



GZ V KOS [...]/11

PA [...]

[...]

Wirtschaftskammer Österreich
zH Frau DI Claudia Hübsch
Wiedner Hauptstraße 63
1045 Wien
per elektronischer Zustellung

Bundesarbeitskammer
zH Mag. Dominik Pezenka
Prinz-Eugen-Straße 20-22
1040 Wien
per elektronischer Zustellung

B E S C H E I D

In dem von Amts wegen eingeleiteten Verfahren zur Feststellung der Kosten, der Zielvorgaben und des Mengengerüsts der [...] ergeht gemäß § 7 Abs 1 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl I Nr. 110/2010, iVm § 48 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl I Nr. 110/2010, nachstehender

I. Spruch

1. Der Kostenanpassungsfaktor wird mit [...] % festgestellt
2. Die Kosten für die Systemnutzungsentgelte gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 werden wie folgt festgestellt (in T€):

[...]

3. Die Kosten für Netzverluste werden wie folgt festgestellt:

[...]



4. Mengengrundlage für den Bezug aus dem vorgelagerten Netz:

[...]

5. Das der Entgeltermittlung für die Netznutzung und Netzverluste zu Grunde zu legende Mengengerüst wird wie folgt festgestellt:

[...]

6. Die von den festgestellten Kosten und Werten abweichenden Anträge werden abgewiesen.

II. Begründung

II.1. Verfahrensablauf

Mit Beschluss vom 3. Februar 2011 hat die Energie-Control Kommission (ECK) ein Verfahren gem. § 25 iVm § 55 EIWOG, BGBl I Nr. 143/1998 idF BGBl. I Nr. 112/2008, zur Festsetzung von Tarifen für sämtliche Netzbereiche eingeleitet. Mit Schreiben vom 24. Februar 2011 wurde das Unternehmen von der Einleitung des Verfahrens in Kenntnis gesetzt und der Erhebungsbogen 2010 (Teil 1: Energiewirtschaftliche Daten; Teil 2: Betriebswirtschaftliche Daten) versendet und um die Übermittlung folgender Unterlagen bis spätestens 28.03.2011 ersucht:

- Unterfertigter Erhebungsbogen Stromnetzbetreiber 2010 (Teil 1: Energiewirtschaftliche Daten; Teil 2: Betriebswirtschaftliche Daten)
- Wirtschaftsprüfungsbericht für das Geschäftsjahr 2010
- Anlageklassen Strom 2010
- Rechnungen für vorgelagerte/bezogene Netzkosten für das Geschäftsjahr 2010

Mit 3. März 2011 traten das EIWOG 2010 und das E-ControlG, beide BGBl. I Nr. 110/2010, in Kraft. Am 7. April 2011 beschloss der Vorstand der E-Control als nunmehr zuständiges Organ, das eingeleitete Verfahren als Verfahren zur Feststellung der Kosten, der Zielvorgaben sowie des Mengengerüsts gemäß § 48 EIWOG 2010 fortzuführen. Dies wurde dem Unternehmen mit Schreiben vom 12. April 2011 mitgeteilt.

In der Folge wurde das Unternehmen aufgefordert, weitere Unterlagen und Informationen zu übermitteln und zu konkreten Fragen Stellung zu nehmen. Die einzelnen Verfahrensschritte können dem Ermittlungsbericht (Beilage 1) entnommen werden.

Mit Schreiben vom 11. August 2011 wurden sowohl das Unternehmen als auch die Amtsparteien gem. § 48 Abs 2 EIWOG 2010 eingeladen, zu den vorläufigen Ermittlungsergebnissen Stellung zu nehmen. Die eingelangten Stellungnahmen wurden den jeweils übrigen Parteien des Verfahrens zugestellt.

II.2. Sachverhalt und rechtliche Beurteilung

1. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit zur Weiterführung der mit Ablauf des 2. März 2011 bei der Energie-Control GmbH (ECG) und der ECK anhängigen Verfahren ging gemäß § 44 E-ControlG auf die Energie-Control Austria (E-Control) für die Regulierung des Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft über. Die Kostenfestsetzung gegenüber Netzbetreibern erfolgt entsprechend dieser Rechtslage mit Bescheid des Vorstands der Energie-Control Austria (§ 7 Abs. 1 E-ControlG) wobei die in diesem Verfahren festgestellten Kosten, Zielvorgaben und das festgestellte Mengengerüst die Basis und somit eine Vorfrage für die Regulierungskommission zur Bestimmung der Systemnutzungsentgelte sowie erforderlichenfalls von Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern eines Netzbereiches durch Verordnung bilden (§ 49 EIWOG 2010 iVm § 12 E-ControlG).

2. Gesetzliche Grundlagen der Kostenfestsetzung

Gem. § 48 EIWOG 2010 sind die Kosten, die Zielvorgaben und das Mengengerüst von Netzbetreibern mit einer jährlichen Abgabemenge an Entnehmer von mehr als 50 GWh im Kalenderjahr 2008 von Amts wegen periodisch mit Bescheid festzustellen.

Die Grundsätze der Kostenermittlung werden in § 59 EIWOG 2010 bestimmt. Die den Entgelten zugrunde liegenden Kosten haben dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen und sind differenziert nach Netzebenen zu ermitteln. Dem Grunde und der Höhe nach angemessene Kosten sind zu berücksichtigen. Der Netzsicherheit, der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung von Qualitätskriterien, der Marktintegration sowie der Energieeffizienz ist Rechnung zu tragen. Die Bestimmung der Kosten unter Zugrundelegung einer Durchschnittsbetrachtung, die von einem rationell geführten, vergleichbaren Unternehmen ausgeht, ist zulässig. Investitionen sind in angemessener Weise ausgehend von den ursprünglichen Anschaffungskosten sowie den

Finanzierungskosten zu berücksichtigen. Außerordentliche Aufwendungen oder Erträge können – im Wege des Regulierungskontos gemäß § 50 EIWOG 2010 – über einen mehrjährigen Zeitraum anteilig verteilt werden. Die bei einer effizienten Implementierung neuer Technologien entstehenden Kosten sind in den Entgelten unter Berücksichtigung der beschriebenen Grundsätze und der Nutzung von Synergieeffekten angemessen zu berücksichtigen. Internationale Transaktionen und Verträge für den Transport von Energie gemäß § 113 Abs. 1 EIWOG 2010 sind bei der Kostenermittlung zu berücksichtigen.

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

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

3. Allgemeines

3.1. Ziel der Regulierung

Ziel der Regulierung ist es, Betreibern von Netzinfrastrukturen, die volkswirtschaftlich gesehen natürliche Monopole darstellen, gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse aufzuerlegen, zu denen insbesondere der diskriminierungsfreie Zugang Dritter zum Netz zu von der Regulierungsbehörde genehmigten Tarifen (Systemnutzungsentgelt) zählt. Ein langfristig stabiler Regulierungsansatz für ein natürliches Monopol muss mehrere – manchmal einander widerstreitende – Ziele verfolgen:

- Förderung effizienten Verhaltens der regulierten Unternehmen im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums (vgl § 6 EIWOG 2010, § 4 Z 4 u 6 E-ControlG)
- Schutz der Konsumenten (vgl § 4 Z 7 E-ControlG)
- Sicherstellung der wirtschaftlichen Geschäftsgrundlage und Planungssicherheit der regulierten Unternehmen (§ 4 Z 6 EIWOG 2010)
- Versorgungssicherheit und -qualität (§ 4 Z 1 u 4 EIWOG 2010, § 4 Z 8 E-ControlG)
- Minimierung der direkten Regulierungskosten (vgl § 4 Z 7 E-ControlG)
- Transparenz des Systems (vgl § 17 Z 5 EIWOG 2010)
- Rechtliche Stabilität

Grundlage des Systemnutzungsentgelts sind die von der Regulierungsbehörde festgestellten Kosten der Netzbetreiber (§ 59 Abs 1 EIWOG 2010). Die Entgelte ergeben sich vereinfacht gesagt aus einer Division der festgestellten Kosten (abzüglich vereinnahmter Erlöse) durch die festgestellten Mengen, wobei die Werte pro Netzbereich zusammengefasst und nach Netzebenen differenziert werden.

Damit sich ein Unternehmen produktiv effizient verhält, dh 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 allokativ ineffiziente Ineffizienz kann jedoch im Widerspruch zum Schutz der Kunden 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 seitens der Unternehmen.

Bei allen regulatorischen Maßnahmen muss sichergestellt werden, dass die Unternehmen ausreichende Mittel zur Sicherstellung der finanziellen Überlebensfähigkeit und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und -qualität 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.

Im Sinne der Akzeptanz durch die Kunden und Unternehmen ist die Transparenz des Regulierungssystems jedenfalls 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 verwechselt 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, die Bevorzugung einzelner Unternehmen im Vergleich zu anderen Unternehmen zu vermeiden und den Grundsatz der Gleichbehandlung einzuhalten. Aufgabe der Regulierung muss es daher sein, einen Ausgleich zwischen den Zielen und den Interessen unterschiedlicher Marktteilnehmer herzustellen, sodass während der gesamten Regulierungsperiode der Grundsatz der Akzeptanz und Stabilität des Systems gewahrt bleibt. Darüber hinaus sind – auch entsprechend der unionsrechtlichen Grundlagen – durch die Regulierung Wettbewerbsverzerrungen und Quersubventionierungen zu vermeiden und die Entgelte nichtdiskriminierend und kostenorientiert festzulegen.

3.2. Regulierungssysteme und deren Grundsätze

In der Praxis kommen international verschiedenste Regulierungsansätze zur Anwendung. Neben den weit verbreiteten Kosten-Plus und Anreizregulierungsformen sind sehr häufig auch Hybrid-Modelle anzutreffen. Die jeweiligen Systeme sind durch unterschiedliche Vor- und Nachteile gekennzeichnet.

3.2.1. Kosten-Plus Regulierung

Während die Kosten-Plus („Cost-Plus“) Regulierung infolge der regelmäßigen (oft jährlich) durchgeführten Kostenprüfungen zwar einen tiefen Einblick in die Geschäfte des regulierten Unternehmens erlaubt, bietet sie unzureichende Anreize zur Effizienzverbesserung, da die

Kosten des Unternehmens direkt zeitversetzt an die Kunden weitergegeben werden. Da das effiziente Niveau des Kapitaleinsatzes seitens des Regulators aufgrund von Informationsasymmetrien nicht einfach zu bestimmen ist, besteht unter einem Cost-Plus Regime für Unternehmen generell der Anreiz mehr zu investieren als tatsächlich notwendig ist (sogenanntes „Gold-Plating“). Dieser Effekt des ineffizienten Kapitaleinsatzes seitens des Unternehmens wurde von Averch und Johnson (1962) beschrieben. Andererseits bietet der Cost-Plus Ansatz jedoch aufgrund der möglichen Einflussnahme des Regulators (mit dem Ziel Monopolrenten abzuschöpfen und Ineffizienzen zu beseitigen) auch eine gewisse Unsicherheit für die Unternehmen. Regelmäßige, jährliche Kostenprüfungen sind darüber hinaus sowohl für die Unternehmen als auch für die Regulierungsbehörde mit nicht unerheblichem Aufwand verbunden. Zur Abschwächung der angeführten Nachteile und im Sinne einer Minimierung der direkten Regulierungskosten ist deshalb längeren Zeitspannen zwischen den Kostenprüfungen der Vorzug zu geben. Dieser generelle Grundsatz wird mit der Anreizregulierung verfolgt.

3.2.2. Anreizregulierung

Die grundsätzliche Idee der Anreizregulierung besteht in einer Entkoppelung der Tarife oder Erlöse von den tatsächlichen Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode (meist mehrere Jahre). Ziel hierbei ist es, den bereits erwähnten Averch-Johnson Effekt (siehe oben) zu vermeiden und die Effizienz der Monopolunternehmen zu steigern. Ausgehend von einer geprüften Kostenbasis im Ausgangsjahr, welche einem Startwert entspricht und somit die Erlöse (Preise) noch mit den Kosten gekoppelt sind, wird den Unternehmen ein Kosten- oder Erlöspfad zur Erreichung des Zielwertes (100% Effizienz) am Ende der Regulierungsperiode, vom Regulator vorgegeben.

Dieser Pfad orientiert sich generell am Effizienzniveau des individuellen Unternehmens, d.h. jedes Unternehmen folgt seinem individuellen Erlös- bzw. Kostenpfad (§ 59 Abs 2 EIWOG 2010). Je höher die festgestellte Effizienz des Unternehmens im Basisjahr ist, desto geringer fallen die Effizienzabschläge während der Regulierungsperiode aus. Der Kostenanpassungsfaktor setzt sich aus einem generellen Produktivitätsfaktor (x_{gen}), welcher für alle Unternehmen als gleich hoch angesetzt wird, und einem individuellen Produktivitätsabschlag (x_{ind}), welcher durch die festgestellte unternehmensindividuelle Effizienz bestimmt wird, zusammen. Im Rahmen des generellen Produktivitätsfaktors wird unterstellt, dass selbst ein effizientes Unternehmen aufgrund der Nutzung des

technologischen Fortschritts bzw. durch Ausnutzung von Skaleneffekten in der Lage ist, seine Effizienz weiter zu steigern. Dadurch wird die branchenübliche Produktivitätsentwicklung der effizienten Unternehmen, wie sie auch in nichtregulierten vergleichbaren Branchen erzielt werden kann, berücksichtigt.

Zur Feststellung der individuellen Kosteneffizienz werden mittels Benchmarkingverfahren die Kosten des Unternehmens (Input) den entsprechenden Kostentreibern (Outputs) gegenübergestellt und Zielvorgaben zur Effizienzsteigerung vorgegeben. Während der Regulierungsperiode folgen die regulierten Kosten einem Pfad, welcher neben den bereits erwähnten Effizienzabschlägen auch Inflationsentwicklungen berücksichtigt. Generell muss für die Dauer der Regulierungsperiode sichergestellt werden, dass die Unternehmen in der Lage sind, das gesetzte Effizienzziel auch tatsächlich zu erreichen ohne dass die Existenz des Unternehmens gefährdet wird.

Die prinzipielle Systematik der Anreizregulierung ist in folgender Abbildung dargestellt. Ist ein Unternehmen in der Lage, seine Effizienz stärker zu erhöhen, als es der vorgegebene Regulierungspfad vorsieht, entsteht innerhalb der Regulierungsperiode ein Zusatzgewinn für das regulierte Unternehmen. Diese möglichen Zusatzgewinne stellen einen expliziten Effizienzsteigerungsanreiz für die Unternehmen dar und können beim Übergang in eine neue Regulierungsperiode generell entweder beim Unternehmen belassen oder vom Regulator abgeschöpft und den Kunden zugeführt werden (sogenannter Carry-Over Mechanismus). Auch Mischformen, sogenannte Sharing-Mechanismen, wobei ein Teil der Zusatzgewinne beim Unternehmen belassen und ein Teil den Kunden zugeführt wird, sind hierbei denkbar.

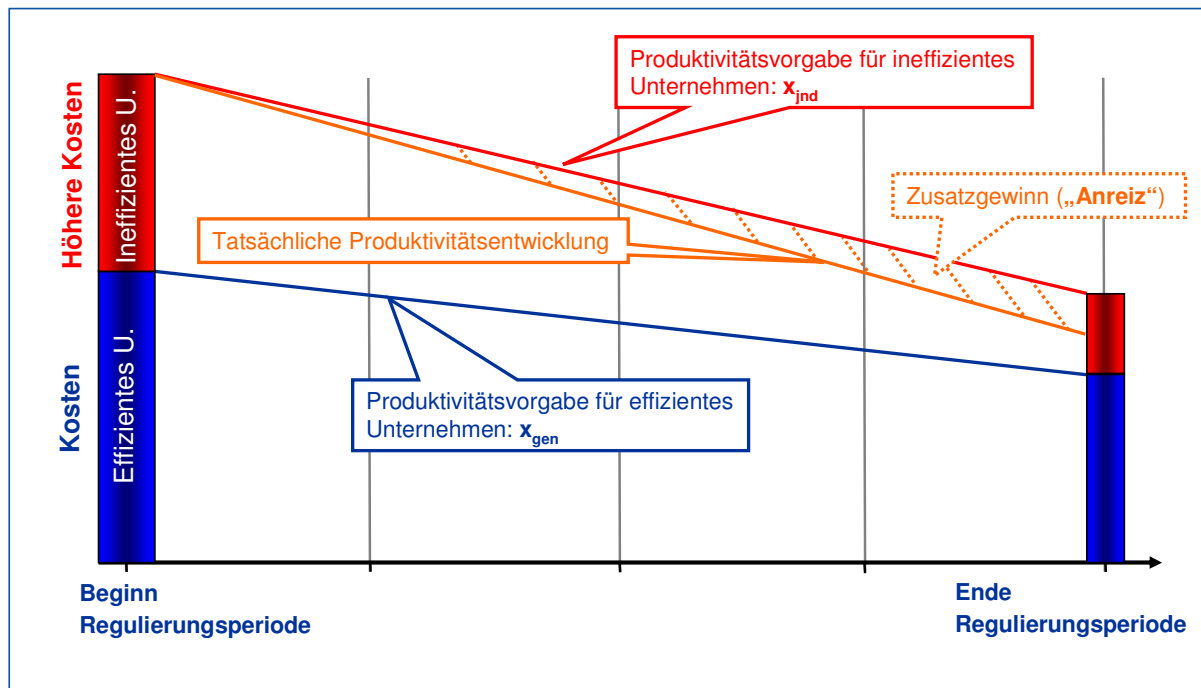


Illustration der Anreizregulierungsmethodik

Im Vergleich zur Cost-Plus Regulierung besteht im Rahmen der Anreizregulierung generell ein verstärkter Anreiz für dynamische Effizienzsteigerungen. Weiters ist im Vergleich zum Kosten-Plus System der Einfluss des Regulators auf die Geschäfte des Unternehmens als weniger intrusiv zu sehen und es wird weniger regulatorischer Aufwand bei den Unternehmen verursacht.

3.3. Anreizregulierung der Verteilernetze seit 1.1.2006

Mit der Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 wurde von der Energie-Control Kommission nach einem umfassenden Konsultationsprozesses mit den betroffenen Unternehmen ab 1.1.2006 ein Anreizregulierungssystem für Verteilernetzbetreiber implementiert, das sich mit der Systemnutzungstarife-Verordnung 2010 seit 1.1.2010 bis 31.12.2013 in der zweiten Regulierungsperiode befindet und somit eine Anreizregulierungsperiode von insgesamt acht Jahren umfasst. Dieses System soll auch im Rahmen der neuen rechtlichen Grundlagen weitergeführt werden.

Es werden daher sämtliche Ermittlungsergebnisse aus dem Verfahren K SNT S 022/10, die auf den jeweiligen Vorverfahren beruhen, im laufenden Verfahren herangezogen. Zu den Grundsätzen der Kostenfeststellung und des Anreizregulierungssystem innerhalb der ersten sowie der laufenden Periode wird Folgendes ausgeführt:

Während der Zeitspannen der Regulierungsperioden von jeweils vier Jahren sollten die Kosten einem Pfad mit ex ante bekannten Parametern folgen. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass dieser Kostenpfad nicht zu sehr von den zugrunde liegenden Kostenentwicklungen abweicht, weshalb die Zeitspanne zwischen den Kostenprüfungen nicht zu groß sein darf.

Zur Dauer der Regulierungsperiode ist allgemein auszuführen, dass der Anreiz bei einer Anreizregulierung darin besteht, dem Unternehmen für einen festgelegten und damit planbaren Zeitraum zu erlauben, die Vorteile von Kostensenkungen in Form von Gewinnen einzubehalten. Wäre das regulierte Unternehmen verpflichtet, Kostensenkungen unmittelbar an die Endverbraucher in Form von Tarifsenkungen weiterzugeben, bestünden kaum Anreize für Kostensenkungen. Gelingt es dem anreizregulierten Unternehmen, die Kosten unter einem ex ante vorgegebene Umsatz- oder Preispfad zu drücken, kann jeder eingesparte Euro als Gewinn einbehalten werden, weshalb das Unternehmen jede ökonomische Kosteneinsparung tätigen wird.

Je länger der Zeitraum zwischen der Festlegung der Regulierungsparameter – also die Regulierungsperiode – ist, desto größer sind insbesondere in den ersten Jahren der Regulierungsperiode die Anreize für das Unternehmen, seine Anstrengungen bezüglich zusätzlicher Kosteneinsparungen zu erhöhen, da die daraus resultierenden Gewinne erst bei der nächsten Festlegung der Regulierungsparameter berücksichtigt werden. Allerdings nimmt damit auch die Unsicherheit über nicht vorhersehbare Ereignisse während der Regulierungsperiode zu. Zudem werden zwangsläufig die Prognosen über die zukünftigen Produktivitäts- und Nachfrageentwicklungen ungenauer. Dies kann dazu führen, dass die Gewinne des regulierten Unternehmens stark von einer risikoäquivalenten Kapitalverzinsung abweichen und aufgrund erheblicher allokativer Ineffizienzen – zu hoher Gewinne – das System unstabil wird.

Internationale Beispiele von Anreizregulierungen im Elektrizitätssektor zeigen Regulierungsperioden von 3 Jahren (Niederlande) und 5 Jahren [England/Wales, Norwegen und New South Wales (Australien)].

Die ECG hat im Auftrag der ECK im Gutachten „Anreizregulierung der österreichischen Netzbetreiber“ (2003) eine Regulierungsperiode von 3 Jahren vorgeschlagen. Dies wurde von den Unternehmen als zu kurz kritisiert, da bei einer dreijährigen Regulierungsperiode die Unternehmen nicht entsprechend an diesen Effizienzsteigerungen partizipieren können. Von

Plaut Economics (Anreizregulierung der österreichischen Stromnetzbetreiber, Bern, 2003, 7.) wurde deshalb eine fünfjährige Regulierungsperiode angeregt.

Die Bestimmung der Dauer der Regulierungsperiode ist eng mit dem Entwicklungsstadium des Regulierungssystems verbunden. Ein Paradigmenwechsel in der Regulierungspraxis birgt die Gefahr, dass bei der Ausgestaltung der Regulierungssystems auf schwer vorhersehbare Ereignisse nicht entsprechend Bedacht genommen wurde. Gleichzeitig muss aber eine Unterbrechung der Regulierungsperiode möglichst verhindert werden. Um eine angemessene Balance zwischen Anreizwirkung und Stabilität des Systems zu gewährleisten, wurde daher eine Dauer von 4 Jahren vorgesehen.

3.4. Ermittlung der Kostenbasis

Als Ausgangsbasis für die Ermittlung angemessener Kosten gem. § 48 Abs 1 EIWOG 2010 sind geprüfte Jahresabschlüsse heranzuziehen (siehe die Erl zu § 59 Abs. 1 und 4 EIWOG 2010). Hierbei werden die Kosten des Unternehmens auf zwei Bereiche aufgeteilt:

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

Finanzierungskosten sind ein Bestandteil der Kapitalkosten und haben gem. § 60 EIWOG 2010 die angemessenen Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu umfassen, wobei die Verhältnisse des Kapitalmarktes und die Kosten für Ertragsteuern zu berücksichtigen sind. Die Bestimmung angemessener Finanzierungskosten ist eine wesentliche Grundlage für die Investitionsbereitschaft und damit die Versorgungssicherheit für Elektrizitätsnetze. Stellen Investoren Netzbetreibern Kapital zur Verfügung, so verlangen sie dafür aus dem Opportunitätskostenprinzip heraus eine entsprechende Vergütung. Regulierte Unternehmen müssen zur Sicherstellung der zukünftigen Kapitalbereitstellung durch den Kapitalmarkt den Kapitalgebern im Rahmen der Regulierung genau jene Rendite gewähren, die diese für eine Investition ihrer Mittel in einer Anlage mit vergleichbarer Risikostruktur erhalten. Die Ermittlung der Finanzierungskosten sollte folgenden Anforderungen Rechnung tragen:

- Marktgerechte Abgeltung des entstehenden Risikos
- Anreizwirkung zur Optimierung der Finanzierungsstruktur
- Konsistente Anwendung bei allen Unternehmensgrößen und -strukturen
- Transparente und überprüfbare Ermittlungsvorschriften
- Kein Eingriff in unternehmensspezifische Finanzierungsentscheidungen

In Zusammenarbeit mit Vertretern der Elektrizitätsbranche sowie unter Beiziehung mehrerer Gutachter wurde ein Modell geschaffen, welches die genannten Grundsätze berücksichtigt.

Vorschlag war die Auswahl eines WACC-Verfahrens („weighted average cost of capital“), also die Ermittlung eines gewichteten Eigen- und Fremdkapitalzinssatzes, der auf das eingesetzte Kapital Anwendung findet. Dieses Verfahren wird von den Regulierungsbehörden in Europa in verschiedenen Formen angewendet. Innerhalb des WACC-Ansatzes müssen unternehmenstypische Annahmen der zu bestimmenden Parameter getroffen werden. Zur Ermittlung angemessener Finanzierungskosten sind dies:

- Risikoloser Zinssatz
- Marktrisikoprämie
- Beta-Faktor (Maß für nicht diversifizierbares Risiko)
- Kapitalstruktur
- Fremdkapitalzinsen

Zu den Details zur Festsetzung des WACC vgl. Beilage 2. Die beiden folgenden Tabellen stellen die Berechnung des WACC innerhalb der ersten und zweiten Regulierungsperiode dar:

Ableitung WACC	
risikoloser Zins	4,00%
Marktrisikoprämie	5,00%
Betafaktor	0,325
Risikozuschlag für Fremdkapital	0,60%
Eigenkapital	40,00%
Fremdkapital (verzinslich)	45,00%
Fremdkapital (unverzinslich)	15,00%
Gesamtkapital	100,00%
Steuersatz	25,00%
Betafaktor (verschuldet)	0,691
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuer)	7,45%
Eigenkapitalzinssatz (vor Steuer)	9,93%
Fremdkapitalzinssatz (nach Steuer)	3,45%
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuer)	4,60%
WACC (nach Steuer)	4,53%
WACC (vor Steuer)	6,04%

Ermittlung gewogener Kapitalkostensatz (WACC) für die erste Regulierungsperiode

Ermittlung WACC	
risikoloser Zins	4,150%
Risikozuschlag für Fremdkapital	0,60%
Erhöhung - Diskussion Finanzkrise	0,20%
Risikozuschlag für Fremdkapital	0,80%
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuer)	4,950%
Marktrisikoprämie	5,0%
Betafaktor (unverschuldet)	0,325
Betafaktor (verschuldet)	0,691
Kosten EK-Ausgabe	0,0%
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern)	7,603%
Eigenkapitalzinssatz (vor Steuern)	10,138%
Anteil FK an GK	60%
Anteil EK an GK	40%
Steuersatz	25,0%
WACC (vor Steuer)	7,025%

Ermittlung gewogener Kapitalkostensatz (WACC) für die zweite Regulierungsperiode

In dieser Kostenermittlung sind folgende Kosten nicht enthalten bzw. auszuscheiden:

- Vorgelagerte Netzkosten und Ausgleichszahlungen (AGZ): Die vorgelagerten Netzkosten und die AGZ werden aus dieser Kostenermittlung ausgeschieden, da diese direkt von der Höhe der bestimmten Entgelte gem. § 62 Abs 2 EIWOG 2010 abhängig und damit nicht im Vorhinein definierbar sind.
- Netzverlustkosten: Die Kosten für Netzverluste werden gesondert im Rahmen eines der nachfolgenden Kapitel behandelt und somit getrennt ermittelt.
- In weiterer Folge sind kostenmindernde Elemente zu berücksichtigen:
- Sonstige Betriebliche Erträge und sonstige Umsatzerlöse: Sollten durch den Netzbetreiber Tätigkeiten für andere Unternehmen bzw. andere Unternehmenssegmente erbracht werden, so sind die dafür anfallenden Erlöse oder Erträge kostenmindernd zu berücksichtigen.
- Aktivierte Eigenleistungen: Sollten durch den Netzbetreiber Eigenleistungen aktiviert werden, so sind auch diese von den Kosten (im speziellen Personalaufwendungen) abzuziehen, da durch die Aktivierung diese Aufwendungen langfristig mittels CAPEX erfasst werden. Würde ein derartiger Abzug nicht vorgenommen, so würde für diese Kosten eine doppelte Abgeltung erfolgen.

Die bisherige Ermittlung der Finanzierungskosten auf Basis des WACC nach dem hier beschriebenen Verfahren entspricht den Vorgaben des § 60 EIWOG 2010 und kann somit beibehalten werden.

3.4.1. Anpassung der Kostenbasis

Als Zwischensumme ergibt sich somit ein Wert für die Netzkosten exkl. der vorgelagerten Netzkosten, das sind die Kosten des Netzbetreibers für den Bezug von elektrischer Energie aus vorgelagerten Netzen, und der Netzverlustkosten. Die vorgelagerten Netzkosten sind anhand des festgestellten Mengengerüsts und der in weiterer Folge durch die Regulierungskommission festzusetzenden Entgelte zu ermitteln und können daher nicht Teil der Kostenfestsetzung im Rahmen dieses Bescheides sein. Die festgestellten Kosten einschließlich der vorgelagerten Netzkosten sind in der Folge durch die Entgelte gem. § 51 Abs. 2 EIWOG 2010, ausgenommen dem Entgelt gem. § 51 Abs. 2 Z 2 EIWOG 2010 (Netzverlustentgelt), abzudecken.

Da der Zeitpunkt des Inkrafttretens einer neuen Entgelte-Verordnung in der Regel nicht mit dem Geschäftsjahr, das der Prüfung zugrunde liegt, zusammenfällt, ist eine Hochrechnung der Kostendaten vom geprüften Geschäftsjahr erforderlich. Hierzu wird als Ausgangsbasis die Summe der Netzkosten exkl. vorgelagerte Netzkosten und Netzverlustkosten herangezogen.

Diese Netzkostenbasis wird innerhalb einer Regulierungsperiode in der Folge einer jährlichen Anpassung anhand der Hochrechnungsfaktoren unterzogen.. **Hochrechnungsfaktoren** sind der **Kostenanpassungsfaktor** (KA), der den generellen sowie den individuellen Produktivitätsabschlag als kostenmindernde Faktoren umfasst, sowie der **Netzbetreiberpreisindex** als kostenerhöhender Faktor. Getätigte Investitionen und Veränderungen der Betriebskosten werden durch den **Investitionsfaktor** bzw. **Betriebskostenfaktor** berücksichtigt.

3.4.2. Kostenanpassungsfaktor

Durch den **generellen Produktivitätsabschlag** wird die branchenübliche Produktivitätsentwicklung der effizienten Unternehmen, respektive die Verschiebung der Effizienzgrenze, abgebildet. Dies wird mit „Frontier Shift“ (FS) bezeichnet.. Da für die Effizienzzielerreichung eine Periode von 8 Jahren festgelegt wurde, kommt auch für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode grundsätzlich der unveränderte generelle Produktivitätsabschlag (X_{gen}) iHv 1,95 % p.a. zur Anwendung (hinsichtlich der Herleitung der Höhe des angewandten Faktors vgl Anlage 9 zu).

Zur Ermittlung der **individuellen Effizienzsteigerungspotenziale** wurde im Rahmen der Einführung des Anreizregulierungssystems mit 1.1.2006 eine Benchmarkinganalyse durchgeführt, die auch für die zweite Regulierungsperiode ab 1.1.2010 die Grundlage bildet. Basis für die im Benchmarking verwendeten Kosten waren die Kosten des Tarifprüfungsverfahrens der SNT-VO 2003 Novelle 2005. Unter Anwendung einer Kombination von verschiedenen Berechnungsmodellen wurden die Effizienzwerte der einzelnen Unternehmen ermittelt. Das gegenständliche Unternehmen unterliegt jedoch erstmals der Kostenprüfung und hat daher an dieser Benchmarkinganalyse nicht teilgenommen.

Aufgrund der derzeit nicht ausreichenden Datenlage, der unterschiedlichen möglichen Wirtschaftsjahre für ein Benchmarking (ursprüngliche Werte auf Basis 2003er Daten würden mit 2008er Werten verglichen werden) und des kurzen Zeitfensters für die Bescheiderlassung wird keine Benchmarkinganalyse für die im Jahr 2011 neu zu prüfenden Unternehmen durchgeführt. Da daher die Feststellung eines individuellen Effizienzwertes unterbleibt, wird stattdessen für die verbleibende Zeitspanne der 2. Regulierungsperiode ein angepasster genereller Produktivitätsfaktor in Höhe von 2,5% p.a. herangezogen. Dieser stellt damit wiederum den Kostenanpassungsfaktor des Unternehmens dar. Dieser entspricht auch dem bis zum Jahr 2006 angewandten generellen Produktivitätsfortschritt.

3.4.3. Netzbetreiberpreisindex

Die Kostenerhöhungen der Netzbetreiber werden durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex, ΔNPI , abgebildet, wobei sich dieser wie folgt zusammensetzt:

- Tariflohnindex (Generalindex), TLI, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Tariflohnindex dient als Näherungswert für die Preisentwicklung für Personalkosten (Gewichtung: 40 %).
- Baupreisindex (gesamt), BPI, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Baupreisindex dient als Näherungswert für die Preisentwicklung der Kapital- und Materialkosten (Gewichtung: 30 %).
- Verbraucherpreisindex, VPI, publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Verbraucherpreisindex dient als Näherungswert für die Entwicklung der sonstigen Kosten (Gewichtung: 30 %).

Die angeführten Gewichtungen orientieren sich an der durchschnittlichen, aktuellen Kostenstruktur österreichischer Netzbetreiber (vgl dazu im Detail Anlage 7 zu Beilage 1)

3.4.4. Investitions- und Betriebskostenfaktor

Gem. § 59 Abs. 1 sind Investitionen in angemessener Weise ausgehend von den Anschaffungskosten sowie den Finanzierungskosten zu berücksichtigen. Um einen direkten Bezug zwischen zusätzlich tarifrelevanten Kosten und der Ausweitung der Unternehmenstätigkeit zu erreichen, werden daher ein Investitionsfaktor und ein Betriebskostenfaktor angewandt.

Der **Investitionsfaktor** wird auf Basis der Kapitalkosten (CAPEX) des Geschäftsjahres 2009 ermittelt. Eine Aktualisierung bei einzelnen Unternehmen um die Werte des Geschäftsjahres 2010 erfolgt beim Investitionsfaktor nicht, weil damit die einheitliche Vorgehensweise in Bezug auf vergleichbare Unternehmen bei der Kostenprüfung nicht mehr erreicht werden könnte. Auf Dauer gibt es damit keine nachteiligen Effekte für die Unternehmen, weil die Zahlen des Geschäftsjahres 2010 in das nächste Verfahren zur Festsetzung der Kostenbasis einfließen.

Der Investitionsfaktor dient der gezielten Förderung von Investitionen, indem er sämtliche tatsächlich getätigten Investitionen mit einer Verzinsung von 7,025 % (vor Steuer) berücksichtigt. Da für kleine Weiterverteiler mit einer Abgabemenge über 50 GWh im Jahr 2008 keine individuellen Effizienzwerte (im Rahmen eines Benchmarkings) ermittelt wurden, kommt generell ein Kostenanpassungsfaktor in Höhe von 2,5 % p.a. zur Anwendung (siehe Anlage 9 zum Ermittlungsbericht Erläuterungen zur Kostenaktualisierung). Im Rahmen des Investitionsfaktors wird in Analogie zu den bisher der Anreizregulierung unterliegenden Unternehmen ein genereller Produktivitätsfaktor (x_{gen}) in Höhe von 1,95 % p.a. herangezogen. Investitionen bis 2005 werden mit der Differenz zwischen dem Kostenanpassungsfaktor in Höhe von 2,5 % p.a. und dem generellen Produktivitätsfaktor in Höhe von 1,95 % p.a. beabschlagt (siehe dazu auch die Erläuterungen zur SNT-VO 2010). Ab dem Jahr 2006 wird das Vermögen nicht mehr beabschlagt und für Buchwertzugänge ab 2009 wird zusätzlich ein Mark-Up in Höhe von 1,05 % (vor Steuer) gewährt. Um sicherzustellen, dass ausschließlich notwendige Investitionen durchgeführt werden, kann der Investitionsfaktor auch einen negativen Wert annehmen. Der negative Investitionsfaktor weist einen Puffer im negativen Bereich von 1,95 % auf. Bis zu einem Wert von -1,95 % der

berücksichtigten CAPEX erfolgte eine Deckelung mit 0, von darüber hinausgehenden negativen Prozentwerten werden 1,95 % abgezogen.

Als zusätzlicher Anreiz für die Durchführung von Investitionen wird ein Zuschlag (Mark-up) zum WACC auf die Buchwertzugänge ab 2009 in Höhe von 1,05 % für die zweite Regulierungsperiode gewährt, der auch künftig Innovationen im Netz fördert (Details zur Berechnung vgl. Beilage 1).

Hinsichtlich der Entwicklung der **Betriebskosten** wird auf die Entwicklung von physischen Netzanlagen (berücksichtigt durch gewichtete Systemlänge, wobei hier als Gewichtungsfaktoren jene des Benchmarkings der Anreizregulierung mit 166% für Mittelspannung und 583% für Hochspannung herangezogen wurden) und Kundenzahl (berücksichtigt durch Zählpunkte) abgestellt, um Betriebskostenänderungen möglichst in Abhängigkeit von den relevanten Kostentreibern abbildenzu können. Die Ermittlung der Werte für die einzelnen Faktoren erfolgte auf Basis der Daten der Netzbetreiber unter der Anwendung von Regressionsanalysen. Es werden somit folgende zusätzliche Kosten im Rahmen des Betriebskostenfaktors berücksichtigt:

- 50,0 EUR pro Zählpunkt
- 1.900,0 EUR pro zusätzlicher Systemlänge Niederspannung in km
- 3.154,0 EUR (1,66 x 1.900) pro zusätzlicher Systemlänge Mittelspannung in km
- 11.077,0 EUR (5,83 x 1.900) pro zusätzlicher Systemlänge Hoch-/Höchstspannung in km

Veränderungen von Zählpunkten ohne tatsächliche Neukundenanschlüsse bleiben allerdings unberücksichtigt. Weiters werden die Betriebskostenfaktoren bei Leitungsrückbauten auf den Mittel- und Hochspannungsebenen mit „0“ gedeckelt. In Ausnahmefällen kann bei signifikanter Änderung der Anlagensubstanz der Betriebskostenfaktor einen negativen Wert annehmen. Die Veränderung der Anzahl der Zählpunkte und die Systemlänge Niederspannung in km kann auch negative Werte annehmen, welche entsprechend berücksichtigt werden. Als Basis zur Berechnung des Betriebskostenfaktors werden die Daten der Zählpunkte und Leitungskilometer des Geschäftsjahres 2010 zugrunde gelegt. Es wird somit eine zeitnahe Berücksichtigung der Entwicklung gewährleistet und die energiewirtschaftlichen Daten liegen von allen Netzbetreibern vor.

3.4.5. Regulierungskonto

Gem. § 50 EIWOG 2010 sind bei der Festsetzung der Kosten Differenzbeträge zwischen den tatsächlich erzielten und den der Verordnung zu Grunde liegenden Erlösen bei der Feststellung der Kostenbasis für die nächsten Entgeltperioden zu berücksichtigen. Differenzbeträge sind von den Netzbetreibern im Rahmen des Jahresabschlusses unter Berücksichtigung geltender Rechnungslegungsvorschriften zu aktivieren bzw. passivieren. Maßgebliche außergewöhnliche Erlöse oder Aufwendungen können über das Regulierungskonto über einen angemessenen Zeitraum verteilt werden.

Eine Berücksichtigung dieser Differenzbeträge zwischen den tatsächlich erzielten und den der Verordnung zu Grunde liegenden Erlösen bei der Feststellung der Kostenbasis kommt im laufenden Verfahren noch nicht in Betracht, da entsprechende Referenzwerte noch nicht vorliegen, da die Regelung erst mit 3.3.2011 in Kraft getreten ist. Mit Erk vom 21. Juni 2011, ZI G 3 - 5/11 hat der Verfassungsgerichtshof Teile des § 25 EIWOG aufgehoben. Damit ist die Rechtsgrundlage für Teile der geltenden Systemnutzungstarife-Verordnung weggefallen. Welche konkreten Auswirkungen dieses Erkenntnis tatsächlich entfaltet, kann derzeit nicht abschließend beurteilt werden, da die Entscheidungen über die Anlassfälle und die darauf folgenden Entscheidungen der Zivilgerichte noch nicht vorliegen.

3.4.6. Netzverluste

Die Höhe der Netzverluste kann nicht immer exakt gemessen werden. Dies ist zwar im Übertragungsnetz, wo es im Regelfall sowohl für die Einspeisung, als auch für die Abgabe zeitgleiche Messungen gibt, möglich. Im Verteilnetz ist jedoch nur die mengenmäßige Einspeisung und Abgabe bekannt. Während der Bezug im Netz meist genau erfasst wird, wird bei der Berechnung der Abgabe meist extrapoliert bzw. werden die Netzverluste durch bilanzielle Abgrenzung rechnerisch ermittelt. Wird die Differenz der beiden Größen gebildet, so sind in den Netzverlusten auch die Fehlverrechnungen, Fehlablesungen, nicht verrechnete Anlagen, Fehler bei Schätzungen von pauschalieren Anlagen und andere kaufmännische Netzverluste enthalten.

Um einen Anreiz zur Reduktion der Netzverlustmengen zu setzen wurde für Verteilnetzbetreiber in der zweiten Regulierungsperiode eine Obergrenze für die Netzverlustmengen festgelegt. Als Obergrenze wird der Anteil der Netzverluste an der Gesamtabgabemenge des Geschäftsjahres 2003 bestimmt. Beträgt dieser Wert

beispielsweise 4 %, dürfen die Netzverluste in der Regulierungsperiode bezogen auf die jeweils aktuelle Gesamtabgabemenge 4 % nicht übersteigen. Übersteigt der Wert diese Grenze, werden die darüber hinausgehenden Netzverlustmengen nicht vergütet.

Ab Inkrafttreten der 1. Novelle der SNT-VO 2010, mit 1. Jänner 2011 wurde ein neues transparentes, nichtdiskriminierendes und marktorientiertes Verfahren zur gemeinsamen Beschaffung von Netzverlustenergiemengen implementiert. Die Ermittlung der Netzverlustkosten erfolgt auf der Grundlage einer gemeinsamen Beschaffung der Netzverlustenergie. Der Beschaffungsvorgang erfolgt in marktorientierter Weise und entspricht den Grundsätzen der Transparenz und Nicht-Diskriminierung (Art. 14 Abs 5 RL 2003/54/EG). Der erzielte Netzverlustpreis (inklusive Nebenkosten) pro beschaffter Mengeneinheit wird den an der Beschaffung beteiligten Netzbetreibern über das Netzverlustentgelt zur Gänze abgedeckt. Zusätzlich werden die bei einem gemeinsamen Einkauf resultierenden Synergiepotentiale genutzt werden können. Vorteile aus regulatorischer und energiewirtschaftlicher Sicht sind:

- Günstigere Einkaufspreise bei gemeinsamer Beschaffung führen zwangsläufig zu geringeren Tarifen und somit zu einer Entlastung der Kunden;
- Durch die geringeren Tarife aufgrund der gemeinsamen Beschaffung entstehen für den Kunden wirtschaftliche Vorteile;
- Transparentes Verfahren sowohl für Netzbetreiber, als auch für den Regulator zur Bestimmung der realen Beschaffungspreise für Netzverlustenergie;
- Durch eine Zusammenfassung der Netzverlustenergiemengen ergibt sich eine Reduktion von Ausgleichsenergiemengen (Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlichem Anfall) für Netzverluste und damit geringere Ausgleichsenergiekosten.

Im Sinne der angestrebten Wirtschaftlichkeit der gemeinsamen Beschaffung der Netzverlustenergie muss der Anteil der zu beschaffenden Netzverlustenergie jedenfalls mehr als 60 % der Gesamtnetzverluste gemäß der veröffentlichten Bilanz der elektrischen Energie in Österreich (öffentliches Netz) betragen. Im Sinne einer langfristig optimierten Beschaffungsstrategie haben sich die teilnehmenden Netzbetreiber jedenfalls bis Ende 2013 – unbeschadet der Möglichkeit zur außerordentlichen Kündigung – zur Aufrechterhaltung der Vertragsbeziehungen verpflichtet. Der Sonderbilanzgruppenverantwortliche (in Folge kurz S-BGV) wickelt zentral für die teilnehmenden Netzbetreiber aller drei Regelzonen den Einkauf der Netzverlustenergie gegenüber dem Markt ab. Die Austrian Power Grid AG (in Folge kurz APG) übernimmt die Funktion des S-BGV in sämtlichen Regelzonen Österreichs.

Sollte ein Netzbetreiber die Beschaffung dennoch selbst durchführen, so wird für diesen der niedrigere Wert (eigene Beschaffung im Vergleich zur gemeinsamen Beschaffung) als angemessener Netzverlustpreis herangezogen. Diese Vorgangsweise soll auch in Zukunft fortgesetzt und gegebenenfalls adaptiert werden.

3.4.7. Kosten und Entgelte

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

1. Netznutzungsentgelt;
2. Netzverlustentgelt;
3. Netzzutrittsentgelt;
4. Netzbereitstellungsentgelt;
5. Systemdienstleitungsentgelt;
6. Entgelt für Messleistungen;
7. Entgelt für sonstige Leistungen sowie
8. gegebenenfalls dem Entgelt für internationale Transaktionen und für Verträge für den Transport von Energie gemäß § 113 Abs. 1.

In der Vergangenheit hat es sich bei der Entgeltfestsetzung bewährt, sequenziell vorzugehen. Aus der Gesamtkostenbasis sollten in einem ersten Schritt die Netzverlustkosten ausgeschieden werden und darauf aufbauend ein angemessenes Netzverlustentgelt zu bestimmen (vgl. 3.4.6).

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

Kosten und zu erwartende Erlöse aus Systemdienstleistungen, Messentgelten und sonstigen Entgelten werden in weiterer Folge einander gegenüberzustellen und die entsprechenden Kosten aus dem verbleibenden Kostenblock ausgeschieden.

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

Die verbleibenden Kosten bilden somit die Ausgangsbasis für die Bestimmung der Systemnutzungsentgelte.

Durch diese Vorgangsweise ist sichergestellt, dass sämtliche Kosten durch die Entgelte gem. § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 abgedeckt werden und gleichzeitig keine Überkompensation erfolgt. Nachfolgende Grafik fasst diesen Zusammenhang nochmals zusammen.

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

Zuordnung Kosten Entgelte

3.5. Mengengerüst

Für die Entgeltermittlung durch die Regulierungskommission ist den festgestellten Kosten ein Mengengerüst gegenüberzustellen.

Wie auch bisher wird das Prinzip der „Letztverfügbarkeit von Istwerten“ verfolgt, es wird also jene Mengenbasis berücksichtigt, die vom Unternehmen bekanntgegeben wird, vom Abschlussprüfer und den Organen bestätigt und genehmigt und von der Behörde überprüft werden kann. Die Darlegung dieser Mengenbasis erfolgt im Zuge der regelmäßigen Abfrage

des Erhebungsbogens Strom für Netzbetreiber. Nachteil dieser Vorgehensweise ist, dass das Mengengerüst zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Tarife bereits über ein Jahr alt sein kann. Dem steht jedoch der Vorteil der Datensicherheit und -qualität gegenüber. Auch etwaige Einmaleffekte sollen nach diesem Prinzip keinesfalls bereinigt werden, da jeder Effekt sich im vorgesehenen Regulierungssystem – obgleich jeweils zeitverzögert – exakt ein Jahr auswirkt.

4. Ermittlung der Kosten- und Mengenbasis

4.1. Ermittlung der Kostenausgangsbasis

Die Kostenprüfung erfolgte auf Basis des Wirtschaftsberichtes des Jahres 2008, den Angaben aus dem Erhebungsbogen sowie aus den Angaben auf Grund der darüber hinausgehenden Anforderungslisten und dem sonstigen Vorbringen des Unternehmens. Sämtliche Ermittlungsergebnisse sind im Ermittlungsbericht (Beilage 1) detailliert dargestellt und können anhand dessen Anlagen und Beilagen nachvollzogen werden.

Folgende Kosten, die aus den Angaben des Unternehmens hervorgehen, wurden nicht bzw. nicht in voller Höhe anerkannt:

[...]

4.2. Überleitung der Kostenbasis

Da der geplante Zeitpunkt des Inkrafttretens der neuen Entgelte-Verordnung nicht mit dem Jahr der Prüfung zusammenfällt, ist eine Hochrechnung der Kostendaten vom geprüften Geschäftsjahr 2008 erforderlich (vgl. die folgende Darstellung).

Überleitung Netzkostenbasis für 1.1.2012

in TEUR

Unternehmen:**1. Ausgangspunkt**

Ermittelte Kosten für Beginn 2. Regulierungsperiode

Festgestellte Kosten CAPEX 2008, Ermittlung 2. Reg.Periode**Festgestellte Kosten OPEX** 2008, Ermittlung 2. Reg.Periode**2. Anpassung OPEX ab 1.1.2009: $OPEX_{2008} \cdot (1 - KA_{neu}) \cdot (1 + \Delta NPI_{2009})$** $KA_{neu} =$ $\Delta NPI_{2009} =$ **OPEX₂₀₀₉ =****3. Anpassung OPEX ab 1.1.2010: $OPEX_{2009} \cdot (1 - KA_{neu}) \cdot (1 + \Delta NPI_{2010})$** $KA_{neu} =$ $\Delta NPI_{2010} =$ **OPEX₂₀₁₀ =****4. Gesamtkosten ab 1.1.2010: $OPEX_{2010} + CAPEX_{2008}$** **OPEX₂₀₁₀ =****CAPEX₂₀₀₈ =****5. Anpassung ab 1.1.2011: $K_{2010} \cdot (1 - KA_{neu}) \cdot (1 + \Delta NPI_{2011})$** $KA_{neu} =$ $\Delta NPI_{2011} =$ **K₂₀₁₁ =****6. Anpassung ab 1.1.2012: $K_{2011} \cdot (1 - KA_{neu}) \cdot (1 + \Delta NPI_{2012})$** $KA_{neu} =$ $\Delta NPI_{2012} =$ **K₂₀₁₂ =**

7. Ermittlung Betriebskostenfaktor durch Veränderung Zählpunkte

Zählpunkte 2008

Zählpunkte 2010

Veränderung

EUR pro Zählpunkt

BK-Faktor aus Zählpunkten**8. Ermittlung Betriebskostenfaktor durch Veränderung Systemlängen**

Systemlänge 2008 NS

Systemlänge 2008 MS

Systemlänge 2008 HS

Gewichtete Systemlänge 2008 (5,83 HS; 1,66 MS)

Systemlänge 2010 NS

Systemlänge 2010 MS

Systemlänge 2010 HS

Gewichtete Systemlänge 2010 (5,83 HS; 1,66 MS)

Veränderung der gewichteten Systemlänge in km

EUR pro km

BK-Faktor aus Systemlänge**9. Ermittlung Investitionsfaktor**Investitionsfaktor₂₀₁₂ =**10. Zusammenfassung kostenverändernde Faktoren**BK-Faktor aus Zählpunkten₂₀₁₂ =BK-Faktor aus Systemlänge₂₀₁₂ =Investitionsfaktor₂₀₁₂ =**Summe Investitions- und Betriebskostenfaktor****11. Überleitung in Tarife mit 1.1.2012****K₂₀₁₂**

Summe Investitions- und Betriebskostenfaktor

Gebrauchsabgabe =

Sonstige Anpassung =

Summe eigene Netzkosten =abzgl. BKZ₂₀₁₀abzgl. Messerlöse₂₀₁₀ =

Auswirkung sonstige Entgelte =

Eigene Kosten für NNE₂₀₁₂ vor AGZ und vNK₂₀₁₂ =

Aufgrund der für die 2011 gem. § 48 Abs. 1 EIWOG 2010 erstmals zu prüfenden Unternehmen derzeit nicht ausreichenden Datenlage für ein Benchmarking (ursprüngliche Werte auf Basis 2003er Daten würden mit 2008er Werten verglichen werden) und des kurzen Zeitfensters für die Bescheiderlassung wird im Einvernehmen mit den betroffenen Unternehmen von einer Benchmarkinganalyse für die neu zu prüfenden Unternehmen Abstand genommen. Da daher die Feststellung eines individuellen Effizienzwertes unterbleibt, wird stattdessen ein angepasster genereller Produktivitätsfaktor in Höhe von [...] % p.a. herangezogen. Dieser stellt damit wiederum den Kostenanpassungsfaktor des Unternehmens dar, der auch dem bis zum Jahr 2006 angewandten generellen Produktivitätsfortschritt entspricht.

Die Berechnung des angewandten Netzbetreiberpreisindex ist der Anlage 7 zu Beilage 1 zu entnehmen. Die Ermittlung des Investitionsfaktors sowie des Betriebskostenfaktors ist den Anlagen 2 und 3 zu Beilage 1 zu entnehmen.

Für die Zuordnung der Kosten samt der Auswirkung von Auflösungen von Baukostenzuschüssen und Messerlösen auf die einzelnen Netzebenen gem. § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 wurden die Angaben des Unternehmens herangezogen (vgl Spruchpunkte 1 und 2).

[...]

4.2.1. Stellungnahmen der Amtsparteien

In der Stellungnahme vom 14. September 2011 der Bundesarbeitskammer wird im Wesentlichen ausgeführt, dass die Ermittlungsberichte nachvollziehbar sind und es werden überdies Vorschläge zur Vereinheitlichung der Darstellung unterbreitet.

Die Landwirtschaftskammer Österreich teilt in Ihrer Stellungnahme vom 21. September 2011 mit, dass zum Ermittlungsbericht keine Anmerkungen getätigt werden.

Der Österreichische Gewerkschaftsbund hat keine Stellungnahme abgegeben.

Die Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) hat am 9. September 2011 eine Stellungnahme abgegeben. Darin werden die hohen Netztarife auf den wirtschaftsrelevanten Netzebenen in Relation zu vergleichbaren Bundesländern angesprochen. Speziell die Tarife auf der Netzebene (NE) 5 seien im Vergleich zu Oberösterreich um 30 % höher. Ein ähnliches Bild ergebe sich auf der Netzebene 7. Dies stelle für die Betriebe in der Steiermark einen massiven Wettbewerbsnachteil gegenüber Wirtschaftsstandorten in Oberösterreich oder Niederösterreich dar. Die der WKÖ vorliegende Kostenprüfungsergebnisse der E-Control werden teilweise als ambitioniert angesehen. Allerdings sei das Einsparungs- bzw. Effizienzerhöhungspotential bei den Netzbetreibern noch beträchtlich höher.

Die WKÖ geht in weiterer Folge auf die große Zahl der Netzbetreiber mit unterschiedlichen strukturellen Bedingungen ein. Die 13 neu geprüften Netzbetreiber würden sich erheblich

von der Stromnetz Steiermark unterscheiden, was anhand der Netzlängen pro Zählpunkt dargelegt wird. Insbesondere wird auf die unterschiedlichen Gegebenheiten zwischen ländlichen und städtischen Netzbetreibern hingewiesen und auch auf die zusätzlichen Funktionen hingewiesen, welche die vertikal integrierten Unternehmen auch ausüben. Die WKÖ äußert Zweifel, ob die Kostenzuordnungen den gesetzlichen Rechnungslegungsvorschriften entsprechen. Die WKÖ fordert weiters, die Umlagen und Kostenzuordnungen aller E-Werke mit mehreren Sparten nochmals kritisch zu überprüfen und Anpassungen durch entsprechende Reduktionen vorzunehmen.

Der generelle Kostenanpassungsfaktor von [...] % nach Berücksichtigung des generellen Frontier Shift von [...] % für alle Netzbetreiber und eines individuellen Anpassungsfaktor von [...] % je Netzbetreiber wird ebenfalls angesprochen. Es wird bemängelt, dass den Netzbetreibern eine überdurchschnittlich hohe Effizienz zugestanden werde.

Schließlich wird auf die Kostenermittlung nochmals allgemein eingegangen. Die WKÖ ersucht schließlich, die Kosten und Kostenzuordnung nochmals genauestens zu überprüfen, jegliche unangemessene Kostenüberhöhung im Stromnetzbereich nicht anzuerkennen und Kostenineffizienzen zu beseitigen. Nach Berechnungen und Einschätzungen der WKÖ ergibt sich in Summe ein Kostenreduktionsvolumen im Ausmaß von rd. EUR [...].

Dazu wird seitens der Behörde erwogen:

Aufgrund der neuen gesetzlichen Vorgaben erfolgt nun eine individuelle Kostenprüfung von Unternehmen von mehr als 50 GWh Abgabe an Endverbraucher. Damit werden erstmals im Rahmen eines Bescheidverfahrens nach den Bestimmungen des AVG Kostenprüfungen durchgeführt. Das EIWOG 2010 ist erst mit 3. März 2011 in Kraft getreten, weshalb es – trotz der entsprechenden Vorarbeiten – einen sehr restriktiven Zeitrahmen für die Erlassung der in Summe rund 55 Bescheide zur Feststellung der Kostenbasis von Stromnetzbetreibern gibt.

Die bisherigen Ermittlungen der E-Control haben – wie auch die WKÖ anerkennt – zu erheblichen Kostenanpassungen geführt. Aus Sicht der Behörde ist nicht zu erwarten, dass weitere vertiefte Ermittlungen zu signifikanten zusätzlichen Kostenanpassungen führen würden. Hinzu kommt, dass die WKÖ zwar von einem Kostenreduktionsvolumen von [...] € ausgeht, dies jedoch nicht in ausreichend detaillierter Weise auf der Basis konkreter Nachweise zu begründen vermag. Zwar können allgemeine Kennzahlen Hinweise auf zu behandelnde Prüfgebiete geben, allerdings können sie nicht als Nachweis für überhöhte Kosten dienen. Zum Vorbringen, dass Rechnungslegungsvorschriften nicht eingehalten wurden, sind im Zuge des Verfahrens keine Hinweise hervorgekommen. Im Zusammenhang

mit dem generellen Effizienzabschlag wird am Wert von [...] % festgehalten. Mit diesem Wert, der auch von der Vereinigung der Elektrizitätswerke als angemessen erachtet wird, wird tatsächlich von einer hohen Effizienz der Netzbetreiber ausgegangen. Allerdings erscheint ein höherer Abschlag auf Basis der bisherigen Unterlagen nicht gerechtfertigt. Individuell spezifische Abschläge können erst nach Ermittlungen in künftigen Verfahren erfolgen.

4.3. Kostenermittlung für Netzverluste 2012

Ermittlung der Netzverlustkosten

Unternehmen:

1. Netzverlustmengen des eigenen Netzes 2010

Gesamtabgabemenge 2010 MWh

Netzverlustmenge 2010 MWh

Anteil 2010

2. Netzverlustmengen des eigenen Netzes 2003

Gesamtabgabemenge 2003 MWh

Netzverlustmenge 2003 MWh

Anteil 2003

3. Netzverlustpreis

NV-Preis gem. Ausschreibung APG EUR/MWh

NV-Preis separate Beschaffung EUR/MWh

Angemessner NV-Preis EUR/MWh

4. Netzverlustkosten

Kosten für Netzverluste TEUR

Für die Ermittlung der Netzverlustmengen wurden die vom Unternehmen übermittelten Daten des Geschäftsjahres 2010 herangezogen, da auch für die Mengenermittlung gemäß den Spruchpunkten 4 und 5 die Werte dieses Geschäftsjahres verwendet wurden.

Da die Netzverlustmenge unter dem gedeckelten Wert liegt, werden sämtliche Mengen für Netzverluste anerkannt.

Gemäß § 53 Abs. 1 EIWOG 2010 sind im Netzverlustentgelt die Kosten für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von Netzverlustmengen abzugelten. Für einen Großteil der Netzbetreiber werden diese Beschaffung zentral durch den Regelzonenführer Austrian Power Grid AG (APG) abgewickelt und der hierbei ermittelte Preis iHv [...] EUR/MWh als angemessener Verrechnungssatz herangezogen.

Da gem. § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 die Kosten nach Netzebenen getrennt zu ermitteln sind, werden die Netzverlustmengen getrennt nach Netzebenen erhoben und für die Kostenermittlung herangezogen (siehe Spruchpunkt 3).

[...]

Zu den Netzverlusten merkt das Unternehmen in seiner Stellungnahme an, dass das Unternehmen im Jahr 2008 die Beschaffung der Netzverlustpreise nicht über die APG

durchführte. Deswegen seien die angeführten Netzverlustkosten in Höhe von [...] /MWh nicht zutreffend. Die tatsächlichen Kosten für die Beschaffung der Netzverluste betragen [...] je MWh bzw. [...].

Das Unternehmen beantragt somit die Berücksichtigung von Netzverlustkosten von insgesamt [...]. Dies bedeutet gegenüber den errechneten Kosten eine Erhöhung von [...].

Dem hält die Behörde wie folgt entgegen:

Das gemeinsame Beschaffungsmodell für Netzbetreiber wurde in der Vergangenheit eingeführt, um Netzbetreibern nicht mehr die Verpflichtung aufzuerlegen, durch eine separate Beschaffung am Stromhandelsmarkt tätig sein zu müssen. Der so ermittelte Beschaffungspreis ist als Obergrenze für die Anerkennung anzusehen, da die meisten Beschaffungen über konzernverbundene Unternehmen erfolgen und in diesem Zusammenhang darauf zu achten ist, dass keine Quersubventionen durch den Netzbereich erfolgen. Es erfolgt somit keine Anpassung des bisherigen angemessenen Beschaffungspreises. Abschließend sei noch darauf zu verweisen, dass das Beschaffungsmodell den Preis für das Jahr 2012 prognostiziert und sich nicht auf historische Beschaffungskosten bezieht.

4.4. Ermittlung des Mengengerüsts 2012

Die ermittelten Mengendaten basieren auf den vom Netzbetreiber übermittelten Messdaten, die einer Plausibilisierung unterzogen worden sind. Das Mengengerüst besteht aus folgenden Komponenten:

- Mengebasis für den Bezug aus dem vorgelagerten Netz (Spruchpunkt 4).

[...]

- Abgabe an Endkunden und Weiterverteiler pro Netzebene

[...]

- Mengendaten zum Bezug von Pumpstrom

[...]

Die dargestellten Mengen sind im Rahmen der Ermittlung der Entgelte und der daraus resultierenden Ausgleichszahlungen zu berücksichtigen (siehe Spruchpunkt 5 und 6).

III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gem. § 9 Abs. 2 E-ControlG Beschwerde an die Regulierungskommission erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen zwei Wochen ab erfolgter Zustellung dieses Bescheides bei der E-Control einzubringen und mit € 14,30 zu vergebühren. Die Beschwerde hat den Bescheid zu bezeichnen, gegen den sie sich richtet, und einen begründeten Beschwerdeantrag zu enthalten. Es wird höflich ersucht, die anfallenden Gebühren von € 14,30 gemäß § 14 TP 6 Abs 1 Gebührengesetz iVm GebG-VaIV 2011 BGBl II Nr. 191/2011 auf das Gebührenkonto der E-Control, Subbezeichnung: Gebührenkonto, Kontonummer PSK 90.022.201, BLZ 60.000, BIC OPSKATWW, IBAN AT95600000090022201, zu überweisen und den Überweisungsbeleg in Fotokopie dem Schriftsatz beizulegen.

Energie-Control Austria
für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft

Wien, am 14.10.2011

Der Vorstand
DI Walter Boltz
Ing. Mag. (FH) Martin Graf, MBA

elektronisch gefertigt

Beilagen

Beilage 1 – Ermittlungsbericht samt Anlagen

Beilage 2 – Details zur Festsetzung des WACC

Ergeht als Bescheid an:

[...]

Wirtschaftskammer Österreich
zH Frau DI Claudia Hübsch
Wiedner Hauptstraße 63
1045 Wien

per elektronischer Zustellung

Bundesarbeitskammer
zH Mag. Dominik Pezenka
Prinz-Eugen-Straße 20-22
1040 Wien

per elektronischer Zustellung

Ergeht zur Information an:

Landwirtschaftskammer Österreich
zH DI Alexander Bachler
Schauflegasse 6
1014 Wien

per elektronischer Zustellung

Österreichischer Gewerkschaftsbund
zH Prof. Norbert Nischkauer
Johann-Böhm-Platz 1
1020 Wien

per elektronischer Zustellung