

Bekanntmachung der Landesregulierungsbehörde Energie beim Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau über die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze ab 01.01.2009

Die Landesregulierungsbehörde Energie legt gemäß § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) i.V.m. § 7 Abs. 6 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und § 7 Abs. 6 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) folgende Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die erste Regulierungsperiode in der Anreizregulierung fest:

Für die Bestimmung der Erlösobergrenze zu Beginn der Anreizregulierung nach § 4 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) i.V.m. § 6 ARegV und § 23a EnWG wird für die Dauer der ersten Regulierungsperiode für Neuanlagen ein Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 9,29% vor Steuern und für Altanlagen ein Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 7,56% vor Steuern festgelegt.

Gründe

I.

1. Die vorliegende Festlegung betrifft die ab dem 01.01.2009 für die Dauer einer Regulierungsperiode geltenden Eigenkapitalzinssätze für Neu- und Altanlagen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nr. 2 EnWG und Betreiber von Gasversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nr. 6 EnWG. Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV ist die Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung unter Anwendung von Eigenkapitalzinssätzen für Neu- und Altanlagen durchzuführen.

2. Durch Mitteilung auf der Internetseite (www.mwvlw.rlp.de), durch Veröffentlichung im Staatsanzeiger vom 30.06.08, durch Zustellung an alle Netzbetreiber im Zuständigkeitsbereich der Landesregulierungsbehörde sowie Mitteilung gegenüber den Verbänden hat die Landesregulierungsbehörde die Anhörung zur beabsichtigten Festsetzung der Eigenkapitalzinssätze nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 7 Abs. 6 StromNEV und § 7 Abs. 6 GasNEV veröffentlicht und Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Insgesamt sind über 30 Stellungnahmen von Netzbetreibern und Verbänden eingegangen. Zudem hat der BDEW ein Gutachten bei NERA Economic Consulting¹ und der VKU bei der KEMA Consulting GmbH² in Auftrag gegeben, die sich mit den kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätzen für Strom- und Gasnetze in Deutschland beschäftigen. Im Rahmen der Stellungnahmen wird teilweise auf diese Gutachten Bezug genommen. Auch wird seitens der Netzbetreiber auf die Tatsache verwiesen,

¹ NERA (2008), „Die kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Strom- und Gasnetze in Deutschland“, Gutachten im Auftrag des BDEW.

² KEMA (2008), „Ermittlung angemessener Kapitalzinssätze für deutsche Strom- und Gasverteilnetze“ Gutachten im Auftrag des VKU.

dass die Bundesnetzagentur bereits die Eigenkapitalzinssätze unter Berücksichtigung der Körperschaftssteuer festgelegt habe.

Nachfolgend werden die wesentlichen Inhalte der Stellungnahmen wiedergegeben:

Zur Umlaufrendite

In den Stellungnahmen wurde unter anderem vorgetragen, dass die Bestimmung der Umlaufrendite, wie im Festlegungsentwurf vorgesehen, nachvollziehbar und konform mit den Anforderungen der GasNEV bzw. StromNEV sei. Jedoch ließen die GasNEV bzw. StromNEV auch die Verwendung von Wertpapieren mit längeren Laufzeiten zu. Für die Ermittlung der Umlaufrendite solle die Verwendung der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten mit einer Restlaufzeit von 9 bis 10 Jahren geprüft werden. Des Weiteren wurde vorgetragen, dass die Herleitung der Umlaufrendite ausschließlich aus Vergangenheitswerten nicht sachgerecht sei. Vielmehr sei die Zinsstrukturkurve für hypothetische Zerobonds mittels der so genannten Svensson-Methode heranzuziehen. Die Finanzierung müsse sich an den Nutzungsdauern der Investitionen orientieren.

Zum Capital Asset Pricing Modell generell

Aus den Stellungnahmen zum Anhörungsverfahren ergibt sich, dass das so genannte Capital Asset Pricing Modell (CAPM) ein adäquates Modell zur Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung darstellt. Allerdings ergebe sich durch inkonsistente Anwendung des CAPM ein nach unten verzerrtes Ergebnis. Zudem wurde das „Dividend Growth Model“ ebenfalls als geeignet angesehen, da dieses in den USA seit vielen Jahren in der Regulierungspraxis angewendet werde. Das Rekursivitätsproblem sei nicht problematisch, da jede Methode, die auf der Basis von Vergangenheitsdaten Schätzungen für die zukünftige Entwicklung abgibt, einem ähnlich gearteten Prognoseproblem unterliege.

Zur Marktrisikoprämie

Im Rahmen der Stellungnahmen wurde darauf verwiesen, dass in der wissenschaftlichen Literatur mehrheitlich die alleinige Verwendung des arithmetischen Mittels bei der Marktrisikoprämie als sinnvoll erachtet werde. Die starke Gewichtung des geometrischen Mittels, wie im Festlegungsentwurf vorgesehen, sei daher nicht zweckdienlich. Für die Ermittlung des Risikofaktors sowie zur Bestimmung der Marktrisikoprämie müsse aus Gründen der Konsistenz der gleiche Referenzindex verwendet werden. Die Verwendung von unterschiedlichen Referenzmärkten führe methodisch zu fehlerhaften Ergebnissen. Abweichend vom intendierten Vorgehen der Landesregulierungsbehörde Energie sei die Berücksichtigung eines nationalen Aktienindizes angemessen, da das CAPM einen „Heimatmarkt-Ansatz“ darstelle. Zudem sei die Marktrisikoprämie des jeweiligen Heimatmarktes relevant, da die internationalen Kapitalmärkte nicht genügend integriert seien, um die Verwendung einer Weltmarktrisikoprämie zu rechtfertigen. Insofern sei eine Analyse der Werte für Deutschland aus der Studie von Dimson, Marsh und Staunton wünschenswert. Weiterhin wurde vorgetragen, dass in unterschiedlichen Studien für Deutschland höhere Bandbreiten abgeleitet würden. Berechnungen, die von KEMA Consulting durchgeführt wurden, ergä-

ben auf Basis des Dow Jones EuroStoxx für 1998-2007 einen Wert von 6,39% für die Marktrisikoprämie. Zudem seien die Berechnungen von Gerke (2003)³ in dem Festlegungsentwurf verkürzt wiedergegeben worden. Eine Bezugnahme auf Quellen wie das IDW sei nicht sachgerecht, da es sich bei der Bandbreite des IDW von 4%-5% um eine Risikoprämie vor persönlichen Einkommenssteuern, aber nach Unternehmenssteuern handele, während der im Festlegungsentwurf ermittelte Zins vor Körperschaftssteuer und damit teilweise vor Unternehmenssteuern sei. Somit würde eine andere Bezugsgröße herangezogen, es lägen unterschiedliche Sachverhalte vor.

Zum Risikofaktor

In Bezug auf die Auswahl der Vergleichsunternehmen besteht eine grundsätzliche Zustimmung zur Verwendung einer internationalen Stichprobe. Die Ableitung des Risikofaktors solle aber nach Auffassung einiger Netzbetreiber primär auf europäischen Referenzunternehmen beruhen, da zwischen diesen Unternehmen am ehesten eine Verbindung bzw. Ähnlichkeit bestünde. Die übrigen Unternehmen sollten lediglich zur Kontrolle herangezogen werden. Die Auswahlkriterien seien um den „ähnlichen Regulierungsrahmen“ zu ergänzen, so dass ausschließlich Netzbetreiber aus anreizregulierten Systemen zu verwenden seien. Die u.a. als Referenzunternehmen herangezogenen Unternehmen Atlanta Gas Light, Atmos Energy, Kinder Morgan und TC Pipelines unterständen einer Kostenregulierung (Rate-of-Return-Regulierung), d.h. ihr regulatorisches Umfeld und die resultierende Risikobewertung seien mit der geplanten Anreizregulierung nicht zu vergleichen. Weiterhin wurde vorgetragen, dass in den Ausführungen im Festlegungsentwurf nicht ersichtlich sei, inwieweit Prüfungen zur Börsenliquidität vorgenommen worden seien. Zudem bliebe die Definition der minimalen Handelsfrequenz unklar. Bei dem im Festlegungsentwurf als Referenzunternehmen herangezogenen Unternehmen Envestra bestünde ein Liquiditätsproblem, da in über 70% der Handelstage ein gegenüber dem Vortag unveränderter Schlusskurs festgestellt worden sei. Es sei nicht zutreffend, dass es sich bei den Vergleichsunternehmen um reine Netzbetreiber handele. Bei Atmos Energy liege lediglich ein Netzanteil am Umsatz von rund 64% vor. Andererseits seien zahlreiche US-Unternehmen mit einem deutlich höheren Netzanteil am Umsatz nicht berücksichtigt worden. In Bezug auf den in der Stichprobe enthaltenen argentinischen Netzbetreiber wurde vorgetragen, dass die staatliche Kreditwürdigkeit Argentiniens unter einem „Investment-Grade-Kreditrisiko“ liege und damit das Länderrisiko den Risikofaktor verfälsche. Gas- und Stromnetzbetreiber sollten in der Stichprobe im gleichen Maße berücksichtigt werden. Eine sachgerechte Ermittlung von Risikodifferenzen zwischen anreiz- und kostenregulierten Unternehmen, zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern und zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern müsse im Rahmen einer multiplen Regression erfolgen, da sich Effekte der Einflussgrößen bei einer isolierten Betrachtung überlagern könnten. Zudem wurde kritisch angemerkt, dass die verwendeten Testverfahren (F-Test und ggf. t-Test) erst bei größeren Stichproben (allgemein ab ca. n=30) zu unverzerrten Ergebnissen führten.

³ Gerke (2003), „Risikoadjustierte Bestimmung des Kalkulationszinssatzes in der Stromnetzentgeltkalkulation“, Gutachten im Auftrag des VDEW.

Der im Festlegungsentwurf verwendete Betrachtungszeitraum von einem Jahr ergänzt um eine drei- und fünfjährige Betrachtung sei für eine robuste Schätzung deutlich zu kurz. Zudem würden die Risikofaktoren der einjährigen Betrachtung zu stark gewichtet werden. Die Verwendung längerfristiger Zeiträume sei auch erforderlich, um konsistent zur Berechnung der Umlaufrendite zu sein. Im Gegensatz zu wöchentlichen Renditen erhöhe die Verwendung von täglichen Aktienrenditen das Risiko von asynchronem Handel zwischen der Aktie des Netzbetreibers und des verwendeten Aktienindizes, d.h. der Markt als Ganzes reagiere schneller auf neue Informationen im Vergleich zu den individuellen Aktien der Netzbetreiber. Daher sollten wöchentliche Renditen zur Bestimmung des Risikofaktors verwendet werden.

Zur Korrektur der Schätzwerte der ermittelten Risikofaktoren sei das in der Praxis übliche so genannte Blume-Verfahren anzuwenden. Zur Berücksichtigung der unterschiedlichen Finanzierungsstruktur bei den einzelnen internationalen Unternehmen sei die Miller-Anpassung durchzuführen. Dies sei vor dem Hintergrund sachgerecht, dass Steuervorteile aus Fremdkapitalzinsen vollständig verloren gehen könnten. Sollte dennoch – wie im Festlegungsentwurf dargelegt – die Modigliani-Miller-Anpassung angewendet werden, so sei die Gewerbesteuer nicht zu berücksichtigen und damit ein Wert in Höhe von 15,825% anzusetzen. Dies sei konsistent dazu, dass die Gewerbesteuer bei der Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes auch nicht berücksichtigt würde. Weiterhin wurde vorgetragen, dass nicht der durchschnittliche nominale Steuersatz in Höhe von 29,8% angesetzt werden sollte. Dies entspreche nicht der wissenschaftlichen Konzeption des Modigliani-Miller-Ansatzes. Der tatsächliche Wert der durch die Fremdkapitalfinanzierung entstehenden Steuerminderung sei maßgeblich für die Berechnung des verschuldeten Risikofaktors. Werde der Effekt der Hinzurechnung bei der Gewerbesteuer berücksichtigt, reduziere sich die Steuerlast auf 26,3%.

Zur Unterscheidung zwischen Strom und Gas

Der im Festlegungsentwurf angekündigte einheitliche Eigenkapitalzinssatz für Strom- und Gasnetzbetreiber ist im Rahmen der Anhörung auf ein geteiltes Echo gestoßen. Zum Teil wurde dieses Vorgehen in den Stellungnahmen unterstützt, da nach Aussage einiger Unternehmen die von den Netzbetreibern vorgetragenen höheren Risiken für den Gasbereich, wenn sie überhaupt bestünden, allenfalls marginal seien und jedenfalls durch den Zinssatz ausreichend kompensiert würden.

Der andere Teil der Stellungnahmen kritisierte die einheitliche Festlegung des Zinssatzes, da aus Sicht dieser Unternehmen und Verbände Gasnetzbetreiber einem größeren Risiko unterliegen, was sich in einem höheren Wagniszuschlag und somit im Ergebnis in einem höheren Eigenkapitalzinssatz für Gasnetzbetreiber widerspiegeln müsse.

In Bezug auf die quantitative Analyse im Festlegungsentwurf, nach der keine unterschiedlichen Risiken für Strom- und Gasnetzbetreiber bestehen, wurde vorgetragen, dass die GasNEV und StromNEV eine getrennte Ermittlung des sektorspezifischen Wagniszuschlags vorsähen, im Festlegungsentwurf dagegen unzulässigerweise die Eigenschaft der Netzbetreiber (Strom und Gas) und der Zugehörigkeit zu unterschiedlichen Regulierungssystemen vermischt würden, was zu systematisch niedrigeren Beta-Werten führe. Weiter wurde ausgeführt, dass es auch quantitative Belege für ein höheres Risiko der Gasnetzbetreiber gäbe. So habe beispielsweise NERA in seinem

Gutachten anhand einer Stichprobe von 62 US-Netzbetreibern höhere Risiken für Gasnetzbetreiber festgestellt.⁴

Eine Reihe von Stellungnahmen setzt sich auch mit der qualitativen Analyse auseinander, aus der sich ebenfalls keine unterschiedlichen Risiken für Strom- und Gasnetzbetreiber ergeben haben. Die Stellungnahmen enthalten Aufzählungen und Erläuterungen zu bestimmten Risiken, die aus Sicht der Netzbetreiber und Verbände dazu führen, dass Gasnetzbetreiber einem erhöhten Risiko ausgesetzt sind als Stromnetzbetreiber. Von einigen Unternehmen wurde in dem Zusammenhang das Substitutionsrisiko genannt, da aus ihrer Sicht vor allem auf dem Wärmemarkt ein Substitutionswettbewerb mit Anbietern konkurrierender Heizenergieträger wie Heizöl, Strom, Kohle, Fernwärme und regenerativen Energieträgern bestehe, was sich in einer geringeren Auslastung der Gasleitungen, stranded investments und dem Nichterreichen des Erschließungsgrades von 100% wie im Strombereich aufgrund der Anschlusspflicht sowie der Nichtdurchsetzbarkeit der genehmigten Netzentgelte widerspiegele. Deswegen treffe zumindest auf dem Wärmemarkt der Begriff des natürlichen Monopols auch nur bedingt zu.

Nach Aussage einiger Unternehmen in der Anhörung sei das erhöhte Auslastungsrisiko bei Gas aufgrund stark saisonal abhängiger Nachfrage bzw. das Risiko der Witterungsschwankung weitere Gründe, bei dem Zinssatz für Gasnetzbetreiber einen höheren Wagniszuschlag zu gewähren. Sie trugen dazu vor, dass Gasnetzbetreiber in größerem Umfang Mehr- und Mindererlöse saldieren müssten, so dass Zinsnachteile der Saldierung Gasnetzbetreiber verstärkt träfen. Mittel- und langfristig könnte, wie aus einer Stellungnahme hervorgeht, eine Entgeltsituation entstehen, die einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb des Gasversorgungsnetzes unmöglich mache, da periodenübergreifende Saldierung und das Regulierungskonto zu höheren spezifischen Kosten bzw. Entgelten führe, was die Wettbewerbssituation des Gasnetzbetreibers zu anderen Energieträgern und das Ergebnis im Effizienzvergleich für die nächste Regulierungsperiode verschlechtere. In den Stellungnahmen wurde außerdem auf das Risiko der Energiepolitik eingegangen. Politische Maßnahmen zur Energieeinsparung und Förderung von erneuerbaren Energien könnten demzufolge zu einem höheren Auslastungsrisiko im Gasbereich beitragen. Ebenfalls im Zusammenhang mit dem Auslastungsrisiko wurde auf ein zusätzliches Wagnis, das sich aus der Struktur der Netznutzer ergäbe, wenn z.B. $\frac{1}{4}$ des Jahresabsatzes auf örtliche Kraftwerke entfielen, hingewiesen. Bei steigenden Preisen für Kraftwerksgas sei ein Umstieg auf alternative Energieträger nicht auszuschließen, was wiederum die Netzauslastung reduzieren würde.

Als weiteres Risiko, das für den Gasbereich höher sei als für den Strombereich, wurde in den Stellungnahmen das Risiko des Direktleitungsbaus bzw. des parallelen Leitungsbaus genannt, da dieser beim Gas häufiger zu beobachten sei, wie zum Beispiel auf der Ebene der örtlichen Verteilnetzbetreiber in Ballungsräumen. Die restriktive Genehmigungspraxis der Regulierungsbehörden führe zu stärkeren Einschränkungen für Gasnetzbetreiber hinsichtlich der Möglichkeit, durch die Vereinbarung individueller Netzentgelte nach § 20 Abs. 2 GasNEV einen drohenden Direktleitungsbau zu verhindern.

⁴ NERA (2008), S. 32.

Außerdem bestehe für die Gasnetzbetreiber auch ein höheres Preisrisiko. Die vertikale Integration von Wertschöpfungsebenen sei im Strombereich höher als im Gasbereich, was dazu führe, dass die Stromnetzbetreiber mit eigenen Erzeugungsanlagen bei der Beschaffung von Verlustenergie weit weniger einem Preisrisiko ausgesetzt seien. Wegen der vertikalen Integration insgesamt führe die Gleichbehandlung von Strom und Gas nach Ansicht einiger Unternehmen außerdem zu einer Verlagerung der Investitionen in den Betrieb von Strom(verteil)netzen. Darüber hinaus war den Stellungnahmen zu entnehmen, dass die Unternehmen die längeren Nutzungsdauern im Gasbereich als im Strombereich als ein höheres Risiko einschätzen und beim Effizienzvergleich das Risiko der Verzerrung sehen. Des Weiteren wurde im Rahmen der Anhörung vorgetragen, es ergäben sich beim Betrieb von Gasverteilnetzen erhöhte Schadensszenarien, da dieser Betrieb anders als der von Elektrizitätsnetzen ein erhebliches Gefahrenpotential mit der Folge von Personen- und Sachschäden beinhalte.

Schließlich trugen die Unternehmen und Verbände vor, Unterschiede zwischen Strom und Gas würden auch von der ausländischen Regulierungspraxis anerkannt, und alle anderen Gutachter wie Gerke (2003), Diedrich⁵ (2004), NERA (2008) und KEMA (2008) hätten bei Gas ebenfalls ein höheres Risiko als bei Strom nachgewiesen.

In Bezug auf das regulatorische Risiko wurde vorgetragen, dass die Unsicherheiten des geplanten Regulierungssystems im Marktrisiko nicht entsprechend abgebildet worden seien. Im anreizorientierten Regulierungssystem bestünde ein höheres regulatorisches Risiko als in der Kostenregulierung. Die grundlegenden Fragen der Anreizregulierung seien bisher unbeantwortet. Es bestünden Unsicherheiten bezüglich möglicher Änderungen der in der ARegV festgelegten Regeln sowie deren Auslegung und Umsetzung. Die vor Einführung der Anreizregulierung bereits reformierte Anreizregulierungsverordnung sowie vorgenommene Änderungen an den Netzentgeltverordnungen würden dies belegen. Empirische Studien zeigten, dass Risiken, die mit einer Änderung des Regulierungssystems hin zu einer stärker anreizorientierten Form der Regulierung einhergehen, nicht vollständig diversifizierbar seien (Studien der Weltbank von Alexander et al. (1996)⁶ und Alexander et al. (2000)⁷). Das in der Verordnung verankerte Konzept der Anreizregulierung sowie die bisherige Regulierungspraxis enthielten Elemente, die die Netzbetreiber erheblichen asymmetrischen Risiken aussetzten. Asymmetrische Risiken bestünden dann, wenn dem Risiko von Unterrenditen keine entsprechenden Chancen auf Überrenditen gegenüberstünden. Zu solchen asymmetrischen Risiken führe der an den effizientesten Unternehmen ausgerichtete Frontier-Ansatz beim geplanten Benchmarkverfahren. Hierbei erwirtschafteten nur Unternehmen, die auf der Effizienzgrenze lägen, ihre vollständigen Kapitalkosten. Da das einzelne Unternehmen nicht wisse, ob es auf der Effizienzgrenze lie-

⁵ Diedrich (2004), „Gutachten zur Bestimmung und zur Höhe des kalkulatorischen Eigenkapitalkostensatzes von Netzbetreibern in der Gaswirtschaft“, Gutachten im Auftrag des BGW.

⁶ Alexander, Mayer und Weeds (1996), „Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms: An International Comparison“, Policy Research Working Paper 1698, The World Bank, 1996.

⁷ Alexander, Estache und Adele (2000), „A Few Things Transport Regulators Should Know About Risk and the Cost of Capital“, Utilities Policy 9, 1-13, 2000.

gen werde, rechne es bei Investitionsentscheidungen damit, nur eine unterdurchschnittliche Rendite zu erreichen. Als weiteres Beispiel wurde das Vorgehen der Regulierungsbehörde bei der Anerkennung der Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie genannt. Weiterhin wurde vorgetragen, dass die Berechnungsmodelle zum Effizienzvergleich sowie die Verfahren zur Genehmigung von Investitionsbudgets unscharf und die Ausgestaltung der Referenznetzanalyse unklar seien. Besonders kritisch wurde gesehen, dass nach §§ 3 Abs. 2, 6 Abs. 1 S. 3 und S. 4 ARegV die Kosten für die Investitionen stets nur zeitversetzt in Ansatz gebracht werden könnten. Das regulatorische Risiko gelte – von wenigen Ausnahmen abgesehen – für Strom- und Gasnetzbetreiber in gleicher Weise. Eine Ausnahme mit erheblichen finanziellen Auswirkungen in der Zukunft stelle die durch die Verordnung zur Änderung der GasNZV, der GasNEV und der ARegV vom 08.04.2008 zur Förderung der Bioeinspeiseverordnung normierten weiteren Ausbau- und Anschlussverpflichtungen für Gasnetzbetreiber dar. Die beim Netzbetreiber verbleibenden Kosten würden nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 8a ARegV zwar als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gelten, die Anpassung der Erlösobergrenze finde aber mit einem Zeitversatz von zwei Jahren statt. Weiterhin wurde ausgeführt, dass die Risiken für Bilanzkreisnetzbetreiber im Gasbereich durch die Neuregelungen des Regel- und Ausgleichsenergiemarktes (GaBi) gestiegen seien.

Zur Berücksichtigung der Verzinsung im Ausland

Generell wurde im Rahmen der Stellungnahmen auf die fehlende Transparenz bei der Berücksichtigung der Verzinsung im Ausland verwiesen. Nicht nachvollziehbar sei die Deklaration der Eigenkapitalzinssätze im Ausland als Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse. Bei einem Vergleich von Zinssätzen müssten diese auf ein vergleichbares Niveau gebracht werden. Eine Vergleichbarkeitsrechnung habe unter Berücksichtigung der Fragestellungen, ob es sich um reale oder nominale Zinssätze handle und ob in diesen Zinssätzen Steuern berücksichtigt werden, zu erfolgen. Zinssätze verschiedener Jahre seien bei der Vergleichsbetrachtung mit dem Ausland zu berücksichtigen. Zu berücksichtigen sei auch, bis zu welcher Eigenkapitalquote der Eigenkapitalzinssatz angewendet werde. Kritisiert wurde zudem der pauschale Abzug der deutschen Umlaufrendite von den um Steuern korrigierten Eigenkapitalzinssätzen. Zudem würden die Entscheidungen der ausländischen Regulierungsbehörden bzgl. der Parameter des CAPM nicht gewürdigt werden.

Zur Einbeziehung von Steuern

Insoweit Stellungnahmen von Unternehmen und Verbänden ausdrücklich in Bezug auf die Behandlung der Körperschaftsteuer abgegeben wurden, sprachen sie sich für die Einbeziehung der Körperschaftsteuer in den Eigenkapitalzinssatz aus. Der mittels des CAPM ermittelte Zinssatz sei durch einen entsprechenden Zuschlag in einen Wert vor Körperschaftsteuer zu überführen. Dieses Vorgehen entspräche auch der gängigen Praxis bei den ausländischen Regulierungssystemen und dem Vorgehen der Bundesnetzagentur im Telekommunikationsbereich. Begründet wurde dieses Vorgehen seitens der Netzbetreiber und Verbände damit, dass die Belastungen durch die Körperschaftsteuer an keiner anderen Stelle im System der Energieregulierung Berücksichtigung fänden und es deshalb ökonomisch erforderlich sei, sie in den Eigenkapitalzinssatz mit einzubeziehen. Ansonsten ergäbe sich für den Investor eine

Schmälerung der Eigenkapitalrendite nach Steuern, die eine Schlechterstellung von Investitionen in Energienetze bedeute und somit zu fehlenden Anreizen für Investoren führe. Denn entscheidend sei der tatsächlich mögliche Rückfluss an den Unternehmenseigner. Die in der Anhörung aufgeführte Entscheidungsneutralität der Körperschaftsteuer sei dagegen nur beim nicht mehr geltenden steuerlichen Anrechnungsverfahren einschlägig gewesen. Zudem bedeute die in § 7 Abs 6 GasNEV bzw. StromNEV gewählte Formulierung „vor Steuern“ nicht „ohne Steuern“, sondern ein Zinssatz vor Steuern sei ein Zinssatz, der der Nettorendite des Investors zuzüglich der hierauf von ihm zu entrichtenden Steuern entspreche. Die vorgebrachten Argumente stützen sich zum Teil auf Gutachten von Wiese⁸ und Hundsdoerfer⁹, die zur Berücksichtigung der Körperschaftsteuer im Eigenkapitalzinssatz erstellt und vom BDEW in Auftrag gegeben worden sind. Auch diese Gutachten sprechen sich für die Berücksichtigung der Körperschaftsteuer bei dem nach § 7 Abs. 6 GasNEV bzw. StromNEV festzulegenden Eigenkapitalzinssatz aus. Schließlich wurde in den Stellungnahmen ausgeführt, dass eine Nichtberücksichtigung der Körperschaftsteuer im Eigenkapitalzinssatz auch gegen den Willen des Verordnungsgebers verstoße. Eine Unterscheidung zwischen der kostenbasierten Netzentgeltbildung und der Netzentgeltbildung in der Anreizregulierung sei hinsichtlich der Behandlung der Körperschaftsteuer in der Verordnung nicht vorgesehen, so dass vom Verordnungsgeber in beiden Regulierungssystemen ein Eigenkapitalzinssatz „nach Gewerbesteuer“ und „vor Körperschaftsteuer“ beabsichtigt sei.

3. Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

II.

A) Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörde Energie

Die Festlegung für die Eigenkapitalzinssätze für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreiber von Gasversorgungsnetzen beruht auf § 7 Abs. 6 Satz 1 StromNEV und § 7 Abs. 6 Satz 1 GasNEV in Verbindung mit §§ 29 Abs. 1, 24 EnWG. Danach entscheidet die Regulierungsbehörde über die Eigenkapitalzinssätze nach § 21 Abs. 2 EnWG in Anwendung der § 7 Abs. 4 und 5 StromNEV und § 7 Abs. 4 und 5 GasNEV vor Beginn einer Regulierungsperiode nach § 3 ARegV, erstmals zum 01.01.2009, durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG.

Für diese Festlegung, die eine Festlegung im Rahmen der Entgeltbestimmung im Wege einer Anreizregulierung nach § 21a EnWG darstellt, ist gemäß § 54 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG die Landesregulierungsbehörde für rheinland-pfälzische Unternehmen zuständig, an deren Elektrizitäts- oder Gasverteilnetz weniger als 100.000 Kunden

⁸ Wiese (2008), „Gutachterliche Stellungnahme zur Erfassung der Körperschaftssteuer bei der Netzentgeltkalkulation im Rahmen der Anreizregulierung“, Gutachten im Auftrag des BDEW, 2008.

⁹ Hundsdoerfer (2008), „Gutachtliche Stellungnahme zur Berücksichtigung der Körperschaftssteuer im Eigenkapitalzinssatz für Zwecke der Netzentgeltkalkulation“, Gutachten im Auftrag des BDEW, 2008.

unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und deren Elektrizitäts- oder Gasverteilernetz über das Gebiet des Landes nicht hinausreicht.

B) Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen

Der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen beträgt 9,29% vor Steuern.

Er wurde wie folgt ermittelt:

$(\text{Umlaufrendite} + \text{Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse}) / (1 - \text{Steuerfaktor}) = (4,23\% + 3,59\%) / (1 - 0,15825) = 9,29\%$

Der Eigenkapitalzinssatz vor Steuern für Neuanlagen erfüllt damit die Anforderungen des § 7 Abs. 6 Satz 1 StromNEV bzw. GasNEV; es handelt sich um einen Eigenkapitalzinssatz nach § 21 Abs. 2 EnWG, der in Anwendung des § 7 Abs. 4 und Abs. 5 StromNEV bzw. GasNEV festgelegt wird.

§ 21 Abs. 2 EnWG sieht eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung vor. Unter Berücksichtigung der Entwicklung aller Faktoren des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse und der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten erfüllt der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen die an ihn gestellte Anforderung der Angemessenheit. Die Wettbewerbsfähigkeit wird durch die Einbeziehung eines kapitalmarktorientierten Modells zur Bestimmung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse sichergestellt. Der Anforderung an die Risikoangepasstheit des Eigenkapitalzinssatzes wird durch die Berücksichtigung eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse Rechnung getragen.

Nach § 7 Abs. 4 StromNEV bzw. GasNEV darf der auf das betriebsnotwendige Eigenkapital, das auf Neuanlagen entfällt, anzuwendende Eigenkapitalzinssatz den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten zuzüglich eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse nach Absatz 5 nicht überschreiten.

I. Bestimmung der Umlaufrendite

Der auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten beträgt 4,23%.

Bei der Bestimmung der Umlaufrendite stellt die Landesregulierungsbehörde Energie auf die von der Bundesbank in den Beiheften zur Kapitalmarktstatistik veröffentlichten Reihen ab. Zur Berechnung werden von der Bundesbank nur tarifbesteuerte festverzinsliche Inhaberschuldverschreibungen mit einer (gemäß den Emissionsbedingungen) längsten Laufzeit von über 4 Jahren herangezogen. Seit Januar 1977 umfasst die Berechnung Papiere mit einer mittleren Restlaufzeit von mehr als 3 Jahren.

In der Umlaufrendite enthalten sind nach Angabe der Deutschen Bundesbank folgende festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten:¹⁰

- Bankschuldverschreibungen (Hypothekendarlehen; Öffentliche Darlehen; Schuldverschreibungen von Spezialkreditinstituten; Sonstige Bankschuldverschreibungen);
- Industrieobligationen;
- Anleihen der öffentlichen Hand (darunter börsennotierte Bundeswertpapiere und darunter mit einer Restlaufzeit von über 9 bis einschl. 10 Jahren).

Die Ermittlung der Jahreswerte erfolgt als einfaches, ungewogenes Mittel der Monatswerte, d.h. die Summe der Monatswerte wird durch die Anzahl der Monatswerte dividiert. Aus den so berechneten Jahreswerten der Deutschen Bundesbank erfolgt die Bestimmung des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts wiederum als einfaches, ungewogenes Mittel der Jahreswerte. Anzuwenden ist das arithmetische – und nicht das geometrische – Mittel, weil die Umlaufrendite jeweils auf ein Jahr bezogen ermittelt wird und sie somit eine Größe darstellt, die keinen Bezug zu einem (zeitlichen) Vorgängerwert hat.

Tabelle 1: Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten

Jahr	Umlaufrendite	10jahres Mittel (in %)
1994*	6,7	
1995	6,5	
1996	5,6	
1997	5,1	
1998	4,5	
1999	4,3	
2000	5,4	
2001	4,8	
2002	4,7	
2003	3,7	5,13
2004	3,7	4,83
2005	3,1	4,49

¹⁰ Deutsche Bundesbank (2008), Kapitalmarktstatistik 02/2008, S. 36.

2006	3,8	4,31
2007	4,3	4,23
Quelle: Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank, Februar 2008, S. 36, Tabelle 7b), Spalte „Insgesamt“. * Für 1994: Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank, Dezember 2007, S. 36, Tabelle 7b), Spalte „Insgesamt“.		

Die Landesregulierungsbehörde Energie sieht es als angemessen an, auf eine Gesamtbetrachtung der Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten abzustellen. Dieses Vorgehen stellt sicher, dass sämtliche Konstellationen von langfristigen Anlagemöglichkeiten in festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten abgedeckt werden. Unter anderem werden festverzinsliche Wertpapiere mit 9 bis 10 Jahren Restlaufzeit und festverzinsliche Wertpapiere mit einer längsten Laufzeit von mehr als 4 Jahren berücksichtigt, so dass mindestens die Dauer einer Regulierungsperiode als Anlagezeitraum für festverzinsliche Wertpapiere erfasst wird.

Sowohl NERA¹¹ im Gutachten für den BDEW als auch KEMA¹² im Gutachten für den VKU kommen bei einer mit den Netzentgeltverordnungen aus ihrer Sicht konformen Auslegung zu dem gleichen Ergebnis bei der Ermittlung der Umlaufrendite wie die Landesregulierungsbehörde Energie. Alternative Berechnungen zur Bestimmung der Umlaufrendite beispielsweise durch Bestimmung eines vergleichbaren risikoarmen Zinssatzes – wie etwa anhand einer Zinsstrukturkurve – sind aufgrund der Vorgaben des § 7 Abs. 4 GasNEV bzw. StromNEV zur Bildung eines auf die letzten zehn Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten nicht anzusetzen. Ob – wie im Rahmen der Anhörung vorgetragen wird – Vorgaben der GasNEV bzw. StromNEV unter ökonomischen Aspekten nicht mit dem eigentlichen Vorgehen bei der Ermittlung eines risikoarmen Zinssatzes übereinstimmen, kann aufgrund der insoweit eindeutigen Vorgaben der Netzentgeltverordnungen dahin stehen.

II. Bestimmung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse

Weiterer Bestandteil des Eigenkapitalzinssatzes gemäß § 7 Abs. 4 GasNEV bzw. StromNEV ist der Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse. Dieser Zuschlag wird mit 3,59% festgelegt.

Die Höhe des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse ist nach § 7 Abs. 5 Nr. 1 bis 3 StromNEV bzw. GasNEV insbesondere unter der Berücksichtigung folgender Umstände zu ermitteln:

¹¹ Vgl. NERA (2008), S. 13 ff.

¹² Vgl. KEMA (2008), S. 39ff.

- Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten und die Bewertung von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen bzw. Betreibern von Gasversorgungsnetzen auf diesen Märkten;
- durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen bzw. Betreibern von Gasversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten;
- beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse.

Zur entsprechenden Berücksichtigung der in § 7 Abs. 5 StromNEV bzw. GasNEV genannten Umstände hat sich die Landesregulierungsbehörde Energie entschieden, einen kapitalmarktorientierten Ansatz zu verwenden. Aus den Ergebnissen dieses kapitalmarktorientierten Ansatzes wird ein Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bzw. Betreiber von Gasversorgungsnetzen abgeleitet.

Das Vorgehen gewährleistet damit die Berücksichtigung der in § 7 Abs. 5 Nr. 1 bis 3 StromNEV bzw. GasNEV aufgeführten Umstände.

Zur quantitativen Ermittlung dieses Wagniszuschlags hat die Bundesnetzagentur ein Gutachten¹³ vergeben. Die Ergebnisse dieses Gutachtens macht sich die Landesregulierungsbehörde Energie zu eigen. Für über die nachfolgenden Erläuterungen hinaus gehende Details wird auf das Gutachten verwiesen, das Bestandteil der Akte ist.

1. Kapitalmarktorientierter Ansatz

Aus der Anwendung des Capital Asset Pricing Modells (CAPM) ergibt sich ein Zuschlag zur Abdeckung des netzbetriebsspezifischen unternehmerischen Wagnisses von 3,59%.

Mit der Anwendung des CAPM ist sichergestellt, dass die Entwicklungen auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten und die Bewertung von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Gasversorgungsnetzen auf diesen Märkten gem. § 7 Abs. 5 Nr. 1 und Nr. 2 StromNEV bzw. GasNEV bei der Ermittlung des Wagniszuschlags entsprechend berücksichtigt werden. Ebenso wird sichergestellt, dass eine in § 7 Abs. 5 Nr. 3 StromNEV bzw. GasNEV geforderte Quantifizierung des unternehmerischen Wagnisses erfolgt.

a. Capital Asset Pricing Modell als geeigneter quantitativer Ansatz

Für die Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse eignet sich nach Auffassung der Landesregulierungsbehörde Energie derzeit am besten das Capital Asset Pricing Modell, weil es die Anforderungen des § 7 Abs. 5 Nr. 1 und Nr. 2 StromNEV bzw. GasNEV erfüllt und dem Anspruch einer Quantifizierung unternehmerischer Wagnisse entsprechend dem § 7 Abs. 5 Nr. 3 StromNEV bzw. GasNEV nachkommt.

¹³ Frontier (2008), „Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer Wagnisse im Bereich Strom und Gas“, Gutachten im Auftrag der BNetzA, 2008.

Seitens der Netzbetreiber und der Verbände wurde im Rahmen der Stellungnahmen eine Anwendung des CAPM als Ansatz zur Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse begrüßt und unterstützt. Sowohl Nera als auch KEMA haben in ihren Gutachten für den BDEW und den VKU das CAPM angewendet.¹⁴ Es wurde darauf hingewiesen, dass Investmentgesellschaften nicht das CAPM als Entscheidungsunterstützung bei anstehenden Investitionsprojekten anwendeten, sondern auf das „Discounted Cash Flow Verfahren“ abstellten.

Für die Quantifizierung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse bieten sich neben dem CAPM auch weitere Ansätze an, die entweder in der Praxis bereits erprobt oder prinzipiell in Regulierungsprozessen implementierbar sind. Allerdings ist keine der Alternativmethoden in gleicher Weise wie das CAPM geeignet, um in methodisch einwandfreier und gleichzeitig quantifizierbarer Weise einen sachgerechten Risikozuschlag zu ermitteln.

Zu den in Frage kommenden Verfahren gehören das „Multifaktoren CAPM“, das „Dividend Growth Model“ (DGM), das „Discounted Cash Flow Verfahren“, das „Fundamental Beta Modell“ sowie verschiedene „Individualansätze“. Das „Multifaktoren CAPM“ stellt eine Erweiterung des traditionellen CAPM um zusätzliche Erklärungsfaktoren für die Eigenkapitalrendite wie z.B. die Unternehmensgröße oder die Relation von Bilanzwert zu Marktwert dar. Bei diesem Ansatz ist aber bereits sehr fraglich, ob die Erweiterung der Erklärungsfaktoren in der Praxis überhaupt zu einer nennenswerten Verbesserung im Vergleich zum traditionellen CAPM in Bezug auf die Qualität der Schätzung führt. Zudem ist bisher keine ausreichende Verbreitung des Ansatzes in der Praxis und insbesondere keine Verwendung in Regulierungsverfahren festzustellen.

Das so genannte „Dividend Growth Model“ (DGM) verfolgt zur Bestimmung eines Wagniszuschlags einen heuristischen Ansatz. Dabei setzt sich die Erwartung der Eigenkapitalrendite aus der aktuellen Aktienrendite und dem erwarteten Dividendenwachstum des betrachteten Unternehmens zusammen. Der Vorteil dieses Ansatzes liegt in der einfachen und nachvollziehbaren Implementierung. Da er mitunter in der Regulierungspraxis genutzt wird, hat er auch eine gewisse Praxiseignung nachgewiesen. Als sehr problematisch erweist sich allerdings die Wahl einer objektiven Bestimmungsmethode für das erwartete Dividendenwachstum. Neben einer Approximation, die auf makroökonomischen Kennzahlen wie z.B. dem Wachstum des Bruttoinlandsproduktes basiert, werden häufig Analystenberichte als Grundlage der Prognoseinformation verwendet. Diese Prognoseinformationen sind allerdings subjektiv, so dass bei einer Verwertung dieser Prognosen eine gewisse Vorsicht angebracht ist. Weiterhin liegt eine Zirkularität vor. Analystenberichte schätzen das zukünftige Dividendenwachstum auf Basis der Erwartungen an Regulierungsentscheidungen ab, die es im derzeitigen Festlegungsverfahren aber zu ermitteln gilt.

Das „Discounted Cash Flow Verfahren“ verlangt die Prognose von Zahlungsströmen über einen langfristigen Zeitraum. Für Investmentgesellschaften, die in Netzinfrastrukturen investieren, ist es im Rahmen von Ausschreibungsverfahren zur Akquisition oder Beteiligung an Gesellschaften möglich, an entscheidende unternehmensspezifische Daten zu gelangen, um die Zahlungsströme über einen langen Zeitraum abbil-

¹⁴ Vgl. NERA (2008), S. 8 ff. und KEMA (2008), S. 35 f.

den zu können. Aufgrund der fehlenden Datenverfügbarkeit für eine Abbildung solcher Zahlungsströme im Rahmen von Regulierungsverfahren eignet sich das „Discounted Cash Flow Verfahren“ jedoch vorliegend nicht für die Anwendung zur Ermittlung eines Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse.

Bei dem „Fundamental Beta Modell“ handelt es sich um ein Strukturmodell, das den Wagniszuschlag als Summe aus einer Vielzahl von Risikofaktoren und der Sensitivität des Risikozuschlags auf diese Faktoren betrachtet. Der Vorteil dieses Ansatzes besteht darin, dass prinzipiell die Berücksichtigung zahlreicher Faktoren möglich ist. Die Auswahl dieser Faktoren ist allerdings heuristisch. Die Sensitivität des Risikozuschlags auf die Faktoren lässt sich zudem praktisch kaum empirisch abschätzen und wird durch subjektive Annahmen bestimmt. Damit sind auch die Ergebnisse dieses Modells stark durch subjektive Annahmen getrieben. Zudem hat dieser Ansatz bisher noch keine Anwendung im Regulierungskontext gefunden.

Der „Individualansatz“ basiert auf Gesprächen zwischen Regulierungsbehörde und dem regulierten Unternehmen sowie einer anschließenden heuristischen Bewertung der im Gespräch identifizierten Risiken. Vorteilhaft erscheint dabei, dass spezifische Besonderheiten der einzelnen Unternehmen berücksichtigt werden könnten. Dieses Vorgehen zeichnet sich allerdings durch mangelnde Transparenz und Praktikabilität aus. Auch ein solcher Ansatz hat bisher keine Anwendung im Regulierungskontext gefunden.

Das CAPM, das unmittelbar aus einer stringenten Kapitalmarkttheorie abgeleitet wird, ist im Gegensatz zu den anderen Ansätzen weit verbreitet. Es handelt sich um ein statistisches Modell, welches aus der Entwicklung von Börsenpapieren ausgewählter Unternehmen im Vergleich zu einem geeignet gewählten Marktindex auf das nicht diversifizierbare Risiko eines Unternehmens schließen lässt. Das Modell ist einfach strukturiert und kann unter Zuhilfenahme weniger Annahmen empirisch geschätzt werden. Zudem wird das CAPM in zahlreichen Regulierungsverfahren wie z.B. in den Niederlanden angewendet.

Die verschiedenen Ansätze unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich des Ausmaßes, in dem die Ergebnisse von subjektiven Annahmen getrieben sind. Auch wenn das „Multifaktoren CAPM“, das „Dividend Growth Model“ (DGM), das „Fundamental Beta Modell“ sowie die jeweiligen „Individualansätze“ teilweise Vorteile aufweisen, sprechen die aufgeführten Nachteile in der Praxis gegen eine Anwendbarkeit bei der Bestimmung des Wagniszuschlags. Der CAPM-Ansatz zeichnet sich durch eine hohe Praxisrelevanz aus, auch wenn diese Praktikabilität auf eine Reihe von restriktiven, dem Modell zu Grunde liegenden Annahmen zurückgeht. Es ist daher nicht auszuschließen, dass in zukünftigen Festlegungsverfahren auf der Grundlage eines größeren Erfahrungshorizonts andere Ansätze zur Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse in die Betrachtung einbezogen werden können.

b. Darstellung der Grundzüge des CAPM

Der CAPM-Ansatz greift zur Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse auf die historische Entwicklung der Kapitalmärkte bzw. von Unternehmen auf diesen Kapitalmärkten zurück. Dabei wird der

Zuschlag zur Abdeckung der netzbetriebsspezifischen unternehmerischen Wagnisse aus dem Produkt einer Marktrisikoprämie und eines Risikofaktors ermittelt:

$$\text{Zinssatz} = \text{risikolose Zinssatz} + (\text{Marktrisikoprämie} * \text{Risikofaktor})$$

Eine Grundannahme des CAPM ist der über den Risikofaktor abgebildete lineare Zusammenhang zwischen dem Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse und der Marktrisikoprämie. Die Marktrisikoprämie ist dabei definiert als der Aufschlag auf die Verzinsung einer risikolosen Anlage, den ein Investor für Investitionen in ein vollständig diversifiziertes Portfolio verlangt. Der Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse eines einzelnen Unternehmens leitet sich von dieser Marktrisikoprämie ab unter Berücksichtigung eines Auf- bzw. Abschlags, abhängig von dem Verhältnis des relativen (bzw. nicht-diversifizierbaren) Risikos des Unternehmens zu dem des Marktportfolios. Risiken, die ein Investor durch Ausnutzung verschiedener Anlagemöglichkeiten neutralisieren kann, werden auch als diversifizierbar bezeichnet. Als nicht-diversifizierbar gelten dagegen Risiken, die sich nicht durch eine Risikostreuung mittels Kapitalanlage in verschiedene Unternehmen und unterschiedliche Branchen neutralisieren lassen. Den Zusammenhang zwischen dem relativen Risiko eines einzelnen Unternehmens zu dem des Marktportfolios bildet dabei der unternehmensindividuelle Risikofaktor, ausgedrückt durch den Grad der Korrelation zwischen Unternehmens- und Marktentwicklung:

$$\beta = \frac{\text{Cov}(r_e, r_m)}{\text{Var}(r_m)},$$

wobei r_e die Rendite einer bestimmten Aktie, r_m die Rendite des Gesamtmarktes, $\text{Cov}(r_e, r_m)$ die Kovarianz¹⁵ von r_e und r_m und $\text{Var}(r_m)$ die Varianz¹⁶ von r_m ist. Der Wert β drückt damit das unternehmensspezifische Risiko im Verhältnis zum systematischen, d.h. nicht weiter diversifizierbaren Risikos des Gesamtmarktes aus. Das Risiko des jeweiligen Unternehmens ist höher als das des allgemeinen Marktportfolios, falls β größer als 1 ist, bzw. niedriger, falls β kleiner als 1 ist. Das Risiko des betrachteten Unternehmens entspricht genau dem des allgemeinen Marktportfolios, wenn β den Wert 1 annimmt.

Dem Ansatz des Capital Asset Pricing Modells liegen weitere fundamentale Annahmen zu Grunde, die seine Anwendung erst ermöglichen. Die zentralen Annahmen hierbei sind:

- Investoren weisen ein risikoscheues Verhalten auf.
- Es wird ein Planungszeitraum von einer Periode unterstellt.

¹⁵ Die Kovarianz (Cov) stellt in der Statistik eine Messzahl für den Zusammenhang zweier statistischer Merkmale, hier speziell für den Zusammenhang zwischen r_e und r_m , dar. Die Kovarianz gibt die Richtung der Beziehung zwischen den beiden Variablen an.

¹⁶ Die Varianz (Var) ist ein Maß für die Streubreite von Daten, also für die Abweichung der Werte einer Variablen von ihrem Mittelwert.

- Es existiert eine risikolose Kapitalanlage- und Kreditaufnahmemöglichkeit. Investoren können zu dem Zinssatz der risikolosen Kapitalanlage unbeschränkt Kapitalerträge anlegen und aufnehmen.
- Alle Wertpapiere werden auf dem Kapitalmarkt gehandelt und sind beliebig teilbar.
- Transaktionskosten können vernachlässigt werden. Informationseffizienz wird unterstellt, d.h. vorhandene Informationen stehen allen Investoren kostenlos zur Verfügung, so dass auch alle Investoren daraus die gleichen Schlüsse hinsichtlich der Renditen bzw. der Risiken ziehen können. Alle Investoren weisen folglich die gleichen Markterwartungen auf.
- Es existiert keine Kapitalmarktunvollkommenheit durch Steuern und Vorschriften, die den Wertpapierhandel in irgendeiner Form beschränken.

Wird ein Zinssatz mit dem CAPM-Ansatz ermittelt, handelt es sich um einen Zinssatz nach Steuern. Dies begründet sich durch die Modellannahme, dass keine Kapitalmarktunvollkommenheiten durch Steuern existieren. Die zu Grunde gelegten Annahmen gestalten damit einen relativ restriktiven Anwendungsrahmen. Bei Anwendung des CAPM-Ansatzes gilt es daher, die genannten Annahmen unter Berücksichtigung der konkreten Situation anzuwenden.

c. Konkrete Anwendung des CAPM

Zur Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse wird mit dem CAPM-Ansatz auf die historische Entwicklung der Kapitalmärkte bzw. von Unternehmen auf diesen Kapitalmärkten zurück gegriffen.

Der im CAPM verwendete risikolose Zinssatz wird aus der fundamentalen Annahme der Existenz einer risikolosen Kapitalanlage abgeleitet. Da in der Realität eine risikolose Anlage im Sinne des CAPM nicht existiert, wird auf eine möglichst risikoarme Anlage abgestellt. Dies ist hier zur Bestimmung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse jedoch nicht weiter relevant, da das CAPM allein für die Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse angewendet wird. Damit ist für die Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse allein das Produkt aus Marktrisikoprämie und Risikofaktor maßgeblich, da anstelle des risikolosen Zinssatzes im Sinne des CAPM bereits eine Vorgabe in § 7 Abs. 4 GasNEV bzw. StromNEV existiert. Im CAPM entspricht das Produkt aus Marktrisikoprämie und Risikofaktor dem Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse. Für die Marktrisikoprämie wird ein Wert von 4,55% und für den Risikofaktor ein Wert von 0,79 angesetzt.

i. Marktrisikoprämie

Die Marktrisikoprämie wird mit 4,55% angesetzt.

Für die Ableitung der Marktrisikoprämie existieren mehrere grundsätzliche Ansätze, zu denen u.a. die Analyse historischer Daten in Form von Zeitreihen für verschiedene Länder, modellgestützte Vorhersagen sowie die Erhebungen über die Erwartungen von Marktteilnehmern gehören. Da die Ergebnisse sowohl von modellgestützten

Prognosen als auch von empirischen Erhebungen bei Marktteilnehmern zu weiten Teilen von subjektiven Annahmen getrieben sind, wird vorliegend bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie die Analyse historischer Zeitreihen aufgrund ihrer Objektivität und Transparenz angewendet.

Grundlage für die mittels historischer Zeitreihen bestimmte Marktrisikoprämie bilden veröffentlichte Datensammlungen. Hierbei wird auf die Studie „Global Investment Returns Yearbook 2008“ von Dimson, Marsh und Staunton¹⁷ zurückgegriffen, da diese derzeit die umfangreichste und aktuellste öffentlich verfügbare Datensammlung zu historischen Marktrisikoprämien darstellt. Sie umfasst eine Datenbasis von 17 Ländern¹⁸ über einen Zeitraum von 1900-2007. Als international etablierte Referenz für die Analyse der Marktrisikoprämie wird die Datenreihe auch in verschiedenen anderen Studien wie z.B. dem Gutachten von NERA¹⁹ für den BDEW als Quelle herangezogen.

Die auf dieser Datenreihe basierende Analyse einer weltweiten Marktrisikoprämie im Vergleich zu mittelfristigen Staatsanleihen („Government Bonds“) führt bei einer Anwendung des arithmetischen und geometrischen Mittelwertes zu einer Bandbreite von 4% bis 5,1%. Dabei kann das arithmetische Mittel als Obergrenze (5,1%) und das geometrische Mittel (4%) als untere Grenze aufgefasst werden.

Die Heranziehung eines langfristigen Betrachtungszeitraumes bietet sich an, um eine von kurzfristigen Entwicklungen losgelöste Einschätzung über ein allgemeines (nicht netzbetreiberspezifisches) Marktrisiko abgeben zu können. Eine langfristige Betrachtung ermöglicht zugleich die Ermittlung einer stabilen Marktrisikoprämie. Ziel der Analyse ist die Ableitung der zukünftig erwarteten Risikoprämie von Kapitalgebern. Da dieser Wert nicht messbar ist, wird er durch die in der Vergangenheit erhaltenen Prämien näherungsweise bestimmt. Dabei müssen die in der Vergangenheit auch für relativ kurze Perioden von z.B. 10 Jahren beobachteten Werte nicht zwangsläufig die zukünftigen Erwartungen widerspiegeln. Um diese vergleichsweise kurzfristigen Effekte auszugleichen, wird eine Betrachtung möglichst langer Zeiträume durchgeführt. Die Zeitreihenanalysen von Dimson, Marsh und Staunton zeigen, dass tendenziell erst bei Betrachtungszeiträumen von über 50 Jahren und länger die Ergebnisse robust gegenüber Verlängerungen bzw. Verkürzungen der Analysezeitspanne von wenigen Jahren werden. Bei einem kurzen Zeitraum können die Ergebnisse beispielsweise stark von dem gewählten Stichtag beeinflusst werden. Die langfristige Betrachtung stellt zudem ein übliches Vorgehen bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie dar. Nicht zuletzt nutzen auch andere Studien wie z.B. das Gutachten von NERA für den BDEW den vollen Zeitraum der verfügbaren Daten. So stellt etwa NERA auf den Zeitraum von 1900 bis 2006 ab,²⁰ da es sich auf eine ältere Ausgabe der Studie von Dimson, Marsh und Staunton stützt.

¹⁷ Dimson, Marsh und Staunton (2008), „Global Investment Returns Yearbook 2008“, London Business School, ABN Amro, Royal Bank of Scotland, 2008.

¹⁸ Österreich, Belgien, Kanada, Dänemark, Frankreich, Deutschland, Irland, Italien, Japan, Niederlande, Norwegen, Südafrika, Spanien, Schweden, Schweiz, UK, USA.

¹⁹ Vgl. NERA (2008), S.35 f.

²⁰ Vgl. NERA (2008), S. 35.

Die Berechnung der Marktrisikoprämie findet wie bei der überwiegenden Anzahl der internationalen Regulierungsbehörden im Vergleich zu mittelfristigen („Bonds“) und nicht zu kurzfristigen („Bills“) Staatsanleihen statt. Die Marktrisikoprämie ergibt sich als Aufschlag auf eine risikolos zu erreichende Verzinsung. Dieser risikolose Zinssatz im Sinne des CAPM-Ansatzes lässt sich auf Basis von Marktdaten zu festverzinslichen Wertpapieren und Staatsanleihen ermitteln. Die Verzinsung von Staatsanleihen kann in Industriestaaten aufgrund deren extrem geringen Ausfallwahrscheinlichkeit als gute Schätzung des eigentlichen risikolosen Zinssatzes im Sinne des CAPM-Ansatzes betrachtet werden. Zur Ermittlung der für die Bestimmung des risikolosen Zinssatzes im Sinne des CAPM-Ansatzes verwendeten Laufzeit von Staatsanleihen müssen mehrere Faktoren berücksichtigt werden. Obwohl mittel- und langfristige Staatsanleihen ein im Vergleich zu kurzfristigen Anleihen höheres – wenn auch insgesamt weiterhin extrem geringes – Ausfallrisiko aufweisen und einem größeren Inflationsrisiko ausgesetzt sein können, sind sie weniger volatil als kurzfristige Anleihen. Damit stellen mittel- und langfristige Anleihen einen stabileren Maßstab für den risikolosen Zinssatz im Sinne des CAPM-Ansatzes dar. Mittelfristige Laufzeiten sind weiterhin mit der Finanzierungsstruktur von Unternehmen, die typischerweise über ein Portfolio aus verschiedenen Finanzierungsarten mit unterschiedlichen Laufzeiten verfügen, konsistent. Aus den genannten Überlegungen und zur Gewährleistung der Konsistenz zu der unter C) I. ermittelten Umlaufrendite wird für die weitere Analyse auf die Marktrisikoprämie im Vergleich zu mittelfristigen Anleihen zurückgegriffen.

Bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie wird auf einen globalen Index abgestellt, der ein weit diversifiziertes Marktportfolio darstellt, wie es Investoren auf Kapitalmärkten vorfinden. Hierbei gibt es keine empirischen Belege dafür, dass die internationalen Kapitalmärkte nicht hinreichend integriert sind und man aus diesem Grund nicht auf einen globalen Index abstellen kann. So sind beispielsweise auch ausländische Investoren an deutschen Energieversorgungsunternehmen beteiligt. Eine rein europäische Analyse etwa anhand der Entwicklung des Dow Jones EuroStoxx Indexes wird dem internationalen Charakter von Finanzmärkten nicht gerecht, die entsprechend eine weltweite Streuung von Risiken ermöglichen. Aus den genannten Gründen wird ein „Welt-Portfolio“ kalkuliert. Hierbei sind insbesondere zwei Effekte zu berücksichtigen: Erstens setzt sich dieser Index jeweils aus einem jährlich neu nach Bruttoinlandsprodukt bzw. Gesamtkapitalisierung gewichteten Portfolio der 17 einzelnen in der Datenbank vorhandenen Länderindizes sowie der jeweiligen nationalen risikofreien Anlagen im Sinne des CAPM-Ansatzes zusammen.²¹ Zweitens werden bei dieser Zusammenstellung explizit Wechselkurseffekte und Auswirkungen sich ändernder Portfoliostrukturen berücksichtigt.²² Im Ergebnis wirken sich diese Effekte senkend auf die Marktrisikoprämie aus, da sie die risikomindernden Effekte einer weltweiten Streuung zutreffend abbilden.

Prinzipiell besteht neben dem Einsatz weltweiter Analysen auch die Möglichkeit der Nutzung länderspezifischer Zeitreihen. Der Vorteil der hier durchgeführten weltweiten Analysen liegt aber darin, dass dadurch temporäre (historische) nationale Sonderein-

²¹ Vgl. Dimson, Marsh und Staunton (2008), S. 203.

²² Vgl. Dimson, Marsh und Staunton (2008), S. 203.

flüsse weniger stark betont werden und damit die Robustheit²³ der Schätzung sich verbessert. In der historischen Betrachtung gibt es signifikante nationale Unterschiede, die die jeweiligen Umwelteinflüsse (z.B. vorübergehende Einflüsse von Wirtschaftskrisen) und relative nationale Leistungsunterschiede widerspiegeln. A priori gibt es keinen Grund zur Verwendung der länderspezifischen Marktrisikoprämien. Länderspezifische Schwankungen in der Vergangenheit müssen nicht auf zukünftige Schwankungen in den erwarteten Renditen hindeuten. Vielmehr basieren historische länderspezifische Marktrisikoprämien auf speziellen Umweltfaktoren und wirtschaftlichen Entwicklungen innerhalb eines Landes und lassen somit keinen Ausblick auf zukünftig erwartete länderspezifische Marktrisikoprämien zu. Diese Effekte werden bei der hier vorgenommenen Betrachtung ausgeglichen.

Im Ergebnis kommt es demnach für die methodisch zutreffende Ermittlung der Marktrisikoprämie darauf an, die Datenbasis sowohl in zeitlicher als auch in geografischer Hinsicht möglichst breit zu streuen, um den für eine Alternativanlage tatsächlich erforderlichen Risikozuschlag sachgerecht zu ermitteln.

Die Auswahl der weltweiten Analyse wird auch durch Überlegungen zur Methodenkonsistenz unterstützt. Da zur Berechnung des Risikofaktors im Folgenden eine internationale Stichprobe von Vergleichsunternehmen herangezogen wird, wird aus Plausibilitätsgründen für die Bestimmung der Marktrisikoprämie eine ähnliche geographische Abgrenzung vorgenommen.

Das vorgetragene Argument, dass es sich beim CAPM um einen so genannten „Heimatmarkt-Ansatz“ handelt, vermag als Argument zur Ermittlung einer auf Deutschland abstellenden Marktrisikoprämie nicht zu überzeugen. Zum Einen ist die damit verbundene Ableitung einer nationalen Marktsicht aufgrund der Fokussierung der Umlaufrendite auf das Inland nicht nachvollziehbar, zumal die Netzentgeltverordnungen in § 7 Abs. 5 Nr. 1 jeweils darauf abstellen, dass die Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse unter anderem unter Berücksichtigung der Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten zu erfolgen hat. Zum Anderen sprechen die vorangegangenen Erläuterungen zum Weltportfolio gegen eine solche enge Sichtweise.

In der Literatur und Wissenschaft werden insgesamt verschiedene Empfehlungen zur Höhe der angemessenen Marktrisikoprämie getroffen. Die dort aufzufindende Spanne zwischen 4% und 5% bestätigt dabei die hier ermittelte Bandbreite, ohne dass sich eine Tendenz erkennen ließe.²⁴ Ein pauschales Abstellen auf Studien, die ihren Fokus lediglich auf Deutschland legen, und die Vergleichbarkeit der daraus resultierenden Bandbreiten ist allerdings aus den gleichen Erwägungen problematisch wie die Verwendung eines rein europäischen Indexes. Als Vergleichmaßstab sollte ein geo-

²³ Robuste Ergebnisse werden erzielt, wenn sich die statistischen Zusammenhänge bei unterschiedlichen Modellspezifikationen oder auch bei partiellen Änderungen des Datensatzes nicht signifikant ändern.

²⁴ Weitere: Copeland, Koller und Murrin (2002), Unternehmenswert, S.272 4,5% bis 5%; Diedrich (2004) Gutachten zur Bestimmung und zur Höhe des kalkulatorischen Eigenkapitalkostensatzes von Netzbetreibern in der Gaswirtschaft, für BGW und VKU, 4,5% bis 5%, Gerke (2003), Risikoadjustierte Bestimmung des Kalkulationszinssatzes in der Stromnetz kalkulation, 3,55% unter Berücksichtigung des CDAX.

graphisch vollständig diversifiziertes Portfolio verwendet und entsprechend internationale Daten analysiert werden.

Die Landesregulierungsbehörde Energie ist der Ansicht, dass der Mittelwert aus Ober- und Untergrenze anzusetzen ist. Da sich sowohl Gründe für die Anwendung des arithmetischen als auch für die Anwendung des geometrischen Mittels finden lassen und selbst in der Literatur keine einheitliche Empfehlung vorgenommen wird, wird aufgrund des derzeitigen Erkenntnisstands der Landesregulierungsbehörde Energie der Mittelwert aus dem geometrischen und dem arithmetischen Mittel gebildet. So ergibt sich für die Marktrisikoprämie ein Wert von 4,55%.

ii. Risikofaktor

Als Risikofaktor für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen wird unter Berücksichtigung der historischen Entwicklung der auf nationalen und internationalen Kapitalmärkten vorhandenen Wertpapiere von Netzbetreibern ein Risikofaktor von 0,79 hergeleitet.

Auswahl der Referenzunternehmen

Für die Zwecke der Schätzung eines Risikofaktors wird auf ausländische börsennotierte reine Netzbetreiber als Referenzunternehmen zurückgegriffen.

Voraussetzung für die Ermittlung des Risikofaktors ist die Notierung und der Handel des betrachteten Wertpapiers bzw. Unternehmens an den Kapitalmärkten. Die vorliegende durchgeführte Schätzung basiert auf empirischen Analysen vergleichbarer börsennotierter Unternehmen. Idealerweise werden dazu Unternehmen mit einem identischen Risiko herangezogen. In der Praxis sind derartige idealtypische Referenzunternehmen nicht verfügbar, so dass man möglichst ähnliche Unternehmen wählt, wobei die Vergleichbarkeit insbesondere für die Faktoren herzustellen ist, die einen direkten Einfluss auf die Risikostruktur beinhalten. Zu den Kriterien, die bei der Auswahl der Vergleichsunternehmen berücksichtigt werden sollten, gehört zunächst das regulatorische Umfeld. Hier ist davon auszugehen, dass Strom- und Gasnetze aufgrund ihrer Eigenschaft als natürliche Monopole in allen Industrieländern der Regulierung unterliegen. Weiterhin besteht grundsätzlich die Möglichkeit, dass die Art der Regulierung einen Einfluss auf den Risikofaktor haben könnte, so dass die in Frage kommenden Vergleichsunternehmen bevorzugt aus Ländern und Industriebranchen stammen sollten, die einer ähnlichen Regulierung unterliegen wie die deutschen Energienetze. Hierbei ist eventuell zu berücksichtigen, dass die deutschen Unternehmen demnächst einer Anreizregulierung unterliegen werden. Weiterhin ist bei der Zusammenstellung der Stichprobe generell eine möglichst weite regionale Abgrenzung anzustreben. Somit kann einerseits eine möglichst umfangreiche Stichprobe erreicht werden, andererseits verlieren mögliche nationale Sondereffekte jeweils an Gewicht, so dass etwa auftretende Verzerrungen vermieden werden. Dies spricht dafür, dass anstatt einer lediglich europäischen Betrachtung eine weltweite Einbeziehung von Vergleichsunternehmen erfolgen sollte.

Bei der Auswahl der in Frage kommenden börsennotierten Referenzunternehmen stellt die Landesregulierungsbehörde Energie darüber hinaus auf die Liquidität, d.h. auf einen ausreichend liquiden Handel der Aktien des Unternehmens, und auf die Netzbetreibereigenschaft der betrachteten Unternehmen ab. Viele der potentiellen

Vergleichsunternehmen sind in verschiedenen Geschäftsfeldern tätig. In der Regel zieht dies unterschiedliche Risikostrukturen und damit auch unterschiedliche Risikofaktoren nach sich. Zudem unterliegen nicht alle Wertschöpfungsstufen des energiewirtschaftlichen Handelns der Regulierung, was das Risikoprofil ebenfalls beeinflussen kann. Im Idealfall sollten daher nur diejenigen Unternehmen zum Vergleich herangezogen werden, die überwiegend regulierte Netzaktivitäten wahrnehmen. Als reine Netzbetreiber werden vorliegend Unternehmen definiert, bei denen der Umsatzanteil des Netzgeschäfts an dem Umsatz der gesamten unternehmerischen Aktivität zumindest 75% beträgt.²⁵

Auf Grundlage dieser Vorüberlegungen ergibt sich zunächst eine Stichprobe von 23 internationalen börsennotierten Unternehmen,²⁶ die überwiegend als Netzbetreiber tätig sind und daher potentiell als Vergleichsunternehmen in Frage kommen könnten. Aus dieser erweiterten Stichprobe wird eine engere Stichprobe von 12 reinen Netzbetreibern²⁷ gebildet. Diese Stichprobe stellt dann die Grundlage für die weiteren quantitativen Analysen zur Bestimmung des Risikofaktors dar. Der Vorwurf, dass bei Atmos Energy ein Netzanteil am Umsatz von lediglich 64% vorläge und dieses Unternehmen demnach kein reiner Netzbetreiber sei, ist nicht nachvollziehbar.

Die Notwendigkeit zur Reduzierung der Stichprobe ergibt sich zum Einen daraus, dass nicht alle 23 börsennotierten Unternehmen ausreichend liquide gehandelt werden, um eine unverfälschte Preisbildung zu ermöglichen. Die Analyse stützt sich zur Feststellung der Liquidität auf die Betrachtung der durchschnittlichen relativen Geld-Brief-Spanne,²⁸ wobei ein Wert größer 1% als Indikator für eine unzureichende Liquidität erachtet wird. Bei dem Wert von 1% handelt es sich – wie bereits erwähnt – um einen Indikator, so dass Werte, die nur gering von diesem Wert abweichen, bei der Analyse berücksichtigt werden sollten. Dies gilt vorliegend für den Netzbetreiber Envestra, der mit einem Wert von 1,03% nur minimal von den genannten 1% abweicht. Solche geringen Abweichungen können aufgrund möglicher Messfehler auftreten und deuten daher nicht zwangsläufig auf eine mangelnde Liquidität des betrachteten Netzbetreibers hin. Weiterhin ist der Vorwurf aus den Stellungnahmen, wonach Envestra an über 70% der Handelstage ein gegenüber dem Vortag unveränderter Schlusskurs aufgewiesen hätte, nicht nachvollziehbar.

²⁵ Frontier (2008), S. 27.

²⁶ Transener (Argentinien), Australian Pipeline Trust (Australien), Envestra (Australien), Verbund (Österreich), Canadian Utilities (Kanada), Emera (Kanada), Transcanada (Kanada), E.On (Deutschland), MVV (Deutschland), RWE (Deutschland), Snam Rete Gas (Italien), Terna (Italien), Enagas (Spanien), Red Electrica (Spanien), National Grid (Großbritannien), United Utilities (Großbritannien), Atlanta Gas Light (USA), American Electric Power (USA), Aquila (USA), Atmos Energy (USA), Exelon (USA), Kinder Morgan USA und TC Pipelines (USA).

²⁷ Siehe hierzu die Liste der Unternehmen in Tabelle 4.

²⁸ Die relative Geld-Brief-Spanne wird aus dem Quotienten der Differenz von Geld- und Briefkurs geteilt durch den Mittelwert der beiden Kurse berechnet. Der Geldkurs gibt die aktuelle Zahlungsbereitschaft für eine Aktie wieder, der Briefkurs zeigt den Angebotspreis des Verkäufers einer Aktie an. Ein Geschäft kommt nur dann zustande, wenn sich Geld- und Briefkurs entsprechen. Größere bzw. dauerhafte Abweichungen zwischen Geld- und Briefkurs sprechen daher dafür, dass die Vorstellungen von Käufern und Verkäufern einer Aktie weit auseinander liegen, damit Transaktionen kaum zustande kommen und eine unzureichende Liquidität am Markt vorliegt.

Zum Anderen zeigen auch quantitative Analysen, dass sich in den vergangenen Jahren reine Netzbetreiber signifikant in ihrer Risikostruktur von Unternehmen unterscheiden, die den Netzbetrieb mit anderen Aktivitäten bündeln. Um dies für die vorliegende Festlegung zu untersuchen, wurden graphische Analysen²⁹ und statistische Tests durchgeführt. Zunächst wurden aus der Stichprobe der 23 internationalen börsennotierten Unternehmen zwei Teilstichproben – reine Netzbetreiber und Unternehmen mit anderen Aktivitäten neben dem Netzbetrieb – gebildet. Im Rahmen der graphischen Analyse werden zunächst für beide Stichproben die unverschuldeten Risikofaktoren für die einzelnen Jahre ermittelt. Bei dieser graphischen Analyse werden alle verfügbaren Wertepaare der unverschuldeten Risikofaktoren für Unternehmen mit anderen Aktivitäten und reine Netzbetreiber in einer Abbildung gegenübergestellt, so dass durch den direkten Vergleich mögliche Unterschiede in den Stichproben sichtbar werden. Eine Trennung der beiden Teilstichproben ist dann begründet, wenn die Werte für die Risikofaktoren unterschiedlich breit streuen und der Bereich der Streuung in der einen Teilstichprobe höher liegt als das Niveau der anderen Teilstichprobe. Deutlich wird dies anhand der Abbildung 4 zum Vergleich der beiden Teilstichproben im Gutachten von Frontier Economics.³⁰ Die Bandbreite der Risikofaktoren für die Unternehmen mit anderen Aktivitäten streuen deutlich stärker als für die reinen Netzbetreiber. Die Datenpunkte für reine Netzbetreiber liegen kompakter beieinander. Bereits dies stellt aus Sicht der Landesregulierungsbehörde Energie ein deutliches Indiz dafür dar, dass es Unterschiede zwischen den beiden Teilstichproben gibt. Relevant in dem Vergleich ist insbesondere, dass der Bereich der Streuung gerade in der jüngeren Vergangenheit (2006 bis 2008) für die Unternehmen mit anderen Aktivitäten neben dem Netzbetrieb deutlich höher liegt als das Niveau der reinen Netzbetreiber. Entsprechend wird daraus abgeleitet, dass sich die Grundgesamtheiten der Teilstichproben ebenfalls signifikant unterscheiden.

Aber auch unter Anwendung statistischer Tests (F- Test sowie t-Test)³¹ zeigen sich

²⁹ Frontier (2008), S.28.

³⁰ Frontier (2008), S. 28, 2008

³¹ Der F-Test untersucht anhand von Varianzen, ob zwei Stichproben (hier: reine Netzbetreiber und Unternehmen mit anderen Aktivitäten neben dem Netzbetrieb) aus unterschiedlichen Grundgesamtheiten stammen. Sind die Varianzen beider betrachteten Stichproben unterschiedlich, lässt dies darauf schließen, dass die Stichproben unterschiedlichen Grundgesamtheiten entstammen, die unterschiedliche statistische Eigenschaften haben. Dies wäre hier im konkreten Fall ein Hinweis darauf, dass sich die Stichprobe der reinen Netzbetreiber und die Stichprobe der Unternehmen mit anderen Aktivitäten neben dem Netzbetrieb in Bezug auf ihr Risikoprofil unterscheiden und daher getrennt behandelt werden müssten. Als so genannte Nullhypothese H_0 wird zunächst angenommen, dass die Varianzen der beiden Stichproben gleich sind. Diese Hypothese wird im Rahmen des F-Test getestet und entweder bestätigt oder verworfen. Im konkreten Fall lautet die Nullhypothese: Die Varianz der Stichprobe der reinen Netzbetreiber und die Varianz der Stichprobe der Unternehmen mit anderen Aktivitäten neben dem Netzbetrieb sind gleich, so dass sich beide Stichproben in Bezug auf ihr Risikoprofil nicht unterscheiden und daher gemeinsam betrachtet werden sollten. Die Nullhypothese in dem F-Test mit geringer Irrtumswahrscheinlichkeit verworfen. Der t-Test stellt nicht nur auf die Varianzen ab, sondern betrachtet zusätzlich den Mittelwert der jeweiligen Stichprobe. Es wird untersucht, wie wahrscheinlich eine empirisch gefundene Differenz zwischen den Mittelwerten der Stichproben unter allen theoretisch denkbaren Differenzen ist. Zudem wird bei diesem Test berücksichtigt, dass geringe Unterschiede in den Mittelwerten auch durch Unschärfen in der Stichprobe bestimmt sein können. Es wird daher gezeigt, ob ein gefundener Mittelwertsunterschied rein zufällig entstanden sein kann oder ob signifikante Unterschiede zwischen den verschiedenen Teilstichproben bestehen. Zu den F- und t-Test siehe unter anderem Greene, „Econometric Analysis“, Simon & Schuster, New York, 2008, 6. Auflage.

signifikante Unterschiede in den unverschuldeten Risikofaktoren der beiden Teilstichproben, wobei aufgrund der geringen Stichprobengröße die Aussagefähigkeit eingeschränkt sein kann. Größere Stichprobenumfänge wären vorteilhaft, sind aber aufgrund der eingeschränkten Anzahl internationaler börsennotierter Netzbetreiber begrenzt. In Tabelle 2 werden die Ergebnisse beider Stichproben gegenübergestellt. Ein geringer Wert für die so genannte Irrtumswahrscheinlichkeit³² für den F- bzw. t-Test zeigt an, dass die Stichprobe gespalten und unterschiedliche Risikofaktoren für reine Netzbetreiber und Netzbetreiber mit anderen Aktivitäten ermittelt werden sollten. Dies ist vorliegend der Fall, die Werte für die Irrtumswahrscheinlichkeit liegen für den F-Test seit 2006 und für den t-Test im Jahr 2008 unterhalb von 5%. Ein Wert für die Irrtumswahrscheinlichkeit von unter 5% gibt somit innerhalb der hier durchgeführten Tests an, dass beide betrachteten Stichproben sich in Bezug auf ihre Risikostruktur unterscheiden und folglich bei der Ermittlung des Risikofaktors nicht in einer gemeinsam Stichprobe zusammengefasst werden sollten. Liegt der Wert oberhalb von 5%, so wären die jeweils betrachteten Stichproben zusammenzufassen.

Tabelle 2: Einfluss der Aktivitäten der Netzbetreiber auf den Risikofaktor

Reine Netzbetreiber (insgesamt 12*)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Mittel 3 Jahre (2006-2008)	Mittel 5 Jahre (2004-2008)
Mittelwert	0.32	0.35	0.31	0.26	0.23	0.29	0.43	0.44	0.42	0.37	0.41	0.39
Median	0.23	0.28	0.29	0.29	0.20	0.31	0.42	0.42	0.44	0.38	0.41	0.40
Standardabweichung	0.21	0.22	0.12	0.14	0.13	0.09	0.12	0.13	0.11	0.09	0.11	0.11
Unternehmen mit anderen Aktivitäten neben dem Netzbetrieb (insgesamt 11)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Mittel 3 Jahre (2006-2008)	Mittel 5 Jahre (2004-2008)
Mittelwert	0.34	0.31	0.22	0.27	0.29	0.35	0.43	0.57	0.56	0.54	0.56	0.49

³² Der Wert für die F- oder t-Statistik wird als Irrtumswahrscheinlichkeit bei Zurückweisen der Nullhypothese (H_0 : Varianzen der betrachteten Stichproben sind gleich) interpretiert. Hierbei gilt die Konvention, dass eine Irrtumswahrscheinlichkeit von 1% oder 5% noch akzeptabel ist. Wenn der Wert also 5% beträgt, dann liegt man mit einer Wahrscheinlichkeit von nur 5% falsch, wenn man die Nullhypothese verwirft und damit sagt, dass die betrachteten Stichproben nicht gleich sind. Umgekehrt bedeutet dies, dass man mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% richtig liegt, wenn man davon ausgeht, dass die Varianzen der betrachteten Stichproben nicht identisch sind und damit die Stichproben nicht gemeinsam betrachtet werden sollten. Zusammengefasst bedeutet es in diesem Kontext, dass man bei Werten kleiner 5% davon ausgehen kann, dass sich die Varianzen der beiden Stichproben (reine Netzbetreiber und Unternehmen mit anderen Aktivitäten neben dem Netzbetrieb) hinsichtlich ihres Risikofaktors unterscheiden und folglich beide Stichproben getrennt werden sollten.

Reine Netzbetreiber (insgesamt 12*)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Mittel 3 Jahre (2006-2008)	Mittel 5 Jahre (2004-2008)
Median	0.28	0.23	0.16	0.21	0.31	0.38	0.47	0.54	0.48	0.56	0.53	0.49
Standardabweichung	0.23	0.19	0.17	0.17	0.17	0.18	0.21	0.31	0.23	0.18	0.24	0.22
F-Test **	88.7%	69.9%	32.6%	61.3%	46.3%	2.5%	6.3%	1.0%	1.9%	3.5%		
t-Test**	85.1%	70.4%	22.4%	88.0%	35.9%	28.9%	94.8%	22.3%	8.5%	1.1%		

* Transener, Terna, Red Electrica, National Grid, Australian Pipeline Trust, Envestra, Snam Rete Gas, Enagas, Atlanta Gas Light, Atmos Energy

**Irrtumswahrscheinlichkeit

Quelle: Frontier (2008), S.29.

Aus den zuvor genannten Gründen werden 11 Unternehmen, die neben dem Netzgeschäft auch signifikante Umsätze bzw. Erträge aus weiteren Aktivitäten beziehen, aus der ursprünglichen Stichprobe ausgeschlossen. Diese Vorgehensweise wird durch qualitative Überlegungen gestützt. Die Entwicklungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in der jüngsten Zeit (z.B. Ölpreisanstieg oder die Einführung des CO₂ Handels) haben das Risiko von Energieunternehmen außerhalb des Netzbetriebs ansteigen lassen. Daher ist davon auszugehen, dass das Risiko in diesen Sektoren deutlich über dem üblichen Risiko von reinen Netzbetreibern liegt. Bei vertikal integrierten Unternehmen ist daher anzunehmen, dass die aus den historischen Daten ermittelten Risikofaktoren für Netzbetreiber mit anderen Aktivitäten einem Risiko entsprechen, das signifikant über dem eines reinen Netzbetreibers liegt. Zu einer ähnlichen Einschätzung kommen auch NERA in ihrem Gutachten für den BDEW³³ und KEMA in ihrem Gutachten für den VKU.³⁴

Zusätzlich wurden diese quantitativen Tests³⁵ auch für Unternehmen in unterschiedlichen Regulierungssystemen angewendet, um zu prüfen, ob es Anhaltspunkte dafür gibt, dass signifikante Unterschiede in den Risikofaktoren für Unternehmen unter einer Anreiz- bzw. einer Kostenregulierung existieren. Für 2008 liegen die Werte für die Irrtumswahrscheinlichkeit für den F-Test bei 31,7% und für den t-Test bei 73,2%. Beide Werte liegen oberhalb von 5%, so dass es aus diesem Grund dafür spricht auch Unternehmen in die Stichprobe einzubeziehen, die nicht einer Anreizregulierung unterliegen. Dies hat letztlich auch zur Folge, dass die betrachtete Stichprobe zur Ermittlung des Risikofaktors größer wird und damit die empirische Belastbarkeit der geschätzten Risikofaktoren steigt.

³³ Vgl. NERA (2008), S. 31

³⁴ Vgl. KEMA (2008), S. 46

³⁵ Zu den graphischen Analysen siehe Frontier (2008), S.68.

Tabelle 3 Auswertung der engeren Teilstichprobe für Anreiz- und Kostenregulierung

Anreizregulierung (insgesamt 5)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Mittel Jahre (2006- 2008)	3 Mittel Jahre (2004- 2008)	5
Mittelwert	0.34	0.38	0.32	0.16	0.20	0.25	0.37	0.37	0.41	0.36	0.38		0.35
Median	0.34	0.38	0.32	0.15	0.18	0.28	0.38	0.35	0.43	0.37	0.38		0.36
Standard- abweichung	0.38	0.43	0.26	0.13	0.09	0.08	0.11	0.07	0.09	0.07	0.07		0.08

Kostenregulierung (insgesamt 7)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Mittel 3 Jahre (2006- 2008)	Mittel 5 Jahre (2004- 2008)
Mittelwert	0.30	0.34	0.30	0.33	0.26	0.30	0.47	0.50	0.43	0.38	0.43	0.42
Median	0.23	0.28	0.29	0.32	0.22	0.32	0.52	0.48	0.46	0.39	0.44	0.43
Standard- abweichung	0.12	0.15	0.06	0.10	0.15	0.09	0.11	0.15	0.12	0.11	0.13	0.11
F-Test*	17.1%	9.3%	2.5%	64.8%	44.0%	96.7%	90.9%	15.5%	60.0%	31.7%		
t-Test*	91.5%	91.8%	95.4%	6.8%	46.6%	35.5%	15.1%	7.7%	70.9%	73.2%		

Auf Grundlage dieser Vorüberlegungen kommen nur ausländische börsennotierte reine Netzbetreiber als Referenzunternehmen in Frage. Nationale börsennotierte Energieversorgungsunternehmen werden dagegen nicht berücksichtigt, da deren Geschäftstätigkeit sich hauptsächlich auf die gesamte energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette erstreckt und deren Risikofaktor daher - wie ausgeführt - ein Risiko über alle Geschäftsbereiche widerspiegelt. Die gleiche Überlegung gilt auch für den nationalen Branchenindex Prime Utilities der Deutschen Börse AG, da dieser sich aus den börsennotierten nationalen Energieversorgungsunternehmen zusammensetzt.

Betrachtungszeitraum

Die Berechnung der Risikofaktoren erfolgt anhand einer Regressionsanalyse.³⁶ Hierfür wird die Methodik der Kleinsten Quadrate³⁷ zu Grunde gelegt. Die dazu gehörige Regressionsgleichung lautet:

³⁶ Die Regressionsanalyse ist ein statistisches Analyseverfahren. Ziel ist es, Beziehungen zwischen einer abhängigen und einer oder mehreren unabhängigen Variablen festzustellen. Zur Wiedergabe der Abhängigkeit zwischen zwei Variablen wird zweckmäßigerweise zunächst ein Streudiagramm erstellt. Häufig lässt sich daraus bereits ersehen, ob überhaupt eine Abhängigkeit vorliegt und welcher

$$R_{it} = \alpha_i + \beta_i R_{mt} + e_i,$$

wobei es sich bei R_{it} um die Rendite der Aktie i in Periode t handelt, R_{mt} die Marktrendite in Periode t darstellt und e_i der Vorhersagefehler ist, d.h. die nicht erklärte Abweichung des Beobachtungswertes von dem entsprechenden Schätzwert. Bei α_i handelt es sich um eine Konstante, die die indexunabhängige oder unsystematische Rendite der Aktie i darstellt und auch im Rahmen der Regression geschätzt werden muss. Für die Schätzung des Risikofaktors wird auf einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr zurückgegriffen (7. April 2007 – 7. April 2008). Dies ist erforderlich, um die verzerrenden Effekte von Strukturbrüchen, die bei einer längerfristigen Betrachtung notwendigerweise auftreten, zu vermeiden und die aktuelle Risikostruktur der Netzbetreiber abbilden zu können. Ergänzend wird eine Entwicklung über drei und fünf Jahre betrachtet, wobei wiederum Risikofaktoren für die einzelnen Jahre ermittelt und dann jeweils ein Mittelwert über die sich daraus ergebenden Werte berechnet werden. Durch das Abstellen auf einzelne Jahre wird die jährliche Entwicklung der Risikostruktur im Zeitablauf erfasst. Zudem wird dadurch die Konsistenz zum Betrachtungszeitraum von einem Jahr bewahrt. Anders als bei der Marktrisikoprämie geht es bei der Ermittlung des Risikofaktors gerade darum, das aktuelle Risiko der betrachteten Referenzunternehmen zu ermitteln. Entsprechend ist auf möglichst kurze Zeiträume zurück zu greifen, die so dicht wie möglich am Stichpunkt der Betrachtung liegen. Die ergänzende Betrachtung über die Zeiträume von drei und fünf Jahren wird daher hier nur durchgeführt, um eine Stabilität der Risikofaktoren im Zeitablauf, insbesondere mit Blick auf die Geltungsdauer der Regulierungsperiode zu gewährleisten.

Die Landesregulierungsbehörde Energie sieht keine Notwendigkeit für einen über 5 Jahre hinausgehenden Betrachtungszeitraum. Gegen einen über fünf Jahre hinausgehenden Betrachtungszeitraum spricht zunächst die mangelhafte Datenverfügbarkeit, denn die Regulierung und Entflechtung des Netzbetriebs ist historisch betrachtet ein sehr junges Phänomen. Für die Heranziehung eines einjährigen Betrachtungszeitraums sprechen die modelltheoretischen Annahmen des CAPM, da dem CAPM grundsätzlich ein einperiodiger Betrachtungszeitraum zu Grunde liegt. Die Landesregulierungsbehörde Energie sieht hierin die Möglichkeit aktuelle Verhältnisse auf den internationalen Kapitalmärkten und die aktuelle Bewertung von Netzbetreibern auf diesen Märkten abzubilden, zudem ist eine Betrachtung über einen Zeitraum von drei bis fünf Jahren geeignet, um neben der bereits genannten Stabilität zusätzlich die Dauer einer Regulierungsperiode zu erfassen. Innerhalb der Vorgehensweise der Landesregulierungsbehörde Energie wird der aktuellste Wert für den letzten betrachteten einjährigen Zeitraum durch die Mittelwertbildung stärker gewichtet. Durch diese Mittelwertbildung wird den aktuellen Verhältnissen auf Kapitalmärkten bzw. der aktu-

Art die Funktion, die so genannte Regressionsfunktion, sein könnte. Die Regressionsanalyse stellt die Bestimmung mathematischer Funktionen zur Beschreibung der Form des Zusammenhangs dar.

³⁷ Die Methode der Kleinsten Quadrate (Ordinary Least Square, OLS) ist eine Schätzmethode in der Regressionsanalyse. Dabei werden die Parameter der Regressionsgerade so gewählt, dass die Summe der quadrierten Vorhersagefehler, d.h. die Abweichung von beobachteten und durch die Regression vorhergesagten Wertepaaren, minimiert wird. Für weitere Ausführung zur Regressionsanalyse siehe z.B. Greene, „Econometric Analysis“, Simon & Schuster, New York, 2008, 6. Auflage.

ellen Bewertung von Netzbetreibern auf diesen Märkten in angemessener Weise verstärkt Rechnung getragen.

Für die Wahl des Zeitfensters zur Ableitung des Risikofaktors sind weiterhin zwei gegenläufige Aspekte zu berücksichtigen. Einerseits kann eine Minimierung des Standardfehlers³⁸ der Schätzung durch eine möglichst große Anzahl von Beobachtungen erreicht werden, was für eine lange Betrachtungsperiode sprechen würde. Andererseits hat durch die Schwankungsanfälligkeit des Risikofaktors die Festlegung des Betrachtungszeitraumes deutliche Auswirkungen auf die Ergebnisse der Ermittlung des Risikofaktors, so dass kurze Betrachtungszeiträume vorzuziehen sind. Aufgrund sich ändernder Risikostrukturen variieren das Risiko und damit der Risikofaktor über die Zeit. Eine Korrektur für Struktureffekte ist zwar prinzipiell möglich, allerdings sind die Verfahren in der Praxis kaum verbreitet. Um derartige Änderungen in den historischen Risikoverhältnissen im Hinblick auf eine in die Zukunft gerichtete Aussage identifizieren und darstellen zu können, ist ein möglichst kurzer Betrachtungszeitraum zu wählen. Um die ermittelten spezifischen Risikofaktoren vergleichen zu können, sind diese aus Konsistenzgründen über die gleichen oder zumindest ähnlichen Zeiträume zu ermitteln. Da aber für unterschiedliche Unternehmen häufig verschieden lange Zeitreihen vorliegen, ist standardmäßig ein kurzer Betrachtungszeitraum innerhalb des Überlappungsbereiches aller vorliegenden Zeitreihen zu verwenden.

Datenfrequenz

Um eine ausreichende Anzahl an Werten für eine verlässliche Schätzung zu erhalten, wird zur Ermittlung des Risikofaktors innerhalb des Betrachtungszeitraums auf tägliche Daten abgestellt, so dass man auf ein Jahr bezogen ca. 250 Renditewerte erhält.

Prinzipiell besteht die Möglichkeit einer Berechnung des Risikofaktors auf Basis von täglichen, wöchentlichen oder monatlichen Börsendaten. Die Verwendung von tagesgenauen Daten bietet bei der Bestimmung des Risikofaktors die größte Genauigkeit. Der Vorteil liegt hierbei vor allem in einer großen Stichprobe, wodurch eine hohe Robustheit der Schätzergebnisse erreicht wird. Insbesondere der theoretischen Möglichkeit, dass bei vergleichsweise illiquide gehandelten Unternehmen die Kurse den allgemeinen Marktentwicklungen vauseilen bzw. hinterherlaufen und es damit tendenziell zu einer Unter- bzw. Überschätzung des Wertes für den Risikofaktor kommen kann, wird durch die Berücksichtigung der Handelsliquidität bei der Wahl der Vergleichsunternehmen entgegengewirkt. Zusätzlich werden die geschätzten Risikofaktoren mit Hilfe statistischer Methoden angepasst, sollte die Qualität der Schätzung durch die hohe Datenfrequenz von Tagesdaten beeinflusst sein (s. hierzu unten „Anpassung der geschätzten Risikofaktoren“).

Durch die Verwendung von Wochendaten könnten die bei Tagesdaten potentiell auftretenden Einflüsse durch verzögerte Kursanpassungen zumindest bis zu einem gewissen Grad gesenkt werden. Allerdings kann es bei der Verwendung wöchentlicher Daten zu Verzerrungen aufgrund von Stichtageffekten kommen. Hierbei sind die Schätzwerte für den Risikofaktor von der Wahl des Wochentages beeinflusst, der als

³⁸ Der Standardfehler ist ein Streuungsmaß für eine Stichprobenverteilung. Der Standardfehler des Stichproben-Mittelwertes ist definiert als der Quotient aus der Standardabweichung und der Wurzel des Stichprobenumfangs. Er gibt die Streuung des Stichproben-Mittelwertes von gleichgroßen, zufällig aus einer Grundgesamtheit gezogenen Stichproben um den wahren Grundgesamtheitsmittelwert an.

repräsentativer Tag für die Woche ausgewählt wird. Da die Ermittlung des Risikofaktors stark von dem gewählten Wochentag bestimmt wird, besteht bei einer wöchentlichen Datenfrequenz prinzipiell das Risiko einer Über- bzw. Unterschätzung des Risikofaktors. Dieses Problem könnte man umgehen, indem der Tag für die Analyse zufällig bestimmt wird oder ein Schätzwert für Durchschnittswerte des Risikofaktors für verschiedene Starttage ermittelt wird. Ein derartiges Vorgehen erfordert aber den gleichen Bedarf an Primärdaten wie bei der Verwendung von Tagesdaten, so dass sich demgegenüber kein weiterer Vorteil ergibt.

Ein wesentlicher Nachteil der Verwendung von Wochendaten ist die geringere Anzahl von Datenpunkten im gleichen Betrachtungszeitraum (ca. 50 Renditewerte pro Jahr). Zwar ist die Verwendung längerer Zeitreihen, also die Betrachtung mehrerer Jahre, möglich, die Aktualität der Daten sinkt allerdings und die Schätzung wird in Bezug auf die Identifikation von Strukturbrüchen zunehmend unschärfer. Wie ausgeführt, sollte der Betrachtungszeitraum zur Bestimmung des aktuellen Risikos allerdings relativ kurz sein, so dass auch vor diesem Hintergrund die Verwendung von Wochendaten als nicht sachgerecht anzusehen ist.

Die Verwendung von Monatsdaten hat zwar auch den Vorteil einer Reduzierung der bei Tagesdaten potentiell auftretenden verzögerten Kursanpassung, ohne diese aber vollständig ausschließen zu können. Zusätzlich können auf Basis einer monatlichen Betrachtung die Auswirkungen von marktrelevanten Informationen auf den Aktienkurs nahezu vollständig erfasst werden, ohne dass kurzfristige Schwankungen im Kurs diese verzerren. Der Nachteil der Verwendung von Monatsdaten liegt vor allem in der mangelnden Robustheit der Analysen des Risikofaktors, insbesondere bei kurzen Betrachtungszeiträumen. Daneben besteht prinzipiell die gleiche Stichtagsproblematik wie bei Wochendaten, und die Anzahl der verfügbaren Datenpunkte wird im Vergleich zu Tagesdaten noch einmal weiter reduziert.

Referenzindex

Als Referenzindex für die Rendite der Marktentwicklung wird auf den jeweils verfügbaren Index mit einer möglichst breiten Diversifizierung der Anlagealternativen zurückgegriffen. Der Referenzindex erfasst also eine möglichst große Zahl an Anlagemöglichkeiten, um die am Markt verfügbaren Investitionsmöglichkeiten umfassend abzubilden und damit den Anforderungen der Bestimmung des Risikofaktors besser gerecht zu werden. Für die ausländischen Märkte wird daher für die jeweiligen Referenzindizes auf die landesüblichen Indizes mit einem hohen Diversifikationsgrad – nationale Subindizes des FTSE All-World-Index³⁹ – zurückgegriffen. Für die Verwendung nationaler Vergleichsindizes spricht, dass die Netzbetreiber in der Regel auf nationalen Märkten agieren. Daher wirken sich die nationalen gesamtwirtschaftlichen Entwicklungen, unter anderem getrieben durch die jeweiligen politischen Entscheidungen auf nationaler Ebene, auf das Risiko des jeweiligen national agierenden Netzbetreibers aus. Zudem hat die Auswahl der länderspezifischen Indizes des FTSE All-World-Index den Vorteil, für alle Unternehmen auf einen konsistenten Vergleichsmaßstab zurückzugreifen.

³⁹ Siehe „FTSE All-World Index Series“.

Anpassung der geschätzten Risikofaktoren

Werden die empirisch aus Vergangenheitsdaten gewonnenen Risikofaktoren für Prognosezwecke verwendet, wird üblicherweise eine Adjustierung der Roh-Risikofaktoren durch ein geeignetes Verfahren vorgenommen, um einerseits von historischen Werten auf Prognosewerte schließen zu können und um andererseits statistische Unschärfen zu korrigieren. Dabei wird die Tatsache genutzt, dass der durchschnittliche Risikofaktor aller Unternehmen eines Marktes per Definition „eins“ ist. Als geeignete Methode zur Korrektur der historischen Roh-Risikofaktoren wird vorliegend die so genannten Vasicek-Anpassung⁴⁰ durchgeführt. Hierbei werden die Roh-Risikofaktoren verstärkt in Richtung des Marktdurchschnitts gewichtet, je unschärfer die Qualität der zugrunde liegenden Regression ist, d.h. je größer der Standardfehler der Schätzung von β ist. Der Vorteil dieser Korrektur besteht darin, dass die Anpassung entsprechend den statistischen Eigenschaften (Standardfehler) der Schätzung erfolgt.

Die von NERA⁴¹ und KEMA⁴² verwandte so genannte „Blume-Anpassung“⁴³ als alternatives Verfahren ist dagegen weniger geeignet. Die Berechnung ist zwar rechnerisch relativ einfach durchzuführen, dafür ist die Anpassung aber für die vorliegenden Probleme der Bestimmung von Risikofaktoren für Energienetzbetreiber konzeptionell nicht solide fundiert. Bei diesem Verfahren wird ungeachtet der Qualität der Regression immer eine Anpassung in Richtung des Marktdurchschnitts („eins“) vorgenommen. Hintergrund ist dabei der über alle Branchen hinweg empirisch beobachtbare Trend, dass Unternehmen über die Zeit durch Wachstum und Diversifizierung ihr Risiko streuen und somit Risikofaktoren im Zeitablauf tendenziell gegen „eins“ konvergieren. Durch die „Blume-Anpassung“ wird dieser Trend für die Zukunft antizipiert. Für regulierte Netunternehmen ist dieser Trend jedoch nicht in gleicher Art zu erwarten, da i.d.R. weder bedeutende Wachstumspotentiale noch besondere Möglichkeiten zur Diversifizierung (außerhalb des Netzbetriebs) bestehen, weil diese durch Entflechtungsvorschriften explizit ausgeschlossen sind. Zudem ist auch fraglich, ob für Netzbetreiber Wachstumspotentiale in einer Weise bestehen, die zu einer Angleichung des netzbetreiberspezifischen Risikos an das allgemeine Risiko des Kapitalmarktes

⁴⁰ Die Formel für die Vasicek-Anpassung lautet:

$$\beta_{adj} = \beta_{OLS} * \frac{Var(\beta_{pop})}{Var(\beta_{pop}) + SE^2(\beta_{OLS})} + 1 * \frac{SE^2(\beta_{OLS})}{Var(\beta_{pop}) + SE^2(\beta_{OLS})}$$

wobei $SE^2(\beta_{OLS})$ der quadrierte Standardfehler der OLS- Schätzung von β ist und $Var(\beta_{pop})$ die Varianz des β über die Stichprobe. Vasicek ermittelt demnach das gewichtete Mittel aus dem Roh-Risikofaktor (β_{OLS}) und 1. Gewichtungsfaktor ist dabei die Varianz der Grundgesamtheit sowie der Standardfehler der Regression. Der – mathematisch an sich irrelevante – Faktor 1 dient der Betonung dieses Zusammenhangs.

⁴¹ Vgl. NERA (2008), S. 25f.

⁴² Vgl. KEMA (2008), S. 53f.

⁴³ Die Formel für die Blume- Anpassung lautet:

$$\beta_{adj} = \frac{1}{3} + \frac{2}{3} * \beta_{OLS}$$

führen. Aus den genannten Gründen stellt die Landesregulierungsbehörde Energie bei der Bestimmung des Risikofaktors auf die Vasicek-Korrektur ab. Gestützt wird dieses Vorgehen auch dadurch, dass diese Anpassung ebenfalls von renommierten Quellen für die Schätzung des Risikofaktors wie der London Business School oder Thomson Financial/Data Stream angewendet werden.⁴⁴

Anpassung der Kapitalstruktur

Bei der Berechnung der einzelnen Risikofaktoren für unterschiedliche Unternehmen gilt es auch zu beachten, dass bei den einzelnen internationalen Unternehmen zum Betrachtungszeitpunkt eine bestimmte Finanzierungsstruktur gegeben ist. Diese Finanzierungsstruktur muss nicht unbedingt mit der Finanzierungsstruktur der Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen übereinstimmen. Ausgehend von der unterschiedlichen Finanzierungsstruktur der Unternehmen sind auch unterschiedliche steuerbedingte Einflüsse auf das Risiko zu beobachten.⁴⁵ Um die Kapitalstruktureinflüsse auf die Eigenkapitalkosten des verschuldeten Unternehmens unter Berücksichtigung der anfallenden Steuern zu bewerten, wird daher die so genannte Modigliani-Miller-Formel zu Grunde gelegt, die auch Steuereffekte berücksichtigt.

Bei der Korrektur der für die Stichprobenunternehmen ermittelten Risikofaktoren um unterschiedliche Finanzierungsstrukturen ist zu berücksichtigen, dass die Wahl des Verfahrens an Bedeutung verliert, je ähnlicher der Verschuldungsgrad in den Unternehmen der Stichprobe dem Verschuldungsgrad des zu schätzenden Unternehmens ist. Grundsätzlich existieren für die Korrektur zwei verbreitete Verfahren, die so genannte Miller-Anpassung⁴⁶ (ohne Beachtung von Unterschieden in internationalen Steuersätzen) und die Modigliani-Miller-Anpassung⁴⁷ (mit Beachtung von Unterschieden in internationalen Steuersätzen). Beide Verfahren sind sich grundsätzlich ähnlich, unterscheiden sich jedoch hinsichtlich der Berücksichtigung von Steuereffekten beim Ausgleich unterschiedlicher Fremdkapitalquoten. In der zur Ermittlung der Risikofaktoren herangezogenen internationalen Stichprobe finden sich Unterschiede zwischen den jeweiligen nationalen Steuerregimes. Entsprechend sind für den Vergleich der jeweiligen Risikofaktoren durchaus relevante Einflüsse durch Steuereffekte zu erwarten. Zu den zu betrachteten Steuern gehören sowohl die Körperschaftssteuer als auch die Gewerbesteuer, da auf Ebene des Kapitalmarktes nicht zwischen den einzelnen Ertragssteuern differenziert wird. Aus Sicht der Landesregulierungsbehörde Energie ist daher aufgrund der zwar vereinfacht dargestellten, aber erforderlichen expliziten Berücksichtigung von Steuereffekten das Modigliani-Miller-Korrekturverfahren in diesem Kontext zu bevorzugen. Die Miller-Anpassung stellt noch nicht mal eine

⁴⁴ Frontier (2008), S. 35.

⁴⁵ Frontier (2008), S. 37.

⁴⁶ Nach Miller errechnet sich der unverschuldete Risikofaktor nach $Risikofaktor_{unverschuldet} = (1 - g) \cdot Risikofaktor_{verschuldet}$, wobei g der Verschuldungsgrad als $\frac{FK}{(FK + EK)}$ ist.

⁴⁷ Nach Modigliani Miller errechnet sich der unverschuldete Risikofaktor nach:

$Risikofaktor_{unverschuldet} = \frac{1-g}{1-g \cdot \tau_c} \cdot Risikofaktor_{verschuldet}$, wobei g der Verschuldungsgrad als $\frac{FK}{(FK + EK)}$ und

τ_c der Unternehmenssteuersatz ist.

vereinfachte Betrachtung dieser Steuereffekte an, da die zu erwartenden Steuereffekte keine Berücksichtigung finden.

Für die Anwendung des Modigliani-Miller-Korrekturverfahrens werden die nachfolgenden Schritte durchgeführt. Die Finanzierungsstruktur eines Unternehmens kann durch den Verschuldungsgrad dargestellt werden. Der Verschuldungsgrad eines Unternehmens ergibt sich aus dem Verhältnis von Fremdkapital zur Summe von Fremdkapital und Eigenkapital⁴⁸ dieses Unternehmens. Der jeweils ermittelte unternehmensindividuelle Risikofaktor ist also ein Risikofaktor bei einem bestimmten Verschuldungsgrad. Dieser Risikofaktor wird im Folgenden als Risikofaktor_{verschuldet} bezeichnet. Um den Risikofaktor für einen Verschuldungsgrad, der den Betreibern von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen durch den § 7 Abs. 1 Satz 5 StromNEV bzw. GasNEV vorgegeben wird, zu ermitteln, ist der für die Referenzunternehmen ermittelte Risikofaktor um den unternehmensindividuellen Verschuldungsgrad und um die jeweiligen Ertragsteuern t_{ref} zu bereinigen. Dabei wird der Risikofaktor eines unverschuldeten Unternehmens ermittelt. Dieser bereinigte Risikofaktor – Risikofaktor_{bereinigt} – wird anschließend mittels Verwendung des für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen in Deutschland geltenden Verschuldungsgrads sowie des durchschnittlichen Steuersatzes in Deutschland von $t_{DE} = 29,8 \%$ auf einen Risikofaktor_{verschuldet} für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen – Risikofaktor_{EGV} – gebracht. Die Landesregulierungsbehörde Energie stellt für die Berücksichtigung des Steuereffektes auf die durchschnittliche Steuerbelastung der Unternehmen in Deutschland ab⁴⁹. Eine Ermittlung der Steuerbelastung im Einzelfall ist ohne Kenntnis der jeweiligen unternehmensindividuellen Situation nicht möglich. Die schrittweise Umformung eines Risikofaktors für Referenzunternehmen hin zu einem Risikofaktor für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen sieht also wie folgt aus:

1. Schritt: Ermittlung des bereinigten Risikofaktors

$$Risikofaktor_{bereinigt} = \frac{Risikofaktor_{verschuldet}}{\left(1 + \frac{FK_{ref}}{EK_{ref}} (1 - t_{ref})\right)}$$

wobei FK_{ref} und EK_{ref} jeweils die Fremdkapitalquote⁵⁰ bzw. die Eigenkapitalquote⁵¹ des Referenzunternehmens sind, Risikofaktor_{verschuldet} der ermittelte Risikofaktor des Referenzunternehmens und t_{ref} der Steuersatz des Referenzunternehmens ist.

2. Schritt: Ermittlung des Risikofaktors für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen

⁴⁸ In der nachfolgenden Formel unter Schritt 1 wird nicht explizit auf den Verschuldungsgrad, sondern auf das Verhältnis von Fremdkapital zu Eigenkapital abgestellt. Es handelt sich um eine einfache Umformung, die keinen Einfluss auf das Ergebnis hat.

⁴⁹ Für die Ermittlung der durchschnittlichen Steuerlast siehe Hommel und Pauly, „Unternehmenssteuerreform 2008“, Betriebs-Berater, 62. Jg. Heft 21, S. 1156.

⁵⁰ Für die Fremdkapitalquote gilt Fremdkapital / Gesamtkapital.

⁵¹ Für die Eigenkapitalquote gilt 1-Fremdkapitalquote.

$$Risikofaktor_{EGV} = Risikofaktor_{bereinigt} * (1 + \frac{FK_{EGV}}{EK_{EGV}} (1 - t_{DE}))$$

wobei FK_{EGV} und EK_{EGV} jeweils die Fremdkapitalquote bzw. die Eigenkapitalquote der Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen in Deutschland sind. Entsprechend der Vorgaben der § 7 Abs. 1 StromNEV bzw. GasNEV kann für die Fremdkapitalquote 60% und für die Eigenkapitalquote 40% eingesetzt werden, so dass sich als Verhältnis aus Fremdkapital zu Eigenkapital 1,5 einsetzen lässt. Die Ermittlung der Fremdkapitalquote erfolgt basierend auf Daten von dem Finanzdienstleister Thompson Financial⁵² auf jährlicher Basis für die Referenzunternehmen.

Die zur Schätzung des Risikofaktors für deutsche Elektrizitäts- und Gasnetzbetreiber herangezogenen ausländischen Netzbetreiber sowie die für diese Unternehmen ermittelten Risikofaktoren sind der folgenden Tabelle zu entnehmen:

Tabelle 4: Risikofaktoren für börsennotierte Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen mit Vasicek- Anpassung

Referenzunternehmen	Land	Charakterisierung	Risikofaktor _{verschuldet}			FK-Quote 2007	Ertragssteuersatz t_{ref} *	Risikofaktor _{bereinigt}			Risikofaktor _{EGV}
			1. Jahr 2007-2008	Mittel 3 Jahre (2006-2008)	Mittel 5 Jahre (2004-2008)			1. Jahr 2007-2008	Mittel 3 Jahre (2006-2008)	Mittel 5 Jahre (2004-2008)	
Transe-ner	Argentinien	Übertragungsnetzbetreiber	0,58	0,51	0,65	47%	0,35	0,37	0,33	0,33	0,76
Terna	Italien	Übertragungsnetzbetreiber	0,48	0,55	0,58	31%	0,33	0,37	0,41	0,44	0,76
Red Electrica	Spanien	Übertragungsnetzbetreiber	0,63	0,67	0,58	38%	0,325	0,45	0,47	0,40	0,92
National Grid	Großbritannien	Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber und Elektrizitäts- und Gasverteilnetzbetreiber	0,59	0,63	0,61	35%	0,30	0,43	0,44	0,40	0,88
Australian Pipeline Trust	Australien	Fernleitungsnetzbetreiber	0,76	0,71	0,68	58%	0,30	0,39	0,38	0,38	0,80
Envestra	Australien	Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber	0,60	0,68	0,59	66%	0,30	0,25	0,28	0,23	0,51
Snam Rete Gas	Italien	Fernleitungsnetzbetreiber	0,51	0,55	0,48	40%	0,33	0,35	0,38	0,34	0,72
Enagas	Spanien	Fernleitungsnetzbetreiber	0,64	0,76	0,69	30%	0,325	0,50	0,60	0,54	1,03

⁵² Thompson Financial/ Datastream ist Anbieter einer umfangreichen Datenbasis zu verschiedensten historischen Kapitalmarktdaten. www.datastream.com

Referenzunternehmen	Land	Charakterisierung	Risikofaktor _{verschuldet}			FK-Quote 2007	Ertragssteuersatz t_{ref}^* 2007	Risikofaktor _{bereinigt}			Risikofaktor _{EGV} 1. Jahr 2007-2008
			1. Jahr 2007-2008	Mittel 3 Jahre (2006-2008)	Mittel 5 Jahre (2004-2008)			1. Jahr 2007-2008	Mittel 3 Jahre (2006-2008)	Mittel 5 Jahre (2004-2008)	
Atlanta Gas Light	USA	Gasverteilnetzbetreiber	0,69	0,80	0,72	44%	0,3927	0,47	0,55	0,50	0,96
Atmos Energy	USA	Gasverteilnetzbetreiber	0,60	0,73	0,72	47%	0,3927	0,39	0,46	0,48	0,80
Kinder Morgan	USA	Fernleitungsnetzbetreiber	0,33	0,45	0,43	35%	0,3927	0,25	0,34	0,33	0,51
TC Pipelines	USA	Fernleitungsnetzbetreiber	0,26	0,36	0,39	31%	0,3927	0,20	0,29	0,34	0,41

* Quelle: OECD http://www.oecd.org/document/60/0,2340,en_2649_37427_1942460_1_1_1_37427,00.html#table_II1 ; Table II.1. Corporate income tax rate (30.06.2008)

Der arithmetische Mittelwert der bereinigten Risikofaktoren der ausländischen Netzbetreiber liegt für den betrachteten Zeitraum von 7. April 2007 bis 7. April 2008 bei 0,37. Dieser Wert ergibt sich wie oben bereits dargestellt aus den um den jeweiligen Verschuldungsgrad und die jeweiligen Ertragssteuern korrigierten verschuldeten Risikofaktoren der betrachteten Netzbetreiber. Der in den Stellungnahmen geäußerte Vorwurf bezüglich des Unternehmens Transener (Argentinien), dass der Risikofaktor durch das Länderrisiko – staatliches Kreditrisiko Argentiniens – verfälscht werde, hat keine Bedeutung, da die Ableitung des Risikofaktors aus einer Analyse von Kursdaten bzw. Indexdaten des argentinischen Aktienmarktes erfolgt. Das Länderrisiko betrifft sowohl den Gesamtmarkt als auch das Unternehmen und führt daher auch nicht zu einer signifikanten Verfälschung des Risikofaktors. Die Anwendung des arithmetischen Mittels folgt aus den bereits unter C) I. aufgeführten Erwägungen zur Anwendbarkeit des arithmetischen Mittels. Auch hier liegt keine Abhängigkeit der einzelnen Risikofaktoren untereinander vor, so dass die Anwendung des arithmetischen Mittels richtig ist. Innerhalb der Stichprobe lässt sich keine ökonomische Indikation finden, dass einzelne Unternehmen besonders gute (oder schlechte) Schätzer für die zu regulierenden Unternehmen darstellen. Insofern liefert jedes Unternehmen der Stichprobe eine relevante Beobachtung, ohne dass a priori ein Grund für eine unterschiedliche Gewichtung erkennbar ist. Aus diesem Grund wird der ungewichtete Mittelwert aller Unternehmen in der Stichprobe verwendet.

Der für deutsche Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen abgeleitete Risikofaktor (Risikofaktor_{EGV}) liegt bei 0,76. Der Wert von 0,76 ergibt sich als arithmetischer Mittelwert der in Tabelle 4 dargestellten Risikofaktoren_{EGV} für den einjährigen Zeitraum von 7. April 2007 bis 7. April 2008. Die Ableitung erfolgt mittels der genannten Modigliani-Miller-Anpassung, basierend auf einer durch den Ordnungsrahmen vorgegebenen Fremdkapitalquote von 60% und einem durchschnittlichen Steuersatz in Deutschland von 29,8%. Die dargestellten Erwägungen zur Mittelwertbildung gelten hier analog.

Ergänzend zum einjährigen Betrachtungszeitraum wurde eine Betrachtung über die vergangenen drei bzw. fünf Jahre durchgeführt, wobei ansonsten das gleiche Vorgehen wie bei der einjährigen Betrachtung gewählt wurde. Aus den oben genannten Gründen zur Konsistenz im Vorgehen und der Erfassung der Entwicklung der Risikostruktur wird auch bei der mehrjährigen Betrachtung jeweils auf einjährige Zeiträume abgestellt. Somit wurden jeweils die Zeiträume vom 7. April des Vorjahres bis 7. April des folgenden Jahres analysiert. Für den dreijährigen Betrachtungszeitraum handelt es sich um die Zeiträume 7. April 2007 bis 7. April 2008, 7. April 2006 bis 7. April 2007 und 7. April 2005 bis 7. April 2006. Aus den sich daraus für die Vergleichsunternehmen ergebenden Werten für die bereinigten Risikofaktoren wurde jeweils ein Durchschnitt gebildet. Bei der fünfjährigen Betrachtung wurden entsprechend für fünf Jahre die bereinigten Risikofaktoren der Vergleichsunternehmen ermittelt und aus den sich daraus ergebenden Werten jeweils wiederum der Durchschnitt berechnet. Die Durchschnittswerte der bereinigten Risikofaktoren der einzelnen Vergleichsunternehmen sind Tabelle 3 zu entnehmen. Aus den für die einzelnen Vergleichsunternehmen ermittelten durchschnittlichen Werten wurde wiederum jeweils ein Mittelwert gebildet, der für den dreijährigen Betrachtungszeitraum bei 0,41 und für den fünfjährigen Betrachtungszeitraum bei 0,39 liegt. Aus diesen beiden Werten ergeben sich unter Anwendung der Modigliani-Miller-Anpassung basierend auf einer Fremdkapitalquote von 60% und einem durchschnittlichen Steuersatz in Deutschland von 29,8% für den dreijährigen Betrachtungszeitraum ein Risikofaktor_{EGV} von 0,84 und für den fünfjährigen Betrachtungszeitraum ein Risikofaktor_{EGV} von 0,80. Als Mittelwerte aus den beiden Betrachtungszeiträumen ergeben sich schließlich Werte für den bereinigten Risikofaktor in Höhe von 0,40 und für den Risikofaktor_{EGV} in Höhe von 0,82.

Aus den durchgeführten Betrachtungen ergibt sich somit eine Bandbreite für den Risikofaktor_{EGV} von 0,76 bis 0,82. Aufgrund der Veränderungen des Risikofaktors über die Zeit wird die aktuelle Marktsicht für eine Ableitung von Zukunftswerten für besser geeignet betrachtet als Vergangenheitswerte. Um dennoch den historischen Trend zu berücksichtigen, werden die Mittelwerte der vergangenen drei und fünf Jahre als obere Grenze des Schätzbereichs genutzt.⁵³ Wiederum als Mittelwert dieser Bandbreite ergibt sich ein Risikofaktor in Höhe von 0,79. Um die aktuelle Marktsicht vor dem Hintergrund des historischen Trends zu berücksichtigen, ist es aus Sicht der Landesregulierungsbehörde Energie angemessen, diesen Mittelwert der ermittelten Bandbreite in Höhe von 0,79 als Risikofaktor zu Grunde zu legen.

iii. Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im CAPM

Als Ergebnis des kapitalmarktorientierten Ansatzes ergibt sich ein Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse in Höhe von 3,59%. Dieser Wert ermittelt sich aus dem Produkt der Marktrisikoprämie in Höhe von 4,55% und dem Risikofaktor in Höhe von 0,79.

⁵³ Vgl. Seite 22 oben.

2. Keine unterschiedlichen Wagnisse für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreiber von Gasversorgungsnetzen

Aus Sicht der Landesregulierungsbehörde Energie gibt es keine Gründe für unterschiedliche Zuschläge zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreiber von Gasversorgungsnetzen. Eine Gleichbehandlung von Strom- und Gasnetzbetreibern hinsichtlich der Höhe des Wagniszuschlags und damit auch hinsichtlich des Eigenkapitalzinssatzes insgesamt ist daher aus Sicht der Landesregulierungsbehörde Energie angemessen und mit Art. 3 Abs. 1 GG vereinbar. Die Landesregulierungsbehörde Energie kommt zu diesem Ergebnis auf der Grundlage einer quantitativen Analyse der bei ausländischen Netzbetreibern vorhandenen Risiken. Unterstützend hierzu wurde eine qualitative Analyse möglicherweise vorhandener Risiken unternommen und dabei die im Rahmen des Anhörungsverfahrens vorgebrachten Argumente berücksichtigt.

a. Quantitative Analyse von Risikodifferenzen

Diese quantitative Analyse der Risiken von ausländischen Strom- und Gasnetzbetreibern deutet darauf hin, dass keine signifikanten Unterschiede zwischen dem Betrieb von Energienetzen für unterschiedliche Produkte bestehen.

Zur Untersuchung der Notwendigkeit einer Differenzierung der berechneten Risikofaktoren wird zunächst die Hypothese aufgestellt, dass Gasnetzbetreiber keinem höheren Risiko ausgesetzt sind als Stromnetzbetreiber. Um diese Hypothese zu überprüfen, werden die Unternehmen in der Stichprobe hinsichtlich ihrer Geschäftstätigkeit klassifiziert und entsprechenden Teilstichproben – Netzbetreiber mit Schwerpunkt Strom und Netzbetreiber mit Schwerpunkt Gas – zugeordnet. Anschließend werden die sich für die Teilstichproben ergebenden Werte für die Risikofaktoren und die darauf bezogenen deskriptiven Statistikmaße analysiert, wobei wiederum neben einer graphischen Analyse⁵⁴ statistische Tests (F-Test sowie t-Test) durchgeführt werden. Die sich aus dieser Betrachtung ergebenden Ergebnisse zeigen, dass sich die Risikofaktoren für Strom- bzw. Gasnetzbetreiber nicht signifikant unterscheiden.⁵⁵ Die Ergebnisse sind der Tabelle 5 zu entnehmen.

⁵⁴ Siehe Frontier (2008), S. 62.

⁵⁵ Auch hier lautet die Nullhypothese: Die Varianz der beiden Stichproben ist identisch, so dass sich beide Stichproben in Bezug auf ihr Risikoprofil nicht signifikant unterscheiden und daher gemeinsam betrachtet werden sollten.

Tabelle 5: Auswertung für reine und gemischte Strom- und Gasnetzbetreiber

Reine Stromnetzbetreiber (insgesamt 3)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Mittel 3 Jahre (2006-2008)	Mittel 5 Jahre (2004-2008)
Mittelwert		0.61	0.41	0.22	0.11	0.28	0.39	0.41	0.40	0.40	0.40	0.38
Median		0.61	0.41	0.22	0.11	0.28	0.36	0.44	0.43	0.37	0.41	0.38
Standardabweichung						0.10	0.10	0.09	0.09	0.05	0.07	0.08

Reine Gasnetzbetreiber (insgesamt 8)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Mittel 3 Jahre (2006-2008)	Mittel 5 Jahre (2004-2008)
Mittelwert	0.24	0.23	0.25	0.25	0.24	0.28	0.45	0.46	0.42	0.35	0.41	0.39
Median	0.23	0.26	0.27	0.29	0.20	0.30	0.47	0.40	0.43	0.37	0.40	0.39
Standardabweichung	0.15	0.09	0.07	0.16	0.14	0.09	0.13	0.16	0.12	0.11	0.13	0.12
F-Test*						68.1%	83.1%	56.1%	75.0%	32.1%		
t-Test*						96.6%	45.5%	54.4%	77.6%	34.5%		

Gas- und Stromnetzbe- treiber (insgesamt 1)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Mittel 3 Jahre (2006-2008)	Mittel 5 Jahre (2004-2008)
Mittelwert	0.61	0.68	0.50	0.32	0.31	0.31	0.38	0.44	0.47	0.43	0.44	0.40
Median	0.61	0.68	0.50	0.32	0.31	0.31	0.38	0.44	0.47	0.43	0.44	0.40

*Irrtumswahrscheinlichkeit

Quelle: Frontier (2008), S.63.

Der Wert für 2008 von 32,1% besagt, dass man mit einer Wahrscheinlichkeit von 32,1% einen Fehler begehen würde, wenn man annimmt, Strom- und Gasnetzbetreiber entstammen hinsichtlich ihres Risikos einer unterschiedlichen Grundgesamtheit und folglich ihr Risikofaktor zu differenzieren wäre. Der F-Test liefert damit keinen Hinweis auf Unterschiede zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern. Für derartige Tests gilt allgemein, dass eine Irrtumswahrscheinlichkeit von bis zu 5% – wie bereits erwähnt – noch akzeptabel ist. Ein Wert von 32,1% stellt damit ein starkes Indiz dafür dar, dass es nicht richtig ist, die Schätzwerte für den Risikofaktor für Strom- und Gasnetzbetreiber zu differenzieren. Auch der t-Test liefert keinen Hinweis auf Unterschiede zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern. Der Wert für die Irrtumswahrscheinlichkeit von 34,5% für das Jahr 2008 besagt, dass man mit einer Wahrscheinlichkeit von 34,5% einen Irrtum begeht, wenn man behauptet, dass der Mittelwert der Schätzwerte für den Risikofaktor sich für Strom- und Gasnetzbetreiber unterscheidet. Analog

zum F-Test stellt dies ein Indiz dafür dar, dass es nicht sinnvoll erscheint, die Schätzwerte für den Risikofaktor für Strom- und Gasnetzbetreiber zu differenzieren.

b. Qualitative Analyse von Risikodifferenzen

Sämtliche untersuchten Risiken weisen keine Unterschiede zwischen Gas- und Stromnetzbetreibern auf. Die qualitative Analyse bestätigt somit das Ergebnis der quantitativen Analyse, dass sich kein signifikant höheres Risiko für Gasnetzbetreiber erkennen lässt. Zu den bei der qualitativen Analyse untersuchten Risiken gehören das Auslastungs-, das Substitutions-, das Markteintritts-, das Preis- und das regulatorische Risiko. Eine Betrachtung des allgemeinen unternehmerischen Wagnisses erfolgt dabei nicht, da die Existenz eines solchen vorausgesetzt werden kann und der unternehmerischen Tätigkeit immanent ist.

Allein aus der Tatsache, dass für Gasnetzbetreiber und Stromnetzbetreiber jeweils eine Netzentgeltverordnung existiert, leitet die Landesregulierungsbehörde Energie keine notwendige Differenzierung zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern ab. Der Wortlaut der § 7 Abs. 5 GasNEV und StromNEV ist identisch. In beiden Fällen gelten die gleichen Maßstäbe für die Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebspezifischer unternehmerischer Wagnisse. Auch den Begründungen zur GasNEV⁵⁶ und StromNEV⁵⁷ lassen sich keine Anhaltspunkte für eine Differenzierung entnehmen. Die beim Betrieb von Energieversorgungsnetzen auftretenden Schadensszenarien geben keinen Anlass zur Differenzierung zwischen Strom- und Gasversorgungsnetzen. Dem vorgetragenen Argument, dass der Betrieb von Gasverteilernetzen erhöhten Schadensszenarien im Vergleich zum Betrieb von Elektrizitätsverteilernetzen ausgesetzt sei, kann die Landesregulierungsbehörde Energie nicht folgen, da auch der Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen nicht frei von Schadensszenarien ist.

i. Keine Unterschiede im Substitutionsrisiko

Unterschiede im Substitutionsrisiko zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern sind insbesondere mit Blick auf die Geltungsdauer der vorliegenden Festlegung für die Landesregulierungsbehörde Energie nicht ersichtlich.

Das Substitutionsrisiko ist in der Vergangenheit vor allem mit Blick auf Gasversorgungsunternehmen auf dem Wärmemarkt betrachtet worden.⁵⁸ In dem jüngsten Urteil zu dieser Thematik⁵⁹ wird nicht bezweifelt, dass generell Substitutionsbeziehungen zwischen den verschiedenen Wärmeenergieträgern wie Erdgas, Elektrizität, Fernwärme und Öl bestehen. Diese Konkurrenz der Energieträger führt jedoch nicht zu

⁵⁶ BR-Drucks. 247/05

⁵⁷ BR-Drucks. 245/05

⁵⁸ u.a. BGH, Urteil vom 13.06.2007 VIII ZR 36/06, NJW 2007, 2540; contra Substitutionswettbewerb: BGH, Urteil vom 9.07.2002, KZR 30/00, NJW 2002, 3779; OLG Düsseldorf, Urteil vom 16.04.2008, VI-2 Kart 8/06; OLG Dresden, Urteil vom 11.12.2006, U 1426/06 (Kart); bspw. für die Literatur Möschel in: Immenga/Mestmäcker, GWB 4. Aufl., § 19 Rn. 34 „Energie“; pro Substitutionswettbewerb: OLG Celle, Beschluss vom 10.1.2008, 13 VA 1/07 (Kart); OLG Frankfurt am Main, Urteile vom 19.2.2008, 11 U 12/07 (Kart), 11 U 13/07 (Kart).

⁵⁹ OLG Düsseldorf, Urteil vom 16.04.2008, VI-2 U (Kart) 8/06, S. 13.

einem hinreichenden Wettbewerb. Entgegen der Ansicht der Gasversorgungsunternehmen und Gasnetzbetreiber stellt das Gericht fest, dass auf dem Endkundenmarkt Nachfrager für die Belieferung mit Gas wegen der in die Heizungsanlagen getätigten hohen Investitionen keine echte Alternative haben, zu einem anderen Energieträger zu wechseln.⁶⁰ Aufgrund der fehlenden Bezugsalternativen seien die verschiedenen Formen der Wärmeenergie in der Regel gerade nicht gegeneinander austauschbar.⁶¹ Anders als in einigen Stellungnahmen angeführt, spricht auch nicht das Urteil des BGH aus dem Jahre 2007⁶² dagegen, da in ihm die Frage eines auf dem Wärmemarkt bestehenden Substitutionswettbewerbs ausschließlich im Zusammenhang mit einer entsprechenden Anwendung der in § 315 BGB normierten Billigkeitskontrolle auf einen vereinbarte Gastarif erörtert und im Übrigen klargestellt wird, dass der Wechsel zu einer anderen Energieart wegen der damit verbundenen Kosten für Nachfrager unter Umständen keine echte Alternative darstelle.⁶³ Damit erteilen die Gerichte auch dem Argument der Gaswirtschaft eine Absage, für sie bestehe ein höheres Risiko, Kunden an konkurrierende Energieträger wie Heizöl, Strom, Kohle, Fernwärme und regenerative Energieträger zu verlieren, was sich in einer geringeren Auslastung der Gasleitungen, stranded investments und dem Nichterreichen des Erschließungsgrades von 100% wie im Strombereich sowie der Nichtdurchsetzbarkeit der genehmigten Netzentgelte widerspiegele. Nicht auszuschließen ist, dass LNG (Liquified Natural Gas) in Zukunft auch in Deutschland eine Rolle spielen könnte, zumindest für die erste Regulierungsperiode ist eine ernstzunehmende Konkurrenz zum leitungsgebundenen Gas jedoch nicht absehbar, so dass sich auch daraus keine höheren Risiken für Gasnetzbetreiber ergeben.

Nach Ansicht der Landesregulierungsbehörde Energie ist daher der Substitutionswettbewerb auch für Gasnetzbetreiber zu verneinen. Sie geht dabei wie das Bundeskartellamt aufgrund der mittelfristig hohen Wechselkosten auf dem Wärmemarkt von einer Bindung des Abnehmers bei der Wahl eines Energieträgers von etwa 15 Jahren aus,⁶⁴ so dass eine Substitution durch andere Energieträger eher selten zu erwarten sein dürfte, zumal bei der Entscheidung über einen Wechsel des Energieträgers innerhalb der nächsten Regulierungsperiode die mit den verschiedenen Energieträgern verbundenen Kosten im Fokus der Investitionsentscheidung stehen. Außerdem gilt es zu berücksichtigen, dass mit dem Wechsel des Energieträgers nicht automatisch ein Risiko für den Gasnetzbetreiber entsteht. Beispielsweise entstehen für die Netzbetreiber bei einer Substitution von Erdgas durch Biogas durch die direkte Einspeisung des Biogases in die bestehenden Netze keinerlei Risiken. Gegen ein Substitutionsrisiko im Gastransport spricht weiterhin, dass entgegen der Befürchtungen der Gasnetzbetreiber eine kontinuierlich steigende Gasnachfrage zu beobachten ist. Neben dem zunehmenden Gasverbrauch zu Wärmezwecken durch Haushalte und Kleingewerbetreibende hat vor allem auch die Verwendung von Gas als Input zur Elektrizi-

⁶⁰ OLG Düsseldorf, Urteil vom 16.04.2008, VI-2 U (Kart) 8/06, S. 10.

⁶¹ OLG Düsseldorf, Urteil vom 16.04.2008, VI-2 U (Kart) 8/06, S. 10.

⁶² BGH, Urteil vom 13.06.2007 VIII ZR 36/06, NJW 2007, 2540.

⁶³ So auch OLG Düsseldorf, Urteil vom 16.04.2008, VI-2 U (Kart) 8/06, S. 11; Becker/Zapfe, Energiekartellrechtsanwendung in Zeiten der Regulierung, ZWeR 2007, 419, 427 f.

⁶⁴ Sondergutachten der Monopolkommission Strom und Gas 2007, S. 153.

tätserzeugung zugenommen.⁶⁵ Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs für Erdgas bis 2030 wurde in einer Studie des BMWi⁶⁶ vom Mai 2005 untersucht. Ergebnis der Studie ist, dass der Primärenergieverbrauch bei Erdgas auch in Zukunft wachsen wird. Der geplante Ausstieg aus der Kernkraft in Kombination mit dem anhaltenden Widerstand gegen Kohlekraftwerke und der somit zu erwartende Schub für Gaskraftwerke deuten darauf ebenfalls hin. Die Konkurrenzsituation zwischen den Energieträgern ist damit im Ergebnis auch nicht groß genug, als dass, wie teilweise vorge tragen wird, der Wettbewerbsdruck allen Kunden zugute käme, obwohl für (Alt)Kunden der Wechsel zu einer anderen Energieart wegen der hiermit verbundenen Kosten keine echte Alternative darstellt.

Selbst wenn man jedoch davon ausginge, dass für Betreiber von Gasversorgungsnetzen tatsächlich ein Substitutionsrisiko in Form eines Mengenrisikos besteht, ist fraglich, ob sich dieses vor dem Hintergrund des spezifischen Ordnungsrahmens in Deutschland auch als kommerzielles Risiko (d.h. Ergebnisrisiko und damit ein Risiko für den Investor) bemerkbar macht. Dagegen spricht, dass ein solches Risiko bereits im derzeit noch geltenden Rechtsrahmen durch die periodenübergreifende Saldierung nach § 10 GasNEV und im zukünftigen Rahmen der Anreizregulierung durch das Regulierungskonto nach § 5 ARegV aufgefangen wird. Bei der periodenübergreifenden Saldierung sind die Netzbetreiber verpflichtet, nach Abschluss ihres Geschäftsjahres die Differenz zwischen den in diesem Geschäftsjahr aus den Netzentgelten erzielten Erlösen und den für den gleichen Zeitraum zu Grunde gelegten Netzkosten zu ermitteln. Liegen die Erlöse unter den entsprechenden Kosten, wird die Differenz bei der folgenden Entgeltgenehmigung kostenerhöhend berücksichtigt. Ähnlich dazu wird auf dem Regulierungskonto gemäß § 5 ARegV jährlich die Differenz zwischen den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen und den von den Netzbetreibern unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen verbucht. Im letzten Jahr der Regulierungsperiode ermittelt die Regulierungsbehörde den Saldo. Der Ausgleich erfolgt durch über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge. Bei beiden Mechanismen findet eine angemessene Verzinsung statt.

Diese Instrumente lassen zu, dass das Ertragsrisiko durch kurzfristige Nachfrageänderungen (z.B. Absatzverlust) durch eine Anhebung der Tarife ausgeglichen werden kann. Zusätzlich wird teilweise argumentiert, dass Gasnetze bei einer daraus resultierenden Anhebung der Tarife weiter an Wettbewerbsfähigkeit verlören, was zu einer Spirale aus Tarifierhebungen und (weiteren) Kundenverlusten führen könne oder die Tarife gar nicht mehr durchsetzbar seien. Diese Argumente erscheinen aber eher theoretisch und abstrakt. Wenn man davon ausgeht, dass die Auslegung von Gasnetzen vor Inkrafttreten des neuen EnWG und den dazugehörigen Verordnungen im Jahr 2005 nach dem Prinzip der Anlegbarkeit an den Ölpreis kalkuliert wurde, dann dürfte die Wettbewerbsfähigkeit der bestehenden Netze im Brennstoffmarkt gewährleistet sein, so dass der Ausgangspunkt für eine entsprechende „Teufelsspirale“ nicht erkennbar ist. Die Landesregulierungsbehörde Energie sieht keine Netzbezogenheit der hier vorgetragenen Argumente, handelt es sich doch bei dem Prinzip der Anlegbarkeit an den Ölpreis und der daraus resultierenden Veränderung der Tarife für Endkunden

⁶⁵ Sondergutachten der Monopolkommission Strom und Gas 2007, S 160.

⁶⁶ EWI/Prognos – Studie (2005) Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 - Energiewirtschaftliche Referenzprognose Energiereport IV – Kurzfassung, 2005.

in Abhängigkeit von der Entwicklung des Ölpreises eher um ein Thema, dass das Gut Gas - also die dem Netzbereich vor- und nachgelagerte Wertschöpfungsstufe – betrifft.

ii. Keine Unterschiede im Auslastungsrisiko

Aus Sicht der Landesregulierungsbehörde Energie bestehen bei Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen und bei Betreibern von Gasversorgungsnetzen keine Unterschiede im Auslastungsrisiko. Tatsächlich besteht nach Auffassung der Landesregulierungsbehörde Energie ein Auslastungsrisiko generell weder für Strom- noch für Gasnetzbetreiber. Zum Teil wurde jedoch vorgetragen, dass die Energiepolitik durch politische Maßnahmen zur Energieeinsparung und Förderung von erneuerbaren Energien zu einem Auslastungsrisiko beitragen könnte. Selbst wenn man das so bewertet, betrifft das Risiko jedoch den Strom- und Gasbereich gleichermaßen.

Zwar unterliegen Gasnetze stärkeren klimatischen Nachfrageschwankungen als Stromnetze. Dadurch, aber auch durch andere nicht vorhersehbare Verbrauchsschwankungen oder konjunkturelle Schwankungen können Prognosefehler auftreten. Diese möglichen Differenzen zwischen der tatsächlichen Auslastung eines Netzes und den bei der Entgeltermittlung angesetzten prognostizierten Mengen- bzw. Kapazitätsauslastungen dieses Netzes werden jedoch bis zum Eintreten der Anreizregulierung im Rahmen des § 11 StromNEV bzw. § 10 GasNEV durch die vorgeschriebene periodenübergreifende Saldierung aufgefangen.⁶⁷ Das Risiko einer Kostenunter- bzw. Kostenüberdeckung beim Auftreten möglicher Prognosefehler wird damit neutralisiert.

Im Rahmen der Anreizregulierung wird das Risiko einer Kostenunterdeckung durch das Regulierungskonto im Rahmen des § 5 ARegV aufgefangen. Die Institution der periodenübergreifenden Saldierung geht damit ab Beginn der Anreizregulierung in das Regulierungskonto über. Die Prognose der Mengen- bzw. Kapazitätsauslastung erfolgt durch den Netzbetreiber. Bei der Prognose ist daher auch davon auszugehen, dass der Netzbetreiber eine vorsichtige und sorgfältige Schätzung im Sinne der Sicherstellung einer möglichen Kostendeckung nach § 15 Abs. 2 StromNEV und § 15 Abs. 5 GasNEV und § 18 Abs. 6 GasNEV durchführt.

Einen durch den Klimawandel bedingten generellen Rückgang des Gasverbrauchs vermag die Landesregulierungsbehörde Energie aufgrund der bereits zitierten Studie des BMWi und der aktuellen Entwicklungen nicht zu erkennen, so dass sich auch dadurch für die Gasnetzbetreiber kein negatives Auslastungsrisiko ergibt.

iii. Keine Unterschiede im Markteintrittsrisiko

Bei Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreibern von Gasversorgungsnetzen besteht aus Sicht der Landesregulierungsbehörde Energie kein Markteintrittsrisiko. Insoweit sind keine Unterschiede zwischen Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreibern von Gasversorgungsnetzen erkennbar. Bei Netzen handelt es sich um natürliche Monopole oder wesentliche Einrichtungen, die

⁶⁷ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 24.10.2007, VI-3 Kart 8/07 (V)-Ulm/Neu-Ulm.

durch Subadditivität⁶⁸ und Irreversibilität der Kosten gekennzeichnet sind. Diese Auffassung wird auch von der Rechtsprechung geteilt.⁶⁹ Diese versunkenen Kosten, die im Gegensatz zum etablierten Netzbetreiber für den Marktzutritter noch entscheidungsrelevant sind, wären bei einem Fehlschlag des Marktzutritts verloren. Damit sind die Markteintrittshürden für neue Wettbewerber sehr hoch und die Wahrscheinlichkeit für einen Markteintritt eher gering. Für die auf dem Markt bereits tätigen Netzbetreiber besteht daher kein Risiko, dass Teile des Netzes, die wegen der Konkurrenten nicht mehr ausgelastet werden würden, Leerkosten verursachen und somit die Rentabilität der in das Netz getätigten Investitionen sinkt.

Die Möglichkeiten parallelen Leitungsbaus sowie des Baus von Stichleitungen stellen eher eine Ausnahmesituation dar. Dies wird auch durch Aussagen der Monopolkommission gestützt. Sie geht in ihrem Sondergutachten davon aus, dass der Stichleitungsbau bestenfalls eine Randerscheinung darstellt.⁷⁰ Selbst wenn einzelne Stichleitungen gebaut werden, muss dies keinen Nachteil für einen Betreiber von Gasversorgungsnetzen darstellen, da ihm derzeit durch § 15 Abs. 5 GasNEV in Verbindung mit § 10 GasNEV sowie zukünftig über § 5 ARegV eine Kostendeckung zugesichert wird. Zudem können Betreiber von Gasverteilernetzen gemäß § 20 Abs. 2 GasNEV abweichend von dem § 18 GasNEV in Einzelfällen zur Vermeidung eines Direktleitungsbaus ein gesondertes Netzentgelt auf Grundlage der konkret erbrachten gaswirtschaftlichen Leistung berechnen. Seitens der Betreiber von Gasverteilernetzen besteht somit ein wirksames Instrument, den Wechsel von angeschlossenen Letztverbrauchern zu vermeiden. Ähnliches gilt für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, die über die Regelungen des § 19 StromNEV mit bestimmten Netzkunden ein individuelles Netzentgelt vereinbaren können. Dass die Genehmigungspraxis der Regulierungsbehörden, wie teilweise vortragen wird, diese Möglichkeit für Gasnetzbetreiber stärker einschränkt, vermag die Landesregulierungsbehörde Energie nicht zu erkennen, zumal § 20 Abs. 2 GasNEV allein eine Mitteilungspflicht zu einer solchen Vereinbarung gegenüber der Regulierungsbehörde vorsieht. Darüber hinaus werden Markteintritte von neuen Netzbetreibern in bereits von Betreibern von Gasversorgungsnetzen erschlossenen Gebieten und ein damit einhergehender Netzkundenwechsel nach Kenntnisstand der Landesregulierungsbehörde Energie nicht beobachtet. Gleiches gilt für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen.

iv. Keine Unterschiede im Preisrisiko

Seitens der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreibern von Gasversorgungsnetzen besteht auch kein Preisrisiko, so dass hier ebenfalls von identischen Risiken für Strom- und Gasnetzbetreiber auszugehen ist. Netznutzer zahlen an den Netzbetreiber ein Entgelt, das dessen Kosten deckt und ihm eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals garantiert. Im Rahmen der Anreizregulierung set-

⁶⁸ Subadditivität, beschreibt eine Situation, in der die Produktion einer bestimmten Menge durch einen Anbieter kostengünstiger erbracht werden kann als durch Aufteilung der gleichen Produktionsmenge auf mehrere Anbieter.

⁶⁹ U.a. OLG Düsseldorf, Urteil vom 16.04.2008, VI-2 Kart 8/06; BGH, Urteil vom 04.03.2008 KZR 29/06.

⁷⁰ Siehe Sondergutachten der Monopolkommission Strom und Gas 2007, S. 148.

zen die Netzbetreiber ihre Entgelte so fest, dass sie bei Zugrundelegung einer bestimmten Prognose der Absatzmenge die zulässigen Erlöse (nach Effizienzvergleich der Kosten festgelegten Erlösobergrenzen) nicht überschreiten. Bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen und der Effizienzvorgaben für die Netzbetreiber werden auch unternehmensindividuelle Gegebenheiten zu Grunde gelegt. Zudem können Netzbetreiber in der laufenden Regulierungsperiode einen Antrag auf Einleitung eines Verfahrens zur Anpassung der Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV stellen. Kostenerhöhungen aufgrund der Änderung exogener Faktoren werden in der Regulierungsformel für Verteilnetzbetreiber über den Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV berücksichtigt. Mögliche Über- und Unterschreitungen der Erlösobergrenzen (beispielsweise aufgrund von kurzfristigen Mengenschwankungen) werden auf dem Regulierungskonto verbucht. Zum Teil wird argumentiert, Gasnetzbetreiber unterlägen einem höheren Preisrisiko, weil die vertikale Integration bei ihnen nicht so weit reiche wie im Strombereich und die Stromnetzbetreiber daher bei der Beschaffung von Verlustenergie aufgrund eigener Erzeugungsanlagen ein geringeres Risiko hätten. Aufgrund der bestehenden Entflechtungsvorgaben und der Verpflichtung zu marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahren bei der Beschaffung von Verlustenergie bleibt die Landesregulierungsbehörde Energie jedoch bei ihrer Einschätzung, dass die Gasnetzbetreiber ebenso wenig wie die Stromnetzbetreiber einem Preisrisiko unterliegen. Auch das allgemeine Argument, bei einer Gleichbehandlung des Strom- und Gasbereichs fände bei vertikal integrierten Unternehmen eine Verlagerung der Investitionen in den Betrieb des Elektrizitätsverteilernetzes statt, ist mit Hinweis auf die Entflechtungsvorschriften abzulehnen. Eine integrierte unternehmerische Sichtweise, wie sie von den Netzbetreibern hier vorgenommen wird, ist nach Auffassung der Landesregulierungsbehörde Energie nicht mit den Entflechtungsvorschriften nach Teil 2 EnWG vereinbar. Einer integrierten Sichtweise steht auch entgegen, dass es sich bei Netzbetreibergesellschaften spätestens seit dem 01. Juli 2007 gemäß § 7 EnWG um hinsichtlich ihrer Rechtsform von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung unabhängige Gesellschaften, die zur Gewährleistung von Transparenz sowie diskriminierungsfreier Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs verpflichtet sind, handelt.

v. Identisches regulatorisches Risiko

Aus Sicht der Landesregulierungsbehörde Energie erfasst das so genannte regulatorische Risiko das im Zusammenhang mit der Regulierung von Netzwirtschaften auftretende Risiko generell, sofern Einzelrisiken nicht schon durch die vorgenannten Risiken erfasst werden oder allgemeine unternehmerische Risiken darstellen. Das regulatorische Risiko wird durch die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen bestimmt. Zu den Einflussfaktoren zählen unter anderem die Dauer der Regulierungsperiode, die Einbeziehung einer Qualitätsregulierung und die Anwendung der Effizienzvorgaben auf Kostenbestandteile. Das regulatorische Risiko umfasst sowohl die Risiken als auch die Chancen der Netzbetreiber, die ihnen zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen für die Umsetzung der sich aus der Anreizregulierung ergebenden Anforderungen in effizienter Weise nutzen zu können.

Dass, wie teilweise vorgetragen wird, für Gasnetzbetreiber im Vergleich zu Stromnetzbetreibern ein höheres Risiko besteht, dass im Effizienzvergleich bei der Regulierungsbehörde die spezifischen Besonderheiten durch die Vergleichsparameter nicht

ausreichend berücksichtigt werden und dadurch die Effizienzvorgaben verzerrt sein könnten, vermag die Landesregulierungsbehörde Energie nicht zu erkennen. Konkrete Hinweise hierauf sind auch den Stellungnahmen nicht zu entnehmen.

Gas- und Stromnetzbetreiber werden somit weitgehend identisch behandelt. Die bestehenden Unterschiede – etwa bezüglich der kürzeren Dauer der ersten Regulierungsperiode für Gasnetzbetreiber – führen aus Sicht der Landesregulierungsbehörde Energie nicht zu der Notwendigkeit einer Anpassung des Risikozuschlags, zumal prima facie nicht ersichtlich ist, ob hieraus eine Erhöhung oder Reduzierung des spezifischen Risikozuschlags zu folgern wäre.

Eine andere Frage ist, ob für das spezifische deutsche Regulierungsrisiko, d.h. das neu einzuführende System der Anreizregulierung ein allgemeiner Aufschlag vorzunehmen ist, der dann Strom- und Gasnetzbetreiber in gleicher Weise treffen würde. Einen zusätzlichen Aufschlag zum Risikofaktor aufgrund der Einführung einer Anreizregulierung bedarf es nach Ansicht der Landesregulierungsbehörde Energie nicht. Dies wird unter anderem durch die quantitativen Tests⁷¹ unter 2. gestützt. Darüber hinaus sind die besonderen Regelungen der deutschen Anreizregulierung zu beachten:

Die gesamten Kosten des Netzbetriebs werden im Rahmen der ARegV in nicht beeinflussbare und beeinflussbare Kosten aufgeteilt. Der Kostenanteil, auf den die Effizienzziele angewendet werden, besteht allein aus den beeinflussbaren Kosten des Netzbetriebs und ist somit erheblich geringer als die gesamten Kosten des Netzbetriebs. Dadurch stehen dem Netzbetreiber Erlöse zur Deckung der Kosten in vollem Umfang zur Verfügung, sofern die Kostenbestandteile als nicht beeinflussbar deklariert werden. Eine gewisse Unsicherheit besteht für den Netzbetreiber in Bezug auf die Einhaltung der Erlösobergrenze unter Berücksichtigung des Anteils der beeinflussbaren Kosten. Hier kann aber der Netzbetreiber über entsprechende betriebswirtschaftliche Maßnahmen die Einhaltung der Erlösobergrenze steuern und die Kostenreduktionen unterhalb der ihm zugestandenen Erlösobergrenze bis zum Ende der Regulierungsperiode als zusätzlichen Gewinn ohne Rückzahlungseffekte für sich beanspruchen. Für die Dauer einer Regulierungsperiode ist die Entwicklung des Erlöspfades vorhersehbar und sicher. Dem Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bzw. dem Betreiber von Gasversorgungsnetzen ist zu Beginn der ersten Regulierungsperiode durch die ARegV bekannt, welche Erlösvorgaben er für die Dauer von fünf bzw. vier Jahren erfüllen muss.

Es besteht allenthalben das Risiko, dass einzelne Netzbetreiber Effizienzvorgaben im Rahmen der Anreizregulierung nicht erreichen. Hierauf haben Netzbetreiber allerdings selbst Einfluss. Unter Berücksichtigung der kapitalmarkttheoretischen Annahmen zum CAPM besteht aus Sicht eines Investors die Möglichkeit, in verschiedene Netzbetreiber zu investieren und das Risiko des Nichterreichens von Effizienzvorgaben zu diversifizieren. Diversifizierbare Risiken finden im CAPM bei der Bestimmung des Risikofaktors keine Berücksichtigung. Als diversifizierbar werden Risiken bezeichnet, die durch eine breite Streuung der Investitionen eliminiert werden können.

⁷¹ Vgl. hierzu Tabelle 2.

Nicht über die Höhe des festzulegenden Eigenkapitalzinssatzes zu korrigieren sind tatsächliche oder vermeintliche Mängel anderer Regelungen aus den gesetzlichen Vorgaben. In den Stellungnahmen werden hier u.a. die so genannte doppelte Deckung des Eigenkapitals nach § 7 Abs. 1 Strom- bzw. GasNEV und die Anpassung der Erlösobergrenze für dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten mit einem Verzug von 2 Jahren nach § 4 Abs. 3 ARegV.

Hier ist zunächst fraglich, ob die in den Stellungnahmen aufgegriffenen Aspekte überhaupt eine nicht sachgerechte Schmälerung der Renditeerwartungen der Netzbetreiber darstellen. So ist z.B. die so genannte doppelte Deckung des Eigenkapitals vom OLG Düsseldorf als zutreffend bestätigt worden.⁷² Selbst wenn man aber davon ausgeht, dass es sich um Effekte handelt, die sich negativ auf die Renditeerwartungen der Netzbetreiber auswirken, kann dies systematisch korrekt nur innerhalb der jeweils aufgegriffenen Problematik, nicht aber über die generell wirkende Höhe des Eigenkapitalzinssatzes ausgeglichen werden. Ansonsten würde die Eigenkapitalverzinsung gleichsam zum Allheilmittel für alle tatsächlichen oder vermeintlichen Probleme der Netzbetreiber. Dies ist ersichtlich nicht sachgerecht. Schließlich ist zu berücksichtigen, dass derartige Probleme – wenn nicht im Detail, so doch sicherlich dem Grunde nach – auch in den ausländischen Regulierungsregimen auftreten, deren Unternehmen für die Ermittlung des Risikozuschlags herangezogen worden sind. Sofern also durch die in den Stellungnahmen aufgegriffenen Punkte tatsächlich ein risikorelevanter Aspekt betroffen ist, wird dies durch das quantitativ ermittelte β bereits berücksichtigt. Ob das in den Stellungnahmen vereinzelt angekündigte Ausbleiben von notwendigen Investitionen tatsächlich erfolgt, ist somit mehr als zweifelhaft.

3. Keine Differenzierung der Zinssätze nach Netzbetreiberfunktion

Der Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer Wagnisse gilt für alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreiber von Gasversorgungsnetzen. Eine Unterscheidung nach Funktion des betriebenen Netzes - Verteilernetz und Fernleitungsnetz bzw. Übertragungsnetz - erfolgt nicht. Eine Bestimmung der Eigenkapitalzinssätze in Abhängigkeit der Netzfunktion erfolgte auch bisher nicht und wird weder in der StromNEV noch in der GasNEV gefordert.

Eine quantitative Analyse der Risiken von ausländischen Strom- und Gasnetzbetreibern weist darauf hin, dass es keine signifikanten Unterschiede zwischen dem Betrieb von Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzen und dem Betrieb von Verteilernetzen gibt.

Zur Untersuchung der Notwendigkeit einer Differenzierung der berechneten Risikofaktoren wird zunächst die Hypothese aufgestellt, dass Übertragungsnetzbetreiber bzw. Fernleitungsnetzbetreiber keinem höheren Risiko ausgesetzt sind als Verteilernetzbetreiber. Um diese Hypothese zu überprüfen, werden die Unternehmen in der Stichprobe hinsichtlich des Schwerpunkts ihrer Geschäftstätigkeit klassifiziert und entsprechenden Teilstichproben – Netzbetreiber mit Schwerpunkt Übertragung bzw. Fernleitung und Netzbetreiber mit Schwerpunkt Verteilung – zugeordnet. Die sich für die Teilstichproben ergebenden Werte für die Risikofaktoren und die darauf bezogenen

⁷² Vgl. unter anderem: OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 289/06.

deskriptiven Statistikmaße werden wiederum analysiert, wobei erneut neben einer graphischen Analyse⁷³ statistische Tests (F-Test sowie t-Test) durchgeführt werden. Die sich aus dieser Betrachtung ergebenden Ergebnisse zeigen, dass sich die Risikofaktoren für Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber nicht signifikant unterscheiden. Die Ergebnisse sind Tabelle 6 zu entnehmen. Für 2008 liegt die Irrtumswahrscheinlichkeit für den F-Test bei 79% und für den t-Test bei 25,3%. Beide Werte liegen oberhalb von 5%, so dass dies dafür spricht, dass beide Stichproben die gleiche Risikostruktur aufweisen und folglich gemeinsam zu betrachten sind.

Tabelle 6: Auswertung für reine und gemischte Strom- und Gasnetzbetreiber

Reine Übertragungsnetzbetreiber (insgesamt 8)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Mittel Jahre (2006-2008)	3	Mittel Jahre (2004-2008)	5
Mittelwert	0.44	0.38	0.32	0.25	0.17	0.28	0.43	0.42	0.43	0.36	0.40		0.38	
Median	0.44	0.29	0.29	0.22	0.16	0.28	0.42	0.40	0.42	0.37	0.39		0.38	
Standardabweichung		0.20	0.07	0.17	0.06	0.07	0.09	0.12	0.11	0.10	0.11		0.10	

Reine Verteilernetzbetreiber (insgesamt 2)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Mittel Jahre (2006-2008)	3	Mittel Jahre (2004-2008)	5
Mittelwert	0.23	0.27	0.27	0.31	0.44	0.38	0.56	0.62	0.47	0.43	0.51		0.49	
Median	0.23	0.27	0.27	0.31	0.44	0.38	0.56	0.62	0.47	0.43	0.51		0.49	
Standardabweichung	0.00	0.01	0.03	0.03	0.02	0.07	0.06	0.11	0.02	0.05	0.06		0.06	
F-Test*		7.4%	49.6%	22.3%	52.9%	62.1%	88.5%	78.5%	27.4%	79.0%				
t-Test*		44.2%	39.9%	47.8%	0.0%	26.4%	10.6%	17.3%	31.6%	25.3%				

⁷³ Frontier (2008), S. 65.

Gemischte Netzbetreiber (insgesamt 2)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Mittel Jahre (2006- 2008)	3	Mittel Jahre (2004- 2008)	5
Mittelwert	0.34	0.38	0.32	0.21	0.21	0.23	0.29	0.38	0.36	0.34	0.36		0.32	
Median	0.34	0.38	0.32	0.21	0.21	0.23	0.29	0.38	0.36	0.34	0.36		0.32	

*Irrtumswahrscheinlichkeit

Quelle: Frontier (2008), S.66.

Es sind nach derzeitigem Erkenntnisstand auch keine sachlich gerechtfertigten Gründe für eine unterschiedliche Behandlung von Betreibern von Verteilernetzen und Betreibern von Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzen ersichtlich. Selbst unter der Annahme, dass vordergründig unterschiedliche Wagnisse bei Betreibern von Verteilernetzen und Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzen vorliegen könnten, würden diese durch die Ausgestaltung der Anreizregulierung insbesondere der spezifischen Regelungen für Betreiber von Verteilernetzen und Betreiber von Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzen ausgeglichen. Dass, wie vorgetragen wurde, Unterschiede zwischen Verteilernetz- und Fernleitungsnetzbetreibern in den Niederlanden anerkannt worden sind, bedeutet zum einen nicht, dass diese auch in Deutschland existieren, zum anderen würden diese Unterschiede zumindest durch die Ausgestaltung der Anreizregulierung in Deutschland ausgeglichen. Soweit Sondersituationen für bestimmte Netzbetreiberfunktionen ersichtlich sind, können diese über Regelungen in der Anreizregulierungsverordnung auch einer gesonderten Behandlung zugeführt werden, so dass unterschiedliche Risiken je nach Funktion nicht erkennbar sind. Zu denken ist hier etwa an Regelungen zum Investitionsverhalten. Dies wird für Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber über die Investitionsbudgets nach § 23 ARegV aufgefangen, welche auch grundsätzlich die Anerkennung von Mehrkosten vorsehen, die z.B. durch Erdverkabelungen entsprechend gesetzlicher Vorgaben entstehen. Notwendige, durch Änderung der Versorgungsaufgabe hervorgerufene Investitionen von Verteilernetzbetreibern werden gemäß § 10 ARegV über einen Erweiterungsfaktor oder in anderenfalls nicht abbildbaren Sonderfällen auch über Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 6 ARegV berücksichtigt. Verteilernetzbetreiber erhalten darüber hinaus nach § 25 ARegV – auf Antrag – jährlich einen pauschalierten Investitionszuschlag in Höhe von 1% der Kapitalkosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i. V. m. § 14 Abs. 2. ARegV. Der besonderen Systemverantwortung der Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber, aber z.T. auch der Verteilernetzbetreiber wird im Rahmen des § 11 ARegV Rechnung getragen, wonach die hier maßgeblichen Leistungen unter bestimmten Bedingungen unter die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten fallen.

Eine Differenzierung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse wird auch von den Netzbetreiberverbänden VKU und BDEW nicht gefordert.

4. Berücksichtigung der Verzinsung ausländischer Netzbetreiber

Aus § 7 Abs. 5 Nr. 2 StromNEV und § 7 Abs. 5 Nr. 2 GasNEV ergibt sich, dass bei der Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse unter anderem insbesondere die Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreibern von Gasversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten zu berücksichtigen ist. Die Landesregulierungsbehörde Energie vertritt die Auffassung, dass die Anforderung bereits im Rahmen des CAPM-Ansatzes berücksichtigt wird, weil hier vorliegend eine internationale Referenzgruppe von Unternehmen zur Bestimmung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse herangezogen wird. Insofern wäre eine weitergehende Betrachtung entbehrlich. Die diesbezüglich von der Landesregulierungsbehörde Energie vorgenommene und nachfolgend dargestellte Hilfsbetrachtung ergibt jedoch, dass der von der Landesregulierungsbehörde Energie ermittelte Wert für den Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im Vergleich zum Ausland jedenfalls nicht zu niedrig ist und über dem Durchschnitt der Vergleichswerte liegt.

Grundsätzlich ist zu bedenken, dass die Aussagekraft eines Vergleichs von Zuschlägen zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse unter Hinzuziehung von absoluten Eigenkapitalzinssätzen im Ausland außerhalb methodisch abgegrenzter und systematisch konsistenter Mechanismen wie dem CAPM sehr eingeschränkt ist. Eine Übertragung von Zinssätzen im Ausland auf die Situation deutscher Strom- und Gasnetzbetreiber zum Vergleich von Zuschlägen zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse bedarf einer Berücksichtigung der Ausgestaltung des jeweiligen Regulierungsregimes. Insbesondere ist zu berücksichtigen, wie verschiedene Kostenbestandteile im Ausland in die Ermittlung von Effizienzwerten einfließen. Kernfrage ist hier, ob der für die Anwendung des Effizienzwertes heranzuziehende Kostenanteil den Gesamtkosten eines Netzbetreibers entspricht oder – wie in Deutschland – nur einen erheblich geringeren Kostenanteil – die beeinflussbaren Kosten – beinhaltet. Dies ist insofern für die Frage der Höhe der Verzinsung relevant, als dass sich durch die Reduzierung der Kostenbasis, auf die der ermittelte Effizienzwert anzuwenden ist, auch eine erhebliche Sicherheit über die zu erzielenden Erlöse im Netzbetrieb ergeben. Zudem gilt es zu berücksichtigen, in welchen zeitlichen Abständen ein neuer Zinssatz im jeweiligen Land zu ermitteln ist. Anhand der daraus abgeleiteten Geltungsdauer des Zinssatzes ergeben sich unterschiedliche Betrachtungszeiträume für einzelne Parameter – Umlaufrendite, Marktrisikoprämie und Risikofaktor – zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes im Ausland. Bei Geltungsdauern von ein oder zwei Jahren gilt es auch zu prüfen, inwiefern kurzfristige gesamtwirtschaftliche Entwicklungen bzw. Markterwartungen auf einzelne Parameter und damit auf die Höhe des Zinssatzes wirken. Generell kann die Aussage getroffen werden, dass Geltungsdauern von einem Jahr und daraus resultierenden jährlichen Zinsbestimmungen zu höheren Volatilitäten des Zinssatzes führen und damit die Planungssicherheit für Netzbetreiber reduzieren. Aus Sicht der Landesregulierungsbehörde Energie ist die alleinige Berücksichtigung eines aktuellen Zinssatzes bei kurzen Geltungsdauern der Eigenkapitalzinssätze nur wenig belastbar.

Bei einem Vergleich von Eigenkapitalzinssätzen ist weiterhin zu hinterfragen, ob es sich um reale oder nominale Zinssätze handelt, ob Steuern im Zinssatz berücksichtigt werden und entsprechend Bereinigungen vorgenommen werden müssen. Zusätzlich

stellen sich weitere Fragestellungen bei der Berücksichtigung von Ländern außerhalb Europas. Die Problematik besteht bei Einbeziehung solcher Länder in der Berücksichtigung des Wechselkurses und der Preisänderungsrate. Ebenso ist zu berücksichtigen, welchen Einfluss Investitionszyklen und die Wahl von Methoden zur Ermittlung der einzelnen Parameter in der Netzbetreiberwirtschaft auf den Eigenkapitalzinssatz haben.

Ungeachtet der vorhergehenden Erwägungen hat die Landesregulierungsbehörde Energie dennoch eine Hilfsbetrachtung vorgenommen. Konkret wird die Frage beantwortet, in welcher Höhe für deutsche Netzbetreiber ein rechnerischer Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse festzulegen wäre, wenn die durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals ausländischer Netzbetreiber unter Berücksichtigung der in den Netzentgeltverordnungen geregelten Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes auf deutsche Netzbetreiber angewendet wird. Zur Beantwortung dieser Frage wird die Umlaufrendite nach C) I. von der durchschnittlichen Verzinsung im Ausland abgezogen. Ergänzend wird eine weitere Hilfsbetrachtung mit den tatsächlich im Ausland angewandten Zuschlägen zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse durchgeführt.

Bei der Berücksichtigung der Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten beschränkt sich die Landesregulierungsbehörde Energie auf das europäische Ausland. Eine Beschränkung auf den europäischen Raum erfolgt aufgrund der oben dargestellten methodischen Schwierigkeiten. In der Hilfsbetrachtung wird darüber hinaus der osteuropäische Raum aufgrund der fehlenden strukturellen Vergleichbarkeit der Länder mit Deutschland nicht berücksichtigt. Dabei erschweren insbesondere die unterschiedlichen energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, aber auch die Kapitalmarktbedingungen eine Gegenüberstellung von Zinssätzen. Der Hilfsbetrachtung liegen die Ergebnisse folgender Staaten zu Grunde: Österreich, Belgien, Finnland, Frankreich, Luxemburg, Großbritannien, Irland, Niederlande, Italien, Portugal und Schweden.

Nachfolgende Tabelle 7 gibt die für die Hilfsbetrachtung genutzten Werte wieder. Alle Regulierungsbehörden haben für den Eigenkapitalzinssatz nur Bandbreiten (Spalte II) angegeben, daher wird ein Mittelwert (Spalte III) des unteren und oberen Randes der Bandbreite als durchschnittliche Verzinsung im Ausland ermittelt. Sofern die Regulierungsbehörde Zinssätze vor Steuern angegebene hat, werden diese um Steuern bereinigt. Dabei wird als Formel $Zins_{vor\ Steuern} * (1 - s)$ mit s als Steuerfaktor (Spalte IV) angewandt. Handelt es sich weiterhin um einen realen Zinssatz, dann wird die Preisänderungsrate (Spalte V) aufgeschlagen, um einen nominalen Zinssatz zu erhalten. Nach den schrittweise durchgeführten Korrekturen ergibt sich ein vergleichbarer nominaler Zinssatz nach Steuern (Spalte VI). Von diesem nominalen Zinssatz wird die Umlaufrendite von 4,23% abgezogen, so dass sich ein rechnerischer Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse (Spalte VII) ergibt, der gleichzeitig die Höhe der Verzinsung im Ausland berücksichtigt. Spalte VIII nennt die von den Regulierungsbehörden tatsächlich angegebenen Zuschläge zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse.

Tabelle 7: Ausländische Wagniszuschläge im Vergleich

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Land	Eigenkapitalzins vor Steuern	Mittelwert	Steuerfaktor	Preisänderungsrate	nominaler Zinssatz nach Steuern	Rechnerischer Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse	Tatsächliche Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse in
Österreich	7,45% bis 9%	8,225%	-	-	8,225%	3,995%	3,45%
Belgien	5,08% bis 8,77%	6,925%	-	-	6,925%	2,695%	1,12% b
Finnland	5,31% bis 8,31%	6,81%	-	-	6,81%	2,58%	1,78% b
Frankreich	6,89% bis 8,05%	7,47%	-	-	7,47%	3,24%	3,33% b
Luxemburg ⁷⁴	9,6% bis 11,3%	10,45%	30,38%	-	Rd. 7,28%	3,05%	2,745%
Großbritannien ⁷⁵	7% bis 7,5%	7,25%	-	2,5% ⁷⁶	9,75%	5,52%	4,5%
Irland	5,8% bis 6,75%	6,275%		1,83% ⁷⁷	7,32%	3,09%	3,6% bis
Niederlande	5,7% bis 9,2%	7,45%	-	-	7,45%	3,22%	1,64% b
Italien	6,45% bis 7,42%	6,935%		-	6,935%	2,705%	2,2% bis
Portugal	4,88% bis 8,55%	6,715%	-	-	6,715%	2,485%	1,05% b
Schweden	9,9% bis 11,5%	10,7%	28%	-	7,704%	3,474%	2,408%

Zwar unterscheiden die ausländischen Regulierungsbehörden mehrheitlich zwischen Betreibern von Fernleitungsnetzen und Betreibern von Gasverteilernetzen bzw. Betreibern von Übertragungsnetzen und Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen. Allerdings ist es aus Sicht der Landesregulierungsbehörde Energie im Lichte dieser Tatsache weiterhin sachgerecht, keine Unterscheidung der Eigenkapitalzinssätze

⁷⁴ Für Luxemburg wird die Ermittlung des nominalen Zinssatzes nach Steuern wie folgt vorgenommen: Die luxemburgische Regulierungsbehörde hat für den Eigenkapitalzinssatz eine Bandbreite von 9,9% bis 11,5% angegeben. Hierbei handelt es sich um einen nominalen Zinssatz vor Steuern. Folglich ist eine Bereinigung des Mittelwerts der Bandbreite von 10,7% [= (9,9% + 11,5%)/2] um Steuern vorzunehmen. Durch Multiplikation von 10,7% mit dem Steuerfaktor (1-s), wobei s den Angaben zu Folge 28% beträgt, wird der Zinssatz bereinigt. Damit ergibt sich ein Wert für den Zinssatz nach Steuern in Höhe von 7,704% mit $10,7\% \cdot (1-0,28)$. Abschließend wird die Umlaufrendite in Höhe von 4,23% abgezogen, um den Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse zu ermitteln. So ergibt sich für Luxemburg ein Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse in Höhe von 3,474% aus $7,704\% - 4,23\%$.

⁷⁵ Für Großbritannien wurden reale Zinssätze nach Steuern angegeben. Eine Steuerbereinigung ist nicht notwendig. Für Großbritannien ist daher auf den Mittelwert von 7,25% der angegebenen Bandbreite des Eigenkapitalzinssatzes die Preisänderungsrate in Höhe von 2,5% aufzuschlagen, um einen nominalen Zinssatz nach Steuern in Höhe von 9,75% zu ermitteln. Abschließend wird von diesem Wert noch die Umlaufrendite von 4,23% abgezogen, um einen Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse in Höhe von 5,52% abzuleiten.

⁷⁶ Ofgem (2006), "Report on the Cost of Capital provided to Ofgem", University of Cambridge, September 2006.

⁷⁷ CER (2005) "2006-2010 Transmission Price Control Review Transmission Asset Owner (TAO) and Transmission System Operator (TSO)", A Decision Paper CER/05/143 09, September 2005, S. 34.

nach Netzbetreiberfunktion vorzunehmen. Zu den Gründen ist hier auf Abschnitt 3 zu verweisen. Darüber hinaus ist der hier angeführte Vergleich nur eine Hilfsbetrachtung zu der die Entscheidung stützenden quantitativen Analyse des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse. Der vergleichbare Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Verzinsung des Eigenkapitals für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Gasversorgungsnetzen im Ausland kann als Mittelwert aus den Werten der Spalte VII ermittelt werden und beträgt rund 3,28%.

Da die ausländischen Regulierungsbehörden in der Regel Bandbreiten für die tatsächlichen Zuschläge (Spalte VIII) angegeben haben, werden jeweils für die Untergrenze und die Obergrenze getrennt Mittelwerte gebildet. Ist nur ein einzelner Wert angegeben geht dieser in beide Mittelwerte ein. Als Durchschnitt der Untergrenze ergibt sich ein Wert von rund 2,53% und als Durchschnitt der Obergrenze wird ein Wert von rund 3,9% ermittelt. Als Mittelwert aus dem Durchschnitt der Ober- und Untergrenze lässt sich ein Wert von

$$3,215\% = \left[\frac{(2,53\% + 3,9\%)}{2} \right]$$

bestimmen.

III. Einbeziehung von Steuern

Gemäß § 7 Abs. 6 StromNEV und § 7 Abs. 6 GasNEV ist ein Eigenkapitalzinssatz vor Steuern festzulegen.

Der durch Addition von Umlaufrendite und Wagniszuschlag ermittelte Zinssatz bedarf noch einer Erhöhung, indem er mit dem Faktor

$$s = \frac{1}{(1 - 0,15825)}$$

multipliziert wird, um den von § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV geforderten Zinssatz vor Steuern darzustellen. In der Praxis wird bei reiner Anwendung des CAPM zur Ermittlung von unternehmensspezifischen Zinssätzen ein Zinssatz nach Steuern ermittelt, da das CAPM in seiner ursprünglichen Fassung die Steuern vernachlässigt. Dies gilt auch bei der vorliegenden Variante, die – wie dargestellt – keine vollumfängliche Anwendung des CAPM darstellt. In der Begrifflichkeit des CAPM weist „nach Steuern“ daraufhin, dass eine Nettobetrachtung vorgenommen wurde. Wird im Rahmen des CAPM von „vor Steuern“ gesprochen handelt es sich um einen Bruttozinssatz. Folglich kann aus dem Vorgehen der Landesregulierungsbehörde Energie bei der Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse darauf geschlossen werden, dass die Steuern nicht im Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse berücksichtigt werden. Da auch bei der Bestimmung der Umlaufrendite unter C) I. keine Berücksichtigung der Steuern erfolgte, handelt es sich bei der Summe aus Umlaufrendite und Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse um einen Zinssatz nach Steuern.

Mit Steuern im Sinne des § 7 GasNEV bzw. StromNEV sind in diesem Fall Ertragssteuern gemeint. Zu den Ertragssteuern gehören generell die Gewerbesteuer und die Körperschaftsteuer.

1. Keine Berücksichtigung von Gewerbesteuern

Der Eigenkapitalzinssatz nach § 7 Abs. 6 GasNEV bzw. StromNEV ist jedoch ein Zinssatz ohne Berücksichtigung der Gewerbesteuer. Die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer geht als separater Kostenbestandteil gemäß § 8 StromNEV und § 8 GasNEV in die Ermittlung der Netzentgelte und somit in die Erlösobergrenze zu Beginn der Anreizregulierung ein. Daher erfolgt keine zusätzliche Berücksichtigung der Gewerbesteuer bei der Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes. Auch die Begründung zu § 8 GasNEV bzw. StromNEV⁷⁸ spricht für ein solches Vorgehen, da es dort ausdrücklich heißt, dass die dem Netzbetrieb sachlich zuzurechnende Gewerbesteuer deshalb als kalkulatorische Kostenposition anzuerkennen sei, weil die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung nach § 7 GasNEV bzw. StromNEV die Verzinsung des gebundenen Eigenkapitals nach Gewerbesteuern darstelle.

2. Berücksichtigung der Körperschaftsteuer

Der nach § 7 Abs. 6 GasNEV bzw. StromNEV festzulegende Eigenkapitalzinssatz ist nach Auffassung der Landesregulierungsbehörde Energie ein Zinssatz vor Abzug der Körperschaftsteuer, d.h. von dem Eigenkapitalzinssatz ist die Körperschaftsteuer noch abzuführen.

Da die Gewerbesteuer wie unter 1. dargestellt nicht in die Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes einzubeziehen ist, wird lediglich die Körperschaftsteuer bei der Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes berücksichtigt. Dass die Körperschaftsteuer zu berücksichtigen ist, ergibt sich entgegen der Formulierung im Festlegungsentwurf und nach neuerlicher Bewertung durch die Landesregulierungsbehörde Energie aus dem Wortlaut der Norm und den Begründungen zur GasNEV, StromNEV und ARegV sowie aus ökonomischer Sicht zumindest seit der Unternehmenssteuerreform 2008.

Die ursprüngliche Fassung des § 7 Abs. 6 GasNEV und StromNEV,⁷⁹ in der es hieß, dass von der Regulierungsbehörde ein Zinssatz nach Ertragssteuern festzulegen ist, wurde mit Einführung der Anreizregulierungsverordnung dahingehend geändert, dass die heute gültige Fassung nur noch vorgibt, dass die Regulierungsbehörde durch Festlegung über den Eigenkapitalzinssatz zu entscheiden hat. Ob es sich dabei um einen Zinssatz vor oder nach Ertragssteuern handelt, wird nicht explizit vorgegeben. Der bis dato geltende Zinssatz ist nach dem heutigen Wortlaut der Verordnungen jedoch ein Zinssatz vor Steuern. Das bedeutet nach den Ausführungen zur Gewerbesteuer, dass die bisher gültigen Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen Zinssätze vor Körperschaftsteuer sind. Dieses Verständnis wird durch die Begründung zu § 7 Abs. 6 GasNEV⁸⁰ bzw. StromNEV⁸¹ gestützt, in der es ausdrücklich heißt, dass der

⁷⁸ BR-Drucks. 247/05, S. 30 und BR-Drucks. 245/05, S. 36.

⁷⁹ StromNEV in der Fassung vom 25. Juli 2005, BGBl. I S. 2225; GasNEV in der Fassung vom 25. Juli 2005, BGBl. I S. 2197.

⁸⁰ BR-Drucks. 247/05, S. 30.

Zinssatz in der Verordnung auf 7,91% bzw. 9,21% vor Körperschaftsteuer festgesetzt sei.

Eine Bestätigung findet diese Aussage, dass der Eigenkapitalzinssatz ein Zinssatz vor Körperschaftsteuer ist, auch in den Begründungen zu § 8 GasNEV und StromNEV, die ebenfalls feststellen, dass es sich bei dem Eigenkapitalzinssatz nach § 7 GasNEV bzw. StromNEV um einen Zinssatz nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer handelt.⁸² Da die bisher geltenden Eigenkapitalzinssätze Zinssätze vor Körperschaftsteuer sind, ist es naheliegend, dass die Landesregulierungsbehörde Energie nach der Verordnungsänderung ebenfalls einen Zinssatz vor Körperschaftsteuer festlegen soll. Dies bestätigt auch die Begründung des Bundesrates zur Anreizregulierungsverordnung.⁸³ Dort heißt es im Wortlaut:

„Es ist nicht zweckmäßig, den Eigenkapitalzinssatz nach Ertragssteuern festzulegen. Ein solcher - um einen Ertragssteuersatz ermäßigte - Zinssatz wäre nur dann sachgerecht, wenn die Ertragssteuern gleichzeitig in voller Höhe als Kosten bei der Netzentgeltbildung angesetzt würden. Darüber enthält die Verordnung jedoch keine Bestimmungen, so dass die Vorschrift des § 7 Abs. 6 Satz 1 (letzter Teilsatz) GasNEV unverständlich ist. Sie könnte dahingehend missverstanden werden, dass den Netzbetreibern mit dem Beginn der Anreizregulierung nur noch ein niedrigerer Eigenkapitalzins zugestanden werden sollte; das ist nicht beabsichtigt.

Es sollte auch unter den Bedingungen der Anreizregulierung dabei bleiben, dass der Eigenkapitalzins - wie bisher - als Vor-Steuer-Zinssatz bestimmt und angewandt wird.“

Diese Begründung verdeutlicht auch, dass die Festlegung eines Zinssatzes vor (Körperschaft-) Steuern bedeutet, dass es sich dabei um einen Zinssatz vor Abzug der Steuern handelt. Indem die Begründung davon ausgeht, dass ein Zinssatz nach Ertragssteuern ein um den Ertragssteuersatz ermäßigter Zinssatz ist, folgt aus ihr auch, dass ein Zinssatz vor Ertragssteuern ein nicht um den Ertragssteuersatz reduzierter Zinssatz, also ein Zinssatz vor Abzug der Steuern ist. Dieses Verständnis ergibt sich auch schon aus der ursprünglichen Begründung zu § 7 Abs. 6 GasNEV⁸⁴, in der eine Konkretisierung der Begrifflichkeit „nach Steuern“ vorgenommen wird. Im Wortlaut heißt es in der Begründung zu § 7 Abs. 6 GasNEV (Hervorhebung nur hier):

„Bei Einführung einer Anreizregulierung hat die Regulierungsbehörde für den durchschnittlich effizienten Netzbetreiber einen Netto-Zinssatz – also nach Steuern – festzulegen.“

⁸¹ BR-Drucks. 245/05, S. 35.

⁸² BR-Drucks. 247/05, S. 30 und BR-Drucks. 245/05, S. 36.

⁸³ Begründung des Bundesrates zur ARegV, BR-Drucks. 417/07, S. 23.

⁸⁴ BR-Drucks. 247/05, S. 30; Dass die Klarstellung mit dem Netto-Zinssatz in der Begründung zur StromNEV, BR-Drucks. 245/05, S. 35, nicht enthalten ist, wird auf ein Versehen zurück geführt, da der identische Satz, nur ohne die Klarstellung, sowohl in der StromNEV und der GasNEV enthalten ist. Die dadurch entstehende Dopplung in der Begründung zur GasNEV spricht für dieses Versehen.

Hiernach ist unter einem Zinssatz nach Steuern ein Netto-Zinssatz zu verstehen. Folglich gilt im Umkehrschluss, dass mit einem Zinssatz vor Steuern, wie er durch die Verordnungsänderung jetzt festgelegt werden soll, ein Bruttozinssatz gemeint ist.

Zudem wird in der Begründung der Begriff des „Vor-Steuer-Zinssatzes“ als Synonym für einen Zinssatz vor Steuern verwandt, und ein „Vor-Steuer-Zinssatz“ wird gemeinhin als ein Zinssatz vor Abzug der Steuern verstanden. Unter Berücksichtigung der Ausführungen zur Begründung der GasNEV in BR-Drucks. 247/05 gilt es weiterhin einen Brutto-Zinssatz zu bestimmen.

Zumindest seit der Unternehmenssteuerreform 2008 und dem Wechsel zum Teileinkünfteverfahren ist auch aus ökonomischer Sicht eine Berücksichtigung der Körperschaftsteuer angemessen. Auch haben die Ausführungen in den eingegangenen Stellungnahmen zu einer Neubewertung des Sachverhalts durch die Landesregulierungsbehörde Energie geführt. In dem bis 2001 gültigen Steuersystem (Anrechnungsverfahren) konnte die Körperschaftsteuer beim Anleger als eine Vorauszahlung auf die Einkommensteuer angerechnet werden. Im Rahmen des Anrechnungsverfahrens konnte daher die Körperschaftsteuer bei Einbeziehung des persönlichen Kalküls eines Anlegers vernachlässigt werden. Seit 2001 handelt es sich bei der Körperschaftsteuer im Rahmen des Halbeinkünfteverfahren und dem mit der Unternehmenssteuerreform 2008 eingeführten Teileinkünfteverfahren um eine Definitivbelastung auf Seiten der Unternehmen. Zudem stellt die Körperschaftsteuer aus Sicht des Anteilseigners eine Belastung dar, die nicht durch Anrechnungsguthaben ausgeglichen wird.

Dieses Vorgehen führt auch zu einer konsistenten Vorgehensweise über die verschiedenen von der Bundesnetzagentur regulierten Netzinfrastrukturen. So werden auch im Rahmen der Regulierung des Telekommunikationssektors bei der Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes Ertragssteuern einbezogen. Wegen des dortigen Fehlens einer Sondervorschrift zur Gewerbesteuer wird diese dort allerdings ebenfalls berücksichtigt.⁸⁵

Es wird bei dem Zinssatz neben der Körperschaftsteuer auch den Solidaritätszuschlag berücksichtigt, da er einen Zuschlag auf die Körperschaftsteuer darstellt.

Für die Berechnung von Eigenkapitalzinssätzen vor Steuern wird folgende Formel angewendet:

$$Eigenkapitalzins_{vor\ Steuern} = \frac{Eigenkapitalzins_{nach\ Steuern}}{(1 - Steuerfaktor)}$$

Der Steuerfaktor ergibt sich aus der Formel

$$s = Ks * (1 + SolZ),$$

wobei Ks der Körperschaftsteuersatz und SolZ der Solidaritätszuschlag ist. Für Ks wird der Wert 0,15 und für SolZ der Wert 0,055 angesetzt. Daraus ergibt sich ein Steuerfaktor in Höhe von 0,15825 mit $0,15 * 1,055$.

⁸⁵ Die im Telekommunikationsbereich angewandte Bilanzwertmethode zur Bewertung von Eigen- und Fremdkapital ist aufgrund der insoweit eindeutigen Vorgaben in § 7 Strom- bzw. GasNEV vorliegend nicht anzuwenden.

IV. Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen

Entsprechend den Regelungen des § 7 Abs. 4 Satz 1 StromNEV und § 7 Abs. 4 Satz 1 GasNEV ergibt sich der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen aus dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten zuzüglich eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse nach § 7 Abs. 5 StromNEV und § 7 Abs. 5 GasNEV. Der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und für Betreiber von Gasversorgungsnetzen beträgt 9,29% vor Steuern.

Die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen erfolgt daher unter Einbeziehung des unter C) I. bestimmten Durchschnitts der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere in Höhe von 4,23% und des unter C) III. ermittelten angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse in Höhe von 3,59%. Aus der Addition von Umlaufrendite und Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse ergibt sich ein Eigenkapitalzinssatz nach Steuern in Höhe von 7,82% aus.

Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen nach Steuern = Umlaufrendite + Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse = 4,23% + 3,59%.

Da es sich bei diesem Wert um einen Nach-Steuer-Zinssatz handelt, hier aber wie unter C.II dargelegt, ein Vor-Steuer-Zinssatz festzulegen ist, bedarf dieser Wert einer Korrektur um die Körperschaftsteuer. Als Formel zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen vor Steuern gilt:

Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen vor Steuern = (Durchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten + angemessener Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse) / (1 - Körperschaftsteuer und Solidaritätszuschlag)

Durch Einsetzen der einzelnen Formelbestandteile erhält man den Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen vor Steuern mit

$$9,29\% = \frac{(4,23\% + 3,59\%)}{(1 - 0,15825)}$$

C) Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen

Der Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen beträgt 7,56% vor Steuern.

I. Methodische Herangehensweise

Ausgehend von dem Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen wird der Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen entsprechend der Regelungen des § 7 Abs. 4 Satz 2 GasNEV ermittelt. Der Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen nach Steuern entspricht dem Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen nach Steuern abzüglich des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtin-

dex. Anschließend bedarf es wiederum der Anpassung um die Körperschaftsteuer. Als Formel zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes für Altanlagen vor Steuern gilt:

$$\text{Eigenkapitalzins Altanlagen vor Steuern} = (\text{Eigenkapitalzins Neuanlagen nach Steuern} - \text{Preisänderungsrate}) / (1 - \text{Körperschaftsteuer und Solidaritätszuschlag})$$

Durch Einsetzen der einzelnen Formelbestandteile erhält man den Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen vor Steuern mit

$$7,56\% = \frac{(7,82\% - 1,45\%)}{(1 - 0,15825)}$$

II. Preisänderungsrate

Der auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex liegt bei 1,45%.

Die Preisänderungsrate wird durch den Verbraucherpreisindex gemessen, der grundsätzlich für 12 Ausgabengruppen (Abteilungen) separat berechnet wird. Weiterhin wird auch ein Gesamtwert über alle 12 Ausgabengruppen bestimmt. Dieser Gesamtwert wird bei der Bestimmung des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der Preisänderungsrate zugrunde gelegt. Bei der Bildung des Durchschnittswertes verwendet die Landesregulierungsbehörde Energie das geometrische Mittel. Dies wird darauf gestützt, dass es sich bei der Preisänderungsrate um eine Größe mit einem direkten Bezug zu einem Vorgängerwert handelt. Sie stellt somit die relative Veränderung zu diesem Bezugswert dar. Die Gesamtveränderung ergibt sich aus dem Produkt der einzelnen Veränderungen und nicht aus der Summe. Folglich muss auch ein Mittelwert verwendet werden, der diese multiplikative Eigenschaft berücksichtigt.

Tabelle 8: Verbraucherpreisindex für Deutschland (Jahreswerte)

Jahr	Indexstand	Veränderungsrate	Veränderungsfaktor	10jahres Mittel (in %)
1991	75,9			
1992	79,8	0,051	1,051	
1993	83,3	0,044	1,044	
1994	85,6	0,028	1,028	
1995	87,1	0,018	1,018	
1996	88,3	0,014	1,014	
1997	90,0	0,019	1,019	
1998	90,9	0,010	1,010	

1999	91,4	0,006	1,006	2,35
2000	92,7	0,014	1,014	2,25
2001	94,5	0,019	1,019	2,22
2002	95,9	0,015	1,015	1,85
2003	96,9	0,010	1,010	1,52
2004	98,5	0,017	1,017	1,41
2005	100,0	0,015	1,015	1,39
2006	101,6	0,016	1,016	1,41
2007	103,9	0,023	1,023	1,45
Quelle: Statistisches Bundesamt ⁸⁶				

III. Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes für Altanlagen

Entsprechend § 7 Abs. 4 Satz 2 StromNEV bzw. GasNEV ist der Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen durch Abzug der auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex von Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen zu ermitteln.

Vom Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen nach Steuern in Höhe von 7,82% ist der unter D) II. ermittelte Wert für die Preisänderungsrate in Höhe von 1,45% abzuziehen, woraus sich ein Wert von 6,37% ergibt. Anschließend wird dieser Zinssatz auf ein Vor-Steuer-Niveau in Höhe von 7,56% gebracht. Dem liegt die Formel

$$7,56\% = \frac{6,37\%}{(1 - 0,15825)}$$

zugrunde.

D) Hinsichtlich der Kosten bleibt ein gesonderter Bescheid gemäß § 91 EnWG vorbehalten.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Bescheid ist die Beschwerde zulässig. Sie ist schriftlich binnen einer mit der Zustellung beginnenden Frist von einem Monat beim Ministerium für Wirt-

⁸⁶

<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Zeitreihen/WirtschaftAktuell/Basisdaten/Content100/vpi101a.templateId=renderPrint.psml> (Stand: 01.07.2008)

schaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau Rheinland-Pfalz - Landesregulierungsbehörde Energie - , Stiftsstraße 9, 55116 Mainz, einzureichen. Zur Fristwahrung genügt auch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Koblenz, Stresemannstraße 1, 56068 Koblenz, eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat; sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss eine Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie Tatsachen und Beweismittel enthalten, auf die sich die Beschwerde stützt. Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Landesregulierungsbehörde Energie beim Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau
Andreas Krüger