

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 [...] % 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. Das der Entgeltermittlung für die Netznutzung von Pumpspeicherkraftwerken zu Grunde zu legende Mengengerüst wird wie folgt festgestellt:

[...]

7. 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.

Die genannten Daten bzw. Unterlagen wurden der Behörde nach einer dem Unternehmen gewährten Fristerstreckung am 30. März 2012 übermittelt.

Nach Prüfung der eingelangten Unterlagen wurde dem Unternehmen eine weitere Anforderungsliste mit der Aufforderung übermittelt, ergänzende Daten beizubringen. Diese Daten wurden der Behörde am 25. April 2012, am 7. Mai 2012 und am 16. Mai 2012 übermittelt.

Mit Schreiben vom 13. Juni 2012 wurden sowohl das Unternehmen als auch die Amtsparteien gem. § 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 Ermittlungsverfahren.

Die Wirtschaftskammer Österreich gab am 13. Juli 2012 bekannt, keine Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis abzugeben.

Die eingelangten Stellungnahmen wurden den jeweils übrigen Parteien des Verfahrens am 23. Juli 2012 zugestellt, mit dem gleichzeitigen 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. Ausgehend von einer geprüften Kostenbasis zu Beginn der Regulierungsperiode – diese Kosten entsprechen einem Startwert und sind somit noch mit den Erlösen (Preisen) gekoppelt – wird den Unternehmen ein Kosten- oder Erlöspfad zur Erreichung des Zielwertes (100 % Effizienz) am Ende der Regulierungsperiode von der Regulierungsbehörde 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 ist, desto geringer fallen die Effizienzabschläge während der Regulierungsperiode aus. Die aus den Zielvorgaben resultierenden Effizienzabschläge drücken sich im Kostenanpassungsfaktor aus. Der Kostenanpassungsfaktor setzt sich aus einem generellen Produktivitätsfaktor (x_{gen}), der für alle Unternehmen als gleich hoch angesetzt wird, und einem individuellen Produktivitätsabschlag (x_{ind}), der durch die festgestellte unternehmensindividuelle Effizienz bestimmt wird, zusammen. Im Rahmen des generellen Produktivitätsfaktors wird unterstellt, dass selbst ein effizientes Unternehmen aufgrund des technologischen Fortschritts und 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 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.

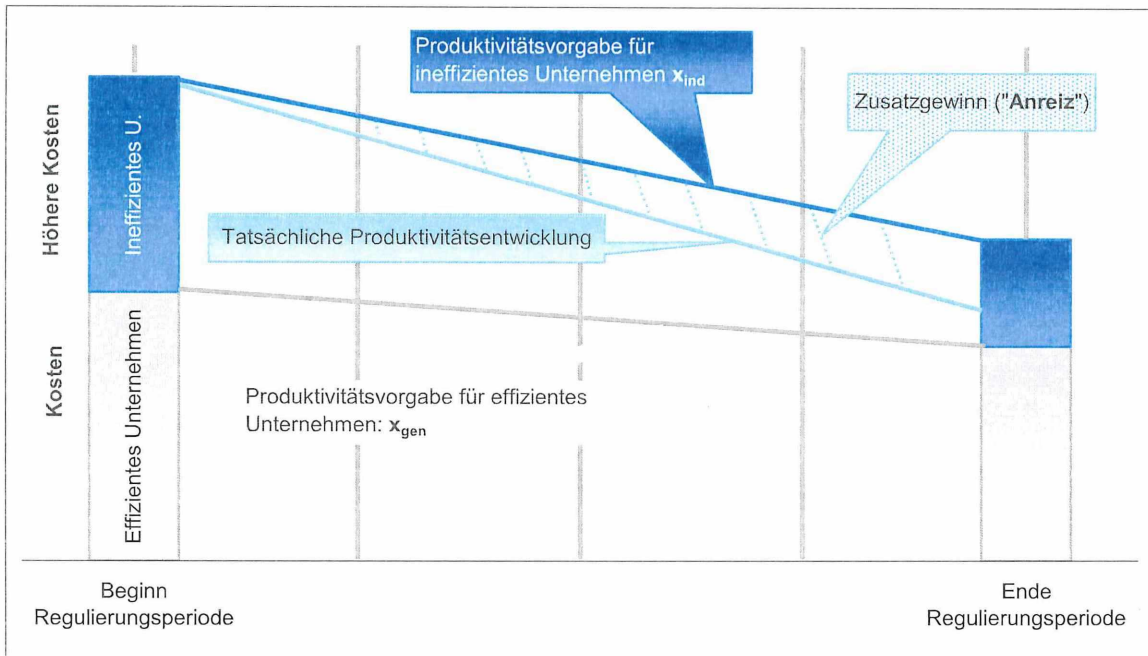


Illustration der Anreizregulierungsmethodik

Mit der Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 (SNT-VO 2006) wurde von der Energie-Control Kommission nach einem umfassenden Konsultationsprozess mit den betroffenen Unternehmen ab 1. Jänner 2006 ein Anreizregulierungssystem für Verteilernetzbetreiber implementiert, das sich auf Basis der Systemnutzungstarife-Verordnung 2010 (SNT-VO 2010) seit 1. Jänner 2010 bis 31. Dezember 2013 in der zweiten Regulierungsperiode befindet und somit eine Anreizregulierungsperiode von insgesamt acht Jahren umfasst. Dieses System wird auch im Rahmen der neuen rechtlichen Grundlagen (EIWOG 2010) weitergeführt.

Zur Dauer der Regulierungsperiode ist allgemein auszuführen, dass der Anreiz bei einer Anreizregulierung wie oben dargelegt darin besteht, dem Unternehmen für einen festgelegten und damit planbaren Zeitraum zu erlauben, die Vorteile von Kostensenkungen in Form von Gewinnen einzubehalten. Die Bestimmung der Dauer der Regulierungsperiode ist eng mit dem Entwicklungsstadium des Regulierungssystems verbunden. Die Festsetzung einer zu lang gewählten Regulierungsperiode 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 jeweils vier Jahren vorgesehen.

Soweit dies für die Bestimmung der Zielvorgaben, die sich aus den genannten Parametern der Anreizregulierung ergeben, 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 2.3.5 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 für die zweite Regulierungsperiode

Für die zweite Regulierungsperiode ab 1. Jänner 2010 wurde eine neuerliche Kostenprüfung auf Basis der Kosten des letztverfügbaren Geschäftsjahres K_{2008} durchgeführt, die den Stand der Unternehmen hinsichtlich deren aktuellen Kosten im Vergleich zu den Kostenvorgaben gemäß Kostenpfad gegenüberstellte und gleichzeitig die Feststellung eines allfälligen Zusatzgewinnes (Carry-Over) für die ersten Jahre der gesamten achtjährigen Anreizregulierungsperiode ermittelte. Zudem wurde hierbei eine neue Tarifbasis mit aktualisierten Werten bestimmt: Auf Basis der Daten des Geschäftsjahres 2008 wurde eine angemessene Kostenbasis für die Tarife 2010 (K_{2010}) ermittelt, wobei hier vor allem die Vorgaben des Regulierungspfades grundsätzlich als Referenzwert herangezogen werden.

Für die Ermittlung der Finanzierungskosten war nach Ablauf der ersten Regulierungsperiode eine generelle Aktualisierung der Vorgangsweise erforderlich. Dabei wurde an der grundsätzlichen Vorgangsweise festgehalten, allerdings wurden aktuelle Entwicklungen im Finanzierungsbereich und makroökonomische Einflussparameter berücksichtigt (vgl. dazu Punkt 2.2).

Der Bilanzstichtag des Referenzgeschäftsjahres für K_{2008} (30. September 2008 bzw. 31. Dezember 2008), das als Basis für die Kosten für die zweite Regulierungsperiode herangezogen wurde, fiel nicht mit dem Beginn der Regulierungsperiode am 1. Jänner 2010 zusammen. Somit waren entsprechende Hochrechnungen der Kosten erforderlich. Für die Ermittlung des Kapitalkostenanteils erfolgt keine direkte Hochrechnung. Zur Ermittlung von $OPEX_{2009}$ wurde für den Zeitraum Bilanzstichtag des Referenzjahres bis 31. Dezember 2009 eine Kostenaktualisierung vorgenommen, um die bereits beschriebenen gegenläufigen Effekte in diesem Zeitraum abzubilden. Einerseits bewirkten exogene, vom Unternehmen nicht beeinflussbare, Faktoren eine Kostenerhöhung, die durch die Änderung des Netzbetreiberpreisindex (ΔNPI) erfasst wird. Andererseits wurden die Kosten aufgrund von Produktivitätsverbesserungen entsprechend reduziert.

2.2. Finanzierungskosten und WACC

Finanzierungskosten sind ein Bestandteil der Kapitalkosten und haben gemäß § 60 EWOOG 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%
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuern)	4,950%
Marktrisikoprämie	5,00%
Betafaktor (unverschuldet)	0,325
Betafaktor (verschuldet)	0,691
Kosten EK-Ausgabe	0,00%
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern)	7,603%
Eigenkapitalzinssatz (vor Steuern)	10,138%
Anteil Fremdkapital an Gesamtkapital	60,00%
Anteil Eigenkapital an Gesamtkapital	40,00%
Steuersatz	25,00%
WACC (vor Steuer)	7,025%

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. Zusätzlich wird der **Carry-Over** berücksichtigt, welcher den Effizienzgewinn aus der ersten Regulierungsperiode abbildet.

2.3.1. 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. Der FS impliziert, dass die Kostenbasis aller Unternehmen unabhängig von ihrer individuellen Effizienz um den Faktor 1,95 % p.a. reduziert wird. Da für die Effizienzzielerreichung eine Periode von acht Jahren festgelegt wurde, kommt auch für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode der unveränderte generelle Produktivitätsabschlag (X_{gen}) iHv 1,95 % p.a. zur Anwendung. Zur Herleitung der Höhe des angewandten Faktors vgl. Arbeitsunterlage 1.

Zur Ermittlung der **individuellen Effizienzsteigerungspotenziale** wurde im Rahmen der Einführung des Anreizregulierungssystems mit 1. Jänner 2006 eine Benchmarkinganalyse durchgeführt, die auch für die zweite Regulierungsperiode ab 1. Jänner 2010 die Grundlage bildet. Basis für die im Benchmarking verwendeten Kosten waren die Kosten des Tarifprüfungsverfahrens der Systemnutzungstarife-Verordnung 2003 – Novellen 1. Februar 2005, 1. April 2005 und 1. Juni 2005. Die Effizienzwerte der einzelnen Unternehmen wurden

unter Anwendung einer Kombination von verschiedenen Berechnungsmodellen ermittelt (vgl. dazu Arbeitsunterlage 1).

Dabei wurde von der Prämisse ausgegangen, dass bei der Bestimmung der individuellen Zielvorgaben eine Balance zwischen der Sicherstellung der finanziellen Überlebensfähigkeit und dem Schutz der Endverbraucher gefunden werden muss (dabei ist ebenfalls die Dauer der Regulierungsperiode von entscheidender Bedeutung). Die Vorschreibung zu rascher Kostensenkungen kann im Extremfall den Konkurs eines Unternehmens bewirken, wenn die Kosten kurzfristig nur beschränkt reduziert werden können. Dies ist jedoch wegen der Eigentümerstruktur und auch der volkswirtschaftliche Bedeutung der Unternehmen ein nicht akzeptables Szenario. Gleichzeitig muss jedoch auch sichergestellt werden, dass der Endverbraucher nicht über einen zu langen Zeitraum zu hohe Entgelte bezahlen muss. Dies würde nämlich ebenso negative volkswirtschaftliche Effekte zur Folge haben.

Eine Erreichung der Effizienzgrenze innerhalb von zwei Regulierungsperioden wurde daher als geeignet erachtet, einen Ausgleich zwischen dem Interesse der Unternehmen nach einem angemessenen Zeitraum für Kostenreduktionen einerseits und der Endverbraucher nach niedrigeren Tarifen andererseits herbeizuführen.

In der zweiten Regulierungsperiode wird daher weiterhin von einem Zeitraum für die Erreichung der Effizienzgrenze von insgesamt acht Jahren ausgegangen. Dabei wurden auf Basis der für das Geschäftsjahr 2008 erreichten Effizienzwerte und des Soll-/Istkostenvergleichs im Rahmen der Carry-Over-Ermittlung individuelle Produktivitätsvorgaben neu ermittelt, die von den bisher zu erreichenden abweichen können (KA_{neu}). Sollte ein Unternehmen die Effizienzvorgaben übererfüllt haben, sind entsprechend geringere Abschläge für die restliche Dauer der gesamten Anreizregulierung bis 2013 zu berücksichtigen. Sollten die Vorgaben nicht erfüllt worden sein, so sind entsprechend höhere Abschläge für die Unternehmen anzuwenden. Da am Effizienzziel der Unternehmen am Ende der zweiten Regulierungsperiode festgehalten wird, kann somit der Kostenanpassungsfaktor im Einzelfall einen höheren Wert als den für die erste Periode angesetzten Maximalwert von 5,45% annehmen.

Insgesamt wird am ursprünglichen Ziel festgehalten, dass ein Effizienzwert von 100 % auf Basis des im Rahmen der Erläuterungen zur SNT-VO 2006 dargelegten Benchmarkingsystems erreicht wird.

2.3.2. Netzbetreiberpreisindex

Die Kostenerhöhungen der Netzbetreiber werden gemäß § 59 Abs. 5 EIWOG 2010 durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex (ΔNPI) 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)	Tariflohnindex (Generalindex)	Verbraucher- preisindex		Baupreisindex (Hoch- und Tiefbau)	Tariflohnindex (Generalindex)	Verbraucher- preisindex
	Ø 2010=100	Ø 2006=100	Ø 2005=100		Ø 2010=100	Ø 2006=100	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 ΔNPI_{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 letztverfügbaren Kapitalkosten (CAPEX) ermittelt und berücksichtigt den individuellen Abschlag X_{ind} auf die Investitionen, die bis zum Jahr 2005 getätigt wurden. Ab 2006 werden keine Abschläge mehr vorgenommen, weil während der Regulierungsperiode keine explizite Effizienzüberprüfung stattfindet.

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 finden sich in Beilage 1 Kostenüberleitung).

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 2011 (SNT-VO 2010 – Novelle 2011) berücksichtigt wurden und diese Vorgangsweise nunmehr weitergeführt werden soll.

2.3.4. Carry-Over Mechanismus und Übergang in die zweite Regulierungsperiode

Der Anreiz, den die Anreizregulierung liefert, liegt wie bereits dargestellt in der – zeitlich begrenzten – Entkoppelung von Preisen respektive Erlösen von den tatsächlichen Kosten. Gleichzeitig hängt die Stärke des Anreizes zur produktiven Effizienz davon ab, wie Kostenreduktionen der Unternehmen in die Festlegung der Regulierungsparameter in der nächsten Regulierungsperiode einfließen.

Weiters hängt der Anreiz zur produktiven Effizienz davon ab, wie lange das Unternehmen von Kostensenkungen, die über die Regulierungsvorgaben hinausgehen, profitieren kann. Werden diese am Ende der Regulierungsperiode sofort zur Gänze abgeschöpft, verringern sich die Anreize für kostensenkende Maßnahmen kontinuierlich mit dem Fortgang der Regulierungsperiode, weil das Unternehmen kürzer von der Belohnung für Anstrengungen in Form von höheren Gewinnen profitieren kann. Zur Schaffung stärkerer Anreize könnten alternativ Effizienzgewinne über den Verlauf einer folgenden Regulierungsperiode kontinuierlich verteilt oder anhand von sogenannten Sharing- bzw. Carry-Over-Mechanismen berücksichtigt werden.

Für den Übergang von der ersten in die zweite Regulierungsperiode wurde ein Carry-Over-Mechanismus entwickelt, der strategisches Verhalten der regulierten Unternehmen weitestgehend auszuschließen sucht. Zu diesem Zweck werden 50 % der zusätzlichen Kosteneinsparungen an die Endkunden weitergegeben, wobei für deren Ermittlung sowohl die erste als auch die zweite Regulierungsperiode herangezogen werden. Dies erscheint vor

dem Hintergrund erforderlich, dass die ermittelten Effizienzvorgaben für die Dauer von zwei Perioden ermittelt wurden und somit eine gemeinsame Betrachtung der gesamten acht Jahre notwendig ist. Die Beurteilung der Höhe des Carry-Over erfolgt auf Basis von zwei Detailanalysen, wobei die erste bereits auf Basis des Geschäftsjahres 2008 durchgeführt wurde. Um bereits mit der Tarifierung ab 1. Jänner 2010 einen Teil der zusätzlichen Effizienzen den Kunden zukommen zu lassen, wurden 25 % des ermittelten Unterschiedsbetrages hierbei berücksichtigt. Die gesamte Aufteilung der Effizienzgewinne erfolgt nach dem Ende der zweiten Regulierungsperiode. Im Rahmen der zweiten Detailanalyse ist jedenfalls darauf zu achten, dass Unternehmen keinen Vorteil daraus ziehen, sich wirtschaftlich ungünstiger darzustellen, als sie tatsächlich sind, um so einen größeren Anteil an den zu verteilenden Effizienzgewinnen zu erhalten.

2.3.5. 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 Fehlerrechnungen, Fehlablesungen, nicht verrechnete Anlagen, Fehler bei Schätzungen von pauschalisierten 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 2008 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. Als Anreiz, die Netzverluste innerhalb der zweiten Regulierungsperiode zu senken, wurde ein jährlicher Abschlag auf den prozentuellen Deckel eingeführt. Für jeden Netzbetreiber, dessen Netzverluste über der Deckelung liegen, wird für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode ein Abschlag von 1 % pro Jahr, bezogen auf die jeweils gedeckelte Menge der Netzverluste an der jeweiligen Jahresabgabemenge an Endverbraucher und Weiterverteiler,

vorgenommen, wobei sich der Abschlag pro 0,5 % um 10 Basispunkte erhöht. Um etwaige Sprünge in der Beabschlagung zu vermeiden, wird der Abschlag mittels einer Regressionsgeraden berechnet. Netzbetreiber, deren Netzverluste unter der Deckelung von 4 % liegen, erhalten die Netzverluste in der tatsächlich angefallenen Höhe, jedoch maximal des prozentuellen Anteils des Jahres 2008, abgedeckt. Der Deckel in Höhe von 4 % ist als gleitender Deckel zu sehen und reduziert sich ebenfalls jährlich um 1 %. Jährlich wird auf Basis der gemeldeten Daten der Netzbetreiber der prozentuelle Anteil der Netzverlustmenge des jeweiligen Geschäftsjahres mit der Gesamtabgabemenge des jeweiligen Geschäftsjahres berechnet. Der Abschlag auf den prozentuellen Deckel des Jahres 2008 wurde erstmals mit 1. Jänner 2011 angewandt. Diese Vorgangsweise wird nunmehr beibehalten.

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 2.3.5).

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)				
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

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 Unternehmen: _____
1. Ermittlung K2013 inkl. 25% Carry Over
K2012, inkl. 25% Carry Over
ES2005 (25% Carry Over berücksichtigt)
KAneu
ΔNPI_{2013}
K2013, inkl. 25% Carry Over
2. Ermittlung Betriebskostenfaktor durch Veränderung Zählpunkte
Zählpunkte 2008
Zählpunkte 2011
Veränderung
EUR pro Zählpunkt
BK-Faktor aus Zählpunkten
3. Ermittlung Betriebskostenfaktor durch Veränderung Systemlängen
Systemlänge 2008 NS
Systemlänge 2008 MS
Systemlänge 2008 HS
Gewichtete Systemlänge 2008 (5,83 HS; 1,66 MS)
Systemlänge 2011 NS
Systemlänge 2011 MS
Systemlänge 2011 HS
Gewichtete Systemlänge 2011 (5,83 HS; 1,66 MS)
Veränderung der gewichteten Systemlänge in km
EUR pro km
BK-Faktor aus Systemlänge
4. Ermittlung Investitionsfaktor
Investitionsfaktor 2013
5. Zusammenfassung kostenverändernde Faktoren
BK-Faktor aus Zählpunkten 2013
BK-Faktor aus Systemlänge 2013
Investitionsfaktor 2013
Summe Investitions- und Betriebskostenfaktor

6. Überleitung Netzkostenbasis
K2013, inkl. 25% Carry Over
Summe Investitions- und Betriebskostenfaktor
Gebrauchsabgabe
Sonstige Kostenanpassungen
Summe eigene Netzkosten
abzgl. BKZ2011
abzgl. Messerlöse2011
Auwirkung sonstige Entgelte
Netzkosten für NNE 2013 vor AGZ und vNK 2013
Netzkosten für NNE 2012 vor AGZ und vNK 2012
Anpassung Netzkosten

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 Kosten₂₀₁₃ wurden die Kosten₂₀₁₂ herangezogen. Diese Kosten wurden sowohl um den generellen Produktivitätsfaktor von 1,95 % als auch um den individuellen Produktivitätsfaktor von [...] % vermindert. Dieser Wert wurde im Rahmen des Verfahrens K SNT S 010/09 für die zweite Regulierungsperiode (ausgehend von den Ermittlungen für die erste Regulierungsperiode) ermittelt. Hierbei wurde eine Effizienz für das Geschäftsjahr 2008 von [...] % festgestellt. Die verbleibenden ineffizienten Kosten sind nunmehr innerhalb von fünf Jahren aufzuholen, woraus sich der oben angegebene Produktivitätsfaktor ableiten lässt. Weiters wurden die Kosten₂₀₁₂ 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 werden die Angaben des Unternehmens herangezogen (vgl. Spruchpunkte 2).

[...]

5.1.1. Stellungnahmen und Erwägungen

[...]

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 cursorisch 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 Wirtschaftskammer Österreich teilt in Ihrer Stellungnahme vom 13. Juli 2012 mit, dass zum Ermittlungsbericht keine Anmerkungen getätigt werden.

Die Landwirtschaftskammer Österreich hat keine Stellungnahme abgegeben.

5.2. Ergebnis der Kostenermittlung für Netzverluste

Ermittlung der Netzverlustkosten	
1. Netzverlustkosten aus dem vorgelagerten Netz	
Netzverlustkosten aus dem vorgelagerten Netz	in TEUR
2. Netzverlustkosten des eigenen Netzes	
Gesamtabgabemenge 2011	MWh
Netzverlustmenge 2011	MWh
Anteil 2011	in %
Korrektur Pauschalanlagen	MWh
Korrektur Eigenbedarf	MWh
Berücksichtigte Netzverlustmenge	MWh
Korrigierte Gesamtabgabe 2011 (inkl. Pauschalen)	MWh
Anteil 2010 - korrigiert	in %
Angemessener Netzverlustdeckel	in %
Angewandter Deckel	in %
Gedeckelte Netzverlustmenge 2011	MWh
Preis/MWh	EUR
Netzverlustkosten	in TEUR
3. Summe Netzverlustkosten	
Gesamtnetzverlustkosten	in TEUR
Erlöse Netzverluste 2012	in TEUR
Anpassung Netzverlustentgelt 2013	in %
4. Ermittlung Deckelung	
Ermittelter % Anteil 2008	in %
jährlicher Abschlag	in %
Deckel SNT-VO 2010 Novelle 2011	in %
Deckel 2012	in %
Deckel 2013	in %

Für das Unternehmen beträgt der ermittelte Netzverlustanteil für 2008 [...]%, und der jährliche Abschlag beläuft sich auf [...] %

[...]

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:

- Mengebasis 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

[...]

- Mengendaten zum Bezug von Pumpstrom

[...]

Die dargestellten Mengen (Spruchpunkte 4, 5 und 6) 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)