

## **Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2003, SNT-VO 2003**

### **Allgemeiner Teil**

Seit 1. Oktober 2001 ist die Energie-Control Kommission (ECK) für die Erlassung von Verordnungen nach § 25 ElWOG, BGBl I Nr 143/1998 idF BGBl I Nr 149/2002 zuständig. Bis zum Juni 2002 wurden – mit Ausnahme der Höchstpreise für das Entgelt für Messleistungen – die in der vorliegenden Verordnung (SNT-VO 2003) geregelten Tarife in der „Verordnung des Bundesministers für wirtschaftliche Angelegenheiten, mit der die Systemnutzungstarife bestimmt werden“ und in der „Verordnung des Bundesministers für wirtschaftliche Angelegenheiten, mit der die Tarife für das Netzbereitstellungsentgelt bestimmt werden“, geregelt. Die Verordnung, mit der die Systemnutzungstarife bestimmt werden, wurde von der ECK, nachdem die entsprechende Kompetenz auf sie übergegangen ist, mehrmals abgeändert. Mit der SNT-VO (Zl. K SNT 100/02, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 102 am 29. Mai 2002, zuletzt geändert durch die Verordnung der Energie-Control Kommission, Zl. K SNT S 10/02, K SNT S 03/02, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 41 am 28. Februar 2003), welche am 1. Juni 2002 in Kraft getreten ist, wurde für die Systemnutzungstarife ein neues Regelwerk erlassen, in dem die einzelnen Tarifkomponenten und deren inhaltliche Ausgestaltung erstmals gemeinsam geregelt wurden. Mit der SNT-VO 2003 wird diese Verordnung ersetzt.

Die SNT-VO 2003 regelt tarifarische Rechte und Pflichten im Entgeltsverhältnis zwischen Netzbetreibern und System(Netz)nutzern. Sowohl der Kreis der Netzbetreiber als auch der Systemnutzer ist generell bestimmt. Zum Unterschied von den meisten „klassischen“ Preisregelungen bleibt die Verfügungswirkung nicht auf das Verhältnis von Staat und Unternehmer beschränkt, sondern greift rechtsgestaltend in das Verhältnis zwischen Unternehmern (Netzbetreibern) und Kunden (Netznutzern) ein.

Dies geht aus dem gesetzlichen Konzept des § 25 ElWOG klar hervor und wird von der Verordnung programmgemäß abgebildet. Die Bestimmung der Tarife bindet beide Seiten. Andere als die tarifentsprechenden Entgelte dürfen und können zwischen den Vertragspartnern nicht vereinbart werden. Die Preisregelungsnormen haben „Drittwirkung“. Ihre Verletzung macht rechtsgeschäftliche Verfügungen unwirksam (§§ 879 Abs 1, 917a ABGB). Wer für eine Netzdienstleistung einen anderen als den tarifarisch zu errechnenden Festpreis auszeichnet, fordert, annimmt oder sich versprechen lässt, begeht eine Verwaltungsübertretung (§ 62 ElWOG). Netznutzer, die einen Netzbetreiber dazu anstiften oder Beihilfe leisten, könnten als Beitragstäter zur Verantwortung gezogen werden (§ 7 VStG).

Die durch § 25 ElWOG geschaffenen Regelungszusammenhänge sind nicht nur genereller, sondern auch abstrakter Art. Die Anknüpfung an Netzebenen und Netzbereiche ändert daran ebenso wenig wie der für die Berechnung der Tarife maßgebende Grundsatz der Kostenwahrheit. Die Festlegung von Systemnutzungstarifen hat daher durch Verordnung zu erfolgen.

Das Verfahren für die Bestimmung der Systemnutzungstarife lässt sich in zwei Phasen unterteilen. Zunächst sind die Kosten der Netzbetreiber zu ermitteln und auf dieser Basis werden dann die Tarife bestimmt. Die Kriterien für die Kostenermittlung ergeben sich im Wesentlichen aus § 25 Abs 2 ElWOG, der sich in seiner Formulierung an die höchstgerichtliche Judikatur zum „volkswirtschaftlich gerechtfertigten Preis“ anlehnt.

Bei der Erarbeitung und der Erlassung der SNT-VO 2003 wurde von der ECK der verfahrensrechtliche Aspekt ganz besonders beachtet.

Im November 2002 hat die ECK Verfahren zur Neufestsetzung der Systemnutzungstarife gemäß § 25 iVm § 55 EIWOG für sämtliche Netzbereiche Österreichs eingeleitet. Die folgenden Gründe führten für die ECK zur Einleitung der Verfahren:

Die bisherigen Erfahrungen aus der praktischen Umsetzung des Unbundlings zeigten, dass die Kostenermittlung und Kostenzuordnung sehr unterschiedlich vorgenommen wurden. Dies gilt als problematisch, weil die Unternehmen dadurch einerseits schlecht vergleichbar waren und andererseits Kunden mit gleichem Abnahmeverhalten im unterschiedlichen Ausmaß durch Kostenkomponenten in den einzelnen Tarifbereichen belastet wurden.

Intransparentes Unbundling kann den Wettbewerb behindern und birgt überdies die Gefahr von überhöhten Netztarifen und die Quersubventionierung aus anderen Unternehmenssparten in sich.

Die unterschiedlichen Methoden der Kostenermittlung und Kostenzuordnung erschwerten die Gleichbehandlung der Netzbetreiber bei der Festsetzung ihrer Entgelte. Die Festlegung der Tarife auf zumindest teilweise einvernehmlichem Weg war unabdingbar, um die allgemeine Akzeptanz und damit die effektive Geltung der Tarife sicherzustellen.

Individuelle Prüfungen alleine boten keine Gewähr für eine Gleichbehandlung aller Netzbetreiber. Einheitliche Grundsätze für die Kostenzuordnung und Kostenermittlung erwiesen sich als Grundvoraussetzung, um eine transparente, einheitliche und nachvollziehbare Methode zur Tariffestsetzung zu etablieren.

Erfahrungen aus den Tarifprüfungen in den Jahren 2001 und 2002 haben gezeigt, dass Tarifprüfungen sehr hohe Personalressourcen, sowohl seitens der Energie-Control GmbH (ECG) als auch der Netzbetreiber, erfordern.

In den bisherigen Verfahren konnten mangels einheitlicher Datenermittlung und -zuordnung und einer für die österreichischen Gegebenheiten angepassten, nachvollziehbaren Methode – beides macht eine Vergleichbarkeit der Unternehmen erst möglich – die unterschiedlichen Bemühungen der Unternehmen in der Tarifsetzung nicht umfassend berücksichtigt werden. Die ECK hat die ECG beauftragt, Erhebungen zur Ermittlung der Kostenbasis durchzuführen. Gleichzeitig erfolgten im Auftrag der ECK eingehende Konsultationen zwischen Vertretern von Netzbetreibern sowie der ECG zu den Themenbereichen „Kostenermittlung“, „Tarifstruktur“, „Benchmarking“ und „Regulierung“.

Die zum bisherigen Zeitpunkt umsetzbaren Erkenntnisse dieser Untersuchungen wurde in der vorliegenden Verordnung auch berücksichtigt.

Den Netzbetreibern wurde, in Übereinstimmung mit den gesetzlichen Regelungen, insbesondere § 55 EIWOG, mehrmals Gelegenheit zur Mitwirkung am Verfahren und zur Stellungnahme zu den von der ECK beabsichtigten bzw. gefällten Entscheidungen gegeben. Sie wurden aufgefordert, zu allen dokumentierten Feststellungen und Annahmen Stellung zu nehmen und geeignete Unterlagen vorzulegen, um eine genaue Beurteilung des Sachverhaltes zuzulassen.

## **Besonderer Teil**

### **Zu § 1 Regelungsgegenstand**

Der Regelungsgegenstand wurde insoweit konkretisiert, als die SNT-VO 2003 nun auch ausdrücklich die Grundsätze für die Ermittlung und die Zuordnung der Kosten und die Kriterien für die Tarifbestimmung beinhaltet.

## **Zu § 2 Netzzutrittsentgelt**

Die im Vergleich zur bisherigen Regelung vorgenommene sprachliche Anpassung stellt keine normative Änderung dar, sondern dient lediglich der Konkretisierung der geltenden Rechtslage. Netzbetreiber dürfen danach für die Arbeiten zur Errichtung eines Netzanschlusses nur jene Kosten verrechnen, welche angemessen sind und den Marktpreisen entsprechen. Zudem soll durch das Erfordernis des transparenten und nachvollziehbaren Nachweises der notwendigen Aufwendungen sichergestellt werden, dass dem Netzbenutzer die Möglichkeit gegeben wird, die veranschlagten Kosten für die Anschlussarbeiten, beispielsweise durch die Einholung eines Angebotes von einem dazu befugten Unternehmen, auf ihre Angemessenheit hin zu überprüfen. Schließlich wird durch die Regelungen des § 2 klargestellt, dass der Netzbetreiber das Netzzutrittsentgelt nur für jene Aufwendungen in Rechnung stellen darf, welche ihm dadurch entstehen, dass er zusätzliche Leitungsanlagen zu seinem bestehenden (und damit bereits bezahlten) Netz errichtet, die dem ausschließlichen Zweck dienen, einen Kunden anzuschließen oder die Anschlussleistung des Kunden zu erhöhen. Die Bestimmung dient auch zur Abgrenzung zum Netzbereitstellungsentgelt, welches in § 3 geregelt ist.

## **Zu § 3 Netzbereitstellungsentgelt**

Die Regelung bleibt inhaltlich unverändert; es wurden lediglich redaktionelle Änderungen vorgenommen.

## **Zu § 4 Besondere Vorschriften für temporäre Anschlüsse**

Die Schaffung einer Sonderregelung für die Behandlung von temporären Anschlüssen soll zur Klarstellung der in der Praxis in diesem Zusammenhang aufgetretenen Fragen dienen. Die zwingende Verrechnung eines regulären Netzbereitstellungsentgelts ist, insbesondere für Anlagen, welche nur für einen kurzen Zeitraum ans Netz angeschlossen werden, nicht praktikabel. Mit der Wahlmöglichkeit des Kunden, entweder das Netzbereitstellungsentgelt zu entrichten oder für die Dauer der Inanspruchnahme des Leitungsnetzes ein erhöhtes Netznutzungsentgelt zu entrichten, liegt nunmehr eine klare und nichtdiskriminierende Regelung vor. Die Verrechnung eines erhöhten Netznutzungsentgelts für Kurzzeitanlagen ist aufgrund der damit für den Netzbetreiber verbundenen Aufwendungen sachgerecht. Es soll mit dieser Regelung auch sichergestellt werden, dass in Netzbereichen, wo der Tarif für das Netzbereitstellungsentgelt mit 0,00 Euro/kW festgelegt wurde, für temporäre Anschlüsse kein erhöhtes Netznutzungsentgelt zur Verrechnung kommen darf.

Die Verpflichtung zur Übertragung eines geleisteten Netzbereitstellungsentgelts auf den definitiven Anschluss, dient lediglich zur Vermeidung von Missverständnissen und stellt eine Konkretisierung der geltenden Rechtslage dar.

Die Aufwendungen des Netzbetreibers für die Errichtung von temporären Anschlüssen, die an einen bereits vorhandenen Anschlusspunkt an das Leitungsnetz angeschlossen werden, entsprechen in ihrem Umfang jenen, die mit der Wiederinbetriebsetzung einer stillgelegten Anlage verbunden sind. Durch die Gleichstellung dieser pauschal verrechneten Entgelte sind nicht nachvollziehbare Ungleichbehandlungen dieser Bereiche ausgeschlossen.

## **Zu § 5 Netznutzungsentgelt**

Mit der Aufnahme von Z 5 (Datenübertragung, -speicherung und -auswertung) in Absatz 1 wird klargestellt, dass auch jene Kosten, die dem Netzbetreiber im Zusammenhang mit der

Übermittlung von Daten an andere Marktteilnehmer (etwa Regelzonenführer und Verrechnungsstelle) entstehen, durch das Netznutzungsentgelt abgegolten werden.

Mit der Neuformulierung von Absatz 2 wird, in Konkretisierung der bestehenden Rechtslage, eine Klärung der Fragen im Zusammenhang mit der Verrechnung der Blindleistungsbereitstellung herbeigeführt. Von der Regelung für die Blindleistungsbereitstellung werden nicht nur Entnehmer, sondern auch Erzeuger erfasst. Im konkreten Fall bedeutet dies, dass eine etwaige Verrechnung von Aufwendungen für Blindleistungsbereitstellung an Erzeuger oder Entnehmer (Netzbenutzer) für den definierten Zeitraum nur dann als verordnungskonform anzusehen ist, wenn der Erzeuger oder Entnehmer tatsächlich mit einem Leistungsfaktor, dessen Absolutbetrag kleiner als 0,9 ist, einspeist oder bezieht. Die Verrechnung ist nur dann zulässig, wenn der Wert der – induktiven oder kapazitiven – Blindenergie (kvarh) größer als rund 48 % des Wertes der zeitgleichen Wirkenergie (kWh) ist. Die Ermittlung des Leistungsfaktors erfolgt durch Mittelwertbildung über einen bestimmten Zeitraum (zB ¼-Stunde).

### **Zu § 6 Netzverlustentgelt**

Es wurde keine inhaltliche Änderung vorgenommen; die sprachliche Anpassung ist ausschließlich redaktioneller Art.

### **Zu § 7 Gemeinsame Vorgaben für Netznutzungs- und Netzverlustentgelt**

#### **Z 7**

Mit dieser Formulierung wird klargestellt, dass unter dem Begriff „unterbrechbar“ jede Art der Unterbrechung einer Lieferung zu verstehen ist, und zwar unabhängig davon, ob die Unterbrechung ohne vorherige Vereinbarung jederzeit oder lediglich innerhalb vertraglich vereinbarter Zeiträume unterbrochen wird.

### **Zu § 8 Systemdienstleistungsentgelt**

Unter einem Kraftwerkspark im Sinne dieser Bestimmung sind mehrere Kraftwerke zu verstehen, welche über ein gemeinsames Übertragungselement in denselben Netzknoten einspeisen.

### **Zu § 9 Entgelt für Messleistungen**

#### **Absatz 1**

In Absatz 1 werden jene Kosten definiert, die zur Ermittlung der Messpreise herangezogen werden.

Der Höchstpreis wird an der eingesetzten Messgerätekonfiguration festgemacht und beinhaltet die Ablesung, Eichung und Betreuung des Messgerätes. Vom Höchstpreis abgedeckt sind auch alle zusätzlich erforderlichen Geräte, die eine Ablesung vereinfachen oder eine Fernauslesung ermöglichen, wie zum Beispiel Modems und GSM-Anlagen für die automatische Auslesung oder sonstige Schnittstellen.

Werden aufgrund technischer Notwendigkeiten mehrere Konfigurationen nebeneinander eingesetzt (zB zusätzlich zu einer Viertelstundenmaximumzählung ein weiteres Messgerät für unterbrechbare Lieferungen), so gilt für eine derartige Kombination als Höchstpreis die Summe der für die jeweiligen Konfigurationen angegebenen Werte. Für den Fall, dass eine Messung zwei Energierichtungen erfasst und mit Lastprofilzählung auszustatten ist, gilt, da es sich um einen physikalischen Zählpunkt handelt und die Messungen mit Lastprofilzähler

gemäß § 10 immer zwei Energierichtungen umfassen, der festgelegte Höchstpreis somit für die Messung beider Energierichtungen. Bei der Messung von zwei Energierichtungen ohne Einsatz von Lastprofilzählern (da beispielsweise die Grenzen des § 18 ElWOG nicht überschritten sind) ist der Höchstpreis als Summe von zwei Messungen anzusehen, da meist ein einzelnes Messgerät technisch nicht in der Lage wäre, beide Energierichtungen zu messen. In solchen Fällen ermittelt sich der Höchstpreis aber selbstverständlich unter der Prämisse, dass etwaige Wandler nur einmal enthalten sein können.

## **Absatz 2**

Mit der Neuformulierung wird die bestehende Rechtslage konkretisiert. Es wird damit formell klargestellt, welche Leistungen mit der Entrichtung des Entgeltes für Messleistungen verbunden sind. Eine rechnerische Ermittlung der Messwerte ist nur in jenen Fällen zulässig, in denen der Netzbenutzer von der Möglichkeit zur Selbstablesung und der Übermittlung der Daten an den Netzbetreiber keinen Gebrauch gemacht hat bzw nach einem erfolglos durchgeführten Ableseversuch durch den Netzbetreiber. Die Erfahrung hat gezeigt, dass durch eine vom Netzbetreiber jährlich selbst durchgeführte Ablesung viele Probleme (Korrektur der Messwerte, unerwartete Nachforderungen etc) vermieden werden können.

Jedenfalls sollte sich, sofern die Ablesung nicht durch den Netzbetreiber selbst erfolgt ist, auf der Rechnung ein entsprechender Hinweis befinden, dass bei Ermittlung des tatsächlichen Verbrauchswertes durch den Netzbetreiber eine Korrektur der Rechnung möglich ist.

## **Zu § 10 Arten der Messung**

Gegenstand der SNT-VO 2003 sind die Entgelte für Messleistungen entsprechend der Arten von Messungen. Grundsätzlich sind folgende Messgeräte vorgesehen:

- a) Lastprofilzähler für die Erfassung von Lastgängen mit viertelstündlicher Durchschnittsbelastung für alle Netzbenutzer (Entnehmer und Einspeiser) von elektrischer Energie, sofern sie 50 kW Leistung und 100.000 kWh Jahresverbrauch oder Einspeisung überschreiten (§ 18 ElWOG). Die so ermittelten Lastgänge sind für die Berechnung der Ausgleichsenergie heranzuziehen. Die höchste monatliche viertelstündliche Durchschnittsbelastung wird für die Verrechnungsleistung bei den Systemnutzungstarifen angewendet.
- b)  $\frac{1}{4}$  h Maximumzähler für die Erfassung von Verrechnungsleistungen für Netznutzungstarife bei gemessener Leistung, die bei Verbrauchern eingesetzt werden, die die Grenzen des § 18 ElWOG nicht überschreiten. Aufgrund der Struktur der Netztarife haben diese Zähler meist die Möglichkeit, bis zu 4 Tarifzeiten zu erfassen (HT und NT im Sommer und Winter). Die Umschaltung zwischen den Tarifzeiten erfolgt entweder durch Rundsteuerung oder durch das Messgerät selbst.
- c) Messgeräte für die Erfassung von Arbeitswerten bei Netznutzern mit nicht gemessener Leistung, wobei diese auch als Doppeltarifzähler für die Messung in mindestens 2 Tarifzeiten ausgestaltet sein können.
- d) Tarifschaltgeräte (Rundsteuerempfänger oder Schaltuhren), die zur Unterbrechung von Stromlieferungen bzw teilweise auch zum Umschalten zwischen Hoch- und Niedertarif verwendet werden und für die Anwendung von unterbrechbaren Stromlieferungen notwendig sind. Solche Geräte können auch in Mehrfachtarifzählern integriert sein.

In der Praxis des Netzbetreibers werden noch folgende Einteilungen vorgenommen:

ad c) Bei Messgeräten für die Erfassung von Arbeitswerten wird in der Praxis zwischen Drehstrom- und Wechselstromzähler unterschieden, wobei Wechselstromzähler bei nur einphasig installierten Objekten („Lichtstrom“) zum Einsatz kommen, und aufgrund der einfacheren Bauweise auch entsprechend billiger in der Anschaffung sind.

Für die Erfassung der Lieferung des Bezuges von Blindarbeit werden eigene Blindstromzähler eingesetzt, die in Bauform, Ausführung und Kosten allerdings meist den Drehstromzählern gleichzusetzen sind.

Vielfach müssen bei Messungen aufgrund technischer Notwendigkeit auch Strom- und Spannungswandler eingesetzt werden, da die Spannungshöhe bzw Stromstärke für die Messgeräte zu groß sind. Wandler müssen jedoch nicht abgelesen werden, wodurch lediglich Kosten der Installation bzw sehr geringe laufende Kosten für die Eichung anfallen.

Die in dieser Verordnung angeführten Arten von Messungen halten sich weitestgehend an die Empfehlung des Verbandes der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ). Verglichen mit dieser Empfehlung wurde jedoch die 3-Tarifzählung weggelassen, da sie in der Praxis kaum mehr Bedeutung hat. Als notwendige zusätzliche Kategorien wurden die 1-Tarif Wechselstromzählung und die Blindstromzählung sowie Tarifschaltgeräte aufgenommen. Dies erscheint notwendig, da die Konfigurationen nicht immer alle diese zusätzlich notwendigen Geräte umfassen.

Unter 2-Tarif-Zählung ist nur eine Zählung mittels Doppeltarifzähler zu verstehen. Beinhaltet eine Kundenanlage jedoch beispielsweise zwei Zählpunkte (Normal und Nachtstrom „unterbrechbar“), dann errechnet sich der Höchstpreis für diese Messung aus der Summe der eingesetzten Geräte (zB 1-Tarif – Drehstromzählung + 1-Tarif – Wechselstromzählung + Tarifschaltgerät).

### **Zu § 11 Verrechnung der Entgelte**

Mit dieser Bestimmung wird festgelegt, welchen Netzbenutzern welche Komponenten der Systemnutzungstarife zu verrechnen sind. Klargestellt wird damit, welche Entnehmer zur Bezahlung des Netzverlust- und des Netznutzungsentgelts verpflichtet sind. Nicht davon erfasst sind danach derzeit Pumpstromlieferungen an Pumpspeicherkraftwerke und der Eigenbedarf des Netzes.

### **Zu § 12 Allgemeine Grundsätze der Kostenermittlung**

Die Vorgaben für die Ermittlung der notwendigen Kosten für die Bestimmung der Tarife finden sich im EIWOG. Die Vollziehung des § 13 Abs 1 Ökostromgesetz fällt klar in den Zuständigkeitsbereich des BMWA. Eine unmittelbare Handlungspflicht bzw Vollziehungskompetenz der ECK lässt sich in diesem Zusammenhang aus dem Gesetz nicht ableiten. Die Formulierung in § 13 Abs 1 Ökostromgesetz, dass „diese Kosten“ (gemeint sind damit wohl die Ersparnisse des Netzbetreibers an vorgelagerten Netzkosten aufgrund dezentraler Einspeisung) „bei der Ermittlung des Systemnutzungstarifs hinzuzurechnen sind“, ist so zu interpretieren, dass ihr lediglich deklarativer Charakter zukommt. Das heißt, es wird damit klargestellt, dass bei der Festsetzung der Systemnutzungstarife die Auswirkungen des KWK-Anlagenbetriebs auf die Systemnutzungskosten des Netzbetreibers bei der Systemnutzungstarifizierung mit zu berücksichtigen sind. Diese Vorgangsweise ergibt sich bereits aus den Vorgaben von § 25 EIWOG und wird von der ECK bei der Bestimmung der Systemnutzungstarife auch praktiziert.

Bei der Ermittlung der Kostenbasis für die Systemnutzungstarife ist von den ursprünglichen Anschaffungskosten auszugehen, weshalb höhere Wertansätze aufgrund Veräußerungen und Umgründungen (zB Firmenwerte) zu eliminieren sind. Damit wird erreicht, dass Kosten nur einmal geltend gemacht werden können.

Ein wesentliches Kriterium für Kostenermittlung ist auch, dass nur die für den Betrieb eines Netzes notwendigen Kosten zu berücksichtigen sind. So ist bspw nach den Erläuterungen zur sogenannten Grundsätze-Verordnung (BGBl II 51/1999) die Gebrauchsabgabe als öffentlich-rechtliche Abgabe von den Netzbenutzern neben den im Elektrizitätsrecht vorgesehenen Entgelten zu entrichten. Bei der Ermittlung der Kostenbasis für die Bestimmung der Systemnutzungstarife werden jene Kosten, welche dem Netzbetreiber für die Entrichtung der Gebrauchsabgabe entstehen, nicht berücksichtigt. Auch nach Novellierung der Rechtslage (Neuregelung des § 25 EIWOG) geht die Behörde bei der Festsetzung der Netztarife von dieser Vorgangsweise aus, da nach den Gesetzesmaterialien zu § 25 EIWOG keine inhaltliche Abkehr von den Vorgaben der Grundsätze-Verordnung beabsichtigt war. Einige Unternehmen sind zur Zahlung einer Gebrauchsabgabe verpflichtet, der überwiegende Teil jedoch nicht, es erscheint somit nicht sachgerecht, die Abgabe als Kostenbestandteil anzuerkennen. Die Beschränkung der Verpflichtung zur Leistung der Gebrauchsabgabe auf einen bestimmten Kreis von Unternehmen („gemeindeeigene Unternehmen“) zeigt deutlich, dass die Gebrauchsabgabe für den Betrieb eines Stromnetzes keinen allgemeinüblichen und notwendigen Aufwandsposten darstellt. Sie wird daher auch nicht als Kostenbestandteil der Systemnutzungstarife anerkannt.

Die Ergebnisrechnung nach § 8 Abs 3 EIWOG, die auf die Gewinn- und Verlustrechnung des Gesamtunternehmens überzuleiten ist, beinhaltet definitionsgemäß Werte der handelsrechtlichen Rechnungslegungsvorschriften. Wiewohl „Aufwand“ und „Kosten“ als zentrale betriebswirtschaftliche Begriffe unterschiedlich definiert sind und unterschiedliche Begriffsinhalte haben, hat sich in der betrieblichen Kalkulation eine weitgehende Annäherung dieser Begriffe entwickelt. Bereits in der Grundsätze-Verordnung, deren Kostenermittlungssystematik sich nach wie vor in den Preisbestimmungsverfahren wiederfindet, wurden, durch das Abstellen auf Anschaffungskosten, pagatorische Werte und das Abstellen auf die Ist-Verhältnisse eines bestimmten Tarifierungsjahres, wesentliche Elemente der Aufwandsgleichheit angenommen.

Die in der außer Kraft getretenen Grundsätze-Verordnung festgelegten Prinzipien für die Kostenermittlung ergaben folgende von der handelsrechtlichen „Unbundling-Ergebnisrechnung“ im Sinne des § 8 Abs 3 EIWOG abweichende Grundsätze:

- Bei Personalkosten und Sozialkapital ist von einem angemessenen Personalstand sowie einer angemessenen Höhe auszugehen. Es ist daher möglich, dass die Personalkosten aufgrund überhöhter Löhne und Gehälter bzw unangemessen hoher Personalstände einerseits, aber auch durch unangemessen hohe Passivbezüge andererseits, niedriger sind als die entsprechenden Aufwendungen.
- Die Abschreibungskosten sind mit steuerlichen (längeren) anstatt handelsrechtlichen Nutzungsdauern anzusetzen. Dies führt zu geringeren Abschreibungskosten im Vergleich zu den Abschreibungsaufwendungen.
- Die Zuordnung und Auflösung von Baukostenzuschüssen wird auf 15 Jahre (anstatt handelsrechtlich in der Regel 20 Jahre) verkürzt und führt zu höheren Kostenminderungen.
- Kosten für Körperschaftssteuer sind nur im Ausmaß der Differenz zwischen Körperschaftsteuersatz und Kapitalertragssteuersatz unter die Kosten aufzunehmen.

- Pensionsrückstellungen sind nach dem Teilwert- oder Gegenwartswertverfahren auf Basis der gegenwärtigen Gehälter mit einem Rechnungszinssatz von 6 % zu berechnen. Hier kam es durch die Anwendung unterschiedlicher Rechnungszinssätze (bis zu 3,5%) zu Unterschieden im Vergleich zur handelsrechtlichen Ermittlung der Personalaufwendungen.
- Als Zusatzkosten werden hingegen die Prämie für das allgemeine Unternehmungswagnis sowie die Eigenkapitalverzinsung anerkannt.

Abgesehen von den inhaltlichen Unterschieden haben Kosten und Aufwand auch eine zeitliche Dimension, die im Unterschied zum „Aufwands“- Begriff eine Normalisierung mit sich bringt. Dies bedeutet, dass besondere Aufwendungen oder Erträge eines Tarifierungsjahres zu ungerechtfertigten Ergebnissen führen können, insbesondere dann, wenn ein Tarifierungsjahr als Beginn einer Regulierungsperiode für einen längeren Zeitraum wirkt. Aus diesem Grund ist es sachgerecht, wenn außerordentliche Effekte in Hinblick auf deren Nachhaltigkeit eliminiert werden müssen. Bei der Definition dieser Effekte muss allerdings aus Vergleichbarkeitsüberlegungen ein besonders strenger Maßstab angesetzt werden, um übermäßige Einzelfallbetrachtungen zu vermeiden. Es ist daher sinnvoll, einmalige Effekte nur bei strukturellen Änderungen (zB im Bereich des Sozialkapitales oder aber bei wesentlichen Dotierungen von Vorruhestandsrückstellungen) zur Anwendung zu bringen. In diesen Fällen sind die identifizierten besonderen Aufwendungen und Erträge durch repräsentative Werte zu ersetzen.

Zusatzkosten sind definitionsgemäß nur dann Zusatzkosten, wenn sie die im Tarifierungszeitraum festgestellte Summe der Kosten übersteigen. Dabei ist es wesentlich festzustellen, ob nicht durch die Veränderung aller anderen Kostenpositionen, eine Kompensation dieser Zusatzkosten möglich ist. Eine gesicherte Beurteilung, inwieweit „Zusatzkosten“ zusätzlich zu genehmigen sind, kann letztlich erst nach jenem Tarifierungszeitraum beurteilt werden, in welchem diese Kosten anfallen. Bei wesentlichen Kostenänderungen oder Kostenminderungen steht das im § 55 EIWOG vorgesehene Antragsrecht auf Neufestsetzung der Systemnutzungstarife jederzeit zur Verfügung.

### **Zu § 13 Finanzierungskosten**

Die Bestimmung angemessener Finanzierungskosten ist eine wesentliche Grundlage für die Investitionsbereitschaft und damit die Versorgungssicherheit für Elektrizitätsnetze. Stellen Investoren Netzbetreibern Kapital zur Verfügung, so verlangen sie dafür aus dem Opportunitätskostenprinzip heraus eine entsprechende Vergütung. Regulierte Unternehmen müssen zur Sicherstellung der zukünftigen Kapitalbereitstellung durch den Kapitalmarkt den Kapitalgebern im Rahmen der Regulierung genau jene Rendite gewähren, die diese für eine Investition ihrer Mittel in einer Anlage mit vergleichbarer Risikostruktur erhalten. Die bisher zur Anwendung gelangte Bestimmung zur Abgeltung dieser Kosten war in der Grundsätze-Verordnung unter den Positionen „Finanzierungskosten“, „Risikozuschlag“ sowie „Steuern“ enthalten. Dabei wurden die unternehmensspezifische Kapitalstruktur sowie die dafür anfallenden Kosten durch direkte Zuordnung oder Schlüsselung ermittelt. Für das zugerechnete Eigenkapital wurde der 10-Jahresdurchschnitt der Sekundärmarktrendite „Emittenten gesamt“ bestimmt. Die Prämie für das allgemeine Unternehmungswagnis bestand aus verschiedenen Komponenten, die in Summe 0,25 % der gesamten Kosten nicht überschreiten durften. Weitere Zuschläge für das allgemeine Unternehmungswagnis waren nicht vorgesehen. Zusätzlich wurden die Kosten der Körperschaftssteuer im Ausmaß der Differenz zwischen Körperschaftssteuersatz (34 %) und Kapitalertragssteuersatz (25 %) aufgenommen.



Die im Zuge der Prüfung der Systemnutzungstarife gewonnenen Erfahrungen sowie die steigende Komplexität der betrieblichen Finanzierung und die Erkenntnisse anderer regulierter Bereiche im In- und Ausland führten zu Untersuchungen, inwieweit die Ermittlung der Finanzierungskosten bestmöglich modernisiert und weiterentwickelt werden kann.

Eine neue Systematik sollte folgenden Anforderungen Rechnung tragen:

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

Die Erarbeitung von Vorschlägen für ein geeignetes Modell erfolgte in Zusammenarbeit mit Vertretern der Elektrizitätsbranche sowie unter Beiziehung mehrerer Gutachter. Einhelliger Vorschlag war die Auswahl eines WACC-Verfahrens (weighted average cost of capital), also die Ermittlung eines gewichteten Eigen- und Fremdkapitalzinssatzes, der auf das eingesetzte Kapital Anwendung findet. Dieses Verfahren wird von den Regulierungsbehörden in Europa in verschiedenen Formen angewendet.

Im Gegensatz zu der bisher angewendeten Einzelzuordnung von Kapitalpositionen, die sich in der Praxis – insbesondere bei integrierten oder in Umgründung befindlichen Unternehmensstrukturen – als problematisch herausgestellt hat, müssen unternehmenstypische Annahmen der zu bestimmenden Parameter getroffen werden. Zur Ermittlung angemessener Finanzierungskosten sind dies:

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

Zu diesem Problemkreis liegen folgende Gutachten vor: Von Prof. Dr. Stefan Bogner wurde das „Gutachten zur Bestimmung einer neuen Systematik der Finanzierungskosten für Betreiber von Elektrizitätsnetzen sowie die Bestimmung angemessener Berechnungsfaktoren“ (Gutachten Bogner) erstattet. Dieses Gutachten wurde für die Diskussion mit den Branchenvertretern verwendet. Als zweite Expertise lag mit Januar 2003 ein vom VEÖ (Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs) in Auftrag gegebenes Gutachten „Die Ermittlung des gewogenen durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (WACC) für Stromnetzbetreiber in Österreich“ (Gutachten London Economics) vor.

Weiters wurde der Unternehmensberater Bernhard Haider von der ECK mit der Erstellung eines Gutachtens zur Evaluierung der bisherigen Erkenntnisse sowie der Ermittlung eines daraus resultierenden Ergebnisses beauftragt. Dieses Gutachten ist aufgrund der detaillierten und sachgerechten Auseinandersetzung und den schlüssigen und widerspruchsfreien Folgerungen als Grundlage für die Feststellungen der ECK zu den Finanzierungskosten heranzuziehen.

Die ECK setzte sich eingehend mit den in den drei vorliegenden Gutachten vorgebrachten Argumenten und empfohlenen Vorgehensweisen auseinander und erachtete folgende Parameter für die Bestimmung angemessener Finanzierungskosten als sachgerecht:

Der risikolose Zinssatz entspricht dem Zinssatz für Staatsanleihen. Für die Bestimmung des risikolosen Zinssatzes stehen einerseits historische Daten (Durchschnittswerte österreichischer Staatsanleihen) aber auch stichtagsbezogene Werte zur Verfügung. In den Gutachten Bogner und London Economics wird die durchschnittliche Rendite von österreichischen Staatsanleihen der letzten fünf bzw drei Jahre herangezogen, die sich auf 5,14 % bzw 5,12 % beläuft. Da es sich bei der Bestimmung von Systemnutzungstarifen um eine zukunftsorientierte Entscheidung handelt, sind möglichst aktuelle, für die Zukunft relevante Parameter zu berücksichtigen. Diese Vorgehensweise wird im Gutachten Haider gewählt. Als Grundlage für aktuelle Markterwartungen über zukünftige Zinssätze bzw Inflationserwartungen wird der aktuelle Zinssatz österreichischer Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 Jahren herangezogen, der mit Stichtag 30. Juni 2003 3,94 % beträgt. Der risikolose Zinssatz ist Ausgangsbasis für die Berechnung der Fremdkapitalzinsen und die Eigenkapitalzinsen. Die ECK erachtet daher einen risikolosen Zinssatz von 3,94 % als sachgerecht.

Die Marktrisikoprämie wird aus dem Vergleich der Renditen im Aktienmarkt und Renditen längerfristiger staatlicher Anleihen gewonnen. Abhängig vom Betrachtungszeitraum sowie dem relevanten Kapitalmarkt weichen die Marktrisikoprämien zum Teil stark voneinander ab. Von Bogner wird eine Untersuchung von Ibbotson Associates für den österreichischen Markt verwendet. Von London Economics wird die Marktrisikoprämie mit 6,36 % ermittelt. Auf Basis empirischer Untersuchungsergebnisse (Bandbreite von 4 % bis 6 %), wird von Haider die Marktrisikoprämie mit 5 % angesetzt. Aus Sicht der ECK liegt die relevante Marktrisikoprämie daher bei 5 % .

Das unverschuldete Beta, das heißt die Risikoeinschätzung des nicht diversifizierbaren Risikos, ist für Stromnetzbetreiber einzuschätzen. Ein Betawert von 1 entspricht definitionsgemäß der Markterwartung des Gesamtmarktes. Während von Bogner ein unverschuldetes Beta von 0,2 bis 0,25 ermittelt wird, führt London Economics ein Beta von 0,36 an. Von Haider wird die Bandbreite des unverschuldeten Beta von 0,3 bis 0,35 ermittelt. Diese Einschätzungen werden von der ECK auch unter Berücksichtigung der von den Gutachtern Bogner und London Economics vorgegebenen Bandbreite (0,2 bis 0,36) als angemessen betrachtet.

Die zugrunde liegende Kapitalstruktur, also die Aufteilung zwischen Eigen- und Fremdkapital, hat maßgeblichen Einfluss auf die gewichteten Finanzierungskosten. Von Bogner wurde ein Eigenkapitalanteil von 30 % angenommen, wobei im Fremdkapital unverzinsliche Baukostenzuschüsse pauschal mit einem Sechstel berücksichtigt wurden. Von London Economics wurde ein Eigenkapitalanteil von 30 % bis 60 % vorgegeben. Haider legte eine Bandbreite des Eigenkapitalanteils von 40 % bis 50 % vor. Unter Berücksichtigung dieser Bandbreiten wird von der ECK ein durchschnittlicher Eigenkapitalanteil von 45 % des bereits um unverzinsliche Baukostenzuschüsse bereinigten Kapitals ermittelt.

Im Gutachten Bogner wird argumentiert, dass bei regulierten Netzbetreibern von risikolosem Fremdkapital ausgegangen werden kann. Die Fremdkapitalkosten werden daher in Höhe des risikolosen Zinssatzes angesetzt. Das Gutachten von London Economics geht davon aus, dass ein Risikozuschlag auf den risikolosen Zinssatz in der Bandbreite von 72 bis 266 Basispunkten angemessen ist. Von Haider wird ebenfalls ein Zuschlag zur Ermittlung der Eigenkapitalkosten angesetzt, dieser allerdings mit 60 Basispunkten fixiert. Dieser Wert ist nach den Erwägungen der ECK auch bei der Ermittlung der Fremdkapitalzinsen heranzuziehen.

Unter Berücksichtigung eines risikolosen Zinssatzes von 3,94 %, einer Marktrisikoprämie von 5 %, einem unverschuldeten Beta von 0,30 bis 0,35, ergibt sich ein Eigenkapitalkostensatz von rund 10,4 % vor Steuern. Der Fremdkapitalkostensatz beträgt rund 4,5 % vor Steuern. Unter den obigen Annahmen erhält man daraus einen gewogenen Durchschnittsfinanzierungssatz (WACC) von 7,65 % vor Steuern.

Es ist zu beachten, dass dieser Finanzierungssatz lediglich auf das verzinsliche Kapital angewendet wird. Auf Basis der Kapitalstrukturen wurde ein repräsentativer Branchendurchschnitt untersucht und eine durchschnittliche Kapitalstruktur ermittelt, anhand derer ein repräsentativer Schnitt unverzinslich zur Verfügung stehender Kapitalteile (Lieferantenverbindlichkeiten, erhaltene Anzahlungen, bestimmte Verbindlichkeiten und Rückstellungen wie Rechnungsabgrenzungen und insbesondere Baukostenzuschüsse) ermittelt wurde. Der Anteil der anhand der Jahresabschlüsse der Netzbetreiber erhobenen – zusätzlich zu den unverzinslich zur Verfügung stehenden Baukostenzuschüssen bestehenden – Kapitalanteile weist zum Ende des Geschäftsjahres 2001 im Durchschnitt rund 15 % des Gesamtkapitals auf.

Zur Ermittlung der Finanzierungskosten ist daher der rechnerische Eigenkapitalanteil von 45 % mit dem Zinssatz von 10,4 % und das verzinsliche Fremdkapital in Höhe von 40 % des Kapitalanteils mit dem Zinssatz von 4,5 % zu berechnen. Die so ermittelten Finanzierungskosten werden von der ECK als angemessen erachtet.

#### **Zu § 14 Grundsätze der Kostenzuordnung für integrierte Unternehmen**

Integrierte Elektrizitätsunternehmen müssen ihre Kosten auf die Tätigkeiten Erzeugung und Stromhandel, Übertragung, Verteilung und sonstiger Bereiche sachgerecht und nachvollziehbar aufteilen. Dies erfolgt durch ein Szenario vollständig entflochtener Unternehmen, die ihre Aktivitäten gleichwertig gegenüberstellen und Synergievorteile fair und symmetrisch aufteilen.

Die von der ECK beauftragten Prüfungen der Kostenbasis für die Bestimmung der Systemnutzungstarife haben gezeigt, dass die Zuordnung der Kosten der einzelnen Unternehmen zu den jeweiligen Tätigkeitsbereichen nicht durchgängig auf transparente und nachvollziehbare Weise geschieht. So wird beispielsweise bei der Aufteilung der Kosten für Kundenberatung von einem Konzept ausgegangen, das noch aus einer Zeit stammt, in welcher der Markt erst für einen Teil der Kunden geöffnet war. Seit der Liberalisierung des Strommarktes für alle Kunden ist jedoch in dieser Hinsicht von anderen Voraussetzungen und einer geänderten adäquaten Aufteilung dieser Kosten auszugehen.

Grundsätzlich wurde bei der Aufschlüsselung der Kosten nicht von allen Unternehmen eine sachlich gerechtfertigte Belastung der Netzkosten im Vergleich zu den Belastungen des Wettbewerbsbereichs und der sonstigen Bereiche durchgeführt. Zur Vermeidung von Diskriminierungen wurden diese übergreifenden Bereiche einer besonders sorgfältigen Prüfung unterzogen.

Die Zuordnung der Kosten hat prinzipiell direkt, auf Ebene des Einzelkontos bzw des Einzelbelegs, zu erfolgen. Sofern eine direkte Zuordnung nicht möglich ist oder mit unverhältnismäßig hohem Aufwand verbunden ist, kann eine Schlüsselung, die den Grundsätzen der Nachvollziehbarkeit und Sachlichkeit entspricht, vorgenommen werden. Eine materielle Sachgerechtigkeit der Aufteilung ist dann gegeben, wenn sie entsprechend den wahren wirtschaftlichen Verhältnissen erfolgt. Von einer Nachvollziehbarkeit für Dritte

kann gesprochen werden, wenn eine ausreichende Dokumentation, etwa in Form von Stundenaufzeichnungen jener Mitarbeiter, die bereichsübergreifend tätig sind, vorgelegt werden kann. Weiters können beispielsweise Organigramme und Funktionsbeschreibungen zur Plausibilisierung dienen.

Sofern die Vorgehensweise der jeweiligen Unternehmen nicht nachvollziehbar und transparent dokumentiert wurde und somit keiner Plausibilitätsprüfung standhielt, wurden von der ECK insbesondere die Personal- und Verwaltungskosten nach einer sachgerechten Schlüsselung auf die einzelnen damit belasteten Unternehmensbereiche aufgeteilt.

### **Zu § 15 Kostenwälzung**

Ausgehend von den Gesamtkosten der obersten Spannungsebene werden 40 % der Kosten nach der Brutto- und 60 % nach der Nettomethode verteilt. Hierbei werden die 40 % brutto wie folgt abgerechnet: 16,5 % der Gesamtkosten der Höchstspannungsnetze werden der Systemdienstleistung und damit den Erzeugern (einschließlich Eigenerzeuger) zugeordnet; 23,5 % der Gesamtkosten des Höchstspannungsnetzes werden nach dem in kWh gemessenen Gesamtverbrauch aller Endverbraucher aufgeteilt.

Von den 60 % netto werden 24,5 % nach den elektrischen Leistungen (kW) und 35,5 % nach kWh verteilt, wobei 11 % für die Abdeckung der Netzverluste gerechnet werden. Dieses Verhältnis gilt dann auch für die Kostenwälzung unterhalb der Höchstspannungsebene von Ebene zu Ebene. Die 23,5 % brutto aus dem Höchstspannungsnetz werden hingegen direkt weitergegeben.

Pumpstromlieferungen an Kraftwerke und der Eigenbedarf des Netzes sind von der Umverteilung der Netzkosten ausgenommen. Durch den Punkttarif ist auch der (mehrmalige) Stromhandel nicht mit Netzkosten belastet.

### **Zu § 16 Kriterien für die Tarifbestimmung**

Die Tarifbestimmung hat grundsätzlich auf Basis aktueller Daten zu erfolgen. Die für eine vollständige und einheitliche Prüfung zur Verfügung stehenden Kosten und Gesamtabgabemengen beziehen sich grundsätzlich auf das Geschäftsjahr 2001. Um diese Datenbasis einer sachgerechten Aktualisierung für den Zeitraum ab Inkrafttreten der Verordnung zu unterziehen, werden bei der Tarifbestimmung die nachfolgend beschriebenen Faktoren berücksichtigt.

Bei der Bestimmung der Tarife werden dem Netzbetreiber Zielvorgaben auferlegt, welche sich am Einsparungspotential der Unternehmen orientieren. Das Einsparungspotential ist das Ausmaß, in dem der Netzbetreiber seine Kosten beeinflussen kann, ohne die Qualität seiner Dienstleistung (den „Transport“ von Strom) zu verändern. Warum Kosten sich ändern oder geändert werden können, hat verschiedene Ursachen.

Für die allgemeine Preisveränderung von Produktionsfaktoren (sprich Kostenveränderungen) gibt es Gründe, die nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers stehen. Zum Beispiel kann der allgemeine Mangel an Arbeitskräften zu hohen Personalkosten führen, während etwa aufgrund steigender heimischer Wechselkurse sich importierte Produktionsgüter verbilligen können. Die Kosten des Netzbetreibers verändern sich danach aufgrund der von ihm nicht beeinflussbaren Preislandschaft.

Als weitere Gründe für eine Kostenänderung, die nicht zwingend im Einflussbereich des Netzbetreibers stehen und den Betrieb eines Netzes fallweise deutlich verbilligen, können genannt werden: Die Entwicklung neuer Technologien (Material- und Geräteinnovationen)

oder die Veränderungen in den organisatorischen Möglichkeiten (beispielsweise aufgrund neuer arbeitsrechtlicher Bestimmungen). Andererseits kann auch ein Nachfragezuwachs seitens der Kunden, der mit dem Ansteigen der transportierten Menge an Strom verbunden ist, die Stückkosten (Kosten je transportierter kWh) deutlich reduzieren.

### Berücksichtigung der Kostensteigerung im Netzbetrieb (Inflationsbereinigung)

Zur Einhaltung des Grundsatzes der Kostenorientierung ist die Anpassung der Kosten durch einen Inflationsfaktor notwendig. Diese Anpassung ist auch für inflationsbedingte Kostenänderungen zwischen Kostenerhebung und Beginn der Tarifierung vorzunehmen. Um die Kostensteigerung im Netzbetrieb (Änderung der Preise der maßgeblichen Produktionsfaktoren) zu berücksichtigen, werden die Tarife jedes Jahr um die Inflationsentwicklung angepasst.

Im internationalen Vergleich der Anreizregulierung für Netzbetreiber kamen der Verbraucherpreisindex (VPI), ein spezifischer Netzbetreiber- bzw Branchenindex (NPI) und andere produktionskostenspezifische Indizes (wie beispielsweise der Großhandelspreisindex) als Inflationsfaktoren zur Anwendung. Zwei alternative Inflationsmechanismen wurden genauer diskutiert: Verbraucherpreisindex und Netzbetreiberindex. Die Anwendung des Großhandelspreisindex wurde aufgrund seiner hohen Volatilität und der daraus entstehenden großen Schwankungen der Tarife bzw Erlöse, welche die Planung im Netzbetrieb deutlich erschweren können, verworfen.

Für die Anwendung des Verbraucherpreisindex spricht sein stabiler Verlauf (und die damit verbundene Planungssicherheit), die Objektivität und die bislang traditionelle Verwendung im Preisgesetz. Der individuell ausgearbeitete Netzbetreiberindex hingegen kann die Entwicklung der maßgeblichen Kostenkomponenten im Netzbetrieb genauer nachzeichnen.

Die ECK hat nach ausführlicher Abwägung der Vor- und Nachteile der beiden Varianten der Inflationsbereinigung unter Berücksichtigung der von den Netzbetreibern eingebrachten Gutachten (unter anderem von Wirl/Rodgarkia-Dara, „Gutachten zu den Vorschlägen zur Regulierung von Netztarifen“. Im Auftrag des VEÖ, 2002 und NERA, „Auswertung des Regulierungsmodells der E-Control“. Ein Bericht für die Arbeitsgruppe Regulierung im Auftrag des VEÖ, 2003) entschieden, einen Netzbetreiberindex zur Bereinigung der Netzbetreiberkosten heranzuziehen.

Der Netzbetreiberindex setzt sich aus einzelnen Indizes zusammen. Um dem Anspruch der Objektivität des Netzbetreiberindex nachzukommen, wurden die Indizes so gewählt, dass sie von einer unabhängigen Stelle erhoben bzw publiziert werden. Die Auswahl und Gewichtung der einzelnen Indizes war bestimmt durch das Ziel, sachgerecht die Entwicklung der maßgeblichen Kosten im Netzbetrieb widerzuspiegeln. Als unabhängige Stelle mit einer objektiv auf Basis von großen Stichproben erhobenen und einer breiten Palette an Preisindizes wurde die Statistik Austria (<http://www.statistik.at>)<sup>1</sup> ausgewählt.

Der Netzbetreiberindex setzt sich aus folgenden gewichteten Indizes zusammen:

---

<sup>1</sup> Verwendet wurden der Tariflohnindex 1986 (Generalindex) (Homepage [www.statistik.at](http://www.statistik.at) unter Statistische Übersichten/Einkommen/Tariflohnindex), der Baupreisindex 2000 (Hoch- und Tiefbau) (Homepage [www.statistik.at](http://www.statistik.at) unter Statistische Übersichten/Preise/Baupreisindex und der Verbraucherpreisindex 2000 (Homepage [www.statistik.at](http://www.statistik.at));

- 1) Tariflohnindex (Generalindex) erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Tariflohnindex dient als Näherungswert für die Preisentwicklung für Personalaufwand und Leistungsverrechnungen. Die Gewichtung des Tariflohnindex im Netzbetreiberindex beträgt 40 %.
- 2) Baupreisindex (gesamt) erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Baupreisindex dient als Näherungswert für die Preisentwicklung der Kapitalkosten und des Materialaufwandes. Die Gewichtung des Baupreisindex im Netzbetreiberindex beträgt 30 %.
- 3) Verbraucherpreisindex publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Verbraucherpreisindex dient als Näherungswert für die Entwicklung der sonstigen Kosten. Die Gewichtung des Verbraucherpreisindex im Netzbetreiberindex beträgt 30 %.

Die angeführten Gewichtungen orientieren sich an der durchschnittlichen, aktuellen Kostenstruktur österreichischer Netzbetreiber.

Da die Kosten verteilt über das gesamte Geschäftsjahr anfallen und eine detaillierte zeitliche Zuordnung auf einzelne Monate schwierig ist, wurde als sachgerechter Startpunkt der Inflationsbereinigung die Mitte des Geschäftsjahres 2001 des jeweiligen Unternehmens herangezogen. Endpunkt der Anwendung des Inflationsfaktors ist der 30. September 2003. Dieser Endpunkt bildet beim nächsten Beginn der Tarifierung wiederum den Startpunkt der Inflationsanpassung. Mit dieser Vorgehensweise wird eine lückenlose Abgeltung der inflationsbedingten Kostensteigerungen gewährleistet.

Die Errechnung des NPI erfolgt durch die Addition der kumulativen Veränderung der einzelnen gewichteten Indizes jeweils von der Mitte des Geschäftsjahres bis zum 30. 9. 2003.

<b>Netzbetreiberindex</b>							
	Baupreisindex (Hoch- und Tiefbau)	Verbraucherpreisindex	Tariflohnindex (Generalindex)	kumulative Veränderung: Ende jeweiliges Monat bis 30.Sept 2003			
	Ø 2000=100	Ø 2000=100	Ø 1986=100	Baupreisindex (Hoch- und Tiefbau)	Verbraucherpreisindex	Tariflohnindex (Generalindex)	Netzbetreiberindex
Quelle:	Statistik Austria	Statistik Austria	Statistik Austria				
Gewicht	30%	30%	40%				
<b>Mär. 01</b>	100,800000	102,000000	167,400000	2,0011	3,8753	5,3136	<b>3,8884</b>
<b>Jun. 01</b>	101,200000	102,900000	168,300000	1,5979	2,9668	4,7504	<b>3,2696</b>
<b>Sep. 01</b>	101,300000	103,100000	168,600000	1,4976	2,7670	4,5641	<b>3,1050</b>
<b>Dez. 01</b>	101,200000	103,300000	169,500000	1,5979	2,5681	4,0088	<b>2,8533</b>
<b>Sep. 03</b>	<i>102,817100</i>	<i>105,952800</i>	<i>176,295000</i>				

*kursiv*: hochgerechnet von letzten gemeldeten Wert

Die Verwendung von mehreren spezifischen Indizes, welche auf Basis einer breiten Stichprobe erhoben werden, dient dem Anspruch der sachgerechten und objektiven Nachbildung der maßgeblichen Kosten im Netzbetrieb. Um ein Festhalten an den derzeitigen Kostenstrukturen zu vermeiden, ist es wesentlich, die Gewichtungen regelmäßig danach zu überprüfen, ob sie noch der aktuellen Kostenstruktur im Netzbetrieb entsprechen. Der Einsatz des neu konstruierten Netzbetreiberindex erfordert jedenfalls dessen fortlaufende Prüfung der sachgerechten und objektiven Wirkung, um eine dauerhafte Anpassung der Entwicklung der maßgeblichen Kosten im Netzbetrieb sicherzustellen.

### Generelles Produktivitätspotenzial der Branche

Im generellen Produktivitätsfaktor ( $X_{gen}$ ) wird berücksichtigt, dass die Netztarife aufgrund der laufenden Verbesserung der allgemeinen Produktivität der Netzbetreiberbranche ein Reduktionspotenzial haben. Das heißt, der generelle Produktivitätsfaktor reflektiert das Verbesserungspotenzial des Verhältnisses zwischen Input und Output, welches dem Prozess der Dienstleistungserbringung jedes Netzbetreibers inhärent ist. Dieses inhärente Produktivitätswachstum ergibt sich unter anderem aus Mengensteigerungen sowie technologischem und organisatorischem Fortschritt. Während der letzten 10 Jahre lag das jährliche Mengenwachstum im Durchschnitt (dh das Wachstum der über das öffentliche Netz transportierten und an Endkunden abgegebenen Strommenge) in Österreich bei rund 2,4 %.

Als Grundlage für die Feststellung des X-Faktors dient die international anerkannte wissenschaftliche Arbeit von Bernstein/Sappington: „Setting the X Factor in Price-Cap Regulation Plans“. Journal of Regulatory Economics (1999), 16, pp. 5-25. Die in dieser Arbeit angestellte Analyse macht sich die langjährigen Unterschiede der Preisentwicklung der Produktionsfaktoren bzw. Produktivitätsentwicklung zwischen der Gesamtwirtschaft und der Branche der Netzbetreiber bei der Festlegung des allgemeinen Effizienzfaktors der Branche zu Nutze. Wie auch von Wirl/Rodgarkia-Dara erläutert, kann man auf Basis der wissenschaftlichen Arbeit von Bernstein/Sappington einen direkten Weg bei der Preisanpassung gehen, indem ein branchenspezifischer Inflationsindex sowie eine entsprechende branchenspezifische Produktivitätsentwicklung verwendet werden. Laut Bernstein/Sappington müssen u.a. auch mögliche strukturelle Produktivitätsbrüche und Quersubventionen zwischen regulierten und nicht regulierten Bereichen des Unternehmens bei der Festlegung eines generellen Produktivitätsfaktors berücksichtigt werden.

Die Produktivitätsentwicklung im Netzbetrieb von Elektrizitätsunternehmen wird anhand mehrerer Analyseschritte untersucht.

- a. Internationale Erfahrungen der Produktivitätsentwicklung von Netzbetreibern in verschiedenen Regulierungsregimen.
- b. Die Produktivitätsentwicklung von Branchen mit Kostenstrukturen ähnlich dem Netzbetrieb.
- c. Lokalisierung der Veränderung von künftigen Rahmenbedingungen für den Netzbetreiber und deren Auswirkungen auf die Produktivitätsentwicklung.
- d. Die historische Produktivitätsentwicklung der Branche.

### Internationale Erfahrungen

Die langjährige Produktivitätsentwicklung von Netzbetreibern wurde im internationalen Vergleich untersucht. Tabelle 1 bietet einen Überblick über die empirische Produktivitätsentwicklung (Totalfaktorproduktivität<sup>2</sup>) der Verteilernetzbetreiber in unterschiedlichen Ländern.

*Tabelle 1: Überblick über empirische Produktivitätsentwicklungen im Stromnetz.*

Land	Periode	Studie	TFP pro Jahr	Kommentar
------	---------	--------	--------------	-----------

<sup>2</sup> Totalfaktorproduktivität (TFP): Verhältnis der Outputs zu allen angewendeten Inputs.

Land	Periode	Studie	TFP pro Jahr	Kommentar
England und Wales	1990/91-1996/97	London Economics, 1999	3,5 %	Malmquist Index Frontier Shift: 3,9 % Catch up: -0,4 % In den letzten Jahren der Untersuchungsperiode hat sich die Produktivität am meisten gesteigert.
	1990/91-1997/98	Tilley/Weyman-Jones, 1999	6,3 %	Tornqvist Index
	1971-1993	Weyman-Jones/Burns, 1994	2,8 %	Malmquist Index Frontier Shift: 3 % Catch up: -0,2 %
	1986-97	Hattori/Jamasb/Pollitt, 2003	3,3 % - 6,1 %	Verwendung verschiedener Methoden; Die Produktivität hat sich ab 1994 stark gesteigert.
New South Wales, Australien	1981/82-1993/94	London Economics/ESAA, 1994	3,6 %	Malmquist Index Arbeitsproduktivität: 8,1 % Kapitalproduktivität: 0,2 % Produktivität von sonstigen Faktoren: 3,7 %
Norwegen	1983-89	Försund/Kittelsen, 1998	1,9 %	Malmquist Index Frontier Shift: 1,8 % Catch up: 0,1 %
	1994-98	ECON, 2000	2,8 %	In den letzten Jahren der Untersuchungsperiode hat sich die TFP am stärksten gesteigert.
	1995-98	NVE, 2001	2,5 %	Malmquist Index Frontier Shift: 2,48 % Catch up: 0,1 %
Ontario, Canada	1993-97	OEB, 1999	2,1 %	
Neu Zeeland	1994/95-1996/97	London Economics, 1999	1,4 %	Malmquist Index Frontier Shift: -1,3 % Catch up: 2,7 %
Spanien	1987-97	Arocena/Contin/Huerta, 2002	2,9 %	Tornqvist Index
USA	1994-96	London Economics, 1999	0,7 %	Malmquist Index Frontier Shift: 2,3 % Catch up: -1,6 %
	1972-94	Makholm, 2003	1,86 %	Für unterschiedliche Regionen variiert die Produktivität zwischen 0,96 % und 2,76 %



Land	Periode	Studie	TFP pro Jahr	Kommentar
	1984-94	Makholm, 2003	2,08 %	Für unterschiedliche Regionen variiert die Produktivität zwischen 1,36 % und 3,12 %
Nord-Irland	1971-94	Competition Commission, 2002	3,1 % (5,2 % ab Privatisierung)	Frontier Shift: 3,3 % (6,9 % ab Privatisierung) Catch up: -0,2 %

**Quellen:** Arocena/Contin/Huerta: "Price regulation in the Spanish energy sector: who benefits?"; Energy Policy 30, 2002, S. 885-895; ECON (2000): "The Nordic electricity reform: Economic and environmental consequences". Working Paper 3/2000; Competition Commission (2002): "Northern Ireland Electricity Plc.: A report on a reference under Article 15 of the Electricity (Northern Ireland) Order 1992"; ECON (2001): "Justeringsparameter for nyinvesteringer". ECON Notat 73-01; Førsund/Kittelsen (1998): „Productivity Development of Norwegian Electricity Distribution Utilities“. Resource and Energy Economics 20, p. 207-224; Hattori/Jamasb/Pollitt: „A comparison of UK and Japanese electricity distribution performance 1985-1998: lessons for incentive regulation“. DEA Working Paper WP 0212; London Economics Limited (1999): „Efficiency and benchmarking study of the NSW distribution businesses“. Independent Pricing and Regulatory Tribunal of New South Wales; London Economics Limited/ESAA (1994): "Comparative Efficiency of NSW Metropolitan Electricity Distributors, Report 1, May; Makholm (2003): "Price cap plans for electricity distribution companies using TFP analysis"; NERA Working Paper, April 9, 2003; NVE (2001): „Den økonomiske reguleringen av nettvirksomheten. Forslag til endring i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsrammer for nettvirksomheten og overføringstariffer av 11.03.1999 nr. 302“; OEB (1999): "Productivity and price performance for electric distributors in Ontario". July 6, 1999; Tilley/Weyman-Jones (1999): "Productivity Growth and Efficiency Change in Electricity Distribution". The 1999 BIEE Conference, St. John's College Oxford; Weyman-Jones/Burns (1994): "Regulatory Incentives, Privatisation, and Productivity Growth in UK Electricity Distribution". Centre for the Study of Regulated Industries. Technical Paper 1.

Auf Basis der dargelegten Studien über die tatsächliche Produktivitätsentwicklung von Verteilernetzbetreibern in der Elektrizitätswirtschaft in unterschiedlichen Ländern kann man nachstehende Folgerungen ableiten:

- Die tatsächlich erreichte Totalfaktorproduktivität (TFP) im europäischen Elektrizitätsnetzbetrieb liegt zwischen **1,9 % und 6,3 %** pro Jahr. Die TFP amerikanischer Elektrizitätsunternehmen ist generell etwas niedriger als in Europa, wobei es große regionale Unterschiede gibt. Die Ergebnisse amerikanischer Elektrizitätsunternehmen sind mit europäischen Elektrizitätsnetzbetreibern aber nicht ganz vergleichbar. Gründe dafür sind: 1) Die europäischen Netzbetreiber sind und waren größtenteils im öffentlichen Eigentum, während sich die amerikanischen Stromunternehmen immer im privaten Eigentum befanden. Die amerikanischen Unternehmen müssen bereits seit geraumer Zeit als Hauptziel Investorserwartungen bezüglich möglichst hoher Gewinne erfüllen. 2) Die europäischen Netzbetreiber wurden längstens seit 15 Jahren von einem branchenspezifischen institutionalisierten Regulator reguliert (Großbritannien), während in den USA der erste Regulator 1907 institutionalisiert wurde (New York). Dort haben Behörden bereits 1877 die Berechtigung bekommen, die Preise von Dienstleistungen „im öffentlichen Interesse“ festzulegen. Regulierung hat somit in den USA lange Tradition und ist dementsprechend viel ausgereifter als in Europa, was unter anderem die Veröffentlichung einer Reihe sehr detaillierter Daten zeigt, die etwa zur Ermittlung der langfristigen TFP unabdingbar sind.
- Die Studien zeigen weiter, dass die Produktivität der Netzbetreiber **nach einer Liberalisierung/Privatisierung kräftig anstieg**. So betrug beispielsweise der Langzeittrend der TFP in Großbritannien von 1971 – 1993 im Durchschnitt zwar nur 2,5 %, die TFP hat sich nach der Marktliberalisierung 1989 bzw. der Einführung einer Anreizregulierung auf 6,3 % pro Jahr in der Periode 1990/91 – 1997/98 kräftig verbessert. Dies wird auch durch Studien von anderen Ländern, die vor geraumer Zeit eine Liberalisierung des Marktes eingeführt haben, unterstützt. Dies zeigt nicht nur, dass Liberalisierung/Privatisierung bzw. Einführung neuer Regulierungsprinzipien zu

Produktivitätsverbesserungen führt, sondern auch, dass die erhöhte Produktivität über eine längere Periode beibehalten werden kann.

- In den meisten der Studien, die in Tabelle 1 aufgelistet wurden, haben sich **die besten Unternehmen stärker verbessert** als die im Vergleich ineffizienten Unternehmen. Die generellen Produktivitätsänderungen in vier von fünf Ländern wurden von den besten Unternehmen vorangetrieben. Abgesehen von Neuseeland ist zu erkennen, dass sich die Produktivitätssteigerung der besten Unternehmen (sogenannter Frontier Shift) üblicherweise zwischen 1,8 % und 3,9 % pro Jahr bewegte. In Nordirland erreichte dieser Wert bis 6,9 %.
- Die Studie von New South Wales zeigt weiter, dass die **Produktivitätsverbesserungen von allen Einsatzfaktoren** kommen können. Zwar hat die Arbeitsproduktivität zwischen 1981/82 und 1993/94 mit 8,1 % pro Jahr die Totalfaktorproduktivität am stärksten mitbestimmt, aber auch die Produktivität der sonstigen Einsatzfaktoren (ohne Arbeit und Kapital) hat mit 3,7 % pro Jahr deutlich zur Steigerung der TFP beigetragen. Am wenigsten hat sich die Kapitalproduktivität verbessert, wobei in der Studie besonders darauf hingewiesen wird, dass diese überraschend niedrig ist.

Internationale Erfahrungen zeigen, dass die TFP der Netzbetreiber in den liberalisierten Strommärkten zwischen 2,5 und 6 % pro Jahr gestiegen ist, und vor allem, dass sich die TFP nach der Einführung neuer Regulierungssysteme kräftig verbessert hat. Befände sich die Stromnetzbetreiberbranche eines Landes im Mittelfeld dieser Ergebnisse, so würde diese einen Anstieg der TFP von immerhin 4,2 % erreichen.

#### Produktivitätsentwicklung von Branchen mit ähnlicher Kostenstruktur

Da der Datenumfang zur Beurteilung der Produktivitätsentwicklung der Netzbetreiber zur Zeit noch begrenzt ist, wurde in einem weiteren Analyseschritt die Produktivitätsentwicklung von Branchen mit ähnlicher Kostenstruktur in Österreich untersucht. Dabei hat sich gezeigt, dass die langfristige Arbeitsproduktivität (1985-98) kapitalintensiver Branchen in Österreich über 5,0 % beträgt. Die Reduktion der Mitarbeiterzahl wurde 1997 und markant 1998 begonnen, davor stieg die Arbeitsproduktivität der Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Schnitt um 2 % jährlich und damit deutlich weniger als in vergleichbaren Branchen. Mittelfristig ist eine Steigerung der Arbeitsproduktivität von 5 % jährlich in verwandten Branchen möglich.

#### Lokalisierung der Veränderung von künftigen Rahmenbedingungen für den Netzbetreiber und deren Auswirkungen auf die Produktivitätsentwicklung

Überlegungen über die künftigen Möglichkeiten der Netzbetreiber zur Kostenoptimierung liefern Anhaltspunkte über die weitere Entwicklung der TFP der Netzbetreiber. Die historische Betrachtung der Produktivitätsentwicklung hat gezeigt, dass die Arbeitsproduktivität, berechnet auf Basis der Mitarbeiteranzahl, in den letzten Jahren markant gestiegen ist. Da sich die Reduktion der Mitarbeiterzahl zum Teil erst in der Zukunft in den tatsächlich sinkenden Kosten wiederfinden wird (zB durch Auslaufen von Vorruhestandsprogrammen, Sozialpläne etc), kann auch für die nächsten Jahre eine ähnliche Entwicklung der Arbeitsproduktivität auf Kostenbasis wie in der jüngsten Vergangenheit erwartet werden. Internationale Erfahrungen haben gezeigt, dass mit der Einführung von Anreizregulierungsmodellen die Arbeitsproduktivität der Netzbetreiber um bis zu 50 % gestiegen ist, und dass sich die TFP kräftig – bis zu 6,3 % pro Jahr – über eine längere Periode erhöhen kann. Ein Ziel der Liberalisierung von Märkten ist es, Unternehmen zu schaffen, die

ihre Entscheidungen nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten treffen. Sollten von den Elektrizitätsunternehmen auch weiterhin Aufgaben im öffentlichen Interesse übernommen werden, so können (zumindest mittelfristig) die Aufwendungen hierfür nicht mehr alleine von den nach betriebswirtschaftlichen Grundätzen zu führenden Unternehmen getragen werden, sofern dafür nicht ein gesonderter gesetzlicher Auftrag besteht. Zwar haben die Analysen gezeigt, dass bereits vor einigen Jahren begonnen wurde, Produktivitätsverbesserungen anzustreben, doch gibt es Hinweise, dass dieser Prozess noch nicht abgeschlossen ist und sich auch in den nächsten Jahren verstärkt fortsetzen wird. Da aber dem Netzbetreiber der Anreiz geboten werden soll, von seinen Optimierungsbemühungen auch selbst zu profitieren, ist es nicht sinnvoll, die höchstmögliche generelle Produktivitätsentwicklung (ca 5 – 6 %) in die Tarife umzulegen, sondern einen Produktivitätsfaktor (X-Faktor) unter dem tatsächlich möglichen Potenzial anzusetzen. Als sachlich gerechtfertigte Vorgabe der generellen Produktivitätsentwicklung der Branche (X-Faktor) wurde dementsprechend ein jährlicher Anstieg von **3,5 %** vorgesehen.

### Die historische Produktivitätsentwicklung der Branche

Um die Angemessenheit eines generellen Produktivitätsfaktors von 3,5 % zu überprüfen, wurden historische Produktivitätskennzahlen der österreichischen Netzbetreiber errechnet. Die vertikale Integration der Unternehmen und die daraus resultierenden fehlenden historischen Daten für den separaten Netzbetrieb ermöglichen nur die Berechnung einer 5-jährigen Zeitreihe für den Netzbetrieb. Die Berechnungen der TFP wurden hauptsächlich anhand technischer Daten und weniger anhand monetärer Daten vorgenommen:

- transportierte Energie pro installierter Leitungskapazität
- transportierte Energie pro Anzahl Mitarbeiter der gesamten vertikal integrierten Unternehmen<sup>3</sup>
- TFP der Gesamtwirtschaft für sonstige Kosten

Die drei Faktorproduktivitäten wurden auf Basis der bestehenden Kostenverteilung der österreichischen Netzbetreiber bei der Bestimmung der TFP gewichtet. Diese Gewichte betragen 40 % für Arbeitskosten, 30% für Kapitalkosten und 30 % für sonstige Kosten. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche TFP des Netzbetriebs für die Jahre 1996 – 2001 von 3,5 % pro Jahr.

Die Arbeitsproduktivität der EVU kann für eine längere Periode ermittelt werden als die TFP der Netzbetreiber. Zur Berechnung der Arbeitsproduktivität der EVU wurden Daten für den Nettoproduktionswert und der Mitarbeiterzahl von Statistik Austria herangezogen. Mit der Verwendung der Mitarbeiterzahl anstatt von Personalkosten wird die tatsächliche Kostenersparnis (reduzierte Personalkosten) erst etwas später ersichtlich. Zwar gab es auch in der Vergangenheit Einzeljahre mit hoher Arbeitsproduktivität der gesamten EVU, doch hat sich diese erst in letzter Zeit – vor der Liberalisierung im Jahr 1999 bestand ein langjähriger Trend von 2 % pro Jahr – deutlich verbessert.

Bernstein/Sappington spalten die TFP in zwei Teile auf: Produktivitätssteigerung aufgrund von 1. Verbesserung der Technologie und 2. Skaleneffekten. Die Skaleneffekte ergeben sich dann, wenn hohe Fixkosten vorliegen, wodurch sich die Durchschnittskosten pro transportierter Menge eines Unternehmens bei Mengensteigerungen bzw -reduktionen laufend

---

<sup>3</sup> Arbeitsproduktivität konnte nur anhand der Mitarbeiterzahlen der gesamten vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen berechnet werden. Da der Netzbetrieb den größten Kostenblock bei den meisten Unternehmen darstellt und dementsprechend die Arbeitsproduktivitätsentwicklung in der Vergangenheit mitgeprägt hat, bietet die in dieser Form errechnete Arbeitsproduktivität gemeinsam mit der Kapitalproduktivität und der Produktivität sonstiger Faktoren Informationen über die historische Entwicklung der Gesamtproduktivität des Netzbetriebes.

reduzieren bzw. erhöhen. Bestünde die Kostenstruktur eines Betriebes praktisch nur aus Fixkosten (bei ausreichenden Kapazitäten), so würde eine Mengensteigerung keine zusätzlichen Kosten verursachen. Die Mengensteigerungen der letzten Jahre lagen in Österreich zwischen 2 – 3 %. Laut Prognose des Wirtschaftsforschungsinstitutes (WIFO, Monatsbericht 10/2001, Kratena S.624) ist jedoch ein durchschnittliches jährliches Wachstum von 1,7% für die Periode 2000 bis 2010 zu erwarten. In Verbindung mit den von der Prognose abweichenden tatsächlichen Werten aus vergangenen Perioden (2,4%) hat man sich für einen Wert von 2% entschieden.

Da die Mengenänderungen in den einzelnen Tarifbereichen zum Teil unterschiedlich hoch ausfallen, wurde der generelle Produktivitätsfaktor mengenabhängig gestaltet. Der generelle Produktivitätsfaktor wurde in eine fixe und eine variable Komponente aufgespalten. Die variable Komponente variiert in Abhängigkeit der tatsächlichen Mengenänderung des jeweiligen Unternehmens. Im Durchschnitt muss der generelle Produktivitätsfaktor aller Netzbetreiber 3,5 % ergeben.

Durch die variable Komponente wird bei der Tarifierung berücksichtigt, dass im Falle von Mengensteigerungen im Netzbetrieb gleichzeitig Produktivitätssteigerungen eintreten. D.h. Mengensteigerungen führen zwar zu höheren Kosten (ua durch höheren Investitionsbedarf), jedoch in der Regel nicht im Verhältnis 1:1. Das heißt, zB bei einer Mengensteigerung (kWh) von 1%, steigen die Kosten nicht notwendigerweise im gleichen Ausmaß, sondern um weniger als 1 %. Berücksichtigt man dies in der Preisobergrenzenregulierung nicht, so erhöht sich bei einer Mengensteigerung (kWh) von 1 % der Erlös des Unternehmens auch um 1 %.

Diese Erlösentwicklung würde dann nicht der zu erwartenden Kostenentwicklung entsprechen, welche anhand der Inflationsbereinigung und der Anwendung des generellen Produktivitätsfaktors in den Tarifen abzubilden ist.

Eine Berücksichtigung der unternehmensspezifischen Mengenänderungen erfordert, dass eine Reduktion der mengeninduzierten Erlössteigerung des Unternehmens im Ausmaß der verringerten Durchschnittskosten mittels einer Tarifierung zu erfolgen hat. Die durch die Mengenänderung (kWh) erzeugte Produktivitätssteigerung wird damit von den Preisen in Abzug gebracht. Hierbei ist die durchschnittskostensenkende Wirkung von solchen Mengensteigerungen darzustellen, die in Betracht ziehen, auf welche Weise in Österreich typische Mengensteigerungen Gesamtkosten und Durchschnittskosten beeinflussen, d.h. es muss berücksichtigt werden, wie Mengensteigerungen (kWh) typischerweise andere Kostenfaktoren beeinflussen.

Bei der Festlegung des Faktors, der den Einfluss von Absatzänderungen auf die Kosten des Netzbetriebs abbildet, wurden folgende Analyseansätze herangezogen:

- Internationale Erfahrungen: Die Erlösobergrenzenregulierung in Norwegen zwischen 1997-2001 hat den Einfluss von Mengenänderungen auf die Kosten des Netzbetriebs berücksichtigt<sup>4</sup>. Der Erlös des jeweiligen Netzbetreibers wurde um jenen Betrag angepasst, der sich aus der Multiplikation der Mengensteigerung mit dem Faktor 0,5 ergab. Das heißt, dass bei einer Mengensteigerung von 1 % eine Kostensteigerung um 0,5 % erwartet wurde. Anhand Regressionsanalysen wurde dieser Faktor zwischen 0,5 und 0,6 lokalisiert und bei einer Mengensteigerung von 1 % ergab sich eine Kostensteigerung von 0,6 %.

---

<sup>4</sup> In diesem Zusammenhang unterscheidet sich Preisobergrenzenregulierung von Erlösobergrenzenregulierung. Während eine Mengensteigerung bei Preisobergrenzenregulierung automatisch zu einer Erlössteigerung führt, die die Kostensteigerungen abdecken soll, braucht man bei Erlösobergrenzenregulierung einen eigenen Anpassungsparameter, um die Kostensteigerungen bei den jeweiligen Mengen- oder Kundensteigerungen zu berücksichtigen.

- Modellbasierte Ermittlung anhand realer Daten österreichischer Netzbetreiber: In einer Studie von Consentec werden im ersten Schritt generell die Zusammenhänge zwischen Mengensteigerungen und Gesamtkostenveränderungen in Österreich analysiert („Einfluss von Absatzänderungen auf die Kosten des Netzbetriebs“. Gutachten im Auftrag der ECG, 2003) wurde eine Bandbreite für die mengeninduzierte Kostensteigerung (Mengen-Kostenfaktor) anhand der Modellnetzanalyse ermittelt. Diese Studie basiert auf realen Daten der österreichischen Verteilernetzbetreiber von 2001 und berücksichtigt u.a. die in Österreich unterschiedlichen strukturellen Rahmenbedingungen und die Verteilung der Kosten auf die Netzebene der unterschiedlichen Netzbetreiber, sowie die Veränderungen anderer Kostentreiber im Zuge einer Mengenänderung (kWh) und die dadurch entstehende Änderung der Gesamtkosten. Die Studie zeigt:
  - Die Verteilung der Abgabemenge auf die Netzebenen hat nur geringen Einfluss auf den Mengen-Kostenfaktor, sofern sich die Abgabesteigerung proportional zur bestehenden Abgabe entwickelt.
  - Der Anteil neuer Anschlüsse an Mengensteigerungen in Netzebene 3 und 5 hat nur geringen Einfluss auf den Mengen-Kostenfaktor.
  - Der Anteil direkter Kunden und der Netzanschlüsse in Netzebene 3 und 5 hat nur geringen Einfluss auf den Mengen-Kostenfaktor.
  - Die Kostenanteile je Netzebene könnten einen Einfluss auf den Mengen-Kostenfaktor haben.
  - Der Anteil neuer Anschlüsse an der Abgabesteigerung in Netzebene 7 hat einen Einfluss auf den Mengen-Kostenfaktor.

Die mögliche Variation des Mengen-Kostenfaktors ist in Abbildung 1 illustriert.

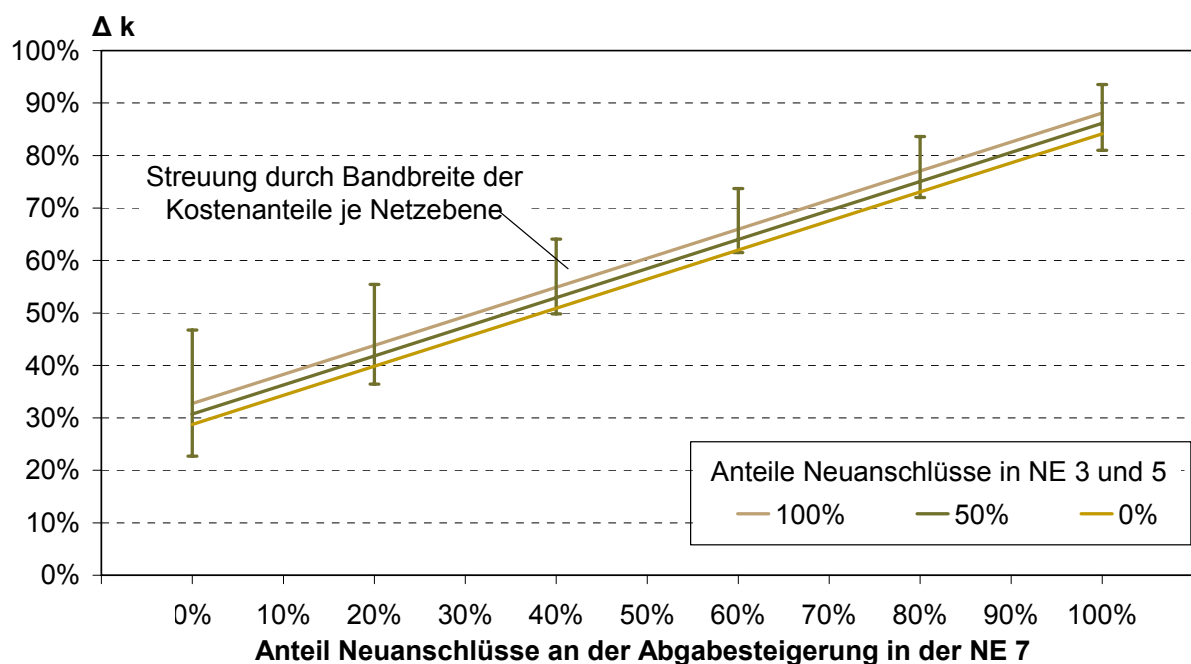


Abbildung 1: Die Bandbreite des Mengen-Kostenfaktors ( $\Delta k$ ) abhängig vom Anteil der Neuanschlüsse und der Mengensteigerung in der Netzebene 7 (Quelle: Consentec, 2003).

Die Abbildung zeigt den Mengen-Kostenfaktor der Gesamtkosten in Abhängigkeit der Mengensteigerung (kWh) auf der Ebene 7, wobei unterschieden wird, in wie weit die Mengensteigerung (kWh) mit Neuanschlüssen im Zusammenhang stehen. Bei dieser Betrachtung wird eine weitere Dimension berücksichtigt, nämlich der prozentuale Anteil an Neuanschlüssen auf den Ebenen 3 und 5.

Um den Mengen-Kostenfaktor in Hinblick auf Mengensteigerungen (kWh) zu bestimmen, waren Annahmen betreffend der Umstände, unter denen eine Mengensteigerung stattfindet – z.B. welcher Anteil der Mengensteigerung von Neuanschlüssen verursacht wurde – notwendig. Der Anteil der Netzanschlüsse an der Abgabensteigerung in der Netzebene 7 wurde festgelegt, indem die Anzahl der Kundenanlagen für die Periode 1990-99 dem Wachstum des Inlandsverbrauchs der gleichen Periode gegenübergestellt wurde. Die Anzahl der Kundenanlagen ist mit einer Rate von 0,95 % pro Jahr über die Periode 1990-99 gestiegen, während der Inlandsverbrauch mit 1,91 % pro Jahr gestiegen ist<sup>5</sup>. Eine Regression der Daten zeigt, dass der Anteil der Neuanschlüsse ca. 50 % der Mengensteigerung in der Netzebene 7 verursacht. Mit einem Konfidenzintervall von 95% variiert der Anteil der Neuanschlüsse und jener der Mengensteigerung in der Netzebene 7 zwischen 40% und 60%. Geht man von 40% aus und darüber hinaus, dass Mengensteigerungen auf Ebenen 3 und 5 zu 50% auf Neuanschlüsse entfallen, dann ergibt sich ein gerundeter Mengen Kostenfaktor von 0,5..

Dies bedeutet, dass die typische Mengensteigerung und die Produktivitäts- bzw. Kostenänderungen in einem Verhältnis von 1 : 0,5 stehen. Mit einem generellen Produktivitätsfaktor von 3,5 % und einer durchschnittlichen Mengensteigerung von 2 % pro Jahr ergibt sich annäherungsweise der folgende mengenabhängige generelle Produktivitätsfaktor für jedes Unternehmen:

$$X_{\text{Generell, } i} = 2,5 + 0,5 \cdot \Delta \text{Energiemenge } i$$

Der mengenabhängige generelle Produktivitätsfaktor für Netzbetreiber  $i$  ( $X_{\text{Generell, } i}$ ) wird dadurch bestimmt, dass zu einer Fixkomponente von 2,5 % pro Jahr eine variable Komponente von 0,5, multipliziert mit der prozentuellen unternehmensspezifischen Mengenänderung ( $\Delta \text{Energiemenge } i$ ), addiert wird. Der mengenabhängige generelle Produktivitätsfaktor wird jedes Jahr, unter Berücksichtigung der letztverfügbaren Daten über die Mengensteigerung des Jahres, neu berechnet: Für die Anpassung der Kostenbasis bis 2003 wurden die Mengenangaben für 2001 und 2002 herangezogen. Im Jahr 2004 werden die Mengenangaben für 2002 und 2003 verwendet usw. Mit dieser Vorgehensweise wird sichergestellt, dass eine durchgehende Berücksichtigung der individuellen Mengenentwicklung bei den Tarifierungen stattfindet.

- Der Mengen-Kostenfaktor bezieht sich auf die prozentuale Änderung der Gesamtmenge (kWh) eines Netzbetreibers und wird nicht auf die einzelnen Netzebenen aufgeteilt. Gründe dafür sind: Die Annahme, dass die Mengensteigerung proportional auf alle Ebenen verteilt ist, scheint in Anbetracht der Dauer der Regulierungsperiode zutreffend.
- Die Verwendung von Energiemengenänderungen, die mit netzebenenspezifischen Kosten gewichtet werden, wurde aus folgenden Gründen als nicht sinnvoll erachtet: 1) Die Ermittlung des mengenabhängigen generellen Produktivitätsfaktors würde damit

<sup>5</sup> Quelle: BMWA, Bundeslastverteiler: Betriebsstatistik 1991-2000. Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie in Österreich.

unverhältnismäßig aufwändig, ohne jedoch ein dazu im Verhältnis stehendes höheres Maß an Genauigkeit zu erzielen. 2) In Anbetracht der derzeitigen Datenlage, im Besonderen betreffend das Verhältnis zwischen Kosten und Tarifen auf den jeweiligen Netzebenen, birgt eine auf die durchschnittliche Mengensteigerung basierende rechnerische Annäherung der Veränderung der Durchschnittskosten weniger Ungenauigkeiten als eine ebenenspezifische Mengenbetrachtung, die die Kostenzuordnung auf die verschiedenen Ebenen sowie die Fähigkeit der Tarife, solche Kostenentwicklung angemessen wiederzuspiegeln, vernachlässigen müsste.

### Aspekt der Versorgungssicherheit

Bei der Beurteilung der Kostensituation wurde der Aspekt der Versorgungssicherheit und ihre zukünftige Entwicklung berücksichtigt.

Ergebnisse aus Studien und Umfragen zur Versorgungssicherheit in Österreich, sowie aus Arbeiten der internationalen Gremien, die sich mit verschiedenen Versorgungssicherheitsaspekten beschäftigen, bestätigen, dass die allgemeine Versorgungssicherheitssituation Österreichs derzeit, auch im internationalen Vergleich, als sehr gut zu bezeichnen ist. Die Tarifierung berücksichtigt dieses hohe Niveau der Versorgungssicherheit.

Es ist jedenfalls wichtig zu prüfen, ob die Qualität der von den Netzbetreibern erbrachten Dienstleistung trotz der Kosteneinsparungen (dh mit geringem Inputeinsatz) nicht leidet, also tatsächlich reine Produktivitätssteigerungen der Unternehmen stattgefunden haben. Wäre die Versorgungsqualität gesunken, hätte der Netzbetreiber unangemessen hohe Entgelte erhalten, da für Produkte mit niedrigerer Qualität, dh mit geringerem Output, naturgemäß ein niedrigeres Entgelt zu verrechnen wäre.

### **Zu § 17 Netzbereiche**

Die Bestimmung der Netzbereiche wurde an die geänderten Verhältnisse (Firmennamenänderungen, Fusionen) redaktionell angepasst.

### **Zu § 18 Bestimmung der Tarife für das Netzbereitstellungsentgelt**

Bei der Bestimmung der Tarife für das Netzbereitstellungsentgelt wurden keine inhaltlichen Änderungen vorgenommen. Die neue Darstellung in Form der tabellarischen Auflistung sollte eine bessere Übersicht über die verordneten Tarife bieten.

### **Zu § 19 Bestimmung der Tarife für das Netznutzungsentgelt**

Die Tarife für das Netznutzungsentgelt wurden den Ergebnissen der Kostenprüfung angepasst.

### **Zu § 20 Bestimmung der Tarife für das Netzverlustentgelt**

Die neue Darstellung in Form der tabellarischen Auflistung sollte eine bessere Übersicht über die verordneten Tarife bieten.

### **Zu § 21 Bestimmung des Tarifes für das Systemdienstleistungsentgelt**

Bei den Tarifen für das Systemdienstleistungsentgelt ist es zu keiner Änderung gekommen.

## **Zu § 22 Bestimmung der Höchstpreise für das Entgelt für Messleistungen**

### **Absatz 1**

Mit der Festlegung von höchstzulässigen Entgelten wird klargestellt, dass diese Entgelte für Messleistungen durch die Netzbetreiber nicht überschritten werden dürfen. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass den Netzbetreiber primär die Verpflichtung trifft, die Entgelte für Messleistungen entsprechend der Definition der Kosten gemäß § 9 Abs 1 zu ermitteln. Sollten die derart ermittelten Entgelte für Messleistungen jedoch die angegebenen Höchstpreise überschreiten, dürfen höchstens die höchstzulässigen Entgelte verrechnet werden.

Die ECK erwartet daher keine Erhöhung der Entgelte für Messleistungen aufgrund dieser Verordnung. Ebenso wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es sich bei den in dieser Verordnung behandelten Entgelten für Messleistungen um Höchstpreise und nicht um Festpreise handelt. Eine Erhöhung der tatsächlich verrechneten Messpreise aufgrund dieser Verordnung alleine wäre daher nicht zulässig.

Die angeführten Höchstpreise wurden auf Basis einer Erfassung der Kostenbestandteile von Messleistungen bei allen großen Netzbetreibern in Österreich in den Jahren 2001 und 2002 nach den Grundsätzen des § 9 Abs 1 ermittelt. Eine Aktualisierung dieser Bemessungsgrundlagen hat 2003 nicht stattgefunden.

Für die Kosten der Bereitstellung der Messgeräte sowie für die eingesetzten sonstigen Geräte (Wandler etc) wurden die durchschnittlichen Einkaufspreise für diese Geräte in den letzten zwei bis fünf Jahren (zwei Jahre bei Lastprofilzählern) herangezogen und unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Lebensdauer dieser Geräte sowie angemessener Finanzierungskosten berechnet.

Die Kosten für die Datenauslesung wurden nach durchschnittlichen Sätzen der befragten Netzbetreiber einbezogen, dabei wurden sowohl Eigenablesung durch den Netzbetreiber (Kartenablesung) als auch Ablese durch den Netzbetreiber berücksichtigt. Im Falle von Lastprofilmessungen wurden die durchschnittlichen Kosten einer Datenfernauslesung mit den dazugehörigen Datenübertragungseinrichtungen berücksichtigt.

### **Absatz 2**

Da die Verordnung weder abschließend alle vorkommenden Messeinrichtungen definieren noch für diese jeweils Höchstpreise festlegen kann, werden für alle Zusatzeinrichtungen, die im Zusammenhang mit Messdienstleistungen stehen, Höchstpreise mit einem Prozentsatz des Wiederbeschaffungswertes angegeben. Dieser Prozentsatz liegt auf dem gleichen Niveau wie die in den früheren Preisbescheiden des BMWA genannten Sätze. Als Beispiele in diesem Zusammenhang wären Münzzähler, Prepaid-Zähler oder vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellte Lastabwurfswitchungen zu nennen.

### **Absatz 3**

Die Kosten für die Montage/Umstellung/Demontage der Messeinrichtungen wurden außer im Falle von Wandlermessungen und/oder Lastprofilzählern in Form einer Pauschale in die Höchstpreise aufgenommen, wobei es dem Netzbetreiber überlassen bleibt, ob er solche Leistungen tatsächlich extra verrechnet. Die angegebene Pauschale in Höhe von € 20,-- deckt nur die unmittelbar mit dem Anbringen, Umstellen oder Abmontieren des Messgerätes in Verbindung stehenden Kosten ab. Eine Vorbereitung des Messplatzes oder andere über den Normalumfang hinausgehenden Leistungen des Netzbetreibers sind klarerweise nicht durch die Pauschale begrenzt. Aufgrund der Anzahl solcher Leistungen und der meist standardisierbaren Aufgabenstellung erscheint ein pauschalierter Ansatz gerechtfertigt, während die Installation von Wandlermessungen oder der Einbau eines Lastprofilzählers durchaus von den besonderen Umständen des Einzelfalles abhängige Kosten verursacht.



**Absatz 4**

Werden einzelne Geräte durch Netzbenutzer beigestellt, ermäßigen sich die höchstzulässigen Entgelte für Messleistungen um die angeführten Werte. Die Beistellung hat jedenfalls den Allgemeinen Bedingungen des Verteilnetzbetreibers zu entsprechen.

Bei Lastprofilzählung wird häufig eine Telefonnebenstelle durch den Netzbenutzer beigestellt. In diesen Fällen ermäßigt sich das Entgelt um die damit verbundenen Einsparungen für den Netzbetreiber. In allen übrigen Fällen betrifft die Reduktion lediglich die mit der Beschaffung und den Kapitalkosten des Gerätes zusammenhängenden Aufwendungen.

**Zu § 23 Inkrafttreten**

Diese Verordnung tritt an die Stelle der SNT-VO, deren Inkrafttreten im Juni 2002 bewirkte, dass der gesamte Inhalt der sogenannten Grundsätze-Verordnung (BGBl II 51/1999) gemäß den Vorgaben von § 66a Abs 6 EIWOG seit damals nicht mehr in Geltung steht.

Um den Netzbenutzern die Möglichkeit zu geben, sich auf die Streichung der Sonderregelung für die Tarifzeiten im Netzbereich Tirol einzustellen, wurde von der ECK eine Übergangsfrist vorgesehen. Aufgrund der besonderen Umstände (Fusion der zwei größten Netzbetreiber) im Netzbereich Steiermark treten die neuen Tarife für die Netzbereiche Steiermark und Graz erst mit 1.1.2004 in Kraft.