

Erläuterungen zur
Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die
Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2004) geändert wird
(2. Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung-Novelle 2006, 2. GSNT-VO-Novelle 2006)

Allgemeiner Teil

2. GSNT-VO-Novelle 2006

Mit der vorliegenden Novelle zur GSNT-VO 2004 werden in erster Linie die Tarife neu festgesetzt und begleitend einige Bestimmungen angepasst. Die Tarifänderung erfolgt auf Grund der Ergebnisse eines umfassenden Kostenprüfungsverfahrens, in dem aktuelle Daten verwertet werden konnten.

Besonderer Teil

Zu § 2 Begriffsbestimmungen

Zu § 2 Z 1

Erfolgt die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts gemäß § 5 Abs 6 durch das Zwölftel des verordneten Leistungspreises mit dem monatlichen Spitzenleistungswert, dann gilt eine monatliche Abrechnungsperiode als vereinbart.

Zu § 3 Umschreibung der Netzbereiche

Zu § 3 Z 1 lit a

Die Umschreibung des Netzbereiches der Netzebene 1 wurde um die Leitung zwischen der WAG-Abzweigstation Bad Leonfelden und Linz erweitert.

Zu § 3 Z 2 lit b, c, f und i

Die Umschreibung der Netzbereiche bleibt unverändert. Mit den Änderungen werden die in der Verordnung angeführten Firmenwortlaute den tatsächlichen Verhältnissen angepasst.

Zu § 5 Bestimmung des Netznutzungsentgelts

Finanzierungskosten

Die Bestimmung angemessener Finanzierungskosten ist eine wesentliche Grundlage für die Investitionsbereitschaft und damit für die Versorgungssicherheit betreffend Erdgasfern- und -verteilerleitungen. Stellen Investoren Netzbetreibern Kapital zur Verfügung, so verlangen sie dafür üblicherweise aufgrund des Opportunitätskostenprinzips eine entsprechende Vergütung. Regulierte

Unternehmen müssen zur Sicherstellung der zukünftigen Kapitalbereitstellung durch den Kapitalmarkt den Kapitalgebern im Rahmen der Regulierung jene Rendite gewähren, die diese für eine Investition ihrer Mittel in eine Anlage mit vergleichbarer Risikostruktur erhalten.

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

Die Systematik sollte folgenden Anforderungen Rechnung tragen:

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

Die Finanzierungskosten ermitteln sich aus einem Finanzierungskostensatz multipliziert mit der verzinslichen Kapitalbasis.

Der Finanzierungskostensatz wird auf Basis des WACC (weighted average cost of capital) berechnet. Dabei werden die Verzinsungsansprüche der Eigenkapitalgeber mit dem Eigenkapital und die Verzinsungsansprüche der Fremdkapitalgeber mit dem Fremdkapital gewichtet. Dieses Verfahren wird von den europäischen Regulierungsbehörden mit zum Teil unterschiedlichen Parametern angewendet und auch von der Energie-Control Kommission (ECK) bei der Ermittlung der Systemnutzungstarife Strom zur Anwendung gebracht.

Der WACC lässt sich formal darstellen durch:

$$WACC_{vorSteuer} = g \times r_{FK} + [(1 - g) \times r_{EK}] / (1 - T)$$

mit

r_{FK} = Fremdkapitalzinssatz

r_{EK} = Eigenkapitalzinssatz

g = *Gearing*, d.h. Anteil Fremdkapital an Gesamtkapital

T = Steuersatz

Zur Ermittlung des WACC müssen somit bestimmt werden:

- Fremdkapitalzinssatz
- Eigenkapitalzinssatz
- Gearing

Zu diesen Punkten lagen bereits bei der Erlassung der Stammfassung der GSNT-VO 2004 folgende Gutachten vor:

- Bernhard Haider: „Gutachten zur Bestimmung eines angemessenen Kapitalkostensatzes für Gasnetzbetreiber in Österreich“, November 2003
- London Economics (im Auftrag des Fachverbandes Gas / Wärme): „Die Ermittlung des gewogenen durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (WACC) für Gasnetzbetreiber in Österreich“, Juli 2003

- Dockner/Zechner (im Auftrag der EVN AG): „Gutachten zur Ermittlung eines angemessenen Kapitalkostensatzes für Gasnetzbetreiber in Österreich“, August 2003

Die ECK hat sich im Zuge der Erlassung der GSNT-VO 2004 eingehend mit diesen Gutachten und Vorbringen der Netzbetreiber auseinandergesetzt (vgl dazu auch die Erläuterungen zur GSNT-VO 2004). Von diesen grundsätzlichen Erwägungen ist die ECK auch bei Erlassung der vorliegenden Novelle geleitet. Freilich wurden die für die Berechnung heranzuziehenden Daten aktualisiert.

Fremdkapitalzinssatz (r_{FK}) bestimmt sich aus der Summe eines risikolosen Zinssatzes und eines Risikozuschlages für Fremdkapital. Als Basis für den risikolosen Zinssatz wird die Rendite von österreichischen Staatsanleihen (10 Jahre Laufzeit) herangezogen. Für die Bestimmung des relevanten Wertes stehen einerseits historische Daten (Durchschnittswerte österreichischer Staatsanleihen), aber auch stichtagsbezogene Werte zur Verfügung. In den Gutachten Bogner und London Economics wird die durchschnittliche Rendite von österreichischen Staatsanleihen der letzten fünf bzw drei Jahre herangezogen. Da es sich bei der Bestimmung von Systemnutzungstarifen um eine zukunftsorientierte Entscheidung handelt, sind möglichst aktuelle, für die Zukunft relevante Parameter zu berücksichtigen. Diese Vorgehensweise wird im Gutachten Haider gewählt. Als Grundlage für aktuelle Markterwartungen über zukünftige Zinssätze wird der aktuelle Zinssatz österreichischer Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 Jahren herangezogen. Die Rendite beträgt für September 2006 3,80 % (Quelle: OeNB-Homepage Internationale Zinssätze, Renditen langfristiger staatlicher Schuldverschreibungen, Wert Österreich, http://www.oenb.at/de/stat_melders/datenangebot/internat_vergleiche/zinssaetze/zinssaetze_und_renditen.jsp). Die ECK erachtet diese Vorgehensweise bei jährlichen Tarif- und Kostenprüfungen als sachgerecht, da hierbei eine jährliche Aktualisierung der Parameter durchgeführt wird. Diese Vorgehensweise wurde auch konsequent bei allen Novellierungen der Systemnutzungstarife zur Anwendung gebracht.

Das Gutachten von London Economics geht davon aus, dass ein Risikozuschlag auf den risikolosen Zinssatz für Fremdkapital in Höhe von 221 Basispunkten angemessen ist, um die Fremdkapitalkosten zu bestimmen. In einem Gutachten für den niederländischen Regulator, DTe, weist Frontier Economics (2006)¹ 80 Basispunkte aus. Von Haider wird ebenfalls ein Zuschlag zur Ermittlung der Eigenkapitalkosten angesetzt, dieser allerdings mit 60 Basispunkten fixiert. Dieser Wert ist nach den Erwägungen der verordnungserlassenden Behörde auch bei der Ermittlung der Fremdkapitalzinsen heranzuziehen.

Somit ergibt sich für den Fremdkapitalzinssatz (Stand: September 2006):

$$r_{FK} = 3,80\% + 0,60\% = 4,40\%$$

Die Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes lässt sich formal darstellen durch:

$$r_{EK} = r_{FK} + \beta_{ver} \times (r_M - r_{rl})$$

mit

β_{ver} = Betafaktor (verschuldet)

$(r_M - r_{rl})$ = Marktrisikoprämie, d.h. Differenz aus Renditen am Aktienmarkt und risikoloser Anlage

Die Marktrisikoprämie wird aus dem Vergleich der Renditen im Aktienmarkt und Renditen längerfristiger staatlicher Anleihen gewonnen. Abhängig vom Betrachtungszeitraum sowie vom relevanten Kapitalmarkt weichen die Marktrisikoprämien zum Teil stark voneinander ab. Von London Economics wird die Marktrisikoprämie mit 6,13 % ermittelt. Auf Basis empirischer

¹ Frontier Economics, The Cost of Capital for Regional Distribution Companies, A Report for DTe, London, 2006.

Untersuchungsergebnisse (Bandbreite von 4,5 % bis 5,5 %) wird von Haider die Marktrisikoprämie mit 5 % angesetzt. Diese wird auch im Gutachten Dockner/Zechner in derselben Höhe angesetzt. Frontier Economics (2006) kommt auf eine Bandbreite von 4%-6%. Die Behörde belässt die relevante Marktrisikoprämie bei 5 %.

Das unverschuldete Beta (β_{unver}), das heißt die Risikoeinschätzung des nicht diversifizierbaren Risikos, ist für Netzbetreiber einzuschätzen. Ein Betawert von 1 entspricht definitionsgemäß der Markterwartung des Gesamtmarktes. In Frontier Economics (2006) wird eine Bandbreite von 0,23-0,36 angegeben. Die Bandbreite des unverschuldeten Beta von 0,3 bis 0,35 (verwendeter Mittelwert 0,325) wird seitens der ECK weiterhin als angemessen betrachtet, da keine Änderung der Rahmenbedingungen und somit der Risikoeinschätzung der Netzbetreiber zu beobachten waren. Es wird daher das arithmetische Mittel in Höhe von 0,325 als Beta-Faktor herangezogen.

Das unverschuldete Beta (β_{unver}) muss in der Folge in das verschuldete Beta (β_{ver}) überführt werden. Dies erfolgt mittels der Modigliani-Miller Formel, die sich formal darstellen lässt durch:

$$\beta_{ver} = \frac{(1-g)}{(1-g) + g \cdot (1-T)} \cdot \beta_{unver}$$

mit

g = Gearing

T = Steuersatz

Gearing (g) ist eine Maßzahl für den Kapitalanteil der durch Fremdkapital im Verhältnis zum Gesamtkapital dem Unternehmen zur Verfügung steht. Ein Gearing von 100% bedeutet, dass sich das Unternehmen nur durch Fremdkapital finanziert.

Im Gutachten Haider wird von einem Gearing von 50 % bis 60 % ausgegangen. Im Vergleich dazu führt London Economics ein Gearing von 55% bis 60% und Dockner/Zechner ein Gearing von 42% an. Frontier Economics (2006) gehen von einem Gearing von 60% aus.

In Rahmen der GSNT-VO-Novelle 2005 wurde ausgehend von den Daten des Geschäftsjahres 2003 der österreichischen Gasunternehmen eine durchschnittliche Kapitalstruktur von 45 % Eigenkapital, 40 % verzinsliches Fremdkapital und 15 % unverzinsliches Fremdkapital ermittelt.

Eine Bilanzanalyse für das Geschäftsjahr 2004 und 2005 der Gasnetzbetreiber ist nur eingeschränkt möglich. Aufgrund unternehmensinterner Organisationsänderungen im Rahmen des Unbundling sind erhebliche Änderungen der Bilanzsumme abhängig von konzerninternen Verrechnungen feststellbar, welche das Verhältnis Fremd- und Eigenkapital verzerren. Die Ausgestaltung des Unbundling (Pachtlösung) kann auch dazu führen, dass die Bilanz eines Gasnetzbetreibers keine Sachanlagen mehr enthält mit entsprechender Auswirkung auf das Verhältnis zwischen Eigen-/Fremdkapital. Die meisten Gasnetzbetreiber sind weiterhin in einem Gesamtkonzern eingebettet, wobei die Finanzierungstätigkeit auf Konzernebene vorgenommen wird und die Kapitalstruktur des Gasnetzbetreibers nur bedingt repräsentativ ist.

Aufgrund obiger Ausführungen ist die Eigen-/Fremdkapitalaufteilung der GSNT-VO-Novelle 2005 nicht mehr möglich und eine adaptierte Vorgehensweise für die Bestimmung des Verhältnisses zwischen Eigen-/Fremdkapital vorzunehmen. In weiterer Folge wird von einer Einteilung des Fremdkapitals in verzinsliches und unverzinsliches Fremdkapital abgesehen und der pauschale Abzug von 15% unverzinsliches Fremdkapital findet bei der Berechnung des WACC keine Anwendung mehr. Ausgehend von Haider, London Economics und Frontier Economics (2006) sowie internationaler Regulierungspraxis für Gasnetzbetreiber (England und Niederlande) wird ein

Verhältnis zwischen Eigen-/Fremdkapital von 40%/60% als Zielkapitalstruktur festgelegt. Dies ergibt einen Wert für das *Gearing* bei der Bestimmung des WACC von 60%.

Mit dem Inkrafttreten des Steuerreformgesetzes am 01.01.2005 liegt der Körperschaftsteuersatz bei 25 %. Dieser Steuersatz wird für die Berechnung des verschuldeten Betafaktors (β_{ver}) verwendet.

Für den verschuldeten Betafaktor (β_{ver}) gilt somit:

$$\beta_{ver} = \frac{(1-g)}{(1-g) + g \cdot (1-T)} \cdot \beta_{unver} = \frac{(1-60\%)}{(1-60\%) + 60\% \cdot (1-25\%)} \cdot 0,325 = 0,691$$

Daraus resultiert für den Eigenkapitalzinssatz:

$$r_{EK} = r_{FK} + \beta_{ver} \times (r_M - r_{rf}) = 3,80\% + 0,691 \times 5\% = 7,25\%$$

Der $WACC_{vorSteuer}$ ermittelt sich somit aus:

$$WACC_{vorSteuer} = 60\% \times 4,40\% + [(1-60\%) \times 7,25\%] / (1-25\%) = 6,51\%$$

Die Parameter für die Ermittlung des $WACC_{vorSteuer}$ sind in Tabelle 1 noch einmal zusammengefasst.

Ableitung WACC	
risikoloser Zins	3,80%
Risikozuschlag für Fremdkapital	0,60%
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuer)	4,40%
Marktrisikoprämie	5,00%
Betafaktor	0,325
Betafaktor (verschuldet)	0,691
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern)	7,25%
Gearing	60,00%
Steuersatz	25,00%
WACC (vor Steuer)	6,51%
Aktualität: risikoloser Zins	Sep 06

Tabelle 1: Ermittlung gewogener Kapitalkostensatz (WACC)

Verzinsliche Kapitalbasis

Ein angemessener Finanzierungskostensatz ist eine wesentliche Grundlage dafür, dass der Gasnetzbetreiber Kapital zur Finanzierung von Investitionen in Netzanlagen zur Verfügung gestellt bekommt. Nur durch eine entsprechende Verzinsung der Netzanlagen kann der Gasnetzbetreiber das Anlagevermögen, welches zum Netzbetrieb notwendig ist, erhalten und erweitern.

Grundlage für die Ermittlung des verzinslichen Kapitals des Gasnetzbetreibers sind die Vermögenswerte, welche für den Betrieb des Netzes notwendig sind. Dies sind die Positionen aus der Unbundling-Bilanz des Gasnetzbetreibers „immaterielle Vermögensgegenstände“ (z.B. Servitutsrechte) und das Anlagevermögen (z.B. Rohrleitungen, Gasdruckregelanlagen, usw.).

Die dadurch ermittelten Vermögenswerte müssen jedoch nicht zur Gänze vom Gasnetzbetreiber finanziert werden, da ein Teil davon in Form von Netzzutrittsentgelten (Baukostenzuschüsse) bereits durch die Kunden finanziert wurde. Es sind deshalb die passivierten Baukostenzuschüsse in Abzug zu bringen.

Bei der Ermittlung der verzinslichen Basis wird von der Systematik der GSNT-VO-Novelle 2005 abgewichen, wo von der Aktiv-Seite der entflochtenen Bilanz zum Ende des Geschäftsjahres Finanzanlagen, Wertpapiere und Anteile, Kassenbestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten sowie Baukostenzuschüsse in Abzug gebracht wurden.

Eine Analyse der Geschäftsjahre 2004 und 2005 hat ergeben, dass aufgrund organisatorischer Änderungen im Zuge des Unbundling beim Umlaufvermögen aufgrund konzerninterner Verrechnungen erhebliche Volatilitäten und Erhöhungen festgestellt wurden, was einen pauschalen Abzug von 15% bei der Berechnung des WACC nicht mehr sachgerecht erscheinen lässt. Weiters werden Erhöhungen und Volatilitäten des verzinslichen Kapitals – ermittelt nach der Berechnungsmethode gem. GSNT-VO-Novelle 2005 – zwischen Geschäftsjahren festgestellt, die durch Investitionen in Netzanlagen nicht begründbar sind. Diese treten bei der Berechnungsmethode gem. 2. GSNT-VO-Novelle 2006 nicht auf, da die Entwicklung von konzerninternen Verrechnungen keine Auswirkung auf das verzinsliche Kapital hat. Nach der Berechnungsmethode gem. 2. GSNT-VO-Novelle 2006 erhöht sich somit das verzinsliche Kapital nur dann, wenn ein Gasnetzbetreiber Investitionen in Netzanlagen tätigt, wofür dem Gasnetzbetreiber durch die Regulierung entsprechende Finanzierungskosten zugestanden werden müssen. Bei der Berechnungsmethode gem. 2. GSNT-VO-Novelle 2006 erfolgt die Bereinigung um das Umlaufvermögen somit nicht mehr durch eine Hinzurechnung und den anschließenden pauschalen Abzug von 15% bei der Berechnung des WACC, sondern dadurch, dass das Umlaufvermögen bei der Ermittlung des verzinslichen Kapitals nicht mehr herangezogen wird.

Die Berechnungsmethode gem. 2. GSNT-VO-Novelle 2006 für das verzinsliche Kapital gilt unabhängig von der Ausgestaltung des Unbundling. Für Gasnetzbetreiber, welche die Netzanlagen gepachtet haben, wird der Restbuchwert der verpachteten Anlagen mit Ende des Geschäftsjahres reduziert um die passivierten Baukostenzuschüsse in Ansatz gebracht (eine Anpassung der Abschreibungsdauern ist hierbei zu berücksichtigen).

Durch die Berechnungsmethode gem. 2. GSNT-VO-Novelle 2006 wird somit eine organisationsneutrale Ermittlung des verzinsliche Kapitals ermöglicht. Dadurch wird die Höhe des verzinslichen Kapitals von konzerninternen Bilanzstrukturen und -gestaltungsmöglichkeiten entkoppelt.

Abschreibungen

Im Rahmen des Ermittlungsverfahrens wurde festgestellt, dass große Bandbreiten bei der Wahl der Abschreibungsdauern für Rohrleitungen (20 bis 50 Jahre) der einzelnen Gasnetzbetreiber bestehen. Weiters wurde festgestellt, dass rund 65% der Ebene 1-, 50% der Ebene 2- und 20% der Ebene 3-Rohrleitungen bereits voll abgeschrieben sind. Bei den Rohrleitungen der Ebene 3 ist noch ergänzend anzuführen, dass der Anteil bereits voll abgeschriebener noch in Verwendung befindlicher Rohrleitungen bei alten Stadtnetzen über 50% beträgt. Diese Tatsachen legen den Schluss nahe, dass eine Anpassung und Vereinheitlichung der Abschreibungsdauern erforderlich ist, um eine nachhaltige Entwicklung der Kosten in der Zukunft zu gewährleisten. Als weitere Gründe für eine Vereinheitlichung zur Erzielung von nachhaltigen Kosten können folgende Punkte angeführt werden:

- Ein (weiteres) vorzeitiges Auslaufen von Abschreibungen und somit auch die Reduktion der Finanzierungskosten durch zu kurze Abschreibungsdauern ist nicht anzustreben.
- Netznutzungstarife sind kostenorientiert zu bestimmen und haben den Grundsätzen der Kostenverursachung zu entsprechen. Eine nicht der tatsächlichen Nutzung entsprechenden Abschreibungsdauer führt zu einer nicht sachgerechten Verteilung der Investitionskosten zwischen den Kunden im zeitlichen Ablauf.
- Durch eine der tatsächlichen Nutzungsdauer entsprechenden Abschreibungsdauer werden Tarifsprünge abhängig vom jeweiligen Stand im Investitionszyklus gemindert.
- Eine unterschiedliche Bilanzierungspolitik führt bei der Regulierung zu Intransparenz und möglicher Ungleichbehandlung.

Um eine angemessene Abschreibungsdauer zu ermitteln, wurde in einem ersten Schritt die zu berücksichtigende technische Nutzungsdauer erhoben und hierzu ein Gutachten durch den TÜV Österreich eingeholt. Darin wurde für sämtliche Rohrleitungsanlagen, ausgenommen einzelner im Gutachten angeführter Einschränkungen, eine Mindestlebensdauer von 50 Jahren unter den Voraussetzungen

- einer sachgemäßen Herstellung,
- eines ordnungsgemäßen Betriebes und
- einer entsprechenden Instandhaltung

ermittelt. Der im Gutachten gewählte Ansatz beinhaltet auch die Anforderungen nach den einschlägigen Regeln der Technik sowie die einschlägigen praktischen Erfahrungen des TÜV als akkreditierte Prüfungs- und Überwachungsstelle, sowie Erfahrungen von Schwesterorganisationen auf diesem Gebiet im Ausland, sowie Kontakte zu Forschungsinstitutionen, Herstellern und Betreibern.

Dieser Wert von 50 Jahren wird nicht als technische Lebensdauer dargestellt, eine Nutzung über diesen Zeitraum hinaus wird als gängige Praxis beschrieben. Im Rahmen von Stellungnahmen der Netzbetreiber und des Fachverbandes Gas Wärme wurde darauf verwiesen, dass für einzelne Materialien im Rohrleitungsbau kürzere Nutzungsdauern anzuwenden sind. Auf Basis dieser Gutachten wird als technische Nutzungsdauer für Rohrleitungen aus dem Werkstoff **PVC** eine **Nutzungsdauer von 30 Jahren** anstelle von 50 Jahren angesetzt.

In einem weiteren Schritt ist eine Überleitung von der technisch möglichen auf die betriebswirtschaftlich sinnvolle Nutzungsdauer und somit Abschreibungsdauer durchzuführen. Als Abschreibungszeitraum ist grundsätzlich die tatsächliche Nutzungsdauer des Vermögensgegenstandes im Unternehmen anzusetzen. Diese kann kürzer als die technische Nutzungsdauer sein, falls es für das Unternehmen von Vorteil ist, bereits vor dem Ende der technischen Nutzungsdauer den Vermögensgegenstand zu ersetzen.

Auf Basis von investitionstheoretischen Überlegungen und der vorliegenden Daten zur Alterstruktur der bestehenden Rohrleitungen erscheint eine betriebswirtschaftlich sinnvolle Abschreibungsdauer von 50 Jahren als möglich. Im Rahmen der Stellungnahmen der Unternehmen wurde darauf verwiesen, dass vor allem hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung Unsicherheit hinsichtlich der Absatzmöglichkeiten bestehen, weshalb eine Abschreibungsdauer von 50 Jahren als zu hoch eingestuft wird. Von Seiten der Behörde wird diesem Einwand teilweise gefolgt, weshalb für **sämtliche Rohrleitungsanlagen (exkl. PVC)** eine **Abschreibungsdauer von 40 Jahren** aufgrund des Risikos der zukünftigen Entwicklung angesetzt wird. Weiters wird die Schaffung von Anreizen für Neuinvestitionen in Gasleitungsnetze durch die ECK in Erwägung gezogen, um einem sinnvollen Ausbau bzw. Ersatz der Erdgasinfrastruktur noch zusätzlich zu fördern.

Analog zu der Anpassung der Abschreibungen wird auch die **Auflösung** der passivierten **BKZ** aufgrund des sachlich belegbaren Zusammenhangs mit der Abschreibungsdauer mit **40 Jahren** festgesetzt und entsprechende Anpassungen berücksichtigt.

Mengenbasis für Tarifierung

Glättung von Absatzschwankungen durch Anwendung des arithmetischen Mittelwertes der Jahre 2003-2005

Für die Mengenbasis (abgegebene kWh) wird pro Zone und Ebene das arithmetische Mittel aus den Werten 2003, 2004 und 2005 gebildet. Die Durchschnittsbildung gewährleistet, dass insbesondere witterungsbedingte Effekte, die zu „atypischen Jahren“ führen geglättet werden. Durch Differenzierung der Mengenentwicklung pro Zone und Ebene wird die Abbildung der Absatzstruktur im Netzbereich bestmöglich gewährleistet.

Die Glättung wird daher durch die Durchschnittsbetrachtung von 3 Jahren, für die auch gesicherte Werte existieren erreicht. Dadurch werden auch 3 „kalte“ oder „warme“ Jahre dann in den Tarifen entsprechen abgebildet und werden weder den Kunden noch den Netzbetreibern als wirtschaftliche Risikoposition zugerechnet sondern in durch eine angemessene Festlegung der Absatzstruktur für die Bestimmung der Systemnutzungstarife berücksichtigt.

Basis für Leistungswerte sowie Anzahl der Zählpunkte

Es wird davon ausgegangen, dass die verrechnete Leistung und die Anzahl der Zählpunkte keinen signifikanten witterungsbedingten Schwankungen unterworfen sind. Aus diesem Grund werden wie bisher einheitlich die letzt verfügbaren Istwerte, somit des Jahres 2005, herangezogen

Aus den oben genannten Schritten wird die Basis für die Tarifierung pro Netzbereich ermittelt, die den ermittelten Kosten gegenübergestellt wird.

Gebrauchsabgabe

Entsprechend des Erkenntnisses des Verfassungsgerichtshofes V 136 ua vom 11. März 2006 wird zukünftig bei der Festsetzung der Systemnutzungstarife jener Teil der Gebrauchsabgabe, der als Entgelt für die Benützung öffentlichen Gemeindegrundes anzusehen ist, als Kostenbestandteil des Netzbetriebes anerkannt. Nicht erfasst von dieser Vorgehensweise sind Netzbetreiber in Wien und Salzburg In diesen Bundesländern ist eine ausdrückliche Berechtigung bzw Verpflichtung zur Verrechnung der Gebrauchsabgabe an Endkunden in den jeweiligen Landesgesetzen vorgesehen.

Kostenaktualisierung

Die Tarifbestimmung hat grundsätzlich auf der Basis aktueller Daten zu erfolgen. Da der Bilanzstichtag des Prüfungsjahres aufgrund mangelnder Verfügbarkeit von Unternehmensdaten nicht mit dem Tag des Inkrafttretens der neuen Tarife zusammenfallen kann, muss für diesen Zeitraum eine sachgerechte Aktualisierung der vorhandenen Daten durch Zielvorgaben vorgenommen werden. Zu diesem Zwecke werden zwei gegenläufige Effekte abgebildet: (1) kostenreduzierende und (2) kostenerhöhende Faktoren. Der erste Faktor wird durch einen generellen Produktivitätsabschlag (X_{gen}) in der Höhe von 2,5% und der zweite Faktor durch eine Veränderung des Netzbetreiberpreisindex. Die Herleitung des generellen Produktivitätsabschlages (X_{gen}) wurde in den Erläuterungen zur GSNT-VO-Novelle 2005 ausführlich dargelegt und wird sinngemäß angewendet.

Die Zusammensetzung des Netzbetreiberpreisindex erfolgte in Anlehnung an die Vorgangsweise, welche in den Erläuterungen zur GSNT-VO-Novelle 2005 beschrieben wurde. Der Netzbetreiberpreisindex wurde auf Basis der letztverfügbaren Werte der Einzelindizes, abhängig vom entsprechenden Bilanzstichtag der Unternehmen, ermittelt.

Zählpunkte

Ein Zählpunkt ist die Einspeise- bzw. Entnahmestelle, an der eine Gasmenge messtechnisch erfasst und registriert wird. Wenn aufgrund des Messbereiches einer bestimmten Zählergröße an einem Zählpunkt des Endkunden nicht die gesamte Gasmenge erfasst werden kann, können Zählpunkte in einer Messanlage - mit einer Anschlussleitung - zur messtechnischen Verbrauchsabgrenzung zusammengefasst werden. Diese Regelung ist diskriminierungsfrei anzuwenden.

Zu § 5 Abs 6

Im Rahmen der Verrechnung der Leistungskomponente wurde eine Alternative zur bisherig gängigen Preis eingebracht, nicht nach Abschluss eines Abrechnungsjahres die Leistung auf Basis der Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts auf Basis des arithmetischen Mittels der im letzten Abrechnungszeitraum (= ein Jahr) monatlich gemessenen höchsten stündlichen Durchschnittsbelastung heranzuziehen.

Alternativ kann die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts durch das Zwölftel des verordneten Leistungspreises multipliziert mit der im monatlichen Abrechnungszeitraum gemessenen höchsten stündlichen Leistung erfolgen.

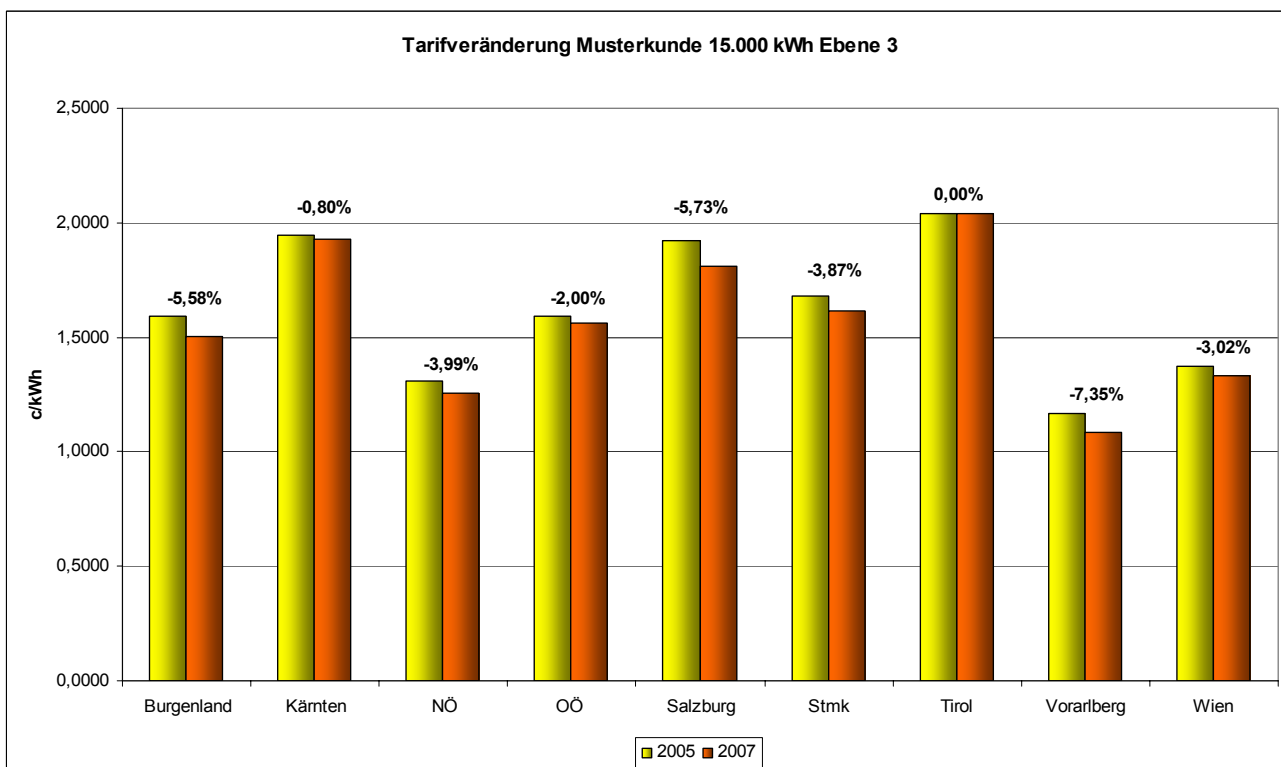
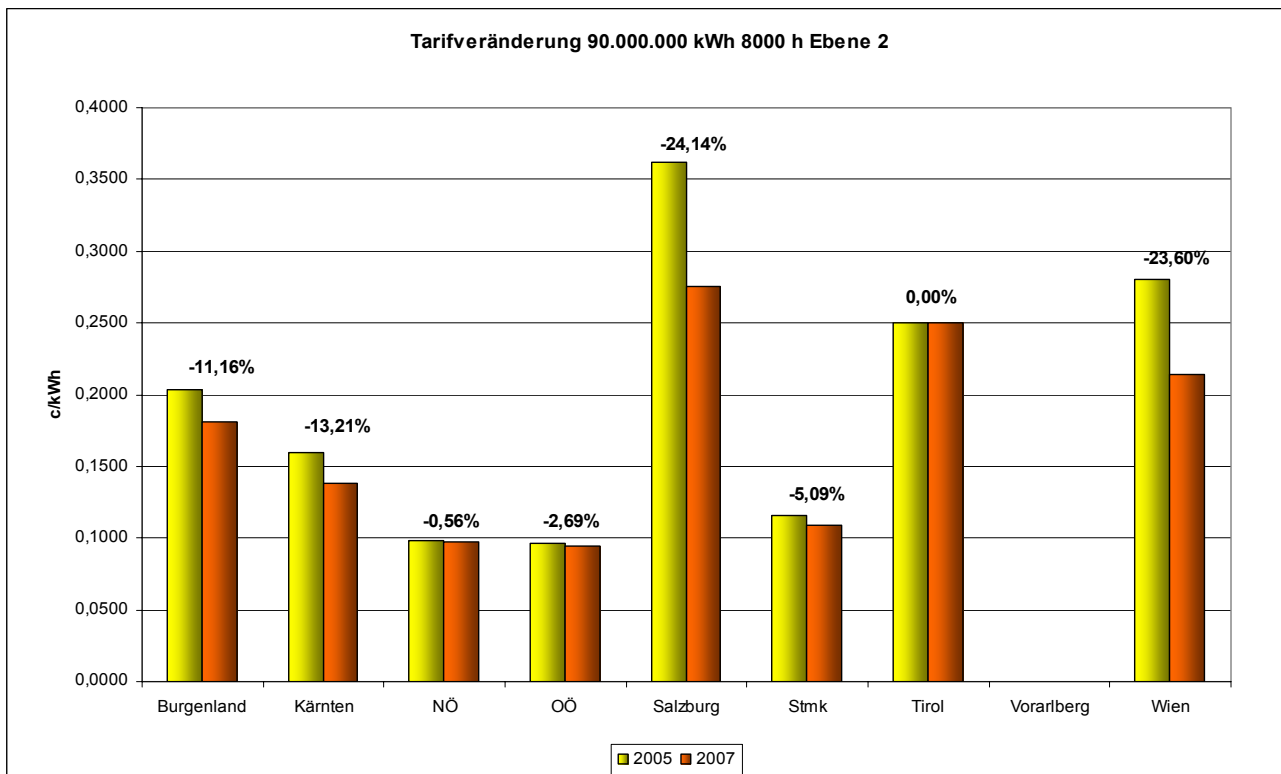
Somit ergibt sich für den Kunden eine zeitnahe, der tatsächlich in Anspruch genommenen Leistung entsprechende, Abrechnungsmöglichkeit der Leistungskomponente, welche sich rechnerisch nicht von der bisherigen Vorgangsweise auf ein Jahr bezogen unterscheidet.

Folgende Gleichung ist hierbei anzustellen:

$$\text{Leistungspreis} / 12 \times \text{Monatsspitzenleistung} = \Sigma \text{Monatsspitzenleistung(en)} / 12 \times \text{Leistungspreis}$$

Grafische Darstellung der Netznutzungsentgelte

Die in der 2. GSNT-VO-Novelle 2006 umgesetzte Anpassung der Netznutzungsentgelte wird anhand zweier Standardabnahmefälle jeweils für Netzebene 2 (90.000.000 kWh/ 8.000 h) und Netzebene 3 (15.000 kWh) gezeigt:



Zu § 6 Entgelt für Messleistungen

Zu § 6 Abs 8

Im Zuge des vorliegenden Tarifverfahrens wurde das Messentgelt für Einspeisung in die Regelzone in den Netzbereichen Niederösterreich und Salzburg neu eingeführt.

Zu § 7 Abs 4

Einige Unternehmen wandten ein, dass ein Wert von 2,5 % für Xgen zu hoch sei und verwiesen dabei auf die Anreizregulierung Strom, wo ein Wert für die erste Regulierungsperiode für den Frontier Shift von 1,95 % vorgesehen ist. Dagegen ist einzuwenden, dass die in der 2. GSNT-VO-Novelle 2006 enthaltene Anpassung um einen Produktivitätsfaktor nicht Teil einer Anreizregulierung ist, wo den Unternehmen durch die Ausgestaltung der Höhe des Abschlages ein Teil der Effizienzgewinne – ökonomischen Gewinne – überlassen wird, sondern eine Kostenaktualisierung im Rahmen einer Kosten-plus-Regulierung darstellt. Dieser ist jedoch eine Teilung von ökonomischen Gewinnen fremd, da dem Unternehmen nur angemessene Gesamtkosten durch die Tarife abgegolten werden und ökonomische Gewinne sofort und zu 100 % an die Konsumenten weitergegeben werden. Eine Anpassung von Xgen nach unten zum Zwecke der angemessenen Aufteilung der Effizienzgewinne zwischen Unternehmen und Konsumenten, wie es in der Anreizregulierung Strom vorgesehen ist, wäre somit innerhalb der bestehenden Kosten-plus-Regulierung systemwidrig, weshalb auch der Unterschied zwischen Xgen und dem Frontier Shift in der Anreizregulierung Strom gerechtfertigt ist. In diesem Zusammenhang wird auf die Erläuterungen zur GSNT-VO-Novelle 2005 hingewiesen.

Zu § 8 Abs 4

Siehe Erläuterungen zu § 5.

Zu § 12 Inkrafttreten

Die 2. GSNT-VO-Novelle 2006 tritt zeitgleich mit der Gas-RZF-VO-Novelle 2006 sowie der Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Anlage 2 und 3 zum Gaswirtschaftsgesetz geändert wird, am 1. Jänner 2007 in Kraft.