

Vorblatt

Inhalt:

Mit dem vorliegenden Verordnungsentwurf werden die Systemnutzungstarife im Gasbereich neu bestimmt.

Alternativen:

keine

Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort Österreich:

Kostengünstige Netztarife und effizient geführte Gasnetze ermöglichen einen liberalisierten Gasmarkt, welcher sich positiv auf die Gesamtwirtschaft auswirkt.

Finanzielle Auswirkungen:

Keine Auswirkungen auf Bundes- oder Landesbudgets

Verhältnis zu Rechtsvorschriften der Europäischen Union:

Mit den vorgesehenen Regelungen wird das im GWG abgebildete Regulierungsregime der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt 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 16 Energie-Regulierungsbehördengesetz - E-RBG von der Energie-Control Kommission erlassen. Gemäß § 23d GWG sind vor der Erlassung der Verordnung die Parteien zu hören und den in § 26a E-RBG genannten Bundesministerien und Körperschaften Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben sowie der Erdgasbeirat zu hören.

Erläuterungen

zur Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008 (GSNT-VO 2008) geändert wird (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung-2008 Novelle 2009, GSNT-VO-2008 Novelle 2009)

Allgemeiner Teil

Gemäß §§ 23, 23a, 23b und 23c Gaswirtschaftsgesetz - GWG, BGBl. I Nr. 121/2000 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 106/2008, sowie § 16 Abs 1 Z 16 Energie-Regulierungsbehördengesetz - E-RBG, BGBl. I Nr. 121/2000 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 113/2008 hat die Energie-Control Kommission die Zuständigkeit, Systemnutzungstarife durch Verordnung festzulegen.

Durch die GSNT-VO 2008 wurde ein längerfristiges Modell der Tarifbestimmung gemeinsam mit den Gasnetzbetreibern vertreten durch den Fachverband der Gas- und Wärmeunternehmen vereinbart, welches vorsieht, dass eine jährliche Anpassung der Tarife gem. einer definierten Regulierungsformel zu erfolgen hat. Diesem Modell entsprechend werden die Tarife mit der vorliegenden Novelle angepasst.

Besonderer Teil

Zu § 2 - Begriffsbestimmungen:

Z 6: Aufgrund der Auswertungen der Regelzonenführer hat sich gezeigt, dass der durchschnittliche Brennwert vom früher gültigen Wert von 11,11 kWh/m³ auf einen stabilen Wert von 11,14 kWh/m³ angestiegen ist. Dieser Änderung der physikalischen Gegebenheiten wird durch die Änderung Rechnung getragen.

Z 11 und 15 (Zählpunkt): Mit diesen, zum Teil nur ergänzten, Begriffsbestimmungen wird klargestellt, dass für jede Kundenanlage (vgl. § 17 GWG) ein Zählpunkt, an dem der der Verrechnung zu Grunde liegende Verbrauch erfasst wird, einzurichten ist. Nicht zulässig war und ist daher eine Zusammenfassung mehrerer Kundenanlagen zu einem Zählpunkt. Die Klarstellung wurde erforderlich, da in einigen Netzbereichen versucht wurde, durch die Zusammenfassung von Zählpunkten eine Glättung des Verbrauchsverhaltens zu erreichen. Damit würde jedoch die Kostenorientierung und Verursachungsgerechtigkeit der Tarife (§ 23a Abs. 2 GWG) vermindert.

Kann die verbrauchte Gasmenge nicht mit einem Messgerät erfasst werden, sind wie schon bisher mehrere Messgeräte in einer Messanlage - mit einer Anschlussleitung - zur messtechnischen Verbrauchsabgrenzung zu einem Zählpunkt zusammenzufassen. Als Messanlage ist eine Einrichtung zu verstehen, in welcher die entsprechenden Gasmessgeräte zur Erfassung der Gasmenge angebracht sind.

Z 12 und 13 (Mindestleistung, vertraglich vereinbarte Höchstleistung): Die Begriffsbestimmungen wurden erforderlich, da gem. § 5 Abs. 6 bei der Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts jedenfalls eine Mindestleistung zu Grunde gelegt werden muss bzw. bei der Überschreitung der vertraglich vereinbarten Höchstleistung ein gesondertes Leistungsentgelt zur Anwendung kommt (vgl. unter zu § 5 Abs. 6). In jedem Netzzugangsantrag muss entsprechend der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen der technische bzw. vertragliche Anschlusswert enthalten sein. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass in allen Netzzugangsverträgen eine vertraglich vereinbarte Höchstleistung enthalten ist. Für den Fall, dass im Netzzugangsvertrag lediglich ein technischer Anschlusswert enthalten ist, wird dieser Wert als vertraglich vereinbarte Höchstleistung herangezogen.

Zu § 4 – Bestimmung des Netzbereitstellungsentgelts:

Zum Netzbereitstellungsentgelt hat der VfGH in seinem Erk v. 2.10.2006, V 79/06ua ausgesprochen, dass die Zuweisung der Aufgabe der Bestimmung des Netzbereitstellungsentgelts durch die Verfassungsbestimmung des § 16 Abs 1 Z 13 E-RBG (nunmehr § 16 Abs 1 Z 16 E-RBG) gedeckt ist.

Vom Netzbereitstellungsentgelt ist das Netzzutrittsentgelt abzugrenzen, das der Netzbenutzer für Aufwendungen des Netzbetreibers, die mit der Herstellung seines Anschlusses an das Netz verbunden sind, dem Netzbetreiber abgeben muss. Das Netzzutrittsentgelt – das nicht in der GSNT-VO 2008 festgelegt wird – ist gem. § 23a Abs 7 GWG aufwandsorientiert zu verrechnen wobei eine Pauschalierung für Netzbenutzer der Netzebene 3 zulässig ist.

Das Netzbereitstellungsentgelt hingegen umfasst jene Kosten, die im Zusammenhang mit dem bereits durchgeführten und vorfinanzierten Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Netzanschlusses aufgewendet wurden. Das Netzbereitstellungsentgelt ist einmalig als Pauschale bei der erstmaligen

Herstellung des Netzanschlusses oder der Änderung des Anschlusses infolge der Änderung der Kapazität dem Netzkunden vom Netzbetreiber zu verrechnen. Ein Netzbereitstellungsentgelt ist dann nicht zu verrechnen, wenn bei zum 31.12.2008 bestehenden Anlagen die vertraglich vereinbarten Höchstleistung reduziert wird und zu einem späteren Zeitpunkt wieder auf den ursprünglichen Wert der zum 31.12.2008 bestehenden Anlage erhöht wird. Dabei ist davon auszugehen, dass gem. § 19 Abs. 2 GWG im Falle von mangelnden Netzkapazitäten und unter der Voraussetzung der rechtzeitigen Anmeldung der in Anspruch genommenen Leitungskapazitäten, Transporte auf Grund bestehender vertraglicher Verpflichtungen prioritär behandelt werden

Die Höhe der Netzbereitstellungsentgelte orientiert sich einerseits an den vor Liberalisierung des Erdgasnetzes in Rechnung gestellten Baukostenzuschüsse und andererseits an Finanzierungserfordernissen für neue Infrastrukturen. Als Basis für das Netzbereitstellungsentgelt wird die vertraglich vereinbarte Höchstleistung herangezogen, da dies dem geplanten Nutzungsverhalten zu entsprechen hat.

Für leistungsgemessene Anlagen wird nunmehr ein Netzbereitstellungsentgelt verordnet, um zu gewährleisten, dass Netzzugangsberechtigte angesichts der umfassenden Ausbaumaßnahmen und der zusätzlichen Kapazitätsbedarfe (vgl dazu auch zu § 6a) additiv zum Netzzutritt auch einen Beitrag zum Ausbau des vorgelagerten Netzes leisten und ein sorgsamer Umgang mit der vorgehaltenen Kapazität angestrebt wird. Würde von einer Festsetzung des Netzbereitstellungsentgelts abgesehen, müssten die bestehenden Kunden die – durch Neukunden ausgelöst – Ausbauten im vorgelagerten Netz auch überwiegend mitfinanzieren. Eine leistungsabhängige Komponente bei der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses bzw. bei einer Erhöhung der vertraglich vereinbarten Höchstleistung beinhaltet den Lenkungseffekt, mit „Leistung“, welche die Leitungsdimensionierung und den Ausbau maßgeblich determiniert, effizient umzugehen.

Für nicht leistungsgemessene Anlagen wird angesichts der geringen Erlöserwartung und des damit verbundenen hohen administrativen Aufwands aus verwaltungsökonomischen Gründen von der Festsetzung eines Netzbereitstellungsentgelts abgesehen. Darüber hinaus verursachen Zuwächse von nicht leistungsgemessenen Anlagen im Vergleich zu leistungsgemessenen Anlagen wie z.B. Großabnehmer, Industrie, etc. deutlich geringere Ausbauten im vorgelagerten Netz. Ein von Netzzugangsberechtigten geleistetes Netzbereitstellungsentgelt ist innerhalb der Frist von 15 Jahren ab der Bezahlung bei einer dauernden Leistungseinschränkung, die im Netzzugangsvertrag ihren Niederschlag findet bzw bei der Stilllegung einer Kundenanlage anteilig rückzuerstatten, wobei das Netzbereitstellungsentgelt, das für die Mindestleistung gem § 2 Z 13 entrichtet wurde, nicht rückzahlbar ist.

Zu § 5 – Bestimmung des Netznutzungsentgelts

Abs 1: Hier wird durch die Einfügung „pro Zählpunkt“ klargestellt, dass die Tarifierung, wie dies auch seit der ersten Systemnutzungstarifverordnung gehandhabt wurde, zählpunktsbezogen erfolgt.

Abs 6: Zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts ist nach wie vor das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten stündlichen Durchschnittsbelastung heranzuziehen. Die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts kann auch 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:

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

Neu aufgenommen wurde, dass der Leistungspreis unabhängig vom tatsächlichen Verbrauchsverhalten jedenfalls auf Basis der Mindestleistung gem. § 2 Z 13 zu verrechnen ist. Liegt die tatsächliche Stundenspitze eines Monats unterhalb von 20 % der vertraglich vereinbarten Leistung so werden jedenfalls 20 % der vertraglich vereinbarten Leistung in Rechnung gestellt. Dies mit der Begründung, dass für Endverbraucher mit schwankendem Verbrauchsverhalten zwar jederzeit die volle Leistung im Netz vorgehalten werden muss, diese Endverbraucher bisher jedoch nur zu einer Zahlung verpflichtet waren, wenn tatsächlich Gas gezogen wurde. Die Einführung einer verrechenbaren Mindestleistung ist daher aus Gründen der Kostenverursachungsgerechtigkeit erforderlich, vor allem vor dem Hintergrund des steigenden Bedarfs an Netzkapazitäten für leistungsgemessene Kunden. Bei Kunden deren Leistungsprofil stark saisonal ausgerichtet ist und deren in Anspruch genommene Leistung vorwiegend außerhalb der Wintermonate anfällt, reduziert sich die Mindestleistung auf 10 % der vertraglich vereinbarten Leistung. Netzbenutzer mit einem solchen Leistungsprofil haben eine entsprechende Anpassung des Netzzugangsvertrags mit dem Netzbetreiber zu vereinbaren, damit dieser die Verrechnung entsprechend vornehmen kann. Um eine entsprechende Adaptierung der Verrechnungssysteme zu gewährleisten, ist die Mindestleistung erst ab dem 1. Juli 2009 zu verrechnen.

Abs 6a: Darüber hinaus wird hinkünftig bei Leistungsüberschreitung, d.h. bei einer Überschreitung der vertraglich vereinbarten Höchstleistung ein höherer Leistungspreis zu verrechnen sein, um den Grundsatz der Kostenverursachungsgerechtigkeit zu gewährleisten. Dabei ist zu beachten, dass der erhöhte Leistungspreis lediglich für den Teil zur Anwendung kommt, der über die vertraglich vereinbarte Höchstleistung hinausgeht. Dies einerseits um zu verhindern, dass durch die Vereinbarung einer zu niedrigen Höchstleistung die Verrechnung einer kostenverursachungsgerechten Mindestleistung umgangen werden kann. Andererseits auch, um Netzbenutzer dazu anzuhalten, realistische Höchstleistungen zu vereinbaren und damit eine verlässliche Kapazitätsplanung zu gewährleisten.

Von der Verrechnung des doppelten Leistungspreises für Leistungsüberschreitungen werden zwei Ausnahmen vorgesehen. Im Zuge der Begutachtung wurde von Kunden vorgebracht, dass eine Inanspruchnahme über die vertragliche vereinbarte Höchstleistung hinaus nur in Abstimmung mit dem Verteilernetzbetreiber erfolgt, sofern freie Kapazitäten verfügbar sind. Für diese individuellen Vereinbarungen müssen keine Zusatzkapazitäten vom Netzbetreiber vorgehalten werden. Die Inanspruchnahme erfolgt lediglich nach „Können und Vermögen“. Aus diesem Grund werden zwei Fälle aus der Pönalisierung bei der Leistungsüberschreitung ausgenommen:

- a. Bei kurzfristigen Leistungsüberschreitungen, die mit dem Verteilernetzbetreiber entsprechend den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen vereinbart werden wie zB des Anfahren von Gaskraftwerken oder
- b. bei Großabnehmern mit Onlinemessung, deren Leistungsinanspruchnahme aufgrund eines Kapazitätsengpasses im Verteilernetz nur nach Können und Vermögen zur Verfügung gestellt werden kann.

Um eine entsprechende Adaptierung der Verrechnungssysteme zu gewährleisten, ist der doppelte Leistungspreis für Leistungsüberschreitungen erst ab dem 1. Juli 2009 zu verrechnen.

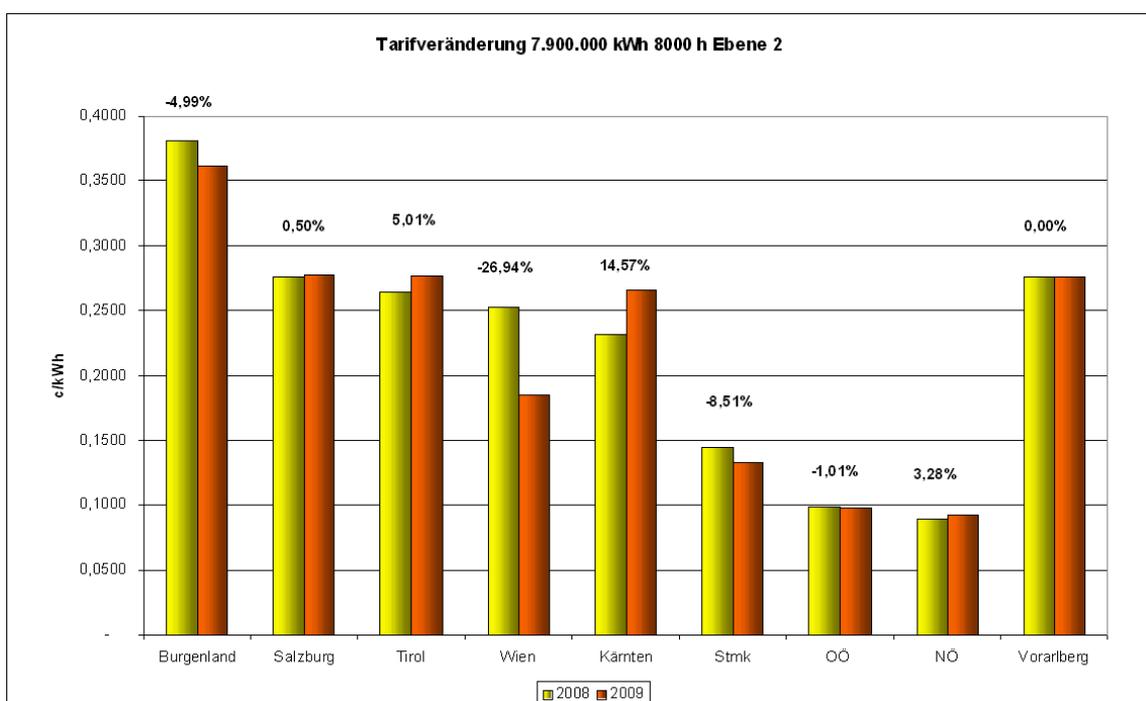
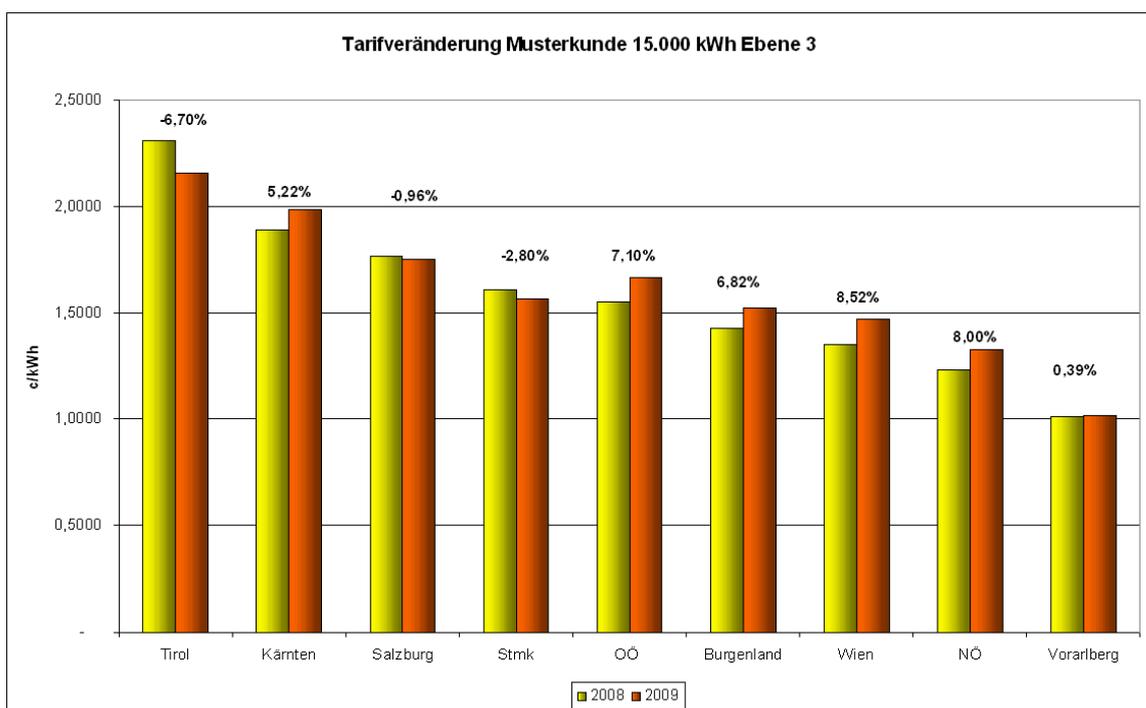
Abs 6b: In diesem Absatz wurde die bisher in § 12 Abs. 2 GSNT-VO 2008 befindliche Regelung übernommen. Diese ergänzt um eine Regelung, wie bei einer unterjährigen Abrechnung die Zonenabgrenzung bzw. die Verrechnung der Pauschale zu erfolgen hat, da es in diesem Bereich unterschiedliche Praktiken bei den Netzbetreibern gibt und es dazu immer wieder Anfragen gegeben hat und Streitschlichtungsverfahren geführt werden mussten. Eine Vereinheitlichung der Abrechnungssystematik ist daher erforderlich geworden.

Abs. 7: Grundsätzlich unverändert bleibt die Regelung, dass für leistungsgemessene Anlagen unabhängig vom tatsächlichen Bezug die Zonen bzw. Staffeln A-F zur Anwendung kommen. Da es vermehrt zum Einbau von Smart Metern im Haushaltsbereich kommt und diese Messgeräte grundsätzlich als Lastprofilzähler zu qualifizieren sind, ist die Einführung einer Verbrauchsgrenze erforderlich, um zu verhindern, dass Haushaltskunden in den Zonen bzw. Staffeln A-F abgerechnet werden müssen. Die Grenze für leistungsgemessene Kunden gem. § 3 Abs. 2 Lastprofilverordnung 2006 idgF bleibt von dieser Regelung unberührt.

Zu § 5 Abs 8

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

Grafische Darstellung der Netznutzungsentgelte



Anm. Die Netztarife im Netzbereich Vorarlberg enthalten keine Fernleitungskosten da diese im vorgelagerten Netz außerhalb des Netzbereiches anfallen und über den Energiepreis abgebildet werden

Allgemein wird hier angemerkt, dass gem § 23a Abs 2 GWG die Systemnutzungstarife kostenorientiert zu bestimmen sind und dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen haben. 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 § 23a Abs 2 GWG 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, Kostenverursachung und Kostenwahrheit bei der Tariffestsetzung eingehalten werden.

Abgesehen von den inhaltlichen Unterschieden haben Kosten auch eine zeitliche Dimension, die im Unterschied zum „Aufwands“-Begriff eine Normalisierung mit sich bringt. Das bedeutet, dass besondere Aufwendungen oder Erträge eines Tarifierungsjahres zu ungerechtfertigten Ergebnissen führen können. Aus diesem Grund ist es sachgerecht, wenn außerordentliche Effekte in Hinblick auf deren Nachhaltigkeit eliminiert werden. 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 zur Anwendung zu bringen. In diesen Fällen sind die identifizierten besonderen Aufwendungen und Erträge durch repräsentative Werte zu ersetzen.

Ein Netznutzungsentgelt für Einspeiser ist in den Netzbereichen Oberösterreich und Niederösterreich zu bestimmen.

Einspeiseentgelt Netzbereich Niederösterreich

Erdgas wird mit relativ konstanter Leistung in Baumgarten importiert. Aufgrund der saisonal unterschiedlichen Verbrauchsstruktur werden die im Sommer importierten aber nicht konsumierten Erdgasmengen eingespeichert. Für die Einspeicherung und auch für die Entnahme (in den Herbst- und Wintermonaten) aus den OMV Speichern in Niederösterreich ist die Benutzung des Primärverteilersystems (PVS) erforderlich.

Ebenso wird das Brenngas für den Betrieb der Kompressorantriebe (Gasturbinen), Glykolregenerationen usw der Erdgasspeicher durch das PVS System zum Nutzen des Netzbenutzers transportiert (Speicherbetreiber im Falle, dass der Speicherbetreiber das Brenngas in den Speicherleistungen inkludiert hat und oder dasjenige Unternehmens welches das einzuspeichernde und in weiterer Folge zu entnehmende Erdgas samt Brenngas zum Speicher transportiert). Der durch diese Transporte benutzte PVS-Anteil und die daraus resultierenden PVS-Kosten sind durch den jeweiligen Netzbenutzer abzudecken.

Aus der installierten Kompressorantriebsleistung wird – unter Zuhilfenahme des Wirkungsgrades von Gasturbinen – die benötigte Spitzenleistung für den Brenngastransport (Leistungskomponente) errechnet. Ebenso wurde die durch das PVS transportierte Brenngasmenge (Arbeitskomponente) – unter Berücksichtigung der Volllastbetriebsstunden pro Jahr ermittelt.

Mittels Multiplikation von 70 % der PVS-Kosten mit der Relation der benötigten Spitzenleistung für die Brenngastransporte zur relevanten Spitzenleistung des PVS wurden die Leistungskomponentenkosten ermittelt.

Die Arbeitskomponente wurde ermittelt, indem 30 % der PVS-Kosten mit dem Verhältnis der für den Speicherbetrieb transportierten zu der im PVS transportierten Erdgasmenge multipliziert wurden. Die Summe aus der Leistungs- und Arbeitskomponente ist durch den jeweiligen Netzbenutzer abzudecken.

Einspeiseentgelt Netzbereich Oberösterreich

Gemäß § 23a Abs 6 hat die Energie-Control Kommission jedenfalls Netznutzungstarife für die Netzebenen 2 und 3 (§ 23b Abs 1 Z 2 und 3) für Entnehmer und Einspeiser von Erdgas durch Verordnung zu bestimmen. Ein Netznutzungsentgelt für Einspeiser aus inländischer Produktion fällt im Netzbereich Oberösterreich an, da Erdgas von der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) als inländischer Produzent gefördert wird und der Netzbetreiber des Netzes, in welches der inländische Produzent einspeist, das Netz oder zumindest Teile davon so dimensioniert und betreibt, dass als Konsequenz erhebliche Abweichungen vom möglichen wirtschaftlichen Optimum auftreten. Dies bedeutet, dass aufgrund des niedrigeren als dem wirtschaftlich optimalen Betriebsdruckniveaus die Rohrleitungsdimension größer ausgeführt werden muss, um dieselbe Erdgasmenge durchzuleiten. Unter diesem Aspekt werden bzw wurden seitens der Oberösterreichischen Ferngas Aktiengesellschaft (OÖFG AG) entsprechende Investitionen getätigt und fallen höhere Betriebskosten an. Ebenfalls sind die für die aufwendigere Drucksteuerung des Netzes erforderlichen höheren Personal- und Investitionskosten zu berücksichtigen. Diese höheren Kosten werden dem Netzbetreiber OÖFG AG durch den Verursacher RAG als Produzent mit Leistung des Entgelts für Einspeiser aus inländischer Produktion ersetzt.

Um aber den Gesamtkomplex zu erfassen sind hier auch die durch einen höheren Betriebsdruck hervorgerufenen Opportunitätskosten zu berücksichtigen. Unter die Opportunitätskosten fallen speziell die

erforderliche größere Erdgasvorwärmleistung und die daraus resultierenden höheren Investitionskosten für diese technischen Ausrüstungen. Ebenfalls sind auch die höheren Betriebskosten zu berücksichtigen, welche durch die größere Erdgasmenge, die als Brenngas für die Vorwärmung erforderlich wäre, entstehen.

Darüber hinaus beansprucht der Produzent RAG das für die Inlandsversorgung erforderliche Rohrleitungssystem (nachfolgend: „Inlandsrohrleitungssystem“) der OÖFG AG für Transporte zwischen Produktion und Speicher, die dazu dienen, das auf diesen Rohrleitungen transportierte Erdgas – nach der Entnahme aus dem „Inlandsrohrleitungssystem“ (ca. 25 bar-Schiene) – mittels RAG-eigenen Kompressionsanlagen in Puchkirchen auf ein höheres Druckniveau zu heben und wiederum in das „Inlandsrohrleitungssystem“ auf einem höheren Druckniveau (ca. 50 bar-Schiene) einzuspeisen und damit den Absatz der RAG-Produktion sicher zu stellen. Andernfalls würde in verbrauchsschwachen Zeiten, wenn die Inlandsproduktion auf niedrigerem Druckniveau die Absatzmengen des jeweiligen Leitungssystems übersteigt, der Leitungsdruck ansteigen und in weiterer Folge sowohl die Inlandsproduktion zurückdrängen als auch die Betriebsdruckeinstellungen von Kundenanlagen übersteigen. Dies geschieht ausschließlich zum Nutzen der RAG, und somit sind seitens RAG die Kosten des für diese Betriebsweise erforderlichen „Inlandsrohrleitungssystems“ zu tragen.

Somit wurde unter Heranziehung der diesbezüglichen Messwerte und der Kosten des relevanten Inlandsrohrleitungssystems das von RAG zu leistende Entgelt ermittelt.

Zu § 5 Abs 8 Z 3:

Diesem Tarif unterliegen nunmehr lediglich *öffentliche* Anlagen, die zum Betanken von erdgasbetriebenen Fahrzeugen dienen, da auch Angebote von Marktteilnehmern an Kunden existieren, welche im Rahmen ihres bisherigen Netzanschlusskonzeptes auch betriebseigene Kraftfahrzeuge betanken.

Zu § 5 Abs 9:

Mit dieser Anpassung wird eine Vereinheitlichung der Terminologie mit § 5 Abs 6a vorgenommen.

Zu § 6a – Berücksichtigung außerordentlicher Investitionen

Die Verordnung über den Zugang zu Erdgasfernleitungen (EG) Nr. 1775/2005 sieht vor, dass Anreize für Investitionen zu bieten sind. Dies Verordnung wurde durch §12e Abs. 8 GWG umgesetzt. Ebenso erfolgt im Wege des Netzzugangsregimes eine vertragliche Absicherung des Kundenbedarfs (Kapazitätserweiterungsverträge/Netzausbauverträge), die für den Netzbetreiber auch das Absatzrisiko vermindert. Eine über das bisherige Anerkenntnis hinausgehende Verzinsung würde somit zu nicht rechtfertigbaren Renditen im Bereich des natürlichen Monopols führen.

Die außerordentlichen Investitionen der Netzebene 1 gemäß Langfristiger Planung 2007 der AGGM Austrian Gas Grid Management AG, welche durch die Energie-Control Kommission genehmigt wurde, werden bereits vorzeitig in den Netztarifen berücksichtigt. Als außerordentliche Investitionen der Netzebene 1 in diesem Sinne wurden folgende Investitionen festgestellt:

Nr.	Projekt	Projekträger
2007 / 1	Durchführung der Planung und der Bauvorbereitungen	OMV Gas GmbH, EVN Netz GmbH, Gasnetz Steiermark GmbH, KELAG Netz GmbH
2007 / 5	Leitungssegment Vysoka – Baumgarten und Verdichterstation Baumgarten	OMV Gas GmbH
2007 / 6	Leitungssegment Baumgarten – Auersthal	OMV Gas GmbH
2007 / 7	Leitungssegment Gänserndorf – Semmering	EVN Netz GmbH
2007 / 8	Leitungssegment Semmering – Gratkorn	Gasnetz Steiermark GmbH
2007 / 9	Leitungssegment Bruck / Mur – Landesgrenze ST / K	Gasnetz Steiermark GmbH
2007 / 10	Leitungssegment ST / K – TAG Übergabestation	KELAG Netz GmbH
2007 / 11	Leitungssegment Auersthal – Hart	EVN Netz GmbH
2007 / 12	Leitungssegment Reichersdorf - Kirchberg	EVN Netz GmbH

Quelle: AGGM / NK – K / 2007 und ECK

Vorfinanzierungsphase

Konkret werden während der Bauphase angemessene Fremdkapitalzinsen in Anlehnung an die Ermittlung der Finanzierungskosten für die jeweils bekannten Zahlungsflüsse des Jahres 2008, sowie die des Jahres 2009 kalkulatorisch berücksichtigt und fließen in die Tarifierung ein. Durch die kalkulatorische Berücksichtigung der Werte wird jedenfalls das Risiko für die Netzbetreiber minimiert und die Vorfinanzierung durch das Unternehmen gewährleistet.

Bei der Durchführung dieser Investitionen ist davon auszugehen, dass während der Bauphase entsprechende Zahlungsflüsse durch den Projektbetreiber an die entsprechenden Lieferanten erfolgen. Die Zahlungsflüsse sind jedenfalls planbar und unter Ausnutzung etwaiger Lieferantenkredite (Zahlungsziele) zu berücksichtigen, wobei Kostensenkungsmöglichkeiten wie das Ausnutzen von Skonti jedenfalls zu nutzen sind. Wesentlich in diesem Zusammenhang ist, dass die Vorfinanzierungskosten zusätzlich zur Verzinsung des eingesetzten Kapitals auf Basis der aktivierten Anlagen als Kosten anerkannt werden.

Die jeweils bekannten Zahlungsflüsse des Jahres 2008, sowie die des Jahres 2009 werden kalkulatorisch berücksichtigt und sind jedenfalls in den darauf folgenden Jahren den tatsächlichen IST-Zahlungsflüssen gegenüberzustellen und etwaige Differenzen aufzurollen. Festgestellte Differenzen sind jedenfalls im Rahmen der darauf folgenden Kostenermittlung zu berücksichtigen, wobei negative Differenzen zu Kostenerhöhungen und positive Differenzen zu Kostensenkungen führen.

Ab Inbetriebnahme der Investitionen

Auf Basis eines gewichteten Kapitalkostensatzes wurde eine angemessene Verzinsung für Fremdkapital und Eigenkapital ermittelt. Dazu ist ausdrücklich festzuhalten, dass im Rahmen der Berechnung bereits ein Aufschlag auf den risikolosen Zinssatz von 60 Basispunkten erfolgt ist. Weiters wurde bei der Ermittlung angemessener Zinsen eine Marktrisikoprämie berücksichtigt, welche aus dem Vergleich der Renditen im Aktienmarkt und Renditen längerfristiger staatlicher Anleihen gewonnen wird. Abhängig vom Betrachtungszeitraum sowie vom relevanten Kapitalmarkt weichen die Marktrisikoprämien zum Teil stark voneinander ab. Die Marktrisikoprämie wurde daher mit 5% festgelegt.

In Anlehnung an die Festsetzung des risikolosen Zinssatzes für die Ermittlung der Finanzierungskosten im Rahmen der Anreizregulierung und als Anreiz zur Errichtung notwendiger Infrastruktur wird für die Bestimmung des Finanzierungskostensatzes der risikolose Zinssatz für die angeführten Projekte um 20 Basispunkte bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode erhöht, um die finale Finanzierung des Projektes zu ermöglichen.

Der risikolose Zinssatz soll auf Basis eines einjährigen Jahresdurchschnittes der Sekundärmarktrendite ermittelt werden und ist jährlich anzupassen.

Ableitung Kapitalkosten Südschiene	
risikoloser Zins (1-Jahresschnitt)*	4,23%
Aufschlag Projektfinanzierung Südschiene	0,20%
Risikozuschlag für Fremdkapital	0,60%
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuer)	5,03%
Marktrisikoprämie	5,00%
Betafaktor	0,325
Betafaktor (verschuldet)	0,691
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern)	7,88%
Gearing	60,00%
Steuersatz	25,00%
WACC (vor Steuer)	7,22%
* Derzeitiger 1-Jahresschnitt (Oktober '07 bis September '08)	

Als Kapitalbasis für die Ermittlung der Finanzierungskosten sind die in den Jahresabschlüssen angegebenen jeweiligen Buchwerte der Anlagen relevant. Da die Vorfinanzierungskosten entsprechend berücksichtigt werden, ist eine Anerkennung der Anlagen in Bau als Kapitalbasis nicht erforderlich.

Die betroffenen Netzbetreiber haben die Möglichkeit, die Kosten der Investition bereits vorab mit einem Planwert im Jahr der voraussichtlichen Inbetriebnahme zu berücksichtigen und in den darauffolgenden Tarifverfahren den tatsächlichen IST-Werten der Investitionen gegenüberzustellen und etwaige Differenzen aufzurollen. In weiterer Folge müssten auch Abschreibungen entsprechend dieser Vorgehensweise bereits zu einem früheren Zeitpunkt berücksichtigt werden. Um eine doppelte Abgeltung zu vermeiden, hat über

die gesamte Laufzeit der Investition die Berücksichtigung nicht auf Basis der tatsächlichen IST-Buchwerte sondern auf Basis einer Prognoserechnung zu erfolgen. Festgestellte Differenzen sind jedenfalls im Rahmen der darauf folgenden Kostenermittlung zu berücksichtigen, wobei negative Differenzen zu Kostenerhöhungen und positive Differenzen zu Kostensenkungen führen.

Durch den Betrieb zusätzlicher neuer Leitungen ist ein adäquater Mehraufwand für den Betrieb dieser Leitungen nachvollziehbar. Jedenfalls muss bei einer Beurteilung des Mehraufwandes von der Ausnutzung sämtlicher Garantieansprüche ausgegangen werden. Jedenfalls haben die betroffenen Unternehmen Sorge zu tragen diese zusätzlichen Betriebskosten von den bisher im Rahmen der Anreizregulierung bereits berücksichtigten Betriebskosten abzugrenzen und entsprechend nachzuweisen. Pauschale Sätze, welche von den Investitionskosten abgeleitet werden, sind jedenfalls abzulehnen.

Abschließend ist festzuhalten, dass sich sämtliche Anmerkungen zu diesem Thema ausschließlich auf jene Investitionen bzw. angeführten Projekte beziehen, die im Zuge der von der ECK genehmigten Langfristigen Planung 2007 für die Regelzone Ost iVm der Feasibility Study 07 aufgeführt sind und sich auf die Dauer der ersten Periode der Anreizregulierung beziehen und davon auszugehen ist, dass beim Übergang in die zweite Periode der Anreizregulierung mit 1. Jänner 2013 diese Investitionen bereits in Betrieb stehen und die dafür anfallenden Kosten pagatorisch erfasst sind.

Zu § 9 Abs 5– Kostenwälzung

Neu aufgenommen wurden in die Kostenwälzung die Regelung, dass Kapazitätsszukäufe aus dem Transit, die sich zur Bedarfsabdeckung einem Netzbereich direkt zuordnen lassen auch direkt auf den betroffenen Netzbereich überwält werden. Diese neue Regelung in der Kostenwälzung ist deshalb notwendig, um das Prinzip einer kostenverursachungsgerechten Tarifgestaltung zu gewährleisten.

Darüber hinaus ist bereits absehbar, dass aufgrund der umfassenden Investitionen in Leitungen der Netzebene 1, welche ab dem Zeitpunkt der Aktivierung auch zu einer Änderung der Ermittlung der Fernleitungskomponente führen werden sowie der zunehmenden Kapazitäten eine Anpassung des Wälzungsmodells zukünftig notwendig wird, um dieses wiederum den aktualisierten Gegebenheiten anzupassen. Der Zeitpunkt der Aktivierung ist wesentlich für etwaige Anpassungen bei der Kostenwälzung der Netzebene 1, weil durch die Inbetriebnahme die Möglichkeit des Transportes erst besteht und davor lediglich die Vorfinanzierungskosten gem. § 6a berücksichtigt werden. Um daher eine kostenverursachungsgerechte Zuordnung der Kosten der Netzebene 1 in der Regelzone Ost zu gewährleisten, sind daher die tatsächlichen Gegebenheiten (nutzbare Kapazitäten) und die daraus resultierenden Konsequenzen zu berücksichtigen.

Im Rahmen eines neuen Wälzungsmodells sind neben den zusätzlichen Leitungen der Netzebene 1 auch die Notwendigkeit von Transportkapazitäten zu berücksichtigen, wobei der Zusammensetzung der Kosten, sowie der anzuwendenden Wälzungsparameter höchste Aufmerksamkeit zuzuordnen sein wird. Jedenfalls hat auch ein überarbeitetes Wälzungsmodell die Kostenverursachungsgerechtigkeit zu gewährleisten. Bei der Bestimmung der Wälzungsparameter sind auch etwaige asymmetrische Entwicklungen der Leistungs- und Arbeitskomponenten der Netzebenen 2 und 3 zu beachten, die eine Verzerrung der Kostenzuordnung auf die jeweilige Netzebene nach sich ziehen würden. Darüber hinaus wird zu evaluieren sein, ob Transporte im Erdgasnetz durchgeführt werden, welchen derzeit kein Netznutzungsentgelt gegenübersteht. Jedenfalls mögen diese in einer Änderung des Gesamtsystems mit einbezogen werden, sollten sich jene als nachhaltig, obwohl eventuell auch nachrangig, erweisen und auch die Kostenerhöhungen mit verursachen.

Zu § 10 Abs 5

In den Erläuterungen zur GSNT-VO 2008 wurden Formeln für die Berücksichtigung eines Investitions- und Betriebskostenfaktor dargelegt, welche von Seiten der Unternehmen teilweise massiv abgelehnt wurden. Auf Basis von weiteren Gesprächen und des Austauschs der unterschiedlichen Standpunkte wird die Anwendung von folgenden Faktoren vorgegeben:

1. Investitionsfaktor

Im Rahmen der Erläuterungen zur GSNT-VO 2008 wurde folgender Investitionsfaktor für Rohrleitungsanlagen der Ebenen 1, 2 und 3 (exkl. der Investitionen auf Basis der langfristigen Planung) vorgeschlagen:

$$Inv.F_{2009} = \max \left\{ \begin{array}{l} 1,5\% \cdot Zugang_{2007}; Kapitalkosten_{2007, WACC+1,5\%; NE1,2,3} \\ \left[Kapitalkosten_{2006, NE1,2,3} \cdot (1 + \Delta NPI_{2009}) \right] \end{array} \right\}$$

Anstelle dieses Investitionsfaktors wird nun eine Differenzierung zwischen Ausbau- und Erhaltungsinvestitionen in Erdgasleitungsanlagen vorgenommen. Für Ausbauinvestitionen werden im Rahmen der Bestimmung der Kostenbasis Abschreibungen sowie Kapitalkosten gem. GSNT-VO 2008 berücksichtigt. Unter Ausbauinvestitionen werden einerseits Erweiterungen des Netzes sowie andererseits für die Versorgungssicherheit wesentliche Investitionen, wie jene in Donaudüker sowie in die Sanierung von PVC-Rohrleitungen und Graugussleitungen, verstanden. Investitionen gem. § 6a sind von dieser Regelung nicht umfasst.

Als Basis für den Investitionsfaktor werden neben den Rohrleitungsanlagen auch die Gasdruckregelanlagen berücksichtigt und von diesen die Vorleistungen der Kunden (Baukostenzuschüsse) abgezogen. Hierdurch soll verhindert werden, dass eine doppelte Abgeltung der Investitionskosten durch die Netzkunden erfolgt. Bei den Ermittlungen werden maximal 70 % der nachgewiesenen Investitionskosten als Ausbauinvestition betrachtet. Der Wert von maximal 70 % wurde aufgrund umfassender Analyse der Unternehmensdaten ermittelt und ist im Zusammenhang mit der Standardisierung der Abschreibungsdauer zu sehen.

Für die restlichen Investitionen werden 1,5 % der Zugänge als zusätzliche Kosten berücksichtigt. Formelmäßig lässt sich dies wie folgt darstellen:

Die Berücksichtigung der höheren Kapitalkosten erfolgt nur, falls folgenden Bedingungen erfüllt werden können:

- Darlegung der Projektplanung inkl. Wirtschaftlichkeitsrechnung (Wirtschaftlichkeit der Investition innerhalb von rd. 10 Jahren),
- Der Ausbau muss somit langfristig zu geringeren Kosten pro Einheit führen,
- Ausbau muss auch anhand von zusätzlichen neuen Kunden bzw. Kilometern ersichtlich sein und
- Ausbau muss in einem räumlich vom bisherigen Netzgebiet abgrenzbaren Gebiet stattfinden.
- Die berücksichtigungswürdigen Sonderfälle für Ersatzinvestitionen müssen nachweislich Sicherheitsrisiken reduzieren.

2. Betriebskostenfaktor Netzebene 3

Im Rahmen der Erläuterungen zur GSNT-VO 2008 wurde folgender Betriebskostenfaktor für die Ebene 3 vorgeschlagen, welcher in Zusammenhang mit der Bestimmung des Investitionsfaktors zu sehen war:

$$BK.Faktor_{Netzebene\ 3} = \begin{cases} 0,4 \cdot \left(\frac{HA_{2007,NE3}}{HA_{2006,fix,NE3}} - 1 \right); & \text{wenn } \left(\frac{HA_{2007,NE3}}{HA_{2006,fix,NE3}} - 1 \right) \geq 0\% \\ 0,15 \cdot \left(\frac{HA_{2007,NE3}}{HA_{2006,fix,NE3}} - 1 \right); & \text{wenn } \left(\frac{HA_{2007,NE3}}{HA_{2006,fix,NE3}} - 1 \right) < 0\% \end{cases}$$

Auf Basis der Verhandlungen wird anstelle des vorgeschlagenen Betriebskostenfaktors die Berücksichtigung eines Pauschalwertes iHv EUR 200 pro zusätzlich neu angeschlossenen nicht gemessenen Hausanschluss und EUR 5.000 pro gemessenem Hausanschluss berücksichtigt. Hierbei ist festzuhalten, dass diese zusätzlichen Kosten nur neu angeschlossene und nicht für bereits bestehende Kundenanlagen berücksichtigt werden.

Der Betriebskostenfaktor Netzebene 3 ist somit nicht mehr multiplikativ sondern additiv mit der Gesamtkostenformel zu verknüpfen.

$$BK.Faktor_{Netzebene\ 3} = (HA_{2007,NE3,nicht_gem.} - HA_{2006,NE3,nicht_gem.}) * 200 + (HA_{2007,NE3,gem.} - HA_{2006,NE3,gem.}) * 5000$$

Netzebene 1 und 2

Der Betriebskostenfaktor für die Netzebene 2 wird gegenüber den Ausführungen zu den Erläuterungen zur GSNT-VO 2008 nicht verändert. Es gilt somit weiterhin folgender Betriebskostenfaktor:

$$BK.Faktor_{Netzebene\ 2} = \begin{cases} 0,28 \cdot \left(\frac{km_{2007,NE2}}{km_{2006,fix,NE2}} - 1 \right); & \text{wenn } \left(\frac{km_{2007,NE2}}{km_{2006,fix,NE2}} - 1 \right) \geq 0\% \\ 0; & \text{wenn } \left(\frac{km_{2007,NE2}}{km_{2006,fix,NE2}} - 1 \right) < 0\% \end{cases}$$

Aufgrund der Besonderheit der Netzebene 1 sieht die ECK jedoch weiterhin von einer analogen Anwendung ab, weshalb der Betriebskostenfaktor für die Netzebene 1 daher mit null anzusetzen ist. Darüber hinaus wird auf § 6 a verwiesen.

Zu § 10 Abs 6 Satz 1

Zusammenführende Darstellung der Kostenanpassung ab 01.01.2009

Die Kostenanpassung für das zweite Jahr der Regulierungsperiode lautet wie folgt:

- **Netzebene 1:**

$$K_{2009,Ebene\ 1} = K_{2008,Ebene\ 1} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2009})] + Inv.F_{Ebene\ 1} + Inv.F_{LFP-Ebene\ 1(\S 6a)}$$

- **Netzebene 2:**

$$K_{2009,Ebene\ 2} = K_{2008,Ebene\ 2} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2009})] \cdot (1 + BK.Faktor_{Ebene\ 2}) + Inv.F_{Ebene\ 2}$$

- **Netzebene 3:**

$$K_{2009,Ebene\ 3} = K_{2008,Ebene\ 3} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2009})] + BK.Faktor_{Ebene\ 3} + Inv.F_{Ebene\ 3}$$

Anpassung: 01.01.2010

• Netzebene 1:

$$K_{2010,NE1} = K_{2009,NE1} \cdot (1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2010}) + Inv.F_{2010} + Inv.F_{LFP-Ebene\ 1(\S 6a)}$$

mit

$$Inv.F_{2010} = (AfA + BW_{Ausbauinv.2007+2008} \cdot (WACC)) + 1,5\% \cdot (Zugang_{2007+2008} - AHK_{Ausbauinv.2007+2008})$$

• Netzebene 2:

$$K_{2010,NE2} = K_{2009,NE2} \cdot (1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2010}) \cdot (1 + BK.F_{2010}) + Inv.F_{2010}$$

mit

$$BK.Faktor_{Netzebene\ 2} = \begin{cases} 0,28 \cdot \left(\frac{km_{2008,NE2}}{km_{2006,fix,NE2}} - 1 \right); & \text{wenn } \left(\frac{km_{2008,NE2}}{km_{2006,fix,NE2}} - 1 \right) \geq 0\% \\ 0; & \text{wenn } \left(\frac{km_{2008,NE2}}{km_{2006,fix,NE2}} - 1 \right) < 0\% \end{cases}$$

$$Inv.F_{2010} = (AfA + BW_{Ausbauinv.2007+2008} \cdot (WACC)) + 1,5\% \cdot (Zugang_{2007+2008} - AHK_{Ausbauinv.2007+2008})$$

- Netzebene 3:

$$K_{2010,NE3} = K_{2009,NE3} \cdot (1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI_{2010}) + BK.F_{2010} + Inv.F_{2010}$$

mit

$$BK.Faktor_{Netzebene\ 3} = (HA_{2008,NE3,nicht_gem.} - HA_{2006,NE3,nicht_gem.}) * 200 + (HA_{2008,NE3,gem.} - HA_{2006,NE3,gem.}) * 5000$$

$$Inv.F_{2010} = (AfA + BW_Ausbauinv_{2007+2008} * (WACC) + 1,5\% \cdot (Zugang_{2007+2008} - AHK_Ausbauinv_{2007+2008}))$$

Anpassung: 01.01.2011 sowie 01.01.2012

Die Anpassungen der beiden Folgejahre sind analog zu der Anpassung für das Jahr 2010 fortzuführen.

Zu § 10 Abs 6 Satz 2 - Mengengrundlage für die Tarifierung

Bei der Ermittlung der Mengengrundlage (kWh) für die Tarifierung erfolgt eine Glättung von Absatzschwankungen durch Anwendung des rollierenden arithmetischen Mittelwertes der letzten 3 Jahre. 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. Dadurch werden auch 3 „kalte“ oder „warme“ Jahre dann in den Tarifen entsprechend abgebildet und werden weder den Kunden noch den Netzbetreibern als wirtschaftliche Risikoposition zugerechnet sondern durch eine angemessene Festlegung der Absatzstruktur für die Bestimmung der Systemnutzungstarife berücksichtigt. Die relevante Mengengrundlage (kWh) für die Regulierungsperiode ist somit:

- 01.01.2008: Menge (kWh) 2006, 2005, 2004
- 01.01.2009: Menge (kWh) 2007, 2006, 2005
- 01.01.2010: Menge (kWh) 2008, 2007, 2006
- 01.01.2011: Menge (kWh) 2009, 2008, 2007
- 01.01.2012: Menge (kWh) 2010, 2009, 2008

Für die Basis für Leistungswerte sowie Anzahl der Zählpunkte 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 herangezogen. Daraus folgt für die relevanten Werte für die Regulierungsperiode:

- - 01.01.2008: Leistung (kW), Zählpunkte 2006
- - 01.01.2009: Leistung (kW), Zählpunkte 2007
- - 01.01.2010: Leistung (kW), Zählpunkte 2008
- - 01.01.2011: Leistung (kW), Zählpunkte 2009
- - 01.01.2012: Leistung (kW), Zählpunkte 2010

Darüber hinaus wurden im Rahmen der Ermittlung angemessener Tarife mengenabhängige Änderungen berücksichtigt. Die Langfristige Planung geht von einer jährlichen Mengen- und Kapazitätssteigerung von 4 % p.a. aus. Der Kostenaktualisierungsfaktor wurde durch einen mengen erhöhenden Anteil pro zusätzliche Arbeit und Leistung aktualisiert, um etwaige Prognoseungenauigkeiten nicht nachteilig für die Netzbetreiber zu berücksichtigen. Begründet wird dies im Wesentlichen dadurch, dass natürlich der Zuwachs an Kapazitäten, welcher durch die Netzbetreiber auch gefordert wird, sich wohl an den erwarteten höheren Abgabemengen orientieren wird und somit diese zukünftigen Mengenentwicklungen sich, neben der Berücksichtigung der Kosten für die Erhöhung der Transportkapazitäten, auch in den Tarifen widerspiegeln hat. Ebenso wurde berücksichtigt, dass diese Mengensteigerung vor allem in den Netzbereichen Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Wien und Steiermark durch Kapazitätserhöhungen in der Ebene 2 realisiert werden. In den anderen Netzbereichen wurden die historische Mengenentwicklung bzw. bereits eingetretene Mengenänderungen berücksichtigt.

Um die Entwicklung in der Ebene 3 abzubilden wurde aus WIFO Berechnungen vom Jänner 2008 des Bruttoinlandsverbrauch, insgesamt, 2003 – 2020, Energieträger-Hauptgruppen jährliche Verbrauchszuwächse für den relevanten Zeitraum von 2,8 % p.a. angesetzt. Entsprechend der regulatorischen Erfahrungen aus verwandten Infrastrukturbereichen (Elektrizitätsnetz), wurde von einem mengen erhöhenden Anteil von 50 % pro zusätzliche Arbeit und Leistung ausgegangen. Für jene Netzgebiete, für die die Netzbetreiber eine sinkende Anzahl von Zählpunkten auf der Ebene 3

nachgewiesen haben, wurde kein mengenerhöhender Faktor für die Ebene 3 berücksichtigt, wobei dies im Zusammenhang mit dem Investitions- und Betriebskostenfaktor zu sehen ist.

Zu § 11 Abs. 7 Entgelt für Messleistungen

Es wurden neue Beträge für Zähler mit Encoderzählwerk aufgenommen und Komponenten im Zubehör ergänzt.

Zu § 12:

Die Regelung des § 12 Abs. 2 wurde in § 5 Abs. 6a verschoben (vgl. oben).

Zu § 13:

Die GSNT-VO 2008 Novelle 2009 tritt mit Ausnahme einiger Bestimmungen (vgl. zu § 5 Abs 6 und 6a) zeitgleich mit der Gas-RZF-VO-Novelle 2009 sowie der SonT-GSNT-VO Novelle 2009 in Kraft.