

V KOS [...] /12

PA [...]

[...]

Wirtschaftskammer Österreich  
z.H. Frau DI Claudia Hübsch  
Wiedner Hauptstraße 63  
1045 Wien  
per elektronischer Zustellung

Bundesarbeitskammer  
z.H. Herrn 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 idF BGBl I Nr. 107/2011, iVm § 48 Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl I Nr. 110/2010, nachstehender

### **I. Spruch**

1. Der Kostenanpassungsfaktor wird mit 3,50 % festgestellt.
2. Die Kosten für das Systemnutzungsentgelt 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 und Netzverluste zu Grunde zu legende Mengengerüst wird wie folgt festgestellt:

[...]

5. Die Mengenbasis für den Bezug aus dem vorgelagerten Netz sowie für zusätzliche vorgelagerte Netzkosten wird wie folgt festgestellt:

[...]

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

## **II. Begründung**

### **II.A. Verfahrensablauf**

Mit Beschluss vom 13. Jänner 2012 hat der Vorstand der E-Control ein Verfahren zur Feststellung der Kosten, der Zielvorgaben sowie des Mengengerüsts gemäß § 48 EIWOG 2010 eingeleitet. Mit Schreiben vom 2. Februar 2012 wurde das Unternehmen von der Einleitung des Verfahrens in Kenntnis gesetzt und um die Übermittlung folgender Unterlagen binnen sechs Wochen ersucht:

- Unterfertigter Erhebungsbogen Stromnetzbetreiber 2011 (Teil 1: Energiewirtschaftliche Daten; Teil 2: Betriebswirtschaftliche Daten)
- Anlageklassen Strom für das Geschäftsjahr 2011
- Rechnungen für vorgelagerte/bezogene Netzkosten für das Geschäftsjahr 2011
- Wirtschaftsprüfungsbericht für das Geschäftsjahr 2011
- Bruttokomponente für das Geschäftsjahr 2011
- Allgemeine Anforderungsliste

Teile der genannten Daten wurden der Behörde nach einer dem Unternehmen gewährten Fristerstreckung am 18. April 2012 übermittelt.

Am 08. Mai 2012 wurde das Unternehmen mittels RSb-Brief aufgefordert, die noch nicht übermittelten Daten zur Feststellung der Kosten, Mengen und Zielvorgaben gem. § 48 EIWOG 2010 binnen einer Woche beizubringen. Diese Daten wurden der Behörde am 15. Mai 2012 übermittelt.

Nach Prüfung der eingelangten Unterlagen wurde dem Unternehmen eine weitere Anforderungsliste mit der Aufforderung gesendet, ergänzende Daten zu übermitteln. Diese Daten gingen am 22. Mai 2012 nach einer dem Unternehmen gewährten Fristerstreckung bei der Behörde ein.

Mit Schreiben vom 13. Juni 2012 wurden sowohl das Unternehmen als auch die Amtsparteien gemäß § 48 Abs. 2 EIWOG 2010 eingeladen, zu den vorläufigen Ermittlungsergebnissen Stellung zu nehmen.

Das Unternehmen übermittelte am 6. Juli 2012 fristgerecht eine Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis.

Die Wirtschaftskammer Österreich übermittelte am 16. Juli 2012 fristgerecht eine Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis.

Die eingelangten Stellungnahmen wurden den jeweils übrigen Parteien des Verfahrens am 23. Juli 2012 zugestellt, auch mit dem Hinweis, dass das Ermittlungsverfahren mit 8. August 2012 geschlossen wird.

Der Österreichische Gewerkschaftsbund hat am 6. August 2012 eine Stellungnahme abgegeben, die allen übrigen Parteien des Verfahrens übermittelt wurde.

## **II.B. Rechtliche Grundlagen**

### **1. Gesetzliche Grundlagen der Kosten- und Mengenermittlung**

Gemäß § 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 Kosten und das Mengengerüst der übrigen Netzbetreiber können von Amts wegen mit Bescheid festgestellt werden.

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.

## **2. Zuständigkeit**

Die Festsetzung der Kosten, Zielvorgaben und des Mengengerüsts von Netzbetreibern erfolgt gemäß § 48 EIWOG 2010 iVm § 7 Abs. 1 E-ControlG mit Bescheid des Vorstands der Energie-Control Austria. Die in diesem Verfahren festgestellten Kosten und Zielvorgaben sowie das festgestellte Mengengerüst bilden die Basis und somit eine Vorfrage der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte sowie erforderlichenfalls der Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern eines Netzbereiches mit Verordnung der Regulierungskommission gemäß § 49 EIWOG 2010 iVm § 12 Abs. 2 Z 1 E-ControlG.

### **II.C. Sachverhalt und rechtliche Beurteilung**

#### **1. Allgemeines**

Ziel der Regulierung ist es, Betreibern von Netzinfrastrukturen, die volkswirtschaftlich gesehen natürliche Monopole darstellen, gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse aufzuerlegen, zu denen insbesondere der kosteneffiziente Netzbetrieb, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Netzsicherheit sowie der diskriminierungsfreie Zugang Dritter zum Netz zu von der Regulierungsbehörde genehmigten Tarifen (Systemnutzungsentgelt) zählen.

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.

Um die Effizienz der Monopolunternehmen zu steigern, werden die Kosten und Zielvorgaben nach dem Modell der Anreizregulierung ermittelt, dessen grundsätzliche Idee in einer Entkoppelung der Tarife oder Erlöse von den tatsächlichen Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode (meist mehrere Jahre) besteht.

Um Systemkonformität mit den bereits seit 1. Jänner 2006 im System der Anreizregulierung erfassten Unternehmen herzustellen, werden die Grundsätze der Anreizregulierung auch auf die auf der Grundlage des EIWOG 2010 neu zu prüfenden Unternehmen für die Verfahren bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode (siehe Arbeitsunterlage 1 – Bescheid V KOS 2011) – mit den erforderlichen Anpassungen – angewandt. Ab 1. Jänner 2014 soll für

alle Verteilernetzbetreiber, deren Kosten, Zielvorgaben und Mengen gemäß § 48 EIWOG 2010 mit Bescheid festgestellt werden, ein einheitliches System der Anreizregulierung umgesetzt werden.

Die prinzipielle Systematik der Anreizregulierung ist in der folgenden 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 von der Regulierungsbehörde abgeschöpft und den Kunden zugeführt werden (sogenannter Carry-Over Mechanismus). Auch eine implizite Berücksichtigung durch eine Gegenüberstellung der Kosten gemäß Regulierungspfad mit den tatsächlichen Kosten des Unternehmens (sogenannter Soll-/Istvergleich) und eine dem Zielerreichungsgrad entsprechende Anpassung der Steigung des Kostenpfades für die folgende Periode (bei unverändertem Zielwert) wären denkbar. Effizienzgewinne der vorhergehenden Periode würden somit linear über die folgende Periode verteilt.

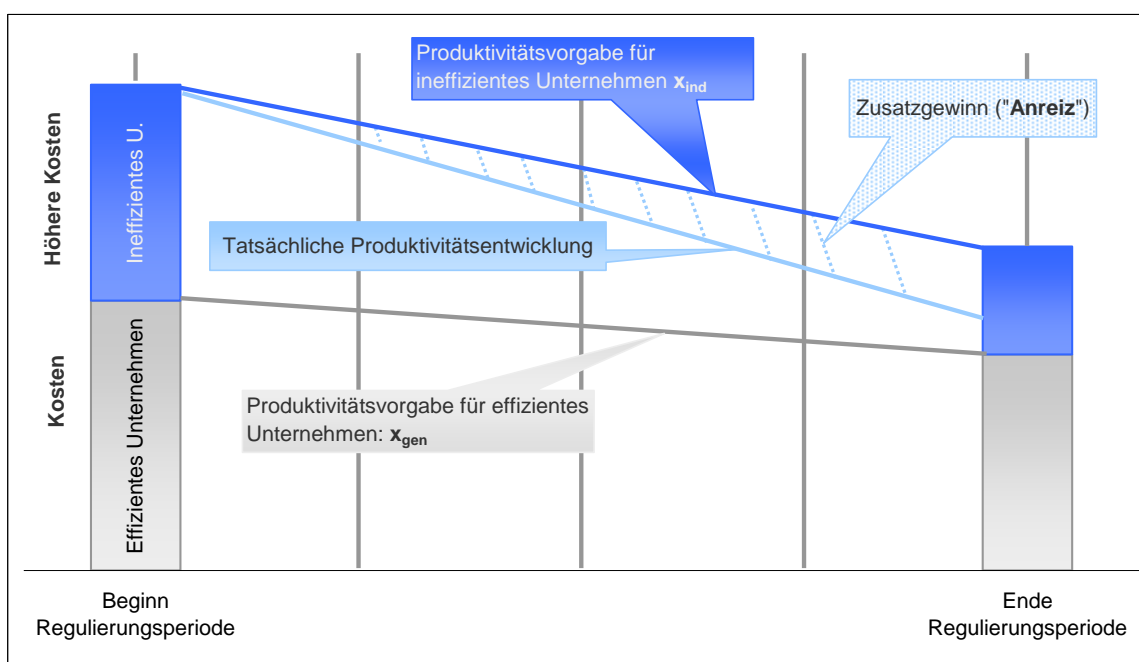


Illustration der Anreizregulierungsmethodik

Soweit dies für die Bestimmung der Zielvorgaben erforderlich ist, werden im gegenständlichen Verfahren auch Ermittlungsergebnisse aus Vorverfahren herangezogen.

## 2. Ermittlung der Kostenbasis

Als Ausgangsbasis für die Ermittlung angemessener Kosten gemäß § 48 Abs. 1 EIWOG 2010 sind die geprüften Jahresabschlüsse heranzuziehen (siehe die Erläuterungen 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.

In dieser Kostenermittlung sind folgende Kosten nicht enthalten:

- 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 gemäß § 62 Abs. 2 EIWOG 2010 abhängig und damit nicht im Vorhinein definierbar sind.
- Netzverlustkosten: Die Kosten für Netzverluste werden, wie in Kapitel 2.3.4 dargestellt, gesondert ermittelt.

In weiterer Folge sind kostenmindernde Elemente zu berücksichtigen:

- Sonstige betriebliche Erträge und sonstige Umsatzerlöse: Sollten durch den Netzbetreiber Tätigkeiten für andere Unternehmen oder andere Unternehmenssegmente erbracht werden, sind die dafür anfallenden Erlöse oder Erträge kostenmindernd zu berücksichtigen (darunter fallen auch Erlöse aus sonstigen Entgelten).
- Aktivierte Eigenleistungen: Sollten durch den Netzbetreiber Eigenleistungen aktiviert werden, sind auch diese von den Kosten (im Speziellen Personalaufwendungen) abzuziehen, da diese Aufwendungen durch die Aktivierung langfristig mittels CAPEX erfasst werden. Würde ein derartiger Abzug nicht vorgenommen, so würde für diese Kosten eine doppelte Abgeltung erfolgen.

## 2.1. Ermittlung der Kostenbasis

Die Ermittlung der Kosten, Zielvorgaben und Mengen für die aufgrund des EIWOG 2010 im Verfahren des Jahres 2011 erstmalig erfassten Unternehmen musste in die schon seit 1. Jänner 2010 laufende zweite Regulierungsperiode überführt werden. Um Systemkonformität mit den bereits im System der Anreizregulierung erfassten Unternehmen herzustellen, wurden die neu zu prüfenden Unternehmen einer Kostenprüfung auf Basis der Kosten des Geschäftsjahres 2008 zur Ermittlung der Kosten  $K_{2008}$  unterzogen. In einem ersten Schritt wurden die OPEX auf das Jahr 2010 hochgerechnet. Da für die CAPEX ein Investitionsfaktor, welcher auf Basis von IST-Werten ermittelt wird, zur Anwendung gebracht wird, erfolgte für die CAPEX in einem ersten Schritt keine Hochrechnung der Daten auf 2010.

$$K_{2010} = OPEX_{2010} + CAPEX_{2008}$$

Die Netzkostenbasis wurde im Verfahren des Jahres 2011 einer Anpassung gemäß des Kostenanpassungsfaktors (KA) in Höhe von 2,5 % unterzogen. Die Details der Hochrechnungsfaktoren sind in Arbeitsunterlage 1 dargelegt. Durch den Netzbetreiberpreisindex ( $\Delta NPI$ ) werden exogene, vom Unternehmen nicht beeinflussbare, Faktoren einer Kostenerhöhung des jeweiligen Zeitraumes, abgedeckt (siehe Punkt 2.3.2). Schließlich wurden die Kostenbestandteile unter Anwendung eines Betriebskosten- und ein Investitionsfaktors (siehe Punkt 2.3.3) gemeinsam auf das Jahr 2012 hochgerechnet.

$$K_{2011} = K_{2010} \cdot (1 - KA_{neu}) \cdot (1 + \Delta NPI_{2011})$$

$$K_{2012} = K_{2011} \cdot (1 - KA_{neu}) \cdot (1 + \Delta NPI_{2012})$$

## 2.2. Finanzierungskosten und WACC

Finanzierungskosten sind ein Bestandteil der Kapitalkosten und haben gemäß § 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, verlangen sie dafür gemäß dem Opportunitätskostenprinzip 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 soll 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 für die gesamte Anreizregulierungsperiode ein Modell entwickelt, das die genannten Grundsätze berücksichtigt und von den Regulierungsbehörden in Europa in verschiedenen Formen angewendet wird. Es basiert auf der Anwendung eines WACC-Verfahrens („weighted average cost of capital“), also der Ermittlung eines gewichteten Eigen- und Fremdkapitalzinssatzes, der auf das eingesetzte Kapital wirkt. Eine optimale WACC-Struktur stellt sicher, dass es für ein Unternehmen keinen Unterschied macht, ob es am Markt oder in die regulierte Infrastruktur investiert. Innerhalb des WACC-Ansatzes müssen unternehmenstypische Annahmen für die 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. Arbeitsunterlage 1.

Die folgende Tabelle stellt die Berechnung des WACC für die zweite Regulierungsperiode dar:

Ermittlung WACC	
2. Regulierungsperiode	
Risikoloser Zins	4,150%
Risikozuschlag für Fremdkapital	0,60%
Erhöhung - Diskussion Finanzkrise	0,20%
Risikozuschlag für Fremdkapital inkl. Finanzkrise	0,80%
<b>Fremdkapitalzinssatz (vor Steuern)</b>	<b>4,950%</b>
Marktrisikoprämie	5,00%
Betafaktor (unverschuldet)	0,325
Betafaktor (verschuldet)	0,691
Kosten EK-Ausgabe	0,00%
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern)	7,603%
<b>Eigenkapitalzinssatz (vor Steuern)</b>	<b>10,138%</b>
Anteil Fremdkapital an Gesamtkapital	60,00%
Anteil Eigenkapital an Gesamtkapital	40,00%
Steuersatz	25,00%
<b>WACC (vor Steuer)</b>	<b>7,025%</b>

Ermittlung gewogener Kapitalkostensatz (WACC) für die zweite Regulierungsperiode

### 2.3. Anpassung der Kostenbasis

Die gemäß Punkt 2.1 und Punkt 2.2 ermittelte Kostenbasis umfasst wie oben dargelegt die Netzkosten mit Ausnahme 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 zum überwiegenden Teil 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 gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010, ausgenommen dem Entgelt gemäß § 51 Abs. 2 Z 2 EIWOG 2010 (Netzverlustentgelt), abzudecken. Die sonstigen vorgelagerten Netzkosten umfassen die Kosten für den Bezug aus vorgelagerten Netzen, die lediglich hinsichtlich der Berücksichtigung der Erlöse aus dem Netzverlustentgelt von der Entgeltfestsetzung abhängig sind.

Da der Zeitpunkt des Inkrafttretens einer neuen Systemnutzungsentgelte-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 exklusive vorgelagerte Netzkosten und Netzverlustkosten herangezogen.

Diese Netzkostenbasis wird innerhalb einer Regulierungsperiode in der Folge einer jährlichen Anpassung anhand von Hochrechnungsfaktoren (dazu sogleich) unterzogen. Am Ende der Regulierungsperiode werden die Kosten unter Berücksichtigung von über den Regulierungspfad hinausgehenden Effizienzsteigerungen während der Regulierungsperiode (Carry-Over) im Rahmen einer Kostenprüfung neu festgelegt und bilden damit wiederum die Startkosten für die neue Regulierungsperiode (vgl. § 59 Abs. 3 EIWOG 2010).

**Hochrechnungsfaktoren** sind der **Kostenanpassungsfaktor** (KA), der den generellen sowie den individuellen Effizienzfortschritt als kostenmindernde Faktoren vorgibt, sowie der **Netzbetreiberpreisindex**, der einen Ausgleich für Preissteigerungen schafft und als kostenerhöhender Faktor angewendet wird. Getätigte Investitionen und Veränderungen der Betriebskosten werden durch den **Investitionsfaktor** und den **Betriebskostenfaktor** berücksichtigt.

### 2.3.1. Kostenanpassungsfaktor

Für die Zeitspanne bis zum Beginn einer neuen Regulierungsperiode und der Überführung in das allgemeine System der Anreizregulierung (voraussichtlich 2014, vgl. oben Punkt 0.1) wurde im Verfahren V KOS 131/11 ein Kostenanpassungsfaktor in Höhe von 2,5 % p.a. herangezogen (siehe dazu Arbeitsunterlage 1). Die Regulierungskommission hat jedoch in mehreren gleichlautenden Entscheidungen vom 28. März 2012 über Beschwerden gemäß § 48 Abs. 2 EIWOG 2010 den jeweils erstinstanzlich festgelegten Kostenanpassungsfaktor korrigiert. Zu den individuellen Zielvorgaben hält die Regulierungskommission fest, dass der Effizienzwert aufgrund der nicht vorhandenen (und nicht geprüften) Daten nach den Methoden, die dem Stand der Wissenschaft zu genügen haben, nicht berechnet werden könne und eine Anlehnung an andere Unternehmen für die Herleitung der relativen Effizienz methodisch unzulässig sei. Im Ergebnis bedeutet dies, dass für jene Unternehmen, für die im Vorfeld der mit 1. Jänner 2006 beginnende Anreizregulierungsperiode kein individueller Effizienzwert im Rahmen einer Benchmarking-Analyse ermittelt wurde, die individuelle Zielvorgabe mit 0,0 % festzusetzen ist.

Darüber hinaus wurde in den Beschwerdeentscheidungen die generelle Zielvorgabe angepasst. Hier führt die Regulierungskommission begründend im Wesentlichen aus, dass für die im Jahr 2011 neu zu prüfenden Unternehmen die Diskriminierungsfreiheit gegenüber Unternehmen, welche bereits bisher dem Anreizregulierungssystem unterlegen sind, sichergestellt werden müsse. Zudem müsse berücksichtigt werden, dass Studien und

Gutachten umfassend belegen, dass besonders beim Wechsel in ein Anreizregulierungssystem mit Effizienzsteigerungen zu rechnen ist (sog. „Erstrundeneffekt“). Abweichend von den erstinstanzlichen Bescheiden wurde daher die generelle Zielvorgabe mit 3,5 % festgesetzt.

Eine Analyse der in den Beschwerdeentscheidungen getroffenen Festlegungen und deren Begründung ergibt, dass die Argumentation sowohl im Hinblick auf die individuelle als auch auf die generelle Zielvorgabe verallgemeinerungsfähig ist: Auch für das im gegenständlichen Bescheidverfahren betroffene Unternehmen liegen (mangels Benchmarking) keine belastbaren Daten im Sinne der Entscheidungen der Regulierungskommission für die Ermittlung individueller Zielvorgaben vor. Die Funktion der generellen Zielvorgabe, branchenweite Produktivitätssteigerungen abzubilden, deutet auf einen möglichst einheitlichen generellen Effizienzfaktor hin und spricht damit für eine gleiche Behandlung aller neu zu prüfenden Unternehmen. Insgesamt ist daher – den Entscheidungen der Regulierungskommission folgend – bis zum 31. Dezember 2013 die individuelle Zielvorgabe mit 0 % und die generelle Zielvorgabe mit 3,5 % festzusetzen; die generelle Zielvorgabe entspricht somit dem Kostenanpassungsfaktor.

### **2.3.2. Netzbetreiberpreisindex**

Die Kostenerhöhungen der Netzbetreiber werden gemäß § 59 Abs. 5 EIWOG 2010 durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex ( $\Delta$ NPI) abgebildet, der sich 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.

	Baupreisindex (Hoch- und Tiefbau)				Baupreisindex (Hoch- und Tiefbau)		
	Ø 2010=100	Tariflohnindex (Generalindex) Ø 2006=100	Verbraucher- preisindex Ø 2005=100		Ø 2010=100	Tariflohnindex (Generalindex) Ø 2006=100	Verbraucher- preisindex Ø 2005=100
Aug. 09		109,4	107,7	Jan. 11		112,3	110,6
Sep. 09	96,7	109,5	107,8	Feb. 11		112,4	111,4
Okt. 09		109,5	107,8	Mrz. 11	102,3	112,5	112,7
Nov. 09		109,6	108,0	Apr. 11		112,7	113,2
Dez. 09	97,4	109,6	108,2	Mai. 11		113,2	113,3
Jan. 10		110,4	107,9	Jun. 11	103,0	113,2	113,3
Feb. 10		110,6	108,1	Jul. 11		113,3	113,1
Mrz. 10	98,6	110,6	109,3	Aug. 11		113,3	113,3
Apr. 10		110,6	109,6	Sep. 11	103,5	113,3	113,8
Mai. 10		110,9	109,7	Okt. 11		113,3	113,9
Jun. 10	99,6	110,9	109,7	Nov. 11		113,6	114,0
Jul. 10		111,0	109,3	Dez. 11	103,8	113,6	114,2
Aug. 10		111,0	109,5	Jan. 12		115,1	113,7
Sep. 10	100,5	111,0	109,9	Feb. 12		116,0	114,2
Okt. 10		111,0	110,1	Mrz. 12	104,9	116,1	115,4
Nov. 10		111,2	110,0	Apr. 12		116,4	115,9
Dez. 10	101,3	111,2	110,7	Mai. 12		117,0	115,7

Quelle: Statistik Austria, OeNB

Zur Ermittlung von  $\Delta NPI_{2013}$  werden die drei Einzelindizes gewichtet addiert:

$$\Delta NPI_{2013} = 30\% \cdot \Delta BPI_{2013} + 40\% \cdot \Delta TLI_{2013} + 30\% \cdot \Delta VPI_{2013} = 2,7735\%$$

### 2.3.3. Investitions- und Betriebskostenfaktor

Gemäß § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 sind Investitionen in angemessener Weise ausgehend von den Anschaffungskosten sowie den Finanzierungskosten zu berücksichtigen. Um einen Anreiz für Investitionen während der Regulierungsperiode zu setzen und einen direkten Bezug zwischen zusätzlichen entgeltrelevanten Kosten und der Ausweitung der Unternehmenstätigkeit zu erreichen, werden ein Investitionsfaktor und ein Betriebskostenfaktor angewandt.

Der **Investitionsfaktor** wird auf Basis der CAPEX des Geschäftsjahres 2010 ermittelt. Der Investitionsfaktor dient der gezielten Förderung von Investitionen, indem er sämtliche tatsächlich getätigten Investitionen mit einer Verzinsung von 7,025 % (vor Steuer) berücksichtigt. Aus der Entscheidung der Regulierungskommission (siehe Punkt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) ergibt sich, dass der Kostenanpassungsfaktor der generellen Zielvorgabe (3,5 % p.a.) entspricht, was sich in der Ermittlung des Investitionsfaktors entsprechend niederschlägt. Ab dem Jahr 2006 wird das Vermögen nicht mehr beabschlagt, und für Buchwertzugänge ab 2009 wird ein Zuschlag (Mark-Up) in Höhe von 1,05 % (vor Steuer) zum WACC für die zweite Regulierungsperiode gewährt, der auch künftig Innovationen im Netz fördert. 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. (Details zur Berechnung finden sich in Beilage 1 Kostenüberleitung). Die Methodik zur Ermittlung des Investitionsfaktors soll bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode beibehalten werden.

Hinsichtlich der Entwicklung der **Betriebskosten** wird auf die Entwicklung von physischen Netzanlagen abgestellt, um Betriebskostenänderungen möglichst in Abhängigkeit von den relevanten Kostentreibern abbilden zu können. Dabei werden einerseits die Systemlänge je Netzebene berücksichtigt, wobei hier als Gewichtungsfaktoren jene des Benchmarkings der Anreizregulierung mit 166 % für Mittelspannung und 583 % für Hochspannung herangezogen wurden (zur Herleitung dieser Werte siehe die Erläuterungen zur SNT-VO 2006, Seite 49), andererseits die Kundenzahl, die durch Zählpunkte repräsentiert ist. Die Ermittlung der Preisansätze für die einzelnen Faktoren erfolgte auf Basis der Daten der Netzbetreiber unter der Anwendung von statistischen Analysen. Daraus ergeben sich folgende zusätzliche Kosten für die Anwendung des Betriebskostenfaktors:

- 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 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 kann auch negative Werte annehmen, welche entsprechend berücksichtigt werden. Zur Ermittlung des Betriebskostenfaktors wird stets ein Vergleich zum Basisjahr 2008 vorgenommen.

Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass der Investitionsfaktor und der Betriebskostenfaktor erstmals mit der Entgeltbestimmung ab 1. Jänner 2012 (SNE-VO 2012) berücksichtigt wurden und diese Vorgangsweise nunmehr weitergeführt werden soll.

#### 2.3.4. Netzverluste

Die Höhe der Netzverluste kann nicht immer exakt gemessen werden. Dies ist zwar im Übertragungsnetz möglich, wo es im Regelfall sowohl für die Einspeisung als auch für die Abgabe zeitgleiche Messungen gibt. 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 pauschalisierten Anlagen und andere kaufmännische Netzverluste enthalten.

Für jene Unternehmen, deren Netzverlustmengen auf Basis des EIWOG 2010 im Verfahren des Jahres 2011 erstmalig ermittelt wurden, wurde eine Obergrenze festgesetzt, um einen Anreiz zur Reduktion der Netzverlustmengen zu setzen. 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.

Mit dem Inkrafttreten der SNT-VO 2010 – Novelle 2011 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 (vgl. Art. 15 Abs. 6 der Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt). Der erzielte Netzverlustpreis (inklusive Nebenkosten) pro beschaffter Mengeneinheit wird den an der Beschaffung beteiligten Netzbetreibern über das Netzverlustentgelt zur Gänze abgedeckt. Zusätzlich können die bei einem gemeinsamen Einkauf resultierenden Synergiepotentiale genutzt werden. Folgende Vorteile ergeben sich aus regulatorischer und energiewirtschaftlicher Sicht daraus:

- 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 (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 (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. Kosten und Entgelte**

Gemäß § 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 setzt sich gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 aus den folgenden Bestandteilen zusammen, 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 EIWOG 2010

In der Vergangenheit hat es sich bei der Entgeltfestsetzung bewährt, sequenziell vorzugehen. Aus der Gesamtkostenbasis werden in einem ersten Schritt die Netzverlustkosten ausgeschieden und darauf aufbauend ein angemessenes Netzverlustentgelt bestimmt (vgl. Punkt 2.3.4 ).

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 müssen zukünftige Entwicklungen antizipieren, weil 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 gegenüber gestellt und die entsprechenden Kosten aus dem verbleibenden Kostenblock ausgeschieden.

Da die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 Z 8 EIWOG 2010 für internationale Transaktionen und für Verträge für den Transport von Energie gemäß § 113 Abs. 1 EIWOG 2010 nicht mit Verordnung bestimmt werden, können deren Auswirkungen nur kostenmindernd für andere Entgelte berücksichtigt werden, weil andernfalls 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 gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 abgedeckt werden und gleichzeitig keine Überkompensation erfolgt. Nachfolgende Grafik stellt diesen Zusammenhang nochmals dar.

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

#### 4. Mengengerüst

Für die Entgeltermittlung durch die Regulierungskommission ist den gemäß Abschnitt 2 festgestellten Kosten ein Mengengerüst gegenüberzustellen.

Wie auch bisher wird das Prinzip der „Letztverfügbarkeit von Istwerten“ verfolgt: Herangezogen wird also jene Mengenbasis, 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 Systemnutzungsentgelte-Verordnung 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, weil sich jeder Effekt im vorgesehenen Regulierungssystem – wenn auch jeweils zeitverzögert – für exakt ein Jahr auswirkt.

#### 5. Ergebnis der Kosten- und Mengenermittlung

##### 5.1. Ergebnis der Kostenermittlung

Die Netzkostenbasis wird innerhalb einer Regulierungsperiode in der Folge einer jährlichen Anpassung anhand der Hochrechnungsfaktoren unterzogen.

Überleitung Netzkostenbasis	
in TEUR	
<b>Unternehmen:</b>	
<b>1. Anpassung ab 1.1.2013: <math>K_{2012} \cdot (1 - KA_{neu}) \cdot (1 + \Delta NPI_{2013})</math></b>	
$K_{2012}$	
$KA_{neu}$	
$\Delta NPI_{2013}$	
$K_{2013}$	
<b>2. Ermittlung Betriebskostenfaktor durch Veränderung Zählpunkte</b>	
Zählpunkte 2008	
Zählpunkte 2011	
Veränderung	
EUR pro Zählpunkt	
<b>BK-Faktor aus Zählpunkten</b>	
<b>3. Ermittlung Betriebskostenfaktor durch Veränderung Systemlängen</b>	
Systemlänge 2008 NS	
Systemlänge 2008 MS	
Systemlänge 2008 HS	
<b>Gewichtete Systemlänge 2008 (5,83 HS; 1,66 MS)</b>	
Systemlänge 2011 NS	
Systemlänge 2011 MS	
Systemlänge 2011 HS	
<b>Gewichtete Systemlänge 2011 (5,83 HS; 1,66 MS)</b>	
Veränderung der gewichteten Systemlänge in km	
EUR pro km	
<b>BK-Faktor aus Systemlänge</b>	
<b>4. Ermittlung Investitionsfaktor</b>	
<b>Investitionsfaktor</b> <sub>2013</sub>	-
<b>5. Zusammenfassung kostenverändernde Faktoren</b>	
BK-Faktor aus Zählpunkten <sub>2013</sub>	
BK-Faktor aus Systemlänge <sub>2013</sub>	
Investitionsfaktor <sub>2013</sub>	
<b>Summe Investitions- und Betriebskostenfaktor</b>	-

<b>6. Überleitung Netzkostenbasis</b>
<b>K<sub>2013</sub></b>
Summe Investitions- und Betriebskostenfaktor
Gebrauchsabgabe
Sonstige Anpassung
<b>Summe eigene Netzkosten</b>
abzgl. BKZ <sub>2011</sub>
abzgl. Messerlöse <sub>2011</sub>
Auswirkung sonstige Entgelte
<b>Eigene Kosten für NNE 2013 vor AGZ und vNK 2013</b>
<b>Netzkosten für NNE 2012 vor AGZ und vNK 2012</b>
<b>Anpassung Netzkosten</b>

ES=individueller Effizienzwert; KA=Kostenanpassungsfaktor; NPI=Netzbetreiberpreisindex; NS=Niederspannung MS=Mittelspannung; HS=Hochspannung; BKZ=Baukostenzuschüsse (Netzzutritts- und das Netzbereitstellungsentgelt); vNK=vorgelagerte Netzkosten; NNE=Netznutzungsentgelt; AGZ=Ausgleichszahlungen.

Als Ausgangsbasis für die Kosten<sub>2013</sub> wurden die Kosten<sub>2012</sub> herangezogen. Diese Kosten wurden um den Kostenanpassungsfaktor in Höhe von 3,5 % vermindert. Weiters wurden die Kosten<sub>2012</sub> um den Netzbetreiberpreisindex angepasst. Nach Anwendung des Betriebskostenfaktors und des Investitionsfaktors, der Gebrauchsabgabe und weiterer Kostenanpassungen werden die kostenmindernden Elemente berücksichtigt. Die Auflösung der Baukostenzuschüsse (Netzzutrittsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt) sowie die Messerlöse werden den Kosten gegen gerechnet.

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

[...]

### 5.1.1. Stellungnahmen und Erwägungen

Das Unternehmen übermittelte am 4. Juli 2012 fristgerecht die Stellungnahme (siehe Arbeitsunterlage 02 ON 12), zum vorläufigen Ermittlungsergebnis, welche folgende Punkte umfasst:

Die Anhebung des Kostenanpassungsfaktors von 2,5 % auf 3,5 % sei für das Unternehmen nicht nachvollziehbar. Weiters führt das Unternehmen aus, dass das Wissen über die Hintergründe dieser Anhebung nicht bekannt wäre, das Unternehmen kein

Beschwerdeverfahren vor der Regulierungskommission geführt habe und der Inhalt der Bescheide der Regulierungskommission dem Unternehmen nicht einsehbar sei. Zudem reiche ein Verweis auf die Entscheidungen der Regulierungskommission nicht aus, um den Bescheid zu begründen, da die Nachvollziehbarkeit der Feststellungen fehle. Es wird ersucht, die Hintergründe für eine Festsetzung des Kostenanpassungsfaktors mit 3,5 % im Einzelnen darzulegen. Weiters wird festgehalten, dass der Vorstand der E-Control Austria aus Sicht des Unternehmens in den letzten Monaten nicht genügend unternommen habe, das für die Kostenbescheide 2012 aus zeitlichen Gründen unterlassene Benchmarking für die nach dem EIWOG 2010 neu zu prüfenden Unternehmen nachzuholen. Daher sei es richtig, dass mangels entsprechender Daten der individuelle Effizienzabschlag nicht festgesetzt werden könne und deshalb mit dem Faktor null in die Berechnungsformel eingehen müsse. Zudem sei das Unternehmen schon in der Vergangenheit gefordert gewesen, Effizienzsteigerungspotenziale konsequent auszuschöpfen; eine Erhöhung des Kostenanpassungsfaktor aus einer erstmaligen Effizienzanalyse sei deshalb nicht erklärbar. Nach Ansicht des Unternehmens sei der von der Behörde erwähnte „Erstrundeneffekt“ mit der erstmaligen Kostenprüfung bereits realisiert worden. Das Unternehmen beantragt daher die Beibehaltung des Kostenanpassungsfaktors iHv 2,5 %.

In ihrer Stellungnahme vom 13. Juli 2012 (siehe Arbeitsunterlage 02 ON 13) begrüßt die Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) die Anpassung des Kostenanpassungsfaktors auf 3,5 %. Die WKÖ führt dabei aus, dass durch diese Anhebung die Diskriminierungsfreiheit sichergestellt wäre, insbesondere gegenüber jenen Unternehmen, die bereits bisher dem Anreizregulierungssystem unterlägen und jenen Unternehmen, deren Kostenanpassungsfaktor als Ergebnis des Beschwerdeverfahrens auf 3,5 % angehoben wurde.

Dazu wird erwogen: Wie im Bescheidentwurf ausgeführt, ist die Regulierungskommission in den Beschwerdeverfahren zu den Kostenbescheiden des Jahres 2011 bei der Ermittlung der generellen Zielvorgaben von dem in erster Instanz verwendeten generellen X-Faktor von 1,95 % abgewichen und hat diesen mit 3,5 % festgesetzt (die Entscheidungen sind unter <http://www.e-control.at/de/recht/entscheidungen/entscheidungen-regulierungskommission#2463> veröffentlicht). Begründet wird dies mit dem Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit gegenüber bereits dem Anreizregulierungssystem unterliegenden Unternehmen und dem besonders beim Wechsel in ein Anreizregulierungssystem anzunehmenden „Erstrundeneffekt“. Dabei hat die Regulierungskommission für die Festsetzung des Kostenanpassungsfaktors der Höhe nach die auch bei der Einführung der Anreizregulierung verwendeten Studien herangezogen. Aus Sicht des Vorstands ist diese

Argumentation auf alle Unternehmen mit einer jährlichen Abgabemenge an Entnehmer von mehr als 50 GWh im Kalenderjahr 2008 gemäß § 48 EIWOG 2010, die bis zum Jahr 2011 nicht der Anreizregulierung unterlagen, übertragbar. Da der generelle X-Faktor die Produktivitätssteigerung der gesamten Branche widerspiegelt, wäre eine unterschiedliche Festlegung für jene Unternehmen, deren Bescheid angefochten wurde, und den übrigen Unternehmen sachlich nicht zu rechtfertigen.

[...]

Der Österreichische Gewerkschaftsbund (ÖGB) übermittelte am 6. August 2012 eine Stellungnahme zur Abgeltung der Kostensteigerungen. Die Abgeltung mittels des Netzbetreiberindex werde vom ÖGB nicht a priori abgelehnt, jedoch sei man mit der Fixierung des allgemeinen Tariflohnindex als Benchmark für die Entwicklung der Personalkosten nicht einverstanden. Der ÖGB verlangt die tatsächlichen Lohn- und Gehaltsabschlüsse bei der Kostenermittlung unternehmensspezifisch heranzuziehen.

Dazu wird erwogen, dass gemäß § 59 Abs. 5 EIWOG 2010 zur Abdeckung der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate der Netzbetreiberpreisindex angewendet wird, welche sich aus veröffentlichten Teilindices zusammensetzt und die durchschnittliche Kostenstruktur von Netzbetreibern repräsentieren. Ergänzend sei weiters auf die Erläuterungen zum EIWOG 2010 verwiesen: Zur Ermittlung der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate können veröffentlichte allgemeine Indices wie beispielsweise der Tariflohnindex zur Abbildung der Personalkosten, der Baupreisindex zur Abbildung der Kosten im Anlagensegment und der Verbraucherpreisindex zur Abschätzung der Kostenveränderung für sämtliche weitere Kostengruppen, herangezogen werden.

Im Rahmen dieses Verfahrens hat die Behörde – wie in den letzten Verfahren auch – einen Netzbetreiberindex angewandt, der sich aus den Teilindices Tariflohnindex, Baupreisindex und Verbraucherpreisindex zusammensetzt. Die Gewichtung der Teilindices orientiert sich an der durchschnittlichen historischen Kostenstruktur von Netzbetreibern.

Der ÖGB merkt dazu in seiner Stellungnahme an, dass anstelle des allgemeinen Tariflohnindex ein branchenspezifischer Wert für die Abbildung der Personalkosten unternehmensspezifisch herangezogen werden könnte.

Aus Sicht der Behörde führt jedoch das Abstellen auf einen „reinen branchenspezifischen“ Wert zu einem Problem der Endogenität: Zusätzlich zur Endogenität besteht gar kein

einheitlicher reiner branchenspezifischer Index, der sämtliche Unternehmen die Netze betreiben repräsentiert, da zahlreiche unterschiedliche kollektivvertragliche und unternehmensspezifische Rahmenbedingungen im Personalbereich von Netzbetreibern angewandt werden. Darüber hinaus ist anzumerken, dass zahlreiche Personalleistungen von Netzbetreibern nicht selbst erbracht werden, sondern im Rahmen von Dienstleistungsverträgen im vertikal integrierten Unternehmen bzw. durch Drittanbieter erbracht werden. In der Gewinn- und Verlustrechnung von derartig ausgestatteten Netzbetreibern finden sich die angeführten Verrechnungen im Material- bzw. sonstigem Aufwand und nicht im Personalaufwand wieder. Folgerichtig könnte daher ein ausschließliches Abstellen auf die Entwicklung eines Kollektivvertrags im Widerspruch mit der Anforderung von § 59 Abs. 5 EIWOG 2010 sich an der durchschnittlichen Kostenstruktur von Netzbetreibern zu orientieren stehen.

Des Weiteren ist die Preisindizierung der Kostenbasis auch immer mit der Ermittlungsweise des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts (XGen) zu sehen. Sollte dieses XGen auf Basis der von *Bernstein* und *Sappington* (1999) dargelegten Methodik - der Differentialbetrachtung der Produktivitäts- und Inputpreisänderungsraten zwischen dem regulierten Sektor und der Gesamtwirtschaft - bestimmt werden, so ist eine Indexierung mittels des generellen Preisindex (economy-wide rate of inflation, zB VPI) angebracht. Diese Zusammenhänge wurden mit Vertretern der Gas- und Stromverteilernetzbetreiber im Sommer 2011 bereits diskutiert und es wurde darauf hingewiesen, dass bei der Determinierung künftiger XGens (3. Periode Stromverteilernetzbetreiber ab 2014 und 3. Periode Gasverteilernetzbetreiber) auf den Umstand der Indexierung der Kostenbasis mittels des in § 59 Abs 5 EIWOG 2010 bzw. in § 79 Abs 5 GWG 2011 gesetzlich vorgegebenen Netzbetreiberpreisindex Bedacht zu nehmen wäre. Eine ausführliche Diskussion dieser Thematik findet sich im Dokument zur Regulierungssystematik der zweiten Regulierungsperiode der Gasverteilernetzbetreiber sowie im Gutachten von WIK-Consult (2012) zur Bestimmung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts österreichischer Gasverteilernetzbetreiber.

Daher ist der Verwendung des allgemeinen Tariflohnindex der Vorzug zu geben.

Die Bundesarbeiterkammer hat keine gesonderte Stellungnahme für das Unternehmen abgegeben, jedoch wurden folgende allgemeine Anmerkungen übermittelt, die sich auf alle übermittelten Kostenermittlungsberichte beziehen:

Die Bundesarbeiterkammer führt aus, dass die einzelnen Kostenermittlungsberichte eine gute Übersicht zur Kosten- und Mengenermittlung liefern. Im Vergleich zum Vorjahr seien die

tabellarischen Darstellungen vereinheitlicht, andererseits die Berichte im Umfang stark reduziert. Dies würde zwar die Übersichtlichkeit erhöhen, jedoch die Nachvollziehbarkeit der ermittelten Werte einschränken. Darüber hinaus seien bei manchen Kostenermittlungsberichten die kostenveränderten Faktoren und Anpassungen bloß kursorisch erläutert, bei anderen würden sich keinerlei Erläuterungen finden. Daher spricht sich die Bundesarbeiterkammer dafür, bei allen Kostenberichten die kostenveränderten Faktoren und Anpassungen zu erläutern.

Dies wird in der Bescheidbegründung berücksichtigt.

Zur Neubestimmung des Finanzierungskostensatzes (WACC) merkt die Bundesarbeiterkammer an, dass im Sinne der Transparenz Berechnungsgrundlagen und entsprechende Gutachten frühzeitig vorzulegen seien.

Für die Bestimmung der Rahmenbedingungen der 3. Regulierungsperiode Strom wird von Seiten der Behörde eine frühe Einbindung angestrebt. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist ergänzend auf die Regulierungssystematik der zweiten Regulierungsperiode der Gasverteilternetzbetreiber hinzuweisen, welche als grundsätzliche Ausgangsbasis für die Überlegungen für Stromverteilternetzbetreiber herangezogen werden kann.

Zur Neufestsetzung des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts (XGen) wäre aus Sicht der Bundesarbeiterkammer die Veröffentlichung der von E-Control durchgeführten Meta-Studie wünschenswert.

Dazu ist auszuführen, dass die erwähnte Metastudie im Dokument zur Regulierungssystematik der zweiten Regulierungsperiode der Gasverteilternetzbetreiber enthalten ist. Des Weiteren beinhaltet dieses Dokument auch eine Auseinandersetzung mit dem Branchengutachten der Gasverteilternetzbetreiber sowie eine Zusammenfassung des WIK-Consult Gutachtens, welches von der Behörde in Auftrag gegeben wurde.

Die Bundesarbeiterkammer merkt in ihrer Stellungnahme zum Netzbetreiberpreisindex an, dass anstelle des allgemeinen Tariflohnindex ein branchenspezifischer Wert oder eine Mischvariante für die Abbildung der Personalkosten herangezogen werden könnte.

Diesbezüglich wird auf die Würdigung der Stellungnahme des Österreichischen Gewerkschaftsbundes verwiesen.



Die Landwirtschaftskammer Österreich hat keine Stellungnahme abgegeben.

## 5.2. Ergebnis der Kostenermittlung für Netzverluste

Ermittlung der Netzverlustkosten	
<b>Unternehmen:</b>	
<b>1. Netzverlustmengen des eigenen Netzes 2011</b>	
Gesamtabgabemenge 2011	MWh
Netzverlustmenge 2011	MWh
<b>Anteil 2011</b>	
<b>2. Netzverlustmengen des eigenen Netzes 2003</b>	
Gesamtabgabemenge 2003	MWh
Netzverlustmenge 2003	MWh
<b>Anteil 2003</b>	
<b>3. Netzverlustpreis</b>	
NV-Preis gem. Ausschreibung APG	EUR/MWh
NV-Preis separate Beschaffung	EUR/MWh
<b>Angemessener NV-Preis</b>	<b>EUR/MWh</b>
<b>4. Netzverlustkosten</b>	
<b>Netzverlustkosten</b>	<b>in TEUR</b>
<b>Netzverlustkosten 2012</b>	<b>in TEUR</b>
<b>Anpassung Netzverlustkosten</b>	<b>%</b>

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

Da das Unternehmen an der unter Punkt 2.3.4 beschriebenen gemeinsamen Beschaffung dieser Mengen teilnimmt, wird dieser Verrechnungssatz mit einem Wert iHv 56,32 EUR/MWh herangezogen. Dieser Wert wurde innerhalb der Stellungnahmefrist aktualisiert.

Da gemäß § 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).

[...]

### **5.3. Ergebnis der Mengenermittlung**

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

- Mengenbasis für den Bezug aus dem vorgelagerten Netz sowie zusätzliche vorgelagerte Netzkosten. Der Betrag der sonstigen vorgelagerten Netzkosten ist im Rahmen der Entgeltfestsetzung durch die Regulierungskommission entsprechend den sich aus den festgesetzten Entgelten für Netzverluste zu errechnenden Erlösen zu adaptieren.

[...]

- Abgabe an Endkunden und Weiterverteiler pro Netzebene

[...]

Die dargestellten Mengen (Spruchpunkte 4 und 5) sind im Rahmen der Ermittlung der Entgelte und der daraus resultierenden Ausgleichszahlungen zu berücksichtigen.

### **III. Rechtsmittelbelehrung**

Gegen diesen Bescheid kann gemäß § 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.

Energie-Control Austria  
für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Wien, am 23. August 2012

Der Vorstand

DI Walter Boltz  
Vorstandsmitglied

Mag. (FH) Martin Graf  
Vorstandsmitglied

elektronisch gefertigt

Beilagen:

Beilage 1 Kostenüberleitung

Ergeht als Bescheid an:

[...]

per elektronischer Zustellung

Wirtschaftskammer Österreich  
z.H. Frau DI Claudia Hübsch  
Wiedner Hauptstraße 63  
1045 Wien

per elektronischer Zustellung

Bundesarbeitskammer  
z.H. Herrn Mag. Dominik Pezenka  
Prinz-Eugen-Straße 20-22  
1040 Wien

per elektronischer Zustellung

Ergeht zur Information an:

Landwirtschaftskammer Österreich  
z.H. Herrn DI Alexander Bachler  
Schauflegasse 6  
1014 Wien

per elektronischer Zustellung

Österreichischer Gewerkschaftsbund  
z.H. Herrn Mag. Ernst Tüchler  
Johann-Böhm-Platz 1  
1020 Wien

per elektronischer Zustellung