

Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, SNT-VO 2006

Allgemeiner Teil

Die vorliegende Tarifverordnung sieht sich als Fortsetzung bzw Ergebnis der Diskussion zum Thema Anreizregulierung des Projekts „Neue Netztarife“, das von der Energie-Control Kommission (ECK) gestartet wurde und mit der Systemnutzungstarife-Verordnung 2003 (SNT-VO 2003) mit einem Teilergebnis vorläufig beendet wurde. Die im Rahmen des Projekts erhaltenen Zwischenergebnisse sowie die zwischenzeitlich gewonnenen Erfahrungen aus der Umsetzung der SNT-VO 2003 sowie der Novellen 2005 werden mitberücksichtigt. Als weitere wichtige Quelle dienen die höchstgerichtlichen Erkenntnisse, die seither zur SNT-VO 2003 ergangen sind. Diese Erkenntnisse bestätigen den rechtlichen Rahmen zur Umsetzung eines Anreizregulierungssystems im Wege einer Verordnung durch die ECK.

Durch einen ersten Regulierungsmodellvorschlag des Verbandes der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) im Zuge der Tarifprüfungsverfahren zur Novelle 2005 der SNT-VO 2003 wurde die Diskussion zum Thema Umstieg von einer kosten- auf eine anreizorientierte Regulierung wieder aufgenommen. Der Diskussionsprozess wurde nach den umfassenden Vorarbeiten im Zuge des Projekts „Neue Netztarife“ mit der SNT-VO 2003 bekanntlich mit November 2003 vorläufig beendet. Obwohl die ECK letztlich die maßgeblichen Regelungen zur Einführung eines Anreizregulierungssystems im damals aktuellen Verfahren nicht beschlossen hat, wurde seitens der Behörde weiterhin Diskussionsbereitschaft signalisiert und durch den von der Energie-Control GmbH (ECG) ausgearbeiteten Fragebogen „Zukunft der Regulierung“ konkretisiert.

Der Fragebogen „Zukunft der Regulierung“ wurde an alle Netzbetreiber ausgesandt und auf Wunsch der Netzbetreiber vom VEÖ akkordiert am 14.03.2005 beantwortet. Die Antwort umfasste des Weiteren einen allgemeinen Regulierungsmodellvorschlag des VEÖ.

Als Reaktion auf den neuen Vorschlag hat die ECK in der *Punktation zur Errichtung eines Regulierungssystems für die Systemnutzungstarife Strom vom 13.04.2005* die Grundsätze für ein mehrjähriges Regulierungsmodell dargestellt und gleichzeitig die ECG mit der Präzisierung der Grundsätze und der Bearbeitung von Spezialthemen beauftragt. Gleichzeitig wurde von der ECK ausdrücklich der Wunsch nach einem effizienten Diskussionsprozess geäußert, um den geplanten Inkrafttretenszeitraum 01.01.2006 einhalten zu können.

Rechtliche Grundlagen der Tarifierung

Die maßgeblichen rechtlichen Grundlagen für die Bestimmung der Systemnutzungstarife sind § 25 ElWOG sowie die SNT-VO 2003, welche durch die vorliegende Verordnung ersetzt wird. Der VfGH hat bisher in insgesamt fünf Entscheidungen diese rechtlichen Grundlagen behandelt und deren Verfassungs- bzw Gesetzmäßigkeit bestätigt. Konkret handelt es sich dabei um folgende Entscheidungen:

- VfGH B 1567/03 ua vom 10. Dezember 2003

- VfGH G 67/04 vom 16. Oktober 2004
- VfGH V 35/04 vom 14. Dezember 2004
- VfGH V120/03, B 1726/03 vom 17. März 2005
- VfGH V 50/04, V 50/04 vom 11. Juni 2005

Da das Regelwerk der SNT-VO 2006 – mit Ausnahme der Berücksichtigung des Anreizregulierungssystems (vgl insbesondere die Erläuterungen zu §§ 12 und 16) – im Wesentlichen keine Veränderungen im Vergleich zur SNT-VO 2003 enthält, werden die Auswirkungen bzw Ergebnisse dieser Judikatur im Besonderen Teil bei den Erläuterungen zu den einzelnen Vorschriften dargestellt.

Ausgestaltung des Anreizregulierungssystems

Ziel der Regulierung

Ein langfristig stabiler Regulierungsansatz für ein natürliches Monopol muss mehrere – manchmal einander widerstreitende – Ziele verfolgen:

- Förderung effizienten Verhaltens der regulierten Unternehmen im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums
- Schutz der Konsumenten
- Sicherstellung der wirtschaftlichen Geschäftsgrundlage und Planungssicherheit der regulierten Unternehmen
- Versorgungssicherheit
- Ausgewogene Behandlung der regulierten Unternehmen
- Minimierung der direkten Regulierungskosten
- Transparenz des Systems
- Sicherstellung der allgemeinen Akzeptanz und Stabilität des Regulierungssystems durch alle betroffenen Interessensgruppen (Kunden, Arbeitnehmer, Eigentümer etc.)
- Rechtliche Stabilität

Damit sich ein Unternehmen *produktiv* effizient verhält, dh Anstrengungen unternimmt, zu geringstmöglichen Kosten zu produzieren, muss ihm zumindest für eine gewisse Zeitperiode eine Belohnung für diese Anstrengung belassen werden und somit ein *allokativ* ineffizienter Zustand für diesen Zeitraum geduldet werden.

Eine überschießende *allokative* Ineffizienz kann jedoch im Widerspruch zum Schutz der Konsumenten stehen und somit die politische Akzeptanz des Systems gefährden. Ein nachträglicher Eingriff in das Regulierungssystem, mit dem als unangemessen wahrgenommene Gewinne abgeschöpft werden, steht nun seinerseits im Widerspruch zum Anreiz zur *produktiven* Effizienz.

Bei allen regulatorischen Maßnahmen muss sichergestellt werden, dass die Unternehmen ausreichende Mittel zur Sicherstellung der finanziellen Überlebensfähigkeit haben. Dies kann im Widerspruch zur *produktiven* Effizienz stehen, da dadurch der wirksamste Sanktionsmechanismus einer Wettbewerbswirtschaft, nämlich das Ausscheiden eines Unternehmens aus dem Produktionsprozess, beschränkt wird. Es stellt sich deshalb in der ökonomischen Literatur die Frage, inwieweit der Regulator eine *soft budget constraint* bei

den regulierten Unternehmen zulassen will, respektive aufgrund des politischen Umfelds muss.

Im Sinne der Akzeptanz durch die Unternehmen und die Konsumenten ist die Transparenz des Regulierungssystems zu gewährleisten. Diese liegt nur dann vor, wenn die Entscheidungsgrundlagen in nachvollziehbarer Weise offen gelegt werden. Transparenz darf jedoch nicht mit der uneingeschränkten Akzeptanz von Einwendungen der regulierten Unternehmen verwechselt werden. Transparenz ist eng mit der Planungssicherheit verbunden. Dem regulierten Unternehmen müssen *ex ante* die Rahmenbedingungen der Regulierung bekannt sein.

Die Ausgewogenheit der Behandlung der regulierten Unternehmen bedeutet, dass die Bevorzugung einzelner Unternehmen im Vergleich zu anderen Unternehmen vermieden werden soll.

Die Regulierung kann – wie bisher – auf jährlichen Kostenprüfungen basieren, was sowohl für die regulierten Unternehmen als auch den Regulator mit nicht unerheblichem Aufwand verbunden ist. Im Sinne einer Minimierung der direkten Regulierungskosten ist deshalb längeren Zeitspannen zwischen den Kostenprüfungen der Vorzug zu geben. Während der Zeitspannen sollten die Tarife einer Preisfindungsregel mit *ex ante* bekannten Parametern folgen. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass diese Preisfindungsregeln nicht zu sehr von den zugrunde liegenden Kostenentwicklungen abweichen, weshalb die Zeitspanne zwischen den Kostenprüfungen nicht zu groß sein darf.

Aufgabe der Regulierung muss es sein, eine Balance zwischen den Zielen in der Form herzustellen, dass während der gesamten Regulierungsperiode der Grundsatz der politischen Akzeptanz und Stabilität gewahrt bleibt.

Schließlich muss die Umsetzung eines Regulierungssystems auf einer rechtlich stabilen Basis fußen, die gerade im Lichte der zuletzt ergangenen höchstgerichtlichen Erkenntnisse weiter verstärkt wurde. Das Instrument einer durch die ECK erlassenen Verordnung ist ausdrücklich als rechtlich zulässig bestätigt worden und stellt sohin eine den Anforderungen adäquate Umsetzungsform dar. Es wird von der ECK als zielführend erachtet, auf dem bewährten Bestand der SNT-VO 2003 aufzubauen.

Besonderer Teil

Zu § 1 Regelungsgegenstand

Der Regelungsgegenstand der SNT-VO 2006 umfasst die Grundsätze für die Ermittlung und die Zuordnung der Kosten sowie die Kriterien für die Tarifbestimmung.

Die grundsätzlichen Regelungen (§§ 12 bis 14 und 16) sind nicht als Verordnung gem § 3 Abs 3 Z 1 lit c E-RBG „über die Grundsätze, die bei der Bestimmung der Systemnutzungstarife anzuwenden sind“ anzusehen, sondern stellen eine zulässige Präzisierung der gesetzlichen Vorgaben dar, die bei der Festlegung der Systemnutzungstarife zu beachten sind (VfGH 17.3.2005, V 120/03, B 1726/03).

Zu § 2 Netzzutrittsentgelt

Netzbetreiber dürfen 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 Netzbetreiber 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.

Wenn im Rahmen der Bestimmung des Netzzutrittsentgelts nicht die Abgeltung aller Aufwendungen sondern nur der Aufwendungen, die den angemessenen und marktüblichen Preisen entsprechen, vorgesehen wird, so hält sich diese Bestimmung durchaus im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben (VfGH 14.12.2004, V 35/04).

Zu § 3 Netzbereitstellungsentgelt

Das Netzbereitstellungsentgelt wird zur Abgeltung mittelbarer Aufwendungen im vorgelagerten Netz eingehoben. Es stellt auf das Ausmaß der (leistungsbezogenen) Netznutzung ab und ist damit verursacheradäquates Steuerungsinstrument für Netzinvestitionen. Der Netzkunde tätigt über das Netzbereitstellungsentgelt einen Beitrag zu Investitionen in das Netz und kann in der Folge dieses zu entsprechend niedrigeren Preisen nutzen.

Zu § 4 Besondere Vorschriften für temporäre Anschlüsse

Die Schaffung einer Sonderregelung für die Behandlung von temporären Anschlüssen dient der Klarstellung der in der Praxis in diesem Zusammenhang aufgetretenen Fragen. 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 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, in denen 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

Durch die Regelung in Absatz 1 Z 5 (Datenübertragung, -speicherung und -auswertung) 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 Formulierung 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

Mit dem Netzverlustentgelt werden dem Netzbetreiber die Kosten für die im Netz auf Grund physikalischer Gegebenheiten auftretenden Verluste von elektrischer Energie ersetzt. Das Netzverlustentgelt ist auf der Grundlage des Systemnutzungstarifs für Verbraucher zu bemessen und von den Verbrauchern regelmäßig zu entrichten. Die Bemessung erfolgt arbeitsbezogen.

Die ECK ist der Meinung, dass die Netzverlustmengen zumindest bedingt durch das Unternehmen beeinflussbar sind, was bei der Vergütung der Netzverlustkosten zu beachten ist.

Die Höhe der Netzverluste kann nicht immer exakt gemessen werden. Dies ist im Übertragungsnetz, wo es im Regelfall sowohl für die Einspeisung, als auch für die Abgabe zeitgleiche Messungen gibt, möglich. Im Verteilnetz ist nur die mengenmäßige Einspeisung und Abgabe bekannt. Während der Bezug im Netz meist genau erfasst wird, wird bei der Berechnung der Abgabe meist extrapoliert. Wird die Differenz der beiden Größen gebildet, so sind in den Netzverlusten auch die Fehlverrechnungen, Fehlablesungen, nicht verrechnete Anlagen, Fehler bei Schätzungen von pauschalisierten Anlagen, etc, enthalten.

Die Netzverluste sind gemäß den *Sonstigen Marktregeln Kapitel 8*¹:

- entsprechend dem Prozentwert des Gutachtens von Haubrich/Swoboda², (bzw jenem Wert der zur Ermittlung der Netzverlusttarife gem. SNT-VO herangezogen wurde) oder
- aufgrund eigener Berechnungen oder
- aufgrund von Messungen

zu ermitteln.

Nachdem die Mehrheit der Netzbetreiber eigene Berechnungsmodelle verwenden, welche größtenteils auf Erfahrungswerten beruhen, würde es zur Transparenz und Vergleichbarkeit beitragen, wenn die Unternehmen ihre Berechnungsmodelle für die Netzverluste, die Höhe der Netzverluste (%) und den Verlauf über die Jahre in geeigneter Form offenlegen.

Bestimmung angemessener Netzverlustmengen

Eine Auswertung der Netzverlustmengen aus den Erhebungsbögen für Stromverteilnetzbetreiber 2001 bis 2003 hat ergeben, dass die Netzverluste die Prozentwerte des Gutachtens von Haubrich/Swoboda zum Teil überschreiten. Dabei muss festgehalten werden, dass dieses Gutachten beinahe 10 Jahre alt ist und die Netzbetreiber seitdem Maßnahmen gesetzt haben, um die Netzverluste weiter zu reduzieren. Die ECK sieht sich derzeit noch nicht in der Lage eine zulässige Bandbreite für Netzverluste anzugeben. Das bedeutet, dass ein Anreizsystem für die Netzverluste, wie es sich beispielsweise in England/Wales findet, noch nicht möglich ist.

Die ECK legt jedoch für Stromverteilnetzbetreiber in der ersten Regulierungsperiode³ eine Obergrenze für die Netzverlustmengen fest. Als Obergrenze wird der Anteil der Netzverluste (%) an der Gesamtmenge 2003 bestimmt. Beträgt dieser Wert beispielsweise 4 %, dürfen die Netzverluste in der Regulierungsperiode bezogen auf die jeweils aktuelle Menge 4 % nicht übersteigen. Übersteigt der Wert diese Grenze werden die darüber hinausgehenden Netzverlustmengen nicht vergütet. Dies wird durch die Festlegung kostengerechter Netzverlusttarife zu Beginn der Regulierungsperiode erreicht. Die mengenmäßige Festlegung auf die relative Menge 2003 stellt auch eine geeignete Anreizwirkung zur Reduktion der physikalischen Netzverluste dar, die ja bekanntlich mit der Mengenabgabe wachsen.

Bestimmung angemessener Netzverlustpreise

In der SNT-VO 2003 Novelle 2005 wurde auf Basis der Durchschnittswerte der letzt verfügbaren vergangenen 12 Monate die Bepreisung von Netzverlustenergie einheitlich mit 32 EUR/MWh festgelegt. Aufgrund der nachhaltigen Steigerung der Marktpreise ist eine Neufestsetzung der Netzverlustpreise mit 01.01.2006 erforderlich.

Ausgangspunkt der Analyse ist das Faktum, dass Verteilernetzbetreiber gewöhnlich ihre Verlustmengen von ihrem eigenen Handel, einem Konzernunternehmen oder in Verbindung mit der Beschaffung für den konzerneigenen Stromhandel beziehen. Eine separate Ausschreibung für Netzverlustenergie erfolgte bisher nicht. Zumeist werden sämtliche

¹ vgl dazu Sonstige Marktregeln, Kapitel 8, Besondere Bilanzgruppe für die Ermittlung der Netzverluste, Version 2.0., verfügbar auf der Homepage der E-Control (<http://www.e-control.at>)

² Grundlagen für Systemnutzungs-/tarif-/regelungen im Bereich der öffentlichen Elektrizitätsnetze. Wissenschaftliches Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für wirtschaftliche Angelegenheiten der Republik Österreich (1998).

³ Für eine genaue Darstellung der Regulierungsperiode siehe Erläuterungen zu § 16 Abs 6.

Netzverlustmengen auch pauschal abgedeckt. Ohne entsprechende Regelungen für die Angemessenheit besteht daher die Möglichkeit, dass der Netzbereich zu teuer vom Handelsbereich einkauft. Dadurch würde der „geschützte“ Monopolbereich Netz, den Wettbewerbsbereich Handel bzw Vertrieb quersubventionieren.

Die ECK und ECG behalten sich die Möglichkeit vor, die *Sonstigen Marktregeln* entsprechend des Art 14 Abs 5 der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (2003/54/EG vom 26. Juni 2003) dem Erfordernis der transparenten, nicht diskriminierenden und marktorientierten Vorgehensweise bei der Beschaffung der Netzverluste (zB Marktverfahren – europaweite Ausschreibung) anzupassen.

Verlustverrechnungspreise müssen grundsätzlich auf Marktpreisbasis abgerechnet werden. Dabei wird simuliert, wie ein Alternativenanbieter aus heutiger Sicht Verlustenergielieferung bepreisen würde. Im Unterschied zum Übertragungsnetzbetreiber, der seine Verluste im Regelfall unmittelbar messen kann, werden die Verluste der Verteilernetzbetreiber anhand einer geeigneten Formel im Nachhinein errechnet. Es ist davon auszugehen, dass die Verlustprofile, genauso, wie die Lastprofile prognostizierbar sind. Gleichzeitig wird ein rationaler, effizienter Netzbetreiber abhängig von der Marktsituation die Netzverlustmengen einkaufen, wie auch die Aufbringung für kommerzielle Bilanzgruppen üblich ist.

Bei der Verteilung der Netzverlustmengen auf die Komponenten *Base*⁴ und *Peak*⁵ wird davon ausgegangen, dass ein Drittel bis die Hälfte der Netzverlustmengen direkt dem *Base*-Anteil zugeordnet werden kann. Gleichzeitig kann der restliche *Peak*-Anteil der Netzverlustmengen wieder in einen *Base*- und *Peak*-Anteil aufgeteilt werden, wodurch sich eine Verteilung von zwei Drittel *Base* und einem Drittel *Peak* der Netzverlustmengen ergibt.

Bei der Ermittlung der Preise wird dem Umstand Rechnung getragen, dass ein Teil der Netzverlustmengen durchschnittlich zwei Jahre im Vorhinein eingekauft wird, wobei dieser mit 30% der Netzverlustverlustrmenge festgelegt wird. Der Preis dieses Bezugs wird durch den Jahresmittelwert 2004 des EEX Phelix Jahresfutures 2006 (1/3 Peak, 2/3 Base) abgebildet und beträgt 39,19 EUR/MWh. Der restliche Anteil von 70% wird durchschnittlich ein Jahr im Voraus eingekauft. Der Preis wird durch den Jahresmittelwert 2005 (01.01.2005-31.10.2005) des EEX Phelix Jahresfutures 2006 (1/3 Peak, 2/3 Base) abgebildet und beträgt 43,10°EUR/MWh.

⁴ *Base* (Grundlast) kennzeichnet den Lasttyp für Stromlieferung oder Strombezug von konstanter Leistung über 24 Stunden eines jeden Tages der Lieferperiode.

⁵ *Peak* (Spitzenlast) kennzeichnet den Lasttyp für Stromlieferung oder Strombezug konstanter Leistung über 12 Stunden von 08:00 bis 20:00 Uhr eines jeden Wochentages einer Lieferperiode.

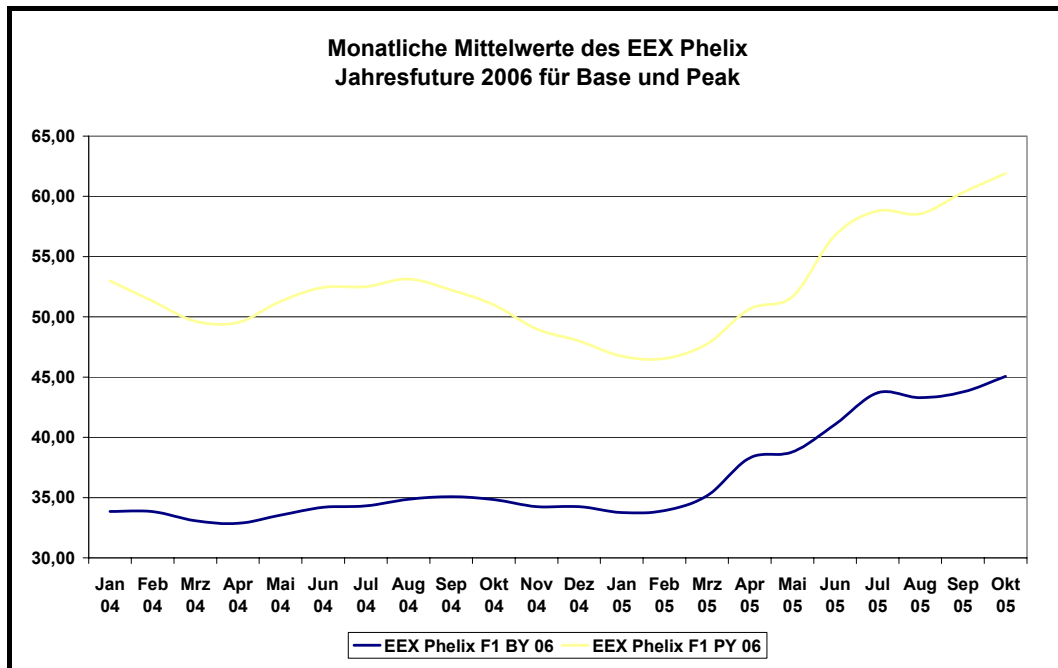


Abbildung 1: Entwicklung des EEX Phelix Jahresfuture Base und Peak 2006; **Quelle:** EEX

Eine Heranziehung des oben ermittelten Börsenpreises für die Bepreisung der Netzverlustmenge wäre nur dann angemessen, wenn tatsächlich die gesamte Strommenge über die Börse bezogen wird. Es zeigt sich jedoch, dass der Hauptteil des Stromhandels und –verkaufs an der Börse vorbeiläuft. Somit haben Großeinkäufer weiterhin die Möglichkeit durch entsprechende Verhandlungsführung, Preise unterhalb des aktuellen Börsenpreises, d.h. einen Abschlag vom Börsenpreis, zu erzielen. Aufgrund der Höhe der Netzverlustmengen der Netzbetreiber sind diese, wenn sie als Einkäufer für die Netzverlustmengen am Markt auftreten, als Großeinkäufer zu qualifizieren.

Zur Abschätzung des Abschlages werden die Preise aus der Industriepreiserhebung der Energie-Control GmbH für das Jahr 2003, 2004 und 2005 für einen Jahresverbrauch > 10 GWh (keine Volllaststundenkategorie) herangezogen. Für das Jahr 2003 wird der Wert für das 3. Quartal verwendet. Entsprechend der obigen Systematik für die Berechnung des Börsenpreises wird ein entsprechender Wert für das Jahr 2003, 2004 und 2005 gebildet, wobei für das Jahr 2003 in Ermangelung von Futures die Spotmarktwerte herangezogen werden.

Da in den Preisen der Industriepreiserhebung die Mehrbelastung nach §19 Ökostromgesetz enthalten ist, welche für den Einkauf der Netzverlustmengen nicht anfällt, müssen die jährlichen Industriepreise um diese Mehrbelastung korrigiert werden. Für das Jahr 2005 lässt sich in den Haushaltspreisen eine Mehrbelastung nach §19 Ökostromgesetz von durchschnittlich 2 EUR/MWh feststellen. Aufgrund des höheren Wettbewerbs auf Großkundenebenen wird angenommen, dass ein geringerer Anteil dieser Mehrbelastungen auf Großkunden vom Stromhändler überwältzt werden kann. Für das Jahr 2005 wird deshalb die Mehrbelastung aus §19 Ökostromgesetz für Industriekunden mit nur 1 EUR/MWh festgelegt. Aufgrund der Marktsituation wurden die Jahre 2003 (1,4 EUR/MWh) und 2004 (1,2 EUR/MWh) entsprechend korrigiert. Hierbei wurde die sinkende Mehrbelastung aufgrund der steigenden Marktpreise berücksichtigt.

Aus obig ermittelten Preisen lässt sich für die Jahre 2003, 2004 und 2005 die Differenz zwischen Industrie- und Börsenpreisen ermitteln. Diese betragen für 2003 22,66%, 2004 8,42% und 2005 7,06%. Die Differenz des Jahres 2003 ist durch die neu verhandelten Verträge im Zuge der Marktöffnung bedingt und kein repräsentativer Wert für den Umfang möglicher Abschläge für einen Großkunden. Als Wert für die Höhe des durchschnittlichen Abschlages für einen Großkunden wird in der Folge der Mittelwert des Jahres 2004 und 2005 in Höhe von 7,74% verwendet.

Nach dem Abschlag von 7,74% auf den oben ermittelten Börsenpreis für das Jahr 2006 in Höhe von 43,10 EUR/MWh ergibt sich ein Preis für die Netzverlustmenge von 39,76 EUR/MWh (= 43,10 EUR/MWh · (1-7,74%)).

	Börsenpreis in EUR/MWh	Gewichtung Base/Peak	Gewichtung Beschaffung	gewichteter Preis in EUR/MWh	Preis gemäß Industriepreiserhebung abzgl. Mehrbelastung § 19 ÖSG in EUR/MWh	Abweichung in %
Beschaffung 2003:						
Jahresmittelwert Base 2003	29,46	67%	100%	19,74		
Jahresmittelwert Peak 2003	36,96	33%	100%	12,20		
Summe				31,94	24,70	22,66%
Beschaffung 2004:						
Jahresmittelwert 2002 F1 BY 04	24,29	67%	30%	4,88		
Jahresmittelwert 2002 F1 PY 04	35,99	33%	30%	3,56		
Jahresmittelwert 2003 F1 BY 04	27,96	67%	70%	13,11		
Jahresmittelwert 2003 F1 PY 04	43,53	33%	70%	10,05		
Summe				31,61	28,95	8,42%
Beschaffung 2005:						
Jahresmittelwert 2003 F1 BY 05	28,53	67%	30%	5,73		
Jahresmittelwert 2003 F1 PY 05	44,39	33%	30%	4,39		
Jahresmittelwert 2004 F1 BY 05	33,49	67%	70%	15,71		
Jahresmittelwert 2004 F1 PY 05	49,13	33%	70%	11,35		
Summe				37,19	34,56	7,06%
Beschaffung 2006:						
Jahresmittelwert 2004 F1 BY 06	34,10	67%	30%	6,85		
Jahresmittelwert 2004 F1 PY 06	51,10	33%	30%	5,06		
Jahresmittelwert 2005 F1 BY 06	39,83	67%	70%	18,68		
Jahresmittelwert 2005 F1 PY 06	54,14	33%	70%	12,51		
Zwischensumme				43,10		7,74%
abzüglich Abschlag aus Mittelwert 2004 und 2005				7,74%		
Zwischensumme				39,76		
Ausgleichsenergiekosten 2005				0,56		
Netzverlustbepreisung 2006				40,32		

Tabelle 1: Berechnung Netzverlustbepreisung; Quelle: E-Control

Es erscheint der ECK plausibel, dass den Netzverlusten der Unternehmen weiters Ausgleichsenergiekosten zuzuordnen sind. Bezüglich der bilanztechnischen Handhabung der Netzverluste der einzelnen Netzbetreiber ist aufgrund der Auswertungen der Verrechnungsstelle APCS kein einheitliches Bild zu erkennen. Manche Netzbetreiber lassen bei ihren Netzverlust-Bilanzgruppen Ausgleichsenergie anfallen, und manche nicht. Durch diese uneinheitliche Vorgehensweise und die Eigenheiten der Ausgleichsenergieverrechnung (Fahrpläne zwischen einzelnen Bilanzgruppen können auch ex-post geschickt werden) ist nicht klar nach welchen Prinzipien die einzelnen Bilanzgruppen die Ausgleichsenergiezuordnung zu ihren Netzverlusten durchführen.

Aus diesem Grund erscheint der ECK die Wahl einer sachgerechten aber einfach handhabbaren Vorgehensweise bei der Zuordnung der Ausgleichsenergie zu den Netzverlusten notwendig. Dabei soll das Prinzip gelten, dass die angefallene bzw zugeordnete Ausgleichsenergie bei den Netzverlusten - relativ gesehen - genau so hoch sein soll, wie sie bezogen auf den Endverbrauch auch bei den kommerziellen Bilanzgruppen ist.

Um das Verhältnis zu ermitteln, verwendet die ECK eine vereinfachte Durchschnittsbetrachtung. Hierzu legt die ECK die für den letzt verfügbaren Zeitraum Oktober 2004 bis September 2005 in der gesamten Regelzone Ost entstandenen Ausgleichsenergie-Kosten (Saldo aus Ausgleichsenergie-Erlösen und Ausgleichsenergie-Kosten) des Ausgleichsenergiesystems auf die gesamte öffentliche Endabgabe in der Regelzone Ost um. In Zahlen bedeutet dies:

$$\frac{\text{Ausgleichsenergiekosten}}{\text{Endabgabe}} = \frac{24.826,9\text{TEUR}}{44,7\text{TWh}} = 0,56\text{EUR} / \text{MWh}$$

Für jede anerkannte/angefallene MWh Netzverluste fallen somit 0,56 EUR Ausgleichsenergiekosten an. In Summe ergibt sich für die Netzverlustbepreisung somit ein Wert von 40,32 EUR/MWh (= 39,76 EUR/MWh + 0,56 EUR/MWh). Dieser Wert wird für ganz Österreich als repräsentativ erachtet.

Zu § 7 Gemeinsame Vorgaben für Netznutzungs- und Netzverlustentgelt

Zu § 7 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 Lieferung ohne vorherige Vereinbarung jederzeit oder lediglich innerhalb vertraglich vereinbarter Zeiträume unterbrochen wird.

Zu § 7 Z 13 bis Z 18

Die Regelungen dienen der Klarstellung, wie die Abgrenzung zwischen den Netzebenen, welche für die Höhe des Netznutzungsentgelts von Bedeutung sind, vorzunehmen ist. Es ist damit keine Änderung der geltenden Rechtslage verbunden, da die Formulierungen der Entscheidungspraxis der ECK entsprechen. Schon bisher waren die Eigentumsverhältnisse an der Anschlussanlage das wesentlich Kriterium für die Abgrenzung der Anlage des Netzbenutzers zu jener des Netzbetreibers. Mit der Umschreibung der jeweiligen Netzebenen für das Verteilernetz werden die eigentumsrechtlichen Mindestvoraussetzungen des Netzbenutzers für die Einstufung zu einer bestimmten Netzebene konkretisiert. Es wird somit bspw klar gestellt, dass ein Kunde lediglich Eigentümer einer Leitungsverbindung bis (zumindest) zur Umspannanlage, nicht jedoch Eigentümer der jeweiligen Schalteinrichtungen sein muss, um in die Netzebene 6 eingestuft zu werden. Zu beachten ist dabei, dass die Leitungsverbindung im Eigentum eines Netzbenutzers stehen muss. Gemeinsame Anschlussleitungen, wie zB bei Wohnhäusern mit mehreren Haushalten (Netzbenutzern), haben keinen Anspruch auf den Tarif der Netzebene 6. Die in den Allgemeinen Bedingungen über den Zugang zum Verteilernetz vorgesehen Bestimmungen über die Mindestleistung für die Zuordnung zu einer bestimmten Netzebene, bleiben von diesen Regelungen unberührt. Ebenso ist damit keine Verpflichtung der Netzbetreiber bzw Netzbenutzer verbunden, bestehende Vereinbarungen über die Eigentumsverhältnisse an die in der Verordnung angeführten Mindestanforderungen anzupassen.

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

Die grundsätzliche Regelung über das Entgelt für Messleistung ist gesetzeskonform. Der VfGH (17.3.2005, V 120/03, B 1726/03) hat sich dazu wie folgt geäußert: „Es bedarf keiner näheren Darlegung, dass bei der Bestimmung von Preisen (hier von Höchstpreisen) für eine Leistung diese genau zu umschreiben ist. Die Regelung, wie und in welchen Zeitabständen Messleistungen durchzuführen sind, ist von der Ermächtigung des § 25 Abs 1 letzter Satz ElWOG mit umfasst, zumal die Höchstpreise ... für jeden angefangenen Kalendermonat festgesetzt sind“.

Zu § 9 Abs 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.

Zu § 9 Abs 2

Mit Absatz 2 wird formell klargestellt, welche Leistungen mit der Entrichtung des Entgeltes für Messleistungen verbunden sind. Eine Ablesung des Zählers hat jedenfalls jährlich zu erfolgen. Eine rechnerische Ermittlung der Messwerte ist grundsätzlich nicht als Ablesung des Zählers zu werten. Die Ablesung kann, abgesehen von der Mindestverpflichtung des Netzbetreibers alle drei Jahre selbst abzulesen, auch vom Kunden selbst vorgenommen werden. Sofern ein Kunde von der Möglichkeit den Zähler selbst abzulesen keinen Gebrauch macht, hat die Ablesung jedenfalls durch den Netzbetreiber zu erfolgen. Eine rechnerische Ermittlung der Messwerte ist nur in jenen Fällen zulässig, in denen der Netzbetreiber von der Möglichkeit zur Selbstablesung und Übermittlung der Daten an den Netzbetreiber keinen Gebrauch gemacht hat und ein Ableseversuch durch den Netzbetreiber, aus einem Grund, der dem Verantwortungsbereich des Netzbetreibers zuzuordnen ist, erfolglos blieb. 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 2006 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) Viertelstundenmaximumzähler 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

Der Gesetzgeber hat die Zuordnung der Kostenkomponenten zu den einzelnen in § 25 Abs 1 EIWOG genannten Bestandteilen des für die Netznutzung zu entrichtenden Entgelts von sich ändernden volks- und betriebswirtschaftlichen sowie technischen Umständen abhängig gemacht und die Klärung dieser Frage in verfassungsrechtlich nicht zu beanstandender Weise dem Verordnungsgeber überlassen (vgl VfGH 16.10.2004, G 67/04)

Mit dieser Bestimmung wird festgelegt, welchen Netzbenutzern welche Komponenten der Systemnutzungstarife wann 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 § 11 Abs 3

Die Rechnungslegung hat abhängig von der Art der Messung, entsprechend dem Ableseintervall zu geschehen. So hat die Rechnungslegung bspw bei Netzbenutzern, deren Verbrauch mittels Lastprofilzähler gemessen und denen der Messpreis für diese Art der Messung verrechnet wird, monatlich zu erfolgen.

Zu § 12 Allgemeine Grundsätze der Kostenermittlung

Die ECK hat die Systemnutzungstarife ausgehend von den Kostenstrukturen der Netzbetreiber kostenorientiert zu bestimmen (VfGH 16.10.2004, G 67/04). Darüber hinaus können jedoch die Netzbetreiber dazu angehalten werden, ihre Unternehmen rationell zu führen. Mit dieser Methode der Kostenbestimmung steht die Regelung, wonach bei der Ermittlung der Kosten nur dem Grunde und der Höhe nach angemessene Kosten zu berücksichtigen sind, die für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb eines Elektrizitätsnetzes erforderlich sind, im Einklang (VfGH 14.12.2004, V 35/04).

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

Abgesehen von den inhaltlichen Unterschieden haben Kosten auch eine zeitliche Dimension und verlangen im Unterschied zum „Aufwands“-Begriff eine Normalisierung. 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 in § 55 EIWOG vorgesehene Antragsrecht auf Neufestsetzung der Systemnutzungstarife jederzeit zur Verfügung.

Zu § 12 Abs 4

Durch ein anreizbasiertes Regulierungssystem gem §16 werden die Kosten während der Regulierungsperiode von den Erlösen respektive Preisen entkoppelt. Bevor jedoch die Erlöse oder Preise einem *ex ante* festgelegten Pfad folgen können, muss in einem vorgelagerten Schritt ein Startwert festgelegt werden, für den die Bedingung $Kosten = Erlöse$ gilt. Am Start der Regulierungsperiode sind somit die Erlöse (Preise) noch mit den Kosten gekoppelt.

Als wesentliche Grundlage des Anreizregulierungssystems wird die Bestimmung der Startkosten (K_{2005}) zu Beginn der Regulierungsperiode in der Folge detailliert dargestellt.

Basis für die Startkosten (K_{2005})

Die ECK hat eine Präferenz dafür, das Regulierungssystem auf möglichst aktuelle Werte zu basieren. Es wäre demnach logische Konsequenz für das Regulierungssystem, die letzt verfügbaren Kostenwerte des Geschäftsjahres 2004 heranzuziehen. Die ECK ist jedoch der Meinung, dass damit die Einhaltung des Beginns des Regulierungssystems mit 01.01.2006

nur schwer möglich ist, da eine österreichweite vollständige Prüfung der Kosten des Geschäftsjahres 2004 – wie die Erfahrungen aus der Vergangenheit gezeigt haben (Verfahrensdauer mindestens 12 Monate) – nur schwer mit dem auch vom VEÖ gewünschten Beginn des Regulierungssystems per 01.01.2006 vereinbar ist.

Basis für K_{2005} sind somit die letzt verfügbaren *geprüften* Kosten des Tarifprüfungsverfahrens der SNT-VO 2003 Novelle 2005, welche mit *Netzkosten-Basis (ohne vorgelagerte Netzkosten)* des relevanten Prüfungsjahres bezeichnet werden. Es muss betont werden, dass es sich hier um die Kosten noch *vor* der Kostenaktualisierung, welche im Zuge des Tarifprüfungsverfahrens zur Novelle 2005 der SNT-VO 2003 vorgenommen wurde, handelt. Die im Zuge des Ermittlungsverfahrens festgestellte Kostenbasis für die SNT-VO 2003 Novelle 2005 ist eine geeignete Grundlage für ein mehrjähriges Regulierungssystem, da sie auf Basis zweier vorangegangener Kostenprüfungsrunden durch die ECK österreichweit einheitlich und zeitnah ermittelt wurde und weiters von überwiegender Akzeptanz durch die betroffenen Netzbetreiber und Kunden getragen wird. Mögliche, im Zuge des Ermittlungsverfahrens umsetzbare zusätzliche Kürzungen (zB auf Grundlage der Vergleichbarkeit der unternehmerischen Prozesse) wurden auch in Hinblick auf die langfristige Präferenz eines Regulierungssystems auf Basis eines Gesamtkostenbenchmarkings einheitlich nicht umgesetzt. Auch daraus folgt die Eignung als Grundlage für ein langjähriges Regulierungssystem.

Die Werte für die Ausgangsbasis der Regulierungsperiode sind den Unternehmen aus jeweils endgültigen Berichten zum Ermittlungsverfahren zur SNT-VO 2003 Novelle 2005 bekannt und können bei Bedarf im Detail transparent nachvollzogen werden.

Da die Behandlung der Netzverlustkosten in einer längeren Regulierungsperiode einer eigenen Systematik⁶ folgt, muss die *Netzkosten-Basis (ohne vorgelagerte Netzkosten)* um die darin enthaltenen von der ECK zugestandenen Netzverlustkosten reduziert werden.

Anpassung der Finanzierungskosten

Die Bemessung der Finanzierungskosten konnte in den bisherigen Tariffestsetzungen stichtagsbezogen erfolgen, da von einer jährlichen Prüfung und Aktualisierung der Parameter auszugehen war. Diese Vorgehensweise wurde auch konsequent bei allen Novellierungen der Systemnutzungstarife zur Anwendung gebracht. Durch das längerfristige Regulierungssystem entfallen die jährlichen Kostenprüfungen, da stattdessen ein 4-jähriger Pfad für die Entwicklung der Kosten vorgeschrieben wird. Dies stellt einen Systembruch zur bisherigen Regulierung dar, dem auch bei der Ermittlung der Finanzierungskosten Rechnung getragen werden muss.

Die ECK geht für die Ermittlung der Finanzierungskosten für das Anreizregulierungssystem auf eine mehrjährige Betrachtung zur Bestimmung des risikolosen Zinssatzes (Renditen langfristiger staatlicher Schuldverschreibungen) über. Dadurch soll ein Anstieg des risikolosen Zinssatzes antizipiert werden, der während der 4-jährigen Regulierungsperiode durch eine Kostenprüfung nicht korrigiert wird. Als Betrachtungszeitraum wird nach eingehender Diskussion mit dem VEÖ ein vergangenheitsbezogener 3-Jahresschnitt herangezogen, der das derzeitige, vergleichsweise niedrige Zinsniveau glättet und eine mögliche Erhöhung des Zinsniveaus innerhalb der Regulierungsperiode antizipiert. Damit soll die Stabilität des Regulierungssystems gewährt werden.

⁶ Für eine genauere Darstellung siehe Erläuterung zu § 6.

Die Berechnung des mehrjährigen Durchschnitts basiert auf einer Durchschnittsbetrachtung der letzten drei Jahre bezogen auf die letzt verfügbaren Werte vor Inkraftsetzen des Regulierungssystems. Als letzt verfügbarer Wert wird der Juli 2005 herangezogen. Die Durchschnittsbetrachtung bezieht sich folglich auf den Zeitraum Oktober 2002 - September 2005 und ergibt einen Wert für den risikolosen Zinssatz von 4,00%.

Zur Abschätzung der erwarteten Entwicklung des Zinsniveaus wurde die Zinsstrukturkurve der europäischen Benchmarkrenditen zum 30.6.2005 (Quelle: Reuters: QEUBMK=, Native, Yield Curve 6/30/2005) erhoben. Darin werden die aktuellen Renditen für unterschiedliche Laufzeiten von einem Monat bis zu 50 Jahren zusammengefasst und in der Folge grafisch dargestellt:

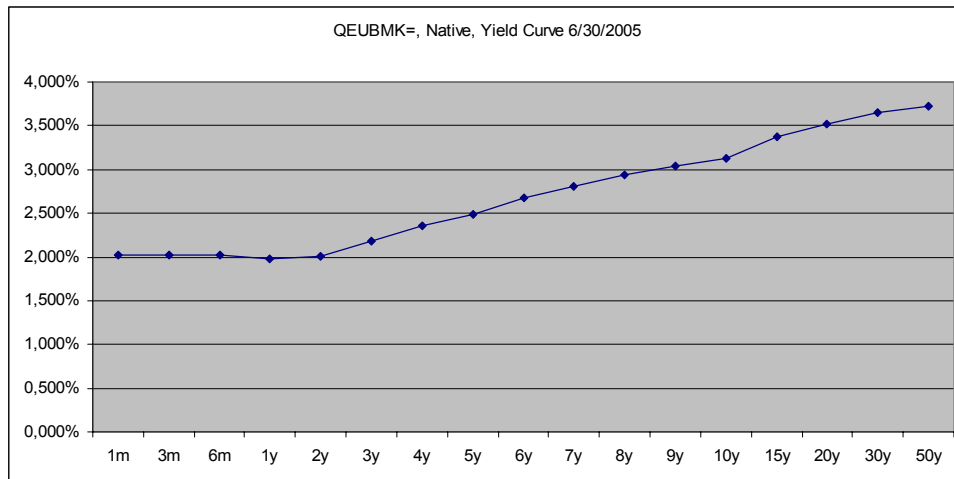


Abbildung 2: Zinsstrukturkurve der europäischen Benchmarkrenditen zum 30.6.2005; **Quelle:** Reuters

Aus Abbildung 2 ist ersichtlich, dass für eine Laufzeit von 2 Jahren der Zinssatz in etwa jenem für eine einmonatige Veranlagung entspricht. Erst bei längeren Laufzeiten von 5 bzw 10 Jahren erhöht sich der Zinssatz um jeweils einen halben Prozentpunkt. Im Falle, dass Investoren für eine längerfristige Veranlagung eine zusätzliche Abgeltung für das Zinsrisiko in Form von höheren Renditen verlangen („Liquidity Theory“), kann aus der zuvor beschriebenen Zinsstrukturkurve geschlossen werden, dass in Europa für die nächsten Jahre in etwa konstante respektive leicht sinkende Zinssätze zu erwarten sind.

Das WIFO legt seiner Wachstumsprognose für die Jahre 2005 und 2006 eine Sekundärmarktrendite von 3,3% bzw. 3,5% zugrunde.⁷ Unter Berücksichtigung dieser Werte aber auch den oben angestellten Überlegungen ist nicht zu erwarten, dass der 3-Jahres-Durchschnittszinssatz für die Regulierungsperiode ein zu geringes Niveau widerspiegelt. Er wäre nur dann zu gering falls der Zinssatz zwischen 2007 und 2009 kontinuierlich auf über 5 Prozentpunkte ansteigen würde. Dies lässt sich grafisch wie folgt darstellen.

⁷ Markus Marterbauer, Neuerliche Wachstumsverlangsamung: Prognose für 2005 und 2006, 467-478, WIFO-Monatsberichte 7/2005.

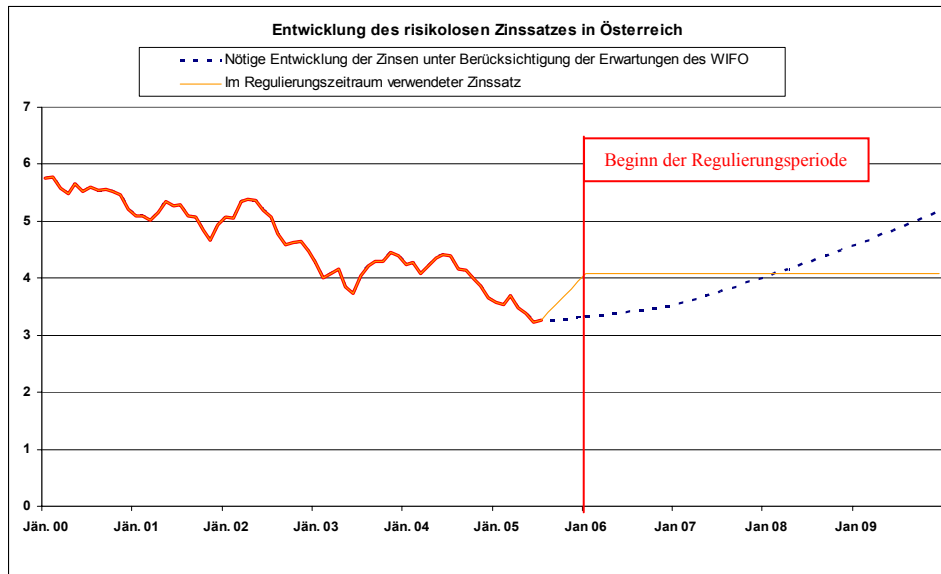


Abbildung 3: Entwicklung des risikolosen Zinssatzes

Zwischen ECK und VEÖ wurde diskutiert, inwieweit der Finanzierungskostensatz jährlich unter Bezugnahme auf letzt verfügbare Werte angepasst werden sollte. Die ECK bevorzugt einen fixen Wert für die gesamte Regulierungsperiode, da eine jährliche Anpassung mit erheblichen praktischen Problemen bei der Umsetzung verbunden ist. Dieser Argumentation wurde vom VEÖ gefolgt. Für die 4-jährige Regulierungsperiode wird somit ein fixer Finanzierungskostensatz festgelegt.

Ausgehend vom risikolosen Zinssatz, 4,00%, ergibt sich ein WACC in der Höhe von 6,04%.

Ableitung WACC	
risikoloser Zins	4,00%
Marktrisikoprämie	5,00%
Betafaktor	0,325
Risikozuschlag für Fremdkapital	0,60%
Eigenkapital	40,00%
Fremdkapital (verzinslich)	45,00%
Fremdkapital (unverzinslich)	15,00%
Gesamtkapital	100,00%
Steuersatz	25,00%
Betafaktor (verschuldet)	0,691
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuer)	7,45%
Eigenkapitalzinssatz (vor Steuer)	9,93%
Fremdkapitalzinssatz (nach Steuer)	3,45%
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuer)	4,60%
WACC (nach Steuer)	4,53%
WACC (vor Steuer)	6,04%

Tabelle 2: Ermittlung gewogener Kapitalkostensatz (WACC) - Durchschnitt Oktober 2002 - September 2005

Mit dem dadurch ermittelten neuen Finanzierungskostensatz (WACC) werden neue Finanzierungskosten errechnet und eine Korrektur um die Differenz zwischen den *alten* und *neuen* Finanzierungskosten vorgenommen. Die um die anerkannten Netzverlustkosten und die

neuen Finanzierungskosten angepasste *Netzkosten-Basis* wird in der Folge mit K_{2003} bezeichnet.

Ermittlung von K_{2005} aus K_{2003}

Der Bilanzstichtag des Referenzgeschäftsjahres für K_{2003} (31.03.2003, 30.09.2003 oder 31.12.2003) fällt nicht mit dem Beginn der Regulierungsperiode, 01.01.2006, zusammen. Zur Ermittlung von K_{2005} – genauer die Kosten mit Stand 31.12.2005 – wird für den Zeitraum Bilanzstichtag des Referenzjahres und 31.12.2005, T , eine Kostenaktualisierung vorgenommen, um zwei gegenläufige Effekte in diesem Zeitraum abzubilden. Einerseits bewirken exogene, vom Unternehmen nicht beeinflussbare, Faktoren eine Kostenerhöhung, die durch die Änderung des Netzbetreiberpreisindex, ΔNPI , erfasst wird. Andererseits werden die Kosten aufgrund von durchschnittlichen Produktivitätsverbesserungen entsprechend reduziert, weshalb gleichzeitig eine Anpassung um Produktivitätssteigerungen, X , vorgenommen werden muss.

Die Systematik der Anpassung der Kosten auf den 01.01.2006 – genauer 31.12.2005 – folgt der Systematik der Kostenaktualisierung im Tarifprüfungsverfahren SNT-VO 2003 Novelle 2005, jedoch exklusive der Anpassung um die Mengenerwicklung. Der relevante Zeitraum, T , wird in Jahren angegeben.

Durchschnittliche Produktivitätsverbesserungen (X)

Von der ECG wurde im Auftrag der ECK für X eine Bandbreite von 2,5 % bis 3,5 % vorgeschlagen, wobei sich die ECK besonders aufgrund der Erfahrungen aus den letzten Tarifprüfungsverfahren auf die obere Grenze der Bandbreite festlegte. Die ECK erachtete jedoch die vom VEÖ vorgeschlagene Erhöhung des *Frontier Shift* im Abtausch zu einem Wegfall des Renditenkorridors⁸ von 0,4 % als nicht ausreichend um die Stabilität des Regulierungssystems zu garantieren. Damit die Unternehmen nicht mit Übergewinnen in das neue Regulierungssystem starten, was dem Regulierungsziel der *allokativen* Effizienz widerspricht, wurde deshalb eine Erhöhung der Reduktion des Eingangsniveaus beschlossen. Für X ist ein gestaffelter Wert vorgesehen. Für den Zeitraum 01.01.2005 bis 31.12.2005 gilt ein X_{2005} von 4 % und für den restlichen Anpassungszeitraum ein X_{Rest} von 3,5 %.

Durch die Kostenaktualisierung soll die generelle Produktivitätsentwicklung zwischen dem Bilanzstichtag des zuletzt geprüften Referenzgeschäftsjahres für K_{2003} und 31.12.2005 abgebildet werden. Ziel ist somit, dass die Unternehmen zu Beginn der Regulierungsperiode ohne zwischenzeitlich erzielte Übergewinne in das Regulierungssystem einsteigen. Die zeitnahe Bestimmung des Produktivitätsfortschrittes könnte alternativ durch eine Kostenprüfung auf Basis des Geschäftsjahres 2004 erfolgen, die allerdings aufgrund des vorgesehenen Zeitplans nicht präferiert wird.

Die Höhe der Produktivitätsabschläge orientiert sich an der seit Beginn der Liberalisierung beobachteten regelmäßigen durchschnittlichen Produktivitätssteigerung, die gerade zu Beginn der Liberalisierung verhältnismäßig groß ist. So wurden die Systemnutzungstarife seit 2001 in insgesamt drei österreichweiten Runden um durchschnittlich über 20 %, also etwa 5 % p.a. nominell reduziert, wobei die aufgetretenen Mengeneffekte die Kostenerhöhungseffekte kompensieren. Zusätzlich wurden in den Jahren 2001 bis 2003 auch aufgrund der Maßgeblichkeit der handelsrechtlichen Werte kostenbelastende Einmaleffekte beobachtet, die

⁸ Für eine genauere Darstellung siehe Erläuterungen zu § 16 Abs 2.

zwar in der Kostenbasis enthalten sind, ihre Einsparungswirkung aber erst in der Zukunft haben (zB Dotierungen für Vorruhestandsvereinbarungen, Pensionsabfindungen, Umstrukturierungs- oder liberalisierungsbedingte Kosten). Aus diesem Grund ist der Ansatz für den Übergangszeitraum bis 31.12.2005 in diesem Ausmaß gerechtfertigt.

Erfassung der kostenerhöhenden Faktoren

Für die Berechnung der Änderung des Netzbetreiberpreisindex für die Anpassungsdauer müssen abhängig von den Bilanzstichtagen des relevanten Prüfungsjahres drei Fälle unterschieden werden:

- **31.12.2003:** Anpassungszeitraum ist 2 Jahre – $T=2$
- **30.09.2003:** Anpassungszeitraum ist 2,25 Jahre – $T=2,25$
- **31.03.2003:** Anpassungszeitraum ist 2,75 Jahre – $T=2,75$

Da ΔNPI_{2006} aus letzt verfügbaren Daten ermittelt wird, ist es systematisch notwendig, ΔNPI_{2006} sowohl für die Anpassung der Kosten im *ersten* Jahr der Regulierungsperiode als auch für die Kostenaktualisierung für *ein* Jahr des Anpassungszeitraumes heranzuziehen.⁹

Für den verbleibenden Anpassungszeitraum – 1 Jahr, 1,25 Jahre und 1,75 Jahre – werden zwei zusätzliche *jährliche* Werte für $\Delta NPI - \Delta NPI_{2004}$ und $\Delta NPI_{2003} -$ gebildet¹⁰. Der Wert $(1+\Delta NPI_{X.X.2003})$ für die Kostenaktualisierung auf die Basiskosten, K_{2005} , lässt sich somit für die drei Fälle schreiben als:

- **31.12.2003:** $(1+\Delta NPI_{31.12.2003}) = (1+\Delta NPI_{2006})^1 \cdot (1+\Delta NPI_{2004})^1$
- **30.09.2003:** $(1+\Delta NPI_{30.09.2003}) = (1+\Delta NPI_{2006})^1 \cdot (1+\Delta NPI_{2004})^1 \cdot (1+\Delta NPI_{2003})^{0,25}$
- **31.03.2003:** $(1+\Delta NPI_{31.03.2003}) = (1+\Delta NPI_{2006})^1 \cdot (1+\Delta NPI_{2004})^1 \cdot (1+\Delta NPI_{2003})^{0,75}$

Zusammenführung von X und ΔNPI_{2006}

Eine Zusammenführung ergibt für die drei Fälle:

- **31.12.2003:** $K_{2005} = K_{2003} \cdot (1-4\%) \cdot (1-3,5\%)^1 (1+\Delta NPI_{31.12.2003})$
- **30.09.2003:** $K_{2005} = K_{2003} \cdot (1-4\%) \cdot (1-3,5\%)^{1,25} (1+\Delta NPI_{30.09.2003})$
- **31.03.2003:** $K_{2005} = K_{2003} \cdot (1-4\%) \cdot (1-3,5\%)^{1,75} (1+\Delta NPI_{31.03.2003})$

⁹ Für die Berechnung von ΔNPI_{2006} sei auf die Erläuterungen zu § 16 Abs 3 verwiesen.

¹⁰ Bei der Ermittlung von ΔNPI_{2004} und ΔNPI_{2003} wird der Systematik der Berechnung von ΔNPI_{2006} gefolgt (vgl Erläuterungen zu §16 Abs 3).

Zu § 13 Finanzierungskosten

Die Ermittlung angemessener Finanzierungskosten wurde im Zuge der Erlassung der SNT-VO 2003 grundlegend überarbeitet. Diese Vorgehensweise wurde vom VfGH als verfassungs- und gesetzeskonform angesehen (VfGH V120/03, B 1726/03 vom 17. März 2005 und VfGH V 35/04 vom 14. Dezember 2004). Die ECK erläuterte diese Regelung bereits bei der Erlassung der SNT-VO 2003 wie folgt:

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 im Zuge der Erlassung der SNT-VO 2003 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. Die ECK erachtet diese Vorgehensweise bei jährlichen Tarif- und Kostenprüfungen als sachgerecht, da hiebei eine jährliche Aktualisierung der Parameter durchgeführt wird. Diese Vorgehensweise wurde auch konsequent bei allen Novellierungen der Systemnutzungstarife zur Anwendung gebracht.

Durch ein längerfristige Regulierungssystem gem. §16 SNT-VO 2006 entfallen die jährlichen Kostenprüfungen, da stattdessen ein mehrjähriger Pfad für die Entwicklung der Kosten vorgeschrieben wird. Dem muss auch bei der Ermittlung der Finanzierungskosten Rechnung getragen werden. Bei der Anwendung von § 16 SNT-VO 2006 wird deshalb für die Ermittlung der Finanzierungskosten eine mehrjährige Betrachtung zur Bestimmung des risikolosen Zinssatzes (Renditen langfristiger staatlicher Schuldverschreibungen) verwendet.

Dadurch soll ein Anstieg des risikolosen Zinssatzes antizipiert werden, der während der mehrjährigen Regulierungsperiode durch eine Kostenprüfung nicht korrigiert wird. Damit soll die Stabilität des Regulierungssystems gewährt werden.¹¹

Die Marktrisikoprämie wird aus dem Vergleich der Renditen im Aktienmarkt und Renditen längerfristiger staatlicher Anleihen gewonnen. Abhängig vom Betrachtungszeitraum sowie vom 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 Einschätzung, die im Mittelwert 0,325 beträgt, wird 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. Auf Basis der durchschnittlichen Finanzierungsstruktur der Stromnetzbetreiber des Geschäftsjahres 2003 beträgt der Eigenkapitalanteil rund 40 %, jener für Fremdkapital 60 %.

Im Gutachten Bogner wird argumentiert, dass bei regulierten Netzbetreibern von einem risikolosen 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.

Von entscheidender Bedeutung für die effektive Auswirkung der oben dargestellten Parameter ist, auf welche Kapitalbasis diese zur Anwendung gelangen. In § 13 Abs 4 wird festgelegt, dass von der Aktivseite der Bilanz im Sinne des § 8 EIWOG grundsätzlich zwei Positionen abzuziehen sind, um die verzinsliche Kapitalbasis zu erhalten. Dazu werden im ersten Schritt die passivierten Einnahmen aus Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelten (Baukostenzuschüsse) abgezogen, da das entsprechende Anlagevermögen in diesem Ausmaß bereits durch die Kunden finanziert wurde. Im zweiten Schritt wird das Finanzvermögen (Finanzanlage- und umlaufvermögen) abgezogen, da vorausgesetzt wird, dass die Abgeltung der darauf entfallenden Finanzierungskosten durch die entsprechenden Finanzerträge zu

¹¹ Für eine nähere Darstellung sei auf die Erläuterungen zu § 12 Abs 4 verwiesen.

erfolgen hat. Nach Abzug dieser beiden Positionen erhält man die verzinsliche Kapitalbasis, für die im nächsten Schritt die angemessene Finanzierungsstruktur zu ermitteln ist.

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, unverzinsliche Verbindlichkeiten und Rückstellungen) ermittelt wurde. Dabei wurde die Kapitalstruktur bereits nach Abzug der Netzzutritts- und Netzbereitstellungs-entgelte (Baukostenzuschüsse) untersucht. Der Anteil der anhand der Jahresabschlüsse der Netzbetreiber erhobenen – zusätzlich zu den unverzinslich zur Verfügung stehenden Baukostenzuschüssen bestehenden – Kapitalanteile weist zum Ende des Geschäftsjahres 2003 im Durchschnitt rund 15 % des Gesamtkapitals auf. Zusammenfassend wird daher als Kapitalbasis folgendes Verhältnis herangezogen: 40% Eigenkapital/45% verzinsliches Fremdkapital/15% unverzinsliches Fremdkapital.

Mit dem Inkrafttreten des Steuerreformgesetzes am 01.01.2005 wird der Körperschaftsteuersatz von 34 % auf 25 % gesenkt. Dies hat insoweit Auswirkung auf die Höhe der Finanzierungskosten, weil der Steuersatz in die Berechnung des verschuldeten Betafaktors und dem Fremdkapitalkostensatz einfließt. Betrachtet wird nur der nominelle Steuersatz, wobei nach Berechnungen des WIFO Referenz und des IHS die derzeitige effektive Steuerbelastung in Österreich bereits beim Steuersatz von 34 % zwischen 25 % und 27 % liegt (siehe Erläuterungen zur Regierungsvorlage des Steuerreformgesetzes 2005 – Änderung Körperschaftsteuergesetz 1988, Teil A). Aufgrund der Senkung des Steuersatzes 2005 wird die effektive Körperschaftsteuerbelastung auf etwa bei 21 % absinken. Nicht berücksichtigt wird auch die mit dem Steuerreformgesetz eingeführte Gruppenbesteuerung (Nachfolgeregelung der Organschaftsregelung) die Vorteile bei der Verlustverrechnung mit anderen Beteiligungen (Stimmrechtsmehrheit) bringt.

Zu § 14 Grundsätze der Kostenzuordnung für integrierte Unternehmen

§ 14 trifft keine Regelung über die Rechnungslegung von Elektrizitätsunternehmen, sondern regelt die Ermittlung der Kosten des Netzbetriebes und damit die Voraussetzungen für die Bestimmung der Systemnutzungstarife. Die Regelung soll sicherstellen, dass nur die Kosten des Netzbetriebs in die Bestimmung der Systemnutzungstarife Eingang finden. Die ECK ist daher für die Regelung zuständig (VfGH 14.12.2004, V 35/04).

Integrierte Elektrizitätsunternehmen müssen ihre Kosten auf die Tätigkeiten Erzeugung und Stromhandel, Übertragung, Verteilung und Sonstiges 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 für das Netznutzungsentgelt

Zu § 16 Abs 1

Das Anreizregulierungssystem in der vorliegenden Form findet ausschließlich auf die Netze der Verteilernetzbetreiber und nicht auf jene der Regelzonenführer Anwendung.

Zu § 16 Abs 2

Durch die generelle branchenübliche Produktivitätsentwicklung wird die Produktivitätsentwicklung der effizienten Unternehmen respektive die Verschiebung der Effizienzgrenze abgebildet. Dies wird in der Folge mit *Frontier Shift (FS)* bezeichnet. Bei der Bemessung von *Frontier Shift* wird gleichzeitig der Entfall des *Renditenkorridors* abgebildet. In der Folge muss deshalb auf den Zweck eines Renditenkorridors und den Zusammenhang zwischen Renditenkorridor und *Frontier Shift* eingegangen werden.

Renditenkorridor: Stabilisierung des Regulierungssystems

Bei der Ausgestaltung der Regulierung ist eine Balance zwischen – teils widerstreitenden – Zielen herzustellen. Nur dadurch kann die Bindung aller beteiligten Parteien an die *ex ante* festgelegten Regulierungsparameter und somit der Anreiz des mehrjährigen Regulierungssystems für die regulierten Unternehmen gewährleistet werden.

Eine wesentliche Gefahr für die Stabilität ergibt sich aus dem Konfliktpotenzial zwischen den Regulierungszielen

- Schutz der Konsumenten vor Monopolrenten des regulierten Unternehmens und
- Förderung effizienten Verhaltens des regulierten Unternehmens durch Gewinnanreize.

Stellt sich während der Regulierungsperiode heraus, dass einige Unternehmen sehr hohe Gewinne machen, kann dies den Regulator zu einer nachträglichen Veränderung der Regulierungsparameter bewegen. Aber selbst, wenn der Regulator dies nicht vornimmt, kann der Gesetzgeber in Anbetracht öffentlicher Diskussion per Gesetz eine Abschöpfung der *zu hohen* Gewinne veranlassen. Als negatives Beispiel für einen nachträglichen Eingriff in die Regulierung aufgrund öffentlichen Drucks kann England/Wales genannt werden, wo sowohl der Regulator die Regulierungsparameter nachträglich verschärfte als auch die Regierung trotz realer Preisrückgänge für Strom seit Beginn der Regulierung im Jahre 1997 eine *windfall tax* von £ 1,25 Mrd. von den *Regional Electricity Companies* einhob.¹²

Dass auch die Elektrizitätsunternehmen in Österreich unter sehr strenger öffentlicher Beobachtung stehen, wurde durch die kontroverse Diskussion über die Erhöhung der Strompreise sowie die Weitergabe von Netztarifsenkungen an Endverbraucher in der jüngsten Vergangenheit offenkundig.

Die ECG im Auftrag der ECK hat im Diskussionspapier „Anreizregulierung der österreichischen Netzbetreiber“ (2003) als Instrument für die Stabilisierung des Regulierungssystems einen Renditenkorridor vorgeschlagen, durch den eine Bandbreite – der Renditenkorridor – für die Rendite des regulierten Unternehmens festgelegt wird. Die Bandbreite liegt symmetrisch um den WACC. Wenn die tatsächliche Rendite innerhalb dieser Bandbreite (Minimumrendite-Maximumrendite) liegt, werden die Tarife gemäß der *ex ante* bekannten Regulierungsformel und -parameter angepasst. Liegen die tatsächlichen Renditen jedoch außerhalb der Bandbreite, wird eine nachträgliche Tarifierhöhung vorgenommen. Diese wird jedoch nur dann schlagend, wenn der 2-Jahres-Durchschnitt der tatsächlichen Rendite den Renditenkorridor über- oder unterschreitet.

¹² Auch die akademische Literatur beschäftigt sich mit diesem Problem; vgl Philip Burns, Ralph Turvey, Thomas Weyman-Jones, *The Behaviour of the Firm under alternative Regulatory Constraints*, Vol. 45, No.2, 113-157 (1998), *Scottish Journal of Political Economy*.

Mit einem Renditenkorridor sind einige Nachteile verbunden. Besonders die Bestimmung einer maximal zulässigen Rendite kann sich negativ auf die Anreizwirkung des Regulierungssystems auswirken, da ab einem bestimmten Wert der Rendite weiteren Anstrengungen der Unternehmen keine entsprechende Belohnung mehr gegenübersteht. Dies hat einen kurzfristigen negativen Effekt auf das Ziel der *produktiven* Effizienz. Zumindest langfristig ist jedoch auch ein negativer Effekt für die Endverbraucher zu erwarten, da sich der langfristig zu verteilende Gewinn verkleinert.

Die maximal zulässige Rendite kann weiters zu einer Verschiebung der Anreize weg von *produktiven* hin zu *unproduktiven* Anstrengungen führen, wenn durch bilanztechnische Maßnahmen eine Überschreitung der Maximalrendite durch den 2-Jahres-Durchschnitt der tatsächlichen Rendite verhindert werden kann.

Dies wirft die Frage auf, ob eine nachträgliche Prüfung und Neufestsetzung der Tarife nur bei Überschreiten der Maximalrendite durch den 2-Jahres-Durchschnitt der tatsächlichen Rendite durch die Regulierungsbehörde erfolgen soll. Eine Kostenprüfung durch die Regulierungsbehörde wird nämlich auch dann erforderlich sein, wenn in einem Jahr die Maximalrendite zwar überschritten wird, jedoch die Rendite im Folgejahr aus nicht nachvollziehbaren Gründen plötzlich abrupt absinkt. In diesem Fall wird die Regulierungsbehörde bei der Kostenprüfung durch *unproduktive* Anstrengungen ermittelte höhere Kosten nicht anerkennen und somit nachträglich eine Tarifsenkung vorschreiben müssen. Dadurch wird die Unsicherheit von nachträglichen Eingriffen für die Unternehmen erhöht, die gerade durch den Renditenkorridor reduziert werden sollte. Gleichzeitig erhöhen sich auch die direkten Regulierungskosten der Unternehmen, da Personalressourcen für die Zeit der Kostenprüfungen gebunden sind, was dem Regulierungsziel der Minimierung der direkten Regulierungskosten entgegensteht.

Generell ist eine in das Regulierungssystem eingebaute *Öffnungsklausel*, und eine solche stellt der Renditenkorridor dar, immer problematisch, da sie als Schlupfloch für einen Ausstieg aus dem bestehenden Regulierungssystem auch aus anderen Gründen, die unter diesem Tatbestand bei extensiver Interpretation subsumiert werden, benutzt werden könnte.

Die ECK ist deshalb der Meinung, dass ein alternatives Instrument zur Stabilisierung des Regulierungssystems verwendet werden sollte. Als Ersatz für den Renditenkorridor sieht die ECK deshalb eine Erhöhung des *Frontier Shift* vor; eine Maßnahme, die ohne hohe direkte Regulierungskosten leicht zu administrieren ist. Dadurch verpflichten sich alle Unternehmen *ex ante* einen größeren Anteil der zukünftigen Gewinne mit den Endverbrauchern zu teilen, ohne dass diese Gewinne beschränkt werden und zu einer Änderung der Regulierungsparameter führen. Dies bewirkt zwar eine *ex ante* Erhöhung der zukünftigen Abschläge für die Unternehmen, der jedoch mehrere Vorteile gegenüberstehen:

- keine negative Auswirkung auf die Anreize für Effizienzsteigerungen;
- keine umfassenden Kostenprüfungen während der Regulierungsperiode;¹³
- keine Unsicherheit bei der Definition der Überschreitung der Maximalrendite;
- keine Ergänzung der Regulierungsformel aufgrund nachträglicher Tarifanpassungen.

¹³ Davon sind aber Kostenprüfungen, welche für die Festsetzung der Regulierungsparameter in der zweiten Regulierungsperiode notwendig sind nicht erfasst. Durch diese Kostenprüfungen wird aber nicht in die bestehenden Regulierungsparameter eingegriffen.

Die ECG hat im Auftrag der ECK für den Wert der Erhöhung des *Frontier Shift* zunächst 1 % vorgeschlagen. Dieser Wert wurde jedoch vom VEÖ als zu hoch angesehen, der alternativ einen Wert von 0,25 % vorschlug und einen Wert von 0,4 % zunächst akzeptierte. Von Seiten der ECK wurde jedoch von Beginn an eine höhere Bandbreite von 0,75 % bis 1 % festgelegt, wobei ein Wert von 0,45 % als akzeptabel erachtet wurde, wenn im Gegenzug das Eingangsniveau der Startkosten reduziert wird. Der VEÖ stimmte dieser Reduktion durch eine Erhöhung von X für das Jahr 2005 von 3,5 % auf 4 % zu.¹⁴

Festlegung des *Frontier Shift*

Die ECK hat bereits in den Erläuterungen zur SNT-VO 2003 anhand internationaler Studien die Bandbreite der Produktivitätssteigerungen bzw des *Frontier Shift* von Stromverteilnetzbetreibern dargestellt. Tabelle 3 fasst die Ergebnisse zusammen.

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 %

¹⁴ Es sei auf die Erläuterungen zu § 12 Abs 4 verwiesen.

Land	Periode	Studie	TFP pro Jahr	Kommentar
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 %
	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 %

Tabelle 3: Überblick über empirische Produktivitätsentwicklungen im Stromnetz.

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"; Førsund/Kittelsen (1998): "Productivity Development of Norwegian Electricity Distribution Utilities". *Resource and Energy Economics* 20, p. 207-224; Hattori/Jamasb/Pollitt (2003): "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*.

Die Werte für den *Frontier Shift* liegen zwischen -1,3 % und +3,9 %, wobei nur Neuseeland einen negativen Wert beim *Frontier Shift* aufweist. Der zugehörige Wert der Gesamtfaktorproduktivität für Neuseeland ist +1,4 % für den Zeitraum 1994/95-1996/97. In einer neueren Studie kommen Meyrick and Associates (2003)¹⁵ für den Zeitraum 1996-2003 auf eine höhere Gesamtfaktorproduktivität von 2,1 %. Interessant ist das Ergebnis für Nordirland, wo nach einem Bruch mit der alten Regulierung ein sprunghafter Anstieg des *Frontier Shift* ersichtlich wird. In einer Studie von CEPA (2003)¹⁶ für den Regulator in England/Wales, OFGEM, erwarten die Autoren einen Anstieg der Gesamtfaktorproduktivität der Stromverteilnetzbetreiber in England/Wales von 1,4 %-3,4 %.

¹⁵ Meyrick and Associates, Regulation of Electricity Lines Businesses, Analysis of Lines Business Performance – 1996-2003, Report prepared for Commerce Commission, Wellington, 2003.

¹⁶ Cambridge Economics Policy Associates, Productivity Improvements in Distribution Network Operators, Final Report for OFGEM, 2003.

Für österreichische Stromverteilnetzbetreiber wurden 2003 erste historische Produktivitätskennzahlen errechnet, wobei die vertikale Integration der Unternehmen und die daraus resultierenden fehlenden historischen Daten für den separaten Netzbetrieb nur die Berechnung einer 5-jährigen Zeitreihe für den Netzbetrieb ermöglichte. Aus dieser Berechnung ergab sich eine durchschnittliche Gesamtfaktorproduktivitätsentwicklung für die Jahre 1996 – 2001 von 3,5 % pro Jahr.

In der Revenue-Cap Formel in Norwegen findet sich für das X_{gen} , das den *Frontier Shift* der effizientesten Unternehmen abbildet, ein Wert von 1,5 %. In den Niederlanden wurde dieser Wert in der ersten Regulierungsperiode (2001-2003) mit 2 % und in der zweiten (2004-2006) Regulierungsperiode mit 1,5 % festgelegt. In Finnland wurde für die Jahre 1999-2002 ein durchschnittlicher *Frontier Shift* von 2,2 % ermittelt. Das *general efficiency goal* wurde mit 1,3 % festgelegt, da schon vorab eine Inflationsbereinigung durch die durchschnittliche Inflation zwischen 1999-2002 von 0,9 % vorgenommen wurde.¹⁷ Real ist das *general efficiency goal* mit 2,2 % somit höher als in Norwegen und den Niederlanden, wo die Korrektur um die Inflation laufend vorgenommen wird.

Im Rahmen der Diskussion zum Projekt „Neue Netztarife“ wurde sowohl von NERA (2003)¹⁸ als auch Plaut Economics (2003)¹⁹ die Höhe des generellen Produktivitätsabschlages (3% bzw 2,5%) kritisiert. Plaut Economics (2003) bemerkte, dass bei einer zu hohen Festlegung des Produktivitätsabschlages für die effizienten Unternehmen der Anreiz für Kostensenkungen reduziert wird, da sie nicht entsprechend an den Gewinnen partizipieren können. Wirl/Rodgarkia-Dara (2002)²⁰ betonen jedoch, dass die Effizienzeigenschaft – Erreichung von produktiver Effizienz – einer Price-Cap Regulierung unabhängig von der Bestimmung des Produktivitätsabschlages ist, solange dadurch nicht ein Bankrott des regulierten Unternehmens riskiert wird. Die Autoren verweisen in diesem Zusammenhang auf Cabral/Riordan (1989)²¹, wo ein Fall dargestellt wird, bei dem ein zu geringer Abschlag zu suboptimalen Anstrengungen der Unternehmen und folglich nicht zu *produktiver* Effizienz führen kann. Parker (2003)²² stellt diesen Effekt anhand empirischer Studien für England dar:

„*The ability of the water industry to raise charges in the past may well have blunted management's incentive to pursue cost cutting in this industry to the same extent as found in telecommunications, gas and electricity.*“ (Parker, 2003: 84).

Die ECK setzt den Wert für den *Frontier Shift* für die erste Regulierungsperiode mit 1,5 % p.a. fest. Gleichzeitig wird jedoch betont, dass der Wert eher niedrig angesetzt wird. Sowohl die internationalen Erfahrungen mit Produktivitätssteigerungen – besonders nach einem Systemwechsel hin zu einem anreizbasierten System – als auch die Erfahrungen aus den Kostenprüfungen der letzten Tarifprüfungsverfahren würden einen höheren Wert rechtfertigen. Zu den 1,5 % müssen aber noch 0,45 % hinzugezählt werden, um den Entfall des Renditenkorridors zu kompensieren. Der um den *Renditenkorridor bereinigte Frontier*

¹⁷ Energy Market Authority, Guidelines for assessing reasonableness in pricing of electricity distribution network operations for 2005-2007, Helsinki, 2004.

¹⁸ NERA, Gutachten zu der Systemnutzungstarife-Verordnung 2003 – Ein Bericht für den VEÖ, London, 2003.

¹⁹ Plaut Economics, Anreizregulierung der österreichischen Stromnetzbetreiber, Bern, 2003.

²⁰ Franz Wirl und Aria Rodgarkia-Dara, Gutachten zu den Vorschlägen zur Regulierung von Netztarifen, Gutachten für den VEÖ, Wien, 2002.

²¹ Luis M.B. Cabral und Michael H. Riordan, Incentives for Cost Reduction Under Price Cap Regulation, *Journal of Regulatory Economics*, 1: 93-102 (1989).

²² David Parker, „Performance, risk and strategy in privatised, regulated industries: The UK's experience“, *The international Journal of Public Service Management*, Vol. 16, No.1: 75-100 (2003).

Shift liegt deshalb bei 1,95 % (= 1,5 % + 0,45 %). In der Folge wird dieser Wert, 1,95 %, weiterhin als *Frontier Shift* bezeichnet.

Für ein effizientes Unternehmen bedeutet der *Frontier Shift* von 1,95 %, dass die Kosten, K_{2005} , pro Jahr um 1,95 % reduziert werden müssen. Bei einer Regulierungsperiode 01.01.2006-31.12.2009 bedeutet dies für ein effizientes Unternehmen:

$$K_{2006} = K_{2005} \cdot (1 - 1,95\%)^1 \quad (1)$$

$$K_{2007} = K_{2005} \cdot (1 - 1,95\%)^2 \quad (2)$$

$$K_{2008} = K_{2005} \cdot (1 - 1,95\%)^3 \quad (3)$$

$$K_{2009} = K_{2005} \cdot (1 - 1,95\%)^4 \quad (4)$$

Zu § 16 Abs 3

Zur Einhaltung des Grundsatzes der Kostenorientierung ist eine Anpassung der Kosten durch einen Inflationsfaktor während der Regulierungsperiode notwendig. Dies erfolgt durch die jährliche Änderung des Netzbetreiberpreisindex. Dadurch werden exogene, dh vom Unternehmen nicht beeinflussbare, Kostenerhöhungen abgebildet.

Elemente des Netzbetreiberpreisindex

Die Kostenerhöhungen der Netzbetreiber werden durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex, ΔNPI , abgebildet, wobei sich dieser wie folgt zusammensetzt:

- *Tariflohnindex* (Generalindex), *TLI*, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Tariflohnindex dient als Näherungswert für die Preisentwicklung für Personalkosten (Gewichtung: 40 %).
- *Baupreisindex* (gesamt), *BPI*, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Baupreisindex dient als Näherungswert für die Preisentwicklung der Kapital- und Materialkosten (Gewichtung: 30 %).
- *Verbraucherpreisindex*, *VPI*, publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Verbraucherpreisindex dient als Näherungswert für die Entwicklung der sonstigen Kosten (Gewichtung: 30 %).

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

Die ECK hat eine Substitution des *Verbraucherpreisindex* durch den *Harmonisierten Verbraucherpreisindex*, *HVPI*, diskutiert, da der *VPI* die Inflation systematisch überschätzt. So stellt Pollan (2005)²³ fest, dass der HVPI im Jänner 2005 eine Teuerungsrate von 2,4 % und der VPI einen Wert von 2,9 % ausweist. Eine ähnliche Entwicklung zeigt sich auch in den Folgemonaten. Pollan (2005) gibt für den Unterschied zwei Gründe an (i) Unterschiede im Erfassungsbereich und in der Gewichtung und (ii) methodische Unterschiede. Bezüglich der methodischen Unterschiede meint Pollan (2005: 162):

„In der Literatur besteht nach einer langen Diskussion nunmehr Einigkeit darüber, dass das arithmetische und das geometrische Mittelungsverfahren (*Dutot-Index* und

²³ Wolfgang Pollan, Zur Messung der Inflation in Österreich, 161-164, WIFO-Monatsberichte 3/2005.

Jevons-Index) vorzuziehen sei. Eurostat (1999) empfiehlt die Methode des geometrischen Mittels. Diese Methode wird in der Berechnung des HVPI angewandt. Dagegen schließt Eurostat die Methode der Durchschnittsmesszahlen (Carli-Index) ausdrücklich als ungeeignet aus. Diese Methode wird allerdings für die Berechnung der Messzahlen auf der untersten Aggregatstufe des Verbraucherpreisindex 2000 weiterhin eingesetzt. Gegenüber dem Dutot-Index und dem Jevons-Index überschätzt der Carli-Index die Inflation systematisch.“

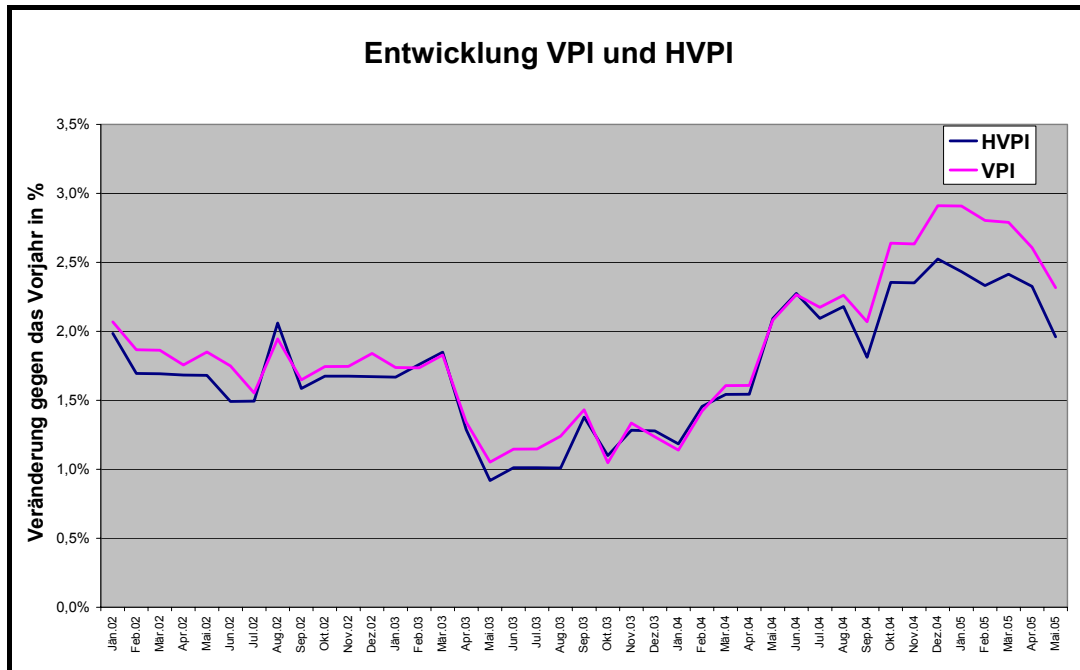


Abbildung 4: Entwicklung des VPI und HVPI (Jänner 2002-Mai 2005)

Die ECK belässt jedoch weiterhin zunächst den *VPI*. Während der ersten Regulierungsperiode wird jedoch laufend der Unterschied zwischen dem *VPI* und dem *HVPI* beobachtet und bei substantiellen Differenzen der Umstieg zu Beginn der zweiten Regulierungsperiode auf den *HVPI* in Erwägung gezogen. Ein Umstieg während der ersten Regulierungsperiode wird ausdrücklich ausgeschlossen.

Ermittlung der Änderung des jährlichen Netzbetreiberpreisindex

Bei der Ermittlung von ΔNPI_{2006} werden die letzt verfügbaren Werte des *TLI* (September 2005), *BPI* (2.Quartal 2005) und *VPI* (September 2005) verwendet. In den Folgejahren werden die entsprechenden Werte der Folgejahre für das 2. Quartal 2006/2007/2008 – *BPI* – sowie September 2006/2007/2008 – *VPI* und *TLI* – als letzt verfügbare Werte herangezogen, um eine durchgehende Erfassung der Kostenerhöhungen sicherzustellen.

Als zeitliche Indexierung für den mit 01.01.2006 wirksam werdenden Netzbetreiberpreisindex wird 2006, ΔNPI_{2006} , gewählt. Es muss betont werden, dass ΔNPI_{2006} aus letzt verfügbaren Werten und nicht aus Prognosen für den *VPI*, *TLI* und *BPI* für 2006 ermittelt wird. Für die Folgejahre gilt äquivalent:

- **01.01.2007:** ΔNPI_{2007}
- **01.01.2008:** ΔNPI_{2008}

- **01.01.2009: ΔNPI_{2009}**

Die Ermittlung der jährlichen Änderung des Netzbetreiberpreisindex für 01.01.2006 soll anschließend schrittweise dargestellt werden. Die Ermittlung der jährlichen Änderungen der Folgejahre folgt der gleichen Systematik.

Ermittlung der Einzelindizes

Der *Baupreisindex* wird von der Statistik Austria pro Quartal veröffentlicht. Die jährliche Änderung des *Baupreisindex* ergibt sich aus:

$$\Delta BPI_{2005} = \frac{BPI_{2.Quartal,2005} + BPI_{1.Quartal,2005} + BPI_{4.Quartal,2004} + BPI_{3.Quartal,2004}}{BPI_{2.Quartal,2004} + BPI_{1.Quartal,2004} + BPI_{4.Quartal,2003} + BPI_{3.Quartal,2003}} - 1$$

Der *Tariflohnindex* wird von der Statistik Austria monatlich veröffentlicht. Die jährliche Änderung des *Tariflohnindex* ergibt sich aus:

$$\Delta TLI_{2005} = \frac{TLI_{09.2005} + \dots + TLI_{10.2004}}{TLI_{09.2004} + \dots + TLI_{10.2003}} - 1$$

Der *Verbraucherpreisindex* wird von der Statistik Austria monatlich veröffentlicht. Die jährliche Änderung des *Verbraucherpreisindex* ergibt sich aus:

$$\Delta VPI_{2005} = \frac{VPI_{09.2005} + \dots + VPI_{10.2004}}{VPI_{09.2004} + \dots + VPI_{10.2003}} - 1$$

Zusammenführung der Einzelindizes

Zur Ermittlung der Änderung des *Netzbetreiberpreisindex*, ΔNPI , müssen die drei Einzelindizes gewichtet addiert werden. Der ΔNPI_{2006} ergibt sich deshalb aus:

$$\Delta NPI_{2006} = 30\% \cdot \Delta BPI_{2005} + 40\% \cdot \Delta TLI_{2005} + 30\% \cdot \Delta VPI_{2005}$$

Berücksichtigung der Kostensteigerungen

Die ECG hat im Auftrag der ECK in „Anreizregulierung der österreichischen Netzbetreiber“ (2003) eine additive Verknüpfung des Produktivitätsabschlages und der Änderung des Netzbetreiberpreisindex vorgenommen. Dies wurde von Seicht (2003: 31ff)²⁴ kritisiert, der eine multiplikative Verknüpfung von Indexzahlen vorschlägt. Eine solche findet sich beispielsweise auch in der norwegischen Regulierungsformel, seit 2001 in Victoria²⁵, Australien, und seit 2004 in Neuseeland. Die multiplikative Verknüpfung wurde von der ECK

²⁴ Gerhard Seicht (2003), „Analyse der von der Energie-Control GmbH im Auftrag der Energie-Control Kommission erstellten Diskussionsgrundlage – „Anreizregulierung der österreichischen Stromnetzbetreiber““, Wien.

²⁵ Im Verfahren für die Festlegung der Verteilnetztarife für die Periode 2001-2005 änderte das Office of the Regulator-General die Formel von $(1+CPI-X)$ auf $(1+CPI)(1-X)$. Für die Begründung sei auf „Electricity distribution price determination 2001-05 Volume I – statement of purpose and reasons“, Office of the Regulator-General, 2000, Melbourne, speziell „Appendix F: The Formulation of the Distribution Price Control“ (s. 245ff), verwiesen.

auch bei der Kostenaktualisierung im Tarifverfahren SNT-VO 2003 Novelle 2005 angewandt. Die ECK behält die multiplikative Verknüpfung bei. Für die Entwicklung der Kosten gilt somit:

- **2006:** $K_{2006} = K_{2005} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2006})]$
- **2007:** $K_{2007} = K_{2006} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2007})]$
- **2008:** $K_{2008} = K_{2007} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2008})]$
- **2009:** $K_{2009} = K_{2008} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2009})]$

Für eine detaillierte Darstellung von KA (=Kostenanpassungsfaktor) sei auf die Erläuterungen zu § 16 Abs 4 Sätze 3, 4 und 5 verwiesen.

Zu § 16 Abs 4 Sätze 1 und 2

Gem § 25 Abs 2 ElWOG können bei der Bestimmung der Systemnutzungstarife die Kosten eines vergleichbaren, rational geführten Unternehmens herangezogen werden. Zur Ermittlung der Effizienzsteigerungspotenziale hat die ECG im Auftrag der ECK eine Benchmarkinganalyse der österreichischen Netzbetreiber durchgeführt, die an Frontier Economics/Consentec (2003)²⁶ anknüpft.

Ziel der Benchmarkinganalyse ist zu prüfen, ob die tatsächlichen Kosten des Netzbetriebs einer rationellen Betriebsführung entsprechen. Mit dem vorgeschlagenen Benchmarking-Verfahren wird den gesetzlichen Vorgaben Rechnung getragen, das Kostenniveau eines oder mehrerer (relativ) rationell geführter, vergleichbarer Unternehmen zu finden. Dabei werden für den jeweiligen Netzbetreiber der oder die für ihn vergleichbaren, rationell geführten Betriebe gesucht. Auf diese Weise kann ermittelt werden, in welchem Verhältnis die Kosten des konkreten Unternehmens zu den Kosten eines oder mehrerer vergleichbarer, rationell geführter Unternehmen stehen. Dabei sind die Besonderheiten der einzelnen Unternehmen zu erfassen und nach den Aspekten der Auswirkungen auf die Kosten zu berücksichtigen.

Bei der Durchführung der Benchmarkinganalyse ergeben sich zwei zentrale Fragestellungen:

- Verfahrensauswahl: Welches technische Benchmarkingverfahren wird für die Analyse verwendet?
- Variablenauswahl: Welche Größen („Variablen“) sind auf der Kostenseite und auf der Leistungs- bzw Umweltseite zu berücksichtigen?

Auf Basis der Verfahrens- und Variablenauswahl wird anschließend die relative Effizienz der Unternehmen respektive deren Effizienzsteigerungspotenziale berechnet. Es muss betont werden, dass bei der Analyse nur die *relative* Effizienz der Unternehmen zueinander ermittelt wird. Dies bedeutet folglich nicht, dass die als effizient ausgewiesenen Unternehmen tatsächlich *absolut* effizient sein müssen, weshalb auch bei diesen noch Effizienzpotenziale möglich sein können.

²⁶ Frontier Economics/Consentec (2003), „Benchmarking des Stromnetzbetriebs in Österreich“, London.

Verfahrensauswahl

Allgemein werden mit Benchmarkingverfahren mathematische Modelle bezeichnet, die Output- und Inputmengen einzelner Unternehmen in Beziehung setzen und mit den resultierenden Produktivitätskennzahlen die Effizienz einzelner Unternehmen im Vergleich zu anderen Unternehmen einschätzen. Zur Abschätzung der relativen Effizienz sind verschiedene Algorithmen, sogenannte Benchmarking-Modelle, verfügbar. Allen Modellen ist gemein, dass sie die Effizienz aller Unternehmen in Bezug auf Best-Practice Unternehmen angeben. Dabei ist die Effizienz von Best-Practice Unternehmen in der Regel auf 100 % normiert. Weniger effiziente Unternehmen erhalten einen Effizienzwert von weniger als 100 %.

Klassifizierung von Verfahren

Im Wesentlichen können Benchmarkingverfahren nach der Art des Verfahrens zur Errechnung des Effizienzmaßstabs zwischen ökonometrischen Ansätzen (parametrisch) und Ansätzen linearer Optimierung (nicht-parametrisch) unterschieden werden. Beide Ansätze können darüber hinaus danach differenziert werden, ob sie zufällige Schwankungen in den Daten – und somit der entsprechenden Effizienzeinschätzung – berücksichtigen (stochastische Verfahren) oder nicht (deterministische Verfahren). Die Unterscheidung beruht auf folgenden Kriterien:

- *Parametrisch vs nicht-parametrisch.* Bei parametrischen Verfahren wird im Rahmen der Schätzung der Effizienzgrenze eine Gewichtung der Kosteneinflussfaktoren vorgenommen. Diese Gewichtung resultiert aus einer statistischen Regression der Kosten auf jene Faktoren, die diese Kosten verursachen. Mit der Methode der kleinsten Quadrate (*ordinary least squares* OLS) wird auf diese Weise für jeden Kostenfaktor ein Parameter errechnet, der dessen Einfluß auf die Kostengröße ausdrückt. Im Rahmen nicht-parametrischer Verfahren bleibt eine solche Gewichtung offen.
- *Stochastisch vs deterministisch.* Bei stochastischen Verfahren wird – anders als bei deterministischen Verfahren – berücksichtigt, dass die Effizienzgrenze mitunter durch Ausreißer bestimmt sein könnte, z.B. durch Unternehmen, die im Analysejahr außergewöhnlich niedrige Kosten zu verzeichnen hatten. Entsprechend wird bei stochastischen Ansätzen eine statistische Korrektur der Effizienzgrenze vorgenommen, die bedingt, dass die ausgewiesene relative Effizienz der schlechteren Unternehmen steigt.

Abbildung 5 fasst die bedeutendsten analytischen Verfahren zusammen.²⁷

²⁷ Für eine genaue Beschreibung der einzelnen Verfahren sei auf Frontier Economics/Consentec (2003) verwiesen. Eine solche findet sich auch in: Sumicsid (2005), NVE Network Cost Efficiency Model: Final Report, Gutachten für NVE; Sumicsid (2003), Benchmarking for Regulation, Bericht für NVE; CEPA (2003), „Background to work on assessing efficiency for the 2005 distribution price control review“, Gutachten für OFGEM.

Schätzmethode	Non-parametrisch	Data Enevelopment Analysis (DEA) -CRS: <i>Charnes, Cooper, Rhodes (1978)</i> , -VRS: <i>Banker, Charnes & Cooper (1984)</i> , <i>Fare, Grosskopf & Lovell (1994)</i> ; -non-convex FDH: <i>Desprins, Simar & Tulkens (1984)</i>	Stochastic bzw. chance constrained Data Envelopment Analysis (SDEA) -CRS/VRS: <i>Land, Lovell & Thore (1993)</i> , <i>Weyman-Jones (2001)</i>
	Parametrisch	Corrected/Modified Ordinary Least Squares CRS & VRS regression (COLS, MOLS & goal programming) <i>Greene (1997)</i> , <i>Lovell (1993)</i> , <i>Aigner & Chu (1968)</i>	Stochastic Frontier Analysis (SFA) -CRS/VRS: <i>Aigner, Lovell & Schmidt (1977)</i> , <i>Battese & Coelli (1992)</i> , <i>Coelli, Rao and Battese (1998)</i>
		Deterministisch	Stochastisch
Messung der Effizienz relativ zur Frontier			

Abbildung 5: Auswahl an praktisch verfügbaren Benchmarking-Verfahren; *Quelle: Frontier Economics/Weyman-Jones*

Nicht-parametrische/deterministische Methode: *Data Envelopment Analysis (DEA)*

Die *Data Envelopment Analysis (DEA)* ist eine Verallgemeinerung der in zahlreichen betriebswirtschaftlichen Untersuchungen üblichen partiellen Kennzahlenanalyse. Dabei werden die Faktoreinsätze – Inputs – der Unternehmen den Unternehmensleistungen – Outputs – gegenübergestellt. Das DEA-Programm bestimmt effiziente Referenzunternehmen durch Minimierung der Inputs bei gegebenen Outputs (input-basierte DEA).

Zunächst werden jene Unternehmen als effizient definiert, die bei einer partiellen Output-Input-Relation das beste Ergebnis erzielen. Aus den Best-Practice Unternehmen (Peer Unternehmen) wird mittels Linearkombination eine Effizienzgrenze ermittelt. Schlussendlich wird jedes Unternehmen mit einem virtuellen Unternehmen auf der Effizienzlinie verglichen. Die explizite Ausweisung der Peer Unternehmen ermöglicht bei der Durchführung der DEA eine Qualitätskontrolle der Ergebnisse durch die Eliminierung von unplausiblen Peer Unternehmen.

Die Vorteile der DEA lassen sich zusammenfassen:

- Die DEA kann theoretisch auch für eine kleine Stichprobe angewandt werden, wobei in diesem Fall aber die Diskriminierungskraft der Analyse eingeschränkt ist.
- Die DEA macht keine Annahmen über funktionelle Zusammenhänge zwischen Inputs und Outputs.
- Die DEA weist explizit die Peer Unternehmen für jedes Unternehmen aus.
- Die DEA ist ein vorsichtiges Verfahren, da nur strukturell vergleichbare Unternehmen verglichen werden.
- Die DEA ist ein intuitiv leicht nachvollziehbares Verfahren und mit handelsüblicher Software leicht rechenbar.

Dem stehen jedoch auch Nachteile gegenüber:

- Die DEA korrigiert keine zufälligen Schwankungen in den Daten und ist somit anfällig gegenüber Datenausreißern.
- Die DEA erlaubt es nicht, die statistische Signifikanz von Variablen zu testen. Hiefür kann allenfalls zusätzlich eine Regressionsanalyse durchgeführt werden.

- Die DEA kann die Effizienz von Unternehmen, die in Bezug auf eine Kennzahl eine extreme Ausprägung („Alleinstellung“) haben, aufgrund sogenannter *Slacks* überschätzen
- Die DEA ist anfällig für strategisches Verhalten der Unternehmen, die durch die Hineinreklamation von Outputs, bei denen sie ein Alleinstellungsmerkmal besitzen, ihre Effizienzwerte erheblich verbessern können.²⁸

Das durch *Slacks* verursachte Problem verzerrter Effizienzwerte soll anhand eines Beispiels illustriert werden. Hat ein Unternehmen in Bezug auf ein Analysemerkmal eine extreme Ausprägung, kann es sein, dass dieses Unternehmen nominell als effizient erscheint, obwohl es andere Unternehmen gibt, die bei gleichen Kosten mehr Outputs erbringen. Dies lässt sich anhand der Abbildung 6 verdeutlichen. Im Beispiel sind die Unternehmen A, B und C effizient. Während die Effizienzgrenze zwischen den Unternehmen A und B bzw. B und C durch eine Linearkombination repräsentiert wird, wird sie bei noch extremeren Ausprägungen durch eine Senkrechte auf die jeweilige Achse dargestellt. Im Beispiel würden Unternehmen D und E die Effizienzgrenze in diesem Bereich erreichen. Dabei ist aber ersichtlich, dass Unternehmen D nur in Bezug auf Output 1/Kosten so gut ist wie Unternehmen A, nicht jedoch im Bezug auf Output 2/Kosten. Der Abstand zur bestmöglichen Kombination von Output 2/Kosten bei gegebenem Output 1/Kosten wird als *Slack* bezeichnet. Die Effizienz von Unternehmen mit Extremausprägungen wird bei Anwendung der DEA-Technik tendenziell überschätzt.

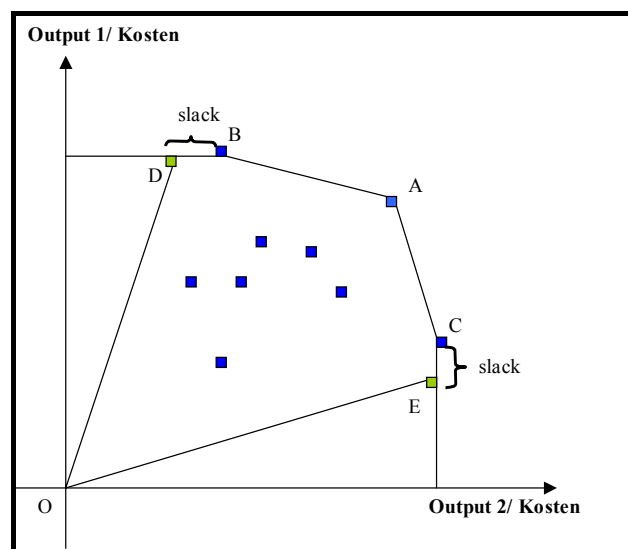


Abbildung 6: Darstellung von Slacks; *Quelle: Frontier Economics*

Aus regulierungspolitischer Sicht ist es deshalb sinnvoll, durch eine umfangreiche Stichprobe geeignete Vergleichsunternehmen rechts und links des interessierenden Unternehmens zu finden, und so auszuschließen, dass nominell festgestellte Effizienz auf einer Alleinstellung beruht. Es ist deshalb immer auf das Verhältnis zwischen der Anzahl der Outputs und der Anzahl der Größe der Stichprobe zu achten. Eine DEA mit zu vielen Outputs und zu wenigen gebenchmarkten Unternehmen verliert ihre Diskriminierungskraft, zwischen Ineffizienz und bloßer Alleinstellung zu unterscheiden. Ferner lässt sich bei zusätzlicher Anwendung eines Benchmarkingverfahrens aufgrund einer Regressionsanalyse prüfen, inwieweit die nominelle

²⁸ vgl. Jamasb, T.J., P. Nillesen, and M. Pollitt, Gaming the Regulator: A Survey, *The Electricity Journal*, 16 (10): 68-80 (2003).

Effizienz bei Anwendung des DEA-Ansatzes eine Alleinstellung oder auf echte Strukturunterschiede zurückzuführen ist.

Data Envelopment Analysis und returns to scale

Mit Skalenerträgen werden Kostendegressionseffekte bezeichnet, die durch Variation der Unternehmensgröße erzielt werden. Während bei konstanten Skalenerträgen (*constant returns to scale*, CRS) eine Verdopplung der Inputs (der variablen Kosten) zu einer Verdopplung des Outputs führt, sind die Output- und Inputveränderungen bei variablen Skalenerträgen (*variable returns to scale*, VRS) nicht proportional.

Die DEA berücksichtigen in der VRS-Form den Einfluss der Unternehmensgröße auf die Kosten. Die Unternehmensgröße wird als Erklärungsfaktor für die Kosten gewertet, was dazu führt, dass einzelne Unternehmen mit in der Größe ähnlichen Unternehmen verglichen werden. Im Unterschied wird bei der CRS-Form die Effizienz der Unternehmen unter der Annahme abgeschätzt, dass die Unternehmensgröße keine Rolle für das Effizienzniveau spielt (bzw spielen sollte). Die Annahme nicht-sinkender Skalenerträge (*non-decreasing returns*, NDRS) ist eine Sonderform der VRS Spezifikation, in der Skaleneffizienzen als Kostenfaktoren nur für solche Unternehmen berücksichtigt bzw erlaubt werden, die unterhalb ihrer optimalen Unternehmensgröße operieren.

Verschiedene empirische Untersuchungen liefern nur schwache Evidenz für Kostendegressionseffekte jenseits bestimmter Unternehmensgrößen²⁹, jedoch wird der Zusammenhang zwischen Unternehmensgröße und Kostenniveau im Regulierungskontext häufig diskutiert. Als Argument für die Verwendung von konstanten Skalenerträgen sei auf Sumicsid (2005: 17-18)³⁰ verwiesen:

„There are several common motivations to use a constant return to scale assumption....One it that one can always use multiples of smaller units. This prohibits decreasing return to scale where more inputs generate smaller and smaller increases in output. A second is – as with convexity – to retain sufficient discriminatory power. A third is a structural intention to incentivize companies to work on the constant return to scale parts of technology to ensure that they have the right scale.“

Die Behörde hat sich schon in vorherigen Diskussionen basierend auf Frontier Economics/Consentec (2003) für eine CRS-Spezifikation ausgesprochen, da Netzbetreiber typischerweise den Umfang ihrer Geschäftsaktivität verändern können, indem sie fusionieren, kooperieren oder Unternehmensteile abstoßen. Ineffizienzen aufgrund suboptimaler Unternehmensgröße sind somit vom Management des Unternehmens zu verantworten. Nach dieser Logik sollte der Maßstab für die angemessenen Kosten also das Durchschnittskostenniveau eines effizienten Netzbetreibers, der die optimale Betriebsgröße gewählt hat, sein. Dies ist auch plausibel, wenn man bedenkt, dass die primäre Zielsetzung für das Benchmarking ist, Ineffizienzen informationell aufzudecken. Die korrespondierende Benchmarkingvariante für diese Zielsetzung ist damit die CRS-Spezifikation. In Plaut Economics (2005: 10-11) findet sich kein Einwand gegen die CRS-Spezifikation.

²⁹ vgl Sverre Kittelsen (1993), “Stepwise DEA; Choosing variables for measuring technical efficiency in Norwegian electricity distribution”, Scandinavian Working Papers in Economics No. 6/1993 (<http://swopec.hhs.se/osloec/1993.htm>); Massimo Filippini und Jörg Wild, Berücksichtigung von regionalen Unterschieden beim Benchmarking von Stromverteilnetzbetreibern, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 26 (1): 51-59 (2002).

³⁰ Sumicsid (2005), NVE Network Cost Efficiency Model: Final Report, Gutachten für NVE.

Parametrische/Stochastische Methode: Modified Ordinary Least Squares (MOLS)

MOLS ist ein Verfahren, das auf einer Regressionsanalyse beruht, weshalb vorab eine funktionelle Form zwischen Inputs und Outputs – Kostenfunktion – bestimmt werden muss. Der MOLS-Analyse selbst ist eine *Corrected Ordinary Least Squares* (COLS)-Analyse vorgelagert.

Bei COLS wird über den Regressionsansatz der Kleinstquadratmethode (*ordinary least squares*, OLS) zunächst eine Kostenkurve geschätzt. Als Maßstab für Effizienzeinschätzungen wird bei COLS das Best-Practice Unternehmen herangezogen, welches definiert wird als jenes Unternehmen, dessen tatsächliche Kosten am deutlichsten unter seinen geschätzten Kosten liegen. Die mittels der OLS-Methode geschätzte Kostenfunktion – die das Durchschnittsunternehmen repräsentiert – wird also durch eine Parallelverschiebung korrigiert.

Ein Problem bei COLS ist, dass die Effizienz der Unternehmen allein vom Best-Practice Unternehmen durch eine deterministische Verschiebung der Kostenfunktion abhängt. Dessen Kosten können jedoch

- unterschätzt werden, wenn im Untersuchungsjahr eine besonders gute Performance mehr auf positive Zufallseinflüsse als auf eine effiziente Betriebsführung zurückzuführen ist oder
- überschätzt werden, da das Best-Practice Unternehmen im Untersuchungsjahr besonders ungünstige Bedingungen vorgefunden hat. Oder beim Best-Practice Unternehmen handelt es sich um einen Ausreißer.

Mit Hilfe des MOLS Ansatzes wird eingeräumt, dass bei einer deterministischen Festlegung der Effizienzgrenze statistische Fehler unterlaufen können. Daher wird bei diesem Verfahren die nach COLS ermittelte Effizienzgrenze zugunsten der weniger effizienten Unternehmen „nach oben“ korrigiert. Der genaue Umfang dieser Korrektur wird ermittelt, indem eine bestimmte statistische Verteilung der Regressionsfehler unterstellt wird. Die Korrektur der Effizienzgerade erfolgt dann unter Auswertung der Varianz in den tatsächlichen Werten der erklärenden Variablen. Dabei kann der Modellnutzer definieren, welche Fehlerverteilung unterstellt wird und mit welcher statistischen Genauigkeit (Signifikanz) statistische Schätzfehler ausgeschlossen werden. Die MOLS Methode ist ein parametrischer Ansatz, der sowohl deterministische als auch stochastische Komponenten beinhaltet – letzteres allerdings nur im Hinblick auf den Fehlerterm.

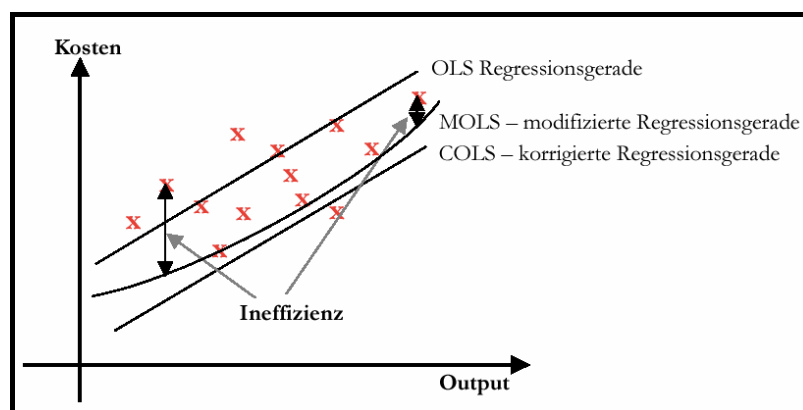


Abbildung 7: COLS und MOLS; Quelle: Frontier Economics

Die Vorteile der MOLS lassen sich zusammenfassen:

- Die Outputs können auf statistische Signifikanzen getestet werden.
- Die Effizienzwerte sind weniger anfällig gegenüber Datenausreißern.

Dem stehen jedoch auch Nachteile gegenüber:

- Bei MOLS muss eine funktionelle Form zwischen Inputs und Outputs festgelegt werden.
- MOLS setzt eine größere Stichprobe voraus.
- MOLS weist nicht explizit ein Peer-Unternehmen aus.

Kombination von Benchmarkingverfahren

Aus den obigen Ausführungen zu den Vor- und Nachteilen unterschiedlicher Benchmarkingverfahren wurde ersichtlich, dass die ermittelten Effizienzwerte in zwei Richtungen verzerrt sein können:

- Sie sind zu niedrig, da aufgrund der Verwendung von deterministischen Methoden statistische Unschärfen in den Daten nicht korrigiert werden und somit ein Datenrauschen als Ineffizienz gedeutet wird.
- Sie sind zu hoch, da aufgrund der Eigenschaft der verwendeten Methode Alleinstellungsmerkmalen von Unternehmen zu viel Gewicht zugewiesen wird.

Dem kann durch eine Kombination von unterschiedlichen Benchmarkingverfahren entgegengewirkt werden. In Frontier Economics/Consentec (2003) wurde deshalb eine Hauptmethode (DEA) und eine Kontrollmethode (Stochastic Frontier Analysis) angeregt. Das Verhältnis zwischen Haupt- und Kontrollmethode wurde jedoch noch nicht abschließend bestimmt. Einige Unternehmen haben vorgeschlagen, immer den besseren Effizienzwert aus Haupt- und Kontrollmethode heranzuziehen. Es muss jedoch betont werden, dass die Verwendung des besseren Effizienzwertes aus beiden Methoden ohne die Prüfung der Gründe für die Differenz dem Zweck der Kontrolle widerspricht, besonders wenn klar ersichtlich ist, dass die Effizienz eines Unternehmens in der DEA durch ein Alleinstellungsmerkmal – *Slack* – begründet ist. Die Heranziehung des besseren Wertes würde in diesem Fall dem Regulierungsziel der *Ausgewogenen Behandlung aller Unternehmen* widersprechen. Dies wird auch von Sumicsid (2005: 79) im Benchmarking Endbericht für den norwegischen Regulator, NVE, angemerkt:

„Although one can provide theoretical arguments in favor of using the uncorrected estimates, namely the individual rationality that calls for conservative estimates, one can also make a case for the use of corrected efficiency scores. This would allow for a more equal treatment of the different distributors.”³¹

In der Benchmarkinganalyse zur SNT-VO 2006 wird eine Klassifizierung in eine Haupt- und Kontrollmethode nicht mehr vorgenommen, sondern die Effizienzwerte werden durch eine

³¹ Und weiter: “To the best of our knowledge, there are no simple solutions to the issues raised here, and one of our recommendations is therefore to further investigate how bias should be accounted for - if at all – in the regulation.” Sumicsid (2005), NVE Network Cost Efficiency Model, Final Report for NVE; Eine empirische Untersuchung zur Effizienzmessung durch DEA und regressionsbasierten Modellen in der Wasserwirtschaft in England/Wales findet sich bei: John Cubbin und George Tzanidakis, Regression versus data envelopment analysis for efficiency measurement: an application to the England and Wales regulated water industry, Utilities Policy 7: 75-85 (1998).

Gewichtung von zwei Benchmarkingverfahren ermittelt. Bei der Auswahl der Benchmarkingverfahren wird besonders darauf Wert gelegt, dass diese unterschiedliche methodische Eigenschaften aufweisen, damit die oben angeführten Vor- und Nachteile verschiedener Benchmarkingverfahren kompensiert werden. Es wird deshalb in der Folge verwendet:

- **DEA:** nicht-parametrisches/deterministisches Verfahren (*constant returns to scale*)
- **MOLS:** parametrisches/stochastisches Verfahren

In Frontier Economics/Consentec (2003) wurde die *Stochastic Frontier Analysis* als parametrisches/stochastisches Verfahren vorgeschlagen. Da dieses Verfahren jedoch eine große Stichprobe – ungefähr 60 Unternehmen – voraussetzt, konnte es in dieser Benchmarkinganalyse aufgrund der geringeren Stichprobengröße nicht verwendet werden.

Variablenauswahl: Kosten

In diesem Abschnitt wird diskutiert, ob bei der Benchmarking Analyse nur die laufenden Betriebskosten (OPEX) oder die Gesamtkosten (OPEX+CAPEX) verwendet werden sollen. Weiters wird auf die Frage eingegangen, welche Kostenabgrenzungen und -anpassungen für die Benchmarkinganalyse vorgenommen werden müssen.

Betriebskosten vs Gesamtkosten

Als Kostengrößen, welche als Inputvariable herangezogen werden, können entweder nur die Betriebskosten (OPEX) oder die Gesamtkosten (OPEX+CAPEX) gemeinsam verwendet werden. Die Verwendung von Gesamtkosten hat den Vorteil, dass die Benchmarkingergebnisse nicht durch die Wahl der Kapitalintensität im Produktionsprozess verzerrt werden. Bei Fokussierung des Benchmarking nur auf OPEX können Anreize entstehen, OPEX als Kapitalkosten zu deklarieren (zB bestimmte Instandhaltungsmaßnahmen) oder sogar Investitionen betriebskostenintensiven Lösungen vorzuziehen, nur um das OPEX-Benchmarkingergebnis zu verbessern.³² Bevor deshalb eine Benchmarkinganalyse nur der OPEX durchgeführt werden kann, muss in einem vorgelagerten Schritt eine Vereinheitlichung der Bestandteile der OPEX vorgenommen werden, was sich als sehr komplexer Prozess gestaltet. Ein solches Vorgehen wird beispielsweise vom englischen Regulator, OFGEM, gewählt³³, während in Norwegen und den Niederlanden die Gesamtkosten verglichen werden.

Die Verwendung von Gesamtkosten hat somit den Vorteil, dass keine falschen Anreize für eine suboptimale Kapitalintensität gesetzt werden, da eine Substitution von OPEX durch CAPEX keine Änderung der Effizienzwerte bedingt – außer, wenn hierdurch tatsächlich Gesamtkosten eingespart werden können.

Nach den Vorgaben der preisrechtlichen Bestimmungen des EIWOG sind die Systemnutzungstarife kostenorientiert zu bestimmen und haben dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen. Damit sollte sich auch die Benchmarking-Analyse nicht nur auf die laufenden Betriebskosten (einschl. Instandhaltungskosten) beschränken, sondern sich auch auf die Kapitalkosten (CAPEX) erstrecken.

³² vgl Burns, P. und C. Riechmann (2004), *Regulatory Instruments and Investment Behaviour, Utilities Policy* 12, 211-219.

³³ OFGEM, *Electricity Distribution Price Control Review, Final Proposal*, London, 2004.

Sowohl die theoretischen als auch die juristischen Überlegungen hat die ECK veranlasst, die Gesamtkosten als Inputvariable in der Benchmarkinganalyse heranzuziehen.

Ermittlung der Kosten für Benchmarking

Innerhalb des Netzbetriebs können Kosten nach verschiedenen Dienstleistungen des Netzbetreibers differenziert werden. Vom Anreizregulierungssystem sind nun aber nicht alle Dienstleistungen erfasst, weshalb diese aus der Kostenbasis entfernt werden müssen. Darüber hinaus sind noch weitere Anpassungen der Kosten für das Benchmarking notwendig.

Basis für die im Benchmarking verwendeten Kosten sind die letzt verfügbaren geprüften Kosten des Tarifprüfungsverfahrens der SNT-VO 2003 Novelle 2005. Diese Kosten verstehen sich exklusive vorgelagerte Netzkosten und vor der im Tarifprüfungsverfahren vorgenommenen Kostenaktualisierung³⁴.

Da die Bestimmung der Netzverlustentgelte einer separaten Systematik unterliegt, werden die *geprüften* Kosten des Tarifprüfungsverfahrens der SNT-VO 2003 Novelle 2005 um den Anteil der anerkannten Netzverlustkosten reduziert.

Da die Messentgelte gemäß § 25 Abs 1 EIWOG gesondert bestimmt werden, werden die Messkosten aus den geprüften Kosten ausgeschieden. Die Höhe der Messkosten wird durch die Messerlöse des Jahres 2003 approximiert.

Den *geprüften* Kosten des Tarifprüfungsverfahrens der SNT-VO 2003 Novelle 2005 liegen unterschiedliche Finanzierungskostensätze zugrunde. Für die Berechnung der Kosten für das Benchmarking wird deshalb ein einheitlicher Finanzierungskostensatz, der dem Schnitt der drei Novellen aus 2005 der SNT-VO 2003 entspricht, angewandt.

Bei den österreichischen Netzbetreibern liegt eine unterschiedliche Gewichtung der Vorfinanzierung durch ihre Kunden bezüglich der Baukostenzuschüsse vor. Der Unterschied aus diesem Tarifgestaltungselement muss für Zwecke des Benchmarking neutralisiert werden, da ansonsten Unternehmen mit geringer Gewichtung der Vorfinanzierung systematisch benachteiligt werden. Die Neutralisierung erfolgt bei der Berechnung der Finanzierungskosten. Die BKZ (Baukostenzuschüsse, Netzbereitstellungsentgelt, Netzzutrittsentgelt) aus der Bilanz des Netzbetreibers, die für die Tarifierung vom verzinslichen Kapital abgezogen werden, werden zum Zwecke des Benchmarking dem verzinslichen Kapital zugezählt. Aus dieser erhöhten Kapitalbasis werden in der Folge neue Finanzierungskosten abgeleitet.

Bei einigen Unternehmen beinhalten die *geprüften* Kosten des Tarifprüfungsverfahrens der SNT-VO 2003 Novelle 2005 Übertragungsnetz- bzw Höchstspannungsnetzkosten. Da jedoch nur die Kosten des Verteilernetzes gebenchmarkt werden, erfolgt für diese Unternehmen eine Korrektur für das Übertragungsnetz.

Aus den obigen Anpassungsschritten ergeben sich die Kosten, welche in die Benchmarkinganalyse einfließen.

³⁴ Es handelt sich hierbei um die gleichen Kosten, welche die Grundlage für die Berechnung von K_{2005} sind (vgl Absatz 45).

Variablenauswahl: Leistungs- und Strukturparameter

Erfahrungen aus internationalen Benchmarkingprozessen zeigen, dass die Auswahl der Leistungs- und Strukturvariablen, die als (unabhängige) Outputvariablen in das Benchmarking eingehen, eine schwierige Aufgabe darstellt. Grundlage für die Auswahl von Leistungs- und Strukturvariablen ist in der akademischen Literatur und der internationalen Regulierungspraxis zumeist eine Liste von Größen, bei denen ein Zusammenhang mit den Netzkosten vermutet wird, weil dies *intuitiv plausibel* erscheint – z.B. der Zusammenhang zwischen Versorgungsdichte [Netzanlüsse/km²] und den durchschnittlichen Kosten der Netzinfrastruktur – oder sich aus dem aktuellen oder historischen Preissystem der Unternehmen ergibt – z. B. die Einhebung von Arbeitspreisen oder zumindest Arbeitspreiskomponenten [Euro/MWh] in den Netztarifen durch Netzbetreiber könnte darauf schließen lassen, dass transportierte Energiemengen [MWh] eine Kosteneinflussgröße darstellen.³⁵ So findet sich bei Jamasb/Pollitt (2001)³⁶ eine Auflistung der Outputvariablen samt deren Häufigkeit aus 20 Benchmarkingstudien für Verteilnetzbetreiber. Exemplarisch seien genannt: verteilte Energie (12), Anzahl der Kunden (11), Versorgungsgebiet (6), Netzlänge (4), Höchstlast (4), Anzahl der Transformatoren (1), Transformatorenkapazität (1) und Distanzindex (1).³⁷

In der Folge wird die Auswahl der Leistungs- und Strukturvariablen durch die ECK, die als Outputvariablen bzw abhängige Variablen in die Benchmarkinganalyse eingehen, dargestellt. Dabei wird der Methodik in Frontier Economics/Consentec (2004, Kapitel 4) gefolgt.

Anforderungen

Das Hauptkriterium bei der Auswahl der Leistungs- und Strukturdaten ist die Anforderung an die Benchmarkinganalyse, eine sachgerechte Effizienzanalyse zu ermöglichen. Hierzu sind einerseits Leistungsdaten der Netzbetreiber zu identifizieren, die den Kostengrößen gegenübergestellt werden. Andererseits können über Strukturdaten äußere Einflüsse berücksichtigt werden, denen die Netzbetreiber in unterschiedlichem Maße ausgesetzt sind. Es lassen sich somit folgende konkrete Anforderungen ableiten:

- Im Sinne einer hohen Diskriminierungskraft der Analyse sollten möglichst wenige Variablen verwendet werden, die aber dennoch die kostentreibenden Einflüsse möglichst weitgehend abdecken.
- Strukturdaten sollten möglichst exogen, dh nicht durch Entscheidungen der Netzbetreiber bestimmt, sein.
- Neben der Identifikation signifikanter Variablen ist auch die Bestimmung ihrer funktionalen Zusammenhänge mit den Kostengrößen anzustreben, um die Genauigkeit der Analyse zu steigern.

Eine wichtige Randbedingung bei der Variablenauswahl stellt die Verfügbarkeit entsprechender Daten dar. Bei der Spezifikation der Variablen ist deshalb immer eine Kosten/Nutzenabwägung hinsichtlich der Beschaffbarkeit von Daten vorzunehmen.

³⁵ Allerdings spiegeln Preisstrukturen nicht zwingend Kostentreiber wider, sondern können zB auch als Anreizmechanismen zum Energiesparen dienen.

³⁶ Jamasb, T.J. und M.G.Pollitt (2001), International Benchmarking and Yardstick Regulation: An Application to European Electricity Utilities, *DAE Working Paper No.0115*.

³⁷ Gleichzeitig werden die verteilte Energie (2), Anzahl der Kunden (1), die Leitungslänge (11) und die Transformatorkapazität (11) auch als Inputvariablen in den Studien verwendet. So können die Netzlängen beispielsweise als Schätzer für die Kapitalkosten verwendet werden.

Überlappende Funktion von Leistungs- und Strukturparametern

Klassischerweise wird beim Benchmarking häufig eine klare Trennung zwischen Leistungs- und Strukturdaten vorgenommen, weil diese prinzipiell unterschiedliche Aufgaben haben. Betrachtet man jedoch den Prozess der Planung von Stromnetzen, so zeigt sich, dass dort klassische Leistungsvariablen zum Teil auch den Charakter eines Struktureinflusses haben. So ist beispielsweise die Höchstlast eine häufig verwendete Leistungsvariable, während gleichzeitig die Lastdichte, also die Höchstlast pro Fläche (bzw. Näherungsgrößen wie die Einwohnerdichte) häufig als Strukturvariable diskutiert wird. Nach diesem Beispiel wäre Höchstlast pro Fläche also sowohl als Leistungs- als auch als Strukturvariable zu charakterisieren. Das Beispiel zeigt, dass eine strikte Trennung zwischen den Variablenarten fallweise nur schwer möglich ist, weshalb in der Folge von *Outputvariablen* gesprochen wird.

Verwendung der Modellnetzanalyse (MNA) bei der Auswahl der Outputvariablen

Für die Bestimmung der Outputvariablen werden die *intuitiv plausiblen* Kostenzusammenhänge, welche der Auswahl von Outputvariablen in internationalen Benchmarkingstudien zugrunde liegen, einer *Objektivierung* unterzogen. Dies erfolgt in einem vorgelagerten Schritt unter Anwendung einer ingenieurwissenschaftlichen Modellnetzanalyse (MNA).

Durch die MNA werden in vereinfachter, jedoch objektiver Weise Zusammenhänge zwischen bestimmten exogenen Eigenschaften der Versorgungsaufgabe und dem Anlagenumfang eines Netzes ermittelt, das für eine gegebene Versorgungsaufgabe errichtet werden müsste. Mit Hilfe der MNA können unter Nachbildung praxisüblicher Vorgehensweisen bei der Netzplanung Modellnetze für unterschiedliche, jeweils homogen strukturierte Versorgungsgebiete entworfen werden. Durch Variation der Eigenschaften der Versorgungsaufgabe lässt sich untersuchen, welchen Einfluss diese Eigenschaften auf den jeweils erforderlichen Umfang an Netzanlagen haben.³⁸

Die MNA dient somit als Hilfsmittel, um auf ingenieurwissenschaftlicher Basis zu analysieren, welche Merkmale der Versorgungsaufgabe auf welche Bestandteile des für die Versorgung benötigten Netzanlagenumfangs signifikanten Einfluss haben und welcher funktionale Zusammenhang zwischen Einflussgrößen und Anlagenumfang jeweils besteht. Diese Ergebnisse werden einerseits für eine genauere Definition von plausiblen Variablen und andererseits für eine genauere Spezifikation der Heterogenität der Unternehmensumgebung genutzt. Der Zusammenhang zwischen der MNA und der Benchmarkinganalyse wird in Abbildung 8 dargestellt.

³⁸ Für eine genaue Darstellung der Modellnetzanalyse sei auf Frontier Economics/Consentec (2003) verwiesen.

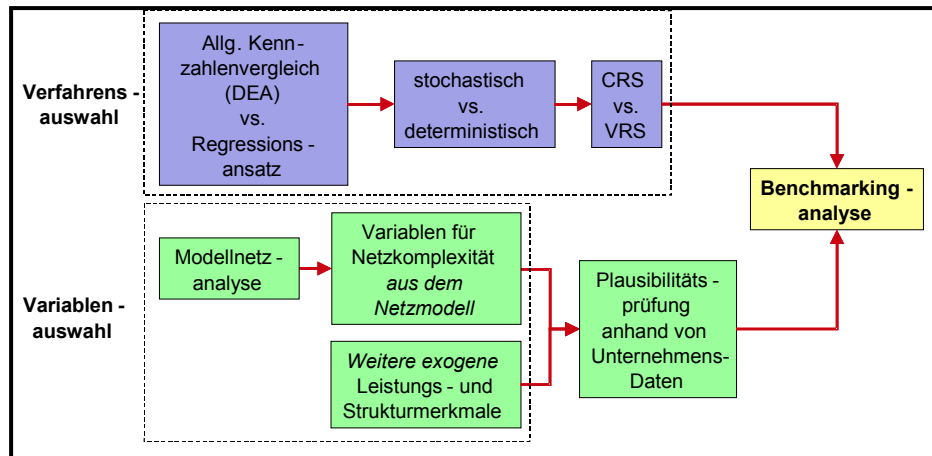


Abbildung 8: Zusammenhang zwischen Modellnetz- und Benchmarking-Analyse; *Quelle: Frontier Economics/Consentec*

Im Rahmen der MNA wurden durch Variation der Eingangsgrößen in jeweils realistischen Bandbreiten mehrere tausend Modellnetze zur Identifikation von signifikanten Wirkungszusammenhängen entworfen. Aus dieser Analyse hat sich gezeigt:

- Es gibt keine einzelne Einflussgröße, die den gesamten Anlagenumfang zufriedenstellend erklärt. Der erforderliche Umfang an Netzanlagen wird vielmehr in jeder Netzebene durch verschiedene Einflussgrößen determiniert.
- Die Dimensionierung der Umspannebenen wird wesentlich von der summarischen Lastdichte (Höchstlast pro Fläche) aller jeweils unterlagerten Netzebenen bestimmt. Der Zusammenhang zwischen diesen Größen ist linear.
- Es gibt einen Zusammenhang zwischen der Leitungsdichte (Leitung/km²) und der Anschlussdichte (Netzanschlüsse/km²) der jeweiligen Netzebene, wobei der funktionale Zusammenhang sich als quadratwurzelförmig und somit stark nichtlinear darstellt.

Als Kostentreiber ergeben sich aus der MNA die Lastdichte und Anschlussdichte je Netzebene, wobei sich beide als Dichtemaße jeweils auf eine Bezugsfläche beziehen. Zur Verwendung als Outputvariablen müssen jedoch diese Verhältniszahlen in absolute Kenngrößen umgerechnet werden. Bei Vorliegen eines linearen Zusammenhangs geschieht dies durch die Multiplikation mit der Fläche, woraus sich aus der relativen Kenngröße – Lastdichte – die absolute Kenngröße – Netzhöchstlast – ergibt. Aufgrund der Nichtlinearität bei der Anschlussdichte bleibt die Bezugsfläche jedoch auch in der absoluten Kenngröße erhalten, weshalb sich an die Umrechnung höhere Informationsanforderungen stellen.

Transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte („Modellnetzlängen“)

Die MNA hat ergeben, dass – je Leitungsebene – die Anzahl der Netzanschlüsse pro Fläche (Anschlussdichte) signifikanten Einfluss auf die Netzlänge pro Fläche (Leitungsdichte) hat. Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass der funktionale Zusammenhang zwischen diesen Größen stark nichtlinear ist. Dies bedeutet, dass beispielsweise zwei Netzbetreiber, deren durchschnittliche Anschlussdichte über das jeweils *gesamte* Versorgungsgebiet identisch ist, dennoch unterschiedlichen Bedarf an Netzlänge haben können, wenn die Anschlussdichten *innerhalb* der Versorgungsgebiete unterschiedlich stark schwanken.

Die Verwendung differenzierter Daten über Anschlussdichten in einzelnen Versorgungsteilgebieten ist folglich einer Verwendung von Durchschnittswerten vorzuziehen.

In der Folge wird gezeigt, wie es gelingt im Rahmen der Benchmarkinganalyse durch die Berücksichtigung des in der MNA ermittelten Funktionalzusammenhanges derartig differenzierte Daten zu nutzen.

Aus der MNA wurde zwischen der Leitungsdichte (Leitung/km²) und der Anschlussdichte (Netzanschlüsse/km²) der jeweiligen Netzebene ein quadratwurzelförmiger funktioneller Zusammenhang ermittelt. Dies lässt sich formal darstellen als:

$$\frac{l_j}{A_j} = \sqrt{\frac{N_{NA,j}}{A_j}} \quad (5)$$

mit

l_j = Leitungslänge im Teilgebiet j

A_j = Fläche des Teilgebietes j

$N_{NA,j}$ = Anzahl der Netzanschlüsse im Teilgebiet j

Die Leitungslänge im Teilgebiet j errechnet sich folglich aus:

$$l_j = A_j \cdot \sqrt{\frac{N_{NA,j}}{A_j}} = \sqrt{N_{NA,j} \cdot A_j} \quad (6)$$

Für die Berechnung der Leitungslängen, l_{gesamt} , der Teilgebiete $j = 1, \dots, n$ gilt somit:

$$l_{gesamt} = \sum_{j=1}^n l_j = \sum_{j=1}^n \sqrt{N_{NA,j} \cdot A_j} \quad (7)$$

Aufgrund der Berechnungsweise kann l_{gesamt} als Netzlänge des Modellnetzes verstanden werden, das für die lokal differenzierte Anschlussdichte eines Versorgungsgebiets entworfen würde. Durch die Proxygröße *Netzlänge des Modellnetzes* kann somit die eigentliche kostentreibende Strukturvariable *Netzanschlüsse pro Fläche* in der Benchmarkinganalyse adäquat berücksichtigt werden. In der Folge wird deshalb l_{gesamt} als *transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte (tfNAD)* bezeichnet um zu verdeutlichen, dass sie ausschließlich durch Transformation und Addition der lokalen *realen* Netzanschlussdichten ermittelt wird und der adäquaten Berücksichtigung der Strukturgröße *Netzanschlussdichte* dient. Die *transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte* enthält somit komprimierte Informationen über die Anschlussdichte, Zersiedelung und die Größe des Versorgungsgebietes.

Transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte: Hochspannungsebene

Für die Berechnung der $tfNAD_{HSP}$ sind Daten zu der Anzahl der Hochspannungsnetzanschlüsse und der Größe des relevanten Teilgebietes respektive der Bezugsfläche notwendig.

Die Anzahl der Hochspannungsnetzanschlüsse wurde von den Unternehmen mit der Beilage 1 zum Erhebungsbogen 2002 und 2003 abgefragt³⁹.

Als Bezugsfläche wurde in einer ersten Analyse der *Dauersiedlungsraum* des Versorgungsgebietes des jeweiligen Unternehmens herangezogen. Diese Daten stammen von Statistik Austria und umfassen die gesamte Fläche abzüglich der Fläche für Wälder, Gewässer und alpine Flächen.

Von Seiten einiger Unternehmen wurde in vorherigen Diskussionen als Alternative zum Dauersiedlungsraum das *effektive Versorgungsgebiet* aus einer vom VEÖ in Auftrag gegebenen Studie (iSPACE Projekt) vorgeschlagen. Die Behörde hat deshalb im Rahmen der Benchmarkinganalyse die Flächendaten aus dem iSPACE Projekt abgefragt⁴⁰. Nach einer Prüfung der vom VEÖ übermittelten Daten auf Vollständigkeit wurde die Flächenangabe aus dem iSPACE-Projekt (*effektives Versorgungsgebiet*) anstatt des Dauersiedlungsraumes herangezogen. Die geographische Differenzierung für die Ermittlung der $tfNAD_{HSP}$ bezieht sich auf das gesamte *effektive Versorgungsgebiet*.

Die $tfNAD_{HSP,i}$ für das Unternehmen i errechnet sich somit aus:

$$tfNAD_{HSP,i} = \sqrt{N_{NA,HSP,i} \cdot \sum_j (A_{ZS,iSPACE,i,j})} \quad (8)$$

mit

$N_{NA,HSP,i}$ = Anzahl der Hochspannungsnetzanschlüsse des Unternehmens i

$A_{ZS,iSPACE,i,j}$ = iSPACE Fläche des Zählsprengels j des Unternehmens i

Bei einigen Unternehmen steht ein Teil des genutzten 110-kV-Hochspannungsnetzes nicht vollständig in deren Eigentum, sondern ein Anteil des HSP-Netzes wird von Verbund-Austrian Power Grid AG (APG) gegen entsprechendes Entgelt zur Verfügung gestellt. Die ECK hat ursprünglich eine Korrektur der jeweiligen $tfNAD_{HSP}$ um den APG-Anteil vorgenommen, wobei sich der Korrekturfaktor aus dem Anteil des jeweiligen Unternehmens an der Gesamtsystemlänge des 110-kV-Hochspannungsnetzes ermittelt hat. Im Zuge des Stellungnahmeverfahrens zur SNT-VO 2006 wurde an der Korrektur Kritik geübt, da zur Berechnung der $tfNAD_{HSP}$ keine entsprechenden Netzanschlussanlagen der Verbund-Austrian Power Grid AG (APG) verwendet werden, sondern lediglich die Unternehmensdaten aus der *Beilage 1 zum Erhebungsbogen* (ZS.2.1 und ZS.2.2). Die ECK hat eine Anpassung der Bezugsfläche zur Berechnung der $tfNAD_{HSP}$ bzw die Einbeziehung der Netzanschlussanlagen der Verbund-Austrian Power Grid AG (APG) überlegt, wodurch eine Korrektur um den APG Anteil möglich wäre. Hiezu standen jedoch kurzfristig noch keine entsprechenden Daten zur Verfügung. Aus diesem Grund wurde zunächst auf den Korrekturfaktor verzichtet.

Transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte: Mittelspannungsebene

Für die Berechnung der $tfNAD_{MSP}$ sind Daten zu der Anzahl der Mittelspannungsnetzanschlüsse auf Gemeindeebene und der Größe des relevanten Teilgebietes respektive der Bezugsfläche notwendig.

³⁹ Für eine genaue Definition des Netzanschlusses sei auf die Ausfüllhinweise „Beilage 1 zum ERHEBUNGSBOGEN STROMNETZBETREIBER für das Geschäftsjahr 2003: Zusätzliche energiewirtschaftliche Daten für das Berichtsjahr 2003“ verwiesen.

⁴⁰ Dies erfolgte durch den Abfragebogen „Benchmarking 2005: Zusätzliche Flächendaten“ am 21.04.2005.

Die Anzahl der Hochspannungsnetzanschlüsse wurde von den Unternehmen mit der Beilage 1 zum Erhebungsbogen 2002 und 2003 abgefragt⁴¹. Als Bezugsfläche wird das effektive Versorgungsgebiet aus dem iSPACE-Projekt verwendet. Die geographische Differenzierung für die Ermittlung der $tfNAD_{MSP}$ bezieht sich jeweils auf Gemeindeebene.

Die $tfNAD_{MSP,i}$ für das Unternehmen i errechnet sich somit aus:

$$tfNAD_{MSP,i} = \sum_{\forall k} \sqrt{N_{NA,MSP,Gem,k,i} \cdot \sum_{\forall j \text{ in-Gemeinde } k} (A_{ZS,iSPACE,i,j})} \quad (9)$$

mit

$N_{NA,MSP,Gem,k,i}$ = Anzahl der Mittelspannungsnetzanschlüsse des Unternehmens i in der Gemeinde k

$A_{ZS,iSPACE,i,j}$ = iSPACE Fläche des Zählsprengels j des Unternehmens i

Transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte: Niederspannungsebene

Für die Berechnung der $tfNAD_{NSP}$ sind Daten zu der Anzahl der Niederspannungsnetzanschlüsse auf Zählsprengel Ebene und der Größe des relevanten Teilgebietes respektive der Bezugsfläche notwendig.

Da die NSP-Netzanschlussanzahl $N_{NA,NSP,ZS,j,i}$ je Netzbetreiber i und Zählsprengel j nicht unmittelbar erhoben wurde, muss sie zunächst aus der Gebäudeanzahl je Zählsprengel $N_{Geb,j}$ abgeschätzt werden. Die Daten $N_{Geb,j}$ stammen von der Statistik Austria. Dies basiert auf der Annahme, dass die relative Verteilung der Netzanschlüsse in den Teilgebieten je eines Netzbetreibers sich proportional zu den jeweiligen Gebäudeanzahlen verhält, dass also z.B. ein Zählsprengel mit doppelt so vielen Gebäuden auch doppelt so viele NSP-Netzanschlüsse aufweist. Hierzu werden die Gebäudezahlen jedes Zählsprengels zunächst mit dem Flächenanteil des Netzbetreibers an diesem Zählsprengel gewichtet und anschließend mit den von den Netzbetreibern erhobenen aggregierten NSP-Netzanschlusszahlen skaliert. Hierbei sind zwei Fälle zu unterscheiden:

- Netzbetreiber, die die Gesamtzahl der NSP-Netzanschlüsse, $N_{NA,NSP,i}$, angegeben haben:

$$N_{NA,NSP,ZS,j,i} = \frac{N_{Geb,j} \cdot \frac{A_{ZS,j,i}}{A_{ZS,j}}}{\sum_{\forall m} N_{Geb,m} \cdot \frac{A_{ZS,m,i}}{A_{ZS,m}}} \cdot N_{NA,NSP,i} \quad (10)$$

mit

$N_{NA,NSP,i}$ = Anzahl der Niederspannungsnetzanschlüsse des Unternehmens i

$N_{Geb,j}$ = Anzahl der Gebäude im Zählsprengel j

$A_{ZS,i}$ = Fläche des Zählsprengels j

$A_{ZS,j,i}$ = Anteil des Unternehmens i an der Fläche des Zählsprengels j

⁴¹Für eine genaue Definition des Netzanschlusses sei auf die Ausfüllhinweise „Beilage 1 zum ERHEBUNGSBOGEN STROMNETZBETREIBER für das Geschäftsjahr 2003: Zusätzliche energiewirtschaftliche Daten für das Berichtsjahr 2003“ verwiesen.

- Netzbetreiber, die die Gesamtzahl der NSP-Netzanschlüsse je Gemeinde, $N_{NA,NSP,Gem,k,i}$, angegeben haben:

$$N_{NA,NSP,ZS,j,i} = \frac{N_{Geb,j} \cdot \frac{A_{ZS,j,i}}{A_{ZS,j}}}{\sum_{\forall \text{ Zählsprengele } m \text{ in Gemeinde } k} N_{Geb,m} \cdot \frac{A_{ZS,m,i}}{A_{ZS,m}}} \cdot N_{NA,NSP,Gem,k,i} \quad (11)$$

mit

$N_{NA,NSP,Gem,k,i}$ = Anzahl der Niederspannungsnetzanschlüsse des Unternehmens i in der Gemeinde k

$N_{Geb,j}$ = Anzahl der Gebäude im Zählsprengele j

$A_{ZS,i}$ = Fläche des Zählsprengeles j

$A_{ZS,j,i}$ = Anteil des Unternehmens i an der Fläche des Zählsprengeles j

In einem nächsten Schritt muss die relevante Bezugsfläche pro Zählsprengele ermittelt werden. Dabei muss bedacht werden, dass Niederspannungsnetze sich stärker als Mittel- und Hochspannungsnetze auf das bebaute Gebiet konzentrieren, da die Distanz zwischen Siedlungen im Allgemeinen von Mittel- oder Hochspannungsleitungen überbrückt wird, weshalb für die Niederspannung zunächst die Fläche mit den Benützungstypen Straßenverkehr, Bebauung und Gärten („VBG-Fläche“) als plausible Bezugsfläche erscheint. Allerdings kann diese Definition in sehr ländlichen Gebieten, insbesondere bei Vorliegen von Zersiedelung, die vom Niederspannungsnetz bedeckte Fläche unterschätzen, da dort für den Anschluss einzeln stehender Gebäude oder Gebäudegruppen zum Teil auch landwirtschaftliche Fläche überquert werden muss.

In einer ersten Analyse wurde als Bezugsfläche für die Niederspannungsebene eine Definition geprüft, bei der je Zählsprengele anhand der Einwohnerdichte zwischen der VBG-Fläche (bei hohen Einwohnerdichten) und dem Dauersiedlungsraum (bei niedrigen Einwohnerdichten) interpoliert wurde. Ein Problem dieser Definition war aber, dass dadurch unterschiedliche Zersiedelungsstrukturen nur bedingt abgebildet werden können. So muss beispielsweise in einem Zählsprengele mit geringer Einwohnerdichte jedoch einer kompakten Siedlungsstruktur keine landwirtschaftliche Fläche mit dem Niederspannungsnetz überquert werden, weshalb in diesem Fall die $tfNAD_{NSP}$ überschätzt werden kann.

Im Rahmen der Abfrage der Flächendaten aus dem iSPACE Projekt wurden zusätzlich von der ECG im Auftrag der ECK Informationen zur Siedlungsstruktur in den einzelnen Zählsprengele abgefragt. Somit lagen der Behörde detaillierte Informationen zur Anzahl der losen, kompakten und versiegelten Gebäude vor, wodurch ein neuer Filter für den Umfang der Bezugsfläche zur Verfügung stand. Für einen Zählsprengele mit einer geringen Einwohnerdichte, in dem es jedoch keine losen Gebäude gibt, sollte nach den obigen Überlegungen nur die VBG-Fläche als Bezugsfläche dienen, da in diesem Fall gerade keine landwirtschaftliche Fläche zur Versorgung eines losen Gebäudes überquert werden muss.

Als Bezugsfläche für die Ermittlung der $tfNAD_{NSP}$ wird deshalb bei Zählsprengele mit losen Gebäuden der Dauersiedlungsraum herangezogen, da in diesem Fall landwirtschaftliche Fläche überquert werden muss, und bei Zählsprengele ohne lose Gebäude die VBG-Fläche verwendet. Bei der Ermittlung der $tfNAD_{NSP}$ nach dieser Definition hat sich gezeigt, dass sich für Netzbetreiber mit einer geringen Einwohnerdichte jedoch einer kompakten Siedlungsstruktur die $tfNAD_{NSP}$ im Vergleich zur alten Definition – wie erwartet – erheblich

verringert haben. Sowohl die Daten zur VBG-Fläche als auch zum Dauersiedlungsraum stammen von Statistik Austria.

Aus der Anzahl der NSP-Netzanschlüsse je Zählsprengel und Netzbetreiber und der relevanten NSP-Bezugsfläche lässt sich $tfNAD_{NSP}$ für Netzbetreiber i berechnen, wobei die NSP-Fläche noch jeweils mit dem Flächenanteil des Netzbetreibers i an der Gesamtfläche des Zählsprengels zu gewichten ist:

$$tfNAD_{NSP,i} = \sum_{\forall j} \sqrt{N_{NA,NSP,ZS,j,i} \cdot A_{ZS,relBF,j} \cdot \frac{A_{ZS,j,i}}{A_{ZS,j}}} \quad (12)$$

mit

$N_{NA,NSP,ZS,j,i}$ = Anzahl der Niederspannungsnetzanschlüsse des Unternehmens i im Zählsprengel j

$A_{ZS,relBF,i}$ = relevante Bezugsfläche des Zählsprengels j

$A_{ZS,j}$ = Fläche des Zählsprengels j

$A_{ZS,j,i}$ = Anteil des Unternehmens i an der Fläche des Zählsprengels j

Gewichtete transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte: HSP-MSP-NSP

Für die Durchführung von statistischen Signifikanztests und der MOLS ist aus statistischen und mathematischen Gründen eine Addition der $tfNAD_{HSP}$, $tfNAD_{MSP}$ und $tfNAD_{NSP}$ zu einer gesamten $tfNAD_{HMNSP}$ notwendig. Als mathematischer Grund sei genannt, dass die Kostenfunktion für die Regression in logarithmierter Form dargestellt wird, jedoch mehrere Unternehmen keine $tfNAD_{HSP}$ besitzen, der Logarithmus von Null jedoch nicht definiert ist. Plaut Economics (2005: 15)⁴² merkt dazu an, dass sich dieses Problem zwar grundsätzlich technisch oder mathematisch lösen lässt, jedoch aufgrund der kleinen Stichprobe durch eine Trennung der einzelnen $tfNAD$ die Ergebnisse deutlich an Präzision verlieren würden.

Bei der Addition der $tfNAD$ sind Kostenunterschiede für die Errichtung zu berücksichtigen, weshalb eine gewichtete Addition erfolgen muss. Die Behörde hat in einem ersten Schritt Gewichtungsfaktoren für die Addition der HSP-, MSP- und NSP-Modellnetzlängen vorgeschlagen: 235 % (HSP), 135 % (MSP) und 100 % (NSP). Gleichzeitig hat sie diese Gewichtungsfaktoren zur Diskussion gestellt. Es wurden deshalb in der Folge von den Unternehmen unternehmensindividuelle Gewichtungsfaktoren abgefragt⁴³.

Eine Analyse der von den Unternehmen zur Verfügung gestellten Gewichtungsfaktoren hat eine um Ausreißer korrigierte Bandbreite für die HSP-Ebene von 380 % - 900 % und für die MSP-Ebene von 122 % - 233 % ergeben. Die Behörde hat aufgrund unplausibler Angaben einiger Unternehmen auf unternehmensindividuelle Gewichtungsfaktoren verzichtet. Stattdessen wurde eine Einteilung in städtische (HSP: 730 %, MSP: 158 %, NSP: 100 %) und ländliche (HSP: 554 %, MSP: 165 %, NSP: 100 %) Unternehmen mit jeweils verschiedenen Gewichtungsfaktoren untersucht. Berechnungen haben aber ergeben, dass zwischen den Ergebnissen mit einheitlichen bzw städtischen/ländlichen Gewichtungsfaktoren keine signifikanten Unterschiede erkennbar waren. Es werden deshalb einheitliche Gewichtungsfaktoren (HSP: 583 %, MSP: 166 %, NSP: 100 %) für die weiteren Berechnungen verwendet.

⁴² Plaut Economics, Analyse des Benchmarking für Verteilnetzbetreiber in Österreich: Schlussbericht, Gutachten im Auftrag des VEÖ, Regensburg, 2005.

⁴³ Dies erfolgte durch den Abfragebogen „Benchmarking 2005: Spezifikation der Gewichtungen“ am 21.04.2005.

Aus der Modellnetzanalyse abgeleitete Outputvariablen

Aus den Erkenntnissen der MNA ergeben sich als Outputvariablen:

- MSP-NSP Höchstlast
- NSP Höchstlast
- Transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte HSP
- Transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte MSP
- Transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte NSP

Prüfung der Variablenauswahl anhand der Regressionsanalyse

Durch die Regressionsanalyse wird die Signifikanz möglicher Kostentreiber statistisch überprüft. Diese Überprüfung bezieht sich einerseits auf die Outputvariablen, welche im Rahmen der MNA als signifikante Kostentreiber identifiziert wurden und andererseits auf noch nicht im Rahmen der MNA geprüfte weitere Variablen, die in der internationalen und nationalen Diskussion als mögliche Kostentreiber genannt werden.

Zunächst wurde ein Modell getestet, welches jene Variablen berücksichtigt, die bereits im Rahmen der vorgelagerten MNA identifiziert wurden. Dies sind die Variablen:

- MSP-NSP Höchstlast
- NSP Höchstlast
- Gewichtete transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte.

Hier wurde insbesondere geprüft, ob einzelne Variablen signifikant sind und ob auch die Quadrate und Kreuzprodukte dieser Variablen signifikant sind. Durch Eliminierung nicht signifikanter Variablen wurde ein erstes statistisches Basismodell entwickelt. Im Basismodell sind alle Variablen signifikant auf dem 95 %-Niveau und weisen die erwarteten Vorzeichen auf. Der angepasste R^2 Wert fällt mit 99,25 % hoch aus. Plaut Economics (2005: 18) untersuchte die funktionale Form und erhob keine Einwendungen. Das Basismodell lässt sich formal darstellen als:

$$\ln C = \beta_1 + \beta_2 \cdot \ln tfNAD_{HMNSP} + \beta_3 \cdot \ln HL_MSP^2 + \beta_4 \cdot \ln HL_NSP \quad (13)$$

mit

$tfNAD_{HMNSP}$ = Gewichtete transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte HSP-MSP-NSP

HL_MSP = MSP-NSP Höchstlast

HL_NSP = NSP Höchstlast

In der Folge wurde die Signifikanz weiterer Variablen getestet, indem diese dem Basismodell hinzugefügt wurden. Es muss darauf hingewiesen werden, dass das statistische Verwerfen einer Variablen nicht bedeutet, dass die betreffende Variable nicht tatsächlich ein Kostentreiber sein kann. Vielmehr bedeutet das Verwerfen, dass der Kostenzusammenhang bereits durch eine andere Variable im Modell ausreichend berücksichtigt wird, weshalb die Verwendung der verworfenen Variablen somit keinen signifikanten Erklärungsbeitrag für Kostenunterschiede mehr liefert. Anders formuliert: Die Kosten der Unternehmen können unter Vernachlässigung der nicht signifikanten Variablen hinreichend erklärt werden.

Insbesondere wurde geprüft inwieweit die Verkabelung einen signifikanten Kostentreiber darstellt. Es wurde hierbei sowohl die Verkabelung auf der NSP- und der MSP-Ebene untersucht. In einem weiteren Schritt wurden mögliche Mehrkosten aufgrund erschwerter Verlegebedingungen (z.B. Versiegelung des Bodens) von *städtischen* Kabel untersucht. Zu diesem Zwecke wurden die berechneten *tfNAD* für die Nieder- und Mittelspannungsebene in vier Anteile aufgespalten:

- Kabel in städtischem Gebiet
- Freileitungen in städtischem Gebiet
- Kabel in ländlichem Gebiet
- Freileitungen in ländlichem Gebiet.

Hierzu musste zunächst jeder Zählsprengel anhand eines Schwellenwerts der Einwohnerdichte (Einwohnerzahl bezogen auf die Fläche des Dauersiedlungsraums) als „städtisch“ oder „ländlich“ klassifiziert werden. Da für diesen Schwellenwert keine unmittelbar zwingende Vorgabe existiert, wurden Varianten mit 500, 700 und 1000 Einwohnern/km² berechnet. Somit wurden die vier Anteile der *tfNAD* je Netzbetreiber und Netzebene insgesamt dreimal ermittelt.⁴⁴

In der Folge wurden Kabelanteile einerseits für die Niederspannungsebenen und andererseits für die Mittelspannungsebenen dem Basismodell als zusätzliche Variable zugefügt. Weiters erfolgte noch die Spezifikation in städtische und ländliche Kabel, abhängig von den oben genannten Einwohnerdichten. Die Analyse hat gezeigt, dass die Verkabelung auf der Mittel- und Niederspannungsebene sich in allen Spezifikationen als nicht signifikant erweist und somit nicht einen signifikanten Kostentreiber darstellt. Dies deckt sich mit Erkenntnissen des deutschen Verbands der Netzbetreiber (VDN), wonach zumindest die Netzentgelte deutscher Netzbetreiber nicht mit dem Verkabelungsgrad korrelieren⁴⁵. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt auch Plaut Economics (2005: 24), wo festgestellt wird, dass der Grad der Verkabelung nicht systematisch die Ergebnisse der Benchmarkinganalyse der Behörde beeinflusst.

Manche Unternehmen betreiben teils aus historischen Gründen das Mittelspannungsnetz auf mehreren Spannungsebenen, weshalb zusätzlich MSP-MSP Transformatoren notwendig sind. Es wurde eingewandt, dass in diesem Fall die MSP-NSP Höchstlast die Dimensionierung der Umspannebene 4 unterschätzt. Zur Überprüfung dieser Hypothese wird zunächst die Anzahl der MSP-MSP Transformatoren als zusätzliche Variable zum Basismodell hinzugefügt. Es zeigt sich, dass sich diese Variable als statistisch insignifikant erweist.

In einem weiteren Schritt wird überprüft, inwieweit das Vorhandensein von MSP-MSP Transformatoren die aus dem Basismodell ermittelten Effizienzwerte systematisch verzerrt. Hierzu wird die Kapazitätsauslastung der HSP-MSP und MSP-MSP Transformatoren (MW/MVA) den Effizienzwerten gegenübergestellt. Wenn die MSP-NSP Höchstlast kein adäquater Schätzer für die Dimensionierung der Umspannebene 4 wäre respektive die Dimensionierung unterschätzen würde, müsste ein Zusammenhang zwischen niedriger Kapazitätsauslastung und niedrigen Effizienzwerten bestehen. Aus Abbildung 9 kann jedoch kein systematischer Zusammenhang zwischen der Auslastung und den Effizienzwerten

⁴⁴ Für eine nähere Beschreibung sei verwiesen auf: Consentec, Berechnung von Modellnetzleitungslängen für das Benchmarking österreichischer Stromverteilnetzbetreiber, Bericht für Energie-Control GmbH, Aachen, 2005.

⁴⁵ Katzfey, J., et al.: Netznutzungsentgelte und Vergleichsmarkt, ew, Jg. 101 (2002), Heft 20, S. 20-28

(ES_{2005}) festgestellt werden, was besonders aus dem angeführten R^2 von 0,00 ersichtlich wird. Die MSP-MSP Transformatoren werden deshalb als zusätzliche Variable verworfen.

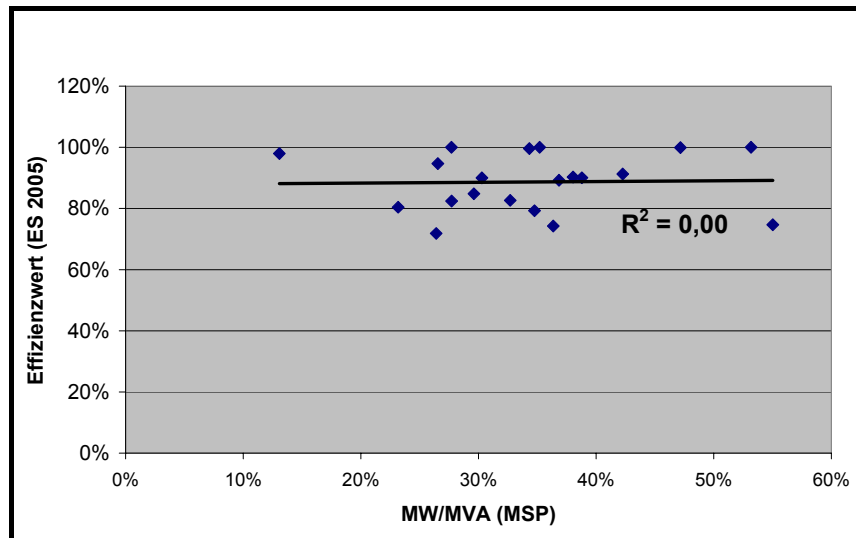


Abbildung 9: Zusammenhang zwischen Kapazitätsauslastung (MSP) und Effizienzwert (ES_{2005})

In Plaut Economics (2005: 19ff) werden noch zusätzliche potenzielle Kostentreiber analysiert:

- Durchschnittsverbrauch
- Kundendichte
- Zersiedelung
- Versiegelung
- NSP Höchstlast pro Transformatorstation

Zwischen diesen potenziellen Kostentreibern und den Effizienzwerten findet Plaut Economics (2005) keinen systematischen Zusammenhang. Bezüglich der Kundendichte und der Zersiedelung muss auf die Ausführungen zur MNA verwiesen werden. Durch die *tfNAD* werden gerade die Informationen zu Kundendichte und Zersiedelung vorab erfasst und fließen somit in die Benchmarkinganalyse und die daraus ermittelten Effizienzwerte ein.

Schlussfolgerungen zur Outputvariablenauswahl

Anhand der Erkenntnisse der MNA sowie aufgrund der regressionsanalytischen Prüfung sowohl dieser Erkenntnisse als auch weiterer möglicher Strukturvariablen werden folgende Outputvariablen, die gleichermaßen die Leistung wie auch die strukturellen Bedingungen der Unternehmen charakterisieren, ausgewählt:

- *Anschlussdichte in der Niederspannungsebene ($tfNAD_{NSP}$)*, mittels der Gebäudeanzahl nach Zählsprengeln differenziert, gemäß der aus der MNA abgeleiteten Formel transformiert und durch flächengewichtete Addition über alle Zählsprengel aggregiert;
- *Anschlussdichte in der Mittelspannungsebene ($tfNAD_{MSP}$)*, nach politischen Gemeinden differenziert, gemäß der aus der MNA abgeleiteten Formel transformiert und durch flächengewichtete Addition über alle Gemeinden aggregiert;
- *Anschlussdichte in der Hochspannungsebene ($tfNAD_{HSP}$)*, jeweils für das gesamte Versorgungsgebiet und gemäß der aus der MNA abgeleiteten Formel transformiert;
- *Netzhöchstlast* der Netzebenen 6 und 7 sowie der Netzebenen 4 bis 7.

Ergebnisse der Benchmarkinganalyse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Benchmarkinganalyse der Netzbetreiber dargestellt. Die Effizienzanalyse basiert auf den Erkenntnissen zur Benchmarkingmethode und zur Variablenauswahl, wie sie in den vorangehenden Abschnitten ausführlich dargelegt wurden.

Stichprobe für das Benchmarking

In Frontier Economics/Consentec (2003) wurde noch davon ausgegangen, dass alle 134 Netzbetreiber in die Benchmarkinganalyse einfließen. Die Behörde ist jedoch während der Durchführung der vorliegenden Benchmarkinganalyse bei der Verwendung der MSP-NSP Höchstlast als Schätzer für die Dimensionierung der Netzebene 4 auf ein konzeptionelles Problem für Unternehmen gestoßen, die zwar eine MSP-NSP Höchstlast angeben, jedoch keine Umspannanlagen in der Netzebene 4 aufweisen. Für diese Unternehmen darf somit nicht die MSP-NSP Höchstlast als Outputvariable verwendet werden, da dieser keine entsprechenden Kosten in Ermangelung von physischen Netzanlagen gegenüberstehen.

Für die Durchführung der DEA ist dies weniger problematisch, da in diesem Fall die MSP-NSP Höchstlast abhängig vom Vorliegen von Umspannanlagen als Outputvariable entfernt werden kann und somit weiterhin theoretisch alle österreichischen Netzbetreiber in der Stichprobe für die DEA verbleiben könnten.

Die Eliminierung der MSP-NSP Höchstlast als Outputvariable für Unternehmen, die keine Umspannanlagen in der NE 4 besitzen, erweist sich jedoch für die Regressionsanalyse als problematisch. Die verwendete Regressionsgleichung (46) in logarithmierter Form enthält nämlich die MSP-NSP Höchstlast. Daraus folgt, dass für diese Unternehmen die MSP-NSP Höchstlast einen Wert von Null annehmen muss, da ihr kein Kostenblock im Unternehmen selbst gegenüber steht. Der Logarithmus von Null ist jedoch nicht definiert, weshalb für die Regressionsanalyse eine Änderung vorgenommen werden muss. Hiefür stehen zwei Optionen zur Verfügung:

- *Option 1:* Die Durchführung der Regressionsanalyse mit nur jenen Unternehmen, die Umspannanlagen in der Netzebene 4 besitzen. Dies würde jedoch zu einer Reduktion der Stichprobe führen.
- *Option 2:* Die Durchführung der Regressionsanalyse mit einer neuen Variablen „Höchstlast“, wo die MSP-NSP und NSP Höchstlast in eine Variable zusammengeführt werden. Somit würde diese Variable bei Unternehmen ohne MSP+NSP Höchstlast, aber mit NSP Höchstlast einen positiven Wert annehmen. Damit wird jedoch eine mathematische Restriktion eingeführt, die die Qualität der Analyse reduzieren könnte.

In der folgenden Analyse wird *Option 1* gewählt. Die dadurch verfügbare Stichprobengröße ist weiterhin geeignet, eine Signifikanzanalyse der Outputvariablen und eine MOLS durchzuführen. Dies hat sich auch an den hohen Bestimmtheitsmaßen für die in Abschnitt „Prüfung der Variablenauswahl anhand der Regressionsanalyse“ durchgeführten Regressionsanalysen gezeigt. Gleichzeitig werden bei *Option 1* keine großen Unternehmen entfernt, sodass die Ergebnisse weiterhin aussagekräftig bleiben. Somit reduziert sich die theoretische Stichprobe für die Benchmarkinganalyse von 136 auf 23⁴⁶ Unternehmen.

⁴⁶ Es handelt sich hier um alle Unternehmen, die im Erhebungsbogen 2003 im Blatt „B.Energiew. Daten Teil 2; Zelle B 16.13“ einen positiven Eintrag aufweisen.

Die Daten der 23 Unternehmen wurden anschließend einer Datenüberprüfung unterzogen. Diese Datenprüfung hatte das Ziel zu verhindern, dass Unternehmen aufgrund von Datenmängeln falsche Effizienzbewertungen erhalten. Insbesondere dürfen Unternehmen mit mangelhaften oder unplausiblen Daten nicht die Effizienzergebnisse anderer Unternehmen negativ beeinflussen. Ein Unternehmen wurde wegen unplausibel hoher Kosten aus der Stichprobe entfernt. Ein weiteres Unternehmen wurde aus der Stichprobe entfernt, da es sowohl bei der DEA als auch bei der MOLS offensichtlich einen Datenausreißer darstellt und die Effizienzwerte aller anderen Unternehmen erheblich reduzierte.

Mit der verbleibenden Stichprobe von 21 Unternehmen ermittelte die Behörde erste Benchmarkingergebnisse, welche am 03.06.2005 an die Unternehmen ausgesandt wurden. Gleichzeitig wurden die zugrunde liegenden Daten an Plaut Economics als vom VEÖ mit der Überprüfung der Benchmarkinganalyse betrauten Gutachter übermittelt. Plaut Economics (2005: 7ff) stellt fest, dass bei der DEA 4 Unternehmen eine Effizienz von 100 % erreichen, das nächstplatzierte Unternehmen jedoch eine Effizienz von rund 85 % aufweist und wertet dies als ein Indiz für das Vorliegen eines Datenausreißers. Plaut Economics (2005) stellt fest, dass der Datenausreißer für das Verhältnis $tfNAD$ zu Kosten ein für viele andere Unternehmen unerreichbares Benchmark aufweist. Gleichzeitig merkt Plaut Economics (2005) an, dass es sich beim Datenausreißer um ein nicht geprüfetes Unternehmen handelt und deshalb zu vermuten ist, dass die Kosten für dieses Unternehmen zu tief veranschlagt worden sind.

Die ECG hat im Auftrag der ECK die Daten des Datenausreißers noch einmal überprüft. Es zeigt sich, dass die $tfNAD_{NSP}$ zwar länger sind als die reale NSP-Netzlängen, jedoch ist dies durch das Verhältnis zwischen der Anzahl der losen Gebäude und der kompakten/versiegelten Gebäude von 51 %/49 % mehr als gerechtfertigt. Beim Datenausreißer hat zwar im Ermittlungsverfahren für die SNT-VO Novelle 2005 *keine* Tarifprüfung stattgefunden, jedoch fand eine solche in einem davor stattgefunden Ermittlungsverfahren statt. Ein Vergleich der Kosten aus dem Geschäftsjahr 2001, 2002 und 2003 hat gezeigt, dass die Summe der Netzkosten-Basis (exkl. vorgelagerte Netzkosten) des Geschäftsjahres 2003, welche die Grundlage der im Benchmarking verwendeten Kosten darstellt, um 7 % höher als der Wert für 2001 ist. Weiters ist anzumerken, dass die Erfahrung aus den Tarifprüfungsverfahren gezeigt hat, dass durch Kostenprüfungen die Kosten in der Regel reduziert und nicht erhöht werden. Der Einwand von Plaut Economics (2005) „Es hat keine Tarifprüfung stattgefunden, deshalb sind die Kosten durch die ECK zu *tief* angesetzt worden“ ist eher umzukehren in „Es hat keine Tarifprüfung stattgefunden, deshalb sind die Kosten zu *hoch* angesetzt worden“. Die ECK ist deshalb der Meinung, dass der Verbleib des Datenausreißers in der Stichprobe sehr wohl begründbar ist.

Gleichzeitig muss jedoch die Funktion der Benchmarkinganalyse im Rahmen des Regulierungssystems berücksichtigt werden. Sie dient als Informationsquelle für die Berechnung der jährlichen Kostenanpassungsfaktoren für die Unternehmen. Besonders bei der erstmaligen Umsetzung eines Anreizregulierungssystems kann jedoch eine *vorsichtige* Schätzung der Ineffizienzen von Unternehmen vor dem Hintergrund der Regulierungsziele *Sicherstellung der wirtschaftlichen Geschäftsgrundlage und Planungssicherheit der regulierten Unternehmen* und *Sicherstellung der allgemeinen Akzeptanz und Stabilität des Regulierungssystems durch alle betroffenen Interessensgruppen* gerechtfertigt sein. Deshalb hat die ECK entschieden den Datenausreißer aus der Stichprobe zu entfernen.

Somit verbleiben 20 Unternehmen in der Benchmarkinganalyse, wobei die ECK bei 16 Unternehmen die Daten vor Ort geprüft hat.

DEA Benchmarkingergebnisse

Vor dem Hintergrund der im Unterschied zu Frontier Economics/Consentec (2003) verkleinerten Stichprobe ist die ECG im Auftrag der ECK von Frontier Economics/Consentec (2003) abgewichen und hat in der DEA nicht die $tfNAD$ je Netzebene als Outputvariable, sondern die gewichtete $tfNAD_{HMNSP}$ als Outputvariable herangezogen.

Die ECG im Auftrag der ECK ist der Meinung, dass bei einer Stichprobe von 20 Unternehmen und 5 Outputvariablen (MSP-NSP Höchstlast, NSP Höchstlast, $tfNAD_{HSP}$, $tfNAD_{MSP}$, $tfNAD_{NSP}$) bei einer DEA Probleme mit Alleinstellungsmerkmalen – *Slacks* – auftreten könnten, wie sie oben beschrieben werden. Das Problem von Alleinstellungsmerkmalen trat nämlich schon bei den vorläufigen Ergebnissen aus dem Teilprojekt „Benchmarking“ des im Oktober 2003 gestoppten Projektes „Neue Netztarife“ auf, wobei in diesem Fall die Stichprobe bei 55 Unternehmen lag. Ein Vergleich zwischen der DEA und der SFA ergab für einige Unternehmen erhebliche Unterschiede, die einer näheren Analyse zugeführt wurden.

Dabei hat sich gezeigt, dass die erheblich höheren DEA-Ergebnisse auf ein beinahe Alleinstellungsmerkmal der Unternehmen einer $tfNAD$ zurückzuführen waren, was die DEA-Effizienzwerte für diese Unternehmen erheblich verzerrte. Die große Differenz zur SFA und die nur durch ein Alleinstellungsmerkmal bedingten hohen DEA-Effizienzwerte ließ Zweifel an der Verwendungsmöglichkeit der DEA-Ergebnisse für die betroffenen Unternehmen besonders vor dem Hintergrund des Regulierungszieles der *Ausgewogenen Behandlung aller Unternehmen* aufkommen.

Gleichzeitig hat sich aber gezeigt, dass bei der Verwendung der gleichen Outputspezifikation in der DEA wie bei der SFA bezüglich der $tfNAD$ (eine gewichtete $tfNAD$ statt drei $tfNAD$) die große Differenz bei den betreffenden Unternehmen verschwindet, da durch die Zusammenfassung der $tfNAD$ die Alleinstellung auf einer Netzebene wegfällt.

Die kleinere Stichprobe, die Erkenntnisse aus der obigen Analyse von Ergebnissen und eine einheitliche Outputspezifikation für beide Benchmarkingverfahren – DEA und MOLS –, dient als Begründung für die Auswahl der $tfNAD_{HMNSP}$ in der DEA. Die Variablen, für die DEA (I) sind somit:

- Input: Kosten
- Output: MSP-NSP Höchstlast
- Output: NSP Höchstlast
- Output: $tfNAD_{HMNSP}$
- Constant returns to scale

Die Verwendung der $tfNAD_{HMNSP}$ in der DEA wurde jedoch von Plaut Economics (2005: 12ff) kritisiert und stattdessen die Verwendung von $tfNAD_{HSP}$, $tfNAD_{MSP}$ und $tfNAD_{NSP}$ in der DEA empfohlen. In der Folge soll auf die Argumente von Plaut Economics (2005) eingegangen werden.

Plaut Economics (2005) stellt fest, dass durch die einheitlichen Gewichtungsfaktoren – 583 % (HSP), 166 % (MSP) und 100 % (NSP) – die effektiven Verhältnisse zwischen den Kosten

pro Spannungsebene bei den Unternehmen nicht adäquat abgebildet werden. Verdeutlicht wird dies einerseits durch Abbildung 7 in Plaut Economics, 2005: 12, wo die Streuung der von den Unternehmen an die Behörde übermittelten Gewichtungsfaktoren abgetragen wird. Besonders hervorgehoben wird die große Streuung für die Gewichtungsfaktoren der HSP. Andererseits wird festgestellt, dass die NSP-Modellnetzlänge die gewichtete Modellnetzlänge aus HSP, MSP und NSP dominiert und der Effekt der Gewichtung deshalb nicht sehr groß ist. Dies wird durch zwei Alternativberechnungen mit unterschiedlichen Gewichtungsfaktoren dargestellt, wobei die Auswirkungen auf die DEA (I)- und MOLS-Ergebnisse nur sehr gering sind (vgl Plaut Economics, 2005: 13, Abbildung 8).

Die Behörde kann jedoch der Argumentationslinie von Plaut Economics (2005), dass nämlich durch die einheitlichen Gewichtungsfaktoren unternehmensspezifische Gegebenheiten nicht abgebildet werden, nicht folgen. Eine Variation von einheitlichen Gewichtungsfaktoren sagt nämlich nur sehr wenig über unternehmensspezifische Gegebenheiten zwischen den Netzebenen HSP, MSP und NSP aus. Inwieweit einheitliche Gewichtungsfaktoren die Kosten zwischen den Netzebenen der Unternehmen falsch darstellen und somit die Effizienzwerte systematisch verzerren, kann besser durch einen Vergleich der Effizienzergebnisse mit (i) einheitlichen Gewichtungsfaktoren (Variante 1) und (ii) unternehmensindividuellen Gewichtungsfaktoren (Variante 2) dargestellt werden⁴⁷. Die unternehmensindividuellen Gewichtungsfaktoren sind die Angaben der Unternehmen mit Ausnahme von zwei Ausreißern, bei denen die Werte der einheitlichen Gewichtungsfaktoren (HSP: 583 %, MSP: 166 %, NSP: 100 %) herangezogen werden. Abbildung 10 zeigt, dass die Ergebnisse beider Varianten für den Durchschnitt aus DEA (I) und MOLS für die Variante 1 tendenziell höhere Effizienzwerte aufweisen. Eine systematische Verzerrung von unternehmensspezifischen Gegebenheiten kann somit gerade nicht abgeleitet werden.

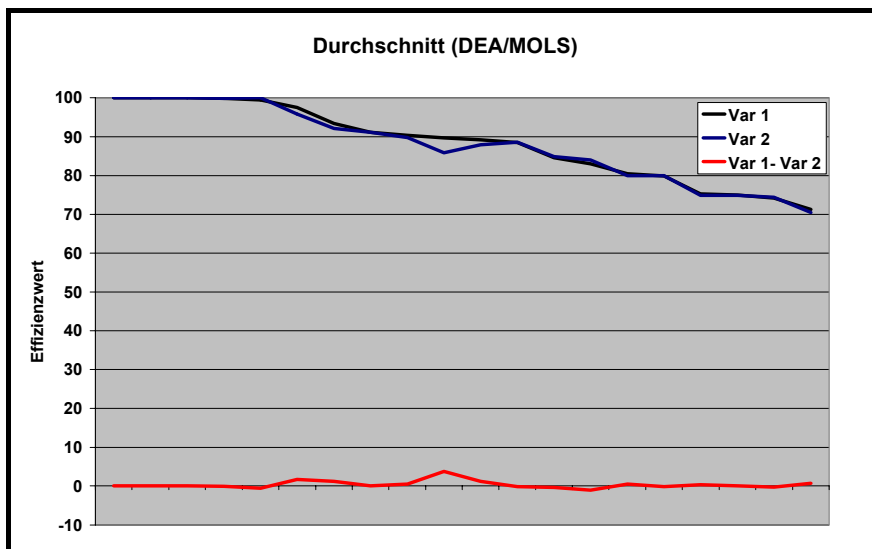


Abbildung 10: Durchschnitt (DEA/MOLS)-Effizienzwerte für Variante 1 und Variante 2

Plaut Economics (2005: 14ff) stellt weiters fest, dass in der DEA nur durch die Trennung der *tfNAD* nach HSP-, MSP- und NSP-Ebene strukturell ähnliche Unternehmen miteinander verglichen und somit *aussagekräftige* Ergebnisse erzielt werden können. Es muss jedoch betont werden, dass bei einer kleinen Stichprobe die *Aussagekraft* von bestimmten Ergebnissen nur eingeschränkt ist. Dies gilt besonders im Falle von *Slacks*, wenn also ein

⁴⁷ Den nachfolgenden Berechnungen liegt die Stichprobe von 20 Unternehmen zugrunde.

Unternehmen A nur im Bezug auf *ein* Output/Input Verhältnis so gut ist wie ein Unternehmen B, jedoch in Bezug auf *alle anderen* Output/Input Verhältnisse erheblich schlechter als das Unternehmen B ist. In diesem Fall liegt für das Unternehmen A ein bloß verzerrtes DEA Ergebnis vor.

Aus Abbildung 9 in Plaut Economics (2005: 14) werden die unterschiedlichen DEA-Ergebnisse mit einer und drei *tfNAD* abgetragen. Dabei fällt auf, dass für ein Unternehmen (*Unternehmen I*) die Verwendung von 3 Modellnetzlängen einen erheblichen Einfluss auf das DEA-Ergebnis hat. Dieses verbessert sich von 77 % auf 100 %, wobei Plaut Economics (2005) auf die Ursache dieser Verbesserung nicht eingeht. Mit aktuelleren Daten ergibt sich eine Verbesserung von 75,92% auf 96,54%, also um 20,62%. Der zugehörige MOLS-Effizienzwert beträgt jedoch nur 73,96%, was ein Hinweis auf ein Alleinstellungsmerkmal in einer Merkmalsausprägung sein könnte.

Die ECG im Auftrag der ECK hat deshalb eine Analyse der Output/Input Relationen vorgenommen. Dadurch konnte die konkrete Output/Input (*tfNAD_{HSP}/Kosten*) Relation festgestellt werden, aufgrund derer das *Unternehmen I* in der DEA nahe an die Effizienzgrenze kommt. Gleichzeitig können *drei* 100% effiziente Unternehmen identifiziert werden, die bei dieser Output/Input (*tfNAD_{HSP}/Kosten*) Relation ebenfalls hohe Werte aufweisen, wobei die zugehörigen MOLS-Werte jedoch über 90% liegen. Ein Vergleich der anderen Output/Input Relationen weist für die *drei anderen Unternehmen* durchgehend höhere Werte auf. So zeigt sich beispielsweise, dass *eines der drei* Unternehmen bei normierten Kosten um 2% mehr MSP-Netzhöchstlast, 64% mehr NSP-Netzhöchstlast, 6% mehr *tfNAD_{HSP}*, 52% mehr *tfNAD_{MSP}* und 48% mehr *tfNAD_{NSP}* ausweist. Es lässt sich somit der oben beschriebene Sachverhalt zwischen Unternehmen D und Unternehmen A – *Slacks* – feststellen. Somit überschätzt das DEA-Ergebnis mit drei *tfNAD* die Effizienz des *Unternehmens I* im Vergleich zu den anderen *drei Unternehmen*. Vor dem Hintergrund des Regulierungsziels einer *Ausgewogenen Behandlung aller Unternehmen* erscheint es nicht gerechtfertigt, das hohe DEA-Ergebnis sowohl für *Unternehmen I* als auch die *anderen drei Unternehmen* zur Berechnung des durchschnittlichen Effizienzwertes (DEA/MOLS) und der individuellen Abschläge auf die Tarife heranzuziehen.

Die Kritik von Plaut Economics (2005) an der Verwendung von einer *tfNAD* in der DEA muss jedoch gleichzeitig in Verbindung mit den Argumenten zur HSP-MSP-NSP Höchstlast gesehen werden. Plaut Economics (2005) stellen nämlich fest, dass bei der Verwendung der HSP-MSP-NSP Höchstlast als zusätzliche Outputvariable in der DEA (I) sich besonders jene Unternehmen verbessern, die auch von der Berücksichtigung von drei *tfNAD* in der DEA profitieren. Dies ist nach Plaut Economics (2005: 15-16) ein Hinweis für eine systematische Benachteiligung von bestimmten Unternehmen, welche entweder durch eine Verwendung von drei *tfNAD* oder der HSP-MSP-NSP Höchstlast in der DEA beseitigt werden könnte:

„Werden die Netzlängen getrennt als Output im DEA-Modell verwendet, entfällt die Berücksichtigung der Netzhöchstlast HSP.“

Auch bei der Würdigung der obigen Einwendungen von Plaut Economics (2005) folgt die ECK dem Grundsatz der *vorsichtigen* Schätzung von Ineffizienzen vor dem Hintergrund der Regulierungsziele *Sicherstellung der wirtschaftlichen Geschäftsgrundlage und Planungssicherheit der regulierten Unternehmen* und *Sicherstellung der allgemeinen Akzeptanz und Stabilität des Regulierungssystems durch alle betroffenen Interessensgruppen*. Aufgrund der oben angestellten Überlegungen zum Problem von Alleinstellungsmerkmalen kann jedoch der Empfehlung von Plaut Economics (2005), anstatt der DEA (I) – *tfNAD_{HMNSP}*, *MSP-NSP Höchstlast*, *NSP Höchstlast* – eine DEA (II) mit

- Input: Kosten
- Output: MSP-NSP Höchstlast
- Output: NSP Höchstlast
- Output: $tfNAD_{HSP}$
- Output: $tfNAD_{MSP}$
- Output: $tfNAD_{NSP}$
- Constant returns to scale

zu verwenden, nicht zur Gänze gefolgt werden. Stattdessen wird neben der DEA (I) zusätzlich die DEA (II) verwendet und die Ergebnisse entsprechend gewichtet.

Als Gewichtungsfaktoren wurden nach Gesprächen zwischen der ECG im Auftrag der ECK und dem VEÖ gewählt:

- DEA (I) Effizienzwert: 40 %
- DEA (II) Effizienzwert: 20 %

wobei der geringere Gewichtungsfaktor für DEA (II) mit dem oben erläuterten Problem der Alleinstellung bei der DEA (II) begründet ist.

Die DEA Effizienzwerte für DEA (I) und DEA (II) sind in Abbildung 11 dargestellt.

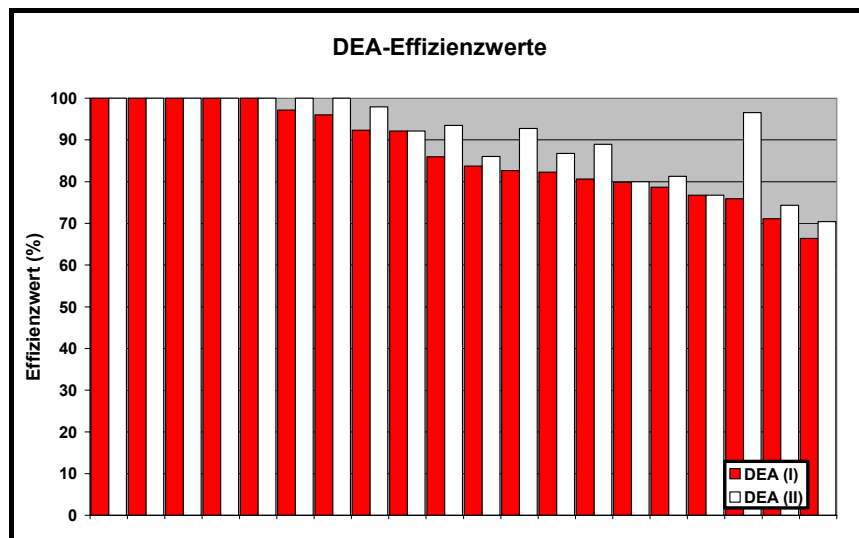


Abbildung 11: DEA-Effizienzwerte für DEA (I) und DEA (II)

MOLS-Benchmarkingergebnisse

Zur Berechnung der MOLS wird das Basismodell (13) verwendet:

- Input: Kosten für Benchmarking
- Output: MSP-NSP Höchstlast (Quadrat)
- Output: NSP Höchstlast
- Output: $tfNAD_{HMNSP}$

Die MOLS-Effizienzergebnisse gehen mit 40 % in das endgültige Effizienzergebnis ein. Die MOLS-Effizienzergebnisse sind in Abbildung 12 dargestellt.

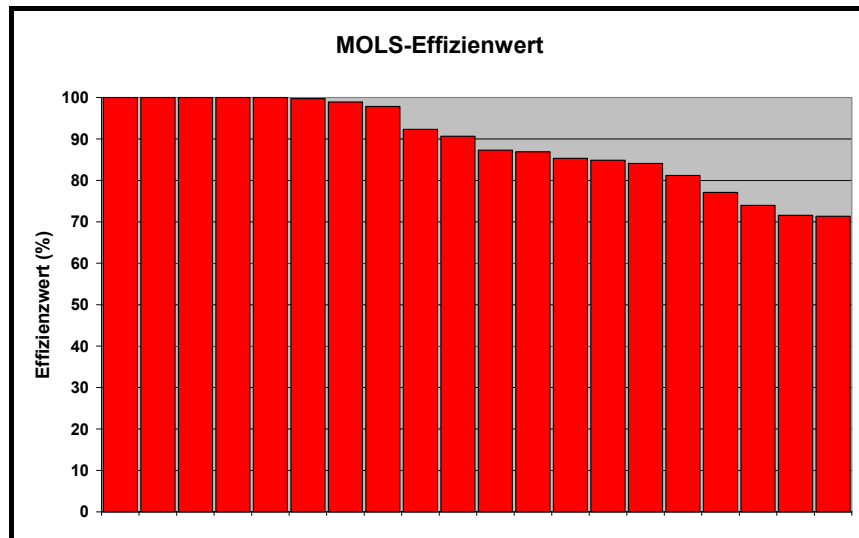


Abbildung 12: MOLS-Effizienzwerte

Gewichteter Effizienzwert (ES_{2005})

Das Effizienzverbesserungspotenzial berechnet sich aus dem gewichteten Effizienzwert, ES_{2005} . Dieser bestimmt sich aus:

$$ES_{2005} = DEA (I) \cdot 40\% + DEA (II) \cdot 20\% + MOLS \cdot 40\% \quad (14)$$

Die Werte für ES_{2005} werden in Abbildung 13 dargestellt. Die durchschnittliche Effizienz der Stichprobe beträgt 88,67%.

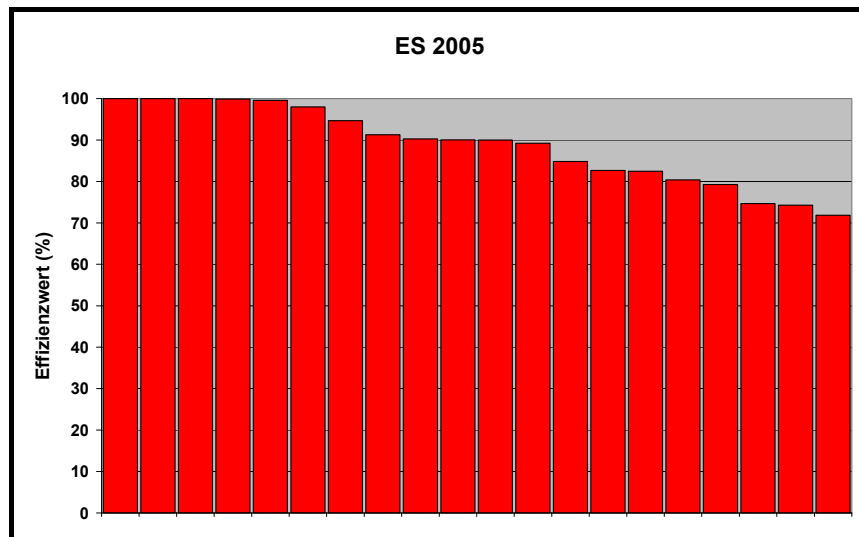


Abbildung 13: gewichteter Effizienzwert (ES_{2005})

Zu § 16 Abs 4 Sätze 3, 4 und 5

Ausgehend von den ermittelten Effizienzsteigerungspotenzialen werden den Unternehmen darauf aufbauend individuelle Zielvorgaben gemacht.

Erreichen der Effizienzgrenze durch ineffiziente Unternehmen

Bei der Bestimmung der individuellen Zielvorgaben muss eine Balance zwischen der Sicherstellung der finanziellen Überlebensfähigkeit und dem Schutz der Endverbraucher gefunden werden. Die Vorschreibung zu rascher Kostensenkungen kann im Extremfall den Konkurs eines Unternehmens bewirken, wenn die Kosten kurzfristig nur beschränkt reduziert werden können. Dies ist jedoch wegen der Eigentümerstruktur und auch der volkswirtschaftliche Bedeutung der Unternehmen ein politisch nicht akzeptables Szenario. Gleichzeitig muss jedoch auch sichergestellt werden, dass der Endverbraucher nicht über einen zu langen Zeitraum zu *hohe* Tarife bezahlen muss. Dies würde nämlich ebenso negative volkswirtschaftliche Effekte und politische Proteste zur Folge haben.

Die ECK erachtet eine Erreichung der Effizienzgrenze innerhalb von zwei Regulierungsperioden – bzw 8 Jahren – als geeignet, einen Ausgleich zwischen dem Interesse der Unternehmen nach einem angemessenen Zeitraum für Kostenreduktionen einerseits und der Endverbraucher nach niedrigeren Tarifen andererseits herbeizuführen. Der VEÖ sah für die Erreichung der Effizienzgrenze 10 Jahre vor, was eine entsprechende Reduktion der effizienzbedingten Abschläge bewirkt hätte. Der VEÖ war der Meinung, dass im Falle von 8 Jahren besonders für ineffiziente Unternehmen wirtschaftlich nicht verkraftbare Abschläge resultieren würden. Als Obergrenze für die effizienzbedingten Abschläge wurde ein Wert von 3,5 % angegeben.

Die ECK belässt den Zeitraum für die Erreichung der Effizienzgrenze bei 8 Jahren, führt jedoch gleichzeitig eine maximale effizienzbedingte Kostensenkungsvorgabe von 3,5 % ein. Zu diesem Zweck wird die maximale Höhe des aufzuholenden Effizienzsteigerungspotenzials mit 25,24 % festgelegt. Hiezu wird die ursprünglich vorgesehene niedrigste Effizienzgrenze von 70 % auf 74,76 % angehoben. Das bedeutet, dass ein Unternehmen mit einem Effizienzwert unter 74,76 % so behandelt wird, als hätte es einen Wert von 74,76 %.

Gleitende Skala für individuelle Produktivitätsabschläge

Sollen die Unternehmen innerhalb von zwei Regulierungsperioden an die Effizienzgrenze herangeführt werden, stellt sich die Frage nach der konkreten Bestimmung der individuellen Produktivitätsabschläge.

Internationale Ausgestaltungen von Regulierungssystemen zeigen zwei unterschiedliche Ansätze:

- Einteilung der Unternehmen abhängig von ihren Effizienzwerten in Effizienzklassen mit jeweils unterschiedlichen Produktivitätsabschlägen;
- Keine Einteilung in Effizienzklassen, sondern direkte Überführung der Effizienzwerte in die Regulierungsformel.

Ersteres findet sich bei der Regulierung der Wasserwirtschaft in England/Wales. Eine direkte Umsetzung wurde in den Niederlanden für die erste Regulierungsperiode geplant, jedoch aufgrund rechtlicher Probleme nicht umgesetzt. Eine solche findet sich aber nach einer entsprechenden Gesetzesänderung in der Regulierungsformel für die zweite Regulierungsperiode, wobei als Anpassungszeitraum für das Erreichen der Effizienzgrenze –

inklusive der ersten Regulierungsperiode – 6 Jahren gewählt wurde. Zu Beginn der dritten Regulierungsperiode 2007 müssen somit alle Unternehmen gleich effizient sein.

Der Vorteil der Einteilung in Effizienzklassen besteht darin, die individuellen Produktivitätsabschläge von einer Bandbreite von Effizienzwerten und nicht einem konkreten Wert abhängig zu machen, wodurch mögliche Ungenauigkeiten abgeschwächt werden können. Dies gilt aber nur innerhalb einer Effizienzklasse. Liegt ein Unternehmen an der Grenze zwischen zwei Effizienzklassen, so kann eine Erhöhung oder Verringerung der Effizienzwerte von wenigen Prozentpunkten zu einer sprunghaften Verringerung oder Erhöhung der individuellen Produktivitätsabschläge führen. Aber auch zwischen einzelnen Unternehmen können sich schwer begründbare Differenzen ergeben. Effizienzklassen mit einer Bandbreite von 100 %-90 % bzw 90 %-80 % mit korrespondierenden Abschlägen von 2 % bzw 4 % würden für ein Unternehmen mit 90 % einen Abschlag von 2 % und für eines mit 89,9 % einen Abschlag von 4 % bewirken. Auf dieses Problem wurde im Rahmen der Diskussion „Neue Netztarife“ von den Unternehmen, aber auch von Plaut Economics (2003) hingewiesen.

Als mögliche Lösung bietet sich eine stetige Verkleinerung der Effizienzklassen mit jeweils zugehörigen Produktivitätsabschlägen an, was im Ergebnis zu einer direkten Überführung der individuellen Effizienzwerte der Unternehmen in Produktivitätsabschläge führt. Ein Nachteil dieser Vorgehensweise besteht jedoch darin, dass dadurch Ungenauigkeiten bei der Ermittlung der Effizienzwerte nicht berücksichtigt werden, was gerade der Zweck von Effizienzklassen ist. Eine solche Berücksichtigung kann jedoch bei der Berechnung der Effizienzwerte selbst durch die Verwendung unterschiedlicher Benchmarkingmethoden erfolgen.

Für die Höhe der individuellen Produktivitätsabschläge – sowohl bei einer Einteilung in Effizienzklassen als auch bei einer direkten Überführung – ist der Zeitraum, der den Unternehmen zur Erreichung der Effizienzgrenze gegeben wird, entscheidend. Ein wesentlicher Kritikpunkt an der direkten Überführung der Effizienzwerte in den Niederlanden war die Vorgabe des Regulators, die Ineffizienzen innerhalb von 4 Jahren gänzlich abzubauen.

Die ECK zieht eine direkte Umsetzung der individuellen Effizienzwerte in Produktivitätsabschläge einer Einteilung in Effizienzklassen vor. Dadurch kann eine gleitende Skala der Produktivitätsabschläge, wie sie auch vom VEÖ gewünscht wird, erreicht und können Unstetigkeiten verhindert werden. Die damit verbundenen möglichen Nachteile werden durch zwei unterschiedliche Benchmarkingmethoden⁴⁸ bei der Berechnung der Effizienzwerte und die Wahl eines relativ langen Zeitraumes von 8 Jahren zur Erreichung der Effizienzgrenze berücksichtigt.

In Plaut Economics, „Kurzgutachten zur Ermittlung des jährlichen Kostenanpassungsfaktors im Entwurf zu den Erläuterungen zur SNT-VO 2006“ (2005) wurde unter Bezugnahme auf frühere Dokumente die Berechnungsmethode des Kostenanpassungsfaktors kritisiert. Die von Plaut Economics erwähnte Berechnungsmethode aus früheren Dokumenten für den Kostenanpassungsfaktor stellte jedoch nicht sicher, dass ein ineffizientes Unternehmen innerhalb von 8 Jahren die Effizienzgrenze erreicht, da der Wert für den Kostenanpassungsfaktor zu niedrig ausfiel. Durch die unten dargestellte Berechnungsmethode

⁴⁸ Für eine genauere Darstellung der Benchmarkinganalyse siehe Erläuterungen zu § 16 Abs 4 Sätze 1 und 2.

wird jedoch sichergestellt, dass ein ineffizientes Unternehmen innerhalb von 8 Jahren die Effizienzgrenze erreicht.

Die Umsetzung der Effizienzwerte in jährliche Zielvorgaben für die Kosten erfolgt in drei Schritten, die in der Folge dargestellt werden.

Erster Schritt: Ermittlung der Kosten zum Ende der ersten Regulierungsperiode

Es sei angenommen, dass für ein Unternehmen ein Effizienzwert (ES_{2005}) von 80 % festgestellt wurde. Daraus ergibt sich ein gesamtes Kostensenkungspotenzial von 20 %, das über zwei Regulierungsperioden realisiert werden muss. Die Kosten des Unternehmens müssen somit am Ende der 2. Regulierungsperiode um 20 % niedriger sein als zu Beginn. Dies kann dargestellt werden durch:

$$K_{2013} = K_{2005} \cdot ES_{2005} \quad (15)$$

mit
 $ES_{2005} = 80\%$

Zweiter Schritt: Berücksichtigung des Frontier Shift

Bei der Ermittlung der Kosten für das Ende der 2. Regulierungsperiode ist zu beachten, dass sich gleichzeitig die Effizienzgrenze aufgrund des *Frontier Shift* der effizienten Unternehmen verschiebt. Gleichung (15) gibt nur die Kosten an, die sich bei einer gleich bleibenden Effizienzgrenze ergeben würden. Verschiebt sich die Effizienzgrenze, so muss das ineffiziente Unternehmen zusätzlich zu den Kostensenkungen von 20 % in den zwei Regulierungsperioden noch den *Frontier Shift* mitmachen, soll es nach zwei Perioden die Effizienzgrenze erreichen. Gleichung (15) muss folglich um den *Frontier Shift* ergänzt werden zu:

$$K_{2013} = K_{2005} \cdot (1 - FS)^8 \cdot ES_{2005} \quad (16)$$

Dritter Schritt: Ermittlung des jährlichen Kostenanpassungsfaktors (KA)

Aus Gleichung (16) wird die Höhe der Kosten am Ende der 2. Regulierungsperiode, K_{2013} , ermittelt. Mit K_{2013} kann der jährliche Kostenanpassungsfaktor errechnet werden, welcher sich ergibt aus:

$$K_{2013} = K_{2005} \cdot (1 - KA)^8 \quad (17)$$

$$KA = 1 - \sqrt[8]{\frac{K_{2013}}{K_{2005}}} = 1 - \sqrt[8]{\frac{K_{2005} \cdot (1 - FS)^8 \cdot ES_{2005}}{K_{2005}}} = 1 - (1 - FS) \cdot \sqrt[8]{ES_{2005}} \quad (18)$$

Der jährliche Kostenanpassungsfaktor bleibt während der gesamten ersten Regulierungsperiode unverändert. Für ein effizientes Unternehmen entspricht der *Frontier Shift* dem Kostenanpassungsfaktor.

Zusammenhang zwischen Effizienzwert und effizienzbedingter Kostenanpassung

Tabelle 4 stellt die Höhe des jährlichen Kostenanpassungsfaktors abhängig von den Effizienzwerten dar. Für die Berechnung wird der *Frontier Shift* von 1,95 % eingesetzt. Die untere Grenze für die Effizienzwerte wird mit 74,76 % festgelegt, wodurch auch der höchste Wert für den jährlichen Kostenanpassungsfaktor (KA) ersichtlich wird.

Effizienzwert	KA
74,76%	5,45%
75%	5,41%
80%	4,65%
85%	3,92%
90%	3,23%
95%	2,58%
100%	1,95%

Tabelle 4: Höhe des jährlichen Kostenanpassungsfaktors(KA) abhängig vom Effizienzwert

Durch die Form der Berechnung der Kostenanpassungen ergibt sich eine terminologische Veränderung zum Diskussionspapier „Anreizregulierung der österreichischen Netzbetreiber“ (2003), da eine eindeutige Aufteilung in X_{gen} und X_{ind} in Ermangelung von Effizienzklassen nicht mehr sinnvoll erscheint. Anstelle von X_{gen} tritt der *Frontier Shift* (FS), und anstelle von $X_{gen} + X_{ind}$ der *Kostenanpassungsfaktor* (KA).

Abbildung 14 zeigt den linearen, gleitenden Verlauf des Kostenanpassungsfaktors, der sich aus der direkten Überleitung der Effizienzwerte in Abschläge ergibt.

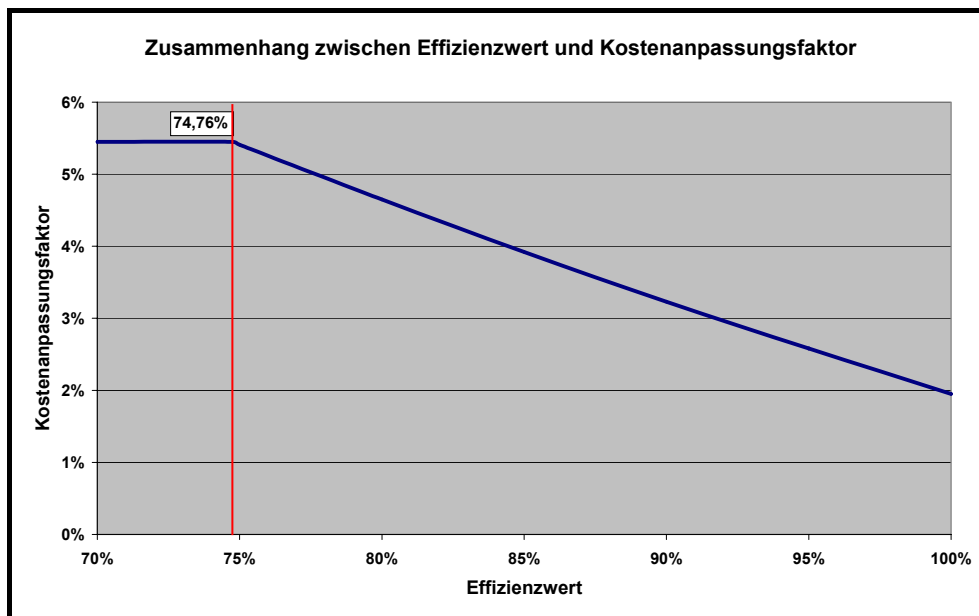


Abbildung 14: Linearer Zusammenhang zwischen Kostenanpassungsfaktor und Effizienzwert

Zu § 16 Abs 5

Die Kostenstruktur von Verteilnetzbetreibern zeichnet sich durch eine Fixkostendegression aus. Bei nicht voll ausgelasteten Kapazitäten sinken die Durchschnittskosten mit einem Anstieg der Mengen an durchgeleiteter Energie, da bis zur Kapazitätsgrenze die Grenzkosten einer zusätzlichen Einheit verteilter Energie unter den Durchschnittskosten liegen. Erst bei Erreichen der Kapazitätsgrenze ist eine zusätzliche Investition in Kapazitäten notwendig, wobei in diesem Fall erneut eine Reserve für zukünftiges Mengenwachstum vorgesehen wird.

Grundsätzlich steigen die Kosten jedoch nur unterproportional mit dem Mengenwachstum. Diesem Umstand wurde auch beim Tarifprüfungsverfahren SNT-VO 2003 Novelle 2005 durch einen *Mengenfaktor* Rechnung getragen.

Im Rahmen des Regulierungssystems sind nun zwei Fragen voneinander zu trennen:

- Sollen Mengenänderungen berücksichtigt werden?
- Wie sollen die Mengenänderungen berücksichtigt werden?

Die Erfahrungen aus der Vergangenheit haben gezeigt, dass es erhebliche unternehmensindividuelle Unterschiede beim Mengenwachstum gibt. Beispielweise würden im Falle einer *Price-Cap* Regulierung mit einer fixen Basismenge wegen der Fixkostendegression die Gewinne der Unternehmen abhängig von unternehmensindividuellen Mengensteigerungen erheblich variieren. Gleichzeitig dient die Berücksichtigung von Mengenänderungen auch als Versicherung für das regulierte Unternehmen, da das Mengenrisiko im Unterschied zu einer *Price-Cap* Regulierung mit fixen Basismengen reduziert wird. Die Berücksichtigung von Mengenänderungen wird weiters mit Energieeffizienz begründet, da im Falle einer *Price-Cap* Regulierung der Anreiz zur Absatzmaximierung sehr hoch ist, was zu volkswirtschaftlich ineffizienten Mehrabsätzen führt. Die ECK berücksichtigt deshalb Mengenänderungen im Regulierungssystem.

Gleichzeitig nimmt die ECK eine Weiterentwicklung des Mengenfaktors, wie er im Tarifprüfungsverfahren 2004 verwendet wurde, vor. Dabei werden Diskussionsbeiträge von Unternehmen eingearbeitet. Zweck des Mengenfaktors ist es, finanzielle Mittel für die durch Mengensteigerungen bedingten notwendigen Investitionen zur Verfügung zu stellen.

Kritik an der „alten“ Regulierungsformel

Einzelne Netzbetreiber haben in der Diskussion zum Projekt „Neue Netztarife“ kritisiert, dass der Mengenfaktor kostenmindernd und nicht -erhöhend angesetzt wird, obwohl dadurch eigentlich durch Mengensteigerungen verursachte Kostensteigerungen abgebildet werden.

In einer formalen Darstellung bedeutet dies. Für das Jahr t gilt $P_t \cdot Q_t = K_t$ und äquivalent für das Folgejahr $t+1$ $P_{t+1} \cdot Q_{t+1} = K_{t+1}$. Wenn $\Delta Q = \frac{Q_{t+1}}{Q_t} - 1 > 0$ und $K_{t+1} = K_t + 0,5 \cdot \Delta Q \cdot K_t = K_t \cdot (1 + 0,5 \cdot \Delta Q)$, so bedeutet dies für die Tarife in $t+1$:

$$P_{t+1} \cdot Q_t \cdot (1 + \Delta Q) = K_t \cdot (1 + 0,5 \cdot \Delta Q) \quad (19)$$

Die Mengensteigerung, ΔQ , führt somit zwar zu höheren Kosten in $t+1$, nachdem die Kosten aber nicht proportional mit den Mengen steigen, gilt trotzdem $P_{t+1} < P_t$, d.h. Mengensteigerungen führen *ceteris paribus* zu sinkenden Tarifen. Wird der Mengenfaktor jedoch kostenmindernd angesetzt und auf die geringere Menge im Jahr t bezogen, ändert sich (19) zu

$$P_{t+1} \cdot Q_t = K_t \cdot (1 - 0,5 \cdot \Delta Q) \quad (20)$$

Anhand eines Zahlenbeispiels kann gezeigt werden, dass (20) im Vergleich zu (19) systematisch geringere Tarife hervorbringt, weshalb die additive Berücksichtigung von Mengensteigerungen und die Heranziehung der um die Mengensteigerung erhöhten Menge, Q_{t+1} , für die Ermittlung der Tarife vorgeschlagen wird.

Nichtberücksichtigung von unterschiedlichen Mengensteigerungen der Netzebenen

Bei der Ausgestaltung des Mengenfaktors in den beiden Tarifprüfungsverfahren gab es von Seiten mehrerer Unternehmen Einwände gegen die Nichtberücksichtigung von unterschiedlichen Mengensteigerungen auf den Netzebenen 3-7.⁴⁹

Im Mittelpunkt der Kritik steht der Zusammenhang zwischen Mengen und Erlösen. Im Mehrproduktfall ist die Erlösentwicklung davon abhängig, ob über- oder unterdurchschnittlich bepreiste Produkte eine Mengensteigerung erfahren. Somit besteht im Mehrproduktfall der Zusammenhang zwischen einer Mengensteigerung von X % und einer äquivalenten Erlössteigerung von X % nur dann, wenn die Mengensteigerungen aller Produkte proportional verlaufen. Fällt jedoch ein hoher Anteil der Mengensteigerung hauptsächlich auf unterdurchschnittlich bepreiste Netzebenen, so kann die Erlössteigerung unter der Mengensteigerung liegen.

Als Lösung dieses Problems wird eine Erlösgewichtung des Mengenwachstums vorgeschlagen, wodurch implizit eine Gewichtung der Mengensteigerungen nach Netzebenen erfolgt.

Aus Sicht der ECK war die bisherige Formel durchaus vertretbar, weil sie einerseits eine Annäherung an die tatsächlichen Verhältnisse, die in den untersuchten Einzelfällen regelmäßig erwartungsgemäß erfüllt wurden, war und andererseits von einer jährlichen Prüfung ausgegangen werden konnte, bei der andere Entwicklungen automatisch korrigiert wurden. In einem längerfristigen System soll aber insbesondere aus Planungssicherheitsgründen die Mengenanpassung so exakt wie möglich abgebildet werden.

Mengensteigerungen in der Regulierungsformel: Mengen-Kosten Faktor (k)

Die Höhe des Mengen-Kosten Faktors, k , bleibt weiterhin bei 0,5. Die ECK sieht die Höhe dieses Faktors durch die Ergebnisse der SNT-VO 2003 Novelle 2005 bestätigt. Gleichzeitig zeigt sich jedoch in den folgenden Ausführungen, dass durch die Gewichtung der Mengensteigerungen nach Netzebenen implizit eine Variation von k bezogen auf die *ungewichtete* Gesamtmengenänderung stattfindet, wodurch die durch die Mengensteigerung verursachte Kostenentwicklung adäquater abgebildet wird.

Der VEÖ hat ursprünglich einen Mengen-Kosten Faktor von 0,5 vorgeschlagen. Nach intensiven Diskussionen hat der VEÖ jedoch dem Wert von 0,5 zugestimmt.

Mengensteigerungen in der Regulierungsformel: Ebenengewichtung

Durch den Mengenfaktor werden die Auswirkungen von Mengensteigerungen auf die Kosten abgebildet und gleichzeitig sichergestellt, dass diese Kostensteigerungen in den Erlösen der Unternehmen ihren Niederschlag finden. Neben dem Zusammenhang zwischen den Mengen und Erlösen ist deshalb auch der Zusammenhang zwischen Erlösen und Kosten bei der Ausgestaltung des Mengenfaktors zu berücksichtigen.

⁴⁹ vgl Hans Auer, Nachweis der negativen Auswirkung unterschiedlicher Mengensteigerungen auf verschiedenen Netzebenen auf das Kosten/Erlösverhältnis der Energie AG basierend auf dem ECG Ansatz der SNT-VO 2003 und Erarbeitung eines entsprechenden Lösungsvorschlages, 2003, Wien; Plaut Economics, Analyse des Mengen-Kostenfaktors im Entwurf zur Systemnutzungsstarife-Verordnung 2003 und deren wirtschaftliche Auswirkungen auf die Energie AG Oberösterreich, 2003, Bern.

Es gilt nämlich, dass Mengensteigerungen auf unterschiedlichen Netzebenen zu unterschiedlichen Kostensteigerungen führen, da bei Mengenzunahmen auf den unteren Netzebenen auch die Dimensionierung der vorgelagerten Netzebenen angepasst werden muss. So hat ein mengenbedingter Ausbau der Netzebene 7 einen Einfluss auf die Dimensionierung der Netzebenen 3-6. Dieser Zusammenhang wird gerade durch die Kostenwälzung zwischen den Netzebenen abgebildet. Das bedeutet, dass eine Mengensteigerung von beispielsweise 10 %, abhängig davon in welcher Netzebene diese vorliegt, zu einer Kostensteigerung von 2 % (NE 3), 4 % (NE 5) und 6 % (NE 7)⁵⁰ führen kann, was entsprechend abgebildet werden muss. Auch in Consentec (2003: 14) wird auf das netzebenenweise Verhältnis von Mengensteigerung und Gesamtmenge in Bezug auf die Höhe von k – Mengen-Kosten Faktor⁵¹ – hingewiesen:

„Je geringer...in Netzebene 3 der Anteil der Mengensteigerung gegenüber dem Anteil der Gesamtmenge wird, desto größer wird Δk . Ursache hierfür ist, dass in diesem Fall gleichzeitig die Mengensteigerung in der Netzebene 7 überproportional hoch ist, so dass der Kostenanteil dieser Netzebene überproportional stark anwächst. Ist die Mengensteigerung in Netzebene 3 dagegen sehr groß..., steigen die Netzkosten nur in geringem Maße.“⁵²

Zur Berücksichtigung der unterschiedlichen durch Mengensteigerungen verursachten Kostensteigerungen stehen zwei Möglichkeiten zur Verfügung:

- Abhängig von der Verteilung der Mengensteigerungen wird die Höhe von k variiert.
- k bleibt konstant, jedoch werden die Mengensteigerungen gewichtet.

Beide Möglichkeiten führen zu ähnlichen Ergebnissen: Mengensteigerungen in hohen (niedrigen) Netzebenen bewirken einen geringeren (höheren) Anstieg der Kosten. Die ECK bevorzugt jedoch die zweite Möglichkeit, da (i) eine Gewichtung der Mengensteigerungen nach Netzebenen schon von einigen Unternehmen vorgeschlagen wurde und (ii) sie leichter in die bestehende Form der Berücksichtigung von Mengensteigerungen integriert werden kann.

Für die Gewichtungsfaktoren ist sowohl eine Erlös- als auch Kostengewichtung denkbar. Jedoch zeigen internationale Beispiele, dass nicht immer eine klare Trennung in Erlös- oder Kostengewichtung möglich ist. So wurden als Gewichtungsfaktoren in England/Wales die Basispreise für den ersten regulierten Preiskorb herangezogen, da diese gleichzeitig auch die durch unterschiedliche Vertriebsleistungen verursachten Kosten widerspiegeln sollten. Auf die Ähnlichkeit zwischen Erlös- und Kostengewichtung weisen auch Schulz/Riechmann/Perner (1998: 7)⁵³ hin:

„Aus ökonomischer Perspektive sollten Netznutzungspreise die Netzkosten den angeschlossenen Teilnehmern möglichst verursachungsgerecht zuordnen....“

Somit bieten sich auch für Österreich die Tarife der Netzebenen 3-7 als Gewichtungsfaktor für die Mengensteigerung an. Das bedeutet jedoch nicht, dass in Zukunft Gewichtungsfaktoren, die sich direkt an den Kosten pro Netzebene orientieren, verwendet werden können.

⁵⁰ Diese Werte sind rein exemplarische Zahlen zur Veranschaulichung der Sachlage.

⁵¹ Durch den Mengen-Kosten Faktor, k , wird die Auswirkung einer Mengensteigerung auf die Kosten dargestellt. Ein k von 0,5 bedeutet, dass bei einem Anstieg der Mengen um 10% die Kosten um 5% ansteigen.

⁵² Consentec, Einfluss von Mengensteigerungen auf die Kosten des Netzbetriebs, Gutachten im Auftrag der Energie-Control GmbH, Aachen, 2003.

⁵³ Jens Perner, Christoph Riechmann, Walter Schulz, Stellungnahme zu ausgewählten Fragen der Gestaltung eines Systemnutzungstarifs für österreichische Elektrizitätsnetze, 1998, Köln.

Durch den Gewichtungsfaktor werden die relativen und nicht die absoluten Kostenverhältnisse zwischen den Netzebenen erfasst. Es stellt sich nun die Frage, ob sich diese relativen Kostenverhältnisse in den aktuellen Systemnutzungstarifen widerspiegeln und – wichtiger – über die gesamte Regulierungsperiode konstant bleiben. Können beide Fragen bejaht werden, ist es sinnvoll, *fixe* Gewichtungsfaktoren – die Systemnutzungstarife der SNT-VO 2003 Novelle 2005 – für die gesamte Regulierungsperiode festzulegen. Ist jedoch während der Regulierungsperiode aufgrund unterschiedlicher Mengensteigerungen auf den Netzebenen mit einer Änderung der relativen Kosten zwischen den Netzebenen zu rechnen, worauf die Unternehmen mit einer Änderung der Kostenwälzungs- bzw Preisstruktur reagieren, ist *variablen* Gewichtungsfaktoren der Vorzug zu geben, da dadurch die Kostenentwicklung besser abgebildet wird.

Die ECK erwartet auch in Zukunft Unterschiede zwischen dem Mengenwachstum auf hohen und niedrigen Netzebenen, wie sie aus den vorhandenen Mengendaten 2000-2003 in einzelnen Netzbereichen erkennbar sind. Daraus kann auf eine Änderung der relativen Kostenverhältnisse zwischen den Netzebenen in diesen Netzbereichen während der Regulierungsperiode geschlossen werden. Somit erachtet die ECK *variable* im Unterschied zu *fixen* Gewichtungsfaktoren als geeigneter, die Kostenentwicklungen über die Zeit darzustellen. Als Gewichtungsfaktoren werden die letztgültigen Systemnutzungstarife herangezogen.

Mengensteigerungen in der Regulierungsformel: additive Berücksichtigung

Der Grund, warum die ECK den Mengenfaktor in den Tarifprüfungsverfahren nicht kostenerhöhend sondern kostenmindernd angesetzt hat, liegt in der Verfügbarkeit von Mengendaten. Die oben angeführte Formel, $P_{t+1} \cdot Q_t \cdot (1 + \Delta Q) = K_t \cdot (1 + 0,5 \cdot \Delta Q)$, erweckt nämlich den falschen Eindruck, dass nur *eine* Gesamtmenge, Q , mit *einer* Änderungsrate, ΔQ , multipliziert werden muss.

Tatsächlich stellt sich der Sachverhalt bei der Festlegung der Systemnutzungstarife komplexer dar, da hierbei die Gesamtmenge in i , $i = \text{NE3-LP (MW), ..., NE7-WHT (MWH)}$, einzelne Teilmengen, aufgeteilt werden muss. Zählt man die Abgabe an Weiterverteiler hinzu, müssten Änderungsraten von bis zu 42 Teilmengen geschätzt werden um ΔQ respektive die Menge für das Jahr $t+1$ zu erhalten. Um dieses Problem zu vermeiden, hat die ECK deshalb in den letzten Tarifprüfungsverfahren den Mengenfaktor kostenmindernd angesetzt und für die Tarifierung das verfügbare Mengengerüst des Jahres t verwendet.

In der Regulierungsformel ergibt sich jedoch eine Änderung der bisherigen Vorgehensweise. Der Mengenfaktor wirkt nicht mehr kostenmindernd, sondern kostenerhöhend.

$$K_{2005} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_t)] \cdot (1 + k \cdot \Delta M_{2006}) + vNK_{2006} = \sum_{i=1}^n P_{2006,i} \cdot Q_{2004,i} + ME_{2006} + BKZ_{2004} \quad (21)^{54}$$

Die Begründung hierfür erfolgt durch eine Analogie zur oben angeführten Kritik. Unter der Annahme, dass $K_{2005} = K_{2003}$, dh keine Aktualisierung auf den 31.12.2005 vorgenommen wird, und KA , ΔNPI_{2006} , vNK_{2006} , ME_{2006} und BKZ_{2004} gleich Null sind, reduziert sich (21) auf

⁵⁴ Für die detaillierte Darstellung der Regulierungsformel sei auf die Erläuterungen zu §16 Abs 6 verwiesen.

$$K_{2003} \cdot (1 + k \cdot \Delta M_{2006}) = \sum_{i=1}^n P_{2006,i} \cdot Q_{2004,i} \quad (22)$$

Gleichung (22) hat nun große Ähnlichkeiten mit $P_{t+1} \cdot Q_t \cdot (1 + \Delta Q) = K_t \cdot (1 + 0,5 \cdot \Delta Q)$, wenn gilt $K_{2003} = K_t$ und $Q_{2004,i} = Q_t \cdot (1 + \Delta Q)$. Den Kosten des Jahres $t = 2003$ stehen somit Mengen des Jahres $t+1 = 2004$ gegenüber, weshalb eine additive Berücksichtigung der Kostensteigerungen durch das Mengenwachstum notwendig ist. Die Kosten des Jahres 2003, denen Mengen 2003 zugrunde liegen, werden dadurch auf die Mengen 2004 parametrisiert. In den Folgejahren erfolgt diese Parametrisierung auf die Mengen 2005, 2006 und 2007, wobei der Bezugszeitraum 2003 bleibt.

Berücksichtigung von Mengensteigerungen: Zusammenführung

Führt man die obigen Ausführungen zusammen, ergibt sich ein Mengenfaktor für die Regulierungsformel von:

- **01.01.2006:** $(1 + 0,5 \cdot \Delta M_{2006})$

$$\text{mit } \Delta M_{2006} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{2005,i} \cdot Q_{2004,i}}{\sum_{i=1}^n P_{2005,i} \cdot Q_{2003,i}} - 1$$

- **01.01.2007:** $(1 + 0,5 \cdot \Delta M_{2007})$

$$\text{mit } \Delta M_{2007} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{2006,i} \cdot Q_{2005,i}}{\sum_{i=1}^n P_{2006,i} \cdot Q_{2003,i}} - 1$$

- **01.01.2008:** $(1 + 0,5 \cdot \Delta M_{2008})$

$$\text{mit } \Delta M_{2008} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{2007,i} \cdot Q_{2006,i}}{\sum_{i=1}^n P_{2007,i} \cdot Q_{2003,i}} - 1$$

- **01.01.2009:** $(1 + 0,5 \cdot \Delta M_{2009})$

$$\text{mit } \Delta M_{2009} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{2008,i} \cdot Q_{2007,i}}{\sum_{i=1}^n P_{2008,i} \cdot Q_{2003,i}} - 1$$

mit

$P_{t,i}$ = Systemnutzungstarife im Jahre t für die Tarifkomponenten $i = 1, \dots, n$ (NE3-LP, ..., NE7-WNT)

$Q_{t,i}$ = Mengen im Jahre t für die Tarifkomponenten $i = 1, \dots, n$ (NE3-LP (MW), ..., NE7-WNT(MWh))

Ergibt sich für ein Unternehmen in einem Jahr ein negatives erlösgewichtetes Mengenwachstum so würde dies definitionsgemäß eine kostensenkende Wirkung haben. Die ECK ist der Meinung, dass dies zumindest mittelfristig zutreffen wird, wenn dadurch ein Netzurückbau in bestimmten Gebieten induziert wird. Für die jährliche Tarifierfassung in der ersten Regulierungsperiode wird jedoch ein negatives erlösgewichtetes Mengenwachstum gleich Null gesetzt, sodass in diesem Fall der Mengenfaktor keine Auswirkung auf die Kosten hat. Eine ähnliche Vorgehensweise wurde auch in Norwegen gewählt, wo ein Mengenrückgang ebenfalls nicht erlösmindernd wirkt.

Zu § 16 Abs 6

Dauer der Regulierungsperiode

Ist das regulierte Unternehmen verpflichtet, Kostensenkungen unmittelbar an die Endverbraucher in Form von Tarifsenkungen weiterzugeben, bestehen kaum Anreize für Kostensenkungen. Der Anreiz bei einer Anreizregulierung besteht darin, dem Unternehmen für einen festgelegten und damit planbaren Zeitraum zu erlauben, die Vorteile von Kostensenkungen in Form von Gewinnen einzubehalten. Gelingt es dem regulierten Unternehmen, die Kosten unter einem *ex ante* vorgegebene Umsatz- oder Preispfad zu drücken, kann jeder eingesparte Euro als Gewinn einbehalten werden, weshalb das Unternehmen jede ökonomische Kosteneinsparung tätigen wird.

Je länger der Zeitraum zwischen der Festlegung der Regulierungsparameter – also die Regulierungsperiode – ist, desto größer sind insbesondere in den ersten Jahren die Anreize für das Unternehmen, seine Anstrengungen bezüglich zusätzlicher Kosteneinsparungen zu erhöhen, da die daraus resultierenden Gewinne erst bei der nächsten Festlegung der Regulierungsparameter berücksichtigt werden. Allerdings nimmt damit auch die Unsicherheit über nicht vorhersehbare Ereignisse zu. Zudem werden zwangsläufig die Prognosen über die zukünftigen Produktivitäts- und Nachfrageentwicklungen ungenauer. Dies kann dazu führen, dass die Gewinne des regulierten Unternehmens stark von einer risikoäquivalenten Kapitalverzinsung abweichen und aufgrund erheblicher *allokativer* Ineffizienzen – zu hoher Gewinne – das System instabil wird.

Internationale Beispiele von Anreizregulierungen im Elektrizitätssektor zeigen Regulierungsperioden von 3 Jahren (Niederlande) und 5 Jahren [England/Wales, Norwegen und New South Wales (Australien)].

Die ECG hat im Auftrag der ECK in „Anreizregulierung der österreichischen Netzbetreiber“ (2003) eine Regulierungsperiode von 3 Jahren vorgeschlagen. Dies wurde von den Unternehmen als zu kurz kritisiert, da bei einer dreijährigen Regulierungsperiode die Unternehmen nicht entsprechend an diesen Effizienzsteigerungen partizipieren können. Von Plaut Economics (2003: 7)⁵⁵ wurde deshalb eine fünfjährige Regulierungsperiode angeregt. In

⁵⁵ Plaut Economics, Anreizregulierung der österreichischen Stromnetzbetreiber, Bern, 2003.

der Folge wurde im Zuge des Stellungnahmeverfahrens zur SNT-VO 2003 von der ECK eine Dauer der Regulierungsperiode von vier Jahren in Aussicht gestellt.

Im VEÖ-Vorschlag vom 14.03.2005 war ursprünglich eine Regulierungsperiode von 5 Jahren vorgesehen. Dies wurde von der ECK als zu lange angesehen.

Die ECK betont, dass die Bestimmung der Dauer der Regulierungsperiode eng mit dem Entwicklungsstadium des Regulierungssystems zusammenhängt. Ein Paradigmenwechsel in der Regulierungspraxis bewirkt immer 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. Die ECK kann jedoch das Argument hinsichtlich der zu geringen Anreizwirkungen bei einer Dauer von 3 Jahren nachvollziehen. Um eine Balance zwischen Anreizwirkung und Stabilität des Systems zu gewährleisten, sieht die ECK für die erste Regulierungsperiode eine Dauer von 4 Jahren vor.

Durch die vierjährige Regulierungsperiode wird auch die Schnellebigkeit des wirtschaftlichen und rechtlichen Umfeldes abgebildet. Bekanntlich waren rückblickend innerhalb der letzten 4 Jahre wesentliche Änderungen der ökonomischen Rahmenbedingungen zu beobachten (etwa neue EU-Binnenmarktrichtlinie für Energie, Unbundling, gesetzliche Änderungen, Steuerreformen, arbeits- und sozialrechtliche Änderungen, Eigentümerveränderungen und Umgründungsmaßnahmen, währungspolitische Veränderungen im Wettbewerbsumfeld und der Erzeugungsstruktur, EU-Erweiterung). Auch die Systemnutzungstarife und die gesamte Tarif- und Preislandschaft zeigten seit 2001 eine hohe Dynamik, die sich möglicherweise fortsetzen wird.

Übergang in die 2. Regulierungsperiode

Der Anreiz der Anreizregulierung liegt in der – zeitlich begrenzten – Entkoppelung von Preisen respektive Erlösen von den tatsächlichen Kosten. Gleichzeitig hängt die Stärke des Anreizes zur *produktiven* Effizienz davon ab, wie Kostenreduktionen der Unternehmen in die Festlegung der Regulierungsparameter in der nächsten Regulierungsperiode einfließen. Fließen Kosteneinsparungen des Unternehmens in der 1. Regulierungsperiode direkt in die Abschläge des Unternehmens in der 2. Regulierungsperiode ein, werden dadurch die Anreize zur *produktiven* Effizienz geschwächt. Das Unternehmen hat in diesem Fall einen Anreiz, sich am Ende der Regulierungsperiode ärmer zu machen, als es tatsächlich ist, um geringere Vorgaben für die Zukunft zu erhalten.

Weiters hängt der Anreiz zur *produktiven* Effizienz davon ab, wie lange das Unternehmen von Kostensenkungen, die über die Regulierungsvorgaben hinausgehen, profitieren kann. Werden diese am Ende der Regulierungsperiode sofort abgeschöpft, verringern sich die Anreize für kostensenkenden Maßnahmen kontinuierlich mit dem Fortgang der Regulierungsperiode, da das Unternehmen kürzer von der Belohnung für Anstrengungen in Form von höheren Gewinnen profitieren kann. Die Regulierungspraxis in Großbritannien hat beispielsweise gezeigt, dass Unternehmen Kostensenkungen aus strategischen Überlegungen für die nächste Regulierungsrunde aufsparen.

Für den Übergang von der 1. in die 2. Regulierungsperiode ist ein Mechanismus zu entwickeln, der die oben beschriebenen Fälle von strategischem Verhalten der regulierten Unternehmen (*Ärmer* machen, Verschiebung von Kostenreduktionen in die nächste Regulierungsperiode) ausschließt. In der internationalen Regulierungspraxis

(Stromverteilnetzbetreiber in Victoria (Australien); Wasserwirtschaft in England) finden sich beispielsweise Mechanismen, wo ein angemessener Teil der Gewinne aus über die Regulierungsvorgaben hinausgehenden Kostensenkungen in die Folgeperiode übertragen werden kann (*Carry-Over*).

Überführung des Kostenanpassungsfaktors unter Berücksichtigung von Mengenänderungen in Netznutzungstarife

Die ermittelten Kostenanpassungen für die Unternehmen müssen für jeden Inkrafttretensstichtag (01.01.2006/2007/2008/2009) in Tarife überführt werden.

Die nachfolgenden Ausführungen fassen die Überführung der jährlichen Kostenanpassungen in Tarife zunächst verbal zusammen. Besonders wird darauf Wert gelegt, dass die Ausgestaltung der Tarifierung nicht zu sehr von jener des letzten Tarifprüfungsverfahrens (SNT-VO 2003 Novelle 2005) abweicht.

Unter Tarifierung wird die Zusammenführung des Kosten- und Mengengerüsts zur Ermittlung der daraus resultierenden Tarife, also die Ansätze pro Tarifeinheit verstanden. Den genehmigten Kosten, die – wie oben dargestellt – mit diversen Kostenanpassungsfaktoren zu versehen sind, ist ein Mengengerüst gegenüberzustellen. Die ECK verfolgt entsprechend ihrer regulatorischen Erfahrung das Prinzip der „Letztverfügbarkeit von Istwerten“, also jene Mengenbasis, die vom Unternehmen berichtet wird, vom Abschlussprüfer und den Organen bestätigt und genehmigt und von der ECK überprüft werden kann. Dieser Ansatz weicht von alternativen Prinzipien („Normalisierung über mehrere Jahre“ oder „Prognosewerte“) ab.

Die Darlegung dieser Mengenbasis erfolgt im Zuge der regelmäßigen Abfrage des Erhebungsbogens Strom für Netzbetreiber. Nachteil dieser Vorgehensweise ist, dass das Mengengerüst zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Tarife bereits über ein Jahr alt sein kann. Dem steht jedoch der Vorteil der Datensicherheit und -qualität gegenüber.

Auch etwaige Einmaleffekte sollen nach diesem Prinzip keinesfalls bereinigt werden, da jeder Effekt sich im vorgesehenen Regulierungssystem – obgleich jeweils zeitverzögert – exakt ein Jahr auswirkt.

Die Tarifierung ist insofern ein komplexer Vorgang, als das Zusammenwirken mehrerer Tarifierungskomponenten zu berücksichtigen ist. Ausgangsbasis sind im Sinne der obigen Ausführungen die Netzkosten K_{2005} des Unternehmens zuzüglich vorgelagerte Netzkosten, die durch verschiedene Tarifierungskomponenten abgedeckt werden. Der Einfluss der vorgelagerten Netzkosten sowie die Gewichtung der Tarifierungskomponenten (Netznutzungsentgelt, Messentgelte, Baukostenzuschüsse) ist von Netzbereich zu Netzbereich unterschiedlich und kann sich während der Regulierungsperiode verschieben. Aus diesem Grund müssen die Wirkungen jährlich nach aktuellem Stand neu beurteilt werden.

Für die erste Tarifierung per 01.01.2006 werden die folgenden Informationen auf Basis des Geschäftsjahres 2004 herangezogen:

- Vorgelagerte Netzkosten, also Kosten die bei den Landesgesellschaften im Regelfall von der Verbund-APG bzw bei den Stadtwerken von den Landesgesellschaften in Rechnung gestellt werden, bewertet zu Tarifen, die ab 01.01.2006 verordnet sind. Diese Vorgehensweise ist gerechtfertigt, da die vorgelagerten Netztarife lediglich Durchlaufcharakter haben.

- Ausgleichszahlungen in Netzbereichen werden entsprechend berücksichtigt.
- Abgegebene Mengen, verrechnete Leistungen, Anzahl der Kunden pro Netzebene und Tarifeinheit (SHT, SNT..., gemessen, nicht gemessen, unterbrechbar etc.)
- Verrechnete Zähleinrichtungen samt aktueller Messentgelte (Werte pro Unternehmen erforderlich, da bei Messentgelten Höchstpreise und nicht Festpreise vorgesehen sind). Damit können die jeweils aktuellen Messerlöse ermittelt werden.
- Auflösungsbeträge vereinnahmter Baukostenzuschüsse (BKZ, Netzbereitstellungsentgelt, Netzzutrittsentgelt). Hier wird den bilanziellen Auflösungen dieses Passivpostens gefolgt. Mit der Einbeziehung der jeweils aktuellsten Werte wird der unterschiedlichen Höhe der BKZ in den verschiedenen Netzbereichen Rechnung getragen.

Die vorgelagerten Netzkosten sind hinsichtlich der Nettokomponente von der Erzeugungsstruktur im Netzbereich abhängig und von der ECK schwer prognostizierbar. Die Prognosen und Einschätzungen der Verbund-APG und der betroffenen Landesgesellschaften zeigen regelmäßig ein abweichendes Bild. Unter diesem Aspekt ist auch hier das Prinzip der letzt verfügbaren Istwerte (für 01.01.2006 die Werte des Geschäftsjahres 2004) der transparenteste Ansatz. Zu berücksichtigen sind aber zwischenzeitlich wirksame Tarifsenkungen. Da die Netzverlustkosten einer eigenen Systematik folgen, ist der Anteil für Netzverlustkosten aus den vorgelagerten Netzkosten herauszunehmen.

Formale Darstellung

Die obigen Ausführungen lassen sich wie folgt formal darstellen. Für die Netznutzungstarife per 01.01.2006 gilt demnach:

$$K_{2005} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2006})] \cdot (1 + k \cdot \Delta M_{2006}) + vNK_{2006} = \sum_{i=1}^n P_{2006,i} \cdot Q_{2004,i} + ME_{2006} + BKZ_{2004} \quad (23)$$

mit

K_{2005} = Kosten per 31.12.2005⁵⁶

KA = Kostenanpassungsfaktor⁵⁷

ΔNPI_{2006} = Veränderung des Netzbetreiberpreisindex⁵⁸

k = Kosten-Mengen Faktor⁵⁹

ΔM_{2006} = gewichtete Mengenänderung 2004-2003⁶⁰

vNK_{2006} = vorgelagerte Netzkosten 2004 (vermindert um die Tarifsenkung des vorgelagerten Netzes nach 2004) exklusive Netzverlustkosten

$P_{2006,i}$ = Systemnutzungstarife 2006 für die Tarifkomponenten $i = 1, \dots, n$ (NE3-LP, ..., NE7-WNT)

$Q_{2004,i}$ = Mengen für die Tarifkomponenten $i = 1, \dots, n$ (NE3-LP (MW), ..., NE7-WNT (MWh))

ME_{2006} = Messerlöse mit aktuellen Messentgelten

BKZ_{2004} = Auflösung der BKZ 2004

⁵⁶ Für eine detaillierte Darstellung von K_{2005} sei auf die Erläuterungen zu § 12 Abs 4 verwiesen.

⁵⁷ Für eine detaillierte Darstellung von KA sei auf die Erläuterungen zu § 16 Abs 4 Satz 2 und 3 verwiesen.

⁵⁸ Für eine detaillierte Darstellung von ΔNPI_{2006} sei auf die Erläuterungen zu § 16 Abs 3 verwiesen.

⁵⁹ Für eine detaillierte Darstellung von k sei auf die Erläuterungen zu § 16 Abs 5 verwiesen.

⁶⁰ Für eine detaillierte Darstellung von ΔM_{2006} sei auf die Erläuterungen zu § 16 Abs 5 verwiesen.

Für die Folgejahre lautet die Anpassungsformel somit:

$$K_{2006} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{t+1})] \cdot (1 + k \cdot \Delta M_{2007}) + vNK_{2007} = \sum_{i=1}^n P_{2007,i} \cdot Q_{2005,i} + ME_{2007} + BKZ_{2005} \quad (24)$$

$$K_{2007} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{t+2})] \cdot (1 + k \cdot \Delta M_{2008}) + vNK_{2008} = \sum_{i=1}^n P_{2008,i} \cdot Q_{2006,i} + ME_{2008} + BKZ_{2006} \quad (25)$$

$$K_{2008} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{t+3})] \cdot (1 + k \cdot \Delta M_{2009}) + vNK_{2009} = \sum_{i=1}^n P_{2009,i} \cdot Q_{2007,i} + ME_{2009} + BKZ_{2007} \quad (26)$$

Für Netzbereiche mit Ausgleichszahlungen ist die rechte Seite in (23)-(26) noch mit $+/-AGZ_{2006/07/08/09}$ zu ergänzen.

Zu § 17 Netzbereiche

Die Bestimmung der Netzbereiche wurde im Vergleich zur SNT-VO 2003 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 im Vergleich zur SNT-VO 2003 keine inhaltlichen Änderungen vorgenommen.

Zu § 19 Bestimmung der Tarife für das Netznutzungsentgelt

Die Tarife für das Netznutzungsentgelt wurden den Ergebnissen des Tarifiermittlungsverfahrens angepasst.

Zu § 20 Bestimmung der Tarife für das Netzverlustentgelt

Die Tarife für das Netznutzungsentgelt wurden den Ergebnissen des Tarifiermittlungsverfahrens angepasst (siehe Erläuterungen zu § 6).

Zu § 21 Bestimmung des Tarifes für das Systemdienstleistungsentgelt

Bei den Tarifen für das Systemdienstleistungsentgelt ist es im Vergleich zur SNT-VO 2003 zu keiner Änderung gekommen.

Zu § 22 Bestimmung der Höchstpreise für das Entgelt für Messleistungen

Zu § 22 Abs 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 Ablesung durch den Netzbetreiber berücksichtigt. Im Falle von Lastprofilmessungen wurden die durchschnittlichen Kosten einer Datenfernauslesung mit den dazugehörigen Datenübertragungseinrichtungen berücksichtigt.

Zu § 22 Abs 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 Lastabwurfschaltungen zu nennen.

Zu § 23 Abs 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 EUR 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.

Zu § 22 Abs 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

Mit Inkrafttreten dieser Verordnung tritt die SNT-VO 2003 außer Kraft.

Glossar

APCS = Austrian Power Clearing and Settlement AG
 APG = Verbund-Austrian Power Grid AG
 AGZ = Ausgleichszahlungen
 BKZ = Baukostenzuschüsse
 BPI = Baupreisindex
 CAPEX = Kapitalkosten (Capital Expenditures)
 CEPA = Cambridge Economics Policy Associates
 COLS = *Corrected Ordinary Least Squares*
 CPI = Consumer Price Index
 CRS = konstante Skalenerträge (*constant returns to scale*)
 DEA = Data Envelopment Analysis
 ECG = Energie-Control GmbH
 ECK = Energie-Control Kommission
 EEX = European Energy Exchange
 EIWOG = Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
 E-RBG = Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitätsbereich und die Errichtung der Elektrizitäts-Control GmbH und der Elektrizitäts-Control Kommission
 ES = Effizienzwert
 FS = Frontier Shift
 GWh = Gigawattstunden
 HSP = Hochspannung
 HVPI = harmonisierter Verbraucherpreisindex
 IHS = Institut für Höhere Studien
 k = Mengen-Kosten Faktor
 K_t = Netzkosten für das Jahr t
 KA = Kostenanpassungsfaktor
 kV = Kilovolt
 kW = Kilowatt
 kvarh = Kilovoltamperereaktivstunden
 kWh = Kilowattstunden
 ΔM = gewichtetes Mengenwachstum
 ME = Messerlöse
 MNA = Modellnetzanalyse
 MOLS = *Modified Ordinary Least Squares*
 MSP = Mittelspannung
 MWh = Megawattstunden
 NDRS = nicht-sinkende Skalenerträge (*non-decreasing returns to scale*)
 NE = Netzebene
 NPI = Netzbetreiberpreisindex
 NSP = Niederspannung
 NVE = Stromregulator in Norwegen (Norges vassdrags- og energidirektorat)
 OFGEM = Strom- und Gasregulator England/Wales (The Office of Gas and Electricity Markets)
 OLS = Methode der kleinsten Quadrate (Method of Ordinary Least Squares)
 OPEX = laufende Betriebskosten (Operating Expenditures)
 P = Netznutzungstarif
 Q = Menge
 SFA = Stochastic Frontier Analysis
 SNT-VO = Systemnutzungstarife-Verordnung

tfNAD = transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichte
TFP = Gesamtfaktorproduktivität
TLI = Tariflohnindex
TWh = Terrawattstunden
VBG-Fläche = Fläche mit den Benützungsarten Straßenverkehr, Bebauung und Gärten
VEÖ = Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs
VfGH = Verfassungsgerichtshof
vNK = vorgelagerte Netzkosten
VPI = Verbraucherpreisindex
VRS = variable Skalenerträge (*variable returns to scale*)
WACC = gewogener Kapitalkostensatz (Weighted average cost of capital)
WIFO = Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung
X = Produktivitätsabschlag