



E-CONTROL

**Regulierungssystematik für die
zweite Regulierungsperiode GAS
1.1.2013-31.12.2017**

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|-----------|
| 1. Einleitung | 2 |
| 2. Ziele der Anreizregulierung | 3 |
| 3. Anwendungsbereich | 5 |
| 4. Neubestimmung des Kostenpfades und Ermittlung Kostenbasis 2013 | 5 |
| 4.1. Geprüfte Kosten 2011 und Herleitung von „Vergleichskosten“ | 5 |
| 4.2. Sollkosten im Prüfungsjahr | 9 |
| 4.3. Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors | 10 |
| 4.4. Erläuternde Beispiele zur Berechnungssystematik (schematische Darstellung)..... | 11 |
| 4.4.1. 2,5%ige „Outperformance“ im Vergleich zum regulierten Kostenpfad bei 95%iger Effizienz | 11 |
| 4.4.2. 2,5%ige „Underperformance“ im Vergleich zum regulierten Kostenpfad bei 95%iger Effizienz | 12 |
| 4.5. Bestimmung der Kostenbasis 2013 | 13 |
| 5. Genereller Produktivitätsfortschritt (X-Gen) | 15 |
| 5.1. Bandbreiten für X-Gen aus Metastudie..... | 15 |
| 5.2. Branchenstudie..... | 17 |
| 5.3. Methodischer Fehler der Branchenstudie in Verbindung mit Regulierungsformel.... | 18 |
| 5.4. Gutachten der Regulierungsbehörde | 21 |
| 5.5. Auffassung der Behörde zur Höhe des X-Gen für die zweite Regulierungsperiode | 22 |
| 6. Individuelle Effizienzvorgabe (X-Ind) | 24 |
| 7. Netzbetreiberpreisindex (NPI) | 25 |
| 8. Finanzierungskostensatz (WACC) | 26 |
| 8.1. Auffassung der Behörde zur Höhe des WACC für die zweite Regulierungsperiode... | 28 |
| 9. Finanzierungskostenbasis (Regulatorischer Anlagenbestand, RAB) | 36 |
| 10. Erweiterungsfaktoren während der Regulierungsperiode | 36 |
| 10.1. Betriebskostenfaktor..... | 36 |
| 10.2. Investitionsfaktor | 43 |
| 10.3. Zielvorgaben für Kostenerhöhungen während der zweiten Regulierungsperiode | 45 |
| 10.4. Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges..... | 46 |
| 11. Regulierungskonto | 47 |
| 12. Qualitätselement | 49 |
| 13. Regulierungsformel | 50 |
| 14. Literaturverzeichnis | 55 |

1. Einleitung

Die derzeit gültige Anreizregulierung für Gasverteilernetzbetreiber erstreckt sich über zwei Regulierungsperioden zu je fünf Jahren, wobei die erste Periode mit 31.12.2012 endet. Im Rahmen dieses Dokuments sollen die von E-Control abschließenden Festlegungen zur Ausgestaltung der zweiten Regulierungsperiode – beginnend mit 1.1.2013 – im Detail unter Beachtung der gesetzlichen Rahmenbedingungen des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 (GWG 2011) dargelegt werden.

Die Behörde weist darauf hin, dass sich die dargelegten Inhalte des vorliegenden Dokuments ausschließlich auf die zweite Regulierungsperiode der Gasverteilernetzbetreiber (1. Jänner 2013 bis 31. Dezember 2017) beziehen und die Ausgestaltung nachfolgender Regulierungsperioden nicht präjudizieren.

Beginnend mit Sommer 2011 wurden mit Vertretern der Gasverteilernetzbetreiber und dem Fachverband Gas-Wärme (FGW) zahlreiche Gespräche zur Ausgestaltung der zweiten Regulierungsperiode geführt. Hierbei wurde die von E-Control angedachte Systematik einschließlich der dabei wesentlichen Parameter diskutiert. Diese Gespräche mündeten in zwei öffentliche Konsultationspapiere (veröffentlicht auf der Homepage der E-Control im März und Juni 2012), bezüglich deren, neben den betroffenen Netzbetreibern auch den Amtsparteien gemäß § 69 Abs. 3 GWG 2011 die Möglichkeit zur Stellungnahme eingeräumt wurde.

Das erste Konsultationspapier behandelte die grundlegende Ausgestaltung der zweiten Regulierungsperiode. Dabei wurde im Detail auf die Methodik des Überganges in die zweite Regulierungsperiode und insbesondere auf die Methodik der Neubestimmung des Kostenanpassungsfaktors eingegangen. Es wurde von Seiten der Behörde vorgeschlagen, den Kostenanpassungsfaktor für die zweite Periode auf Basis eines Zielerreichungsgrades zu ermitteln. Darüber hinaus wurde die künftig zur Anwendung kommende Regulierungsformel dargestellt und die Möglichkeit der Einführung eines Qualitätselementes auch während der zweiten Regulierungsperiode dargelegt. Beibehalten werden im Wesentlichen die Spezifikation des Netzbetreiberpreisindex sowie die Spezifikation der verzinslichen Kapitalbasis (RAB).

Die Höhe des generellen Produktivitätsfortschritts (X-Gen) und des Finanzierungskostensatzes, sowie die konkrete Ausgestaltung des Betriebskostenfaktors wurden im zweiten Konsultationsdokument dargestellt.

Für beide Konsultationspapiere wurde den betroffenen Netzbetreibern als auch den Amtsparteien eine zweiwöchige Stellungnahmefrist eingeräumt und die eingegangenen Stellungnahmen im Anschluss auch auf der Homepage der E-Control veröffentlicht.

Im Rahmen des vorliegenden Dokuments werden die Entscheidungen der Regulierungsbehörde zur Ausgestaltung der zweiten Regulierungsperiode beginnend mit 1.1.2013 bis 31.12.2017 in transparenter Weise dargelegt und die eingegangenen

Stellungnahmen gewürdigt. Die Diskussion der Stellungnahmen erfolgt an den betreffenden Stellen dieses Dokuments.¹

Im Zuge der Gespräche mit den Branchenvertretern wurde auf Branchengutachten zu den Bereichen X-Gen (siehe Kapitel 5) und WACC (siehe Kapitel 8) verwiesen. In Schriftform wurde hierzu der Behörde ein Gutachten des Beratungsunternehmens POLYNOMICS zur „Bestimmung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts der österreichischen Gasverteilernezbetreiber“ zur Verfügung gestellt. Die Regulierungsbehörde hat ihrerseits ebenfalls ein Gutachten zur Bestimmung der Höhe des X-Gen beim Beratungsunternehmen WIK-Consult in Auftrag gegeben. Ebenso wie der FGW, welcher die Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Price Waterhouse Coopers (PWC) mit der Erstellung eines WACC-Gutachtens beauftragt hat, hat auch die E-Control eine Neuevaluierung der WACC-Parameter durchgeführt. Zur Herleitung eines angemessenen Finanzierungskostensatzes (WACC) beauftragte die Regulierungsbehörde das Beratungsunternehmen FRONTIER-ECONOMICS mit der Erstellung eines entsprechenden Gutachtens.

Während im folgenden Kapitel kurz die generellen Ziele einer Anreizregulierung dargestellt werden, umfassen die folgenden Abschnitte die für die zweite Regulierungsperiode wesentlichen Elemente und Parameter. Im Rahmen eines langfristigen Anreizregulierungssystems, welches für eine Gesamtheit von Unternehmen über eine bestimmte Periode Anwendung findet, können unternehmensspezifische Entwicklungen und Anforderungen generell nur eingeschränkt berücksichtigt werden. Es sei daher darauf hingewiesen, dass die Ausgestaltung einiger Elemente (zB Netzbetreiberpreisindex oder Kostenansätze im Rahmen des Betriebskostenfaktors) unter Zugrundelegung einer Durchschnittsbetrachtung gemäß § 79 GWG 2011 erfolgt. Die inhaltliche Umsetzung der dargestellten Grundsätze erfolgt im Zuge der laufenden Kostenermittlungsverfahren. Es sei angemerkt, dass die Darstellung der grundsätzlichen Regulierungssystematik im Vordergrund steht und diverse Vereinfachungen in den angeführten formalen Darstellungen zur Erleichterung der Lesbarkeit in Kauf genommen werden.

2. Ziele der Anreizregulierung

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

- o Förderung effizienten Verhaltens der regulierten Unternehmen im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums
- o Schutz der Konsumenten
- o Sicherstellung der wirtschaftlichen Geschäftsgrundlage und Planungssicherheit der regulierten Unternehmen
- o Versorgungssicherheit
- o Ausgewogene Behandlung der regulierten Unternehmen

¹ Diese Endfassung enthält geringfügige Änderungen zur Beilage 02 der Kostenbescheide des Verfahrens V KOS G 2012. Es ergeben sich dadurch jedoch keine monetären Auswirkungen für die Entgelte des Jahres 2013.

- o Minimierung der direkten Regulierungskosten
- o Transparenz des Systems
- o Sicherstellung der allgemeinen Akzeptanz und Stabilität des Regulierungssystems durch alle betroffenen Interessensgruppen (Kunden, Arbeitnehmer, Eigentümer etc.)
- o Rechtliche Stabilität

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

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

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

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

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

Die Regulierung kann – wie in der Vergangenheit – auf jährlichen Kostenprüfungen basieren, was sowohl für die regulierten Unternehmen als auch den Regulator mit nicht unerheblichem Aufwand verbunden ist, oder im Rahmen eines längerfristigen, stabilen Modells mit regelmäßigen, jedoch nicht jährlichen Kostenprüfungen, erfolgen. Im Sinne einer Minimierung der direkten Regulierungskosten ist längeren Zeitspannen zwischen den Kostenprüfungen jedenfalls der Vorzug zu geben. Während der Zeitspannen sollten die

Tarife² einer Preisfindungsregel mit *ex ante* bekannten Parametern folgen. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass diese Preisfindungsregeln nicht zu sehr von den zugrunde liegenden Kostenentwicklungen abweichen, weshalb die Zeitspanne zwischen den Kostenprüfungen nicht zu groß sein darf.

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

3. Anwendungsbereich

Das in diesem Konsultationspapier dargestellte Anreizregulierungssystem gilt für alle Gasverteilernetzbetreiber Österreichs, welche in dem von der Behörde durchgeführten Effizienzvergleich (zur Ermittlung des individuellen Effizienzniveaus vor Beginn der ersten Anreizregulierungsperiode) berücksichtigt wurden.

4. Neubestimmung des Kostenpfades und Ermittlung Kostenbasis 2013

Grundlegende Rahmenbedingungen der ersten Regulierungsperiode werden für die zweite Regulierungsperiode weitergeführt. Dies betrifft insbesondere das Verständnis, dass die Ineffizienzen der Unternehmen über zwei Regulierungsperioden zu jeweils fünf Jahren abzubauen sind und impliziert, dass für die zweite Regulierungsperiode kein neuerliches Benchmarking durchgeführt wird und die ursprünglich ermittelten Zielkosten³ unverändert bleiben. Um die langfristige Stabilität des Regulierungssystems bzw. die Solvenz der Netzbetreiber sicherzustellen, wird die Kostenbasis für die zweite Regulierungsperiode im Rahmen einer Kostenprüfung neu bestimmt. Diese Systematik entspricht grundsätzlich jener, die bereits beim Periodenübergang im Stromverteilernetzbereich angewandt wurde.

Die gewählte Vorgangsweise garantiert, dass unvorteilhafte Kostenentwicklungen im Vergleich zur postulierten Kostenentwicklung zwischenzeitlich Berücksichtigung finden. Da jedoch die Zielkosten unverändert bleiben, ist eine Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors (und damit eine Anpassung des Kostenpfades) erforderlich. Die Herleitung des neuen Kostenanpassungsfaktors erfolgt durch eine Gegenüberstellung der geprüften Ist-Kosten 2011 (wobei hierbei einige Bereinigungen erforderlich sind, wie in Kapitel 4.1 näher dargelegt wird) mit den Sollkosten eines effizienten Netzbetreibers des Jahres 2011. Die Berechnungssystematik wird in den folgenden Abschnitten näher beschrieben.

4.1. Geprüfte Kosten 2011 und Herleitung von „Vergleichskosten“

Die Basis für die zweite Regulierungsperiode bilden die von der Regulierungsbehörde geprüften Kosten (OPEX und CAPEX) des Geschäftsjahres 2011, wobei die

² In diesem Dokument werden die Begriffe „Tarif“ und „Entgelt“ als Synonyme verwendet.

³ Es sei darauf hingewiesen, dass das Prinzip der generellen Unveränderlichkeit des Zielkostenniveaus durch die Anpassung des WACC durchbrochen wird.

Angemessenheitsprüfung nach den allgemeinen Grundsätzen der Kostenermittlung gemäß § 79 GWG 2011 erfolgt.⁴

Die Daten des Geschäftsjahres 2011 werden darüber hinaus auch auf die Entwicklungen in den vorangegangenen Jahren hin plausibilisiert und gegebenenfalls normalisiert, um eine reine Stichtagsbetrachtung zu vermeiden, bzw. um außerordentliche Effekte zu berücksichtigen.

Bestimmung von Vergleichskosten

Da die geprüfte Kostenbasis (exkl. vorgelagerter Netzkosten) auf einer veränderten Versorgungsaufgabe (zB durch das Hinzukommen von Hausanschlüssen und damit verbundenen Investitionskosten) im Vergleich zur Ausgangskostenbasis der ersten Regulierungsperiode beruht, sind für Vergleichszwecke mit den Sollkosten im Prüfungsjahr Bereinigungen erforderlich.

Da die beiden Erweiterungsfaktoren (Betriebs- und Investitionsfaktor) Änderungen der Versorgungsaufgabe abbilden, kann durch Subtraktion beider Faktoren von der geprüften Kostenbasis die damalige Versorgungsaufgabe als Vergleichsbasis errechnet werden. Um das Kostendeckungsprinzip zu gewährleisten, werden nach erfolgter Vergleichsrechnung zur Herleitung des neuen Kostenanpassungsfaktors in einem zweiten Schritt die Erweiterungsfaktoren zur „Vergleichsbasis“ hinzugezählt (vgl. Kapitel 13).⁵

Herstellung der zeitlichen Synchronität

Für den Vergleich der Sollkosten (eines effizienten Netzbetreibers) des Jahres 2011 mit den Vergleichskosten des Jahres 2011 ist sicherzustellen, dass beide Positionen die gleiche zeitliche Aktualität aufweisen. Daher werden zur Berechnung der Vergleichskosten die Erweiterungsfaktoren (Betriebskosten- und Investitionsfaktor) aus der Überleitung für die Tarifierung 2013 und nicht jene für die Tarifierung 2011 herangezogen, da eine zeitliche und logische Synchronität mit den geprüften Kosten hergestellt werden muss, welche auf dem Geschäftsjahr 2011 beruhen (t-2-Verzug). Die Erweiterungsfaktoren aus der Überleitung 2011 (Basis Entgeltverordnung 1.1.2011) würden lediglich Daten aus dem Geschäftsjahr

⁴ Die folgende Diskussion bezieht sich generell auf Unternehmen, welche ein dem Kalenderjahr entsprechendes Wirtschaftsjahr aufweisen. Für Unternehmen mit ‚schiefer‘ Geschäftsjahr sind die dargestellten Berechnungen entsprechend anzupassen.

⁵ Mitunter besteht im Einzelfall die Notwendigkeit Kostenerhöhungen, die nicht auf Ineffizienzen zurückzuführen sind bzw. „nicht-beeinflussbare Kostenbestandteile“ gemäß GAS-NBK-VO, mit der die näheren Kostenarten gemäß § 79 Abs. 6 Z 1-4 GWG 2011 bestimmt werden, für die Neubestimmung des Kostenanpassungsfaktors nach eingehender Prüfung gesondert miteinzubeziehen. Auf eine eingehende Darstellung wird an dieser Stelle verzichtet, da diese gesetzliche Grundlage Netzbetreiber nur in Einzelfällen betrifft. Angemerkt sei lediglich, dass bei der Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors diese Bereinigungen sowohl bei den Sollkosten als auch bei den Vergleichskosten zu erfolgen haben. In diesen Sonderfällen werden die geprüften Kosten 2011 sowohl um die Erweiterungsfaktoren, um die „nicht beeinflussbaren Kosten“ als auch um die nicht auf Ineffizienzen zurückführbaren Kosten bereinigt und die Residualgröße hochgerechnet und fortgeschrieben. Die additive Berücksichtigung dieser „nicht beeinflussbaren Kosten“ und nicht auf Ineffizienzen zurückführbaren Kosten erfolgt im Rahmen der Regulierungsformel (vgl. Kapitel 12) als Durchlaufposten bei der Tarifiermittlung.

2009 umfassen, weswegen der Vorgriff auf die Kostenüberleitung 2013 (Basis Entgeltverordnung 1.1.2013) erfolgt und durch diese Vorgangsweise der systemimmanente Zeitverzug für Vergleichszwecke eliminiert wird.

Subtraktion der „passenden“ Erweiterungsfaktoren für Vergleichszwecke

Wie oben bereits erwähnt, ist für den notwendigen Soll-Ist-Vergleich die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers zu Beginn der Regulierungsperiode wiederherzustellen, indem von den geprüften Istkosten die Erweiterungsfaktoren der ersten Regulierungsperiode abgezogen werden. Für diese Anpassung wäre es generell denkbar, entweder auf die Faktoren anhand der Spezifikation während der ersten Periode (Erweiterungsfaktoren ‚alt‘) oder aber auf die Ausgestaltung für die zweite Periode (Erweiterungsfaktoren ‚neu‘) abzustellen. Bei näherer Betrachtung gelangt man jedoch zur Erkenntnis, dass hierbei eine differenzierte Betrachtung notwendig ist, um unerwünschte Effekte zu vermeiden:

Das Prinzip der Vergleichsrechnung mit dem Erweiterungsfaktor (alt) und der additiven Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors (neu) (für die Bestimmung der Kostenbasis 2013) gilt jedenfalls für den Investitionsfaktor. Für Vergleichszwecke muss der Investitionsfaktor mit bisherigem Finanzierungskostensatz (Investitionsfaktor ‚alt‘) von den CAPEX 2011 (unter Anwendung des bisherigen Finanzierungskostensatzes) abgezogen werden. Die additive Berücksichtigung erfolgt anschließend durch die Hinzuzählung des Investitionsfaktors ‚neu‘ (nach neuer Spezifikation auch mit neuem Finanzierungskostensatz) auf die CAPEX 2011 (unter Anwendung des neuen Finanzierungskostensatzes). Würde der Wechsel zwischen den Investitionsfaktoren abweichend berücksichtigt werden, so wäre

- a) bei Rückrechnung (zur Herstellung der ursprünglichen Versorgungsaufgabe) mit dem Investitionsfaktor ‚neu‘ die Vergleichsrechnung unsachgerecht, da die Kosten eines effizienten Netzbetreibers auch auf Basis eines bisherigen Finanzierungskostensatzes bestimmt wurden, oder
- b) bei der additiven Berücksichtigung (zur Bestimmung der Kostenbasis 2013) mit dem bisherigen Investitionsfaktors ‚alt‘ der unerwünschte Effekt erreicht, dass die Investitionen in Rohrleitungen und Gasdruckregelanlagen seit 2006 auch weiterhin mit dem bisherigen Finanzierungskostensatz abgegolten werden und sich dadurch die Änderung im Niveau des Finanzierungskostensatzes nicht durchschlägt.

Aus diesen Gründen wird im Rahmen der Vergleichsrechnung von den geprüften CAPEX 2011 der Effekt der WACC-Änderung eliminiert ($\text{Unterschied aus } RAB_{2011} * WACC(\text{neu}) \text{ minus } RAB_{2011} * WACC(\text{alt})$) und der Investitionsfaktor auf Basis der bisherigen Spezifikation (mit bisherigem Finanzierungskostensatz) abgezogen. Im Rahmen der Regulierungsformel erfolgt anschließend die additive Berücksichtigung des Investitionsfaktors unter neuer Spezifikation auf die hochgerechneten, geprüften und angepassten CAPEX (errechnet mit neuem WACC).⁶

⁶ Siehe Abschnitt 12.

Bei der Vergleichsrechnung in Verbindung mit dem Betriebskostenfaktor ergibt sich ein Sonderproblem, da die bisherigen Preisansätze (in der ersten Periode) des Betriebskostenfaktors auf der Netzebene 3 eine gewisse Anreizkomponente zur Gewinnung neuer Netzkunden enthalten haben und die tatsächlichen Kosten der Änderung der Versorgungsaufgabe deswegen wohl überschätzt wurden. Würde man von den geprüften OPEX 2011 nun den Betriebskostenfaktor ‚alt‘ abziehen und mit dem Betriebskostenfaktor ‚neu‘ aufrechnen, so würden durch diese Vorgangsweise „Scheineffizienzgewinne“ in Höhe dieser Anreizkomponente entstehen. Darüber hinaus ist generell zu hinterfragen, ob die Betriebskostenfaktoren eine Anreizkomponente beinhalten sollten, oder ob diese in ihrer Funktion lediglich die Veränderung der Versorgungsaufgabe im Bereich der Betriebskosten adäquat abzubilden haben. Der von der Behörde neu vorgeschlagene Betriebskostenfaktor der Netzebene 3 (siehe Kapitel 10.1) beinhaltet diese Anreizkomponente für den Vergleichszweck nicht, sondern stellt die OPEX-Veränderung durch eine reine Veränderung der Versorgungsaufgabe dar (näheres dazu siehe Abschnitt 10.1).

Um dem Problem der Generierung von „Scheineffizienzen“ zu entgehen, wird der Ansatz verfolgt, für Vergleichszwecke den Betriebskostenfaktor gemäß neuer Spezifikation (ohne etwaiger Anreizkomponenten) von den geprüften Ist-OPEX 2011 abzuziehen. Im Rahmen der Regulierungsformel erfolgt anschließend ebenso die additive Berücksichtigung des Betriebskostenfaktors ‚neu‘. Durch diese Vorgangsweise kommt es weder zu Unter- bzw. Überdeckungen von den anerkannten OPEX noch zur Generierung von Scheineffizienzen im Ausmaß der bisherigen „Anreizkomponente“.

Zusammenfassend bedeutet dies, dass zur Determinierung der Vergleichskosten 2011

- der Investitionsfaktor vorgezogen (zeitliche Synchronität) und entsprechend der bisherigen Spezifikation der ersten Regulierungsperiode ($Inv.Faktor_{2013}^{alt}$) im Rahmen der Ist-Kostenbereinigung für die Neubestimmung des Kostenanpassungsfaktors berücksichtigt wird,
- der Betriebskostenfaktor ebenso vorgezogen (zeitliche Synchronität), jedoch gemäß neuer Spezifikation ohne Berücksichtigung einer Anreizkomponente in die Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors ($BK.Faktor_{2013}^{neu}$), einfließt
- der Effekt der WACC-Änderung eliminiert wird, und
- die Kostenbasis um etwaige nicht beeinflussbare Kostenpositionen sowie nicht auf Ineffizienzen zurückführbare Kostensteigerungen bereinigt werden.

Formal lässt sich der Zusammenhang wie folgt darstellen:

Formel 1

$$K_{Vergleich2011} = K_{geprüft2011} - Inv.Faktor_{2013}^{alt} - BK.Faktor_{2013}^{neu} - nbK_{2011} - nieffK_{2011} - RAB_{2011} \times (WACC_{2tePeriode} - WACC_{1tePeriode})$$

wobei gilt:

$$K_{geprüft2011} = \text{geprüfte Istkosten des Jahres 2011}$$

$Inv.Faktor_{2013}^{alt}$ = Investitionsfaktor des Jahres 2013 mit Spezifikation der ersten Regulierungsperiode (vorgezogene Berücksichtigung zur Herstellung zeitlicher Synchronität)⁷

$BK.Faktor_{2013}^{neu}$ = Betriebskostenfaktor des Jahres 2013 mit Spezifikation der zweiten Regulierungsperiode (siehe Kapitel 10.1 bzw. 13). Ebenso wie für den Investitionsfaktor gilt die vorgezogene Berücksichtigung zur Herstellung zeitlicher Synchronität.

nbK_{2011} = nicht beeinflussbare Kosten des Geschäftsjahres 2011

$nieffK_{2011}$ = nicht auf Ineffizienzen zurückführbare Kosten des Geschäftsjahres 2011

RAB_{2011} = regulierter Anlagenbestand des Jahres 2011

$WACC_{2tePeriode}$ = WACC der zweiten Regulierungsperiode = 6,42 % p.a.

$WACC_{1tePeriode}$ = WACC der ersten Regulierungsperiode = 6,97 % p.a.

4.2. Sollkosten im Prüfungsjahr

Die Sollkosten des Jahres 2011 (Kostenprüfungsjahr) setzen sich aus den fortgeschriebenen Ausgangskosten eines 100%-effizienten Unternehmens (Summe Netzkosten Basis 2006 exklusive vorgelagerter Netzkosten multipliziert mit dem unternehmensindividuellen Effizienzwert des damaligen Benchmarkings) gemäß bisherigem Kostenpfad (unter Berücksichtigung der Inflation und des generellen Produktivitätsfortschritts) zusammen. Formal lässt sich dieser Zusammenhang wie folgt darstellen:

Formel 2

$$\begin{aligned} Sollkosten_{2011} = & K_{2007} \times EW_{\text{ursprünglich.bzw.gedeckelt}} \times (1 + NPI_{2008}) \times (1 + NPI_{2009}) \times (1 + NPI_{2010}) \times (1 + NPI_{2011}) \times \\ & \times (1 - X_{GEN})^4 - nbK_{2006} - nieffK_{2006} \end{aligned}$$

wobei gilt:

K_{2007} = Ausgangskostenbasis des Jahres 2007

$EW_{\text{ursprünglich.bzw.gedeckelt}}$ = Effizienzwert aus dem ursprünglichen Benchmarking bzw. der gedeckelte Effizienzwert in Höhe von 74,06% (siehe dazu Erläuterungen zur G-SNT-VO 2008).

NPI = Netzbetreiberpreisindex (des jeweiligen Jahres, siehe Kapitel 7)

X_{GEN} = 1,95 % p.a. = genereller Produktivitätsfortschritt (siehe Kapitel 5)

nbK_{2006} = nicht beeinflussbare Kosten des Jahres 2006

$nieffK_{2006}$ = nicht auf Ineffizienzen zurückführbare Kosten des Jahres 2006

⁷ Hinsichtlich der Spezifikation des Investitionsfaktors der ersten Regulierungsperiode sei auf die Erläuterungen zur G-SNT-VO 2008 verwiesen.

Die Vergleichskosten 2011 werden in weiterer Folge mit den Soll-Kosten 2011 ins Verhältnis gesetzt (siehe folgendes Kapitel), um den Grad der Zielerreichung zu ermitteln. Dieser stellt die Basis für die Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors für die zweite Regulierungsperiode dar.

4.3. Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors

Der Kostenanpassungsfaktor umfasst sowohl den generellen Produktivitätsfortschritt (vgl. Kapitel 5) als auch die individuellen Effizienzvorgaben (vgl. Erläuterungen zur GSNT-VO 2008). Aufgrund der Kostenaktualisierung ist eine Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors für die zweite Regulierungsperiode erforderlich, um auf Basis eines Zielerreichungsgrades sicherzustellen, dass der Zielwert (Kostenniveau) am Ende der Regulierungsperiode unverändert bleibt.

Für die Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors werden die Sollkosten des zu 100% effizienten Unternehmens – gemäß Kostenpfad, dh ohne Berücksichtigung der veränderten Versorgungsaufgabe – mit den Vergleichskosten (geprüfte IST-Kosten 2011 bereinigt um vorgezogenen Investitionsfaktor gemäß bisheriger Spezifikation und BK-Faktor gemäß neuer Spezifikation sowie um etwaige andere Bereinigungen angepasst) ins Verhältnis gesetzt und damit der Grad der Effizienzerreichung bis zum Jahr 2011 ermittelt.⁸ Der neue Kostenanpassungsfaktor errechnet sich somit gemäß der folgenden Formel:

Formel 3

$$\text{Kostenanpassungsfaktor}_{\text{NEU}} = 1 - (1 - X_{\text{Gen}}) \times \sqrt[6]{\frac{\text{Sollkosten}_{2011}}{K_{\text{Vergleich}2011}}}$$

Die verbleibende In- bzw. Supereffizienz wird anschließend auf die verbleibende Dauer bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode verteilt. Dies bedeutet, dass etwaige Effizienzgewinne der Unternehmen linear über die restliche Regulierungsdauer verteilt werden – Unternehmen können somit weiterhin von diesen zusätzlichen Effizienzgewinnen (durch eine Verflachung des Kostenpfades) profitieren, was den Anreiz Effizienzsteigerungspotentiale auszuschöpfen aufrechterhält. Kunden können durch die Angleichung der Sollkosten an die geprüfte und angepasste IST-Kostenbasis unmittelbar an diesen Effizienzgewinnen partizipieren.

Weist ein Unternehmen beispielsweise eine Kostenentwicklung auf, die unter der Vorgabe gemäß bisherigem Kostenanpassungsfaktor liegt, so reduziert sich der neu anzuwendende Kostenanpassungsfaktor dementsprechend für die verbleibenden sechs Jahre bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode, da die Zielkosten unverändert bleiben. Im Falle ungünstigerer Kostenentwicklungen erhöht sich der neu anzuwendende Kostenanpassungsfaktor dementsprechend.

Ein reduzierter Kostenanpassungsfaktor bzw. im Extremfall sogar ein steigender Kostenpfad bedeutet jedoch keineswegs, dass das Unternehmen gefordert ist, bis zum Ende der zweiten

⁸ Im Rahmen der Gegenüberstellung für Vergleichszwecke muss sichergestellt werden, dass der Finanzierungskostensatz in gleicher Höhe zur Anwendung kommt.

Regulierungsperiode auf Kostensenkungspotenziale zu verzichten bzw. die Kosten zu steigern (um den Zielwert zu erreichen). Vielmehr besteht auch weiterhin der Anreiz alle Einsparungspotenziale auszuschöpfen, da die Differenz zwischen tatsächlicher Kostenentwicklung und Kosten gemäß Regulierungspfad vom Unternehmen als zusätzlicher Ergebnisbeitrag für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode erwirtschaftet werden kann. Ein weiterer Anreiz für die Unternehmen ein niedriges Kostenniveau beizubehalten besteht darin, in zukünftigen Benchmarkinganalysen hohe Effizienzwerte erzielen zu können. Eine Neufeststellung der relativen Effizienzwerte sollte jedenfalls die Grundlage für die folgende dritte Regulierungsperiode sein.

Ein wiederkehrendes Benchmarking vor Beginn jeder weiteren Regulierungsperiode stellt aus Sicht der Behörde sicher, dass der in der Literatur theoretisch ableitbare Ratchet-Effekt⁹ (Ausweisung einer überhöhten Kostenbasis zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode im „Fotojahr“) minimiert wird. Diese Vorgangsweise kann somit als Alternative zu einem expliziten „Carry-Over“-System angesehen werden, da dieses ebenso die Minimierung des Ratchet-Effekts und die Aufrechterhaltung des Anreizes zu produktivem Verhalten verfolgt.

4.4. Erläuternde Beispiele zur Berechnungssystematik (schematische Darstellung)

Die folgenden Beispiele dienen der Illustration der grundsätzlichen Berechnungssystematik zur Ermittlung des Kostenanpassungsfaktors für die zweite Regulierungsperiode. Es sei darauf hingewiesen, dass für Veranschaulichungszwecke die Methodik stark vereinfacht dargestellt wird und einige Faktoren (z.B. Bereinigung um Finanzierungskostensatz) gänzlich ignoriert werden. Hinsichtlich der detaillierten Berechnung wird auf die Abschnitte 4.1 bis 4.3 verwiesen.

4.4.1. 2,5%ige „Outperformance“ im Vergleich zum regulierten Kostenpfad bei 95%iger Effizienz

War ein Unternehmen in der Lage, seinen regulierten Kostenpfad jährlich um 2,5 Prozent zu unterschreiten, so ergibt sich durch die Gegenüberstellung von Soll- und Vergleichskosten für das Kostenprüfungsjahr 2011 ein geringerer neuer Kostenanpassungsfaktor für die zweite Regulierungsperiode in der Höhe von 2,04 Prozent anstatt der bisher zur Anwendung gebrachten 2,45 Prozent p.a., um am Ende der zweiten Regulierungsperiode die vorgegebenen Zielkosten (diese ergeben sich unter Berücksichtigung des festgestellten unternehmensindividuellen Effizienzwerts bzw. des nach unten gedeckelten Effizienzwerts in Höhe von 74,06% sowie der Berücksichtigung des Frontier-Shifts und der jährlichen Preissteigerungsrate) zu erreichen¹⁰.

⁹ Siehe hierzu Rodgarkia-Dara, A. (2007).

¹⁰ Zur Darstellung des Regulierungspfades bzw. zur Ermittlung des jährlichen Kostenanpassungsfaktors sei auf die Erläuterungen zur GSNT-VO 2008 (Seiten 16 und 52) verwiesen.

| | |
|---|--------|
| Ausgangskostenbasis 1. Periode | 100 |
| Inflation | 2,00% |
| Kostenanpassungsfaktor des Unternehmens (bisher) | 2,45% |
| Kostenanpassungsfaktor effizientes Unternehmen (Xgen) | 1,95% |
| Effizienzwert ursprünglich | 95,00% |
| Jährliche Outperformance zum Pfad | 2,50% |

| | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|-------|--|--------------|--------------|--------------|---------------|------|------|
| Zeile | | | | | | | |
| 1 | geprüfte Istkosten (TOTEX) | 101,38 | 96,53 | 96,04 | 95,56 | | |
| 2 | minus BK-Faktor (vorgezogen) | 1,94 | 1,93 | 1,92 | 1,91 | | |
| 3 | minus Investitionsfaktor (vorgezogen) | 2,43 | 2,41 | 2,40 | 2,39 | | |
| 4 | Vergleichskosten 2011 ($K_{\text{Vergleich2011}}$) | 97,01 | 96,53 | 96,04 | 95,56 | | |
| 5 | Sollkosten (Kostenpfad des Unternehmens bei 100% Effizienz und gleichbleibender Versorgungsaufgabe) | 95,01 | 95,02 | 95,03 | 95,04 | | |
| 6 | plus BK-Faktor | | | 1,94 | 1,93 | 1,92 | 1,91 |
| 7 | plus Investitionsfaktor | | | 2,43 | 2,41 | 2,40 | 2,39 |
| 8 | Sollkosten des effizienten Unternehmens unter Berücksichtigung der veränderten Versorgungsaufgabe | 99,38 | 99,36 | 99,35 | 99,34 | | |
| 9 | K_{ANEU} Ermittlung | | | | 99,46% | | |
| 10 | | | | | 2,04% | | |

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Berechnungssystematik zur Ermittlung des Kostenanpassungsfaktors für die zweite Regulierungsperiode (Outperformance)

Die Ermittlung des Zielerreichungsgrades erfolgt durch die Division der Sollkosten des effizienten Unternehmens (Zeile 5) durch die Vergleichskosten 2011 (Zeile 4 – die Vergleichskosten ergeben sich durch Abzug der vorgezogenen Betriebskosten- (Zeile 2) und Investitionsfaktoren (Zeile 3) von Zeile 1). Die Anpassung erfolgt wie in Kapitel 4.1 beschrieben, durch die Subtraktion beider vorgezogener Erweiterungsfaktoren (Zeile 6 und 7 in 2013) von den geprüften Kosten (exkl. vorgelagerter Netzkosten; Zeile 1).

4.4.2. 2,5%ige „Underperformance“ im Vergleich zum regulierten Kostenpfad bei 95%iger Effizienz

Im Gegensatz zum obigen Beispiel ergibt sich bei einer jährlichen Überschreitung von 2,5 Prozent des ursprünglichen Kostenpfades ein höherer Kostenanpassungsfaktor für die zweite Regulierungsperiode in Höhe von 2,85 Prozent p.a.

| | |
|---|--------|
| Ausgangskostenbasis 1. Periode | 100 |
| Inflation | 2,00% |
| Kostenanpassungsfaktor des Unternehmens (bisher) | 2,45% |
| Kostenanpassungsfaktor effizientes Unternehmen (Xgen) | 1,95% |
| Effizienzwert ursprünglich | 95,00% |
| Jährliche Outperformance zum Pfad | -2,50% |

| | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|-------|---|--------|--------|--------|--------|------|------|
| Zeile | | | | | | | |
| 1 | geprüfte Istkosten (TOTEX) | 106,58 | 101,48 | 100,97 | 100,46 | | |
| 2 | minus BK-Faktor (vorgezogen) | 2,04 | 2,03 | 2,02 | 2,01 | | |
| 3 | minus Investitionsfaktor (vorgezogen) | 2,55 | 2,54 | 2,52 | 2,51 | | |
| 4 | Vergleichskosten 2011 ($K_{\text{Vergleich}2011}$) | 101,99 | 101,48 | 100,97 | 100,46 | | |
| 5 | Sollkosten (Kostenpfad des Unternehmens bei 100% Effizienz und gleichbleibender Versorgungsaufgabe) | 95,01 | 95,02 | 95,03 | 95,04 | | |
| 6 | plus BK-Faktor | | | 2,04 | 2,03 | 2,02 | 2,01 |
| 7 | plus Investitionsfaktor | | | 2,55 | 2,54 | 2,52 | 2,51 |
| 8 | Sollkosten des effizienten Unternehmens unter Berücksichtigung der veränderten Versorgungsaufgabe | 99,60 | 99,59 | 99,57 | 99,56 | | |
| 9 | K_{NEU} -Ermittlung | | | | 94,60% | | |
| 10 | Ermittlung Zielerreichungsgrad (Soll-Kosten bei 100% Effizienz/Vergleichskosten) ($9=5/(1-6_t-7_t-12)$) Kostenanpassungsfaktor NEU | | | | 2,85% | | |

Abbildung 2: Schematische Darstellung der Berechnungssystematik zur Ermittlung des Kostenanpassungsfaktors für die zweite Regulierungsperiode (Underperformance)

Die Berechnung erfolgt hierbei analog zu der in Kapitel 4.4.1 beschriebenen Vorgangsweise.

4.5. Bestimmung der Kostenbasis 2013

Nachdem der bisherige unternehmensspezifische Kostenanpassungsfaktor der ersten Periode noch für die Jahre 2011 und 2012 gilt, und der neue Kostenanpassungsfaktor (K_{neu}) erst ab 2013 zur Anwendung kommt, ist eine Hochrechnung der geprüften und angepassten Ist-Kostenbasis des Jahres 2011 auf das Startjahr der zweiten Regulierungsperiode (2013) erforderlich. Nachdem für Vergleichszwecke die Determinierung der K_{2013}^{Pfad} durch Anwendung des bisherigen Finanzierungskostensatzes erfolgte, ist es notwendig die Differenz zwischen der verzinslichen Kapitalbasis 2011 zu bisherigem und neuem Finanzierungskostensatz kostenreduzierend¹¹ zu berücksichtigen.

Die entsprechende Hochrechnung erfolgt gemäß folgender Formel:

Formel 4

$$K_{2013}^{\text{Pfad}} = K_{\text{angepasst}2011} \times \prod_{t=2012}^{2013} (1 + \Delta NPI_t) \times (1 - KA_{\text{Neu}})^2$$

wobei gilt:

Formel 5

$$K_{\text{angepasst}2011} = K_{\text{Vergleich}2011} + RAB_{2011} \times (WACC_{2tePeriode} - WACC_{1tePeriode})$$

¹¹ Es sei auf das negative Vorzeichen der resultierenden WACC-Korrektur hingewiesen.

Grafisch lässt sich die Fortschreibung der um den WACC-Effekt korrigierten Vergleichskosten ($K_{\text{angepasst 2011}}$) mit dem neuen Kostenanpassungsfaktor anhand des Beispiels „Outperformance“ aus Kapitel 4.4.1 (mit konstanter Inflationsrate von zwei Prozent) wie folgt darstellen:

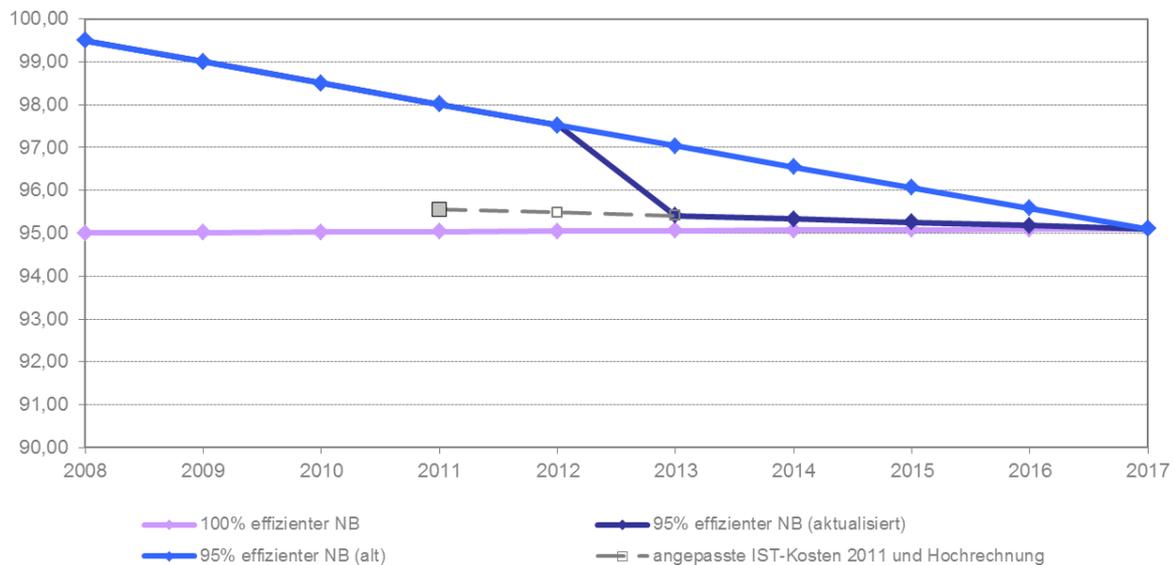


Abbildung 3: Grafische Darstellung der Fortschreibung der angepassten Istkosten 2011 am Beispiel aus Kapitel 4.4.1 und Erreichung der Zielwerte zum Ende der zweiten Regulierungsperiode.

Es ist ersichtlich, dass die Kostenbasis im Jahr 2013 unter der bisherigen Vorgabe liegt. Durch die Verflachung des Kostenanpassungsfaktors während der zweiten Regulierungsperiode bleibt der Zielwert im Jahr 2017 jedoch unverändert.

Im gegengesetzten Fall der „Underperformance“ aus dem Beispiel des Kapitels 4.4.2 erhöht sich zwar die jährliche Zielvorgabe während der zweiten Regulierungsperiode, um am Ende den Zielwert zu erreichen; die Kostenbasis des Jahres 2013 liegt jedoch über den Kosten gemäß bisherigem Kostenpfad.

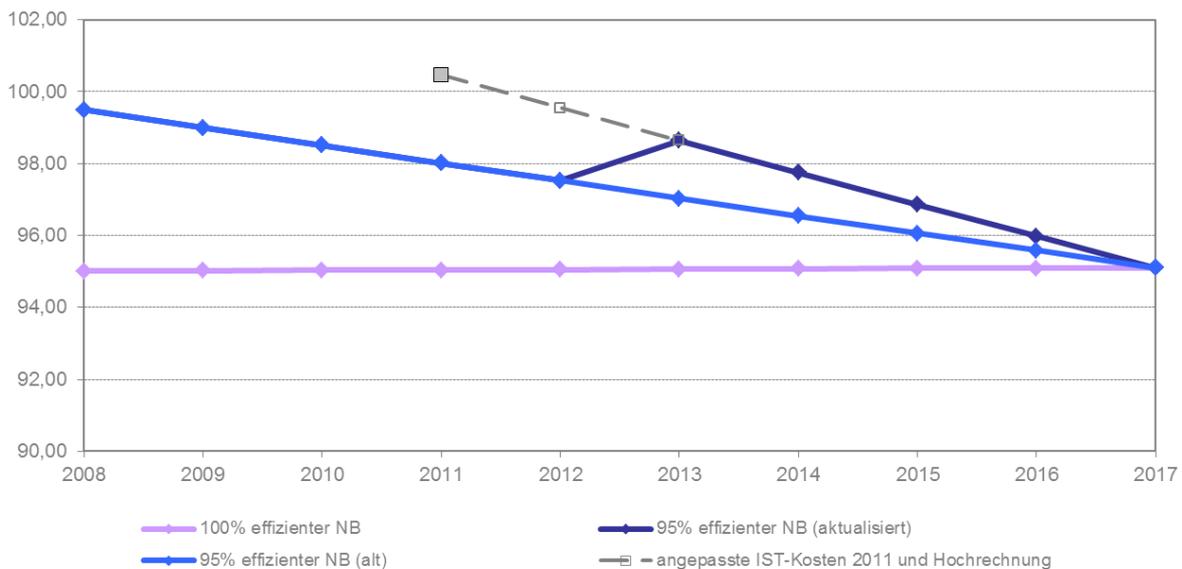


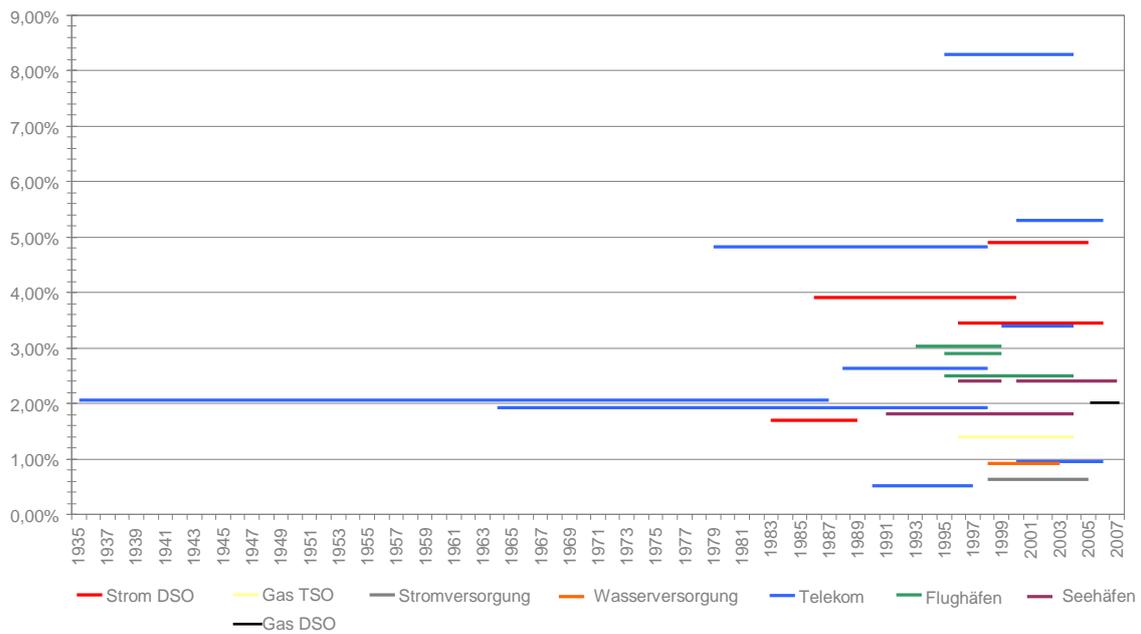
Abbildung 4: Grafische Darstellung der Fortschreibung der angepassten Istkosten 2011 am Beispiel aus Kapitel 4.4.2 und Erreichung der Zielwerte zum Ende der zweiten Regulierungsperiode.

5. Genereller Produktivitätsfortschritt (X-Gen)

Im Zuge der Einführung der Anreizregulierung für Gasverteilernetzbetreiber wurde ein genereller Produktivitätsfortschritt (X-Gen) in Höhe von 1,95 Prozent per anno festgelegt (siehe Erläuterungen zur GSNT-VO 2008). Nach Verständnis der Behörde sollte dieser Wert für die Dauer von zwei Perioden angewendet werden, weil ein geänderter Frontier-Shift auch eine Anpassung der Zielkosten zur Folge hätte und dies den grundlegenden Rahmenbedingungen der ersten Regulierungsperiode widersprechen würde. Im Zuge der Gespräche zur Ausgestaltung der zweiten Regulierungsperiode hat die Behörde eine Metastudie zu den Produktivitätsentwicklungen durchgeführt und ein Gutachten der Branche zur Bestimmung der allgemeinen Produktivität für die österreichische Gaswirtschaft analysiert. Weiters wurde seitens E-Control ebenfalls eine Studie zum generellen Produktivitätsfortschritt im Bereich der österreichischen Gasnetze beauftragt. Die Ergebnisse aus diesen Analysen sollen in weiterer Folge diskutiert werden.

5.1. Bandbreiten für X-Gen aus Metastudie

Im Herbst 2011 wurden den Branchenvertretern realistische Bandbreiten für den generellen Faktorproduktivitätsfortschritt auf Basis von 23 veröffentlichten Studien präsentiert. Betrachtet wurden neben Gas- und Stromverteilernetzen auch weitere infrastrukturegebundene Sektoren wie Flug- und Seehäfen, Telekommunikation und Wasserversorger. Grund für die Ausdehnung dieser Stichprobe war, auch andere kapitalintensive Sektoren zu betrachten, da von der Branche die Vergleichbarkeit mit dem weniger kapitalintensiven Stromsektor in Frage gestellt wurde. Die Betrachtung des Telekommunikationssektors hat darüber hinaus den Hintergrund, mögliche Potentiale durch den vermehrten Einsatz von „smarten“ Betriebsmitteln abzuschätzen. Die Ergebnisse sind in folgender Grafik ersichtlich:



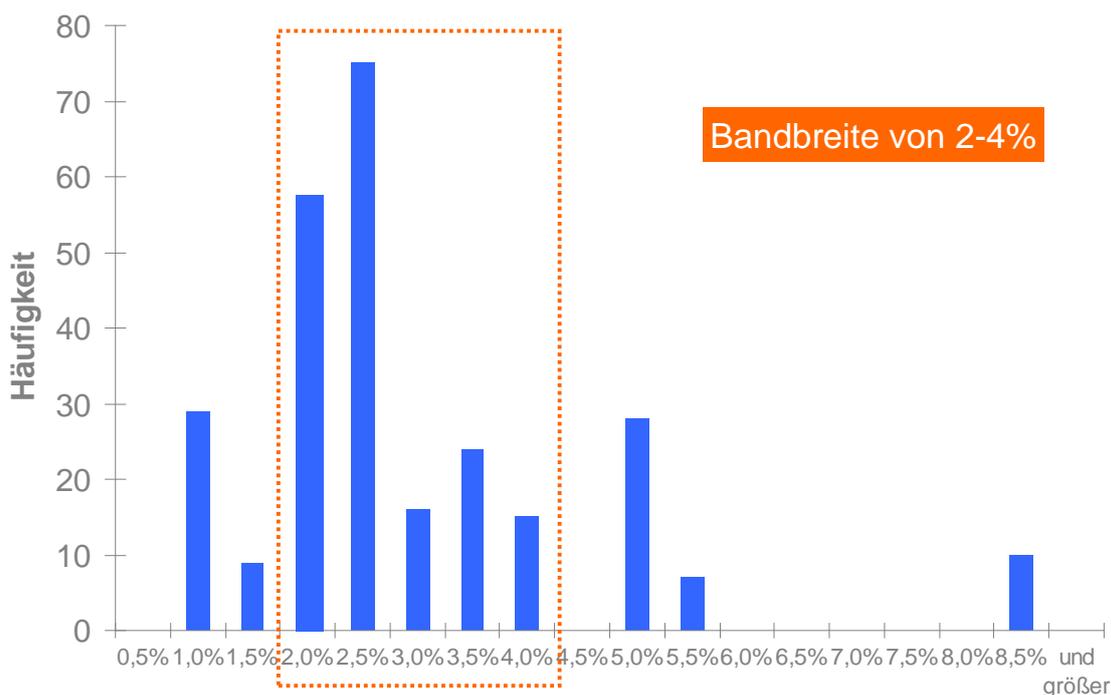


Abbildung 6: Häufigkeitsverteilung der Studienergebnisse nach Jahren

Die Studienergebnisse aus dem Gasbereich liegen am unteren Bereich dieser Bandbreite, weswegen von Seiten der Behörde auch eine Beibehaltung des Frontier-Shifts in Höhe von 1,95 Prozent p.a. in Aussicht gestellt wurde. Seitens der Branche wurde auf diesen Vorschlag mit einer Studie zum Produktivitätspotential in der österreichischen Gaswirtschaft reagiert.

5.2. Branchenstudie

Das vom Beratungsunternehmen POLYNOMICS erstellte Gutachten „Bestimmung der allgemeinen Produktivität (X-Allgemein) für die österreichische Gaswirtschaft“ wurde der Behörde im Rahmen der Gespräche zur Ausgestaltung der zweiten Regulierungsperiode vom FGW vorgelegt. Die Behörde hat sich intensiv mit der Methodik und den Ergebnissen des Gutachtens auseinandergesetzt. Generell lässt sich festhalten, dass entsprechende Analysen zum Produktivitätsfortschritt mit einigen Schwierigkeiten verbunden sind. Dies betrifft in erster Linie die Datenverfügbarkeit, die Datenqualität bzw. das Aggregationsniveau der Zeitreihen, sowie die Festlegung des Betrachtungszeitraumes (Stützintervall). Die Ergebnisse weisen in der Regel eine starke Abhängigkeit von den genannten Faktoren auf, weshalb die Ergebnisse des vorliegenden Gutachtens kritisch zu sehen sind. Auf die Problematik der adäquaten Branchenabgrenzung wird auf Seite 26 des Branchen-Gutachtens ebenso Bezug genommen, wie auf die Volatilität der Daten. Der Gutachter weist ausdrücklich darauf hin, dass die Statistiken mindestens bis zur Klasse „Gasversorgung“ aggregiert sind und eine differenzierte Betrachtung zwischen den Bereichen der „Gaserzeugung“ und „Gasverteilung und –handel durch Rohrleitungen“ nicht möglich ist. Die Berechnung folgt der Methodik nach Bernstein und Sappington (1999) und kommt bei einem Betrachtungshorizont von 1980-2000 zu einem Wert von 0,85 Prozent p.a. bzw. bei Einbeziehung der Jahre bis 2007 zu

1,2 Prozent p.a., auch wenn gerade diese Ausdehnung des Zeithorizonts (Stützintervalls) vom Gutachter als problematisch angesehen wird.¹² Gründe liegen im strukturellen Bruch in den Zeitreihen, ausgelöst durch die Aufspaltung der Unternehmen im Zuge der Liberalisierung. Weshalb gerade für den Beginn der Analyse das Jahr 1980 gewählt wird, obwohl nach Ansicht des Gutachters für eine robuste Schätzung möglichst lange Zeiträume verwendet werden sollten und Daten ab 1976 verfügbar wären, wird im Gutachten nicht näher erläutert. Sensitivitätsanalysen bezüglich der Wahl des Betrachtungszeitraumes werden nicht dargestellt, obwohl vergleichbare Studien sehr starke Schwankungen ausgelöst durch eine Variation des Betrachtungszeitraumes darlegen konnten.

Weiters stellt der Gutachter selbst fest, dass die ideale Methode zur Bestimmung des Frontier-Shifts die Analyse auf Basis von Unternehmensdaten im Zuge einer Malmquist-Index Berechnung wäre. Dieser Ansatz wird jedoch nicht verfolgt, da diese Daten nicht öffentlich zugänglich sind.

5.3. Methodischer Fehler der Branchenstudie in Verbindung mit Regulierungsformel

Die vom FGW in Auftrag gegebene Studie geht bei der Berechnung des allgemeinen Produktivitätsfortschritts der österreichischen Gaswirtschaft wie bereits oben erwähnt nach dem Konzept von Bernstein und Sappington (1999) vor. Dieses Paper, das im Jahr 1999 im Journal of Regulatory Economics erschien, trägt den Titel: „Setting the X Factor in price-cap regulation plans“ und beschreibt wie der X-Faktor einer regulierten Branche ermittelt wird, wenn die Preise der regulierten Unternehmen im Ausmaß der allgemeinen Inflationsrate (RPI, retail price index bzw. VPI, Verbraucherpreisindex) minus diesem X-Faktor angepasst werden und keine über die kalkulatorischen Kapitalkosten hinausgehenden Unternehmensgewinne - für den Sektor als Durchschnitt – im Vorhinein möglich sein sollten.

Die entsprechende Formel aus dem Originalartikel sieht folgendermaßen aus:¹³

Formel 6

$$P^E - X_0^b = P^E - \{[T - T^E] + [W^E - W]\}$$

wobei

P^E die Veränderung der allgemeinen Inflationsrate (economy-wide rate of output price inflation, zB VPI),

X_0^b X-Faktor der regulierten Branche,

$[T - T^E]$ die Differenz zwischen der Veränderung der totalen Faktorproduktivität des regulierten Sektors und dem Rest der Gesamtwirtschaft und

$[W^E - W]$ die Differenz zwischen der Änderung der Inputpreise des Rests der Gesamtwirtschaft und dem regulierten Sektor darstellt.

¹² Vgl. POLYNOMICS (2011), S. 27-28.

¹³ Bernstein, J. I.; Sappington, D. E. M. (1999), S. 11.

Bernstein und Sappington (1999) beschreiben die Aufgabenstellung für den Regulator wie folgt:

„...in order to ensure zero profit in the regulated sector, the regulator could do the following. First, set prices in the regulated industry to generate zero profit. Second, allow these prices to rise, on average, at a rate equal to the economy-wide rate of output price inflation (P^E) less an offset (X_0^b)...”

Obige Formel 5 wird im POLYNOMICS-Gutachten folgendermaßen dargestellt:

Formel 7

$$\Delta KPI^{GW} - X_{Allgemein} = \Delta KPI^{GW} - \left\{ \left[\Delta TFP^R - \Delta TFP^{GW} \right] + \left[\Delta IP^{GW} - \Delta IP^R \right] \right\}$$

wobei die einzelnen Variablen analog zu jenen in Formel 5 die gleiche Bedeutung haben. Nachdem sich die Veränderung der allgemeinen Inflationsrate der Gesamtwirtschaft auch als die Differenz zwischen der Veränderungsrate der Inputpreise der Gesamtwirtschaft (ΔIP^{GW}) und der Veränderung des Produktivitätsfortschritts der Gesamtwirtschaft (ΔTFP^{GW}) ausdrücken lässt, gelangt man nach Umformung zu folgendem Zusammenhang:

Formel 8

$$\Delta KPI^{GW} - X_{Allgemein} = \Delta KPI^{GW} - \left[\Delta KPI^{GW} - (\Delta IP^R - \Delta TFP^R) \right]$$

Der Ausdruck ΔKPI^{GW} bezeichnet die Veränderung der Konsumentenpreise der Gesamtwirtschaft und ist somit dem Verbraucherpreisindex (VPI) bzw. dem Retail-Price Index (RPI) gleichzusetzen.¹⁴ Dies wird in nachfolgender Grafik dargestellt:

¹⁴ Der VPI wird beispielsweise im deutschen Regulierungssystem, der RPI im britischen Modell verwendet.

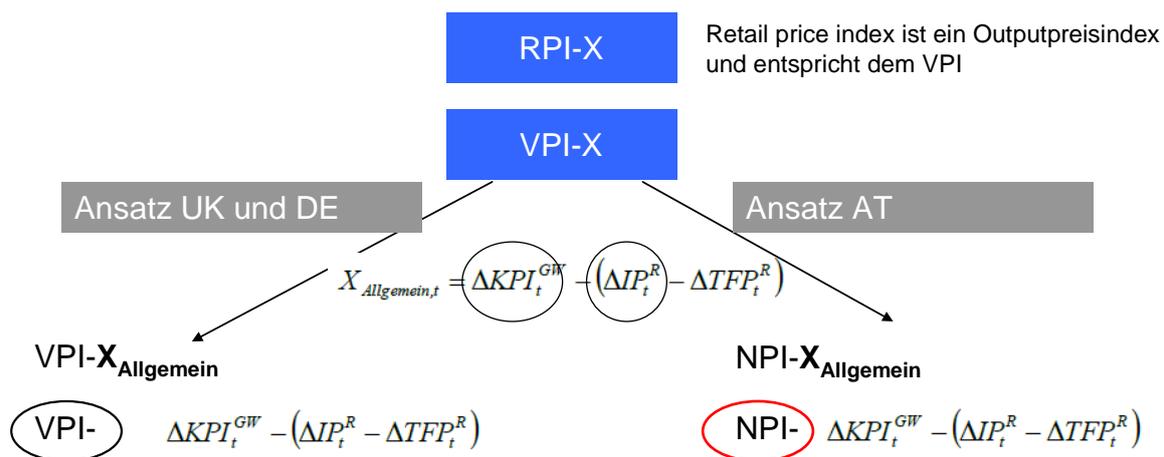


Abbildung 7: Darstellung des methodischen Fehlers der X-Gen Ermittlung in Verbindung mit Regulierungsformel

Im Regulierungssystem für die österreichischen Gasverteilernetzbetreiber erfolgt die Inflationsanpassung jedoch nicht wie beispielsweise in Deutschland oder England mit dem VPI bzw. dem RPI, der einen Outputpreisindex repräsentiert, sondern mittels eines Netzbetreiberpreisindex (NPI), der sich mehrheitlich aus Inputpreisindices ΔIP^R zusammensetzt. Der NPI setzt sich für die Gasverteilernetzbetreiber zu 30 Prozent aus dem Tariflohnindex, zu 40 Prozent aus dem Baupreisindex und zu lediglich 30 Prozent aus dem Verbraucherpreisindex zusammen und soll die Kostenentwicklungen der Branche adäquat widerspiegeln. Der NPI kann in seiner Gesamtheit daher als Inputpreisindex verstanden werden. Abgeleitet von der oben zitierten Formel aus dem Originalpapier wird im besagten Gutachten zwar eine abweichende Notation verwendet, die Aussage bleibt jedoch unverändert.

Es zeigt sich, dass die Anwendung des NPI anstelle des VPI im österreichischen Regulierungskontext zu einer systematischen Überdeckung in der Höhe der Differenz zwischen NPI und VPI führt.

Sollte das vom Gutachter ermittelte X-Gen in der Höhe von 0,85 bzw. 1,2 Prozent p.a. (für den Zeitraum von 1980 bis 2000 bzw. 2007) Anwendung finden, so würde die Anwendung des NPI zu einer systematischen Überdeckung zum Vorteil der Gasverteilernetzbetreiber führen. Das Ausmaß der jährlichen historischen Überdeckung wird in nachfolgender Grafik dargestellt:

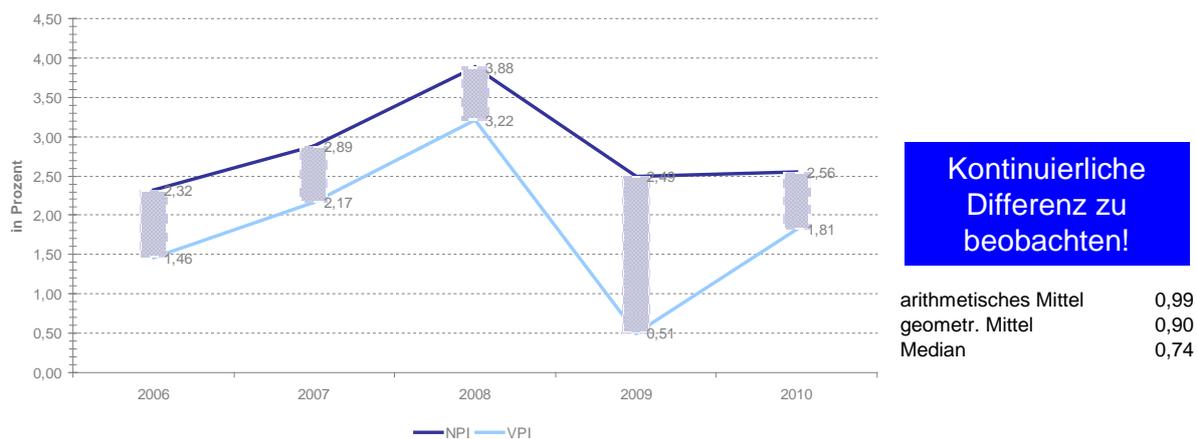


Abbildung 8: Darstellung der kontinuierlichen Überdeckung im Regulierungskontext

Um diese unsachgerechte Überdeckung zu eliminieren, muss bei weiterer Anwendung des NPI in der Regulierungsformel das Ausmaß der Überdeckung im Rahmen des X-Gen korrigiert werden. Dies bedeutet, dass der vom Gutachter ermittelte Wert des X-Gen entsprechend der Überdeckung verzerrt ist.

5.4. Gutachten der Regulierungsbehörde

Zur weiteren Fundierung dieses Themenbereichs beauftragte die E-Control ihrerseits die WIK-Consult GmbH mit der Erstellung einer Studie zur Bestimmung des Generellen Faktorproduktivitätsfortschritts (X-Gen) österreichischer Gasverteilernetzbetreiber. Als Ziel des Gutachtens wurde einerseits definiert das vorgelegte Branchengutachten zu analysieren, sowie die von E-Control vertretene Auffassung des methodischen Fehlers im Rahmen der X-Gen Bestimmung zu beleuchten.

Das Gutachten kommt zum Ergebnis, dass die Korrektur des sektoralen Produktivitätsfortschritts um den gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt (Produktivitätsdifferential) sowie um das Inputpreisdifferential tatsächlich dann obsolet ist, wenn ein Inputpreisindex zur Valorisierung der Kosten bzw. Entgelte anstatt eines Outputpreisindex verwendet wird. Nachdem der Netzbetreiberpreisindex auf Basis des § 79 Abs 5 GWG 2011 die durchschnittliche Kostenstruktur eines Netzbetreibers abzudecken hat, kann aus Sicht der Behörde jedenfalls der Annahme gefolgt werden, dass es sich hierbei um einen Inputpreisindex handelt und demnach der von der Branche vorgeschlagene Wert entsprechend angepasst werden müsste.

Polynomics verwendet zur Errechnung des X-Gen ein Stützintervall von 1980 bis 2000 und weist auf die Volatilität der Daten nach 2001 hin, weswegen von der Ausdehnung des Stützintervalls bis einschließlich 2007 abzuraten sei.

WIK-Consult verwendet im Rahmen des von E-Control in Auftrag gegebenen Gutachtens die gleiche Datengrundlage wie Polynomics und äußert einige Bedenken in Hinblick auf das von Polynomics verwendete Stützintervall. So sei die Volatilität nach 2001 vor allem der Umstellung auf ein kleineres Zeitreihenaggregat zuzuschreiben, da bis 1995 auf das Aggregat „Energieversorgung“ und danach auf „Gasversorgung“ abgestellt wird. Da der erwartete

künftige Produktivitätsfortschritt der Gasverteilernetzbetreiber aus praktikablen Gründen nur durch gemessene historische Produktivitätsfortschritte abgeleitet werden kann, sollten jedenfalls auch Ergebnisse der näheren Vergangenheit Berücksichtigung finden. Zudem sind höhere Produktivitätspotentiale in Marktliberalisierungsphasen oder auch Phasen einer Anreizregulierung empirisch nachweisbar, da die Effizienzanreize gänzlich anders gelagert sind.

Durch die ausschließliche Verwendung des kleineren Zeitreihenaggregats Gasversorgung anstatt von Energieversorgung ändert sich auch das Stützintervall auf den Zeitraum von 1996 bis 2007. WIK-Consult errechnet ein X-Gen auf Basis der von Bernstein und Sappington vorgeschlagenen Methodologie (Entspricht der Vorgangsweise von Polynomics) für diesen Zeitraum in der Höhe von 3,4 Prozent p.a. Wird darüber hinaus der Argumentation gefolgt, dass der NPI die durchschnittliche Kostenstruktur der Gasverteilernetzbetreiber abbildet, so sind für die Ermittlung des allgemeinen X-Faktors ausschließlich die TFP-Werte für den Gassektor relevant und die Betrachtung von Differentialen unsachgemäß. Der für den Zeitraum mit vorwiegend gasspezifischen Angaben ermittelte Wert liegt ohne der Betrachtung der Differentiale bei 4,13 Prozent p.a. Die Ergebnisse der Studie legen nahe, dass die Produktivität seit der Liberalisierung des Gasmarktes in einem höheren Ausmaß gestiegen ist. Dabei ist jedoch darauf hinzuweisen, dass es sich bei den verwendeten Zeitreihen um Daten mit hohem Aggregationsniveau (Gasversorgung bzw. Energieversorgung anstatt Gasverteilung) handelt. Die Analysen sind dahingehend mit entsprechender Vorsicht zu interpretieren.

5.5. Auffassung der Behörde zur Höhe des X-Gen für die zweite Regulierungsperiode

Im Rahmen des zweiten Konsultationspapiers hat die Behörde eine Beibehaltung des X-Gen in Höhe von 1,95 Prozent p.a. in Aussicht gestellt. Während sich die Branche und vereinzelte Unternehmen in ihren Stellungnahmen zu diesem Dokument für eine Absenkung des X-Gen aussprechen, sehen sowohl die Bundesarbeiterkammer als auch die Landwirtschaftskammer keine Veranlassung die Höhe des X-Gen (1,95 Prozent p.a.) anzupassen.

Der Netzbetreiber OÖ Ferngas Netz GmbH (OÖFG) spricht in einer eingebrachten Stellungnahme unter anderem an, dass im Gasnetzbetrieb der Kapitalkostenanteil besonders hoch sei und die Abschreibungsdauern für Gasnetzanlagen seitens der Behörde gestreckt worden wären. Somit sei der Effekt auslaufender Abschreibungen auf Jahre hinausgeschoben worden und daher wären keine Produktivitätsentwicklungen im Bereich der CAPEX erzielbar. Darüber hinaus sei ein technologischer Fortschritt bei der modernen österreichischen Gasinfrastruktur im Vergleich zu anderen Infrastrukturbereichen mit kurzlebigeren Komponenten (Beispiel Telekom) auch nicht ausgeprägt gegeben.

Darauf ist zu entgegnen, dass im Rahmen von wiederkehrenden Investitionszyklen durchaus Ersatzinvestitionen (welche einen impliziten technischen Fortschritt beinhalten) durchgeführt werden – dies gilt insbesondere für Gasnetze in fortgeschrittenem Alter und mit entsprechend ausgestalteter Altersstruktur (Verhältnis Alt- und Neuanlagen). Darüber hinaus wurde nicht alle Anlagekategorien standardisiert, sondern lediglich Rohrleitungsanlagen, weswegen das von OÖFG eingebrachte Argument nur noch eine eingeschränkte Gültigkeit hat. Weiters sei darauf verwiesen, dass der generelle

Produktivitätsfortschritt von der Entwicklung der Gesamtbranche abgeleitet wird und es somit auf Basis einer Einzelunternehmensbetrachtung zu einer abweichenden Situation kommen kann. Bezüglich des Vergleichs mit anderen infrastrukture gebundenen Sektoren ist darauf hinzuweisen, dass in diesen Bereichen TFP-Entwicklungen in der Höhe von bis zu 10% zu verzeichnen sind. Diese fallen im Bereich der Gasnetze wie dargestellt jedoch deutlich niedriger aus.

Ebenso wird angesprochen, dass die Produktivitätsabschläge anhand realer Unternehmensentwicklungen ermittelt werden und auf einen durch die Behörde idealisierten Kostenpfad angewandt werden, welcher die Produktivitätspotentiale bereits vorwegnehmen würde.

Dieser Feststellung kann prinzipiell nicht widersprochen werden, da diese die generelle Idee der Anreizregulierung beschreibt. Die tatsächlichen Unternehmenskosten werden von den zugestandenen Erlösen entkoppelt und die Ausgangskosten mittels Regulierungspfad fortgeschrieben. Dass es sich hierbei um eine idealisierte Entwicklung (auch im Bereich der technologischen Entwicklung) handelt ist also durchaus gewollt. Aus Sicht der Behörde ist es eine sachgerechte Vorgangsweise, Produktivitätsentwicklungen der Vergangenheit als Maß für zukünftige Entwicklungen anzusetzen und die Netzkunden an den erwarteten Produktivitätsfortschritten partizipieren zu lassen. Es ist darauf hinzuweisen, dass dies wie oben ausgeführt auch mit einem gewissen Maß an Vorsicht erfolgen sollte.

Der Verteilernetzbetreiber führt darüber hinaus an, dass für Hochdruckleitungsanlagen (technisch wie TSO Systeme) in der dargestellten Metastudie der Behörde (siehe Kapitel 5.1) Vergleichszahlen von 1,5% ausgewiesen werden würden und trotzdem ein höherer Wert zur Anwendung kommen sollte.

Diesbezüglich ist anzumerken, dass die referenzierte Metastudie lediglich einen Überblick hinsichtlich der Einordnung der Gasverteilernetze im Spektrum anderer infrastrukture gebundener Sektoren geben soll. Es wird nicht das Ziel verfolgt die Werte internationaler Studien ohne weitere Analysen auf die österreichischen Gasverteilernetze zu übertragen – es wurde eingehend dargestellt, dass hierzu weitere tiefgehende Analysen durchgeführt wurden. Darüber hinaus sei nochmals auf die Überdeckung des NPI im Vergleich zum VPI hingewiesen, welcher im Rahmen der präsentierten Metastudie nicht berücksichtigt wurde.

Das Unternehmen führt zudem aus, dass die geprüften und bereits idealisierten Kostenbasen der Netzbetreiber einmal mit 4,5% und ein weiteres Mal mit 3,8% beabschlagt worden wären, ohne dass dies erklärt worden wäre.

Die vom Unternehmen angesprochene Vorgangsweise wurde in den Erläuterungen zur GSNT-VO 2008 beschrieben und wird an dieser Stelle nicht nochmals dargestellt. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass die beiden angesprochenen Anpassungen von der Branche während der ersten Regulierungsperiode nicht in Frage gestellt wurden und daher eine nunmehrige Stellungnahme zu diesem Themenkomplex die Rahmenbedingungen und Regulierungsparameter der ersten Regulierungsperiode konterkariert.

Obwohl die Ergebnisse der durchgeführten Meta-Studie sowie das von der Behörde beauftragte Gutachten gewisse Indikationen für eine Beschleunigung des technologischen

Fortschritts seit der Liberalisierung im Gasbereich liefern, setzt die Behörde den Wert des generellen Produktivitätsfortschritts für die zweite Regulierungsperiode nach wie vor (vgl. erste Anreizregulierungsperiode) in der Höhe von 1,95 Prozent p.a. fest. Grund hierfür ist insbesondere die Tatsache, dass der Zielwert am Ende der zweiten Regulierungsperiode unverändert beibehalten werden soll und die Behörde insbesondere vor diesem Hintergrund die vorliegenden Analyseergebnisse vorsichtig interpretiert. Für zukünftige Regulierungsperioden wird der Produktivitätsfortschritt der Branche jedenfalls erneut evaluiert und entsprechend berücksichtigt werden.

6. Individuelle Effizienzvorgabe (X-Ind)

Für die zweite Regulierungsperiode wird wie bereits erwähnt, kein neuerliches Benchmarking durchgeführt und die Zielwerte (zu erreichendes Kostenniveau) zum Ende der zweiten Regulierungsperiode bleiben unverändert. Der Zielwert zum Ende der zweiten Regulierungsperiode ergibt sich unter Berücksichtigung des festgestellten unternehmensindividuellen Effizienzwerts bzw. des nach unten gedeckelten Effizienzwerts in Höhe von 74,06% sowie der Berücksichtigung des Frontier-Shifts und der jährlichen Preissteigerungsrate.¹⁵ Aufgrund der Aktualisierung der Kostenbasis für die zweite Regulierungsperiode und der Gegenüberstellung der Soll- mit den Vergleichskosten, ergeben sich Änderungen beim neu anzuwendenden Kostenanpassungsfaktor (siehe Kapitel 4.3), welcher den generellen Produktivitätsfortschritt und den individuellen Zielerreichungsgrad zusammenführt.

¹⁵ Zur Darstellung des Regulierungspfades bzw. zur Ermittlung des jährlichen Kostenanpassungsfaktors sei auf die Erläuterungen zur G SNT-VO 2008 (Seiten 16 und 52) verwiesen.

7. Netzbetreiberpreisindex (NPI)

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.¹⁶

Dadurch werden exogene, dh vom Unternehmen nicht beeinflussbare, Kostenerhöhungen abgebildet.

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

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

Die BAK sowie der ÖGB äußern in ihren Stellungnahmen Kritik hinsichtlich des Netzbetreiberpreisindex. Die Abgeltung mittels des Netzbetreiberindex wird von der BAK grundsätzlich als sinnvoll angesehen bzw. a priori nicht abgelehnt, allerdings wird die Orientierung am Tariflohnindex hinterfragt, da in der Energiebranche die Lohnabschlüsse über dem allgemeinen Durchschnitt liegen. Es sollte daher anstatt des Tariflohnindex ein branchenspezifischer Wert bzw. eine Mischvariante angewandt werden. Der ÖGB vertritt die Ansicht, dass die tatsächlichen Lohn- und Gehaltsabschlüsse bei der Kostenermittlung unternehmensspezifisch heranzuziehen seien.

Aus Sicht der Behörde führt jedoch das Abstellen auf einen von Seiten der BAK geforderten „reinen branchenspezifischen“ Wert bzw. eines Mischwertes zu einem Problem der Endogenität: Zusätzlich zur Endogenität besteht gar kein einheitlicher reiner branchenspezifischer Index, der sämtliche Unternehmen die Netze betreiben, repräsentiert, da zahlreiche unterschiedliche kollektivvertragliche und unternehmensspezifische Rahmenbedingungen im Personalbereich von Netzbetreibern angewandt werden. Daher könnte dem Erfordernis des § 79 Abs. 5 GWG 2011, veröffentlichte Teilindices heranzuziehen auf diesem Wege nicht entsprochen werden. Darüber hinaus ist anzumerken, dass zahlreiche Personalleistungen von Netzbetreibern nicht selbst erbracht werden,

¹⁶ Zur Abdeckung der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate ist gemäß § 79 Abs 5 GWG 2011 ein Netzbetreiberpreisindex zu berücksichtigen, welcher sich aus veröffentlichten Teilindices zusammensetzt, die die durchschnittliche Kostenstruktur der Netzbetreiber repräsentieren.

sondern im Rahmen von Dienstleistungsverträgen im vertikal integrierten Unternehmen bzw. durch Drittanbieter erbracht werden. In der Gewinn- und Verlustrechnung von derartig ausgestatteten Netzbetreibern finden sich die angeführten Verrechnungen im Material- bzw. sonstigem Aufwand und nicht im Personalaufwand wieder. Folgerichtig würde daher ein ausschließliches Abstellen auf die Entwicklung eines Kollektivvertrags im Widerspruch mit der Anforderung von § 79 Abs. 5 GWG 2011, sich an der durchschnittlichen Kostenstruktur von Netzbetreibern zu orientieren, stehen.

Des Weiteren ist die Preisindizierung der Kostenbasis auch immer mit der Ermittlungsweise des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts (XGen) zu sehen. Sollte dieses XGen auf Basis der von Bernstein und Sappington (1999) dargelegten Methodik - der Differentialbetrachtung der Produktivitäts- und Inputpreisänderungsraten zwischen dem regulierten Sektor und der Gesamtwirtschaft - bestimmt werden, so ist eine Indexierung mittels des generellen Preisindex (economy-wide rate of inflation, zB VPI) angebracht. Diese Zusammenhänge wurden mit Vertretern der Gasverteilernetzbetreiber im Sommer 2011 bereits diskutiert und es wurde darauf hingewiesen, dass bei der Determinierung künftiger XGens (3. Periode Gasverteilernetzbetreiber ab 2018) auf den Umstand der Indexierung der Kostenbasis mittels des in § 79 Abs 5 GWG 2011 gesetzlich vorgegebenen Netzbetreiberpreisindex Bedacht zu nehmen wäre. Eine ausführliche Diskussion dieser Thematik findet sich in Kapitel 5.3 sowie im Gutachten von WIK-Consult (2012) zur Bestimmung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts österreichischer Gasverteilernetzbetreiber.

Daher ist aus Sicht der Behörde der Verwendung des allgemeinen Tariflohnindex der Vorzug zu geben und die bisherige Zusammensetzung des Netzbetreiberpreisindices beizubehalten.

8. Finanzierungskostensatz (WACC)

Gemäß § 80 Abs 1 GWG 2011 haben die Finanzierungskosten die angemessenen Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu umfassen, wobei die Verhältnisse des Kapitalmarktes zu berücksichtigen sind. In der Vergangenheit wurde der Finanzierungskostensatz auf Basis eines WACC-Ansatzes ermittelt – diese Vorgangsweise wird auch für die zweite Anreizregulierungsperiode beibehalten.

Vor dem Hintergrund des Erfordernisses der Angemessenheit des Finanzierungskostensatzes wurden die Parameter der WACC-Kalkulation einer eingehenden Evaluierung unterzogen. Generell wurde dabei der Ansatz verfolgt, auf möglichst aktuelle Werte hinsichtlich des risikolosen Zinses, des Betas, der Marktrisiko- und der Fremdkapitalprämie, sowie des Unternehmenssteuersatzes abzustellen.¹⁷ Im Rahmen des von E-Control in Auftrag gegebenen Gutachtens (Frontier Economics, „Bestimmung der Finanzierungskosten für

¹⁷ Dies erfolgt vor dem Hintergrund der Festsetzung des WACCs über den gesamten Zeitraum einer Regulierungsperiode.

Gasnetzbetreiber“) ergaben sich die folgenden Bandbreiten für die einzelnen WACC-Parameter:

| WACC-Bandbreiten | Untere Grenze | Obere Grenze |
|------------------------------------|---------------|---------------|
| Risikoloser Zins | | 3,27 % |
| Risikozuschlag für Fremdkapital | 1,36% | 1,55% |
| Fremdkapitalzinssatz (vor Steuer) | 4,63 % | 4,82 % |
| Marktrisikoprämie | 3,8% | 5,0% |
| Betafaktor | 0,30 | 0,34 |
| Betafaktor (verschuldet) | 0,64 | 0,72 |
| Eigenkapitalzinssatz (nach Steuer) | 5,69 % | 6,88 % |
| Steuersatz | | 25 % |
| Eigenkapitalzinssatz (vor Steuer) | 7,59 % | 9,18 % |
| Gearing | | 60% |
| WACC (vor Steuer) | 5,81% | 6,56% |

Quelle: Frontier Economics

Nachfolgend wird die Ermittlung der einzelnen Parameter für die WACC Berechnung erläutert:

- Risikoloser Zins – Für die Schätzung des risikolosen Zinssatzes wird ein 5-Jahresdurchschnitt der österreichischen Sekundärmarktrendite verwendet. Aufgrund der Mischung verschiedener Restlaufzeiten liegt die durchschnittliche Restlaufzeit dieses Portfolios bei 7,8 Jahren. Bei der Auswahl der Anleihen sollte die typische Finanzierungsstruktur von österreichischen Energieunternehmen berücksichtigt werden. Dabei zeigt sich, dass die tatsächliche Fristigkeitsstruktur von ausstehenden Anleihen österreichischer Energieunternehmen bei durchschnittlich knapp 6 Jahren liegt. Daraus kann gefolgert werden, dass die derzeit verwendete Sekundärmarktrendite als Referenzwert geeignet ist. Der Vorteil der Verwendung der Sekundärmarktrendite liegt in der Transparenz und leichten öffentlichen Verfügbarkeit. Weiters spricht die Kontinuität für die Verwendung der Sekundärmarktrendite, da diese seit Beginn der Liberalisierung zur Berechnung des risikolosen Zinssatzes verwendet wurde.
- Risikoaufschlag für Fremdkapital – Für die Ableitung des Risikozuschlags, den Fremdkapitalgeber zusätzlich zum risikolosen Zins fordern, werden die Risikozuschläge von börsengehandelten Anleihen vergleichbarer Unternehmen, europäische

Anleiheindizes sowie Umlaufrenditen von österreichischen Energieunternehmen analysiert. Es wird dabei der 2-Jahresdurchschnitt von Anleihen mit rund 10 Jahren Restlaufzeit herangezogen. Für die enge Gruppe der Vergleichsunternehmen werden Unternehmen mit einem Rating von mindestens A- verwendet. Eine Analyse der Werte ergibt eine Bandbreite für die Risikoaufschläge (Debt Spread) von 1,36% bis 1,55% (136 bis 155 Basispunkten).

- **Marktrisikoprämie** – Dieser Wert ist generisch für alle Unternehmen und wird üblicherweise aus langen Zeitreihen internationaler Portfolios abgeleitet. Frontier Economics stützt die Analysen dabei auf die international umfangreichste verfügbare Datenbank eines Anlageportfolios von industrialisierten Ländern (Dimson/Marsh/Staunton). Aufgrund der jüngeren Finanzmarktentwicklungen beziehen sich die Gutachter dabei auf den Durchschnitt der Werte der Studien von 2009 bis 2011. Entsprechend dem früheren Vorgehen wird dabei eine Bandbreite aus geometrischem und arithmetischem Mittel von 3,8% bis 5,00% verwendet.
- **Beta – Faktoren** – Das Beta spiegelt das systematische (d.h. nicht diversifizierbare) Risiko des betrachteten Netzbetreibers wider und lässt sich empirisch aus der Analyse der Marktperformance von Vergleichsunternehmen ermitteln. Daher ist der Auswahl der Vergleichsunternehmen besondere Bedeutung beizumessen. Basierend auf einer erweiterten Stichprobe von 71 Unternehmen werden anhand von Filterkriterien, z.B. regulatorisches Umfeld, regionale Streuung und Streuung der Geschäftsfelder, Datenverfügbarkeit, Liquidität, 9 reine Strom- und Gasnetzbetreiber zur Bestimmung der Asset Betas abgeleitet. Das durchschnittliche Asset-Beta der reinen Netzbetreiber auf Basis von Tagesdaten wird über die letzten 5, 3 und 1 Jahre berechnet. Basierend auf den Ergebnissen wird eine Bandbreite von 0,30 bis 0,34 ermittelt.
- **Steuersatz** – Für die Berechnung eines Zinssatzes vor Steuern wird der österreichische Körperschaftssteuersatz von 25% verwendet.
- **Kapitalstruktur und Kapitalbasis** – Den Berechnungen liegt eine angenommene Kapitalstruktur von 60% Fremdkapital zugrunde. Dieser Wert entspricht den beobachteten branchenüblichen Werten und ist weiters mit einem A Rating vereinbar, welches bei der Regulierung österreichischer Netzbetreiber vorausgesetzt wird. Darüber hinaus ist der Wert von 60% mit den Entscheidungen anderer Regulierungsbehörden konsistent.

8.1. Auffassung der Behörde zur Höhe des WACC für die zweite Regulierungsperiode

Die vom Gutachter ermittelten Bandbreiten spiegeln die trotz Auswertung aller verfügbaren Informationen verbleibende Unsicherheit der Schätzung wider. Für die regulatorische Praxis ergibt sich dennoch die Notwendigkeit aus diesen Bandbreiten einzelne Werte als Berechnungsgrundlage abzuleiten. Grundsätzlich sind dabei zwei mögliche pragmatische Strategien denkbar, wie mit derartigen Bandbreiten umgegangen werden kann:

- **Fehlerminimierung** – Um mit den für die Regulierung zu Grunde gelegten Wert trotz Unsicherheit dem – nicht beobachtbaren – faktischen Wert anzunähern und damit den evtl. auftretenden Fehler zu minimieren, bietet sich eine Positionierung in der Mitte

der Bandbreite an. Hierbei würde der Gesamtfehler minimiert und die Richtungen der Abweichung (Über- oder Unterschätzung) somit implizit als gleichwertig angesehen.

- Vorsichtsprinzip – Alternativ kann durch die Regulierungsbehörde die Gefahr einer Über- und Unterschätzung aufgrund ihrer Auswirkungen unterschiedlich bewertet werden. Hierzu sind sowohl die regulierten Unternehmen als auch die Nutzer der regulierten Dienstleistung zu betrachten. Falls eine derartige Asymmetrie identifiziert würde, könnte unter Verfolgung des Vorsichtsprinzips eine Positionierung über oder unter dem Mittelwert gerechtfertigt sein.

Eine optimale WACC-Struktur soll sicherstellen, dass es für ein Unternehmen keinen Unterschied macht, ob es am Markt oder in die regulierte Infrastruktur investiert. Wird der WACC zu hoch festgesetzt, bestehen Anreize übermäßig in die Netze zu investieren (Averch-Johnson-Effekt)¹⁸, wird er allerdings zu niedrig angesetzt, besteht das Risiko, dass notwendige Investitionen im Bereich der regulierten Infrastruktur nicht durchgeführt werden. Für E-Control ist es ein wesentlicher Grundsatz den langfristigen Bestand der Netze und die damit verbundene hohe Qualität der Netzdienstleistungen sicherzustellen – aus dem oben genannten Vorsichtsprinzip wird daher der WACC bewusst an die obere Bandbreite der vom Gutachter vorgeschlagenen Werte angenähert. E-Control hält daher die folgende WACC-Struktur für die zweite Regulierungsperiode für sachgerecht:¹⁹

| Ermittlung WACC 2. Regulierungsperiode | |
|--|--------------|
| Risikoloser Zins | 3,27% |
| Risikozuschlag für Fremdkapital | 1,45% |
| Fremdkapitalzinssatz (vor Steuern) | 4,72% |
| Marktrisikoprämie | 5,00% |
| Betafaktor (unverschuldet) | 0,325 |
| Betafaktor (verschuldet) | 0,691 |
| Engenkapitalzinssatz (nach Steuern) | 6,72% |
| Gearing | 60,00% |
| Steuersatz | 25,00% |
| WACC (vor Steuer) | 6,42% |

Abbildung 9: WACC-Struktur für die zweite Regulierungsperiode

Zur oben dargestellten WACC-Struktur wurde eine Konsultation durchgeführt. Dabei brachten Branchenvertreter und Legalparteien zahlreiche Stellungnahmen ein. Die von E-

¹⁸ Vgl Averch, H.; Johnson, L. (1962)

¹⁹ Es sei angemerkt, dass sich der risikolose Zins für Investitionsprojekte der Süd- und Westschiene um 20 Basispunkte erhöht (siehe Kapitel 9.2).

Control vorgeschlagenen Parameterwerte sowie die dazu eingegangen Meinungen werden in Folge eingehend diskutiert.²⁰

Risikoloser Zinssatz – 3,27%

E-Control legt den risikolosen Zinssatz mit 3,27% fest. Dabei wird der 5-Jahresdurchschnitt der österreichischen Sekundärmarktrendite zwischen April 2008 und März 2012 herangezogen.

In den Stellungnahmen gibt es dazu unterschiedliche Anmerkungen:

Gasnetz Steiermark GmbH (GSG) begrüßt die Verwendung eines 5-Jahresdurchschnitts jedoch wird statt der Sekundärmarktrendite, die Verwendung der 10-jährigen Bundesanleihen vorgeschlagen. Durch die Sekundärmarktrendite werde die Laufzeitäquivalenz laut GSG verletzt.

Die Bundesarbeiterkammer (BAK) weist auf die fallende Entwicklung der Sekundärmarktrendite seit März 2012 hin und stellt zur Diskussion inwieweit deshalb nicht ein Abschlag auf den risikolosen Zinssatz erfolgen sollte.

Die Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) führt wie folgt aus: „Gegen die Verwendung der Sekundärmarktrendite als Basis für den risikolosen Zinssatz sprechen insbesondere die Verletzung der Laufzeitäquivalenz zu den getätigten Investitionen, das Verzerrungspotenzial der Ermittlungsmethode und die implizite Annahme einer flachen Zinskurve. Zwar entschärft das Heranziehen eines einfachen 5-Jahresschnitts anstatt des ursprünglich vorgeschlagenen kürzeren Zeitraums zum Teil die aktuellen Verwerfungen auf den Kapitalmärkten. Die Grundthematik der Verwendung eines nicht sachgerechten Basiszinssatzes bleibt allerdings bestehen.“

Der Fachverband Gas Wärme (FGW) schlägt für die Berechnung des risikolosen Zinssatzes den Mittelwert des gleitenden fünfjährigen Durchschnitts (auf monatlicher Basis) für den Zeitraum 31. Dezember 2006 – 2011 österreichischer Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 Jahren vor. Die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten sollen dabei auch die langfristigen Finanzierungszeiträume von Investitionen in die Gasnetzinfrastruktur sowie den zugrundeliegenden Finanzierungsmix abbilden.

Die eingegangenen Anmerkungen lassen sich in drei Kategorien einteilen:

- Wahl der Anleihe – Es wird argumentiert, dass die 10-jährige österreichische Bundesanleihe die geeignetere Anleihe zur Bestimmung des risikolosen Zinssatzes darstellt. Insbesondere wird angemerkt, dass durch die Verwendung der Sekundärmarktrendite die Laufzeitäquivalenz verletzt wird. Die Analysen der

²⁰ Da das Gutachten der Branche durch den FGW in den Diskussionsprozess eingebracht wurde, wird in weiterer Folge die Meinung der Branche (auf Basis des Gutachtens und der Stellungnahme) als „FGW“ zitiert.

Restlaufzeiten der Anleihen österreichischer Energieunternehmen haben gezeigt, dass die Restlaufzeiten mit denen in der in der Sekundärmarktrendite enthaltenen Anleihen ungefähr übereinstimmen. Der Finanzierungsmix wird somit durch die Sekundärmarktrendite sachgerecht abgebildet, weshalb eine Verletzung der Laufzeitäquivalenz nicht vorliegt. E-Control sieht deshalb die Sekundärmarktrendite als sachgerechtes Instrument zur Bestimmung des risikolosen Zinssatzes.

- Durchschnittsbildung – Zur Glättung der Auswirkung der Finanzkrise verwendet E-Control das arithmetische Mittel über 5 Jahre. Dies stellt eine übliche Methodik zur Glättung von Volatilitäten dar. FGW verwendet im Unterschied dazu einen rollierenden Durchschnitt. Durch die Verwendung des rollierenden 5-Jahresdurchschnittes bezieht FGW das Zinsniveau von vor 10 Jahren in die Berechnung des risikolosen Zinssatzes ein. Der Rückgriff auf Werte von vor 10 Jahren zur Bestimmung des künftigen Zinsniveaus steht jedoch im Widerspruch zu einer anderen Anmerkung des FGW, in der gesagt wird: „Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Aussagekraft historischer Daten für künftige Kapitalmarktentwicklungen begrenzt ist.“ Dies sollte für Werte von vor 10 Jahren besonders gelten. Die Begründung für die Verwendung von Durchschnitts- anstatt von Stichtagswerten, wie von FGW angemerkt, ist sinnvoll. E-Control wird dem jedoch durch die Verwendung des arithmetischen Mittels über eine Zeitperiode von 5 Jahren gerecht.
- Zeitraum für Durchschnittsbildung – Die Bundesarbeiterkammer kritisiert, dass zur Bestimmung des risikolosen Zinssatzes nicht die letztverfügbaren Daten verwendet wurden. Die Bestimmung des Stichtages für den Endpunkt der Durchschnittsbildung stellt eine regulierungspolitische Entscheidung dar. E-Control hat dazu den März 2012 gewählt.

Zusammenfassend hält E-Control fest, dass der risikolose Zinssatz von 3,27% als sachgerecht erachtet wird.

Risikozuschlag (Debt Spread) – 1,45%

E-Control hat den Risikozuschlag (Debt Spread) mit 1,45% festgelegt. In den Stellungnahmen gibt es dazu unterschiedliche Anmerkungen:

Bundesarbeiterkammer – „Die Berechnung des Risikozuschlags für Fremdkapital (1,45%) kann die BAK nicht nachvollziehen. Der Wert von 1,45% erscheint jedenfalls sehr hoch gegriffen, weil Netzbetreiber einer staatlichen Regulierung unterworfen sind und die Kostenabgeltung gesetzlich zugesichert ist, wodurch sich Netzbetreiber in Hinblick auf ein etwaiges Ausfallrisiko deutlich von anderen Unternehmen unterscheiden.“

Wirtschaftskammer – „Der Höhe nach scheint der Risikozuschlag auf den Fremdkapitalsatz (Anmerkung E-Control: gemeint ist wohl der Risikozuschlag auf den risikolosen Zinssatz) im

gegebenen Marktumfeld angemessen; eine nachvollziehbare Ableitung wäre wünschenswert.“

Fachverband Gas Wärme – Der Risikozuschlag basiert auf europäischen Anleihen von Energieunternehmen mit einer Ratingklasse A. Zur Berechnung wird ein rollierender 5-Jahresdurchschnitt herangezogen. Es ergibt sich ein Risikozuschlag von 76 BP.

Die Höhe des Risikozuschlages liegt in der vom Gutachter vorgeschlagenen Bandbreite von 136 BP bis 155 BP. E-Control erachtet daher den vorgeschlagenen Wert als sachgerecht. Der geringere Wert von FGW in Höhe von 76 BP muss im Kontext des von FGW vorgeschlagenen risikolosen Zinses in der Höhe von 4,04% gesehen werden. In Summe bewegen sich die Fremdkapitalkosten (= risikoloser Zinssatz + Risikozuschlag) von FGW und E-Control mit 4,80% bzw. 4,72% auf sehr ähnlichem Niveau.

Marktrisikoprämie – 5%

E-Control legt die Marktrisikoprämie mit 5,00% fest. In den Stellungnahmen gibt es dazu unterschiedliche Anmerkungen:

Bundesarbeiterkammer – „Hinsichtlich der weiteren Komponenten des WACC – Marktrisikoprämie, Beta unverschuldet, Beta verschuldet – kann die BAK aufgrund der fehlenden Quellenangaben bzw. Datenbasis keine abschließende Beurteilung abgeben. Im Vergleich zum Gutachten der deutschen Bundesnetzagentur von September 2011 (Frontier Economics) ist jedoch festzustellen, dass sich diese WACC-Komponenten im oberen Bereich einer möglichen Bandbreite bewegen.“

Wirtschaftskammer – „Die Beibehaltung der Marktrisikoprämie auf dem Niveau der vorhergehenden Regulierungsperiode kann argumentiert werden. Es sollte von der Regulierungsbehörde begründet werden, warum der Empfehlung der Kammer der Wirtschaftstreuhand, die Marktrisikoprämie auf 5,5% zu erhöhen, nicht Folge geleistet wurde.“

Fachverband Gas Wärme – „Die Marktrisikoprämie wurde mit 5,0% angesetzt und orientiert sich an der Bandbreite von 4,5% bis 5,5%“ gemäß der aktuellen Empfehlung der Kammer der Wirtschaftstreuhand. Die Marktrisikoprämie von 5,0% orientiert sich dabei am Mittelwert dieser Empfehlung.“

Die Höhe der Marktrisikoprämie liegt am oberen Rand der vom Gutachter ermittelten Marktrisikoprämie von 3,8% bis 5,0%, welche auf einer Studie von Dimson/Marsh/Staunton aufbaut. Diese Studie hat sich, speziell im regulierten Bereich, als Standardreferenz für die Marktrisikoprämie etabliert. Auf Basis des generell verfolgten Vorsichtsprinzips wird die Festlegung von E-Control als sachgerecht erachtet.

Betafaktor (unverschuldet) – 0,325

E-Control legt den Betafaktor (unverschuldet) mit 0,325 fest.

In den Stellungnahmen gibt es dazu unterschiedliche Anmerkungen:

Bundesarbeiterkammer – „Hinsichtlich der weiteren Komponenten des WACC – Marktrisikoprämie, Beta unverschuldet, Beta verschuldet – kann die BAK aufgrund der fehlenden Quellenangaben bzw. Datenbasis keine abschließende Beurteilung abgeben. Im Vergleich zum Gutachten der deutschen Bundesnetzagentur von September 2011 (Frontier Economics) ist jedoch festzustellen, dass sich diese WACC-Komponenten im oberen Bereich einer möglichen Bandbreite bewegen.“

Wirtschaftskammer – „Die Ableitung des unverschuldeten Beta sollte unter Angabe der Peer Group und der Quelle der Basisdaten nachvollziehbar gemacht werden. Eine Darstellung der Selektion der Vergleichsunternehmen und besonders eine Stellungnahme zur Größe der Peer Group erscheinen erforderlich, zumal als kritischer Betrachter eine Peer Group von einigen wenigen Unternehmen und mit regional unzureichender Diversifikation angezweifelt werden kann.“

Fachverband Gas Wärme – Der FGW setzt den Betafaktor (unverschuldet) mit 0,50 an.

Die Höhe des Betafaktors liegt innerhalb der von Frontier Economics ermittelten Bandbreite für den Betafaktor von 0,30 bis 0,34. In der Folge wird auf die Berechnung des Betafaktors durch FGW – insbesondere auf die verwendete Peer Gruppe eingegangen.

FGW definiert unterschiedliche Gruppen von Vergleichsunternehmen:

Enge Liste: Gasnetzbetreiber

Snam Rete Gas SpA

Enagas SA National Grid plc

Diese Unternehmen befinden sich auch in der Liste, die der Gutachter zur Berechnung des Betafaktors verwendet.

Gas Natural SA – Dieses Unternehmen befindet sich nicht in der Liste, die der Gutachter zur Berechnung des Betafaktors verwendet. Es wurde aus der engen Vergleichsgruppe herausgenommen, da es laut vorliegender Quellen einen zu geringen Anteil seiner Umsätze im Netzbereich erwirtschaftet. Gas Natural befindet sich in der breiter gefassten Vergleichsgruppe.

Weitere Liste: Gasnetzbetreiber plus EVN und OMV

EVN – Aufgrund seiner sehr diversifizierten Aktivitäten, wird EVN nicht als geeignetes Vergleichsunternehmen gesehen. Grundsätzlich wird die Einschätzung von FGW nicht geteilt, dass der Anteil am Gasnetzgeschäft bei EVN signifikant genug ist, um in die enge Vergleichsgruppe aufgenommen zu werden. Der Gutachter geht zusätzlich davon aus, dass das Auslandsgeschäft der EVN in CEE/SEE sowie Russland vom

Kapitalmarkt als eine risikoreichere Aktivität als die eines Gasnetzbetreibers gesehen wird.

OMV – Frontier Economics sieht OMV aufgrund seiner diversen Geschäftsaktivitäten nicht als geeignetes Vergleichsunternehmen. Die OMV erwirtschaftet nur einen relativ kleinen Teil seiner Umsätze im regulierten Gasnetzbereich. Der Kapitalmarkt wird bei der OMV das Risiko aus dem Öl und Gasgeschäft im Nahen Osten, CEE/SEE und der Türkei, bzw. das Explorationsgeschäft als dominanten Risikofaktor sehen.

Unternehmen für Vergleichszwecke – FGW gibt zusätzlich Unternehmen zu Vergleichszwecken an, anhand derer der ermittelte Betafaktor plausibilisiert werden soll. Folgende Unternehmen werden genannt:

RWE, E.ON, GDF-Suez – Hier werden erneut nicht zum Vergleich geeignete Unternehmen für eine Plausibilisierung des Beta Wertes für Gasnetzbetreiber herangezogen. Frontier Economics führt diese drei Unternehmen nicht in der Liste allgemeiner Energieunternehmen. Die Betafaktoren dieser Unternehmen sind deutlich höher als die von reinen Netzbetreibern. Dies ist erneut aufgrund des hohen Aussetzungsgrades der Geschäftszweige zu wettbewerblichen Bereichen zu erwarten.

ENI – Hier gilt das soeben gesagte, wobei Frontier Economics ENI nicht in der Liste für Energieunternehmen führt.

Zusammenfassend gilt, dass die Gruppe der Unternehmen, die FGW zur Bestimmung des Betafaktors für Netzbetreiber heranzieht aus oben angeführten Gründen nicht als geeignet angesehen wird.

Die Ergebnisse für die individuellen Unternehmen sind aus der Stellungnahme von FGW nicht ersichtlich. Frontier Economics hat für die

enge Liste der Netzbetreiber des FGW; und

Unternehmen für Vergleichszwecke

die Betafaktoren ausgewertet. Es ist jedoch nicht unmittelbar ersichtlich, wie FGW den genannten Beta Faktor von 0,5 ermittelt hat.

Betafaktoren (unverschuldet) der FGW Vergleichsunternehmen

| | 1 Jahres-Durchschnitt | 3 Jahres-Durchschnitt | 5 Jahres-Durchschnitt |
|-------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| National Grid Plc | 0,24 | 0,34 | 0,25 |
| Snam Rete Gas | 0,31 | 0,19 | 0,24 |
| Enagas | 0,42 | 0,39 | 0,39 |
| Gaz Natural | 0,42 | 0,49 | 0,37 |

| | | | |
|--------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Durchschnitt (I) | 0,35 | 0,35 | 0,31 |
| E On AG | 0,79 | 0,74 | 0,70 |
| RWE | 0,68 | 0,64 | 0,63 |
| GDF Suez | 0,75 | 0,81 | 0,76 |
| Durchschnitt (II) | 0,74 | 0,73 | 0,70 |

Quelle: Frontier Economics

Zusammenfassend stellt E-Control fest, dass aufgrund der sorgfältigen Zusammenstellung der Stichprobe des Gutachters und der daraus resultierenden Bandbreite von 0,30 und 0,34 ein Betafaktor von 0,325 als sachgerecht erachtet wird.

Gültigkeitsdauer des ermittelten WACC

Bisher wurden der WACC bzw. die entsprechenden Parameter für die Dauer einer Regulierungsperiode unverändert beibehalten. Für diese Vorgangsweise spricht, dass die Unternehmen sowie Investoren Klarheit darüber haben, welche Rendite ihnen während einer Regulierungsperiode auf das eingesetzte Kapital zugestanden wird. Eine Fixierung des Zinsniveaus sorgt somit für ein gewisses Maß an Investitionssicherheit. Andererseits können mit diesem Ansatz aktuelle Entwicklungen der Zinslandschaft während der Regulierungsperiode nicht entsprechend berücksichtigt werden.

Um das Risiko von Überdeckungen (beispielsweise jene der Vergangenheit aufgrund eines überhöhten Finanzierungskostensatzes) oder auch möglichen künftigen Unterdeckungen (im Falle eines späteren höheren Zinsniveaus) zu reduzieren, könnte eine jährliche Anpassung des WACCs auf Basis von aktualisierten Werten hinsichtlich der WACC-Parameter in Betracht gezogen, oder sogenannte „Revisionsklauseln“ bei Über- oder Unterschreitung des von zuvor definierten Bandbreiten angedacht werden. Die damit erreichte Flexibilität der Anpassung steht jedoch zwangsläufig im Widerspruch zur zuvor erwähnten stabilen und sicheren zugestandenen Verzinsung für getätigte Investitionen über eine laufende Regulierungsperiode. Die beiden angesprochenen Varianten weisen somit Vor- und Nachteile auf. Aus Sicht der Behörde überwiegt der Vorteil hinsichtlich der Planbarkeit und Stabilität des Regulierungssystems gegenüber dem Nachteil einer möglichen Fehleinschätzung bezüglich der zukünftigen Marktentwicklungen. Daher ist es aus Sicht der Behörde weiterhin sachgerecht, die WACC-Höhe innerhalb der Regulierungsperiode nicht zu verändern.

Bei der Festsetzung des Finanzierungskostensatzes für einen längeren in der Zukunft liegenden Zeitraum ist generell darauf Bedacht zu nehmen, inwiefern Entwicklungen innerhalb dieser Periode antizipiert werden können. Konkret kann für die zweite Regulierungsperiode damit gerechnet werden, dass sich das derzeit sehr niedrige Zinsniveau innerhalb der nächsten fünf Jahre erhöhen wird. Dies wurde insofern berücksichtigt, indem bei der Ermittlung des risikolosen Zinses auf einen fünfjährigen Durchschnittswert (anstatt eines deutlich kürzer in die Vergangenheit reichenden Betrachtungszeitraum) der OeNB

Sekundärmarktrendite abgestellt wurde. Es wurde somit bewusst vermieden, dass ausschließlich auf die Periode mit niedrigem Zinsniveau fokussiert wird und somit ein Risiko für Unterdeckungen auf Seiten der Netzbetreiber entsteht.

9. Finanzierungskostenbasis (Regulatorischer Anlagenbestand, RAB)

Die verzinsliche Kapitalbasis setzt sich aus der Summe der immateriellen Vermögensgegenstände und dem Sachanlagevermögen abzüglich passivierter Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelten (Baukostenzuschüsse, BKZ) und etwaigen Firmenwerten auf der Basis von bilanziellen Werten zusammen. Anpassungen erfolgen in Bezug auf die Standardisierung der Abschreibungsdauern und der Standardisierung der Auflösung der BKZ.

| Ermittlung verzinsliches Kapital |
|---|
| Summe immaterielle Vermögensgegenstände |
| Summe Sachanlagevermögen |
| abzüglich Baukostenzuschüsse unverzinslich |
| abzüglich Umgründungsmehrwert/Firmenwert |
| Anpassung aufgrund Standardisierung der Afa |
| Anpassung aufgrund Standardisierung der Auflösung der BKZ |
| sonstige Korrektur |
| Verzinsliches Kapital |

Abbildung 10: Vorgangsweise bei der Ermittlung der verzinslichen Kapitalbasis

Diese Vorgangsweise hat sich bereits in der ersten Regulierungsperiode bewährt und wird auch künftig beibehalten.

10. Erweiterungsfaktoren während der Regulierungsperiode

Da im Rahmen der Anreizregulierung eine Entkoppelung zwischen den tatsächlichen Kosten und den regulierten bzw. laut Regulierungspfad fortgeschriebenen Kosten erfolgt, können unter Umständen Abweichungen zwischen diesen Kosten auftreten. Eine Neubestimmung des Kostenniveaus erfolgt prinzipiell erst zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode. Sollte sich die Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode ändern, ist es daher sinnvoll, diese Änderung im Rahmen von Erweiterungsfaktoren zu berücksichtigen.

Bereits während der ersten Regulierungsperiode wurden sowohl ein Betriebskostenfaktor als auch ein Investitionsfaktor in das Regulierungssystem eingeführt, die eine geänderte Versorgungsaufgabe - im Vergleich zum Ausgangsjahr - auch während einer Regulierungsperiode abbilden. Auf Basis der bisherigen Erfahrungen wird an den bewährten Elementen festgehalten, auch wenn eine Adaptierung in Einzelbereichen notwendig erscheint. Die Ausgestaltung beider Faktoren wird in den folgenden Kapiteln näher dargestellt.

10.1. Betriebskostenfaktor

Abhängig von der Netzebene wurden in der ersten Regulierungsperiode unterschiedliche Ausgestaltungen für den Betriebskostenfaktor zur Anwendung gebracht. Während es für die Netzebene 2 und 3 zu Anpassungen im Rahmen des Betriebskostenfaktors für die zweite

Regulierungsperiode kommt, erscheint der Behörde die Behandlung der Betriebskosten für Netzebene 1 als weiterhin adäquat.

Netzebene 1:

Aufgrund der Besonderheit (langfristige Planung) der Netzebene 1 kommt analog zur ersten Regulierungsperiode kein gesonderter Betriebskostenfaktor für die Netzebene 1 zur Anwendung.

Netzebene 2:

Der Betriebskostenfaktor für die Netzebene 2 wird grundsätzlich mit der gleichen Spezifikation der ersten Regulierungsperiode weitergeführt. Dabei wird die prozentuelle Veränderung der Leitungskilometer des Betrachtungsjahres t zum Basisjahr 2006 (fixiert), mit einer Gesamtkostenelastizität in Höhe von 0,28 und mit den effizienten Gesamtkosten der Netzebene 2 des Jahres 2006 multipliziert. Es gilt somit die folgende Spezifikation des Betriebskostenfaktors für Ebene 2:

Formel 9

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

wobei gilt

Formel 10

$$K_{2006,effizient}^{NE2} = K_{2006}^{NE2} \times EW_{ursprünglich}$$

Die Multiplikation mit den effizienten Kosten der Netzebene 2 des Jahres 2006 stellt eine Änderung zur bisherigen Vorgangsweise dar, welche nicht konsultiert wurde. Aus Sicht der Behörde kann jedoch nur diese adaptierte Vorgangsweise eine ausgewogene Behandlung der Netzbetreiber untereinander garantieren, wie im nachfolgenden Beispiel illustriert wird.

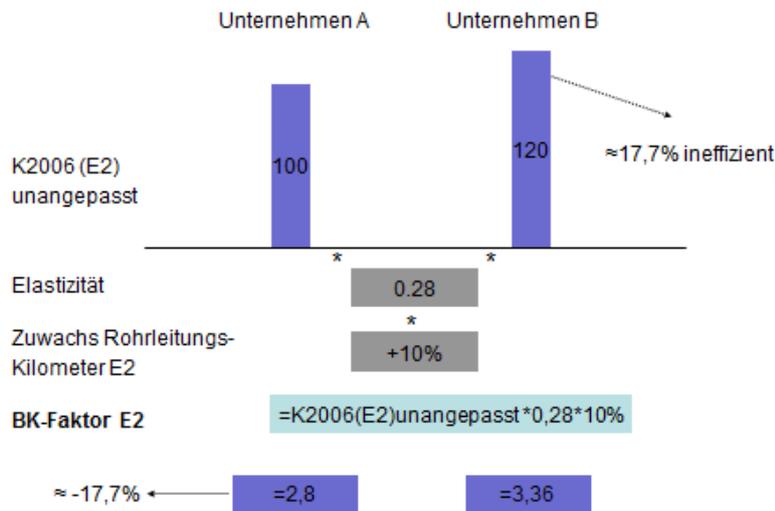


Abbildung 11: Illustrative Darstellung des unerwünschten Effektes beim Betriebskostenfaktor der NE 2 gemäß bisheriger Spezifikation.

Wie dieses Beispiel zeigt, kommt es bei zwei – bis auf ihre Effizienzwerte identischen – Netzbetreibern durch die Multiplikation der Veränderung der Rohrleitungskilometer der Netzebene 2 mit der Gesamtkostenelastizität und den unangepassten Kosten des Jahres 2006 der Netzebene 2 zu unterschiedlich hohen Betriebskostenfaktoren. Unternehmen A würde demnach einen um rund 17,7 Prozent niedrigeren Betriebskostenfaktor der Netzebene 2 aufweisen als Unternehmen B, welches als ineffizient gilt. Anders gesagt, ein ineffizientes Unternehmen würde bei bisheriger Spezifikation im Rahmen des Betriebskostenfaktors der Netzebene 2 gegenüber seinen effizienten Mitbewerbern bevorzugt und belohnt.

Dieser unerwünschte „Lenkungseffekt“ wird durch die sachgerechte und oben bereits beschriebene Änderung – der Multiplikation mit den effizienten Kosten 2006 der Netzebene 2 anstatt den unangepassten Kosten 2006 der Netzebene 2 – behoben.

Netzebene 3:

Für die Netzebene 3 wurde in der ersten Regulierungsperiode für einen nicht leistungsgemessenen zusätzlichen Hausanschluss ein pauschaler Betrag in Höhe von EUR 200 und für einen zusätzlichen leistungsgemessenen Hausanschluss EUR 5.000 zum Ansatz gebracht. Aufgrund seiner bisherigen Spezifikation konnte der Betriebskostenfaktor auch negative Werte annehmen, wenn sich die Anzahl der Hausanschlüsse reduziert.

Das weitere Abzielen auf Hausanschlüsse ist aus Sicht der Behörde gerade vor dem Aspekt sinkender Zählpunktezahlen, hervorgerufen durch die Substitution durch andere Energieträger (zB Fernwärme), generell zu hinterfragen. Der Betriebskostenfaktor soll die

Veränderung der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode abbilden und entsprechende Kostenveränderungen im Bereich der operativen Kosten widerspiegeln. Nachfolgende Grafik zeigt die Zählpunktentwicklung österreichischer Gasnetzbetreiber im Zeitraum 2002 bis 2010.

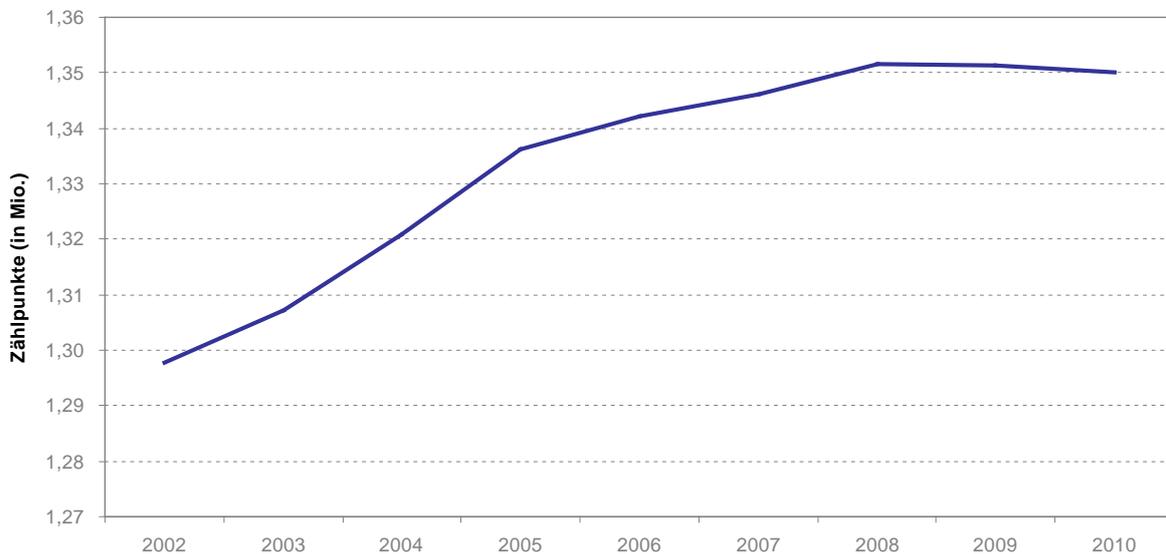


Abbildung 12: Darstellung der Zählpunktentwicklung österreichischer Gasverteilnetzbetreiber

Es ist ersichtlich, dass sich der Zuwachs an Zählpunkten in den letzten Jahren nicht nur verlangsamt hat, sondern auch eine sinkende Tendenz aufweist. Während ländliche Bereiche nach wie vor (oftmals starke) Zuwächse verzeichnen, ist die sinkende Tendenz der überdurchschnittlich starken Abnahme an Zählpunktzahlen dem städtischen Bereich zuzuschreiben. Sinkende Zählpunktzahlen sollten generell mit sinkenden Kosten einhergehen – dies wird bei der Betrachtung der Netzanschlüsse mitunter nicht angemessen abgebildet. Es besteht die Möglichkeit, dass Netzanschlüsse bestehen bleiben, obwohl die dahinterliegenden Zählpunkte zumindest teilweise nicht mehr existieren.²¹ Gerade vor diesem Hintergrund erscheint es angemessen auf die Berücksichtigung von Zählpunkten anstelle der Hausanschlüsse abzustellen. Dies stellt sicher, dass eine Veränderung der Versorgungsaufgabe entsprechend auch im Bereich der operativen Kosten abgebildet wird.

Dies erfolgt wie beim bisher angewandten Betriebskostenfaktor sowohl durch die Möglichkeit eines positiven (kostenerhöhenden) als auch eines negativen (kostenreduzierenden) Wertes.

Durchgeführte Regressionsanalysen zeigen, dass sich zur Erklärung der OPEX der Netzebene 3 neben der Anzahl der gesamten Zählpunkte (ZPGES) auch die Rohrleitungskilometer (km_e3) dieser Netzebene eignen. Dies wird durch die entsprechend hohe Signifikanz beider

²¹ Dieser Umstand führt dazu, dass eine gemeinsame Betrachtung von Hausanschlüssen und Zählpunkten innerhalb eines Faktors nicht sinnvoll ist.

erklärenden Variablen untermauert. Das beobachtete Gütemaß in Höhe von 0,97 (R^2) zeigt, dass durch dieses Modell die Variation der OPEX hinreichend erklärt werden kann.

Dependent Variable: OPEX E3 (TEUR)

Method: Least Squares

Date: 04/18/12 Time: 15:33

Sample: 1 19

Included observations: 19

| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
|--------------------|-------------|-----------------------|-------------|----------|
| ZPGES | 0.059708 | 0.003848 | 15.51732 | 0.0000 |
| KM_E3 | 1.44893 | 0.298036 | 4.861592 | 0.0002 |
| C | 1105.352 | 611.9662 | 1.806231 | 0.0897 |
| R-squared | 0.974025 | Mean dependent var | | 7679.502 |
| Adjusted R-squared | 0.970778 | S.D. dependent var | | 12216.17 |
| S.E. of regression | 2088.282 | Akaike info criterion | | 18.27001 |
| Sum squared resid | 69774777 | Schwarz criterion | | 18.41913 |
| Log likelihood | -170.5651 | Hannan-Quinn criter. | | 18.29525 |
| F-statistic | 299.9883 | Durbin-Watson stat | | 1.815479 |
| Prob(F-statistic) | 0.0000 | | | |

Abbildung 13: Ergebnis der Regressionsanalyse zur Ableitung des Betriebskostenfaktors der Netzebene 3

Aufgrund der resultierenden Signifikanz der Rohrleitungskilometer erscheint es sachgerecht, dass der künftige Betriebskostenfaktor der Netzebene 3 auch eine Veränderung der Rohrleitungskilometer umfassen sollte.

Die aus der OLS-Regression resultierenden durchschnittlichen Kosten stehen aus Sicht der Behörde generell nicht im Einklang mit den Anforderungen des § 79 GWG 2011, wonach die Bezugnahme auf ein effizientes Kostenniveau erfolgen sollte. Da den regulierten Netzbetreibern keine Illusion über quasi-effiziente Betriebskosten für einen zusätzlichen Zählpunkt bzw. Rohrleitungskilometer vermittelt werden sollte, erachtet die Behörde daher als Preisansatz einen Wert unter Abzug der einfachen Standardabweichung als sachgerecht. Somit werden die folgenden Preisansätze für den Betriebskostenfaktor der Netzebene angesetzt:

- o Zusätzlicher Zählpunkt (NE-3):
55,86 EURO $(=(0,059708-0,003848)*1000)$
- o Zusätzlicher Rohrleitungskilometer (NE-3)
1150,89 EURO $(=(1,44893-0,298036)*1000)$

In den Erläuterungen der GSNT-VO 2008 war der Betriebskostenfaktor der Netzebene 3 noch als Kostenelastizität basierend auf einer Veränderung der Zählpunkte spezifiziert. Die E-Control Kommission vertrat damals die Ansicht, dass ein Rückgang der Zählpunkte nicht unmittelbar zu einem Rückgang der Kosten in der Höhe der gleichen Elastizität führen muss, sondern negative Entwicklungen nur zur Hälfte (50 Prozent der Elastizität) kostenmindern

wirken. Obwohl die Thematik der „Symmetrie bzw. Asymmetrie“ im Zuge der Novellierung der GSNT-VO 2008 (Novelle 2009) nicht diskutiert wurde, konnte auch der Betriebskostenfaktor der ersten Anreizregulierungsperiode, welcher auf pauschalen Preisansätzen für leistungsgemessene und nicht-leistungsgemessene Hausanschlüsse beruhte, negative Werte annehmen.

Wie oben bereits dargelegt, zeichnen sich in manchen Regionen Österreichs Entwicklungen ab, die sich im Bereich des Betriebskostenfaktors aufgrund der Rigidität der Hausanschlüsse unzureichend abbilden. Zwar ist es richtig, dass ein bestehender Hausanschluss trotz wegfallender bzw. weggefallener Zählpunkte gewartet werden muss, dem stehen jedoch auch entsprechende Kosteneinsparungen im Bereich der operativen Kosten entgegen. Einsparungen sind insbesondere in Prozessen wie Zählerwesen²² (Wartung und Eichung, Ablesung, Vorhaltung der Zähler bei Defekt), Kundenabrechnung, Kundenservice und Support zu erwarten. Ein wesentlicher Anteil entfällt bei den genannten Prozessen auch auf die damit verbundene EDV-Infrastruktur.

Nachdem die Behörde die Argumente der Branche in Bezug auf die Rigidität der Kosten nachvollziehen kann, wurde zur Ausgestaltung des Betriebskostenfaktors der Netzebene 3 ein „asymmetrischer bzw. geknickter Verlauf“ und damit generell auch der ursprünglichen Auffassung der E-Control Kommission (siehe oben) gefolgt. Während die Bundesarbeitskammer die von E-Control im Konsultationsprozess vorgeschlagene Kostenrigidität von 50 Prozent für nachvollziehbar hält, wendeten sowohl die WKÖ als auch der FGW im Rahmen der Stellungnahme zum zweiten Konsultationspapier ein, dass trotz wegfallender Zählpunkte bei bestehend bleibenden Hausanschlussleitungen keine großen Kosteneinsparungen im operativen Bereich auftreten würden. Die von E-Control angesetzte Kostenrigidität von 50% wäre aufgrund des oftmals sprungfixen Charakters der angeführten Kostenpositionen und deren Inelastizität auf zumindest 90% zu erhöhen. Die Behörde kann den vorgebrachten Argumenten nur zum Teil folgen, als diese operativen Kosten langfristig jedenfalls variabel sind; über die Dauer einer Regulierungsperiode hingegen auch als mehrheitlich starr angesehen werden können. Nachdem ein Zuwachs von einem einzigen Zählpunkt hingegen auch zu einem vollständigen Anstieg des Betriebskostenfaktors der Netzebene im Ausmaß des Preisansatzes multipliziert mit der absoluten Zählpunktveränderung führt und hierbei ebenso von sprungfixen Kosten auszugehen ist, erscheint die von WKÖ und FGW vorgeschlagene, extrem asymmetrische Ausgestaltung, überzogen.

Bei negativen Entwicklungen wird nach Abwägung der Argumente jedoch nunmehr eine Rigidität von 75 Prozent der Kosten angesetzt, weshalb ein Rückgang von beispielsweise 2.000 Zählpunkten nicht zu einem negativen Betriebskostenfaktor in der Höhe von 111,72 TEUR sondern lediglich zu einem negativen Ansatz in der Höhe von 27,93 TEUR führt. Das gleiche Ausmaß der Rigidität gilt gleichbedeutend auch für negative Veränderungen der Rohrleitungskilometer der Netzebene 3.

²² Umfasst Zähler sowie Gasdruckregler und Absperrhahn.

Die Bundesarbeiterkammer merkt betreffend der von der Behörde determinierten Kostenrigidität in der Höhe von 75 Prozent an, dass diese empirisch herzuleiten oder auf die ursprünglich angedachten 50 Prozent zurückzusetzen wäre.

Eine empirische Herleitung eines entsprechenden Faktors wurde von der Behörde angestrebt, führte jedoch zu keinen interpretierbaren und verwertbaren Ergebnissen. Dies ist vor allem auf den eingeschränkten Datensatz (nur 19 Unternehmen) und lediglich 2 Bezugspunkte (2005 und 2011) zurückzuführen. Die durchgeführte Paneldatenschätzung nach der Methodik von Anderson et al (2003) weist weder bei der Berücksichtigung von Rohrleitungskilometern noch von Zählpunkten auf der Netzebene 3 signifikante Ergebnisse aus. Generell stellt sich jedoch auch die Frage nach der Sinnhaftigkeit der empirischen Ableitung von Kostenrigiditäten aus einem Sample von regulierten Unternehmen, die lediglich einem simulierten Wettbewerb und somit keinen tatsächlichen wettbewerblichen Marktkräften ausgesetzt sind. Das oben erwähnte Papier bezieht bei seiner Analyse 7629 Unternehmen am freien Markt über einen Beobachtungsraum von 20 Jahren ein und ermittelt negative Kostenelastizitäten im Ausmaß von 65% der positiven Elastizitäten. Die Behörde erachtet unter Bedachtnahme der Langlebigkeit der Wirtschaftsgüter im Gasverteilernetzbereich und der Notwendigkeit geschultes Personal bereitzuhalten eine von den Netzbetreibern geforderten Kostenrigidität von 75% für sachgerecht.

Um den Gasverteilnetzbetreibern, die im Substitutionswettbewerb mit anderen Energieträgern stehen, einen zusätzlichen Anreiz für die Durchführung von Verdichtungsmaßnahmen im Netz zu geben, werden dem Unternehmen 35 EUR pro hinzugekommenen Zählpunkt (Basis bildet ein jährlicher Vergleich zum Jahr 2011) zugestanden. Damit wird erhofft, dass Unternehmen nicht nur einen Anreiz haben vorhandene Kunden zu erhalten, sondern auch Neukunden zu gewinnen. Bedingt durch eine breitere Kundenbasis würden die Netzkosten auf eine größere Gesamtheit (Mengenabhängigkeit) verteilt werden und somit zu stabilen bzw. sogar sinkenden Entgelten führen. Die Behörde sieht vor dem Hintergrund des bereits erwähnten Substitutionswettbewerbs allerdings keine Notwendigkeit, zusätzliche Anreize für den Leitungsausbau auf Netzebene 3 zu schaffen. Damit wird der Ansicht der Landwirtschaftskammer Österreichs zum Teil gefolgt, welche sich im Rahmen ihrer Stellungnahme gegen jegliche Anreize zur Ausweitung von Erdgasabnehmern oder Verdichtungsmaßnahmen im Netz ausspricht, um übergeordnete Ziele der Energiepolitik (zunehmende Substitution von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energieträger) nicht zu konterkarieren. Die Gasnetz Steiermark GmbH kann zwar die Umstellung der Berechnungsgrundlage von der Veränderung der Hausanschlüsse auf die Veränderung der Zählpunkte bzw. Leitungskilometer aus Sicht der „Kostenwahrheit“ nachvollziehen, der bisher positive lenkende Effekt wäre aber erst bei einer Anreizkomponente von mindestens 100 Euro pro Zählpunkt gegeben. Nachdem für die Behörde die „Kostenwahrheit“ in erster Linie maßgeblich ist und diese durch die errechneten Preisansätze gewährleistet ist, erachtet sie eine Anreizkomponente in der Höhe von 35 Euro pro Zählpunkt – bei rationalem Verhalten - als ausreichend. Jedenfalls ist für zukünftige Regulierungsperioden wiederum eingehend zu evaluieren, ob zusätzliche Anreize im Bereich der Gasnetze weiterhin

erforderlich erscheinen (siehe Stellungnahme der Landwirtschaftskammer Österreichs). Besonders der Substitution durch andere Energieträger ist hierbei Rechnung zu tragen.

Die Bundesarbeiterkammer merkt bezüglich der Anreizkomponente für Verdichtungsmaßnahmen an, dass diese nur dann zu gewähren wäre, wenn es sich um eine tatsächliche Verdichtung handelt. Daher sollten die Zählpunkte in diesem Zusammenhang in Relation zu den Leitungskilometern gesetzt und der Anreiz nur dann gewährt werden, wenn sich die Anzahl der Zählpunkte pro Leitungskilometer erhöht. Die Behörde kann dieser Auffassung folgen, da mit dem alleinigen Zuwachs von Zählpunkten nicht notwendigerweise eine Verdichtung einhergehen muss.

Formelmäßig lässt sich der Betriebskostenfaktor für die zweite Regulierungsperiode (für das Bezugsjahr t) wie folgt darstellen:

Formel 11

$$\begin{aligned}
 BK.Faktor_t^{Netzebene\ 3} &= \begin{cases} 55,86 \cdot (ZP_t - ZP_{2006,fix}); & \text{wenn } (ZP_t - ZP_{2006,fix}) \geq 0 \\ 55,86 \cdot 0,25 \cdot (ZP_t - ZP_{2006,fix}); & \text{wenn } (ZP_t - ZP_{2006,fix}) < 0 \end{cases} + \begin{cases} 35 \cdot (ZP_t - ZP_{2011,fix}); & \text{wenn } \frac{ZP_t}{km_{e3t}} > \frac{ZP_{2011,fix}}{km_{e32011,fix}} \\ 0; & \text{wenn } \frac{ZP_t}{km_{e3t}} \leq \frac{ZP_{2011,fix}}{km_{e32011,fix}} \end{cases} + \\
 &+ \begin{cases} 1150,89 \cdot (km_{e3t} - km_{e32006,fix}); & \text{wenn } (km_{e3t} - km_{e32006,fix}) \geq 0 \\ 1150,89 \cdot 0,25 \cdot (km_{e3t} - km_{e32006,fix}); & \text{wenn } (km_{e3t} - km_{e32006,fix}) < 0 \end{cases}
 \end{aligned}$$

Die oben dargestellte Spezifikation des Betriebskostenfaktors stellt einerseits sicher, dass ausreichende Anreize für notwendige Investitionen im Bereich der Gasnetzinfrastruktur gesetzt werden und dass andererseits eine Reduktion der Versorgungsaufgabe (Wegfall an Zählpunkten sowie Verringerung der Rohrleitungskilometer) bereits während der Regulierungsperiode kostenmindernd (im Bereich der operativen Kosten) berücksichtigt wird.²³

10.2. Investitionsfaktor

Der im Rahmen der ersten Regulierungsperiode eingeführte Investitionsfaktor umfasst alle Netzebenen und berücksichtigte innerhalb der ersten Regulierungsperiode neben Ausbauinvestitionen in Rohrleitungen und Gasdruckregelanlagen auch für die Versorgungssicherheit maßgebliche Investitionen (Donaudüker, Sanierung von PVC-Rohrleitungen und Graugussleitungen) auf Buchwertbasis ($BW_Ausbauinv_{t-2}$). Diese Ausbauinvestitionen werden mit dem WACC verzinst und gemeinsam mit den Abschreibungen als zusätzliche Kosten berücksichtigt. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass bei der Ermittlung des Investitionsfaktors maximal 70 Prozent der nachgewiesenen Investitionskosten als Ausbauinvestitionen betrachtet werden.²⁴

²³ Wie in Kapitel 4.1.1 bereits dargelegt, wird im Rahmen der Ermittlung des neuen Kostenanpassungsfaktors der Betriebskostenfaktor ohne den zusätzlichen Anreiz für hinzugekommene ZP der Netzebene 3 herangezogen.

²⁴ Der Wert von maximal 70 Prozent wurde auf Basis umfassender Analysen der Unternehmensdaten ermittelt und ist im Zusammenhang mit der Standardisierung der Abschreibungsdauern zu sehen.

Für die restlichen Investitionen werden 1,5 Prozent der Zugänge als zusätzliche CAPEX berücksichtigt ($1,5\% \cdot (\text{Zugang}_{t-2} - \text{AHK}_{\text{Ausbauinv.}_{t-2}})$). Formelmäßig lässt sich der bisherige Investitionsfaktor für das Bezugsjahr t generell (unabhängig von der betrachteten Netzebene) wie folgt darstellen:²⁵

Formel 12

$$\text{Inv.}F_t = \sum_{i=2007}^{2013} (\text{Af}A_{i-2} + \text{BW}_{\text{Ausbauinv.}_{i-2}} \times (\text{WACC})) + 1,5\% \times (\text{Zugang}_{i-2} - \text{AHK}_{\text{Ausbauinv.}_{i-2}})$$

Grundsätzlich wird an dieser Spezifikation des Investitionsfaktors festgehalten.

Da während der Regulierungsperiode auch aktuelle Messerlöse berücksichtigt werden, ist es sachgerecht, neben den Investitionen in Rohrleitungen und Gasdruckregelanlagen in Hinkunft auch Investitionen in Messgeräte (auf Buchwertbasis, exkl. Smart-Metering), als Ausbauinvestition zu erfassen ($\text{BW}_{\text{Ausbauinv.}_{t-2}}$). Die bestehende 70 Prozent Deckelung bleibt auch für die zweite Periode aufrecht und wird nach Ablauf der zweiten Regulierungsperiode einer neuerlichen Evaluierung unterzogen werden.

Kosten für Smart-Meter (intelligentes Messgerät) werden auf Basis des § 79 Abs 1 GWG 2011 auf Buchwertbasis ohne oben angeführte Deckelung angesetzt. Darüber hinausgehende Investitionen (aus der Anlagenbuchhaltung abgeleitet) im Zusammenhang mit Smart-Metering werden einer gesonderten Prüfung unterzogen und jährlich im Rahmen der Kostenüberleitung angemessen berücksichtigt. Hierzu wurde von Seiten der BAK angemerkt, dass sich die Kosten für Smart Meter aus den bisherigen Messentgelten finanzieren sollten. Während sich positive Kosteneffekte aus Smart Metering allerdings vorrangig im operativen Kostenbereich wiederfinden, erscheint die Abgeltung zusätzlich entstehender Kapitalkosten durch die Investition in Messgeräte (nicht nur Smart Meter) während der Regulierungsperiode sachlich gerechtfertigt.

Von Seiten der EVN Netz GmbH, der Gasnetz Steiermark GmbH sowie der OÖ Ferngas Netz GmbH wurde im Rahmen der Stellungnahme zum zweiten Konsultationspapier der Einwand vorgebracht, dass Netzebene 1 Projekte der langfristigen Planung 2007 bisher - gemäß den Erläuterungen zur GSNT-VO 2008 Novelle 2009 (Seite 7ff.)- mit einem WACC - auf Basis eines um 20 Basispunkte erhöhten risikolosen Zinssatzes - remuneriert wurden. Es handelt sich dabei um die Projekte der Süd- und Westschiene, welche außerordentliche hohe finanzielle Mittel im Vergleich zur sonstigen Investitionstätigkeit erfordern. Der Forderung seitens OÖ Ferngas hinsichtlich der Berücksichtigung des Aufschlages für Speicheranbindungen wird aufgrund des erwarteten geringeren Investitionsvolumens dieser Projekte nicht gefolgt.

OÖ Ferngas Netz GmbH verweist weiters dezidiert auf entsprechend höherer Risiken dieser Ausbauprojekte durch den notwendigen Abschluss von Netzausbauverträgen, welche auch Pönalen bei Vertragsverletzung beinhalten. Aufgrund der höheren Projektrisiken (wie beispielsweise drohenden Pönalen bei Anschlussverzögerungen) bzw. um die finale

²⁵ Siehe Abschnitt 13 bzw. Erläuterungen zur G-SNT-VO 2008 für eine Darstellung bezogen auf die jeweiligen Netzebenen.

Finanzierung der Projekte zu ermöglichen, erscheint der Behörde dieser Ansatz bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode als weiterhin sachgerecht. Es muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass bei regulatorischer Abgeltung etwaiger Projektrisiken durch die Erhöhung des Finanzierungskostensatzes, die Anerkennung von tatsächlich schlagend werdenden Pönalen und etwaiger anderer Aufwendungen durch eingetretene Projektrisiken ausgeschlossen wird. Die Anwendung, dieses um 20 Basispunkte erhöhten risikolosen Zinssatzes kommt zudem lediglich für Netzebene 1 Projekte der langfristigen Planung für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode in Betracht und nicht für die ökonomische oder buchhalterische Nutzungsdauer. Eine Ausdehnung dieser Vorgangsweise auf sämtliche Projekte die in einer langfristigen Planung enthalten sind, ist nicht gerechtfertigt. Für diese Projekte ergibt sich daher die folgende WACC-Struktur:

| Ermittlung WACC | |
|--|--------------|
| für Projekte der langfristigen Planung (2. Regulierungsperiode) | |
| Risikoloser Zins (Erhöhung um 20 Basispunkte) | 3,47% |
| Risikozuschlag für Fremdkapital | 1,45% |
| Fremdkapitalzinssatz (vor Steuern) | 4,92% |
| Marktrisikoprämie | 5,00% |
| Betafaktor (unverschuldet) | 0,325 |
| Betafaktor (verschuldet) | 0,691 |
| Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern) | 6,92% |
| Gearing | 60,00% |
| Steuersatz | 25,00% |
| WACC (vor Steuer) | 6,64% |

Abbildung 14: WACC-Struktur für Projekte der langfristigen Planung (zweite Regulierungsperiode)

10.3. Zielvorgaben für Kostenerhöhungen während der zweiten Regulierungsperiode

Kostenerhöhungen (Kapital- als auch Betriebskostenerhöhungen) aufgrund von Investitionstätigkeit werden während der Regulierungsperiode durch die additive Berücksichtigung des Investitions- und Betriebskostenfaktors in der Tarifiermittlung ohne die Anwendung von Effizienzvorgaben und der netzspezifischen Teuerungsrate abgegolten.²⁶ Da für die zweite Periode kein neuerliches Benchmarking durchgeführt wird und die Zielwerte unverändert bleiben, stellt die additive Berücksichtigung des Investitions- als auch des Betriebskostenfaktors sicher, dass Kostenänderungen aufgrund von Investitionstätigkeit als vorübergehend effizient betrachtet werden und bis zur Durchführung eines neuerlichen Benchmarkings (vor Beginn der dritten Regulierungsperiode) keinen Abschlägen unterliegen.

²⁶ Unter Zielvorgaben sind gemäß § 79 Abs 2 GWG 2011 der generelle Produktivitätsfaktor sowie individuelle Effizienzvorgaben zu verstehen.

Es wird darauf hingewiesen, dass (Neu-)Investitionen sehr wohl im Rahmen von zukünftigen Effizienzanalysen berücksichtigt und in Hinkunft einer entsprechenden Beabschlagung unterworfen werden. Dies bedeutet, dass es bei neuerlicher Durchführung eines Benchmarkings zu einer entsprechenden Verschiebung der Grenze zwischen „Alt- und Neuanlagen“ kommt und damit relative Kostenänderungen (OPEX und CAPEX) das Effizienzergebnis beeinflussen. Diese Vorgangsweise stellt sicher, dass entsprechende Anreize zur Durchführung von effizienten Investitionen gesetzt werden.

10.4. Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges

Da sowohl der Investitions- als auch der Betriebskostenfaktor durch das Abstellen auf letztverfügbare Werte einem Zeitverzug von zumindest zwei Jahren unterliegen, erscheint es der Behörde als sachgerecht, diese systematische Unterdeckung im Falle kontinuierlicher Ausbauinvestitionen bzw. diese systematische Überdeckung im Falle kontinuierlichen Rückbaus den Unternehmen bzw. den Netzkunden in den Folgeperioden gutzuschreiben.

Beispielsweise errechnet sich der Betriebskostenfaktor der Netzebene 2 der Überleitung der Entgelte für 2013 aus der Veränderung der Rohrleitungskilometer von 2011 zu 2006. Klarerweise könnte das Ausmaß der hinzugekommenen bzw. weggefallenen Rohrleitungskilometer im Jahr 2013 von diesem Ansatz abweichen. Diese Veränderung würde gemäß der etablierten Methodik erst im Rahmen Kostenüberleitung für 2015 abgebildet werden.

| | |
|-----------------------|------|
| jährliches Wachstum | 2% |
| Kosten 2006 (in TEUR) | 5500 |
| Kostenelastizität | 0,28 |

| Jahr | Rohrleitungs-kilometer | BK-Faktor in Ist (zusätzl. GE [a] OPEX) [b] | | Abweichung [z]=[a]-[b] |
|-------------|------------------------|---|--------|------------------------|
| 2006 | 100,00 | | - | - |
| 2007 | 101,80 | | 27,72 | -27,72 |
| 2008 | 103,63 | | 55,94 | -55,94 |
| 2009 | 105,50 | 27,72 | 84,67 | -56,95 |
| 2010 | 107,40 | 55,94 | 113,91 | -57,97 |
| 2011 | 109,33 | 84,67 | 143,68 | -59,01 |
| 2012 | 111,30 | 113,91 | 173,99 | -60,08 |
| 2013 | 113,30 | 143,68 | 204,84 | -61,16 |
| 2014 | 115,34 | 173,99 | 236,25 | -62,26 |
| 2015 | 117,42 | 204,84 | 268,22 | -63,38 |
| 2016 | 119,53 | 236,25 | 300,77 | -64,52 |
| 2017 | 121,68 | 268,22 | 333,90 | -65,68 |

Abbildung 15: Darstellung des systemimmanenten Zeitverzugs

Als Lösungsmöglichkeit dieses systemimmanenten Zeitverzuges, der nicht nur die Betriebskosten sondern auch die Kapitalkosten als auch die vorgelagerten Netzkosten und die Gebrauchsabgabe betrifft, würde sich natürlich die Zugrundelegung von Planwerten eigenen. Im Rahmen dieses Dokumentes wurde jedoch bereits darauf hingewiesen, dass die Regulierungssystematik grundsätzlich auf einem pagatorischen Prinzip, durch die

Verwendung von letztverfügbaren Werten, fußt und ein Abstellen auf Planwerten aus Sicht der Behörde nicht möglich ist.

Demnach könnte als Alternative die Aufrollung dieser Unter- oder Überdeckung (aus dem BK-Faktor, dem Investitionsfaktor, der vorgelagerten Netzkosten sowie der Verbrauchsabgabe) im Folgeverfahren durchgeführt werden.

Diese Aufrollung würde zeitgleich zur Einführung des Regulierungskontos (siehe Kapitel 11) im Rahmen der Kostenüberleitung für 2014 (Entgelte 2014) dahingehend erfolgen, dass zusätzlich zum Betriebskostenfaktor (gemäß neuer Spezifikation) auch noch die Unter- bzw. Überdeckung aus der Tarifierung 2012 im Vergleich zur Tarifierung 2014 herangezogen wird. Anhand des vorhin genannten Beispiels sieht die Korrektur wie folgt aus:

| Jahr | Rohrleitungs-kilometer | BK-Faktor in GE [a] | Ist (zusätzl. OPEX) [b] | Aufrollung [c]=[b(t-2)]-[a(t-2)] | Abweichung nach Aufrollung [z]=[a]-[b]+[z] |
|-------------|------------------------|---------------------|-------------------------|----------------------------------|--|
| 2006 | 100,00 | | - | | |
| 2007 | 101,80 | | 27,72 | | |
| 2008 | 103,63 | | 55,94 | | |
| 2009 | 105,50 | 27,72 | 84,67 | | |
| 2010 | 107,40 | 55,94 | 113,91 | | |
| 2011 | 109,33 | 84,67 | 143,68 | | |
| 2012 | 111,30 | 113,91 | 173,99 | | |
| 2013 | 113,30 | 143,68 | 204,84 | | |
| 2014 | 115,34 | 173,99 | 236,25 | 60,08 | -2,18 |
| 2015 | 117,42 | 204,84 | 268,22 | 61,16 | -2,22 |
| 2016 | 119,53 | 236,25 | 300,77 | 62,26 | -2,26 |
| 2017 | 121,68 | 268,22 | 333,90 | 63,38 | -2,30 |

Abbildung 16: Korrektur des Vor-/Nachteils aus dem systemimmanenten Zeitverzug am Beispiel des BK-Faktors

Der Betriebskostenfaktor für die Tarifierung 2012 basiert auf Daten des Geschäftsjahres 2010 (Zuwachs an Rohrleitungskilometern im Vergleich zum Basisjahr). Im Geschäftsjahr 2012 könnte der Zuwachs jedoch stärker oder schwächer ausgefallen sein, als auf Basis des t-2 Prinzips angenommen wird. Der tatsächliche Zuwachs des Geschäftsjahres 2012 ist im Kostenermittlungsverfahren 2013 bekannt und wird für die Entgeltermittlung 2014 herangezogen. Bei kontinuierlichem Ausbau bzw. Rückbau würden die Netzbetreiber bzw. Netzkunden einen ständigen monetären Nachteil verzeichnen. Die Aufrollung erfolgt nun dahingehend, als die Differenz zwischen dem regulatorischen Ansatz für die Entgelte 2012 (auf Basis der Daten des Jahres 2010 gemäß des t-2 Prinzips) und dem tatsächlichen Zuwachs bzw. Rückgangs des Jahres 2012 im Rahmen der Entgeltermittlung 2014 berücksichtigt wird (Aufrollung).

Nach dieser Korrekturrechnung ist die Abweichung (zwischen den Ist-Kosten und der Summe vom BK-Faktor sowie Aufrollung) weitgehend eliminiert und die allfällige Unterdeckungen- bzw. Überdeckungen in Zusammenhang mit dem t-2-Verzug werden damit kompensiert.

11. Regulierungskonto

Die Tarifiermittlung erfolgt auf Basis einer dreijährigen Durchschnittsbetrachtung der letztverfügbaren Mengen. Die Erlöse des Unternehmens ergeben sich aufgrund der

tatsächlichen Mengen multipliziert mit den verordneten Tarifen. Durch diese Vorgangsweise kommt es zu einer Abweichung zwischen den der Verordnung zugrundeliegenden Planerlösen (basierend auf der dreijährigen Durchschnittsbildung) und den tatsächlich erzielten Erlösen.

§ 71 Abs 1 GWG 2011 sieht diesbezüglich bei der Festsetzung der Kosten vor, die Differenzbeträge zwischen den tatsächlich erzielten und den der Verordnung zu Grunde liegenden Planerlösen, bei der Feststellung der Kostenbasis für die nächsten Entgeltperioden zu berücksichtigen.

Durch die geänderte Gesetzeslage werden künftig diese Differenzbeträge (sowohl ein positiver als auch negativer Saldo ist möglich)²⁷ dementsprechend bei der Feststellung der Kostenbasis berücksichtigt.

Die Vorgangsweise wird in nachfolgender Abbildung dargestellt:

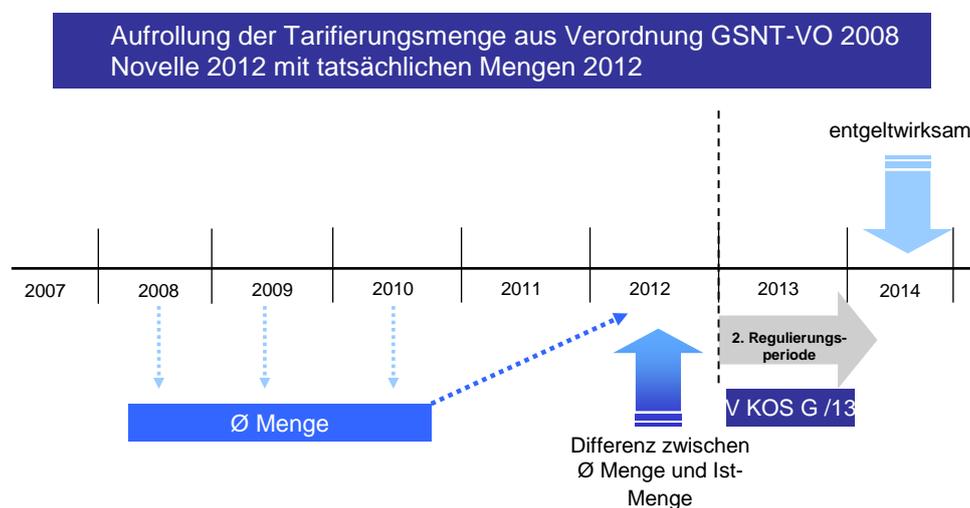


Abbildung 17: Anwendung des Regulierungskontos.

Die Entgeltermittlung für 2012 erfolgte auf Basis einer Durchschnittsbetrachtung der Mengen der Jahre 2008 bis 2010 (letzter verfügbar) und es ist davon auszugehen, dass die tatsächliche Mengenentwicklung jedenfalls von diesem Durchschnitt abweicht. Über- bzw. Mindererlöse werden im Rahmen des Regulierungskontos erstmalig im darauffolgenden Verfahren (2013) ermittelt und in den Entgelten des Jahres 2014 abgebildet.

Das Regulierungskonto wird somit erstmalig im Bescheidverfahren 2013 Anwendung finden und demnach bereits im Jahr 2012 die Bilanzwirksamkeit und folgerichtig im Jahr 2014 die Tarifwirksamkeit entfalten. Dabei wird das Regulierungskonto die Aufrollung der Differenzbeträge zwischen den tatsächlich eintretenden und den der Verordnung

²⁷ Dieser Saldo wird mit entsprechenden Vorzeichen in der Regulierungsformel abgebildet.

zugrundeliegenden Erlösen aus dem Netznutzungsentgelt, den Messentgelten, den sonstigen Entgelten und der Auflösung von Baukostenzuschüssen umfassen.

Die Möglichkeit zur Verteilung maßgeblicher außergewöhnlicher Erlöse oder Aufwendungen über das Regulierungskonto gemäß § 71 Abs 2 GWG 2011 bleibt hiervon ebenso unberührt wie die Möglichkeit, gemäß § 81 GWG 2011, aktuelle oder erwartete erhebliche Effekte bei der Mengenentwicklung der Arbeits- und Leistungskomponente bereits vorab in den Bescheidverfahren zu berücksichtigen und diese der Verordnung zugrundeliegenden Einschätzungen über das Regulierungskonto mit den tatsächlichen Mengen abzugleichen. Bei Netzbetreibern mit abweichendem Wirtschaftsjahr vom Kalenderjahr wird auf geprüfte Geschäftsjahreswerte abgestellt.

12. Qualitätselement

Gemäß § 79 Abs. 1 GWG 2011 können Qualitätskriterien bei der Kostenermittlung berücksichtigt werden. Um die Berücksichtigung eines Qualitätselements (Q) in der Regulierungsformel zu gewährleisten, sind vorgelagerte Schritte erforderlich. Sowohl die Definition von entsprechenden relevanten Qualitätskriterien, als auch deren datenmäßige Erfassung sind zwingende Voraussetzungen dazu. Zur Definition der Qualitätskriterien gemäß § 30 GWG 2011 wurde vor kurzem seitens E-Control die Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung, BGBl. I Nr. 172/2012 erlassen. Es liegt nahe, die darin spezifizierten Qualitätskriterien für die Ausgestaltung des Q-Elements heranzuziehen. Da die Verordnung erst im Laufe des Jahres 2012 erlassen wurde, ist eine Implementierung des Q-Elements mit Beginn des Jahres 2013 nicht realistisch, da eine valide Datenbasis als Grundlage geschaffen werden muss. Daher wird das Q in der Regulierungsformel (vgl. Kapitel 0) bis auf weiteres mit Null angesetzt. Dies bedeutet jedoch nicht, dass das Q-Element nicht zu einem späteren Zeitpunkt während der laufenden Regulierungsperiode wirksam werden kann. Es wird zu diesem Thema ebenfalls eine Konsultation unter Einbeziehung der Branche sowie der Legalparteien durchgeführt.

13. Regulierungsformel

In diesem Kapitel werden abschließend die in diesem Papier dargestellten Inhalte nochmals formal dargestellt.²⁸ Die Kostenfeststellung (als Basis für die Entgeltermittlung) erfolgt exemplarisch für die Jahre 2013 und 2014. Die den Entgelten zugrunde liegenden Kosten sind gemäß § 79 Abs 1 GWG 2011 differenziert nach Netzebenen zu ermitteln. Um jedoch eine übersichtliche Darstellung zu gewährleisten, wird lediglich eine Gesamtunternehmensbetrachtung für die Jahre 2013 und 2014 angestellt. Die Anpassungen bezogen auf Netzebenen sowie für die Folgejahre ergeben sich analog.

²⁸ E-Control behält sich vor, etwaige Unschärfen bzw. Fehler in den im Dokument dargestellten Formeln entsprechend den dargestellten Grundsätzen anzupassen.

Kostenfeststellung zur Entgeltermittlung 2013:

Formel 13

$$K_{2013}^{BasisEntgelte} = K_{2013}^{Pfad} + Inv.Faktor_{2013} + BK.Faktor_{2013} + nbK_{2011} + nieffK_{2011} + Reg.kto + Q - BKZ_{2011} - ME_{2011} - Eso.Trans_{2012}$$

wobei gilt:

$$K_{2013}^{Pfad} = K_{angepasst\ 2011} \times \prod_{t=2012}^{2013} (1 + \Delta NPI_t) \times (1 - KA_{Neu})^2$$

$$KA_{NEU} = 1 - (1 - X_{Gen}) \times \sqrt[6]{\frac{Sollkosten_{2011}}{K_{Vergleich\ 2011}}}$$

$$K_{angepasst\ 2011} = K_{Vergleich\ 2011} + RAB_{2011} \times (WACC_{2tePeriode} - WACC_{1tePeriode})$$

$$Sollkosten_{2011} = K_{2007} \times EW_{urspruenglich.bzw.gedeckelt} \times (1 + NPI_{2008}) \times (1 + NPI_{2009}) \times (1 + NPI_{2010}) \times (1 + NPI_{2011}) \times (1 - X_{GEN})^4 - nbK_{2006} - nieffK_{2006}$$

$$K_{Vergleich\ 2011} = K_{geprüft\ 2011} - Inv.Faktor_{2013}^{alt} - BK.Faktor_{2013}^{neu} - nbK_{2011} - nieffK_{2011} - RAB_{2011} \times (WACC_{2tePeriode} - WACC_{1tePeriods})$$

$$Inv.Faktor_{2013} = Inv.Faktor_{2013}^{NE1} + Inv.Faktor_{2013}^{NE2} + Inv.Faktor_{2013}^{NE3}$$

$$Inv.Faktor_{2013}^{NE1} = \sum_{t=2007}^{2013} (AfA_{t-2}^{NE1} + BW_{Ausbauinv.}^{NE1} \times (WACC)) + 1,5\% \times (Zugang_{t-2}^{NE1} - AHK_{Ausbauinv.}^{NE1})$$

$$Inv.Faktor_{2013}^{NE2} = \sum_{t=2007}^{2013} (AfA_{t-2}^{NE2} + BW_{Ausbauinv.}^{NE2} \times (WACC)) + 1,5\% \times (Zugang_{t-2}^{NE2} - AHK_{Ausbauinv.}^{NE2})$$

$$Inv.Faktor_{2013}^{NE3} = \sum_{t=2007}^{2013} (AfA_{t-2}^{NE3} + BW_{Ausbauinv.}^{NE3} \times (WACC)) + 1,5\% \times (Zugang_{t-2}^{NE3} - AHK_{Ausbauinv.}^{NE3})$$

$$BK.Faktor_{2013} = BK.Faktor_{2013}^{NE1} + BK.Faktor_{2013}^{NE2} + BK.Faktor_{2013}^{NE3}$$

$$BK.Faktor_{2013}^{NE1} = 0$$

$$BK.Faktor_{2013}^{NE 2} = \begin{cases} 0,28 \cdot \left(\frac{km_{2013}^{NE2}}{km_{2006,fix}^{NE2}} - 1 \right); & \text{wenn } \left(\frac{km_{2013}^{NE2}}{km_{2006,fix}^{NE2}} - 1 \right) \geq 0\% \\ 0; & \text{wenn } \left(\frac{km_{2013}^{NE2}}{km_{2006,fix}^{NE2}} - 1 \right) < 0\% \end{cases} \times K_{2006,effizient}$$

$$BK.Faktor_{2013}^{NE 3} = \begin{cases} 55,86 * (ZP_{2013} - ZP_{2006,fix}); & \text{wenn } (ZP_{2013} - ZP_{2006,fix}) \geq 0 \\ 55,86 * 0,25 * (ZP_{2013} - ZP_{2006,fix}); & \text{wenn } (ZP_{2013} - ZP_{2006,fix}) < 0 \end{cases} + \begin{cases} 35 * (ZP_{2013} - ZP_{2011}); & \text{wenn } (ZP_{2013} - ZP_{2011}) \geq 0 \\ 0; & \text{wenn } (ZP_{2013} - ZP_{2011}) < 0 \end{cases} + \begin{cases} 1150,89 * (km_{e3,2013} - km_{e3,2006,fix}); & \text{wenn } (km_{e3,2013} - km_{e3,2006,fix}) \geq 0 \\ 1150,89 * 0,25 * (km_{e3,2013} - km_{e3,2006,fix}); & \text{wenn } (km_{e3,2013} - km_{e3,2006,fix}) < 0 \end{cases}$$

nbK_{2011} = nicht beeinflussbare Kosten des Geschäftsjahres 2011

$nieffK_{2011}$ = nicht auf Ineffizienzen zurückführbare Kosten des Geschäftsjahres 2011

$Reg.kto = 0$ = Abweichungen, welche im Rahmen des Regulierungskontos berücksichtigt werden (erstmalige Berücksichtigung in den Entgelten des Jahres 2014)

$Q = 0$ = Qualitätselement

BKZ_{2011} = Baukostenzuschüsse des Geschäftsjahres 2011

ME_{2011} = Messerlöse des Geschäftsjahres 2011

$Eso.Trans_{2012}$ = Erlöse sonstige Transporte gemäß SonT-GSNT-VO Novelle 2012

Kostenfeststellung zur Entgeltermittlung 2014:

Formel 14

$$K_{2014}^{BasisEntgelte} = K_{2014}^{Pfad} + Inv.Faktor_{2014} + BK.Faktor_{2014} + nbK_{2012} + nieffK_{2012} + Reg.kto + Q - BKZ_{2012} - ME_{2012} - Eso.Trans_{2013}$$

wobei gilt:

$$K_{2014}^{Pfad} = K_{2013}^{Pfad} \times (1 + \Delta NPI_{2014}) \times (1 - KA_{Neu})$$

$$Inv.Faktor_{2014} = Inv.Faktor_{2014}^{NE1} + Inv.Faktor_{2014}^{NE2} + Inv.Faktor_{2014}^{NE3}$$

$$Inv.Faktor_{2014}^{NE1} = \sum_{t=2007}^{2014} (Afa_{t-2}^{NE1} + BW_{Ausbauinv.}^{NE1} \times (WACC)) + 1,5\% \times (Zugang_{t-2}^{NE1} - AHK_{Ausbauinv.}^{NE1})$$

$$Inv.Faktor_{2014}^{NE2} = \sum_{t=2007}^{2014} (Afa_{t-2}^{NE2} + BW_{Ausbauinv.}^{NE2} \times (WACC)) + 1,5\% \times (Zugang_{t-2}^{NE2} - AHK_{Ausbauinv.}^{NE2})$$

$$Inv.Faktor_{2014}^{NE3} = \sum_{t=2007}^{2014} (Afa_{t-2}^{NE3} + BW_{Ausbauinv.}^{NE3} \times (WACC)) + 1,5\% \times (Zugang_{t-2}^{NE3} - AHK_{Ausbauinv.}^{NE3})$$

$$BK.Faktor_{2014} = BK.Faktor_{2014}^{NE1} + BK.Faktor_{2014}^{NE2} + BK.Faktor_{2014}^{NE3}$$

$$BK.Faktor_{2014}^{NE1} = 0$$

$$BK.Faktor_{2014}^{NE2} = \begin{cases} 0,28 \cdot \left(\frac{km_{2014}^{NE2}}{km_{2006,fix}^{NE2}} - 1 \right); & \text{wenn } \left(\frac{km_{2014}^{NE2}}{km_{2006,fix}^{NE2}} - 1 \right) \geq 0\% \\ 0; & \text{wenn } \left(\frac{km_{2014}^{NE2}}{km_{2006,fix}^{NE2}} - 1 \right) < 0\% \end{cases} \times K_{2006,effizient}$$

$$BK.Faktor_t^{Netzebene\ 3} = \begin{cases} 55,86 * (ZP_t - ZP_{2006,fix}); & \text{wenn } (ZP_t - ZP_{2006,fix}) \geq 0 \\ 55,86 * 0,25 * (ZP_t - ZP_{2006,fix}); & \text{wenn } (ZP_t - ZP_{2006,fix}) < 0 \end{cases} + \begin{cases} 35 * (ZP_t - ZP_{2011,fix}); & \text{wenn } \frac{ZP_t}{km_e\ 3_t} > \frac{ZP_{2011,fix}}{km_e\ 3_{2011,fix}} \\ 0; & \text{wenn } \frac{ZP_t}{km_e\ 3_t} \leq \frac{ZP_{2011,fix}}{km_e\ 3_{2011,fix}} \end{cases} +$$

$$+ \begin{cases} 1150,89 * (km_e\ 3_t - km_e\ 3_{2006,fix}); & \text{wenn } (km_e\ 3_t - km_e\ 3_{2006,fix}) \geq 0 \\ 1150,89 * 0,25 * (km_e\ 3_t - km_e\ 3_{2006,fix}); & \text{wenn } (km_e\ 3_t - km_e\ 3_{2006,fix}) < 0 \end{cases}$$

nbK_{2012} = nicht beeinflussbare Kosten des Geschäftsjahres 2012

$nieffK_{2012}$ = nicht auf Ineffizienzen zurückführbare Kosten des Geschäftsjahres 2012

$Reg.kto$ = Abweichungen, welche im Rahmen des Regulierungskontos berücksichtigt werden Q = Qualitätselement

BKZ_{2012} = Baukostenzuschüsse des Geschäftsjahres 2012

ME_{2012} = Messerlöse des Geschäftsjahres 2012

$Eso.Trans_{2013}$ = Erlöse sonstige Transporte gemäß SonT-GSNT-VO Novelle 2013

14. Literaturverzeichnis

1. Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) idF BGBl I Nr. 107/2011.
2. GSNT-VO 2008 sowie Erläuterungen zur GSNT-VO 2008.
3. GSNT-VO 2008 Novelle 2009 sowie Erläuterungen zur GSNT-VO 2008 Novelle 2009.
4. Anderson, M. C., Banker, R. D., Janakiraman S. N. (2003). Are Selling, General, and Administrative Costs „Sticky“?, Journal of Accounting Research, Vol. 41 No. 1, 47-63.
5. Averch, H. and Johnson L. (1962). „Behavior of the Firm under Regulatory Constraint“. The American Economic Review. 52(5).S. 1052-1069.
6. Bernstein, J. I.; Sappington, D. E. M. (1999). „Setting the X factor in price cap regulation plans“. Journal of Regulatory Economics. 16(1). S. 5-25.
7. Dimson, E., Marsh, P. und Staunton, M. (2011), Global Investment Returns Yearbook 2011, London Business School, ABN Amro, Royal Bank of Scotland.
8. FGW (2011 bzw. 2012). „FGW Positionen Anreizregulierung Gas“. Diverse Folienpräsentationen (nicht öffentlich).
9. Frontier Economics (2012). „Bestimmung der Finanzierungskosten für Gasnetzbetreiber“. Gutachten im Auftrag der E-Control. S. 1-96 (nicht öffentlich).
10. POLYNOMICS (2011). „Bestimmung der allgemeinen Produktivität (X-Allgemein) für die österreichische Gaswirtschaft“. Gutachten im Auftrag des Fachverbands der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (FGW). S. 1-29 (nicht öffentlich).
11. Rodgarkia-Dara, A. (2007). „Ratchet Effect: Theorie, Lösungsansätze und internationale Erfahrungen“, Working Paper der E-Control, Jänner 2007.
12. WIK-Consult (2012). „Genereller Produktivitätsfaktor österreichischer Gasverteilnetzbetreiber“. Studie im Auftrag der E-Control. S. 1 (nicht öffentlich).
13. Bundesarbeiterkammer, Stellungnahme zum 1. Konsultationspapier zur Ausgestaltung der 2. Regulierungsperiode Gas“, 22.03.2012.
14. Bundesarbeiterkammer, Stellungnahme zum 2. Konsultationspapier zur Ausgestaltung der 2. Regulierungsperiode Gas“, 15.06.2012.
15. EVN, Stellungnahme zum 2. Konsultationspapier zur Ausgestaltung der 2. Regulierungsperiode Gas“, 08.06.2012.
16. FGW, Stellungnahme zum 2. Konsultationspapier zur Ausgestaltung der 2. Regulierungsperiode Gas“, 08.06.2012.
17. Gasnetz Steiermark GmbH, Stellungnahme zum 2. Konsultationspapier zur Ausgestaltung der 2. Regulierungsperiode Gas“, 11.06.2012.
18. Landwirtschaftskammer Österreich, Stellungnahme zum 2. Konsultationspapier zur Ausgestaltung der 2. Regulierungsperiode Gas“, 11.06.2012.

19. OÖ Ferngas Netz GmbH, Stellungnahme zum 2. Konsultationspapier zur Ausgestaltung der 2. Regulierungsperiode Gas“, 30.05.2012.
20. Wirtschaftskammer, Stellungnahme zum 2. Konsultationspapier zur Ausgestaltung der 2. Regulierungsperiode Gas“, 11.06.2012.