



E-CONTROL

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

1.1.2014-31.12.2018

12. Februar 2013

Inhaltsverzeichnis

1.	<i>Einleitung</i>	2
2.	<i>Ziele der Anreizregulierung</i>	3
3.	<i>Anwendungsbereich</i>	5
4.	<i>Anwendungsdauer - Gültigkeit der Regulierungsperiode</i>	5
5.	<i>Ermittlung der Ausgangskostenbasis für die dritte Regulierungsperiode</i>	6
5.1.	Geprüfte Gesamtkosten 2011.....	6
5.2.	Beeinflussbare und nicht-beeinflussbare Kosten 2011	7
5.3.	Hochrechnung zur Bestimmung der beeinflussbaren Ausgangskostenbasis 2013.....	8
6.	<i>Genereller Produktivitätsfortschritt für die dritte Periode (X-Gen_{3.Periode})</i>	8
7.	<i>Individuelle Effizienzvorgabe (X-Ind)</i>	9
7.1.	Benchmarking	9
7.2.	Effizienzvorgaben während der Regulierungsperiode - Bestimmung des Kostenanpassungsfaktors.....	11
8.	<i>Netzbetreiberpreisindex (NPI)</i>	12
9.	<i>Finanzierungskostensatz (WACC)</i>	14
10.	<i>Finanzierungskostenbasis (Regulatorischer Anlagenbestand, RAB)</i>	16
11.	<i>Erweiterungsfaktoren während der Regulierungsperiode</i>	16
11.1.	Betriebskostenfaktor.....	17
11.2.	Investitionsfaktor	17
11.3.	Zielvorgaben für Kostenerhöhungen durch Erweiterungen während der dritten Regulierungsperiode	23
11.4.	Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges.....	23
12.	<i>Regulierungskonto</i>	30
13.	<i>Qualitätselement</i>	32
14.	<i>Netzverlustkosten</i>	32
15.	<i>Carry-Over aus Vorperioden</i>	32
16.	<i>Regulierungsformel</i>	33
17.	<i>Ausblick Übergang zur folgenden Regulierungsperiode</i>	37
18.	<i>Literaturverzeichnis</i>	37
19.	<i>Anhang</i>	38

1. Einleitung

Im Rahmen dieses Dokuments soll die von E-Control vertretene Sichtweise zur Ausgestaltung der dritten Regulierungsperiode – beginnend mit 1.1.2014 – im Detail unter Beachtung der gesetzlichen Rahmenbedingungen des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010) dargelegt und die Öffentlichkeit dazu konsultiert werden.

Ein Teil der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber unterliegt seit 1.1.2006 einer Anreizregulierung, welche sich über zwei Regulierungsperioden zu je vier Jahren erstreckt und mit 31.12.2013 endet. Auf Basis der gesetzlichen Änderungen sind seit Inkrafttreten des EIWOG 2010 deutlich mehr Stromverteilernetzbetreiber von der Anreizregulierung umfasst, da alle Stromnetzbetreiber mit einer Abgabemenge von über 50 GWh im Kalenderjahr 2008 in diese Systematik einzubeziehen sind.

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

Beginnend mit Sommer 2011 wurden mit Vertretern der Stromverteilernetzbetreiber und Oesterreichs Energie (OE) zahlreiche Gespräche zur Ausgestaltung der dritten Regulierungsperiode geführt. Hierbei wurde die von E-Control angedachte Systematik einschließlich der dabei wesentlichen Parameter diskutiert. In diesem Papier wird der daraus resultierende Entwurf eines Regulierungsmodells beschrieben und einer öffentlichen Konsultation zugeführt. Weitere hier noch nicht diskutierte jedoch wesentliche Parameter sowie Anpassungen und Erkenntnisse, die sich auf Basis der Konsultation ergeben, werden in einem Folgedokument behandelt, über welches ebenfalls eine Konsultation durchgeführt werden wird.

Im Rahmen eines langfristigen Anreizregulierungssystems, welches für eine Gesamtheit von Unternehmen über eine bestimmte Periode Anwendung findet, können unternehmensspezifische Entwicklungen und Anforderungen generell nur eingeschränkt berücksichtigt werden. 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 der Stromverteilernetzbetreiber beziehen und die Ausgestaltung nachfolgender Regulierungsperioden auch nach erfolgter Konsultation nicht präjudizieren. Das vorliegende Konsultationsdokument basiert auf den einschlägigen gesetzlichen Grundlagen in der derzeit geltenden Fassung (EIWOG 2010, E-ControlG); künftige Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen können auch Änderungen der dargestellten Systematik nach sich ziehen.

2. Ziele der Anreizregulierung

Ein langfristig stabiler Regulierungsansatz für ein natürliches Monopol muss 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 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 Tarife¹ 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 das Yardstick-Regulierungssystem 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 Unternehmen nicht nur zahlreiche Kostenprüfungen sondern auch zwei Perioden der Anreizregulierung durchlaufen haben, trifft dies durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die neu hinzugekommenen Unternehmen nicht zu. Da die Yardstick-Regulierung eine bedeutende Änderung im Vergleich zur bestehenden Anreizregulierung darstellt, erscheint die Fortführung des bisherigen Systems – zumindest für die dritte Regulierungsperiode – sachgerecht.

¹ In diesem Dokument werden die Begriffe „Tarif“ und „Entgelt“ als Synonyme verwendet.

3. Anwendungsbereich

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

4. Anwendungsdauer - Gültigkeit der Regulierungsperiode

Zur Bestimmung der Dauer einer Regulierungsperiode ist eine Abwägung zwischen verschiedenen Effekten notwendig. Wie bereits in Kapitel 0 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 - abhängig². 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 erfolgen sollte. Im Rahmen der ersten beiden Regulierungsperioden waren die Verteilernetzbetreiber gefordert, ihren ex-ante bestimmten 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-Effekt³ (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 Ausgangskostenbasis entsprechende Normierungen und Glättungen zur Vermeidung von strategischem Verhalten hinsichtlich der Verschiebung von Kostenpositionen (beispielsweise im Bereich der Instandhaltung, Personalbestand, etc.) durchgeführt werden.

² Es sei angemerkt, dass die Dauer einer Regulierungsperiode bei einer reinen Yardstick-Regulierung keine Rolle spielt, da hier keine zwischenzeitliche Entkoppelung, sondern eine gänzliche Entkoppelung zwischen zugestandenen und tatsächlichen Kosten (auch im Ausgangsjahr) erfolgt.

³ Siehe hierzu Rodgarkia-Dara, A. (2007).

Die Erfahrung aus den ersten beiden Regulierungsperioden hat gezeigt, dass Carry-Over Systeme zu Lasten der Akzeptanz äußerst komplex sind und die Regulierungsbehörde auch 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.⁴ 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 Gasverteilernetzbereich erstrebenswert. Die Behörde legt daher die Dauer der dritten Anreizregulierungsperiode auf fünf Jahre fest.

5. Ermittlung der Ausgangskostenbasis für die dritte Regulierungsperiode

Da das Geschäftsjahr, für welches eine Kostenprüfung stattfindet, 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.

5.1. 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 großen administrativen Aufwand auf Seiten der Behörde verbunden, und andererseits soll den betroffenen Unternehmen ausreichend Zeit zur Stellungnahme hinsichtlich der Neugestaltung des Regulierungssystems (einschließlich eines

⁴ Zu den Dauern üblicher Regulierungsperioden für Strom-(S)- und Gas-(G)verteilernetzbetreiber: 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).

neuerlichen Effizienzvergleiches) sowie der Kostenermittlungsbescheide eingeräumt werden. Um dies zu gewährleisten, wird von einer Prüfung der Kosten des Geschäftsjahres 2012 abgesehen und stattdessen auf das Geschäftsjahr 2011 abgestellt. 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.

In Teilbereichen (z.B. im Bereich der nicht beeinflussbaren Kosten sowie der Eingangsgrößen für die Berechnung der Erweiterungsfaktoren) wird im Rahmen der Feststellung der Kostenbasis jedoch auf jeweils letztverfügbare Werte abgestellt, um den systemimmanenten Zeitverzug möglichst gering zu halten. Aus dem Zeitverzug resultierende nachteilige Effekte werden durch eine entsprechende Behandlung (vgl. Kapitel 11.4) abgefedert.

Die Basis für die dritte Anreizregulierungsperiode bilden daher die von der Regulierungsbehörde geprüften Kosten (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.⁵

5.2. Beeinflussbare und nicht-beeinflussbare Kosten 2011

Im Rahmen der Kostenprüfung erfolgt eine differenzierte Feststellung der Kosten nach den Kategorien „nicht beeinflussbar“ gemäß § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 und dem sich zu den Gesamtkosten 2011 (K_{2011}) summierenden Residuum, den „beeinflussbaren“ Kosten. Die Trennung ist deswegen erforderlich, da 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 letztverfügbarer Werte geprüft und durchgereicht (pass-through), d.h. additiv im Rahmen der Regulierungsformel berücksichtigt (vgl. Kapitel 16). Die notwendige Differenzierung betrifft weiters die Behandlung der „nicht beeinflussbaren“ Kostenpositionen im Rahmen des Effizienzvergleichs (vgl. Kapitel 7) sowie der Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges (vgl. Kapitel 11.4).

Als nicht-beeinflussbare Kosten 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);

⁵ Außerordentliche Effekte umfassen beispielsweise unvorhergesehene Kostenerhöhungen ausgelöst durch Naturkatastrophen (gewöhnliche Reinvestitionen in die Netzinfrastruktur fallen jedenfalls nicht darunter).

- 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 Voll liberalisierung des Elektrizitätsmarktes mit 1. Oktober 2001 bestanden haben.

5.3. 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 31.12.2013 zu ermitteln. Diese Hochrechnung erfolgt grundsätzlich (entspricht einem ‚geraden‘ Wirtschaftsjahr mit Bilanzstichtag 31.12.) anhand folgender Berechnung:

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

Bei abweichenden Wirtschaftsjahren müssen im Rahmen der Hochrechnung entsprechenden Anpassungen hinsichtlich der unterjährigen Betrachtung vorgenommen werden. Für den Bilanzstichtag 31.3. ergibt sich somit:⁶

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

Im Rahmen der dargestellten Hochrechnung kommt neben dem neu spezifizierten Netzbetreiberindex (NPI, siehe Abschnitt 0) auch der für die dritte Regulierungsperiode ermittelte generelle Produktivitätsfortschritt (X-Gen, siehe Abschnitt 6) zur Anwendung, um zwei gegenläufige Effekte abzubilden.⁷ Diese Berechnung stellt sicher, dass neben exogenen Preissteigerungen im dargestellten Zeitraum auch der branchenspezifische Produktivitätsfortschritt adäquat berücksichtigt wird.

6. Genereller Produktivitätsfortschritt für die dritte Periode (X-Gen_{3.Periode})

Im Zuge der Einführung der Anreizregulierung für Stromverteilernetzbetreiber wurde ein genereller Produktivitätsfortschritt (X-Gen) 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. Um eine sachgerechte Festsetzung des X-Gen für die kommende Regulierungsperiode zu

⁶ Die Berechnung für alternative Bilanzstichtage ergibt sich analog.

⁷ Die Anwendung der individuellen Effizienzvorgabe (vgl. Abschnitt 7) 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 16 (Regulierungsformel) dargestellt.

gewährleisten, hat die Behörde ein entsprechendes Gutachten zu dessen Abschätzung in Auftrag gegeben. Aktuell liegen noch keine finalen Ergebnisse vor, weshalb dieser Themenbereich in einem gesonderten Konsultationsprozess behandelt wird.

7. Individuelle Effizienzvorgabe (X-Ind)

Die unternehmensindividuellen Effizienzvorgaben basieren auf einem Effizienzvergleich, welcher vor Beginn der dritten Regulierungsperiode durchzuführen ist. Zur Ableitung von jährlichen Effizienzvorgaben werden die ermittelten und abzubauenen Ineffizienzen über die Dauer einer Regulierungsperiode verteilt. 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. 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 wird 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-Effizienznieaus 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 Mindesteffizienznieaus sowie die Länge der folgenden Regulierungsperiode haben jeweils für jede Regulierungsperiode zu erfolgen. Die Festlegung zur Aufholung der Ineffizienzen sowie das Mindesteffizienznieau werden in einem gesonderten Konsultationspapier nach dem Vorliegen der Effizienzwerte erfolgen.

7.1. Benchmarking

Das Benchmarking für die dritte Anreizregulierungsperiode baut auf den Grundlagen und Erkenntnissen des im Jahr 2005 durchgeführten Effizienzvergleichs auf. Bezüglich eines Überblicks über gängige Benchmarkingmethoden sei auf das Gutachten von Consentec/Frontier-Economics (2004) verwiesen. Die seinerzeitige Empfehlung betreffend der anzuwendenden Methoden (DEA und MOLS) hat nach wie vor Gültigkeit, wie Gugler et al (2012) zu entnehmen ist. Auf Basis der Sampleerweiterung wurde im Rahmen dieses Gutachtens auch analysiert, ob eine SFA anwendbar wäre. Die Autoren kommen zum Schluss, dass eine Trennung des Fehlerterms in die Komponenten Ineffizienz und Rauschen nicht möglich ist, und geben als mögliche Erklärung die nach wie vor geringe Anzahl an betrachteten Unternehmen an. Weiters hat die Behörde auf Basis von geprüften Werten des Jahres 2008 (dem Jahr der zuletzt geprüften Kostenbasis für die zweite Regulierungsperiode) untersucht, ob die in der Effizienzanalyse 2005 verwendeten Outputvariablen nach wie vor

als relevante Kostentreiber angesehen werden können. Zudem stellte sich die Frage, inwiefern Entwicklungen in der Versorgungsaufgabe der Unternehmen seit der letzten Durchführung des Benchmarkings stattgefunden haben und eine entsprechende Relevanz (kostentreibende Wirkung) aufweisen. Insbesondere wurden hierbei die dezentrale Einspeisung elektrischer Energie sowie die Einführung von Smart-Metering identifiziert. Der Umgang mit den beiden Effekten wird nach Vorliegen der Datenbasis 2011 einer weitergehenden Betrachtung unterzogen und im folgenden Konsultationspapier diskutiert.

Hinsichtlich der für das Benchmarking verwendeten Kostenbasis ist die Behörde weiterhin der Auffassung, dass ein TOTEX Ansatz sachgerecht ist. Es ist maßgeblich, dass entsprechende Anreize gesetzt werden, damit sowohl effizient investiert als auch der operative Betrieb in ressourcenschonender Weise vonstattengeht. Nichtsdestotrotz ist eine wesentliche Anpassung im Bereich der im Benchmarking verwendeten CAPEX erforderlich. Das Abstellen auf pagatorische Werte kann mitunter „ältere“ Netze im 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. Gegenläufig wird mitunter der Effekt auf die OPEX ausfallen, sofern „ältere“ Netze einen höheren Bedarf an operativen Maßnahmen (Instandhaltung und Netzverluste, etc.) aufweisen als „jüngere“ Netze. Während die saldierte Auswirkung dieser beiden Effekte generell unklar ist, bestehen zusätzlich noch Unsicherheiten, sofern Netzbetreiber unterschiedliche buchhalterische Abschreibungsdauern anwenden. Die dargestellten CAPEX-seitigen Verzerrungen können durch die Einbeziehung von standardisierten CAPEX gelindert werden, wobei sich die Methode nach dem Annuitätenverfahren anbietet. Konkret werden hierbei die Anschaffungs- und Herstellkosten der einzelnen Anlagekategorien nach dem jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme indexiert und dadurch indexierte Tagesneuwerte errechnet. Diese liefern unter der Einbeziehung von standardisierten Nutzungsdauern und realen Zinsen 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 und ein entsprechend nominell verzerrtes Preisniveau implizit berücksichtigt werden.

Aus den genannten Gründen soll im Rahmen des künftigen Benchmarkings neben einer auf Buchwerten beruhenden Kapitalkostenbasis auch auf standardisierte CAPEX abgestellt werden (siehe untenstehende Gewichtung). 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 Benchmarkingmethoden DEA und MOLS) Effizienzwert – unter Einbeziehung von standardisierten CAPEX und ohne Standardisierung – übernommen. Nachfolgende Tabelle soll die Vorgangsweise exemplarisch verdeutlichen:

Effizienzermittlung (exemplarische Darstellung)			
Gewichtungsfaktor: λ (im Intervall zwischen 0 und 1)			
Inputspezifikation	MOLS	DEA	Gewichteter Effizienzwert
Ohne Einbeziehung standardisierter CAPEX	95 %	94 %	$= \lambda * 0,95 + (1-\lambda) * 0,94$
Mit Einbeziehung standardisierter CAPEX	97 %	90 %	$= \lambda * 0,97 + (1-\lambda) * 0,90$
Maximum	$= \max(\lambda * 0,95 + (1-\lambda) * 0,94 ; \lambda * 0,97 + (1-\lambda) * 0,90)$		

Das Ausmaß des Gewichtungsfaktors kann derzeit noch nicht determiniert werden, da hierzu sowohl die Anzahl als auch die tatsächliche Spezifikation der zur Anwendung kommenden Modelle ausschlaggebend ist. Es sei explizit darauf hingewiesen, dass durchaus mehrere Modellspezifikationen im Rahmen einer Benchmarkingmethode denkbar sind (vgl. Vorgangsweise der Effizienzermittlung 2005, siehe Erläuterungen zur SNT-VO 2006).

Eine detaillierte Darstellung (insbesondere hinsichtlich der Modellspezifikationen, Input- sowie Outputdefinition, Ausreißeranalysen, Effizienzwertermittlung und Ergebnisdokumentation) wird auf Basis der Daten des Geschäftsjahres 2011 im Rahmen eines weiteren Konsultationspapiers erfolgen.

7.2. Effizienzvorgaben während der Regulierungsperiode - Bestimmung des Kostenanpassungsfaktors

Der Kostenanpassungsfaktor wird wie bisher sowohl die generelle (X-Gen) als auch die unternehmensindividuelle Effizienzvorgabe (X-Ind) umfassen. 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 auf Basis der durchgeführten Benchmarkinganalyse sowie entsprechender Abwägungen zwischen den Zielen der Anreizregulierung (produktive Effizienz versus allokativer Ineffizienz) zu bestimmen und wird in einem Folgedokument näher dargestellt.

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 Netzbetreiber repräsentieren.

Die Kostenerhöhungen der Netzbetreiber wurden bisher durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex, ΔNPI , abgebildet, wobei sich dieser (auf Basis einer Branchendurchschnittsbetrachtung) wie folgt zusammensetzte:

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

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.⁸

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

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

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

⁸ Dies entspricht im Wesentlichen auch der Hochrechnung der Kosten für die zweite Regulierungsperiode (vgl. Erläuterungen zur SNT-VO 20110).

Vielzahl von Netzbetreibern nicht, wie von § 59 Abs. 5 ElWOG 2010 gefordert, repräsentativ für die durchschnittliche Kostenstruktur der Netzbetreiber, weil:

- Netzbetreiber 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 Netzbetreiber abbildet und auch der Vorgabe des § 59 Abs. 5 ElWOG 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 ΔNPI_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 ΔNPI_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:⁹

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

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

Die Zusammenführung dieser Einzelindices erfolgt anhand der obig skizzierten Gewichtung:

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

⁹ Beispielhafte Darstellung für die Entgelte 2014:

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

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

9. Finanzierungskostensatz (WACC)

Gemäß § 60 Abs. 1 ElWOG 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).¹⁰

Von den Stromverteilernetzbetreibern wurde ebenfalls auf Basis eines Gutachtens ein WACC vor Steuern in der Höhe von 7,21 Prozent p.a. gefordert, der somit deutlich über 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, Implementierung von 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).¹¹

¹⁰ Hinsichtlich der einzelnen Parameter sei ebenfalls auf das genannte Papier verwiesen.

¹¹ Auch in der Vergangenheit unterschied sich der WACC nur geringfügig zwischen Strom und Gas (Strom: 7,025 % p.a. und Gas: 6,97 % 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 zweite 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 Netzbetreiber 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:

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

Abbildung 1: WACC-Struktur für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber

Der WACC wird für die gesamte Dauer der dritten Regulierungsperiode in dieser Höhe festgesetzt.

10. Finanzierungskostenbasis (Regulatorischer Anlagenbestand, RAB)

Die verzinsliche Kapitalbasis setzt sich beziehend auf § 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 2: Vorgangsweise bei der Ermittlung der verzinslichen Kapitalbasis

Diese Vorgangsweise 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 zum tatsächlich geförderten Kapitalkostensatz verzinst werden.

Sollten sich im Rahmen der Kostenprüfungen weitere „sonstige Korrekturen“ als notwendig erweisen, werden diese im finalen Dokument zur Regulierungssystematik der dritten Anreizregulierungsperiode für Verteilernetzbetreiber präzisiert.

11. Erweiterungsfaktoren während der Regulierungsperiode

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, diese Änderung im Rahmen von Erweiterungsfaktoren zu berücksichtigen.

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 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 Betriebskostenfaktor der zweiten Regulierungsperiode wurde auf Basis von empirischen Untersuchungen abgeleitet. Hierbei wurden geprüfte Kosten des Geschäftsjahres 2008 herangezogen und signifikante Kostentreiber identifiziert. Die errechneten Kostenansätze für die Niederspannung wurden unter Berücksichtigung entsprechender Gewichtungsfaktoren auch für Mittel- und Hochspannung bestimmt. Im Zuge der Determinierung aktueller netzebenenspezifischer Betriebskostenfaktoren für die dritte Regulierungsperiode wird generell angedacht, diese Vorgangsweise beizubehalten. Für die entsprechenden Analysen sind jedoch geprüfte Betriebskosten des Geschäftsjahres 2011 erforderlich, weshalb die Sichtweise der E-Control für die Ausgestaltung der Betriebskostenfaktoren der dritte Regulierungsperiode erst im Zuge eines weiteren Konsultationspapiers (nach erfolgter Kostenprüfung) dargestellt wird. Der 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 ab.

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) einerseits, als auch andererseits die Tatsache, dass mit Beginn der dritten Regulierungsperiode ein neuerliches Benchmarking (vgl. Kapitel 7.1) durchgeführt wird.

Der für die zweite Regulierungsperiode gültige Investitionsfaktor weist neben einem Markup (für Neuinvestitionen auf Buchwertbasis 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:

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

CAPEX_{2009} = Abschreibungen des Geschäftsjahres 2009 + Finanzierungskosten auf Basis des Jahres 2009 (Buchwerte Kapitalbasis 2009 multipliziert mit dem WACC)

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

$\text{CAPEX}_{2008_ \text{Vermögen}_{ab}_{2006}} * (1 + \text{NPI}) * (1 - \text{KA})$ = 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 % als zusätzliche Investitionsförderung gewährt

Diese Ausgestaltung der zweiten Regulierungsperiode hat zur Folge, dass für Altanlagen bis 2005 ($\text{CAPEX}_{2008_ \text{Vermögen}_{bis}_{2005}}$) nur noch die individuelle Zielvorgabe verbleibt, da sich der Term $(1 + \text{NPI}) * (1 - X_{gen})$ 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 % gewährt, um auch künftig Innovationen im Netz zu fördern.

Hierzu ist festzuhalten, dass auf Basis des § 60 Abs. 1 EIWOG 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 EIWOG 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 % 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 Netzbetreiber 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 – X-Gen (vgl. Kapitel 6) 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.

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 1.1.2006 von einem generell effizienten Investitionsverhalten aller Netzbetreiber 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 Netzbetreiber 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 % nach Steuer abgegolten und bildet entsprechende Risiken des Eigenkapitalgebers ab. Gemäß § 60 ElWOG 2010 haben Netzbetreiber 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 ElWOG 2010 entgegenstehende (vgl. § 60 Abs. 3 ElWOG: „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 ElWOG 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:¹²

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

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.¹³ Die folgende Darstellung zeigt den formalen Zusammenhang zwischen Investitionsfaktor und allgemeiner Regulierungsformel.

¹² Es wird darauf hingewiesen, dass hier ebenso Anpassungen bei abweichenden Wirtschaftsjahren notwendig sind (siehe Kapitel 16).

¹³ Eine laufende Effizienzüberprüfung der Neuinvestitionen während der Regulierungsperiode würde dem Grundgedanken der Anreizregulierung (Entkoppelung der Entgelte von den tatsächlichen Kosten) und deren langfristigen Charakter zuwiderlaufen.

$$K_{2013} = OPEX_{2011} * (1 + NPI_{2012}) * (1 + NPI_{2013}) * (1 - X_{GEN})^2$$

$$+ CAPEX_{2011} * (1 + NPI_{2012}) * (1 + NPI_{2013}) * (1 - X_{GEN})^2$$

Hochrechnung
auf 2013

$$K_{2014} = OPEX_{2013} * (1 + NPI_{2014}) * (1 - X_{GEN}) * (1 - X_{DND})$$

$$+ CAPEX_{2013} * (1 + NPI_{2014}) * (1 - X_{GEN}) * (1 - X_{DND})$$

$$+ Investfaktor_{2014} + Betriebskostenfaktor_{2014}$$

$$+ VNK_{2014} + NV_{2014} + MK_{2014}$$

$$+ Q_{2014} + Regulierungskonto_{2014}$$

1. Überleitung
auf 2014

$$Investfaktor_{2014} = CAPEX_{2012}$$

$$- CAPEX_{2011 für bis Ende 3. Periode} * (1 + NPI_{2012}) * (1 + NPI_{2013}) * (1 + NPI_{2014}) * (1 - X_{GEN})^3$$

Individuelle Effizienzabschläge verbleiben auf zuletzt
gebenchmarkten TOTEX (2011)

6

Abbildung 3: Darstellung des Zusammenhangs zwischen Investitionsfaktor und allgemeiner 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 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 Gesamtkostenbenchmankings 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.

11.3. Zielvorgaben für Kostenerhöhungen durch Erweiterungen während der dritten Regulierungsperiode

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.¹⁴ 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 sowie die Preiskomponente der Netzverlustkosten) 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 Liquiditätsrisiko ausgesetzt sind. Umgekehrt führen nicht (sofort) durchgereichte Kosteneinsparungen aus Kundensicht – zumindest vorübergehend – zu erhöhten Entgelten.

¹⁴ Unter Zielvorgaben sind gemäß § 59 Abs. 2 EIWOG 2010 der generelle Produktivitätsfaktor sowie individuelle Effizienzvorgaben zu verstehen.

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.

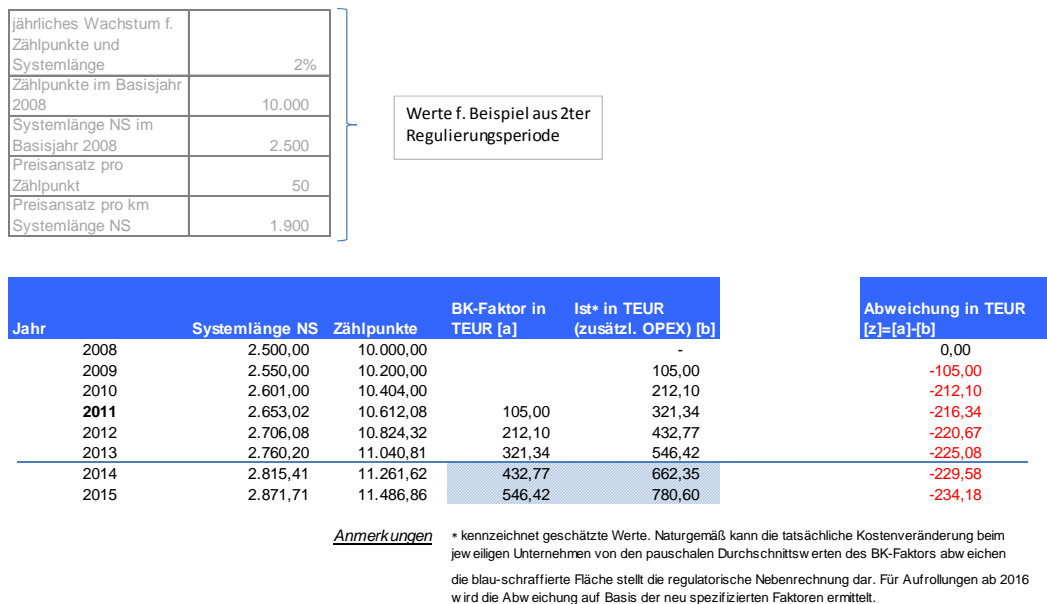


Abbildung 4: Darstellung des systemimmanenten Zeitverzugs

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

1. Zugrundelegung von Planwerten oder Investitionsbudgets (liquiditätsbezogener Ansatz),
2. Ausgleich des Nettobarwertverlusts (auf Basis des t-2 Verzugs) über eine höhere Verzinsung (renditebezogener Ansatz),

3. 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 Verteilnetzbetreiber nicht möglich.

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 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)¹⁵ können, zu generieren. Eine entsprechende Aufrollung der genannten Kostenpositionen erfolgt zeitgleich mit der Einführung des Regulierungskontos (siehe Kapitel 12) 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 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:

¹⁵ 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.

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]+[z]
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 5: Korrektur des Vor-/Nachteils 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 Netzbetreiber aber auch gegebenenfalls die Netzkunden einen fortwährenden monetären Nachteil verzeichnen. Die Aufrollung erfolgt nun dahingehend, indem 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 eingezeichnete Linie stellt die Systemänderung zwischen der zweiten und dritten Regulierungsperiode dar. Wie im Kapitel zu den Erweiterungsfaktoren diskutiert wird, kommen aktualisierte Preisansätze auf gegebenenfalls 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. Zum besseren Verständnis sei der Investitionsfaktor für die Entgelte 2012 dargestellt:

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

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

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

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 (obig 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 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:

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

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

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

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 12) 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:¹⁶

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

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

Für die Aufrollungen ab 2016:

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

¹⁶ 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.

12. 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)¹⁷ 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:

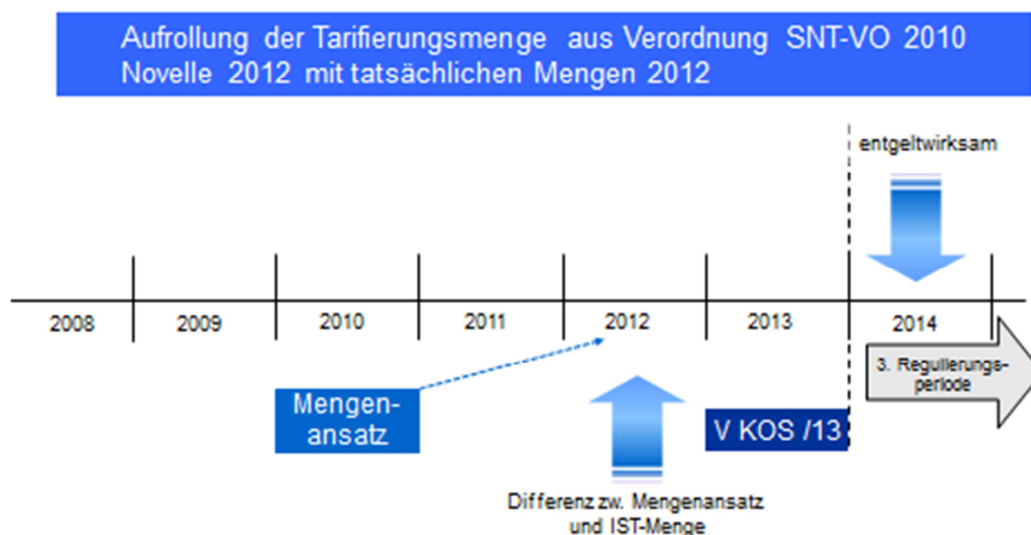


Abbildung 1: Anwendung des Regulierungskontos Strom (Beispiel NNE)

¹⁷ 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 Netzbetreiber 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 Differenzbeträge gemäß § 50 Abs. 7 ElWOG 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 ElWOG 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 Entgelten¹⁸,
- der Auflösung von Baukostenzuschüssen¹⁹ 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 ElWOG 2010 bleibt hiervon ebenso unberührt wie die Möglichkeit, gemäß § 61 ElWOG 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 Feststellungen ab (§ 50 Abs. 3 bis 5 ElWOG 2010). Bei Netzbetreibern mit vom Kalenderjahr abweichendem Wirtschaftsjahr wird auf Mengendaten der geprüften Geschäftsjahre abgestellt.

¹⁸ Hier müsste in den ersten beiden Jahren der Anwendung ein Vergleich zwischen den erzielten sonstigen Erlösen und den vor der Umstellung durch das ElWOG 2010 verrechneten Nebenleistungen erfolgen

¹⁹ Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte

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.

13. 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.

14. Netzverlustkosten

Dieser Themenbereich wird im folgenden Konsultationspapier diskutiert.

15. Carry-Over aus Vorperioden

Dieser Themenbereich wird im folgenden Konsultationspapier diskutiert.

16. Regulierungsformel

In diesem Kapitel werden abschließend die in diesem Papier dargestellten Inhalte nochmals formal dargestellt.²⁰ 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.

²⁰ 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

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

Dabei gilt exemplarisch für Bilanzstichtag 31.12.:

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

exemplarisch für Bilanzstichtag 31.3.:

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

analog für alternative Bilanzstichtage.

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

wobei gilt

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

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

$KA_{3.Periode}$ = noch zu spezifizieren

$BK.Faktor_{2014}$ = noch zu spezifizieren

exemplarisch für Bilanzstichtag 31.12.:

$$\begin{aligned} \text{Inv.F}_{2014} &= \\ &+ \text{CAPEX}_{2012} (= \text{AfA}_{2012} + \text{BW}_{\text{Vermögen}_{2012}} \times (\text{WACC})) \\ &- \text{CAPEX}_{2011, \text{Vermögen}_{\text{bis}_{2011}}} \times (1 + \Delta \text{NPI}_{2012}) \times (1 + \Delta \text{NPI}_{2013}) \times (1 + \Delta \text{NPI}_{2014}) \times (1 - X_{\text{gen}})^3 \end{aligned}$$

exemplarisch für Bilanzstichtag 31.3.

$$\begin{aligned} \text{Inv.F}_{2014} &= \\ &+ \text{CAPEX}_{2012} (= \text{AfA}_{2012} + \text{BW}_{\text{Vermögen}_{2012}} \times (\text{WACC})) \\ &- \text{CAPEX}_{2011, \text{Vermögen}_{\text{bis}_{2011}}} \times (1 + \Delta \text{NPI}_{2011})^{0,75} \times (1 + \Delta \text{NPI}_{2012}) \times (1 + \Delta \text{NPI}_{2013}) \times (1 + \Delta \text{NPI}_{2014}) \times (1 - X_{\text{gen}})^{3,75} \end{aligned}$$

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

ME_{2012} = Messerlöse des Geschäftsjahres 2012

$Sonstige\text{Engelte}_{2012}$ = Erlöse aus sonstigen Entgelten

Kostenfeststellung zur Entgeltermittlung 2015 erfolgt analog.

17. 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 Netzbetreiber 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.

18. Literaturverzeichnis

P. J. Agrell, P. Bogetoft; J. Tind (2005). „DEA and Dynamic Yardstick Competition in Scandinavian Electricity Distribution”. *Journal of Productivity Analysis*. Vol. 23 (2). S. 173-201.

Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010) i.d.F. BGBl. I Nr. 110/2010.

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

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.

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

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

19. Anhang

Liste der vom Regulierungssystem umfassten Unternehmen

Übersicht Verteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge > 50 GWh (2008)	
1	Netz Burgenland Strom GmbH
2	WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH
3	Energie AG Oberösterreich Netz GmbH
4	LINZ STROM NETZ GmbH
5	Wels Strom GmbH
6	Energie Ried GmbH
7	Stromnetz Steiermark GmbH
8	Salzburg Netz GmbH
9	Stromnetz Graz GmbH & Co KG
10	Vorarlberger Energienetze GmbH
11	TIWAG-Netz AG
12	EVN Netz GmbH
13	Innsbrucker Kommunalbetriebe AG
14	KELAG Netz GmbH
15	Energie Klagenfurt GmbH
16	Energieversorgung Kleinwalsertal Ges.m.b.H.
17	Feistritzwerke-STEWEAG-GmbH
18	E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH
19	Stadtwerte Judenburg AG
20	Stadtwerte Kapfenberg GmbH
21	Stadtwerte Bruck a. d. Mur GmbH
22	Stadtwerte Mürzzuschlag Ges.m.b.H.
23	Elektrizitätswerk der Stadtgemeinde Kindberg
24	Stadtwerte Köflach GmbH
25	Elektrizitätswerk Perg GmbH
26	Elektrizitätswerke Reutte AG
27	Elektrizitätswerke Frastanz GmbH
28	Kraftwerk Haim KG
29	Montafonerbahn AG
30	Stadtgemeinde Amstetten, Inhaberin der nicht prot. Fa. "Stadtwerte Amstetten"
31	Stadtwerte Feldkirch
32	Stadtwerte Hall in Tirol Ges.m.b.H.
33	Stadtwerte Hartberg Energieversorgungs-Ges.m.b.H.
34	Stadtwerte Kitzbühel
35	Stadtwerte Kufstein Gesellschaft m.b.H
36	Stadtwerte Schwaz GmbH
37	Stadtwerte Voitsberg
38	Stadtwerte Wörgl Ges.m.b.H.

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

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