



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 Austrian Power Grid AG 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 TEUR):

[...]

3. Die Kosten für Netzverluste werden wie folgt festgestellt:

[...]

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

[...]

5. Das der Entgeltermittlung für die Netznutzung von Pumpspeicherkraftwerken 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 08. 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 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.



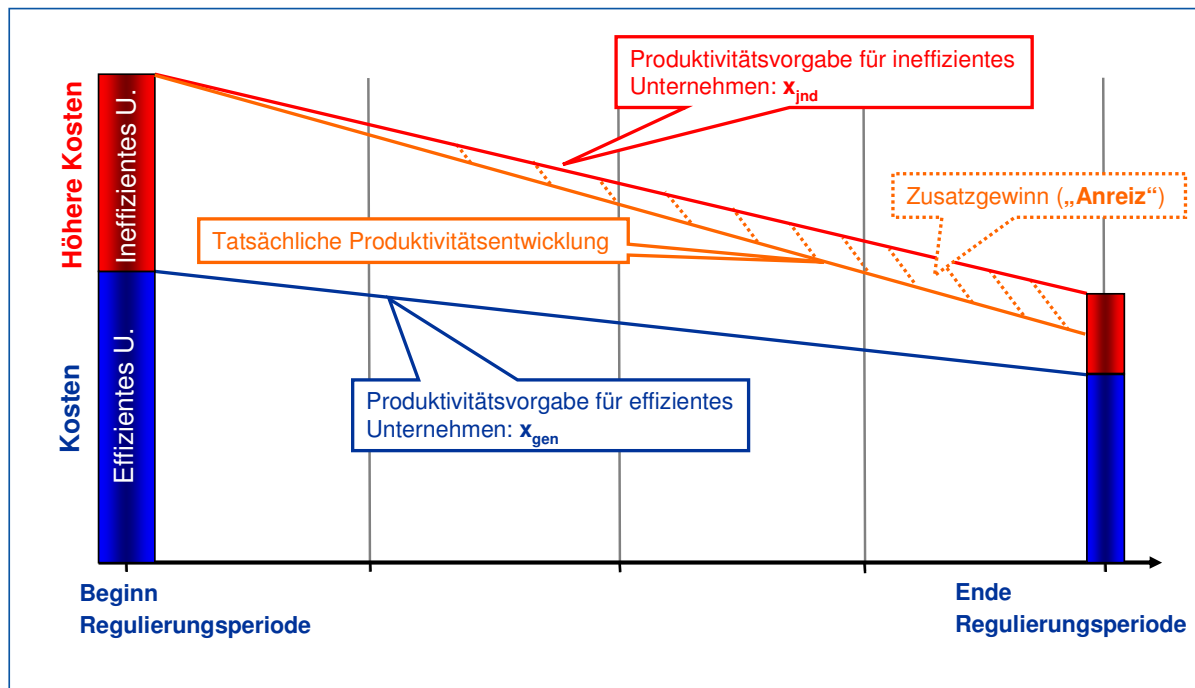


Illustration der Anreizregulierungsmethodik

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. Kosten-Plus Regulierung des Übertragungsnetzes

Während die Entgelte im Stromverteilernetz seit 1.1.2006 im Rahmen eines langfristigen Anreizregulierungsregimes bestimmt werden, erfolgt die Entgeltermittlung im Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG ( APG) im Rahmen eines Kosten-Plus Regulierungsansatzes (siehe obige Diskussion der beiden Regulierungssysteme). Hierbei werden die angemessenen Netzkosten jährlich neu bestimmt und mittels Hochrechnungsfaktoren in entsprechende Übertragungsnetzentgelte übergeleitet. Die Entsprechenden Schritte werden in weiterer Folge dargestellt. Bisher wurde keine Anreizregulierung für die APG umgesetzt, da nationale Vergleich aufgrund von fehlenden anderen Übertragungsnetzbetreibern nicht möglich und internationale Vergleiche derzeit zu keinen verwertbaren Ergebnissen geführt.

### 3.4. Ermittlung der Kostenbasis

Als Ausgangsbasis für die Ermittlung angemessener Kosten gem. § 48 Abs 1 EIWOG 2010 sind die Daten des letztverfügbaren Geschäftsjahres (geprüfte Jahresabschlüsse) zum Zeitpunkt der Verfahrenseinleitung heranzuziehen (siehe die Erl zu § 59 Abs. 1 und 4 EIWOG 2010). Darüber hinaus sind jene angemessenen Kosten, die mit der Umsetzung des Netzentwicklungsplanes nach § 38 Abs. 4 EIWOG 2010 einhergehen, inklusive der Vorfinanzierungskosten zu berücksichtigen. In weiterer Folge 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. Es sei darauf hingewiesen, dass aufgrund einer jährlichen Aktualisierung des risikolosen Zinssatzes, der WACC für das Übertragungsnetz ebenfalls jährlich neu berechnet wird. Die folgende Tabelle stellt diese Berechnung des WACC für das aktuelle Verfahren dar:

[...]

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.

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.

- Kosten Systemdienstleistungen: Kosten für Systemdienstleistung 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.

### 3.4.1. Anpassung der Kostenbasis

Als Zwischensumme ergibt sich somit ein Wert für die Netzkosten exkl. der obig erwähnten Abzugspositionen. Die festgestellten Kosten 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. 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.

### 3.4.2. Kostenanpassungsfaktor

Generell kombiniert der Kostenanpassungsfaktor die generelle Produktivitätsentwicklung mit individuellen Effizienzzielen. Da bisher für die Austrian Power Grid AG keine individuellen Effizienzziele ermittelt wurden, entspricht der Kostenanpassungsfaktor somit dem generellen Trend in der Produktivitätsentwicklung von Netzbetreibern ( $X_{\text{gen,fix}}$ ).  $X_{\text{gen,fix}}$  und entsprechend KA haben den Wert von [...] % p.a.. Die Höhe des generellen Produktivitätsfaktors ergibt sich aus der Tatsache, dass für die Austrian Power Grid AG im Vergleich zu Verteilernetzbetreibern keine individuellen Effizienzwerte im Rahmen eines Benchmarkingverfahrens ermittelt wurden. Bereits im Zuge früherer Tarifverfahren wurde die Höhe und Angemessenheit eines generellen Produktivitätsfaktors für den Stromnetzbereich umfassend evaluiert. Die durchgeführten Analysen zum generellen Produktivitätsfortschritt umfassten internationale Erfahrungen der Produktivitätsentwicklungen von Netzbetreibern in verschiedenen Regulierungsregimen, die Produktivitätsentwicklung von Branche mit Kostenstrukturen ähnlich dem Netzbetrieb und die historische Produktivitätsentwicklung der Branche selbst. Die Untersuchungen zeigten eine sehr weite Spanne des

Produktivitätsfortschritts zwischen 1,9% und bis zu 6,3% pro Jahr auf. Ein Faktor in Höhe von [...] % ist somit am unteren Ende des Produktivitäts-Spektrums angesiedelt.

Auch im Verteilernetzbereich wurde in den Tarifverfahren während der Kosten-Plus Regulierungsphase bereits ein genereller Produktivitätsfaktor in Höhe von [...] % p.a. zur Anwendung gebracht. Für die erste und zweite Anreizregulierungsperiode im Verteilernetz (1.1.2006 – 31.12. 2013) wurde der generelle Produktivitätsfaktor von der E-Control Kommission mit 1,95% p.a. festgesetzt, da die Unternehmen im Rahmen der Anreizregulierung gefordert sind auch individuelle Effizienzziele (auf Basis eines durchgeführten Benchmarkings) zu erreichen. Da jedoch für die Austrian Power Grid AG kein Effizienzvergleich durchgeführt wird und somit keine individuellen Effizienzvorgaben zur Anwendung kommen, werden die Höhe des generellen Produktivitätsfortschritts und entsprechend der Kostenanpassungsfaktor mit [...] % p.a. für die Entgeltermittlung des Jahres 2012 angesetzt.

### **3.4.3. Netzbetreiberpreisindex**

Die Kostenerhöhungen der Netzbetreiber werden durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex,  $\Delta NPI$ , 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 2 zu Beilage 1)

### **3.4.4. 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.

#### **3.4.5. Netzverlustabdeckung und Eigenbedarf**

Die Höhe der Netzverluste kann im Übertragungsnetz exakt gemessen werden. Seit 1.1.2011 erfolgt die Beschaffung von Netzverlusten durch die APG im Rahmen einer öffentlichen Ausschreibung gemeinsam für zahlreiche Netzbetreiber der Regelzone. Neben der reinen Abgeltung der direkt damit in Zusammenhang stehenden Kosten (Eigenbedarf und Beschaffung) wird eine Prämie auf Basis der beschafften Mengen iHv 0,25 EUR/MWh für jene Mengen gewährt, die für andere Netzbetreiber beschafft werden.

### 3.4.6. 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. 3.4.8).

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)		
<b>Gesamtkosten</b>			
-Netzverlustkosten (NVE)		→	<b>2. Netzverlustentgelt</b>
<b>Gesamtkosten exkl. Netzverluste</b>			
-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
<b>Summe verbleibende Kosten NNE</b>		→	<b>1. Netznutzungsentgelt (NNE)</b>

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**

Nach Kostenaktualisierung ergibt sich eine festgestellte Netzkostenbasis von [...].

##### **4.1. Stellungnahmen**

###### **Stellungnahme Unternehmen**

[...]

###### **Stellungnahme WKÖ:**

Die redaktionellen Anmerkungen der in der von der WKÖ übermittelten Stellungnahme zum Ermittlungsbericht vom 09.09.2011 wurden berücksichtigt. Lediglich die Anmerkung zu Seite 53/55 ist inhaltlich nicht korrekt, da sich die genannte Zahl nicht auf zuvor angegebene Tabelle, sondern auf die Gesamtkosten bezieht.

###### **Stellungnahme Bundesarbeiterkammer:**

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. Weiters wird auf die Berücksichtigung der langfristigen Investitionen in das Übertragungsnetz eingegangen, welche eine deutliche angestiegene Kostenbelastung hervorgerufen hat. Sollten zusätzliche darüber hinausgehende Kosten anerkannt werden, so wären diese entsprechend genau darzulegen zu begründen. Etwaige zusätzliche Kostenanerkennungen sind durch die Stellungnahme des Unternehmens detailliert darzulegen.

###### **Stellungnahme Landwirtschaftskammer Österreich:**

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

**Stellungnahme Österreichische Gewerkschaftsbund:**

Der Österreichische Gewerkschaftsbund hat keine Stellungnahme abgegeben.

**4.2. 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:

- Gesamtabgabe an Endkunden in der Regelzone, Abgabe an Verteilnetzbetreiber je Netzebene, Erzeugungsmengen gesamt, Einspeisemengen pro Netzebene

-

[...]

- Mengendaten zum Bezug von Pumpstrom – Netzebene 1

[...]

Die dargestellten Mengen sind im Rahmen der Ermittlung der Entgelte zu berücksichtigen (siehe Spruchpunkt 4 und 5).

**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 vergewähren. 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 12.10.2011

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:**

«Organisation2»

z.Hd «zHd2»

«Adresse2»

«Ort2»

per elektronischer Zustellung

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