiebungen zu verhindern. Dabei ist insbesondere auf die gesamten Messkosten Bedacht zu nehmen und der Zusammenhang mit den beiden Erweiterungsfaktoren zu berücksichtigen. Um eine doppelte Abgeltung zu verhindern, sind im Rahmen der Erweiterungsfaktoren ausschließlich konventionelle nicht fernauslesbare Zähler zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 11.1 und 11.2).

Wie allseits anerkannt, handelt es sich bei „Smart Grids“ um die evolutionäre Weiterentwicklung der elektrischen Netze und die Einstufung einzelner Betriebsmittel als „smart“ oder „konventionell“ lässt sich in dieser Form nicht abgrenzen und wird auch

---

<sup>66</sup> Opportunitätskostenbetrachtungen werden ausgeschlossen.

zwischen den Stromverteilernetzbetreibern unterschiedlich sein. Ein konventionelles Messgerät (Ferraris-Zähler) ist hingegen anhand seiner Funktionalitäten von einem intelligenten Messgerät (Smart Meter) hinreichend klar zu unterscheiden.

Zum Zweck der Abgrenzung wird die Behörde jährlich sowohl entsprechende Anlageklassen als auch Prozessabfragen (für durch Smart Meter betroffene Prozesse) durchführen sowie realisierte Kosten *ex post* einem entsprechenden Effizienzvergleich zuführen. Die Lieferung entsprechender Datengrundlagen ist jedenfalls die Voraussetzung dafür, dass die realisierten angemessenen Kosten im Rahmen der Entgelte abgegolten werden. Um eine konsistente Vorgehensweise hinsichtlich anderer Investitionen zu schaffen, werden einerseits angemessene Kosten (CAPEX und OPEX) während der Regulierungsperiode nicht mit Effizienzabschlägen versehen (vgl. Kapitel 11.2) und andererseits der t-2 Verzug durch eine entsprechende Kostenaufrollung gelindert (vgl. Kapitel 11.4). Des Weiteren erfolgt eine Verzinsung der Investitionen mit dem für die Regulierungsperiode determinierten, angemessenen Finanzierungskostensatz (vgl. Kapitel 9). Bei Unternehmen, die bereits vor dem Geschäftsjahr 2011 mit dem Smart Meter Roll-out begonnen haben, werden diese realisierten Gesamtkosten sowohl aus der Benchmarking- als auch der beabsichtigten Kostenbasis herausgerechnet und in das „Smart Meter“-System überführt (vgl. Kapitel 6.2.1, zur Durchführung der Bereinigungsrechnung). Festzuhalten ist, dass dies nicht bedeutet, dass Effizienzüberprüfungen im Bereich Smart Metering generell unterbleiben, bzw. dass der Bereich Smart Metering auch nach erfolgtem Roll-out weiterhin separat behandelt wird (vgl. dazu Kapitel 4.2 sowie 11); für die kommende Regulierungsperiode soll jedoch aus den dargelegten Gründen ein eigenes - auf einem Kosten-Plus-Modell basierendes - Regulierungsmodell für Smart Meter umgesetzt werden.

Die BAK äußert sich in ihrer Stellungnahme zum ersten Konsultationspapier kritisch hinsichtlich des kostentreibenden Effekts von Smart Metering. Investitionskosten für die Einführung von Smart Metering müssten durch die bestehenden Messentgelte abgedeckt und dürften zu keinen Mehrkosten im Bereich der Netznutzungsentgelte führen. Darüber hinaus wird eine absolute Kostentransparenz hinsichtlich der Implementierung von Smart Meter gefordert. Die Behörde ist der Auffassung, dass das dargestellte System im Einklang mit den von der BAK genannten Grundsätzen steht und eine entsprechende Transparenz für die Einführung von intelligenten Messgeräten bereitgestellt wird.

### 13. Regulierungskonto

Die Entgeltermittlung erfolgt auf Basis letztverfügbarer Abgabemengen der Unternehmen (generell die Werte des Vorjahres). Die Erlöse des Unternehmens ergeben sich 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 Erlösen. Die Abweichung kann naturgemäß sowohl positiv als auch negativ sein und somit Über- als auch Unterdeckungen für die Unternehmen bedingen.

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

Auf Basis dieser Gesetzeslage werden ab sofort diese Differenzbeträge (sowohl ein positiver als auch negativer Saldo ist wie bereits erwähnt möglich)<sup>67</sup> aufgerollt und bei der Feststellung der Kostenbasis gemäß § 48 EIWOG 2010 kostenmindernd bzw. –erhöhend angesetzt. Bei der Aufrollung wird prinzipiell auf letztverfügbare realisierte (Ist)mengendaten abgestellt – sollten sich weitere Abweichungen zu einem späteren Zeitpunkt ergeben (z.B. ausgelöst durch ein weiteres Clearing), werden diese zeitnahe im Rahmen einer folgenden Aufrollung – diese wird jährlich durchgeführt - berücksichtigt.

Die generelle Vorgangsweise wird in nachfolgender Abbildung dargestellt:

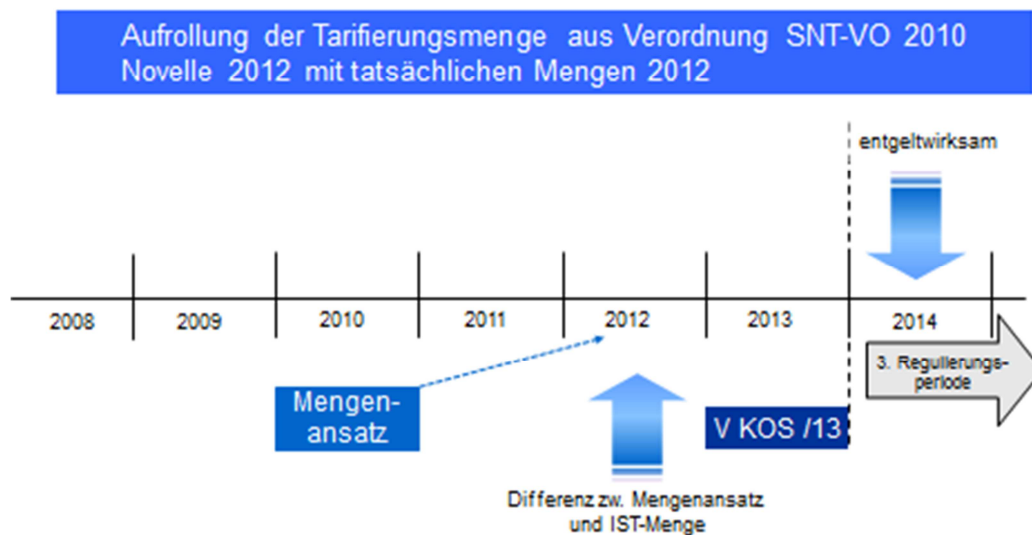


Abbildung 20: Anwendung des Regulierungskontos Strom (Beispiel NNE)

<sup>67</sup> Dieser Saldo wird mit entsprechenden Vorzeichen in der Regulierungsformel abgebildet.

Die Entgeltermittlung für 2012 erfolgte auf Basis der Mengen des Jahres 2010 (letzter verfügbar) und es ist davon auszugehen, dass die tatsächliche Mengenentwicklung jedenfalls von diesem Wert abweicht. Über- bzw. Mindererlöse werden im Rahmen des Regulierungskontos erstmalig im darauffolgenden Verfahren (2013) ermittelt und in den Entgelten des Jahres 2014 abgebildet.

Das Regulierungskonto wird erstmalig im Kostenermittlungsverfahren des Jahres 2013 Anwendung finden und bereits im Jahr 2012 die Bilanzwirksamkeit (Abbildung des Regulierungskontos in der Unternehmensbilanz) und folgerichtig im Jahr 2014 die Entgeltwirksamkeit entfalten. Die Stromverteilernetzbetreiber sind dazu angehalten im Rahmen der Bilanzerstellung für das Geschäftsjahr 2012 bereits entsprechende Berechnungen vorzunehmen und deren Auswirkungen zu bilanzieren. Bilanzwirksamkeit in diesem Sinne bedeutet, dass die vom Regulierungskonto erfassten Ansprüche und Verpflichtungen gemäß § 50 Abs. 7 EIWOG 2010 im Rahmen des Jahresabschlusses zu aktivieren bzw. passivieren sind; diese Posten sind nach den geltenden Rechnungslegungsvorschriften zu bewerten. Hierzu ist ergänzend anzumerken, dass die Bilanzierung im Rahmen des Jahresabschlusses und dessen Testat durch den Wirtschaftsprüfer kein Präjudiz auf die Ermittlungen durch die Behörde im nachfolgenden Ermittlungsverfahren haben kann.

Das Regulierungskonto ist prinzipiell auf alle Entgeltkomponenten gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 anwendbar. Aufzurollen sind daher Differenzbeträge zwischen tatsächlichen und den der Verordnung zugrundeliegenden Erlösen aus:

- dem Netznutzungsentgelt,
- dem Netzverlustentgelt,
- dem Systemdienstleistungsentgelt,
- den Messentgelten,
- den sonstigen Entgelten<sup>68</sup>,
- der Auflösung von Baukostenzuschüssen<sup>69</sup> und
- dem Entgelt für internationale Transaktionen (keine Relevanz für den Verteilernetzbereich).

Die Möglichkeit zur Verteilung maßgeblicher außergewöhnlicher Erlöse oder Aufwendungen ebenfalls über das Regulierungskonto gemäß § 50 Abs. 2 EIWOG 2010 bleibt hiervon ebenso unberührt wie die Möglichkeit, gemäß § 61 EIWOG 2010, aktuelle oder erwartete erhebliche Effekte bei der Mengenentwicklung der Arbeits- und Leistungskomponente bereits vorab in den Bescheidverfahren zu berücksichtigen. Auch diese der Verordnung zugrundeliegenden Einschätzungen sind im Wege des Regulierungskontos mit den tatsächlichen Mengen abzugleichen. Schließlich bildet das Regulierungskonto auch die Auswirkungen von Rechtsmitteln auf die in erster Instanz im Kostenermittlungsverfahren getroffenen

---

<sup>68</sup> Hier muss in den ersten beiden Jahren der Anwendung ein Vergleich zwischen den erzielten sonstigen Erlösen und den vor der Umstellung durch das EIWOG 2010 verrechneten Nebenleistungen erfolgen

<sup>69</sup> Dies betrifft Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte.

Feststellungen ab (§ 50 Abs. 3 bis 5 EIWOG 2010). Bei Stromverteilernetzbetreibern mit vom Kalenderjahr abweichendem Wirtschaftsjahr wird auf Mengendaten der geprüften Geschäftsjahre abgestellt.

Die ermittelten erlösbedingten Abweichungen werden unverzinst berücksichtigt. Dies entspricht auch der Vorgangsweise bei der Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges im Rahmen der Erweiterungsfaktoren sowie unbeeinflussbaren Kosten. Hier würde eine asymmetrische Ausgestaltung zu einer ungleichen Behandlung der kosten- und erlösseitigen Abweichungen führen. Überdies würde die Einführung einer zusätzlichen Zinskomponente die Komplexität (Bestimmung eines oder unterschiedlicher Zinssätze je nach Art der Abweichung) und damit den administrativen Aufwand erhöhen, ohne einen weiteren Nutzen zu generieren; dies gilt jedenfalls dann, wenn sich die kosten- und erlösseitigen Salden im Mittel ausgleichen.

OE weist in der Stellungnahme zum ersten Konsultationspapier auf einen Widerspruch zwischen dem Kapitel „systemimmanenter Zeitverzug“ und dem Kapitel zum „Regulierungskonto“ hin. Da im Rahmen des Regulierungskontos das Abstellen auf Planwerten möglich wäre, sollte dies analog gesehen auch im Bereich des Zeitverzuges möglich sein. Aus Sicht der Behörde besteht hier kein Widerspruch – die im Rahmen des Regulierungskontos angesprochene Möglichkeit zur Verteilung maßgeblicher außergewöhnlicher Erlöse oder Aufwendungen sowie die Möglichkeit, aktuelle oder erwartete erhebliche Effekte bei der Mengenentwicklung der Arbeits- und Leistungskomponente bereits vorab in den Bescheidverfahren zu berücksichtigen, basieren jeweils auf explizit genannten rechtlichen Grundlagen (§ 50 Abs. 2 EIWOG 2010 sowie § 61 EIWOG 2010). Wie bereits oben diskutiert, existiert keine rechtliche Grundlage, welche die pauschale Kostenanerkennung auf Planwertbasis erlauben würde.

## 14. Qualitätselement

Gemäß § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 können Qualitätskriterien bei der Kostenermittlung berücksichtigt werden. Um die Berücksichtigung eines Qualitätselements (Q) in der Regulierungsformel zu gewährleisten, sind vorgelagerte Schritte erforderlich. Sowohl die Definition von entsprechenden relevanten Qualitätskriterien, als auch deren datenmäßige Erfassung sind zwingende Voraussetzungen dazu. Zur Definition der Qualitätskriterien gemäß § 19 EIWOG 2010 wurde vor kurzem die Verordnung des Vorstandes der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (END-VO 2012; BGBl. II Nr. 477/2012) erlassen.

Es liegt nahe, die darin spezifizierten Qualitätskriterien für die Ausgestaltung des Q-Elements heranzuziehen. Da die Verordnung erst im Laufe des Jahres 2012 erlassen wurde und eine grundsätzliche und umfassende Auseinandersetzung zu diesem Themenkomplex erforderlich ist, erscheint eine Implementierung des Q-Elements mit Beginn des Jahres 2014 nicht realistisch. Wesentliche Fragen stellen sich unter anderem in Zusammenhang mit den umfassten Qualitätsdimensionen, der Betrachtung von Referenzwerten, der Bewertung von Abweichungen zu eben diesen sowie der allfälligen Implementierung im Rahmen der allgemeinen Regulierungsformel oder anderer Möglichkeiten der Berücksichtigung. Daher wird bis zum Ende der 3. Regulierungsperiode (sofern es keine wesentlichen Änderungen des Regulierungsrahmens bzw. von anzuwendenden Gesetzen gibt) davon abgesehen, ein Qualitätselement im Rahmen der allgemeinen Regulierungsformel anzusetzen.

## 15. Netzverlustkosten

Physikalische Netzverluste entstehen beim Transport elektrischer Energie über das Stromnetz. Der Anteil der Netzverluste an den Abgabemengen ist durch eine Reihe von Maßnahmen vom Netzbetreiber beeinflussbar. Hierunter fallen beispielsweise Änderungen in der Netzstruktur, Ersatz verlustreicherer Anlagen (Transformatoren und Leitungen) durch verlustärmere, etc. Neben diesen physikalischen Verlusten gibt es auch kommerzielle Verluste (ausgelöst durch z.B. Fehlverrechnungen oder Stromdiebstahl, etc), welche ebenfalls vom Netzbetreiber in deren Höhe zu beeinflussen sind. Ob das Ergreifen einer bestimmten Maßnahme zur Verlustreduktion ökonomisch sinnvoll ist, kann durch die Abwägung der Kosten-/Nutzenrelationen einzelner Möglichkeiten bestimmt werden und liegt dementsprechend in der Entscheidungssphäre des Netzbetreibers.

Durch das Ergreifen dieser als sinnvoll klassifizierten Maßnahmen werden Netzkunden jedenfalls vor unnötigen Kostensteigerungen bewahrt. Im Zuge von Erweiterungs- oder auch Ersatzinvestitionserfordernissen müssen daher gewisse Anreize geschaffen werden, die einen Einfluss auf die Netzstruktur- und Investitionsentscheidungen haben und die Gesamtkosten über den Lebenszyklus einer Investitionsentscheidung zu einem Minimum führen.<sup>70</sup> Zu diesen Gesamtkosten zählen neben den eigentlichen Kapitalkosten auch die operativen Kosten inklusive der Kosten für Netzverluste. Da Stromverteilernetzbetreiber die entstehenden Netzverlustmengen beschaffen müssen und auf diesen Beschaffungsmärkten als Preisnehmer auftreten, zählt die Preiskomponente der Netzverluste zu den unbeeinflussbaren Kosten gemäß § 59 Abs 6 Z 3 EIWOG 2010. Dies gilt jedenfalls dann, wenn die Beschaffung auf Basis einer transparenten und diskriminierungsfreien Weise erfolgt.

In Bezug auf das Mengengerüst (Netzverlustmengen) sieht der Gesetzgeber jedoch eine gewisse Beeinflussbarkeit als gegeben an. Dementsprechend regelt § 53 Abs 1 EIWOG 2010, dass durch das Netzverlustentgelt jene Kosten abgegolten werden, die dem Stromverteilernetzbetreiber für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen. Bei der Ermittlung angemessener Energiemengen sind zudem auch Durchschnittsbetrachtungen zulässig.

Aufgabe der Regulierung ist es demnach, Anreize zur Durchführung von netzverlustreduzierenden Maßnahmen zu kreieren, um überschießende Netzverlustanteile bei einzelnen Stromverteilernetzbetreibern auf ein angemessenes Niveau zu bringen und die Netzkunden entsprechend zu entlasten. Während der zweiten Regulierungsperiode folgten die auf Basis der Daten des Geschäftsjahres 2008 determinierten Netzverlustanteile (Menge der Netzverluste bezogen auf die Abgabe an Endverbraucher und Weiterverteiler) einem Anreizsystem, welches vor dem Hintergrund der Beeinflussbarkeit und des Energieeffizienzgedankens entwickelt wurde. Als adäquater Ausgangswert wurden die Netzverlustanteile aus dem Gutachten von Haubrich und Swoboda (1998) herangezogen. Der „Zielwert“ von 4 Prozent galt dabei als Maßstab, welcher selbst um 1 Prozent p.a. sank. Lag der Netzverlustanteil des GJ 2008 eines Stromverteilernetzbetreibers über diesen 4

---

<sup>70</sup> Diese Zielsetzung entspricht auch den Anforderungen aus Artikel 15 der Richtlinie 2012/27/EU (Energieeffizienzrichtlinie) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012.

Prozent, wurde die tatsächliche Quote mit einer jährlichen zusätzlichen Beabschlagung auf den Zielwert herangeführt. Überstiegen die jährlich ermittelten Netzverlustanteile jene Quoten des Anreizpfades, so wurden nur die Netzverlustmengen auf Basis des Anreizpfades regulatorisch anerkannt. Bei Unterschreitungen des Zielwertes (4 Prozent im Ausgangsjahr, 3,96 Prozent im Folgejahr, etc.) bzw. des Wertes gemäß Anreizpfad in den Folgejahren wurden die tatsächlichen Netzverlustmengen abgegolten.

Im Zuge der Diskussionen zur Ausgestaltung der dritten Regulierungsperiode wurde die Frage behandelt, inwiefern die damalige (15 Jahre zurückliegende) gutachterliche Einschätzung auch auf aktuelle Verhältnisse und insbesondere geänderte Versorgungsstrukturen übertragbar ist. Darüber hinaus wurde von zahlreichen (vor allem Stromverteilernetzbetreiber mit Anlagen lediglich auf den unteren Spannungsebenen) kritisiert, dass die angesprochene Deckelung die jeweiligen strukturellen Unterschiede nicht adäquat abbilden würde. Das Beratungsunternehmen CONSENTEC wurde daher gemeinsam von OE und E-Control beauftragt, angemessene Netzverlustanteile je Netzebene abzuleiten.<sup>71</sup> Mittels modellhafter aber repräsentativer Zustände wurden hierbei plausible Bandbreiten von Netzverlustquoten errechnet und mit den tatsächlichen Durchschnittswerten aus den der Behörde vorliegenden Erhebungsbögen der Unternehmen verifiziert. Betrachtet wurden für das österreichische Stromverteilernetz typische Netzstrukturen, Leitungsquerschnitte, auftretende Einspeisesituationen, die Altersverteilung von Umspannwerken, etc. Die Ergebnisse aus der modellhaften Berechnung wurden mittels entsprechender Sensitivitätsanalysen untersucht und sind in nachfolgender Abbildung wiedergegeben:

Netzebene	Minimum	Mittelwert	Standardabweichung
NE 3	0,3 Prozent	0,6 Prozent	0,4 Prozent
NE 4	0,2 Prozent	0,3 Prozent	0,1 Prozent
NE 5	0,2 Prozent	0,9 Prozent	0,5 Prozent
NE 6	1,0 Prozent	1,6 Prozent	0,3 Prozent
NE 7	1,2 Prozent	3,1 Prozent	1,4 Prozent

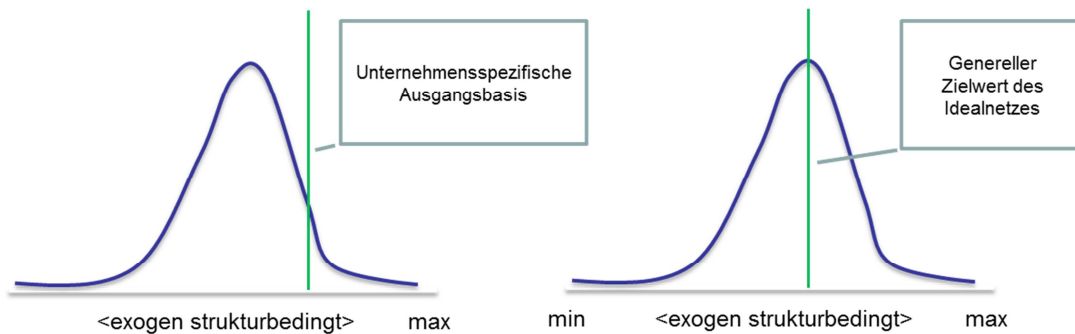
**Abbildung 21: Modellhaft errechnete Netzverlustanteile je Netzebene**

Auf Basis der Erkenntnisse aus der gemeinsamen Studie wurde mit den Branchenvertretern, ein mögliches aktualisiertes und adaptiertes System für die Netzverlustmengen diskutiert. Das vorgeschlagene System sah vor, dass ausgehend von einer maximalen unternehmensindividuellen Netzverlustquote im Ausgangsjahr mittels eines Anpassungspfades ein regulatorisch vorgegebener Zielwert, auf Basis der vom beauftragten Gutachter Werte für ein Idealnetz (nicht unternehmensspezifisch), über eine Dauer von 20 Jahren zu erreichen gewesen wäre. Im Rahmen der Gespräche mit den Branchenvertretern hat sich gezeigt, dass das diskutierte System generell suboptimal wirkt, da strukturell schwache Unternehmen tendenziell benachteiligt werden und das System kaum Anreize für Unternehmen zur Reduktion von Netzverlustmengen bereitstellen würde, vor allem da

<sup>71</sup> Consentec (2013).

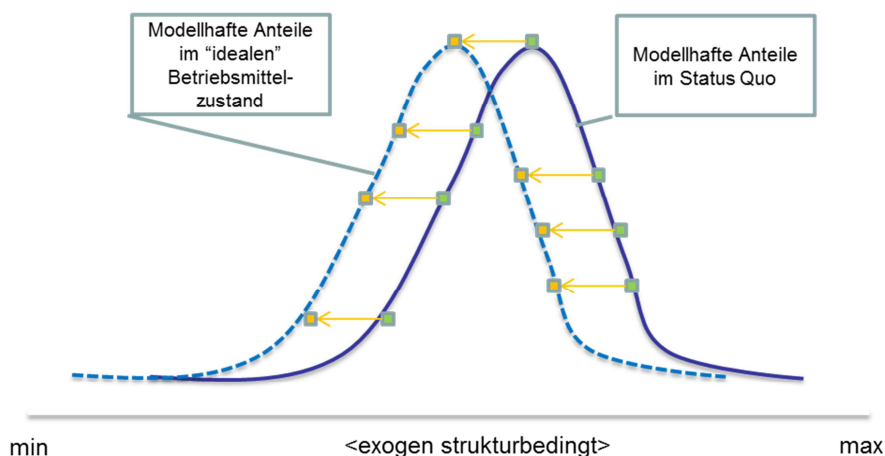


„nicht realisierbare“ Zielwerte seitens der Branche abgelehnt werden. Abbildung 22 stellt das generelle Problem dar: „strukturell schwächere“ Stromverteilernetzbetreiber könnten Zielvorgaben erhalten, die sie nicht erreichen können und Unternehmen mit zufällig (weil exogen) „guter Struktur“ könnten trotzdem verhältnismäßig hohe Verlustquoten aufweisen und würden von diesem System mit einem generell für alle Unternehmen einheitlich gültigen netzebenenspezifischen Zielwert nicht erfasst werden.



**Abbildung 22: Wirkungsweise Zielwert auf Basis genereller Netzverlustquoten eines Idealnetzes**

Vielmehr sollte die dargestellte Kurve in Abbildung 22 gesamtheitlich verschoben werden, damit alle Unternehmen gleichermaßen gezwungen sind, ihre Netzverlustquoten entsprechend im Zeitverlauf zu senken (vgl. Abbildung 23). Dies könnte durch unternehmensindividuelle Anpassungspfade und Zielwerte über einen bestimmten Zeitraum erreicht werden.



**Abbildung 23: Wirkungsweise Zielwert auf Basis individueller Netzverlustquoten eines Idealnetzes**

Die Ableitung unternehmensspezifischer Netzverlustquoten auf Basis eines strukturbedingten Idealnetzes ist mit sehr hohem Daten- und Ressourcenaufwand verbunden. Da im Rahmen der Ableitung eines generell gültigen Idealnetzes einige Bedenken seitens der Datenqualität der für die Analyse notwendigen Eingangsparameter aufkamen, erscheint die Ableitung unternehmensindividueller Zielwerte zumindest für die

kommende Regulierungsperiode als nicht zweckmäßig. Als Alternative hält es die Behörde für sachgerecht, die Netzverlustmengen im Rahmen des Benchmarkings mit einem einheitlichen Netzverlustpreis zu bewerten (vgl. dazu Kapitel 6.2.1) und additiv in die Benchmarkingkostenbasis miteinzubeziehen. Die nunmehr abgeleiteten Effizienzwerte basieren demnach auch auf den Netzverlustkosten und fließen dementsprechend auch in den Xind ein. Diese Vorgangsweise ist insofern konsistent, als dass - wie bereits eingangs dargestellt - ein nicht vernachlässigbarer Zusammenhang zwischen den CAPEX bzw. Gesamtkosten eines Unternehmens und dessen Netzverlustquoten bzw. Netzverlustkosten besteht. Unternehmensindividuelle Strukturen werden im Rahmen der jeweiligen Modellnetzlängen (siehe Kapitel 6.2.2) sowie Netzhöchstlasten bereits adäquat berücksichtigt. Unternehmen mit guten strukturellen Bedingungen und hohen Netzverlusten erscheinen im relativen Effizienzvergleich als ineffizient im Vergleich zu Unternehmen mit schlechter Struktur und niedrigen Netzverlustkosten. Da die unternehmensindividuellen Abschläge auf die Gesamtkosten wirken, stellt diese Vorgangsweise einen Anreiz für die Unternehmen bereit, die Entwicklung der Netzverlustkosten in ihr Netzplanungskalkül miteinzubeziehen und gegebenenfalls ihre Netzverluste im Zeitverlauf zu senken.

Der Anreiz könnte insofern verstärkt werden, als den Unternehmen noch zusätzlich zu den Abschlägen auf die Gesamtkosten auch unternehmensindividuelle Zielvorgaben für die jeweiligen Netzverlustquoten vorgegeben werden könnten. Da die Ermittlung unternehmens- und netzebenenspezifischer Idealquoten jedoch derzeit problembehaftet ist (siehe vorangestellte Diskussion), wird derzeit auf eine weitere Beabschlagung der Netzverlustmengen verzichtet und den Unternehmen die Optimierung in Hinsicht auf die Gesamtkosten vorübergehend selbst überlassen. Weitere alternative Anreizsysteme werden jedoch jedenfalls entsprechend für folgende Regulierungsperioden evaluiert.

## 16. Carry-Over aus Vorperioden

Der Anreiz der Anreizregulierung liegt in der – zeitlich begrenzten – Entkoppelung von Preisen respektive Erlösen von den tatsächlichen Kosten. Der Anreiz für die Unternehmen ist von der Dauer der Regulierungsperiode abhängig – je länger diese dauert, desto länger kann das Unternehmen von Kostensenkungen profitieren. Gleichzeitig hängt die Stärke des Anreizes zur produktiven Effizienz davon ab, wie Kostenreduktionen der Unternehmen in die Festlegung der Regulierungsparameter in der nächsten Regulierungsperiode einfließen. Werden Kosteneinsparungen beim Übergang in eine neue Regulierungsperiode zur Gänze abgeschöpft, werden einerseits die Anreize Kosteneinsparungen vorzunehmen abgeschwächt und andererseits haben Unternehmen den Anreiz Kosteneinsparungen zeitlich zu verschieben und vor allem am Beginn der Periode vorzunehmen um möglichst lange von dem positiven Effekt zu zehren. Die dargestellten Effekte werden in der ökonomischen Literatur als „Ratchet Effect“ bezeichnet (vgl. Rodgarkia-Dara, 2007). Der „Ratchet Effect“ kann durch folgende Regulierungsinstrumente vermieden werden:

- Yardstick Competition: Unternehmensindividuellen Daten aus der Vergangenheit werden bei der Festsetzung der neuen Vorgaben (für Folgeperioden) für das Unternehmen beschränkt. Die Grundlage bildet ein kontinuierliches Benchmarking der Unternehmen.
- Efficiency-Carry-Over Mechanismus: Unternehmen können auch in Folgeperioden von den Effizienzgewinnen der Vorperioden profitieren. Beim Übergang von der ersten auf die zweite Regulierungsperiode der Stromverteilernetze wurde ein Carry-Over Mechanismus gewählt. Auf dessen Grundlage werden 50 Prozent der während der beiden Regulierungsperioden erzielten zusätzlichen Kosteneinsparungen (Unterschreitung des vorgegebenen Kostenpfades) an die Endkunden weitergegeben. Der dabei ermittelte Carry-Over kann auch negative Werte (Kostensteigerungen) aufweisen. Bei der Entgeltfestsetzung für das Jahr 2010 wurden bereits 25 Prozent der ermittelten zusätzlichen Effizienzen berücksichtigt und die verbleibenden 25 Prozent werden nach Ende der zweiten Periode über 8 Jahre verteilt im Rahmen der Entgelte berücksichtigt.

Im Zuge der Diskussionen zur zweiten Regulierungsperiode wurde zwar die Ermittlung einer zweiten Kostenfestsetzung zur Bestimmung der Höhe des Carry-Overs in Aussicht gestellt, diese wird allerdings im Zuge der Kostenermittlung für die dritte Periode nicht mehr durchgeführt. Als Hauptgrund hierfür ist anzugeben, dass für eine Ermittlung des exakten Carry-Over eine gleiche Kostenermittlung wie auf Basis des Jahres 2003 ebenfalls für 2011 erfolgen müsste. Vor dem Hintergrund von doch wesentlichen Veränderungen der Unternehmensstrukturen, der Versorgungsaufgaben und unterschiedlicher Sondereffekte in 2003 und 2011 erscheint diese Aufgabe beinahe unlösbar. Es wird daher auch in Zusammenhang der Akzeptanz sowie der Praktikabilität auf die Ermittlungsergebnisse in Zusammenhang mit der zweiten Regulierungsperiode abgestellt und die damals ermittelten Werte herangezogen. Hierdurch wird sichergestellt, dass ab dem Jahr 2014 über einen Zeitraum von 8 Jahren die Netzkunden an zusätzlich erzielten Effizienzsteigerungen der ersten beiden Perioden profitieren können.

Seitens der Unternehmen sowie der Legalparteien wurde die relativ aufwändige Berechnungssystematik und die damit verbundene schwierige Nachvollziehbarkeit kritisiert. Weiters erscheint es der Behörde aufgrund der verkürzten Periode für Effizienzsteigerungsmaßnahmen (5 anstatt 8 Jahre) und der bereits bestehenden Verteilung des Carry-Over der Vorperioden über 8 Jahre als wenig praktikabel und zielführend weitere Carry-Over Werte (mit möglicherweise positiver und negativer Auswirkung) zu ermitteln – die damit verbundene Anreizwirkung für Folgeperioden ist daher kritisch zu beurteilen.

Ein wiederkehrendes Benchmarking vor Beginn jeder weiteren Regulierungsperiode stellt aus Sicht der Behörde sicher, dass der bereits diskutierte „Ratchet-Effekt“ minimiert wird. Diese Vorgangsweise kann somit als Alternative zu einem expliziten „Carry-Over“-System angesehen werden, da dieses ebenso die Minimierung des Ratchet-Effekts und die Aufrechterhaltung des Anreizes zu produktivem Verhalten verfolgt. Ein weiterer Carry-Over für die 3. Regulierungsperiode wird somit nicht ermittelt. Allerdings wirken die Effekte aus den ersten beiden Regulierungsperioden in der Kostenfestsetzung ab 2014.

## 17. Regulierungsformel

In diesem Kapitel werden abschließend die in diesem Papier dargestellten Inhalte nochmals formal dargestellt.<sup>72</sup> Die Kostenfeststellung (als Basis für die Entgeltermittlung) erfolgt exemplarisch für die Jahre 2014 und 2015. Die den Entgelten zugrunde liegenden Kosten sind gemäß § 59 Abs. 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.

---

<sup>72</sup> E-Control behält sich vor, etwaige Unschärfen bzw. Fehler in den im Dokument dargestellten Formeln entsprechend den dargestellten Grundsätzen anzupassen.

Kostenfeststellung zur Entgeltermittlung 2014:

Formel 1

$$K_{2014}^{BasisEntgelte} = K_{2013}^{Pfad} \times (1 + \Delta NPI_{2014}) \times (1 - KA_{3.Periode}) + Inv.Faktor_{2014} + BK.Faktor_{2014} + nbK_{2012} + Reg.kto_{2014} + Aufrollung_{2014} \pm CarryOver - BKZ_{2012} - ME_{2012} - sonstigeEntgelte_{2012} + SM.CostPlus_{2012}$$

Dabei gilt exemplarisch für Bilanzstichtag 31. Dezember:

$$K_{2013}^{Pfad} = (K_{2011} - nbK_{2011}) \times \prod_{t=2012}^{2013} (1 + \Delta NPI_t) \times (1 - Xgen_{3.Periode})^2$$

exemplarisch für Bilanzstichtag 31. März:

$$K_{2013}^{Pfad} = (K_{2011} - nbK_{2011}) \times (1 + \Delta NPI_{2011})^{0,75} \times (1 + \Delta NPI_{2012}) \times (1 + \Delta NPI_{2013}) \times (1 - Xgen_{3.Periode})^{2,75}$$

analog für alternative Bilanzstichtage.

$$\Delta NPI_{2014} = 0,57 \times \Delta TLI_{2014} + 0,43 \times \Delta VPI_{2014}$$

wobei gilt

$$\Delta VPI_{2014} = \frac{VPI_{01.2012} + \dots + VPI_{12.2012}}{VPI_{01.2011} + \dots + VPI_{12.2011}} - 1$$

$$\Delta TLI_{2014} = \frac{TLI_{01.2012} + \dots + TLI_{12.2012}}{TLI_{01.2011} + \dots + TLI_{12.2011}} - 1$$

$$KA = 1 - \sqrt[10]{\frac{K_{2023}}{K_{2013}}} = 1 - \sqrt[10]{\frac{K_{2013} \cdot (1 - X_{gen})^{10} \cdot ES_{2013}}{K_{2013}}} = 1 - (1 - X_{gen}) \cdot \sqrt[10]{ES_{2013}} \quad \text{wobei } K_{2023} = K_{2013} \cdot (1 - KA)^{10}$$

$BK.Faktor_{2014}$  = Betriebskostenfaktor für 2014

$Inv.F_{2014}$  = Investitionsfaktor für 2014

exemplarisch für Bilanzstichtag 31. Dezember:

$$\begin{aligned} Inv.F_{2014} = & \\ & + CAPEX_{2012} (= AfA_{2012} + BW_{Vermögen_{2012}} \times (WACC)) \\ & - CAPEX_{2011\_Vermögen\_bis\_2011} \times (1 + \Delta NPI_{2012}) \times (1 + \Delta NPI_{2013}) \times (1 + \Delta NPI_{2014}) \times (1 - X_{gen})^3 \quad 73 \end{aligned}$$

exemplarisch für Bilanzstichtag 31. März:

$$\begin{aligned} Inv.F_{2014} = & \\ & + CAPEX_{2012} (= AfA_{2012} + BW_{Vermögen_{2012}} \times (WACC)) \\ & - CAPEX_{2011\_Vermögen\_bis\_2011} \times (1 + \Delta NPI_{2011})^{0,75} \times (1 + \Delta NPI_{2012}) \times (1 + \Delta NPI_{2013}) \times (1 + \Delta NPI_{2014}) \times (1 - X_{gen})^{3,75} \quad 68 \end{aligned}$$

analog für alternative Bilanzstichtage.

$nbK_{2012}$  = nicht beeinflussbare Kosten des Geschäftsjahres 2012

$Reg.kto_{2014}$  = Abweichungen, welche im Rahmen des Regulierungskontos berücksichtigt werden (erstmalige Berücksichtigung in den Entgelten des Jahres 2014)

$BKZ_{2012}$  = Auflösung von Baukostenzuschüssen des Geschäftsjahres 2012

<sup>73</sup> CAPEX verstehen sich ohne CAPEX, die auf den Smart Meter Roll-Out zurückzuführen sind.

$ME_{2012}$  = Messerlöse des Geschäftsjahres 2012

$SonstigeEntgelte_{2012}$  = Erlöse aus sonstigen Entgelten gemäß § 11 SNE-VO idgF

$SM.CostPlus_{2012}$  = Mehrkosten des Smart Meter Roll-outs (CAPEX sowie OPEX)

**Die Kostenfeststellung zur Entgeltermittlung 2015 erfolgt analog.**



## **18. Ausblick: Übergang zur folgenden Regulierungsperiode**

Obwohl aus heutiger Sicht noch nicht abgeschätzt werden kann, welches Regulierungsmodell für eine folgende Regulierungsperiode zur Anwendung kommen wird, erscheint es sinnvoll, bereits einige Überlegungen hinsichtlich eines Periodenüberganges anzustellen. Wie bereits dargestellt, wird anstelle der Verteilung der Ineffizienzen über zwei Regulierungsperioden ein kontinuierliches Benchmarking bevorzugt. Diese Vorgangsweise hat den Vorteil, dass der Grad der relativen Effizienz neuerlich festgestellt werden kann und den Unternehmen adäquate und zeitnahe Zielvorgaben vermittelt werden können. Während der Regulierungsperiode können die Unternehmen zur Gänze von ihren überschießenden (d.h. über den Regulierungspfad hinausgehenden) Effizienzanstrengungen profitieren. Dies steht im Einklang mit dem Ziel des Regulierungssystems, die produktive Effizienz der Verteilernetzbetreiber zu steigern und entspricht damit auch dem Interesse der Netzkunden. Weiters hat diese einfache und transparente Vorgangsweise den Vorteil, den Übergang in ein Folgesystem (beispielsweise auf Basis eines Yardstick-Mechanismus) zu erleichtern, da keine Effekte aus Vorperioden (vgl. Carry-Over Mechanismus) zu berücksichtigen wären.

## 19. Literaturverzeichnis

- Agrell, P. J., Bogetoft; P., Tind, J., 2005, "DEA and Dynamic Yardstick Competition in Scandinavian Electricity Distribution", *Journal of Productivity Analysis*, Vol. 23 (2), 173-201.
- Battese, G. E., 1997, „A Note on the Estimation of Cobb-Douglas Production Functions when some Explanatory Variables have zero Values“, *Journal of Agricultural Economics*, 48, 250–252.
- Becker, Büttner, Held, 2012, „Gutachterliche Stellungnahme zur Ermittlung der Finanzierungskosten für Verteilernetzbetreiber in der dritten Regulierungsperiode“, Gutachten im Auftrag von Österreichs Energie, 1-67.
- Box, G. E. P., Cox D.R., 1964, „An Analysis of Transformations“, *Journal of the Royal Statistical Society, Series B*, 26 (1964), 211-246.
- Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010) i.d.F. BGBl. I Nr. 110/2010.
- Consentec, 2013, „Kurzgutachten zur Ermittlung von Verlustanteilen je Netzebene“, Untersuchung im Auftrag von E-Control und Österreichs Energie, 1-33.
- Frontier Economics, 2012, „Bestimmung der Finanzierungskosten für Gasnetzbetreiber“, Gutachten für die E-Control, 1-104.
- Frontier Economics, Consentec, TU Clausthal, Weyman-Jones, T., Smith, R., 2012, "Anlage A.BM – Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber Gas", Bericht im Auftrag der BNetzA , 1-157.
- Frontier Economics, Consentec, Sumicsid, 2013, „E3GRID2012 – European TSO Benchmarking Study, A Report for European Regulators, 1-146.
- Gallant, A. R., 1981, „On the Bias in Flexible Functional Forms and an Essentially Unbiased Form: The Fourier Flexible Form“, *Journal of Econometrics* 15, 211–245.
- Gallant, A. R., 1982, „Unbiased Determination of Production Technologies“, *Journal of Econometrics* 20, 285–323.
- Gugler, K., Klien, M., Schmitt S., 2012, „Wirtschaftswissenschaftliches Gutachten zu Benchmarkingmethoden für die österreichischen Energienetze“, Gutachten für die E-Control Austria.
- Huang, T, Wang, M., 2004, "Comparisons of Economic Inefficiency Between Output and Input Measures of Technical Inefficiency Using the Fourier Flexible Cost Function", *Journal of Productivity Analysis*, 22, 123–142.
- Polynomics, 2013, "Berechnung X-Allgemein für die dritte Regulierungsperiode", Aktualisierung des Gutachtens von Polynomics vom 30. September 2008, im Auftrag von Österreichs E-Wirtschaft, 1-17.
- PwC Österreich, 2010, „Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering“, im Auftrag der E-Control, 1-92

Research Studios Austria Forschungsgesellschaft mbH, Research Studio – iSPACE, 2012, „Räumliche Strukturindikatoren für Netzinfrastrukturen“, Projekt-Bericht im Auftrag der E-Control, 1-44.

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

Shleifer, A. , 1985, “A Theory of Yardstick Competition”, The RAND Journal of Economics, Vol 16 (3), 319-327.

Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 (SNT-VO 2006), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 240 am 10. Dezember 2005, samt Erläuterungen.

Systemnutzungstarife-Verordnung 2010 (SNT-VO 2010), kundgemacht im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 249 am 24. Dezember 2009, samt Erläuterungen.

Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012, END-VO 2012), BGBl. II Nr. 477/2012.

Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV), Anlage 3 (zu § 12), Artikel 1 V. v. 29.10.2007 BGBl. I S. 2529 (Nr. 55); zuletzt geändert durch Artikel 7 G. v. 20.12.2012 BGBl. I S. 2730.

## 20. Anhang

### Liste der vom Regulierungssystem umfassten Unternehmen

Übersicht Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge > 50 GWh (2008)		
001	Netz Burgenland GmbH	Burgenland
002	KELAG Netz GmbH	Kärnten
003	Energie Klagenfurt GmbH	Kärnten
004	EVN Netz GmbH	Niederösterreich
005	Stadtwerke Amstetten	Niederösterreich
006	Energie AG Oberösterreich Netz GmbH	Oberösterreich
007	Linz Strom Netz GmbH	Oberösterreich
008	Wels Strom GmbH	Oberösterreich
009	Energie Ried GmbH	Oberösterreich
010	Elektrizitätswerk Perg GmbH	Oberösterreich
011	Salzburg Netz GmbH	Salzburg
012	Stromnetz Steiermark GmbH	Steiermark
013	Stromnetz Graz GmbH	Steiermark
014	Feistritzwerke - Steweag GmbH	Steiermark
015	E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH	Steiermark
016	Stadtwerke Judenburg AG	Steiermark
017	Stadtwerke Kapfenberg GmbH	Steiermark
018	Stadtwerke Bruck a. d. Mur GmbH	Steiermark
019	Stadtwerke Mürzzuschlag Ges.m.b.H.	Steiermark
020	Elektrizitätswerk der Stadtgemeinde Kindberg	Steiermark
021	Stadtwerke Köflach GmbH	Steiermark
022	Stadtwerke Hartberg Energieversorgungs-Ges.m.b.H.	Steiermark
023	Stadtwerke Voitsberg	Steiermark
024	TIWAG Netz AG	Tirol
025	Innsbrucker Kommunalbetriebe AG	Tirol
026	Elektrizitätswerk Reutte Ges.m.b.H.	Tirol
027	Kraftwerke Haim KG	Tirol
028	Stadtwerke Hall in Tirol Ges.m.b.H.	Tirol
029	Stadtwerke Kitzbühel	Tirol
030	Stadtwerke Kufstein Gesellschaft m.b.H	Tirol
031	Stadtwerke Schwaz GmbH	Tirol
032	Stadtwerke Wörgl Ges.m.b.H.	Tirol
033	Vorarlberger Energienetze GmbH	Vorarlberg
034	Energieversorgung Kleinwalsertal Ges.m.b.H.	Vorarlberg
035	Elektrizitätswerke Frastanz GmbH	Vorarlberg
036	Montafonerbahn AG	Vorarlberg
037	Stadtwerke Feldkirch	Vorarlberg
038	Wiener Netze GmbH	Wien

## Aufrollung des Investitionsfaktors für das Jahr 2016 – Zusammenhang mit allgemeiner Regulierungsformel

Die nachfolgend dargestellten Zusammenhänge zwischen Investitionsfaktor und allgemeiner Regulierungsformel dienen lediglich zur Illustration – die dargestellten Formeln sind nicht zwingend in der vorliegenden Form anzuwenden.

Regulierungsformel (Bestehend aus Totex, Investfaktor und Aufrollung) für 2016

$$\begin{aligned}
 K_{2016} &= Opex_{2011} \times (1 + NPI_{2012}) \times (1 + NPI_{2013}) \times (1 + NPI_{2014}) \times (1 + NPI_{2015}) \times (1 + NPI_{2016}) \times (1 - Xgen)^5 \times (1 - Xind)^3 \\
 &+ Capex_{2011} \times (1 + NPI_{2012}) \times (1 + NPI_{2013}) \times (1 + NPI_{2014}) \times (1 + NPI_{2015}) \times (1 + NPI_{2016}) \times (1 - Xgen)^5 \times (1 - Xind)^3 \\
 &+ [Capex_{2014} - Capex_{2011} \times (1 + NPI_{2012}) \times (1 + NPI_{2013}) \times (1 + NPI_{2014}) \times (1 + NPI_{2015}) \times (1 + NPI_{2016}) \times (1 - Xgen)^5] \\
 &+ Capex_{2014} - Capex_{2012}
 \end{aligned}$$

Erste Zeile: Opex Überleitung auf 2016

Zweite Zeile: CAPEX Überleitung auf 2016

Dritte Zeile: Investfaktor für 2016 additiv

Vierte Zeile: Aufrollung des Investfaktors

Herausheben der Hochrechnung CAPEX 2011 auf 2016 mit Xgen für Zeilen 2+3

$$\begin{aligned}
 K_{2016} &= Opex_{2011} \times (1 + NPI_{2012}) \times (1 + NPI_{2013}) \times (1 + NPI_{2014}) \times (1 + NPI_{2015}) \times (1 + NPI_{2016}) \times (1 - Xgen)^5 \times (1 - Xind)^3 \\
 &+ Capex_{2011} \times (1 + NPI_{2012}) \times (1 + NPI_{2013}) \times (1 + NPI_{2014}) \times (1 + NPI_{2015}) \times (1 + NPI_{2016}) \times (1 - Xgen)^5 \times [(1 - Xind)^3 - 1] + Capex_{2014} \\
 &+ Capex_{2014} - Capex_{2012}
 \end{aligned}$$

CAPEX 2011 unterliegen ausschließlich der individuellen Effizienzvorgabe.

Alternativ zur vorhergehenden Formel - Herausheben des allgemeinen Hochrechnungsteils:

$$K_{2016} = (1 + NPI_{2012}) \times (1 + NPI_{2013}) \times (1 + NPI_{2014}) \times (1 + NPI_{2015}) \times (1 + NPI_{2016}) \times (1 - Xgen)^5 \times [Opex_{2011} \times (1 - Xind)^3 + Capex_{2011} \times (1 - Xind)^3 - Capex_{2011}] + Capex_{2014} + Capex_{2014} - Capex_{2012}$$

OPEX 2011 werden mit dem generellen Produktivitätsfortschritt (Xgen), der individuellen Effizienzvorgabe (Xind) und dem Netzbetreiberpreis (NPI) angepasst.

CAPEX 2011 unterliegen nur der individuellen Effizienzvorgabe.

Allgemeine Darstellung ab 2016 bis Ende der Regulierungsperiode 2018

$$K_t = \prod_{i=2012}^t (1 + NPI_i) \times (1 - Xgen)^{t-2011} \times [Opex_{2011} \times (1 - Xind)^{t-2013} + Capex_{2011} \times (1 - Xind)^{t-2013} - Capex_{2011}] + Capex_{t-2} + Capex_{t-2} - Capex_{t-4}$$

### Betriebskostenfaktor – Evaluierung geeigneter Preisansätze

Dependent Variable: OPEX\_GESAMT (NSP+MSP+HSP)

Method: Least Squares

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
KM_NSP+1.12*KM_MSP+2.92*KM_HSP	0.988324	1.303178	0.758395	0.5274
Zählpunkte Einspeiser gesamt (Ebenen 3-7)	5.858802	21.34163	0.274525	0.8094
Zählpunkte Entnehmer gesamt (Ebenen 3-7)	0.089515	0.011877	7.536824	0.0172
C	4996.136	10346.15	0.482898	0.6769
R-squared	0.986779	Mean dependent var		65694.98
Adjusted R-squared	0.966947	S.D. dependent var		57053.27

**Betriebskostenfaktor: OPEX Gesamt erklärt durch gewichtete (reale) Leitungslängen, Einspeise- und Entnehmer-Zählpunkte auf Ebenen 3 bis 7**