

V KOS G [...] /12

PA [...]

[...]

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

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 § 69 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl I Nr. 107/2011, nachstehender

I. Spruch

1. Der Kostenanpassungsfaktor wird mit [...] % festgestellt.
2. Die Kosten für das Systemnutzungsentgelt gemäß § 72 Abs. 2 GWG 2011 werden wie folgt festgestellt (in TEUR):

[...]

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

[...]

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

[...]

5. 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 § 69 GWG 2011 eingeleitet. Mit Schreiben vom 31. Jänner 2012 wurde das Unternehmen von der Einleitung des Verfahrens in Kenntnis gesetzt und um die Übermittlung folgender Unterlagen binnen sechs Wochen ersucht:

- Erhebungsbogen des Geschäftsjahres 2011
- Anlagenklassen Gas Geschäftsjahr 2011
- Rechnungen der vorgelagerten Netzkosten des Geschäftsjahres 2011
- Wirtschaftsprüfungsbericht des Geschäftsjahres 2011

Die genannten Daten 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 7. Mai 2012 übermittelt. Zwischen 30. März und 7. Mai 2012 übermittelte das Unternehmen Detaildaten an die Behörde zu einzelnen Positionen der Saldenlisten.

Nach der Vor-Ort Prüfung in den Räumlichkeiten des Unternehmens am 10. Mai 2012 wurde dem Unternehmen eine weitere Anforderungsliste, mit der Aufforderung weitere Daten beizubringen, übermittelt. Diese Daten wurden der Behörde am 23. Mai 2012 übermittelt.

[...]

Mit Schreiben vom 10. Juli 2012 wurden sowohl das Unternehmen als auch die Amtsparteien gemäß § 69 Abs. 2 GWG 2011 eingeladen, zu den vorläufigen Ermittlungsergebnissen Stellung zu nehmen.

Das Unternehmen übermittelte am 31. Juli 2012 eine Stellungnahme. Auch die Wirtschaftskammer Österreich, die Bundesarbeitskammer und der Österreichische Gewerkschaftsbund übermittelten eine Stellungnahme. Die Landwirtschaftskammer übermittelte keine Stellungnahme. Die eingelangten Stellungnahmen wurden den jeweils übrigen Parteien des Verfahrens am 13. August 2012 zugestellt mit dem Hinweis, dass das Ermittlungsverfahren am 29. August 2012 geschlossen wird.

II.B. Rechtliche Grundlagen

1. Gesetzliche Grundlagen der Kosten- und Mengenermittlung

Gemäß § 69 GWG 2011 sind die Kosten, die Zielvorgaben und das Mengengerüst von Verteilernetzbetreibern von Amts wegen periodisch mit Bescheid festzustellen.

Die Grundsätze der Kostenermittlung werden in § 79 GWG 2011 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 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.

Für die Ermittlung der Kosten sind gemäß § 79 Abs. 2 GWG 2011 Zielvorgaben zugrunde zu legen, die sich am Einsparungspotential der Unternehmen orientieren; zudem ist die Kostenbasis um eine netzbetreiberspezifische Teuerungsrate anzupassen. Nach § 79 Abs. 6 GWG 2011 wirken die Zielvorgaben sowie die netzbetreiberspezifische Teuerungsrate nur auf die vom Unternehmen beeinflussbaren Kosten. Der Zeitraum zur Realisierung der Zielvorgaben kann gemäß § 79 Abs. 3 GWG 2011 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 § 81 GWG 2011 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 stündlichen Leistungen in kWh/h und der Anzahl der 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 § 69 GWG 2011 iVm § 7 Abs. 1 E-ControlG mit Bescheid des Vorstands der E-Control. 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 § 70 Abs. 1 GWG 2011 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 (§ 79 Abs. 1 GWG 2011). 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 (§ 79 Abs. 2 GWG 2011). 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.

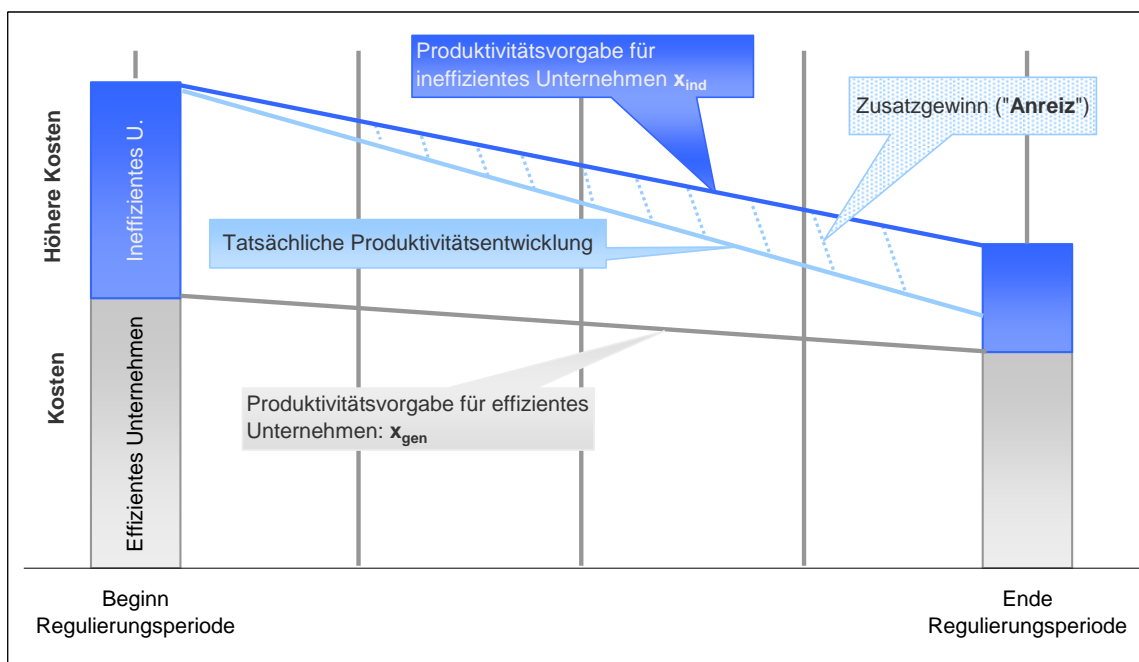


Illustration der Anreizregulierungsmethodik

Mit der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung-2008 (GSNT-VO 2008) wurde von der Energie-Control Kommission nach einem umfassenden Konsultationsprozess mit den betroffenen Unternehmen ab 1. Februar 2008 ein Anreizregulierungssystem für Verteilernetzbetreiber implementiert. Dabei erfolgte zur Ermittlung der Startkosten₂₀₀₈ die Anpassung der im Ermittlungsverfahren für die 2. Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung-Novelle 2006 festgestellte Kostenbasis der einzelnen Unternehmen nach ex ante festgelegten Parametern.

Zur Erreichung der Effizienzgrenze wurde eine Anreizregulierungsperiode von zehn Jahren festgelegt, die sich in zwei Regulierungsperioden von jeweils fünf Jahren teilt. Das bedeutet, dass die erste Periode mit 31. Dezember 2012 endet. Dieses System wird auch für die mit 1. Jänner 2013 beginnende 2. Regulierungsperiode im Rahmen der neuen rechtlichen Grundlagen (GWG 2011) grundsätzlich weitergeführt, wobei die für die erste Regulierungsperiode festgelegten Parameter zum Teil adaptiert werden.

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 fünf Jahren vorgesehen, wobei sich der Unterschied zur vier- bzw. achtjährigen Anreizregulierungsperiode im Strombereich durch eine Analyse der Kostenstruktur der Gasnetzbetreiber erklärt, die gezeigt hat, dass diese kapitalintensiver als Stromnetzbetreiber sind und somit mit einer längeren Zeit zur Erreichung der Effizienzgrenze zu rechnen ist.

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. Grundlegende Rahmenbedingungen der ersten Regulierungsperiode werden für die zweite Regulierungsperiode weitergeführt. Dies betrifft insbesondere das Verständnis, dass die Ineffizienzen der Unternehmen über zwei Regulierungsperioden zu jeweils fünf Jahren abzubauen sind. Dies impliziert, dass für die zweite Regulierungsperiode kein neuerliches Benchmarking durchgeführt wird und die ursprünglich ermittelten Zielkosten unverändert bleiben. Um die langfristige Stabilität des Regulierungssystems bzw. die Solvenz der Netzbetreiber sicherzustellen, wird die Ausgangskostenbasis für die zweite Regulierungsperiode im Rahmen einer Kostenprüfung neu bestimmt. Dies garantiert, dass unvorteilhafte Kostenentwicklungen im Vergleich zur postulierten Kostenentwicklung zwischenzeitlich Berücksichtigung finden. Da jedoch die Zielkosten unverändert bleiben, ist eine Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors erforderlich. Diese Systematik entspricht grundsätzlich jener, die bereits beim Periodenübergang im Stromverteilernetzbereich angewandt wurde.

2. Ermittlung der Kostenbasis

Als Ausgangsbasis für die Ermittlung angemessener Kosten gemäß § 69 Abs. 1 GWG 2011 sind die geprüften Jahresabschlüsse heranzuziehen (siehe die Erläuterungen zu § 79 Abs. 1 und 4 GWG 2011). 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 § 80 GWG 2011 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 Netz-kosten und die AGZ werden aus dieser Kostenermittlung ausgeschieden, da diese direkt von der Höhe der bestimmten Entgelte gemäß § 83 Abs. 2 GWG 2011 abhängig und damit nicht im Vorhinein definierbar sind.

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 auf Basis existierender Preisblätter, die bisher nicht von der Systemnutzungstarife-Verordnung erfasst waren).
- 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 2013 wurde – wie bereits erwähnt - eine neuerliche Kostenprüfung zur Ermittlung der Kosten₂₀₁₃ auf Basis der Kosten des Geschäftsjahres 2011 durchgeführt, wobei die Angemessenheitsprüfung nach den allgemeinen Grundsätzen der Kostenermittlung gem. § 79 GWG 2011 erfolgt.

Die Daten des Geschäftsjahres 2011 werden darüber hinaus auch in Hinblick auf die Entwicklungen in den vorangegangenen Jahren plausibilisiert und gegebenenfalls normalisiert, um eine reine Stichtagsbetrachtung zu vermeiden, bzw. um außerordentliche Effekte zu berücksichtigen. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, Kostenerhöhungen, die nicht auf Ineffizienzen zurückzuführen sind, für die Neubestimmung des Kostenanpassungsfaktors nach eingehender Prüfung gesondert zu berücksichtigen (siehe Beilage 1).

Die Methodik der Kostenermittlung und zur Regulierungssystematik wurde in einem umfassenden Konsultationsprozess zur Diskussion gestellt. Die Ergebnisse aus diesem Prozess werden in Beilage 2 zu diesem Bescheid detailliert dargestellt.

2.2. Anpassung der Kostenbasis

Die ermittelte Kostenbasis umfasst wie oben dargelegt die Netzkosten mit Ausnahme der vorgelagerten Netzkosten. 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 § 72 Abs. 2 GWG 2011, abzudecken.

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 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 im Rahmen einer Kostenprüfung neu festgelegt (über den Regulierungspfad hinausgehende Effizienzsteigerungen während der Regulierungsperiode können dabei berücksichtigt werden). Diese bilden damit wiederum die Startkosten für die neue Regulierungsperiode. Weiters kann ein neuerlicher Effizienzvergleich durchgeführt werden (vgl. § 79 Abs. 3 GWG 2011).

Hochrechnungsfaktoren sind der **Kostenanpassungsfaktor** (KA), der den generellen sowie den individuellen Effizienzfortschritt als kostenmindernde Faktoren vorgibt, sowie der **Netzbetreiberpreisindex**, der gemäß § 79 Abs. 5 GWG 2011 einen Ausgleich für Preissteigerungen schafft und als kostenerhöhender Faktor angewendet wird. Details zur Ermittlung des Kostenanpassungsfaktors vgl. Beilage 2.

Der Netzbetreiberpreisindex (Δ NPI) wird wie folgt berechnet:

	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
Sep. 09	96,7	109,5	107,8	Jan. 11		112,3	110,6
Okt. 09		109,5	107,8	Feb. 11		112,4	111,4
Nov. 09		109,6	108,0	Mrz. 11	102,3	112,5	112,7
Dez. 09	97,4	109,6	108,2	Apr. 11		112,7	113,2
Jan. 10		110,4	107,9	Mai. 11		113,2	113,3
Feb. 10		110,6	108,1	Jun. 11	103,0	113,2	113,3
Mrz. 10	98,6	110,6	109,3	Jul. 11		113,3	113,1
Apr. 10		110,6	109,6	Aug. 11		113,3	113,3
Mai. 10		110,9	109,7	Sep. 11	103,5	113,3	113,8
Jun. 10	99,6	110,9	109,7	Okt. 11		113,3	113,9
Jul. 10		111,0	109,3	Nov. 11		113,6	114,0
Aug. 10		111,0	109,5	Dez. 11	103,8	113,6	114,2
Sep. 10	100,5	111,0	109,9	Jan. 12		115,1	113,7
Okt. 10		111,0	110,1	Feb. 12		116,0	114,2
Nov. 10		111,2	110,0	Mrz. 12	104,9	116,1	115,4
Dez. 10	101,3	111,2	110,7	Apr. 12		116,4	115,9

Quelle: Statistik Austria, OeNB

Zur Ermittlung von ΔNPI_{2013} werden die drei Einzelindizes gewichtet addiert:

$$\Delta NPI_{2013} = 40\% \cdot \Delta BPI_{2013} + 30\% \cdot \Delta TLI_{2013} + 30\% \cdot \Delta VPI_{2013} = 2,8019\%$$

3. Kosten und Entgelte

Gemäß § 72 Abs. 1 GWG 2011 müssen die Netzbenutzer wie bereits ausgeführt für die Erbringung aller Leistungen, die von den Netzbetreibern in Erfüllung der ihnen auferlegten Verpflichtungen erbracht werden, Systemnutzungsentgelt entrichten. Das Systemnutzungsentgelt setzt sich gemäß § 72 Abs. 2 GWG 2011 aus den folgenden Bestandteilen zusammen, welche in Summe sämtliche Kosten der Netzbetreiber abzudecken haben:

1. Netznutzungsentgelt;
2. Netzzutrittsentgelt;
3. Netzbereitstellungsentgelt;
4. Entgelt für Messleistungen (inkl. Ablesungen) sowie
5. Entgelt für sonstige Leistungen.

Da das Netzzutritts- und das Netzbereitstellungsentgelt (Baukostenzuschüsse - BKZ) über einen längeren Zeitraum wirken (für das Netzbereitstellungsentgelt ist diese Vorgangsweise explizit in § 76 Abs. 5 GWG 2011 geregelt und ein Verteilungszeitraum von 40 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 Messentgelten und sonstigen Entgelten werden in weiterer Folge einander gegenüber gestellt und die entsprechenden Kosten aus dem verbleibenden Kostenblock ausgeschieden.

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

Durch diese Vorgangsweise ist sichergestellt, dass sämtliche Kosten durch die Entgelte gemäß § 72 Abs. 2 GWG 2011 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					
- Auflösung Baukostenzuschüsse (BKZ)				↔	2. NZE; 3. NBE
- Erlöse Messentgelt				↔	4. Messentgelte (inkl. Ablesungen)
- Erlöse sonstige Entgelte				↔	5. Entg. Sonst. Leistungen
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.

Zur Ermittlung der Mengenbasis (kWh) wird das arithmetischen Mittel der letzten 3 Geschäftsjahre – 2011, 2010, 2009 – verwendet, um temperaturabhängige Effekte abzuschwächen. Für die Leistungswerte erfolgt keine Durchschnittsbildung, da die verrechnete Leistung und die Anzahl der Zählpunkte keinen signifikanten witterungsbedingten Schwankungen unterworfen sind. Aus diesem Grund werden die Werte des Geschäftsjahres 2011 herangezogen. Zusätzlich werden deutliche außerordentliche Mengeneffekte sowohl bei der Arbeits- als auch bei der Leistungskomponente sowie bei der Anzahl der Zählpunkte berücksichtigt.

Im Rahmen der Ermittlung des Mengengerüsts (Arbeit, Leistung, Anzahl der Zählpunkte) ist die grundsätzlich zählpunktsweise Abrechnung der einzelnen Netzbenutzer, welche einen entsprechenden Netzzugangsvertrag abzuschließen haben, zu berücksichtigen.

5. Kosten- und Mengenermittlung

5.1. Kostenermittlung

Die Kostenprüfung erfolgte auf Basis des Wirtschaftsprüfberichtes des Jahres 2011, den Angaben aus dem Erhebungsbogen sowie aus den Angaben auf Grund der darüber hinausgehenden Anforderungslisten und dem sonstigen Vorbringen des Unternehmens.

[...]

5.1.1. Finanzierungskosten

Zinssatz und verzinsliches Kapital allgemein

In § 79 GWG 2011 wird geregelt, dass bei der Kostenermittlung Finanzierungskosten zu berücksichtigen sind. Zusätzlich wird in § 80 Abs. 4 GWG 2011 festgelegt, wie die verzinsliche Kapitalbasis zu ermitteln ist.

Für die detaillierte Ermittlung des Finanzierungskostensatzes wird auf Beilage 2 verwiesen. Die Höhe des Finanzierungskostensatzes lässt sich wie folgt zusammenfassen:

Ermittlung WACC 2. Regulierungsperiode	
Risikoloser Zins	3,27%
Risikozuschlag für Fremdkapital	1,45%
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuern)	4,72%
Marktrisikoprämie	5,00%
Betafaktor (unverschuldet)	0,325
Betafaktor (verschuldet)	0,691
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern)	6,72%
Gearing	60,00%
Steuersatz	25,00%
WACC (vor Steuer)	6,42%

Ermittlung gewogener Kapitalkostensatz (WACC) für die zweite Regulierungsperiode

Ermittlung verzinliche Kapitalbasis und Finanzierungskosten

In diesem Abschnitt ist die Ermittlung der Finanzierungskosten für die Detaildaten des Unternehmens dargestellt. Dabei bilden die immateriellen Vermögensgegenstände und das Sachanlagevermögen reduziert um Baukostenzuschüsse die verzinliche Kapitalbasis (vgl. § 80 Abs. 4 GWG 2011).

Anpassung der Nutzungsdauern für Abschreibungen und Baukostenzuschüsse

Folglich der unter 5.4.1 beschriebenen Standardisierung der Abschreibungsdauer muss eine Anpassung der Abschreibungshöhe durchgeführt werden. Ebenso wurde und wird die Abschreibungsdauer für bezahlte Baukostenzuschüsse auf 40 Jahre angepasst (vgl. Beilage 3). Dies führt zu Änderungen der verzinlichen Kapitalbasis, die zur Berechnung der Finanzierungskosten herangezogen wird.

Durch Multiplikation der verzinlichen Kapitalbasis mit dem angemessenen Finanzierungssatz in Höhe von 6,42% ergeben sich Finanzierungskosten in Höhe von TEUR [...]. Somit ergeben sich Finanzierungskosten in Höhe von TEUR [...] welche die angemessenen Kosten für Eigen- und Fremdkapital umfassen.

[...]

5.1.2. Nicht beeinflussbare Kosten

Zielvorgaben gemäß § 79 Abs. 2 GWG 2011 sowie die netzbetreiberspezifische Teuerungsrate gemäß § 79 Abs. 5 Abs. 5 wirken ausschließlich auf die vom Unternehmen beeinflussbaren Kosten. Nicht beeinflussbare Kosten sind gemäß § 79 Abs. 6 iVm § 2 der GAS-NBK-VO, BGBl. II Nr. 39/2012 insbesondere:

1. Kosten für die Nutzung funktional verbundener Netze im Inland sowie für den Verteilergebietsmanager;
2. Kosten für Landesabgaben zur Nutzung öffentlichen Grundes (Gebrauchsabgabe);
3. Kosten zur Deckung von Netzverlusten auf Basis transparenter und diskriminierungsfreier Beschaffung;
4. Personal und Finanzierungskosten aufgrund gesetzlicher Vorschriften im Zuge von Ausgliederungen, welche dem Grunde nach zum Zeitpunkt der Voll liberalisierung des Erdgasmarktes mit 1. Oktober 2002 bestanden haben.

Als nicht beeinflussbaren Kosten gem. § 79 Abs. 6 Z 1-4 GWG 2011 sind für die [...] die Gebrauchsabgabe und der Eigenverbrauch bzw. die Messdifferenzen anzusehen. Die nicht beeinflussbaren Kosten werden dem Unternehmen außerhalb des Kostenpfades anerkannt und somit weder mit dem aktuellen NPI noch dem unternehmensindividuellen KA angepasst.

Die Messdifferenz bezeichnet jene Menge, die aufgrund von Messungenauigkeiten (Verkehrsfehlergrenzen gemäß Maß- und Eichrecht) und von Netzverlusten in einem Gasnetz zwischen Einspeisung und Abgabe entsteht. Ein Teil der Messdifferenz entsteht auch durch die nicht zeitgleiche exakte Bestimmung der Menge, bei Abnehmern (z.B. Haushaltskunden) ohne Lastprofilzähler. Die Messdifferenzen für dieses Unternehmen befinden sich über dem branchenüblichen Vergleich und betragen für das Geschäftsjahr 2011 [...] MWh.

Unter Eigenverbrauch versteht man jene Erdgasmenge, die ein Netzbetreiber benötigt, damit das Gasnetz störungsfrei betrieben werden kann. Der Großteil der Erdgasmenge für Eigenverbrauch fällt für den Betrieb von Kompressoren und bei der Vorwärmung von Erdgas in Druckregelstationen an. Der Eigenverbrauch des Unternehmens beträgt [...] MWh und liegt damit über den branchenüblichen Werten.

Laut Saldenliste verrechnet das Unternehmen für Netzverluste und Messdifferenzen (siehe Erhebungsbogen für das Geschäftsjahr 2011) in Summe einen Betrag in Höhe von TEUR [...] der unter Position Materialaufwand von der Behörde angepasst wurde. Bei der vom Unternehmen angegebenen Menge für Messdifferenzen und Eigenverbrauch ergäbe sich damit ein durchschnittlicher Einkaufspreis in Höhe von [...] EUR/MWh. Dieser Betrag liegt damit über dem Mittelwert des Ausgleichsenergiemarktpreises für Ostösterreich für das Jahr 2011 in Höhe von 23,419 EUR/MWh. Da die durchschnittlichen Einkaufspreise stark variieren wird für die jeweilige Regelzone ein durchschnittlicher Ausgleichsenergiepreis des Geschäftsjahres 2011 berücksichtigt, damit die Gleichbehandlung aller Netzbetreiber gewährleistet werden kann.

[...]

Im Entscheidungsentwurf wurde entsprechend der bisherigen Praxis zu Bewertung dieser Kosten der Mittelwert des Ausgleichsenergiemarktpreises des jeweiligen Marktgebiets für den relevanten Zeitraum angesetzt, um eine Gleichbehandlung aller Netzbetreiber zu gewährleisten. Der durchschnittliche Ausgleichsenergiepreis beträgt EUR 23,419 je MWh.

Stellungnahme und Erwägungen

[...]

Daraus ergeben sich folgende Kosten für das Geschäftsjahr 2011:

[...]

5.2. Überleitung der Kosten

Als Ausgangsbasis für die Kosten₂₀₁₃ werden die geprüften Kosten₂₀₁₁ herangezogen.

Die Sollkosten des Jahres 2011 (Kostenprüfungsjahr) setzen sich aus den fortgeschriebenen Ausgangskosten gemäß bisherigem Kostenpfad (Summe Netzkosten Basis exklusive vorgelagerter Netzkosten) zusammen. Diese festgestellte Kostenbasis₂₀₁₁ wird mit den Sollkosten₂₀₁₁ (für das Prüfungsjahr) ins Verhältnis gesetzt, um den Grad der Zielerreichung zu ermitteln.

Aufgrund der Kostenaktualisierung ist eine Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors für die zweite Regulierungsperiode erforderlich, um auf Basis eines Zielerreichungsgrades sicherzustellen, dass der Zielwert (Kostenniveau) am Ende der Regulierungsperiode unverändert bleibt.

Für die Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors werden die Sollkosten des effizienten Netzbetreibers – gemäß Kostenpfad, dh. ohne Berücksichtigung der veränderten Versorgungsaufgabe – mit den angepassten geprüften Kosten₂₀₁₁ (bereinigt um vorgezogenen Investitions- und BK-Faktor gemäß bisheriger Spezifikation sowie um nicht auf Ineffizienz zurückzuführende Kosten) ins Verhältnis gesetzt und damit der Grad der Effizienzerreichung bis zum Jahr 2011 ermittelt. Die verbleibende In- bzw. Supereffizienz wird anschließend auf die verbleibende Dauer bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode verteilt.

**Ermittlung Sollkosten
(Gesamtunternehmen)**

Effizienzwert (ursprünglich)
Effizienzwert (gedeckt)
Xgen
ΔNPI2008
ΔNPI2009
ΔNPI2010
ΔNPI2011
Ausgangskostenbasis (K₂₀₀₇)
KA(bisher)

exkl. vorgelagerter Netzkosten

K 2011 lt. Regulierungspfad (100 % effizientes Unternehmen) = Sollkosten

Soll-/Istkosten Vergleich (KA-Ermittlung)

Sollkosten 2011 100 % effizientes Unternehmen (exkl. VNK)
abzügl. nicht auf Ineffizienzen zurückführbare Kosten (Basis 2006)
abzügl. nicht beeinflussbare Kosten (Basis 2006)

Sollkosten 2011 100 % effizientes Unternehmen

OPEX 2011
Finanzierungstangente 2011
OPEX 2011 für Vergleichskosten
Abschreibungen 2011
Verzinsliche Kapitalbasis 2011 (RAB)
Finanzierungskostensatz 1. Regulierungsperiode
Finanzierungskosten f. Vergleichszwecke 2011
Bereinigungen (so. Umsatzerlöse, so. betr. Erträge, aktivierte EL, Bestandsveränderung)
Vergleichskosten 2011
abzügl. Investitionsfaktor (vorgezogene Berücksichtigung - Basis 2011, alte Spezifikation)
abzügl. Betriebskostenfaktor (vorgezogene Berücksichtigung - Basis 2011, neue Spezifikation exkl. Anreizkomponente)
abzügl. vorgelagerte Netzkosten

Angepasste Vergleichskosten 2011

Zielerreichungsgrad
KA-alt (informativ)

KA-Neu

Finanzierungskostensatz 2. Regulierungsperiode
Finanzierungskosten 2011 - Zwischensumme

Angepasste ISTKOSTEN 2011

Da der geplante Zeitpunkt des Inkrafttretens der neuen Entgelte-Verordnung nicht mit dem Jahr der Prüfung zusammenfällt, ist eine Hochrechnung der Kostendaten vom geprüften Geschäftsjahr 2011 erforderlich (vgl. die folgende Darstellung).

Überleitung Netzkostenbasis				
in TEUR				
Unternehmen:				
vom Kalenderjahr abweichendes Wirtschaftsjahr			nein	
1. Ausgangsparameter				
Zielerreichungsgrad				
Jährliche Effizienzverbesserungsvorgabe bisher				
KAneu				
ΔNPI_{2012}				
ΔNPI_{2013}				
Angepasste Istkosten 2011 gemäß Beilage				
2. Ausgangskosten Beginn 2. Regulierungsperiode				
	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3	Gesamt
Kostenzuordnungsschlüssel auf Netzebenen				
$K_{\text{angep.2011}}$ (Angepasste Istkosten 2011 je Netzebene)				
$K_{\text{Pfad}}^{2013} = K_{\text{angep.2011}} \cdot (1 + \Delta NPI_{2012}) \cdot (1 + \Delta NPI_{2013}) \cdot (1 - KA_{\text{neu}})^2$				
3. Anpassungen				
Investitionsfaktor (neue Spezifikation)				
Betriebskostenfaktor (neue Spezifikation)				
Nicht auf Ineffizienzen zurückführbare Kosten				
Nicht beeinflussbare Kosten gem. § 79 Abs 6 Z 1-4 GWG 2011				
Regulierungskonto				
Qualitätselement				
Summe Anpassungen				
4. Überleitung Netzkostenbasis				
$K_{2013} = K_{\text{Pfad}}^{2013} + \text{Summe Anpassungen}$				
BKZ ₂₀₁₁ (auf Basis Anlage 4)				
BKZ ₂₀₁₁ (Anpassung auf 40 Jahre)				
Messerlöse ₂₀₁₁				
Erlöse so. Transporte gem. SonT-GSNT-VO Novelle 2011				
Summe Netzkosten₂₀₁₃ - Basis Tarifierung				
Summe Netzkosten₂₀₁₂ - Basis Tarifierung				
Anpassung Netzkosten				

Diese Kosten werden um einen Kostenanpassungsfaktor in Höhe von [...] % verringert, wobei dieser einen generellen Produktivitätsfaktor von 1,95 % beinhaltet. Hierbei wurde ein Zielerreichungsgrad für das Geschäftsjahr 2011 von [...] % festgestellt. Die verbleibenden ineffizienten Kosten sind nunmehr innerhalb von fünf Jahren aufzuholen. Zusätzlich wurden die Kosten 2011 um den Netzbetreiberpreisindex angepasst. Nach Anwendung des Betriebskostenfaktors und des Investitionsfaktors, der nicht auf Ineffizienzen zurückführbare Kosten, der nicht beeinflussbaren Kosten 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 § 79 Abs. 1 GWG 2011 wurden die Angaben des Unternehmens herangezogen (vgl. Spruchpunkte 2).

Stellungnahme und Erwägungen

In ihrer Stellungnahme (Arbeitsunterlage 1 ON 43) vom 10. August 2012 merkt die Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) an, dass sie keine Anmerkungen zum Bericht des Ermittlungsverfahrens hat.

Der Österreichische Gewerkschaftsbund (ÖGB) übermittelte am 6. August 2012 eine Stellungnahme (Arbeitsunterlage 1 ON 42). Die Bundesarbeitskammer (BAK) hat keine gesonderte Stellungnahme (Arbeitsunterlage 1 ON 40) für das Unternehmen abgegeben, jedoch wurden folgende allgemeine Anmerkungen übermittelt, die sich auf alle übermittelten Kostenermittlungsberichte beziehen.

Im Rahmen der Stellungnahme der BAK wird die Nicht-Veröffentlichung einer Meta-Studie der E-Control sowie eines Gutachtens kritisch hinterfragt und eine Veröffentlichung gefordert.

Seitens der Behörde wurde ein Konsultationspapier erarbeitet (siehe Beilage 2), welches die Ergebnisse des angesprochenen Behördengutachtens sowie die weiteren Entscheidungsgrundlagen ausführlich darstellt und sämtliche entscheidungsrelevanten Punkte im Detail darlegt. Hinsichtlich der angesprochenen Metastudie ist anzumerken, dass es sich hierbei nicht um ein umfangreiches Gutachten handelt, sondern lediglich zahlreiche Fachpublikationen zu diesem Thema aus verschiedenen Branchen untersucht wurden. Die Ergebnisse hieraus sind im Konsultationspapier unter Kapitel 5.1. vollständig und umfassend dargestellt. Die Ausführungen im Konsultationspapier bieten für alle beteiligten Parteien eine nachvollziehbare Grundlage zu diesem Themenkomplex bieten.

Die BAK sowie der ÖGB äußern in ihren Stellungnahmen Kritik hinsichtlich des Netzbetreiberpreisindex. Die Abgeltung mittels des Netzbetreiberindex wird von der BAK grundsätzlich als sinnvoll angesehen bzw. a priori nicht abgelehnt, allerdings wird die Orientierung am Tariflohnindex hinterfragt, da in der Energiebranche die Lohnabschlüsse über dem allgemeinen Durchschnitt liegen. Es sollte daher anstatt des Tariflohnindex ein branchenspezifischer Wert bzw. eine Mischvariante angewandt werden. Der ÖGB vertritt die

Ansicht, dass die tatsächlichen Lohn- und Gehaltsabschlüsse bei der Kostenermittlung unternehmensspezifisch heranzuziehen seien.

Dazu wird erwogen, dass gemäß § 79 Abs. 5 GWG 2011 zur Abdeckung der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate der Netzbetreiberpreisindex angewendet wird, welche sich aus veröffentlichten Teilindices zusammensetzt und die durchschnittliche Kostenstruktur von Netzbetreibern repräsentieren.

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.

Aus Sicht der Behörde führt jedoch das Abstellen auf einen von Seiten der BAK geforderten „reinen branchenspezifischen“ Wert bzw. eines Mischwertes 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. Daher könnte dem Erfordernis des § 79 Abs. 5 GWG 2011, veröffentlichte Teilindices heranzuziehen auf diesem Wege nicht entsprochen 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 würde daher ein ausschließliches Abstellen auf die Entwicklung eines Kollektivvertrags im Widerspruch mit der Anforderung von § 79 Abs. 5 GWG 2011, 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 2. 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 Gasverteilternetzbetreiber sowie im Gutachten von WIK-Consult (2012) zur Bestimmung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts österreichischer Gasverteilternetzbetreiber.

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

Zum Finanzierungskostensatz (WACC) merkt die BAK an, dass die Sicherstellung einer hohen Investitionsbereitschaft der Gas-Netzbetreiber durch entsprechende Kapitalverzinsung und der Schutz der EndverbraucherInnen vor überzogenen Renditevorstellungen der Kapitalgeber zu berücksichtigen wären. Aufgrund gesetzlich zugesicherter Kostenabgeltung seien Investitionen in die österr. Netzinfrastruktur mit niedrigem Risiko behaftet. Dies würde die Festlegung einer entsprechend niedrigen Rendite für Investitionen im Bereich der regulierten Netzinfrastruktur rechtfertigen. Dazu wurde von der E-Control ein Gutachten bei Frontier Economics zur Ermittlung eines angemessenen Finanzierungskostensatzes in Auftrag gegeben. Die Bundesarbeitskammer merkt an, dass die WACC-Komponente sich am oberen Ende der im Gutachten vorgeschlagenen Bandbreite befinden würde und somit zu Gunsten der Renditeerwartungen der Kapitalgeber ausfalle. Es sei darüber hinaus unverständlich, warum das Gutachten nicht im Rahmen des Konsultationsprozesses vorgelegt und bis dato nicht veröffentlicht wurde. Dies solle unverzüglich nachgeholt werden, um die Nachvollziehbarkeit des WACC zu gewährleisten. Darüber hinaus merkt die Bundesarbeitskammer an, dass im Sinne der Transparenz Berechnungsgrundlagen und entsprechende Gutachten frühzeitig vorzulegen wären.

Hinsichtlich der Höhe des Finanzierungskostensatzes ist festzuhalten, dass sich diese tatsächlich an der oberen gutachterlich ermittelten Bandbreite orientiert. Innerhalb des Ermessensspielraumes der Behörde wurde bewusst die obere Bandbreite gewählt, da der Behörde das Risiko von ausbleibenden (Re)Investitionen und der damit verbundenen Gefährdung der Versorgungssicherheit größer erscheint, als das Risiko von einer zu hohen Abgeltung der Ansprüche seitens der Kapitaleigner. Darüber hinaus wurde die Behörde mit Auszügen und Folien eines Branchengutachtens konfrontiert, welches im Vergleich zum festgesetzten Wert einen deutlich höheren WACC als angemessen identifiziert. Seitens der Behörde wurde ein Konsultationspapier erarbeitet (siehe Beilage 02), welches die Ergebnisse des angesprochenen Behördengutachtens sowie die weiteren Entscheidungsgrundlagen ausführlich darstellt und sämtliche entscheidungsrelevanten Punkte im Detail darlegt. Die Ausführungen bieten für alle beteiligten Parteien eine nachvollziehbare Grundlage zu diesem Themenkomplex bieten.

Hinsichtlich des Betriebskostenfaktors wird von der BAK angemerkt, dass bei einer Reduktion von Zählpunkten die Kostenrigidität von dem im Konsultationspapier angegebenen Wert iHv 50% auf 75% erhöht wurde, ohne eine Begründung in Beilage 2 zu geben. Die Behörde verweise lediglich auf die Forderung der Branche die Kostenrigidität auf 90% zu erhöhen. Es werde daher die Bekanntgabe einer nachvollziehbaren Berechnung dieser Kostenrigidität auf Basis empirischer Erhebung oder die Rücknahme des Wertes auf 50% gefordert. Weiters gewähre die Behörde mit dem Argument des Anreizes für Verdichtungsmaßnahmen im Netz pro hinzugekommenen Zählpunkt den Netzbetreibern zu den bestehenden 55,86 Euro noch 35 Euro pro Zählpunkt. Die BAK gibt zu bedenken, dass die Zählpunkte in Relation zu den Leitungskilometern gesetzt würden und der Anreiz nur dann gewährt werden sollte, wenn sich die Anzahl der Zählpunkte pro Leitungskilometer erhöhe.

Die Behörde geht davon aus, dass eine Reduktion von Zählpunkten sich nicht in vollem Umfang auf die Betriebskosten durchschlägt. Seitens der Behörde wurde ursprünglich eine Kostenrigidität von 50% vorgeschlagen. Branchenseitig wurde eingewandt, dass das Ausmaß der vorgeschlagenen Kostenrigidität keineswegs repräsentativ sei und vor allem kurzfristig nicht realisierbar wäre. Eine empirische Herleitung eines entsprechenden Faktors wurde von der Behörde angestrebt, führte jedoch zu keinen interpretierbaren und verwertbaren Ergebnissen. Dies ist vor allem auf den eingeschränkten Datensatz (nur 19 Unternehmen) und lediglich 2 Bezugspunkte (2005 und 2011) zurückzuführen. Die durchgeführte Paneldatenschätzung nach der Methodik von Anderson et al (Are Selling, General, and Administrative Costs „Sticky“?, Journal of Accounting Research, Vol. 41 No. 1, March 2003) weist weder bei der Berücksichtigung von Rohrleitungskilometern noch von Zählpunkten auf der Netzebene 3 signifikante Ergebnisse aus. Generell stellt sich jedoch auch die Frage nach der Sinnhaftigkeit der empirischen Ableitung von Kostenrigiditäten aus einem Sample von regulierten Unternehmen, die lediglich einem simulierten Wettbewerb und somit keinen tatsächlichen wettbewerblichen Marktkräften ausgesetzt sind. Das oben erwähnte Papier bezieht bei seiner Analyse 7629 Unternehmen am freien Markt über einen Beobachtungsraum von 20 Jahren ein und ermittelt negative Kostenelastizitäten im Ausmaß von 65% der positiven Elastizitäten. Die Behörde erachtet unter Bedachtnahme der Langlebigkeit der Wirtschaftsgüter im Gasverteilernetzbereich und der Notwendigkeit geschultes Personal bereitzuhalten eine von den Netzbetreibern geforderten Kostenrigidität von 75% für sachgerecht.

Betreffend den Zusatzanreiz für Verdichtungsmaßnahmen in der Höhe von 35 Euro pro zusätzlichen Zählpunkt, ist auszuführen, den Netzbetreibern, die im Substitutionswettbewerb mit anderen Energieträgern stehen, ein Anreiz für die Durchführung von Verdichtungsmaßnahmen im Netz zugestanden wird. Damit wird das Ziel verfolgt, dass Unternehmen nicht nur einen Anreiz haben vorhandene Kunden zu erhalten, sondern auch Neukunden zu gewinnen. Bedingt durch eine breitere Kundenbasis würden die Netzkosten auf eine größere Gesamtheit

(Mengenabhängigkeit) verteilt werden und somit zu stabilen bzw. sogar sinkenden Entgelten führen. Der Wert von 35 Euro wird als angemessen beurteilt, wobei von den Netzbetreibern wesentlich höhere Werte in die Diskussion eingebracht wurden. Dieser Zusatzanreiz entfaltet seine Wirkung erst im Rahmen der nächsten Kostenprüfung, da als Basisjahr für die Betrachtung der Zählpunkte das Geschäftsjahr 2011 herangezogen wird wobei die Vorgangsweise einer fortlaufenden Evaluierung der Wirksamkeit zu unterziehen sein wird.

Die Landwirtschaftskammer Österreich hat keine Stellungnahme abgegeben.

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:

[...]

Bei der Abgabe an Endverbraucher wird das arithmetische Mittel der letzten drei verfügbaren Jahre angesetzt. Dadurch sind im Mengengerüst noch Werte der Zone 7 abgebildet, obwohl für diese Zone seit der GSNT-VO 2008 Novelle 2011 kein Entgelt verordnet wird.

[...]

Für den Bezug aus dem vorgelagerten Netz werden folgende Mengen festgestellt:

[...]

Die dargestellten Mengen (Spruchpunkte 3 und 4) 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 27. September 2012

Der Vorstand

DI Walter Boltz
Vorstandsmitglied

Mag. (FH) Martin Graf
Vorstandsmitglied

elektronisch gefertigt

Beilagen:

Beilage 1 - Kostenüberleitung

Beilage 2 – Festlegungen zur Regulierungssystematik für die 2. Regulierungsperiode

Beilage 3 – Anpassung Abschreibungsdauer

[...]

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