

## Vorblatt

### **Inhalt:**

Mit dem vorliegenden Verordnungsentwurf werden die Systemnutzungstarife im Strombereich neu bestimmt und insbesondere die Basis für ein Anreizregulierungssystem in der Elektrizitätswirtschaft, welche mit der Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 geschaffen wurde, in eine 2, Regulierungsperiode fortgeführt.

### **Alternativen:**

keine

### **Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort Österreich:**

Kostengünstige Netztarife und effizient geführte Elektrizitätsnetze ermöglichen einen liberalisierten Strommarkt, welcher sich positiv auswirkt, da die österreichische Bevölkerung und Wirtschaft kostengünstig mit Elektrizität versorgt werden kann.

### **Finanzielle Auswirkungen:**

Keine Auswirkungen auf Bundes- oder Landesbudgets

### **Verhältnis zu Rechtsvorschriften der Europäischen Union:**

Mit den vorgesehenen Regelungen wird das im EIWOG abgebildete Regulierungsregime der Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt unter Beachtung der Grundsätze der Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen umgesetzt.

### **Besonderheiten des Normsetzungsverfahrens:**

Die Verordnung wird gemäß § 16 Abs. 1 Z 2 Energie-Regulierungsbehördengesetz - E-RBG von der Energie-Control Kommission erlassen. Gemäß § 55 EIWOG sind vor der Erlassung der Verordnung die Parteien zu hören und den in § 26 E-RBG genannten Bundesministerien und Körperschaften Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben sowie der Elektrizitätsbeirat zu hören.

## **Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2010, SNT-VO 2010**

### **Allgemeiner Teil**

Die Systemnutzungstarife-Verordnung 2010 sieht sich als Fortsetzung zu den Festlegungen der Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 (SNT-VO 2006) und hält darüber hinaus die Ergebnisse der umfassenden Diskussionen zum Thema „Übergang in die 2. Periode der Anreizregulierung“ beginnend mit 1.1.2010 fest. Die im Rahmen der Diskussionen erhaltenen Zwischenergebnisse sowie die zwischenzeitlich gewonnenen Erfahrungen aus der Umsetzung der Anreizregulierung im Rahmen der SNT-VO 2006 sowie der dazu ergangenen Novellen werden mitberücksichtigt. Als weitere wichtige Quelle dienen die höchstgerichtlichen Erkenntnisse, die seither ergangen sind. Diese Erkenntnisse bestätigen den rechtlichen Rahmen zur Umsetzung eines Anreizregulierungssystems im Wege einer Verordnung durch die ECK.

Aufbauend auf den bisherigen Festlegungen zur Anreizregulierung hat ein umfassender Diskussionsprozess zu den Kernelementen der Anreizregulierung, sowie der notwendigen Weiterentwicklungen bzw. Aktualisierungen mit dem Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) beginnend mit Anfang 2008 begonnen.

Die ECK hat – angelehnt an die Erfahrungen aus dem Jahr 2005 – die ECG beauftragt entsprechende Gespräche zur Behandlung der Kernelemente der Anreizregulierung mit dem VEÖ zu führen und ersucht ein Dokument zur Präzisierung der einzelnen Themenkomplexe zu erstellen. Gleichzeitig wurde von der ECK ausdrücklich der Wunsch nach einem effizienten und raschen Diskussionsprozess geäußert, um den geplanten Inkrafttretenszeitraum 1.1.2010 einhalten zu können.

### **Rechtliche Grundlagen der Tarifierung**

Die maßgeblichen rechtlichen Grundlagen für die Bestimmung der Systemnutzungstarife sind § 25 EIWOG sowie die SNT-VO 2006, 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
- VfGH V 133/03 vom 11.10.2005
- VfGH V 17/04 vom 15.12.2005

- VfGH V 12/04 vom 15.12.2005
- VfGH V 132/03 vom 11.3.2006
- VfGH V136/03 ua; B1162/04 vom 11.3.2006
- VfGH G 221/06 ua; V 89/06 ua vom 11.10.2007
- VfGH V 339/08 vom 12.6.2008
- VfGH V 354/08 vom 27.9.2008

Da das Regelwerk der SNT-VO 2010 systematisch keine Veränderungen im Vergleich zur SNT-VO 2006 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 widerstrebende – 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 allokativen 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.

Im Sinne der Akzeptanz durch die Unternehmen und die Konsumenten ist die Transparenz des Regulierungssystems jedenfalls 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. Aufgrund der umfassend erfolgten Diskussionen mit dem VEÖ ist jedenfalls davon auszugehen, dass sämtliche betroffene Netzbetreiber mit der Weiterentwicklung der Regulierungsmechanismen für die 2. Regulierungsperiode hinreichend vertraut sind.

Die Ausgewogenheit der Behandlung der regulierten Unternehmen bedeutet, dass die Bevorzugung einzelner Unternehmen im Vergleich zu anderen Unternehmen vermieden werden muss und der Grundsatz der Gleichbehandlung einzuhalten ist.

Die Regulierung kann – wie bis 1.1.2006 – 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. Bereits in der Umsetzung der Anreizregulierung mit 1.1.2006 wurde daher vereinbart, dass eine Kostenprüfung auf Basis der verfügbaren Daten der letzten Geschäftsjahre stattzufinden hat, um im Rahmen von Kostenprüfungen für die Tarifierung ab 1.1.2010 eine aktualisierte Datenbasis, welche die Entwicklung der Investitionen während der ersten Periode der Anreizregulierung mit berücksichtigt, verwenden zu können.

Aufgabe der Regulierung muss es sein, einen Ausgleich zwischen den Zielen und den Interessen unterschiedlicher Marktteilnehmer herzustellen, sodass während der ersten, als auch der zweiten Regulierungsperiode der Grundsatz der Akzeptanz und Stabilität gewahrt bleibt.

Schließlich muss die Umsetzung eines Regulierungssystems auf einer rechtlich stabilen Basis fußen. 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 2006 aufzubauen und notwendige Anpassungen und Aktualisierungen in der SNT-VO 2010 zu verankern.

## **Besonderer Teil**

### **Zu § 1 Regelungsgegenstand**

Der Regelungsgegenstand der SNT-VO 2010 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, VfGH 11.10.2005, V 133/03).

### **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 Netzbenutzer die Möglichkeit gegeben wird, die veranschlagten Kosten für die Anschlussarbeiten, beispielsweise durch die Einholung eines Angebotes von einem dazu befugten Unternehmen, auf ihre Angemessenheit hin zu überprüfen. Schließlich wird durch die Regelungen des § 2 klargestellt, dass der Netzbetreiber das Netzzutrittsentgelt nur für jene Aufwendungen in Rechnung stellen darf, welche ihm dadurch entstehen, dass er zusätzliche Leitungsanlagen zu seinem bestehenden (und damit bereits bezahlten) Netz errichtet, die dem ausschließlichen Zweck dienen, einen Kunden anzuschließen oder die Anschlussleistung des Kunden zu erhöhen. Die Bestimmung dient auch zur Abgrenzung zum Netzbereitstellungsentgelt, welches in § 3 geregelt ist.

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, VfGH 11.10.2005, V 133/05).

Bei den Aufwendungen für die erstmalige Herstellung bzw. Abänderung eines Netzanschlusses handelt es sich um tatsächlich getätigte, durch Rechnungen belegbare Ausgaben (Neuwert der Anlage zum Zeitpunkt der Herstellung). Die Anschlussanlage (physische Verbindung zwischen der Anlage des Netzbenutzers mit dem Netzsystem) kann in Ausnahmefällen bis zu zwei Netzebenen umfassen, beispielsweise bei Aufschließung von unbebautem Gebiet für einzelne Kunden.

### **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 § 3 Abs. 2 Netzbereitstellungsentgelt / Mindestleistung:**

Mit der Festlegung der Mindestleistung in § 7 Z 15 bis 18 erfolgte eine Klarstellung bei der Ermittlung des Netzbereitstellungsentgelts (vgl die Erläuterungen zu § 3 Abs. 7, 8, 10 und 11). Die allgemeine Regelung zur Entrichtung des Netzbereitstellungsentgeltes erfolgt in § 11 Abs. 2.

### **Zu § 3 Abs. 3 und 4 Netzbereitstellungsentgelt /Netzebenen 1 und 2, Netzbereich Steiermark/Graz:**

Zur allgemeinen Regelung der Verpflichtung zur Entrichtung des Netzbereitstellungsentgelts in § 3 und § 11 Abs. 2 der Verordnung sind aufgrund der Einführung des Netzbereitstellungsentgelts mit 1.1.2009 die Sonderregelungen des § 3 Abs. 3 und 4 notwendig:

Bis 31.12.2008 waren die Entnehmer der Netzebenen 1 und 2 von einer Entrichtung des Netzbereitstellungsentgelts ausgenommen. Da auch Netzanschlüsse auf diesen Ebenen zu Ausbaumaßnahmen mit signifikanter Kostenauswirkung im vorgelagerten bzw. gleichgelagerten Netz führen, wurde die Entrichtung eines entsprechenden Entgelts mit 1.1.2009 eingeführt. Bis zur Einführung des Netzbereitstellungsentgelts wurden Kostenbeiträge im Rahmen von zivilrechtlichen Verträgen vereinbart; bei Verrechnung eines Netzbereitstellungsentgelts kommt es somit auch zu einer besseren Vergleichbarkeit zwischen den Anschlusskosten und zu einer transparenten Kostenermittlung.

Um auch für die Kunden, die von der Verpflichtung zur Entrichtung von Netzbereitstellungsentgelt nicht betroffen waren und keine vertragliche Regelung getroffen haben, das erworbene Ausmaß der Netznutzung feststellen zu können, musste dieser Fall geregelt werden.

Eine entsprechende Regelung zur Feststellung des vor der Verpflichtung zur Entrichtung des Netzbereitstellungsentgelts erworbenen Ausmaßes der Netznutzung wurde für die Kunden im Netzbereich Steiermark/Graz getroffen, sofern keine vertragliche Regelung besteht.

Vor Einführung des Netzbereitstellungsentgelts war es in der Steiermark in vielen Fällen Usus, die Anschlussanlage verhältnismäßig weit ins vorgelagerte Netz zu ziehen, um das Fehlen eines Netzbereitstellungsentgeltes auszugleichen. Durch die Einführung des Netzbereitstellungsentgeltes per 1.7.2009 wurde seitens der Energie-Control Kommission erwartet, - dass wie in allen anderen Bundesländern auch - das Netzbereitstellungsentgelt die Ausbaukosten für neue und für die Verstärkung von bestehenden Verteilernetzen abdecken soll. Die Einführung eines Netzbereitstellungsentgeltes soll nach der Intention des Verordnungsgebers nicht dazu führen, dass Netzbetreibern zusätzliche Einkünfte geschaffen werden.

In der Praxis wird bei Baustromanschlüssen („Häuslbauer“) die Anschlussanlage vom Netzbetreiber nahezu zur Gänze technisch als dauerhafte Anlage ausgeführt, lediglich der Baustromverteiler, Zähler und Zubehör werden als temporäre Anlage ausgeführt. Der Kunde zahlt in diesen Fällen zumeist bereits anlässlich des Baustromanschlusses das gesamte Netzzutrittsentgelt, das in diesen Fällen noch Kosten der Netzbereitstellung enthalten kann, und schließt einen Vertrag über den Netzzutritt für die Baustromanlage ab. Sobald der Hausbau abgeschlossen ist, werden die temporären Teile des Baustromanschlusses abgebaut, und die fertige Hausanlage wird mit der bereits nahezu vollständig vorhandenen Anschlussanlage verbunden. Der neue Netzzugangsvertrag unterscheidet sich nur geringfügig vom Baustrom-Netzzugangsvertrag. Sofern diese Änderung des vorhandenen Anschlusses nach dem 1.7.2009 erfolgt, darf den Kunden, die bereits vor Einführung des Netzbereitstellungsentgeltes in der Steiermark der Netzanschluss erhalten und auch bezahlt haben nach Abschluss des endgültigen Netzzugangsvertrages kein Netzbereitstellungsentgelt mehr verrechnet werden. Da der Netzzugang bereits gewährt wurde ist in diesen Fällen eine

Nachverrechnung des Netzbereitstellungsentgeltes nicht zulässig ist, weil es bereits vor dem 1.7.2009 einen Vertrag für den Netzzutritt gegeben hat, und die vertragliche Regelung dazu führt, dass der Kunde die Leistung erworben hat.

**Zu § 3 Abs. 7, 8 10 und 11 Netzbereitstellungsentgelt / örtliche Übertragung, Wechsel der Netzebene, Rückerstattungsregelung und § 7 Z 15 bis 18 / maximale Mindestleistungswerte:**

Für das vor dem 19.2.1999 erworbene Ausmaß der Netznutzung ist im Fall des Netzebenenwechsels das bisherige Ausmaß der Netznutzung unverändert zu übertragen, ohne dass ein finanzieller Ausgleich erfolgt.

Das nach diesem Zeitpunkt erworbene Ausmaß der Netznutzung wird bei einem Wechsel der Netzebene übertragen und es wird die Differenz zwischen bereits geleistetem Netzbereitstellungsentgelt und auf der neuen Netzebene zu leistendem Netzbereitstellungsentgelt rückerstattet bzw. nachgezahlt; dies wird anhand eines Beispiels dargestellt:

Im Jahre 2002 erwirbt der Netzkunde auf Netzebene 7 eine Leistung von 100 kW zu einem Preis von 250 EUR / kW gemäß der damals in Geltung befindlichen SNT-VO. Das zu leistende Netzbereitstellungsentgelt beträgt somit 25.000 EUR. Im Jahr 2009 wechselt der Netzkunde unter Berücksichtigung der eigentumsrechtlichen Rahmenbedingungen an den Anschlussanlagen auf Netzebene 6 und möchte darüber hinaus seine Leistung auf 125 kW (unter Berücksichtigung der entsprechenden Mindestleistungen) erhöhen. Das Netznutzungsentgelt auf Netzebene 6 auf Basis der im Jahr 2009 in Geltung befindlichen SNT-VO möge 150 EUR / kW betragen.

Der Netzkunde hat somit auf Netzebene 6 eine Leistung von 100 kW zu einem Netzbereitstellungsentgelt in Summe von 15.000 EUR erworben. Die Differenz zum bisher geleisteten Netzbereitstellungsentgelt von 25.000 EUR muss dem Netzkunden refundiert werden, somit EUR 10.000. Die Erhöhung der Leistung über die 100 kW hinaus ist durch den Netzkunden zu tragen. Damit hat der Netzkunde für die Erhöhung um 25 kW ein Netzbereitstellungsentgelt von 150 EUR pro kW, in Summe von 3.750 EUR an den Netzbetreiber zu leisten.

Bei Wechsel der Netzebene wird die Mindestleistung mit auf die „neue“ Netzebene übertragen, da die Nutzung dieser Netzebene weiterhin - durch andere/neue Netzbetreiber und Stromverbrauchszuwächse - gewährleistet bleibt. Die Ermöglichung des Netzanschlusses auf der „alten“ Netzebene wurde ebenfalls durch das z.B. im Vergleich von NE 7 und NE 6 höhere Netzbereitstellungsentgelt abgegolten.

Durch die Anknüpfung an die in § 7 Z 15 bis 18 festgelegten Mindestleistungen soll vermieden werden, dass Netzbetreiber durch Vereinbarung einer an das vertraglich vereinbarte Ausmaß der Leistung herankommenden Mindestleistung die Möglichkeit der Übertragung bzw. Rückerstattung des über die Mindestleistung hinausgehenden Ausmaßes der Leistung einschränken oder gänzlich ausschließen können, dies gilt insbesondere für die Anschlüsse auf der Netzebene 7.

Durch die Übergangsregelung in § 3 Abs. 11 wird sichergestellt, dass durch die Festsetzung einer maximalen Mindestleistung in § 7 Z 15 bis 18 kein Eingriff in bestehende Verträge

erfolgt, da die dort festgelegten maximalen Mindestleistungswerte lediglich für ab dem 1.1.2009 abgeschlossene Verträge gelten. Die vertragliche Vereinbarung einer Mindestleistung von über den in § 7 Z 15 bis 18 festgelegten Werten ist nicht zulässig.

#### **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 in der Vergangenheit 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).



Durch eine tageweise, österreichweit harmonisierte Aliquotierung, wie sie Abs. 3 vorsieht, kann der Netzkunde transparent die Ermittlung des pauschalierten leistungsbezogenen Netznutzungstarifes nachvollziehen. Die Regelungen gemäß § 4 in Bezug auf temporäre Anlagen bleiben davon unberührt.

### **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 zu bemessen und 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 bzw. werden die Netzverluste durch bilanzielle Abgrenzung rechnerisch ermittelt. Wird die Differenz der beiden Größen gebildet, so sind in den Netzverlusten auch die Fehlverrechnungen, Fehlablesungen, nicht verrechnete Anlagen, Fehler bei Schätzungen von pauschalierten Anlagen und andere kaufmännische Netzverluste enthalten.

Die Netzverluste sind gemäß den Sonstigen Marktregeln Kapitel 8<sup>1</sup>:

- entsprechend dem Prozentwert des Gutachtens von Haubrich/Swoboda<sup>2</sup>, (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 bzw. auf bilanziellen Abgrenzungen 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.

Im Gegensatz zu den Kosten, welche beispielsweise durch das Netznutzungsentgelt abgedeckt werden, entstehen Netzverluste auch in unmittelbarem Zusammenhang mit der Einspeisung von elektrischer Energie in bestehende Netzstrukturen. Auf Basis einer kostenorientierten Betrachtung ist somit ein Kostenbeitrag für Einspeiser für die anfallenden Netzverluste

<sup>1</sup> 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>)

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

vorzusehen. Die Datengrundlage zur Tarifierung von Netzverlustentgelten von Einspeisern wurde im jeweiligen Ermittlungsverfahren erhoben (Erhebungsbogen) und liegt der Behörde umfassend vor. Es wird auf dieser Grundlage und im Sinne einer Durchschnittsbetrachtung davon ausgegangen, dass die hervorgerufenen Netzverluste durch Einspeisung ein vergleichbares Ausmaß wie die auf Entnehmer zurückführbaren Netzverluste erreichen.

In Anlehnung an die Regelung zur Aufbringung der Mittel für die Bereitstellung von Primärregelleistung (§ 41 ElWOG) wird für die Verrechnung von Netzverlusten an Einspeiser ein geeigneter Schwellenwert ausgewählt, der auch für die Berechnung des Systemdienstleistungsentgelts herangezogen wird. Der Schwellenwert wird mit 5 MW angesetzt, weil damit der hohe Verwaltungsaufwand für die Verrechnung des Entgelts an eine Vielzahl von Kleinsterzeugern vermieden werden kann.

Durch diesen Schwellenwert ist überdies die überwiegende Anzahl an Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern von der Verpflichtung zur Leistung von Systemdienstleistungsentgelt und Netzverlustentgelt ausgenommen.

Weiters wird durch diesen Schwellenwert auch der potentielle Beitrag von dezentralen Erzeugungsanlagen gem. § 7 Z 4a ElWOG zu einer möglichen Netzverlustreduktion berücksichtigt. Die Anzahl jener Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern mit einer Engpassleistung größer 5 MW beträgt aufgeschlüsselt nach Erzeugungsart:

etwa 50 bis 60 Windparks;

etwa 70 Wasserkraftanlagen, wovon lediglich ein geringer Prozentsatz Einspeisetarife gem. Ökostromverordnung erhält;

etwa 10 Ökostromanlagen zur Stromerzeugung aus fester Biomasse.

Sämtliche anderen Ökostromtechnologien sind bei einem Schwellenwert von 5 MW nicht betroffen, da die installierte Leistung pro Anlage deutlich unter 5 MW liegt.

Sofern Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern eine Engpassleistung von über 5 MW aufweisen, ist eine Belastung wirtschaftlich vertretbar. Bei der Festsetzung der Einspeisetarife wurde von einer anlagenspezifischen Bandbreite von Kosten- und Erlösfaktoren ausgegangen, die sich bei den einzelnen Technologien beim Betrieb zugunsten der Anlagenbetreiber ausgewirkt haben, wie in der Folge für die betroffenen Anlagenkategorien dargestellt wird:

Die Netzverluste sind von der Last- und der Einspeiseleistung abhängig, eine Beteiligung dieser beiden Gruppen ist somit anzustreben. Die Erzeugungsanlagen haben einen Einfluss auf die Höhe der Netzverluste. Dies begründet sich darin, dass der Betrieb aber auch der Ausbau zu einer laufenden Veränderung der Leistungsflüsse und folglich auch der Investitionstätigkeiten der Netzbetreiber in den unterschiedlichen Netzebenen führt.

Es kann davon ausgegangen werden, dass die Netzverluste in Abhängigkeit der Lastflüsse je nach Anschlusssituation sowohl positiv als auch negativ Auswirkungen auf die Gesamtbilanz aufweisen. Aus diesem Grund ist für diese Fälle eine Einschränkung der teilnehmenden Erzeugungsanlagen auf 5 MW (Anschlussleistung), im Sinne der Systemdienstleistungen, begründet. Unter „zusammenhängenden Kraftwerken (Kraftwerksparks)“ iSd § 6 Abs. 1 letzter Satz sind mehrere Kraftwerke zu verstehen, welche über ein gemeinsames Übertragungselement in denselben Netzknoten einspeisen. Die im Netzzugangsvertrag zwischen Netzkunden und Netzbetreiber vereinbarte Leistung ist maßgeblich. Als

Bemessungsgröße für den Schwellenwert von 5 MW wird wie erwähnt in Anlehnung an das Systemdienstleistungsentgelt die Engpassleistung herangezogen bzw. derzeit bei Kraftwerksparks auf die Anschlussleistung abgestellt. In diesem Zusammenhang ist künftig eine einheitliche Lösung hinsichtlich der Bemessungsgröße anzustreben.

Eine spürbare zusätzliche Belastung der Erzeuger könnte nur unter Berücksichtigung veränderter Rahmenbedingungen, insbesondere aufgrund gemeinschaftsrechtlicher Vorgaben, erfolgen.

Aus Sicht der Netzbetreiber wirkt sich eine Belastung der Einspeiser mit einer Engpassleistung bis inklusive 5 MW mit Netzverlustentgelt nicht aus, da es nur zu einer Umverteilung der Kostentragung für die Netzverluste kommt.

### **Bestimmung angemessener Netzverlustmengen**

Eine Auswertung der Netzverlustmengen aus den Erhebungsbögen für Stromverteilnetzbetreiber der letzten Jahre hat ergeben, dass die Netzverluste die Prozentwerte des Gutachtens von Haubrich/Swoboda zum Teil überschreiten. Dabei muss festgehalten werden, dass dieses Gutachten mehr als zehn Jahre alt ist und die Netzbetreiber seitdem Maßnahmen gesetzt haben, um die Netzverluste weiter zu reduzieren. Darüber hinaus führen technischer Fortschritt sowie die Investitionstätigkeit der Unternehmen zu weiteren Reduktionen der Netzverlustmengen.

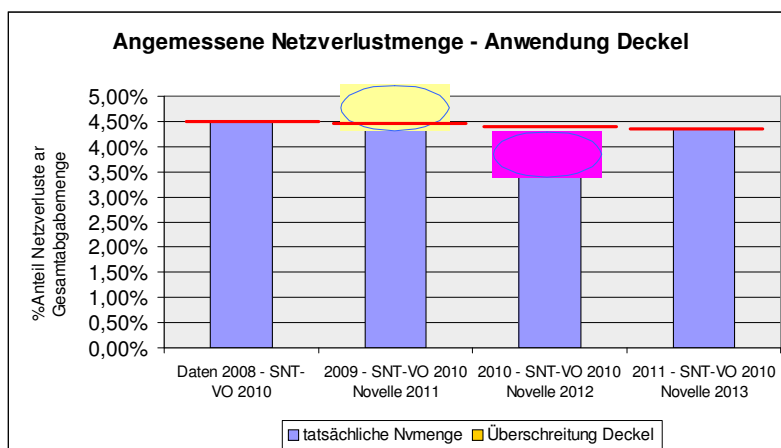
Die ECK legt für Stromverteilnetzbetreiber in der zweiten Regulierungsperiode eine Obergrenze für die Netzverlustmengen fest. Als Obergrenze wird der Anteil der Netzverluste (%) an der Gesamtabgabemenge des Geschäftsjahres 2008 bestimmt. Beträgt dieser Wert beispielsweise 4 %, dürfen die Netzverluste in der Regulierungsperiode bezogen auf die jeweils aktuelle Menge 4 % nicht übersteigen. Übersteigt der Wert diese Grenze werden die darüber hinausgehenden Netzverlustmengen nicht vergütet. Diese Vorgangsweise wurde mit dem VEÖ ausgiebig diskutiert und als geeignete Vorgangsweise erachtet.

Als Anreiz, die Netzverluste innerhalb der zweiten Regulierungsperiode zu senken, wird ein jährlicher Abschlag auf den prozentuellen Deckel eingeführt. Für jeden Netzbetreiber, dessen Netzverluste über der Deckelung von 4,00 % liegen, wird für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode ein Abschlag von 1 % pro Jahr, bezogen auf die jeweils gedeckelte Menge der Netzverluste an der jeweiligen Jahresabgabemenge an Endverbraucher und Weiterverteiler vorgenommen, wobei sich der Abschlag pro 0,5 % um 10 Basispunkte erhöht. Um etwaige Sprünge in der Beabschlagung zu vermeiden, wird der Abschlag mittels einer Regressionsgeraden berechnet. Netzbetreiber, deren Netzverluste unter der Deckelung von 4,00 % liegen, erhalten die Netzverluste in der tatsächlich angefallenen Höhe, jedoch maximal des prozentuellen Anteils des Jahres 2008, abgedeckt. Der Deckel in Höhe von 4,00 % ist als gleitender Deckel zu sehen und reduziert sich ebenfalls jährlich um 1 %. Die Reduktion des unternehmensindividuellen Deckels wird in der Grafik als rote Linie dargestellt. Jährlich wird auf Basis der gemeldeten Daten der Netzbetreiber der prozentuelle Anteil der Netzverlustmenge des jeweiligen Geschäftsjahres mit der Gesamtabgabemenge des jeweiligen Geschäftsjahres berechnet. Die Anwendung des Abschlags auf den prozentuellen Deckel des Jahres 2008 beginnt erstmals mit der 1. Novelle der SNT-VO 2010, voraussichtlich mit 1.1.2011.

Zur Illustration der Vorgangsweise wird ein Musterbeispiel mit folgenden Parametern eingefügt:

- Gemäß SNT-VO 2010 wird der Prozentanteil der Netzverlustmenge mit 4,5 % festgesetzt.
- Ein jährlicher Abschlag ab SNT-VO 2010 Novelle 2011 beträgt somit -1,10 %.

Der in der Graphik gelb dargestellte Bereich stellt die Situation dar, in welcher der Netzbetreiber für die SNT-VO 2010 Novelle 2011 basierend auf dem Geschäftsjahr 2009 - mit den tatsächlichen Netzverlustmengen (%-Anteil zur Gesamtabgabemenge) über den für ihn errechneten Deckel liegt. Dann wird der Netzbetreiber im Überleitungsblatt seine Gesamtabgabemenge 2009 multipliziert mit dem Deckel 4,45% [4,50% mal 0,989 (100% minus 1,10%)] abgegolten bekommen. Der rote Bereich verdeutlicht die Situation eines Netzbetreibers, der unterhalb des für ihn individuell errechneten Deckels der angemessenen Netzverluste liegt. Demnach bekommt dieser Netzbetreiber die gesamten Netzverlustmengen dieses Geschäftsjahres abgedeckt, wobei die Berechnung und weitere Anwendung des unternehmensindividuellen Deckels hiervon unberührt bleibt.



*Darstellung 1: Beispiel Anwendung Deckelung bei Netzverlustmengen*

Die mengenmäßige Festlegung auf die relative Menge des Geschäftsjahres 2008 stellt eine geeignete Anreizwirkung zur Reduktion der physikalischen Netzverluste dar.

Die Ermittlung der von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Netzverluste erfolgt vorwiegend nach dem Modell der bilanziellen Abgrenzung und ist bei Unternehmen, die über dem Deckel liegen mit einer technischen Ermittlung zu plausibilisieren. Die betroffenen Unternehmen haben im Rahmen des Ermittlungsverfahrens entsprechende Unterlagen einzubringen. Unbeschadet dieser Regelung können im Rahmen sämtlicher Ermittlungsverfahren weitere Informationen, nach Maßgabe der Verfügbarkeit der Daten, durch die Regulierungsbehörde eingefordert werden. Um zu vermeiden, dass jeder Netzbetreiber ein unterschiedliches Modell zur technischen Plausibilisierung verwendet, werden drei praxisnahe Modellbeschreibungen vorgenommen. Die Modelle sollen die tatsächlich entstehenden Netzverluste abbilden und im Idealfall durch aussagekräftige Messungen untermauert werden. Es sollen die Grundsätze der vorgeschlagenen Modelle angewendet werden. Der Behörde wird im Zuge des jährlichen Ermittlungsverfahrens - erstmalig im Verfahren für die SNT-VO 2010 Novelle 2011 - über das angewendete Plausibilisierungsmodell und dessen Anwendung berichtet. Für alle Unternehmen, die nicht in § 25 Abs. 6 EIWOG idF BGBl. I Nr. 112/2008 genannt sind, mit Ausnahme der Energie Ried GmbH und Wels Strom GmbH, gilt bis zum Ablauf der zweiten Regulierungsperiode der

bisher angewandte Netzverlust-Deckel auf Basis des Geschäftsjahres 2003 des jeweiligen Netzbetreibers.

### **Bestimmung angemessener Netzverlustpreise**

Im Jahr 2006 wurde Energie von rd. 3,4 TWh für die Deckung von Netzverlusten durch die Netzbetreiber beschafft. Jeder Netzbetreiber beschafft derzeit für sich selbst jene Menge, die er als Verlustenergie abzudecken hat.

Bei der Bestimmung angemessener Netzverlustentgelte wurde grundsätzlich einer marktpreisorientierten Berechnungssystematik gefolgt. Zusätzlich wurde der ermittelte Börsepreis mit einen Abschlag für Großeinkäufer versehen.

Die ECK hat gemeinsam mit den österreichischen Netzbetreibern ein neues transparentes, nichtdiskriminierendes und marktorientiertes Verfahren zur gemeinsamen Beschaffung von Netzverlustenergiemengen implementiert.

Ab Inkrafttreten der 1. Novelle der SNT-VO 2010, voraussichtlich mit 1. Jänner 2011, erfolgt die Ermittlung der Netzverlustkosten auf der Grundlage einer gemeinsamen Beschaffung. Zweck dieser geänderten Vorgangsweise ist es, die Synergiepotentiale eines gemeinsamen Einkaufs zu nutzen. Der Beschaffungsvorgang der Netzverlustenergie erfolgt in marktorientierter Weise und entspricht den Grundsätzen der Transparenz und Nicht-Diskriminierung (Art. 14 Abs 5 RL 2003/54/EG). Der erzielte Netzverlustpreis (inklusive Nebenkosten) pro beschaffter Mengeneinheit wird den an der Beschaffung beteiligten Netzbetreibern über das Netzverlustentgelt zur Gänze abgedeckt. Zusätzlich werden die bei einem gemeinsamen Einkauf resultierenden Synergiepotentiale genutzt werden können.

Vorteile aus regulatorischer und energiewirtschaftlicher Sicht sind:

- Günstigere Einkaufspreise bei gemeinsamer Beschaffung führen zwangsläufig zu geringeren Tarifen und somit zu einer Entlastung der Kunden;
- Durch die geringeren Tarife aufgrund der gemeinsamen Beschaffung entstehen für den Kunden wirtschaftliche Vorteile;
- Transparentes Verfahren sowohl für Netzbetreiber, als auch für den Regulator zur Bestimmung der realen Beschaffungspreise für Netzverlustenergie;
- Durch eine Zusammenfassung der Netzverlustenergiemengen ergibt sich eine Reduktion von Ausgleichsenergiemengen (Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlichem Anfall) für Netzverluste und damit geringere Ausgleichsenergiekosten.

Im Sinne der angestrebten Wirtschaftlichkeit der gemeinsamen Beschaffung der Netzverlustenergie muss der Anteil der zu beschaffenden Netzverlustenergie jedenfalls mehr als 60 % der Gesamtnetzverluste gemäß der veröffentlichten Bilanz der elektrischen Energie in Österreich (öffentliches Netz) betragen. Im Sinne einer langfristig optimierten Beschaffungsstrategie verpflichten sich die teilnehmenden Netzbetreiber jedenfalls bis Ende 2013 – unbeschadet der Möglichkeit zur außerordentlichen Kündigung - zur Aufrechterhaltung der Vertragsbeziehungen.

Der Sonderbilanzgruppenverantwortliche (in Folge kurz S-BGV) wickelt zentral für die teilnehmenden Netzbetreiber aller drei Regelzonen den Einkauf der Netzverlustenergie gegenüber dem Markt ab. Die Verbund – Austrian Power Grid AG (in Folge kurz APG) übernimmt die Funktion des S-BGV in sämtlichen Regelzonen Österreichs. Zum Zweck der

operativen Durchführung der Lieferung von den ausgewählten Lieferanten wird im Bilanzgruppensystem eine Sonderbilanzgruppe pro Regelzone eingerichtet. Über diese wird die gemeinsam beschaffte Netzverlustenergie mittels Fahrplänen je nach Prognose/Anfall an die Netzverlustbilanzgruppen der beteiligten Netzbetreiber weiter gegeben. Der Netzbetreiber führt weiterhin eine Verlustbilanzgruppe, die Sonderbilanzgruppen stellen die vom Netzbetreiber benötigte Verlustenergie zur Verfügung, wobei für Zwecke des Clearings Plan-Ist-Abweichungen auf Null gestellt werden. Auftretende Plan-Ist-Abweichungen fallen kumuliert nur bei den Sonderbilanzgruppen an. Die notwendige Netzverlustenergie für die Netzbetreiber in der Regelzone Tirol und der Regelzone Vorarlberg wird über Fahrpläne mit den jeweils zuständigen Regelzonenführern in geeigneter Weise über die Regelzonengrenzen ausgetauscht. Der S-BGV organisiert die Ausschreibung und Beschaffung bzw. die Abrechnung gegenüber den beteiligten Netzbetreibern.

Die teilnehmenden Netzbetreiber sind verpflichtet, zur Vorbereitung der gemeinsamen Beschaffung länger- und kurzfristig Prognosen der Netzverlustmengen zu erstellen. Diese Prognosen werden an den S-BGV übermittelt und in weiterer Folge kumuliert. Diese Prognosen dienen als Basis für eine exakte Spezifikation der gesamt zu beschaffenden Menge und werden in vertraglich vereinbarten Abständen aktualisiert.

Für bereits durch Netzbetreiber bis Ende 2011 beschaffte Mengen ist eine Übergangsregelung im Vertrag zwischen S-BGV und den teilnehmenden Netzbetreibern vorgesehen. Die bis zur Unterzeichnung des Vertrages zwischen S-BGV und den teilnehmenden Netzbetreibern noch nicht beschafften Mengen werden durch den S-BGV abgewickelt. Zur Erreichung eines einheitlichen Preises werden die bereits beschafften Mengen von den teilnehmenden Netzbetreibern in Form von Fahrplänen in die S-BG eingebracht. Die teilnehmenden Netzbetreiber bringen die Fahrpläne mit den jeweiligen Einkaufspreisen in die S-BG ein.

Da die tatsächlich auftretenden Verlustmengen von den prognostizierten Verlustfahrplänen abweichen werden, wird in den Netzverlustbilanzgruppen der teilnehmenden Netzbetreiber Ausgleichsenergie anfallen. Durch einen Fahrplanausgleich fällt diese nur in den Sonderbilanzgruppen an. Damit wird sichergestellt, dass die Netzbetreiber hinsichtlich anfallender Ausgleichsenergie glattgestellt werden. Jedenfalls sind sämtliche teilnehmende Netzbetreiber und der S-BGV angehalten, die Prognoseungenauigkeiten zu überwachen und laufend zu optimieren.

Die Gesamtkosten des S-BGV werden von der Regulierungsbehörde auf ihre Angemessenheit überprüft, wobei die administrativen Kosten im Hinblick auf ihre Angemessenheit evaluiert werden. Auf Basis der Ist-Mengen der Verluste werden die Gesamtkosten den teilnehmenden Netzbetreibern im Rahmen der Endabrechnung mit einem einheitlichen Arbeitspreis in Rechnung gestellt.

Die Einzelheiten betreffend

- die kaufmännische und energiewirtschaftliche Abwicklung des Netzverlusteinkaufs,
- die Vergütung des S-BGV,
- die Rechte und Pflichten zwischen den S-BGV und den Netzbetreiber/ Netzverlustbilanzgruppenverantwortlichen,
- die Festlegung von Umfang, Zeitpunkt und Datenformat der jeweils vom Netzbetreiber zu übermittelnden Prognose- und Ist-Daten
- die Zahlungsabwicklung,
- die operative Abwicklung der Energielieferung vom S-BGV an die Netzbetreiber sowie

- das Management der Ausgleichsenergie werden in einem Vertrag über die Abwicklung des Netzverlusteinkaufs geregelt, der zwischen dem S-BGV und den Netzbetreibern abgeschlossen wird.

Das generelle Beschaffungskonzept obliegt dem S-BGV. Der S-BGV hat zumindest halbjährlich einen Monitoringbericht der Regulierungsbehörde zu übermitteln, der jedenfalls folgende Punkte zu umfassen hat: Den Ablauf und die Ergebnisse der Beschaffung, die Evaluierung der Beschaffungsstrategie sowie Entwicklung der Prognoseungenauigkeit und der Ausgleichsenergieanfall je teilnehmenden Netzbetreiber.

Für jene Netzbetreiber, die sich bei der Beschaffung der Netzverlustenergie nicht an einer gemeinsamen Beschaffung beteiligen und eigenständig beschaffen, gilt:

- a) Wenn der Netzbetreiber zu höheren Netzverlustpreisen beschafft, wie der ermittelte Preis gemäß gemeinsamer Beschaffung, dann wird der Preis der gemeinsamen Beschaffung der Netzverluste zugrunde gelegt.
- b) Wenn der Netzbetreiber zu günstigeren Netzverlustpreisen beschafft, wie der ermittelte Preis gemäß gemeinsamer Beschaffung, wird der niedrigere Preis zugrunde gelegt.

Jedenfalls ist sicherzustellen, dass Netzbetreiber, die sich nicht an der gemeinsamen Beschaffung beteiligen, detailliert im Rahmen der Tarifprüfung darstellen können, dass ein transparentes, nichtdiskriminierendes und marktorientiertes Verfahren zur Beschaffung angewendet wurde. Diesbezüglich sind folgende Informationen der Behörde darzulegen: Der Ablauf und die Ergebnisse der eigenständigen Beschaffung, die Darlegung der Angebotseinholung (mindestens drei, auch internationale Angebote) und die Wahl der Entscheidungskriterien zum Auswahlverfahren, eine Evaluierung der Beschaffungsstrategie sowie die Darlegung der Entwicklung der Prognoseungenauigkeit und der Ausgleichsenergieanfall. Im Sinne der Gleichbehandlung haben Netzbetreiber, die sich nicht an der gemeinsamen Beschaffung beteiligen, jedenfalls einen halbjährlichen Statusbericht zu übermitteln.

Die Bestimmung des Netzverlustentgelts auf Grundlage der Systematik der gemeinsamen Beschaffung erfolgt erstmals voraussichtlich ab 1. Jänner 2011. Es wird keine Übergangsregelung von der bisherigen auf die neue Systematik vorgesehen. Die Bestimmung der Netzverlustentgelte nach der Systematik der gemeinsamen Beschaffung möge zunächst bis 31. Dezember 2013 gelten, obwohl angestrebt wird, dass die Systematik auch nach Ablauf der 2. Regulierungsperiode ab 2014 beibehalten wird.

Für die Entgeltfestsetzung per 1. Jänner 2010 gilt die gleiche Systematik der ersten Regulierungsperiode, welche in der SNT-VO 2006 festgelegt wurde, wobei die Beschaffung durch die Netzbetreiber unternehmensspezifisch erfolgt:

Verlustverrechnungspreise müssen grundsätzlich auf Marktpreisbasis abgerechnet werden. Dabei wird simuliert, wie ein Alternativenanbieter aus heutiger Sicht Verlustenergielieferung bepreisen würde. Die Ermittlung angemessener Netzverlustentgelte stellt kein Präjudiz für die tatsächliche Beschaffung von Netzverlustmengen dar.

Bei der Verteilung der Netzverlustmengen auf die Komponenten Base und Peak wird davon ausgegangen, dass auf Netzebenen 1 bis 2 75% der Netzverlustmengen auf den Base-Anteil und 25% auf den Peak- Anteil und auf Netzebenen 3 bis 7 67% der Netzverlustmengen auf

den Base-Anteil und 33% auf den Peak-Anteil entfällt. Dieser Wert lässt sich durch die übergebenen Lastprofile der Unternehmen verifizieren.

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 eines Jahres des EEX Phelix Jahresfutures t+2 (25% Peak, 75% Base für die Netzebene 1 und 2 bzw. 33% Peak, 67% Base für die Netzebenen 3 bis 7) abgebildet. Der restliche Anteil von 70% wird durchschnittlich ein Jahr im Voraus eingekauft. Der Preis wird durch den Jahresmittelwert des EEX Phelix Jahresfutures (25% Peak, 75% Base für die Netzebene 1 und 2 bzw. 33% Peak, 67% Base für die Netzebenen 3 bis 7) abgebildet.

Auf den ermittelten Börsenpreis wird ein Abschlag für Großekäufer angesetzt. Zur Abschätzung des Abschlages werden die Preise aus der Industriepreiserhebung der ECG (1. Hälfte des Jahres) für einen Jahresverbrauch > 10 GWh (keine Volllastungskategorie) herangezogen. Entsprechend der obigen Systematik für die Berechnung des Börsenpreises wird ein entsprechender Wert gebildet. 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. Aus den ermittelten Preisen lässt sich für die Jahre die Differenz zwischen Industrie- und Börsenpreisen ermitteln. Als Wert für die Höhe des durchschnittlichen Abschlages für einen Großkunden wird in der Folge der Mittelwert der letzten drei Jahre verwendet. Ein Abzug auf Basis der durch die Industrie erzielten Preise ist jedenfalls sachlich gerechtfertigt, da davon auszugehen ist, dass Energieunternehmen und Industrie sämtliche Möglichkeiten zur Optimierung der Beschaffung von Energiemengen ausnutzen werden.

Da die errechneten Mittelwerte iHv 5,42 % für die NE 1-2 und 8,18 % für die NE 3-7 überdurchschnittlichen Werte im Vergleich zu den Vorjahren ausweisen, wurde eine Glättung der Abschläge durch Durchschnittsbildung (SNT-VO Novelle 2007 - 2010) vorgenommen. Die dadurch entstandenen Industriepreisabschläge iHv 3,59 % für die NE 1-2 und 6,01 % für die NE 3-7 werden für die Berechnung der Netzverlustpreise herangezogen.

Den Netzverlusten der Unternehmen werden Ausgleichsenergiekosten zugeordnet. Dabei verwendet die Behörde eine vereinfachte Durchschnittsbetrachtung. Hierzu legt die Behörde die für den letzt verfügbaren Zeitraum 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.

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

### **Zu § 7 Z 2**

Aufgrund verschiedener (internationaler) Marktentwicklungen im Bereich von Smart Meter-Zählungen wurde klargestellt, dass durch den Einsatz von Smart Meter im Haushalts- und Gewerbebereich keine Änderung der bisherigen Anwendung der nicht gemessenen Tarifkomponenten erfolgt und die Anlage nicht als leistungsgemessene Anlage zu verstehen ist.



### **Zu § 7 Z 7**

Die Regelungen der SNT-VO 2010 sehen für Netzbenutzer, die damit einverstanden sind, dass ihre Stromzufuhr zu vorher bestimmten Zeiten vom Netzbetreiber unterbrochen wird, einen günstigen Netznutzungstarif in Form des Tarifes für unterbrechbare Lieferungen vor. Hintergrund dieses Tarifes ist, dass die Unterbrechung bestimmter Anlagen dem Netzbetreiber in Spitzenlastzeiten einen wirtschaftlich und technisch effizienteren Betrieb des Netzes ermöglichen soll. Voraussetzung für die Anwendbarkeit des Tarifes ist, dass die tatsächliche technische Unterbrechbarkeit der Kundenanlage möglich ist.

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.

Typischerweise ist eine Unterbrechbarkeit der Stromzufuhr für Kundenanlagen vorgesehen, bei denen die temporäre Trennung vom Elektrizitätsnetz keine Einbuße im Energieverbrauchskomfort zur Folge hat, wie etwa bei Nachtspeicherheizungen und Warmwasserboilern. Eine Kombination unterschiedlicher Tarife gem § 7 iVm § 19 SNT-VO 2010 ist nicht vorgesehen. Netzbetreiber sind jedenfalls verpflichtet, die Netznutzungstarife den Netzkunden diskriminierungsfreier als Fixpreise (ohne Rabatte und Zuschläge) in Rechnung zu stellen.

### **Zu § 7 Z 9**

In der Formulierung wurde aufgrund der Notwendigkeit der Daten für die Ermittlung der Bruttokomponente auch deren direkte Übermittlung an die ECG angeordnet.

### **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. 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. Ebenso ist damit keine Verpflichtung der Netzbetreiber bzw Netzbenutzer verbunden, bestehende Vereinbarungen über die Eigentumsverhältnisse an die in der Verordnung angeführten Mindestanforderungen anzupassen.

Weiters stellt die Mindestleistung, neben der Eigentumsgrenze, die minimale Anschlussleistung dar, die notwendig ist, um die Übergabe an einer bestimmten Netzebene bzw. die Zuordnung zu einer Netzebene zu ermöglichen. Die zu verrechnende Mindestleistung entspricht der für die entsprechende Netzebene geforderten

Mindestanlagengröße, dh sämtliche Komponenten der Kundenanlage müssen auf die angegebene Leitung dimensioniert sein.

Anlagen, die die geforderte Mindestleistung aufweisen, werden auf Verlangen an die entsprechende Netzebene angeschlossen, sofern dies unter den technischen und tatsächlichen Gegebenheiten durchführbar und möglich ist. Anlagen, die aufgrund alter Verträge und früherer Regelungen auf einer technisch höheren Netzebene eingestuft sind als nach den genannten Mindestleistungen, bleiben auf der bestehenden Netzebene und werden nur auf Wunsch des Netzbenutzers auf eine technisch niedrigere Netzebene gestuft.

Die festgelegten Mindestleistungswerte entsprechen der mehrheitlich geübten Praxis und überwiegend den in den Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz vorgesehenen Werten. Bei darüber hinausgehenden Werten wird in vielen Fällen die Ermittlung des tatsächlich in Anspruch genommenen Ausmaßes der Netznutzung (im Sinne § 11 Abs. 2 der SNT-VO) über eine Leistungsmessung (1/4-h-Maximumzähler) erfasst. In Kärnten beträgt die Mindestbereitstellungsgröße für leistungsgemessene Anlagen 20kW.

Nach dem Wortlaut des § 3 Abs. 10 ist geleistetes Netzbereitstellungsentgelt unter bestimmten Voraussetzungen anteilig rückzuerstatten; unter „geleistetem Netzbereitstellungsentgelt“ ist in diesem Zusammenhang das zum Zeitpunkt des Erwerbs des Ausmaßes der Netznutzung zum damaligen Tarifansatz geleistete Netzbereitstellungsentgelt zu verstehen. Außerdem soll durch die Anknüpfung an Mindestleistungen in § 3 vermieden werden, dass Netzbetreiber durch Vereinbarung einer an das vertraglich vereinbarte Ausmaß der Leistung herankommenden Mindestleistung die Möglichkeit der Übertragung bzw Rückerstattung des über die Mindestleistung hinausgehenden Ausmaßes der Leistung einschränken oder gänzlich ausschließen können, dies gilt insbesondere für die Anschlüsse auf der Netzebene 7 (vgl die Ausführungen zu § 3).

### **Zu § 8 Systemdienstleistungsentgelt**

Schon die Erläuterungen zu § 6 der GrundsätzeVO legen dar, warum die Sekundärregelkosten grundsätzlich den Erzeugern anzulasten sind:

„Der Regelleistungsbedarf wird der Höhe nach aufgrund der Zusammenfassung mit der Minutenreserve überwiegend von den Blockgrößen der Kraftwerke bestimmt, so dass die Verrechnung an Erzeuger verursachergerechter ist. Abgesehen von der Primärregelung und einigen individualisierbaren Kosten belastet der vorgeschlagene Systemnutzungstarif ausschließlich die Verbraucher. Eine teilweise Belastung der Erzeuger zumindest mit den Regelungskosten erscheint daher als Ausgleich gerechtfertigt.“

Eine absolut exakte Zuordnung der Kosten nach dem Grundsatz der Kostenverursachungsgerechtigkeit ist – unter Berücksichtigung eines vertretbaren verwaltungswirtschaftlichen Aufwandes – nicht immer möglich, weshalb auf die überwiegende Verursachung abgestellt werden muss. In diesem Zusammenhang ist nochmals darauf hinzuweisen, dass die Energie-Control Kommission jedenfalls Systemnutzungstarife für Entnehmer und Einspeiser zu bestimmen hat (§ 25 Abs 4 EIWOG) und beim Kostenbestandteil der Systemdienstleistung die überwiegende Verursachung bei den Erzeugern liegt. Das Ausmaß der Sekundärregelungsbereithaltung steht in direktem Zusammenhang zu Erzeugung, weshalb es gerechtfertigt ist, die dafür entstehenden Kosten den Erzeugern anzulasten.

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

Zur Grenze von 5 MW vgl die allgemeinen Ausführungen zu § 6.

Unter Jahreserzeugung gem. § 8 Abs. 4 wird die gesamte produzierte Energie einer Erzeugungsanlage verstanden, somit entspricht die Jahreserzeugung der Bruttoerzeugung. Ein etwaiger Abzug von Eigenbedarf und Eigenverbrauch ist bei der Ermittlung der Bruttoerzeugung nicht zulässig.

### **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, vgl. auch VfGH 11.10.2005, V 133/05) 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**

Das Messentgelt deckt die Kosten für den Zähler, die Errichtung, den Betrieb der Zählgeräte, die Eichung, Datenauslesung und Zählerablesung ab.

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 eine oder 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.

Durch die Einführung von Smart Metering kann es zu einer strukturellen Veränderung der Kosten- und Erlösblöcke kommen, die derzeit aufgrund der vorhandenen Daten nicht abschließend beurteilt werden können. Einige Effekte der Implementierung von Smart Metering können Anpassungen der Messentgelte nach sich ziehen. So sind beispielsweise der Zeitraum, die Effizienz der Einführung und des Betriebes von Smart Metering sowie die daraus resultierenden Kosten bei der Festsetzung der Messentgelte zu berücksichtigen.

### **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.

In Anbetracht zahlreicher Probleme von Kunden infolge rechnerischer Zählerstandsermittlung wird festgelegt, dass eine rechnerischer Zählerstandsermittlung nur erfolgen kann, wenn der Kunde von der vom Netzbetreiber eingeräumten 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 Netzbenutzers 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 § 9 Abs 3**

In der Regel fallen Abrechnungszeiträume nicht mit dem In-Kraft-Treten der Systemnutzungstarife-Verordnung zusammen. Für erforderliche Verbrauchabgrenzungen ist nunmehr bei nicht lastgemessenen Anlagen das standardisierte Lastprofil heranzuziehen, da es in diesem Bereich unterschiedliche Praktiken bei den Netzbetreibern gibt und zahlreiche Streitschlichtungsverfahren geführt werden mussten. Unter Berücksichtigung des Grundsatzes der Gleichbehandlung aller Systembenutzer (§ 25 Abs. 3 EIWOG) und erhöhter Transparenz ist eine Vereinheitlichung der Abrechnungssystematik zur rechnerischen Zählerstandsermittlung erforderlich geworden.

Bei der rechnerischen Ermittlung von Zählerständen bei unterjährigen Tarifänderungen oder Stromanbieterwechsel sollen synthetische Standardlastprofile zur Anwendung kommen, da sie die bestmögliche individuelle Anpassung an die realen Schwankungen des Jahresbelastungsdiagramms ermöglichen. Ein weiterer wesentlicher Vorteil der rechnerischen Ermittlung von Zählerständen mittels synthetischen Standardlastprofils ist, dass diese für 27 Verbrauchsgruppen existieren und auf jahreszeitliche Schwankungen im elektrischen

Energieverbrauch detailliert eingehen. Diese verschiedenen Verbrauchsgruppen spiegeln dabei alle im Marktmodell vorhandenen Verbrauchs- bzw. Tarifoptionen wieder.

Synthetische Standardlastprofile werden zudem bereits seit Jahren für die Ermittlung des Ausgleichsenergiebedarfs bei Kunden unter 100.000 kWh bzw 50 kW Anschlussleistung zwischen Bilanzgruppen im Clearing eingesetzt. Die Verwendung von synthetischen Standardlastprofilen zur rechnerischen Abgrenzung von Zählerständen wird zudem ebenfalls im Gasbereich angewandt und ist analog sowohl in der GSNT-VO § 5 Abs. 6 b) und in der Wechsel-VO Gas Anhang Pkt 2.2 aufgeführt. Die Energie-Control GmbH hat im Jahr 2008 eine Abfrage zu den bei den österreichischen Netzbetreibern verwendeten Methoden durchgeführt. Ergebnis dieser Abfrage war, dass 3 von 13 befragten Netzbetreibern bereits die Methode basierend auf synthetischen Lastprofilen verwendet.

Die rechnerische Verbrauchsermittlung ist durch den Netzbetreiber dem Kunden in angemessener Form im Detail transparent zu machen, sodass der Netzkunde die Rechnung nachvollziehen kann.

Aufgrund der Komplexität und der anfallenden Kosten der Umstellung auf die Berechnung mittels der synthetischen Standardlastprofile, wird eine Übergangsfrist zur Umsetzung bis 1. Oktober 2010 gewährt.

### **Zu § 10 Arten der Messung**

Gegenstand der SNT-VO 2010 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.

- e) Prepaymentzähler ermöglichen dem Kunden einen bestimmten Geldbetrag am Zähler zu aktivieren. Im Rahmen dieses aufgebuchten Betrages bzw. bis dieser aufgebraucht wird, ist dann der Bezug von Strom möglich.

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 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 § 10 Z 10**

Daher kann eine Smart Meter-Zählung, wenn dies technisch möglich ist, sowohl für nicht leistungsgemessene Messarten gem. Z 6 – 9 als auch für leistungsgemessene gem. Z 1 – 5 verwendet werden. Welche Messleistung tatsächlich zu erbringen ist, ergibt sich aus dem Netznutzungsvertrag.

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

Der Gesetzgeber hat die Zuordnung der Kostenkomponenten zu den einzelnen in § 25 Abs 1 ELWOG 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 Ordnungsgeber 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 bzw Einspeiser zur Bezahlung des Netzverlust- und des Netznutzungsentgelts verpflichtet sind.

### **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 § 11 Abs. 6**

Die Ermittlung des Zählerstandes beim Lieferantenwechsel kann im Wege der Ablesung durch den Netzbetreiber, den Netzkunden oder durch rechnerische Ermittlung erfolgen. Für den Fall, dass keine Ablesung durch den Netzbetreiber erfolgt, wird empfohlen, dass Kunden durch den neuen Lieferanten rechtzeitig auf die Möglichkeit der Selbstablesung zum Wechselstichtag hingewiesen werden.

Im Falle des Lieferantenwechsels soll in jenen Fällen über Wunsch des Kunden eine unentgeltliche Rechnungskorrektur durch den Netzbetreiber erfolgen, wenn der tatsächliche Zählerstand zum Wechselstichtag von dem rechnerisch ermittelten Wert abweicht.

### **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, VfGH vom 11.10.2005, V 133/03).

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 Vorruehstandsruickstellungen) 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 angemessenen 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 außerordentliche „Zusatzkosten“ zusätzlich zu genehmigen sind, kann letztlich erst nach jenem Tarifierungszeitraum beurteilt werden, in welchem diese Kosten anfallen. „Zusatzkosten“, welche nicht in der Kostenbasis der Regulierungsformel enthalten sind und auf Basis zusätzlicher hoheitlicher Aufgaben und Verpflichtungen entstehen, sind auf ihre Signifikanz, Nachhaltigkeit und Angemessenheit zu überprüfen und außerhalb der Regulierungsformel abzubilden. Ein Bezug zu den durchgeführten Aufgaben ist jedenfalls nachzuweisen; ein Beispiel hierfür stellen etwaige zusätzliche nachgewiesene und bisher nicht vorhandene Kosten für die Administration der Befreiung des Zählpunktpauschales dar, wobei ein umfassender Nachweis für die entstehenden „Zusatzkosten“ durch den Netzbetreiber zu führen ist, welche auch den etwaigen Wegfall von Kosten aufgrund veränderter Aufgaben und Verpflichtungen zu umfassen hat und in Bezug zu den durchgeführten Befreiungen zu setzen ist.

Bei wesentlichen Kostenänderungen oder Kostenminderungen steht das in § 55 EIWOG vorgesehene Antragsrecht auf Neufestsetzung der Systemnutzungstarife jederzeit zur Verfügung.

Gem § 25 Abs. 2 EIWOG sind die Systemnutzungstarife kostenorientiert zu bestimmen und haben dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen. Verordnungen, denen eine Prognosebeurteilung zu Grunde liegt, sind regelmäßig daraufhin zu überprüfen, ob die der Prognose zugrundeliegenden Annahmen noch zutreffen. Solche Verordnungen sind gegebenenfalls abzuändern. Um dieser Revisionspflicht gerecht zu werden, werden periodisch Tarifprüfungsverfahren eingeleitet, damit die in § 25 Abs. 2 EIWOG festgelegten Grundsätze der Kostenorientiertheit, Kostenverursachung und Kostenwahrheit umgesetzt werden können. Kommt in einem Tarifprüfungsverfahren zu Tage, dass in vorangegangenen Tarifprüfungsverfahren einzelne Kosten- bzw Erlöspositionen aufgrund von unrichtigen oder unvollständigen Angaben der geprüften Unternehmen oder Prüfungsannahmen der Behörde bei der Kosten- bzw Erlösfeststellung nicht in der richtigen Höhe berücksichtigt wurden, ist es der Behörde möglich, diese Erkenntnisse im aktuellen Tarifprüfungsverfahren zu verwerten. Diese Ermittlungsergebnisse müssen dann in die Kostenprüfung und Tarifierung in das



aktuelle Verfahren einfließen. Nur durch diese nachträgliche Berücksichtigung der korrekten Daten kann erreicht werden, dass die Grundsätze der Kostenorientiertheit, Kostenverursachungsgerechtigkeit und Kostenwahrheit bei der Tariffestsetzung eingehalten werden.

#### **Zu § 12 Abs 4**

Durch ein anreizbasiertes Regulierungssystem gem §16 werden die Kosten während der Regulierungsperiode von den Erlösen bzw 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 ist auf die Bestimmung der Startkosten ( $K_{2005}$ ) zu Beginn der Regulierungsperiode ab 1.1.2006 zu verweisen, welche in den Erläuterungen zur SNT-VO 2006 dargestellt wurde.

Für die zweite Regulierungsperiode erfolgt eine neuerliche Kostenprüfung auf Basis der Kosten des letztverfügbaren Geschäftsjahres  $K_{2008}$ , welche den Stand der Unternehmen hinsichtlich deren aktuellen Kosten im Vergleich zu den Kostenvorgaben gem. Kostenpfad gegenüberstellt und gleichzeitig die Feststellung eines allfälligen Zusatzgewinnes („Carry Overs“) für die ersten Jahre der gesamten achtjährigen Anreizregulierungsperiode ermittelt. Auch wird hierbei eine neue Tarifbasis mit aktualisierten Werten bestimmt. Hierfür wurden für die Netzbetreiber die Kosten des Geschäftsjahres 2008 herangezogen.

#### **Ermittlung Kostenbasis für Tarifierung 2010**

Auf Basis der Daten des Geschäftsjahres 2008 wird eine angemessene Kostenbasis für die Tarife 2010 ermittelt, wobei hier vor allem die Vorgaben des Regulierungspfades grundsätzlich als Referenzwert herangezogen werden.

Für die Ermittlung der Finanzierungskosten ist allerdings eine generelle Aktualisierung der Vorgangsweise erforderlich, da die Bemessung der Finanzierungskosten für die erste Regulierungsperiode für die Dauer von vier Jahren fixiert worden ist. Für die zweite Regulierungsperiode wird grundsätzlich an dieser Vorgangsweise festgehalten, allerdings werden aktuelle Entwicklungen im Finanzierungsbereich und makroökonomische Einflussparameter berücksichtigt. Details zu der Ermittlung der Finanzierungskosten sind in den Erläuterungen zu § 13 dargestellt.

Der Bilanzstichtag des Referenzgeschäftsjahres für  $K_{2008}$  (30.09.2008 bzw. 31.12.2008), welches als Basis für die Kosten für die zweiten Regulierungsperiode herangezogen wird, fällt nicht mit dem Beginn der Regulierungsperiode 1.1.2010, zusammen. Es sind somit entsprechende Hochrechnungen der Kosten erforderlich. Für die Ermittlung des Kapitalkostenanteiles erfolgt keine direkte Hochrechnung. Dies wird in Zusammenhang mit dem Investitionsfaktor an späterer Stelle erläutert. Zur Ermittlung von  $OPEX_{2009}$  (operativen Kosten 2009)– genauer die Kosten mit Stand 31.12.2009 – wird für den Zeitraum Bilanzstichtag des Referenzjahres und 31.12.2009 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,  $\Delta NPI$ , erfasst wird. Andererseits werden die Kosten

aufgrund von durchschnittlichen Produktivitätsverbesserungen entsprechend reduziert, weshalb gleichzeitig eine Anpassung um Produktivitätssteigerungen, X, vorgenommen werden muss.

### **Produktivitätsverbesserungen (X)**

Auf Basis des für das Geschäftsjahr 2008 erreichten Effizienzwertes ergeben sich individuelle Produktivitätsvorgaben, welche von den bisher zu erreichenden abweichen können. Sollte ein Unternehmen die Effizienzvorgaben übererfüllt haben, sind entsprechend geringere Abschläge für die restliche Dauer der gesamten Anreizregulierung bis 2013 zu berücksichtigen. Sollten die Vorgaben nicht erfüllt worden sein, so sind entsprechend höhere Abschläge für die Unternehmen anzuwenden. Es wird somit am ursprünglichen Ziel festgehalten, dass ein Effizienzwert von 100% auf Basis der im Rahmen der Erläuterungen zur SNT-VO 2006 dargelegten Benchmarkingsystems erreicht wird.

### **Erfassung der kostenerhöhenden Faktoren**

Hinsichtlich der Ermittlung des Netzbetreiberpreisindex wird auf die Erläuterungen zu § 16 Abs 3 verwiesen.

### **Zu § 13 Finanzierungskosten**

Die ECK hält grundsätzlich für die Ermittlung der Finanzierungskosten für das Anreizregulierungssystem an einer mehrjährige Betrachtung zur Bestimmung des risikolosen Zinssatzes fest. Es wird allerdings als Basiswert die Sekundärmarktrendite des Bundes für die zweite Regulierungsperiode angewandt. Als Betrachtungszeitraum wurde nach eingehender Diskussion mit dem VEÖ ein vergangenheitsbezogener 3-Jahresschnitt (Mai 2006 bis April 2009) herangezogen und dieser Durchschnittswert von 4,0% um 15 BP erhöht, um für die gesamte Dauer der zweiten Regulierungsperiode eine Unterschätzung des angemessenen risikolosen Zinssatzes zu verhindern und um eine mögliche Erhöhung des Zinsniveaus innerhalb der Regulierungsperiode bereits zu antizipieren. Damit soll die Stabilität des Regulierungssystems gewährt werden.

Gegenüber der bisherigen Vorgangsweise (vgl. hierzu Erläuterungen zur SNT-VO 2006) werden für die Abgeltung zusätzlicher Aufwendungen im Rahmen der Beschaffung von Fremdkapital zusätzlich 20 BP für die Ermittlung angemessener Fremdkapitalkosten für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode berücksichtigt.

Die Parameter zur Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes (Beta-Faktor, Marktrisikoprämie) werden gegenüber der ersten Regulierungsperiode nicht angepasst.

In der ersten Regulierungsperiode wurde als Kapitalbasis das gesamte Vermögen der Unternehmen nach Abzug unverzinslicher Komponenten wie z.B. passivierte Baukostenzuschüsse herangezogen. Diesem Vermögen wurde die oben beschriebene Kapitalstruktur mit 15% unverschuldetem Fremdkapital unterstellt, welche ursprünglich auf Basis der historischen Bilanzen der betroffenen Unternehmen ermittelt wurde. Für die zweite Regulierungsperiode wird als verzinsliche Kapitalbasis ausschließlich das Sachanlagevermögen und das immaterielle Vermögen herangezogen. Hiervon abzuziehen sind passivierte Bestände von Baukostenzuschüssen und etwaige Firmenwerte, sowie

prüferische Feststellungen. Die Gewichtung zwischen Eigen- und Fremdkapital erfolgt mittels Zielkapitalstruktur von 60% Fremdkapital und 40% Eigenkapital.

Die Fortführung der in der Vergangenheit angewandten Vorgangsweise ist auf Basis der Umsetzung der Entflechtungsvorschriften für die Netzbetreiber nur mehr schwer anwendbar, da in vielen Fällen Pachtlösungen für Netzbetreiber umgesetzt worden sind. Eine Orientierung an der Bilanzsumme des Netzbetreibers wäre somit nicht sinnvoll umsetzbar. Auch ist festzuhalten, dass Forderungsbestände nicht bei der Ermittlung der verzinslichen Kapitalbasis berücksichtigt werden.

Ausgehend vom risikolosen Zinssatz, 4,15%, ergibt sich ein WACC in der Höhe von 7,025%. Die detaillierte Ermittlung ist in nachfolgender Tabelle dargestellt:

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

*Darstellung 2: Ermittlung gewogener Kapitalkostensatz (WACC)*

## **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, vgl auch VfGH vom 11.10.2005, V 133/03).

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 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. Aufgrund der Umsetzung der Vorschriften zur rechtlichen Entflechtung hat sich die Struktur der Netzbetreiber in Hinblick auf das Eigentum der Netze und der Beschäftigung der Mitarbeiter nachhaltig verändert. Dies hat sich in dem verstärkten Zukauf von Dienstleistungen von dritten bzw. verbundenen Unternehmen niedergeschlagen und eine Veränderung der Kostenstruktur bewirkt. Um die Unternehmensangaben zu plausibilisieren werden daher auch die Ergebnisse früherer Kostenprüfungen herangezogen.

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**

### **Zu § 15 Abs. 1 bis 3 Kostenwälzung:**

Das Grundprinzip der Kostenwälzung wurde unverändert angewendet, wobei im Hinblick auf eine kostenverursachungsgerechte Tarifierung angemessene Anteile der Netzkosten zu berücksichtigen sind. Wesentlich ist in diesem Zusammenhang eine kostenverursachungsgerechte Verteilung der Kosten, welche maßgeblich durch die Entwicklungen an den internationalen Energiemärkten beeinflusst werden. Speziell die Netzverlustkosten (vgl. § 6 iVm § 20) sind zu berücksichtigen, um den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern jedenfalls angemessene Kosten für die Energiebeschaffung zur Deckung der Netzverluste anzuerkennen. Darüber hinaus sind weitere erzeugungsorientierte Elemente, wie die Bereitstellung von Sekundärregelenergie, im Rahmen der Kostenwälzung notwendig, welche kostenverursachungsgerecht zuzuordnen sind. Speziell in Bereichen, welche durch Marktpreisentwicklungen beeinflusst werden, ist ein Abstellen auf die jeweiligen Verhältnisse notwendig.

Darüber hinaus sind veränderte Einspeisesituationen mit marktinhärenter Erzeugung im Rahmen der Kostenwälzung zu berücksichtigen. Aus Sicht der ECK wäre die Umstellung auf eine reine Bruttotarifierung für die Kosten, welche den Netznutzungsentgelten entgegenstehen, entsprechend einem hierzu erstellten umfassenden und auf dem letzten Stand der Technik stehenden Gutachten<sup>3</sup> grundsätzlich anstrebenswert. Die Gründe dafür liegen in der Kompatibilität mit dem österreichischen Marktmodell und der Vermeidung nicht technisch begründeter Anreize für die Wahl von Anschlusspunkten von Kraftwerken im Falle der Nettowälzung. Der erste Schritt erfolgte auf der Grundlage, dass am Ende der zweiten Regulierungsperiode eine Verteilung von 80% Bruttotarifierung und 20% Nettotarifierung erzielt werden könnte. Eine weitere Umstellung von der nunmehr berücksichtigten Verteilung soll schrittweise auf Basis eines Diskussionsprozesses erfolgen, um signifikante einmalige Tarifsprünge zu vermeiden.. Bei der Verteilung der Kosten für das Höchstspannungsnetz nach Brutto- bzw. Nettowälzung sind Kosten für Netzverluste, sowie Sekundärregelung aufgrund ihrer marktorientierten Preisentwicklungen, nicht zu berücksichtigen. Dadurch ist das nunmehr angewandte Wälzungsverhältnis mit dem in früheren Verordnungen dargestellten

---

<sup>3</sup> Gutachten von CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH: „Analyse, Bewertung der Auswirkungen und Umsetzungsvorschlag für eine energiewirtschaftlich, tariflich und technisch optimierte Anpassung der Brutto/Netto-Tarifierung nach § 25 Abs 13 EIWOG“

nicht mehr vergleichbar. Die ECG hat das angeführte Gutachten dem VEÖ und den Netzbetreibern zur Stellungnahme übermittelt und einem ausführlichen Diskussionsprozess unterzogen.

Die für die „Brutto-Wälzung“ notwendige Gesamtabgabemenge und Bruttoerzeugung, sowie die entsprechenden Mengendaten für die „Netto-Wälzung“ werden im Rahmen des Ermittlungsverfahrens Verbund-Austrian Power Grid AG ermittelt und gewürdigt. Die der Kostenwälzung zugrunde gelegten Kosten werden darüber hinaus ebenfalls im Ermittlungsverfahren erhoben, auf Basis vorgelegten Daten analysiert und sind auf ihre Angemessenheit beurteilt.

### **Zu § 15 Abs. 6 Kostenwälzung**

Es wird auf die Erläuterungen zu § 11 „Verrechnung der Entgelte“ verwiesen.

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

#### **Zu § 16 Abs 1**

Der Verfassungsgerichtshof hat die Bestimmung geprüft und keine Gesetzwidrigkeit der Kriterien für die Tarifbestimmungen erkannt (vgl VfGH v 16.10.04, G 67/04, VfGH 14.12.04, V35/04, VfGH vom 11.10.2005, V 133/03).

Das Anreizregulierungssystem in der vorliegenden Form findet ausschließlich auf die Netze der Verteilernetzbetreiber und nicht auf jene der Übertragungsnetzbetreiber 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. Da für die Effizienzzielerreichung eine Periode von 8 Jahren vereinbart wurde, kommt auch für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode der unveränderte allgemeine Produktivitätsabschlag ( $X_{gen}$ ) iHv 1,95% p.a. zur Anwendung. Hinsichtlich der Begründung für die Höhe des angewandten Faktors wird auf die Erläuterungen zur SNT-VO 2006 verwiesen.

#### **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,  $\Delta NPI$ , 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.

## Ermittlung der Änderung des jährlichen Netzbetreiberpreisindex

Als Ausgangsbasis für die Bestimmung der Netzbetreiberpreisindizes ist die generelle Ermittlung von  $\Delta NPI_{2010}$  als Referenzwert dargestellt.

Bei der Ermittlung von  $\Delta NPI_{2010}$  werden die letzt verfügbaren Werte des *TLI* (September 2009), *BPI* (2.Quartal 2009) und *VPI* (September 2009) verwendet. In den Folgejahren werden die entsprechenden Werte der Folgejahre für das 2. Quartal 2010/2011/2012 – *BPI* – sowie September 2010/2011/2012 – *VPI* und *TLI* – als letzt verfügbare Werte herangezogen, um eine durchgehende Erfassung der Kostenerhöhungen sicherzustellen.

Als zeitliche Indexierung für den mit 01.01.2010 wirksam werdenden Netzbetreiberpreisindex wird 2010,  $\Delta NPI_{2010}$ , gewählt. Es muss betont werden, dass  $\Delta NPI_{2010}$  aus letzt verfügbaren Werten und nicht aus Prognosen für den *VPI*, *TLI* und *BPI* für 2010 ermittelt wird. Für die Folgejahre gilt äquivalent:

- **01.01.2011:**  $\Delta NPI_{2011}$
- **01.01.2012:**  $\Delta NPI_{2012}$
- **01.01.2013:**  $\Delta NPI_{2013}$

Die Ermittlung der jährlichen Änderung des Netzbetreiberpreisindex für 01.01.2010 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:

$$\Delta BPI_{2010} = \frac{BPI_{2.Quartal,2009} + BPI_{1.Quartal,2009} + BPI_{4.Quartal,2008} + BPI_{3.Quartal,2008}}{BPI_{2.Quartal,2008} + BPI_{1.Quartal,2008} + BPI_{4.Quartal,2007} + BPI_{3.Quartal,2007}} - 1$$

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

$$\Delta TLI_{2010} = \frac{TLI_{09.2009} + \dots + TLI_{10.2008}}{TLI_{09.2008} + \dots + TLI_{10.2007}} - 1$$

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

$$\Delta VPI_{2010} = \frac{VPI_{09.2009} + \dots + VPI_{10.2008}}{VPI_{09.2008} + \dots + VPI_{10.2007}} - 1$$

Für frühere oder spätere Einzelindizes wird eine analoge Vorgangsweise zur Ermittlung der einzelnen Jahresindizes gewählt.

### **Zusammenführung der Einzelindizes der einzelnen Jahre**

Zur Ermittlung der Änderung des *Netzbetreiberpreisindex*,  $\Delta NPI$ , müssen die drei Einzelindizes gewichtet addiert werden. Da für die Ermittlung der tarifierungsrelevanten Kosten 2010 nur die operativen Kosten mittels NPI hochgerechnet werden, ist der BPI nicht für die NPI-Ermittlung von  $OPEX_{2009}$  und  $OPEX_{2010}$  mit 0% zu gewichten. Anstelle der oben erläuterten Gewichtung ist daher ein Anteil von 57% TLI und 43% VPI zu berücksichtigen.

$$\Delta NPI_{2009} = 57\% \cdot \Delta TLI_{2009} + 43\% \cdot \Delta VPI_{2009}$$

Auch ist bei Netzbetreibern mit Bilanzstichtag 30.09. eine geringfügige Anpassung durchzuführen, da für eine Ermittlung der  $OPEX_{2009}$  eine Hochrechnung auf eine Dauer von 1,25 Jahren durchzuführen ist:

$$\Delta NPI_{30.09.2009} = [(1 + \Delta NPI_{2009})^1 \cdot (1 + \Delta NPI_{2008})^{0,25}] - 1$$

Für die Hochrechnung von  $OPEX_{2010}$  ist in der Folge für sämtliche Unternehmen eine einheitliche Vorgangsweise anzuwenden:

$$\Delta NPI_{2010} = 57\% \cdot \Delta TLI_{2010} + 43\% \cdot \Delta VPI_{2010}$$

In den nachfolgenden Kostenermittlungen für die Tarife ab 2011 ist wieder der gesamte Netzbetreiberpreisindex zu berücksichtigen. So ergibt sich  $\Delta NPI_{2011}$  aus:

$$\Delta NPI_{2011} = 30\% \cdot \Delta BPI_{2011} + 40\% \cdot \Delta TLI_{2011} + 30\% \cdot \Delta VPI_{2011}$$

### **Verknüpfung von Effizienzvorgaben und Netzbetreiberpreisindex**

Die für die SNT-VO 2006 gewählte multiplikative Verknüpfung des Produktivitätsabschlages und des Netzbetreiberpreisindex wird auch für die zweite Regulierungsperiode fortgesetzt. Für die Entwicklung der Kosten gilt somit:

- **2010:**  $K_{2010} = K_{2009} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2010})]$
- **2011:**  $K_{2011} = K_{2010} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2011})]$
- **2012:**  $K_{2012} = K_{2011} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2012})]$
- **2013:**  $K_{2013} = K_{2012} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2013})]$

Für eine detaillierte Darstellung von *KA* (=Kostenanpassungsfaktor) wird 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 für die SNT-VO 2006 durchgeführt.

Hinsichtlich der angewandten Benchmarkingmethoden und der ermittelten Effizienzwerte sei auf die Erläuterungen zur SNT-VO 2006 verwiesen.

### **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.

Im Rahmen der SNT-VO 2006 wurde der Zeitraum für die Erreichung der Effizienzgrenze mit 8 Jahren festgelegt. Allerdings wurde die maximale effizienzbedingte Kostensenkungsvorgabe mit 3,5 % gedeckelt. Somit wurde die maximale Höhe des aufzuholenden Effizienzsteigerungspotenzials mit 25,24 % festgelegt.

Für die zweite Regulierungsperiode wird an der gewählten Vorgangsweise grundsätzlich festgehalten, allerdings wird auf Basis der Kosten des Geschäftsjahres 2008 und der Berücksichtigung von 25% des Kostenunterschiedes (vgl. hierzu Erläuterungen zu „Carry Over“) eine Aktualisierung des Kostenzielpfades vorgenommen. Am Ziel der Erreichung einer 100%igen Effizienz am Ende der zweiten Regulierungsperiode wird somit festgehalten.



Hinsichtlich der grundsätzlichen Ausgestaltung der Produktivitätsabschläge und deren Umsetzung in individuelle Kostenvorgaben (KA) sei auf die Erläuterungen zur SNT-VO 2006 zu verweisen.

## **Zu § 16 Abs 5**

### **Mengensteigerungen in der Regulierungsformel bisher: Mengen-Kosten Faktor**

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 in der SNT-VO 2006 durch den Mengen-Kosten Faktor Rechnung getragen und dieser mit 0,5 unter Bezugnahme auf das netzebenengewichtete Mengenwachstum angesetzt.

### **Investitions- und Betriebskostenfaktor in der Regulierungsformel neu:**

Im Rahmen der Vorbereitungen auf die zweite Regulierungsperiode wurde festgestellt, dass der bisher angewandte Mengen-Kosten-Faktor nur teilweise die tatsächlichen Kostenentwicklungen aufgrund von erforderlichen und auch getätigten Netzinvestitionen sowie gestiegener Betriebskosten abdeckt: Konnten beispielsweise zusätzliche Mengen durch die bestehende Netzinfrastruktur an die Netzkunden abgegeben werden, wurden dem Netzbetreiber zusätzliche Mittel durch den Mengen-Kosten-Faktor zur Verfügung gestellt, wiewohl eine zusätzliche Investition nicht notwendig war und auch nicht getätigt wurde. In Analogie dazu wurden Kosten für Investitionen, falls diese nicht in gleicher Art und Weise zu sofortigen Mengensteigerungen geführt haben, nicht adäquat abgegolten. Da kein direkter Bezug zwischen Investitionen und Kosten in der ersten Regulierungsperiode erkennbar war, hat sich ein indirekter Anreiz zu einer Verschiebung bzw. sogar Nicht-Durchführung von Investitionen bei einzelnen Netzbetreibern eingestellt. Für die zweite Regulierungsperiode wird daher der bisherige Mengen-Kosten-Faktor nicht mehr zur Anwendung gebracht und durch einen Investitions- und Betriebskostenfaktor ersetzt, um einen direkten Bezug zwischen zusätzlich tarifrelevanten Kosten und der Ausweitung der Unternehmenstätigkeit zu erreichen. Die Ermittlung der Faktoren wird in der Folge dargelegt.

### **Investitionsfaktor**

Der Investitionsfaktor wird auf Basis der letztverfügbaren Kapitalkosten (CAPEX) ermittelt und berücksichtigt nur mehr den individuellen Abschlag  $X_{ind}$  (bisher auch allgemeiner Abschlag  $X_{gen}$ ) auf die Investitionen, die bis zum Jahr 2005 getätigt wurden. Ab 2006 werden keine Abschläge mehr vorgenommen, da ab diesem Zeitpunkt von einer effizienteren Investitionstätigkeit bei allen Netzbetreibern ausgegangen wird.

Die erstmalige Anwendung des Investitions- und Betriebskostenfaktors wird für die Tarifierung zum (voraussichtlich) 1.1.2011 erfolgen, da für 2010 die Kapitalkosten auf Basis der Daten des letztverfügbaren Geschäftsjahres 2008 unangepasst zur Anwendung kommen.

Als zusätzlicher Anreiz für die Durchführung von Investitionen wird ein Zuschlag (Mark-up) zum WACC auf die Buchwertzugänge ab 2009 in Höhe von 1,05% für die zweite Regulierungsperiode gewährt, der auch künftig Innovationen im Netz fördert.

Formelmäßig stellt sich dieser Investitionsfaktor (für die Tarifierung ab 2011) somit wie folgt dar:

$$\begin{aligned}
 \text{Inv.F}_{2011} &= \\
 &+ \text{CAPEX}_{2009} (= \text{AfA}_{2009} + \text{BW}_{\text{Vermögen}_{2009}} * (\text{WACC})) \\
 &- \text{CAPEX}_{2008\_Vermögen\_bis\_2005} * (1 + \text{NPI}_{2011}) * (1 - X_{\text{gen}}) \\
 &- \text{CAPEX}_{2008\_Vermögen\_ab\_2006} * (1 + \text{NPI}_{2011}) * (1 - \text{KA}) \\
 &+ \text{Mark\_Up} (= \text{BW}_{\text{Zugänge}_{2009}} * 1,05\%) \\
 \\
 \text{Inv.F}_{2012} &= \\
 &+ \text{CAPEX}_{2010} (= \text{AfA}_{2010} + \text{BW}_{\text{Vermögen}_{2010}} * (\text{WACC})) \\
 &- \text{CAPEX}_{2008\_Vermögen\_bis\_2005} * (1 + \text{NPI}_{2011}) * (1 + \text{NPI}_{2012}) * (1 - X_{\text{gen}})^2 \\
 &- \text{CAPEX}_{2008\_Vermögen\_ab\_2006} * (1 + \text{NPI}_{2011}) * (1 + \text{NPI}_{2012}) * (1 - \text{KA})^2 \\
 &+ \text{Mark\_Up} (= \text{BW}_{\text{Zugänge}_{2009+2010}} * 1,05\%) \\
 \\
 \text{Inv.F}_{2013} &= \\
 &+ \text{CAPEX}_{2011} (= \text{AfA}_{2011} + \text{BW}_{\text{Vermögen}_{2011}} * (\text{WACC})) \\
 &- \text{CAPEX}_{2008\_Vermögen\_bis\_2005} * (1 + \text{NPI}_{2011}) * (1 + \text{NPI}_{2012}) * (1 + \text{NPI}_{2013}) * (1 - X_{\text{gen}})^3 \\
 &- \text{CAPEX}_{2008\_Vermögen\_ab\_2006} * (1 + \text{NPI}_{2011}) * (1 + \text{NPI}_{2012}) * (1 + \text{NPI}_{2013}) * (1 - \text{KA})^3 \\
 &+ \text{Mark\_Up} (= \text{BW}_{\text{Zugänge}_{2009+2010+2011}} * 1,05\%)
 \end{aligned}$$

Nachstehend ist die Auswirkung der einzelnen Bestandteile der Formel des Investitionsfaktors dargestellt:

- $\text{CAPEX}_{2009}$  = Abschreibungen des Geschäftsjahres 2009 + Finanzierungskosten auf Basis des Jahres 2009 (Buchwerte Kapitalbasis 2009 multipliziert mit dem WACC)
- $\text{CAPEX}_{2008\_Vermögen\_bis\_2005} * (1 + \text{NPI}) * (1 - X_{\text{gen}})$  = Gemeinsam mit der generellen Regulierungsformel verbleibt ein Abzug von  $X_{\text{ind}}$  auf die Kapitalkosten der bis zum Jahr 2005 investierten Anlagen
- $\text{CAPEX}_{2008\_Vermögen\_ab\_2006} * (1 + \text{NPI}) * (1 - \text{KA})$  = Gemeinsam mit der generellen Regulierungsformel werden die Auf- (NPI) und Abschläge (KA) auf die Kapitalkosten für die ab dem Jahr 2006 investierten Anlagen eliminiert
- $\text{Mark\_Up} (= \text{BW}_{\text{Zugänge}_{2009}} * 1,05\%)$  = Auf Basis der Buchwertes der Zugänge ab dem Jahr 2009 wird ein Mark-up iHv 1,05% als zusätzliche Investitionsförderung gewährt

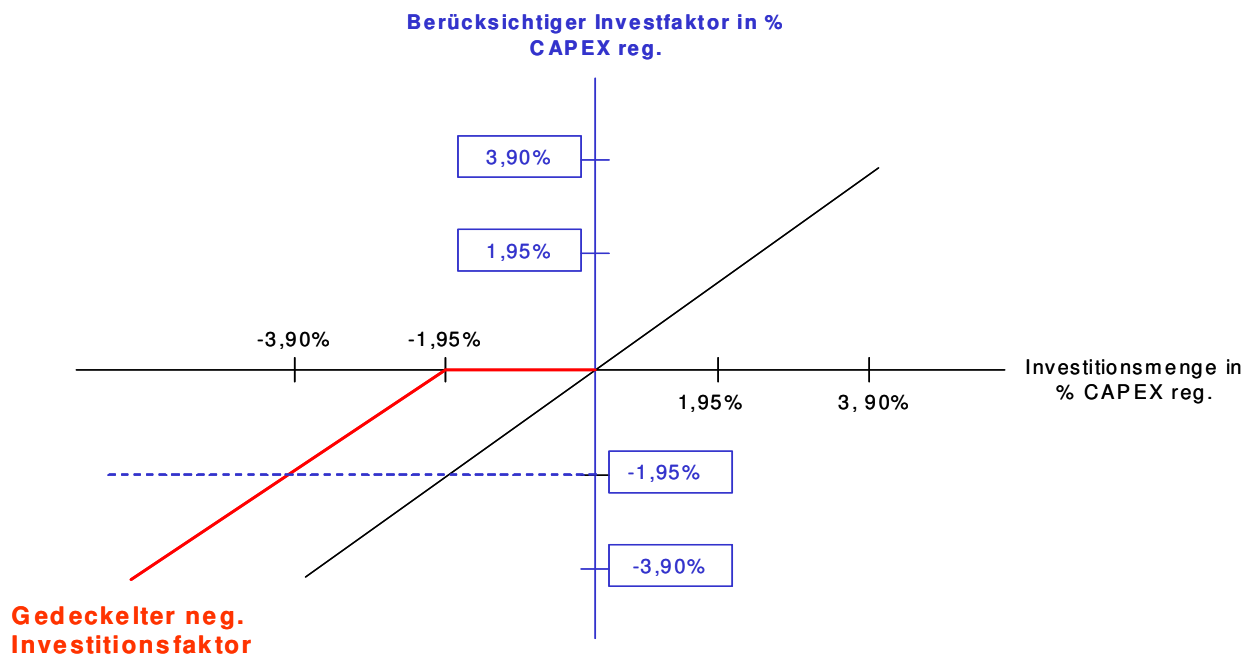
Um ausschließlich notwendige Investitionen zu fördern und entsprechende Anreize für die Durchführung von Investitionen zu gewährleisten, kann der Investitionsfaktor auch einen negativen Wert annehmen, welcher durch die Einführung eines entsprechenden Deckels abgefedert wird.

Ein negativer Investitionsfaktor (vor Berücksichtigung des Mark-Ups) kommt nur dann zur Anwendung, falls dieser einen größeren Wert als ein Anteil von mehr als 1,95% der

regulatorisch berücksichtigten CAPEX aufweist. Der die Toleranzgrenze übersteigende negative Investitionsfaktor wird um den positiven Mark-Up auf Investitionszugänge korrigiert. Im Rahmen der Vorbereitung auf die zweite Regulierungsperiode haben die Netzbetreiber umfassend ausgeführt, dass in Zukunft erhöhte Investitionen getätigt werden müssen und dies gutachterlich belegt, weshalb von einem negativen Investitionsfaktor nicht auszugehen ist.

Durch die Toleranzgrenze wird einerseits vermieden, dass nicht erforderliche Investitionen zur Vermeidung eines negativen Investitionsfaktors vorgenommen werden, und andererseits ein signifikant eingeschränktes Investitionsverhalten nicht begünstigt wird. Der Investitionsfaktor soll somit einen Anreiz für die Durchführung von Investitionen darstellen, wodurch die notwendigen finanziellen Mittel zur Substanzerhaltung der österreichischen Verteilernetze zur Verfügung gestellt werden und auch langfristig eine Qualitätsverbesserung und Erhöhung der Versorgungssicherheit erricht wird. Sollten keine bzw. deutlich geringere Investitionen zu einer Reduktion durch einen negativen Investitionsfaktor führen, wird dies – im Einklang mit der Kostenverursachungsgerechtigkeit gem. § 25 ElWOG – jedenfalls zu berücksichtigen sein. Die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber ist durch die Regulierungsbehörde regelmäßig zu überwachen.

Nachstehende Grafik soll die Auswirkung der Toleranzgrenze für den negativen Investitionsfaktors nochmals darstellen:



*Darstellung 3: Toleranzgrenze bei negativem Investitionsfaktor*

Während der zweiten Regulierungsperiode wird laufend untersucht, ob eine Veränderung der bisherigen Bilanzierungspraxis erfolgt und somit ein Umschichten von bisherigen Instandhaltungen und anderen operativen Kosten zu den Kapitalkosten erfolgt. Sollten derartige Maßnahmen durchgeführt werden, wären entsprechende Korrekturen auch im Bereich der operativen Kosten möglicherweise erforderlich. Für mögliche Anpassungen sind jedenfalls auch die ordnungsgemäß von unabhängigen Prüfern bestätigten Jahresabschlusswerte (Wirtschaftsprüfungsbericht) zu berücksichtigen. Dies ist vor dem

Hintergrund des grundsätzlichen für die Anreizregulierung gewählten Systems des Gesamtkostenbenchmarks erforderlich.

Aufgrund der generellen Orientierung des Investitionsfaktors an den historischen Kapitalkosten erfolgt für die Tarifiermittlung zum 1.1.2010 keine Anpassung der Kapitalkosten des Geschäftsjahres 2008.

### **Betriebskostenfaktor**

Hinsichtlich der Entwicklung der Betriebskosten soll anstelle der Abgabemengen auf die Entwicklung von physischen Netzanlagen (berücksichtigt durch gewichtete Systemlänge, wobei hier als Gewichtungsfaktoren jene des Benchmarks der Anreizregulierung mit 166% für Mittelspannung und 583% für Hochspannung herangezogen wurden) und Kundenzahl (berücksichtigt durch Zählpunkte) abgestellt werden, um Betriebskostenänderungen möglichst in Abhängigkeit von den relevanten Kostentreibern abbilden zu können. Es werden somit folgende zusätzliche Kosten im Rahmen des Betriebskostenfaktors berücksichtigt:

- 50,0 EUR pro Zählpunkt
- 1.900,0 EUR pro zusätzlicher Systemlänge Niederspannung in km
- 3.154,0 EUR (1,66 x 1.900) pro zusätzlicher Systemlänge Mittelspannung in km
- 11.077,0 EUR (5,83 x 1.900) pro zusätzlicher Systemlänge Hoch-/Höchstspannung in km

Veränderungen von Zählpunkten ohne tatsächliche Neukundenanschlüsse werden allerdings nicht berücksichtigt. Weiters werden die Betriebskostenfaktoren bei Leitungsrückbauten auf den Mittel- und Hochspannungsebenen mit „0“ gedeckelt. In Ausnahmefällen kann bei signifikanter Änderung der Anlagensubstanz der Betriebskostenfaktor einen negativen Wert annehmen. Die Veränderung der Anzahl der Zählpunkte und die Systemlänge Niederspannung in km kann auch negative Werte annehmen, welche entsprechend berücksichtigt werden. Zur Ermittlung des Betriebskostenfaktors wird stets ein Vergleich zum Basisjahr 2008 vorgenommen.

Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass der Investitions- und Betriebskostenfaktor erst mit der Tarifierung ab 1.1.2011 berücksichtigt wird.

### **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. Um eine ausgewogene Berücksichtigung dieser Sachverhalte zu erreichen wurde eine Regulierungsperiode von 4 Jahren in der SNT-VO 2006 festgelegt.

### **Berücksichtigung von zusätzlichen Effizienzen während der Regulierungsperiode („Carry Over“)**

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.

Aus Sicht der ECK ist es angemessen, 50% dieser zusätzlichen Kosteneinsparungen an die Endkunden weiterzugeben, wobei für deren Ermittlung sowohl die erste als auch die zweite Regulierungsperiode herangezogen werden. Die ermittelte zusätzliche Effizienz (am Ende der 2. Regulierungsperiode) soll zu je 50% zwischen Netzbetreibern und Endkunden verteilt werden. Ergänzend sei festgehalten, dass der ermittelte Carry-Over auch negative Werte aufweisen kann.

Dies erscheint vor dem Hintergrund erforderlich, dass die ermittelten Effizienzvorgaben für die Dauer von zwei Perioden ermittelt wurden und somit eine gemeinsame Betrachtung der gesamten 8 Jahre notwendig ist. Die Beurteilung der Höhe des Carry Over erfolgt auf Basis von zwei Detailanalysen, wobei die erste bereits auf Basis des Geschäftsjahres 2008 durchgeführt wurde. Um bereits mit der Tarifierung ab 1.1.2010 einen Teil der zusätzlichen Effizienzen den Kunden zukommen zu lassen, werden 25% des ermittelten Unterschiedsbetrages hierbei berücksichtigt. Die gesamte Aufteilung der Effizienzgewinne erfolgt nach dem Ende der zweiten Regulierungsperiode. Im Rahmen der 2. Detailanalyse ist jedenfalls darauf zu achten, dass Unternehmen keinen Vorteil daraus ziehen, sich wirtschaftlich ungünstiger darzustellen, als sie tatsächlich sind, um so einen größeren Anteil an den zu verteilenden Effizienzgewinnen zu erhalten.

### **Überführung des Kostenanpassungsfaktors unter Berücksichtigung Betriebs- und Investitionsfaktor in Netznutzungstarife**

Die ermittelten Kostenanpassungen für die Unternehmen müssen für jeden Inkrafttretensstichtag (01.01.2010/2011/2012/2013) in Tarife überführt werden.

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“) ab.

Die Darlegung dieser Mengengrößen 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  $K_{2010}$  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. Hierbei erfolgt keine grundsätzliche Änderung der Vorgangsweise gegenüber der ersten Regulierungsperiode.

Das Ausgleichszahlungsmodell stellt die Kosten- und Erlössituationen der Netzbetreiber gegenüber und gleicht eventuelle Über- oder Unterdeckungen mittels Ausgleichszahlungen aus.

Für die erste Tarifierung per 1.1.2010 werden die folgenden Informationen auf Basis des Geschäftsjahres 2008 herangezogen:

- Vorgelagerte Netzkosten, also Kosten die bei den Landesgesellschaften im Regelfall vom Übertragungsnetzbetreiber bzw bei den Stadtwerken von den Landesgesellschaften in Rechnung gestellt werden, bewertet zu Tarifen, die ab 01.01.2010 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.)
- Aktuelle Messerlöse des Geschäftsjahres (im Falle einer Änderung des Messentgeltes wäre dies gegenüber den pagatorischen Werten zu aktualisieren).
- 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 Gebrauchsabgabe wird nach der derzeitigen Praxis unpräjudiziell auf Basis des Erkenntnisses des Verfassungsgerichtshofs VfSlg. 17.798/2006 und dessen Folgerkenntnissen für den Elektrizitätsbereich zu 100 % kostenerhöhend berücksichtigt, insofern keine direkte Weiterverrechnung der Gebrauchsabgabe erfolgt. Im Sinne des VfGH enthält die Gebrauchsabgabe auch ein

Gewinnpräzipuum, welches weiterführenden Analysen zuzuführen ist, die jedenfalls eine marktkonforme vergleichbare Vorgangsweise zur Abgeltung von Dienstbarkeiten oder Servitutsrechten zu berücksichtigen haben.

Die vorgelagerten Netzkosten sind hinsichtlich der Nettokomponente von der Erzeugungsstruktur im Netzbereich abhängig und von der ECK schwer prognostizierbar. Die Prognosen und Einschätzungen des Übertragungsnetzbetreibers und der betroffenen Landesgesellschaften zeigen regelmäßig ein abweichendes Bild. Unter diesem Aspekt ist auch hier das Prinzip der letzt verfügbaren Istwerte (für 01.01.2010 die Werte des Geschäftsjahres 2008) der transparenteste Ansatz. 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. In einem ersten Schritt sind die Kosten für das Jahr 2010 zu ermitteln:

$$K_{2010} = OPEX_{2009} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2010})] + CAPEX_{2008} + vNK_{2010}$$

mit

$OPEX_{2009}$  = Kosten per 31.12.2009

$KA$  = Kostenanpassungsfaktor

$\Delta NPI_{2010}$  = Veränderung des Netzbetreiberpreisindex

wobei zwei unterschiedliche Vorgangsweisen zur Ermittlung der  $OPEX_{2009}$  für unterschiedliche Bilanzstichtage anzuwenden sind:

Geschäftsjahr 31.12.2008:  $OPEX_{2009} = OPEX_{2008} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{31.12.2009})]$

Geschäftsjahr 30.09.2008:  $OPEX_{2009} = OPEX_{2008} \cdot [(1 - KA)^{1,25} \cdot (1 + \Delta NPI_{30.09.2009})]$

Für die Netznutzungstarife per 01.01.2010 gilt demnach:

$$K_{2010} = \sum_{i=1}^n P_{2010,i} \cdot Q_{2008,i} + ME_{2008} + BKZ_{2008}$$

mit

$vNK_{2010}$  = vorgelagerte Netzmengen 2008 mit Tarifen 2010 exklusive Netzverlustkosten

$P_{2010,i}$  = Systemnutzungstarife 2010 für die Tarifkomponenten  $i = 1, \dots, n$  (NE3-LP, ..., NE7-WNT)

$Q_{2008,i}$  = Mengen für die Tarifkomponenten  $i = 1, \dots, n$  (NE3-LP (MW), ..., NE7-WNT(MWh))

$ME_{2008}$  = Messerlöse 2008

$BKZ_{2008}$  = Auflösung der BKZ 2008

Für die Folgejahre lautet die Anpassungsformel somit:

$$K_{2011} = K_{2010} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2011})] + BK.Faktor + Inv.Faktor + vNK_{2011} = \sum_{i=1}^n P_{2011,i} \cdot Q_{2009,i} + ME_{2009} + BKZ_{2009}$$

$$K_{2012} = K_{2011} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2012})] + BK.Faktor + Inv.Faktor + vNK_{2012} = \sum_{i=1}^n P_{2012,i} \cdot Q_{2010,i} + ME_{2010} + BKZ_{2010}$$

$$K_{2013} = K_{2012} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2013})] + BK.Faktor + Inv.Faktor + vNK_{2009} = \sum_{i=1}^n P_{2013,i} \cdot Q_{2011,i} + ME_{2011} + BKZ_{2011}$$

Für Netzbetreiber, die an Ausgleichszahlungen beteiligt sind, ist eine entsprechende Korrektur erforderlich. Ergänzend ist noch darauf zu verweisen, dass für die Ermittlung von  $K_{2011}$ ,  $K_{2012}$  und  $K_{2013}$  jeweils die Kosten exkl. Betriebskosten- und Investitionsfaktor sowie vorgelagerte Netzkosten des vorangegangenen Jahres herangezogen werden.

### **Zu § 17 Netzbereiche**

Die Bestimmung der Netzbereiche wurde im Vergleich zur SNT-VO 2006 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 2006 keine inhaltlichen Änderungen vorgenommen. Die Übergangsregelungen bezüglich der Einführung von Netzbereitstellungsentgelt für Entnehmer der Ebene 1 und 2 und Entnehmer im Netzbereich Steiermark und Graz sind nunmehr in § 3 geregelt.

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

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

### **Zu § 19 Abs. 1 Z 8**

Unter „Entnehmer“ sind gem § 7 Z 10 ElWOG Endverbraucher oder Netzbetreiber, welche elektrische Energie aus dem Netz beziehen, zu verstehen und somit auch die Bezieher von Pumpstrom.

Die bis 31.12.2008 geltende Befreiung für Pumpstromlieferungen für Pumpspeicherkraftwerke aus dem Jahr 1998 berücksichtigt die veränderte Situation am Strommarkt nicht hinreichend. Die signifikanten österreichischen Speicher- und Pumpstromkapazitäten werden bei weitem nicht ausschließlich zur Verfügungstellung von Regelleistung in den österreichischen Regelzonen eingesetzt, vielmehr wird der Betrieb in großem Maß marktpreisgetrieben optimiert. In der Vergangenheit wurden die Pumpspeicherkraftwerke vornehmlich auf Basis netztechnischer Erwägungen gesteuert und dienten somit vorwiegend der Netzstützung. Mittlerweile werden diese Kraftwerke im überwiegenden Ausmaß marktorientiert betrieben. Gerade für die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken ist dabei primär die Spreizung zwischen Base- und Peak-Preisen zu beachten, die den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken determiniert. Bei der marktorientierten Optimierung ist das Ziel, die verfügbaren Wassermengen (durch natürlichen Zufluss oder Pumpen) zu den jeweils teuersten Zeiträumen zur Stromerzeugung zu verwenden, um möglichst hohe Erlöse erzielen zu können. Pumpspeicherkraftwerke und deren Kosten sind demnach in der gemeinsamen österreichisch-deutschen Preiszone nur



bedingt für die entstehenden Marktpreise wesentlich. Vielmehr haben sie das Ziel die entstehenden Preise in Hochpreiszeiten möglichst gut auszunutzen. In Niedrigpreiszeiten entsteht durch Pumpeinsatz eine höhere Nachfrage, was in diesen Zeiten tendenziell preissteigernd wirkt. Die Tarife für Pumpstrom sind demnach auch im Gesamtkontext der Einstandskosten (z.B. für die reine Strombeschaffung zum Pumpen) zu sehen. Die Verrechnung von Tarifen für Pumpspeicherkraftwerke wird aufgrund einer marktorientierten Preisbildung zu keiner Erhöhung der Strompreise führen und es ist aufgrund dieser Neuregelung auch kein Marktversagen zu befürchten. Zur Wettbewerbssituation ist darauf hinzuweisen, dass in den für den österreichischen Markt relevanten europäischen Staaten, in denen Pumpspeicherkraftwerke zum Einsatz gelangen, insbesondere in Deutschland, Tarife für den Bezug von Strom auch für Pumpspeicherkraftwerke verrechnet werden.

Abseits von rein wirtschaftlichen Betrachtungen ist die große Bedeutung der Wasserkraft in Österreich zur ökologischen Stromerzeugung zu berücksichtigen. Für Pumpspeicher ergibt sich dabei die Situation, dass im Pumpbetrieb durch technische Wirkungsgrade mehr Strom verbraucht wird als mit der gepumpten Wassermenge zu einem anderen Zeitpunkt erzeugt werden kann. Dieser Mehrverbrauch wird in der Regel in Niedriglastzeiten in anderen Kraftwerken erzeugt. Eine genaue Zuordnung dieser Erzeugung ist nicht möglich. Es kann jedoch in etwa davon ausgegangen werden, dass der für die Mehrmengen benötigte Strom im Schnitt gemäß dem europäischen Erzeugungsmix aufgebracht wird.

Darüber hinaus beeinflusst der Einsatz von Pumpen die technische Dimensionierung des Netzausbaus maßgeblich mit, wodurch entsprechende Kosten entstehen und kostenverursachungsgerecht abzudecken sind. Es ist davon auszugehen, dass die Investitionsbereitschaft zur Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken nicht negativ beeinflusst wird, da die festgesetzten Tarife einen geringen Anteil an den Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes darstellen. Aufgrund der Kosten- und Erlösstruktur von Pumpspeicherkraftwerken im Verhältnis zu anderen Kraftwerkstypen wird es zu keiner veränderten Einsatzsystematik kommen und somit auch weiterhin die Erreichung der Klimaschutzziele gewährleistet werden. Festzustellen ist jedenfalls, dass am Markt Pumpspeicherkraftwerke aufgrund ihrer geringen variablen Kosten nicht preissetzend agieren.

Aufgrund des Ausbaus von Ökostromanlagen ist – im Wesentlichen beeinflusst durch die Forcierung der Windkraft – ein höheres Regelleistungserfordernis gegeben. Durch eine Bepreisung von Pumpstrom kann es natürlich zu einer Auswirkung auf den Regelleistungsmarkt kommen; gerade deshalb hat die Energie-Control GmbH gemeinsam mit anderen Marktteilnehmern wie z.B. der OeMAG parallel Maßnahmen gesetzt, um die notwendigen Leistungen und Mengen durch spezifische Mechanismen (Handlungsmöglichkeiten, Wochenendzuweisung, etc.) entsprechend zu reduzieren.

### **Zu § 19 Abs. 2**

Sofern im Rahmen des AGZ Modells ein Kostenausgleich zwischen den Netzbetreibern in Oberösterreich erfolgen sollte, sind die unter § 19 Abs. 2 Z 5 angeführten Kosten zu berücksichtigen und nicht zusätzlich zu verrechnen.

## Zu § 20 Bestimmung der Tarife für das Netzverlustentgelt

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

Aufgrund steigender Netzverluste sind sämtliche Verursacher von Netzverlusten, somit Entnehmer und Einspeiser verpflichtet Netzverlustentgelte zu bezahlen (vgl. Erläuterungen zu § 6 Abs. 1).

Die Systematik der Ermittlung angemessener Netzverlustkosten wurde unter Berücksichtigung aktueller Marktentwicklungen angewandt und kann wie folgt zusammengefasst werden, wobei eine Aktualisierung mit Ende Oktober 2009 zu berücksichtigen ist:

### Ermittlung Netzverlustkosten der Netzebene 1 und Netzebene 2

	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 %
<b>Beschaffung 2004:</b>						
Jahresmittelwert 2002 F1 BY 04	24,29	75%	30%	5,46		
Jahresmittelwert 2002 F1 PY 04	35,99	25%	30%	2,70		
Jahresmittelwert 2003 F1 BY 04	27,96	75%	70%	14,68		
Jahresmittelwert 2003 F1 PY 04	43,53	25%	70%	7,62		
<b>Summe</b>				<b>30,46</b>	<b>28,25</b>	7,25%
<b>Beschaffung 2005:</b>						
Jahresmittelwert 2003 F1 BY 05	28,53	75%	30%	6,42		
Jahresmittelwert 2003 F1 PY 05	44,39	25%	30%	3,33		
Jahresmittelwert 2004 F1 BY 05	33,49	75%	70%	17,58		
Jahresmittelwert 2004 F1 PY 05	49,13	25%	70%	8,60		
<b>Summe</b>				<b>35,93</b>	<b>34,70</b>	3,42%
<b>Beschaffung 2006:</b>						
Jahresmittelwert 2004 F1 BY 06	34,10	75%	30%	7,67		
Jahresmittelwert 2004 F1 PY 06	51,10	25%	30%	3,83		
Jahresmittelwert 2005 F1 BY 06	41,26	75%	70%	21,66		
Jahresmittelwert 2005 F1 PY 06	56,34	25%	70%	9,86		
<b>Summe</b>				<b>43,03</b>	<b>43,00</b>	0,06%
<b>Beschaffung 2007:</b>						
Jahresmittelwert 2005 F1 BY 07	39,94	75%	30%	8,99		
Jahresmittelwert 2005 F1 PY 07	54,38	25%	30%	4,08		
Jahresmittelwert 2006 F1 BY 07	55,01	75%	70%	28,88		
Jahresmittelwert 2006 F1 PY 07	81,02	25%	70%	14,18		
<b>Summe</b>				<b>56,13</b>	<b>53,40</b>	4,86%
<b>Beschaffung 2008:</b>						
Jahresmittelwert 2006 F1 BY 08	54,87	75%	30%	12,35		
Jahresmittelwert 2006 F1 PY 08	80,12	25%	30%	6,01		
Jahresmittelwert 2007 F1 BY 08	54,84	75%	70%	28,79		
Jahresmittelwert 2007 F1 PY 08	78,59	25%	70%	13,75		
<b>Summe</b>				<b>60,90</b>	<b>59,20</b>	2,79%
<b>Beschaffung 2009:</b>						
Jahresmittelwert 2007 F1 BY 09	55,40	75%	30%	12,47		
Jahresmittelwert 2007 F1 PY 09	79,46	25%	30%	5,96		
Jahresmittelwert 2008 F1 BY 09	72,20	75%	70%	37,90		
Jahresmittelwert 2008 F1 PY 09	101,83	25%	70%	17,82		
<b>Summe</b>				<b>74,15</b>	<b>67,77</b>	8,60%
<b>Beschaffung 2010:</b>						
Jahresmittelwert 2008 F1 BY 10	69,17	75%	30%	15,56		
Jahresmittelwert 2008 F1 PY 10	99,00	25%	30%	7,43		
Jahresmittelwert 2009 F1 BY 10	49,99	75%	70%	26,25		
Jahresmittelwert 2009 F1 PY 10	71,50	25%	70%	12,51		
<b>Summe</b>				<b>61,75</b>		5,42%
abzüglich Abschlag aus Mittelwert 2006, 2007 und 2008				3,59%		
Zwischensumme				59,53		
Ausgleichsenergiekosten 2008				0,58		
<b>Netzverlustbepreisung 2009</b>				<b>60,11</b>		

*Table 1: Berechnung Netzverlustbepreisung (NE 1-2); Quelle: E-Control, Stand vom 2.12.2009*

### Ermittlung Netzverlustkosten ab Netzebene 3

	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 %
<b>Beschaffung 2004:</b>						
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		
<b>Summe</b>				<b>31,61</b>	<b>28,95</b>	8,42%
<b>Beschaffung 2005:</b>						
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		
<b>Summe</b>				<b>37,19</b>	<b>34,56</b>	7,06%
<b>Beschaffung 2006:</b>						
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	41,26	67%	70%	19,35		
Jahresmittelwert 2005 F1 PY 06	56,34	33%	70%	13,01		
<b>Summe</b>				<b>44,28</b>	<b>43,65</b>	1,42%
<b>Beschaffung 2007:</b>						
Jahresmittelwert 2005 F1 BY 07	39,94	67%	30%	8,03		
Jahresmittelwert 2005 F1 PY 07	54,38	33%	30%	5,38		
Jahresmittelwert 2006 F1 BY 07	55,01	67%	70%	25,80		
Jahresmittelwert 2006 F1 PY 07	81,02	33%	70%	18,72		
<b>Summe</b>				<b>57,93</b>	<b>53,60</b>	7,47%
<b>Beschaffung 2008:</b>						
Jahresmittelwert 2006 F1 BY 08	54,87	67%	30%	11,03		
Jahresmittelwert 2006 F1 PY 08	80,12	33%	30%	7,93		
Jahresmittelwert 2007 F1 BY 08	54,84	67%	70%	25,72		
Jahresmittelwert 2007 F1 PY 08	78,59	33%	70%	18,15		
<b>Summe</b>				<b>62,84</b>	<b>59,20</b>	5,79%
<b>Beschaffung 2009:</b>						
Jahresmittelwert 2007 F1 BY 09	55,40	67%	30%	11,14		
Jahresmittelwert 2007 F1 PY 09	79,46	33%	30%	7,87		
Jahresmittelwert 2008 F1 BY 09	72,20	67%	70%	33,86		
Jahresmittelwert 2008 F1 PY 09	101,83	33%	70%	23,52		
<b>Summe</b>				<b>76,39</b>	<b>67,77</b>	11,28%
<b>Beschaffung 2010:</b>						
Jahresmittelwert 2008 F1 BY 10	69,17	67%	30%	13,90		
Jahresmittelwert 2008 F1 PY 10	99,00	33%	30%	9,80		
Jahresmittelwert 2009 F1 BY 10	49,99	67%	70%	23,45		
Jahresmittelwert 2009 F1 PY 10	71,50	33%	70%	16,52		
<b>Zwischensumme</b>				<b>63,67</b>		8,18%
abzüglich Abschlag aus Mittelwert 2007, 2008 und 2009				6,01%		
<b>Zwischensumme</b>				<b>59,84</b>		
Ausgleichsenergiekosten 2009				0,58		
<b>Netzverlustbepreisung 2010</b>				<b>60,42</b>		

*Tabelle 2: Berechnung Netzverlustbepreisung (NE 3-7); Quelle: E-Control; Stand vom 2.12.2009*

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

Durch das Systemdienstleistungsentgelt werden die Kosten zur Erbringung der für den Betrieb der Regelzonen erforderlichen Sekundärregelleistung abgedeckt. Zur Erbringung der Regelleistung schließt der Regelzonenführer Verträge mit Kraftwerksbetreibern. Diese beinhalten die Bereithaltung der notwendigen Leistung und deren Bepreisung. Aufgrund des Marktniveaus für die Leistungsbereitstellung und der entsprechenden Entwicklung der Erzeugungsmengen, ist eine Anpassung des Systemdienstleistungsentgeltes erforderlich. Die Behörde hat sowohl die Höhe der bereitgehaltenen Leistung als auch den Preis auf Angemessenheit überprüft und diese Kosten nach dem Grundsatz der Kostenverursachung auf das Systemdienstleistungsentgelt umgelegt.

## **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.

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. Um aktuelle Preisentwicklungen der Zähler antizipieren zu können, werden dazu im Rahmen des nächsten Ermittlungsverfahrens Ermittlungen durchgeführt, dies entspricht u.a. auch dem Wunsch einzelner Netzbetreiber.

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.

Der Höchstpreis des für Smart Meter zu leistenden Messentgelts richtet sich nach der Funktion, die der Smart Meter erfüllt. Jedenfalls darf das Entgelt für Smart Meter derzeit nicht das bisher zur Verrechnung gelangte Messentgelt übersteigen.

### **Zu § 22 Abs 2 und 3**

Für die Funktionen, die ein Tarifschaltgerät bzw. ein Prepaymentzähler erfüllen, die im Zusammenhang mit Messleistungen benötigt werden, werden Höchstpreise je angefangenen Kalendermonat festgelegt, da in der Praxis insbesondere diese beiden Zusatzleistungen Regelungsbedarf erkennen haben lassen. Die festgelegten Höchstpreise kommen zusätzlich zu den gem. § 22 Abs. 1 zu verrechnenden Entgelten für Messleistungen zur Anwendung.

Da die Verordnung weder abschließend alle vorkommenden Messeinrichtungen definieren noch für all diese jeweils Höchstpreise festlegen kann, werden in Abs. 3 für alle Zusatzeinrichtungen, abgesehen von Tarifschaltgeräten und Prepaymentzählern, die im Zusammenhang mit Messdienstleistungen stehen, in Fortführung der bisherigen Behördenpraxis Höchstpreise mit 1,5 % des Gerätewertes angesetzt.

**Zu § 22 Abs 4**

Die Kosten für die Montage/Umstellung/Demontage der Messeinrichtungen und Geräte, die Funktionen im Sinne des § 10 Abs. 1 Z 5 bis 12 erfüllen, wurden außer im Falle von Wandlermessungen und/oder Lastprofilzählern in Form einer Pauschale in die SNT-VO 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 Gerätes in Verbindung stehenden Kosten ab. Eine Vorbereitung des Messplatzes oder andere über den Normalumfang hinausgehenden Leistungen des Netzbetreibers sind nicht in der Pauschale enthalten. 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 5**

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 2006 außer Kraft. Da aufgrund von § 9 Abs. 3 eine Umstellung der Verrechnung erforderlich ist, war das Inkrafttreten erst mit 1. Oktober 2010 vorzusehen (vgl auch die Ausführungen zu § 9 Abs. 3).